

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Берцун В.П. Берцун В.П.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Нетребський В. В.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Опонент:

Бондир В.С.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 12 2024 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Берцуну Володимирі Павловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів

керівник роботи к.т.н., доцент, каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

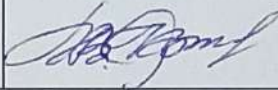
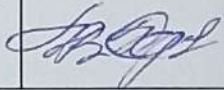
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для після аварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 845 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Визначення оптимального варіанту розвитку ЕМ. 7. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 8. Аналіз особливостей

застосування реклоузерів. Висновки.Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної мережі. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 17.08.24	 1.12.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр міт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	bc
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	01.01.24	09.09.23	bc
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	10.09.24	05.10.24	bc
4	Аналіз особливостей експлуатації реклоузерів	06.10.24	30.10.24	bc
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	01.11.24	10.11.24	bc
6	Техніко-економічна частина	11.11.24	16.11.24	bc
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	bc
8	Оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	bc

Студент

(підпис)

Берцун

Керівник роботи

(підпис)

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Берцун Володимир Павлович «Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 100 с./ На укр. мові. рис.20, табл.18, бібліогр.19.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання, зокрема реклоузерів. Було проведено порівняння їх властивостей та проаналізовано основні переваги та недоліки.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує розподільчі установки із комутаційним обладнанням.

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація, реклоузер.

ABSTRACT

Bertsun Volodymyr Pavlovych „Entwicklung eines Fragments von Stromnetzen mit Analyse der Besonderheiten der Verwendung von Wiedereinschaltern“. Master-Thesis../ Winnyzja: WNTU, 2024- 100 s./ Auf Ukrainisch Rede. z. 20, t. 18, bibl. 19.

In dem Papier wurde die Entwicklung eines Teils der elektrischen Netze modelliert.

Die Besonderheiten der Funktionsweise von elektrischen Schaltgeräten, insbesondere von Wiedereinschaltern, wurden untersucht. Ihre Eigenschaften wurden verglichen und die wichtigsten Vor- und Nachteile wurden analysiert.

Es wird eine Analyse der gefährlichen und schädlichen Faktoren durchgeführt, die auf das Personal einwirken, das Schaltanlagen mit Schaltgeräten bedient.

Schlüsselwörter: Elektrisches Netz, Optimierung, Wiedereinschaltern.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	13
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	13
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	14
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	16
РОЗДІЛ 2	18
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	18
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	18
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	22
РОЗДІЛ 3	27
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	27
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	27
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	31
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	32
РОЗДІЛ 4	35
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	35
РОЗДІЛ 5	37
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	37
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	38
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	38
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	40
РОЗДІЛ 6	44
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	44
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	44
РОЗДІЛ 7	46
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	46
7.4. Регулювання напруги у електромережі	47
РОЗДІЛ 8.....	51
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	51
РОЗДІЛ 9	70
ЗАСТОСУВАННЯ РЕКЛОУЗЕРІВ В УКРАЇНІ	70
РОЗДІЛ 10	93
ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	93
10.1 Задачі розділу.....	93
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті.....	94

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.	95
ВИСНОВКИ.....	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	100
ДОДАТОК А Протокол перевірки	103
Додаток Б. Технічне завдання МКР	104
ДОДАТОК В	110
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	110
ДОДАТОК Г	114
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	114
ДОДАТОК Д.....	119
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ...	119
ДОДАТОК Ж	124
Результати розрахунку післяаварійного режиму	124
після розвитку ЕМ.....	124
ДОДАТОК Л	142
ДОДАТОК М	152
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	152

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми.

Завданням проектування електроенергетичних систем є розробка на основі новітніх науково-технічних знань і техніко-економічних обґрунтувань рішень, які є визначальними для формування енергетичних груп і розвитку електростанцій, електричних мереж та їх експлуатаційного і керуючого обладнання, що забезпечують оптимальну надійність з метою постачання споживачам необхідної кількості та якості електричної і теплової енергії з найменшими можливими витратами.

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

У зв'язку з функціями підстанції в електричній мережі, схема повинна

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних навантажень у нормальному режимі, під час ремонту та після аварії відповідно до категорій надійності електропостачання споживачів електричної енергії
- забезпечувати надійність перетоку потужності через підстанцію в нормальному режимі, під час ремонту та після аварії;
- враховувати поступовість розширення підстанції, динаміку зміни навантаження мережі. Принцип поетапного розширення підстанцій та його основна концепція повинні реалізовуватися на основі максимально простого та економічно ефективного розширення підстанції без капітальної реконструкції існуючих потужностей та з мінімальним обмеженням постачання електроенергії споживачам.

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

В процесі проектування ЕС використовувався Симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів, та метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. У процесі подальшого розрахунку вибирається номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації. При розробці проекту установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Ми живемо в час, коли масштабні структурні перетворення, що здійснюються в енергетиці країни, відбуваються фактично в умовах війни. З початком повномасштабного вторгнення росії, бойових дій на території нашої країни, масованих ракетних атак були зруйновані або пошкоджені як значна кількість генеруючих потужностей енергетики, так і велика частина розподільних мереж, підстанцій, ліній електропередачі. Тому крім природнього старіння, зносу обладнання розподільних мереж, як головного фактору реконструкції і модернізації розподільних мереж додався ще й фактор відновлення цих мереж після руйнації, спричиненої військовими діями.

Середній рівень зношеності обладнання в галузі становив 57,3%. Темпи приросту зношеного електрообладнання становлять 2-6% на рік від загальної кількості. Незважаючи на значне збільшення інвестицій в технічне переоснащення енергоблоків за останні два роки, темпи зростання обсягів електрообладнання, що відпрацювало свій ресурс, все ще перевищують темпи заміни на нове обладнання. Така ситуація може призвести до подальшого зростання рівня зношеності основних фондів в електроенергетиці до 70% протягом наступних 10 років. Якщо не зупинити процес зростання зношеності основних фондів, енергетика може втратити свою ефективність через масові виходи з ладу електрообладнання.

Функцію, яку виконує реклоузер в розподільчих повітряних лініях середньої напруги (6-35кВ), можна порівняти з функцією автоматичного вимикача в домашній мережі 220 В. Він встановлюється в лінію між джерелом живлення і споживачем, розділяючи її на секції (або декілька секцій, в разі встановлення кількох реклоузерів). І в разі виникнення короткого замикання, відключає ділянку мережі, в якій виникло пошкодження.

Кабінетом Міністрів України схвалено Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року. Інструментом реалізації цієї Концепції є план заходів щодо її реалізації з визначеними індикаторами виконання. У цьому плані заходів прописані кроки по модернізації енергетики України, зокрема і модернізації розподільних мереж. Безумовно, широке застосування реклоузерів у розподільних мережах є одним з кроків для розбудови «розумних мереж», як одного з елементів «розумних мереж», і має призвести як до зменшення перерв в електропостачанні споживачів, так і до покращення надійності енергосистеми в цілому.

Отже, аналіз таких засобів комутації як реклоузери, їх оптимізація і проектування являють собою **актуальну науково-прикладну задачу.**

Отже, в час відновлення енергетики, дослідження питання модернізації та розвитку сучасного комутаційного обладнання є надзвичайно важливою та **актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації реклоузерів.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації реклоузерів.

Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обчислень в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110». [12]

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного розвитку комутаційного електрообладнання.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

Аналітичний вираз що до залежності найбільшої потужності від часу з мінімальною похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично - задану функцію $P_{\max}(T)$ виразом $P'_{\max}(T)$:

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

де a' , b' – числові значення коефіцієнтів; T – часовий період прогнозу.

Визначення слушних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється завдяки мінімізації виразу, що записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь що до визначення коефіцієнтів регресії a' та b' у наступному вигляді:

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

Після запису вхідних значень з таблиці 1 отриманого завдання в систему вона (1.3) буде мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20095 \cdot b' = 937, \\ 20095 \cdot a' + 40380985 \cdot b' = 1883030. \end{cases}$$

звідки $a' = -3195,2$, $b' = 1,6303$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,6303T - 3195,2.$$

Застосувавши табличний редактор «Excel» отримаємо апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (див. рис 1.1).

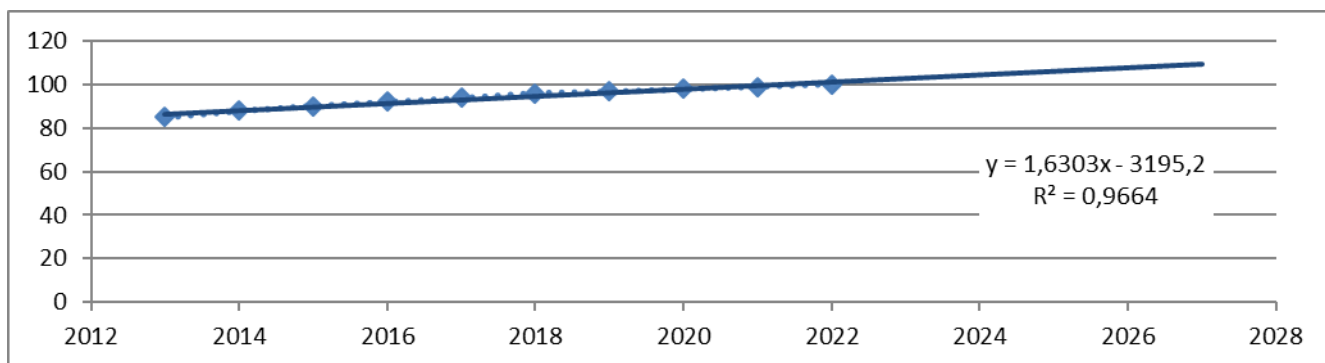


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізувавши отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 109,4 %, що на 9,4 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи щодо забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання. [5,6]

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток A2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та силових трансформаторів, висновок - основне електрообладнання експлуатується у економічних режимах, або ж наразі близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

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

- в дільницях електропередачі – 1,56МВт;
- в силових трансформаторах - 1.05 МВт з них холостого ходу 0.63 МВт та навантажувальні 0.42 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	110-109	109-108	103-7	7-104
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-120	АС-120
Допустимий струм, А	330	330	390	390
Розрах. струм, А	135	120	42	29

У районі, де планується розвиток електромереж ЛЕП існуючої мережі мають достатній запас за пропускною здатністю та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	110	12	7	104
Напруга вузла,кВ	114,8	113,4	111,6	111,5

Проаналізувавши результати розрахунку режиму максимальних навантажень робимо наступні висновки. Струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, якщо порівняти із тривало допустимим струмом. Це вказує на можливість транспортування додатково електричної енергії до нових споживачів без конструктивних змін у існуючих електромережах.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому,

визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускною здатністю щоб транспортувати електроенергію 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 №110 – з рівнем напруги 114,8 кВ; вузол №12 – Чернятин з рівнем напруги 113,4 кВ; вузол №7 - Носківці з рівнем напруги 111,6 кВ; вузол №104 - з рівнем напруги 111,5 кВ.

Проаналізував місце розташування нових споживацьких підстанцій та наближеність їх до існуючої мережі сформовано максимальний граф фрагменту мережі рисунок 1.2, на ньому показано усі вірогідні варіанти підключення нових споживачів.

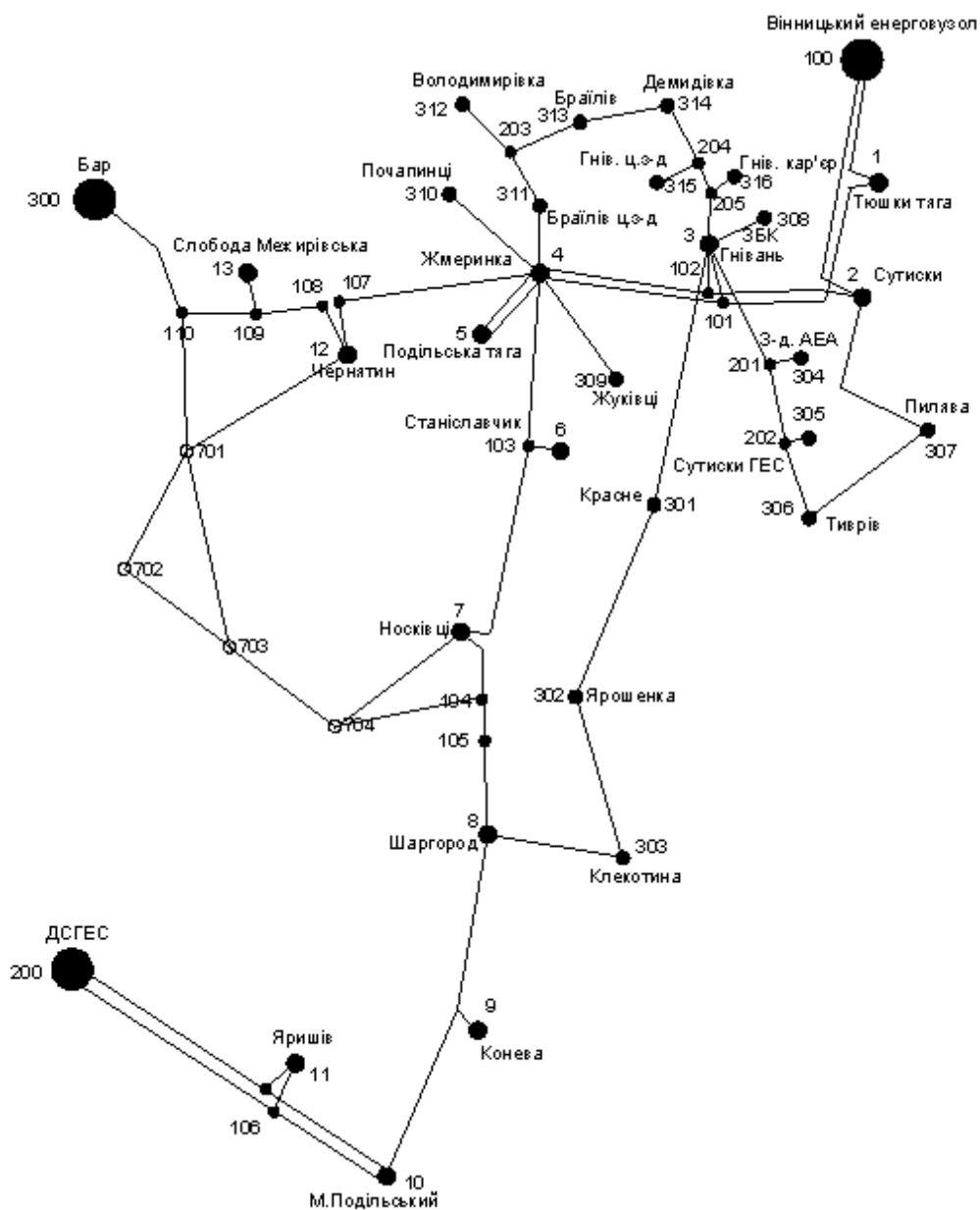


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж необхідно забезпечити найкращий варіанту проекту з точки зору найменших капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Також повинні виконуватись різні технічні вимоги до електроживлення споживачів. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту має передбачати вибір конфігурації та напруги мережі. А також параметрів усіх елементів щоб забезпечити визначену якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування. [5,6]

Одночасне вирішення всіх цих питань для однієї математичної моделі виглядає неможливим. Саме тому увесь процес проектування буде розбито на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі будуть прийматися з використанням ряду математичних моделей. Для знаходження оптимальних схем за економічними показниками гарно зарекомендували себе методи лінійного програмування, наприклад симплекс-метод. Але його використання обмежує постановку задачі, зокрема, у формі представлення цільової функції та її обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно визначити критерій оптимальності. В нашому випадку критерієм будуть дисконтовані витрати на розвиток електромережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними приймемо потужності P_i , які протікають ділянками мережі.

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної

функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . У випадку застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої лінії дисконтовані витрати B_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ділянці лінії; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, щл враховують втрати електричної енергії та залежні від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії в км; P_i - потужність i -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції, який отримано під час лінеаризації; b_i' - питомі затрати, що залежать від потоку потужності P_i в лініях.

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 [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Коефіцієнти a_i (2.1) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,02$ приймають відповідно значення: 503.6 тис.грн/(МВт²·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 (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3862 годин/рік для $T_{нб} = 5400$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 3,68 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
110	701	1,7	10,2	110	1573,680	0,131	5136,5	1,938	5330,3
104	704	1,9	11,4	110	1573,680	0,131	5740,8	2,166	5957,4
7	704	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	2,280	6270,9
12	701	2,4	14,4	110	1573,680	0,131	7251,5	2,736	7525,1
701	702	1,7	10,2	110	1573,680	0,131	5136,5	1,938	5330,3
701	703	2,5	15	110	1573,680	0,131	7553,7	2,850	7838,6
703	704	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,824	5016,7
702	703	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,824	5016,7

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коеф-ти щодо лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт
110-701	1,7	16,8	5680,1	5484,4	5919,3	5136,5	32,457
104-704	1,9	16,8	6348,4	6129,7	6615,7	5740,8	36,275
7-704	2	16,8	6682,5	6452,3	6963,9	6042,9	38,184
12-701	2,4	16,8	8019,0	7742,7	8356,7	7251,5	45,821
701-702	1,7	16,8	5680,1	5484,4	5919,3	5136,5	32,457
701-703	2,5	16,8	8353,1	8065,3	8704,9	7553,7	47,730
703-704	1,6	16,8	5346,0	5161,8	5571,2	4834,3	30,547
702-703	1,6	16,8	5346,0	5161,8	5571,2	4834,3	30,547

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
110-701	1,7	16,8	5680,1	5576,8	5794,3	339,1	5680,1	5112,1	6248,2
104-704	1,9	16,8	6348,4	6232,9	6476,0	379,0	6348,4	5713,6	6983,2
7-704	2	16,8	6682,5	6561,0	6816,8	399,0	6682,5	6014,3	7350,8
12-701	2,4	16,8	8019,0	7873,2	8180,2	478,7	8019,0	7217,1	8820,9
701-702	1,7	16,8	5680,1	5576,8	5794,3	339,1	5680,1	5112,1	6248,2
701-703	2,5	16,8	8353,1	8201,2	8521,0	498,7	8353,1	7517,8	9188,5
703-704	1,6	16,8	5346,0	5248,8	5453,5	319,2	5346,0	4811,4	5880,6
702-703	1,6	16,8	5346,0	5248,8	5453,5	319,2	5346,0	4811,4	5880,6

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від’ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі в такому вигляді набуде виду, поданого на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	110-701	104-704	7-704	12-701	701-702	702-701	701-703	703-701	703-704	704-703	702-703	703-702	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,30	-11,59
702	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	-1	1	0	0	16,10	18,61
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-7,00	1,30
704	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,10	-7,21
Коефіцієнти цільової функції	372,856	447,347	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	734,014	2815,737	1117,843	0,000	0,000	0,000	0,000		18174,469
Потужності ЛЕП	9,081	16,308	0,000	0,000	0,000	2,506	0,000	8,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5136,492	5740,785	0,000	0,000	0,000	5136,492	0,000	7553,665	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		23567,434
Змінні складові витрат	159,794	575,974	0,000	0,000	0,000	12,172	0,000	196,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		944,247
Дисконтовані витрати, тис. грн																24511,681

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

Скориставшись у Microsoft Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв’язок симплекс таблиці, що показана на рисунку 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	110-701	104-704	7-704	12-701	701-702	702-701	701-703	703-701	703-704	704-703	702-703	703-702	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,30	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	-1	1	0	0	16,10	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-7,00	0,00
704	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,10	0,00
Коефіцієнти цільової функції	583,224	387,338	927,243	1112,692	788,157	2054,274	1159,054	933,732	741,795	741,795	741,795	741,795	0,000	0,000		26037,667
Потужності ЛЕП	17,400	9,100	0,000	0,000	9,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5136,492	5740,785	0,000	0,000	5136,492	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4834,345	0,000	0,000		20848,115
Змінні складові витрат	586,662	179,340	0,000	0,000	160,462	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	89,363	0,000	0,000		1015,826
Дисконтовані витрати, тис. грн																21863,940

Рисунок 2.3 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку із зміною перетоків то лініям, саме тому коригую вартісні коефіцієнти та виконую повторний розрахунок (рис. 2.4).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	110-701	104-704	7-704	12-701	701-702	702-701	701-703	703-701	703-704	704-703	702-703	703-702	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,30	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	-1	1	0	0	16,10	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-7,00	0,00
704	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,10	0,00
Коефіцієнти цільової функції	328,917	650,563	927,243	1112,692	582,083	788,157	1159,054	1159,054	741,795	741,795	741,795	703,387	0,000	0,000		21863,940
Потужності ЛЕП	17,400	9,100	0,000	0,000	9,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5136,492	5740,785	0,000	0,000	5136,492	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4834,345	0,000	0,000		20848,115
Змінні складові витрат	586,662	179,340	0,000	0,000	160,462	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	89,363	0,000	0,000		1015,826
Дисконтовані витрати, тис. грн																21863,940

Рисунок 2.4 – Остаточний результат оптимізації схеми ЕМ за симплекс-методом

У таблиці на рисунку 2.4 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.5.

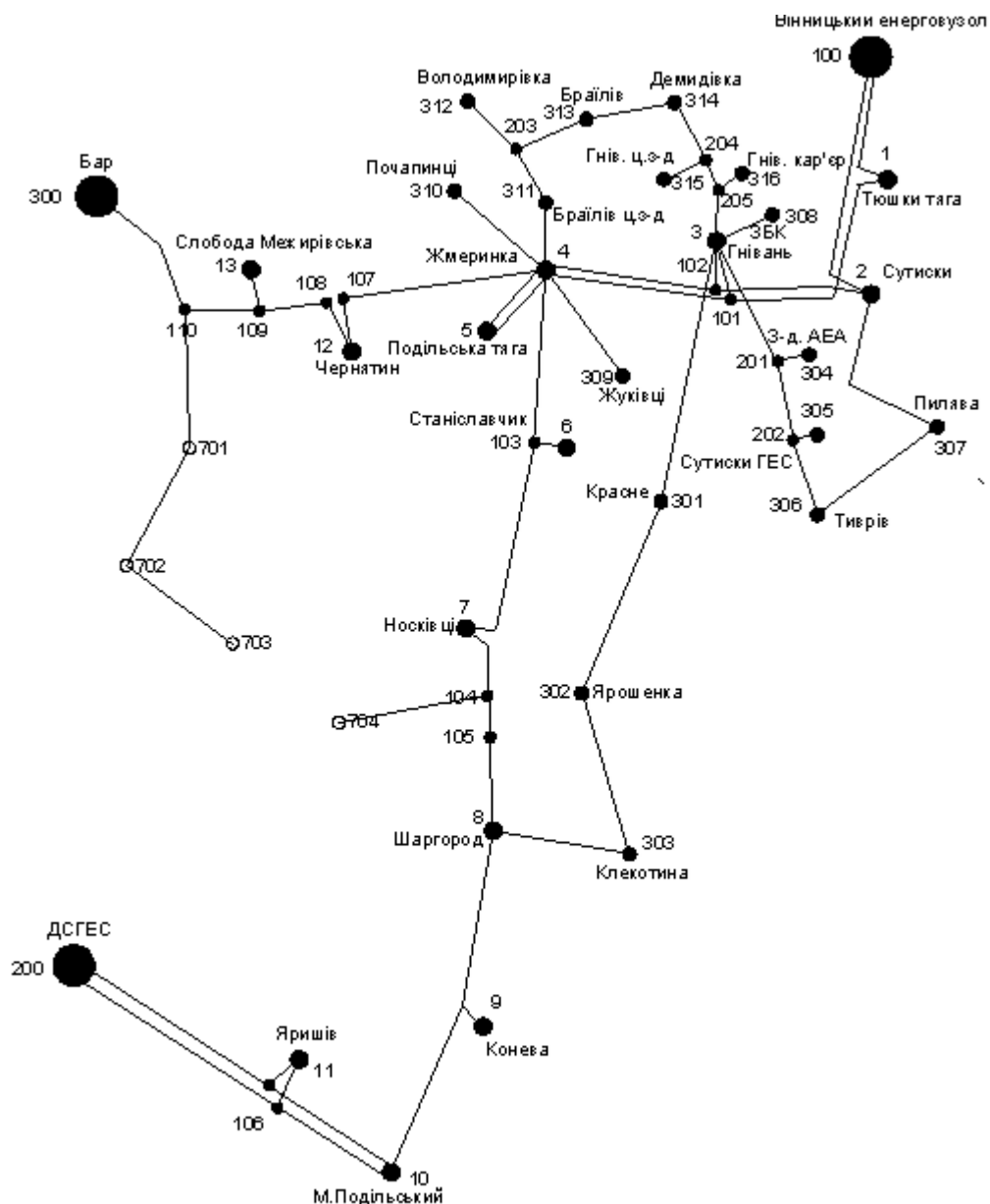


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Втім отримана схема не забезпечує для нових споживачів відповідну задану категорію по надійності. Наразі необхідно додатково встановлювати дво ланцюгові ЛЕП або ж споруджувати додаткові лінії задля утворення замкнутих контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 703-704. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

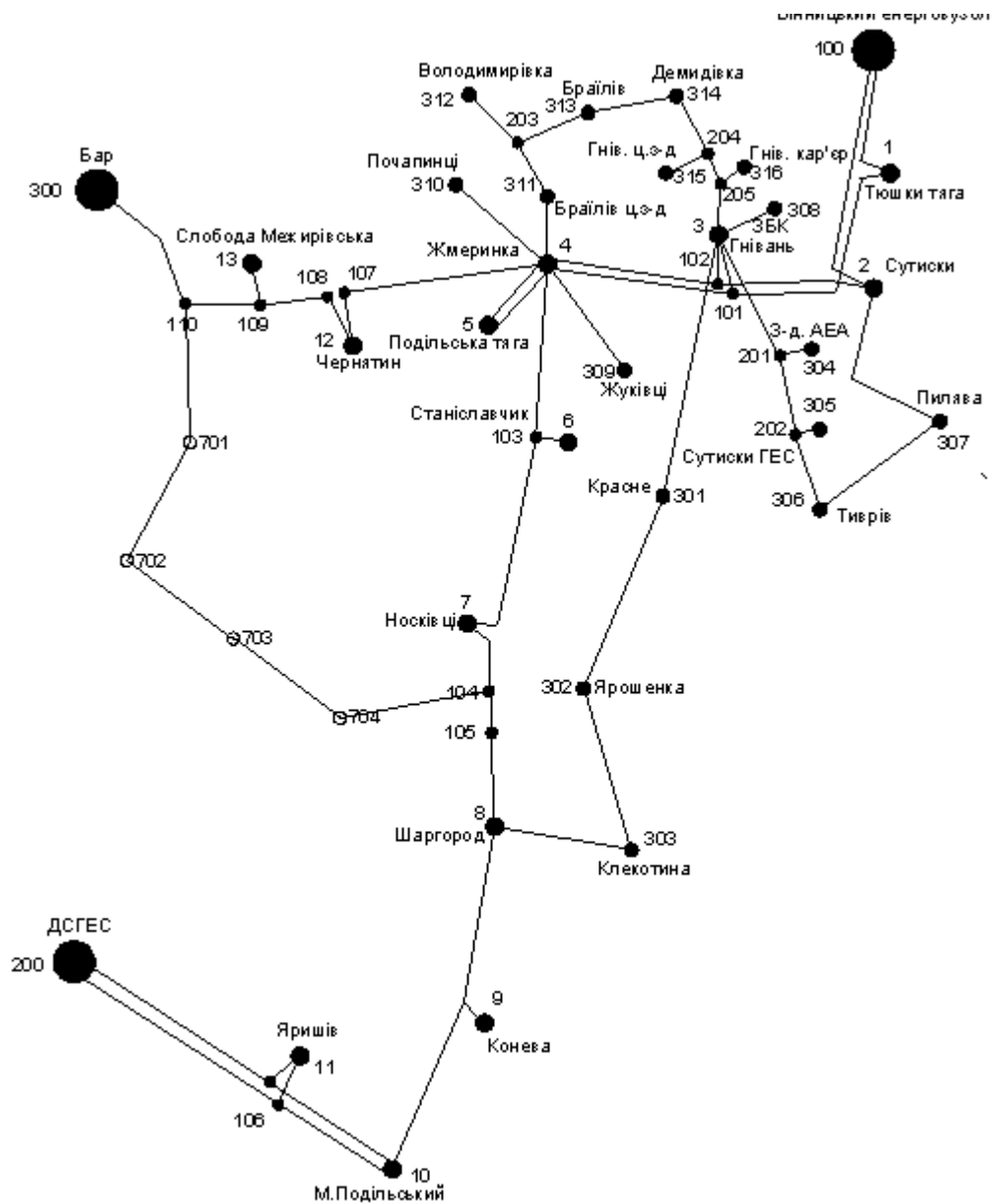


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Значення потужностей ЛЕП було визначено за результатами розрахунку режиму максимальних навантажень: ЛЕП 110-701 – 38,9 МВт, ЛЕП 701-702 – 30,41 МВт, ЛЕП 702-703 – 14,2 МВт, ЛЕП 703-704 – 7,18 МВт, ЛЕП 704-104 – 1,93 МВт.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки однієї змінної. [5,6]

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704), так як загальна довжина нових ліній близько 51 км, а обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП становить 35 км за рік. Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: № 110 та № 104 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

де B_t – дисконтовані витрати на t період будівництва об'єкту;

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року
 $(E_{н.п} = 0,16 \div 0,20)$;

T – термін спорудження, років.

Значення B_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

Для розв'язку задачі (3.1) можливо використати методи нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування використовує два етапи: прямий та зворотній хід.

На першому при руху від 1-го року до останнього знаходять умовно оптимальну схему електромережі. Кожен крок обирають так, щоб загальні витрати на i -му та $(i+1)$ році були найменші:

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

Таким чином витрати на 1-му році визначаються виходячи із всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий так варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати. [10,14]

Але оскільки у попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок буде приблизно наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі мають рухатись від останнього року до 1-го. Та уточнюють параметри електромережі і траєкторію її оптимального спорудження за критерієм (3.3).

Для постановки задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), однак функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

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

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане 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 вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 701, 702, 703, 704. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 35 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 110-701, 701-702, 702-703. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = 10,2 + 10,2 + 9,6 = 30,0 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії, що споруджується за перший рік. Обрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протягом першого року виконуються так само. Результати обрахунків показано в табл.3.1.

Другий рік. Для другого року, варіанти постачання складаються із врахуванням розвитку на першому році. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 104-704, 704-703.

$$\Delta L_{\Sigma} = 11,4 + 9,6 = 21 \text{ (км)}.$$

Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Імовірні варіанти розвитку схеми для 1-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
1	1	110-701	10,2	38,9	30	8069,321	20199,41	18035,19	18035,19
		701-702	10,2	30,4		6927,742			
		702-703	9,6	14,2		5202,351			
	2	104-704	11,4	1,9	30,6	5748,859	15877,72	14176,53	14176,53
		704-703	9,6	7,1		4926,508			
		703-702	9,6	14,2		5202,351			
	3	110-701	10,2	38,9	31,8	8069,321	20745,92	18523,14	18523,14
		701-702	10,2	30,4		6927,742			
		104-704	11,4	1,9		5748,859			
	4	104-704	11,4	1,9	31,2	5748,859	18744,69	16736,33	16736,33
		704-703	9,6	7,1		4926,508			
		110-701	10,2	38,9		8069,321			
	5	110-701	10,2	38,9	21,6	8069,321	13818,18	12337,66	12337,66
		104-704	11,4	1,9		5748,859			

Таблиця 3.2 - Імовірні варіанти розвитку електромережі для 2-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	104-704	11,4	1,9	21	5748,859	10675,37	8510,337	26545,53
		704-703	9,6	7,1		4926,508			
	21	110-701	10,2	38,9	20,4	8069,321	14997,06	11955,57	26132,1
		701-702	10,2	30,4		6927,742			
	31	702-703	9,6	14,2	19,2	5202,351	10128,86	8074,665	26597,81
		704-703	9,6	7,1		4926,508			
	41	701-702	10,2	30,4	19,8	6927,742	12130,09	9670,036	26406,36
		703-702	9,6	14,2		5202,351			
	51	701-702	10,2	30,4	29,4	6927,742	13271,67	10580,1	22917,76
		702-703	9,6	14,2		5202,351			
		704-703	9,6	7,1		4926,508			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 51. Тобто, на першому році будівництва споруджуються одноланцюгові лінії 110-701 і 104-704 (загальною довжиною 21,6 км), а на другому році будівництво завершується спорудженням одноланцюгових ліній 701-702, 702-703 і 704-703 (загальною довжиною 29,4 км).

Сумарні витрати після вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі за методом динамічного програмування становлять 22917,76 тис.грн. і є найменшими серед всіх варіантів розвитку. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема розвитку, зображена на рис. 3.1. Суцільні – лінії першого року будівництва, пунктирні – лінії другого року будівництва.

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

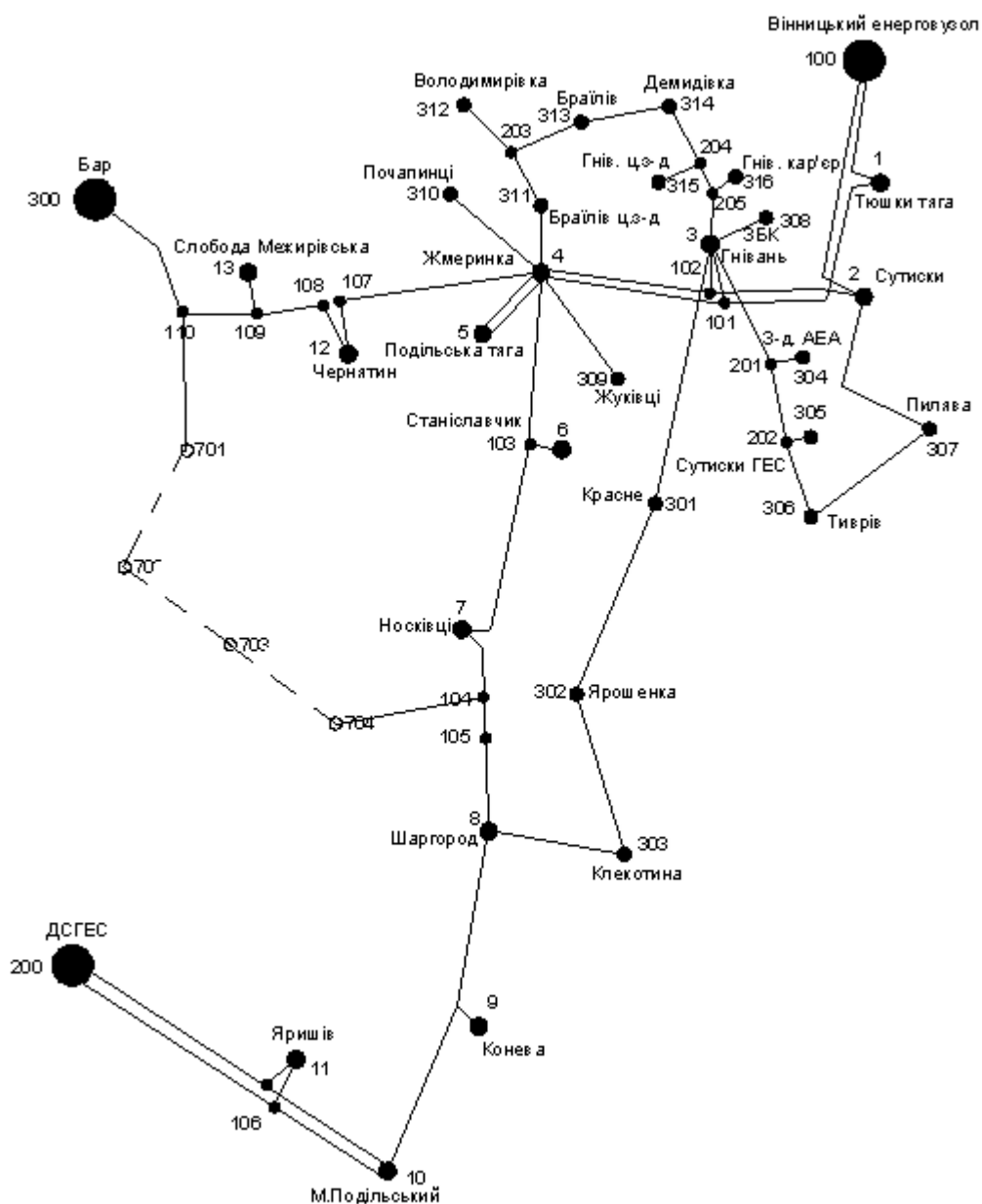


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх ділянках відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_T|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (3.5)$$

$$I_{розр110-701} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_T|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{38,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 214,38 \text{ (A)};$$

$$I_{розр701-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{30,41}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 167,59 \text{ (A)};$$

$$I_{розр702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 78,25 \text{ (A)};$$

$$I_{розр703-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,18}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39,59 \text{ (A)};$$

$$I_{розр704-104} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1,93}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 10,63 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_I = 1,05$.

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

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

$J_{ек}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – $0,8 - 0,6 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{розр110-701} = \frac{I_{розр}}{J_{ек}} = \frac{214,38}{0,8} = 267,97 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{розр701-702} = \frac{167,59}{0,8} = 209,48 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{розр702-703} = \frac{78,25}{0,8} = 97,81 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{розр703-704} = \frac{39,59}{0,8} = 49,48 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{розр104-704} = \frac{10,63}{0,8} = 13,28 \text{ (мм}^2\text{)};$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, додатково у випадку вибору АС 240/39 хоча б однієї ланки мережі, таку ж марку проводу приймають для всієї мережі. Тому за отриманими результатами в лініях 110-701 і 701-702 приймаємо АС 240/39 для всієї мережі.

Далі провели перевірку перерізу проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, що можуть призвести до зміни перетоків потужностей.

1й – розрив лінії 110-701;

2й – розрив лінії 110-701 та відсутня генерація на СЕС (703);

3й – розрив лінії 104-704;

4й – розрив лінії 104-704 та відсутня генерація на СЕС (703);

5й – розрив лінії 703-704;

6й – розрив лінії 703-702.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	$I_{па1}$, А	$I_{па2}$, А	$I_{па3}$, А	$I_{па4}$, А	$I_{па5}$, А	$I_{па6}$, А	$I_{па, A_{max}}$	$I_{па}$ Доп.	Марка проводу
110-701	0	0	223	190	171	139	223	605	АС-240/39
701-702	51	51	177	143	125	93	177		АС-240/39
702-703	152	151	85	51	36	0	152		АС-240/39
703-704	186	150	51	51	0	37	186		АС-240/39
104-704	240	204	0	0	52	87	240		АС-240/39

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС-240/32.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-240/32, вирішено використовувати провід АС-240/32, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше шести годин за добу протягом не більше п'яти діб. [1]

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів 1-ої категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установлення 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

де n_T - кількість однотипних силових трансформаторів, що будуть встановлені на нових підстанціях;

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{9,32}{1,4 \cdot (2-1)} = 6,65 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

У вузлах 702, 703, 704 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
301	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
302	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
303	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка завантаження трансформаторів у режимі максимальних навантажень здійснюється згідно формули (4.2)

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (4.2)$$

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$\begin{aligned}
 K_{з1.па} &= \frac{9,32}{2 \cdot 10} = 0,46 \leq 0,7 - 0,8 \\
 K_{з2.па} &= \frac{18,29}{2 \cdot 16} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8 \\
 K_{з3.па} &= \frac{10,11}{2 \cdot 6,3} = 0,55 \leq 0,7 - 0,8 \\
 K_{з4.па} &= \frac{10,11}{2 \cdot 10} = 0,50 \leq 0,7 - 0,8
 \end{aligned}$$

Перевірка завантаження обраних трансформаторів у режимі максимальних навантажень показала, що коефіцієнт завантаження складає близько 0.5-0.7, що відповідає умовам економічної експлуатації. Другий трансформатор буде введено в експлуатацію лише в період максимальних навантажень.

Проведені обрахунки вказують, що силові трансформатори вибраної потужності можуть не тільки забезпечити надійне електроживлення споживачів, але ще забезпечать розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати приведені в таблиці 4.1.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Проводячи вибір схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань та їх призначення. А також роль та положення підстанції в електромережі заданої енергосистеми.

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономічнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанції, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові схеми розподільні електроустановки напругою від 6 кВ і до 750 кВ електростанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 701, 702, 703, 704 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

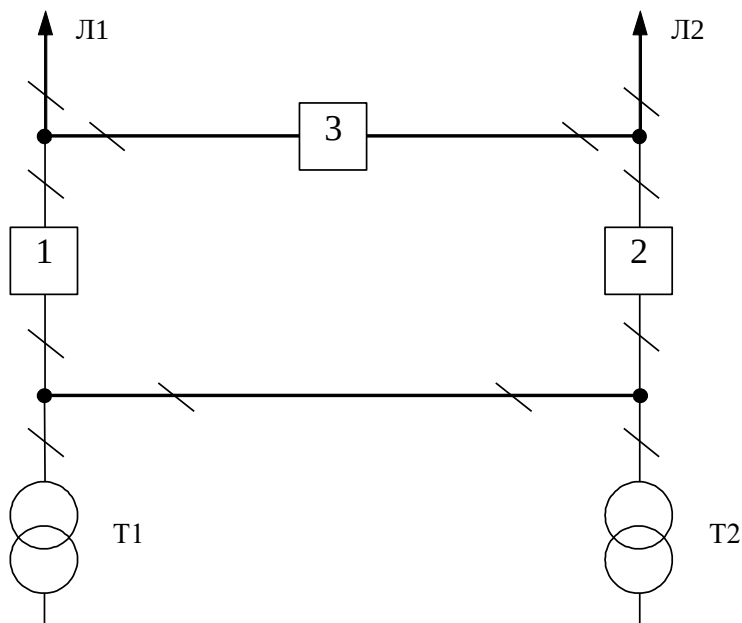


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 701, 702, 703, 704

Така схема може забезпечувати транзит електричної енергії у випадку відмови, або виходу в ремонт одного із елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції

В результаті розрахунків проведених при виборі оптимальної схеми електричної мережі, в якості вузлів живлення нових споживачів були прийняті

вузли 110 і 104. Це вузли зміни перерізу проводу. Так вузол 110 є місцем з'єднання проводів АС-240 лінії Бар-110 та АС-95 лінії 110-109; а вузол 104 є місцем з'єднання проводів АС-120 лінії Носківці-104 та АС-150 лінії 104-105. Тому прийнято рішення в цих вузлах не розбудовувати складний розподільний пристрій, а облаштувати відгалуження з роз'єднувачем.

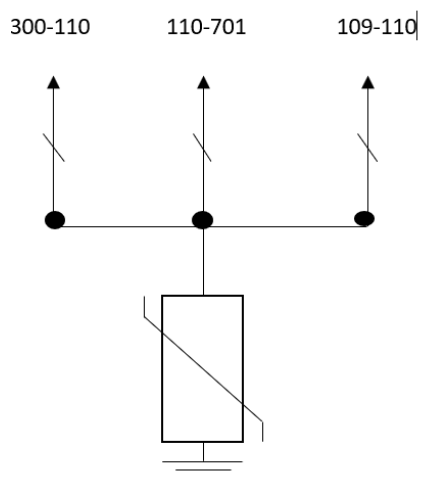


Рисунок 5.2 – Схема РП вузла 110

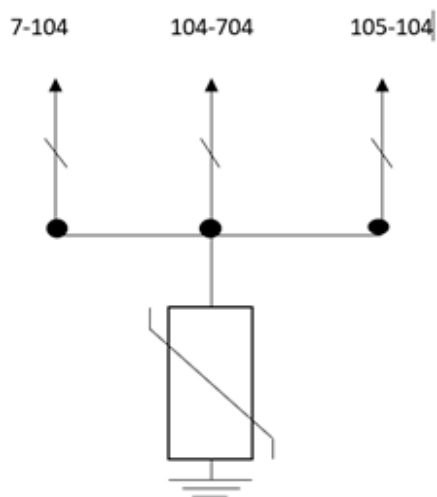


Рисунок 5.2 – Схема РП вузла 104

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції 702.

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

Розрахунок 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 .

Для нормального режиму роботи розподільчого пристрою приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму буде дорівнювати:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

Згідно із (5.4) для вибраних варіантів схеми вузлової електропідстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9486.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елементу у j -му режимі, тобто, знайдемо ті елементи, які відключаються. Надалі обрахуємо математичне очікування від такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Зокрема:

$$\omega_{1,2} = 0.0263 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,4 \cdot 10^{-4} \text{ 1/рік}.$$

Час запланового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в заплановому ремонті буде визначено наступним чином:

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

де $T_{П1} = 500$ год;

Тому:

$$T_{B2П1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год}.$$

Використавши розрахункову програму «Надійність», що дає можливість визначити надійність електричної схеми заданої конфігурації, будемо мати розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 5.1).

Опісля оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП сформуємо вибірку характеристик надійності схеми електропідстанції. До вибірки вносяться лише наслідки відмов, які призводять до втрати електроживлення споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП вузла

702

Вимикач що відмовив	Параметр потоків відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті			
		$K_0=0,9486$	B1 0,0171	B3 0,0171	B2 0,0171
B1	0,0263	T1,Л1, Д(Л2,Т2) 0,025 1		T2,Т1, Л2,Л1 0,0004 1	T1,Л1, Д(Л2,Т2) 0,0004 1
		T1, 0,025 187,5		T2,Т1, Д(Л1,Л2) 0,0004 187,5	T1,Л1, Д(Л2,Т2) 0,0004 187,5
B3	0,0263	T2,Л2, Д(Л1,Т1) 0,025 1	T2,Т1, Л2,Л1 0,0004 1		T2,Л2, Д(Л1,Т1) 0,0004 1
		T2, 0,025 187,5	T2,Т1, Д(Л1,Л2) 0,0004 187,5		T2,Л2, Д(Л1,Т1) 0,0004 187,5
B2	0,0263	T2,Т1, Л2,Л1, 0,025 1	T2,Т1, Л2,Л1 0,0004 1	T2,Т1, Л2,Л1 0,0004 1	
		Д(Л1,Т1), Д(Л2,Т2) 0,025 187,5	T1,Л1, Д(Л2,Т2) 0,0004 187,5	T2,Л2, Д(Л1,Т1) 0,0004 187,5	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

Наслідки відмов	кількість подій, п	час відключення, год	Математичне сподівання відмов, $W_{i,j}$, 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простоювання, Кв,Е-6 в.о.
T2,Т1,Л2,Л1	1	1	0,025	2,85E-06
T2,Т1,Л2,Л1	4	1	0,0004	0,18E-06
T2,Т1,Д(Л1,Л2)	2	187,5	0,0004	17,1E-06

Імовірність відключення окремого приєднання визначено як сума імовірностей, які розраховані для різних подій.

Для обрахунку збитку від недовідпущення електричної енергії (5.5), необхідно знайти обсяг електричної енергії за рік (5.6) та недовідпущення електроенергії (5.7).

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($Z_0 = 845$ гривень/кВт·год.);

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

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

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

Отже:

$$W_{РІК} = 16,1 \cdot 5400 = 86940 \text{ МВт} \cdot \text{год} ;$$

$$\Delta W_{НД} = 20,05 \cdot 10^{-6} \cdot 86940 = 1743,147 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

Таким чином, математичне очікування збитку від перерв електропостачання складає :

$$M_{ЗБ} = 1743,147 \cdot 845 = 1472959,215 \text{ грн.}$$

Як видно з результату розрахунку, вплив складової збитків перерв електропостачання споживачів є помірним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених втрат для вузлової підстанції (вузол 702) обираємо схему (рис.5.1) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою збоку трансформаторів.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

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

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 33,5 + 0.05 \cdot 33,5 = 31,825 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 31,825 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 10,82 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -110-701

$$Q_{\text{ЛЕП110-701}} = 114,45^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 10,2) = 0,36 (\text{МВАр}).$$

Для інших ділянок обрахуємо аналогічно. Загальна генерація реактивної потужності мережі складає:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,36 + 0,35 + 0,33 + 0,32 + 0,38 = 1,74 (\text{МВАр}).$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot Q_{\text{НІ}} = 0,95 \cdot 17,35 = 16,48 (\text{МВАр});$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,35 = 1,73 (\text{МВАр});$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПІ}} = 16,48 + 1,73 - 10,82 - 1,74 = 5,65 (\text{МВАр}).$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 16,48 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 10,82 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5,85 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 704.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти

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

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

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

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
701	113,35	109,52	119,46
702	112,52	109,28	118,69
703	112,23	109,22	118,42
704	112,02	109,25	118,23

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
701	10,52	10,37	11,13
702	10,38	10,32	10,99
703	10,67	10,38	11,27
704	10,76	10,69	11,35

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

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

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

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо що U_{HH6} дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{T701} = \frac{((8,3) \cdot (7,95/2)) + ((4,25-5,85) \cdot (139/2))}{113,35} = -0,69 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{113,35 - (-0,69)}{10,5} = 10,86$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T901д} = 9,827$, що відповідає 13-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH301д}} = \frac{102,20 + 0,404}{9,772} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	-0,69	10,86	10,44	6	10,92	701
702	1,41	10,58	10,47	8	10,61	702
703	-5,28	11,19	10,46	4	11,23	703
704	-0,57	10,72	10,46	7	10,76	704

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях 701, 702, 703, 704 було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі. При цьому рівень напруги у нових вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, це задовольняє нормам показників якості електроенергії.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

Наразі щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тисяч гривень; $E = E_{\text{ан}} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у в. о.); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році при порівнянні із попереднім t , тисяч гривень.

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $C_T = 3,68$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового енергетичного об'єкту, МВт·годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- зведення ліній електропередач: : 110-701 і 104-704;
- спорудження споживальних електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 701, 704;
- реконструкція відгалужувальних опор в пунктах 110 і 104.

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 701-702, 702-703 та 704-703;
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пункті 702, 703.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 101603,532 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.4.

Таблиця 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	240,312	2414,839	65,198	73,164	7,000	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			626,472	4874,01	146,124	151,724	17,000	5815,33	112,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	240,312	2414,839	65,198	73,164	7,000	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			626,472	4874,01	146,124	151,724	17,000	5815,33	112,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			50215,536						

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 103452,798 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.5–8.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,000	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,436	23,000	8271,484	153,9
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	190
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	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8

	вимикачем								
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,000	2021,795	34,5
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	130,82	15,000	5036,612	98,7
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
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)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0

	110 кВ)								
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45275,618						

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1573,68 \cdot 10,2 + 1573,68 \cdot 11,4 = 33991,488 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1573,68 \cdot 10,2 + 1573,68 \cdot 9,6 + 1573,68 \cdot 9,6 = 46266,192 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат К:

$$K_1 = 101603,532 + 33991,488 = 135595,02 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 103452,798 + 46266,192 = 149718,99 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування і ремонт ЛЕП, тисяч гривень; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ПС, тисяч гривень; ΔW_t – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{тЛ}}$, $\Delta W_{\text{тП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та силових трансформаторах підстанцій, кВт×годин.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та також і ремонт підстанцій:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\Pi 1} = (33991,488 \cdot 0,3)/100 = 101,9(\text{тис.грн.});$$

$$B_{\Pi 2} = (46266,192 \cdot 0,3)/100 = 138,8 (\text{тис.грн.});$$

$$B_{\Pi 11} = (101603,532 \cdot 3)/100 = 3048,1 (\text{тис.грн.});$$

$$B_{\Pi 2} = (103452,798 \cdot 3)/100 = 3103,9 (\text{тис.грн.});$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будів- ництва	Побудовані та реконструйо- вані об'єкти	Сумарні втрати в ЛЕП, МВт	Зміна втрат в ЛЕП, МВт	Сумарні втрати в трансформ. , МВт	Зміна втрат в трансформ. МВт	Сумарні втрати енергії, тис.кВт* год	Зміна сумарних втрат енергії тис.кВтгод
0	Вихідна мережа	1,563	0	1,052	0	14100	0
1	ЛЕП: 110-701, 104-704 П/ст: 701,704	1,913	0,35	1,165	0,113	16353	2253
2	ЛЕП: 701-702, 702-703, 704-703 П/ст: 702,703	2,016	0,103	1,316	0,151	17720	1367

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 101,9 + 3048,1 + 2253 \cdot 3,68 \cdot 10^{-3} = 3158,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 138,8 + 3103,9 + 1367 \cdot 3,68 \cdot 10^{-3} = 3247,7 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електричної енергії в електромережу за рахунок її розвитку визначається як загальне річне електроспоживання додатково приєднаних нових споживачів. Тоді, по роках розвитку:

$$W_1 = (8,3 + 9,1) \cdot 5400 = 93960 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = 16,1 \cdot 5400 = 86940 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_{2(CEC)} = 7 \cdot 1200 = 8400 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 93960 - 3158,3 = 38334,4 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = ((3,68 \cdot 0,12 \cdot 86940) + (5,08 \cdot 0,12 \cdot 8400)) - 3247,7 = 40265,6 \text{ тис.грн.};$$

Згідно результатів попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку загалом визначається як (8.1):

$$E'_a = \frac{38334,4/(1 + 0.2) + 40265,6/(1 + 0.2)^2}{135595,0/(1 + 0.2) + 149718,99/(1 + 0.2)^2} = 0,276$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

РОЗДІЛ 9

ЗАСТОСУВАННЯ РЕКЛОУЗЕРІВ В УКРАЇНІ

9.1 Передумови розвитку застосування реклоузерів в Україні

Ми живемо в час, коли масштабні структурні перетворення, що здійснюються в енергетиці країни, відбуваються фактично в умовах війни. З початком повномасштабного вторгнення росії, бойових дій на території нашої країни, масованих ракетних атак були зруйновані або пошкоджені як значна кількість генеруючих потужностей енергетики, так і велика частина розподільних мереж, підстанцій, ліній електропередачі. Тому крім природнього старіння, зносу обладнання розподільних мереж, як головного фактору реконструкції і модернізації розподільних мереж додався ще й фактор відновлення цих мереж після руйнації, спричиненої військовими діями.

Знос устаткування в середньому по галузі досяг величини 57,3 %. Темпи зростання зношеного електроустаткування складають 2-6 % у рік від загальної кількості. Збільшення об'ємів електроустаткування, що спрацювало свій ресурс, не дивлячись на значне збільшення інвестицій в технічне переобладнання енергоблоків за останні два роки, поки що перевищує темпи його заміни на нове. Таке положення справ може привести в найближчих 10 років до подальшого зростання рівня зносу основних фондів енергетики до 70 %. Якщо не зупинити процес збільшення зносу основних фондів, то енергетика може втратити свою працездатність із-за виникнення масових відмов електроустаткування.

У мережах середньої напруги 6-35 кВ проблема зношування устаткування виділяється особливо. Це пов'язано із великою загальною протяжністю мереж 6 (10) кВ, що знаходяться в експлуатації. В даний час з розрахунку на 100 км. довжини ліній 6 (10) кВ відбувається в середньому 26 відключень в рік. В результаті за рік відбувається до 5-6 відключень споживачів (у технічно розвинених зарубіжних країнах - 1-2). Приблизно 15 % трансформаторних

підстанцій 6 (10) /0,4 кВ мають незадовільний стан. Більше 40 % повітряних і кабельних ліній, а також 30 % підстанцій знаходяться в експлуатації довше нормативного терміну служби. Близько 70 % всіх порушень електропостачання відбувається саме в мережах 6 (10) кВ.

Причинами пошкоджень електроустаткування в мережах 6 (10) кВ є старіння конструкцій і матеріалів при експлуатації (18 %), кліматичні дії (вітер, ожеледь і їх поєднання) вище розрахункових значень (19 %), грозові перенапруження (13 %), недоліки експлуатації (6 %), сторонні дії (16 %) і невияснені причини пошкоджень (28 %).

Середній час відновлення однієї відмови мереж 6 (10) кВ складає більше 3 годин. Якщо витрати на відновлення прийняти за одиницю, то збиток, включаючи недовідпуск електричної енергії, може досягати 2 одиниць. Крім того, для електроустаткування, відпрацьованого більше 30 років, витрати на ремонт перевищують середні показники по галузі в 3 рази. У найбільш зношеного електроустаткування витрати на технічне обслуговування і ремонт за термін служби в 2,5-3,5 разу перевершують витрати, необхідні для установки нового електроустаткування. Тому особливої актуальності набуває необхідність забезпечення надійності мереж 6-35 кВ.

Разом з фізичним зносом устаткування відбувається його моральне старіння. Середній технічний рівень встановленого станційного і підстанції комутаційного устаткування відповідає устаткуванню, яке експлуатувалося в провідних країнах світу 30 років тому.

Надмірно високі показники індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI). Результат аналізу стану електромереж свідчить, що у 2020 році в Україні показник індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) з вини операторів системи розподілу, що включає планові перерви без попередження споживачів та перерви через технологічні порушення електропостачання, зріс із 682 до 816 хвилин, порівняно з 2019 роком. Показник індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі внаслідок запланованих переривань, тобто тих, що

відбувалися із попередженням споживачів, зріс із 473 до 484 хвилин. На сьогодні показники індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі основних операторів системи розподілу варіюються від 149 до 1900 хвилин для міської місцевості та від 13 до 3117 хвилин для сільської місцевості.

Кабінетом Міністрів України схвалено Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року. Інструментом реалізації цієї Концепції є план заходів щодо її реалізації з визначеними індикаторами виконання. У цьому плані заходів прописані кроки по модернізації енергетики України, зокрема і модернізації розподільних мереж. Безумовно, широке застосування реклоузерів у розподільних мережах є одним з кроків для розбудови «розумних мереж», як одного з елементів «розумних мереж», і має призвести як до зменшення перерв в електропостачанні споживачів, так і до покращення надійності енергосистеми в цілому.

9.2 Загальні відомості

Досить часто ушкоджуються лінії електропередач. Для того щоб керувати їх роботою, були придумані реклоузери. Як використовувати реклоузер і що це таке? Говорячи простою мовою, реклоузери – це високовольтні апарати. Вони мають величезний вплив на роботу електромереж, адже дуже часто відбуваються аварійні ситуації і перебої в роботі електропостачання. Сьогодні це головна проблема енергетики. Але з застосуванням реклоузерів ситуація змінилася. Їх почали встановлювати на повітряні лінії живлення, щоб регулювати роботу і не допускати перебоїв у роботі електромереж. Без них було б важко контролювати роботу лінії з великою довжиною. Адже є такі ділянки, які знаходяться у важкодоступних місцях, де важко перебувати людині, щоб регулювати роботу мереж. [18,19]

Реклоузер — це вимикач, який захищає ЛЕП від струмів короткого замикання та інших пошкоджень. Інше визначення реклоузера — це секційний пункт, призначений для поділу мережі на ділянки та автоматичного відділення пошкодженої ділянки від мережі.

Це незамінні пристрої. Цікаво те, що їм вистачає кілька секунд, щоб знайти ділянку, на якій стався збій. Реклоузер можна використовувати як головний вимикач на розподільчих мережах і пунктах. Також з його допомогою стає можливим підключення інших споживачів. Ще він має можливість діагностувати помилки. Тобто якщо неполадка, він швидко знаходить джерело пошкодження і блокує подальші порушення.

Формальне визначення комутаційного апарату, який прийнято в Україні називати Реклоузером (або Автореклоузером) наведено нижче, спочатку спробуємо привести спрощене пояснення:

Функцію, яку виконує реклоузер в розподільчих повітряних лініях середньої напруги (6-35кВ), можна порівняти з функцією автоматичного вимикача в домашній мережі 220 В. Він встановлюється в лінію між джерелом живлення і споживачем, розділяючи її на секції (або декілька секцій, в разі встановлення кількох реклоузерів). І в разі виникнення короткого замикання, відключає ділянку мережі, в якій виникло пошкодження.

Але окрім розмикання, функціонал реклоузера обов'язково передбачає можливість запуску автоматичного циклу кількох повторних включень через задані проміжки часу. Що, власне, і підкреслює його повна оригінальна назва: Automatic Circuit Recloser (Автоматичний Повторний Замикач) [18,19].

Доцільність повторних спроб включень обумовлено тим, що в повітряних мережах середньої напруги переважна більшість коротких замикань спричиняється випадковими швидкоплинними факторами, як от падіння гілок дерев, схльостування проводів від вітру, випадковий дотик до сторонніх предметів. 70-80% коротких замикань в таких лініях самоусувається без відчутних наслідків для цілісності лінії, тому автоматичне відновлення живлення без втручання оператора виявляється доцільним і бажаним.

Тобто, принципово, функція реклоузера дуже проста: відключити ділянку в разі виникнення пошкодження, через заданий час повторно спробувати її включити (на практиці використовують однократне або двократне повторне включення з проміжками по декілька секунд, максимально – чотирикратне).

Якщо пошкодження самоусунулось – залишитись включеним, якщо проблема залишилась – відключитись і чекати на втручання ремонтників для пошуку пошкодження.

Такий алгоритм роботи дозволяє швидко і автоматично відновити живлення після самоусунення короткого замикання, що допомагає зменшити відключення споживачів електроенергії та забезпечити більш стабільну роботу електромережі.

Реклоузер це автономний пристрій для автоматичного розмикання та повторного вмикання ланцюга змінного струму із заздалегідь визначеною послідовністю розмикання та повторного вмикання з подальшим скиданням, утримуванням у замкнутому стані або блокуванням. [18,19]

А далі в дію вступають обмеження реального світу:

– Розімкнути лінію під напругою 10 тисяч вольт по якій тече струм у кілька десятків або навіть сотень Ампер простим розведенням контактів неможливо. При роз'єднанні в повітрі неминуче виникне електрична дуга, яка миттєво випарує контактні поверхні. Тому обов'язковою частиною реклоузера є блок вакуумного вимикача, який забезпечує швидке розмикання контактів, що знаходяться всередині вакуумної камери.

– Організувати механічне керування моментом відключення (наприклад за допомогою теплового розчіплювача) не є доцільним, оскільки порогові значення струму і часу, при яких відбувається аварійне відключення ніколи не відомі завчасно і можуть змінюватись при зміні режимів роботи.



Рисунок 9.1 - Приклад розміщення реклоузера на проміжній опорі.

Відповідно до п. 4.2.6 ПУЕ 2017 Секційний пункт (СП) - Електроустановка, призначена для автоматичного поділу мережі на ділянки, зокрема реклоузер – автономний інтелектуальний пристрій, який забезпечує в автономному режимі відділення від мережі пошкодженої ділянки.

Відповідає вимогам стандарту ДСТУ ІЕС 60271-111:2016.

Використовується для автоматичного секціонування повітряних або комбінованих ліній електропередачі трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальної напруги 6-35 кВ.

Призначається для роботи у складі автоматизованої системи керування лініями електропередачі. Може бути використаний, як автономна одиниця захисту та секціонування ліній за заданими параметрами. [18,19]

9.3 Функції реклоузерів.

Найголовніше призначення реклоузера полягає в тому, що він захищає лінії електропередач від аварій. Тому що іноді виникають ситуації, коли інтенсивність подачі струму збільшується, тобто лінії перевантажуються. Запобігти цей процес допомагає реклоузер. Він регулює роботу мереж. Як тільки відбувається

перевантаження, спрацьовує вимикач подачі електронних ланцюгів. Після того як робота налагоджена, відбувається включення ланцюга змінного струму. Такі функції були закладені в це електричне обладнання спочатку. Тому реклоузер працює у відповідності з встановленою послідовністю циклів.

Крім своїх основних функцій: аварійне відключення і “перевключення”, без яких реклоузер не може називатися реклоузером, сучасні реклоузери мають широкий набір функцій релейного захисту, дистанційне керування, передачі даних про стан мережі, споживання електроенергії. Це дозволяє операторам електромережі аналізувати та вдосконалювати ефективність роботи системи, а також попереджати можливі проблеми в мережі до того, як вони стануть критичними.

Сучасні реклоузери забезпечують не тільки захист електромережі від перевантажень та коротких замикань, але й функції моніторингу та управління електромережею.

Таким чином, крім основної функції, пристрій виконує додаткові, не менш важливі. До них відносяться:

- здійснення миттєвих перемикачів в розподільній мережі;
- відключення аварійних ділянок в автоматичному режимі;
- включення лінії електропередачі автоматично;
- визначення пошкоджених ділянок;
- відновлення подачі струму на ділянках, які працюють у штатному режимі;
- збір інформації про режим роботи електромереж, їх стан;
- взаємодія з системою телематики.

9.4 Особливості конструкції та експлуатації реклоузерів.

Головний компонент, з допомогою якого апарат виконує покладені на нього завдання – це вакуумний вимикач.

Широкому застосуванню вакуумних вимикачів сприяють приведені нижче конструктивні і експлуатаційні переваги перед традиційними комутаційними апаратами на напругу 6-35 кВ (оливними, електромагнітними, повітряними).

Конструктивні переваги вакуумних вимикачів:

- висока швидкодія, відключення струму при першому переході його через нуль після розведення контактів;

- висока швидкість відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку у вакуумі після згасання дуги;

- високий комутаційний і механічний ресурс, визначуваний високою зносостійкістю контактів при комутації номінальних струмів і струмів короткого замикання;

- вибухо і пожежобезпечні, навіть при роботі в агресивних середовищах;
- широкий діапазон робочих температур;
- підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень;
- малі габарити і маса дають перевагу при виконанні монтажу;
- можливість довільного просторового розташування ВДК без погіршення якісних параметрів вимикача, що створює додаткові зручності при монтажі.

Експлуатаційні переваги вакуумних вимикачів:

- висока надійність - менше інтенсивність відмов, час відновлення, частота і тривалість ремонтів;

- безшумність, відсутність викидів, продуктів горіння дуги і зовнішніх ефектів при відключенні струмів короткого замикання, відсутність забруднення навколишнього середовища (екологічність);

- мала обслуговуваність при експлуатації дозволяє скоротити перерви в електропостачанні, пов'язані з виконанням регламентних робіт;

- відсутність необхідності в проведенні поточного, середнього і капітального ремонту;

- низькі експлуатаційні витрати визначаються відсутністю необхідності змісту масляного і компресорного господарств, крім того, вакуумні дугогасильні камери не вимагають:

- поповнення дугогасильного середовища;
- живлення від мережі постійного, випрямленого і змінного оперативного струму в широкому діапазоні напруги;
- мале споживання потужності по ланцюгу оперативного живлення;
- сумісність з будь-якими існуючими типами осередків КРУ і КСО.



Рисунок 9.2 – Конструктивні елементи реклоузера

До складу реклоузера входить:

- комутаційний апарат зовнішньої установки;
- шафа керування;
- трансформатор власних потреб ТВП;
- джерела вихідних даних: ТС;
- конструкція для кріплення його на опорі.

9.4.1 Пристрій комплектний розподільний типу Реклоузер КРУ-2-(6-10)-Р У1.

Пристрій комплектний розподільний типу Реклоузер КРУ-2-(6-10)-Р У1 випускається на ТОВ «НВП-РУДПРОМАВТОМАТИКА» відповідно до нормативних документів чинних на території України.

Він призначений для прийому та розподілу електроенергії трифазного змінного струму частоти в колах змінного струму напругою 6-10 кВ, з номінальним струмом до 630 А, частотою 50 Гц. Застосовується як автоматичний пункт секціонування в повітряних розподільних мережах або осередку відкритого розподільного пристрою на ПС 35-110 кВ та мережевих РП.



Рисунок 9.3 - Реклоузер КРУ-2-(6-10)-Р У1.

Застосовується як автоматичний пункт секціонування в повітряних розподільних мережах або осередку відкритого розподільного пристрою на ПС 35-110 кВ та мережевих РП.

Реклоузер КРУ-2-(6-10)-Р У1 складається:

-Шафа високовольтної апаратури (рисунок 9.4) , що включає вакуумний вимикач, трансформатори струму, трансформатори власних потреб;

-Шафа управління (рисунок 9.5) , включає апаратуру захисту, автоматики та управління;

-З'єднувальні дроти вторинних кіл;

-Монтажні комплекти встановлення та кріплення на опорі – за запитом.

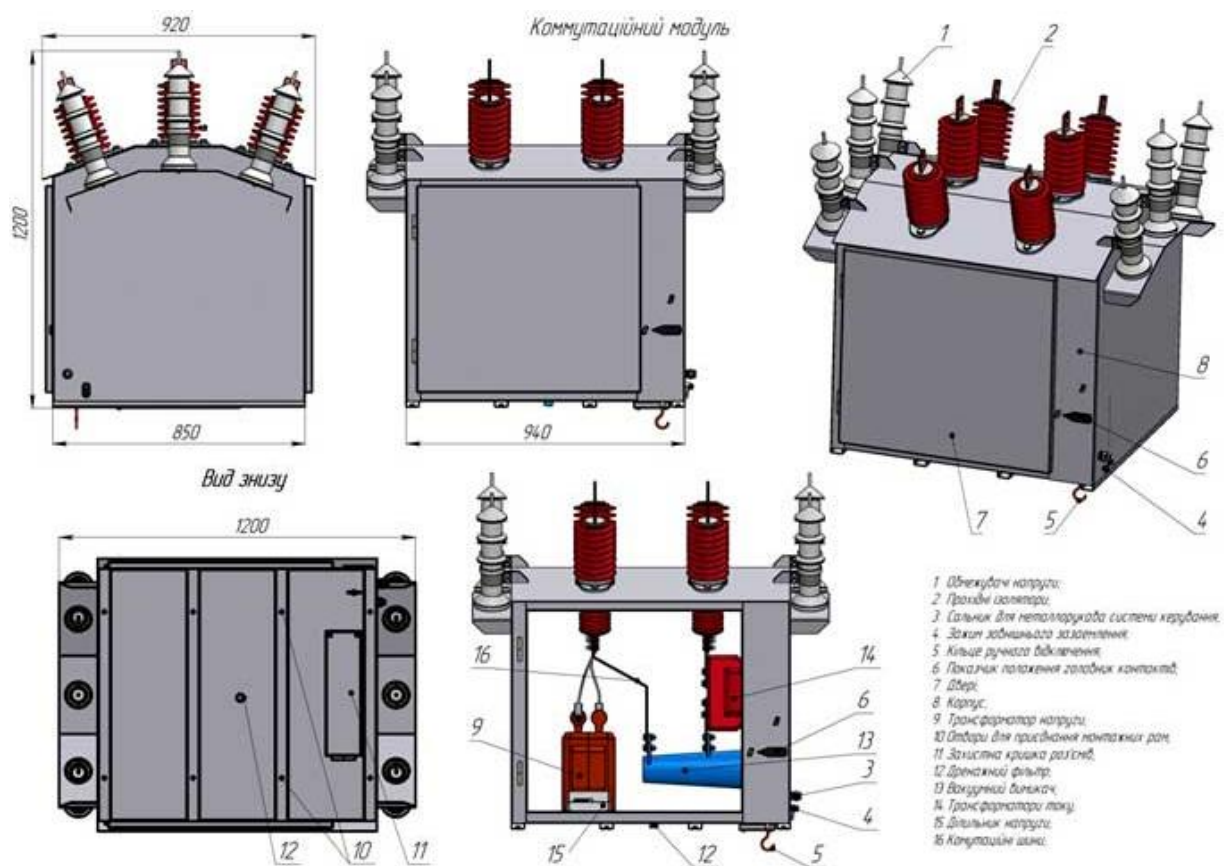


Рисунок 9.4 – Шафа високовольтної апаратури реклоузера КРУ-2-(6-10)-Р У1.



Рисунок 9.5 - Шафа управління реклоузера КРУ-2-(6-10)-Р У1.

Реклоузер КРУ-2-(6-10)-Р У1 виготовляється у 2-х виконаннях:

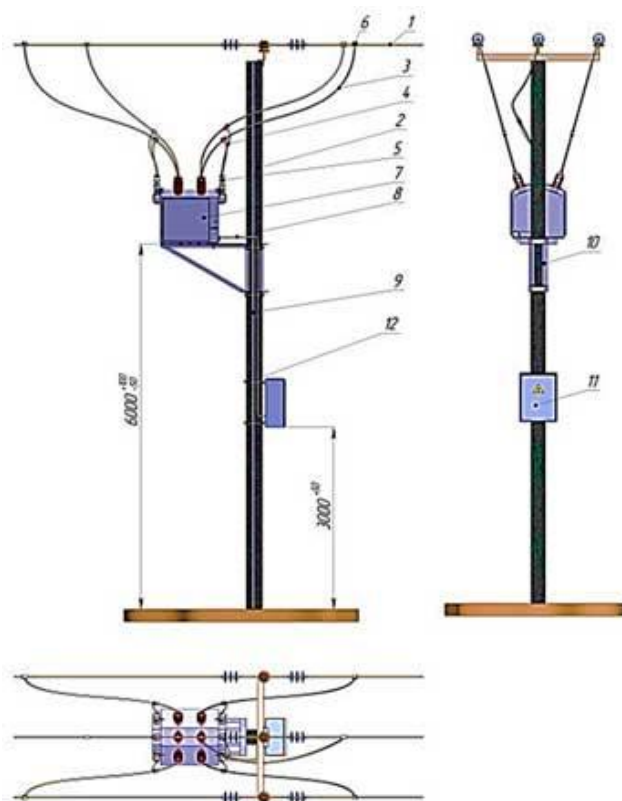


Рисунок 9.6 - Одноопорне розміщення

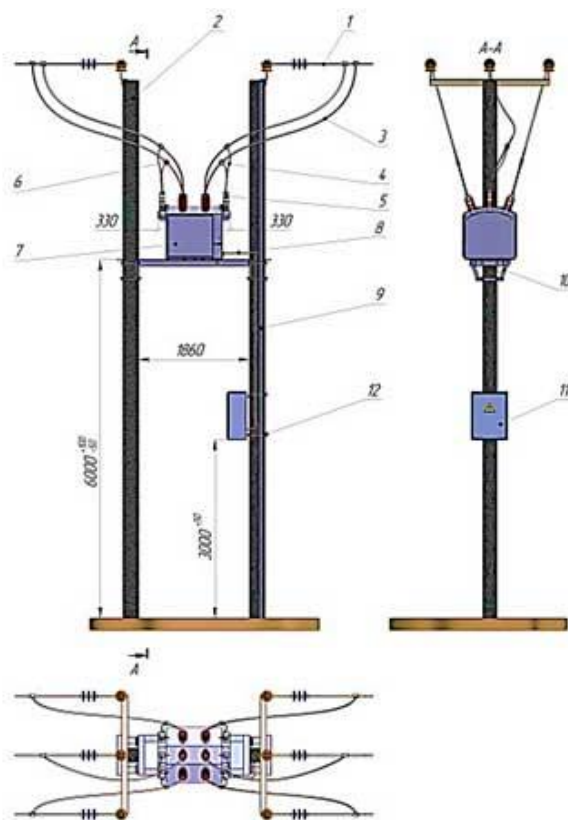


Рисунок 9.7 - Двохопорне розміщення.

Основними функціями вакуумного реклоузера є оперативне перемикання у розподільній мережі з можливістю автоматичного відключення пошкодженої ділянки та автоматичного повторного вмикання лінії. Реклоузер КРУ-2-(6-10)-Р У1 спрацьовує при виявленні нештатних ситуацій в електромережі та автоматично відновлює електропостачання відповідно до установок, визначених користувачем.

Компоненти захисту та додаткові налаштування, зокрема, тимчасове збільшення витримки, включення холодного навантаження та обмеження пускового струму, дозволяють ефективно налаштовувати захист, забезпечуючи відповідність характеристикам системи та різним конфігураціям мережі.

У пристрій вбудований захист зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив дроту.

Також реалізовано блокування вмикання за наявності напруги на стороні навантаження, яке корисне для запобігання зворотному живленню або підключенню несинхронізованих навантажень до основної мережі.

Реклоузер також можна настроїти для роботи в режимі індикації позаштатних режимів, перевівши його в режим сигналізації.

9.4.2 Реклоузер AR12.

Реклоузер AR12 виготовляється ТОВ “АВТОМАТИЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ” працює у партнерстві з ТОВ “СІКАМ Україна”.



Рисунок 9.8 - Реклоузер AR12.

Реклоузер AR12 є комутаційним апаратом, який може керуватися як в ручному так і в автоматичному режимах, що забезпечено обладнанням яке входить до його складу. [18,19]

Функції релейного захисту та автоматики:

- ненаправлені струмові захисти (МСЗ-1, МСЗ-2, Струмова відсічка);
- автоматичне повторне включення (АПВ – 2 ступеня);
- захист мінімальної напруги з повторним включенням (ЗМН АПВ);
- обсяг функцій РЗА – задовольняє вимоги до захисту відгалужень та ліній з одностороннім живленням відповідно до вимог ПУЕ (п.3.2.108).

Вакуумний вимикач являє собою блок з трьох комутаційних полюсів з вакуумними камерами зовнішнього встановлення. У складі комутаційних полюсів передбачено вбудовані трансформатори струму з коефіцієнтами трансформації 50100-150/5 А. Пружинний привод комутаційних полюсів оснащений електричним та ручним приводами взведення пружин, що дозволяє проводити

ручне включення і відключення при повній відсутності живлення, або виході з ладу шафи управління та захистів.

Вакуумний вимикач з пружинним приводом:

- заряду пружини вистачає на повний цикл АПВ (відкл – вкл – відкл);
- вимикач реклоузера можливо ЗАВЖДИ включити або відключити вручну за допомогою оперативної штанги.

До складу шафи управління та захистів (рисунок 9.9) входять всі необхідні компоненти для живлення, захисту, керування та телемеханізації реклоузера.

Шафа захисту та управління:

- наочна індикація та просте введення налаштувань;
- обмін даними з SCADA за протоколом IEC 60870-5-104;
- накопичення енергії в іоністорах (для роботи РЗА та передачі даних до SCADA);
- відключення вимикача при зникненні напруги, з готовністю до включення за 10 с. при відновленні напруги в мережі;
- контроль справності котушок включення/відключення;
- уставки релейного захисту можуть дистанційно налагоджуватись диспетчером по каналах зв'язку.



Рисунок 9.9 – Шафа захисту та управління.

Функції захисту та автоматики.

Реклоузер AR12 забезпечує наступні функції релейного захисту та автоматики:

- максимальний струмовий захист (3 ступені MC3-1, MC3-2, CB);
- автоматичне повторне включення (АПВ, одно / дворазове);
- захист за мінімальною напругою (ЗМН) з функцією повторного включення при відновленні напруги.

Телекерування, телевимірювання (струм, напруга) та управління увімкненням / відключенням релоузера, а також сигналізація спрацьовування захистів і автоматики за допомогою реле і світлодіодів, з передаванням зареєстрованих подій по каналу АСУ (SCADA), по протоколу ModBus RTU або IEC 60870-5-104.

Налаштування функцій захисту та автоматики (зміна уставок, введення / виведення функцій захисту і автоматики) здійснюється:

- вручну через панель керування (рисунок 9.10);
- через конфігураційний USB порт за допомогою ПК;
- по каналу АСУ (SCADA), інтерфейс ModBus RTU або IEC 60870-5-104;
- мінімальний час спрацьовування захистів– не більше 0,04 с;
- час повторної готовності захистів MC3 після зниження вимірюваної величини нижче рівня повернення– не більше 0,04 с;
- похибка відліку витримки часу спрацьовування захистів– не більше 0,01 с для витримок до 5 с. і не більше 0,05 с. при витримках від 5 до 600 с;
- коефіцієнт повернення струмових захистів– не менше 0,95.



Рисунок 9.10 – Налаштування уставок в ручному режимі.

Живлення власних потреб.

В складі реклоузер передбачено:

-Блок живлення власних потреб (встановлений всередині шафи), що забезпечує живлення реклоузера на напрузі 24 В постійного струму в діапазоні вхідної змінної напруги від 100 до 240 В, 50 Гц;

-Трансформатор власних потреб (встановлюється зовні на кронштейні) з коефіцієнтом трансформації 10/0,22 при підключенні до лінійної напруги 6 кВ забезпечує рівень напруги для живлення власних потреб не нижче 130 В.

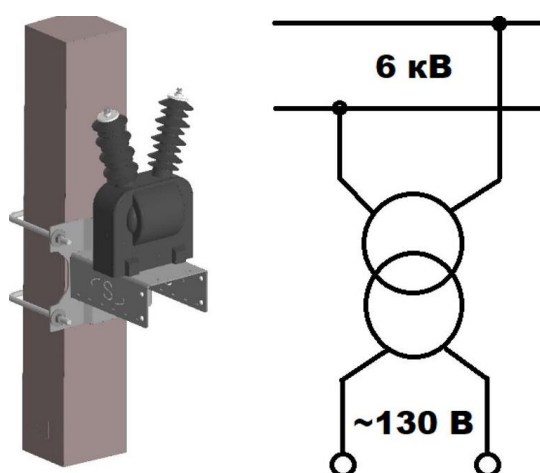


Рисунок 9.11 – Трансформатор власних потреб.

Таким чином при встановленні реклоузера AR12 в мережах з лінійною напругою 6 кВ комплектні трансформатор власних потреб (10/0,22 кВ) та блок живлення власних потреб (100 – 240 В) в повній мірі забезпечують безвідмовну роботу реклоузера.

До переваг цього реклоузера можна віднести швидке встановлення на опорі та підключення до SCADA-системи. Розроблені типові проектні рішення розміщення реклоузерів на анкерних та проміжних опорах, а також рішення по улаштуванню секціонуючих пунктів для ліній з двостороннім живленням [18,19] (рисунок 9.12).



Рисунок 9.12 – Типові проектні рішення встановлення реклоузера AR12.

Шафа управління постійно контролює справність та режими роботи вимикача та передає отримані результати до SCADA (рисунок 9.13).

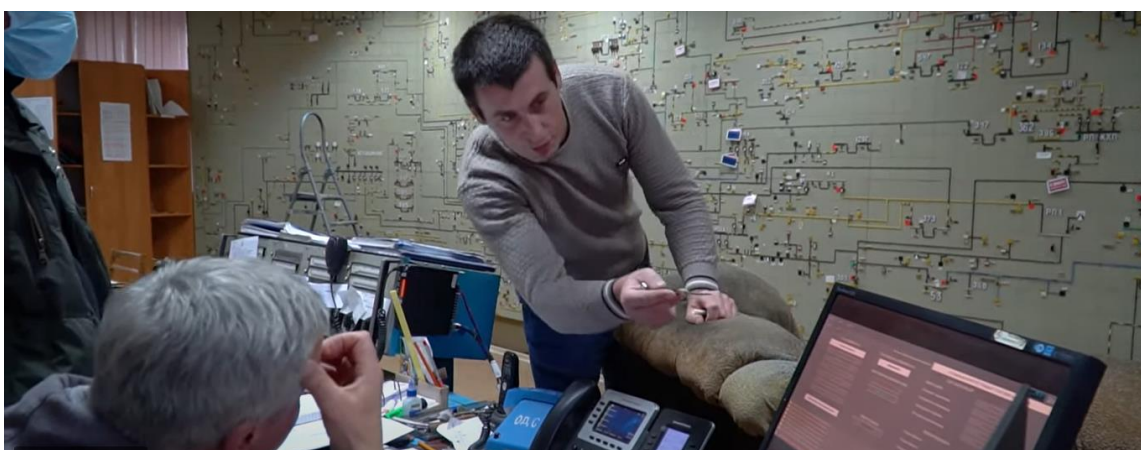


Рисунок 9.13 – Диспетчерський пункт обленерго.

Інтеграція реклоузера до системи телемеханіки та SCADA передбачена за стандартними протоколами обміну даних (рисунок 9.14).

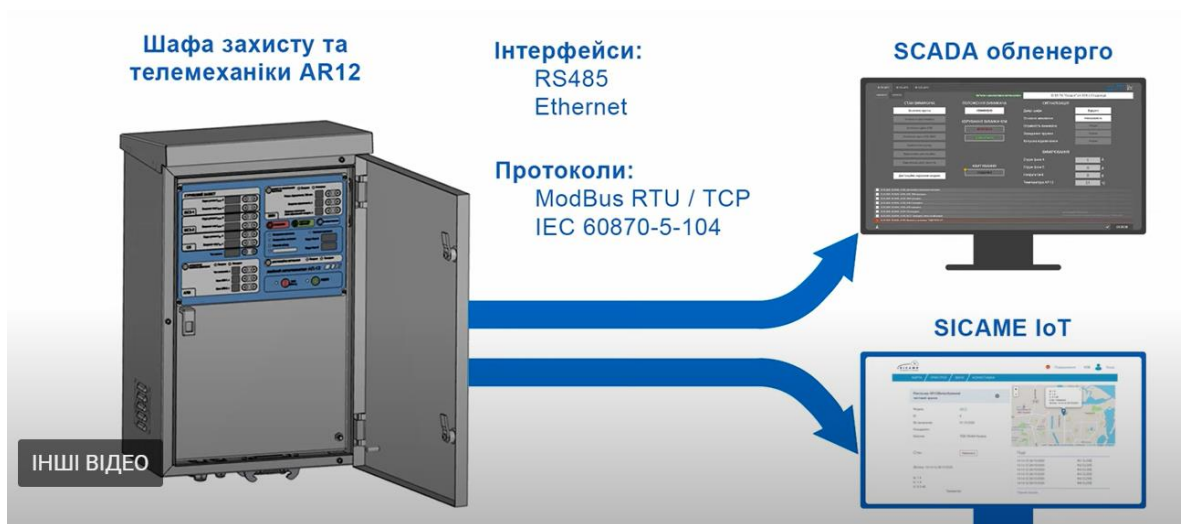


Рисунок 9.14 – Інтеграція реклоузера до SCADA.

9.4.3 Реклоузер E.NEXT (Electrical Newest Exclusive Extended Technologies).

До складу реклоузера входить:

- комутаційний апарат зовнішньої установки;
- шафа керування;
- трансформатор власних потреб ТВП;
- джерела вихідних даних: ТС;
- конструкція для кріплення його на опорі



Рисунок 9.15 – Комутаційний апарат реклоузера E.NEXT.

ТВП використовується для живлення внутрішніх кіл керування, роботи захистів та живлення засобів зв'язку і телемеханіки.

Основні функціональні можливості реклоузера E.NEXT.

Використовується для автоматичного секціонування повітряних або комбінованих ліній електропередачі трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальної напруги 6-35 кВ. Призначається для роботи у складі автоматизованої системи керування лініями електропередачі. Може бути використаний, як автономна одиниця захисту та секціонування ліній за заданими параметрами. [18,19]

Функціонал реклоузера дозволяє групою пристроїв улаштувати повноцінний захист ділянки ПЛ :

- відокремлення пошкодженої ділянки, та збереження живлення на не ушкодженій ділянці за рахунок часо - струмових уставок;
- забезпечити дотримання номінальних параметрів мережі за напругою, частотою;
- обмежити перетікання потужності понад нормовану величину у автоматичному режимі без втручання людини в процес відновлення режиму після ліквідації аварії;
- Пружинний механізм приводу (ввімкнення вимкнення під напругою оперативною штангою);
- Вимірювання струму – трансформаторами струму;
- Підвищена ізоляція;
- Відкрите розташування полюсів – відсутність ризиків дугового розряду в корпусі;
- Ремонтопридатність.

Основні технічні характеристики реклоузера E.NEXT [18,19] представлені на рисунку 9.16.

Nen/n	Назва	Одиниця вимірюв.	Значення			
1	Номинальна напруга	кВ	12	15	27	38
4	Номинальний струм	А	630/800/1250			
2	Номинальна частота	Гц	50/60			
3	Номинальний рівень ізоляції	кВ	75	75	125	170
	Напруга грозового імпульсу (пік) Короткочасна імпульсна перенапруга (1 хв) вологий/сухий		30/45	45/50	55/65	80/95
5	Номинальний струм відключення при короткому замиканні	кА	12,5/16/20			
6	Номинальний піковий допустимий струм	кА	31,5/40/50			
7	Номинальний короткочасний допустимий струм 3с	кА	12,5/16/20			
8	Номинальна робоча послідовність		O-0,5s-CO-10s-CO-10s-CO			
9	Механічна зносостійкість	циклів	10 000			
10	Комутаційний ресурс при номинальному струмі короткого замикання	циклів	200			
11	Номинальна робоча напруга	В	DC 220			
	Відкриття котушки Закриття котушки					
12	Коефіцієнт трансформації первинної і вторинної обмоток трансформаторів струму		400:1			
13	Потужність привода	В	DC 220			
14	Потужність	Вт	≤ 200			
	Діапазон робочих температур	°C	від -45 до +85			
15	Висота над рівнем моря	м	≤ 2500			

16	Відносна вологість навколишнього середовища	%	До 95 без конденсації			
17	Ступінь захисту реклоузера		IP66			
18	Сейсмостійкість по шкалі MSK-64	Балів	7			
19	Кліматичне виконання і категорія розміщення по ГОСТ 15150		У1			
20	Час автономної роботи від АКБ	годин	72			
21	Термін експлуатації акумуляторної батареї	років	10			
22	Термін експлуатації реклоузера	років	25			
23	Маса	кг	115	115	125	150

Рисунок 9.16 - Основні технічні характеристики реклоузера E.NEXT.

Основні функції, а також функції поточного контролю реклоузера E.NEXT представлені відповідно на рисунках 9.17 і 9.18.

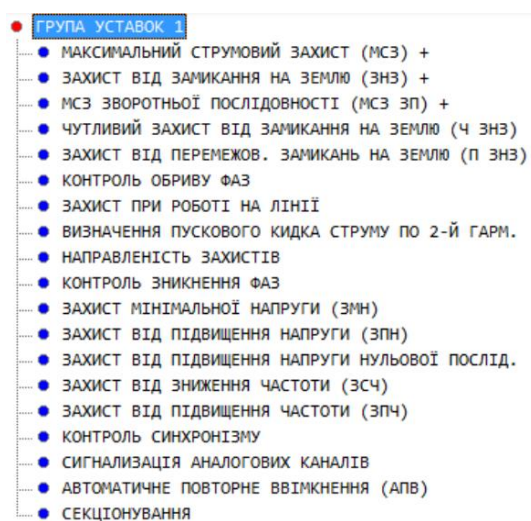


Рисунок 9.17 – Основні функції реклоузера E.NEXT.

- струмів;
- частоти;
- телекерування положенням вимикача, тощо.

Підключення до існуючих в обленерго SCADA-системам із стандартними протоколами. Канали зв'язку: GSM, GPRS, LAN, 433 МГц.

9.5 Висновки по розділу.

Аналізуючи викладений вище матеріал, можна виділити низку позитивних моментів, які роблять широке використання реклоузерів в енергетичній системі України надзвичайно приабливим, а саме:

- це надійне обладнання для захисту і керування електромережами;
- має всі функції автоматизації;
- простота встановлення і підключення;
- зручне та зрозуміле керування;
- не потребує додаткового обслуговування під час експлуатації.
- компактність;
- не вимагає спеціальних елементів і огорожень;
- робота відбувається в автоматичному режимі.

До цього слід також додати помірну вартість даних пристроїв, яка з врахуванням достатньо довгого розрахункового терміну служби, а це 25 років, і позитивного економічного ефекту від їх використання буде окупна.

Але головним фактором, на мою думку, через який реклоузери треба розглядати, як неодмінний елемент електричних мереж сучасної України є те, що реклоузер є «інтелектуальним», «розумним» пристроєм. Це пристрій зі зворотнім зв'язком, завдяки чому керування мережею стає більш ефективним.

І тому реклоузери безумовно треба розглядати, як неодмінну частину SMART-GRID мереж, курс на розбудову яких стверджений Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року. [18,19]

РОЗДІЛ 10

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні, безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці. Також за цим законом регулюються відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

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, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередач та підстанцій є електробезпека.

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

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт на пункті управління (диспетчерському пункті) за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричних мереж.

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;

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

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.

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 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";

- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

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

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

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

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

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.

Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії. Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику. Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління. Представлені у Додатку Л.

ВИСНОВКИ

В ході проведення роботи виконана задача про оптимізацію розвитку заданого фрагменту електричних мереж.

А саме: до існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 701, 702, 704 та СЕС (вузол 703). Було задано, що до пунктів 701, 702, 703 та 704 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел. На споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Був проведений вибір схем розподільних пристроїв нових підстанцій, обрана схема - «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для підстанції вузол 702 – підстанція з найбільшим навантаженням серед нових споживачів- було проведено розрахунок надійності. Було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Виконана задача про проведення обрахунків та аналізу режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж. А саме: отримана мережа пройшла перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами, 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 низькими втратами активної потужності – 3,3 МВт при сумарній активній потужності генерації 143,3 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 285314 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a , та швидкий термін окупності 3,6 років.

Виконана задача про дослідження особливостей застосування та експлуатації реклоузерів.

Аналізуючи матеріал, можна виділити низку позитивних моментів, які роблять широке використання реклоузерів в енергетичній системі України надзвичайно привабливим, а саме:

- це надійне обладнання для захисту і керування електромережами;
- має всі функції автоматизації;
- простота встановлення і підключення;
- зручне та зрозуміле керування;
- не потребує додаткового обслуговування під час експлуатації.
- компактність;
- не вимагає спеціальних елементів і огорожень;
- робота відбувається в автоматичному режимі.

До цього слід також додати помірну вартість даних пристроїв, яка з врахуванням достатньо довгого розрахункового терміну служби, а це 25 років, і позитивного економічного ефекту від їх використання буде окупна.

Але головним фактором, на мою думку, через який реклоузери треба розглядати, як неодмінний елемент електричних мереж сучасної України є те, що реклоузер є «інтелектуальним», «розумним» пристроєм. Це пристрій зі зворотнім зв'язком, завдяки чому керування мережею стає більш ефективним.

І тому реклоузери безумовно треба розглядати, як неодмінну частину SMART-GRID мереж, курс на розбудову яких стверджений Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року.

Таким чином всі поставлені задачі для виконання даної роботи були виконані.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
3. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с.4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
8. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
9. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>.
10. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
14. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
15. 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.
16. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
17. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.
18. Реклоузеры АСР на напругу 10, 20, 35 кВ URL: <https://sicame.com.ua/95-hughes-power-system-acr-reclosers.html> (дата звернення: 1.12.2024)
19. Реклоузер (вимикач) вакуумний URL: https://enext.ua/catalog/visokovoltne_obladnannya_e_next/reklouzer_vimikach_vakuu_mniy_15kv/ (дата звернення: 1.12.2024)

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А Протокол перевірки

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування реклоузерів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Берцун В.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

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

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

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЗАСТОСУВАННЯ РЕКЛОУЗЕРІВ**

08-21.МКР.020.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.,

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи 2ЕСМ-23м

_____ Берцун В.П.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

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

2. Мета і призначення МКР

а) метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації реклоузерів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	01.01.24	09.09.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	10.09.24	05.10.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації реклоузерів	06.10.24	30.10.24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	01.11.24	10.11.24	
6	Техніко-економічна частина	11.11.24	16.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	
8	Оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

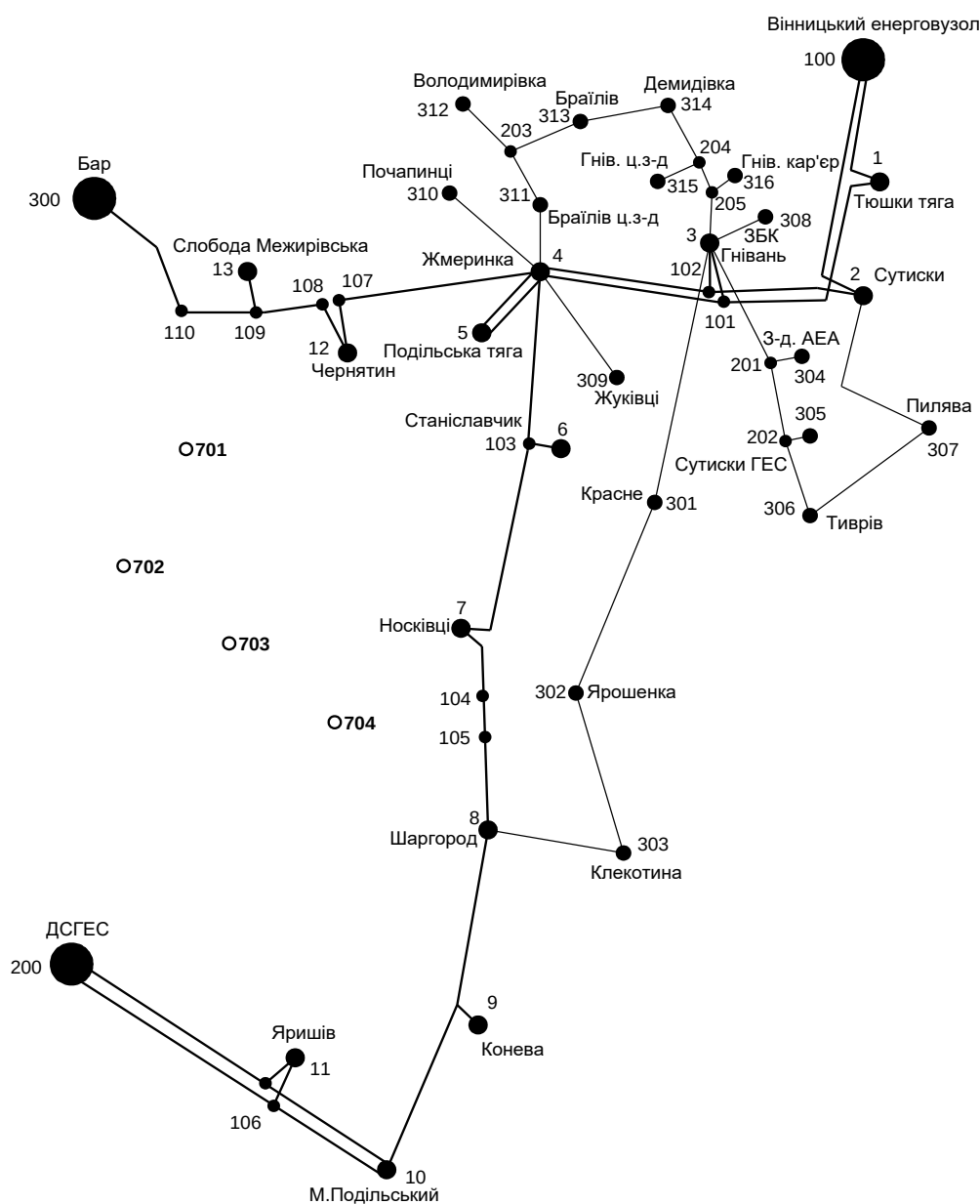


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 845 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	СЕС 3 (703)	Нова 4 (704)
Навантаження, МВт	8,3	16,1	7,0	9,1
cos φ	0,89	0,88	1,0	0,9
Категорія споживачів	I, II	I, II	II	I, II

Таблиця 2 – Регресивні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	94	96	97	98	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конєва – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конєва	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-ів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладжинська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 102.164 МВт / 894.955 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.600 МВт / 872.496 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: 0.631 МВт / 5.529 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.421 МВт / 1.819 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.052 МВт / 7.348 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.616 МВт / 14.100 МЛН.КВТ*Г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100		-58.115	-38.332	115.000	0.00
1		0.000	0.000	114.806	-0.06
100110		0.000	0.000	113.441	-1.22
10027		0.000	0.000	27.127	-1.22
10010		9.630	5.200	10.844	-1.20
1002110		0.000	0.000	113.446	-1.22
100227		0.000	0.000	27.127	-1.22
100210		0.000	0.000	10.845	-1.20
2		0.000	0.000	113.769	-0.39
10022110		0.000	0.000	108.630	-4.52
1002235		0.000	0.000	36.326	-4.49
1002210		3.830	1.960	10.224	-6.03
101		0.000	0.000	113.353	-0.51
102		0.000	0.000	113.242	-0.55
3		0.000	0.000	113.203	-0.56
101110		0.000	0.000	108.153	-3.95
10135		0.000	0.000	35.667	-4.94
10110		8.530	4.840	6.201	-3.92
1012110		0.000	0.000	108.166	-3.95
101235		0.000	0.000	35.667	-4.94
101210		0.000	0.000	6.202	-3.92
4		0.000	0.000	112.353	-0.84
1014110		0.000	0.000	108.413	-4.27
101435		0.000	0.000	36.190	-4.20
101410		4.380	2.480	10.388	-3.78
10142110		0.000	0.000	108.752	-3.82
1014235		0.000	0.000	36.190	-4.20
1014210		0.000	0.000	10.389	-3.79
5		0.000	0.000	111.914	-0.94
5110		0.000	0.000	110.161	-2.42
5027		0.000	0.000	26.342	-2.42
5010		18.600	10.040	10.434	-3.36
52110		0.000	0.000	110.161	-2.42
50227		0.000	0.000	26.342	-2.42
50210		0.000	0.000	10.434	-3.36
103		0.000	0.000	111.894	-1.00
6		0.000	0.000	111.789	-1.03
60110		4.470	2.410	10.353	-3.88
7		0.000	0.000	111.614	-1.12
70110		2.300	1.120	10.421	-3.43
104		0.000	0.000	111.501	-1.17
105		0.000	0.000	111.462	-1.19
8		0.000	0.000	111.156	-1.31
80110		0.000	0.000	109.155	-3.10
8035		0.000	0.000	36.537	-3.10
8010		11.160	6.320	10.335	-4.01
802110		0.000	0.000	109.155	-3.10
80235		0.000	0.000	36.537	-3.10
80210		0.000	0.000	10.336	-4.01
9		0.000	0.000	112.638	-1.01

9110	1.310	0.670	10.884	-3.99
10	0.000	0.000	113.175	-0.88
1000110	0.000	0.000	111.512	-2.37
100035	0.000	0.000	37.333	-2.37
100010	4.700	2.280	10.572	-3.24
10002110	0.000	0.000	111.512	-2.37
1000235	0.000	0.000	37.333	-2.37
1000210	0.000	0.000	10.573	-3.24
106	0.000	0.000	114.172	-0.44
11	0.000	0.000	114.147	-0.45
1121110	0.000	0.000	113.054	-1.33
112135	0.000	0.000	37.835	-1.32
112110	4.160	2.350	10.781	-1.51
1122110	0.000	0.000	112.810	-1.54
112235	0.000	0.000	37.835	-1.32
112210	0.000	0.000	10.782	-1.51
200	-19.062	-6.669	115.000	0.00
107	0.000	0.000	113.440	-0.50
12	0.000	0.000	113.457	-0.49
12110	3.500	1.890	10.594	-2.64
108	0.000	0.000	113.477	-0.48
109	0.000	0.000	113.479	-0.48
13	0.000	0.000	113.475	-0.48
13110	2.630	1.350	10.551	-3.05
110	0.000	0.000	114.798	-0.12
300	-24.986	-9.634	115.000	0.00
301	0.000	0.000	35.410	-4.75
301110	0.900	0.510	11.036	-5.36
301210	0.000	0.000	11.036	-5.36
302	0.000	0.000	35.486	-4.41
302110	0.600	0.310	11.038	-5.23
303	0.000	0.000	35.643	-4.08
303110	1.300	0.700	10.794	-4.80
3032110	0.000	0.000	10.794	-4.80
201	0.000	0.000	35.508	-5.03
304	0.000	0.000	35.507	-5.03
304110	0.900	0.460	11.074	-5.64
304210	0.000	0.000	11.074	-5.64
202	0.000	0.000	35.506	-5.03
305	0.000	0.000	35.505	-5.03
30510	0.700	0.340	11.031	-5.99
306	0.000	0.000	35.535	-5.00
306110	0.000	0.000	10.568	-5.69
306210	1.400	0.790	10.568	-5.69
307	0.000	0.000	35.911	-4.75
307110	0.800	0.430	11.129	-5.81
308	0.000	0.000	35.492	-5.06
308110	3.000	1.450	11.038	-6.02
308210	0.000	0.000	11.039	-6.02
309	0.000	0.000	36.008	-4.29
309110	1.600	0.910	11.205	-5.06
309210	0.000	0.000	11.205	-5.06
310	0.000	0.000	35.720	-4.38
310110	1.200	0.610	10.997	-6.00
311	0.000	0.000	35.752	-4.51
311110	1.100	0.620	6.304	-5.98
203	0.000	0.000	35.606	-4.63
312	0.000	0.000	35.509	-4.66
312110	1.500	0.890	10.936	-6.15
313	0.000	0.000	35.507	-4.74
313110	1.400	0.720	10.408	-5.43
313210	0.000	0.000	10.408	-5.43
314	0.000	0.000	35.482	-4.88
314110	0.800	0.390	11.004	-5.97
204	0.000	0.000	35.534	-4.97
315	0.000	0.000	35.498	-4.99
315110	1.000	0.540	6.333	-5.66
315210	0.000	0.000	6.333	-5.66
205	0.000	0.000	35.549	-4.98
316	0.000	0.000	35.542	-4.98
316110	2.200	1.130	6.228	-7.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
1	100110	4.817	2.733	4.813	2.603	0.004	0.129	0.028	1.390
100110	10027	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
10027	100227	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	1002110	4.821	2.723	4.818	2.593	0.004	0.129	0.028	1.385
1002110	100210	4.821	2.585	4.817	2.585	0.004	0.000	0.028	0.064
100210	10010	4.817	2.585	4.817	2.585	0.000	0.000	0.291	0.000
100110	10010	4.810	2.611	4.807	2.611	0.004	0.000	0.028	0.064
3	101110	8.154	6.277	8.132	5.525	0.022	0.749	0.052	5.302
101110	10135	3.872	3.087	3.866	2.974	0.006	0.112	0.026	1.755
10135	101235	-3.857	-2.999	-3.857	-2.999	0.000	0.000	-0.079	-0.000
1012110	101235	3.863	3.112	3.857	2.999	0.006	0.113	0.026	1.767
3	1012110	8.162	6.262	8.139	5.510	0.022	0.748	0.052	5.290

1012110	101210	4.277	2.399	4.271	2.399	0.006	0.000	0.026	0.103
101210	10110	4.271	2.399	4.270	2.399	0.000	0.000	0.455	0.001
101110	10110	4.260	2.438	4.254	2.438	0.006	0.000	0.026	0.102
301	301110	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
301110	301210	-0.450	-0.255	-0.450	-0.255	0.000	0.000	-0.027	-0.000
301	301210	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
303	303110	0.676	1.355	0.668	1.297	0.008	0.057	0.024	1.326
303110	3032110	-0.631	0.598	-0.631	0.598	0.000	0.000	-0.046	-0.000
303	3032110	0.633	-0.584	0.631	-0.598	0.001	0.013	0.014	-0.298
52110	50227	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.001	-0.000
5110	5027	0.011	-0.025	0.011	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	9.291	5.243	9.283	5.041	0.008	0.201	0.056	1.167
5010	50210	-9.305	-4.992	-9.306	-4.992	0.000	0.000	-0.583	-0.001
52110	50210	9.314	5.194	9.306	4.992	0.008	0.201	0.056	1.158
5	52110	9.311	5.544	9.303	5.219	0.008	0.324	0.056	1.836
5	5110	9.310	5.544	9.302	5.218	0.008	0.324	0.056	1.836
10135	301	0.232	0.873	0.227	0.868	0.005	0.006	0.015	0.246
301	302	-0.682	0.359	-0.686	0.356	0.004	0.003	-0.013	-0.093
302	303	-1.292	0.062	-1.298	0.054	0.006	0.007	-0.021	-0.171
303	8035	-2.616	-0.706	-2.669	-0.769	0.053	0.063	-0.044	-0.932
104	7	-5.425	-1.292	-5.429	-1.298	0.004	0.006	-0.029	-0.115
7	103	-7.746	-2.322	-7.761	-2.344	0.015	0.021	-0.042	-0.283
103	4	-12.262	-4.639	-12.300	-4.692	0.037	0.054	-0.068	-0.465
4	102	-12.853	-8.286	-12.912	-8.417	0.059	0.131	-0.078	-0.896
102	2	-15.738	-10.748	-15.781	-10.843	0.043	0.094	-0.097	-0.530
2	10022110	6.416	4.098	6.392	3.461	0.024	0.634	0.039	5.475
10022110	1002235	2.556	1.368	2.553	1.368	0.004	0.000	0.015	0.119
1002235	307	2.553	1.388	2.530	1.361	0.023	0.027	0.046	0.427
307	306	1.723	0.929	1.709	0.912	0.014	0.017	0.031	0.387
306	202	0.296	0.065	0.296	0.065	0.000	0.000	0.005	0.031
202	201	-0.410	-0.301	-0.410	-0.301	0.000	0.000	-0.008	-0.002
201	10135	-1.320	-0.811	-1.325	-0.817	0.005	0.006	-0.025	-0.163
304	304110	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.302
304110	304210	-0.450	-0.230	-0.450	-0.230	0.000	0.000	-0.026	-0.000
304	304210	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.302
306	306110	0.701	0.407	0.700	0.395	0.001	0.012	0.013	0.349
306110	306210	0.700	0.395	0.700	0.395	0.000	0.000	0.044	0.000
306	306210	0.701	0.407	0.699	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
100	1	35.758	23.400	35.723	23.322	0.035	0.078	0.214	0.194
1	101	25.986	17.630	25.794	17.204	0.191	0.424	0.158	1.457
8	80110	6.924	3.923	6.916	3.638	0.008	0.284	0.041	2.131
8	105	-5.412	-1.733	-5.423	-1.749	0.011	0.016	-0.029	-0.311
2	100	-22.217	-14.622	-22.357	-14.932	0.139	0.309	-0.135	-1.233
80110	8035	1.339	0.350	1.339	0.350	0.000	0.000	0.007	0.018
105	104	-5.423	-1.440	-5.425	-1.443	0.001	0.003	-0.029	-0.040
102	3	2.826	2.881	2.825	2.879	0.001	0.001	0.021	0.039
101	3	13.556	9.937	13.545	9.913	0.010	0.023	0.085	0.150
4	107	-18.419	-6.149	-18.560	-6.318	0.140	0.169	-0.100	-1.095
107	12	-18.560	-6.069	-18.562	-6.073	0.002	0.003	-0.099	-0.017
12	108	-22.084	-8.226	-22.087	-8.231	0.003	0.005	-0.120	-0.021
108	109	-22.087	-8.225	-22.087	-8.225	0.000	0.000	-0.120	-0.002
109	110	-24.737	-9.576	-24.962	-9.847	0.224	0.270	-0.135	-1.323
110	300	-24.962	-9.566	-24.986	-9.634	0.024	0.068	-0.134	-0.202
4	101	-12.175	-7.855	-12.238	-7.995	0.063	0.139	-0.074	-1.007
4	1014110	5.234	3.071	5.218	2.656	0.015	0.413	0.031	4.229
1014110	101410	-1.215	-0.171	-1.216	-0.182	0.001	0.011	-0.007	-0.258
101410	1014210	-5.593	-2.660	-5.594	-2.660	0.000	0.000	-0.344	-0.001
10142110	1014210	5.602	2.660	5.594	2.660	0.009	0.000	0.033	0.135
4	10142110	7.113	4.417	7.098	3.911	0.015	0.503	0.043	3.831
10142110	1014235	1.495	1.251	1.494	1.234	0.001	0.017	0.010	0.701
1014235	101435	1.494	1.234	1.494	1.234	0.000	0.000	0.031	0.000
1014110	101435	6.434	2.827	6.411	2.827	0.022	0.000	0.037	0.303
309	309110	0.801	0.470	0.799	0.455	0.002	0.015	0.015	0.392
309110	309210	-0.800	-0.455	-0.800	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
309	309210	0.801	0.470	0.800	0.455	0.002	0.015	0.015	0.392
313	313110	0.418	-2.492	0.405	-2.609	0.013	0.116	0.041	-1.540
313110	313210	-0.994	-3.328	-0.995	-3.328	0.000	0.000	-0.192	-0.000
313	313210	1.023	3.581	0.995	3.328	0.028	0.252	0.060	2.417
315	315110	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
315110	315210	-0.500	-0.270	-0.500	-0.270	0.000	0.000	-0.052	-0.000
315	315210	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.351
101435	311	5.061	2.450	5.013	2.393	0.048	0.057	0.090	0.452
311	203	3.902	1.718	3.890	1.704	0.012	0.015	0.069	0.151
203	313	2.375	0.737	2.370	0.731	0.005	0.006	0.040	0.105
313	314	0.918	-0.415	0.916	-0.417	0.002	0.002	0.016	0.032
314	204	0.109	-0.830	0.108	-0.832	0.001	0.001	0.014	-0.047
204	205	-0.905	-1.425	-0.906	-1.426	0.000	0.001	-0.027	-0.014
205	10135	-3.125	-2.709	-3.133	-2.720	0.009	0.011	-0.067	-0.120
8	802110	6.925	3.923	6.917	3.638	0.008	0.284	0.041	2.131
802110	80235	1.331	0.368	1.330	0.368	0.000	0.000	0.007	0.018
80235	8035	1.330	0.368	1.330	0.368	0.000	0.000	0.022	0.000
802110	80210	5.586	3.270	5.581	3.149	0.005	0.121	0.034	1.198
80210	8010	5.581	3.149	5.581	3.149	0.000	0.000	0.357	0.001
80110	8010	5.578	3.288	5.572	3.167	0.005	0.121	0.034	1.203
10	1000110	2.354	1.265	2.351	1.185	0.003	0.079	0.014	1.744
1000110	100010	2.351	1.187	2.348	1.141	0.003	0.046	0.014	1.061
100010	1000210	-2.349	-1.138	-2.349	-1.138	0.000	0.000	-0.142	-0.000
10002110	1000210	2.352	1.184	2.349	1.138	0.003	0.046	0.014	1.059
10	10002110	2.355	1.265	2.352	1.185	0.003	0.079	0.014	1.744
10002110	1000235	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
1122110	112210	3.645	1.925	3.642	1.925	0.004	0.000	0.021	0.086

112210	112110	3.642	1.925	3.641	1.925	0.000	0.000	0.220	0.000
112110	112110	0.516	0.426	0.516	0.423	0.000	0.003	0.003	0.344
112110	112135	0.911	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.005	0.042
112135	112235	0.910	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.015	0.000
112210	112235	-0.910	-0.375	-0.910	-0.379	0.000	0.004	-0.005	-0.212
11	1122110	2.737	1.621	2.735	1.551	0.002	0.070	0.016	1.374
11	1121110	1.428	0.835	1.427	0.805	0.001	0.030	0.008	1.120
8	9	-8.495	-5.596	-8.578	-5.716	0.083	0.120	-0.053	-1.494
9	10	-9.900	-5.681	-9.935	-5.731	0.034	0.049	-0.058	-0.541
10	106	-14.684	-6.659	-14.761	-6.831	0.077	0.171	-0.082	-1.008
106	200	-18.975	-6.475	-19.062	-6.669	0.087	0.192	-0.101	-0.831
308	308210	1.503	0.757	1.499	0.724	0.003	0.033	0.027	0.422
308210	308110	1.499	0.724	1.499	0.724	0.000	0.000	0.087	0.000
308	308110	1.502	0.758	1.499	0.725	0.003	0.033	0.027	0.423
7	70110	2.307	1.241	2.299	1.119	0.008	0.121	0.014	2.840
10022110	1002210	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	1.997
302	302110	0.601	0.322	0.600	0.310	0.002	0.012	0.011	0.404
12	12110	3.508	2.068	3.498	1.889	0.010	0.178	0.021	2.805
201	304	0.910	0.524	0.910	0.524	0.000	0.000	0.017	0.001
202	305	0.706	0.381	0.706	0.381	0.000	0.000	0.013	0.001
314	314110	0.802	0.410	0.799	0.390	0.003	0.020	0.015	0.528
305	30510	0.702	0.355	0.700	0.340	0.002	0.016	0.013	0.460
204	315	1.013	0.610	1.012	0.609	0.001	0.001	0.019	0.037
307	307110	0.803	0.451	0.799	0.430	0.003	0.021	0.015	0.555
311	311110	1.105	0.661	1.099	0.620	0.006	0.041	0.021	0.805
106	11	4.214	2.635	4.214	2.634	0.001	0.001	0.025	0.025
103	6	4.502	2.725	4.499	2.721	0.003	0.004	0.027	0.106
109	13	2.650	1.569	2.650	1.569	0.000	0.000	0.016	0.004
13	13110	2.639	1.507	2.628	1.349	0.010	0.158	0.015	3.312
101435	310	1.224	0.660	1.210	0.647	0.014	0.012	0.022	0.477
205	316	2.219	1.288	2.219	1.287	0.000	0.000	0.042	0.007
316	316110	2.212	1.247	2.199	1.129	0.013	0.117	0.041	1.078
310	310110	1.206	0.657	1.199	0.610	0.007	0.047	0.022	0.815
6	60110	4.484	2.714	4.467	2.408	0.017	0.304	0.027	3.777
101435	309	1.621	1.011	1.614	1.003	0.006	0.008	0.030	0.185
9	9110	1.317	0.762	1.309	0.670	0.008	0.092	0.008	4.039
10135	308	3.033	1.626	3.021	1.612	0.012	0.014	0.056	0.181
203	312	1.515	0.982	1.511	0.979	0.004	0.003	0.029	0.098
312	312110	1.505	0.947	1.499	0.889	0.006	0.057	0.029	0.793
4	5	18.754	11.312	18.701	11.235	0.053	0.077	0.112	0.442

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.342 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.100 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.002 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.002 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.749 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.564 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.314 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.316 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-61.365	-36.234	115.000	0.00
1		0.000	0.000	114.807	-0.07
100110		0.000	0.000	113.443	-1.23
10027		0.000	0.000	27.127	-1.23
10010		9.630	5.200	10.844	-1.21
1002110		0.000	0.000	113.448	-1.23
100227		0.000	0.000	27.127	-1.23
100210		0.000	0.000	10.845	-1.21
2		0.000	0.000	113.783	-0.43
10022110		0.000	0.000	108.684	-4.58
1002235		0.000	0.000	36.344	-4.54
1002210		3.830	1.960	10.229	-6.09
101		0.000	0.000	113.374	-0.58
102		0.000	0.000	113.264	-0.62
3		0.000	0.000	113.225	-0.63
101110		0.000	0.000	108.209	-4.03
10135		0.000	0.000	35.692	-5.03
10110		8.530	4.840	6.204	-4.00
1012110		0.000	0.000	108.221	-4.03
101235		0.000	0.000	35.693	-5.03
101210		0.000	0.000	6.205	-4.00
4		0.000	0.000	112.397	-0.98
1014110		0.000	0.000	108.454	-4.39
101435		0.000	0.000	36.204	-4.31
101410		4.380	2.480	10.392	-3.91
10142110		0.000	0.000	108.795	-3.94
1014235		0.000	0.000	36.204	-4.31
1014210		0.000	0.000	10.393	-3.91
5		0.000	0.000	111.958	-1.08
5110		0.000	0.000	110.206	-2.56
5027		0.000	0.000	26.352	-2.56
5010		18.600	10.040	10.438	-3.49
52110		0.000	0.000	110.206	-2.56
50227		0.000	0.000	26.352	-2.56
50210		0.000	0.000	10.439	-3.50
103		0.000	0.000	112.059	-1.21
6		0.000	0.000	111.955	-1.23
60110		4.470	2.410	10.370	-4.08
7		0.000	0.000	111.907	-1.39
70110		2.300	1.120	10.524	-3.46
104		0.000	0.000	111.860	-1.48

105	0.000	0.000	111.811	-1.50
8	0.000	0.000	111.452	-1.56
80110	0.000	0.000	109.434	-3.34
8035	0.000	0.000	36.631	-3.34
8010	11.160	6.320	10.362	-4.25
802110	0.000	0.000	109.434	-3.34
80235	0.000	0.000	36.631	-3.34
80210	0.000	0.000	10.363	-4.25
9	0.000	0.000	112.818	-1.14
9110	1.310	0.670	10.903	-4.11
10	0.000	0.000	113.316	-0.97
1000110	0.000	0.000	111.656	-2.46
100035	0.000	0.000	37.381	-2.46
100010	4.700	2.280	10.586	-3.33
10002110	0.000	0.000	111.656	-2.46
1000235	0.000	0.000	37.381	-2.46
1000210	0.000	0.000	10.586	-3.33
106	0.000	0.000	114.232	-0.48
11	0.000	0.000	114.207	-0.49
1121110	0.000	0.000	113.114	-1.37
112135	0.000	0.000	37.855	-1.36
112110	4.160	2.350	10.787	-1.55
1122110	0.000	0.000	112.871	-1.57
112235	0.000	0.000	37.855	-1.36
112210	0.000	0.000	10.787	-1.55
200	-19.886	-5.218	115.000	0.00
107	0.000	0.000	113.284	-0.66
12	0.000	0.000	113.297	-0.65
12110	3.500	1.890	10.579	-2.80
108	0.000	0.000	113.314	-0.64
109	0.000	0.000	113.316	-0.64
13	0.000	0.000	113.312	-0.64
13110	2.630	1.350	10.535	-3.21
110	0.000	0.000	114.460	-0.29
300	-62.090	-27.532	115.000	0.00
301	0.000	0.000	35.455	-4.87
301110	0.900	0.510	11.051	-5.48
301210	0.000	0.000	11.051	-5.48
302	0.000	0.000	35.546	-4.58
302110	0.600	0.310	11.057	-5.39
303	0.000	0.000	35.714	-4.27
303110	1.300	0.700	10.816	-4.98
3032110	0.000	0.000	10.816	-4.98
201	0.000	0.000	35.532	-5.11
304	0.000	0.000	35.531	-5.11
304110	0.900	0.460	11.082	-5.72
304210	0.000	0.000	11.082	-5.72
202	0.000	0.000	35.530	-5.11
305	0.000	0.000	35.529	-5.11
30510	0.700	0.340	11.038	-6.06
306	0.000	0.000	35.557	-5.07
306110	0.000	0.000	10.575	-5.76
306210	1.400	0.790	10.575	-5.76
307	0.000	0.000	35.930	-4.81
307110	0.800	0.430	11.136	-5.87
308	0.000	0.000	35.517	-5.14
308110	3.000	1.450	11.046	-6.10
308210	0.000	0.000	11.047	-6.10
309	0.000	0.000	36.023	-4.41
309110	1.600	0.910	11.210	-5.18
309210	0.000	0.000	11.210	-5.18
310	0.000	0.000	35.735	-4.50
310110	1.200	0.610	11.002	-6.12
311	0.000	0.000	35.769	-4.63
311110	1.100	0.620	6.308	-6.09
203	0.000	0.000	35.625	-4.74
312	0.000	0.000	35.527	-4.76
312110	1.500	0.890	10.942	-6.25
313	0.000	0.000	35.526	-4.84
313110	1.400	0.720	10.413	-5.53
313210	0.000	0.000	10.413	-5.54
314	0.000	0.000	35.504	-4.98
314110	0.800	0.390	11.011	-6.07
204	0.000	0.000	35.558	-5.06
315	0.000	0.000	35.523	-5.08
315110	1.000	0.540	6.337	-5.75
315210	0.000	0.000	6.337	-5.75
205	0.000	0.000	35.573	-5.06
316	0.000	0.000	35.566	-5.07
316110	2.200	1.130	6.232	-7.28

704	0.000	0.000	112.024	-1.56
701	0.000	0.000	113.353	-0.82
701210	8.300	4.250	10.524	-3.46
702	0.000	0.000	112.519	-1.26
70210	16.100	8.690	10.382	-4.44
702210	0.000	0.000	10.382	-4.45
703	0.000	0.000	112.228	-1.46
70310	7.000	0.000	10.670	-4.99
703210	0.000	0.000	10.670	-4.99
70410	9.100	-1.440	10.756	-4.46
704210	0.000	0.000	10.757	-4.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	100110	4.817	2.733	4.813	2.603	0.004	0.129	0.028	1.390
100110	10027	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
10027	100227	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	1002110	4.821	2.723	4.818	2.593	0.004	0.129	0.028	1.385
1002110	100210	4.821	2.585	4.817	2.585	0.004	0.000	0.028	0.064
100210	10010	4.817	2.585	4.817	2.585	0.000	0.000	0.291	0.000
100110	10010	4.810	2.611	4.807	2.611	0.004	0.000	0.028	0.064
3	101110	8.182	6.237	8.159	5.486	0.022	0.748	0.052	5.277
101110	10135	3.900	3.047	3.894	2.935	0.006	0.112	0.026	1.739
10135	101235	-3.885	-2.959	-3.885	-2.959	0.000	0.000	-0.079	-0.000
1012110	101235	3.890	3.072	3.885	2.959	0.006	0.112	0.026	1.750
3	1012110	8.189	6.221	8.167	5.471	0.022	0.748	0.052	5.265
1012110	101210	4.277	2.399	4.271	2.399	0.006	0.000	0.026	0.103
101210	10110	4.271	2.399	4.270	2.399	0.000	0.000	0.455	0.001
101110	10110	4.260	2.438	4.254	2.438	0.006	0.000	0.026	0.102
301	301110	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
301110	301210	-0.450	-0.255	-0.450	-0.255	0.000	0.000	-0.027	-0.000
301	301210	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
303	303110	0.677	1.359	0.669	1.301	0.008	0.057	0.025	1.328
303110	3032110	-0.630	0.602	-0.630	0.602	0.000	0.000	-0.046	-0.000
303	3032110	0.632	-0.588	0.630	-0.602	0.001	0.013	0.014	-0.299
52110	50227	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.001	-0.000
5110	5027	0.011	-0.025	0.011	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	9.291	5.243	9.283	5.041	0.008	0.201	0.056	1.171
5010	50210	-9.305	-4.992	-9.306	-4.992	0.000	0.000	-0.583	-0.001
52110	50210	9.314	5.194	9.306	4.992	0.008	0.201	0.056	1.162
5	52110	9.311	5.544	9.303	5.218	0.008	0.324	0.056	1.842
5	5110	9.310	5.543	9.302	5.218	0.008	0.324	0.056	1.842
10135	301	0.249	0.777	0.245	0.772	0.004	0.004	0.013	0.228
301	302	-0.664	0.264	-0.667	0.261	0.003	0.003	-0.012	-0.106
302	303	-1.273	-0.033	-1.279	-0.040	0.006	0.007	-0.021	-0.182
303	8035	-2.598	-0.800	-2.651	-0.864	0.053	0.063	-0.044	-0.954
104	7	-6.528	2.415	-6.534	2.405	0.007	0.010	-0.036	-0.052
7	103	-8.622	1.772	-8.639	1.746	0.017	0.025	-0.045	-0.160
103	4	-13.141	-0.546	-13.178	-0.600	0.037	0.054	-0.068	-0.346
4	102	-14.511	-7.194	-14.577	-7.341	0.066	0.146	-0.083	-0.877
102	2	-17.094	-9.859	-17.139	-9.961	0.046	0.101	-0.100	-0.522
2	10022110	6.433	4.067	6.410	3.430	0.024	0.634	0.039	5.443
10022110	1002235	2.574	1.338	2.570	1.338	0.004	0.000	0.015	0.120
1002235	307	2.570	1.358	2.547	1.331	0.023	0.027	0.046	0.426
307	306	1.740	0.899	1.726	0.882	0.014	0.017	0.031	0.385
306	202	0.313	0.035	0.313	0.035	0.000	0.000	0.005	0.030
202	201	-0.393	-0.331	-0.393	-0.331	0.000	0.000	-0.008	-0.002
201	10135	-1.303	-0.841	-1.308	-0.847	0.005	0.006	-0.025	-0.164
304	304110	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
304110	304210	-0.450	-0.230	-0.450	-0.230	0.000	0.000	-0.026	-0.000
304	304210	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
306	306110	0.701	0.407	0.700	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
306110	306210	0.700	0.395	0.700	0.395	0.000	0.000	0.044	0.000
306	306210	0.701	0.407	0.699	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
100	1	37.625	22.199	37.589	22.117	0.037	0.081	0.219	0.193
1	101	27.852	16.426	27.648	15.974	0.203	0.450	0.162	1.439
8	80110	6.915	3.969	6.907	3.684	0.008	0.283	0.041	2.163
8	105	-4.576	-3.275	-4.587	-3.290	0.011	0.016	-0.029	-0.362
2	100	-23.593	-13.709	-23.740	-14.035	0.146	0.325	-0.138	-1.220
80110	8035	1.330	0.397	1.329	0.397	0.000	0.000	0.007	0.018
105	104	-4.587	-2.979	-4.588	-2.982	0.001	0.002	-0.028	-0.049
102	3	2.517	3.068	2.516	3.067	0.001	0.001	0.020	0.039
101	3	13.921	9.670	13.910	9.646	0.011	0.024	0.086	0.149
4	107	-16.100	-4.129	-16.203	-4.253	0.103	0.124	-0.085	-0.896

107	12	-16.203	-4.005	-16.205	-4.007	0.001	0.002	-0.085	-0.013
12	108	-19.727	-6.160	-19.730	-6.164	0.002	0.004	-0.105	-0.017
108	109	-19.730	-6.159	-19.730	-6.159	0.000	0.000	-0.105	-0.002
109	110	-22.379	-7.511	-22.558	-7.726	0.178	0.214	-0.120	-1.150
110	300	-61.935	-27.094	-62.090	-27.532	0.155	0.436	-0.340	-0.541
110	701	39.377	19.838	39.178	19.279	0.198	0.557	0.222	1.118
701	70110	4.277	2.570	4.262	2.301	0.015	0.268	0.025	3.512
7	70110	2.077	0.851	2.071	0.762	0.006	0.088	0.012	2.045
70110	701210	4.035	1.943	4.035	1.943	0.000	0.000	0.245	0.000
701	701210	4.275	2.573	4.260	2.304	0.015	0.268	0.025	3.516
702	70210	8.074	4.964	8.042	4.347	0.031	0.614	0.049	4.278
70210	702210	-8.047	-4.337	-8.048	-4.337	0.000	0.000	-0.508	-0.001
702	702210	8.079	4.953	8.048	4.337	0.031	0.614	0.049	4.270
703	70310	3.512	0.218	3.498	0.001	0.014	0.216	0.018	1.062
70310	703210	-3.498	0.001	-3.498	0.001	0.000	0.000	-0.189	-0.000
703	703210	3.512	0.216	3.498	-0.001	0.014	0.216	0.018	1.059
704	70410	4.560	-0.485	4.548	-0.718	0.013	0.232	0.024	-0.134
70410	704210	-4.547	0.721	-4.547	0.721	0.000	0.000	-0.247	-0.000
704	704210	4.560	-0.488	4.547	-0.721	0.013	0.232	0.024	-0.139
701	702	30.597	14.319	30.478	13.984	0.118	0.333	0.172	0.849
702	703	14.287	4.190	14.265	4.128	0.022	0.062	0.076	0.301
703	704	7.220	3.908	7.213	3.889	0.007	0.019	0.042	0.209
704	104	-1.936	5.051	-1.940	5.041	0.003	0.010	-0.028	0.160
4	101	-13.657	-6.876	-13.727	-7.032	0.070	0.155	-0.078	-0.988
4	1014110	5.207	3.073	5.192	2.661	0.015	0.410	0.031	4.244
1014110	101410	-1.204	-0.175	-1.204	-0.186	0.001	0.010	-0.006	-0.261
101410	1014210	-5.582	-2.664	-5.582	-2.664	0.000	0.000	-0.343	-0.001
10142110	1014210	5.591	2.664	5.582	2.664	0.009	0.000	0.033	0.135
4	10142110	7.082	4.418	7.067	3.916	0.015	0.500	0.043	3.843
10142110	1014235	1.476	1.252	1.475	1.235	0.001	0.017	0.010	0.702
1014235	101435	1.475	1.235	1.475	1.235	0.000	0.000	0.031	0.000
1014110	101435	6.395	2.836	6.373	2.836	0.022	0.000	0.037	0.301
309	309110	0.801	0.470	0.799	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
309110	309210	-0.800	-0.455	-0.800	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
309	309210	0.801	0.470	0.800	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
313	313110	0.417	-2.496	0.404	-2.612	0.013	0.116	0.041	-1.541
313110	313210	-0.995	-3.332	-0.995	-3.332	0.000	0.000	-0.192	-0.000
313	313210	1.023	3.585	0.995	3.332	0.028	0.252	0.060	2.418
315	315110	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
315110	315210	-0.500	-0.270	-0.500	-0.270	0.000	0.000	-0.052	-0.000
315	315210	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
101435	311	5.004	2.461	4.957	2.404	0.047	0.056	0.089	0.449
311	203	3.846	1.730	3.834	1.715	0.012	0.015	0.068	0.150
203	313	2.319	0.749	2.314	0.743	0.005	0.006	0.039	0.103
313	314	0.862	-0.403	0.860	-0.405	0.002	0.002	0.015	0.030
314	204	0.054	-0.818	0.053	-0.820	0.001	0.001	0.013	-0.050
204	205	-0.961	-1.413	-0.961	-1.414	0.000	0.001	-0.028	-0.015
205	10135	-3.180	-2.697	-3.189	-2.708	0.009	0.011	-0.068	-0.121
8	802110	6.915	3.969	6.908	3.684	0.008	0.283	0.041	2.163
802110	80235	1.321	0.415	1.321	0.415	0.000	0.000	0.007	0.018
80235	8035	1.321	0.415	1.321	0.415	0.000	0.000	0.022	0.000
802110	80210	5.586	3.269	5.581	3.149	0.005	0.120	0.034	1.201
80210	8010	5.581	3.149	5.581	3.149	0.000	0.000	0.356	0.001
80110	8010	5.578	3.287	5.572	3.167	0.005	0.120	0.034	1.207
1000110	100010	2.351	1.187	2.348	1.141	0.003	0.046	0.014	1.062
100010	1000210	-2.349	-1.138	-2.349	-1.138	0.000	0.000	-0.142	-0.000
10002110	1000210	2.352	1.184	2.349	1.138	0.003	0.046	0.014	1.060
10002110	1000235	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1000110	2.354	1.264	2.351	1.185	0.003	0.079	0.014	1.746
10	10002110	2.355	1.264	2.352	1.185	0.003	0.079	0.014	1.746
8	9	-9.313	-4.144	-9.396	-4.264	0.083	0.120	-0.053	-1.385
9	10	-10.718	-4.226	-10.753	-4.277	0.035	0.050	-0.059	-0.504
10	106	-15.502	-5.200	-15.582	-5.377	0.079	0.176	-0.083	-0.928
106	200	-19.796	-5.018	-19.886	-5.218	0.090	0.199	-0.103	-0.772
1121110	112110	0.516	0.426	0.516	0.423	0.000	0.003	0.003	0.344
112110	112210	-3.641	-1.925	-3.642	-1.925	0.000	0.000	-0.220	-0.000
1122110	112210	3.645	1.925	3.642	1.925	0.004	0.000	0.021	0.086
1122110	112235	-0.910	-0.375	-0.910	-0.379	0.000	0.004	-0.005	-0.212
112235	112135	-0.910	-0.379	-0.910	-0.379	0.000	0.000	-0.015	-0.000
1121110	112135	0.911	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.005	0.042
11	1121110	1.428	0.835	1.427	0.805	0.001	0.030	0.008	1.121
11	1122110	2.737	1.621	2.735	1.551	0.002	0.070	0.016	1.375
308	308110	1.502	0.758	1.499	0.725	0.003	0.033	0.027	0.423
308110	308210	-1.499	-0.724	-1.499	-0.724	0.000	0.000	-0.087	-0.000
308	308210	1.503	0.757	1.499	0.724	0.003	0.033	0.027	0.423
9	9110	1.317	0.762	1.309	0.670	0.008	0.092	0.008	4.044
302	302110	0.601	0.322	0.600	0.310	0.002	0.012	0.011	0.405
204	315	1.013	0.610	1.012	0.609	0.001	0.001	0.019	0.037

10022110	1002210	3.836	2.092	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	1.998
4	5	18.754	11.311	18.701	11.234	0.053	0.077	0.112	0.442
202	305	0.706	0.381	0.706	0.381	0.000	0.000	0.013	0.001
13	13110	2.639	1.508	2.628	1.349	0.011	0.158	0.015	3.332
314	314110	0.802	0.410	0.799	0.390	0.003	0.020	0.015	0.529
201	304	0.910	0.524	0.910	0.524	0.000	0.000	0.017	0.001
307	307110	0.803	0.451	0.799	0.430	0.003	0.021	0.015	0.556
101435	310	1.224	0.660	1.210	0.647	0.014	0.012	0.022	0.477
205	316	2.219	1.288	2.219	1.287	0.000	0.000	0.042	0.007
106	11	4.214	2.635	4.214	2.634	0.001	0.001	0.025	0.025
101435	309	1.621	1.011	1.614	1.003	0.006	0.008	0.030	0.185
316	316110	2.212	1.246	2.199	1.129	0.013	0.117	0.041	1.080
310	310110	1.206	0.657	1.199	0.610	0.007	0.047	0.022	0.817
103	6	4.502	2.724	4.499	2.720	0.003	0.004	0.027	0.106
6	60110	4.484	2.713	4.467	2.408	0.017	0.303	0.027	3.789
12	12110	3.508	2.068	3.498	1.889	0.010	0.179	0.021	2.821
311	311110	1.105	0.661	1.099	0.620	0.006	0.041	0.021	0.806
203	312	1.515	0.982	1.511	0.979	0.004	0.003	0.029	0.098
10135	308	3.033	1.626	3.021	1.612	0.012	0.014	0.056	0.181
312	312110	1.505	0.947	1.499	0.889	0.006	0.057	0.029	0.794
109	13	2.650	1.570	2.650	1.570	0.000	0.000	0.016	0.004
305	30510	0.702	0.355	0.700	0.340	0.002	0.016	0.013	0.460

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 54.369 МВт / 476.273 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 53.260 МВт / 466.558 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.285 МВт / 1.233 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.285 МВт / 1.233 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.712 МВт / 6.241 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.143 МВт / 0.616 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.855 МВт / 6.857 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.140 МВт / 8.090 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-22.328	-9.063	110.000	0.00
1		0.000	0.000	109.938	-0.03
100110		0.000	0.000	109.449	-0.47
10027		0.000	0.000	26.172	-0.47
10010		3.370	1.820	10.466	-0.46
1002110		0.000	0.000	109.451	-0.47
100227		0.000	0.000	26.172	-0.47
100210		0.000	0.000	10.466	-0.46
2		0.000	0.000	109.631	-0.19
10022110		0.000	0.000	107.924	-1.71
1002235		0.000	0.000	36.116	-1.70
1002210		1.340	0.686	10.265	-2.24
101		0.000	0.000	109.508	-0.26
102		0.000	0.000	109.475	-0.28
3		0.000	0.000	109.458	-0.28
101110		0.000	0.000	107.721	-1.51
10135		0.000	0.000	35.870	-1.85
10110		2.980	1.694	6.180	-1.50
1012110		0.000	0.000	107.725	-1.51
101235		0.000	0.000	35.870	-1.85
101210		0.000	0.000	6.180	-1.50
4		0.000	0.000	109.221	-0.45
1014110		0.000	0.000	107.789	-1.67
101435		0.000	0.000	36.050	-1.64
101410		1.530	0.870	10.318	-1.50
10142110		0.000	0.000	107.930	-1.51
1014235		0.000	0.000	36.050	-1.64
1014210		0.000	0.000	10.319	-1.50
5		0.000	0.000	109.066	-0.49
5110		0.000	0.000	108.469	-1.03
5027		0.000	0.000	25.937	-1.03
5010		6.510	3.500	10.339	-1.36
52110		0.000	0.000	108.468	-1.03
50227		0.000	0.000	25.937	-1.03
50210		0.000	0.000	10.339	-1.36
103		0.000	0.000	109.158	-0.58
6		0.000	0.000	109.122	-0.59
60110		1.560	0.840	10.322	-1.61
7		0.000	0.000	109.151	-0.69
70110		0.810	0.390	10.368	-1.40
104		0.000	0.000	109.161	-0.75
105		0.000	0.000	109.149	-0.75
8		0.000	0.000	109.052	-0.76
80110		0.000	0.000	108.334	-1.37
8035		0.000	0.000	36.267	-1.37

8010	3.900	2.210	10.325	-1.69
802110	0.000	0.000	108.334	-1.37
80235	0.000	0.000	36.267	-1.37
80210	0.000	0.000	10.326	-1.69
9	0.000	0.000	109.544	-0.56
9110	0.460	0.230	10.826	-1.64
10	0.000	0.000	109.701	-0.48
1000110	0.000	0.000	109.127	-1.03
100035	0.000	0.000	36.534	-1.03
100010	1.650	0.800	10.405	-1.35
10002110	0.000	0.000	109.127	-1.03
1000235	0.000	0.000	36.534	-1.03
1000210	0.000	0.000	10.405	-1.35
106	0.000	0.000	109.908	-0.24
11	0.000	0.000	109.898	-0.24
1121110	0.000	0.000	109.509	-0.58
112135	0.000	0.000	36.657	-0.57
112110	1.460	0.820	10.463	-0.64
1122110	0.000	0.000	109.422	-0.65
112235	0.000	0.000	36.657	-0.57
112210	0.000	0.000	10.463	-0.64
200	-7.381	1.692	110.000	0.00
107	0.000	0.000	109.486	-0.30
12	0.000	0.000	109.489	-0.30
12110	1.230	0.660	10.382	-1.10
108	0.000	0.000	109.494	-0.30
109	0.000	0.000	109.495	-0.30
13	0.000	0.000	109.493	-0.30
13110	0.920	0.470	10.368	-1.24
110	0.000	0.000	109.847	-0.14
300	-24.660	-4.641	110.000	0.00
301	0.000	0.000	35.805	-1.76
301110	0.320	0.180	11.221	-1.97
301210	0.000	0.000	11.221	-1.97
302	0.000	0.000	35.855	-1.61
302110	0.210	0.310	11.172	-1.85
303	0.000	0.000	35.952	-1.51
303110	0.110	0.250	10.959	-1.54
3032110	0.000	0.000	10.959	-1.54
201	0.000	0.000	35.815	-1.88
304	0.000	0.000	35.814	-1.88
304110	0.320	0.160	11.226	-2.10
304210	0.000	0.000	11.226	-2.10
202	0.000	0.000	35.814	-1.89
305	0.000	0.000	35.814	-1.89
30510	0.250	0.120	11.211	-2.22
306	0.000	0.000	35.827	-1.87
306110	0.000	0.000	10.717	-2.11
306210	0.490	0.280	10.717	-2.11
307	0.000	0.000	35.967	-1.79
307110	0.280	0.150	11.250	-2.16
308	0.000	0.000	35.807	-1.89
308110	1.050	0.510	11.213	-2.22
308210	0.000	0.000	11.213	-2.22
309	0.000	0.000	35.983	-1.67
309110	0.560	0.320	11.270	-1.94
309210	0.000	0.000	11.270	-1.94
310	0.000	0.000	35.891	-1.71
310110	0.420	0.210	11.203	-2.27
311	0.000	0.000	35.887	-1.73
311110	0.380	0.220	6.414	-2.23
203	0.000	0.000	35.832	-1.76
312	0.000	0.000	35.798	-1.77
312110	0.530	0.310	11.175	-2.28
313	0.000	0.000	35.792	-1.79
313110	0.490	0.250	10.548	-2.02
313210	0.000	0.000	10.548	-2.03
314	0.000	0.000	35.792	-1.84
314110	0.280	0.140	11.197	-2.21
204	0.000	0.000	35.820	-1.86
315	0.000	0.000	35.806	-1.87
315110	0.350	0.190	6.425	-2.10
315210	0.000	0.000	6.425	-2.10
205	0.000	0.000	35.826	-1.87
316	0.000	0.000	35.824	-1.87
316110	0.770	0.390	6.392	-2.62
704	0.000	0.000	109.247	-0.82
701	0.000	0.000	109.518	-0.42
701210	2.900	1.490	10.368	-1.40
702	0.000	0.000	109.277	-0.65

70210	5.640	3.040	10.322	-1.81
702210	0.000	0.000	10.322	-1.81
703	0.000	0.000	109.217	-0.79
70310	7.000	0.000	10.379	-4.52
703210	0.000	0.000	10.379	-4.52
70410	3.190	-4.310	10.693	-1.93
704210	0.000	0.000	10.693	-1.93

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	100110	1.684	0.928	1.684	0.911	0.000	0.017	0.010	0.493
100110	10027	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.001
10027	100227	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.001
1	1002110	1.686	0.925	1.685	0.908	0.000	0.017	0.010	0.491
1002110	100210	1.686	0.905	1.686	0.905	0.000	0.000	0.010	0.024
100210	10010	1.686	0.905	1.686	0.905	0.000	0.000	0.105	0.000
100110	10010	1.683	0.914	1.682	0.914	0.000	0.000	0.010	0.024
3	101110	2.841	2.035	2.838	1.943	0.003	0.092	0.018	1.774
101110	10135	1.351	1.089	1.351	1.075	0.001	0.014	0.009	0.595
10135	101235	-1.347	-1.084	-1.347	-1.084	0.000	0.000	-0.028	-0.000
1012110	101235	1.348	1.098	1.347	1.084	0.001	0.014	0.009	0.599
3	1012110	2.843	2.030	2.841	1.938	0.003	0.092	0.018	1.769
1012110	101210	1.493	0.840	1.492	0.840	0.001	0.000	0.009	0.037
101210	10110	1.492	0.840	1.492	0.840	0.000	0.000	0.160	0.000
101110	10110	1.487	0.853	1.486	0.853	0.001	0.000	0.009	0.037
301	301110	0.160	0.091	0.160	0.090	0.000	0.001	0.003	0.105
301110	301210	-0.160	-0.090	-0.160	-0.090	0.000	0.000	-0.009	-0.000
301	301210	0.160	0.091	0.160	0.090	0.000	0.001	0.003	0.105
303	303110	0.190	1.191	0.185	1.155	0.005	0.036	0.019	1.080
303110	3032110	0.075	0.905	0.075	0.905	0.000	0.000	0.048	0.000
303	3032110	-0.074	-0.891	-0.075	-0.905	0.002	0.014	-0.014	-0.574
52110	50227	-0.004	0.009	-0.004	0.009	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.004	0.009	-0.004	0.009	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5110	5027	0.004	-0.009	0.004	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	3.250	1.783	3.249	1.757	0.001	0.025	0.020	0.389
5010	50210	-3.257	-1.740	-3.257	-1.740	0.000	0.000	-0.206	-0.000
52110	50210	3.258	1.765	3.257	1.740	0.001	0.025	0.020	0.386
5	52110	3.255	1.815	3.254	1.774	0.001	0.040	0.020	0.611
5	5110	3.255	1.814	3.254	1.774	0.001	0.040	0.020	0.611
10135	301	-0.014	0.284	-0.014	0.283	0.000	0.001	-0.005	0.063
301	302	-0.343	0.117	-0.343	0.117	0.001	0.001	-0.006	-0.053
302	303	-0.558	-0.169	-0.559	-0.171	0.001	0.001	-0.009	-0.098
303	8035	-0.686	-0.460	-0.691	-0.466	0.005	0.006	-0.013	-0.318
104	7	-3.222	2.651	-3.225	2.647	0.003	0.004	-0.022	0.008
7	103	-3.923	2.523	-3.928	2.515	0.005	0.007	-0.025	-0.009
103	4	-5.503	2.040	-5.511	2.029	0.008	0.011	-0.031	-0.066
4	102	-5.570	-1.388	-5.579	-1.407	0.009	0.019	-0.030	-0.255
102	2	-6.357	-2.250	-6.363	-2.263	0.006	0.013	-0.036	-0.157
2	10022110	2.251	1.261	2.248	1.182	0.003	0.078	0.014	1.755
10022110	1002235	0.908	0.481	0.907	0.481	0.000	0.000	0.005	0.044
1002235	307	0.907	0.500	0.904	0.497	0.003	0.004	0.017	0.151
307	306	0.620	0.364	0.618	0.362	0.002	0.002	0.012	0.141
306	202	0.117	0.044	0.117	0.044	0.000	0.000	0.002	0.013
202	201	-0.138	-0.088	-0.138	-0.088	0.000	0.000	-0.003	-0.001
201	10135	-0.466	-0.287	-0.467	-0.288	0.001	0.001	-0.009	-0.056
304	304110	0.160	0.081	0.160	0.080	0.000	0.001	0.003	0.097
304110	304210	-0.160	-0.080	-0.160	-0.080	0.000	0.000	-0.009	-0.000
304	304210	0.160	0.081	0.160	0.080	0.000	0.001	0.003	0.097
306	306110	0.245	0.141	0.245	0.140	0.000	0.001	0.005	0.113
306110	306210	0.245	0.140	0.245	0.140	0.000	0.000	0.015	0.000
306	306210	0.245	0.141	0.245	0.140	0.000	0.001	0.005	0.113
100	1	13.677	5.795	13.672	5.784	0.005	0.010	0.078	0.062
1	101	10.213	3.715	10.188	3.659	0.025	0.055	0.057	0.431
8	80110	2.296	1.360	2.295	1.326	0.001	0.033	0.014	0.739
8	105	-0.968	-1.034	-0.968	-1.035	0.001	0.001	-0.007	-0.097
2	100	-8.633	-3.229	-8.651	-3.269	0.018	0.040	-0.048	-0.370
80110	8035	0.347	0.204	0.347	0.204	0.000	0.000	0.002	0.005
105	104	-0.968	-0.739	-0.968	-0.739	0.000	0.000	-0.006	-0.012
102	3	0.779	1.357	0.778	1.356	0.000	0.000	0.008	0.016
101	3	4.959	2.950	4.957	2.947	0.001	0.003	0.030	0.050
4	107	-5.616	-0.408	-5.629	-0.423	0.013	0.015	-0.030	-0.266
107	12	-5.629	-0.191	-5.629	-0.192	0.000	0.000	-0.030	-0.003
12	108	-6.874	-0.953	-6.874	-0.954	0.000	0.000	-0.037	-0.005
108	109	-6.874	-0.949	-6.874	-0.949	0.000	0.000	-0.037	-0.000
109	110	-7.805	-1.293	-7.826	-1.319	0.021	0.026	-0.042	-0.354

110	300	-24.637	-4.576	-24.660	-4.641	0.023	0.065	-0.131	-0.153
110	701	16.811	3.690	16.778	3.598	0.033	0.092	0.090	0.332
701	70110	1.512	0.813	1.510	0.778	0.002	0.034	0.009	1.150
7	70110	0.689	0.332	0.688	0.321	0.001	0.011	0.004	0.779
70110	701210	1.389	0.709	1.388	0.709	0.000	0.000	0.087	0.000
701	701210	1.512	0.814	1.510	0.780	0.002	0.034	0.009	1.152
702	70210	2.821	1.597	2.817	1.521	0.004	0.076	0.017	1.407
70210	702210	-2.819	-1.517	-2.819	-1.517	0.000	0.000	-0.179	-0.000
702	702210	2.823	1.594	2.819	1.517	0.004	0.076	0.017	1.405
703	70310	3.513	0.230	3.498	0.001	0.015	0.228	0.019	1.034
70310	703210	-3.498	0.001	-3.498	0.001	0.000	0.000	-0.194	-0.000
703	703210	3.513	0.228	3.498	-0.001	0.015	0.228	0.019	1.030
704	70410	1.599	-2.073	1.595	-2.153	0.004	0.079	0.014	-2.493
70410	704210	-1.593	2.154	-1.593	2.154	0.000	0.000	-0.144	-0.000
704	704210	1.598	-2.074	1.593	-2.154	0.004	0.079	0.014	-2.495
701	702	13.727	2.142	13.705	2.081	0.021	0.060	0.073	0.244
702	703	8.025	-0.994	8.019	-1.014	0.007	0.019	0.043	0.063
703	704	0.973	-1.270	0.972	-1.271	0.000	0.001	0.008	-0.029
704	104	-2.252	3.057	-2.254	3.051	0.002	0.005	-0.020	0.085
4	101	-5.219	-1.368	-5.229	-1.388	0.009	0.020	-0.028	-0.289
4	1014110	1.802	1.051	1.801	0.999	0.002	0.052	0.011	1.474
1014110	101410	-0.420	-0.089	-0.420	-0.091	0.000	0.001	-0.002	-0.098
101410	1014210	-1.949	-0.960	-1.949	-0.960	0.000	0.000	-0.121	-0.000
10142110	1014210	1.950	0.960	1.949	0.960	0.001	0.000	0.012	0.048
4	10142110	2.454	1.500	2.453	1.436	0.002	0.063	0.015	1.326
10142110	1014235	0.503	0.476	0.503	0.474	0.000	0.000	0.004	0.256
1014235	101435	0.503	0.474	0.503	0.474	0.000	0.000	0.011	0.000
1014110	101435	2.220	1.089	2.217	1.089	0.003	0.000	0.013	0.107
309	309110	0.280	0.162	0.280	0.160	0.000	0.002	0.005	0.128
309110	309210	-0.280	-0.160	-0.280	-0.160	0.000	0.000	-0.016	-0.000
309	309210	0.280	0.162	0.280	0.160	0.000	0.002	0.005	0.128
313	313110	-0.069	-2.798	-0.085	-2.938	0.016	0.140	0.045	-1.796
313110	313210	-0.575	-3.188	-0.575	-3.188	0.000	0.000	-0.177	-0.000
313	313210	0.599	3.402	0.575	3.188	0.024	0.213	0.056	2.231
315	315110	0.175	0.096	0.175	0.095	0.000	0.001	0.003	0.113
315110	315210	-0.175	-0.095	-0.175	-0.095	0.000	0.000	-0.018	-0.000
315	315210	0.175	0.096	0.175	0.095	0.000	0.001	0.003	0.113
101435	311	1.721	1.027	1.715	1.020	0.006	0.007	0.032	0.164
311	203	1.329	0.782	1.327	0.780	0.002	0.002	0.025	0.056
203	313	0.790	0.447	0.790	0.446	0.001	0.001	0.015	0.041
313	314	0.249	-0.216	0.248	-0.216	0.000	0.000	0.005	0.000
314	204	-0.036	-0.362	-0.036	-0.362	0.000	0.000	-0.006	-0.027
204	205	-0.397	-0.591	-0.397	-0.591	0.000	0.000	-0.011	-0.006
205	10135	-1.175	-1.031	-1.176	-1.033	0.001	0.002	-0.025	-0.045
8	802110	2.296	1.360	2.295	1.326	0.001	0.033	0.014	0.739
802110	80235	0.344	0.210	0.344	0.210	0.000	0.000	0.002	0.005
80235	8035	0.344	0.210	0.344	0.210	0.000	0.000	0.006	0.000
802110	80210	1.951	1.116	1.950	1.101	0.001	0.015	0.012	0.395
80210	8010	1.950	1.101	1.950	1.101	0.000	0.000	0.125	0.000
80110	8010	1.948	1.122	1.947	1.107	0.001	0.015	0.012	0.397
1000110	100010	0.825	0.406	0.824	0.400	0.000	0.006	0.005	0.359
100010	1000210	-0.825	-0.399	-0.825	-0.399	0.000	0.000	-0.051	-0.000
10002110	1000210	0.825	0.405	0.825	0.399	0.000	0.006	0.005	0.358
10002110	1000235	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1000110	0.825	0.416	0.825	0.406	0.000	0.010	0.005	0.588
10	10002110	0.825	0.416	0.825	0.406	0.000	0.010	0.005	0.588
8	9	-3.680	-1.188	-3.692	-1.206	0.012	0.018	-0.020	-0.496
9	10	-4.159	-0.694	-4.163	-0.701	0.005	0.007	-0.022	-0.159
10	106	-5.852	-0.028	-5.863	-0.052	0.011	0.024	-0.031	-0.210
106	200	-7.368	1.721	-7.381	1.692	0.013	0.030	-0.040	-0.093
1121110	112110	0.181	0.148	0.181	0.148	0.000	0.000	0.001	0.122
112110	112210	-1.278	-0.672	-1.278	-0.672	0.000	0.000	-0.080	-0.000
1122110	112210	1.278	0.672	1.278	0.672	0.000	0.000	0.008	0.032
1122110	112235	-0.319	-0.131	-0.319	-0.131	0.000	0.001	-0.002	-0.074
112235	112135	-0.319	-0.131	-0.319	-0.131	0.000	0.000	-0.005	-0.000
1121110	112135	0.319	0.131	0.319	0.131	0.000	0.000	0.002	0.015
11	1121110	0.501	0.283	0.500	0.279	0.000	0.004	0.003	0.393
11	1122110	0.960	0.550	0.959	0.541	0.000	0.009	0.006	0.483
308	308110	0.525	0.259	0.525	0.255	0.000	0.004	0.009	0.133
308110	308210	-0.525	-0.255	-0.525	-0.255	0.000	0.000	-0.030	-0.000
308	308210	0.525	0.259	0.525	0.255	0.000	0.004	0.009	0.133
9	9110	0.461	0.241	0.460	0.230	0.001	0.011	0.003	1.319
302	302110	0.210	0.313	0.210	0.310	0.001	0.004	0.006	0.310
204	315	0.361	0.246	0.361	0.245	0.000	0.000	0.007	0.013
10022110	1002210	1.340	0.702	1.339	0.686	0.001	0.016	0.008	0.633
4	5	6.593	3.778	6.587	3.768	0.007	0.010	0.040	0.156
202	305	0.254	0.148	0.254	0.148	0.000	0.000	0.005	0.000
13	13110	0.921	0.490	0.919	0.470	0.001	0.020	0.005	1.119

314	314110	0.280	0.142	0.280	0.140	0.000	0.002	0.005	0.170
201	304	0.329	0.214	0.329	0.214	0.000	0.000	0.006	0.000
307	307110	0.280	0.152	0.280	0.150	0.000	0.002	0.005	0.178
101435	310	0.426	0.207	0.425	0.206	0.002	0.001	0.008	0.160
205	316	0.778	0.445	0.778	0.445	0.000	0.000	0.014	0.002
106	11	1.505	0.999	1.505	0.998	0.000	0.000	0.009	0.010
101435	309	0.573	0.388	0.572	0.387	0.001	0.001	0.011	0.067
316	316110	0.771	0.403	0.770	0.390	0.002	0.014	0.014	0.329
310	310110	0.421	0.215	0.420	0.210	0.001	0.006	0.008	0.255
103	6	1.575	0.884	1.575	0.883	0.000	0.001	0.010	0.036
6	60110	1.561	0.877	1.559	0.839	0.002	0.037	0.009	1.246
12	12110	1.230	0.683	1.229	0.660	0.001	0.023	0.007	0.960
311	311110	0.380	0.225	0.380	0.220	0.001	0.005	0.007	0.259
203	312	0.537	0.349	0.536	0.349	0.000	0.000	0.010	0.034
10135	308	1.068	0.618	1.067	0.616	0.001	0.002	0.020	0.064
312	312110	0.530	0.317	0.530	0.310	0.001	0.007	0.010	0.251
109	13	0.931	0.547	0.931	0.547	0.000	0.000	0.006	0.001
305	30510	0.250	0.122	0.250	0.120	0.000	0.002	0.004	0.147

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.154 МВт / 1254.030 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.100 МВт / 1227.276 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.781 МВт / 7.692 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.781 МВт / 7.692 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.835 МВт / 7.312 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.514 МВт / 2.219 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.348 МВт / 9.531 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.129 МВт / 17.223 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-61.314	-35.279	121.000	0.00
1		0.000	0.000	120.819	-0.06
100110		0.000	0.000	119.527	-1.11
10027		0.000	0.000	28.582	-1.11
10010		9.630	5.200	11.427	-1.09
1002110		0.000	0.000	119.531	-1.11
100227		0.000	0.000	28.582	-1.11
100210		0.000	0.000	11.427	-1.09
2		0.000	0.000	119.864	-0.39
10022110		0.000	0.000	115.100	-4.11
1002235		0.000	0.000	38.494	-4.08
1002210		3.830	1.960	10.852	-5.45
101		0.000	0.000	119.482	-0.53
102		0.000	0.000	119.379	-0.56
3		0.000	0.000	119.342	-0.57
101110		0.000	0.000	114.639	-3.62
10135		0.000	0.000	37.877	-4.51
10110		8.530	4.840	6.574	-3.59
1012110		0.000	0.000	114.651	-3.62
101235		0.000	0.000	37.877	-4.51
101210		0.000	0.000	6.574	-3.59
4		0.000	0.000	118.569	-0.89
1014110		0.000	0.000	114.867	-3.94
101435		0.000	0.000	38.357	-3.87
101410		4.380	2.480	11.004	-3.51
10142110		0.000	0.000	115.188	-3.54
1014235		0.000	0.000	38.357	-3.87
1014210		0.000	0.000	11.005	-3.51
5		0.000	0.000	118.154	-0.98
5110		0.000	0.000	116.507	-2.31
5027		0.000	0.000	27.859	-2.31
5010		18.600	10.040	11.046	-3.14
52110		0.000	0.000	116.507	-2.31
50227		0.000	0.000	27.859	-2.31
50210		0.000	0.000	11.047	-3.14
103		0.000	0.000	118.257	-1.10
6		0.000	0.000	118.159	-1.12
60110		4.470	2.410	10.983	-3.66
7		0.000	0.000	118.119	-1.26
70110		2.300	1.120	11.127	-3.12
104		0.000	0.000	118.078	-1.35
105		0.000	0.000	118.033	-1.36
8		0.000	0.000	117.701	-1.42
80110		0.000	0.000	115.809	-3.01

8035	0.000	0.000	38.765	-3.01
8010	11.160	6.320	10.978	-3.82
802110	0.000	0.000	115.809	-3.01
80235	0.000	0.000	38.765	-3.01
80210	0.000	0.000	10.979	-3.82
9	0.000	0.000	118.994	-1.04
9110	1.310	0.670	11.543	-3.70
10	0.000	0.000	119.461	-0.89
1000110	0.000	0.000	117.898	-2.22
100035	0.000	0.000	39.471	-2.22
100010	4.700	2.280	11.188	-3.01
10002110	0.000	0.000	117.898	-2.22
1000235	0.000	0.000	39.471	-2.22
1000210	0.000	0.000	11.189	-3.01
106	0.000	0.000	120.306	-0.44
11	0.000	0.000	120.282	-0.45
1121110	0.000	0.000	119.248	-1.24
112135	0.000	0.000	39.909	-1.23
112110	4.160	2.350	11.375	-1.40
1122110	0.000	0.000	119.017	-1.43
112235	0.000	0.000	39.909	-1.23
112210	0.000	0.000	11.376	-1.40
200	-19.865	-4.528	121.000	0.00
107	0.000	0.000	119.397	-0.60
12	0.000	0.000	119.409	-0.59
12110	3.500	1.890	11.178	-2.53
108	0.000	0.000	119.425	-0.58
109	0.000	0.000	119.427	-0.58
13	0.000	0.000	119.423	-0.58
13110	2.630	1.350	11.137	-2.89
110	0.000	0.000	120.498	-0.26
300	-61.975	-26.524	121.000	0.00
301	0.000	0.000	37.656	-4.37
301110	0.900	0.510	11.748	-4.91
301210	0.000	0.000	11.748	-4.91
302	0.000	0.000	37.742	-4.11
302110	0.600	0.310	11.754	-4.83
303	0.000	0.000	37.901	-3.84
303110	1.300	0.700	11.490	-4.47
3032110	0.000	0.000	11.491	-4.47
201	0.000	0.000	37.726	-4.58
304	0.000	0.000	37.726	-4.58
304110	0.900	0.460	11.777	-5.12
304210	0.000	0.000	11.777	-5.12
202	0.000	0.000	37.724	-4.58
305	0.000	0.000	37.724	-4.58
30510	0.700	0.340	11.736	-5.42
306	0.000	0.000	37.751	-4.54
306110	0.000	0.000	11.239	-5.15
306210	1.400	0.790	11.239	-5.15
307	0.000	0.000	38.104	-4.32
307110	0.800	0.430	11.828	-5.26
308	0.000	0.000	37.712	-4.61
308110	3.000	1.450	11.743	-5.46
308210	0.000	0.000	11.743	-5.46
309	0.000	0.000	38.186	-3.96
309110	1.600	0.910	11.896	-4.64
309210	0.000	0.000	11.896	-4.64
310	0.000	0.000	37.917	-4.04
310110	1.200	0.610	11.702	-5.48
311	0.000	0.000	37.946	-4.15
311110	1.100	0.620	6.707	-5.45
203	0.000	0.000	37.810	-4.25
312	0.000	0.000	37.718	-4.27
312110	1.500	0.890	11.644	-5.59
313	0.000	0.000	37.716	-4.34
313110	1.400	0.720	11.066	-4.95
313210	0.000	0.000	11.066	-4.95
314	0.000	0.000	37.697	-4.46
314110	0.800	0.390	11.709	-5.43
204	0.000	0.000	37.750	-4.54
315	0.000	0.000	37.716	-4.55
315110	1.000	0.540	6.735	-5.15
315210	0.000	0.000	6.735	-5.15
205	0.000	0.000	37.764	-4.54
316	0.000	0.000	37.758	-4.54
316110	2.200	1.130	6.638	-6.50
704	0.000	0.000	118.229	-1.41
701	0.000	0.000	119.464	-0.75
701210	8.300	4.250	11.127	-3.12

702	0.000	0.000	118.686	-1.14
70210	16.100	8.690	10.994	-3.99
702210	0.000	0.000	10.995	-3.99
703	0.000	0.000	118.418	-1.32
70310	7.000	0.000	11.267	-4.49
703210	0.000	0.000	11.268	-4.49
70410	9.100	-1.440	11.349	-4.01
704210	0.000	0.000	11.349	-4.01

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	100110	4.816	2.720	4.813	2.603	0.003	0.116	0.026	1.315
100110	10027	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
10027	100227	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	1002110	4.821	2.710	4.817	2.593	0.003	0.116	0.026	1.310
1002110	100210	4.821	2.585	4.817	2.585	0.003	0.000	0.026	0.061
100210	10010	4.817	2.585	4.817	2.585	0.000	0.000	0.276	0.000
100110	10010	4.810	2.611	4.807	2.611	0.003	0.000	0.026	0.061
3	101110	8.180	6.138	8.160	5.470	0.020	0.665	0.049	4.926
101110	10135	3.900	3.032	3.895	2.932	0.005	0.099	0.025	1.622
10135	101235	-3.886	-2.957	-3.886	-2.957	0.000	0.000	-0.074	-0.000
1012110	101235	3.891	3.057	3.886	2.957	0.005	0.100	0.025	1.633
3	1012110	8.187	6.123	8.167	5.455	0.020	0.665	0.049	4.914
1012110	101210	4.276	2.399	4.271	2.399	0.005	0.000	0.025	0.097
101210	10110	4.271	2.399	4.270	2.399	0.000	0.000	0.429	0.001
101110	10110	4.259	2.438	4.254	2.438	0.005	0.000	0.025	0.097
301	301110	0.451	0.261	0.450	0.255	0.001	0.006	0.008	0.302
301110	301210	-0.450	-0.255	-0.450	-0.255	0.000	0.000	-0.025	-0.000
301	301210	0.451	0.261	0.450	0.255	0.001	0.006	0.008	0.302
303	303110	0.695	1.494	0.686	1.433	0.009	0.060	0.025	1.364
303110	3032110	-0.613	0.734	-0.613	0.734	0.000	0.000	-0.048	-0.000
303	3032110	0.615	-0.720	0.613	-0.734	0.002	0.014	0.014	-0.366
52110	50227	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.001	-0.000
5110	5027	0.011	-0.025	0.011	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	9.290	5.221	9.283	5.041	0.007	0.179	0.053	1.096
5010	50210	-9.305	-4.992	-9.306	-4.992	0.000	0.000	-0.551	-0.001
52110	50210	9.313	5.172	9.306	4.992	0.007	0.179	0.053	1.088
5	52110	9.309	5.487	9.302	5.197	0.007	0.289	0.053	1.724
5	5110	9.308	5.487	9.301	5.196	0.007	0.289	0.053	1.724
10135	301	0.249	0.767	0.246	0.763	0.003	0.004	0.012	0.214
301	302	-0.665	0.258	-0.668	0.256	0.003	0.002	-0.011	-0.100
302	303	-1.274	-0.034	-1.279	-0.040	0.005	0.006	-0.019	-0.171
303	8035	-2.599	-0.802	-2.646	-0.859	0.047	0.056	-0.041	-0.896
104	7	-6.498	2.538	-6.504	2.529	0.006	0.009	-0.034	-0.045
7	103	-8.589	1.922	-8.605	1.900	0.016	0.022	-0.043	-0.145
103	4	-13.106	-0.311	-13.139	-0.359	0.033	0.048	-0.064	-0.318
4	102	-14.514	-7.001	-14.573	-7.132	0.059	0.130	-0.078	-0.819
102	2	-17.091	-9.596	-17.132	-9.686	0.040	0.090	-0.095	-0.488
2	10022110	6.428	3.978	6.407	3.413	0.021	0.564	0.036	5.057
10022110	1002235	2.572	1.335	2.569	1.335	0.003	0.000	0.015	0.114
1002235	307	2.569	1.358	2.548	1.333	0.020	0.024	0.044	0.401
307	306	1.741	0.907	1.729	0.891	0.013	0.015	0.030	0.364
306	202	0.315	0.043	0.315	0.042	0.000	0.000	0.005	0.029
202	201	-0.392	-0.323	-0.392	-0.323	0.000	0.000	-0.008	-0.002
201	10135	-1.302	-0.836	-1.306	-0.841	0.004	0.005	-0.024	-0.154
304	304110	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.006	0.008	0.281
304110	304210	-0.450	-0.230	-0.450	-0.230	0.000	0.000	-0.025	-0.000
304	304210	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.006	0.008	0.281
306	306110	0.701	0.405	0.700	0.395	0.001	0.011	0.012	0.325
306110	306210	0.700	0.395	0.700	0.395	0.000	0.000	0.041	0.000
306	306210	0.701	0.405	0.699	0.395	0.001	0.011	0.012	0.325
100	1	37.601	21.678	37.568	21.605	0.033	0.073	0.207	0.181
1	101	27.822	15.914	27.641	15.513	0.180	0.399	0.153	1.343
8	80110	6.911	3.919	6.904	3.666	0.007	0.252	0.039	2.017
8	105	-4.572	-3.122	-4.582	-3.135	0.009	0.014	-0.027	-0.335
2	100	-23.583	-13.312	-23.713	-13.601	0.130	0.288	-0.130	-1.138
80110	8035	1.327	0.391	1.327	0.391	0.000	0.000	0.007	0.017
105	104	-4.582	-2.788	-4.583	-2.791	0.001	0.002	-0.026	-0.045
102	3	2.519	3.075	2.518	3.074	0.001	0.001	0.019	0.037
101	3	13.919	9.491	13.910	9.470	0.009	0.021	0.081	0.140
4	107	-16.046	-3.916	-16.138	-4.026	0.091	0.110	-0.080	-0.836
107	12	-16.138	-3.751	-16.139	-3.753	0.001	0.002	-0.080	-0.012
12	108	-19.662	-5.897	-19.664	-5.900	0.002	0.003	-0.099	-0.016
108	109	-19.664	-5.894	-19.664	-5.894	0.000	0.000	-0.099	-0.001

109	110	-22.314	-7.212	-22.473	-7.403	0.158	0.190	-0.113	-1.076
110	300	-61.836	-26.135	-61.975	-26.524	0.138	0.388	-0.321	-0.503
110	701	39.364	19.252	39.187	18.754	0.176	0.496	0.210	1.043
701	70110	4.277	2.538	4.263	2.297	0.013	0.240	0.024	3.289
7	70110	2.074	0.849	2.068	0.770	0.005	0.079	0.011	1.926
70110	701210	4.033	1.947	4.033	1.947	0.000	0.000	0.232	0.000
701	701210	4.275	2.541	4.262	2.300	0.013	0.240	0.024	3.292
702	70210	8.070	4.897	8.042	4.347	0.028	0.547	0.046	3.995
70210	702210	-8.047	-4.337	-8.048	-4.337	0.000	0.000	-0.479	-0.001
702	702210	8.076	4.886	8.048	4.337	0.028	0.547	0.046	3.987
703	70310	3.511	0.195	3.498	0.001	0.013	0.194	0.017	0.949
70310	703210	-3.498	0.001	-3.498	0.001	0.000	0.000	-0.179	-0.000
703	703210	3.511	0.194	3.498	-0.001	0.013	0.194	0.017	0.946
704	70410	4.559	-0.509	4.548	-0.718	0.012	0.208	0.022	-0.169
70410	704210	-4.547	0.721	-4.547	0.721	0.000	0.000	-0.234	-0.000
704	704210	4.558	-0.512	4.547	-0.721	0.012	0.208	0.022	-0.173
701	702	30.602	13.879	30.496	13.581	0.105	0.297	0.162	0.791
702	703	14.308	3.934	14.289	3.879	0.020	0.055	0.072	0.277
703	704	7.244	3.727	7.238	3.710	0.006	0.017	0.040	0.193
704	104	-1.912	4.941	-1.915	4.933	0.003	0.008	-0.026	0.148
4	101	-13.660	-6.692	-13.722	-6.830	0.062	0.138	-0.074	-0.922
4	1014110	5.200	3.027	5.186	2.661	0.014	0.365	0.029	3.958
1014110	101410	-1.202	-0.174	-1.202	-0.183	0.001	0.009	-0.006	-0.239
101410	1014210	-5.579	-2.662	-5.580	-2.662	0.000	0.000	-0.324	-0.000
10142110	1014210	5.588	2.662	5.580	2.662	0.008	0.000	0.031	0.128
4	10142110	7.074	4.356	7.061	3.909	0.013	0.445	0.040	3.586
10142110	1014235	1.473	1.247	1.473	1.232	0.001	0.015	0.010	0.656
1014235	101435	1.473	1.232	1.473	1.232	0.000	0.000	0.029	0.000
1014110	101435	6.388	2.835	6.368	2.835	0.020	0.000	0.035	0.285
309	309110	0.801	0.468	0.799	0.455	0.002	0.014	0.014	0.366
309110	309210	-0.800	-0.455	-0.800	-0.455	0.000	0.000	-0.045	-0.000
309	309210	0.801	0.468	0.800	0.455	0.002	0.014	0.014	0.366
313	313110	0.376	-2.864	0.361	-2.999	0.015	0.134	0.044	-1.683
313110	313210	-1.038	-3.718	-1.038	-3.718	0.000	0.000	-0.201	-0.000
313	313210	1.069	3.995	1.038	3.718	0.031	0.275	0.063	2.528
315	315110	0.501	0.277	0.500	0.270	0.001	0.007	0.009	0.327
315110	315210	-0.500	-0.270	-0.500	-0.270	0.000	0.000	-0.049	-0.000
315	315210	0.501	0.277	0.500	0.270	0.001	0.007	0.009	0.327
101435	311	4.997	2.468	4.955	2.418	0.042	0.050	0.084	0.423
311	203	3.845	1.747	3.834	1.734	0.011	0.013	0.064	0.141
203	313	2.319	0.773	2.315	0.767	0.005	0.005	0.037	0.098
313	314	0.857	-0.428	0.855	-0.429	0.001	0.002	0.015	0.025
314	204	0.048	-0.841	0.047	-0.842	0.001	0.001	0.013	-0.049
204	205	-0.967	-1.438	-0.967	-1.439	0.000	0.001	-0.026	-0.014
205	10135	-3.185	-2.712	-3.193	-2.722	0.008	0.010	-0.064	-0.114
8	802110	6.912	3.919	6.905	3.666	0.007	0.252	0.039	2.017
802110	80235	1.319	0.409	1.319	0.409	0.000	0.000	0.007	0.017
80235	8035	1.319	0.409	1.319	0.409	0.000	0.000	0.021	0.000
802110	80210	5.586	3.256	5.581	3.149	0.005	0.107	0.032	1.122
80210	8010	5.581	3.149	5.581	3.149	0.000	0.000	0.336	0.000
80110	8010	5.577	3.274	5.572	3.167	0.005	0.107	0.032	1.128
1000110	100010	2.351	1.182	2.348	1.141	0.003	0.041	0.013	0.996
100010	1000210	-2.349	-1.138	-2.349	-1.138	0.000	0.000	-0.134	-0.000
10002110	1000210	2.352	1.179	2.349	1.138	0.003	0.041	0.013	0.994
10002110	1000235	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1000110	2.354	1.251	2.351	1.180	0.003	0.071	0.013	1.637
10	10002110	2.354	1.251	2.351	1.180	0.003	0.071	0.013	1.637
8	9	-9.316	-4.137	-9.390	-4.245	0.074	0.107	-0.050	-1.309
9	10	-10.713	-4.108	-10.744	-4.153	0.031	0.045	-0.056	-0.473
10	106	-15.496	-4.871	-15.567	-5.028	0.070	0.156	-0.078	-0.856
106	200	-19.785	-4.351	-19.865	-4.528	0.080	0.177	-0.097	-0.698
1121110	112110	0.516	0.426	0.516	0.423	0.000	0.003	0.003	0.325
112110	112210	-3.641	-1.925	-3.642	-1.925	0.000	0.000	-0.209	-0.000
1122110	112210	3.645	1.925	3.642	1.925	0.003	0.000	0.020	0.082
1122110	112235	-0.910	-0.375	-0.910	-0.378	0.000	0.004	-0.005	-0.200
112235	112135	-0.910	-0.378	-0.910	-0.378	0.000	0.000	-0.014	-0.000
1121110	112135	0.910	0.378	0.910	0.378	0.000	0.000	0.005	0.040
11	1121110	1.428	0.831	1.427	0.804	0.001	0.027	0.008	1.058
11	1122110	2.737	1.614	2.735	1.551	0.002	0.063	0.015	1.299
308	308110	1.502	0.754	1.499	0.725	0.003	0.029	0.026	0.392
308110	308210	-1.499	-0.724	-1.499	-0.724	0.000	0.000	-0.082	-0.000
308	308210	1.502	0.753	1.499	0.724	0.003	0.029	0.026	0.392
9	9110	1.316	0.752	1.309	0.670	0.007	0.082	0.007	3.782
302	302110	0.601	0.320	0.600	0.310	0.001	0.010	0.010	0.376
204	315	1.014	0.615	1.013	0.614	0.001	0.001	0.018	0.035
10022110	1002210	3.835	2.078	3.828	1.959	0.008	0.118	0.022	1.855
4	5	18.755	11.207	18.707	11.138	0.048	0.069	0.106	0.417
202	305	0.706	0.383	0.706	0.383	0.000	0.000	0.012	0.001

13	13110	2.638	1.491	2.628	1.349	0.009	0.141	0.015	3.125
314	314110	0.802	0.408	0.799	0.390	0.003	0.018	0.014	0.490
201	304	0.911	0.529	0.911	0.529	0.000	0.000	0.016	0.001
307	307110	0.802	0.448	0.799	0.430	0.003	0.018	0.014	0.517
101435	310	1.222	0.652	1.210	0.641	0.012	0.011	0.021	0.447
205	316	2.218	1.279	2.218	1.279	0.000	0.000	0.039	0.006
106	11	4.219	2.644	4.218	2.643	0.000	0.001	0.024	0.024
101435	309	1.621	1.015	1.615	1.008	0.006	0.007	0.029	0.175
316	316110	2.210	1.233	2.199	1.129	0.011	0.103	0.039	0.998
310	310110	1.205	0.651	1.199	0.610	0.006	0.041	0.021	0.758
103	6	4.501	2.691	4.498	2.687	0.003	0.004	0.026	0.099
6	60110	4.482	2.680	4.467	2.408	0.015	0.270	0.025	3.541
12	12110	3.507	2.050	3.498	1.889	0.009	0.160	0.020	2.651
311	311110	1.105	0.656	1.099	0.620	0.005	0.036	0.020	0.749
203	312	1.515	0.979	1.511	0.976	0.003	0.003	0.027	0.092
10135	308	3.033	1.629	3.022	1.616	0.010	0.012	0.052	0.170
312	312110	1.505	0.940	1.499	0.889	0.006	0.051	0.027	0.737
109	13	2.650	1.560	2.650	1.560	0.000	0.000	0.015	0.004
305	30510	0.702	0.354	0.700	0.340	0.002	0.014	0.012	0.427

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 143.359 МВТ / 1255.827 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 140.100 МВТ / 1227.276 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.016 МВТ / 8.709 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.016 МВТ / 8.709 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.749 МВТ / 6.561 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.567 МВТ / 2.451 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.316 МВТ / 9.012 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.333 МВТ / 17.720 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100		-61.358	-36.734	115.000	0.00
1		0.000	0.000	114.806	-0.07
100110		0.000	0.000	113.442	-1.23
10027		0.000	0.000	27.127	-1.23
10010		9.630	5.200	10.844	-1.21
1002110		0.000	0.000	113.447	-1.23
100227		0.000	0.000	27.127	-1.23
100210		0.000	0.000	10.845	-1.21
2		0.000	0.000	113.773	-0.43
10022110		0.000	0.000	108.666	-4.58
1002235		0.000	0.000	36.338	-4.54
1002210		3.830	1.960	10.227	-6.09
101		0.000	0.000	113.358	-0.58
102		0.000	0.000	113.248	-0.62
3		0.000	0.000	113.209	-0.62
101110		0.000	0.000	108.187	-4.03
10135		0.000	0.000	35.684	-5.03
10110		8.530	4.840	6.203	-3.99
1012110		0.000	0.000	108.199	-4.03
101235		0.000	0.000	35.684	-5.03
101210		0.000	0.000	6.204	-4.00
4		0.000	0.000	112.365	-0.97
1014110		0.000	0.000	108.424	-4.38
101435		0.000	0.000	36.194	-4.31
101410		4.380	2.480	10.389	-3.90
10142110		0.000	0.000	108.765	-3.94
1014235		0.000	0.000	36.194	-4.31
1014210		0.000	0.000	10.390	-3.90
5		0.000	0.000	111.926	-1.07
5110		0.000	0.000	110.173	-2.55
5027		0.000	0.000	26.345	-2.55
5010		18.600	10.040	10.435	-3.49
52110		0.000	0.000	110.173	-2.55
50227		0.000	0.000	26.345	-2.55
50210		0.000	0.000	10.436	-3.49
103		0.000	0.000	111.998	-1.19
6		0.000	0.000	111.893	-1.22
60110		4.470	2.410	10.363	-4.06
7		0.000	0.000	111.814	-1.36
70110		2.300	1.120	10.175	-3.45
104		0.000	0.000	111.790	-1.47
105		0.000	0.000	111.743	-1.48
8		0.000	0.000	111.395	-1.55
80110		0.000	0.000	109.378	-3.33
8035		0.000	0.000	36.612	-3.33
8010		11.160	6.320	10.357	-4.23
802110		0.000	0.000	109.378	-3.33
80235		0.000	0.000	36.612	-3.33
80210		0.000	0.000	10.357	-4.24
9		0.000	0.000	112.785	-1.13
9110		1.310	0.670	10.900	-4.11
10		0.000	0.000	113.291	-0.97
1000110		0.000	0.000	111.631	-2.46
100035		0.000	0.000	37.372	-2.46
100010		4.700	2.280	10.584	-3.33
10002110		0.000	0.000	111.631	-2.46
1000235		0.000	0.000	37.372	-2.46

1000210	0.000	0.000	10.584	-3.33
106	0.000	0.000	114.221	-0.48
11	0.000	0.000	114.196	-0.49
1121110	0.000	0.000	113.104	-1.37
112135	0.000	0.000	37.851	-1.36
112110	4.160	2.350	10.786	-1.55
1122110	0.000	0.000	112.860	-1.57
112235	0.000	0.000	37.851	-1.36
112210	0.000	0.000	10.786	-1.55
200	-19.905	-5.402	115.000	0.00
107	0.000	0.000	113.272	-0.65
12	0.000	0.000	113.285	-0.65
12110	3.500	1.890	10.578	-2.80
108	0.000	0.000	113.303	-0.64
109	0.000	0.000	113.305	-0.64
13	0.000	0.000	113.301	-0.64
13110	2.630	1.350	10.534	-3.21
110	0.000	0.000	114.467	-0.29
300	-62.097	-26.910	115.000	0.00
301	0.000	0.000	35.443	-4.87
301110	0.900	0.510	11.047	-5.48
301210	0.000	0.000	11.047	-5.48
302	0.000	0.000	35.532	-4.57
302110	0.600	0.310	11.053	-5.38
303	0.000	0.000	35.698	-4.26
303110	1.300	0.700	10.811	-4.98
3032110	0.000	0.000	10.811	-4.98
201	0.000	0.000	35.524	-5.11
304	0.000	0.000	35.523	-5.11
304110	0.900	0.460	11.079	-5.72
304210	0.000	0.000	11.079	-5.72
202	0.000	0.000	35.522	-5.11
305	0.000	0.000	35.521	-5.11
30510	0.700	0.340	11.036	-6.06
306	0.000	0.000	35.550	-5.07
306110	0.000	0.000	10.573	-5.76
306210	1.400	0.790	10.573	-5.76
307	0.000	0.000	35.924	-4.81
307110	0.800	0.430	11.134	-5.87
308	0.000	0.000	35.509	-5.14
308110	3.000	1.450	11.044	-6.10
308210	0.000	0.000	11.044	-6.10
309	0.000	0.000	36.013	-4.40
309110	1.600	0.910	11.207	-5.17
309210	0.000	0.000	11.207	-5.17
310	0.000	0.000	35.725	-4.49
310110	1.200	0.610	10.999	-6.12
311	0.000	0.000	35.759	-4.62
311110	1.100	0.620	6.306	-6.09
203	0.000	0.000	35.615	-4.73
312	0.000	0.000	35.518	-4.76
312110	1.500	0.890	10.939	-6.25
313	0.000	0.000	35.517	-4.84
313110	1.400	0.720	10.411	-5.53
313210	0.000	0.000	10.411	-5.53
314	0.000	0.000	35.495	-4.97
314110	0.800	0.390	11.008	-6.07
204	0.000	0.000	35.550	-5.06
315	0.000	0.000	35.514	-5.08
315110	1.000	0.540	6.335	-5.75
315210	0.000	0.000	6.335	-5.75
205	0.000	0.000	35.564	-5.06
316	0.000	0.000	35.558	-5.07
316110	2.200	1.130	6.231	-7.28
704	0.000	0.000	111.984	-1.55
701	0.000	0.000	113.392	-0.83
701210	8.300	4.250	10.174	-3.45
702	0.000	0.000	112.531	-1.26
70210	16.100	8.690	10.230	-4.44
702210	0.000	0.000	10.231	-4.45
703	0.000	0.000	112.214	-1.46
70310	7.000	0.000	9.924	-4.99
703210	0.000	0.000	9.925	-4.99
70410	9.100	-1.440	10.440	-4.45
704210	0.000	0.000	10.440	-4.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	РК, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
1	100110	4.817	2.733	4.813	2.603	0.004	0.129	0.028	1.390
100110	10027	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
10027	100227	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	1002110	4.821	2.723	4.818	2.593	0.004	0.129	0.028	1.385
1002110	100210	4.821	2.585	4.817	2.585	0.004	0.000	0.028	0.064
100210	10010	4.817	2.585	4.817	2.585	0.000	0.000	0.291	0.000
100110	10010	4.810	2.611	4.807	2.611	0.004	0.000	0.028	0.064
3	101110	8.182	6.243	8.160	5.491	0.022	0.749	0.052	5.283
101110	10135	3.900	3.053	3.894	2.940	0.006	0.112	0.026	1.742
10135	101235	-3.885	-2.965	-3.885	-2.965	0.000	0.000	-0.079	-0.000
1012110	101235	3.891	3.078	3.885	2.965	0.006	0.113	0.026	1.753

3	1012110	8.190	6.228	8.167	5.477	0.022	0.748	0.052	5.271
1012110	101210	4.277	2.399	4.271	2.399	0.006	0.000	0.026	0.103
101210	10110	4.271	2.399	4.270	2.399	0.000	0.000	0.455	0.001
10110	10110	4.260	2.438	4.254	2.438	0.006	0.000	0.026	0.102
301	301110	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
301110	301210	-0.450	-0.255	-0.450	-0.255	0.000	0.000	-0.027	-0.000
301	301210	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
303	303110	0.677	1.358	0.669	1.300	0.008	0.057	0.024	1.328
303110	3032110	-0.631	0.601	-0.631	0.601	0.000	0.000	-0.046	-0.000
303	3032110	0.632	-0.587	0.631	-0.601	0.001	0.013	0.014	-0.298
52110	50227	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.001	-0.000
5110	5027	0.011	-0.025	0.011	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	9.291	5.243	9.283	5.041	0.008	0.201	0.056	1.171
5010	50210	-9.305	-4.992	-9.306	-4.992	0.000	0.000	-0.583	-0.001
52110	50210	9.314	5.194	9.306	4.992	0.008	0.201	0.056	1.162
5	52110	9.311	5.544	9.303	5.219	0.008	0.324	0.056	1.843
5	5110	9.310	5.544	9.302	5.218	0.008	0.324	0.056	1.842
10135	301	0.252	0.786	0.248	0.782	0.004	0.005	0.013	0.231
301	302	-0.662	0.274	-0.665	0.271	0.003	0.003	-0.012	-0.104
302	303	-1.270	-0.024	-1.276	-0.031	0.006	0.007	-0.021	-0.181
303	8035	-2.595	-0.790	-2.648	-0.854	0.053	0.063	-0.044	-0.950
104	7	-6.532	3.418	-6.540	3.407	0.008	0.011	-0.038	-0.030
7	103	-8.691	0.974	-8.709	0.949	0.017	0.025	-0.045	-0.191
103	4	-13.210	-1.345	-13.248	-1.400	0.038	0.055	-0.068	-0.375
4	102	-14.502	-7.442	-14.570	-7.591	0.067	0.148	-0.084	-0.893
102	2	-17.088	-10.064	-17.134	-10.166	0.046	0.102	-0.101	-0.528
2	10022110	6.435	4.072	6.411	3.435	0.024	0.635	0.039	5.450
10022110	1002235	2.575	1.342	2.571	1.342	0.004	0.000	0.015	0.120
1002235	307	2.571	1.362	2.548	1.335	0.023	0.027	0.046	0.427
307	306	1.741	0.904	1.727	0.887	0.014	0.017	0.031	0.386
306	202	0.315	0.039	0.314	0.039	0.000	0.000	0.005	0.030
202	201	-0.392	-0.327	-0.392	-0.327	0.000	0.000	-0.008	-0.002
201	10135	-1.301	-0.837	-1.306	-0.842	0.005	0.006	-0.025	-0.164
304	304110	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
304110	304210	-0.450	-0.230	-0.450	-0.230	0.000	0.000	-0.026	-0.000
304	304210	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
306	306110	0.701	0.407	0.700	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
306110	306210	0.700	0.395	0.700	0.395	0.000	0.000	0.044	0.000
306	306210	0.701	0.407	0.699	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
100	1	37.620	22.485	37.583	22.403	0.037	0.082	0.220	0.194
1	101	27.847	16.712	27.641	16.256	0.205	0.454	0.163	1.453
8	80110	6.913	3.964	6.906	3.679	0.008	0.283	0.041	2.161
8	105	-4.558	-3.089	-4.568	-3.105	0.010	0.015	-0.028	-0.351
2	100	-23.589	-13.920	-23.737	-14.249	0.148	0.327	-0.139	-1.230
80110	8035	1.328	0.392	1.328	0.392	0.000	0.000	0.007	0.018
105	104	-4.568	-2.794	-4.569	-2.796	0.001	0.002	-0.028	-0.048
102	3	2.518	3.023	2.517	3.022	0.001	0.001	0.020	0.039
101	3	13.920	9.728	13.910	9.705	0.011	0.024	0.086	0.150
4	107	-16.187	-4.455	-16.292	-4.582	0.105	0.126	-0.086	-0.916
107	12	-16.292	-4.334	-16.294	-4.336	0.001	0.003	-0.086	-0.014
12	108	-19.816	-6.490	-19.818	-6.493	0.002	0.004	-0.106	-0.018
108	109	-19.818	-6.488	-19.819	-6.488	0.000	0.000	-0.106	-0.002
109	110	-22.468	-7.840	-22.650	-8.059	0.181	0.218	-0.121	-1.168
110	300	-61.943	-26.475	-62.097	-26.910	0.154	0.433	-0.339	-0.534
110	701	39.293	18.886	39.099	18.340	0.193	0.544	0.220	1.086
701	70110	4.247	1.684	4.234	1.458	0.012	0.225	0.023	2.424
7	70110	2.141	2.651	2.128	2.446	0.014	0.204	0.018	5.601
70110	701210	4.063	2.785	4.063	2.785	0.000	0.000	0.279	0.000
701	701210	4.244	1.688	4.232	1.462	0.012	0.225	0.023	2.429
702	70210	8.074	4.964	8.042	4.348	0.031	0.613	0.049	4.277
70210	702210	-8.047	-4.337	-8.048	-4.337	0.000	0.000	-0.515	-0.001
702	702210	8.079	4.953	8.048	4.337	0.031	0.613	0.049	4.269
703	70310	3.512	0.218	3.498	0.001	0.014	0.216	0.018	1.062
70310	703210	-3.498	0.001	-3.498	0.001	0.000	0.000	-0.203	-0.000
703	703210	3.512	0.216	3.498	-0.001	0.014	0.216	0.018	1.058
704	70410	4.560	-0.485	4.548	-0.718	0.013	0.232	0.024	-0.135
70410	704210	-4.547	0.721	-4.547	0.721	0.000	0.000	-0.254	-0.000
704	704210	4.560	-0.488	4.547	-0.721	0.013	0.232	0.024	-0.140
701	702	30.578	15.151	30.457	14.810	0.121	0.340	0.173	0.876
702	703	14.267	5.016	14.244	4.952	0.023	0.064	0.077	0.326
703	704	7.198	4.732	7.191	4.711	0.007	0.021	0.044	0.235
704	104	-1.958	5.872	-1.963	5.859	0.005	0.013	-0.032	0.190
4	101	-13.650	-7.097	-13.721	-7.255	0.071	0.157	-0.079	-1.004
4	1014110	5.207	3.070	5.192	2.658	0.015	0.410	0.031	4.241
1014110	101410	-1.204	-0.174	-1.204	-0.184	0.001	0.010	-0.006	-0.260
101410	1014210	-5.582	-2.663	-5.582	-2.663	0.000	0.000	-0.343	-0.001
10142110	1014210	5.591	2.663	5.582	2.663	0.009	0.000	0.033	0.135
4	10142110	7.082	4.415	7.067	3.913	0.015	0.500	0.043	3.841
10142110	1014235	1.477	1.250	1.476	1.233	0.001	0.017	0.010	0.701
1014235	101435	1.476	1.233	1.476	1.233	0.000	0.000	0.031	0.000
1014110	101435	6.396	2.832	6.374	2.832	0.022	0.000	0.037	0.301
309	309110	0.801	0.470	0.799	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
309110	309210	-0.800	-0.455	-0.800	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
309	309210	0.801	0.470	0.800	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
313	313110	0.417	-2.494	0.404	-2.610	0.013	0.116	0.041	-1.540
313110	313210	-0.995	-3.330	-0.995	-3.330	0.000	0.000	-0.192	-0.000
313	313210	1.023	3.583	0.995	3.330	0.028	0.252	0.060	2.418
315	315110	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
315110	315210	-0.500	-0.270	-0.500	-0.270	0.000	0.000	-0.052	-0.000
315	315210	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
101435	311	5.005	2.455	4.958	2.398	0.047	0.056	0.089	0.449
311	203	3.847	1.724	3.835	1.709	0.012	0.015	0.068	0.150
203	313	2.320	0.743	2.315	0.737	0.005	0.006	0.039	0.103

313	314	0.863	-0.409	0.861	-0.411	0.002	0.002	0.015	0.029
314	204	0.055	-0.824	0.053	-0.825	0.001	0.001	0.013	-0.050
204	205	-0.960	-1.419	-0.960	-1.420	0.000	0.001	-0.028	-0.015
205	10135	-3.179	-2.703	-3.188	-2.714	0.009	0.011	-0.068	-0.121
8	802110	6.914	3.964	6.906	3.679	0.008	0.283	0.041	2.161
802110	80235	1.320	0.410	1.320	0.410	0.000	0.000	0.007	0.018
80235	8035	1.320	0.410	1.320	0.410	0.000	0.000	0.022	0.000
802110	80210	5.586	3.269	5.581	3.149	0.005	0.120	0.034	1.202
80210	8010	5.581	3.149	5.581	3.149	0.000	0.000	0.357	0.001
80110	8010	5.578	3.288	5.572	3.167	0.005	0.120	0.034	1.207
1000110	100010	2.351	1.187	2.348	1.141	0.003	0.046	0.014	1.062
100010	1000210	-2.349	-1.138	-2.349	-1.138	0.000	0.000	-0.142	-0.000
10002110	1000210	2.352	1.184	2.349	1.138	0.003	0.046	0.014	1.060
10002110	1000235	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1000110	2.354	1.264	2.351	1.185	0.003	0.079	0.014	1.746
10	10002110	2.355	1.264	2.352	1.185	0.003	0.079	0.014	1.747
8	9	-9.328	-4.320	-9.412	-4.442	0.084	0.122	-0.053	-1.409
9	10	-10.735	-4.405	-10.770	-4.456	0.035	0.051	-0.059	-0.512
10	106	-15.519	-5.381	-15.600	-5.559	0.080	0.177	-0.084	-0.942
106	200	-19.814	-5.201	-19.905	-5.402	0.090	0.201	-0.103	-0.783
1121110	112110	0.516	0.426	0.516	0.423	0.000	0.003	0.003	0.344
112110	112210	-3.641	-1.925	-3.642	-1.925	0.000	0.000	-0.220	-0.000
1122110	112210	3.645	1.925	3.642	1.925	0.004	0.000	0.021	0.086
1122110	112235	-0.910	-0.375	-0.910	-0.379	0.000	0.004	-0.005	-0.212
112235	112135	-0.910	-0.379	-0.910	-0.379	0.000	0.000	-0.015	-0.000
1121110	112135	0.911	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.005	0.042
11	1121110	1.428	0.835	1.427	0.805	0.001	0.030	0.008	1.121
11	1122110	2.737	1.621	2.735	1.551	0.002	0.070	0.016	1.375
308	308110	1.502	0.758	1.499	0.725	0.003	0.033	0.027	0.423
308110	308210	-1.499	-0.724	-1.499	-0.724	0.000	0.000	-0.087	-0.000
308	308210	1.503	0.757	1.499	0.724	0.003	0.033	0.027	0.423
9	9110	1.317	0.762	1.309	0.670	0.008	0.092	0.008	4.045
302	302110	0.601	0.322	0.600	0.310	0.002	0.012	0.011	0.405
204	315	1.013	0.610	1.012	0.609	0.001	0.001	0.019	0.037
10022110	1002210	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	1.999
4	5	18.754	11.312	18.701	11.234	0.053	0.077	0.112	0.443
202	305	0.706	0.381	0.706	0.381	0.000	0.000	0.013	0.001
13	13110	2.639	1.508	2.628	1.349	0.011	0.158	0.015	3.332
314	314110	0.802	0.410	0.799	0.390	0.003	0.020	0.015	0.529
201	304	0.910	0.524	0.910	0.524	0.000	0.000	0.017	0.001
307	307110	0.803	0.451	0.799	0.430	0.003	0.021	0.015	0.556
101435	310	1.224	0.660	1.210	0.647	0.014	0.012	0.022	0.477
205	316	2.219	1.288	2.219	1.287	0.000	0.000	0.042	0.007
106	11	4.214	2.635	4.214	2.634	0.001	0.001	0.025	0.025
101435	309	1.621	1.011	1.614	1.003	0.006	0.008	0.030	0.185
316	316110	2.212	1.246	2.199	1.129	0.013	0.117	0.041	1.080
310	310110	1.206	0.657	1.199	0.610	0.007	0.047	0.022	0.817
103	6	4.502	2.724	4.499	2.720	0.003	0.004	0.027	0.106
6	60110	4.484	2.713	4.467	2.408	0.017	0.304	0.027	3.790
12	12110	3.508	2.068	3.498	1.889	0.010	0.179	0.021	2.821
311	311110	1.105	0.661	1.099	0.620	0.006	0.041	0.021	0.806
203	312	1.515	0.982	1.511	0.979	0.004	0.003	0.029	0.098
10135	308	3.033	1.626	3.021	1.612	0.012	0.014	0.056	0.181
312	312110	1.505	0.947	1.499	0.889	0.006	0.057	0.029	0.794
109	13	2.650	1.570	2.650	1.570	0.000	0.000	0.016	0.004
305	30510	0.702	0.355	0.700	0.340	0.002	0.016	0.013	0.460

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 120.018 МВт / 1051.357 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 117.000 МВт / 1024.920 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.913 МВт / 8.264 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.913 МВт / 8.264 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.688 МВт / 6.029 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.477 МВт / 2.060 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.165 МВт / 8.089 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.079 МВт / 16.353 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-62.808	-38.873	115.000	0.00
1		0.000	0.000	114.798	-0.07
100110		0.000	0.000	113.434	-1.23
10027		0.000	0.000	27.125	-1.23
10010		9.630	5.200	10.843	-1.21
1002110		0.000	0.000	113.439	-1.23
100227		0.000	0.000	27.125	-1.23
100210		0.000	0.000	10.844	-1.21
2		0.000	0.000	113.714	-0.44
10022110		0.000	0.000	108.573	-4.61
1002235		0.000	0.000	36.306	-4.57
1002210		3.830	1.960	10.218	-6.12
101		0.000	0.000	113.271	-0.58
102		0.000	0.000	113.156	-0.62
3		0.000	0.000	113.119	-0.63
101110		0.000	0.000	108.051	-4.06
10135		0.000	0.000	35.631	-5.08
10110		8.530	4.840	6.195	-4.03
1012110		0.000	0.000	108.064	-4.06
101235		0.000	0.000	35.631	-5.08
101210		0.000	0.000	6.196	-4.03
4		0.000	0.000	112.189	-0.99
1014110		0.000	0.000	108.256	-4.41
101435		0.000	0.000	36.138	-4.34
101410		4.380	2.480	10.373	-3.93
10142110		0.000	0.000	108.593	-3.97
1014235		0.000	0.000	36.138	-4.34
1014210		0.000	0.000	10.373	-3.93
5		0.000	0.000	111.749	-1.09
5110		0.000	0.000	109.994	-2.58
5027		0.000	0.000	26.302	-2.58
5010		18.600	10.040	10.417	-3.51
52110		0.000	0.000	109.994	-2.58
50227		0.000	0.000	26.302	-2.58
50210		0.000	0.000	10.418	-3.51
103		0.000	0.000	111.591	-1.26
6		0.000	0.000	111.486	-1.28
60110		4.470	2.410	10.323	-4.15
7		0.000	0.000	111.171	-1.49
70110		2.300	1.120	10.240	-3.04
104		0.000	0.000	110.977	-1.63
105		0.000	0.000	110.949	-1.64
8		0.000	0.000	110.733	-1.69
80110		0.000	0.000	108.724	-3.47
8035		0.000	0.000	36.393	-3.47
8010		11.160	6.320	10.294	-4.38
802110		0.000	0.000	108.724	-3.47
80235		0.000	0.000	36.393	-3.47

80210	0.000	0.000	10.294	-4.39
9	0.000	0.000	112.421	-1.22
9110	1.310	0.670	10.862	-4.21
10	0.000	0.000	113.028	-1.04
1000110	0.000	0.000	111.364	-2.53
100035	0.000	0.000	37.283	-2.53
100010	4.700	2.280	10.558	-3.41
10002110	0.000	0.000	111.364	-2.53
1000235	0.000	0.000	37.283	-2.53
1000210	0.000	0.000	10.558	-3.41
106	0.000	0.000	114.109	-0.51
11	0.000	0.000	114.084	-0.51
1121110	0.000	0.000	112.990	-1.40
112135	0.000	0.000	37.813	-1.39
112110	4.160	2.350	10.775	-1.58
1122110	0.000	0.000	112.746	-1.60
112235	0.000	0.000	37.813	-1.39
112210	0.000	0.000	10.776	-1.58
200	-21.516	-6.750	115.000	0.00
107	0.000	0.000	113.320	-0.60
12	0.000	0.000	113.337	-0.59
12110	3.500	1.890	10.583	-2.74
108	0.000	0.000	113.358	-0.58
109	0.000	0.000	113.360	-0.58
13	0.000	0.000	113.356	-0.58
13110	2.630	1.350	10.540	-3.15
110	0.000	0.000	114.719	-0.17
300	-35.693	-13.141	115.000	0.00
301	0.000	0.000	35.346	-4.95
301110	0.900	0.510	11.016	-5.56
301210	0.000	0.000	11.016	-5.56
302	0.000	0.000	35.393	-4.66
302110	0.600	0.310	11.008	-5.48
303	0.000	0.000	35.532	-4.37
303110	1.300	0.700	10.760	-5.09
3032110	0.000	0.000	10.760	-5.09
201	0.000	0.000	35.474	-5.15
304	0.000	0.000	35.474	-5.16
304110	0.900	0.460	11.064	-5.76
304210	0.000	0.000	11.064	-5.76
202	0.000	0.000	35.472	-5.16
305	0.000	0.000	35.472	-5.16
30510	0.700	0.340	11.020	-6.11
306	0.000	0.000	35.504	-5.11
306110	0.000	0.000	10.559	-5.80
306210	1.400	0.790	10.559	-5.80
307	0.000	0.000	35.886	-4.85
307110	0.800	0.430	11.122	-5.91
308	0.000	0.000	35.455	-5.19
308110	3.000	1.450	11.027	-6.15
308210	0.000	0.000	11.027	-6.15
309	0.000	0.000	35.956	-4.43
309110	1.600	0.910	11.188	-5.20
309210	0.000	0.000	11.189	-5.21
310	0.000	0.000	35.668	-4.53
310110	1.200	0.610	10.980	-6.15
311	0.000	0.000	35.703	-4.66
311110	1.100	0.620	6.295	-6.13
203	0.000	0.000	35.559	-4.77
312	0.000	0.000	35.461	-4.80
312110	1.500	0.890	10.921	-6.29
313	0.000	0.000	35.461	-4.88
313110	1.400	0.720	10.394	-5.57
313210	0.000	0.000	10.394	-5.57
314	0.000	0.000	35.440	-5.02
314110	0.800	0.390	10.991	-6.11
204	0.000	0.000	35.496	-5.11
315	0.000	0.000	35.460	-5.13
315110	1.000	0.540	6.326	-5.80
315210	0.000	0.000	6.326	-5.80
205	0.000	0.000	35.511	-5.11
316	0.000	0.000	35.504	-5.11
316110	2.200	1.130	6.221	-7.34
704	0.000	0.000	110.890	-1.82
701	0.000	0.000	114.480	-0.29
701210	8.300	4.250	10.240	-3.04
70410	9.100	-1.440	10.338	-4.77
704210	0.000	0.000	10.339	-4.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	100110	4.817	2.733	4.813	2.603	0.004	0.129	0.028	1.390
100110	10027	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
10027	100227	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	1002110	4.821	2.723	4.818	2.593	0.004	0.129	0.028	1.385
1002110	100210	4.821	2.585	4.817	2.585	0.004	0.000	0.028	0.064
100210	10010	4.817	2.585	4.817	2.585	0.000	0.000	0.291	0.000
100110	10010	4.810	2.611	4.807	2.611	0.004	0.000	0.028	0.064
3	101110	8.228	6.296	8.205	5.533	0.023	0.760	0.053	5.332
101110	10135	3.945	3.095	3.939	2.979	0.006	0.115	0.027	1.768
10135	101235	-3.930	-3.003	-3.930	-3.003	0.000	0.000	-0.080	-0.000
1012110	101235	3.936	3.120	3.930	3.003	0.006	0.116	0.027	1.780
3	1012110	8.235	6.281	8.213	5.518	0.023	0.760	0.053	5.320
1012110	101210	4.277	2.399	4.271	2.399	0.006	0.000	0.026	0.103
101210	10110	4.271	2.399	4.270	2.399	0.000	0.000	0.456	0.001
101110	10110	4.260	2.438	4.254	2.438	0.006	0.000	0.026	0.102
301	301110	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.326
301110	301210	-0.450	-0.255	-0.450	-0.255	0.000	0.000	-0.027	-0.000
301	301210	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.326
303	303110	0.676	1.348	0.667	1.291	0.008	0.057	0.024	1.326
303110	3032110	-0.632	0.591	-0.632	0.591	0.000	0.000	-0.046	-0.000
303	3032110	0.633	-0.578	0.632	-0.591	0.001	0.013	0.014	-0.293
52110	50227	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.001	-0.000
5110	5027	0.011	-0.025	0.011	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	9.291	5.244	9.283	5.041	0.008	0.201	0.056	1.174
5010	50210	-9.305	-4.992	-9.306	-4.992	0.000	0.000	-0.584	-0.001
52110	50210	9.314	5.195	9.306	4.992	0.008	0.201	0.056	1.165
5	52110	9.311	5.546	9.303	5.219	0.008	0.325	0.056	1.847
5	5110	9.310	5.545	9.302	5.219	0.008	0.325	0.056	1.847
10135	301	0.387	0.856	0.382	0.850	0.005	0.006	0.015	0.277
301	302	-0.528	0.342	-0.531	0.340	0.002	0.002	-0.010	-0.062
302	303	-1.136	0.045	-1.141	0.039	0.005	0.006	-0.019	-0.153
303	8035	-2.459	-0.721	-2.507	-0.778	0.047	0.057	-0.042	-0.898
104	7	-12.055	-0.244	-12.075	-0.273	0.020	0.029	-0.063	-0.201
7	103	-13.675	-2.045	-13.718	-2.108	0.043	0.063	-0.072	-0.431
103	4	-18.220	-4.407	-18.296	-4.518	0.076	0.110	-0.097	-0.608
4	102	-15.172	-8.436	-15.248	-8.606	0.076	0.169	-0.089	-0.976
102	2	-17.661	-10.917	-17.712	-11.029	0.051	0.112	-0.106	-0.562
2	10022110	6.470	4.099	6.446	3.453	0.024	0.643	0.039	5.489
10022110	1002235	2.610	1.361	2.606	1.361	0.004	0.000	0.016	0.122
1002235	307	2.606	1.381	2.582	1.352	0.023	0.028	0.047	0.433
307	306	1.775	0.921	1.761	0.903	0.015	0.018	0.032	0.394
306	202	0.348	0.056	0.348	0.056	0.000	0.000	0.006	0.035
202	201	-0.358	-0.310	-0.358	-0.310	0.000	0.000	-0.008	-0.002
201	10135	-1.268	-0.820	-1.273	-0.826	0.004	0.005	-0.025	-0.160
304	304110	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.304
304110	304210	-0.450	-0.230	-0.450	-0.230	0.000	0.000	-0.026	-0.000
304	304210	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
306	306110	0.701	0.407	0.700	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
306110	306210	0.700	0.395	0.700	0.395	0.000	0.000	0.044	0.000
306	306210	0.701	0.407	0.699	0.395	0.001	0.012	0.013	0.351
100	1	38.447	23.710	38.407	23.622	0.039	0.087	0.226	0.202
1	101	28.671	17.931	28.448	17.437	0.222	0.492	0.170	1.532
8	80110	6.843	3.925	6.835	3.643	0.007	0.281	0.041	2.160
8	105	-2.891	-1.845	-2.895	-1.851	0.004	0.006	-0.018	-0.218
2	100	-24.202	-14.810	-24.361	-15.163	0.159	0.352	-0.144	-1.289
80110	8035	1.258	0.354	1.258	0.354	0.000	0.000	0.007	0.017
105	104	-2.895	-1.544	-2.895	-1.545	0.000	0.001	-0.017	-0.029
102	3	2.413	2.860	2.412	2.859	0.001	0.001	0.019	0.037
101	3	14.117	9.997	14.106	9.972	0.011	0.025	0.088	0.153
4	107	-19.975	-5.674	-20.137	-5.869	0.161	0.194	-0.107	-1.141
107	12	-20.137	-5.621	-20.139	-5.624	0.002	0.004	-0.106	-0.017
12	108	-23.662	-7.778	-23.665	-7.783	0.003	0.006	-0.127	-0.021
108	109	-23.665	-7.778	-23.665	-7.778	0.000	0.000	-0.127	-0.002
109	110	-26.315	-9.130	-26.564	-9.429	0.248	0.298	-0.142	-1.364
110	300	-35.645	-13.003	-35.693	-13.141	0.049	0.137	-0.191	-0.282
110	701	9.081	4.047	9.071	4.019	0.010	0.028	0.050	0.239
701	70110	4.521	2.005	4.507	1.746	0.014	0.258	0.025	2.765
7	70110	1.589	1.987	1.581	1.871	0.008	0.115	0.013	4.225
70110	701210	3.790	2.498	3.790	2.498	0.000	0.000	0.255	0.000
701	701210	4.519	2.009	4.505	1.749	0.014	0.258	0.025	2.769
4	101	-14.251	-7.988	-14.331	-8.166	0.080	0.177	-0.084	-1.093
4	1014110	5.213	3.060	5.197	2.647	0.015	0.411	0.031	4.237
1014110	101410	-1.205	-0.169	-1.206	-0.179	0.001	0.010	-0.006	-0.258

101410	1014210	-5.583	-2.658	-5.584	-2.658	0.000	0.000	-0.344	-0.001
10142110	1014210	5.593	2.658	5.584	2.658	0.009	0.000	0.033	0.135
4	10142110	7.089	4.404	7.074	3.900	0.015	0.501	0.043	3.839
10142110	1014235	1.481	1.243	1.480	1.226	0.001	0.017	0.010	0.699
1014235	101435	1.480	1.226	1.480	1.226	0.000	0.000	0.031	0.000
1014110	101435	6.403	2.816	6.381	2.816	0.022	0.000	0.037	0.302
309	309110	0.801	0.470	0.799	0.455	0.002	0.015	0.015	0.394
309110	309210	-0.800	-0.455	-0.800	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
309	309210	0.801	0.470	0.800	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
313	313110	0.418	-2.485	0.406	-2.601	0.013	0.116	0.041	-1.536
313110	313210	-0.994	-3.320	-0.994	-3.320	0.000	0.000	-0.192	-0.000
313	313210	1.022	3.573	0.994	3.320	0.028	0.251	0.060	2.415
315	315110	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.353
315110	315210	-0.500	-0.270	-0.500	-0.270	0.000	0.000	-0.052	-0.000
315	315210	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.353
101435	311	5.016	2.431	4.969	2.374	0.047	0.056	0.089	0.449
311	203	3.858	1.700	3.846	1.685	0.012	0.015	0.068	0.149
203	313	2.331	0.719	2.326	0.713	0.005	0.006	0.040	0.103
313	314	0.874	-0.432	0.872	-0.434	0.002	0.002	0.016	0.029
314	204	0.066	-0.848	0.064	-0.849	0.001	0.001	0.014	-0.051
204	205	-0.949	-1.443	-0.949	-1.443	0.000	0.001	-0.028	-0.015
205	10135	-3.168	-2.726	-3.177	-2.737	0.009	0.011	-0.068	-0.121
704	70410	4.561	-0.480	4.548	-0.718	0.013	0.237	0.024	-0.104
70410	704210	-4.547	0.721	-4.547	0.721	0.000	0.000	-0.257	-0.000
704	704210	4.560	-0.484	4.547	-0.721	0.013	0.237	0.024	-0.108
8	802110	6.843	3.925	6.836	3.643	0.007	0.281	0.041	2.160
802110	80235	1.250	0.372	1.249	0.372	0.000	0.000	0.007	0.017
80235	8035	1.249	0.372	1.249	0.372	0.000	0.000	0.021	0.000
802110	80210	5.586	3.271	5.581	3.149	0.005	0.121	0.034	1.213
80210	8010	5.581	3.149	5.581	3.149	0.000	0.000	0.359	0.001
80110	8010	5.578	3.289	5.572	3.167	0.005	0.122	0.034	1.219
10	10002110	2.355	1.265	2.352	1.186	0.003	0.079	0.014	1.755
10002110	1000235	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1000110	2.354	1.265	2.351	1.186	0.003	0.079	0.014	1.755
1000110	100010	2.351	1.187	2.348	1.141	0.003	0.046	0.014	1.067
100010	1000210	-2.349	-1.138	-2.349	-1.138	0.000	0.000	-0.142	-0.000
10002110	1000210	2.352	1.184	2.349	1.138	0.003	0.046	0.014	1.065
11	1122110	2.737	1.621	2.735	1.551	0.002	0.070	0.016	1.377
1122110	112210	3.645	1.925	3.642	1.925	0.004	0.000	0.021	0.086
112210	112110	3.642	1.925	3.641	1.925	0.000	0.000	0.220	0.000
1121110	112110	0.516	0.426	0.516	0.423	0.000	0.003	0.003	0.345
11	1121110	1.428	0.835	1.427	0.805	0.001	0.030	0.008	1.123
1121110	112135	0.911	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.005	0.042
112135	112235	0.910	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.015	0.000
1122110	112235	-0.910	-0.375	-0.910	-0.379	0.000	0.004	-0.005	-0.212
8	9	-10.853	-5.494	-10.973	-5.667	0.119	0.173	-0.063	-1.710
9	10	-12.296	-5.636	-12.344	-5.706	0.048	0.070	-0.069	-0.614
10	106	-17.093	-6.639	-17.194	-6.862	0.100	0.222	-0.094	-1.094
106	200	-21.408	-6.509	-21.516	-6.750	0.108	0.240	-0.113	-0.896
308	308110	1.502	0.758	1.499	0.725	0.003	0.033	0.027	0.424
308110	308210	-1.499	-0.724	-1.499	-0.724	0.000	0.000	-0.087	-0.000
308	308210	1.503	0.757	1.499	0.724	0.003	0.033	0.027	0.424
101435	309	1.621	1.011	1.614	1.003	0.006	0.008	0.030	0.185
9	9110	1.317	0.763	1.309	0.670	0.008	0.093	0.008	4.069
203	312	1.515	0.982	1.511	0.979	0.004	0.003	0.029	0.098
307	307110	0.803	0.451	0.799	0.430	0.003	0.021	0.015	0.557
314	314110	0.802	0.410	0.799	0.390	0.003	0.021	0.015	0.530
109	13	2.650	1.570	2.650	1.569	0.000	0.000	0.016	0.004
204	315	1.013	0.610	1.012	0.609	0.001	0.001	0.019	0.037
202	305	0.706	0.381	0.706	0.381	0.000	0.000	0.013	0.001
305	30510	0.702	0.355	0.700	0.340	0.002	0.016	0.013	0.461
302	302110	0.601	0.322	0.600	0.310	0.002	0.012	0.011	0.407
101435	310	1.224	0.660	1.210	0.648	0.014	0.012	0.022	0.478
312	312110	1.506	0.947	1.499	0.889	0.006	0.058	0.029	0.796
106	11	4.214	2.635	4.214	2.634	0.001	0.001	0.025	0.025
205	316	2.219	1.288	2.219	1.288	0.000	0.000	0.042	0.007
316	316110	2.212	1.247	2.199	1.129	0.013	0.117	0.041	1.083
310	310110	1.206	0.657	1.199	0.610	0.007	0.047	0.022	0.819
104	704	9.159	-0.952	9.149	-0.981	0.010	0.029	0.048	0.097
12	12110	3.508	2.068	3.498	1.889	0.010	0.179	0.021	2.816
311	311110	1.105	0.661	1.099	0.620	0.006	0.041	0.021	0.808
201	304	0.910	0.524	0.910	0.524	0.000	0.000	0.017	0.001
10135	308	3.033	1.626	3.021	1.611	0.012	0.014	0.056	0.181
13	13110	2.639	1.508	2.628	1.349	0.011	0.158	0.015	3.325
10022110	1002210	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.002
4	5	18.754	11.315	18.701	11.237	0.053	0.077	0.113	0.443

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.359 МВт / 1255.827 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.100 МВт / 1227.276 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.016 МВт / 8.709 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.016 МВт / 8.709 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.749 МВт / 6.561 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.567 МВт / 2.451 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.316 МВт / 9.012 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.333 МВт / 17.720 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-61.358	-36.734	115.000	0.00
1		0.000	0.000	114.806	-0.07
100110		0.000	0.000	113.442	-1.23
10027		0.000	0.000	27.127	-1.23
10010		9.630	5.200	10.844	-1.21
1002110		0.000	0.000	113.447	-1.23
100227		0.000	0.000	27.127	-1.23
100210		0.000	0.000	10.845	-1.21
2		0.000	0.000	113.773	-0.43
10022110		0.000	0.000	108.666	-4.58
1002235		0.000	0.000	36.338	-4.54
1002210		3.830	1.960	10.227	-6.09
101		0.000	0.000	113.358	-0.58
102		0.000	0.000	113.248	-0.62
3		0.000	0.000	113.209	-0.62
101110		0.000	0.000	108.187	-4.03
10135		0.000	0.000	35.684	-5.03
10110		8.530	4.840	6.203	-3.99
1012110		0.000	0.000	108.199	-4.03
101235		0.000	0.000	35.684	-5.03
101210		0.000	0.000	6.204	-4.00
4		0.000	0.000	112.365	-0.97
1014110		0.000	0.000	108.424	-4.38
101435		0.000	0.000	36.194	-4.31
101410		4.380	2.480	10.389	-3.90
10142110		0.000	0.000	108.765	-3.94
1014235		0.000	0.000	36.194	-4.31
1014210		0.000	0.000	10.390	-3.90
5		0.000	0.000	111.926	-1.07
5110		0.000	0.000	110.173	-2.55
5027		0.000	0.000	26.345	-2.55
5010		18.600	10.040	10.435	-3.49
52110		0.000	0.000	110.173	-2.55
50227		0.000	0.000	26.345	-2.55
50210		0.000	0.000	10.436	-3.49
103		0.000	0.000	111.998	-1.19
6		0.000	0.000	111.893	-1.22
60110		4.470	2.410	10.363	-4.06
7		0.000	0.000	111.814	-1.36
70110		2.300	1.120	10.175	-3.45
104		0.000	0.000	111.790	-1.47
105		0.000	0.000	111.743	-1.48
8		0.000	0.000	111.395	-1.55
80110		0.000	0.000	109.378	-3.33
8035		0.000	0.000	36.612	-3.33
8010		11.160	6.320	10.357	-4.23
802110		0.000	0.000	109.378	-3.33
80235		0.000	0.000	36.612	-3.33
80210		0.000	0.000	10.357	-4.24
9		0.000	0.000	112.785	-1.13

9110	1.310	0.670	10.900	-4.11
10	0.000	0.000	113.291	-0.97
1000110	0.000	0.000	111.631	-2.46
100035	0.000	0.000	37.372	-2.46
100010	4.700	2.280	10.584	-3.33
10002110	0.000	0.000	111.631	-2.46
1000235	0.000	0.000	37.372	-2.46
1000210	0.000	0.000	10.584	-3.33
106	0.000	0.000	114.221	-0.48
11	0.000	0.000	114.196	-0.49
1121110	0.000	0.000	113.104	-1.37
112135	0.000	0.000	37.851	-1.36
112110	4.160	2.350	10.786	-1.55
1122110	0.000	0.000	112.860	-1.57
112235	0.000	0.000	37.851	-1.36
112210	0.000	0.000	10.786	-1.55
200	-19.905	-5.402	115.000	0.00
107	0.000	0.000	113.272	-0.65
12	0.000	0.000	113.285	-0.65
12110	3.500	1.890	10.578	-2.80
108	0.000	0.000	113.303	-0.64
109	0.000	0.000	113.305	-0.64
13	0.000	0.000	113.301	-0.64
13110	2.630	1.350	10.534	-3.21
110	0.000	0.000	114.467	-0.29
300	-62.097	-26.910	115.000	0.00
301	0.000	0.000	35.443	-4.87
301110	0.900	0.510	11.047	-5.48
301210	0.000	0.000	11.047	-5.48
302	0.000	0.000	35.532	-4.57
302110	0.600	0.310	11.053	-5.38
303	0.000	0.000	35.698	-4.26
303110	1.300	0.700	10.811	-4.98
3032110	0.000	0.000	10.811	-4.98
201	0.000	0.000	35.524	-5.11
304	0.000	0.000	35.523	-5.11
304110	0.900	0.460	11.079	-5.72
304210	0.000	0.000	11.079	-5.72
202	0.000	0.000	35.522	-5.11
305	0.000	0.000	35.521	-5.11
30510	0.700	0.340	11.036	-6.06
306	0.000	0.000	35.550	-5.07
306110	0.000	0.000	10.573	-5.76
306210	1.400	0.790	10.573	-5.76
307	0.000	0.000	35.924	-4.81
307110	0.800	0.430	11.134	-5.87
308	0.000	0.000	35.509	-5.14
308110	3.000	1.450	11.044	-6.10
308210	0.000	0.000	11.044	-6.10
309	0.000	0.000	36.013	-4.40
309110	1.600	0.910	11.207	-5.17
309210	0.000	0.000	11.207	-5.17
310	0.000	0.000	35.725	-4.49
310110	1.200	0.610	10.999	-6.12
311	0.000	0.000	35.759	-4.62
311110	1.100	0.620	6.306	-6.09
203	0.000	0.000	35.615	-4.73
312	0.000	0.000	35.518	-4.76
312110	1.500	0.890	10.939	-6.25
313	0.000	0.000	35.517	-4.84
313110	1.400	0.720	10.411	-5.53
313210	0.000	0.000	10.411	-5.53
314	0.000	0.000	35.495	-4.97
314110	0.800	0.390	11.008	-6.07
204	0.000	0.000	35.550	-5.06
315	0.000	0.000	35.514	-5.08
315110	1.000	0.540	6.335	-5.75
315210	0.000	0.000	6.335	-5.75
205	0.000	0.000	35.564	-5.06
316	0.000	0.000	35.558	-5.07
316110	2.200	1.130	6.231	-7.28
704	0.000	0.000	111.984	-1.55
701	0.000	0.000	113.392	-0.83
701210	8.300	4.250	10.174	-3.45
702	0.000	0.000	112.531	-1.26
70210	16.100	8.690	10.230	-4.44
702210	0.000	0.000	10.231	-4.45
703	0.000	0.000	112.214	-1.46
70310	7.000	0.000	9.924	-4.99
703210	0.000	0.000	9.925	-4.99

70410	9.100	-1.440	10.440	-4.45
704210	0.000	0.000	10.440	-4.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	100110	4.817	2.733	4.813	2.603	0.004	0.129	0.028	1.390
100110	10027	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
10027	100227	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
1002110	100227	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	1002110	4.821	2.723	4.818	2.593	0.004	0.129	0.028	1.385
1002110	100210	4.821	2.585	4.817	2.585	0.004	0.000	0.028	0.064
100210	10010	4.817	2.585	4.817	2.585	0.000	0.000	0.291	0.000
100110	10010	4.810	2.611	4.807	2.611	0.004	0.000	0.028	0.064
3	101110	8.182	6.243	8.160	5.491	0.022	0.749	0.052	5.283
101110	10135	3.900	3.053	3.894	2.940	0.006	0.112	0.026	1.742
10135	101235	-3.885	-2.965	-3.885	-2.965	0.000	0.000	-0.079	-0.000
1012110	101235	3.891	3.078	3.885	2.965	0.006	0.113	0.026	1.753
3	1012110	8.190	6.228	8.167	5.477	0.022	0.748	0.052	5.271
1012110	101210	4.277	2.399	4.271	2.399	0.006	0.000	0.026	0.103
101210	10110	4.271	2.399	4.270	2.399	0.000	0.000	0.455	0.001
101110	10110	4.260	2.438	4.254	2.438	0.006	0.000	0.026	0.102
301	301110	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
301110	301210	-0.450	-0.255	-0.450	-0.255	0.000	0.000	-0.027	-0.000
301	301210	0.451	0.262	0.450	0.255	0.001	0.007	0.008	0.324
303	303110	0.677	1.358	0.669	1.300	0.008	0.057	0.024	1.328
303110	3032110	-0.631	0.601	-0.631	0.601	0.000	0.000	-0.046	-0.000
303	3032110	0.632	-0.587	0.631	-0.601	0.001	0.013	0.014	-0.298
52110	50227	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
50227	5027	-0.011	0.025	-0.011	0.025	0.000	0.000	-0.001	-0.000
5110	5027	0.011	-0.025	0.011	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
5110	5010	9.291	5.243	9.283	5.041	0.008	0.201	0.056	1.171
5010	50210	-9.305	-4.992	-9.306	-4.992	0.000	0.000	-0.583	-0.001
52110	50210	9.314	5.194	9.306	4.992	0.008	0.201	0.056	1.162
5	52110	9.311	5.544	9.303	5.219	0.008	0.324	0.056	1.843
5	5110	9.310	5.544	9.302	5.218	0.008	0.324	0.056	1.842
10135	301	0.252	0.786	0.248	0.782	0.004	0.005	0.013	0.231
301	302	-0.662	0.274	-0.665	0.271	0.003	0.003	-0.012	-0.104
302	303	-1.270	-0.024	-1.276	-0.031	0.006	0.007	-0.021	-0.181
303	8035	-2.595	-0.790	-2.648	-0.854	0.053	0.063	-0.044	-0.950
104	7	-6.532	3.418	-6.540	3.407	0.008	0.011	-0.038	-0.030
7	103	-8.691	0.974	-8.709	0.949	0.017	0.025	-0.045	-0.191
103	4	-13.210	-1.345	-13.248	-1.400	0.038	0.055	-0.068	-0.375
4	102	-14.502	-7.442	-14.570	-7.591	0.067	0.148	-0.084	-0.893
102	2	-17.088	-10.064	-17.134	-10.166	0.046	0.102	-0.101	-0.528
2	10022110	6.435	4.072	6.411	3.435	0.024	0.635	0.039	5.450
10022110	1002235	2.575	1.342	2.571	1.342	0.004	0.000	0.015	0.120
1002235	307	2.571	1.362	2.548	1.335	0.023	0.027	0.046	0.427
307	306	1.741	0.904	1.727	0.887	0.014	0.017	0.031	0.386
306	202	0.315	0.039	0.314	0.039	0.000	0.000	0.005	0.030
202	201	-0.392	-0.327	-0.392	-0.327	0.000	0.000	-0.008	-0.002
201	10135	-1.301	-0.837	-1.306	-0.842	0.005	0.006	-0.025	-0.164
304	304110	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
304110	304210	-0.450	-0.230	-0.450	-0.230	0.000	0.000	-0.026	-0.000
304	304210	0.451	0.236	0.450	0.230	0.001	0.007	0.008	0.303
306	306110	0.701	0.407	0.700	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
306110	306210	0.700	0.395	0.700	0.395	0.000	0.000	0.044	0.000
306	306210	0.701	0.407	0.699	0.395	0.001	0.012	0.013	0.350
100	1	37.620	22.485	37.583	22.403	0.037	0.082	0.220	0.194
1	101	27.847	16.712	27.641	16.256	0.205	0.454	0.163	1.453
8	80110	6.913	3.964	6.906	3.679	0.008	0.283	0.041	2.161
8	105	-4.558	-3.089	-4.568	-3.105	0.010	0.015	-0.028	-0.351
2	100	-23.589	-13.920	-23.737	-14.249	0.148	0.327	-0.139	-1.230
80110	8035	1.328	0.392	1.328	0.392	0.000	0.000	0.007	0.018
105	104	-4.568	-2.794	-4.569	-2.796	0.001	0.002	-0.028	-0.048
102	3	2.518	3.023	2.517	3.022	0.001	0.001	0.020	0.039
101	3	13.920	9.728	13.910	9.705	0.011	0.024	0.086	0.150
4	107	-16.187	-4.455	-16.292	-4.582	0.105	0.126	-0.086	-0.916
107	12	-16.292	-4.334	-16.294	-4.336	0.001	0.003	-0.086	-0.014
12	108	-19.816	-6.490	-19.818	-6.493	0.002	0.004	-0.106	-0.018
108	109	-19.818	-6.488	-19.819	-6.488	0.000	0.000	-0.106	-0.002
109	110	-22.468	-7.840	-22.650	-8.059	0.181	0.218	-0.121	-1.168
110	300	-61.943	-26.475	-62.097	-26.910	0.154	0.433	-0.339	-0.534
110	701	39.293	18.886	39.099	18.340	0.193	0.544	0.220	1.086
701	70110	4.247	1.684	4.234	1.458	0.012	0.225	0.023	2.424
7	70110	2.141	2.651	2.128	2.446	0.014	0.204	0.018	5.601
70110	701210	4.063	2.785	4.063	2.785	0.000	0.000	0.279	0.000

701	701210	4.244	1.688	4.232	1.462	0.012	0.225	0.023	2.429
702	70210	8.074	4.964	8.042	4.348	0.031	0.613	0.049	4.277
70210	702210	-8.047	-4.337	-8.048	-4.337	0.000	0.000	-0.515	-0.001
702	702210	8.079	4.953	8.048	4.337	0.031	0.613	0.049	4.269
703	70310	3.512	0.218	3.498	0.001	0.014	0.216	0.018	1.062
70310	703210	-3.498	0.001	-3.498	0.001	0.000	0.000	-0.203	-0.000
703	703210	3.512	0.216	3.498	-0.001	0.014	0.216	0.018	1.058
704	70410	4.560	-0.485	4.548	-0.718	0.013	0.232	0.024	-0.135
70410	704210	-4.547	0.721	-4.547	0.721	0.000	0.000	-0.254	-0.000
704	704210	4.560	-0.488	4.547	-0.721	0.013	0.232	0.024	-0.140
701	702	30.578	15.151	30.457	14.810	0.121	0.340	0.173	0.876
702	703	14.267	5.016	14.244	4.952	0.023	0.064	0.077	0.326
703	704	7.198	4.732	7.191	4.711	0.007	0.021	0.044	0.235
704	104	-1.958	5.872	-1.963	5.859	0.005	0.013	-0.032	0.190
4	101	-13.650	-7.097	-13.721	-7.255	0.071	0.157	-0.079	-1.004
4	1014110	5.207	3.070	5.192	2.658	0.015	0.410	0.031	4.241
1014110	101410	-1.204	-0.174	-1.204	-0.184	0.001	0.010	-0.006	-0.260
101410	1014210	-5.582	-2.663	-5.582	-2.663	0.000	0.000	-0.343	-0.001
10142110	1014210	5.591	2.663	5.582	2.663	0.009	0.000	0.033	0.135
4	10142110	7.082	4.415	7.067	3.913	0.015	0.500	0.043	3.841
10142110	1014235	1.477	1.250	1.476	1.233	0.001	0.017	0.010	0.701
1014235	101435	1.476	1.233	1.476	1.233	0.000	0.000	0.031	0.000
1014110	101435	6.396	2.832	6.374	2.832	0.022	0.000	0.037	0.301
309	309110	0.801	0.470	0.799	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
309110	309210	-0.800	-0.455	-0.800	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
309	309210	0.801	0.470	0.800	0.455	0.002	0.015	0.015	0.393
313	313110	0.417	-2.494	0.404	-2.610	0.013	0.116	0.041	-1.540
313110	313210	-0.995	-3.330	-0.995	-3.330	0.000	0.000	-0.192	-0.000
313	313210	1.023	3.583	0.995	3.330	0.028	0.252	0.060	2.418
315	315110	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
315110	315210	-0.500	-0.270	-0.500	-0.270	0.000	0.000	-0.052	-0.000
315	315210	0.501	0.278	0.500	0.270	0.001	0.008	0.009	0.352
101435	311	5.005	2.455	4.958	2.398	0.047	0.056	0.089	0.449
311	203	3.847	1.724	3.835	1.709	0.012	0.015	0.068	0.150
203	313	2.320	0.743	2.315	0.737	0.005	0.006	0.039	0.103
313	314	0.863	-0.409	0.861	-0.411	0.002	0.002	0.015	0.029
314	204	0.055	-0.824	0.053	-0.825	0.001	0.001	0.013	-0.050
204	205	-0.960	-1.419	-0.960	-1.420	0.000	0.001	-0.028	-0.015
205	10135	-3.179	-2.703	-3.188	-2.714	0.009	0.011	-0.068	-0.121
8	802110	6.914	3.964	6.906	3.679	0.008	0.283	0.041	2.161
802110	80235	1.320	0.410	1.320	0.410	0.000	0.000	0.007	0.018
80235	8035	1.320	0.410	1.320	0.410	0.000	0.000	0.022	0.000
802110	80210	5.586	3.269	5.581	3.149	0.005	0.120	0.034	1.202
80210	8010	5.581	3.149	5.581	3.149	0.000	0.000	0.357	0.001
80110	8010	5.578	3.288	5.572	3.167	0.005	0.120	0.034	1.207
1000110	100010	2.351	1.187	2.348	1.141	0.003	0.046	0.014	1.062
100010	1000210	-2.349	-1.138	-2.349	-1.138	0.000	0.000	-0.142	-0.000
10002110	1000210	2.352	1.184	2.349	1.138	0.003	0.046	0.014	1.060
10002110	1000235	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000235	100035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000110	100035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1000110	2.354	1.264	2.351	1.185	0.003	0.079	0.014	1.746
10	10002110	2.355	1.264	2.352	1.185	0.003	0.079	0.014	1.747
8	9	-9.328	-4.320	-9.412	-4.442	0.084	0.122	-0.053	-1.409
9	10	-10.735	-4.405	-10.770	-4.456	0.035	0.051	-0.059	-0.512
10	106	-15.519	-5.381	-15.600	-5.559	0.080	0.177	-0.084	-0.942
106	200	-19.814	-5.201	-19.905	-5.402	0.090	0.201	-0.103	-0.783
1121110	112110	0.516	0.426	0.516	0.423	0.000	0.003	0.003	0.344
112110	112210	-3.641	-1.925	-3.642	-1.925	0.000	0.000	-0.220	-0.000
1122110	112210	3.645	1.925	3.642	1.925	0.004	0.000	0.021	0.086
1122110	112235	-0.910	-0.375	-0.910	-0.379	0.000	0.004	-0.005	-0.212
112235	112135	-0.910	-0.379	-0.910	-0.379	0.000	0.000	-0.015	-0.000
1121110	112135	0.911	0.379	0.910	0.379	0.000	0.000	0.005	0.042
11	1121110	1.428	0.835	1.427	0.805	0.001	0.030	0.008	1.121
11	1122110	2.737	1.621	2.735	1.551	0.002	0.070	0.016	1.375
308	308110	1.502	0.758	1.499	0.725	0.003	0.033	0.027	0.423
308110	308210	-1.499	-0.724	-1.499	-0.724	0.000	0.000	-0.087	-0.000
308	308210	1.503	0.757	1.499	0.724	0.003	0.033	0.027	0.423
9	9110	1.317	0.762	1.309	0.670	0.008	0.092	0.008	4.045
302	302110	0.601	0.322	0.600	0.310	0.002	0.012	0.011	0.405
204	315	1.013	0.610	1.012	0.609	0.001	0.001	0.019	0.037
10022110	1002210	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	1.999
4	5	18.754	11.312	18.701	11.234	0.053	0.077	0.112	0.443
202	305	0.706	0.381	0.706	0.381	0.000	0.000	0.013	0.001
13	13110	2.639	1.508	2.628	1.349	0.011	0.158	0.015	3.332
314	314110	0.802	0.410	0.799	0.390	0.003	0.020	0.015	0.529
201	304	0.910	0.524	0.910	0.524	0.000	0.000	0.017	0.001
307	307110	0.803	0.451	0.799	0.430	0.003	0.021	0.015	0.556
101435	310	1.224	0.660	1.210	0.647	0.014	0.012	0.022	0.477
205	316	2.219	1.288	2.219	1.287	0.000	0.000	0.042	0.007

106	11	4.214	2.635	4.214	2.634	0.001	0.001	0.025	0.025
101435	309	1.621	1.011	1.614	1.003	0.006	0.008	0.030	0.185
316	316110	2.212	1.246	2.199	1.129	0.013	0.117	0.041	1.080
310	310110	1.206	0.657	1.199	0.610	0.007	0.047	0.022	0.817
103	6	4.502	2.724	4.499	2.720	0.003	0.004	0.027	0.106
6	60110	4.484	2.713	4.467	2.408	0.017	0.304	0.027	3.790
12	12110	3.508	2.068	3.498	1.889	0.010	0.179	0.021	2.821
311	311110	1.105	0.661	1.099	0.620	0.006	0.041	0.021	0.806
203	312	1.515	0.982	1.511	0.979	0.004	0.003	0.029	0.098
10135	308	3.033	1.626	3.021	1.612	0.012	0.014	0.056	0.181
312	312110	1.505	0.947	1.499	0.889	0.006	0.057	0.029	0.794
109	13	2.650	1.570	2.650	1.570	0.000	0.000	0.016	0.004
305	30510	0.702	0.355	0.700	0.340	0.002	0.016	0.013	0.460

ДОДАТОК Л

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

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

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

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

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

10.4.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [13,16].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [13]:

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

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

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

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

суміщене

10.4.4 Штучне освітлення

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

створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [13]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

10.4.5 Ви0робничий шум

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

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [13].

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

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

10.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

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

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

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно

заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
l_v	Довжина вертикального заземлювача, м	3
L_T	Довжина горизонтального заземлювача, м	662
S	Площа заземлюючого пристрою, м ²	1206,5
ρ_1	Питомий опір ґрунту при температурі промерзання -5°C , Ом/м	800
ρ_2	Питомий опір ґрунту при вологості 20%, Ом/м	120
M	Параметр, що залежить від відношення ρ_1/ρ_2	0,78
$R_{\text{ч}}$	Опір тіла людини, Ом	1000

Продовження таблиці 10.5

R_c	Опір, Ом	1200
$\tau_{\text{рз}}$	Час дії РЗ, с	0,12
$\tau_{\text{вим}}$	Час відключення вимикача, с	0,06
t	Глибина закладання полоси, м	0,5
h_1	Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м	2
$I_{\text{кз}}$	Струм короткого замикання, А	2000

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 10.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 10.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

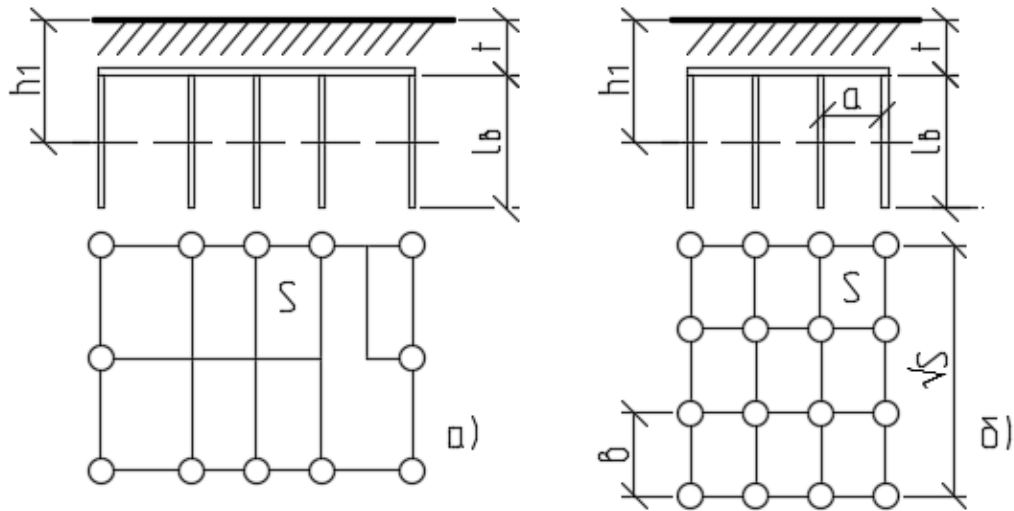


Рисунок 10.1 – Розрахунок складних заземлювачів
а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (10.2)$$

$$m = \frac{662}{2 \cdot \sqrt{1206,5}} - 1 = 8,53 \text{ (шт.)}.$$

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (10.3)$$

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1206,5} \cdot (9 + 1) = 694,69 \text{ (м)}.$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (10.4)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5}}{9} = 3,86 \text{ (м)}.$$

Комірки мають квадратну форму, тому $b = a$.

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B}; \quad (10.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5} \cdot 4}{\left(\frac{3,86}{3}\right) \cdot 3} = 36 \text{ (шт.)}.$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (10.6)$$

$$L_B = l_B \cdot n_B = 3 \cdot 36 = 108 \text{ (м)}.$$

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (10.7)$$

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,5}{\sqrt{1206,5}} = 0,36.$$

По таблиці 7.6 [16] для відношення $\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,5$ $\rho_e / \rho_2 = 1,4$, тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (10.8)$$

$$\rho_e = 1,4 \cdot 120 = 168 \text{ (Ом/м)}.$$

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B}; \quad (10.9)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{168}{\sqrt{1206,5}} + \frac{168}{694,69 + 108} = 1,95 \text{ (Ом)}.$$

Для $\tau_b = \tau_{\text{вим}} + \tau_{\text{pz}} = 0,18$ згідно ПУЕ [1] напруга дотику U_d становить 420 (В).

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\pi} = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}; \quad (10.10)$$

$$k_{\pi} = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{\frac{3 \cdot 662}{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}} = 0,105.$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\pi}}; \quad (10.11)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,105} = 4000 \text{ (В)}.$$

Потенціал на заземлювачі знаходиться в допустимих межах (менше 10 кВ).

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}}; \quad (10.12)$$

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{4000}{2000} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Так як виконується умова $R_3 < R_{\text{з.доп}}$, то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опорі заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\pi} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3; \quad (10.13)$$

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_{\text{з}} = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \text{ (В)}.$$

Отже, виконуються умови $R_{\text{з}} < R_{\text{з, доп}}$ та $U_{\text{пр}} < U_{\text{д}}$, тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно

10.6 Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління

Приміщення оперативного пункту управління де знаходяться панелі захисту та автоматики відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами, де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Будівля, де розташоване приміщення оперативного пункту управління, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступені вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних конструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами [13].

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 10.6.

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику – межі розповсюдження полум'я по них.

Таблиця 10.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	1/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами відповідно до III ступеня вогнестійкості становлять 12 м.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загорянні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Площа приміщення оперативного пункту управління в середньому становить 250 м². В даному приміщенні для забезпечення пожежної безпеки необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території енергопідприємства розташувати 1 пожежний щит (стенд), до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на щиті, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу розміром 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломы – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску укомплектований совковою лопатою та має місткість 1,0 м³. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів [13,16].

Отже, проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті;
- провести розрахунок захисного заземлення за допустимою напругою дотику;
- проаналізувати організаційні та технічні заходи, що необхідно провести для безпечного виконання робіт в діючих електроустановках.

ДОДАТОК М
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЗАСТОСУВАННЯ РЕКЛОУЗЕРІВ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації реклоузерів.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

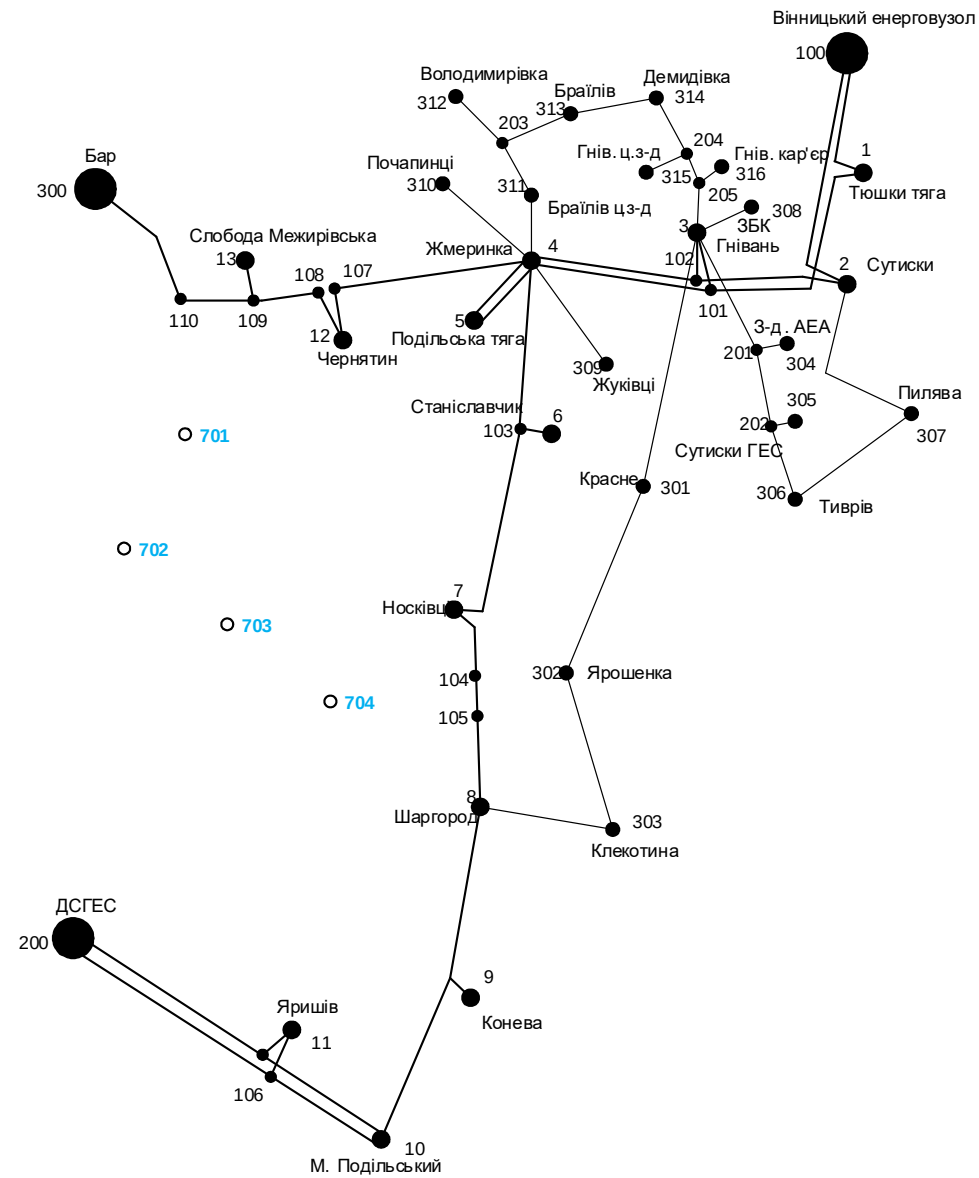
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації реклоузерів.

Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

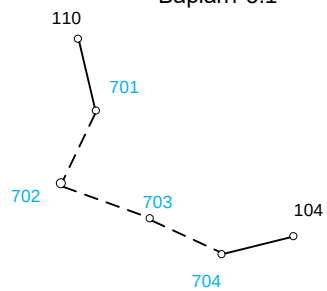
Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ

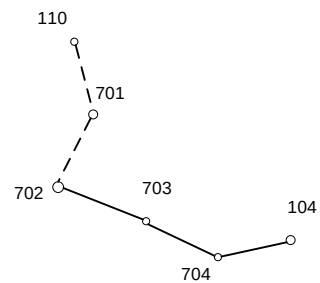


ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Оптимальний варіант розвитку мережі
Варіант 5.1

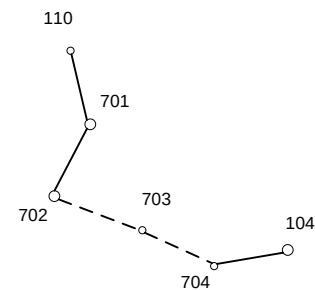


Варіант 2.1

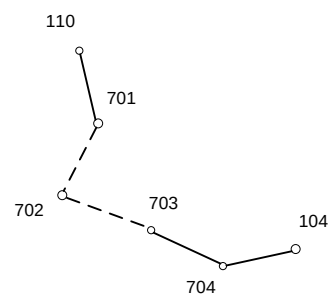


Послідовність будівництва	
_____	ЛЕП яка будується на першому році
-----	ЛЕП яка будується на другому році

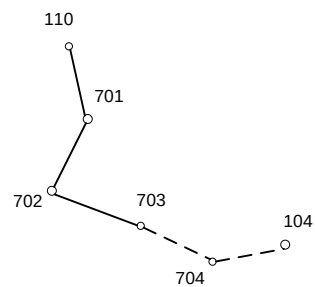
Варіант 3.1



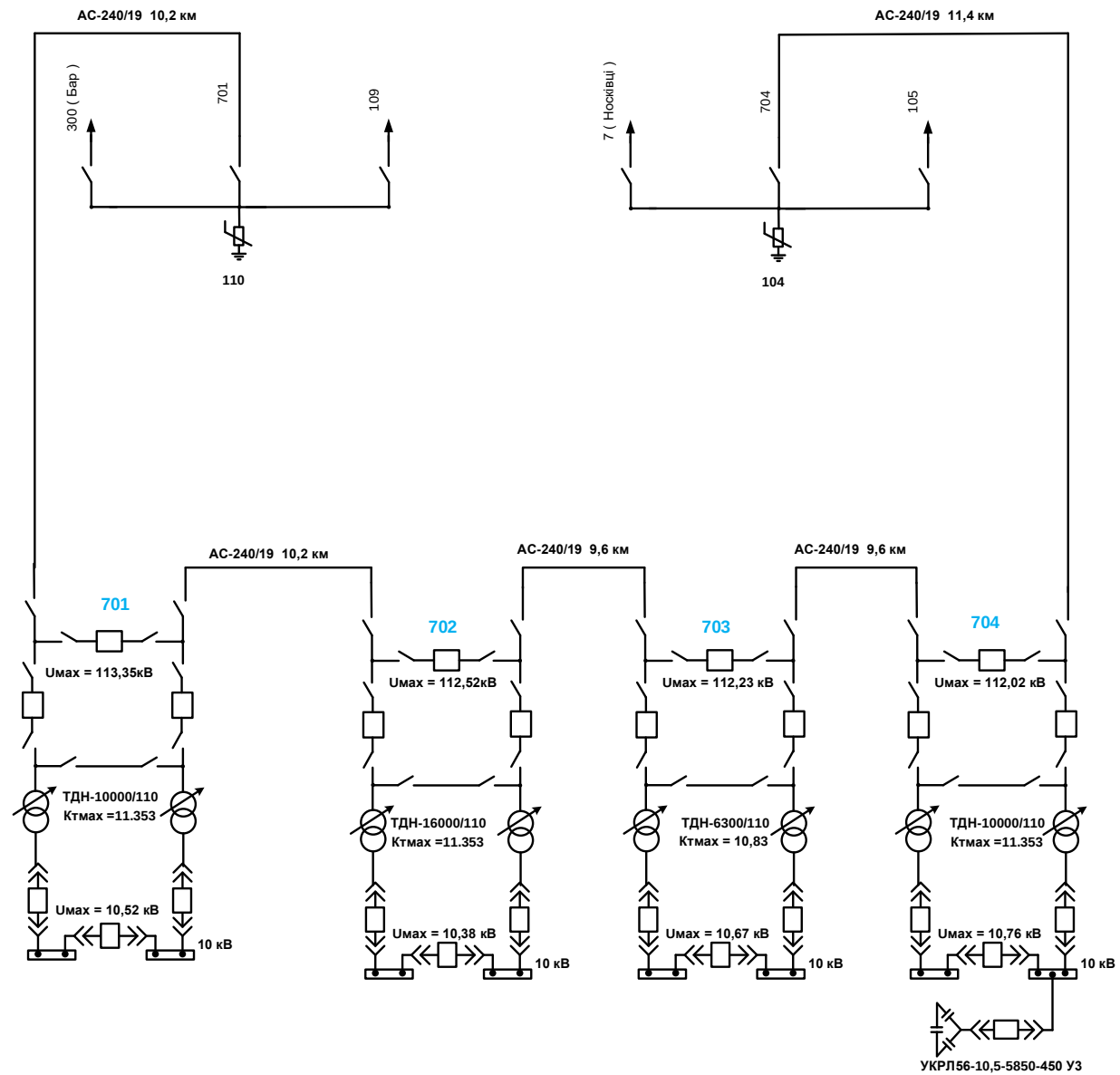
Варіант 4.1



Варіант 1.1



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	354780
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	285314
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,33
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,3
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3,62
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	17,72