

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей
застосування мікропроцесорного релейного захисту»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Пустовіт Д.П.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

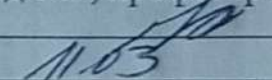
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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.

 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Пустовіт Дмитро Петрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування мікропроцесорного релейного захисту

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

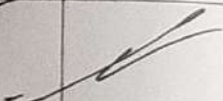
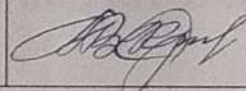
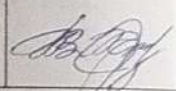
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 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. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

оптимального варіанту розвитку ЕМ. 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

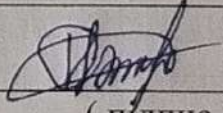
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 16.01.24	 30.04.24
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

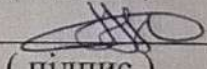
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	25.01.24	Вик.
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	Вик.
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	Вик.
4	Аналіз особливостей застосування мікропроцесорного релейного захисту	06.04.24	30.04.24	Вик.
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	Вик.
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	Вик.
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	Вик.
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	Вик.

Студент


(підпис)

Пустовіт

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Пустовіт Дмитро Петрович «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування мікропроцесорного релейного захисту». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 98 с./ На укр. мові. рис.17, табл.20, бібліогр.27.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей застосування мікропроцесорного релейного захисту.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який виконує роботи з обслуговування елементів релейного захисту.

ANNOTATION

Pustovit Dmytro « Development of a fragment of an electrical network with an analysis of the features of the application of microprocessor relay protection ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 98 p. fig. 17, table 20, bibl. 27

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

A study of the peculiarities of the application of microprocessor relay protection was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel performing maintenance work on relay protection elements was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	9
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	9
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	12
РОЗДІЛ 2	14
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Лінеаризація цільової функції	14
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	17
РОЗДІЛ 3	22
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	22
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	22
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	26
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	27
РОЗДІЛ 4	30
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	30
РОЗДІЛ 5	32
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	32
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	33
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	33
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій.....	35
РОЗДІЛ 6	39
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	39
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	39
РОЗДІЛ 7	41
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	41
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	41
7.4. Регулювання напруги у електромережі	42
РОЗДІЛ 8.....	46
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
РОЗДІЛ 9	66
МІКРОПРОЦЕСОРНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	66
9.1 Особливості мікропроцесорних пристроїв	66
9.2 Апаратна частина	68
9.3 Особливості експлуатації мікропроцесорних захистів і автоматики	73
9.4 Технічне обслуговування цифрових реле	76
9.5 Переваги та недоліки мікропроцесорних пристроїв РЗА	79
РОЗДІЛ 10.....	81

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	81
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	81
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	85
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій...	90
ВИСНОВКИ	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	98
Додаток А	102
Показники звіту подібності Unichack	102
Додаток Б. Технічне завдання МКР	103
ДОДАТОК В.....	109
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	109
ДОДАТОК Г	112
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	112
ДОДАТОК Д.....	115
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ...	115
ДОДАТОК Ж.....	118
Результати розрахунку післяаварійного режиму	118
після розвитку ЕМ.....	118
ДОДАТОК Л.....	133
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	133

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

Мікропроцесорний релейний захист почали застосовувати у світовій практиці більше 2-х десятиріч тому, поступово витісняючи не лише електромеханічні пристрої, але й електронну аналогову техніку. Перехід на цифрові принципи обробки інформації в РЗА не привів до появи нових принципів побудови захистів, проте визначив оптимальну структуру побудови апаратної частини сучасних цифрових пристроїв та істотно поліпшив експлуатаційні якості пристроїв РЗА. Підприємству-виробнику МП РЗА доволі часто спільно із представниками енергооб'єктів та фахівцями проектних закладів доводиться вирішувати різні питання, що пов'язані із початком їх впровадження. Але розроблені типові проекти та рекомендації і симулятори пристроїв зняли насторожене відношення до цифрових пристроїв [3].

Звичайно, на деяких енергооб'єктах виникають труднощі при виникненні питання про перехід на цифрову техніку. Зазвичай це пов'язано із:

- сталими традиціями;
- морально застарілими суміжними системами;
- застарілими, але ще діючими нормативними документами;
- страхом експлуатаційного персоналу, що не має знань і навичок роботи з сучасною технікою [5].

Але пристрої РЗА, виконані на традиційній елементній базі, вже не здатні забезпечити рішення ряду актуальних експлуатаційних і технічних проблем :

- реалізація деяких функцій призводить до істотного збільшення апаратної частини;
- багато функцій на електромеханічній релейній апаратурі виконати просто неможливо;
- не забезпечується стикування з сучасними цифровими автоматизованими системами управління технологічними процесами;
- повністю відсутня діагностика і запис аварійних процесів;

- ускладнення схем РЗА вимагає великої кількості налагоджувального і обслуговуючого персоналу високої кваліфікації, а також періодичного проведення профілактичних перевірок працездатності цих пристроїв [7].

Інтенсивний розвиток цифрової техніки зумовив широке проникнення її в усі рівні автоматизації енергооб'єктів як в енергетиці, так і в усіх інших галузях промисловості.

В свою чергу, МП РЗА мають і деякі недоліки [3]:

- дорожнеча в порівнянні з електромеханікою, що у вітчизняних умовах іноді грає істотну роль;

- перехід на МП РЗА вимагає перенавчання працівників, фахівцям, звиклим працювати з електромеханікою, переходити на нову техніку досить важко;

- істотна перевага електромеханіки: при включенні живлення (наприклад, після перерви в енергопостачанні) вона починає функціонувати відразу, а системі на МП потрібний час на перезавантаження. Безумовно, він невеликий, але в деяких ситуаціях це небажано. Внаслідок цього на об'єктах атомної енергетики досі не використовуються мікропроцесорні системи захисту. Застосування джерел безперебійного живлення, проте, легко вирішує цю проблему, при цьому трохи збільшуючи вартість системи РЗА;

- релейщики частіше всього досить обережно говорять про необхідність заміни електромеханічних пристроїв РЗА на мікропроцесорні. Наприклад, вони вважають, що уміть міняти устаткування на нове не можна. З кількох причин. Одна з них - це адаптація цифрової апаратури до суміжних систем на підприємстві. Для ТЕЦ - це, в першу чергу, електромагнітна сумісність. Довелося вирішувати проблему надійного функціонування МП РЗА під впливом великих полів кабельних трас. Не можна вміть вирішити і інше завдання: визначити міру надійності нових схемних рішень. Адже кожна нова система має період напрацювання на відмову. А у систем захисту є певна специфіка: перевірити міру її надійності можна тільки при аварійній ситуації, коли вона якраз і повинна

спрацьовувати. Тому, на думку працівників, міняти РЗА потрібно, але робити це поступово, напрацювавши досвід її експлуатації [8].

Отже, в час відновлення енергетики, дослідження питання модернізації ЕЕС України шляхом заміни застарілих захистів на станціях та підстанціях, виконаних на електромеханічній елементній базі, на мікропроцесорні пристрої та системи захисту 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 перспективи розвитку засобів релейного захисту в електричній системі із використанням мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматики.

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

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматики;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, що обслуговує засоби релейного захисту.

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».

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного використання мікропроцесорних пристроїв захисту.

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:

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

звідки $a' = -5815,1$; $b' = 2,9273$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 2,9273T - 5815,1$$

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

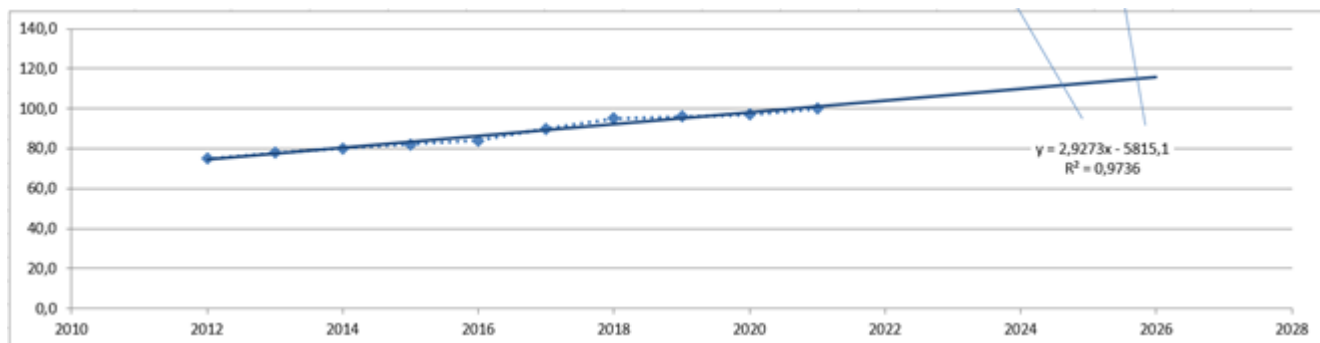


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 115,6 %, що на 15,6 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

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 – 0.88 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.71 МВт з них холостого ходу 0.44 МВт та навантажувальні 0.27 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	4-5	8-9	100-209	11-205
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	185	120	150	120
Розрах. струм, А	63	42	108	7

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	2	10	11	14
Напруга вузла,кВ	108,07	107,48	107,62	108,19

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 пропускну 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 № 2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,07 кВ; вузол № 10 – Плисків з рівнем напруги 107,48 кВ; вузол № 11 – Липовець з рівнем напруги 107,71 кВ; вузол № 14 Турбів – з рівнем напруги 108,19 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.

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, що 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.

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 (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5200$

годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 2,65 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 $Вд = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовклад, тис. грн/км	Питом опір, Ом/км	Коеф. а, тисяч гривень	Коеф. b, тисяч грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП при умови макс. Потужн. 10 МВт, тис. грн
2	501	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	1,465	5081,5
14	501	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	2,197	7622,3
10	502	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	2,197	7622,3
11	502	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	2,092	7259,3
501	503	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	2,092	7259,3
502	503	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,988	6896,3

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 коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $Вд = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
2-501	1,4	8,8	5048,5	5007,6	5098,4	4935,1	12,888	5048,5	5025,8	5071,2
14-501	2,1	8,8	7572,7	7511,5	7647,6	7402,6	19,332	7572,7	7538,7	7606,7
10-502	2,1	8,8	7572,7	7511,5	7647,6	7402,6	19,332	7572,7	7538,7	7606,7
11-502	2	8,8	7212,1	7153,8	7283,4	7050,1	18,411	7212,1	7179,7	7244,5
501-503	2	8,8	7212,1	7153,8	7283,4	7050,1	18,411	7212,1	7179,7	7244,5
502-503	1,9	8,8	6851,5	6796,1	6919,2	6697,6	17,491	6851,5	6820,7	6882,3

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 $B_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	До в-жи на, км	Орієнтовна 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
2-501	1,4	8,8	5048,5	5026,9	5072,3	573,7	5048,5	4543,6	5553,3
14-501	2,1	8,8	7572,7	7540,4	7608,4	860,5	7572,7	6815,4	8330,0
10-502	2,1	8,8	7572,7	7540,4	7608,4	860,5	7572,7	6815,4	8330,0
11-502	2	8,8	7212,1	7181,3	7246,1	819,6	7212,1	6490,9	7933,3
501-503	2	8,8	7212,1	7181,3	7246,1	819,6	7212,1	6490,9	7933,3
502-503	1,9	8,8	6851,5	6822,3	6883,8	778,6	6851,5	6166,3	7536,6

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

Симплекс-метод використовується для розв'язання задач лінійного програмування. В ньому здійснюється скерований рух по опорних планах до визначення оптимального розв'язку. Ще симплекс-метод називають як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв, а також параметрів що потрібно оптимізувати з огляду на математику задача оптимізації сформулюється наступним чином:

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

[illegible]

Задачі лінійного програмування (2.3) при умовах (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується за наступними етапи:

- I-ий етап виглядає у приведенні системи обмежувальних рівнянь та цільової функції до визначеного канонічного вигляду;
- II-ий етап виглядає в оптимізації цільової функції, яка отримана в результаті попереднього етапу, використовуючи Симплекс-алгоритму (СА).

Застосування СМ що до розв'язку задачі вибору най оптимальної схеми ЕМ має певні особливості:

1. Змінними x_i , які оптимізуються, є потужності в дільницях мережі;
2. Вільними членами у системі (2.4) приймаються потужності навантажень, які завжди більше 0;
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
		2-501	14-501	10-502	11-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	9,71	3,47
	502	0	0	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,64	-23,12
	503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	19,65	19,65
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		799,6	949,9	262,8	258,2	1357,0	1357,0	452,3	452,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		13788,820
Потужності ЛЕП		6,242929	0	17,57269	16,18537	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		4935,061	0,000	7402,591	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19387,739
Змінні складові витрат		57,079	0,000	678,365	548,079	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1283,523
Дисконтовані витрати, тис. грн																	20671,262

Рисунок 2.1 – 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 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		2-501	14-501	10-502	11-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	9,71	0,00
	502	0	0	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,64	0,00
	503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	19,65	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		799,6	1106,3	459,9	469,4	1053,7	1053,7	1001,0	1001,0	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		41367,278
Потужності ЛЕП		9,711223	0	30,28977	1,78E-15	0	0	19,65367	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		4935,061	0,000	7402,591	7050,087	0,000	0,000	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		26085,322
Змінні складові витрат		138,116	0,000	2015,483	0,000	0,000	0,000	767,730	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		2921,329
Дисконтовані витрати, тис. грн																	29006,651

Рисунок 2.2 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

У таблиці на рисунку 2.2 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.3.

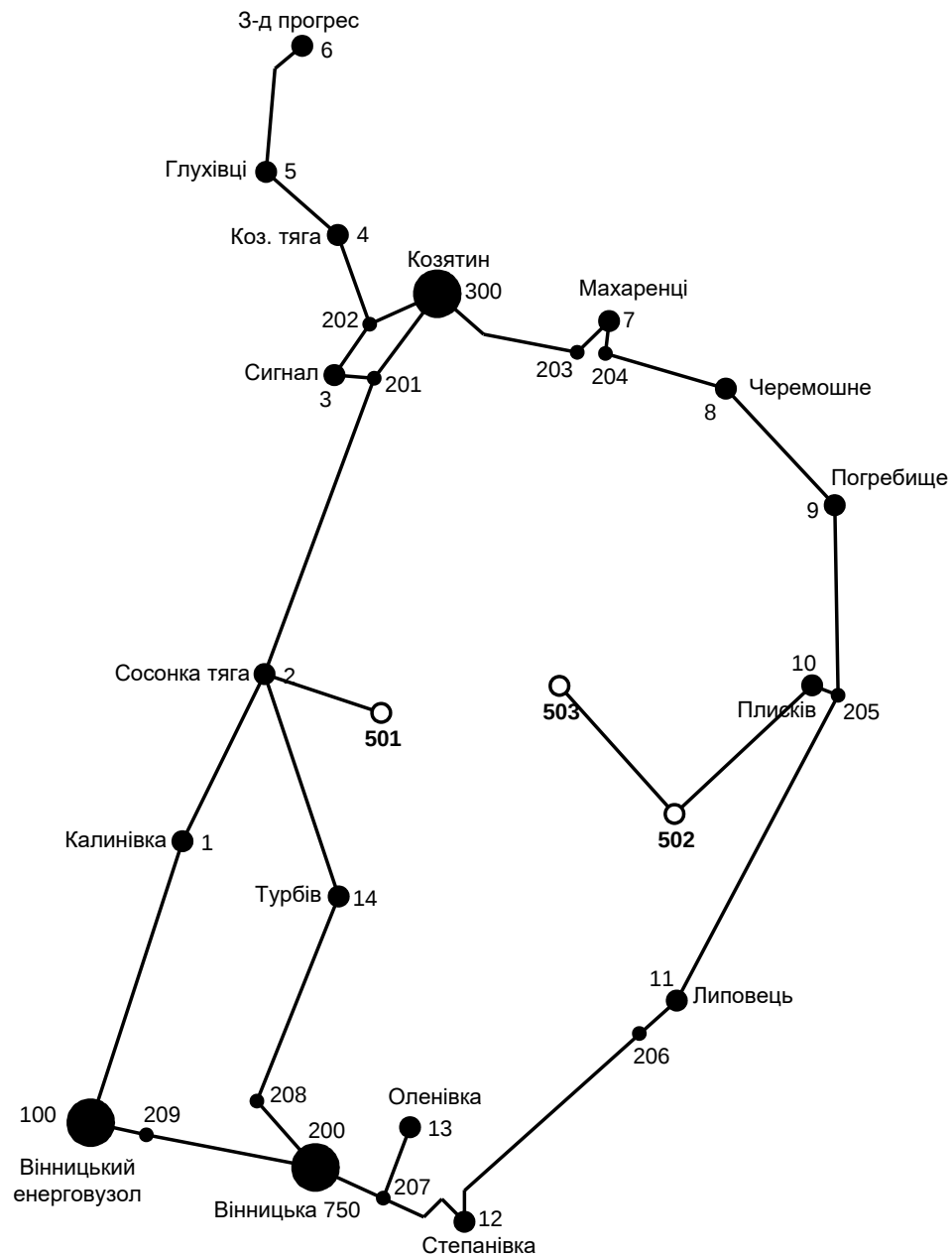


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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 501-503. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 501-503 довжиною 14 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.

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.

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 3-х років (це вузли 501, 502, 503). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 2, 13 та 14 відносно розглядатимуться 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 русі 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.

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:

$$1) \text{ Баланс потужностей: } \sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj};$$

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: $L_{\max} \leq 25$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 501, 502, 503, 504. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 30 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 2-501, 501-503. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-501} + \Delta L_{501-503} = 9,8 + 14 = 23,8 \text{ (км)},$$

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 ліній.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгову лінію 502-503. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Третій рік. Для третього року, варіанти електроживлення формуються з врахуванням розвитку на попередніх кроках. І також для кожного варіанту третього року враховується обмеження по довжині для спорудженні нових лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку споруджуємо одноланцюгову лінію 502-10. Результати розрахунків приведено в таблиці 3.3.

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

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	2-501	9,8	9,7	23,8	17355,49	42088,75	35073,96	35073,96
		501-503	14	6,8		24733,26			
	2	2-501	9,8	9,7	23,1	17355,49	41256,58	34380,48	34380,48
		502-503	13,3	19,6		23901,09			
	3	2-501	9,8	9,7	24,5	17355,49	44478,87	37065,73	37065,73
		502-10	14,7	30,3		27123,38			

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	502-503	13,3	19,6	13,3	23901,09	23901,09	16597,98	51671,94
	12	502-10	14,7	30,3	14,7	27123,38	27123,38	18835,68	53909,64
	21	501-503	14	6,8	14	24733,26	24733,26	17175,88	51556,36
	22	502-10	14,7	30,3	14,7	27123,38	27123,38	18835,68	53216,16
	31	501-503	14	6,8	14	24733,26	24733,26	17175,88	54241,6
	32	502-503	13,3	19,6	13,3	23901,09	23901,09	16597,98	53663,7

Таблиця 3.3 - Імовірні варіанти розвитку для третього року будівництва

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві _{сум}	В _т	Вартість
3	111	502-10	14,7	30,3	14,7	27123,38	27123,38	15696,4	67252,76
	121	502-503	13,3	19,6	13,3	23901,09	23901,09	13831,65	67741,29
	212	502-10	14,7	30,3	14,7	27123,38	27123,38	15696,4	67368,34
	221	501-503	14	6,8	14	24733,26	24733,26	14313,23	67529,39
	311	502-503	13,3	19,6	13,3	23901,09	23901,09	13831,65	68073,25
	321	501-503	14	6,8	14	24733,26	24733,26	14313,23	67976,93

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 111. Після уточнення потокорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 111 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.3.

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

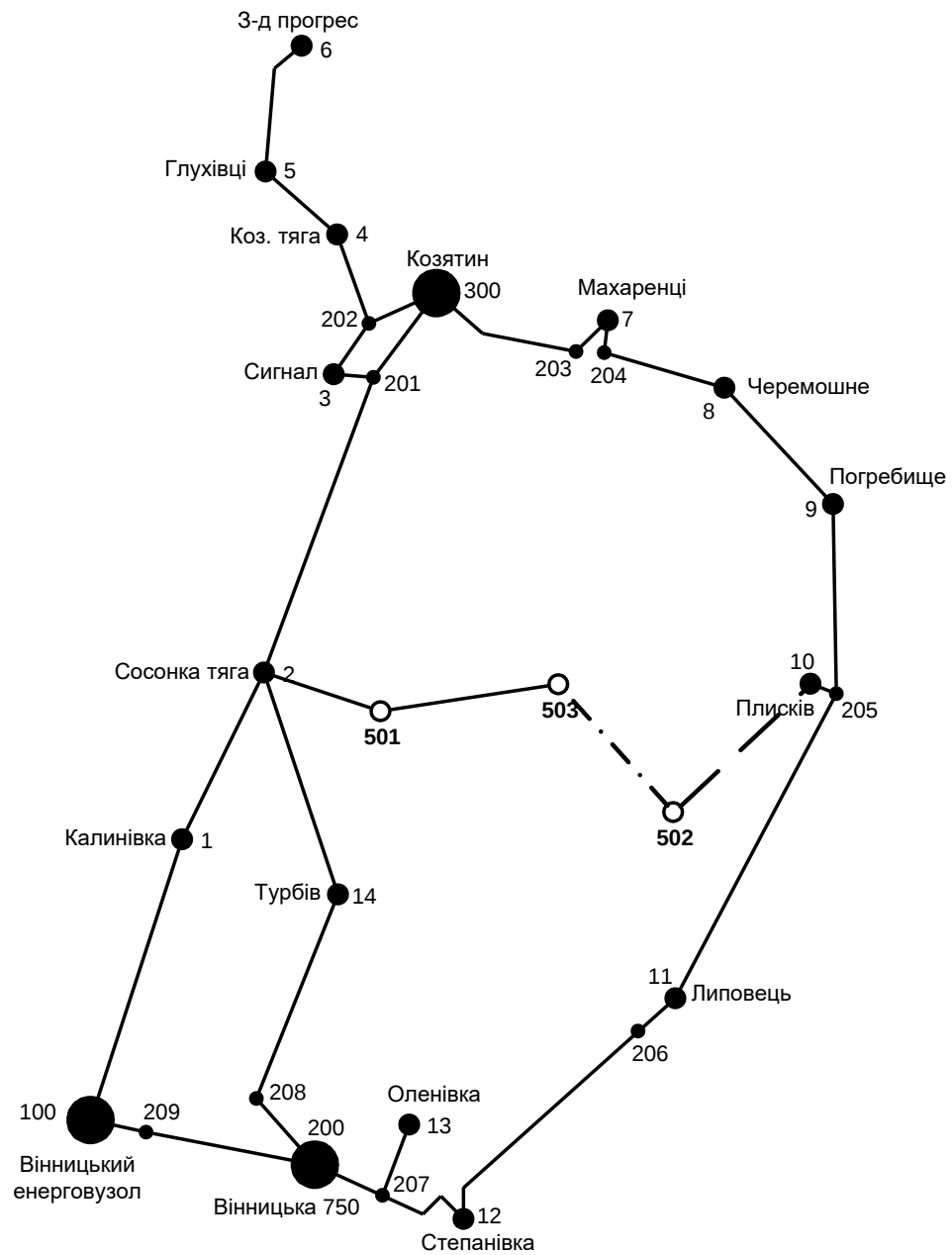


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр } 2-501} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7.109}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39.179 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 502-10} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.848}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 15.693 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8.519}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 46.948 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11.516}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 63.466 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5700$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По викладеній в [3] таблиці вибрали переріз проводів нових ЛЕП та їх параметри.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одно ланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район по ожеледнему навантаженню – III;

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

1й – розрив лінії 2-501;

2й – розрив лінії 10-502;

3й – розрив лінії 2-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 10-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 501-503;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
2-501	0	55.5	0	125.9	65.9	61.1	126.2	390	39.2	АС-150/24
10-502	55.3	0	126.2	0	56.3	65.6			15.7	АС-150/24
501-503	61.1	56.3	61.2	64.8	0	107.9			46.9	АС-150/24
502-503	60.9	65.5	60.3	65.6	111.9	0			63.5	АС-150/24

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32, але допускається АС-150/24.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-150/24, вирішено використовувати провід АС-150/24, 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.

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 установа 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 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8.4}{1.4 \cdot 0.87} = 6.897 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 502, 503 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
503	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112.
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139,	70,
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139,	70,

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{7.927}{(2 - 1) \cdot 10} = 0.793 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{10.337}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.034 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{17}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.063 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , тобто повністю задовольняє технічним умовам що до експлуатації. 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 електропідстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 501, 502, 503 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).

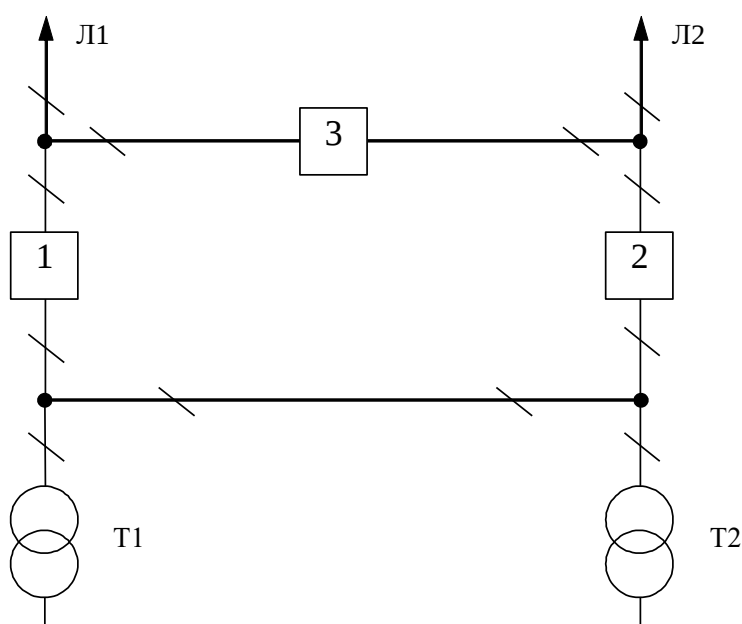


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 501, 502, 503

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 відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрали ПС Сосонка тяга (вузол 2). Тому, опісля реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного

пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції ПС Сосонка тяга (вузол 2) тип існуючої схеми нас влаштовує. Найявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо залишити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

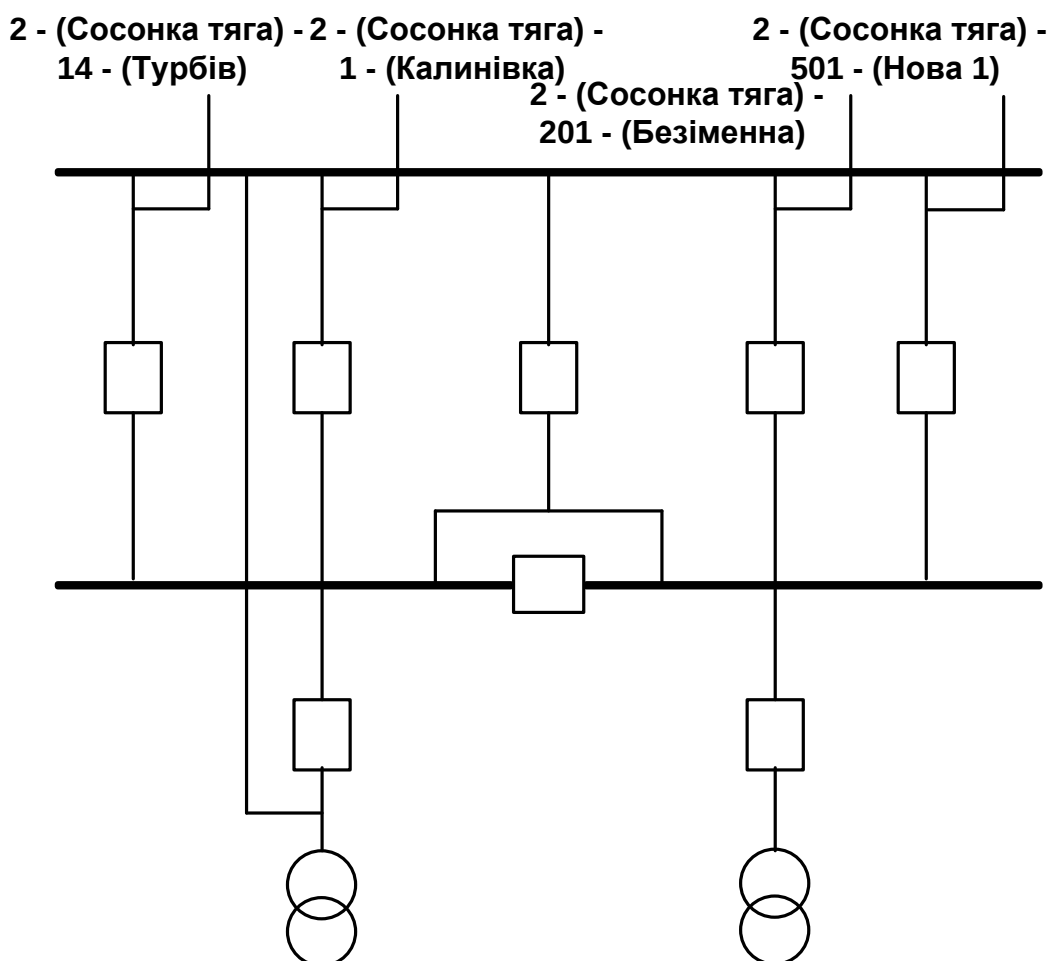


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо Плисків (вузол 10), який є місцем з'єднання проводів марки АС-120 ліній «Плисків – 205», тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не призведе до погіршення надійності та

селективності релейного захисту ЛЕП «Оленівка – Вінницька 750» тому що розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «502» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

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 прохідної підстанції СЕС (вузол 503).

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:

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

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:

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

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 $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

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

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

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

Імовірність відключення окремого приєднання 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 ($Z_0 = 585$ гривень/кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 585 = 1012869 \text{ (тис. грн.)},$$

$$W_{р\text{ік}} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$W_{р\text{ік}} = 5700 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год)},$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум.} \cdot W_{р\text{ік}} \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{нд} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год)}.$$

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{р\text{ік}}} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
101250	1731,4	1012869

З обрахунків видно, що схема дає значний рівень збитку, проте забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому ця схема не потребує значної дорогої реконструкції, а тому можливо здешевити даний проект.

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 $f=f_{ном}$ для нових вузлів 501, 502, 503, 504 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 17,6 + 0,05 \cdot 17,6 = 16,72 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{hi}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{hi}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 16,72 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 16,72 \cdot 0,34 = 5,685 \text{ (МВАр)}.$$

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 -2-501

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 107,49^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,8) = 0,323 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,323 + 0,459 + 0,436 + 0,48 = 1,698 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 10,95 = 10,402 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 10,402 = 1,04 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 10,402 + 1,04 - 5,685 - 1,698 = 4,059 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 10,402 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 4,059 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4,5 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 502.

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
501	102,06	96,85	107,24
502	102,11	96,90	107,20
503	101,80	97,58	107,00

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
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	7,79	6,49	9,01

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:

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

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

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((9,71) \cdot (7,95 / 2)) + ((5,5) \cdot (139 / 2))}{107,24} = 3,924 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{107,24 + 3,924}{10,5} = 10,587$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10,587$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH501д}} = \frac{107,24 + 3,924}{10,587} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Гб}	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
501	3,924	10,587	10,5	8	10,611	0,09
502	3,918	10,591	10,5	8	10,611	0,096
503	0,401	10,229	10,5	10	10,298	0,093

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях 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; $E = E_{ан} = 0,2$ – 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, $C_T = 2,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на побудову нових 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: Сосонка тяга (вузол 2) – 501, 501 - 503;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 503;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту Сосонка тяга (вузол 2).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 502-503;
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пункті 502.

На третьому році:

- зведення лінії електропередач: 502 – Плисків (вузол 10);
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Плисків – 205» (вузол 10).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електромережі приведені у таблицях 8.1–8.3.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- тов. площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	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 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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера для лінії 10 кВ із вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
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 резерв захисту для 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 тр-рів напруги 110кВ (одна панель на 2секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10кВ та секц-го 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 заземл-го реактора (одна панель до 2секції 10кВ)	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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

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 площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,08	135,87	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового тр-ра (4 панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту лінії 110кВ із вимикачем (2 панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110кВ (1 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (1 панель на 2 секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го вимикача 10кВ (1панель на 2 вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (1 панель на 2 секції 10кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
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			58 177,167						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 113 508,412 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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
01	02	03	04	05	06	07	08	09	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 трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2.5	Приєднання лінії 110кВ із вимикачем із вбудованими тр-ми струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими тр-рами 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 вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	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	214,406	23	8271,483	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	2096,27	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

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Плисків - 205» (вузол 10):

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
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають **586,23** тис. грн

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23,8 = 27\,544,541 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 13,3 = 15\,392,538 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 14,7 = 17\,012,805 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 113\,508,412 + 27\,544,541 = 141\,052,953 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 51\,054,247 + 15\,392,538 = 66\,446,785 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 586,23 + 17\,012,805 = 17\,599,035 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

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

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

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:

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

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:

$$V_{\text{п}} = (K_{\text{п/ст}} \cdot P_{\text{п}}\%)/100; \quad (8.10)$$

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$V_{\text{л1}} = (27\,544,541 \cdot 0,3)/100 = 82,634 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{л2}} = (15\,392,538 \cdot 0,3)/100 = 46,178 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{л3}} = (17\,012,805 \cdot 0,3)/100 = 51,038 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п1}} = (113\,508,412 \cdot 3)/100 = 3405,252 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п2}} = (51\,054,247 \cdot 3)/100 = 1531,627 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п3}} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,487 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.6:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 2-501, 501-503 П/ст: 501, 503	+100	+20	1,74
2	ЛЕП: 502-503 П/ст: 502	+450	+20	1,95
3	ЛЕП: 502-10	+430	+20	1,93

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 82,634 + 3405,252 + 1,74 \cdot 1,65 = 1557,798 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_2 = 46,178 + 1531,627 + 1,85 \cdot 1,65 = 3378,148 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_2 = 51,038 + 17,487 + 1,93 \cdot 1,65 = 3378,148 \text{ (тис.грн.);}$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 16,5 \cdot 5700 = 94050 \text{ МВт·год;}$$

$$W_{2(\Sigma)} = 19.6 \cdot 5700 = 111720 \text{ МВт·год;}$$

$$W_{3(\Sigma)} = 30.3 \cdot 5700 = 172710 \text{ МВт·год}$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 94050 - 3490,757 = 15131,143 \text{ тис.грн.;}$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 111720 - 1581,023 = 20539,537 \text{ тис.грн.;}$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 172710 - 71,81 = 34124,77 \text{ тис.грн..}$$

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

$$E'_a = 0,268$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,268 = 3,7 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	66,4
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5700
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	387 480
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	225 098,7
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,7
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	1,93
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	1,03
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	655,89
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	6,72

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ($E_{ан} = 0,2$)). Термін окупності 3,7 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

МІКРОПРОЦЕСОРНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Релейний захист народився і розвивався на базі механічних пристроїв, що поступово ускладнювалися до існуючих нині багатофункціональних механічних комплексів. Приблизно три десятиліття тому з розвитком електронної промисловості з'явилися пристрої захисту на напівпровідникових елементах. Вони не витіснили цілком своїх механічних побратимів і далі експлуатуються разом з ними.

Поява і бурхливий розвиток цифрової мікропроцесорної техніки, комп'ютерних та інформаційних технологій призвело до створення пристроїв захисту нового покоління. Реле на механічній і напівпровідниковій елементній базі експлуатуються вже не перший рік і фахівцям добре відомі їхні переваги і недоліки, сильні та слабкі сторони. Розглянемо основні особливості цифрових захистів, і які переваги може дати їхнє застосування в енергетиці.

Зауважимо відразу, що алгоритми роботи пристроїв захисту на різній елементній базі однакові, відрізняються тільки способи їхньої реалізації [14].

9.1 Особливості мікропроцесорних пристроїв

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту мають ряд особливостей, які суттєво відрізняють їх від пристроїв на іншій елементній базі.

Цифрові пристрої компактні. Логіка їхньої роботи реалізується за допомогою спеціального програмного забезпечення. Конструктивно вони складаються з одного чи декількох мікропроцесорів, вимірювальних перетворювачів, дискретних входів і вихідних реле. Це дозволяє розмістити в одному корпусі різні види захистів і зв'язати їх на програмному рівні, що призведе до зменшення витрат металу, кабельної продукції та інших матеріалів на виготовлення й встановлення пристроїв. При цьому також зменшуються власне

споживання енергії пристроями і необхідне місце для їхнього встановлення на пунктах і щитах керування силовим устаткуванням [14].

Конструкція цифрових захистів дає можливість випускати їх в уніфікованому виконанні з однотипним програмним забезпеченням. Це спрощує подальшу експлуатацію при наявності на об'єкті великої кількості мікропроцесорних захистів з різними функціями.

Програмне забезпечення дозволяє робити зміни уставок і налаштувань, а також перепрограмувати функцій захисту без зміни в схемах пристроїв.

Вбудований реєстратор аварійних і експлуатаційних подій записує всі повідомлення про роботу пристрою в нормальному й аварійному режимах, а також осцилограми цих подій. Це сприяє проведенню більш точного аналізу роботи в аварійних ситуаціях.

Також мікропроцесорні пристрої дають можливість виміру нормального й аварійного режиму. Дисплей на передній панелі пристрою і кнопки ручного керування відкривають доступ до інформації про параметри пристрою і виданих ним повідомлень.

Спеціальне програмне забезпечення дозволяє задавати параметри пристрою, а також за допомогою портативного комп'ютера зчитувати повідомлення і дані. Це дає змогу не тільки прискорити процес зміни уставок і параметрів пристрою, а й зберігати всі дані в електронному виді з можливістю подальшого друку.

Характерним є можливість об'єднати в єдину мережу декількох цифрових захистів, здійснити передачу даних і керувати цими пристроями з верхнього рівня.

Усі ці особливості мікропроцесорного пристрою сприяють не тільки зниженню витрати на технічне обслуговування, а й підняттю на більш високий рівень культури експлуатації енергетичного устаткування.

Основні характеристики мікропроцесорних захистів значно вищі мікроелектронних, а тим більше електромеханічних. Так, потужність, споживана від вимірювальних трансформаторів струму і напруги, знаходиться на рівні 0,1-0,5 В·А, апаратна похибка в межах 2-5 %.

Світовими лідерами у виробництві РЗА є європейські концерни ALSTOM, ABB і SIEMENS. Спільним є все більший перехід на цифрову техніку. Цифрові захисти, що випускаються цими фірмами, мають високу вартість, яка, втім, окупается їх високими технічними характеристиками і багатофункціональністю.

Сучасні цифрові пристрої РЗА інтегровані в рамках єдиного інформаційного комплексу функцій релейного захисту, вимірювання, регулювання та управління електроустановкою. Такі пристрої в структурі автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП) енергетичного об'єкта є кінцевими пристроями збору інформації. В інтегрованих цифрових комплексах РЗА з'являється можливість переходу до нових нетрадиційних вимірювальних перетворювачів струму і напруги на основі оптоелектронних датчиків, трансформаторів без феромагнітних сердечників і т. д. Ці перетворювачі більш технологічні при експлуатації, мають дуже високі метрологічні характеристики, але мають малу вихідну потужність і непридатні для роботи з традиційною апаратурою [20].

9.2 Апаратна частина

Цифрові пристрої РЗ різного призначення мають багато спільного, а їх структурні схеми дуже схожі і подібні представлений на рисунку 9.1.

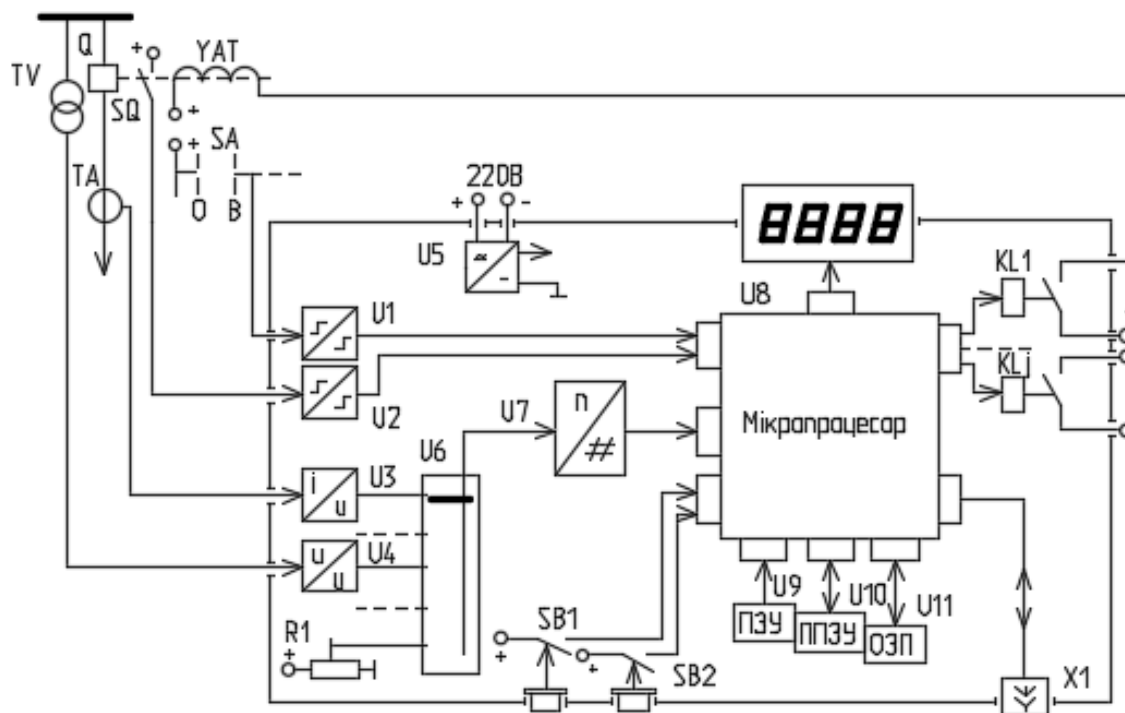


Рисунок 9.1 – Структурна схема цифрового пристрою захисту

Центральним вузлом цифрового пристрою є мікро ЕОМ, яка через свої пристрої введення-виведення обмінюється інформацією з периферійними вузлами. З допомогою цих додаткових вузлів здійснюється сполучення мікро ЕОМ (мікропроцесора) з зовнішнім середовищем: датчиками вихідної інформації, об'єктом управління, оператором і т. і.

Слід зазначити, що в реальному пристрої РЗ може використовуватися кілька мікропроцесорів, кожен з яких буде зайнятий вирішенням окремого фрагменту спільного завдання з метою забезпечення високої швидкодії. Так, фірма ALSTOM, з цією метою, використовує один потужний процесор, а фірма ABB, використовує 4-10 МП, працюючих паралельно.

Неодмінними вузлами цифрового пристрою РЗА є: входні U_1-U_4 і вихідні KL_1-KL_j перетворювачі сигналів, блок аналого-цифрового перетворення U_6, U_7 , кнопки управління і введення інформації від оператора SB_1, SB_2 , дисплей H для відображення інформації і блок живлення U_5 . Сучасні цифрові пристрої, як правило, оснащуються і комунікаційним портом X_1 для зв'язку з іншими пристроями.

Вхідні перетворювачі забезпечують гальванічну розв'язку зовнішніх кіл від внутрішніх кіл пристрою. Одночасно, вхідні перетворювачі здійснюють приведення контрольованих сигналів до єдиного вигляду (як правило, до напруги) і нормованого значення. Тут же здійснюється попередня частотна фільтрація вхідних сигналів перед їх аналого-цифровим перетворенням. Одночасно вживаються заходи щодо захисту внутрішніх елементів пристрою від впливу перешкод і перенапруг. Розрізняють перетворювачі аналогові (U_3 , U_4) і логічні (U_1 , U_2) вхідних сигналів. Перші прагнуть виконати так, щоб забезпечити лінійну (або нелінійну, але з відомим законом) передачу контрольованого сигналу у всьому діапазоні його зміни. Перетворювачі логічних сигналів, навпаки, прагнуть зробити чутливими тільки до вузької області діапазону можливого знаходження контролюючого сигналу.

Вихідні релейні перетворювачі. Вплив реле на захищуваний об'єкт традиційно здійснюється у вигляді дискретних сигналів управління. При цьому вихідні кола пристрою захисту виконуються так, щоб забезпечити гальванічну розв'язку комутованих кіл як між собою, так і щодо внутрішніх кіл пристрою РЗ. Вихідні перетворювачі повинні мати відповідну комутаційну здатність і, в загальному випадку, забезпечувати видимий розрив комутованого кола.

Блок аналого-цифрового перетворення включає мультиплексор U_6 і власне аналого-цифровий перетворювач (АЦП) – U_7 . Мультиплексор – це електронний комутатора, що по черзі подає контрольовані сигнали на вхід АЦП. Застосування мультиплексора дозволяє використовувати один АЦП (як правило дорогий) для декількох каналів. У АЦП здійснюється перетворення миттєвого значення вхідного сигналу в пропорційне йому цифрове значення. Перетворення виконуються з заданою періодичністю. В подальшому в мікро ЕОМ за цими вибірками з вхідних сигналів розраховуються інтегральні параметри контрольованих сигналів – їх амплітудні або діючі значення.

Блок живлення – U_5 – забезпечує стабілізованою напругою всі вузли розглянутого пристрою, незалежно від можливих змін напруги в живлячій мережі. Зазвичай це імпульсний блок живлення від мережі постійного струму. Є

також блоки живлення від кіл змінного струму і напруги.

Дисплеї і клавіатура є неодмінними атрибутами будь-якого цифрового пристрою, дозволяючи оператору отримати інформацію від пристрою, змінювати режим його роботи, вводити нову інформацію. Потрібно відзначити, що дисплей Н і клавіатура SB₁, SB₂ в цифрових реле, як правило, реалізуються в максимально спрощеному вигляді: дисплей – цифробуквенний, одно- (або декілька-) рядковий; клавіатура – кілька кнопок.

Порт зв'язку з зовнішніми цифровими пристроями. Перевагою цифрових пристроїв є можливість передачі наявної інформації в інші цифрові системи: АСУ ТП, персональний комп'ютер і т. д., що дозволяє інтегрувати різні системи, економлячи на каналах зв'язку, витратах на попередню обробку сигналів і т. п.

Комунікаційний порт – необхідний елемент для дистанційної роботи з даними пристроями.

Поряд з перерахованими вище в цифрових пристроях, в загальному випадку, можуть зустрічатись і інші вузли, наприклад, цифро-аналогові перетворювачі при формуванні аналогових сигналів управління і регулювання.

Практично вся обробка інформації в будь-якому цифровому пристрої здійснюється всередині мікро ЕОМ за певним алгоритмом, реалізованому у вигляді програми роботи [17].

Для полегшення розуміння принципів роботи цифрових пристроїв РЗА необхідно мати хоча б загальне уявлення про будову та функціонування ЕОМ. Розглянемо структурну схему мікро ЕОМ, представлену на рис. 9.2.

Центральний керуючий і вирішальний блок мікро ЕОМ називається центральним процесорним пристроєм (Central Processing Unit-CPU) або просто процесором. Цей вузол у вигляді інтегральної мікросхеми (ІМС), що дало привід називати таку ІМС мікропроцесором. Як видно з структурної схеми мікро ЕОМ, МП в якості самостійного вузла не застосовується. Для його роботи потрібно зовнішній пристрій, де зберігається програма (послідовність команд), яку необхідно виконати. У пристроях, працюючих по жорсткій програмі, якими і є реле захисту, програма записується в постійно запам'ятовуючому пристрої (ПЗУ).

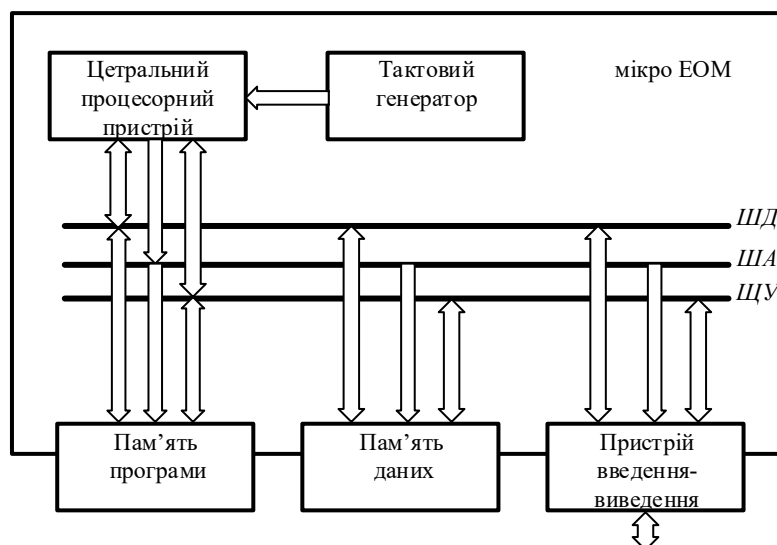


Рисунок 9.2 – Структурна схема мікро ЕОМ

Для зберігання змінних і проміжних результатів обчислень (даних) застосовується оперативний запам'ятовуючий пристрій (ОЗП). Обмін інформацією з зовнішнім обладнанням здійснюється за допомогою пристроїв введення-виведення. Будь-яка інформація в ЕОМ представляється у вигляді чисел (числових кодів). Обмін інформацією між вузлами мікро ЕОМ здійснюється за допомогою шин. Шини розрізняються за функціями: шина пересилання даних ШД, шина адреси ША, шина передачі команд управління ШУ. Наприклад, при читанні даних з пристрою введення-виведення (ПВВ) в процесор останній виставляє на ША адресу ПВВ, а на ШУ – сигнали, які дають змогу ПВВ видати дані на ШД. В результаті цього на шині даних з'являється число, яке було в ПВВ в момент звернення. При передачі інформації використовується двійкова система числення, що вимагає для відображення чисел використання тільки двох символів 0 і 1, що робить найбільш простою реалізацію вузлів ЕОМ на основі електричних схем.

Швидкість роботи мікро ЕОМ істотно залежить від розрядності чисел, що передаються по шинам від вузла до вузла. Це визначається розрядністю шини даних. Сучасні мікро ЕОМ працюють з 16- і 32- розрядними машинними словами. Час виконання команди визначається тактовою частотою генератора і залежить від швидкодії застосовуваних ІМС, що в свою чергу визначається технологією їх

виготовлення. Сьогодні електронною промисловістю пропонуються десятки різновидів МП, і вони безперервно вдосконалюються. З цієї причини відбувається періодичне оновлення апаратної бази і в цифрових пристроях РЗА.

Сигнали, контрольовані пристроями РЗА, мають в загальному випадку різну фізичну природу – струми, напруги, температура і т. д. Найчастіше пристрої РЗ працюють з сигналами від джерел змінного струму і напруги, з традиційними номінальними рівнями: 1 А, 5 А, 100 В. Такі рівні сигналів забезпечують необхідну заводозахисність, але абсолютно неприйнятні для обробки в електронних схемах.

При підключенні мікропроцесорних пристроїв до традиційних датчиків струму і напруги потрібно приведення їх сигналів до єдиного вигляду і діапазону зміни, необхідного для оброблення електронними вузлами [5].

9.3 Особливості експлуатації мікропроцесорних захистів і автоматики

Однією з особливостей цифрових пристроїв є відносна простота організації контролю справності апаратної частини і програмного забезпечення. Цьому сприяє циклічний режим роботи мікропроцесора по закладеній в реле програмі. Окремі фрагменти цієї програми і виконують самотестування пристрою захисту. В арсеналі розробників цифрової апаратури є цілий набір типових рішень в частині тестування. У цифрових реле при самоконтролі часто використовуються наступні прийоми.

Несправність блоку аналого-цифрового перетворення з великою глибиною захвату входячих в нього вузлів виявляється шляхом періодичного зчитування опорної (не зміненої з часом) напруги. Якщо мікропроцесор (МП) виявляє розбіжність між останнім і раніше отриманим результатом, то він формує сигнали несправності.

Справність ОЗП перевіряють, записуючи в комірки заздалегідь відомі числа і порівнюючи результати, одержувані при подальшому зчитуванні.

Робоча програма, що зберігається в ПЗУ, періодично розглядається МП як набір числових кодів. МП виконує їх формальне підсумовування, а результат порівнює з контрольною сумою, що зберігається в заздалегідь відомій комірці.

Цілісність обмоток вихідних реле перевіряється при короткочасній подачі на них напруги і контролі обтікання їх струмом.

Періодично виконується самотестування МП, вимірюються параметри блока живлення і інших найважливіших вузлів пристрою.

На випадок виходу з ладу самого МП, який здійснює самоконтроль, в цифрових пристроях передбачається спеціальний сторожевий таймер "watch dog". Це нескладний, а, отже, дуже надійний вузол. В нормальному режимі МП посилає в цей вузол імпульси з заданим періодом проходження. З приходом чергового імпульсу сторожевий таймер починає відлік часу. Якщо за відведений час від МП не прийде черговий імпульс, який скидає таймер в початковий стан, то таймер почне діяти на вхід повернення МП в початковий стан. Це викликає перезапуск управляючої програми. При несправності МП "зависає", стійко формуючи 0 або 1. Це виявляє сторожовий таймер і формує сигнал тривоги. При потребі блокуються найбільш відповідальні вузли пристрою захисту.

Безумовно, тестування не може забезпечити 100% виявлення внутрішніх дефектів виробу. Глибина тестування цілком знаходиться в компетенції розробника, так як тестування виконується з урахуванням особливостей конкретного пристрою і, в загальному випадку, невідома користувачеві. Реально тестуванням вдається охопити приблизно 80-95% всіх елементів виробу. Однак, розробник, зацікавлений в досягненні максимальної досконалості свого виробу, прагне зробити все можливе для досягнення цього.

Надійність функціонування будь-якого пристрою слід розглядати в двох аспектах: надійність самого пристрою і надійність функціонування всієї системи, до складу якої входить даний пристрій. Надійність апаратної частини будь-якого пристрою в першу чергу визначається кількістю витрачених на його виготовлення комплектуючих виробів та їх якістю. Для прикладу припустимо, що два пристрої з одними і тими ж функціями виконуються, відповідно, на аналоговому і

цифровому принципам з комплектуючих (резисторів, конденсаторів, діодів і т. п.) з близькими показниками по надійності. Очевидно, що більш надійним виявиться пристрій, виконаний з використанням меншого числа елементів. У аналогових пристроїв обсяг апаратної частини зростає пропорційно зі збільшенням числа реалізованих функцій і їх складності, а у цифрових пристроїв обсяг апаратної частини залишається практично незмінним при варіаціях складності алгоритму в досить широких межах.

З іншого боку, для цифрових пристроїв характерний безперервний автоматичний контроль апаратної частини і програмного забезпечення. Самоконтроль істотно підвищує надійність РЗ як системи, завдяки своєчасному повідомленню персоналу про випадки відмови апаратної частини. Це дозволяє негайно вживати заходів по відновленню працездатності системи РЗ. В аналогових системах РЗ, як правило, передбачається лише періодичний тестовий контроль працездатності апаратної частини, причому за участю людини. При періодичному контролі можлива експлуатація несправної системи РЗ протягом досить тривалого часу – до моменту чергової планової перевірки. Таким чином, можна говорити про більш високу надійності функціонування цифрових пристроїв. Отже, цикл їх технічного обслуговування може бути теоретично збільшений до 10-12 років. Однак поки відсутній необхідний практичний досвід, який підтверджує це положення. Тому в енергосистемах України існує думка що цикл їх технічного обслуговування слід зберігати на рівні мікроелектронних захистів – 6 років. Однак, з огляду на наявність автоматичного контролю, обсяг перевірки може бути істотно зменшений.

Слід також зважати на те, що якщо захист в процесі контролю виявив несправність, то обладнання залишається без захисту. Тому повинні бути зазначені вимоги про ближнє і далеке резервування. Тобто слід подбати про резервний захист на відповідальних елементах, особливо у випадках, коли далеке резервування неефективне.

Завадозахищеність – це здатність апаратури правильно функціонувати в умовах електромагнітних завад [10].

Необхідна завадозахищеність забезпечується тільки при комплексному вирішенні ряду питань, як-то: забезпечення належного перевищення рівнів інформаційних сигналів над рівнем завад. У зв'язку з цим в енергетиці використовуються сигнали з номінальними рівнями 1 А і більше, 100 В і вище; правильне прокладання ліній зв'язку датчиків інформації з пристроями РЗ, а при необхідності – захист ліній зв'язку від дії перешкод і послаблення самих перешкод; правильне конструювання апаратної частини пристрою РЗ.

Якщо рішення останнього питання знаходиться виключно в бажанні розробників апаратури, то питання захисту каналів зв'язку від перешкод повинні вирішуватися на стадії проектування і в ході експлуатації системи захисту [14].

9.4 Технічне обслуговування цифрових реле

Всі види технічного обслуговування, програми та періодичність їх проведення регламентуються правилами технічного обслуговування пристроїв релейного захисту та автоматики. Термін експлуатації МП РЗА визначається його моральним та фізичним зношенням пристрою до стану, коли відновлення його є нерентабельним. З точки зору надійності починаючи з перевірки пристрою при новому увімкненні виділяється декілька міжремонтних періодів:

- припрацювання – до одного року експлуатації;
- нормальна експлуатація – від одного до шести років експлуатації;
- період зносу – після шести років експлуатації.

Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту є плановим. Після проведення такого обслуговування формують протоколи виконаних робіт. Для мікропроцесорних пристроїв захисту встановлюються такі види планового технічного обслуговування:

- перевірка при новому увімкненні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль;
- профілактичне відновлення.

Також в процесі експлуатації може виникнути потреба в позачергових та післяаварійних перевірках.

Обсяги робіт для кожного з видів технічного обслуговування нормуються нормативним документом: «Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв, релейного захисту електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ».

Вимоги до технічного обслуговування конкретного пристрою РЗА визначаються його виробником і включаються в ТЗ, ТУ та інструкції по експлуатації. Як правило, підготовка цифрового пристрою РЗА до роботи передбачає зовнішній огляд, перевірку опору ізоляції, виставлення і перевірку уставок, тестову перевірку відповідно до ТУ, проводиться ранжування реле, тобто створення внутрішньої схеми: призначення входів, вихідних реле світлодіодів, введення або виведення окремих ступенів захисту. Цифрові пристрої захисту більш інформативні і істотно відрізняються за конструктивним виконанням від аналогових попередників. Так, висока щільність монтажу, використання багатошарових друкованих плат, відсутність принципових схем і повної інформації по алгоритмам функціонування вузлів робить цифрові пристрої захисту ремонтпридатними тільки до рівня окремих конструктивних модулів. Вбудовувані системи самодіагностики і контролю, як правило, виводять на дисплей код несправності, що спрощує пошук пошкодженого вузла. Однак, навіть самі досконалі принципи не можуть забезпечити 100% -вий самоконтроль. Тому мікропроцесорні пристрої також повинні підлягати технічному обслуговуванню з участю персоналу.

Завдяки високій інформативності цифрових пристроїв РЗА, їх несправність та несправності в колах вимірювальних трансформаторів, приводів вимикачів можуть бути виявлені непрямыми способами. Так, практично всі цифрові пристрої можуть надати інформацію про контрольовані величини, вхідні і вихідні сигнали управління. Аналізуючи ці дані, можна своєчасно виявити обриви у вхідних і вихідних колах. За інформацією, яка запам'ятовується в аварійних режимах (численні значення струмів КЗ, час запуску тих чи інших вимірювальних органів і т. д.), можна переконатися в правильному узгодженні уставок як даного пристрою

РЗА, так і захистів суміжних ділянок. Ще більші можливості для подібного аналізу відкриваються при включенні пристроїв РЗА в АСУ ТП, коли вся необхідна інформація може бути отримана оперативно з різних джерел.

Традиційний спосіб перевірки пристроїв РЗА шляхом подачі зовнішніх сигналів від пристроїв перевірки з контролем основних параметрів релейних органів (порога спрацювання, коефіцієнта повернення, часу спрацювання і т. д.) також спрощується, якщо цей пристрій мікропроцесорний. По-перше, мале споживання по колах струму і напруги дозволяє автоматизувати процес перевірки, використовуючи автоматизовані пристрої, такі як OMICRON (фірма OMICRON, Австрія), ISA (фірма "Avtomatisation Laboratories ", Італія). Випускаються аналогічні пристрої і на Україні: РЗА-тестер (фірма ЮНІТІ, Україна), РеТест-05 (ННТ Энерго, Україна). Це обладнання зводить до мінімуму участь людини в проведенні перевірки і оформлення звітності. До того ж збереження результатів перевірки у вигляді файлів дозволяє легко зіставляти результати перевірок, проведених у різний час. Слід відзначити і ту обставину, що уставки цифрових реле легко можуть бути отримані через ЕОМ і, при необхідності, оформлені у вигляді документа. Водночас слід мати на увазі, що пристрій може бути перевірено повністю з допомогою звичайних перевірочних пристроїв. Звичайно, в даному випадку мова про автоматизацію перевірки і оформлення результатів йти не може.

При роботі з мікропроцесорними пристроями РЗ слід вживати всіх заходів, які б виключали пошкодження електронних компонентів статичною електрикою. Перед початком проведення налагоджуваних робіт слід ознайомитись із СОУ-Н ЕЕ 35.514.2007 «Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв, релейного захисту електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ», та документацією конкретного пристрою. При ремонті апаратура повинна розташовуватися на заземленому столі, що проводить струм. Тіло працюючого повинно мати потенціал столу, що зазвичай забезпечується за допомогою заземлення кільця або браслета. Такі заходи захисту обумовлені тим, що електричний заряд, що знаходиться на тілі людини, здатний руйнувати

напівпровідникові структури. Причому статичний заряд може і не викликати вихід пристрою з ладу відразу ж, але може призвести до відмови в майбутньому [14].

І ще один важливий момент в обслуговуванні мікропроцесорних пристроїв: ні в якому випадку не слід роз'єднувати чи з'єднувати роз'ємні з'єднання блоків пристрою, коли вони знаходяться під напругою. Це обумовлюється не стільки міркуваннями техніки безпеки (рівні напруги в мікропроцесорних пристроях, як правило, не перевищують 36 В), а досить високою ймовірністю виходу з ладу інтегральних мікросхем при недотриманні черговості підключення зовнішніх кіл.

Загальне правило таке: на мікросхему має бути подано спочатку напруга живлення і тільки потім – вхідні сигнали. У момент роз'єднання чи з'єднання роз'ємів ця умова часто не виконується, що і призводить до пошкодження устаткування.

9.5 Переваги та недоліки мікропроцесорних пристроїв РЗА

Цифрові пристрої РЗА мають як переваги так і недоліки перед пристроями, виконаними на традиційній електромеханічній базі.

Виділимо конкретно основні переваги досліджуваних пристроїв:

- виконання самодіагностики (автоматичної перевірки справності окремих модулів і пристрою в цілому з індикацією стану і блокуванням виходів пристрою при його несправності) і діагностики первинного устаткування;
- автоматична реєстрація режимів, подій і аварійних процесів, що дозволяє зменшити час на з'ясування причин аварії;
- спрощений розрахунок уставок, збільшення їх точності і точності вимірювань, зменшення ступенів селективності, що зменшує час дії захисту і вірогідність значного пошкодження устаткування;
- низька споживана потужність по контурах живлення і вимірювань (як правило, немає необхідності перевірки трансформаторів струму і напруги по точності);

- можливість об'єднання пристроїв РЗА у складі автоматизованої системи управління із забезпеченням дистанційної зміни уставок, віддаленого контролю режиму роботи енергооб'єкту і стану самого пристрою захисту, передачі зареєстрованих аварійних процесів на робоче місце оператора;
- реалізація нових функцій і експлуатаційних можливостей (облік ресурсу вимикаючої здатності вимикача, зберігання декількох наборів конфігурації і уставок, відновлення форми кривою струму при насиченні трансформаторів струму).

До основних факторів, що стримують широке впровадження цифрової техніки, можна віднести їх відносно високу ціну, необхідність тримати на кожному енергетичному об'єкті осіб, які займаються експлуатацією мікропроцесорних пристроїв, відповідної комп'ютерної техніки, а також необхідність навчання обслуговуючого персоналу. На сьогодні це є основним недоліком впровадження цифрової техніки.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі організації безпечних робочих місць з обслуговування РЗАіТ. Завданням охорони праці є зведення до мінімуму вірогідності травмувань та виникнення професійних захворювань. Аналіз потенційних небезпек проведемо за [1, 2] для електротехнічного персоналу, з метою запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для убезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати. За необхідності

розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмовідні під час монтажних та зварювальних робіт. Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III.

Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню.

Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

- 1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід

встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення. Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]: температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинна перевищувати 2°C; якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м; для

забезпечення нормованих значень швидкості руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [6]. Нормовані параметри забруднення повітря в робочій зоні наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [7]: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; механічні вентиляційні установки під час їх роботи не повинні створювати для працівників протягів.

10.2.3 Виробниче освітлення

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків: 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до

професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в» [8]. Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення нормованого значення освітлення в проекті передбачено: використання природного та штучного освітлення; штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне; світло не повинне створювати різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою; штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

10.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 5.4

Нормовані параметри виробничого шуму в робочій зоні наведено в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено: раціональне розташування робочих місць; постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників; обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

10.2.5 Виробнича вібрація

На робочих місцях присутня вібрація типу – За [10]. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційне обладнання, під'йомники, транспорт тощо, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		м·с ⁻²	ДБ	м·с ⁻² ·10 ⁻²	ДБ
Загальна	Zo, Yo, Xo	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої

зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

10.2.6 Фактори умов праці

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – 291-348; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кґ – до 35 кґ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кґ/с): двома руками (чоловіки) – до 140000; за участю мязів тулуба та ніг – до 200 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах тощо) від 10 % до 25 % часу зміни; перебування в позі «стоячи» від 60% до 80% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, виконання завдання та його перевірка; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з

можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат – сумарна кількість годин, з напруженням голосового апарату (протягом тижня) – від 16 до 20.

Навантаження на зоровий аналізатор: розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працівника до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни – 5,0–1,1 мм більше 50% часу; 1,0–0,3 мм до 50 % часу; менше 0,3 мм до 25% часу.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) – розбірливість слів та сигналів від 90% до 70%.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за виконання окремих елементів завдання; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – двозмінна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На роботу електричної мережі можуть впливати різні надзвичайні ситуації. Зокрема надзвичайні ситуації природного характеру, землетруси, буревії, повені, снігопади, впливають на енергопостачання. Проблеми з енергопостачанням призводять до порушення роботи радіоелектронних засобів. Надзвичайні ситуації соціально-економічного характеру несуть не велику загрозу до радіоелектронних засобів.

В елементній базі під дією іонізуючих випромінювань можлива зміна майже всіх електричних і експлуатаційних характеристик, що залежить від протікання процесів іонізації і порушення структури матеріалів.

Вибір матеріалу для загород і екранів залежить від проникаючої здатності випромінювання. Альфа-частинки затримує навіть аркуш паперу, для захисту від бета-частинок необхідні матеріали більшої густини, а захист від гамма-променів здійснюється матеріалами з великою атомною масою (свинець, вольфрам).

На виникнення електромагнітного імпульсу (ЕМІ) затрачається найбільша доза ядерної енергії. ЕМІ може викликати високі імпульси струмів і напруг в провідниках і кабелях зв'язку, електропередач, в обчислювальних машинах і автоматичних системах управління, антенах радіостанцій тощо.

Імпульсна напруга найбільш легко виникає в високоомних неекраних і несиметричних колах. В результаті наявності таких кіл імпульсу струму чи напруги проникає в фрагменту електричної мережі і спричиняє пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових вузлів.

ЕМІ являє собою велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від дії інших уражаючих факторів. Тому слід пам'ятати про те, що захист апаратури від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Такий імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи електросхем радіоапаратури, викликає коротке замикання в радіо-пристроях, іонізацію діелектриків, спотворює або повністю стирає магнітний запис. Найбільш часто виходять з ладу напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань

Граничні значення експозиційних доз знаходяться в таблиці 10.6.

Таблиця 10.6 - Граничні значення експозиційних доз

№	Застосування	Елементи РЕА	$D_{гр,Р}$	$D_{гр,Р}$
1	Блок живлення	Напівпровідники ПЗ4Н	10^5	10^4

2	Пульт керування	Резистори РК10	10^7
		Конденсатор Modulo 10	10^6
		Діод ДТ1253К	10^4
		Транзистор КТ814А	10^5
		Мікросхеми К554	10^5

Проаналізувавши дані таблиці, визначаємо, що самим уразливим елементом фрагменту електричної мережі з мінімально дозою $D_{гр}=10^4(P)$ є діоди загального призначення. Визначимо можливу дозу опромінення, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що дорівнює 26280 год.:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{noc}} [P];$$

Тоді можлива доза опромінення буде дорівнювати:

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,6 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{2} = 1482 (P).$$

Так як $D_m < D_{гр}$ ($1482 < 10^4$) то елементи РЕА в фрагменті електричної мережі будуть працювати стійко.

Визначаємо допустимий час роботи за формулою:

$$t_{don} = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{noc} + 2 \cdot P_{1\max} \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2 [год];$$

$$t_{don} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right)^2 = 1183635,2 (год).$$

- Отже, можлива доза опромінення елементної бази $D_m = 1482 (P)$, а допустима $= 10^4 (P)$. фрагменту електричної мережі є стійким в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 1183635,2 год.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії ЕМІ

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- вертикальна складова напруженості електричного поля, приймаємо $E_6 = 9,5 \text{ кВ/м}$.

- допустиме коливання напруги живлення $U_{жс} = 5\%$, В;

- напруга живлення:

блок живлення $U_{жс1} = 380 \text{ (В)}$;

пульт керування $U_{жс2} = 36 \text{ (В)}$.

Знаходимо напруженість поля горизонтальної складової:

$$- E_z = 10^{-3} \cdot E_{6\text{макс}}, [\text{кВ/м}];$$

$$- E_z = 9,5 \cdot 10^{-3} (\text{кВ/м}).$$

Максимальна довжина струмоведучих частин:

- блок живлення $l_{в1} = 25 \text{ м}$; $l_{г1} = 17 \text{ (м)}$;

- пульт керування $l_{в2} = 19 \text{ м}$; $l_{г2} = 24 \text{ (м)}$;

Визначаємо напругу наводки у вертикальних та горизонтальних струмопровідних частинах:

$$U_6 = E_z \cdot l_6, [\text{В}];$$

$$U_z = E_6 \cdot l_z, [\text{В}];$$

де l_6 - максимальна довжина провідників, розташованих вертикально, м,

l_z - максимальна довжина провідників, розташованих горизонтально, м.

$$U_{в1} = 9,5 \cdot 10^{-3} \cdot 25 = 237,5 \text{ (В)}, \quad U_{г1} = 9500 \cdot 17 = 161500 \text{ (В)},$$

$$U_{в2} = 9,5 \cdot 10^{-3} \cdot 19 = 180,5 \text{ (В)}, \quad U_{г2} = 9500 \cdot 24 = 228000 \text{ (В)},$$

Знаходимо допустиме коливання напруги живлення та системи керування за формулою:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N [\text{В}]$$

де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %

$$U_{д1} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}$$

$$U_{д2} = 36 + \frac{36}{100} \cdot 5 = 37,8 \text{ (В)}$$

Результат заносимо в таблицю.

Визначаємо коефіцієнти безпеки системи окремо:

$$K_{\delta\epsilon} = 20 \lg \frac{U_{\delta}}{U_B} [\text{дБ}] ; \quad K_{\delta\epsilon} = 20 \lg \frac{U_{\delta}}{U_{\Gamma}} [\text{дБ}] ;$$

$$K_{\delta\epsilon.1} = 20 \lg \frac{399}{237,5} = 4,05 (\text{дБ}) ; \quad K_{\delta\epsilon.1} = 20 \lg \frac{399}{161500} = -52,1 (\text{дБ}) ;$$

$$K_{\delta\epsilon.2} = 20 \lg \frac{37,8}{180,5} = -13,6 (\text{дБ}) ; \quad K_{\delta\epsilon.2} = 20 \lg \frac{37,8}{228000} = -75,6 (\text{дБ}) .$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 10.7.

Таблиця 10.7 – Результати розрахунків стійкості роботи елементів фрагменту електричної мережі

№	Елемент схеми	U _{доп}	K _Б ^В , (дБ)	K _Б ^Г , (дБ)	Результат
1	Блок живлення	380	4,05	-52,1	нестійкий
2	Пульт керування	36	-13,6	-76,5	нестійкий

Так як $K_{\delta\epsilon} < 40$ дБ , $K_{\delta\epsilon} < 40$ дБ то апаратура буде нестійка в роботі, потрібно проводити захисне екранування обладнання.

10.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах загрозливих чинників НС

Вибір матеріалу для загороджень і екранів залежить від проникаючої здатності випромінювань. Альфа-частинки затримує навіть аркуш паперу, для захисту від бета-частинок необхідні матеріали більшої густини, а захист від гамма-променів здійснюється матеріалами з великою атомною масою (свинець, вольфрам).

Доцільно виконати захисне екранування даного обладнання, що дасть змогу зменшити вплив ЕМІ.

Необхідно прийняти такі заходи по підвищенню стійкості роботи:

- екранування блоку підсилення;

- різні схемні рішення;
- розташування РЕА в бункерах.

Щоб визначити якої товщини необхідно застосувати екран, знайдемо перехідне затухання екрану:

$$A = K_{б.норм} - K_{б.роз.мін} ,$$

де $K_{б.норм}$ - номінальний коефіцієнт безпеки ($K_{б.норм} = 40$ (дБ));

$K_{б.роз.мін}$ - мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку.

Визначаємо товщину захисного екрану:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} \text{ [см]} ,$$

де t – товщина стінки екрана, см;

$f=15000$ Гц.

Отже, визначаємо з даної формули товщину стінки екрана для кожного елемента фрагменту електричної мережі:

$$t_1 = \frac{40 - (-52,1)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см)} ,$$

$$t_2 = \frac{40 - (-76,5)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,19 \text{ (см)} .$$

Таким чином, при екрануванні системи живлення з використанням екрану 0,13 см та пульта керування з використанням екрану товщиною 0,19 см, система електропостачання буде стійкою в умовах дії ЕМІ.

Також в даному розділі було оцінено стійкість роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню стійкості її роботи. В умовах дії іонізуючого випромінювання фрагмент електричної мережі буде працювати стійко, оскільки $D_{гр} > D_{м}$, допустимий час роботи в заданих умовах становить 1183635,2 год.

Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі при дії електромагнітного імпульсу показала, що робота обладнання стійка, при застосуванні захисних сталевих екранів товщиною 0,13 см та 0,19 см.

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 501, 502 та СЕС вузол 503. Відповідно до заданої категорії споживачів I та II було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Так для ПС Сосонка тяга (вузол 2) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Для нових п/с 501, 502, 503 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Також для вузла 10 п/с Плисків, пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 1,93 МВт при сумарній отриманій активній потужності 115,068 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 225 098,773 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.269)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 3,7 років.

Також розглядалось питання використання мікропроцесорного релейного захисту. Переваги, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої РЗА перед пристроями, виконаними на традиційній електромеханічній базі:

- виконання самодіагностики (автоматичної перевірки справності окремих модулів і пристрою в цілому з індикацією стану і блокуванням виходів пристрою при його несправності) і діагностики первинного устаткування;
- автоматична реєстрація режимів, подій і аварійних процесів, що дозволяє зменшити час на з'ясування причин аварій;
- зпрощений розрахунок уставок, збільшення їх точності і точності вимірювань, зменшення ступенів селективності, що зменшує час дії захисту і вірогідність значного пошкодження устаткування :
- низька споживана потужність по контурах живлення і вимірювань (як правило, немає необхідності перевірки трансформаторів струму і напруги по точності);
- можливість об'єднання пристроїв РЗА у складі автоматизованої системи управління із забезпеченням дистанційної зміни уставок, віддаленого контролю режиму роботи енергооб'єкту і стану самого пристрою захисту, передачі зареєстрованих аварійних процесів на робоче місце оператора;
- реалізація нових функцій і експлуатаційних можливостей (облік ресурсу вимикаючої здатності вимикача, зберігання декількох наборів конфігурації і уставок, відновлення форми кривою струму при насиченні трансформаторів струму і т.і.).

В розділі ” Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях“ були вирішені питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує обладнання релейного захисту, з врахуванням правил техніки безпеки і безпечної експлуатації електроустановок, з дотриманням норм, які забезпечують нормальну і безпечну роботу, як для обслуговуючого персоналу, так і для електротехнічного обладнання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Кідиба В.П., Шелепетень Т.М. Захист трансформаторів та автотрансформаторів. – Львів, в-во Нац. ун-ту "Львівська політехніка", 2004, - 180 с.
3. СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ. – Київ: ОЕП «ГРІФРЕ»., 2008. – 79 с.
4. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах: Навч. посібник –К.:Вища шк., 2006. – 367 с.
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. Залізняк І. Ю. Особливості технічної діагностики силових трансформаторів [Електронний ресурс] / І. Ю. Залізняк // Матеріали XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 14-23 березня 2018 р. – Електрон. текст. дані. – 2018. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/4580>.
8. 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>
9. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих

установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.

11. 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.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

13. 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.

14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Цифровий пристрій діагностування стану ізоляції, захисту приєднань секції шин 6-35 кВ за однофазних замикань на землю та реєстрації аналогових і бінарних сигналів електроустановок "АЛЬТРА32". Паспорт та інструкція з експлуатації: ІМСКОЕ , Львів, 2014. –31 с.

16. Електричні системи і мережі. Частина І [Текст] : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

17. 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.

18. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

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

21. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

22. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

23. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

24. Лагутін В. М. Удосконалення випробувань вимірювальних трансформаторів в умовах експлуатації [Електронний ресурс] / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, В. В. Нетребський // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. - 2015. - № 2. - Режим доступу : <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/444>.

25. Дмитро Пустовіт, Андрій Фурман, Іван Тиднюк, Карім Паламарчук «ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21598/17856>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування мікропроцесорного релейного захисту

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Пустовіт Д.П.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

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

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕЛЕЙНОГО
ЗАХИСТУ**

08-21.МКР.019.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-22 мз

_____ Пустовіт Д.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 № 81 від 11 березня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета роботи – вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи перспективи розвитку засобів релейного захисту в електричній системі із використанням мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматики.;

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	17.01.24	25.01.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей застосування мікропроцесорного релейного захисту	06.04.24	30.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	

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 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

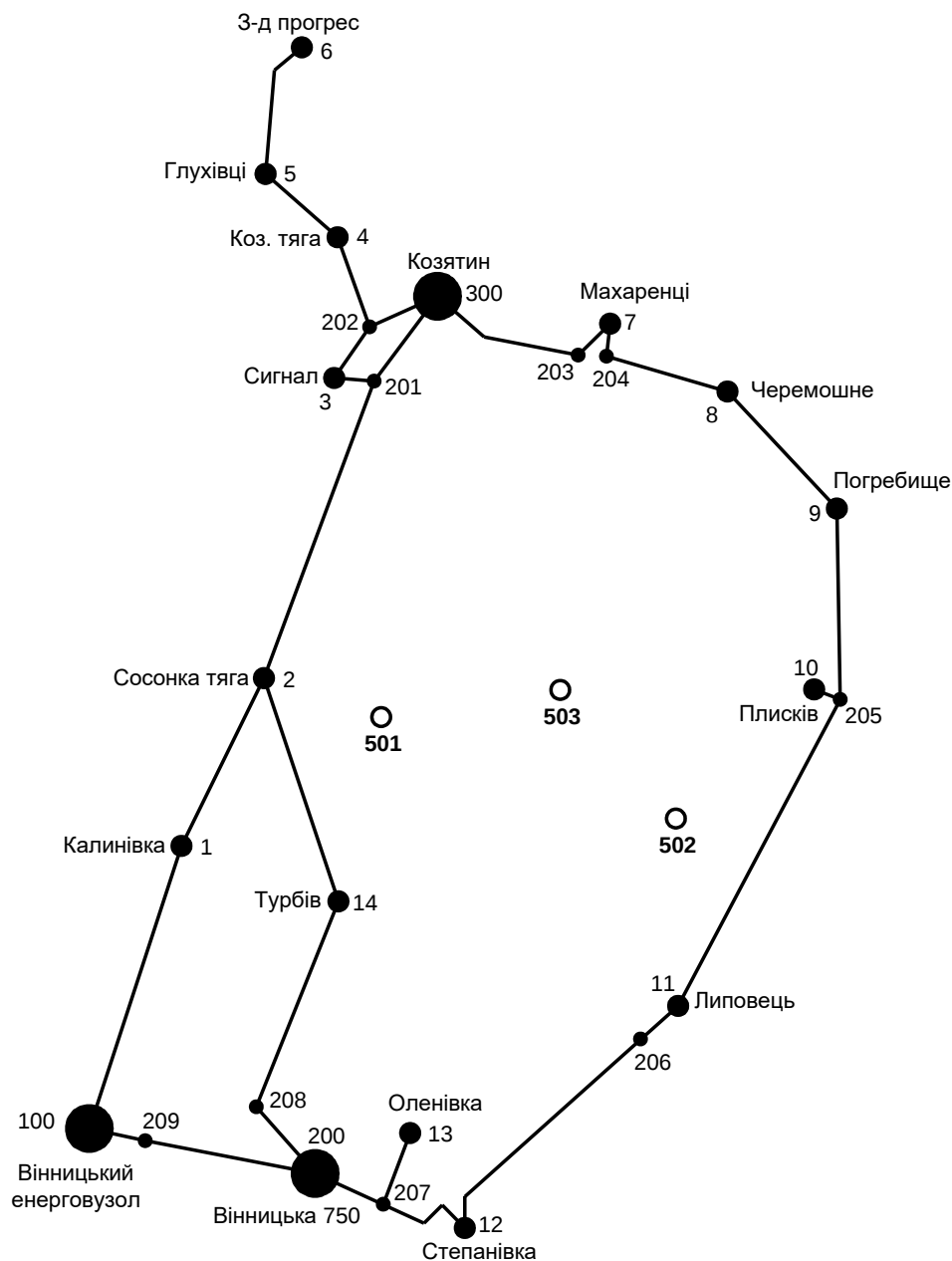


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (901)	Нова 2 (902)	СЕС 3 (903)
Навантаження, МВт	8,4	9,2	17,0
cos φ	0,87	0,89	1,00
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	75	78	80	82	84	90	95	96	97	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжин а лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол –	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,89	$6,3 + j3,23$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,87	$13,0 + j7,37$	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,9	$7,4 + j3,58$	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,87	$17,0 + j9,63$	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,9	$4,5 + j2,18$	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,88	$5,8 + j3,13$	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,87	$4,8 + j2,72$	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,86	$3,2 + j1,9$	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,87	$5,1 + j2,89$	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,85	$2,8 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,9	$6,4 + j3,1$	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,87	$2,9 + j1,64$	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,9	$3,0 + j1,45$	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5700.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2810.3 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 94.550 МВт / 538.934 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 92.840 МВт / 529.188 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.004 МВт / 2.822 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.004 МВт / 2.822 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.453 МВт / 2.581 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.305 МВт / 0.856 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.757 МВт / 3.437 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.762 МВт / 6.259 МЛН.КВТ*Г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
300	КОЗЯТИН	-63.070	-35.835	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.395	-0.23
4	КОЗ. ТЯГА	0.000	0.000	108.044	-0.72
5	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.727	-0.85
6	З-Д ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.313	-1.01
3	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.397	-0.23
201		0.000	0.000	109.397	-0.23
2	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	107.996	-0.77
1	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.074	-0.75
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-31.480	-15.328	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.088	-0.36
7	МАХАРЕНЦІ	0.000	0.000	108.889	-0.41
204		0.000	0.000	108.760	-0.44
8	ЧЕРЕМОШНЕ	0.000	0.000	108.174	-0.68
9	ПОГРЕБИЩЕ	0.000	0.000	107.582	-0.85
205		0.000	0.000	107.488	-0.89
10	ПЛИСКІВ	0.000	0.000	107.477	-0.90
11	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	107.625	-0.89
206		0.000	0.000	107.712	-0.86
12	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	108.393	-0.62
207		0.000	0.000	108.528	-0.57
13	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	108.448	-0.60
200		0.000	0.000	108.739	-0.50
209		0.000	0.000	109.901	-0.04
208		0.000	0.000	108.602	-0.55
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.078	-0.72
11101		0.000	0.000	106.651	-2.12
1351		0.000	0.000	35.815	-1.73
1101		6.730	3.450	10.190	-2.10
11102		0.000	0.000	107.000	-1.73
1352		0.000	0.000	35.815	-1.73
1102		0.000	0.000	10.190	-2.10
21101		0.000	0.000	105.977	-2.54
2271		0.000	0.000	25.457	-2.03
2101		13.890	7.870	10.123	-2.50
21102		0.000	0.000	106.483	-2.04
2272		0.000	0.000	25.457	-2.03
2102		0.000	0.000	10.124	-2.51
31101		0.000	0.000	107.632	-1.95
3351		0.000	0.000	36.034	-1.95
3101		7.900	3.820	10.285	-1.93
31102		0.000	0.000	107.636	-1.95
3102		0.000	0.000	10.286	-1.93
3352		0.000	0.000	36.034	-1.95
41101		0.000	0.000	106.183	-2.28

4271	0.000	0.000	25.390	-2.28
4101	18.160	10.290	10.047	-3.26
41102	0.000	0.000	106.182	-2.28
4272	0.000	0.000	25.390	-2.28
4102	0.000	0.000	10.048	-3.26
510	4.810	2.330	9.955	-4.18
610	6.200	3.340	9.962	-3.70
7110	0.000	0.000	104.052	-4.02
735	0.000	0.000	34.835	-4.02
710	5.130	2.910	9.692	-6.24
810	3.420	2.030	9.863	-4.41
91101	0.000	0.000	105.195	-2.78
9351	0.000	0.000	35.217	-2.78
9101	5.450	3.090	9.929	-3.91
91102	0.000	0.000	105.195	-2.78
9352	0.000	0.000	35.217	-2.78
9102	0.000	0.000	9.929	-3.92
1010	2.990	1.860	9.841	-4.17
11110	0.000	0.000	104.403	-4.02
1135	0.000	0.000	34.953	-4.02
1110	6.840	3.310	9.969	-3.97
1210	3.100	1.750	9.954	-3.96
1310	3.200	1.550	9.999	-4.05
141101	0.000	0.000	106.729	-1.92
14351	0.000	0.000	35.713	-1.90
14352	0.000	0.000	35.713	-1.90
141102	0.000	0.000	106.428	-2.20
14102	5.020	2.710	10.169	-2.16
14101	0.000	0.000	10.169	-2.16

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.937
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.937
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.230
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.826
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.822
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.023	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.373	13.357	23.297	13.190	0.075	0.166	0.141	0.606
202	3	-6.281	-4.416	-6.281	-4.416	0.000	0.000	-0.040	-0.002
3	201	-14.246	-8.867	-14.246	-8.867	0.000	0.000	-0.088	-0.001
201	300	-23.040	-13.036	-23.114	-13.201	0.074	0.164	-0.139	-0.604
201	2	8.794	5.057	8.728	4.910	0.066	0.146	0.053	1.410
2	14	-1.765	-0.283	-1.766	-0.284	0.001	0.002	-0.010	-0.082
14	208	-6.838	-2.900	-6.862	-2.935	0.024	0.035	-0.040	-0.528
208	200	-6.862	-2.552	-6.869	-2.561	0.006	0.009	-0.039	-0.137
200	207	14.049	7.224	14.031	7.191	0.018	0.032	0.084	0.212
207	12	10.805	5.647	10.796	5.631	0.009	0.016	0.065	0.136
12	206	7.671	3.994	7.640	3.937	0.031	0.057	0.046	0.687
206	11	7.640	4.349	7.636	4.343	0.004	0.006	0.047	0.088
11	205	0.746	0.858	0.745	0.857	0.001	0.001	0.006	0.138
205	9	-2.270	-0.693	-2.271	-0.695	0.002	0.002	-0.013	-0.096
9	8	-7.774	-3.952	-7.805	-3.997	0.031	0.045	-0.047	-0.596
8	204	-11.254	-5.888	-11.290	-5.967	0.036	0.079	-0.068	-0.590
204	7	-11.290	-5.670	-11.299	-5.684	0.010	0.014	-0.067	-0.130
7	203	-16.481	-9.376	-16.503	-9.407	0.022	0.032	-0.100	-0.200
203	300	-16.503	-9.098	-16.583	-9.277	0.080	0.178	-0.100	-0.914
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.507
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.510
200	209	-20.918	-9.382	-21.065	-9.651	0.147	0.268	-0.122	-1.166
209	100	-21.065	-9.368	-21.078	-9.391	0.012	0.023	-0.121	-0.099
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.400
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000

141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.719
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.429
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.114
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.303	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.673
2	21102	7.430	4.608	7.425	4.380	0.005	0.227	0.047	1.571
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.520
2	1	-3.502	-2.668	-3.504	-2.671	0.001	0.003	-0.023	-0.078
1	100	-10.295	-5.699	-10.402	-5.937	0.107	0.237	-0.063	-1.935
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.486
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.143	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.353
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.114
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.487
11	11110	6.865	3.791	6.850	3.308	0.014	0.481	0.042	3.466
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.570
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.080
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.169
8	810	3.440	2.356	3.418	2.029	0.022	0.326	0.022	5.350
202	4	29.578	17.943	29.365	17.469	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.734	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.362
205	10	3.015	2.166	3.015	2.166	0.000	0.000	0.020	0.011
4	5	11.107	5.957	11.088	5.914	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.694	4.807	2.329	0.020	0.364	0.030	3.909
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
7	7110	5.163	3.669	5.145	3.188	0.018	0.479	0.034	5.091
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.064
10	1010	3.005	2.117	2.988	1.859	0.017	0.257	0.020	4.846

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.200 МВт / 656.643 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.190 МВт / 645.183 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.312 МВт / 3.687 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.312 МВт / 3.687 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.409 МВт / 2.330 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.340 МВт / 0.956 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.749 МВт / 3.285 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.061 МВт / 6.973 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-63.300	-41.370	105.000	0.00
202		0.000	0.000	104.317	-0.24
4	Коз. тяга	0.000	0.000	102.887	-0.79
5	Глухівці	0.000	0.000	102.549	-0.93
6	З-д прогрес	0.000	0.000	102.110	-1.10
3	Сигнал	0.000	0.000	104.319	-0.24
201		0.000	0.000	104.319	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	102.326	-0.75
1	Калинівка	0.000	0.000	102.457	-0.74
100	Вінницький енерговузол	-32.251	-21.225	105.000	0.00
203		0.000	0.000	103.934	-0.35
7	Махаренці	0.000	0.000	103.707	-0.40
204		0.000	0.000	103.554	-0.43
8	Черемошне	0.000	0.000	102.843	-0.67
9	Погребище	0.000	0.000	102.117	-0.80
205		0.000	0.000	101.952	-0.81
10	Плисків	0.000	0.000	101.935	-0.81
11	Липовець	0.000	0.000	102.172	-0.86
206		0.000	0.000	102.272	-0.84
12	Степанівка	0.000	0.000	103.068	-0.62
207		0.000	0.000	103.222	-0.57
13	Оленівка	0.000	0.000	103.137	-0.60
200		0.000	0.000	103.459	-0.50
209		0.000	0.000	104.879	-0.04
208		0.000	0.000	103.267	-0.55
14	Турбів	0.000	0.000	102.544	-0.72
11101		0.000	0.000	100.949	-2.27
1351		0.000	0.000	33.913	-1.83
1101		6.730	3.450	9.644	-2.24
11102		0.000	0.000	101.319	-1.84
1352		0.000	0.000	33.913	-1.83
1102		0.000	0.000	9.644	-2.24
21101		0.000	0.000	100.184	-2.74

2271	0.000	0.000	24.078	-2.16
2101	13.890	7.870	9.569	-2.69
21102	0.000	0.000	100.720	-2.17
2272	0.000	0.000	24.078	-2.16
2102	0.000	0.000	9.569	-2.69
31101	0.000	0.000	102.459	-2.14
3351	0.000	0.000	34.303	-2.14
3101	7.900	3.820	9.790	-2.12
31102	0.000	0.000	102.464	-2.15
3102	0.000	0.000	9.790	-2.12
3352	0.000	0.000	34.303	-2.14
41101	0.000	0.000	100.915	-2.50
4271	0.000	0.000	24.131	-2.50
4101	18.160	10.290	9.537	-3.59
41102	0.000	0.000	100.915	-2.50
4272	0.000	0.000	24.131	-2.50
4102	0.000	0.000	9.538	-3.59
510	4.810	2.330	9.439	-4.61
610	6.200	3.340	9.446	-4.08
7110	0.000	0.000	98.524	-4.41
735	0.000	0.000	32.984	-4.41
710	5.130	2.910	9.147	-6.90
810	3.420	2.030	9.323	-4.81
91101	0.000	0.000	99.574	-2.94
9351	0.000	0.000	33.336	-2.94
9101	5.450	3.090	9.383	-4.21
91102	0.000	0.000	99.574	-2.94
9352	0.000	0.000	33.336	-2.94
9102	0.000	0.000	9.383	-4.21
1010	2.990	1.860	9.283	-4.47
11110	0.000	0.000	98.746	-4.35
1135	0.000	0.000	33.059	-4.35
1110	6.840	3.310	9.427	-4.30
1210	3.100	1.750	9.419	-4.34
1310	3.200	1.550	9.467	-4.44
141101	0.000	0.000	101.116	-2.05
14351	0.000	0.000	33.833	-2.03
14352	0.000	0.000	33.833	-2.03
141102	0.000	0.000	100.798	-2.36
14102	5.020	2.710	9.630	-2.33
14101	0.000	0.000	9.630	-2.33
501	9.710	5.500	102.056	-0.73
503	-19.650	0.000	102.106	-0.47
502	10.640	5.450	101.801	-0.76

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.092	5.757	9.083	5.377	0.009	0.379	0.060	2.058
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.094	5.757	9.085	5.377	0.009	0.379	0.060	2.058
41102	4102	9.096	5.353	9.087	5.118	0.009	0.234	0.060	1.297
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.630	0.001
41101	4101	9.072	5.401	9.063	5.166	0.009	0.234	0.060	1.307
3	31101	3.957	2.078	3.952	1.911	0.005	0.166	0.025	1.930
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.959	2.073	3.954	1.906	0.005	0.166	0.025	1.926
31102	3102	3.955	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.025	0.103
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.258	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.025	0.103
300	202	23.605	15.106	23.515	14.907	0.089	0.198	0.154	0.684
202	3	-6.089	-3.038	-6.089	-3.038	0.000	0.000	-0.038	-0.001
3	201	-14.051	-7.491	-14.051	-7.491	0.000	0.000	-0.088	-0.001
201	300	-23.258	-14.753	-23.346	-14.949	0.088	0.195	-0.152	-0.682

201	2	9.207	8.070	9.101	7.835	0.105	0.234	0.068	2.001
2	14	-2.479	-2.093	-2.483	-2.099	0.004	0.006	-0.018	-0.218
14	208	-7.553	-4.762	-7.592	-4.818	0.039	0.056	-0.050	-0.727
208	200	-7.592	-4.471	-7.602	-4.486	0.010	0.015	-0.049	-0.192
200	207	13.690	8.459	13.670	8.422	0.020	0.037	0.090	0.238
207	12	10.443	6.824	10.432	6.805	0.010	0.018	0.070	0.155
12	206	7.306	5.103	7.270	5.035	0.037	0.067	0.050	0.801
206	11	7.270	5.407	7.264	5.399	0.005	0.008	0.051	0.100
11	205	0.374	1.827	0.371	1.824	0.002	0.004	0.011	0.218
205	9	-1.990	-2.347	-1.993	-2.351	0.003	0.004	-0.017	-0.164
9	8	-7.494	-5.681	-7.534	-5.739	0.040	0.058	-0.053	-0.729
8	204	-10.985	-7.713	-11.029	-7.812	0.044	0.098	-0.075	-0.716
204	7	-11.029	-7.542	-11.041	-7.559	0.012	0.017	-0.074	-0.153
7	203	-16.225	-11.343	-16.251	-11.381	0.026	0.038	-0.110	-0.228
203	300	-16.251	-11.100	-16.348	-11.315	0.097	0.214	-0.109	-1.067
9	91101	2.734	1.773	2.729	1.628	0.005	0.144	0.018	2.663
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.734	1.773	2.729	1.628	0.005	0.144	0.018	2.664
91102	9102	2.730	1.626	2.724	1.542	0.005	0.084	0.018	1.606
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.192	0.000
91101	9101	2.728	1.630	2.723	1.546	0.005	0.084	0.018	1.609
205	10	2.362	4.725	2.361	4.725	0.001	0.001	0.030	0.017
10	502	-0.655	2.749	-0.656	2.745	0.001	0.004	-0.016	0.133
502	503	-11.290	-2.288	-11.312	-2.351	0.022	0.063	-0.065	-0.310
503	501	8.326	-1.946	8.313	-1.982	0.013	0.036	0.048	0.055
501	2	-1.391	-7.126	-1.398	-7.144	0.006	0.018	-0.041	-0.270
200	209	-21.292	-12.581	-21.482	-12.927	0.188	0.344	-0.138	-1.424
209	100	-21.482	-12.669	-21.498	-12.699	0.016	0.029	-0.137	-0.121
14	141101	1.725	0.985	1.723	0.931	0.002	0.053	0.011	1.484
141101	14351	1.095	0.438	1.094	0.438	0.001	0.000	0.007	0.056
14351	14352	1.094	0.438	1.094	0.438	0.000	0.000	0.020	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.438	0.000	0.007	-0.007	-0.282
14	141102	3.306	1.916	3.302	1.789	0.004	0.126	0.021	1.823
141102	14102	4.396	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.028	0.116
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.048	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.005	0.005	0.454
1	11101	3.097	1.646	3.094	1.540	0.003	0.106	0.020	1.579
11101	1101	4.583	2.111	4.576	2.111	0.007	0.000	0.029	0.121
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.151	-0.000
11102	1102	2.150	1.358	2.150	1.337	0.001	0.022	0.014	0.515
1	11102	3.643	2.036	3.641	1.943	0.002	0.092	0.023	1.182
11102	1352	1.490	0.585	1.490	0.585	0.000	0.000	0.009	0.022
1352	1351	1.490	0.585	1.490	0.585	0.000	0.000	0.027	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.585	0.001	0.013	-0.009	-0.375
2	1	-3.808	-5.060	-3.812	-5.068	0.003	0.008	-0.036	-0.131
1	100	-10.599	-8.184	-10.753	-8.526	0.154	0.341	-0.075	-2.552
21102	2272	3.002	1.375	3.001	1.375	0.001	0.000	0.019	0.024
2272	2271	3.001	1.375	3.001	1.375	0.000	0.000	0.079	0.000
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.001	-1.375	0.002	0.037	-0.019	-0.553
21101	2101	9.477	4.910	9.460	4.910	0.017	0.000	0.061	0.142
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.320	-0.000
21102	2102	4.424	3.016	4.422	2.955	0.002	0.061	0.031	0.715
2	21102	7.432	4.646	7.426	4.391	0.006	0.254	0.049	1.670
2	21101	6.486	3.875	6.478	3.572	0.008	0.302	0.043	2.247
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.852	3.308	6.836	3.308	0.016	0.000	0.044	0.181
12	1210	3.117	2.037	3.098	1.749	0.019	0.287	0.021	4.871
207	13	3.227	1.799	3.226	1.795	0.002	0.003	0.021	0.085
13	1310	3.217	1.833	3.198	1.549	0.019	0.283	0.021	4.448
5	6	6.250	3.638	6.234	3.604	0.016	0.035	0.041	0.444
7	7110	5.167	3.763	5.147	3.222	0.020	0.538	0.036	5.473
7110	710	5.147	3.222	5.127	2.908	0.020	0.313	0.036	3.292
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	810	3.442	2.395	3.418	2.029	0.024	0.365	0.024	5.710
5	510	4.829	2.736	4.807	2.329	0.022	0.405	0.031	4.170
11	11110	6.868	3.848	6.852	3.308	0.016	0.538	0.044	3.699

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.367 МВт / 657.594 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.190 МВт / 645.183 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.477 МВт / 4.151 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.477 МВт / 4.151 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.369 МВт / 2.102 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.381 МВт / 1.070 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.749 МВт / 3.172 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.227 МВт / 7.323 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-63.396	-42.532	100.000	0.00
202		0.000	0.000	99.273	-0.27
4	Коз. тяга	0.000	0.000	97.752	-0.86
5	Глухівці	0.000	0.000	97.391	-1.02
6	З-д прогрес	0.000	0.000	96.924	-1.21
3	Сигнал	0.000	0.000	99.274	-0.27
201		0.000	0.000	99.275	-0.27
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	97.145	-0.82
1	Калинівка	0.000	0.000	97.284	-0.80
100	Вінницький енерговузол	-32.321	-21.968	100.000	0.00
203		0.000	0.000	98.854	-0.39
7	Махаренці	0.000	0.000	98.611	-0.44
204		0.000	0.000	98.447	-0.47
8	Черемошне	0.000	0.000	97.684	-0.73
9	Погребище	0.000	0.000	96.909	-0.87
205		0.000	0.000	96.733	-0.88
10	Плисків	0.000	0.000	96.715	-0.88
11	Липовець	0.000	0.000	96.968	-0.94
206		0.000	0.000	97.074	-0.92
12	Степанівка	0.000	0.000	97.928	-0.68
207		0.000	0.000	98.093	-0.63
13	Оленівка	0.000	0.000	98.003	-0.66
200		0.000	0.000	98.347	-0.54
209		0.000	0.000	99.870	-0.04
208		0.000	0.000	98.143	-0.60
14	Турбів	0.000	0.000	97.375	-0.79
11101		0.000	0.000	95.689	-2.51
1351		0.000	0.000	32.158	-2.02
1101		6.730	3.450	9.140	-2.48
11102		0.000	0.000	96.079	-2.03
1352		0.000	0.000	32.158	-2.02
1102		0.000	0.000	9.140	-2.48
21101		0.000	0.000	94.875	-3.03
2271		0.000	0.000	22.816	-2.39
2101		13.890	7.870	9.060	-2.98
21102		0.000	0.000	95.442	-2.39
2272		0.000	0.000	22.816	-2.39
2102		0.000	0.000	9.060	-2.98
31101		0.000	0.000	97.310	-2.37
3351		0.000	0.000	32.579	-2.37
3101		7.900	3.820	9.297	-2.34
31102		0.000	0.000	97.315	-2.37
3102		0.000	0.000	9.297	-2.34
3352		0.000	0.000	32.579	-2.37

41101	0.000	0.000	95.657	-2.77
4271	0.000	0.000	22.873	-2.77
4101	18.160	10.290	9.027	-3.98
41102	0.000	0.000	95.657	-2.77
4272	0.000	0.000	22.873	-2.77
4102	0.000	0.000	9.028	-3.98
510	4.810	2.330	8.922	-5.12
610	6.200	3.340	8.930	-4.53
7110	0.000	0.000	93.027	-4.91
735	0.000	0.000	31.144	-4.91
710	5.130	2.910	8.603	-7.71
810	3.420	2.030	8.795	-5.35
91101	0.000	0.000	94.198	-3.25
9351	0.000	0.000	31.536	-3.25
9101	5.450	3.090	8.860	-4.68
91102	0.000	0.000	94.198	-3.25
9352	0.000	0.000	31.536	-3.25
9102	0.000	0.000	8.860	-4.68
1010	2.990	1.860	8.753	-4.97
11110	0.000	0.000	93.320	-4.83
1135	0.000	0.000	31.242	-4.83
1110	6.840	3.310	8.907	-4.77
1210	3.100	1.750	8.899	-4.81
1310	3.200	1.550	8.951	-4.93
141101	0.000	0.000	95.864	-2.26
14351	0.000	0.000	32.073	-2.25
14352	0.000	0.000	32.073	-2.25
141102	0.000	0.000	95.528	-2.61
14102	5.020	2.710	9.125	-2.57
14101	0.000	0.000	9.125	-2.57
501	9.710	5.500	96.854	-0.80
503	-19.650	0.000	96.901	-0.51
502	10.640	5.450	96.576	-0.82

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.095	5.828	9.084	5.404	0.010	0.422	0.064	2.196
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.096	5.829	9.086	5.405	0.010	0.423	0.064	2.196
41102	4102	9.097	5.380	9.087	5.118	0.010	0.261	0.064	1.383
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.666	0.001
41101	4101	9.073	5.428	9.063	5.166	0.010	0.262	0.064	1.394
3	31101	3.958	2.096	3.952	1.911	0.006	0.184	0.026	2.046
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.960	2.091	3.954	1.906	0.005	0.184	0.026	2.042
31102	3102	3.956	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.026	0.108
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.272	0.000
31101	3101	3.951	1.915	3.945	1.915	0.006	0.000	0.026	0.108
300	202	23.633	15.469	23.533	15.247	0.100	0.222	0.163	0.728
202	3	-6.104	-3.082	-6.104	-3.082	0.000	0.000	-0.040	-0.001
3	201	-14.064	-7.542	-14.064	-7.542	0.000	0.000	-0.093	-0.001
201	300	-23.276	-15.089	-23.375	-15.309	0.099	0.219	-0.161	-0.726
201	2	9.212	8.278	9.092	8.013	0.119	0.264	0.072	2.139
2	14	-2.487	-2.119	-2.492	-2.126	0.005	0.007	-0.019	-0.232
14	208	-7.559	-4.833	-7.603	-4.896	0.043	0.063	-0.053	-0.772
208	200	-7.603	-4.583	-7.614	-4.600	0.011	0.017	-0.052	-0.205
200	207	13.711	8.755	13.688	8.713	0.023	0.042	0.095	0.255
207	12	10.459	7.057	10.448	7.036	0.011	0.021	0.074	0.166
12	206	7.320	5.267	7.278	5.190	0.042	0.076	0.053	0.860
206	11	7.278	5.525	7.273	5.516	0.006	0.009	0.054	0.107
11	205	0.381	1.852	0.378	1.848	0.003	0.004	0.011	0.233
205	9	-1.995	-2.402	-1.998	-2.407	0.003	0.005	-0.019	-0.176
9	8	-7.498	-5.814	-7.544	-5.880	0.045	0.065	-0.056	-0.778
8	204	-10.997	-7.940	-11.047	-8.052	0.050	0.111	-0.080	-0.768
204	7	-11.047	-7.808	-11.061	-7.828	0.014	0.020	-0.079	-0.164
7	203	-16.248	-11.721	-16.278	-11.764	0.030	0.043	-0.117	-0.244
203	300	-16.278	-11.510	-16.388	-11.754	0.110	0.243	-0.116	-1.148
9	91101	2.735	1.801	2.729	1.638	0.006	0.162	0.019	2.852
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.736	1.801	2.729	1.639	0.006	0.162	0.019	2.852

91102	9102	2.730	1.637	2.724	1.542	0.006	0.094	0.019	1.719
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.204	0.000
91101	9101	2.729	1.640	2.723	1.546	0.006	0.094	0.019	1.722
205	10	2.372	4.750	2.372	4.749	0.001	0.001	0.032	0.018
10	502	-0.646	2.720	-0.647	2.715	0.002	0.005	-0.017	0.138
502	503	-11.281	-2.359	-11.305	-2.429	0.025	0.070	-0.069	-0.331
503	501	8.332	-2.064	8.318	-2.105	0.014	0.040	0.051	0.052
501	2	-1.386	-7.283	-1.394	-7.305	0.007	0.021	-0.044	-0.290
200	209	-21.325	-13.026	-21.539	-13.416	0.213	0.389	-0.146	-1.527
209	100	-21.539	-13.183	-21.557	-13.216	0.018	0.033	-0.146	-0.130
14	141101	1.725	0.992	1.723	0.933	0.002	0.059	0.012	1.577
141101	14351	1.095	0.438	1.095	0.438	0.001	0.000	0.007	0.059
14351	14352	1.095	0.438	1.095	0.438	0.000	0.000	0.021	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.095	-0.438	0.000	0.008	-0.007	-0.300
14	141102	3.307	1.930	3.302	1.789	0.004	0.140	0.023	1.937
141102	14102	4.397	2.220	4.389	2.220	0.007	0.000	0.030	0.122
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.050	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.006	0.005	0.481
1	11101	3.098	1.658	3.094	1.540	0.004	0.118	0.021	1.677
11101	1101	4.584	2.111	4.576	2.111	0.008	0.000	0.030	0.127
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.160	-0.000
11102	1102	2.151	1.361	2.150	1.337	0.001	0.024	0.015	0.547
1	11102	3.644	2.050	3.641	1.947	0.003	0.102	0.025	1.255
11102	1352	1.491	0.586	1.490	0.586	0.000	0.000	0.010	0.023
1352	1351	1.490	0.586	1.490	0.586	0.000	0.000	0.029	0.000
11101	1351	-1.490	-0.572	-1.490	-0.586	0.001	0.015	-0.010	-0.399
2	1	-3.802	-5.159	-3.806	-5.168	0.004	0.009	-0.038	-0.140
1	100	-10.591	-8.367	-10.764	-8.752	0.173	0.384	-0.080	-2.725
21102	2272	3.003	1.379	3.002	1.379	0.001	0.000	0.020	0.026
2272	2271	3.002	1.379	3.002	1.379	0.000	0.000	0.083	0.000
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.002	-1.379	0.002	0.041	-0.020	-0.589
21101	2101	9.479	4.910	9.460	4.910	0.019	0.000	0.065	0.149
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.338	-0.000
21102	2102	4.424	3.023	4.422	2.955	0.003	0.068	0.032	0.759
2	21102	7.434	4.686	7.427	4.402	0.007	0.283	0.052	1.776
2	21101	6.489	3.910	6.479	3.572	0.009	0.337	0.045	2.392
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11110	1110	6.854	3.308	6.836	3.308	0.018	0.000	0.047	0.191
12	1210	3.120	2.071	3.098	1.749	0.021	0.321	0.022	5.211
207	13	3.229	1.836	3.227	1.833	0.002	0.004	0.022	0.091
13	1310	3.219	1.867	3.198	1.549	0.021	0.317	0.022	4.763
5	6	6.253	3.712	6.235	3.673	0.017	0.039	0.043	0.474
7	7110	5.172	3.874	5.150	3.263	0.023	0.608	0.038	5.922
7110	710	5.150	3.263	5.127	2.908	0.023	0.354	0.038	3.558
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	810	3.445	2.441	3.418	2.029	0.027	0.410	0.025	6.122
10	1010	3.010	2.185	2.988	1.859	0.022	0.325	0.022	5.539
202	4	29.637	18.606	29.372	18.017	0.264	0.586	0.203	1.531
6	610	6.221	3.831	6.196	3.338	0.025	0.491	0.043	3.828
4	5	11.120	6.262	11.096	6.209	0.024	0.053	0.075	0.365
5	510	4.832	2.784	4.807	2.329	0.025	0.454	0.033	4.471
11	11110	6.872	3.913	6.854	3.308	0.018	0.603	0.047	3.967

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.068 МВт / 655.889 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.190 МВт / 645.183 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.173 МВт / 3.297 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.173 МВт / 3.297 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.451 МВт / 2.569 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.860 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.428 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.930 МВт / 6.725 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-63.224	-40.310	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.357	-0.22
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.005	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	107.688	-0.85
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.274	-1.01
3	Сигнал	0.000	0.000	109.358	-0.22
201		0.000	0.000	109.359	-0.22
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.489	-0.69
1	Калинівка	0.000	0.000	107.611	-0.68
100	Вінницький енерговузол	-32.194	-20.523	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.006	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	108.793	-0.37
204		0.000	0.000	108.649	-0.40
8	Черемошне	0.000	0.000	107.983	-0.61
9	Погребіще	0.000	0.000	107.301	-0.74
205		0.000	0.000	107.147	-0.75
10	Плисків	0.000	0.000	107.131	-0.75
11	Липовець	0.000	0.000	107.353	-0.79
206		0.000	0.000	107.447	-0.78
12	Степанівка	0.000	0.000	108.192	-0.57
207		0.000	0.000	108.336	-0.53
13	Оленівка	0.000	0.000	108.256	-0.56
200		0.000	0.000	108.558	-0.46
209		0.000	0.000	109.887	-0.04
208		0.000	0.000	108.378	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	107.694	-0.66
11101		0.000	0.000	106.181	-2.07
1351		0.000	0.000	35.658	-1.67
1101		6.730	3.450	10.145	-2.04
11102		0.000	0.000	106.532	-1.68
1352		0.000	0.000	35.658	-1.67
1102		0.000	0.000	10.145	-2.04
21101		0.000	0.000	105.459	-2.49
2271		0.000	0.000	25.333	-1.97
2101		13.890	7.870	10.074	-2.45
21102		0.000	0.000	105.968	-1.97
2272		0.000	0.000	25.333	-1.97
2102		0.000	0.000	10.074	-2.45
31101		0.000	0.000	107.593	-1.95
3351		0.000	0.000	36.021	-1.95
3101		7.900	3.820	10.281	-1.92
31102		0.000	0.000	107.597	-1.95
3102		0.000	0.000	10.282	-1.92
3352		0.000	0.000	36.021	-1.95

41101	0.000	0.000	106.143	-2.27
4271	0.000	0.000	25.381	-2.27
4101	18.160	10.290	10.043	-3.25
41102	0.000	0.000	106.143	-2.27
4272	0.000	0.000	25.381	-2.27
4102	0.000	0.000	10.044	-3.26
510	4.810	2.330	9.951	-4.17
610	6.200	3.340	9.958	-3.70
7110	0.000	0.000	103.949	-4.00
735	0.000	0.000	34.801	-4.00
710	5.130	2.910	9.682	-6.22
810	3.420	2.030	9.844	-4.35
91101	0.000	0.000	104.906	-2.67
9351	0.000	0.000	35.121	-2.67
9101	5.450	3.090	9.901	-3.82
91102	0.000	0.000	104.906	-2.67
9352	0.000	0.000	35.121	-2.67
9102	0.000	0.000	9.901	-3.82
1010	2.990	1.860	9.807	-4.04
11110	0.000	0.000	104.122	-3.94
1135	0.000	0.000	34.858	-3.94
1110	6.840	3.310	9.942	-3.90
1210	3.100	1.750	9.934	-3.93
1310	3.200	1.550	9.979	-4.02
141101	0.000	0.000	106.340	-1.87
14351	0.000	0.000	35.583	-1.85
14352	0.000	0.000	35.583	-1.85
141102	0.000	0.000	106.038	-2.15
14102	5.020	2.710	10.132	-2.12
14101	0.000	0.000	10.132	-2.12
501	9.710	5.500	107.237	-0.67
503	-19.650	0.000	107.290	-0.44
502	10.640	5.450	107.003	-0.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.827
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.823
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.583	14.776	23.502	14.597	0.080	0.178	0.146	0.644
202	3	-6.076	-3.011	-6.076	-3.011	0.000	0.000	-0.036	-0.001
3	201	-14.041	-7.462	-14.041	-7.462	0.000	0.000	-0.084	-0.000
201	300	-23.246	-14.446	-23.325	-14.622	0.079	0.175	-0.144	-0.642
201	2	9.205	7.871	9.111	7.662	0.094	0.208	0.064	1.877
2	14	-2.472	-2.069	-2.476	-2.074	0.004	0.005	-0.017	-0.206
14	208	-7.548	-4.693	-7.583	-4.744	0.035	0.050	-0.048	-0.687
208	200	-7.583	-4.362	-7.592	-4.375	0.009	0.013	-0.047	-0.181
200	207	13.673	8.183	13.655	8.150	0.018	0.033	0.085	0.223
207	12	10.429	6.604	10.420	6.587	0.009	0.016	0.066	0.145
12	206	7.295	4.948	7.262	4.888	0.033	0.060	0.047	0.750
206	11	7.262	5.299	7.257	5.292	0.005	0.007	0.048	0.094
11	205	0.368	1.803	0.366	1.800	0.002	0.003	0.010	0.205
205	9	-1.986	-2.287	-1.988	-2.291	0.002	0.004	-0.016	-0.154
9	8	-7.490	-5.551	-7.526	-5.603	0.035	0.051	-0.050	-0.685
8	204	-10.975	-7.496	-11.015	-7.584	0.039	0.087	-0.071	-0.670
204	7	-11.015	-7.287	-11.025	-7.302	0.011	0.015	-0.070	-0.144
7	203	-16.207	-10.996	-16.230	-11.030	0.023	0.034	-0.104	-0.214
203	300	-16.230	-10.721	-16.316	-10.912	0.086	0.190	-0.103	-0.996
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.500
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.500

91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.508
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.511
205	10	2.351	4.699	2.351	4.699	0.000	0.001	0.028	0.016
10	502	-0.664	2.771	-0.665	2.768	0.001	0.004	-0.015	0.127
502	503	-11.299	-2.222	-11.319	-2.279	0.020	0.057	-0.062	-0.292
503	501	8.319	-1.832	8.307	-1.864	0.012	0.032	0.046	0.057
501	2	-1.397	-6.971	-1.402	-6.987	0.006	0.016	-0.038	-0.252
200	209	-21.265	-12.157	-21.434	-12.465	0.168	0.307	-0.130	-1.333
209	100	-21.434	-12.182	-21.448	-12.209	0.014	0.026	-0.129	-0.113
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.403
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.723
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.430
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.492
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.144	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.487
1	11102	3.643	2.023	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.117
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
2	1	-3.815	-4.966	-3.818	-4.973	0.003	0.007	-0.034	-0.123
1	100	-10.609	-8.009	-10.746	-8.314	0.137	0.304	-0.071	-2.397
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.304	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.675
2	21102	7.431	4.611	7.425	4.381	0.005	0.229	0.047	1.576
2	21101	6.484	3.845	6.477	3.572	0.008	0.272	0.040	2.121
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.008	3.098	1.749	0.017	0.258	0.020	4.576
207	13	3.226	1.766	3.225	1.763	0.002	0.003	0.020	0.081
13	1310	3.215	1.805	3.198	1.549	0.017	0.255	0.020	4.174
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
7	7110	5.163	3.671	5.145	3.189	0.018	0.480	0.034	5.094
7110	710	5.145	3.189	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.066
7110	735	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	810	3.440	2.358	3.418	2.029	0.022	0.328	0.022	5.354
10	1010	3.005	2.119	2.988	1.859	0.017	0.259	0.020	4.850
202	4	29.578	17.945	29.365	17.471	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.363
4	5	11.107	5.958	11.088	5.915	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.910
11	11110	6.865	3.794	6.850	3.308	0.014	0.484	0.042	3.467

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.068 МВт / 655.889 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.190 МВт / 645.183 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.173 МВт / 3.297 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.173 МВт / 3.297 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.451 МВт / 2.569 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.860 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.428 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.930 МВт / 6.725 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-63.224	-40.310	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.357	-0.22
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.005	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	107.688	-0.85
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.274	-1.01
3	Сигнал	0.000	0.000	109.358	-0.22
201		0.000	0.000	109.359	-0.22
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.489	-0.69
1	Калинівка	0.000	0.000	107.611	-0.68
100	Вінницький енерговузол	-32.194	-20.523	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.006	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	108.793	-0.37
204		0.000	0.000	108.649	-0.40
8	Черемошне	0.000	0.000	107.983	-0.61
9	Погребище	0.000	0.000	107.301	-0.74
205		0.000	0.000	107.147	-0.75
10	Плисків	0.000	0.000	107.131	-0.75
11	Липовець	0.000	0.000	107.353	-0.79
206		0.000	0.000	107.447	-0.78
12	Степанівка	0.000	0.000	108.192	-0.57
207		0.000	0.000	108.336	-0.53
13	Оленівка	0.000	0.000	108.256	-0.56
200		0.000	0.000	108.558	-0.46
209		0.000	0.000	109.887	-0.04
208		0.000	0.000	108.378	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	107.694	-0.66
11101		0.000	0.000	106.181	-2.07
1351		0.000	0.000	35.658	-1.67
1101		6.730	3.450	10.145	-2.04
11102		0.000	0.000	106.532	-1.68
1352		0.000	0.000	35.658	-1.67
1102		0.000	0.000	10.145	-2.04
21101		0.000	0.000	105.459	-2.49
2271		0.000	0.000	25.333	-1.97
2101		13.890	7.870	10.074	-2.45
21102		0.000	0.000	105.968	-1.97
2272		0.000	0.000	25.333	-1.97
2102		0.000	0.000	10.074	-2.45
31101		0.000	0.000	107.593	-1.95
3351		0.000	0.000	36.021	-1.95
3101		7.900	3.820	10.281	-1.92
31102		0.000	0.000	107.597	-1.95
3102		0.000	0.000	10.282	-1.92
3352		0.000	0.000	36.021	-1.95
41101		0.000	0.000	106.143	-2.27

4271	0.000	0.000	25.381	-2.27
4101	18.160	10.290	10.043	-3.25
41102	0.000	0.000	106.143	-2.27
4272	0.000	0.000	25.381	-2.27
4102	0.000	0.000	10.044	-3.26
510	4.810	2.330	9.951	-4.17
610	6.200	3.340	9.958	-3.70
7110	0.000	0.000	103.949	-4.00
735	0.000	0.000	34.801	-4.00
710	5.130	2.910	9.682	-6.22
810	3.420	2.030	9.844	-4.35
91101	0.000	0.000	104.906	-2.67
9351	0.000	0.000	35.121	-2.67
9101	5.450	3.090	9.901	-3.82
91102	0.000	0.000	104.906	-2.67
9352	0.000	0.000	35.121	-2.67
9102	0.000	0.000	9.901	-3.82
1010	2.990	1.860	9.807	-4.04
11110	0.000	0.000	104.122	-3.94
1135	0.000	0.000	34.858	-3.94
1110	6.840	3.310	9.942	-3.90
1210	3.100	1.750	9.934	-3.93
1310	3.200	1.550	9.979	-4.02
141101	0.000	0.000	106.340	-1.87
14351	0.000	0.000	35.583	-1.85
14352	0.000	0.000	35.583	-1.85
141102	0.000	0.000	106.038	-2.15
14102	5.020	2.710	10.132	-2.12
14101	0.000	0.000	10.132	-2.12
501	9.710	5.500	107.237	-0.67
503	-19.650	0.000	107.290	-0.44
502	10.640	5.450	107.003	-0.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.827
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.823
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.583	14.776	23.502	14.597	0.080	0.178	0.146	0.644
202	3	-6.076	-3.011	-6.076	-3.011	0.000	0.000	-0.036	-0.001
3	201	-14.041	-7.462	-14.041	-7.462	0.000	0.000	-0.084	-0.000
201	300	-23.246	-14.446	-23.325	-14.622	0.079	0.175	-0.144	-0.642
201	2	9.205	7.871	9.111	7.662	0.094	0.208	0.064	1.877
2	14	-2.472	-2.069	-2.476	-2.074	0.004	0.005	-0.017	-0.206
14	208	-7.548	-4.693	-7.583	-4.744	0.035	0.050	-0.048	-0.687
208	200	-7.583	-4.362	-7.592	-4.375	0.009	0.013	-0.047	-0.181
200	207	13.673	8.183	13.655	8.150	0.018	0.033	0.085	0.223
207	12	10.429	6.604	10.420	6.587	0.009	0.016	0.066	0.145
12	206	7.295	4.948	7.262	4.888	0.033	0.060	0.047	0.750
206	11	7.262	5.299	7.257	5.292	0.005	0.007	0.048	0.094
11	205	0.368	1.803	0.366	1.800	0.002	0.003	0.010	0.205
205	9	-1.986	-2.287	-1.988	-2.291	0.002	0.004	-0.016	-0.154
9	8	-7.490	-5.551	-7.526	-5.603	0.035	0.051	-0.050	-0.685
8	204	-10.975	-7.496	-11.015	-7.584	0.039	0.087	-0.071	-0.670
204	7	-11.015	-7.287	-11.025	-7.302	0.011	0.015	-0.070	-0.144
7	203	-16.207	-10.996	-16.230	-11.030	0.023	0.034	-0.104	-0.214
203	300	-16.230	-10.721	-16.316	-10.912	0.086	0.190	-0.103	-0.996
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.500
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.500
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.508

9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.511
205	10	2.351	4.699	2.351	4.699	0.000	0.001	0.028	0.016
10	502	-0.664	2.771	-0.665	2.768	0.001	0.004	-0.015	0.127
502	503	-11.299	-2.222	-11.319	-2.279	0.020	0.057	-0.062	-0.292
503	501	8.319	-1.832	8.307	-1.864	0.012	0.032	0.046	0.057
501	2	-1.397	-6.971	-1.402	-6.987	0.006	0.016	-0.038	-0.252
200	209	-21.265	-12.157	-21.434	-12.465	0.168	0.307	-0.130	-1.333
209	100	-21.434	-12.182	-21.448	-12.209	0.014	0.026	-0.129	-0.113
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.403
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.723
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.430
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.492
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.144	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.487
1	11102	3.643	2.023	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.117
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
2	1	-3.815	-4.966	-3.818	-4.973	0.003	0.007	-0.034	-0.123
1	100	-10.609	-8.009	-10.746	-8.314	0.137	0.304	-0.071	-2.397
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.304	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.675
2	21102	7.431	4.611	7.425	4.381	0.005	0.229	0.047	1.576
2	21101	6.484	3.845	6.477	3.572	0.008	0.272	0.040	2.121
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.008	3.098	1.749	0.017	0.258	0.020	4.576
207	13	3.226	1.766	3.225	1.763	0.002	0.003	0.020	0.081
13	1310	3.215	1.805	3.198	1.549	0.017	0.255	0.020	4.174
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
7	7110	5.163	3.671	5.145	3.189	0.018	0.480	0.034	5.094
7110	710	5.145	3.189	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.066
7110	735	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	810	3.440	2.358	3.418	2.029	0.022	0.328	0.022	5.354
10	1010	3.005	2.119	2.988	1.859	0.017	0.259	0.020	4.850
202	4	29.578	17.945	29.365	17.471	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.363
4	5	11.107	5.958	11.088	5.915	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.910
11	11110	6.865	3.794	6.850	3.308	0.014	0.484	0.042	3.467

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 104.245 МВт / 594.194 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 102.550 МВт / 584.535 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.983 МВт / 2.761 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.983 МВт / 2.761 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.453 МВт / 2.581 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.305 МВт / 0.856 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.437 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.740 МВт / 6.198 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-58.890	-37.653	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.397	-0.20
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.046	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	107.728	-0.82
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.315	-0.98
3	Сигнал	0.000	0.000	109.398	-0.20
201		0.000	0.000	109.399	-0.20
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.008	-0.36
1	Калинівка	0.000	0.000	108.085	-0.37
100	Вінницький енерговузол	-25.704	-18.227	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.085	-0.34
7	Махаренці	0.000	0.000	108.886	-0.39
204		0.000	0.000	108.757	-0.43
8	Черемошне	0.000	0.000	108.167	-0.66
9	Погребище	0.000	0.000	107.575	-0.81
205		0.000	0.000	107.481	-0.84
10	Плисків	0.000	0.000	107.470	-0.84
11	Липовець	0.000	0.000	107.618	-0.81
206		0.000	0.000	107.706	-0.78
12	Степанівка	0.000	0.000	108.384	-0.52
207		0.000	0.000	108.518	-0.47
13	Оленівка	0.000	0.000	108.438	-0.50
200		0.000	0.000	108.728	-0.39
209		0.000	0.000	109.901	-0.03
208		0.000	0.000	108.595	-0.40
14	Турбів	0.000	0.000	108.081	-0.43
11101		0.000	0.000	106.662	-1.75
1351		0.000	0.000	35.819	-1.36
1101		6.730	3.450	10.191	-1.72
11102		0.000	0.000	107.011	-1.36
1352		0.000	0.000	35.819	-1.36
1102		0.000	0.000	10.191	-1.72
21101		0.000	0.000	105.989	-2.13
2271		0.000	0.000	25.459	-1.62
2101		13.890	7.870	10.125	-2.09
21102		0.000	0.000	106.495	-1.63
2272		0.000	0.000	25.460	-1.62
2102		0.000	0.000	10.125	-2.10
31101		0.000	0.000	107.634	-1.92
3351		0.000	0.000	36.035	-1.92
3101		7.900	3.820	10.285	-1.90
31102		0.000	0.000	107.638	-1.92
3102		0.000	0.000	10.286	-1.90
3352		0.000	0.000	36.035	-1.92
41101		0.000	0.000	106.184	-2.25
4271		0.000	0.000	25.391	-2.25

4101	18.160	10.290	10.047	-3.23
41102	0.000	0.000	106.184	-2.25
4272	0.000	0.000	25.391	-2.25
4102	0.000	0.000	10.048	-3.23
510	4.810	2.330	9.955	-4.15
610	6.200	3.340	9.962	-3.67
7110	0.000	0.000	104.048	-4.01
735	0.000	0.000	34.834	-4.01
710	5.130	2.910	9.692	-6.23
810	3.420	2.030	9.863	-4.38
91101	0.000	0.000	105.188	-2.73
9351	0.000	0.000	35.215	-2.73
9101	5.450	3.090	9.928	-3.87
91102	0.000	0.000	105.188	-2.73
9352	0.000	0.000	35.215	-2.73
9102	0.000	0.000	9.928	-3.87
1010	2.990	1.860	9.841	-4.12
11110	0.000	0.000	104.397	-3.94
1135	0.000	0.000	34.950	-3.94
1110	6.840	3.310	9.968	-3.89
1210	3.100	1.750	9.953	-3.86
1310	3.200	1.550	9.998	-3.95
141101	0.000	0.000	106.733	-1.62
14351	0.000	0.000	35.714	-1.61
14352	0.000	0.000	35.714	-1.61
141102	0.000	0.000	106.432	-1.90
14102	5.020	2.710	10.169	-1.87
14101	0.000	0.000	10.169	-1.87
501	9.710	5.500	107.956	-0.15
503	-19.650	0.000	108.296	0.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.936
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.936
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.220
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.229
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.825
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.821
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.023	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	21.444	14.162	21.375	14.010	0.068	0.152	0.135	0.604
202	3	-8.203	-3.596	-8.203	-3.596	0.000	0.000	-0.047	-0.002
3	201	-16.168	-8.047	-16.168	-8.047	0.000	0.000	-0.095	-0.001
201	300	-21.115	-13.858	-21.183	-14.007	0.067	0.149	-0.133	-0.602
201	2	4.948	6.698	4.903	6.599	0.044	0.098	0.044	1.392
2	14	1.056	-2.078	1.054	-2.081	0.002	0.003	0.012	-0.072
14	208	-4.019	-4.697	-4.036	-4.721	0.017	0.024	-0.033	-0.514
208	200	-4.036	-4.337	-4.040	-4.343	0.004	0.006	-0.031	-0.134
200	207	14.367	7.013	14.349	6.980	0.018	0.033	0.085	0.211
207	12	11.122	5.436	11.113	5.420	0.009	0.016	0.066	0.135
12	206	7.988	3.783	7.956	3.723	0.033	0.060	0.047	0.684
206	11	7.956	4.135	7.951	4.128	0.005	0.007	0.048	0.088
11	205	1.062	0.644	1.061	0.642	0.001	0.001	0.007	0.138
205	9	-1.955	-0.908	-1.956	-0.910	0.001	0.002	-0.012	-0.095
9	8	-7.458	-4.167	-7.488	-4.210	0.030	0.043	-0.046	-0.595
8	204	-10.937	-6.101	-10.972	-6.178	0.035	0.077	-0.067	-0.594
204	7	-10.972	-5.881	-10.981	-5.894	0.009	0.014	-0.066	-0.130
7	203	-16.163	-9.586	-16.184	-9.617	0.021	0.031	-0.099	-0.200
203	300	-16.184	-9.308	-16.263	-9.484	0.079	0.175	-0.099	-0.917
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.497
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.497
91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.506
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.509

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.089 МВт / 656.009 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.190 МВт / 645.183 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.194 МВт / 3.356 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.194 МВт / 3.356 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.450 МВт / 2.568 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.859 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.756 МВт / 3.427 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.950 МВт / 6.783 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-63.317	-40.076	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.345	-0.22
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.994	-0.71
5	Глухівці	0.000	0.000	107.676	-0.84
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.262	-1.00
3	Сигнал	0.000	0.000	109.346	-0.22
201		0.000	0.000	109.347	-0.22
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.333	-0.63
1	Калинівка	0.000	0.000	107.470	-0.62
100	Вінницький енерговузол	-32.123	-21.292	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.066	-0.35
7	Махаренці	0.000	0.000	108.863	-0.40
204		0.000	0.000	108.730	-0.44
8	Черемошне	0.000	0.000	108.123	-0.68
9	Погребище	0.000	0.000	107.505	-0.84
205		0.000	0.000	107.393	-0.88
10	Плисків	0.000	0.000	107.382	-0.88
11	Липовець	0.000	0.000	107.490	-0.86
206		0.000	0.000	107.574	-0.84
12	Степанівка	0.000	0.000	108.223	-0.59
207		0.000	0.000	108.354	-0.54
13	Оленівка	0.000	0.000	108.274	-0.57
200		0.000	0.000	108.559	-0.47
209		0.000	0.000	109.887	-0.04
208		0.000	0.000	108.358	-0.50
14	Турбів	0.000	0.000	107.598	-0.63
11101		0.000	0.000	106.038	-2.01
1351		0.000	0.000	35.610	-1.61
1101		6.730	3.450	10.131	-1.98
11102		0.000	0.000	106.389	-1.62
1352		0.000	0.000	35.610	-1.61
1102		0.000	0.000	10.131	-1.98
21101		0.000	0.000	105.301	-2.43
2271		0.000	0.000	25.296	-1.91
2101		13.890	7.870	10.059	-2.39
21102		0.000	0.000	105.810	-1.91
2272		0.000	0.000	25.296	-1.91
2102		0.000	0.000	10.059	-2.39
31101		0.000	0.000	107.581	-1.95
3351		0.000	0.000	36.017	-1.95
3101		7.900	3.820	10.280	-1.92
31102		0.000	0.000	107.585	-1.95
3102		0.000	0.000	10.281	-1.92
3352		0.000	0.000	36.017	-1.95
41101		0.000	0.000	106.131	-2.27
4271		0.000	0.000	25.378	-2.27
4101		18.160	10.290	10.042	-3.25
41102		0.000	0.000	106.131	-2.27
4272		0.000	0.000	25.378	-2.27
4102		0.000	0.000	10.043	-3.25
510		4.810	2.330	9.950	-4.17
610		6.200	3.340	9.957	-3.69
7110		0.000	0.000	104.024	-4.02
735		0.000	0.000	34.826	-4.02
710		5.130	2.910	9.690	-6.25
810		3.420	2.030	9.858	-4.40

91101	0.000	0.000	105.115	-2.77
9351	0.000	0.000	35.191	-2.77
9101	5.450	3.090	9.921	-3.91
91102	0.000	0.000	105.115	-2.77
9352	0.000	0.000	35.191	-2.77
9102	0.000	0.000	9.921	-3.91
1010	2.990	1.860	9.832	-4.16
11110	0.000	0.000	104.264	-4.01
1135	0.000	0.000	34.906	-4.01
1110	6.840	3.310	9.956	-3.96
1210	3.100	1.750	9.937	-3.95
1310	3.200	1.550	9.981	-4.04
141101	0.000	0.000	106.243	-1.83
14351	0.000	0.000	35.550	-1.82
14352	0.000	0.000	35.550	-1.82
141102	0.000	0.000	105.941	-2.11
14102	5.020	2.710	10.122	-2.08
14101	0.000	0.000	10.122	-2.08
501	9.710	5.500	106.986	-0.58
503	-19.650	0.000	106.905	-0.30
502	10.640	5.450	106.489	-0.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.697	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.827
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.823
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	23.449	15.295	23.368	15.115	0.081	0.180	0.147	0.656
202	3	-6.211	-2.494	-6.211	-2.494	0.000	0.000	-0.035	-0.001
3	201	-14.175	-6.945	-14.175	-6.945	0.000	0.000	-0.083	-0.000
201	300	-23.111	-14.964	-23.191	-15.142	0.080	0.177	-0.145	-0.654
201	2	8.936	8.905	8.833	8.679	0.102	0.226	0.066	2.019
2	14	-2.332	-3.254	-2.338	-3.262	0.006	0.008	-0.021	-0.265
14	208	-7.410	-5.882	-7.450	-5.940	0.040	0.057	-0.051	-0.762
208	200	-7.450	-5.558	-7.460	-5.573	0.010	0.015	-0.049	-0.202
200	207	13.960	6.881	13.943	6.849	0.017	0.031	0.083	0.207
207	12	10.716	5.303	10.708	5.288	0.008	0.015	0.064	0.132
12	206	7.583	3.649	7.553	3.595	0.030	0.054	0.045	0.655
206	11	7.553	4.006	7.549	4.000	0.004	0.006	0.046	0.084
11	205	0.660	0.513	0.659	0.512	0.000	0.001	0.004	0.097
205	9	-2.356	-1.039	-2.358	-1.042	0.002	0.003	-0.014	-0.113
9	8	-7.860	-4.300	-7.893	-4.347	0.033	0.047	-0.048	-0.622
8	204	-11.342	-6.239	-11.379	-6.321	0.037	0.082	-0.069	-0.611
204	7	-11.379	-6.024	-11.389	-6.039	0.010	0.015	-0.068	-0.134
7	203	-16.571	-9.731	-16.593	-9.764	0.022	0.032	-0.102	-0.204
203	300	-16.593	-9.454	-16.676	-9.638	0.083	0.183	-0.101	-0.936
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.501
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.501
91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.508
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.511
200	209	-21.420	-12.052	-21.589	-12.363	0.169	0.309	-0.130	-1.332
209	100	-21.589	-12.080	-21.604	-12.106	0.014	0.026	-0.130	-0.113
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.403
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.723
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000

141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.430
2	21101	6.484	3.846	6.477	3.572	0.008	0.273	0.040	2.120
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.305	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.675
2	21102	7.431	4.612	7.425	4.382	0.005	0.230	0.047	1.576
21102	2272	3.001	1.371	3.001	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.001	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
2	1	-3.579	-5.817	-3.582	-5.825	0.004	0.008	-0.037	-0.137
1	100	-10.373	-8.863	-10.519	-9.186	0.145	0.322	-0.073	-2.537
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.488
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.144	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.021
1	11102	3.643	2.024	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.117
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.491
11	11110	6.865	3.792	6.850	3.308	0.014	0.482	0.042	3.469
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.008	3.098	1.749	0.017	0.258	0.020	4.576
207	13	3.226	1.766	3.225	1.763	0.002	0.003	0.020	0.081
13	1310	3.215	1.805	3.198	1.549	0.017	0.255	0.020	4.175
8	810	3.440	2.357	3.418	2.029	0.022	0.327	0.022	5.353
202	4	29.579	17.946	29.365	17.472	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.364
205	10	3.015	2.167	3.015	2.166	0.000	0.000	0.020	0.011
4	5	11.107	5.958	11.088	5.916	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.910
5	6	6.247	3.573	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.419
7	7110	5.163	3.670	5.145	3.188	0.018	0.480	0.034	5.093
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.065
10	1010	3.005	2.117	2.988	1.859	0.017	0.257	0.020	4.849
2	501	0.749	10.036	0.738	10.004	0.011	0.032	0.054	0.346
501	503	-8.966	4.895	-8.983	4.848	0.017	0.047	-0.055	0.078
503	502	10.655	5.293	10.633	5.232	0.022	0.061	0.064	0.419

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.068 МВт / 655.889 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.190 МВт / 645.183 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.173 МВт / 3.297 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.173 МВт / 3.297 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.451 МВт / 2.569 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.860 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.428 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.930 МВт / 6.725 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-63.224	-40.310	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.357	-0.22
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.005	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	107.688	-0.85
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.274	-1.01
3	Сигнал	0.000	0.000	109.358	-0.22
201		0.000	0.000	109.359	-0.22
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.489	-0.69
1	Калинівка	0.000	0.000	107.611	-0.68
100	Вінницький енерговузол	-32.194	-20.523	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.006	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	108.793	-0.37
204		0.000	0.000	108.649	-0.40
8	Черемошне	0.000	0.000	107.983	-0.61
9	Погребище	0.000	0.000	107.301	-0.74
205		0.000	0.000	107.147	-0.75
10	Плисків	0.000	0.000	107.131	-0.75
11	Липовець	0.000	0.000	107.353	-0.79
206		0.000	0.000	107.447	-0.78
12	Степанівка	0.000	0.000	108.192	-0.57
207		0.000	0.000	108.336	-0.53
13	Оленівка	0.000	0.000	108.256	-0.56
200		0.000	0.000	108.558	-0.46
209		0.000	0.000	109.887	-0.04
208		0.000	0.000	108.378	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	107.694	-0.66
11101		0.000	0.000	106.181	-2.07
1351		0.000	0.000	35.658	-1.67
1101		6.730	3.450	10.145	-2.04
11102		0.000	0.000	106.532	-1.68
1352		0.000	0.000	35.658	-1.67
1102		0.000	0.000	10.145	-2.04
21101		0.000	0.000	105.459	-2.49
2271		0.000	0.000	25.333	-1.97
2101		13.890	7.870	10.074	-2.45
21102		0.000	0.000	105.968	-1.97
2272		0.000	0.000	25.333	-1.97
2102		0.000	0.000	10.074	-2.45
31101		0.000	0.000	107.593	-1.95
3351		0.000	0.000	36.021	-1.95
3101		7.900	3.820	10.281	-1.92
31102		0.000	0.000	107.597	-1.95
3102		0.000	0.000	10.282	-1.92
3352		0.000	0.000	36.021	-1.95
41101		0.000	0.000	106.143	-2.27
4271		0.000	0.000	25.381	-2.27
4101		18.160	10.290	10.043	-3.25
41102		0.000	0.000	106.143	-2.27
4272		0.000	0.000	25.381	-2.27
4102		0.000	0.000	10.044	-3.26
510		4.810	2.330	9.951	-4.17

610	6.200	3.340	9.958	-3.70
7110	0.000	0.000	103.949	-4.00
735	0.000	0.000	34.801	-4.00
710	5.130	2.910	9.682	-6.22
810	3.420	2.030	9.844	-4.35
91101	0.000	0.000	104.906	-2.67
9351	0.000	0.000	35.121	-2.67
9101	5.450	3.090	9.901	-3.82
91102	0.000	0.000	104.906	-2.67
9352	0.000	0.000	35.121	-2.67
9102	0.000	0.000	9.901	-3.82
1010	2.990	1.860	9.807	-4.04
11110	0.000	0.000	104.122	-3.94
1135	0.000	0.000	34.858	-3.94
1110	6.840	3.310	9.942	-3.90
1210	3.100	1.750	9.934	-3.93
1310	3.200	1.550	9.979	-4.02
141101	0.000	0.000	106.340	-1.87
14351	0.000	0.000	35.583	-1.85
14352	0.000	0.000	35.583	-1.85
141102	0.000	0.000	106.038	-2.15
14102	5.020	2.710	10.132	-2.12
14101	0.000	0.000	10.132	-2.12
501	9.710	5.500	107.237	-0.67
503	-19.650	0.000	107.290	-0.44
502	10.640	5.450	107.003	-0.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.827
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.823
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.583	14.776	23.502	14.597	0.080	0.178	0.146	0.644
202	3	-6.076	-3.011	-6.076	-3.011	0.000	0.000	-0.036	-0.001
3	201	-14.041	-7.462	-14.041	-7.462	0.000	0.000	-0.084	-0.000
201	300	-23.246	-14.446	-23.325	-14.622	0.079	0.175	-0.144	-0.642
201	2	9.205	7.871	9.111	7.662	0.094	0.208	0.064	1.877
2	14	-2.472	-2.069	-2.476	-2.074	0.004	0.005	-0.017	-0.206
14	208	-7.548	-4.693	-7.583	-4.744	0.035	0.050	-0.048	-0.687
208	200	-7.583	-4.362	-7.592	-4.375	0.009	0.013	-0.047	-0.181
200	207	13.673	8.183	13.655	8.150	0.018	0.033	0.085	0.223
207	12	10.429	6.604	10.420	6.587	0.009	0.016	0.066	0.145
12	206	7.295	4.948	7.262	4.888	0.033	0.060	0.047	0.750
206	11	7.262	5.299	7.257	5.292	0.005	0.007	0.048	0.094
11	205	0.368	1.803	0.366	1.800	0.002	0.003	0.010	0.205
205	9	-1.986	-2.287	-1.988	-2.291	0.002	0.004	-0.016	-0.154
9	8	-7.490	-5.551	-7.526	-5.603	0.035	0.051	-0.050	-0.685
8	204	-10.975	-7.496	-11.015	-7.584	0.039	0.087	-0.071	-0.670
204	7	-11.015	-7.287	-11.025	-7.302	0.011	0.015	-0.070	-0.144
7	203	-16.207	-10.996	-16.230	-11.030	0.023	0.034	-0.104	-0.214
203	300	-16.230	-10.721	-16.316	-10.912	0.086	0.190	-0.103	-0.996
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.500
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.500
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.508
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.511
205	10	2.351	4.699	2.351	4.699	0.000	0.001	0.028	0.016
10	502	-0.664	2.771	-0.665	2.768	0.001	0.004	-0.015	0.127
502	503	-11.299	-2.222	-11.319	-2.279	0.020	0.057	-0.062	-0.292
503	501	8.319	-1.832	8.307	-1.864	0.012	0.032	0.046	0.057

501	2	-1.397	-6.971	-1.402	-6.987	0.006	0.016	-0.038	-0.252
200	209	-21.265	-12.157	-21.434	-12.465	0.168	0.307	-0.130	-1.333
209	100	-21.434	-12.182	-21.448	-12.209	0.014	0.026	-0.129	-0.113
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.403
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.723
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.430
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.492
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.144	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.487
1	11102	3.643	2.023	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.117
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
2	1	-3.815	-4.966	-3.818	-4.973	0.003	0.007	-0.034	-0.123
1	100	-10.609	-8.009	-10.746	-8.314	0.137	0.304	-0.071	-2.397
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.304	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.675
2	21102	7.431	4.611	7.425	4.381	0.005	0.229	0.047	1.576
2	21101	6.484	3.845	6.477	3.572	0.008	0.272	0.040	2.121
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.008	3.098	1.749	0.017	0.258	0.020	4.576
207	13	3.226	1.766	3.225	1.763	0.002	0.003	0.020	0.081
13	1310	3.215	1.805	3.198	1.549	0.017	0.255	0.020	4.174
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
7	7110	5.163	3.671	5.145	3.189	0.018	0.480	0.034	5.094
7110	710	5.145	3.189	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.066
7110	735	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	810	3.440	2.358	3.418	2.029	0.022	0.328	0.022	5.354
10	1010	3.005	2.119	2.988	1.859	0.017	0.259	0.020	4.850
202	4	29.578	17.945	29.365	17.471	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.363
4	5	11.107	5.958	11.088	5.915	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.910
11	11110	6.865	3.794	6.850	3.308	0.014	0.484	0.042	3.467

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕЛЕЙНОГО
ЗАХИСТУ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи перспективи розвитку засобів релейного захисту в електричній системі із використанням мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматики.

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

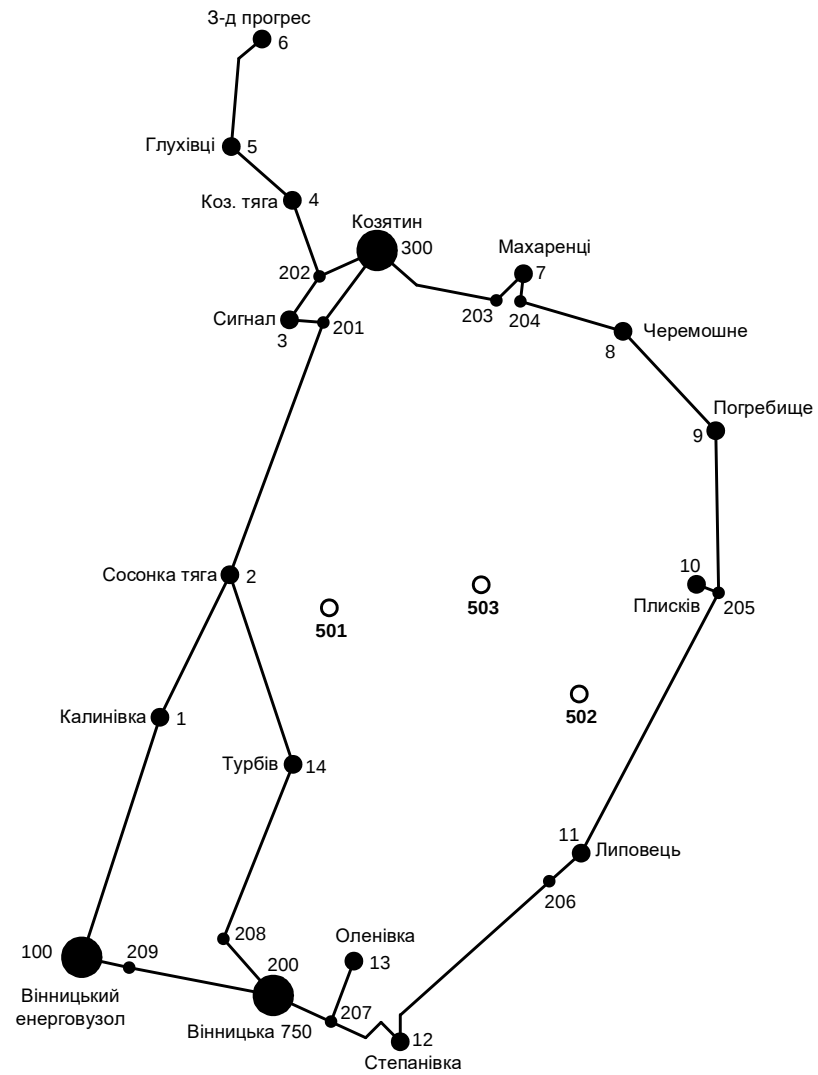
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматики;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, що обслуговує засоби релейного захисту.

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

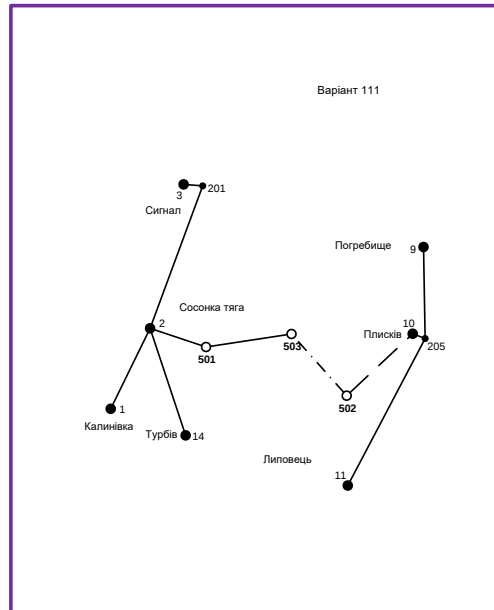
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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».

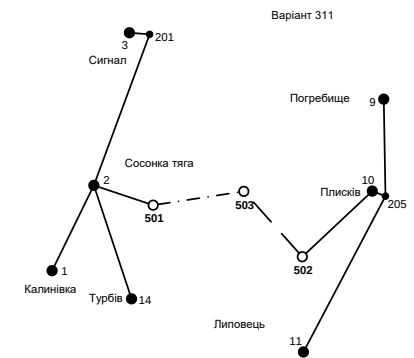
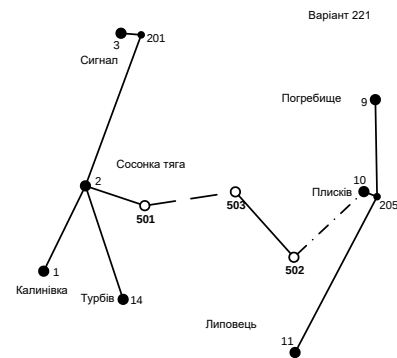
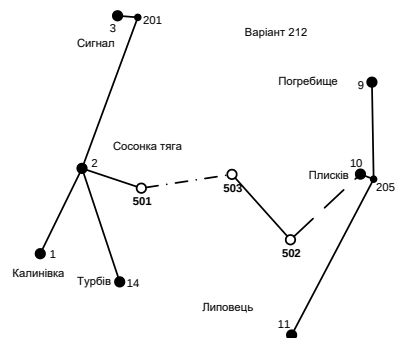
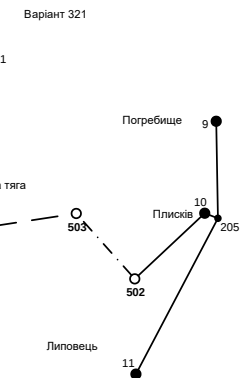
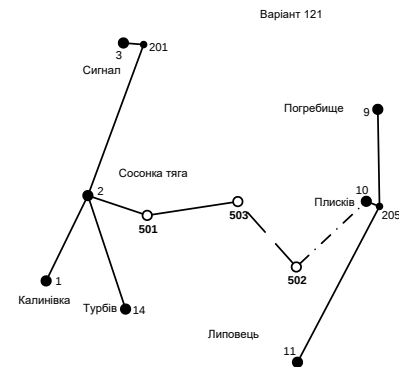
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
	ЛЕП яка будуватиметься на першому році
	ЛЕП яка будуватиметься на другому році
	ЛЕП яка будуватиметься на третьому році



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	66,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5700
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	387 480
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	225 098,773
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	1,93
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,03
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	655,89
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	6,72