

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
 на тему:

«Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів»

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

(назва і назва напрямку підготовки спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Черниш В.С.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Казьмірук О.І.

(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.

Опонент

доц каф. ЕССЕМ Войтко Ю.П.

(прізвище та ініціали)

« 3 » 06 2023 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 01 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Чернишу Вадиму Станіславовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів

керівник роботи к.т.н., доцент, каф. ЕСС Казьмірук О. І.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6000 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 170 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 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 розподілу ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення до генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	в.а.с.
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	в.а.с.
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	в.а.
4	Дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів	06.04.23	30.04.23	в.а.
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	в.а.
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	в.а.
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	в.а.
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	в.а.

Студент

(підпис)

Черниш І

Керівник роботи

(підпис)

Казьмірук О

АНОТАЦІЯ

Черниш Вадим Станіславович «Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 112 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.16.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проаналізовано особливості експлуатації силових трансформаторів.

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

ANNOTATION

Chernysh Vadym «Development of a fragment of electrical networks with an analysis of the features of operation of power transformers». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 112 p. fig. 21, table 19, bibl. 16

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

The peculiarities of operation of power transformers are analyzed.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing open switchgears was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	11
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
РОЗДІЛ 2	15
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	15
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	15
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	18
РОЗДІЛ 3	24
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
РОЗДІЛ 4	26
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ.....	26
4.1 Вибір силових трансформаторів.....	26
4.2 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	27
РОЗДІЛ 5	30
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	30
5.1 Вибір схеми для прохідних підстанцій нових споживачів	31
5.2 Вибір схеми відгалуджувальних підстанцій Турбів та Сосонка-Тяга.....	31
5.3 Вибір схеми відгалужувальної підстанції Сигнал	33
5.4 Оцінювання надійності схем відгалужувальної підстанції Сигнал.....	36
РОЗДІЛ 6	42
РОЗРАХУНОК БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	42
РОЗДІЛ 7	45
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	45
7.2 Регулювання напруги у електромережі	46
РОЗДІЛ 8.....	50
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	50
РОЗДІЛ 9	69
КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІ.....	69
9.1 Контроль режиму роботи	69
9.2 Періодичні огляди	71
9.3 Контроль масла при експлуатації.....	74
РОЗДІЛ 10	80
ТЕПЛОВІЗІЙНЕ ОБСТЕЖЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	80
РОЗДІЛ 11	92
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	92
ВИСНОВКИ.....	109
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	111
Додаток А.....	Ошибка! Закладка не определена.

Показники звіту подібності Unichesk	Ошибка! Закладка не определена.
Додаток А1. Технічне завдання МКР	116
ДОДАТОК А2	122
ДОДАТОК В	130
ДОДАТОК Г	134
ДОДАТОК Е	138

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

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними призводить до подальшого зростання числа проблем, у вирішенні яких повинен приймати участь експлуатаційний персонал [7].

В процесі експлуатації силових трансформаторів, незважаючи на простоту і надійність самих трансформаторів та їх монтажу, не виключають можливість пошкоджень як у трансформаторах, так і на їх з'єднаннях з вимикачами. Можливість пошкоджень і ненормальний режим роботи обумовлює необхідність установки на трансформаторах захисних пристроїв. При цьому враховуються багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також пожежа сталі осердя [9].

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішнім коротким замиканням і перевантаженням. У цих випадках струм в обмотках трансформатора перевищує номінальний струм. Струм який виникає називають надструмом. Особливо небезпечним є надструм зовнішнього короткого замикання. Крім цього силовий трансформатор є незамінним елементом конструкцій у всіх галузях [7,9]. **Отже, дослідження засобів трансформації електричної енергії, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є актуальною науково-прикладною задачею.**

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

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 аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів у електромережі;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої розподільчої установки.

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

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

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

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного використання розглянутих методів експлуатації силових трансформаторів.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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 який записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

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:

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

звідки $a' = 1,5879$, $b' = -3104,4$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,5879 \cdot T - 3104,4.$$

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

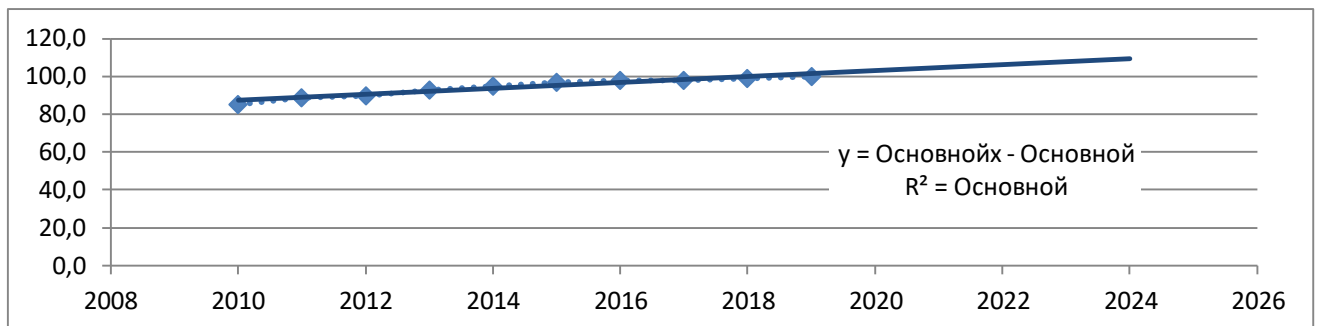


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 109 %, що врахується при виконанні проекту. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток А2) 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, маємо висновок - основне електрообладнання

експлуатується у достатньо економічних режимах, або ж близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Вітки	14-16	14-209	209-300	209-13	208-13	208-300
Марка проводу	АС-120	АС-185	АС-185	АС-185	АС-185	АС-185
Доп. струм, А	390	510	510	510	510	510
Розрах. струм, А	55	37	105	70	28	106

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	300	13	14	16
Напруга вузла,кВ	115	114,5	113,5	114,1

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.

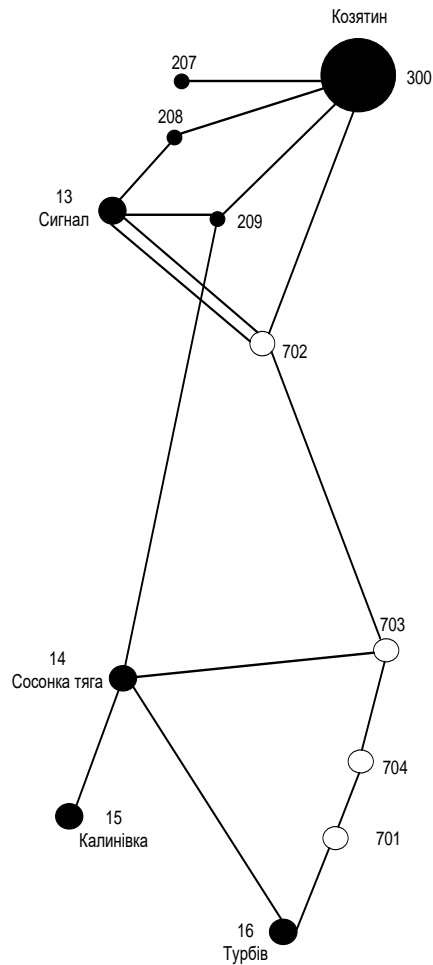


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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.

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 потрібну 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 V_i записують у вигляді:

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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.

- 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 $T_{нб} = 5400$

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

Вітки	Орієнтовна потужність P , що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a , тис.грн	Коефіцієнт b , грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
300-702	17,7	5539,4	1,114	5650,7
13-702	17,7	3776,8	0,759	3852,8
14-703	17,7	5539,4	1,114	5650,7
16-701	17,7	2769,7	0,557	2825,4
701-704	17,7	2769,7	0,557	2825,4
704-703	17,7	3776,8	0,759	3852,8
703-702	17,7	4532,2	0,911	4623,3

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

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
300-702	5886,4	5539,4	19,661	5886,4
13-702	4013,4	3776,8	13,405	4013,4
14-703	5886,4	5539,4	19,661	5886,4
16-701	2943,2	2769,7	9,830	2943,2
701-704	2943,2	2769,7	9,830	2943,2
704-703	4013,4	3776,8	13,405	4013,4
703-702	4816,1	4532,2	16,086	4816,1

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис. грн	Коефіцієнт с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис. грн
300-702	5886,4	333,5	5886,4
13-702	4013,4	227,4	4013,4
14-703	5886,4	333,5	5886,4
16-701	2943,2	166,8	2943,2
701-704	2943,2	166,8	2943,2
704-703	4013,4	227,4	4013,4
703-702	4816,1	272,9	4816,1

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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:

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

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

- 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 ділянках 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	
	300-702	13-702	14-703	16-701	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,95	10,95
702	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	8,76	8,76	
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,36	13,36	
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,19	2,19	
Коефіцієнти цільової функції	638,184	435,125	638,184	444,765	319,092	319,092	435,125	435,125	522,150	522,150	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	300-702	13-702	14-703	16-701	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,95	0,00
702	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	8,76	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	13,36	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,19	0,00
Коефіцієнти цільової функції	638,184	435,125	638,184	444,765	319,092	319,092	435,125	435,125	522,150	522,150	0,000	0,000	0,000	0,000		18881,862	
Потужності ЛЕП	0	8,760768	13,360171	13,141152	2,190192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	3776,832	5539,354	3877,548	2769,677	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15963,411	
Змінні складові витрат	0,000	58,292	198,830	96,182	2,672	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		355,977	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	16319,388

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по дільницям, тому скоригуємо вартісні коефіцієнти і проведемо повторний обрахунок (рис. 2.4).

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		300-702	13-702	14-703	16-701	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
	701	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,95	0,00
	702	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	8,76	0,00
	703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	13,36	0,00
	704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,19	0,00
	Коефіцієнти цільової функції	638,184	437,761	429,499	302,388	1265,802	319,092	435,125	435,125	522,150	522,150	0,000	0,000	0,000	0,000			14778,445
	Потужності ЛЕП	0	8,760768	15,550363	10,95096	0	0	0	2,190192	0	0	0	0	0	0			
	Постійні складові витрат	0,000	3776,832	5539,354	3877,548	0,000	0,000	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			16970,567
	Змінні складові витрат	0,000	58,292	269,364	66,793	0,000	0,000	0,000	3,643	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			398,093
																		17368,660

Дисконтовані витрати, тис. грн

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів внаслідок зміни перетоків потужності по ділянцях ліній (при другій ітерації)

Після кінцевого уточнення маємо:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		300-702	13-702	14-703	16-701	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
	701	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,95	0,00
	702	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	8,76	0,00
	703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	13,36	0,00
	704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,19	0,00
	Коефіцієнти цільової функції	638,184	435,125	638,184	444,765	319,092	319,092	435,125	435,125	522,150	522,150	0,000	0,000	0,000	0,000			18881,862
	Потужності ЛЕП	0	8,760768	13,360171	13,141152	2,190192	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	Постійні складові витрат	0,000	3776,832	5539,354	3877,548	2769,677	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			15963,411
	Змінні складові витрат	0,000	58,292	198,830	96,182	2,672	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			355,977
																		16319,388

Дисконтовані витрати, тис. грн

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

У таблиці на рисунку 2.5 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.6.

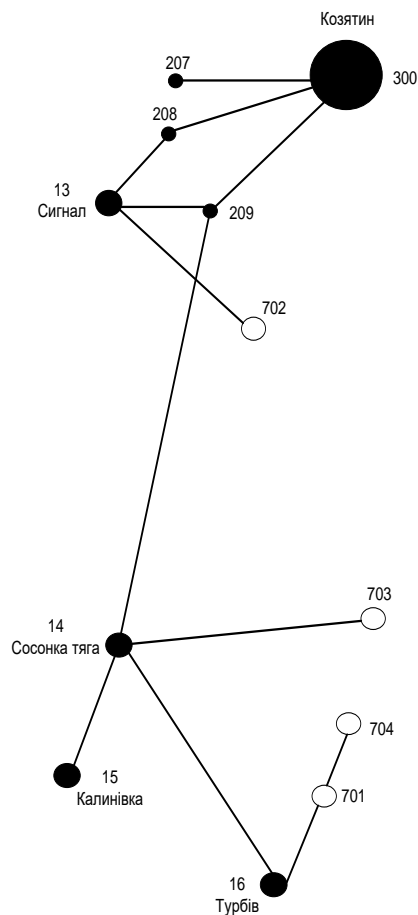


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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 замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати дволанцюгову лінію на відріжку 13-702 та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 702-703, забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел.

Додаткові витрати, що пов'язані з забезпеченням надійності було обраховано за допомогою електронної таблиці (рис. 2.8). Розрахункова вартість

ліній ЕМ зростає на 5298,533 тис. грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку симплекс-методом.

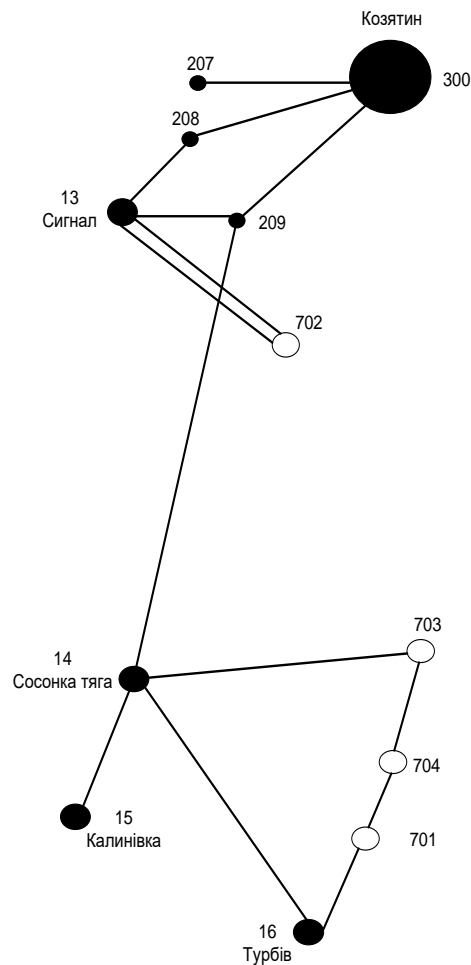


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		300-702	13-702	14-703	16-701	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
	701	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,95	0,00
	702	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	8,76	0,00	
	703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,36	-3,80	
	704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,19	3,80	
	Коефіцієнти цільової функції	638,184	437,761	373,542	360,182	319,092	319,092	435,125	1726,093	522,150	522,150	0,000	0,000	0,000	0,000		15911,271	
	Потужності ЛЕП	0	8,760768	13,360171	13,141152	2,190192	0	3,8	0	0	0	0	0	0	0			
	Постійні складові витрат	0,000	5287,565	5539,354	3877,548	2769,677	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		21250,977	
	Змінні складові витрат	0,000	58,292	198,830	96,182	2,672	0,000	10,967	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		366,944	
		Дисконтовані витрати, тис. грн															21617,921	

Рисунок 2.8 – Розрахунок вартості схеми приєднання з урахуванням забезпечення надійності споживачів

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 з іншими методами лінійної та нелінійної оптимізації доволі часто використовується метод динамічного програмування.

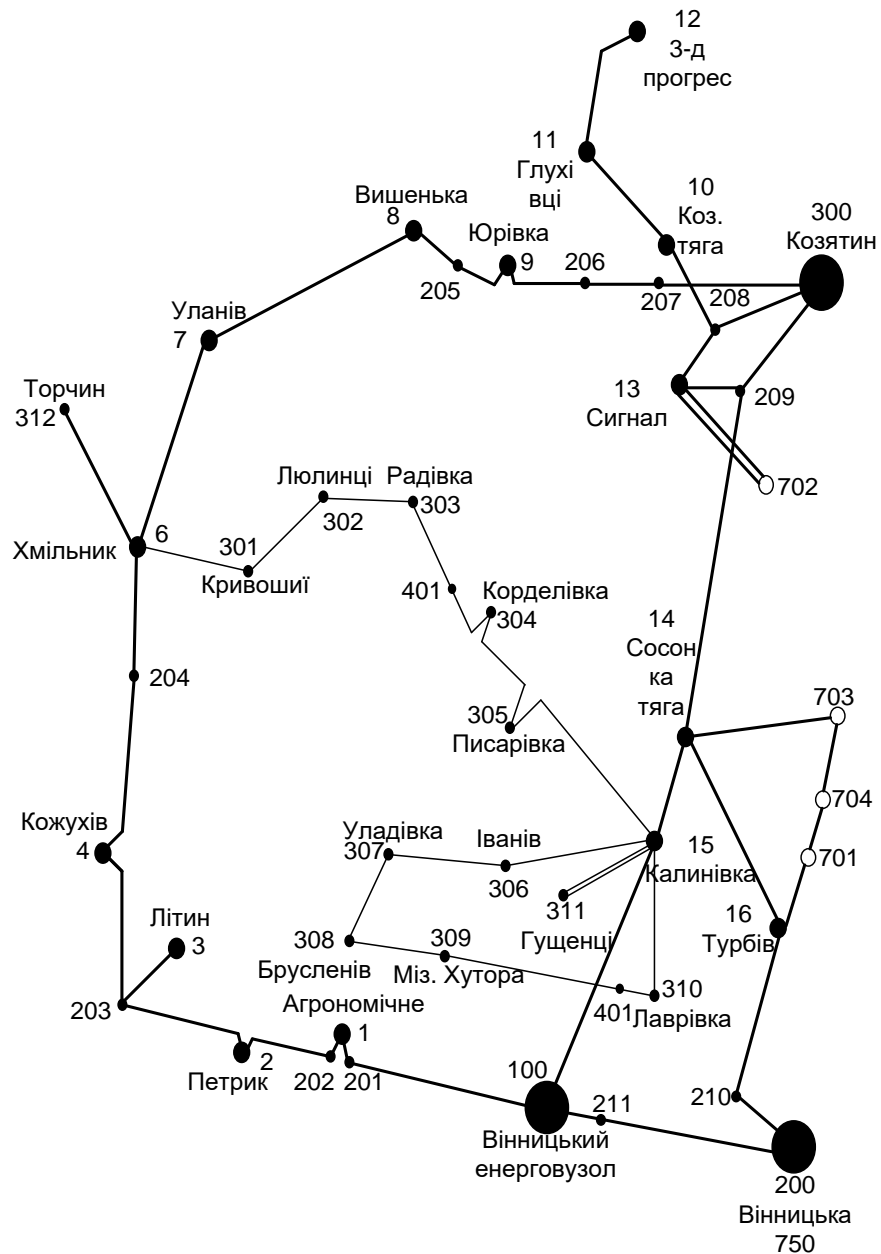
Динамічне програмування належить до ряду методів нелінійного програмування. За допомогою нього оптимізують багатокроковий процес для функції багатьох змінних. Якщо використовувати цей метод, то операція розбивається на певну послідовність кроків. В кожному з них проходить оптимізація функції однієї змінної.

Так як згідно отриманого завдання є можливість виконання спорудження протягом одного року, то немає необхідності визначати оптимальну послідовність будівництва. Результати обрахунку вартості спорудження окремих ЛЕП покажемо у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Варіант розвитку для електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	' тис.грн
1	13-702	7.5	37	8.817	5346.608	21617.921	21617.921
	14-703	11		5.995	5579.389		
	703-704	7.5		7.440	3818.873		
	704-701	5.5		5.273	2785.163		
	701-16	5.5		16.321	4025.910		

- Приведена схема електричної мережі (дивись рисунок 3.1) відповідає вимогам надійності електропостачання для нових споживачів першої категорії, а потужності які в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одно- та дволанцюгових ліній.



- Рисунок 3.1 – Граф-схема оптимального розвитку електричної мережі (нові вузли 701-704)

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ

4.1 Вибір силових трансформаторів

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 6 годин за добу протягом не більше 5 діб.

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

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

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II та III категорій, дозволяється встановлення одного силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_{T.ном} \geq \frac{10.95}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 7.82 \text{ МВА.}$$

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7,95	139	70
702	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
703	ТДН- 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
704	ТМН- 2500/110	2,5	±9×1,78%	115	11	10.5	22	5.5	1.5	42.6	508.2	37.5

4.2 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх дільницях відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (4.2) :

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

$$I_{розрп13-702} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{13-702}}{n_n} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{50}{2} = 26.25 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-14} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{37}{1} = 38.85 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-703} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{41}{1} = 43.05 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-704} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{31}{1} = 32.55 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}16-701} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{99}{1} = 103.95 \text{ (A)};$$

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

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Таблиця 4.2 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{Е}}$, А	Марка проводу
13-702	8.817	26.25	135	АС-120/19
14-703	5.995	38.85	135	АС-120/19
703-704	7.440	43.05	135	АС-120/19
704-701	5.273	32.55	135	АС-120/19
701-16	16.321	103.95	135	АС-120/19

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Були проведені розрахунки з використанням програми «Втрати-110» режиму максимальних навантажень та після аварійних режимів (Додаток Г) з можливим виходом з ладу одного кола дволанцюгової лінії 13-702, а також пошкодження найбільш завантажених ліній 14-703 та 16-701. Були показані

струми у нових вітках для після аварійного режиму та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП / Аварії на ЛЕП	13-702	14-703	16-701	$I_{па,мак}, А$	$I_{доп}, А$	Марка Проводу
Струми	А	А	А	А	А	
13-702	0	47	47	47	390	АС-120/19
703-14	35	0	131	131	390	АС-120/19
704-703	39	75	57	75	390	АС-120/19
701-704	29	65	66	66	390	АС-120/19
16-701	93	130	0	130	390	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів величин струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для марки проводу АС-120/19, прийняли рішення про використання проводу АС-120/19, так як він повністю відповідає вимогам економічної експлуатації та нормативних документів.

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, що відповідає категоріям по надійності електропостачання електроспоживачів із урахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та після аварійному 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 найекономнішого 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 до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми для прохідних підстанцій нових споживачів

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

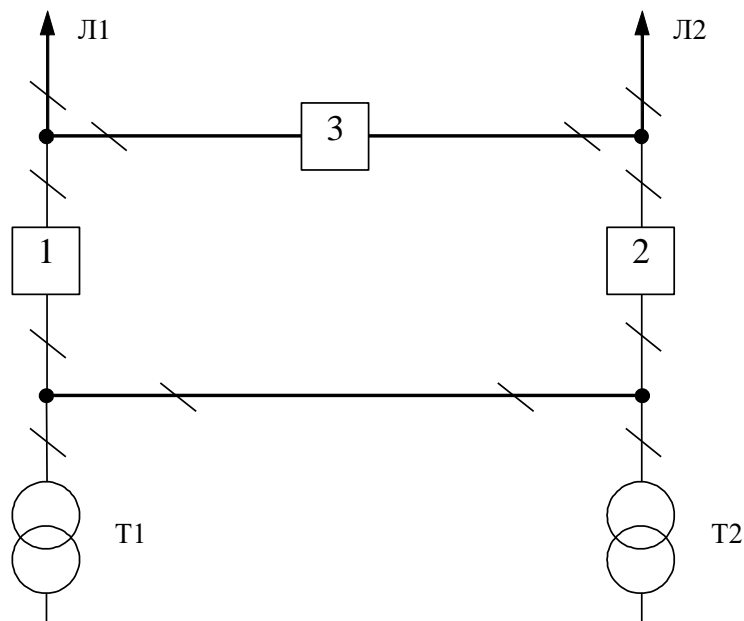


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальних підстанцій Турбів та Сосонка-Тяга

Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Турбів» (вузол 16) пропонуємо провести реконструкцію існуючої схеми: розширити схему місток та замінити існуючі короткозамикачі на вакуумні вимикачі. Варіант схеми

– розширений місток з вимикачами в колах силових трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів подано на рисунку 5.2.

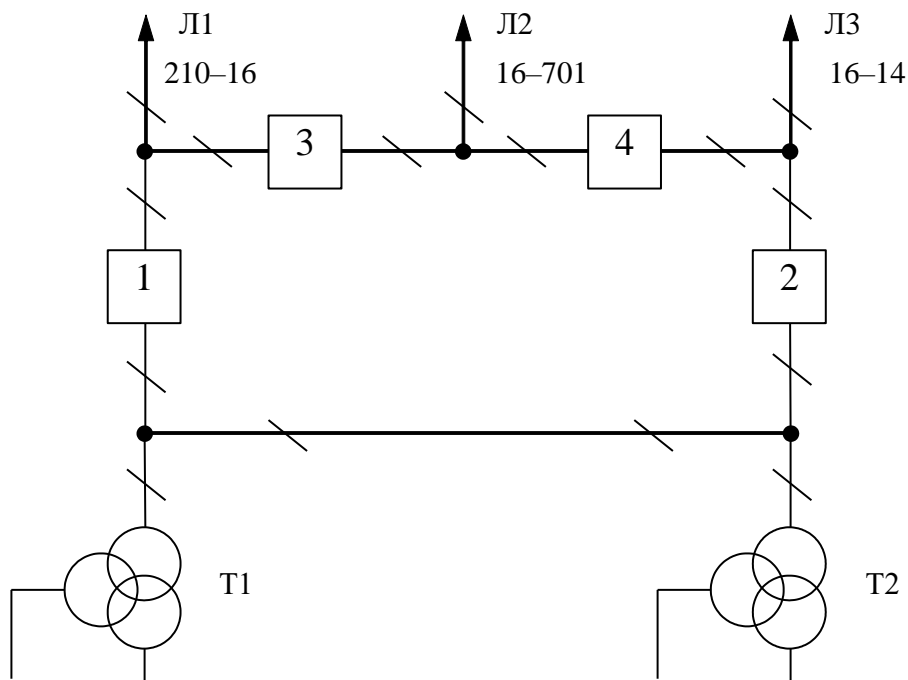


Рисунок 5.2 – Схема відгалужувальної підстанції Турбів (вузол 16) – розширений місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН електропідстанції Сосонка-тяга (вузол 14) необхідно підключити одноланцюгову ЛЕП до одної з секцій робочої системи шин та встановити один додатковий вимикач.

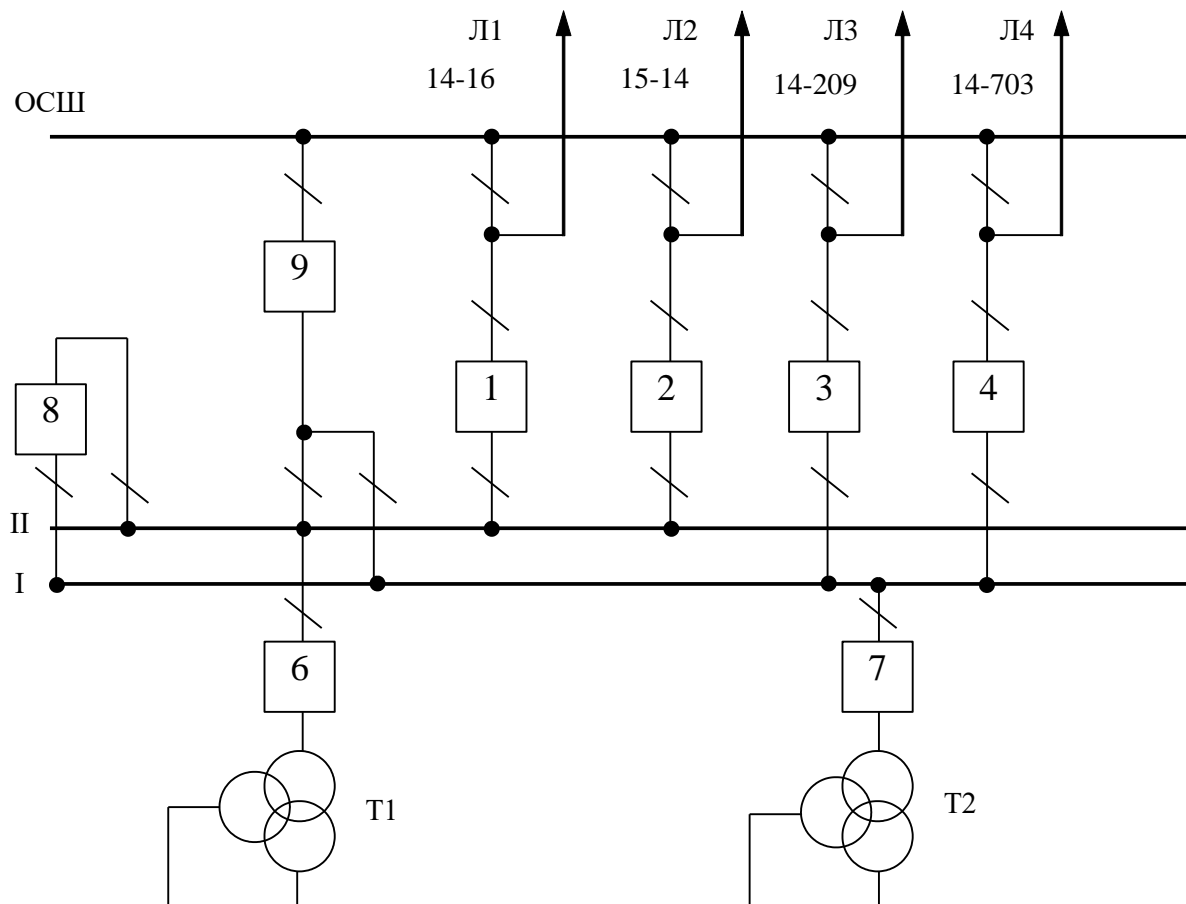


Рисунок 5.3– Схема відгалуджувальної електропідстанції Сосонка-тяга (вузол 14) – дві системи шин із обхідною

5.3 Вибір схеми відгалужувальної підстанції Сигнал

Так як до підстанції Сигнал (вузол 13) підходить двобічна магістраль з приєднанням тупикової підстанції, то для цього вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

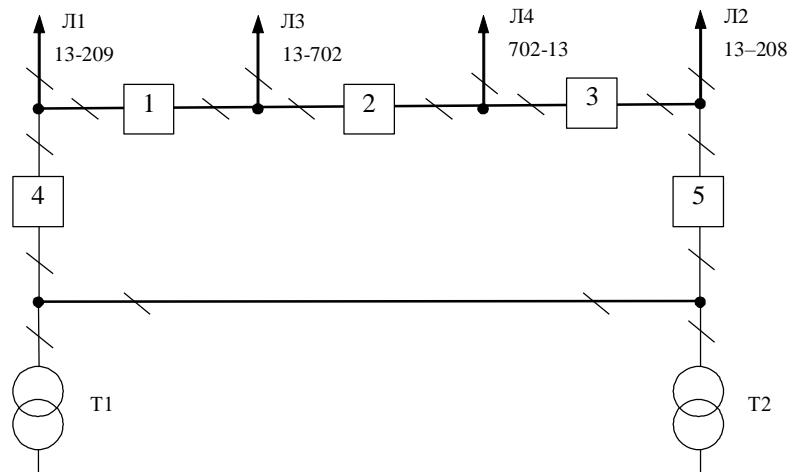


Рисунок 5.4 – Варіант I схеми вузлової підстанції Сигнал (вузол 13) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

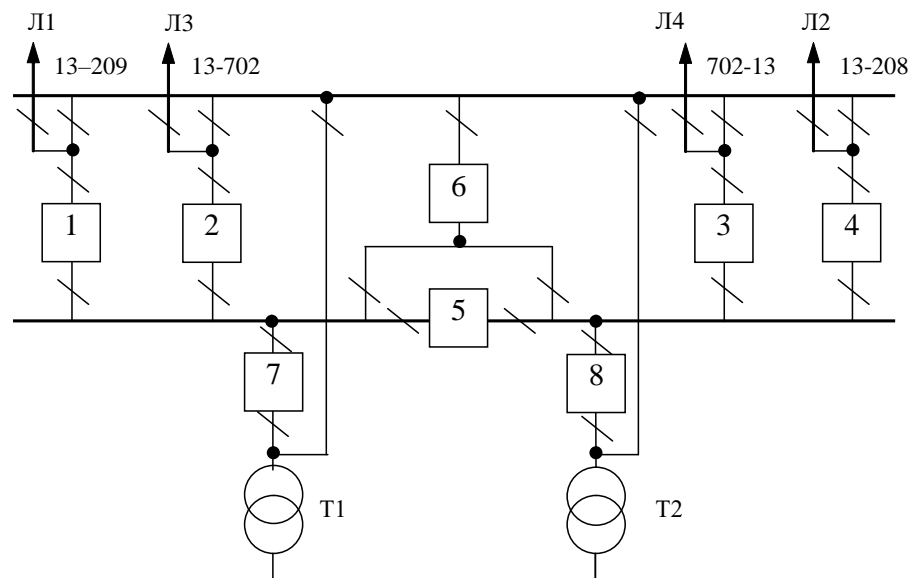


Рисунок 5.5 – Варіант II схеми вузлової підстанції Сигнал (вузол 13) – одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

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

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції; B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування; Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

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

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції; C_0 – вартість одного вузла зі встановленням.

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

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

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

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

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 13) (рис.5.4 – 5.5) маємо:

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

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

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

5.4 Оцінювання надійності схем відгалужувальної підстанції Сигнал

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. Показуємо розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Сигнал».

Показники надійності будуть визначатись формалізованим методом, який має назву табличного методу Тарівердієва. Вихідними даними що до розрахунку будуть параметри потоку раптових відмов високовольтних вимикачів РП і елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення високовольтних вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{II}

(год.), а також час, необхідний для виявлення високовольтного вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 13) (рис.5.4 – 5.5).

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

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::

Для I варіанту:

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

Для II варіанту:

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

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

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

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

де $T_{П1} = 500$ год.

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

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

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

де y_0 – питомий збиток, який пов'язаний з недовідпущенням електроенергії споживачем ($y_0 = 170$ грн./кВт·год.); $T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 6000$ год).

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

$$З_{бI} = (0,000168 + 0,0074 + 0,0037 + 0,0074 + 0,0037 + 0,003 + 0,003 + 0,003 + 0,003 + 1,3931 + 1,1148) \cdot 170 = 432,18 \text{ (тис.грн.);}$$

$$З_{бII} = 0,159 \text{ (тис.грн.).}$$

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів схеми розподільчого пристрою відгалужувальної електропідстанції (варіант I)

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

Таблиця 5.2 – Показники надійності елементів схеми розподільчого пристрою відгалужувальної електропідстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{год}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму K_i								
			$K_0 = 0.8630$	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171	B_4 0,0171	B_5 0,0171	B_6 0,0171	B_7 0,0171	B_8 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	
2	B_2	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	
4	B_4	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	
5	B_5	0,0248	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	–	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	
6	B_6	0,0248	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5

Продовження таблиці 5.2

7	В ₇	0,024	Л1,Л2,Т1 0,0207 1	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5
8	В ₈	0,024	Л3,Л4,Т2 0,0207 1	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми відгалужувальної підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск Р, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л2,Л3	1	8,76	1		2		0,000168
Л2,Л3,Л4; Т2	1	8,76			2		0,007430
Л2,Л3,Л4; Т2	1	8,76			1		0,003715
Л1,Л2,Л3; Т1	1	8,76			2		0,007430
Л1,Л2,Л3; Т1	1	8,76			1		0,003715
Л3,Л4,Т2; Т1	1	7,01			1		0,002973
Л4,Т1; Т2	1	7,01			1		0,002973
Л1,Л2,Т1; Т2	1	7,01			1		0,002973
Л1,Т1; Т2	1	7,01			1		0,002973
Л2,Л3	187,5	8,76			2		1,393103
Т1,Т2	187,5	7,01			2		1,114800
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,542252
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							170
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							432,182911

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми відгалужувальної підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск Р, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,Л1,Л2,Л3,Л4	1	15,77		1		7	0,000938338
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,000938338
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							170
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,159517

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

$$З_I^{\Sigma} = 0,12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 432,18 = 5043,72 \text{ (тис.грн.);}$$

$$З_{II}^{\Sigma} = 0,12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,159 = 6783,174 \text{ (тис.грн.).}$$

Як видно по результатам обрахунку, вплив складової збитків від перерв електроживлення споживачів для двох варіантів є незначним. Тоді, виходячи з обрахованих приведених витрат для підстанції Сигнал (вузол 13) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах силових трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів.

РОЗДІЛ 6

РОЗРАХУНОК БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

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

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 26,5 + 0,05 \cdot 26,5 = 25,175 \text{ (МВт)},$$

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

Повна потужність, що генерується:

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

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

$$S_{\Gamma} = \frac{25,175}{0,95} = 26,5 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

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

$$Q_r = \sqrt{26,5^2 - 25,175^2} = 8,27 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, що споживається по району в цілому знаходиться як сума відповідних навантажень в окремих пунктах із врахуванням коеф. одночасності для реактивних навантажень бривблизно рівного 0.95.

$$Q_{СП} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 0,95 \cdot 12,97 = 12,32 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в силових трансформаторах.

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

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 12,32 = 1,2 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями електропередачі:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності ділянки ЛЕП 14–703.

$$Q_{ЛЕП14-703} = 112,43^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 11) = 0,37 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок обраховано аналогічно. Загальна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,37 + 0,25 + 0,19 + 0,19 = 1 \text{ (МВАр)}.$$

Обрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 12,32 + 1,2 - 8,27 - 1,9 = 4,25 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 8,27 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 12,32 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 703.

Також обрахуємо необхідність застосування компенсуючого пристрою у вузлі 702 згідно до формул (6.1–6.7):

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 8,76 + 0,05 \cdot 8,76 = 8,32 \text{ (МВт)};$$

$$S_{\Gamma} = \frac{8,32}{0,95} = 8,76 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{8,76^2 - 8,32^2} = 2,74 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 3,99 = 3,79 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 3,79 = 0,379 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 114,37^2 \cdot (2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6}) \cdot 7,5) = 0,53 \text{ (МВАр)};$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 3,79 + 0,379 - 2,74 - 0,53 = 0,9 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживача 3,79 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 2,74 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ на 0,9 МВАр на низькій стороні підстанції 702.

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 режиму для 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 балансуєчих 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 балансуєчих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

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

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

7.2 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 за схемою	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	112,43	102,09	118,6
702	114,28	104,19	120,32
703	112,21	101,83	118,39
704	112,34	101,09	118,52

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

Номер вузла за схемою	Напруга нового вузла, кВ		
	Макс. режим	Мін. режим	Післяавар. режим
701	10,3	9,25	10,91
702	10,65	9,66	11,25
703	10,45	9,42	11,06
704	11,27	10,23	11,88

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

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

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

де $U_{\text{ВН}}$ – обрхована величина робочої напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електростанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$

(приймаємо що $U_{\text{НН6}}$ дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

- 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:

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

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

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

$$\Delta U_{\text{T701}} = \frac{5,5 \cdot 7,95 + 3,74 \cdot 139}{112,43} = 5.01 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{T7016}} = \frac{112,43 - 5.01}{10,5} = 10,23$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701д} = 10,298$, що відповідає десятій відпайці. Дійсний рівень напруги в першому вузлі визначемо за формулою (7.1).

$$U_{НН701д} = \frac{112,43 - 5,01}{10,298} = 10,43 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

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

Аналогічні 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 трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	5	10,23	10,43	10	10,298	0,097
702	3,04	10,59	10,54	9	10,455	0,096
703	3,07	10,39	10,44	9	10,455	0,096
704	0,24	10,68	10,57	8	10,611	0,094

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 для наступного $t+1$ року 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, $C_T = 1,65$ 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; V – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·годин втраченої потужності; ΔW_t – втрати електричної енергії 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} – питомий опір проводу для i -ої лінії, Ом/км; τ – час макс. втрат (6000 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 підстанцій, тис.грн.;

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

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

У відповідності з варіантом розвитку електричної мережі протягом одного року планується будівництво наступних енергетичних об'єктів:

– будівництво ліній електропередач: 13-702, 14-703, 703-704, 704-701, 16-701;

– спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пунктах 701, 702, 703, 704;

– розвиток відгалужувальних електропідстанцій пунктів 13, 14, 16.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі складають 267726,609 тисяч гривень розрахунок показаний у табл. 8.1–8.7:

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва електропідстанції Нова 1 (701)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проек- тні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8

4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	16 од.	617,856	5519,632	149,024	167,232	16,000	6469,744	110,4
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			1004,016	7978,803	229,950	245,792	26,000	9484,560	174,6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

	два вводи)								
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			53884,766						

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
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,396	146,328	14	5661,026	96,6
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			926.784	7288.849	211.322	224.888	24,000	8675.842	160.8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

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	
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 0.9 МВАр	1 компл						950		
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3350.166	84,0	
5	ЗПК:									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0	
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0	

	шафи)								
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,186	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			54026.048						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції електропідстанції Сосонка-тяга (вузол 14)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
Всього ВРУ 110 кВ			224.743	3767.313	173.661	109.01	2.285	4276.998	270
Загальна кошторисна вартість			4276.998						

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва електропідстанції Нова 3 (703)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	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	159,8	2,482	6256,048	410
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948	144
2.10	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
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9

	вимикача 10 кВ								
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	21 од.	810,936	7244,517	195,594	219,492	21,000	8491,539	144,9
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			1197,096	9703,688	276,52	298,052	31	11506,355	209,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4.5 МВАр	1 компл						1508.4	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3908.566	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			62920.457						

Таблиця 8.6 – Вартість реконструкції електропідстанції Сигнал (вузол 13)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,73	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,44	4,176	4595,896	288
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			1265,189	26098,644	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868
Загальна кошторисна вартість			29285,443						

Таблиця 8.7 – Вартість будівництва електропідстанції Нова 4 (704)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів								
1.7	110/10 кВ, 2.5 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718	13,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			386,160	2873,389	86,710	88,988	10,000	3445,246	64,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
Всього			27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1296,994	5874,770	300,057	207,699	9,186	7688,705	252,0
Загальна кошторисна вартість			41295,594						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначають наступним чином:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = 1431,052 \cdot 29,5 + 2072,336 \cdot 7,5 = 57758,554 (\text{тис.грн.}).$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K = 267726,609 + 57758,554 = 325485,163 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію електромережі обчислюють 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 ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та силових трансформаторах підстанцій, кВт×годин.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\text{л}} = (57758,554 \cdot 0,3)/100 = 173,3 \text{ тис.грн.};$$

$$B_{\text{п}} = (267726,609 \cdot 3)/100 = 8031,8 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:13-702,14-703,703-704,704-701,16-701 П/ст:13,14,16,701,702,703,704	10,28	8,53	1881

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B = 173,3 + 8031,8 + 1881 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 8208,2 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W = 33,07 \cdot 6000 = 198420 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_{(\text{СЕС})} = 2,19 \cdot 1200 = 2628 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

Спираючись на (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 198420 - 8208,3 = 31078,9 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_{\text{СЕС}} = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 2628 = 1639,9 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{32718,8}{325485,2} = 0,101$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,101 = 9,9 \text{ років.}$$

РОЗДІЛ 9

КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІ

9.1 Контроль режиму роботи

Під час нормальної експлуатації не залежно від потужності кожен трансформатор і автотрансформатор потребує нагляду. Нагляд передбачає в собі проведення оглядів, дотримання режиму навантаження, напруги та теплового режиму. Це дозволяє зберегти ресурс і зпобігти поломок трансформаторів.

Контроль режиму роботи трансформаторів забезпечується роботою захисту і контрольно-вимірювальної апаратури, встановленої на трансформаторі. У загальному випадку режим роботи трансформатора визначається за значеннями струму, активної і реактивної потужності кожної з обмоток, а також за рівнем напруги на виводах автотрансформатора або не пов'язаних з цими виводами шин. Тепловий режим трансформатора контролюється роботою термосигналізаторів.

Навантажувальний режим трансформатора в залежності характеру навантаження змінюється протягом доби. Допускаються систематичні перевантаження, що визначаються характером добового графіка навантаження, температурою охолоджуючого середовища і недовантаженням в літню пору. Особливо уважно контролюється режим навантаження в автотрансформаторах, що мають електричний зв'язок обмоток ВН, СН. У автотрансформаторах в режимі компенсованого навантаження потужність передається від двох обмоток до однієї. При такому режимі потужність обмотки НН може передаватися в напрямку обмотки СН. Це станеться, якщо до обмотки НН приєднати генератори або синхронні компенсатори. В цьому режимі може виникнути перевантаження обмоток СН. У таких випадках-режим навантаження автотрансформаторів слід контролювати по амперметрі, включеному на суму лінійних струмів сторін ВН і СН. Подібний контроль у однофазних автотрансформаторів можна здійснювати по амперметрі, включеному (через трансформатор струму) в нейтраль однієї з фаз.

В інструкціях по експлуатації автотрансформатора вказані допустимий розподіл навантажень в різних режимах або граничні значення струмів для кожної з обмоток (включаючи струм лінійного виводу СН). У триобмоткових трансформаторів розподіл тривалих навантажень по обмоткам в будь-яких режимах повинно відповідати умові, що жодна з обмоток не буде навантажена струмом, який перевищує номінальний.

Тепловий режим трансформатора контролюється за температурою верхніх шарів масла і по навантаженню. Нормується температура верхніх шарів масла, а знос паперової ізоляції залежить від температури найбільш нагрітої точки, допустиме значення якої приймається в залежності від виду охолодження трансформатора. При оцінці теплового стану трансформатора необхідно враховувати, що усталений тепловий стан обмотки настає через 30 - 40 хв після встановлення значення струму навантаження.

Температура верхніх шарів масла досягає нового значення у трансформаторах з природньою циркуляцією масла через 10 - 16 год. Тому при короткочасних перевантаженнях судити за температурою верхніх шарів масла про дійсний тепловий режим трансформатора не можна [8].

Експлуатаційний персонал, що вивчив роботу трансформатора, по температурі масла визначає також відхилення в роботі системи охолодження. При неполадках в системі охолодження порушується відповідність між температурою верхніх шарів масла і навантаженням. В електроустановках з постійним черговим персоналом ведеться контроль навантаження із записом показань амперметра в відомість з періодичністю, встановленою місцевими інструкціями. При роботі трансформатора з перевантаженням вимір навантаження необхідно проводити частіше, і при досягненні до допустимих меж тривалості перевантаження необхідно вжити заходів з розвантаження трансформатора. В електроустановках без постійного чергування персоналу контроль навантаження проводиться з періодичністю, яка визначається місцевими інструкціями, але не рідше 1 - 2 разів на рік під час максимального навантаження.

Контроль напруги необхідний, так як первинна напруга постійно змінюється в процесі експлуатації в залежності від навантаження, режиму роботи електричної мережі або напруги генератора (при роботі трансформатора в блоці з генератором). Зниження напруги небажано, оскільки призводить до різних порушень у споживачів електроенергії, хоча і безпечно для трансформатора. Підвищення напруги вище нормованих значень, таке небажано як для споживачів електроенергії, так і для самого трансформатора, так як призводить до збільшення індукції в магнітопроводі, отже і до неприпустимого перегріву активної сталі. Крім того, при неприпустимому перевищенні напруга стає небезпечною для ізоляції обмоток. Чим вища підводиться напруга, тим більше число витків повинно бути включено в роботу. Тому, виходячи з режиму роботи електроустановок, автоматично або дистанційно змінюється число витків первинної обмотки.

9.2 Періодичні огляди

В електроустановках з постійним черговим персоналом огляди і контроль стану головних трансформаторів (електростанцій і підстанцій), а також трансформаторів власних потреб проводяться не рідше 1 разу на добу; інші трансформатори повинні оглядатися не рідше разу на тиждень на установках з постійним чергуванням. Не рідше ніж раз на місяць на установках без постійного чергування і не менше разу на 6 місяць на трансформаторних пунктах. Залежно від місцевих умов (забрудненість атмосфери; висока температура навколишнього повітря і інших кліматичних чинниках), а також при наявності недоліків у конструкції трансформатора огляди можуть проводитися частіше.

На енергопідприємствах щорічно складають графіки проведення оглядів, при цьому періодичні огляди трансформаторів пристосовуються до оглядів іншого обладнання електростанцій. Якщо виникли проблеми трансформатори піддаються частішим позачергових оглядам. При плановому періодичному огляді перевіряють :

- Стан зовнішньої ізоляції;
- Ступінь забрудненості;
- Цілісність фарфорових покриттів і опорної ізоляції,
- Водів і розрядників (при їх наявності);
- Перевіряють відсутність сторонніх предметів, що скорочують ізоляційні відстані.

Крім зовнішнього візуального огляду в денний час періодично в нічний час ведеться перевірка відсутності коронування на верхній частині вводів, причому на особливо відповідальних підстанціях цю перевірку виконують із застосуванням засобів телевізійної техніки, виявляючи місця перегріву зовнішніх елементів конструкції трансформатора (вузли приєднання вводів).

За мастиловказівниками різної конструкції визначається допустимий рівень масла в розширювачі і вводах трансформатора. Невідповідність рівня масла може бути викликано різними причинами. У кожному разі слід уважним оглядом виявити місця витоку масла. За манометром герметичних вводів перевіряється маслощільність вводів і наявність внутрішніх дефектів [3].

При огляді перевіряється наявність масла в газовому реле (через оглядове вікно), а також стан відсічного клапана на маслопроводі між газовим реле і розширювачем. Повинно бути перевірено стан запобіжного клапана на відсутність течі через нього. Перевіряють цілісність і справність манометрів і термосигналізаторів, елементи системи охолодження; визначають (використовуючи вібрографи) маслонуноси з пошкодженими підшипниками і своєчасно замінюють їх. Підвищена вібрація може привести до пошкодження крильчаток вентиляторів обдування системи охолодження. Обломана частина крильчатки пошкоджує охолоджувач, викликає текти масла. При огляді перевіряється також стан силикагеля в повітреосушувачі

По шуму, що видає трансформатор, можна фіксувати наявність в трансформаторі внутрішніх дефектів. Прослуховування трансформатора доцільно вести при короткочасному відключенні вентиляторів системи охолодження. Можливо виявлення внутрішніх дефектів по характерному потрiскуваннi

(клапані) в баку трансформатора при наявності неприпустимих розрядів в окремих елементах конструкції активної частини. Незадовільне закріплення елементів на баку трансформатора викликає характерний звук. За показами манометра системи азотного захисту трансформатора визначається необхідність підживлення або ремонту дихальних гумових ємностей.

Періодично, відповідно до інструкції по експлуатації, проводиться відбір проби масла на хімічний та хроматографічний аналіз. За вмістом повітря в маслі визначають нормальний стан плівковою захисту трансформатора, а по зростанню вмісту вологи - якість герметизації (ущільнень). За аналізом газів визначають наявність внутрішніх ушкоджень. Перевіряється цілісність мембрани вихлопної труби. У трансформатора з порушеною мембраною з часом відбудеться неприпустиме зволоження масла, а потім і твердої ізоляції. Під час огляду, як правило, ніякі роботи не виконуються. При виявленні значного пошкодження подальший огляд переривається, дефект усувається. Тільки після цього огляд відновлюється і завершується. Його слід виконувати при строгому дотриманні правил техніки безпеки, витримуючи безпечні відстані при наближенні до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою (особливо при роботі на висоті зі сходів, наприклад при огляді газового реле).

Крім планових оглядів у екстремальних випадках (значне зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь) або після землетрусу виконують позачергові огляди. Ці огляди слід виконувати також після близьких КЗ, появи сигналу газового реле, а також при роботі трансформатора в режимі аварійної перевантаження. При тривалому перевантаженні ретельно стежать за рівнем масла в розширювачі. В експлуатації відзначені випадки спрацьовування в режимі перевантаження запобіжних клапанів в трансформаторах з плівковим захистом масла. Щоб попередити спрацьовування запобіжних клапанів при такому режимі, можливо, буде потрібно слив деякого об'єму масла з бака трансформатора. Після землетрусу слід особливо уважно обстежити фундамент і фланцеві з'єднання трансформатора з виносною системою охолодження, а пакунку ущільнення вводів 110 кВ і вище і

провести зняття кругової діаграми пристроїв РПН. Контроль за станом трансформатора забезпечує його безаварійну роботу протягом всього терміну служби. Номенклатура, періодичність проведення випробувань і вимірювань визначені нормами. Більшість випробувань і вимірювань проводять на відключеному трансформаторі. В останні 10 - 15 років велика увага приділяється як удосконаленню якості контролю стану трансформаторів шляхом застосування нових засобів і методів діагностики, так і здешевлення контролю шляхом відмови на основі техніко-економічного обґрунтування від деяких неефективних видів перевірок. Наприклад, проведений у ВНПЕ аналіз показав, що витрати на регулярні аналізи проби масла трансформаторів 1 і 2 габаритів значно перевищують збитки від деякого підвищення пошкоджуваності цих трансформаторів.

9.3 Контроль масла при експлуатації

Для виявлення можливих змін якості масла необхідно проводити його періодичний контроль. Важко установити єдині правила контролю. Це залежить від потужності і напруги трансформатора, режиму його роботи, часу знаходження в відключеному стані і т. д.

Важливо відзначити, що часто більше значення мають зміни виміряних показників в часі, ніж відхилення їх абсолютних значень від заводських (або виміряних при введенні в експлуатацію). Такі зміни вимагають прояснення ситуації розширенням обсягу випробувань або збільшення частоти їх проведення.

Інформація, яка може бути отримана в результаті контролю масла, може свідчити не тільки про стан масла, але і інших частин трансформатора і його працездатності в цілому.

Періодичність випробування масла при зберіганні трансформаторів.

У трансформаторів напругою до 35 кВ включно проба масла випробовується відповідно до вимог не рідше 1 разу на 6 місяців. У трансформаторів 110 кВ і вище масло випробовується не рідше 1 разу на 4 місяці.

У трансформаторів всіх напруг масло з бака контактора, пристрою РПН випробовується у відповідності з інструкцією заводу-виробника.

Періодичність випробування масла під час експлуатації трансформаторів Для трансформаторів напругою до 35 кВ включно масло випробовується протягом першого місяця експлуатації - 3 рази в першій половині місяця і 2 рази - у другій половині. Далі масло випробовується не рідше одного разу на 4 роки, а також при комплексних випробуваннях трансформатора.

Нижче наводяться деякі дані і зауваження з випробувань проб масла, доповнюючи сказане в попередніх розділах.

Відбір масла з трансформатора (для випробувань).

Необхідно бути впевненим, що масло для випробувань відібрано з достатньою ретельно і відповідає за якістю масла в трансформаторі. Бажано відбір проби зробити протягом трьох годин після відключення трансформатора, коли масло в ньому добре перемішано завдяки циркуляції і теплу.

Необхідно уникнути перемішування струменя масла в повітрі, щоб звести до мінімуму контакт з повітрям і виникнення бульбашок.

Дуже важлива чистота посуду і патрубка на баку для відбору проби, який буває забруднений, в тому числі внаслідок легкого підтікання масла. Щоб промити патрубок, рекомендується до набору проби злити масло в обсязі не менше десятикратного, необхідного для випробувань.

Рекомендується заповнювати посудину для проби через трубку. Попередньо необхідно промити посудину, заливши його повністю і зливши це масло. Необхідно, щоб всі матеріали (посудина, трубка і ін.) Не могли взаємодіяти з маслом. Кращим матеріалом є скло.

При відборі проби необхідно також дотримуватись рекомендацій ГОСТ-2255-71 і стандарту МЕК 60475 «Методи відбору проби рідких діелектриків».

Електрична міцність (пробивна напруга)

Зниження пробивної напруги може вказувати на зволоження масла і забруднення твердими частинками. Після заливки нового трансформатора в масло потрапляють такі тверді частинки, як волокна целюлозної ізоляції та інші,

частинки залишаються на активній частині трансформатора після складання. Тому рекомендується масло після заливки трансформаторів напругою 220 кВ і вище піддати додатковій фільтрації.

Під час експлуатації завдяки циркуляції масла додаткова кількість частинок потрапляє в масло, відриваючись головним чином від країв ізоляції. Фрезерування країв картонних прокладок, листів картону головною ізоляції та інших деталей може значно зменшувати кількість волокон в маслі [9].

Випробування зразка масла для визначення електричної міцності - найбільш часто проводжуване випробування.

Метод вимірювання стандартизований ГОСТ-6581-75 та ІЕС 60156. Для випробування застосовується спеціальна камера, до якої прикладається змінна напруга між двома сферичними електродами діаметром 12,5 мм. Відстань між електродами 2,5 мм. Напруга піднімається до пробою. Випробування повторюється шість разів. Пробивна напруга визначається як середнє з 6 дослідів. Стандартами пропонується проводити перемішування масла між електродами спеціальною ,чистою ,скляною паличкою кожен раз між дослідями.

Тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$)

Вимірювання проводять за допомогою посудини, що містить конденсатор, до якого прикладається змінна напруга 50 Гц. Вимірюється струм витоку I_v і ємнісний струм I_c . Їх відношення $I_v / I_c = \text{tg}\delta$. Так як значення $\text{tg}\delta$ залежить від температури, вимірювання проводять при двох значеннях температури: 70 і 90 °С. Граничні значення дані в таблицях 10.1 і 10.2

Як зазначалося раніше, підвищені значення можуть $\text{tg}\delta$ бути викликані різними причинами. Сушка і фільтрація масла часто дають хороший ефект. Однак в тих випадках, коли масло сильно забруднене продуктами старіння, відновити масло до прийнятних значень $\text{tg}\delta$ простими засобами не вдається. В цих випадках необхідна регенерація масла фізико-хімічними методами.

Таблиця 9.1 Граничні значення діелектричних характеристик трансформаторного масла

Показник якості	Номінальна напруга трансформатора	Гранично допустимі значення показників якості		
		Перед заливкою	Після заливки	В експлуатації
Пробивна напруга по ГОСТ 6581-75, кВ, не менше	Трансформатори :			
	До 15 кВ включно	30	25	20
	До 35 кВ включно	35	30	25
	Від 110 до 150 кВ	65	60	35
	Від 220 до 500 кВ	65	60	45
	750 кВ	70	65	55

Продовження таблиці 9.1

Тангес кута діелектричних втрат, по ГОСТ 6581-75%, не більше при температурі 70/90 °С	Силові трансформатори, високовольтні вводи			
	110-150 кВ	-/1,5	-/2,0	10/15
	220-500 кВ	-/0,5	-/0,7	7/10
	750 кВ	-/0,5	-/0,7	3/5

Таблиця 9.2 Граничні значення вмісту вологи

Номінальна напруга, кВ	35 > УН	35 < УН < 110	110 < УН < 220	220 > УН
Граничний вміст вологи в маслі, г/т	40	35	30	25

Вміст вологи

Метод вимірювання по ГОСТ 7822-75 або методом Карла Фішера по ІСО 1700.

Сушка масла до вмісту менше 20 г/т вимагає досить ефективного обґрунтування. Після першої заливки масло в трансформаторі повинно мати вміст вологи приблизно 10 г/т. Чутливість методу Фішера - 2 г/т, що вище, ніж дозволяє отримати гідрокальцевий метод по ГОСТ-7822-75. Недоліком методу Фішера є те, що він не застосовується для окислених масел, тобто як реактив взаємодіє з продуктами окислення (органічними кислотами, спиртами, фенолами). У той же час гідрокальцевий метод може давати помилки при визначенні вмісту вологи в дегазованих маслах після їх насичення повітрям. Під час визначення вмісту вологи відбувається розчинення утворюється вільного водню в маслі, що спотворює результати.

Кислотне число

Метод визначення стандартизований в ГОСТ-5985-75 та ІЕС 60296. Кислотне число виражено в мг КОН, необхідних для того, щоб нейтралізувати загальну кислотність в 1 г масла.

Граничне максимальне значення для трансформаторів в експлуатації встановлено рівним 0,25 мг КОН на 1 г масла. Зазвичай зустрічаються невисокі значення кислотності не роблять вплив на інші характеристики масла, але є показником, що характеризує старіння масла. Чим більше постаріло масло, тим вище кислотне число. При кислотному числі вище 0,5 мг КОН на 1 г масла можливі різкі зміни.

Коли кислотне число досягає такого значення, при якому подальша експлуатація пов'язана з ризиком, рекомендується замінити масло. У маслі також містяться водорозчинні кислоти. Їх визначення може проводитися за методикою, рекомендованою РД 34.43.105-89. Гранична концентрація водорозчинних кислот в олії становить 0,014 мг КОН/г масла. На практиці значення кислотного числа і кількості водорозчинних кислот дуже рідко перевищують вказані значення. Багато в чому це має місце завдяки тому, що вітчизняні трансформатори часто

забезпечуються, так званими, термосіфольними фільтрами, що містять адсорбент (зазвичай силікагель), через які циркулює масло.

Поверхневий натяг.

Метод визначення викладено в ISO 6295, ГОСТ 5985-79. Визначення полягає в оцінці сили (в мН/м), необхідної для прориву маслководяної поверхні розділу в металевому кільці в запропонованих умовах. Ця сила, пов'язана з властивостями капілярності, змінюється в залежності від складу масла і під впливом продуктів розкладання масла.

Поверхневий натяг залежить від ступеня старіння і значення кислотного числа і свідчить про що відбуваються в маслі зміни.

У таблиці 10.3 наведені рекомендовані мінімальні значення для масла в експлуатації.

Зменшення поверхневого натягу нижче запропонованих мінімальних значень свідчить про глибокі зміни фізичних і хімічних властивостей масла внаслідок його старіння. У цих випадках краще замінити масло, ніж його регенерувати.

Таблиця 9.3 Мінімальне значення поверхневого натягу для масла в експлуатації

Номинальна напруга, кВ	УН < 35	35 < УН < 70	70 < УН < 150	УН > 150
Мінімальне значення поверхневого натягу, мН/м	10	12	15	20

РОЗДІЛ 10

ТЕПЛОВІЗІЙНЕ ОБСТЕЖЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Метод тепловізійного контролю за допомогою засобів інфрачервоної діагностики може також принести багато корисної інформації для оцінки стану зовнішніх елементів силових трансформаторів (високовольтних вводів, розрядників і РПН, системи охолодження і т. д.), але є значною мірою непрямим інструментом, що не дає повної картини стану активної частини, що ховається під товщею стінок бака трансформатора і великого обсягу трансформаторного масла.

В даний час ідентифікація дефектів трансформаторного устаткування за результатами тепловізійного контролю стає усе більш і більш актуальною.

Розглянемо підхід до визначення причин несправності найбільш розповсюджених видів систем охолодження трансформаторного устаткування.

Джерела тепловиділень у баці трансформатора є наступні вузли трансформатора:

1. магнітопровід;
2. обмотки;
3. масивні металеві частини трансформатора, у яких тепло виділяється за рахунок додаткових утрат від вихрових струмів, що наводяться потоками розсіювання (бак, що пресують кільця, ємнісні кільця, екрани, шпильки);
4. струмоведучі частини вводів і їхні контакти;
5. відводи і їхні з'єднання з обмоткою і вводом;
6. контакти перемикачів РПН.

Надмірно нагріті контакти дуже небезпечні, вони можуть викликати необоротні пошкодження електроустаткування з вибухами і пожежами, нанести

значний фінансовий збиток від перерви в електропостачанні і витрат на відбудовний ремонт устаткування, не говорячи вже про можливі при цьому

випадках електротравматизму (іноді, на жаль, важких). Усього цього можна уникнути шляхом своєчасної діагностики контактних з'єднань.

Передова інфрачервона технологія обстеження і діагностики контактних з'єднань електроустановок, широко застосовувану на Заході, що дозволяє в найкоротший термін і з мінімальними незручностями провести обстеження і діагностику електроустановок і електроустаткування.

При обстеженнях застосовується тепловізор і пакет програмного забезпечення до нього, адаптований для діагностики електроустаткування.

При проведенні досліджень, аналізу термограмм, створенні бази даних використовувався портативний комп'ютерний термограф "ІРТІС-200" і нове програмне забезпечення "NEWIRTIS". Високі технічні характеристики приладу, вірогідність інформації в будь-якій точці термограмми, повна компенсація температурного дрейфу в кожному кадрі, відсутність оптики на вході, дозволило проводити точні виміри при будь-яких температурах і їхніх змінах (наприклад переміщення з приміщення на вулицю або навпаки), а це особливо важливо при контролі складного електротехнічного устаткування: вводів; розрядників; трансформаторів і зокрема систем охолодження трансформаторів.

Система охолодження трансформатора є важливим функціональним вузлом, що значно впливає на роботу всього трансформатора.

В даний час вироблені два підходи, що дозволяють оцінити роботу системи охолодження, що застосовні до систем охолодження будь-яких видів і довели свою ефективність на практиці:

1. Оцінка середньої температури однотипного устаткування, що працює при одному навантаженні, в однакових умовах навколишнього середовища.

Досвід показує, що різниця середніх по баці температур більш ніж на 2°C між однаковими трансформаторами, що працюють при одному навантаженні й в однакових умовах може бути ознакою порушення нормальної роботи системи охолодження.

2. Контроль температури патрубків входу і виходу масла із системи охолодження, і порівняння з даними типових заводських випробувань. Аналіз результатів типових теплових випробувань і численний досвід тепловізійних обстежень дозволяє установити середню різницю температур входу-виходу масла, характерну для кожного виду системи охолодження. Відхилення від цього значення більш ніж на 1 - 1,5°C уже служить ознакою несправної роботи охолоджувача. Так, у залежності від системи охолодження — різниця температури патрубків входу і виходу масла охолоджувачів складає; "М" — від 8 до 11 °C, "Д" — від 14 до 15 °C, "ДЦ" — від 1,5 до 2 °C.

Порівняння графіків розподілу температури по висоті охолоджувачів і стінці бака, аналіз термограмм дозволили припустити неефективну роботу вентиляторів. При більш уважному огляді було виявлено неправильне, зворотне обертання вентиляторів. Зміна напрямку обертання нормалізувало температуру.

У даний час розробляється методика інтерпретації результатів тепловізійного контролю, побудована на моделюванні теплових процесів за допомогою методів теорії ланцюгів. Використання цієї методики, детальне знання конструкції устаткування, а також володіння банком даних типових теплових досліджень і банком термограмм з образами дефектів дозволяє ефективно використовувати тепловізійний контроль при діагностиці стану трансформаторного устаткування.

За технологією проведення тепловізійного обстеження відзначимо наступне:

В процесі контролю умов проведення вимірів важливо фіксувати: дату, погодні умови, температуру навколишнього повітря, а також рівень навантаження устаткування, робоче напруги, показання термосигналізаторів.

Обов'язково вказати, які з охолоджувачів задіяні на момент проведення вимірів.

Одночасно з термографуванням бажано проводити фотозйомку контрольованих вузлів для спрощення наступного аналізу термограмм, оскільки різні поверхні мають різні коефіцієнти випромінювання.

Застосування цифрової фотозйомки рекомендується також у випадку, якщо тепловізор не має гарний дозвіл і важко локалізувати місце підвищеної температури. Тут доречно помітити, що тепловізори ІРТІС-200, що використовують для охолодження рідкий азот, дозволяють одержувати термограми більш високої якості.

При виявленні зон підвищеної температури рекомендується проводити сканування підозрілої ділянки під різними кутами, щоб уникнути впливу сонячних і теплових відблисків.

Сучасні тепловізійні комплекси апаратурно – програмні комплекси дозволяють:

1. візуально спостерігати на екрані монітора виділяти частини огорожень з аномальними тепловтратами;
2. оперативно проводити кількісну оцінку тепловтрат;
3. виявляти причини підвищених тепловтрат;
4. дистанційно проводити оцінку тепло-опорів елементів огороження;
5. зберігати теплові образи і використовувати них при порівнянні з даними, отриманими після ремонтних заходів, а також у процесі експлуатації.

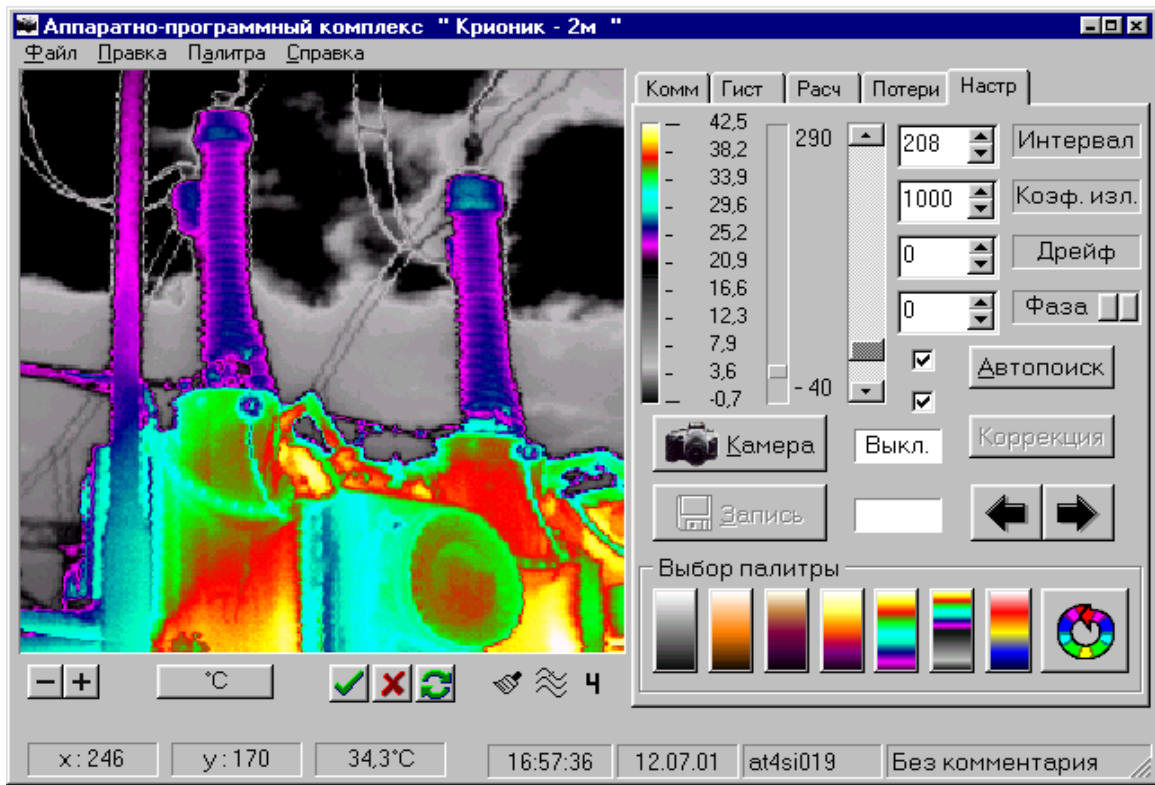


Рисунок 10.1 - Кольорове теплове зображення отримане програмним забезпеченням тепловізора

Програмне забезпечення тепловізора дозволяє отримати кольорове теплове зображення проекту, визначити температуру окремих його точок, зробити запис термограм для подальшої детальної обробки: термопрофілі, ізотерми, гістограми і таке інше для формування звітних документів та надання висновків про наявність або відсутність дефектів термічного характеру.

Передбачено копіювання термограм та результатів їх обробки у формат операційної системи Windows.

Конструктивні особливості дозволяють виконувати ТД ІЧТ наступних частин трансформаторів :

1. контактних з'єднань (зовнішніх і внутрішніх - обмоток НН і перемикачів відгалужень);
2. перемикачів відгалужень (перегріву РПН із виносними баками);

3. обмотки (місцеві перегріву окремих котушок, розбухання паперово-масляної ізоляції з утворенням застійних зон масла);
4. магнітопровода (місцеві перегріву окремих частин за рахунок порушення ізоляції окремих елементів магнітопровода (консолі, шпильки , що пресують кільця і т.п.));
5. системи заземлення (виявлення короткозамкнутих витків, виявлення додаткових точок заземлення магнітопроводу на бак - може виявлятися у виді нагрівів стяжних болтів);
6. зовнішньої частини введів (дефекти обпресування, болтових з'єднань, нарізних сполучень зі струмоведучою трубою, повітря в адаптерах введів, рівень масла і т.п.);
7. системи охолодження (прохідність труб радіаторів, несправності або відключений стан термосифонних фільтрів, перегріву електродвигунів вентиляторів системи обдува і масла насосів);
8. рівня масла в баках РПН і розширниках;
9. магнітних шунтів і кожухів струмопроводів (короткозамкнуті витки).

При виконанні обстеження варто виконувати наступні вказівки :

1. Обстеження варто проводити, знімаючи термограми не менш, ніж з 4-х ракурсів - по одній термограм з кожної сторони трансформатора і по одній - з кожної з її бічних сторін. У наступному, при необхідності, можна здійснити сполучення знятих кадрів у єдину теплову картину.
2. При необхідності (наявність виносній системи охолодження, наявність протипожежних стінок (брандмауерів) між фазами, що заважають цілком зняти бічну поверхню бака в одному кадрі і т.п.), кількість ракурсів зйомки може бути збільшено.
3. Обстеженню піддається вся доступна по периметрі поверхня бака трансформатора і його допоміжні системи і вузли - мастилопроводи, масло насоси і т. і.

Обстеження краще виконувати вночі (перед сходом сонця), при відключеному штучному висвітленні трансформатора (щоб уникнути теплових відблисків від ламп висвітлення), у безвітряну, суху погоду.

Для одержання максимально можливої інформації про стан трансформатора, бажано виконати його обстеження як під навантаженням, так і на холостому ході.

Крім того, при виконанні обстежень і аналізі їхніх результатів, варто враховувати наступне: оскільки оцінка внутрішнього теплового стану елементів і частин трансформатора при ТД ІЧТ здійснюється шляхом виміру й аналізу параметрів температурних полів поверхні його бака, необхідно вважатися з характером теплопередачі між цією поверхнею і внутрішніми джерелами тепла; виділення тепла від локальних дефектів значною мірою маскуються: у трансформаторах із природним охолодженням - природними конвекційними потоками від нагрітих обмоток і магнітопровода; у трансформаторах з дуттям і циркуляцією масла - роботою охолодних пристроїв і примусовою циркуляцією масла; у трансформаторах із системами охолодження М і Д, зони інтенсивного руху масла мають тільки в областях, що безпосередньо прилягають до внутрішньої поверхні бака трансформатора, інший обсяг масла знаходиться у відносному спокої, при цьому різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора не перевищує 20-35°C. Температура котушок у верхній частині обмоток істотно вище, ніж у нижній.

Найбільші припустимі температури нагрівання верхніх шарів масла трансформаторів при номінальному навантаженні, у залежності від системи охолодження приведені в таблиці 10.1:

Таблиця 10.1 - Найбільші припустимі температури нагрівання частин трансформаторів.

п/п	Контрольовані частини, вузли	Найбільша припустима значення температури нагрівання, °З	Документ, що нормує температурні параметри
	2.	3.	4.

	Верхні шари масла трансформаторів із системами охолодження:		
	М і Д	95	ПТЕ
	ДЦ;	75	
	Ц (на вході в маслоохладитель)	70	

При аналізі результатів обстеження і виробленню рекомендацій, отримані при обстеженні аномальні теплові картини варто зіставити з технічною (конструкторською) документацією на трансформатор або його системи і частини з метою прив'язки виявлених теплових аномалій до конструкції конкретного трансформатора (розташування обмоток, відводів котушок і обмоток, зон циркуляції масла, інших елементів активної частини).

Для виведення остаточних рекомендацій, результати ТД ІЧТ в обов'язковому порядку зіставляються з результатами випробувань і вимірів, регламентованих ГКД 34.20.302-2002 "Норми випробувань електрообладнання", а також результатами вимірів, отриманими іншими методами (вимірами під робочою напругою, вимірами часткових розрядів і т. і.), а також з результатами, отриманими при обстеженні інших фаз цього ж трансформатора.

Термографічне обстеження трансформаторів напругою 110 кВ і вище проводиться при рішенні питання про необхідність їхнього капітального ремонту. Знімаються термограми поверхонь бака трансформатора в місцях розташування виводів обмоток, по висоті бака, периметрові трансформатора, верхньої його частини, у місцях болтового кріплення дна бака, системи охолодження і їхніх елементів і т.п. При обробці термограм порівнюються між собою нагріві крайніх фаз, нагріві однотипних трансформаторів, динаміка зміни нагрівів у часі й у залежності від навантаження, визначаються локальні нагріві, місця їх розташування, зіставляються місця нагрівання з розташуванням елементів магнітопровода, обмоток, а також визначається ефективність роботи систем охолодження.

Характер передачі тепла від магнітопроводу й обмоток до бака трансформатора

При оцінці внутрішнього теплового стану трансформаторів тепловізором необхідно зважати на характер теплопередачі магнітопроводу й обмоток. Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора повинна бути не вище, температури зазначеної в табл.10.2, якщо заводами – виготовлювачами не обговорені інші температури.

Таблиця 10.2 - Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора

У трансформатора і реактора з охолодженням ДЦ	75° С
У трансформатора і реактора з природним масляним охолодженням М і охолодженням Д	95° С
У трансформаторів з охолодженням Ц температура масла на вході на маслоохолоджувач	70° С

Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора

Різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора може досягати 20 - 35° С.

Теплове поле бака трансформатора

Знімаються термограми поверхні бака трансформатора:

1. у місцях розташування відводів обмоток;
2. по висоті бака трансформатора;
3. щодо крайніх фаз;
4. у місцях кріплення дна бака.

За значеннями температурних градієнтів на поверхні бака і їхньому місці розташування за допомогою технологічної документації на трансформатор оцінюється можливий дефект в останньому.

У трансформаторів і автотрансформаторів 250 МВА і вище рекомендується при введенні в експлуатацію знімати картину теплового поля бака.

Експерименти, проведені на моделях, показали що при інфрачервоному контролі можуть виявлятися локальні нагриви в баці трансформатора, викликані місцевим нагріванням окремих котушок обмотки, перегріваними контактних з'єднань відводів обмоток або появою застійних зон масла, викликаних розбуханням паперової ізоляції витків, шлакоутворенням або конструктивними прорахунками.

Облік зносу ізоляції обмоток у зимовий період за допомогою картини теплового поля бака трансформатора

Термограма трансформатора 60 МВА з 30 % навантаженням показує, що циркуляція масла в зимовий період ($t = 15^{\circ}\text{C}$) відбувається лише в зоні середньої фази. Температурні градієнти на поверхні бака в зоні крайніх фаз складають 2 - 3 $^{\circ}\text{C}$, у середній частині трансформатора - близько 13 $^{\circ}\text{C}$. Таким чином, знос ізоляції обмоток, а тим самим і термін служби для середньої і крайньої фаз є різним.

Дефекти системи заземлення магнітопровода.

ІЧТ, будучи допоміжним засобом контролю, допомагає при наявності газоутворення в трансформаторі оцінити зону утворення дефекту в магнітопроводі, а при наявності заводської документації звузити місце пошуку дефекту.

Термографічне обстеження фаз трансформатора виявило температурні аномалії на баках фаз трансформатора, нагрівши великої кількості болтів кріплення нижнього роз'єму дна бака.

Розкриття баків фаз трансформаторів виявило наступні дефекти: потемніння від перегріву пластин у місці з'єднання швелера до нижніх консолей магнітопровода; заземлення направляючого шипа днища бака на нижню консоль НН у районі регулювального стрижня трансформатора; потемніння від нагрівання

і часткове оплавлення шайб, пластини і болта в місці торкання його нижньої консолі НН.

Перевірка схеми заземлення магнітопровода мегаомметром показала, що опір ізоляції на ділянці магнітопровід – бак дорівнює нулеві, а опір ізоляції між пакетами магнітопровода складає від 6 Ом до 5 кОм.

Оцінка теплового стану окремих вузлів трансформатора

При наявності локальних нагрівів поверхні корпусу контактора РПН контактор повинний піддаватися позачергової ревізії.

Термосифонні фільтри

У справному фільтрі має місце плавне підвищення температурних градієнтів по висоті фільтрів. Буде спостерігатися різка зміна температурних градієнтів по висоті фільтра у випадку, якщо циркуляція масла у фільтрі буде знижена або узагалі відсутня, наприклад, при використанні дрібнозернистого силікагелю або при утворенні шламу. Фільтр вважається справним, якщо спостерігається плавна зміна температури по висоті фільтра і різниця температур по висоті фільтра знаходиться в межах 5-15° С.

При невиконанні зазначених умов необхідно перевірити положення вентилів фільтра, а при необхідності замінити силікагель.

Система охолодження трансформаторів

У справно працюючого маслососа трансформатора температурні градієнти на поверхні корпусу маслососа і трубопроводів практично однакові ($t=40-47^{\circ}$ С). Температурний градієнт на поверхні корпусу маслососа різко зростає з появою наступних несправностей у маслососі: тертя крильчаток, виткового замикання в електродвигуні і т.п. ІЧ - контроль дозволяє оцінити правильність і рівномірність розподілу потоків масла по трубах, зокрема, відсутність шлакоутворення в трубах і ефективність роботи системи охолодження, а також

дозволяє в ряді випадків відмовитися від застосування традиційних методів теплових випробувань трансформаторів.

Маслонасос вважається справним, якщо температура на поверхні корпусу не перевищує 80°C , а різниця температур на поверхні корпусу не перевищує 10°C .

Локальні нагриви ділянок труб радіаторів свідчать про їх зашлакування і порушення циркуляції масла. ІЧ - контроль проводиться для маслорозширювачі із трубчастими масловказівниками, показання яких викликають сумнів. Маслорозширювач вважається несправним, якщо рівень масла в ньому не відповідає нормованим значенням.

РОЗДІЛ 11

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

11.1 Задачі розділу

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

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

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі 110/10 кВ із дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання електричних підстанцій», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередач та підстанцій є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагменту електричної мережі 110/10 кВ із дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання електричних підстанцій» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

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

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі та дослідження експлуатації обладнання електричної підстанції» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

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

в) психофізіологічні:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

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

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

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;

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

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

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

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

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

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

11.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

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

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 11.1

Таблиця 11.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

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

Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 11.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

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

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

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

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (11.1)$$

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

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

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання.

Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

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

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

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

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

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

Таблиця 11.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

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

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

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

Наведемо в таблицю 11.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 11.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

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

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

12.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 12.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно

заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_3 \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 121.5.

Таблиця 11.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

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

Продовження таблиці 11.5

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

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 11.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 11.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

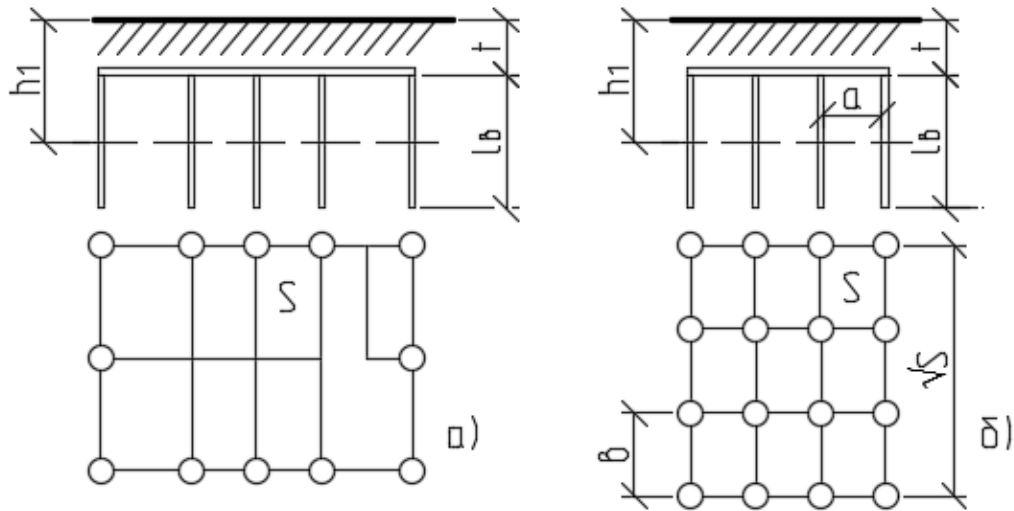


Рисунок 11.1 – Розрахунок складних заземлювачів
 а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (11.2)$$

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

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (11.3)$$

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

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (11.4)$$

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

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

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B}; \quad (11.5)$$

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

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (11.6)$$

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

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (11.7)$$

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

По таблиці 7.6 [15] для відношення $\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,5$ $\rho_e / \rho_2 = 1,4$, тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (11.8)$$

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

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B}; \quad (11.9)$$

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

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

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}}{\left(\frac{I_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (11.10)$$

$$k_{\text{п}} = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{3 \cdot 662} = 0,105 \cdot \frac{1}{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\text{п}}}; \quad (11.11)$$

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

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

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{\text{з, доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}}; \quad (11.12)$$

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

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

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3; \quad (11.13)$$

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

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

11.6 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж

У разі виникнення надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Залежно від причин, що можуть зумовити виникнення надзвичайної ситуації на території України, розрізняють природного, техногенного, соціально-політичного та воєнного характеру.

Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ

За початковими даними необхідно дослідити стійкість приладів в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- прилади в основному виготовлено з напівпровідникових елементів, мікросхем, інтегральних схем, конденсаторів, резисторів, випрямлячів, магнітних матеріалів;
- висота та довжина незахищених провідників $l_B = 2,5$ м, $l_r = 1,6$ м;
- вертикальна складова напруженості електричного поля, $E_B = 12,73$ кВ/м.
- напруга живлення мікропроцесорного терміналу $U_{ж} = 220$ В.

Проведемо дослідження стійкості РЕА за наступним алгоритмом [30].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_r = E_B \cdot 10^{-3}; \quad (11.5)$$

$$E_r = 12,73 \cdot 10^{-3} = 0,0127 \text{ (кВ / м)}$$

Визначаємо напругу, що наводиться в провідниках U_r та U_B :

$$U_r = E_B \cdot l_r; \quad (11.6)$$

$$U_B = E_r \cdot l_B; \quad (11.7)$$

$$U_r = 12,73 \cdot 1,6 = 20,37 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,0127 \cdot 2,5 = 0,0318 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N; \quad (11.8)$$

$$U_{\text{доп}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 1 = 222,2 \text{ (В)}$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_r}; \quad (11.9)$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_B}; \quad (11.10)$$

$$K_{6,r} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{20,37} = 20,76 \text{ (дБ)};$$

$$K_{6,b} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{0,0318} = 76,89 \text{ (дБ)}.$$

Оскільки $K_{6,r} < 40$ дБ, то мікропроцесорні пристрої не стійкі в роботі і необхідно провести екранування.

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (11.11)$$

де $k = 5,2$ для сталі

F – частота, $F = 15000$ Гц.

$$t = \frac{40 - 20,37}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,03 \text{ (см)}.$$

Виконаємо перевірку з використанням екрану товщиною 0,03 см.

$$E_b = \frac{E_r}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (11.12)$$

$$E_b = \frac{12,73}{10 \cdot 5,2 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{15000} / 20} = 1,333 \text{ (кВ/м)}.$$

$$U_r = 1,333 \cdot 1,6 = 2,133 \text{ (кВ/м)};$$

$$K_{6,r} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{2,133} = 40,36 \text{ (дБ)}.$$

Для забезпечення коефіцієнта безпеки, що становить 40 дБ із відповідними довжинами струмопровідних частин, необхідно встановити сталевий екран товщиною 0,03 см. Так як мікропроцесорний термінал виконаний в сталевому

корпусі з товщиною стінок 0,3 см та встановлений в панелі, виготовлений із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління

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

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

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

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 11.6.

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

Таблиця 11.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

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

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

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

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

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

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

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

Також в даному розділі було досліджено безпеку роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників, а саме пожежну безпеку приміщення оперативного пункту управління на підстанції та безпеку роботи приладів в умовах дії ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було спроектовано розвиток фрагменту електричних мереж ПАТ “Вінницяобленерго”. До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №701, 702 та 703) та СЕС (вузол №704). Було задано, що до пунктів 701, 702, 703 та 704 під’єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одно ланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для відгалужувальної підстанції Сигнал (вузол 13) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для діючої підстанції Турбів (вузли 14) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з’єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703 та 704 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність

використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та після аварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроекована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4.282 МВт при сумарній активній потужності генерації 121.1 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 325485,163 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a , а термін окупності становить 9,9 років.

Якісний ремонт та використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану силових трансформаторів, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

Технічне обслуговування електрообладнання включає: профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза комплексом планово-попереджувального ремонту; роботи по підтриманню в потрібному стані ізоляційного середовища, в тому числі роботи з відновлення якості ізоляційного матеріалу; змащення та догляд за доступними обертовими вузлами, підшипниками пристроїв регулювання напруги та охолодження; періодичне опробування резервного допоміжного обладнання, настроювання, перевірка та ремонт вторинних кіл і пристроїв захисту, автоматики, сигналізації та керування.

Надійність, безперебійність і безпека роботи електрообладнання може бути забезпечена правильною системою ремонту електроустаткування експлуатуючою організацією. Такою системою є планово-попереджувальний ремонт, що представляє собою форму організації ремонту, що складається з комплексу організаційно-технічних заходів, що забезпечують виконання технічного обслуговування та профілактичного ремонту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
6. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
7. В.М.Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 с.
8. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
9. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
- 10 ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об’єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

14. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

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

16. Казьмірук, О.; Нетребський, В.; Тарасова, М.; Черниш, В.. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЕС. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, may. 2023. Available at: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18175>>. Date accessed: 30 May. 2023.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МСР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 83,6% Схожість 16,4%

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)

Вишневецький С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи


(підпис)

Черниш В.С.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Казьмірук О.І.

(прізвище, ініціали)

Додаток А1. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зб., спец. та проф.)
(підпис)

" 20 " 03 2023 р.

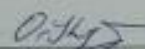
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи


**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.024.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

 Казьмірук О.І.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

 Черниш В.С.

Вінниця 2023 р.

Додаток А1. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.024.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Казьмірук О.І.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

_____ Черниш В.С.

Вінниця 2023 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 № 68 від 20 березня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета даної роботи - є вибір най оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналізуючи особливості експлуатації силових трансформаторів;

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	14.03.23	16.03.23	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	
4	Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів	06.04.23	30.04.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	

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 1:50000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

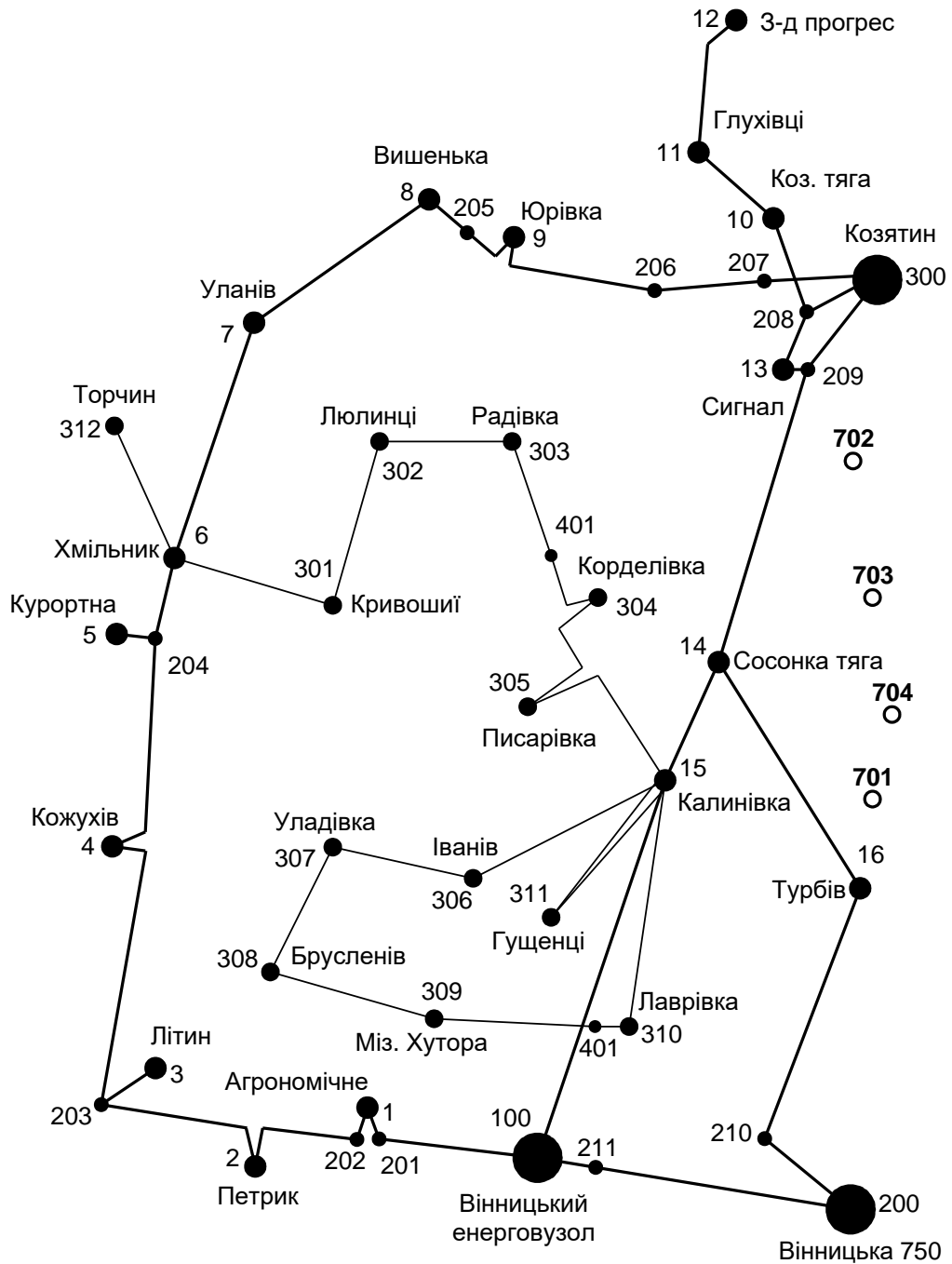


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6000 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 170 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	10,0	8,0	12,2	2,0
cos φ	0,86	0,91	0,9	1
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	85	89	90	93	95	97	98	98	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-95	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-120	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-95	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-95	14,8
203	3	203 – Літин	АС-95	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-95	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-95	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-95	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-95	10,4
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-120	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-150	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-120	20,8
207	206	207 – 206	АС-150	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-185	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-185	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-185	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-185	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-185	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-150	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-150	15,75
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-120	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-120	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-120	14,93
6	301	Хмільник – Кривошії	АС-95	24,26
301	302	Кривошії – Люлинці	АС-95	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-95	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-95	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-120	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-120	6,75
15	305	Калинівка – Писарівка	АС-120	10,65
15	306	Калинівка – Іванів	АС-120	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-120	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-95	14,42
309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-95	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-95	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-120	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-95	12,15
15	311	Калинівка – Гушенці	2×АС-95	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-70	15,3

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошій	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Іванів	0,87	2,1 + j1,19	ТМ-4000/35/6	2
307	Уладівка	0,9	2,3 + j1,11	ТМН-4000/35/10	2
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гуценці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

ДОДАТОК А2

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 90.950 МВт / 796.720 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 88.140 МВт / 772.106 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.827 МВт / 7.890 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.827 МВт / 7.890 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.588 МВт / 5.149 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.441 МВт / 1.903 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.028 МВт / 7.052 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.460 МВт / 14.942 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-29.531	-15.175	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.803	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.569	-0.35
202		0.000	0.000	113.374	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	112.065	-0.72
203		0.000	0.000	111.114	-0.95
3	Літин	0.000	0.000	111.102	-0.95
4	Кожухів	0.000	0.000	110.426	-1.13
204		0.000	0.000	110.287	-1.17
5	Курортна	0.000	0.000	110.245	-1.18
6	Хмільник	0.000	0.000	110.274	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	110.956	-1.11
8	Вишенька	0.000	0.000	111.821	-0.92
205		0.000	0.000	112.355	-0.79
9	Юрівка	0.000	0.000	112.647	-0.69
206		0.000	0.000	113.946	-0.37
207		0.000	0.000	114.859	-0.06
300	Козятин	-51.263	-28.204	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.544	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.560	-0.53
11	Глухівці	0.000	0.000	113.306	-0.63
209		0.000	0.000	114.545	-0.16
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.511	-0.49
211		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	Вінницька 750	-10.156	-3.709	115.000	0.00
210		0.000	0.000	114.810	-0.07
16	Турбів	0.000	0.000	114.089	-0.30
301	Кривошії	0.000	0.000	34.234	-5.35
302	Люлинці	0.000	0.000	33.875	-5.49
303	Радівка	0.000	0.000	34.248	-5.20
401		0.000	0.000	34.928	-4.71
305	Писарівка	0.000	0.000	35.718	-4.05
15	Калинівка	0.000	0.000	113.366	-0.54
306	Іванів	0.000	0.000	35.873	-3.85
307	Уладівка	0.000	0.000	35.464	-4.15
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	35.634	-3.98
402		0.000	0.000	36.035	-3.69
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.058	-3.67
12	Завод прогрес	0.000	0.000	112.979	-0.77
13	Сигнал	0.000	0.000	114.545	-0.17
304	Корделівка	0.000	0.000	35.217	-4.46
308	Брусленів	0.000	0.000	35.460	-4.13
311	Гушенці	0.000	0.000	36.591	-3.34
312	Торчин	0.000	0.000	34.869	-5.01
1001		3.070	1.740	10.473	-3.35
1002		3.500	1.700	10.321	-4.26

3003	5.150	2.780	10.233	-4.22
300110	0.000	0.000	108.501	-3.00
30035	0.000	0.000	36.325	-3.00
30010	0.000	0.000	10.233	-4.22
4001	3.290	1.590	10.185	-4.55
5001	4.490	2.300	10.214	-4.13
600110	0.000	0.000	106.828	-3.79
60035	0.000	0.000	35.295	-4.85
60010	1.970	1.120	10.213	-3.77
7001	2.960	1.600	10.244	-4.14
8001	3.390	1.640	10.311	-4.36
900110	0.000	0.000	108.853	-3.41
90035	0.000	0.000	36.442	-3.41
90010	2.630	1.560	10.203	-5.04
1000110	0.000	0.000	112.291	-1.55
100027	0.000	0.000	26.851	-1.55
100010	13.360	7.570	10.665	-2.20
10001101	0.000	0.000	112.291	-1.55
1000271	0.000	0.000	26.851	-1.55
1000101	0.000	0.000	10.666	-2.20
1100110	4.050	2.190	10.536	-3.14
1200110	5.580	2.700	10.575	-2.93
1300110	0.000	0.000	112.821	-1.56
130035	0.000	0.000	37.771	-1.56
130010	7.010	3.980	10.783	-1.53
13001101	0.000	0.000	112.825	-1.56
1300351	0.000	0.000	37.771	-1.56
1300101	0.000	0.000	10.783	-1.53
1400110	0.000	0.000	112.386	-1.45
140027	0.000	0.000	26.874	-1.45
140010	7.880	4.260	10.744	-1.44
3001	1.200	0.680	10.498	-7.11
30030	1.750	0.840	10.422	-7.81
30020	2.630	1.420	9.788	-8.43
30021	0.000	0.000	10.646	-5.49
30031	0.000	0.000	10.763	-5.20
30040	2.190	1.120	10.772	-6.71
30050	1.310	0.710	10.961	-5.81
30060	2.300	1.300	6.267	-6.12
30061	0.000	0.000	6.457	-3.85
30070	2.520	1.220	10.819	-6.72
30071	0.000	0.000	11.145	-4.15
30080	0.660	0.390	10.918	-5.51
30090	1.310	0.640	10.955	-5.77
31000	1.420	0.810	10.848	-6.63
31001	0.000	0.000	11.332	-3.67
31100	1.100	0.590	11.154	-5.55
31101	0.000	0.000	11.499	-3.34
31200	1.420	0.730	10.676	-7.04
14001101	0.000	0.000	112.390	-1.45
1400101	0.000	0.000	10.745	-1.44
1400271	0.000	0.000	26.874	-1.45
1500110	0.000	0.000	110.480	-2.79
150035	0.000	0.000	36.708	-3.28
150010	0.000	0.000	10.559	-2.77
15001101	0.000	0.000	109.845	-3.33
1500351	0.000	0.000	36.708	-3.28
1500101	0.000	0.000	10.559	-2.77
1600110	0.000	0.000	114.089	-0.30
160035	0.000	0.000	38.195	-0.30
160010	0.000	0.000	10.912	-0.30
16001101	0.000	0.000	114.089	-0.30
1600351	0.000	0.000	38.195	-0.30
1600101	0.000	0.000	10.912	-0.30

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	3.209	1.947	3.192	1.695	0.017	0.251	0.019	4.390
3003	30010	-1.955	-1.083	-1.955	-1.083	0.000	0.000	-0.126	-0.000
300110	30010	1.959	1.140	1.955	1.083	0.004	0.057	0.012	1.653
3	300110	1.962	1.239	1.959	1.140	0.004	0.098	0.012	2.735
100	201	20.922	9.934	20.752	9.729	0.169	0.204	0.116	1.199
201	1	20.752	9.996	20.721	9.951	0.031	0.045	0.117	0.235
1	202	17.627	8.013	17.605	7.981	0.022	0.032	0.098	0.195
202	2	17.605	8.307	17.446	8.116	0.158	0.190	0.099	1.315
203	4	8.632	3.696	8.590	3.646	0.042	0.050	0.049	0.694

300110	30035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
203	3	5.194	3.314	5.194	3.314	0.000	0.001	0.032	0.012
1500351	311	1.118	0.648	1.115	0.645	0.003	0.003	0.020	0.120
311	31100	1.109	0.651	1.099	0.590	0.010	0.061	0.020	1.204
311	31101	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	900110	2.643	1.852	2.635	1.667	0.007	0.185	0.017	3.978
900110	90035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
900110	90010	2.635	1.667	2.628	1.559	0.007	0.107	0.017	2.397
208	10	23.276	13.338	23.158	13.078	0.117	0.259	0.135	0.988
10	11	9.707	4.848	9.695	4.819	0.013	0.028	0.055	0.256
11	12	5.619	2.778	5.609	2.756	0.010	0.021	0.032	0.330
310	31000	1.437	0.921	1.419	0.809	0.018	0.111	0.027	1.698
310	31001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
309	30090	1.317	0.695	1.309	0.640	0.008	0.055	0.024	0.866
308	30080	0.663	0.414	0.660	0.390	0.004	0.024	0.013	0.788
307	30070	2.535	1.371	2.518	1.219	0.017	0.151	0.047	1.181
307	30071	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
306	30060	2.313	1.431	2.299	1.299	0.015	0.132	0.044	1.173
306	30061	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
305	30050	1.318	0.768	1.309	0.710	0.008	0.058	0.025	0.929
304	30040	2.202	1.238	2.189	1.119	0.013	0.118	0.041	1.070
303	30030	1.765	0.949	1.749	0.839	0.016	0.109	0.034	1.253
303	30031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	30021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
302	30020	2.650	1.612	2.628	1.419	0.021	0.192	0.053	1.449
301	3001	1.207	0.734	1.199	0.680	0.008	0.054	0.024	0.938
60035	312	1.449	0.814	1.433	0.800	0.015	0.014	0.027	0.433
312	31200	1.429	0.800	1.419	0.730	0.010	0.070	0.027	1.021
600110	60010	1.970	1.119	1.969	1.119	0.001	0.000	0.012	0.048
204	5	4.520	2.671	4.518	2.670	0.001	0.002	0.027	0.042
5	5001	4.504	2.608	4.487	2.299	0.017	0.308	0.027	3.713
4	4001	3.305	1.848	3.288	1.589	0.017	0.258	0.020	4.255
2	1002	3.517	1.985	3.498	1.699	0.019	0.285	0.021	4.451
1	1001	3.083	1.968	3.068	1.739	0.015	0.228	0.019	4.254
12	1200110	5.590	2.971	5.576	2.698	0.014	0.272	0.032	2.557
11	1100110	4.061	2.431	4.047	2.189	0.013	0.241	0.024	3.309

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.795 МВт / 1093.207 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.210 МВт / 1061.800 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.381 МВт / 10.284 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.381 МВт / 10.284 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.690 МВт / 6.047 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.575 МВт / 2.483 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.265 МВт / 8.529 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.356 МВт / 18.814 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-34.281	-18.844	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.795	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.559	-0.35
202		0.000	0.000	113.363	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	112.044	-0.72
203		0.000	0.000	111.084	-0.95
3	Літин	0.000	0.000	111.072	-0.95
4	Кожухів	0.000	0.000	110.386	-1.13
204		0.000	0.000	110.243	-1.17
5	Курортна	0.000	0.000	110.201	-1.18
6	Хмільник	0.000	0.000	110.223	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	110.918	-1.11
8	Вишенька	0.000	0.000	111.793	-0.92
205		0.000	0.000	112.333	-0.79
9	Юрівка	0.000	0.000	112.627	-0.70
206		0.000	0.000	113.937	-0.37
207		0.000	0.000	114.858	-0.06
300	Козятин	-65.096	-36.503	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.370	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.384	-0.59
11	Глухівці	0.000	0.000	113.130	-0.69
209		0.000	0.000	114.370	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.432	-0.79
211		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	Вінницька 750	-23.228	-11.306	115.000	0.00
210		0.000	0.000	114.516	-0.14
16	Турбів	0.000	0.000	112.726	-0.63
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.079	-5.54
302	Люлинці	0.000	0.000	33.675	-5.71
303	Радівка	0.000	0.000	34.001	-5.45
401		0.000	0.000	34.646	-4.98
305	Писарівка	0.000	0.000	35.409	-4.33
15	Калинівка	0.000	0.000	112.384	-0.81
306	Іванів	0.000	0.000	35.536	-4.15
307	Уладівка	0.000	0.000	35.123	-4.46
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	35.295	-4.29
402		0.000	0.000	35.700	-3.99
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.724	-3.97
12	Завод прогрес	0.000	0.000	112.802	-0.83
13	Сигнал	0.000	0.000	114.369	-0.23
304	Корделівка	0.000	0.000	34.921	-4.74
308	Брусленів	0.000	0.000	35.119	-4.43
311	Гушенці	0.000	0.000	36.262	-3.64
312	Торчин	0.000	0.000	34.787	-5.16
1001		3.070	1.740	10.472	-3.35
1002		3.500	1.700	10.319	-4.26
3003		5.150	2.780	10.230	-4.23
300110		0.000	0.000	108.471	-3.01
30035		0.000	0.000	36.314	-3.01
30010		0.000	0.000	10.230	-4.23

1600101	160010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
1600110	160010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	
	16	701	16.321	10.498	16.300	10.437	0.021	0.060	0.099	0.296
	701	704	5.273	2.981	5.271	2.975	0.002	0.006	0.031	0.089
	704	703	7.440	3.034	7.435	3.020	0.005	0.014	0.041	0.142
	703	14	-5.995	-4.148	-6.001	-4.165	0.006	0.017	-0.037	-0.230
	703	70030	6.694	3.638	6.674	3.237	0.020	0.399	0.039	3.154
	70030	700300	-6.678	-3.229	-6.678	-3.229	0.000	0.000	-0.409	-0.001
	703	700300	6.698	3.629	6.678	3.229	0.020	0.399	0.039	3.147
	704	70040	-1.090	0.048	-1.094	-0.000	0.004	0.048	-0.006	-0.265
	70040	700400	1.094	-0.000	1.094	-0.000	0.000	0.000	0.056	0.000
	704	700400	-1.090	0.048	-1.094	0.000	0.004	0.048	-0.006	-0.264
	701	70010	5.497	3.736	5.470	3.250	0.027	0.484	0.034	5.077
	70010	700100	-5.473	-3.246	-5.473	-3.246	0.000	0.000	-0.351	-0.000
	701	700100	5.500	3.731	5.473	3.246	0.027	0.484	0.034	5.072
	15	1500110	5.457	3.506	5.448	3.203	0.009	0.302	0.033	3.031
	1500110	150010	3.487	1.599	3.483	1.599	0.003	0.000	0.020	0.084
	150010	1500101	3.483	1.599	3.483	1.599	0.000	0.000	0.211	0.000
	15001101	1500101	-3.481	-1.557	-3.483	-1.599	0.002	0.042	-0.020	-0.606
	1500110	150035	1.961	1.604	1.960	1.575	0.001	0.029	0.013	0.884
	1500351	150035	9.737	5.315	9.737	5.315	0.000	0.000	0.176	0.000
	200	211	0.000	-0.024	0.000	-0.024	0.000	0.000	0.000	-0.001
	211	100	-0.000	0.285	-0.000	0.285	0.000	0.000	-0.001	0.001
	11	1100110	4.061	2.432	4.047	2.189	0.013	0.242	0.024	3.321
	8	8001	3.406	1.908	3.388	1.639	0.018	0.268	0.020	4.315
	7	7001	2.973	1.817	2.958	1.599	0.014	0.217	0.018	4.115
	13	702	8.817	4.431	8.814	4.421	0.004	0.010	0.050	0.092
	300110	30035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	203	3	5.194	3.314	5.194	3.314	0.000	0.001	0.032	0.012
	1500351	311	1.118	0.649	1.115	0.646	0.003	0.003	0.020	0.121
	311	31100	1.109	0.652	1.099	0.590	0.010	0.062	0.020	1.223
	311	31101	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	9	900110	2.643	1.852	2.635	1.667	0.007	0.185	0.017	3.979
	900110	90035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	900110	90010	2.635	1.667	2.628	1.559	0.007	0.107	0.017	2.398
	208	10	23.276	13.344	23.158	13.083	0.117	0.260	0.135	0.990
	10	11	9.708	4.852	9.695	4.823	0.013	0.029	0.055	0.257
	310	31000	1.437	0.923	1.419	0.809	0.018	0.113	0.028	1.726
	310	31001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	309	30090	1.317	0.696	1.309	0.640	0.008	0.057	0.024	0.881
	308	30080	0.664	0.414	0.660	0.390	0.004	0.025	0.013	0.800
	307	30071	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	307	30070	2.536	1.374	2.518	1.219	0.017	0.154	0.047	1.202
	306	30061	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
	306	30060	2.314	1.434	2.299	1.299	0.015	0.134	0.044	1.193
	305	30050	1.318	0.769	1.309	0.710	0.009	0.059	0.025	0.943
	304	30040	2.202	1.240	2.189	1.119	0.013	0.120	0.042	1.087
	303	30031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	303	30030	1.765	0.950	1.749	0.839	0.016	0.110	0.034	1.270
	302	30020	2.650	1.614	2.628	1.419	0.022	0.194	0.053	1.465
	302	30021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
	301	3001	1.207	0.734	1.199	0.680	0.008	0.055	0.024	0.946
	60035	312	1.449	0.814	1.433	0.800	0.015	0.014	0.027	0.435
	312	31200	1.429	0.800	1.419	0.730	0.010	0.070	0.027	1.027
	600110	60010	1.970	1.119	1.969	1.119	0.001	0.000	0.012	0.048
	204	5	4.520	2.671	4.518	2.670	0.001	0.002	0.027	0.042
	5	5001	4.504	2.609	4.487	2.299	0.017	0.309	0.027	3.715
	4	4001	3.305	1.849	3.288	1.589	0.017	0.259	0.020	4.258
	2	1002	3.517	1.985	3.498	1.699	0.019	0.285	0.021	4.452
	1	1001	3.083	1.968	3.068	1.739	0.015	0.228	0.019	4.255
	11	12	5.619	2.779	5.609	2.758	0.010	0.021	0.032	0.331
	12	1200110	5.590	2.972	5.576	2.698	0.014	0.272	0.032	2.566

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.463 МВт / 1099.055 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.210 МВт / 1061.800 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.021 МВт / 13.047 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.021 МВт / 13.047 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.567 МВт / 4.963 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.723 МВт / 3.121 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.289 МВт / 8.084 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.893 МВт / 21.131 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-34.550	-20.562	105.000	0.00
201		0.000	0.000	103.621	-0.32
1	Агрономічне	0.000	0.000	103.350	-0.40
202		0.000	0.000	103.124	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	101.615	-0.83
203		0.000	0.000	100.515	-1.09
3	Літин	0.000	0.000	100.502	-1.09
4	Кожухів	0.000	0.000	99.710	-1.31
204		0.000	0.000	99.543	-1.35
5	Курортна	0.000	0.000	99.497	-1.36
6	Хмільник	0.000	0.000	99.513	-1.37
7	Уланів	0.000	0.000	100.298	-1.28
8	Вишенька	0.000	0.000	101.298	-1.06
205		0.000	0.000	101.915	-0.91
9	Юрівка	0.000	0.000	102.255	-0.80
206		0.000	0.000	103.759	-0.43
207		0.000	0.000	104.832	-0.07
300	Козятин	-65.286	-38.903	105.000	0.00
208		0.000	0.000	104.291	-0.27
10	Козятин тяга	0.000	0.000	103.193	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	102.906	-0.83
209		0.000	0.000	104.291	-0.27
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	102.079	-0.93
211		0.000	0.000	105.001	-0.00
200	Вінницька 750	-23.438	-12.242	105.000	0.00
210		0.000	0.000	104.449	-0.16
16	Турбів	0.000	0.000	102.418	-0.75
301	Кривошиї	0.000	0.000	30.028	-6.81
302	Льютинці	0.000	0.000	29.563	-7.01
303	Радівка	0.000	0.000	29.944	-6.68
401		0.000	0.000	30.693	-6.11
305	Писарівка	0.000	0.000	31.576	-5.30
15	Калинівка	0.000	0.000	102.017	-0.96
306	Іванів	0.000	0.000	31.737	-5.08
307	Уладівка	0.000	0.000	31.266	-5.46
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	31.462	-5.24
402		0.000	0.000	31.922	-4.88
310	Лаврівка	0.000	0.000	31.949	-4.85
12	Завод прогрес	0.000	0.000	102.539	-0.99
13	Сигнал	0.000	0.000	104.291	-0.27
304	Корделівка	0.000	0.000	31.013	-5.80
308	Брусленів	0.000	0.000	31.261	-5.42
311	Гушенці	0.000	0.000	32.561	-4.44
312	Торчин	0.000	0.000	30.851	-6.33
1001		3.070	1.740	9.450	-4.05
1002		3.500	1.700	9.271	-5.17
3003		5.150	2.780	9.169	-5.14
300110		0.000	0.000	97.558	-3.62

30035	0.000	0.000	32.661	-3.62
30010	0.000	0.000	9.169	-5.14
4001	3.290	1.590	9.111	-5.54
5001	4.490	2.300	9.143	-5.01
600110	0.000	0.000	95.332	-4.72
60035	0.000	0.000	31.338	-6.13
60010	1.970	1.120	9.113	-4.70
7001	2.960	1.600	9.178	-5.03
8001	3.390	1.640	9.256	-5.29
900110	0.000	0.000	97.945	-4.12
90035	0.000	0.000	32.791	-4.12
90010	2.630	1.560	9.135	-6.15
1000110	0.000	0.000	101.781	-1.95
100027	0.000	0.000	24.338	-1.95
100010	13.360	7.570	9.652	-2.73
10001101	0.000	0.000	101.781	-1.95
1000271	0.000	0.000	24.338	-1.95
1000101	0.000	0.000	9.652	-2.73
1100110	4.050	2.190	9.506	-3.88
1200110	5.580	2.700	9.549	-3.63
1300110	0.000	0.000	102.383	-1.95
130035	0.000	0.000	34.277	-1.95
130010	7.010	3.980	9.784	-1.92
13001101	0.000	0.000	102.387	-1.95
1300351	0.000	0.000	34.277	-1.95
1300101	0.000	0.000	9.784	-1.92
1400110	0.000	0.000	100.821	-2.13
140027	0.000	0.000	24.109	-2.13
140010	7.880	4.260	9.638	-2.11
3001	1.200	0.680	9.135	-9.11
30030	1.750	0.840	9.012	-10.15
30020	2.630	1.420	8.429	-10.93
30021	0.000	0.000	9.291	-7.01
30031	0.000	0.000	9.410	-6.68
30040	2.190	1.120	9.404	-8.73
30050	1.310	0.710	9.621	-7.58
30060	2.300	1.300	5.494	-8.01
30061	0.000	0.000	5.712	-5.08
30070	2.520	1.220	9.449	-8.80
30071	0.000	0.000	9.826	-5.46
30080	0.660	0.390	9.565	-7.21
30090	1.310	0.640	9.608	-7.55
31000	1.420	0.810	9.481	-8.67
31001	0.000	0.000	10.040	-4.85
31100	1.100	0.590	9.839	-7.26
31101	0.000	0.000	10.233	-4.44
31200	1.420	0.730	9.371	-8.94
14001101	0.000	0.000	100.826	-2.13
1400101	0.000	0.000	9.638	-2.11
1400271	0.000	0.000	24.109	-2.13
1500110	0.000	0.000	98.624	-3.76
150035	0.000	0.000	32.695	-4.36
150010	0.000	0.000	9.424	-3.73
15001101	0.000	0.000	97.882	-4.44
1500351	0.000	0.000	32.695	-4.36
1500101	0.000	0.000	9.424	-3.73
1600110	0.000	0.000	102.418	-0.75
160035	0.000	0.000	34.288	-0.75
160010	0.000	0.000	9.796	-0.75
16001101	0.000	0.000	102.418	-0.75
1600351	0.000	0.000	34.288	-0.75
1600101	0.000	0.000	9.796	-0.75
702	0.000	0.000	104.188	-0.32
703	0.000	0.000	101.827	-1.03
704	0.000	0.000	101.986	-0.93
701	0.000	0.000	102.086	-0.88
70010	10.950	6.500	9.390	-5.16
700100	0.000	0.000	9.391	-5.16
70020	8.760	3.990	9.655	-3.55
700200	0.000	0.000	9.655	-3.55
70030	13.360	6.470	9.423	-4.26
700300	0.000	0.000	9.423	-4.26
70040	-2.190	0.000	10.230	2.13
700400	0.000	0.000	10.230	2.13

16	16001101	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16001101	1600101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1600101	160010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1600110	160010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
16	701	16.356	10.952	16.330	10.877	0.027	0.075	0.111	0.335
701	704	5.296	3.186	5.293	3.178	0.003	0.007	0.035	0.102
704	703	7.462	3.190	7.456	3.173	0.006	0.017	0.046	0.161
703	14	-5.977	-4.197	-5.984	-4.218	0.007	0.021	-0.041	-0.255
703	70030	6.699	3.730	6.674	3.237	0.025	0.490	0.043	3.569
70030	700300	-6.678	-3.229	-6.678	-3.229	0.000	0.000	-0.454	-0.001
703	700300	6.703	3.721	6.678	3.229	0.025	0.490	0.043	3.562
704	70040	-1.089	0.058	-1.094	-0.000	0.005	0.058	-0.006	-0.254
70040	700400	1.094	-0.000	1.094	-0.000	0.000	0.000	0.062	0.000
704	700400	-1.089	0.058	-1.094	-0.000	0.005	0.058	-0.006	-0.253
701	70010	5.504	3.852	5.470	3.250	0.033	0.599	0.038	5.767
70010	700100	-5.473	-3.246	-5.473	-3.246	0.000	0.000	-0.391	-0.001
701	700100	5.506	3.847	5.473	3.246	0.033	0.599	0.038	5.761
15	1500110	5.514	3.772	5.503	3.382	0.012	0.389	0.038	3.591
1500110	150010	3.531	1.704	3.527	1.704	0.004	0.000	0.023	0.094
150010	1500101	3.527	1.704	3.526	1.704	0.000	0.000	0.240	0.000
15001101	1500101	-3.524	-1.649	-3.526	-1.704	0.002	0.054	-0.023	-0.725
1500110	150035	1.972	1.678	1.970	1.641	0.002	0.037	0.015	1.034
1500351	150035	9.851	5.610	9.851	5.610	0.000	0.000	0.200	0.000
200	211	0.000	-0.020	0.000	-0.020	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.238	-0.000	0.238	0.000	0.000	-0.001	0.001
11	1100110	4.064	2.486	4.047	2.189	0.016	0.297	0.027	3.736
8	8001	3.410	1.973	3.388	1.639	0.022	0.332	0.022	4.920
7	7001	2.976	1.870	2.958	1.599	0.018	0.270	0.020	4.686
13	702	8.819	4.561	8.815	4.548	0.004	0.012	0.055	0.103
300110	30035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	5.196	3.391	5.196	3.390	0.001	0.001	0.036	0.013
1500351	311	1.120	0.668	1.117	0.664	0.004	0.004	0.023	0.137
311	31100	1.112	0.669	1.099	0.590	0.012	0.079	0.023	1.408
311	31101	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	900110	2.646	1.925	2.637	1.693	0.009	0.230	0.018	4.553
900110	90035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
900110	90010	2.637	1.693	2.628	1.559	0.009	0.134	0.018	2.740
208	10	23.297	13.726	23.153	13.408	0.143	0.317	0.149	1.104
10	11	9.713	5.083	9.697	5.047	0.016	0.035	0.061	0.290
310	31000	1.442	0.956	1.419	0.809	0.023	0.145	0.031	2.009
310	31001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
309	30090	1.320	0.712	1.309	0.640	0.010	0.072	0.027	1.023
308	30080	0.665	0.421	0.660	0.390	0.005	0.031	0.015	0.925
307	30071	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
307	30070	2.541	1.418	2.518	1.219	0.022	0.198	0.054	1.412
306	30061	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
306	30060	2.318	1.471	2.299	1.299	0.019	0.171	0.050	1.386
305	30050	1.320	0.785	1.309	0.710	0.011	0.075	0.028	1.093
304	30040	2.206	1.274	2.189	1.119	0.017	0.154	0.047	1.276
303	30031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	30030	1.770	0.985	1.749	0.839	0.021	0.145	0.039	1.514
302	30020	2.657	1.679	2.628	1.419	0.029	0.259	0.061	1.759
302	30021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	3001	1.210	0.751	1.199	0.680	0.010	0.071	0.027	1.115
60035	312	1.455	0.839	1.435	0.821	0.020	0.018	0.031	0.496
312	31200	1.432	0.821	1.419	0.730	0.013	0.091	0.031	1.205
600110	60010	1.970	1.119	1.969	1.119	0.002	0.000	0.014	0.053
204	5	4.522	2.737	4.520	2.735	0.002	0.002	0.031	0.047
5	5001	4.509	2.685	4.487	2.299	0.021	0.385	0.030	4.241
4	4001	3.309	1.913	3.288	1.589	0.021	0.323	0.022	4.878
2	1002	3.521	2.054	3.498	1.699	0.024	0.354	0.023	5.072
1	1001	3.087	2.020	3.068	1.739	0.019	0.280	0.021	4.792
11	12	5.621	2.882	5.609	2.856	0.012	0.026	0.035	0.372
12	1200110	5.593	3.033	5.576	2.698	0.017	0.333	0.036	2.887

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 124.557 МВт / 1091.121 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 121.210 МВт / 1061.800 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.131 МВт / 9.206 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.131 МВт / 9.206 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.769 МВт / 6.740 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.509 МВт / 2.198 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.278 МВт / 8.938 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.201 МВт / 18.144 МЛН.КВТ*Г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-33.523	-17.552	121.000	0.00
201		0.000	0.000	119.882	-0.26
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	119.664	-0.32
202		0.000	0.000	119.482	-0.38
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	118.259	-0.67
203		0.000	0.000	117.368	-0.88
3	ЛІТИН	0.000	0.000	117.357	-0.88
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	116.723	-1.05
204		0.000	0.000	116.591	-1.08
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	116.552	-1.09
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	116.577	-1.10
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	117.228	-1.03
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	118.041	-0.85
205		0.000	0.000	118.542	-0.73
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	118.814	-0.64
206		0.000	0.000	120.026	-0.34
207		0.000	0.000	120.870	-0.05
300	КОЗЯТИН	-64.263	-34.752	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.419	-0.20
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	119.490	-0.53
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	119.252	-0.63
209		0.000	0.000	120.419	-0.20
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	118.728	-0.68
211		0.000	0.000	121.001	-0.00
200	ВІННИЦЬКА 750	-24.581	-12.245	121.000	0.00
210		0.000	0.000	120.509	-0.13
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	118.689	-0.60
301	КРИВОШИЇ	0.000	0.000	36.432	-4.94
302	ЛЮЛИНЦІ	0.000	0.000	36.061	-5.08
303	РАДІВКА	0.000	0.000	36.367	-4.84
401		0.000	0.000	36.969	-4.43
305	ПИСАРІВКА	0.000	0.000	37.679	-3.84
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	118.675	-0.70
306	ІВАНІВ	0.000	0.000	37.795	-3.68
307	УЛАДІВКА	0.000	0.000	37.410	-3.96
309	МІЗ. ХУТОРА	0.000	0.000	37.571	-3.80
402		0.000	0.000	37.949	-3.54
310	ЛАВРІВКА	0.000	0.000	37.971	-3.52
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	118.945	-0.75
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	120.418	-0.20
304	КОРДЕЛІВКА	0.000	0.000	37.225	-4.21
308	БРУСЛЕНІВ	0.000	0.000	37.406	-3.93
311	ГУЩЕНЦІ	0.000	0.000	38.473	-3.22
312	ТОРЧИН	0.000	0.000	37.081	-4.60
1001		3.070	1.740	11.079	-3.02
1002		3.500	1.700	10.938	-3.83
3003		5.150	2.780	10.856	-3.80
300110		0.000	0.000	114.921	-2.72
30035		0.000	0.000	38.474	-2.72
30010		0.000	0.000	10.856	-3.80

4001	3.290	1.590	10.811	-4.10
5001	4.490	2.300	10.838	-3.72
600110	0.000	0.000	113.298	-3.48
60035	0.000	0.000	37.480	-4.46
60010	1.970	1.120	10.832	-3.46
7001	2.960	1.600	10.867	-3.73
8001	3.390	1.640	10.930	-3.92
900110	0.000	0.000	115.267	-3.07
90035	0.000	0.000	38.590	-3.07
90010	2.630	1.560	10.829	-4.53
1000110	0.000	0.000	118.290	-1.46
100027	0.000	0.000	28.286	-1.46
100010	13.360	7.570	11.243	-2.04
10001101	0.000	0.000	118.290	-1.46
1000271	0.000	0.000	28.286	-1.46
1000101	0.000	0.000	11.243	-2.04
1100110	4.050	2.190	11.122	-2.88
1200110	5.580	2.700	11.158	-2.70
1300110	0.000	0.000	118.784	-1.46
130035	0.000	0.000	39.768	-1.46
130010	7.010	3.980	11.354	-1.44
13001101	0.000	0.000	118.788	-1.46
1300351	0.000	0.000	39.768	-1.46
1300101	0.000	0.000	11.354	-1.44
1400110	0.000	0.000	117.655	-1.56
140027	0.000	0.000	28.134	-1.56
140010	7.880	4.260	11.249	-1.55
3001	1.200	0.680	11.206	-6.49
30030	1.750	0.840	11.110	-7.15
30020	2.630	1.420	10.470	-7.67
30021	0.000	0.000	11.333	-5.08
30031	0.000	0.000	11.429	-4.84
30040	2.190	1.120	11.420	-6.22
30050	1.310	0.710	11.593	-5.43
30060	2.300	1.300	6.623	-5.72
30061	0.000	0.000	6.803	-3.68
30070	2.520	1.220	11.450	-6.26
30071	0.000	0.000	11.757	-3.96
30080	0.660	0.390	11.542	-5.17
30090	1.310	0.640	11.577	-5.41
31000	1.420	0.810	11.477	-6.18
31001	0.000	0.000	11.933	-3.52
31100	1.100	0.590	11.764	-5.21
31101	0.000	0.000	12.091	-3.22
31200	1.420	0.730	11.389	-6.39
14001101	0.000	0.000	117.659	-1.56
1400101	0.000	0.000	11.249	-1.55
1400271	0.000	0.000	28.134	-1.56
1500110	0.000	0.000	116.022	-2.73
150035	0.000	0.000	38.584	-3.16
150010	0.000	0.000	11.090	-2.71
15001101	0.000	0.000	115.437	-3.21
1500351	0.000	0.000	38.585	-3.16
1500101	0.000	0.000	11.089	-2.71
1600110	0.000	0.000	118.689	-0.60
160035	0.000	0.000	39.735	-0.60
160010	0.000	0.000	11.352	-0.60
16001101	0.000	0.000	118.689	-0.60
1600351	0.000	0.000	39.735	-0.60
1600101	0.000	0.000	11.352	-0.60
702	0.000	0.000	120.332	-0.24
703	0.000	0.000	117.824	-0.94
704	0.000	0.000	118.108	-0.81
701	0.000	0.000	118.301	-0.74
70010	10.950	6.500	11.049	-3.87
700100	0.000	0.000	11.050	-3.87
70020	8.760	3.990	11.247	-2.64
700200	0.000	0.000	11.247	-2.65
70030	13.360	6.470	11.002	-3.33
700300	0.000	0.000	11.002	-3.33
70040	-2.190	0.000	11.841	1.47
700400	0.000	0.000	11.841	1.47

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	ОП, МВАР	РК, МВТ	ОК, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	3.207	1.919	3.192	1.695	0.015	0.223	0.018	4.096
3003	30010	-1.955	-1.083	-1.955	-1.083	0.000	0.000	-0.119	-0.000
300110	30010	1.958	1.134	1.955	1.083	0.003	0.051	0.011	1.543
3	300110	1.962	1.221	1.958	1.134	0.003	0.087	0.011	2.551
100	201	20.928	9.449	20.777	9.267	0.150	0.181	0.109	1.119
201	1	20.777	9.563	20.749	9.523	0.027	0.040	0.110	0.219
1	202	17.656	7.613	17.636	7.585	0.019	0.028	0.093	0.182
202	2	17.636	7.947	17.495	7.777	0.141	0.169	0.093	1.229
203	4	8.693	3.544	8.655	3.499	0.037	0.045	0.046	0.650
4	204	5.341	2.036	5.336	2.031	0.005	0.006	0.028	0.133
204	6	0.817	-0.286	0.816	-0.286	0.000	0.000	0.004	0.015
6	7	-5.356	-4.027	-5.381	-4.056	0.024	0.029	-0.033	-0.653
7	8	-8.363	-5.097	-8.406	-5.158	0.042	0.061	-0.048	-0.819
8	205	-11.821	-6.496	-11.857	-6.549	0.036	0.052	-0.066	-0.504
205	9	-11.857	-6.227	-11.875	-6.260	0.018	0.032	-0.065	-0.274
9	206	-14.530	-7.637	-14.638	-7.793	0.107	0.155	-0.080	-1.217
206	207	-14.638	-7.045	-14.705	-7.168	0.067	0.123	-0.078	-0.847
207	300	-14.705	-6.754	-14.714	-6.775	0.009	0.021	-0.077	-0.130
2	203	13.969	6.326	13.887	6.227	0.082	0.098	0.075	0.897
6	600110	6.144	4.144	6.133	3.776	0.011	0.366	0.037	3.467
600110	60035	4.163	2.657	4.158	2.555	0.005	0.102	0.025	1.474
60035	301	2.712	1.828	2.651	1.755	0.061	0.073	0.050	1.070
301	302	1.440	1.074	1.428	1.059	0.012	0.014	0.028	0.378
302	303	-1.231	-0.545	-1.239	-0.555	0.008	0.010	-0.022	-0.318
303	401	-3.011	-1.486	-3.050	-1.533	0.039	0.047	-0.053	-0.622
401	304	-3.050	-1.493	-3.065	-1.515	0.015	0.022	-0.053	-0.265
304	305	-5.272	-2.754	-5.318	-2.821	0.046	0.067	-0.092	-0.470
305	150035	-6.640	-3.576	-6.755	-3.743	0.115	0.166	-0.115	-0.931
150035	306	4.916	3.047	4.843	2.941	0.073	0.106	0.086	0.808
306	307	2.515	1.478	2.497	1.451	0.019	0.027	0.044	0.397
307	308	-0.050	0.065	-0.050	0.065	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.716	-0.308	-0.719	-0.311	0.002	0.003	-0.012	-0.170
309	402	-2.040	-0.968	-2.056	-0.987	0.016	0.019	-0.035	-0.388
402	310	-2.056	-0.958	-2.057	-0.960	0.001	0.001	-0.034	-0.023
310	1500351	-3.501	-1.909	-3.546	-1.963	0.044	0.053	-0.061	-0.626
15001101	1500351	14.405	7.715	14.376	7.715	0.030	0.000	0.082	0.179
15	15001101	10.954	6.857	10.937	6.198	0.018	0.656	0.063	3.410
15	100	-12.453	-8.105	-12.595	-8.419	0.141	0.313	-0.072	-2.334
10	1000110	6.683	4.022	6.679	3.874	0.004	0.147	0.038	1.233
1000110	100027	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
100027	1000271	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
10001101	1000271	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10001101	6.684	4.022	6.680	3.874	0.004	0.147	0.038	1.233
10001101	1000101	6.688	3.857	6.684	3.765	0.004	0.091	0.038	0.778
1000101	100010	6.684	3.765	6.684	3.765	0.000	0.000	0.393	0.001
1000110	100010	6.671	3.892	6.668	3.800	0.004	0.091	0.038	0.784
15	14	-4.005	-1.386	-4.007	-1.388	0.001	0.003	-0.021	-0.054
14	209	-10.158	-7.170	-10.242	-7.357	0.084	0.186	-0.060	-1.698
209	13	14.359	7.496	14.359	7.496	0.000	0.000	0.078	0.000
13	208	-1.538	-1.150	-1.538	-1.150	0.000	0.000	-0.009	-0.000
208	300	-24.808	-13.890	-24.878	-14.045	0.070	0.155	-0.136	-0.582
13	1300110	3.508	2.096	3.505	1.991	0.003	0.104	0.020	1.672
1300110	130035	0.002	-0.004	0.002	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
130035	1300351	0.002	-0.004	0.002	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
13001101	1300351	-0.002	0.004	-0.002	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	13001101	3.510	2.091	3.507	1.987	0.003	0.104	0.020	1.668
13001101	1300101	3.509	1.983	3.505	1.983	0.003	0.000	0.020	0.079
1300101	130010	3.505	1.983	3.505	1.983	0.000	0.000	0.204	0.000
1300110	130010	3.503	1.995	3.500	1.995	0.003	0.000	0.020	0.079
702	70020	4.389	2.228	4.377	1.996	0.013	0.232	0.024	2.874
70020	700200	-4.378	-1.992	-4.378	-1.992	0.000	0.000	-0.246	-0.000
702	700200	4.391	2.224	4.378	1.992	0.013	0.232	0.024	2.870
209	300	-24.601	-13.777	-24.671	-13.931	0.069	0.153	-0.135	-0.582
14	1400110	3.940	2.213	3.938	2.133	0.002	0.080	0.022	1.108
1400110	140027	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
140027	1400271	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
14001101	1400271	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	14001101	3.944	2.205	3.942	2.125	0.002	0.080	0.022	1.105
14001101	1400101	3.944	2.118	3.942	2.118	0.002	0.000	0.022	0.051
1400101	140010	3.942	2.118	3.942	2.118	0.000	0.000	0.229	0.000
1400110	140010	3.935	2.139	3.933	2.139	0.002	0.000	0.022	0.051
14	16	-1.838	2.065	-1.840	2.062	0.002	0.003	-0.013	0.037
16	210	-24.240	-12.250	-24.509	-12.640	0.268	0.388	-0.132	-1.826
210	200	-24.509	-12.167	-24.581	-12.272	0.072	0.104	-0.131	-0.492
16	1600110	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1600110	160035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Е

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.720 МВт / 1092.545 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.210 МВт / 1061.800 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.316 МВт / 10.002 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.316 МВт / 10.002 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.692 МВт / 6.060 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.563 МВт / 2.432 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.255 МВт / 8.493 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.282 МВт / 18.495 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.652	-0.84
16	Турбів	0.000	0.000	112.925	-0.69
13	Сигнал	0.000	0.000	114.397	-0.23
702		0.000	0.000	114.317	-0.28
703		0.000	0.000	112.524	-0.94
704		0.000	0.000	112.615	-0.86
701		0.000	0.000	112.668	-0.81
70010		10.950	6.500	10.476	-4.28
700100		0.000	0.000	10.477	-4.28
70020		8.760	3.990	10.710	-2.95
700200		0.000	-0.900	10.711	-2.95
70030		13.360	6.470	10.652	-3.57
700300		0.000	-4.500	10.653	-3.58
70040		-2.190	0.000	10.653	1.65
700400		0.000	0.000	10.653	1.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dR, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
702	70020	4.390	1.785	4.376	1.546	0.013	0.238	0.024	2.489
70020	700200	-4.378	-2.442	-4.378	-2.442	0.000	0.000	-0.270	-0.000
702	700200	4.392	1.781	4.378	1.542	0.013	0.238	0.024	2.485
16	701	16.281	8.557	16.262	8.503	0.019	0.054	0.094	0.261
701	704	5.235	1.051	5.234	1.046	0.002	0.005	0.027	0.054
704	703	7.403	1.107	7.398	1.095	0.004	0.012	0.038	0.094
703	14	-6.024	-1.412	-6.028	-1.424	0.004	0.012	-0.032	-0.131
703	70030	6.689	1.307	6.673	0.989	0.016	0.317	0.035	1.354
70030	700300	-6.679	-5.477	-6.680	-5.477	0.000	0.000	-0.467	-0.001
703	700300	6.696	1.299	6.680	0.980	0.016	0.318	0.035	1.348
704	70040	-1.090	0.048	-1.094	-0.000	0.004	0.048	-0.006	-0.271
70040	700400	1.094	-0.000	1.094	-0.000	0.000	0.000	0.059	0.000
704	700400	-1.090	0.048	-1.094	0.000	0.004	0.048	-0.006	-0.270
701	70010	5.497	3.733	5.470	3.250	0.027	0.481	0.034	5.071
70010	700100	-5.473	-3.246	-5.473	-3.246	0.000	0.000	-0.350	-0.000
701	700100	5.500	3.729	5.473	3.246	0.027	0.481	0.034	5.066

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.720 МВт / 673.487 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.210 МВт / 654.534 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.316 МВт / 6.166 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.316 МВт / 6.166 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.692 МВт / 3.736 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.563 МВт / 1.499 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.255 МВт / 5.235 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.282 МВт / 11.401 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.652	-0.84
16	Турбів	0.000	0.000	112.925	-0.69
13	Сигнал	0.000	0.000	114.397	-0.23
702		0.000	0.000	114.317	-0.28
703		0.000	0.000	112.524	-0.94
704		0.000	0.000	112.615	-0.86
701		0.000	0.000	112.668	-0.81
70010		10.950	6.500	10.476	-4.28
700100		0.000	0.000	10.477	-4.28
70020		8.760	3.990	10.710	-2.95
700200		0.000	-0.900	10.711	-2.95
70030		13.360	6.470	10.652	-3.57
700300		0.000	-4.500	10.653	-3.58
70040		-2.190	0.000	10.653	1.65
700400		0.000	0.000	10.653	1.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _k , МВт	Q _k , МВАр	dR, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
702	70020	4.390	1.785	4.376	1.546	0.013	0.238	0.024	2.489
70020	700200	-4.378	-2.442	-4.378	-2.442	0.000	0.000	-0.270	-0.000
702	700200	4.392	1.781	4.378	1.542	0.013	0.238	0.024	2.485
16	701	16.281	8.557	16.262	8.503	0.019	0.054	0.094	0.261
701	704	5.235	1.051	5.234	1.046	0.002	0.005	0.027	0.054
704	703	7.403	1.107	7.398	1.095	0.004	0.012	0.038	0.094
703	14	-6.024	-1.412	-6.028	-1.424	0.004	0.012	-0.032	-0.131
703	70030	6.689	1.307	6.673	0.989	0.016	0.317	0.035	1.354
70030	700300	-6.679	-5.477	-6.680	-5.477	0.000	0.000	-0.467	-0.001
703	700300	6.696	1.299	6.680	0.980	0.016	0.318	0.035	1.348
704	70040	-1.090	0.048	-1.094	-0.000	0.004	0.048	-0.006	-0.271
70040	700400	1.094	-0.000	1.094	-0.000	0.000	0.000	0.059	0.000
704	700400	-1.090	0.048	-1.094	0.000	0.004	0.048	-0.006	-0.270
701	70010	5.497	3.733	5.470	3.250	0.027	0.481	0.034	5.071
70010	700100	-5.473	-3.246	-5.473	-3.246	0.000	0.000	-0.350	-0.000
701	700100	5.500	3.729	5.473	3.246	0.027	0.481	0.034	5.066

ДОДАТОК Г
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

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

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

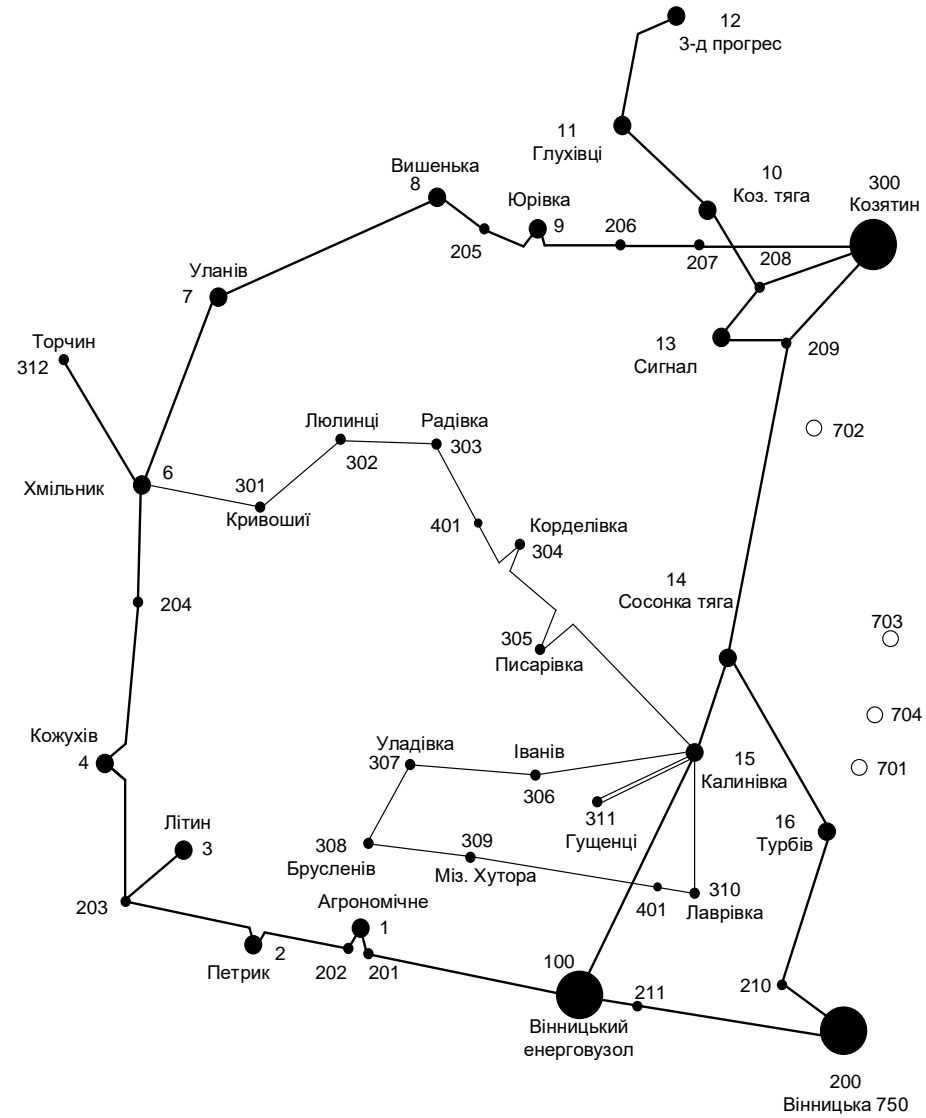
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів у електромережі;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої розподільчої установки.

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

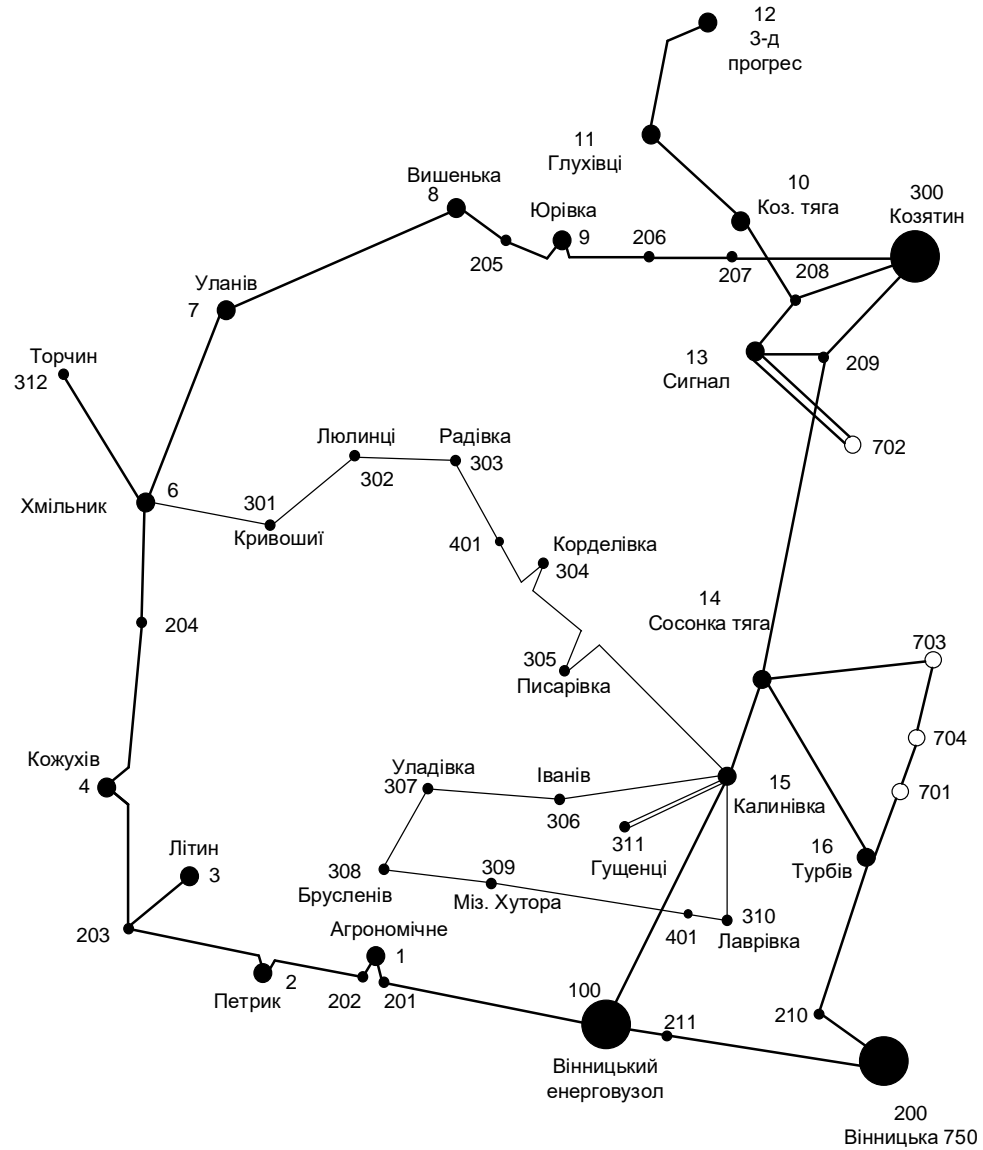
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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» .

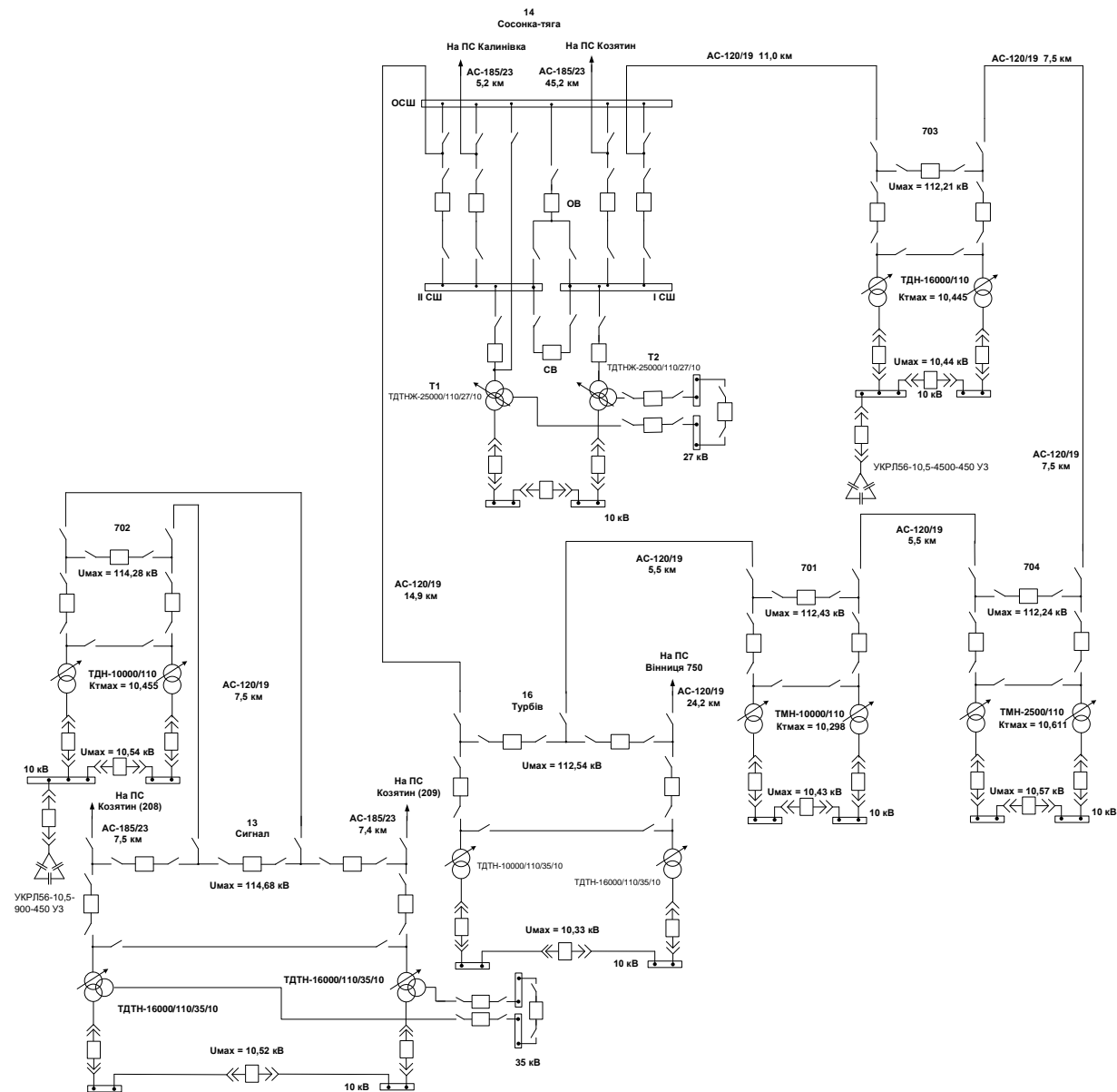
Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Остаточний варіант схеми розвитку ЕМ



Електрична схема оптимального варіанту розвитку мережі



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,07
Встановлена потужність сонячної електростанції	МВт	2,0
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6000
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	млн. кВт* год	198,420
Сумарна електроенергія, вироблена на сонячній електростанції	млн. кВт* год	2,628
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	323485,2
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	9,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,4
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт* год	1,88
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт* год	20,364