

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ УМОВ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

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

Мазур Р.І.

Керівник: к.т.н., ст.викладач. каф. ЕСС.

Сікорська О.В.

« 05 » 12 2023 р.

Опонент: к.т.н. каф. ЕССЕМ

Керніко М.В.

« 11 » 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

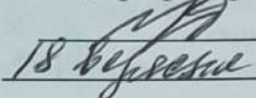
« 11 » 2023 р.

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.

 18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мазуру Роману Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням умов експлуатації та ремонту високовольтного обладнання»

1. Керівник роботи к.т.н., ст.викладач каф. ЕСС Сікорська О.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

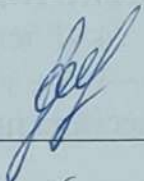

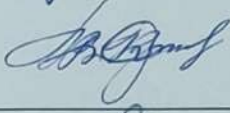
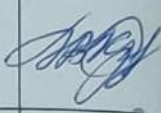
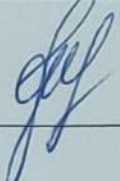

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення 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.

4. Зміст текстової частини: Вступ.1.Прогнозування електричних навантажень. 2.Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3.Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4.Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5.Вибір схем розподільних підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ. 8.Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 9.Умови експлуатації та ремонту високовольтного електрообладнання. 10.Контроль стану трансформатора під час експлуатації. 11. Тепловізійне обстеження силових трансформаторів. 12. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Структура роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Граф оптимального варіанту. 5. Вибір схеми підстанції. 6. Схема оптимального варіанту. 7. Основні техніко-економічні показники. 8. Експлуатації обладнання. 9. Основні етапи експлуатації. 10. ТО обладнання. 11. Тепловізійне обстеження трансформаторів. 12. Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23
8.	Економічна частина. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23
9.	Умови експлуатації та ремонту високовольтного електрообладнання	21.11.23	25.11.23
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23

Студент



Мазур Р.І.

підпис

Керівник



Сікорська О.В.

підпис

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
ANNOTATION.....	6
ВСТУП.....	7
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу.....	14
2.2 Формування остаточної схеми розвитку з урахуванням надійності.....	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	22
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ	24
4.1 Вибір трансформаторів	24
4.2 Перевірка відповідності перерізів ЛЕП умовам економічної експлуатації.....	25
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	28
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	29
5.2 Вибір схеми відгалужувальних підстанцій Турбів та Сосонка-Тяга	29
5.3 Вибір схеми відгалужувальної підстанції Сигнал	31
5.4 Оцінювання надійності схем відгалужувальної підстанції Сигнал	34
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	41
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ...	44
7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі	44
7.2 Виконання розрахунків та аналіз результатів	45
7.3 Регулювання напруги на шинах споживальних підстанцій.....	46
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	51
9 УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО	

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	69
10 КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	77
10.1 Контроль режиму роботи	77
10.2 Періодичні огляди	79
10.3 Контроль масла при експлуатації	82
11 ТЕПЛОВІЗІЙНЕ ОБСТЕЖЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	88
12 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	99
12.1 Задачі розділу.....	99
12.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті.....	100
12.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках	101
12.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	103
12.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику	106
12.6 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.....	110
ВИСНОВКИ	116
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	118
ДОДАТОК А	122
ДОДАТОК Б.....	123
ДОДАТОК В	128
ДОДАТОК Г	132
ДОДАТОК Д	136
ДОДАТОК Е	140
ДОДАТОК Є	144
ДОДАТОК Ж	145
ДОДАТОК З	146
ДОДАТОК И	147

АНОТАЦІЯ

Мазур Роман Іванович «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням умов експлуатації та ремонту високовольного обладнання». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 120 с./ На укр. мові. рис.22, табл.35, бібліогр.26.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж. Проведено дослідження експлуатації силових трансформаторів.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує силові трансформатори.

ANNOTATION

Mazur Roman «Development of a fragment of the electrical network with a study of the conditions of operation and repair of high-voltage equipment». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023 – 120 p. fig. 22, table 35, bibl. 26

The development of a fragment of electric networks is modeled in the work.

Research of power transformers operation.

The analysis of dangerous and harmful factors influencing the personnel servicing power transformers is carried out.

ВСТУП

Використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану обладнання електричних станцій та якісне виконання ремонтних робіт, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

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.

Культура експлуатації електрообладнання - гарантія надійної роботи електроенергетики, гарантія якості електроенергії. Під словами «культура експлуатації» мається на увазі: кваліфікація персоналу, його висока теоретична підготовка, знання і виконання ним правил технічної експлуатації (ПТЕ) і місцевих інструкцій, знання технічних параметрів обладнання і заводських інструкцій.

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.

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 всіхгалузях.

Отже, дослідження засобів трансформації електричної енергії, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є актуальною науково-прикладною задачею.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електричної мережі за техніко-економічними показниками та дослідження умов експлуатації та ремонту високовольтного обладнання.

Задачі дипломної роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- аналіз існуючих методів контролю стану силових трансформаторів в експлуатації;
- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує високовольтне електрообладнання.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив покращення системи експлуатації силових трансформаторів.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році.

Після проведення диференціювання вхідної функції (1.2) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

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

звідки $a' = 1,5879$, $b' = -3104,4$ тобто регресійна функція має вигляд:

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

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

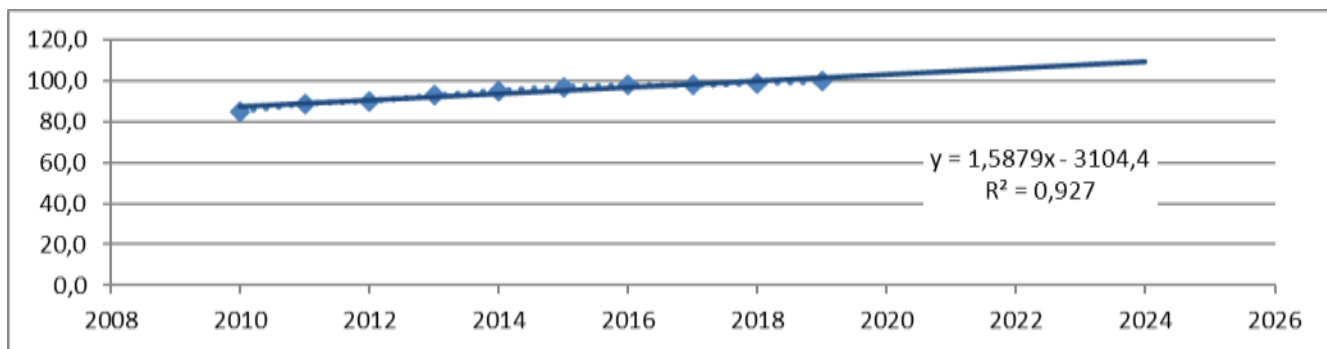


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 109 %, що було враховано під час розроблення проекту.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі додаток А з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускну здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

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

Аналізуючи результати розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

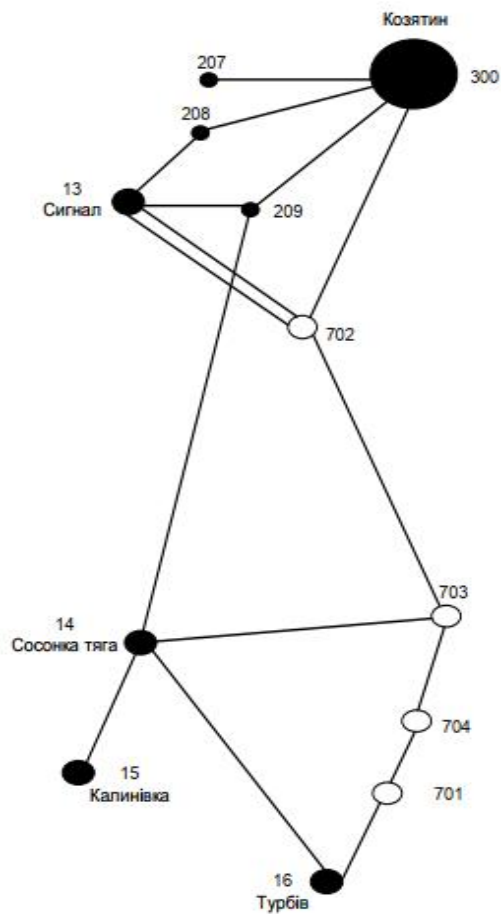


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

- Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.1)$$

при обмеженнях:

Використовуючи укрупнені вартісні показники будівництва ЛЕП з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2016 було визначено математичний вираз цільової функції для кожної ЛЕП максимального графу (табл. 2.1). В якості критерію оптимальності згідно нормативного документу [3] було використано дисконтовані витрати.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для 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

Однак, оскільки для розв'язання задачі оптимізації схеми приєднання нових споживачів було використано метод лінійного програмування, то попередньо отримані цільові функції було лінеаризовано методом січних на інтервалі найбільш імовірних значень потужностей ЛЕП (табл. 2.2).

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

Таке представлення достатньо точно відображає вихідну нелінійну цільову функцію, однак не дає змоги враховувати постійну складову a_i в оптимізаційному алгоритмі. Враховуючи, що ця складова є визначальною у формуванні переліку ЛЕП, які будуть використані для приєднання нових споживачів було запропоновано привести постійну складову до вигляду залежності від потужності ЛЕП (табл. 2.3). Саме такі вирази були використані для формування постановки оптимізаційної задачі.

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт c , 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

Симплекс таблиця для задачі оптимізації схеми ЕМ у даній постановці набула вигляду, поданого на рис. 2.2.

Номери ланки	Перелік ЛЕП														Потужність ланки	Небаланс по вузлах			
	300-702	13-702	14-703	16-701	701-704	704-703	704-701	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	0	0	30,95	30,95
702	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	8,76	8,76
703	0	0	1	0	0	0	-1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	13,34	13,34
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,18	2,18
Коефіцієнти цільової функції	638,184	475,125	638,184	444,765	319,092	319,092	475,125	475,125	522,156	522,156	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	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	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	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 табличним процесором Microsoft Excel, зокрема, надбудовою «Пошук рішень», було отримано попередній розв'язок задачі, показаний на рис. 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	13,36	0,00	
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	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	11,141152	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	180,830	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 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Оскільки для формування цільової функції було використано лінеаризацію, то її коефіцієнти потребують уточнення після зміни розрахункових потужностей ЛЕП. Тому було змінено вартісні коефіцієнти (рис. 2.4) та виконано повторний розрахунок (рис. 2.5)

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	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	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,19	0,00
Коефіцієнти цільової функції	638,184	412,761	429,499	302,188	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	15,550961	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
Дисконтовані витрати, тис. грн																17368,666

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

За результатами обчислень було отримано сукупність ЛЕП та значення потужностей, що забезпечують живлення нових споживачів з найменшим значенням привезених витрат рис. 2.5. Перебіг процесу розв'язку контролювався за значенням дисконтованих витрат, визначених на основі вартісних коефіцієнтів з табл. 2.1.

Номери вузів	Перелік ЛЕП														Потужності вузів	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	8,75	0,00	
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,76	0,00	
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	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	11,141152	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	
Дисконтовані витрати, тис. грн																16319,388	

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції було отримано попередню схему. Таким чином було показано, що отриманий розв'язок є оптимальним. Графічне представлення схеми ЕМ, що отримана за результатами з рис. 2.5, подане на рис. 2.6.

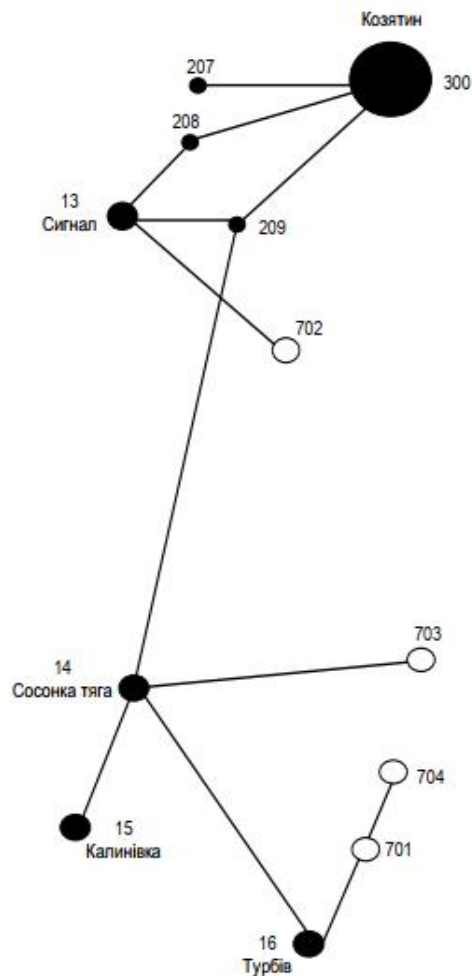


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ, отриманої після розрахунку симплекс-методом

2.2 Формування остаточної схеми розвитку з урахуванням надійності

Проте дана схема рис. 2.6 згідно до ПУЕ [1] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання (для всіх підстанцій задано першу категорію надійності). Тому необхідно передбачити резервування живлення шляхом будівництва дволанцюгових ЛЕП або додаткових ліній. Слід враховувати, що такі заходи мають мінімально збільшити вартість проекту.

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

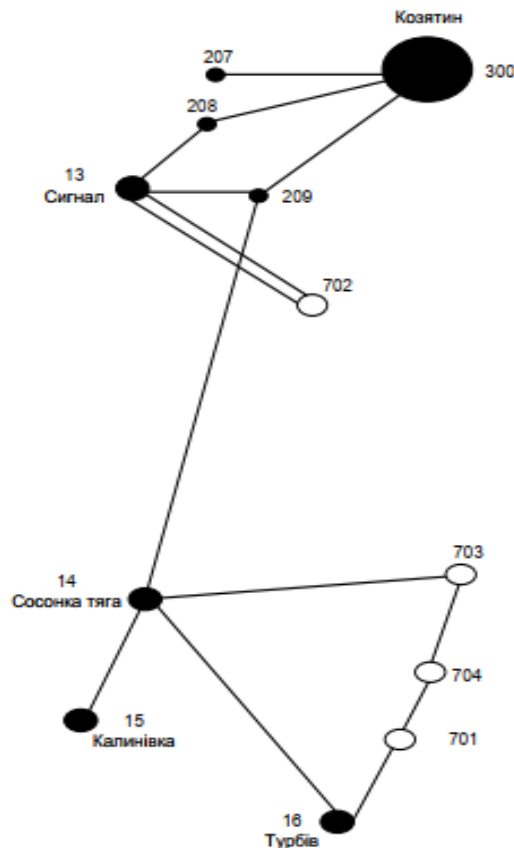


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням нормативної надійності електропостачання споживачів

Номери вузлів	Перели ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах	
	303-702	13-702	14-703	16-701	703-704	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	13,36	-3,80	
704	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,19	3,80	
Коефіцієнти цілієвої функції	638,184	437,761	273,542	360,182	319,092	319,092	435,325	1776,092	522,150	522,150	0,000	0,000	0,000	0,000		15911,273	
Потужності ЛЕП	0	8,260768	13,360171	13,149152	2,190192	0	3,8	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	5287,565	5539,154	3877,548	2769,677	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		21250,977
Змінні складові витрат	0,000	58,292	398,830	96,182	2,672	0,000	10,967	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		366,944
Дисконтовані витрати, тис. грн																	
21617,923																	

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

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і експлуатації енергосистеми пов'язане з необхідністю врахування динаміки розвитку енергосистеми. Це призводить до збільшення кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

Для вирішення задач оптимізації, у яких необхідно оптимізувати не лише кінцевий результат, але й послідовність його отримання, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

Оскільки згідно завдання є можливість виконання будівництва протягом одного року, то немає необхідності визначати оптимальну послідовність будівництва. Результати розрахунку вартості будівництва окремих ЛЕП подано у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Варіант розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	V , 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 (рис. 3.1) задовольняє вимогам надійності для нових споживачів першої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одно- та дволанцюгових ліній.

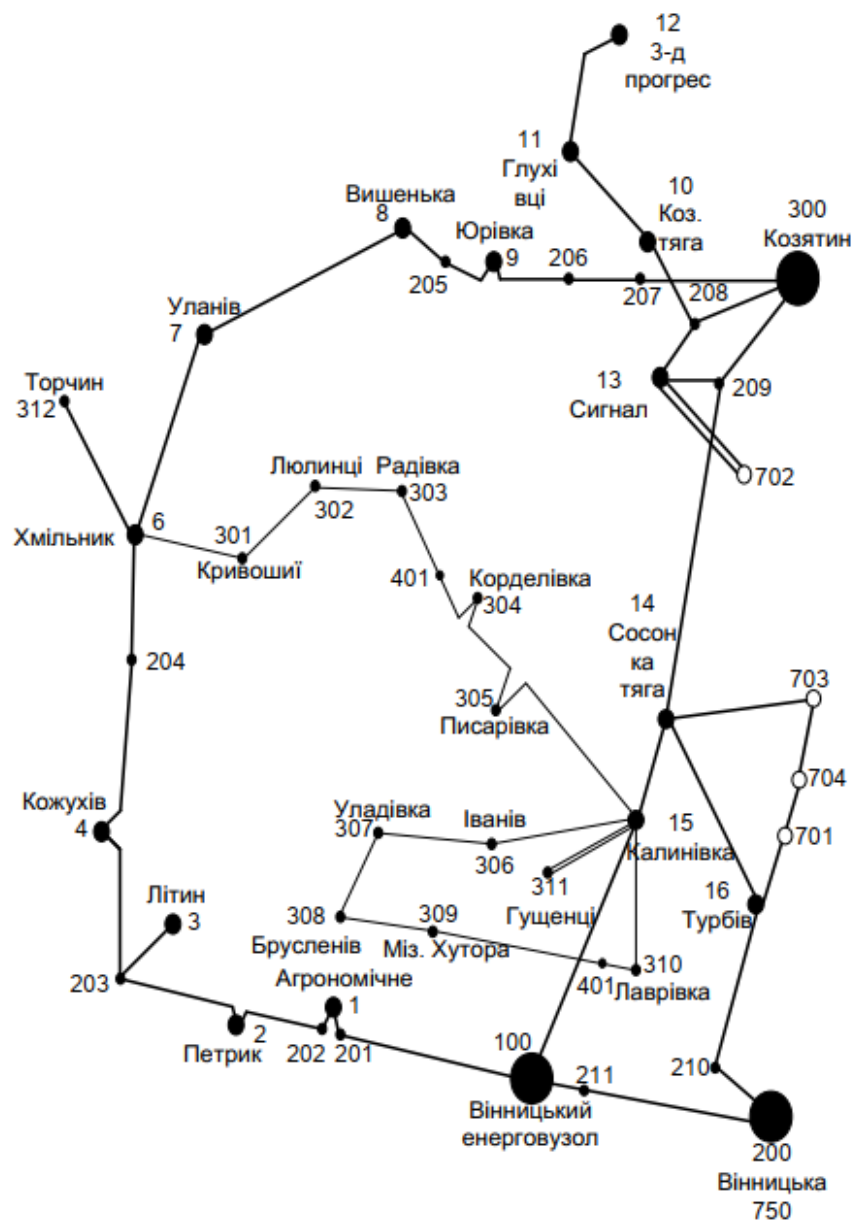


Рисунок 3.1 – Граф-схема оптимального розвитку електричної мережі (нові вузли 701-704)

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

4.1 Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{10.95}{1.4 \cdot (2-1)} = 7.82 \text{ МВА.}$$

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

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 4.1.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} 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 Перевірка відповідності перерізів ЛЕП умовам економічної експлуатації

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{\text{розрп}} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L} ; \quad (4.2)$$

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

$$I_{\text{розр703-14}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{37}{1} = 38.85 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр704-703}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{41}{1} = 43.05 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр701-704}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{31}{1} = 32.55 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр16-701}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{99}{1} = 103.95 \text{ (A)};$$

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 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$, А	I_E , 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

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС-240/39, але допускається використання АС-120/19. Були проведені розрахунки з використанням програми «Втрати-110» режиму максимальних навантажень та післяаварійних 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 післяварійного режиму та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП	13-702	14-703	16-701	$I_{па,мак}, А$	$I_{доп}, А$	Марка Проводу
Аварії на ЛЕП						
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 значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам економічної експлуатації та нормативних документів.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178- 2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до

750 кВ електричних підстанцій». Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

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

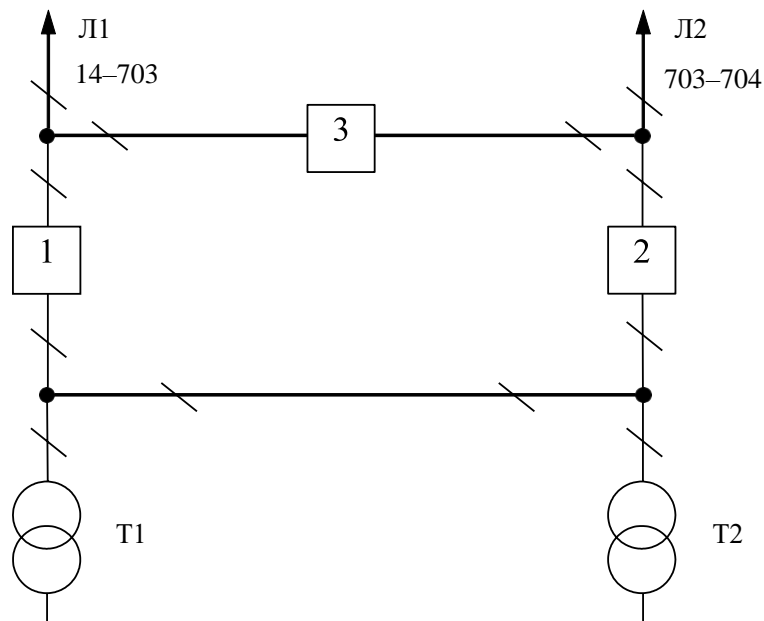


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі виходу з ладу одного з елементів РП на стороні вищої напруги.

5.2 Вибір схеми відгалужувальних підстанцій Турбів та Сосонка-Тяга

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Турбів (вузол 16) пропонується здійснити реконструкцію наявної схеми: розширити схему місток та замінити наявні короткозамикачі на вакуумні вимикачі. Варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою

з боку трансформаторів подано на рис 5.2.

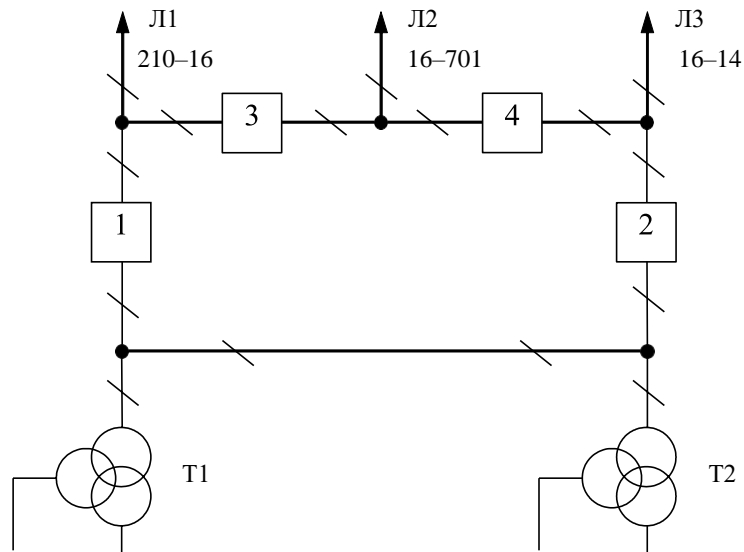


Рисунок 5.2– Схема відгалужувальної підстанції Турбів (вузол 16) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 14) необхідно здійснити підключення одноланцюгової ЛЕП до одної з секцій робочої системи шин та встановивши один додатковий вимикач.

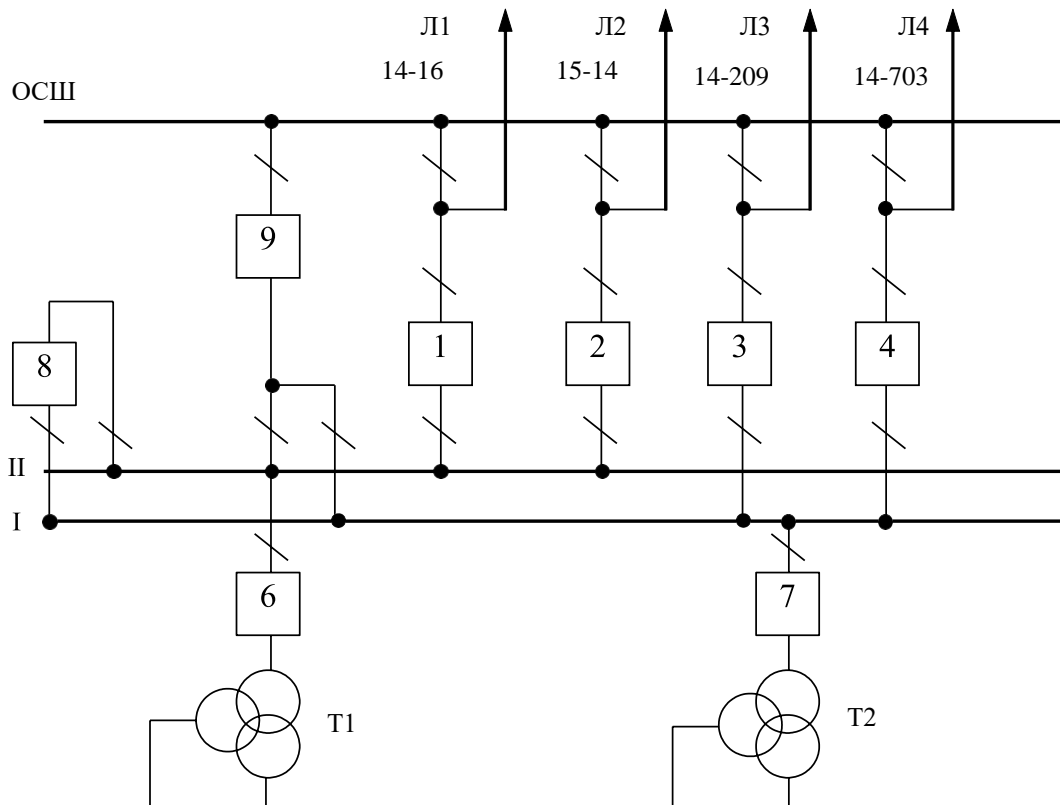


Рисунок 5.3– Схема відгалужувальної підстанції Сосонка-тяга (вузол 14) – одна секціонована робоча та обхідна системи шин

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).

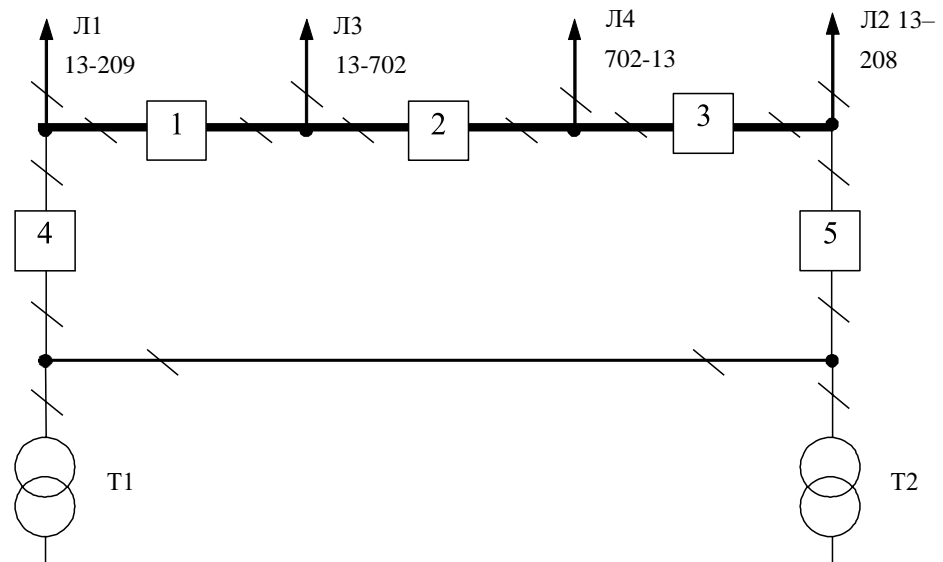


Рисунок 5.4 – Варіант I схеми вузлової підстанції Сигнал (вузол 13) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

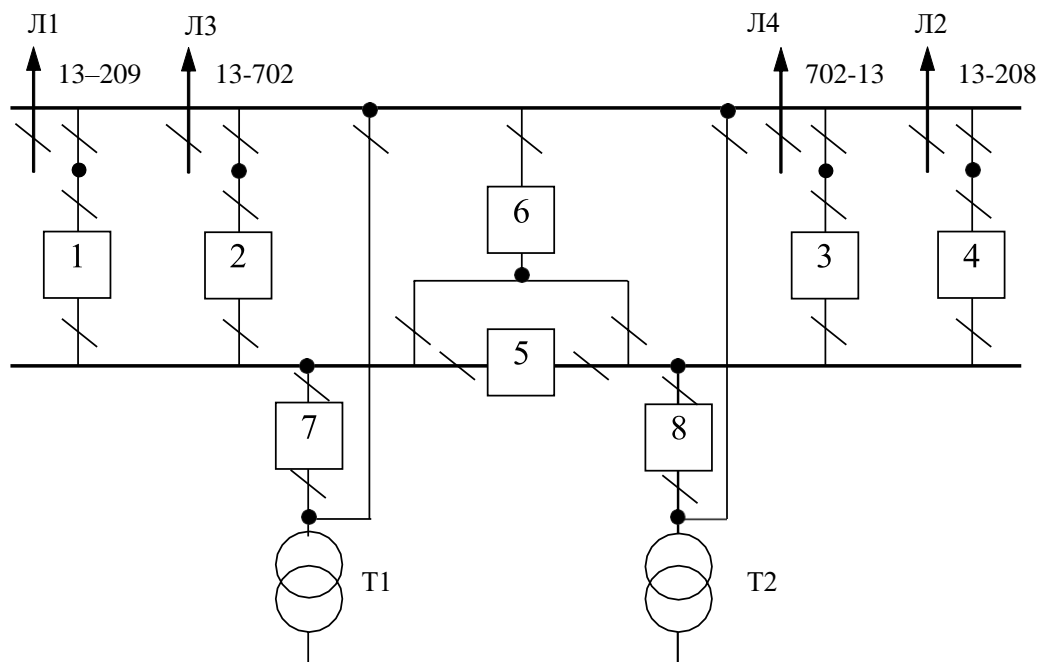


Рисунок 5.5 – Варіант II схеми вузлової підстанції Сигнал (вузол 13) – одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + B_{APO} + Z_{\text{б}} \quad (5.1)$$

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 схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{II} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (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 $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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 сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

де $T_{П1} = 500$ год.

Тоді $T_{В2П1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5$ год.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

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

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском 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 РП відгалужувальної підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_j ,	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j					
			$K_0 = 0.9143$	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 РП
(варіант II)

№ відмов елемен- тів	Еле- мент, що від- мовив	Пара- метр поточу відмов ω_j ,	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j								
			$K_0=$ 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	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	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	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	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	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

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми відгалужувальної підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, 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 P, 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):

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

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

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для підстанції Сигнал (вузол 13) обираємо варіант I схеми (рис. 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформатора.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Розподільні ЕМ є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності. Тому джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,703,704 записуємо так:

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

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

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 генерування:

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

де $\cos \varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячої підстанції виходячи 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, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно 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 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 ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–703.

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

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

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

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

k

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

Зіставивши сумарну потужності споживачів 8,27 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 12,32 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4,5 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

Також розрахуємо необхідність встановлення компенсуючого пристрою у вузлі 702 відповідно за формулами (6.1–6.7):

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

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

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

k

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

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

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

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

Зіставивши сумарну потужності споживача 3,79 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 2,74 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ на 0,9 МВАр на низькій стороні підстанції 702..

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

У відповідних полях необхідно увести "N вузла", "Назва вузла", "U_n, кВ", "P_n, МВт", "Q_n, МВАр".

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

У поля "Нпочат" та "Нкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа). У полі "Тип" задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "U_n/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії. Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації".

Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

7.2 Виконання розрахунків та аналіз результатів

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна 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 напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А 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.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 3,460 МВт або 2,5% від потужності генерації.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках В та Г.

7.3 Регулювання напруги на шинах споживальних підстанцій

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.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга 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 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний 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 високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті 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 трансформаторах, приведені до сторони ВН.

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

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

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

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} \quad (7.3)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T701} = \frac{5,5 \cdot 7,95 + 3,74 \cdot 139}{112,43} = 5,01 \text{ кВ.}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T701б} = \frac{112,43 - 5,01}{10,5} = 10,23$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701д} = 10,298$, що відповідає десятій відпайці.

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

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

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	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

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E' = \frac{\Delta\Pi_1}{K_1}, \quad (8.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.16$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації

електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (6000 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

У відповідності з 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 підстанцій 110/10 кВ у пунктах 701, 702, 703, 704;
- розвиток відгалужувальних підстанцій пунктів 13, 14, 16.

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції Нова 1 (701)

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

2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
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	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 два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			53884,766						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Турбів (вузол 16)

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
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	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
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			965,549	19621,913	879,090	558,329	12,425	22037,303	1466,0
Загальна кошторисна вартість			22037,303						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції Нова 2 (702)

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, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
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 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	1 компл						950	

	регулюванням 0.9 МВАр									
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 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	10,186	8206,655	264,0	
Загальна кошторисна вартість			54026.048							

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

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
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 підстанції 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 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 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	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	

	(одна панель на дві секції 110 кВ)								
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	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 підстанції 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	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820

	трансформаторами струму								
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 підстанції 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	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

	трансформаторами струму								
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	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

	вимикачем (дві панелі)								
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 визначаються за наступною формулою:

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

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 K :

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

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ПП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

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

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

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

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 було розраховано за виразом(8.7).

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

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

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

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

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

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 198420 - 8208,3 = 31078,9 \text{ тис.грн.};$$

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

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

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

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат.

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

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

9 УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Технічна експлуатація (ТЕ) електрообладнання - процес забезпечення і підтримки необхідного стану обладнання під час його використання або зберіганні. ТЕ здійснюють фахівці електротехнічної служби підприємства. Результат ТЕ - експлуатаційна надійність електрообладнання. Іншими словами, технічна експлуатація обладнання починається з моменту його виходу з території заводу-виробника і закінчується здачею його в переробку на підприємстві з утилізації промислових відходів. Під експлуатацією розуміється стадія життєвого циклу виробу, на якій реалізується, підтримується або відновлюється його якість.

Таким чином, технічна експлуатація включає в себе наступні етапи [1, 2, 5]:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію;
- технічне обслуговування під час експлуатації;
- ремонт та утилізацію при настанні граничного стану.

Після чергового ремонту обладнання знову поступає на монтаж або на склад для наступної заміни обладнання, яке виводиться в ремонт.

Оскільки все електротехнічне обладнання має безпосередній вплив на якість електроенергії і надійність електропостачання в цілому, то основна мета технічного обслуговування (ТО) полягає в забезпеченні потрібного рівня надійності роботи обладнання протягом встановленого терміну служби з найкращими техніко-економічними показниками, найбільш важливими з яких є зменшення втрат енергії та збільшення ККД.

9.1 Види технічного обслуговування

Обслуговування електричного обладнання під час експлуатації містить в собі регулярні огляди електричних машин і трансформаторів та технічні заходи у відповідності з рекомендаціями заводу-виробника, які проводяться за спеціальним графіком та програмою. В склад ТО входять також ремонти, які розрізняються за своїм об'ємом. Оскільки ТО за виключенням зовнішніх оглядів проводяться на непрацюючому обладнанні при знятій напрузі, то графіки проведення ТО повинні бути узгоджені з графіком роботи основного технологічного обладнання.

Електричне та електромеханічне обладнання за своїм функціональним призначенням поділяється на основне та допоміжне.

До основного належить обладнання, без якого не можливо проведення нормального технологічного процесу з випуску продукції. До допоміжного належить обладнання, яке служить для покращення умов праці та підвищення його продуктивності, а також для дотримання екологічних та інших нормативів виробництва. Його відмова не призводить до перерв в основному технологічному процесі.

Основна мета ТО перебуває в забезпеченні надійної роботи, яка включає вихід з ладу та відмови обладнання. Однак аварії можуть виникати не тільки через погану експлуатацію, але і з причини порушення стандартів якості електричної енергії (ГОСТ 13109-97). Аварії та відмови призводять до матеріального і економічного збитку на виробництві. Тому виявлення причин відмов і аварій також є задачею експлуатації. Для цього необхідно проводити моніторинг якості електроенергії, щоб електропостачальні компанії несли свою частку відповідальності за порушення умов договору енергопостачання.

Оскільки вартість ТО входить у собівартість готової продукції, то питання про необхідні об'єми ТО є в більшості випадків чисто економічним. Є три види ТО [3, 6, 10]:

а) перший – практично без обслуговування (за принципом «не чіпай, поки не зламається»);

б) другий – планово-попереджувальна система обслуговування і ремонту (ППР);

в) третій – обслуговування з ремонтом по мірі необхідності.

Перший вид ТО є характерним для допоміжного електрообладнання – освітлення, вентиляції та електронагрівальних пристроїв. Вартість такого обладнання, як правило, невелика, що дозволяє мати на підприємстві його необхідний резерв та проводити у випадку необхідності швидку заміну.

Другий вид ТО є основним і використовується для основного і більшої частини допоміжного обладнання. ППР передбачає планові (за графіком) огляди і ремонт електричного та електромеханічного обладнання. При цьому контроль за поточним навантаженням, якістю і електроенергії та іншими режимними параметрами не передбачається. Функції контролю за відхиленням режимних параметрів від розрахункових покладається на системи захисту обладнання.

Основним недоліком системи ППР є можливість відправлення в ремонт роботоздатного обладнання, оскільки оцінка його зносу здійснюється непрямим шляхом за кількісними показниками. Так, для комутаційних апаратів критерієм зносу служить кількість вимикань (увімкнень) без врахування струмів вимикання, які і визначають їх знос. Для електричних машин і трансформаторів основним критерієм є час роботи без врахування реального навантаження тощо. А оскільки вартість ТО входить в собівартість продукції, то прагнення до зменшення витрат виробництва призводить до бажання зменшити вартість ТО за рахунок раціоналізації ремонту.

В зв'язку з цим в світову практику почав впроваджуватися третій вид ТО, який забезпечує необхідний рівень надійності роботи обладнання при мінімальній вартості обслуговування. Використання цього виду ТО потребує

контролю режимів роботи обладнання і умов навколишнього середовища. Контроль здійснюється за допомогою датчиків, які мають зв'язок з інформаційно-вимірною системою підприємства або з системою діагностики роботи обладнання. Ці системи за допомогою математичних моделей надійності обробляють отриману інформацію та видають дані за рівнем надійності та необхідності ремонту обладнання.

До переваг цього виду ТО належить виведення з експлуатації тільки того обладнання, ремонт якого об'єктивно необхідний. В першу чергу цей вид ТО розповсюджується на найбільш відповідальне та дороговартісне обладнання [23, 24].

9.2 Класифікація ремонту

Важливою умовою правильної експлуатації електрообладнання є своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та періодичних профілактичних випробувань.

Поряд з повсякденним наглядом та оглядом обладнання у відповідності з правилами експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) через визначені проміжки часу проводять планові міжремонтні випробування та вимірювання (профілактичні випробування, які не зв'язані з виведенням в ремонт) і різні види ремонту. За допомогою системи ППР обладнання підтримується в роботоздатному стані, який забезпечує виконання ним своїх технічних функцій, і частково запобігаються випадки відмов обладнання. В ході планового ремонту обладнання в результаті модернізації покращають його технічні параметри.

При плануванні і організації ремонту потрібно мати на увазі, що електричні машини та трансформатори можуть мати ремонтнопридатну і не ремонтнопридатну конструкцію. В останньому випадку замість ремонту обладнання здійснюють його заміну.

За призначенням ремонт поділяється на відновлювальний, реконструкцію і модернізацію. Відновлювальний ремонт здійснюється без зміни конструкції

окремих вузлів та всього пристрою в цілому. Технічні характеристики обладнання залишаються незмінними. В ході реконструкції можуть змінюватись конструкції окремих вузлів і замінюватись окремі матеріали, в яких вони виготовлені, при практично незмінних технічних характеристиках. Модернізація передбачає заміну та удосконалення існуючих вузлів та матеріалів, які використовуються, щоб суттєво покращити технічні характеристики, наближаючи їх до характеристик нового сучасного обладнання.

За формою організації ремонт поділяється на централізований, децентралізований і змішаний. При централізованому ремонті роботи здійснюють спеціалізовані ремонтно-налагоджувальні підприємства без використання місцевих ремонтно-експлуатаційних служб. До цієї форми ремонту належить і фірмове технічне обслуговування (ТО) відповідального імпортного обладнання. Удосконалення цієї форми ремонту передбачає створення центрального обмінного фонду обладнання та розширення його номенклатури, а також розповсюдження сфери послуг ремонтних підприємств на проведення поточного ремонту і профілактичного обслуговування. Централізована форма ремонту забезпечує найбільш високу якість робіт.

При децентралізованому ремонті роботи здійснюють ремонтні служби підприємства, на якому встановлено це обладнання.

При змішаному ремонті частину робіт виконується централізовано (сторонніми організаціями), а частина – децентралізовано (власними ремонтними службами). Ступінь централізації залежить від характеру підприємства, типу і потужності обладнання.

За об'ємом ремонт підрозділяють на поточний, середній та капітальний. Поточний ремонт проводять під час експлуатації обладнання для гарантованого забезпечення його роботоздатності, він полягає в заміні і відновленні його окремих частин та в їх регулюванні. Поточний ремонт проводиться на місці установки обладнання з його зупинкою та відключенням. Середній ремонт передбачає повне або часткове розбирання обладнання, ремонт і заміну зношених деталей та вузлів, відновлення якості ізоляції. При цьому досягається відновлення основних технічних

показників роботи обладнання. Капітальний ремонт передбачає повне розбирання обладнання з заміною або відновленням будь-яких його частин, включаючи обмотки. При цьому досягається повне (або близьке до нього) відновлення ресурсу. Зараз в основному проводять поточний та капітальний ремонт, хоча в деяких випадках передбачають і середній ремонт.

Технічні умови ремонту. Відремонтована машина забезпечується усіма необхідними деталями, включаючи при необхідності з'єднувальні і установчі, а камери підшипників качіння заповнюються мастилом. Поверхні корпусу і підшипникових щитів покривають фарбою, а кінці валів – консерваційним мастилом.

Після проведення післяремонтних випробувань ремонтне підприємство повинно гарантувати безвідмовну роботу машини на протязі одного року при дотриманні умов транспортування, збереження та експлуатації.

Вихідні кінці обмоток маркують у відповідності зі стандартом, а на корпус машини встановлюють новий щиток, де вказують підприємство, яке проводило ремонт, дату випуску з ремонту та технічні дані машини у відповідності зі стандартами.

На ремонтних підприємствах існують технологічні карти ремонту електричних машин, які складаються у вигляді таблиць, в яких наведені номери і зміст усіх технологічних операцій, технічних умов і вказівок з проведення ремонту. В них також приводяться дані про пристосування і обладнання, які необхідні для ремонту, та норми часу на проведення окремих операцій.

Поточний ремонт. Цей вид ремонту використовується для машин, які знаходяться в експлуатації або в резерві, в терміни, встановлені графіком ППР. Поточний ремонт проводиться на місці установки електричної машини з її зупинкою і відключенням силами обслуговуючого електротехнічного персоналу. Якщо для проведення поточного ремонту виникає потреба в спеціальних складних пристосуваннях та значному часі, то він проводиться силами персоналу електроремонтного або спеціалізованого підприємства.

В процесі ремонту виконуються такі роботи:

- чищення зовнішніх поверхонь машини;
- перевірка стану підшипників качіння, їх промивання та заміна (у випадку збільшених радіальних ущільнень);
- перевірка роботи змащувальних кілець та системи примусового змащування в підшипниках ковзання;
- огляд та чищення вентиляційних каналів, обмоток статора і ротора, колекторів і контактних кілець;
- перевірка стану кріплення лобових частин обмоток та бандажів;
- усунення місцевих пошкоджень ізоляції та виявлених при огляді дефектів;
- сушіння обмоток та покриття їх при необхідності емалями;
- шліфування контактних кілець і колекторів (при необхідності їх продорожування);
- перевірка і регулювання щіткового механізму та систем захисту;
- збирання машини, перевірка її роботи на холостому ходу та під навантаженням;
- проведення приймально-здавальних випробувань та здавання в експлуатацію з відповідною відміткою в технічній документації.

Капітальний ремонт. Цей вид ремонту використовується для машин, які знаходяться в експлуатації, в терміни, встановлені графіком ППР або за результатами профілактичних (після оглядових) випробувань. Капітальний ремонт проводиться для відновлення робото здатності та повного відновлення ресурсу електричної машини з відновленням або заміною усіх зношених або пошкоджених вузлів та заміною обмоток. Ремонт машини недоцільний, якщо є значні пошкодження механічних вузлів, які не можливо усунути силами ремонтного підприємства [5].

Типовий об'єм капітального ремонту включає в себе:

- операції поточного ремонту;
- перевірку повітряного зазору між статором і ротором (якщо конструкція машини дозволяє це здійснити);

- перевірку вісьового розбігу ротора і зазорів між шийкою валу та вкладишем підшипника ковзання (при необхідності проводиться пере заливання вкладиша);
- повне розбирання машини і мийку усіх механічних вузлів та деталей, продування та чищення колектора, контактних кілець, щіткового механізму і не пошкоджених ізоляційних деталей, дефектацію вузлів і деталей;
- ремонт корпусу, підшипникових щитів, магнітопроводів (зварювання тріщин, відновлення різьбових отворів, відновлення замикань між окремими листами осердя статора і ротора, усунення розпушіння листів, відновлення пресування, ремонт вигорілих ділянок з встановленням протезів);
- ремонт вала (виправлення торцевих отворів, усунення прогинів, відновлення посадочних отворів та шпон очних канавок);
- витягнення статорних обмоток, виготовлення та укладка нових обмоток з круглого проводу, ремонт або виготовлення нових обмоток з прямокутного проводу та їх укладка, збирання і паяння (зварювання) електричних схем, пропітка та сушіння обмоток, нанесення на лобові частини покривних емалей;
- збирання та оздоблення машини, проведення приймально-здавальних випробувань.

При капітальному ремонті здійснюють заміну підшипників качіння, які відпрацювали свій ресурс (поза залежності від їх стану). Рішення про використанні підшипників, які відпрацювали свій ресурс, приймається після їх дефектації. При цьому потрібно пам'ятати, що збиток від можливої відмови підшипника та пов'язаної з цим відмови (зупинки) двигуна суттєво більше вартості самого підшипника [5, 6].

Обмотки з круглого проводу та низьковольтної обмотки з прямокутного проводу при ремонті, як правило, повторно не використовують, оскільки витягнути такий провід без пошкодження практично не можливо. Після видалення вони передаються на переплавку. Високовольтні обмотки з прямокутного проводу можуть використовуватись повторно після заміни виткової і корпусної ізоляції

10 КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ

10.1 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 шинах. 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.

10.2 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 позачерговим оглядам. При плановому періодичному огляді перевіряють :

- Стан зовнішньої ізоляції;
- Ступінь забрудненості;
- Цілісність фарфорових покришок 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) маслонасоси 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 силікагеля 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 (клацанi) 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 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.

10.3 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 вимірних показників в часі, ніж відхилення їх абсолютних значень від заводських (або вимірних 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, доповняючи 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 МЭК 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 витoku 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 наєбхідна регенерація масла фізико-хімічними методами.

Таблиця 10.1 Граничні значення діелектричних характеристик трансформаторного масла

Показник якості	Номинальна 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 10.1

Тангес кута діелектричних втрат, по ГОСТ 6581-75%, не більше при температурі 70/90 °С	Силкові 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 10.2 Граничні значення вмісту вологи

Номинальна 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 застосуємо для окислилися 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, тимвище 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 міститься 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 10.3 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

Механічні домішки

Наявність механічних домішок в олії, особливо при одночасному його зволоженні, може різко знизити електричну міцність масла. Детальніше про це див. Главу 19 «Стан ізоляції в експлуатації». Згідно ГОСТ 6370-83 і РТМ 34.70.653 - проводиться фільтрування масла і опрe-дeлeнiє процентного вагового вмісту твердих частинок в маслі. Їх кількість не повинна перевищувати 30 г / т (для трансформаторів напруги 220 кВ і вище).

11 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 термограми, 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: ввідів; 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 $1 - 1,5^{\circ}\text{C}$ 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 апаратно – 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.

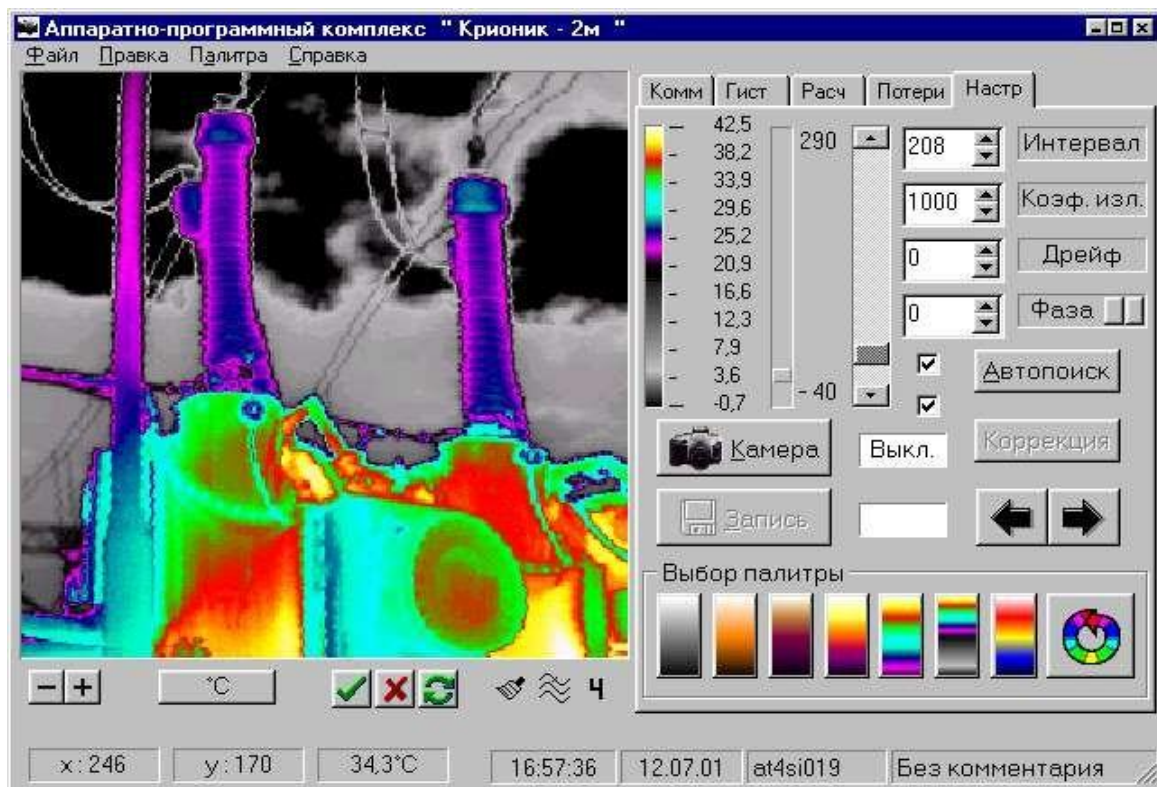


Рисунок 11.1 - Кольорове теплове зображення отримане програмним забезпеченням тепловізора

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 перегриви окремих котушок, розбухання паперово-масляної ізоляції з утворенням застійних зон масла);
4. магнітопровода (місцеві перегриви окремих частин за рахунок порушення ізоляції окремих елементів магнітопровода (консолі, шпильки , що пресують кільця і т.п.));
5. системи заземлення (виявлення короткозамкнених витків, виявлення додаткових точок заземлення магнітопроводу на бак - може виявлятися у вигляді 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, перегриви електродвигунів вентиляторів системи обдува і маслонасосів);
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 виносної 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 11.1:

Таблиця 11.1 - Найбільші припустимі температури нагрівання частин трансформаторів.

п/п	Контрольовані частини, вузли	Найбільша припустима значення температури нагрівання, °З	Документ, що нормує температурні параметри
1.	2.	3.	4.
	Верхні шари масла трансформаторів із системами охолодження:		ПТЕ
	М і Д	95	
	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 нагриви крайніх фаз, нагриви однотипних трансформаторів, динаміка зміни нагрівів у часі й у залежності від навантаження, визначаються локальні нагриви, місця їх розташування, зіставляються місця нагрівання з розташуванням елементів магнітопровода, обмоток, а також визначається ефективність роботи систем охолодження.

Характер передачі тепла від магнітопровода й обмоток до бака трансформатора

При оцінці внутрішнього теплового стану трансформаторів тепловізором необхідно зважати на характер теплопередачі магнітопровода й обмоток. Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора повинна бути не вище, температури зазначеної в табл.11.2, якщо заводами – виготовлювачами не обговорені інші температури

Таблиця 11.2 - 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 и 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, перегрівами 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° С, у середній частині трансформатора - близько 13° С. 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 магнітопровод – 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 ($t=40-47^{\circ}\text{C}$). 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.

Маслосос 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 маслорозширювачами, показання яких викликають сумнів. Маслорозширювач вважається несправним, якщо рівень масла в ньому не відповідає нормованим значенням.

12 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

12.1 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 [28].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням умов експлуатації та ремонту високовольтного обладнання», 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.

12.2 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 з дослідженням умов експлуатації та ремонту високовольтного обладнання» 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.

12.3 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 [28].

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.

12.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

12.4.1 Мікроклімат

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

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 12.1

Таблиця 12.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		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

12.4.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 12.2 – 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 [22].

12.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (12.1)$$

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

12.4.4 Штучне освітлення

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

Нормується величина освітленості E в люксах [23]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

12.4.5 Виробничий шум

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

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 12.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

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

12.4.6 Виробнича вібрація

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

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на

загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 12.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 12.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

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

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

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 $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 12.5.

Таблиця 12.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
l_b	Довжина вертикального заземлювача, м	3
L_r	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
$R_{\text{с}}$	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. 12.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 12.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

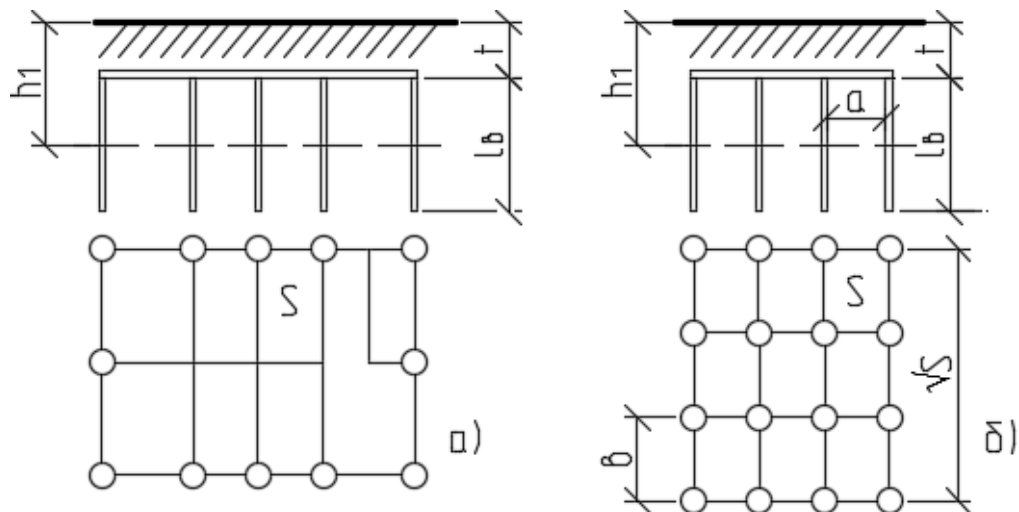


Рисунок 12.1 – Розрахунок складних заземлювачів

а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (12.2)$$

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

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (12.3)$$

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

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (12.4)$$

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

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

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{a}; \quad (12.5)$$

$$\left(\frac{-}{l_b}\right) \cdot l_b$$

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

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_b = l_b \cdot n_b; \quad (12.6)$$

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

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (12.7)$$

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

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:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (12.8)$$

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

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B}; \quad (12.9)$$

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

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

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_n = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{е}}}}{\left(\frac{l_B \cdot L_{r1}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (12.10)$$

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

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\Pi}}; \quad (12.11)$$

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

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

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I}; \quad (12.12)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{4000}{2000} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Так як виконується умова $R_3 < R_{3,\text{доп}}$, то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опору заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\Pi} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3; \quad (12.13)$$

$$U_{\text{пр}} = k_{\Pi} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3 = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \text{ (В)}.$$

Отже, виконуються умови $R_3 < R_{3,\text{доп}}$ та $U_{\text{пр}} < U_d$, тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно

12.6 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.

12.6.1 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:

$$E_r = E_b \cdot 10^{-3}; \quad (12.5)$$

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

Визначаємо напругу, що наводиться в провідниках U_r та U_b :

$$U_r = E_b \cdot l_r; \quad (12.6)$$

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B;$$

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

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

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (12.8)$$

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

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.}\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U}; \quad (12.9)$$

$$K_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U}; \quad (12.10)$$

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

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

Оскільки $K_{\text{б.}\Gamma} < 40$ дБ, то мікропроцесорні пристрої не стійкі в роботі і необхідно провести екранування.

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (12.11)$$

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.

$$E_b = \frac{E_b}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (12.12)$$

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

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

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

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, виготовленій із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

12.6.2 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 [25].

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 12.6.

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

Таблиця 12.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

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

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

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

Площа приміщення оперативного пункту управління в середньому становить 250 м². В даному приміщенні для забезпечення пожежної безпеки необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території енергопідприємства розташувати 1 пожежний щит (стенд), до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на щиті, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу розміром 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 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 [26].

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 одноланцюгових лініях 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 післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектована 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 як найважливішого елемента електричних підстанцій, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

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.

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. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
2. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
3. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
4. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
5. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090402 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
9. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
10. 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.

11. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogolne. Ochrona przed piorunowym impulsem: PN-IEC 61312-1:2001.
12. Ochrona odgromowa obiektow budowlanych. Zasady ogolne. Wybor poziomowochrony dla urzadzen piorunochronnych: PN-IEC 61024-1:2001.
13. Стійкість до дії грозових розрядів. Методи захисту: ДСТУ 3568-98. – Введений 01.07.1999. – Київ: Держстандарт України, 1998. – 5 с.
14. В.М.Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 с.
15. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
16. ГОСТ 14209-97. (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
17. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
18. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. :Видавництво «Форт», 2017. –760 с.
19. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07. №89.
20. 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
21. 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.
22. Сакевич В.Ф., Поліщук О.В. С15 Цивільна оборона. Теоретичні основи. Навчальний посібник. – Вінниця : ВНТУ, – 2009. – 136 с.
23. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
24. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

25. 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 45.2-120 37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.

26. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням умов експлуатації та ремонту високовольтного обладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Мазур Р.І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сікорська О.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б**Технічне завдання МКР**

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

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

_____ (підпис)
" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО
ОБЛАДНАННЯ**

08-21.МКР.022.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС

_____ Сікорська О.В.

Магістрант групи 2ЕСМ-22м

_____ Мазур Р.І.

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 № 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналіз експлуатації обладнання підстанції;

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		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23	
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23	
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
8.	Економічна частина. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
9.	Умови експлуатації та ремонту високовольтного електрообладнання	21.11.23	25.11.23	
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

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.

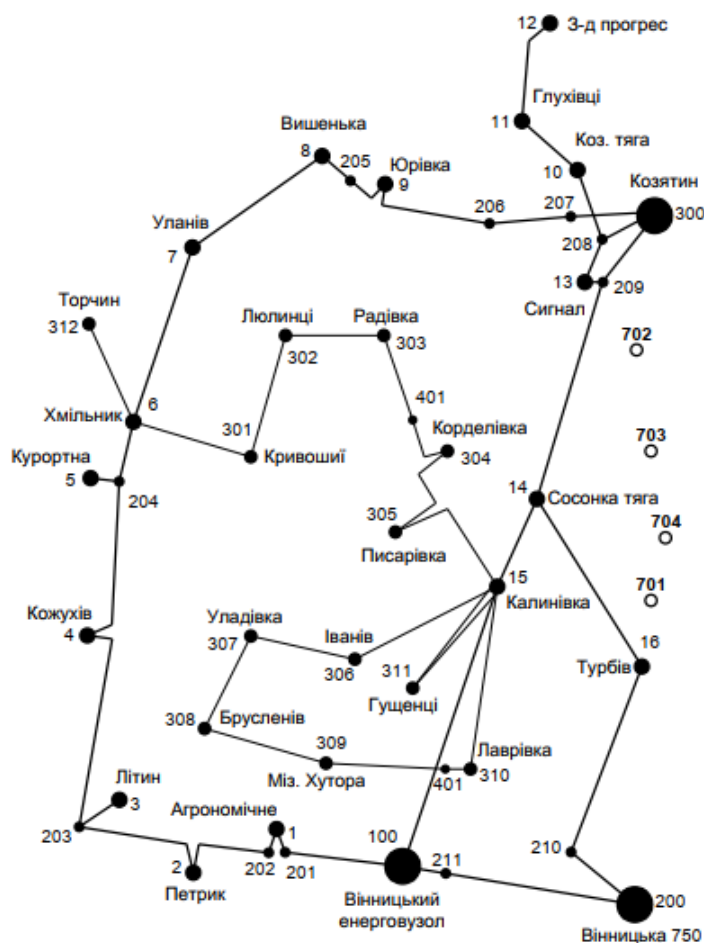


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
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 – Кривошиї	АС-95	24,26
301	302	Кривошиї – 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 – Гущенці	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	Лігин	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	Кривошії	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 В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

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	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , 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	Кривошиї	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	30033	2.09	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
4	204	5.275	2.116	5.270	2.110	0.005	0.006	0.030	0.141
204	6	0.750	-0.269	0.750	-0.269	0.000	0.000	0.004	0.014
6	7	-5.274	-4.039	-5.301	-4.072	0.027	0.032	-0.035	-0.686

7	8	-8.284	-5.215	-8.331	-5.283	0.047	0.068	-0.051	-0.871
8	205	-11.747	-6.706	-11.788	-6.765	0.041	0.059	-0.070	-0.538
205	9	-11.788	-6.476	-11.808	-6.513	0.020	0.036	-0.069	-0.294
9	206	-14.463	-7.968	-14.584	-8.143	0.120	0.174	-0.084	-1.305
206	207	-14.584	-7.469	-14.660	-7.608	0.076	0.138	-0.083	-0.915
207	300	-14.660	-7.234	-14.671	-7.258	0.011	0.024	-0.082	-0.141
2	203	13.919	6.583	13.827	6.472	0.092	0.111	0.079	0.958
6	600110	5.998	4.131	5.986	3.734	0.012	0.395	0.038	3.656
600110	60035	4.016	2.615	4.011	2.507	0.005	0.108	0.026	1.544
60035	301	2.562	1.761	2.500	1.686	0.062	0.074	0.051	1.084
301	302	1.289	0.993	1.278	0.980	0.011	0.013	0.027	0.365
302	303	-1.382	-0.647	-1.394	-0.661	0.012	0.014	-0.026	-0.388
303	401	-3.167	-1.605	-3.216	-1.664	0.049	0.059	-0.060	-0.702
401	304	-3.216	-1.629	-3.235	-1.657	0.019	0.028	-0.059	-0.301
304	305	-5.443	-2.907	-5.499	-2.988	0.056	0.081	-0.101	-0.518
305	150035	-6.820	-3.750	-6.957	-3.948	0.136	0.197	-0.126	-1.019
150035	306	4.927	3.088	4.845	2.969	0.082	0.118	0.091	0.856
306	307	2.518	1.497	2.497	1.467	0.021	0.030	0.047	0.421
307	308	-0.050	0.068	-0.050	0.068	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.717	-0.311	-0.719	-0.314	0.003	0.003	-0.013	-0.181
309	402	-2.041	-0.981	-2.059	-1.003	0.018	0.021	-0.037	-0.412
402	310	-2.059	-0.976	-2.060	-0.978	0.001	0.001	-0.036	-0.024
310	1500351	-3.506	-1.935	-3.555	-1.995	0.049	0.059	-0.064	-0.664
15001101	1500351	14.609	7.969	14.575	7.969	0.034	0.000	0.087	0.191
15	15001101	11.109	7.152	11.089	6.397	0.020	0.752	0.067	3.702
15	100	-8.537	-5.368	-8.609	-5.526	0.071	0.158	-0.051	-1.639
10	1000110	6.683	4.049	6.680	3.884	0.004	0.164	0.040	1.306
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	4.049	6.680	3.885	0.004	0.164	0.040	1.306
10001101	1000101	6.688	3.867	6.685	3.765	0.004	0.101	0.040	0.823
1000101	100010	6.685	3.765	6.684	3.765	0.000	0.000	0.415	0.001
1000110	100010	6.672	3.902	6.668	3.800	0.004	0.101	0.040	0.830
15	14	-8.148	-4.631	-8.154	-4.644	0.006	0.013	-0.048	-0.145
14	209	-6.123	-4.119	-6.156	-4.191	0.032	0.072	-0.037	-1.038
209	13	11.996	7.104	11.996	7.104	0.000	0.000	0.070	0.000
13	208	4.920	2.532	4.920	2.532	0.000	0.000	0.028	0.001
208	300	-18.355	-10.436	-18.398	-10.531	0.043	0.094	-0.106	-0.456
13	1300110	3.509	2.107	3.505	1.991	0.003	0.116	0.021	1.765
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	3.511	2.103	3.507	1.987	0.003	0.116	0.021	1.761
13001101	1300101	3.509	1.983	3.505	1.983	0.003	0.000	0.021	0.083
1300101	130010	3.505	1.983	3.505	1.983	0.000	0.000	0.215	0.000
1300110	130010	3.504	1.995	3.500	1.995	0.003	0.000	0.021	0.083
209	300	-18.152	-10.322	-18.194	-10.416	0.042	0.093	-0.105	-0.455
14	1400110	3.941	2.221	3.938	2.133	0.002	0.088	0.023	1.157
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	2.213	3.942	2.125	0.002	0.088	0.023	1.153
14001101	1400101	3.944	2.118	3.942	2.118	0.002	0.000	0.023	0.053
1400101	140010	3.942	2.118	3.942	2.118	0.000	0.000	0.240	0.000
1400110	140010	3.936	2.139	3.933	2.139	0.002	0.000	0.023	0.053
14	16	-10.011	-4.317	-10.049	-4.371	0.037	0.054	-0.055	-0.581
16	210	-10.097	-4.077	-10.144	-4.144	0.047	0.067	-0.055	-0.722
210	200	-10.144	-3.715	-10.156	-3.733	0.012	0.018	-0.054	-0.190
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
160035	1600351	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16001101	1600351	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
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
15	1500110	5.518	3.538	5.509	3.234	0.009	0.303	0.033	3.012
1500110	150010	3.526	1.614	3.522	1.614	0.003	0.000	0.020	0.085
150010	1500101	3.522	1.614	3.522	1.614	0.000	0.000	0.211	0.000
15001101	1500101	-3.520	-1.572	-3.522	-1.614	0.002	0.042	-0.020	-0.602
1500110	150035	1.984	1.620	1.982	1.591	0.001	0.029	0.013	0.881
1500351	150035	9.902	5.401	9.902	5.401	0.000	0.000	0.177	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
8	8001	3.406	1.908	3.388	1.639	0.018	0.268	0.020	4.313
7	7001	2.973	1.816	2.958	1.599	0.014	0.217	0.018	4.112
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 Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 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	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , 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	Гванів	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
4001	3.290	1.590	10.181	-4.56
5001	4.490	2.300	10.209	-4.13
600110	0.000	0.000	106.654	-3.88
60035	0.000	0.000	35.215	-5.00
60010	1.970	1.120	10.196	-3.87
7001	2.960	1.600	10.240	-4.15
8001	3.390	1.640	10.309	-4.36
900110	0.000	0.000	108.833	-3.41
90035	0.000	0.000	36.436	-3.41
90010	2.630	1.560	10.201	-5.05
1000110	0.000	0.000	112.113	-1.62
100027	0.000	0.000	26.808	-1.62
100010	13.360	7.570	10.648	-2.26
10001101	0.000	0.000	112.113	-1.62
1000271	0.000	0.000	26.808	-1.62
1000101	0.000	0.000	10.648	-2.27
1100110	4.050	2.190	10.519	-3.21
1200110	5.580	2.700	10.557	-3.00
1300110	0.000	0.000	112.643	-1.62
130035	0.000	0.000	37.712	-1.62
130010	7.010	3.980	10.766	-1.60
13001101	0.000	0.000	112.646	-1.62
1300351	0.000	0.000	37.712	-1.62
1300101	0.000	0.000	10.766	-1.60
1400110	0.000	0.000	111.296	-1.77
140027	0.000	0.000	26.614	-1.77
140010	7.880	4.260	10.640	-1.76
3001	1.200	0.680	10.448	-7.32
30030	1.750	0.840	10.341	-8.10
30020	2.630	1.420	9.726	-8.69
30021	0.000	0.000	10.583	-5.71
30031	0.000	0.000	10.685	-5.45
30040	2.190	1.120	10.676	-7.03
30050	1.310	0.710	10.862	-6.13
30060	2.300	1.300	6.204	-6.47
30061	0.000	0.000	6.396	-4.15
30070	2.520	1.220	10.708	-7.08
30071	0.000	0.000	11.038	-4.46
30080	0.660	0.390	10.808	-5.84
30090	1.310	0.640	10.846	-6.11
31000	1.420	0.810	10.737	-6.99
31001	0.000	0.000	11.227	-3.97
31100	1.100	0.590	11.047	-5.89
31101	0.000	0.000	11.396	-3.64
31200	1.420	0.730	10.649	-7.19
14001101	0.000	0.000	111.300	-1.77
1400101	0.000	0.000	10.640	-1.76
1400271	0.000	0.000	26.614	-1.77
1500110	0.000	0.000	109.500	-3.08
150035	0.000	0.000	36.380	-3.57
150010	0.000	0.000	10.465	-3.06
15001101	0.000	0.000	108.866	-3.62
1500351	0.000	0.000	36.381	-3.57
1500101	0.000	0.000	10.465	-3.06
1600110	0.000	0.000	112.726	-0.63
160035	0.000	0.000	37.739	-0.63
160010	0.000	0.000	10.782	-0.63
16001101	0.000	0.000	112.726	-0.63
1600351	0.000	0.000	37.739	-0.63
1600101	0.000	0.000	10.782	-0.63
702	0.000	0.000	114.278	-0.27
703	0.000	0.000	112.205	-0.87
704	0.000	0.000	112.345	-0.79
701	0.000	0.000	112.433	-0.75
70010	10.950	6.500	10.452	-4.23
700100	0.000	0.000	10.453	-4.24
70020	8.760	3.990	10.652	-2.94
700200	0.000	0.000	10.652	-2.94
70030	13.360	6.470	10.449	-3.51
700300	0.000	0.000	10.450	-3.51
70040	-2.190	0.000	11.265	1.73
700400	0.000	0.000	11.265	1.73

16001101	1600351	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
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	16.321	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 Д

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	Р _{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	Люлинці	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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	30033	2.13	2.009	3.192	1.695	0.021	0.312	0.022	5.006
3003	30010	-1.955	-1.083	-1.955	-1.083	0.000	0.000	-0.140	-0.000
300110	30010	1.960	1.154	1.955	1.083	0.005	0.071	0.013	1.884
3	300110	1.964	1.277	1.960	1.154	0.005	0.122	0.013	3.120
100	201	21.234	11.093	21.016	10.830	0.217	0.262	0.132	1.381
201	1	21.016	11.051	20.976	10.994	0.040	0.057	0.132	0.271
1	202	17.881	8.999	17.852	8.957	0.028	0.041	0.112	0.227
202	2	17.852	9.227	17.648	8.981	0.204	0.245	0.112	1.516
203	4	8.802	4.204	8.747	4.138	0.055	0.066	0.056	0.813
4	204	5.429	2.485	5.422	2.476	0.007	0.008	0.035	0.168
204	6	0.901	-0.022	0.900	-0.023	0.000	0.000	0.005	0.031
6	7	-5.346	-4.294	-5.381	-4.337	0.035	0.042	-0.040	-0.788
7	8	-8.366	-5.656	-8.427	-5.745	0.061	0.088	-0.058	-1.007
8	205	-11.846	-7.320	-11.898	-7.396	0.052	0.076	-0.079	-0.622
205	9	-11.898	-7.158	-11.924	-7.205	0.026	0.047	-0.079	-0.343
9	206	-14.581	-8.803	-14.737	-9.029	0.155	0.225	-0.096	-1.511
206	207	-14.737	-8.470	-14.835	-8.650	0.098	0.180	-0.094	-1.076
207	300	-14.835	-8.339	-14.849	-8.370	0.014	0.031	-0.094	-0.168
2	203	14.118	7.299	13.999	7.155	0.119	0.143	0.090	1.108
6	600110	6.225	4.565	6.209	4.018	0.016	0.545	0.045	4.476
600110	60035	4.239	2.899	4.231	2.743	0.008	0.155	0.031	1.939
60035	301	2.775	1.958	2.681	1.844	0.094	0.113	0.062	1.342
301	302	1.469	1.124	1.450	1.102	0.019	0.023	0.036	0.475
302	303	-1.215	-0.588	-1.228	-0.603	0.012	0.015	-0.026	-0.398
303	401	-3.004	-1.585	-3.062	-1.656	0.058	0.070	-0.065	-0.778
401	304	-3.062	-1.629	-3.085	-1.662	0.023	0.033	-0.065	-0.335
304	305	-5.296	-2.946	-5.365	-3.047	0.069	0.100	-0.113	-0.587
305	150035	-6.689	-3.828	-6.860	-4.076	0.171	0.247	-0.141	-1.159
150035	306	4.961	3.210	4.854	3.055	0.106	0.154	0.104	0.988
306	307	2.525	1.552	2.498	1.513	0.027	0.039	0.054	0.488
307	308	-0.051	0.073	-0.051	0.073	0.000	0.000	-0.002	0.004
308	309	-0.718	-0.322	-0.722	-0.326	0.004	0.004	-0.015	-0.209
309	402	-2.045	-1.016	-2.068	-1.044	0.023	0.028	-0.042	-0.476
402	310	-2.068	-1.023	-2.070	-1.025	0.001	0.002	-0.042	-0.028
310	1500351	-3.519	-2.009	-3.583	-2.087	0.064	0.077	-0.073	-0.766
15001101	1500351	14.599	8.305	14.555	8.305	0.043	0.000	0.099	0.211
15	15001101	11.101	7.624	11.075	6.656	0.026	0.965	0.076	4.414
15	100	-13.093	-9.214	-13.315	-9.707	0.222	0.491	-0.090	-2.997
10	1000110	6.685	4.108	6.680	3.907	0.005	0.200	0.044	1.463
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	6.686	4.108	6.681	3.907	0.005	0.200	0.044	1.463
10001101	1000101	6.689	3.889	6.685	3.765	0.005	0.124	0.044	0.923
1000101	100010	6.685	3.765	6.684	3.765	0.000	0.000	0.458	0.001
1000110	100010	6.672	3.925	6.668	3.800	0.005	0.124	0.044	0.930
15	14	-3.569	-1.622	-3.571	-1.625	0.001	0.003	-0.022	-0.063
14	209	-10.914	-8.284	-11.052	-8.591	0.138	0.306	-0.077	-2.224
209	13	13.963	7.203	13.963	7.203	0.000	0.000	0.087	0.000
13	208	-1.925	-1.686	-1.925	-1.686	0.000	0.000	-0.014	-0.001
208	300	-25.222	-15.105	-25.322	-15.326	0.099	0.221	-0.162	-0.710
13	1300110	3.510	2.132	3.506	1.991	0.004	0.141	0.023	1.965
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	3.512	2.128	3.508	1.987	0.004	0.140	0.023	1.962
13001101	1300101	3.510	1.983	3.505	1.983	0.004	0.000	0.023	0.091
1300101	130010	3.505	1.983	3.505	1.983	0.000	0.000	0.237	0.000
1300110	130010	3.505	1.995	3.500	1.995	0.004	0.000	0.023	0.091
702	70020	4.394	2.311	4.377	1.996	0.017	0.314	0.027	3.438
70020	700200	-4.378	-1.992	-4.378	-1.992	0.000	0.000	-0.287	-0.000
702	700200	4.396	2.307	4.378	1.992	0.017	0.314	0.027	3.433
209	300	-25.015	-14.987	-25.115	-15.207	0.099	0.219	-0.161	-0.710
14	1400110	3.942	2.242	3.939	2.133	0.003	0.109	0.026	1.314
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	3.945	2.234	3.942	2.125	0.003	0.109	0.026	1.310
14001101	1400101	3.945	2.118	3.942	2.118	0.003	0.000	0.026	0.059
1400101	140010	3.942	2.118	3.942	2.118	0.000	0.000	0.268	0.000
1400110	140010	3.936	2.139	3.933	2.139	0.003	0.000	0.026	0.059
14	16	-6.606	-1.353	-6.623	-1.379	0.018	0.025	-0.038	-0.344
16	210	-23.019	-12.011	-23.349	-12.488	0.329	0.476	-0.146	-2.039
210	200	-23.349	-12.133	-23.438	-12.263	0.089	0.129	-0.145	-0.551
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

160035	1600351	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16001101	1600351	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
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 Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ
ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

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	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
3	30033	2.07	1.919	3.192	1.695	0.015	0.223	0.0184	0.096
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

160035	1600351	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16001101	1600351	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
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
703	70030	6.692	3.598	6.674	3.237	0.018	0.360	0.037	2.980
70030	700300	-6.678	-3.229	-6.678	-3.229	0.000	0.000	-0.389	-0.001
703	700300	6.696	3.590	6.678	3.229	0.018	0.360	0.037	2.974
704	70040	-1.091	0.043	-1.094	-0.000	0.004	0.043	-0.005	-0.274
70040	700400	1.094	-0.000	1.094	-0.000	0.000	0.000	0.053	0.000
704	700400	-1.091	0.044	-1.094	0.000	0.004	0.043	-0.005	-0.273
701	70010	5.494	3.685	5.470	3.250	0.024	0.433	0.032	4.764
70010	700100	-5.473	-3.246	-5.473	-3.246	0.000	0.000	-0.332	-0.000
701	700100	5.497	3.680	5.473	3.246	0.024	0.433	0.032	4.759
15	1500110	5.441	3.392	5.433	3.126	0.008	0.264	0.031	2.775
1500110	150010	3.473	1.554	3.470	1.554	0.003	0.000	0.019	0.079
150010	1500101	3.470	1.554	3.470	1.554	0.000	0.000	0.198	0.000
15001101	1500101	-3.469	-1.517	-3.470	-1.554	0.002	0.037	-0.019	-0.553
1500110	150035	1.960	1.573	1.959	1.547	0.001	0.025	0.012	0.815
1500351	150035	9.712	5.195	9.712	5.195	0.000	0.000	0.165	0.000
100	211	0.000	-0.316	0.000	-0.316	0.000	0.000	0.002	-0.001
211	200	-0.000	0.027	-0.000	0.027	0.000	0.000	-0.000	0.001
701	704	11.287	7.285	11.278	7.258	0.009	0.026	0.065	0.196
704	703	13.446	7.343	13.430	7.297	0.016	0.046	0.075	0.288
900110	90010	2.635	1.655	2.628	1.559	0.006	0.095	0.016	2.234
208	10	23.269	13.149	23.164	12.916	0.105	0.232	0.128	0.933
10	11	9.706	4.725	9.694	4.699	0.011	0.025	0.052	0.240
11	12	5.619	2.724	5.610	2.705	0.009	0.019	0.030	0.310
12	1200110	5.589	2.943	5.576	2.698	0.012	0.244	0.031	2.407
11	1100110	4.059	2.406	4.047	2.189	0.012	0.217	0.023	3.115
8	8001	3.404	1.878	3.388	1.639	0.016	0.238	0.019	4.023
7	7001	2.971	1.792	2.958	1.599	0.013	0.192	0.017	3.839
13	702	8.817	4.368	8.814	4.358	0.003	0.009	0.047	0.087
300110	30035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	5.194	3.283	5.194	3.283	0.000	0.000	0.030	0.011
1500351	311	1.118	0.641	1.115	0.638	0.003	0.003	0.019	0.114
311	31100	1.108	0.645	1.099	0.590	0.009	0.055	0.019	1.134
311	31101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9	900110	2.641	1.819	2.635	1.655	0.006	0.164	0.016	3.705
310	31000	1.435	0.909	1.419	0.809	0.016	0.099	0.026	1.592
310	31001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
309	30090	1.316	0.689	1.309	0.640	0.007	0.050	0.023	0.813
308	30080	0.663	0.411	0.660	0.390	0.003	0.022	0.012	0.741
307	30070	2.534	1.355	2.518	1.219	0.015	0.135	0.044	1.105
307	30071	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	30061	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
306	30060	2.312	1.417	2.299	1.299	0.013	0.118	0.041	1.101
305	30050	1.317	0.761	1.309	0.710	0.007	0.052	0.023	0.872
304	30040	2.200	1.224	2.189	1.119	0.012	0.105	0.039	0.999
303	30030	1.763	0.935	1.749	0.839	0.014	0.096	0.032	1.160
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	2.647	1.587	2.628	1.419	0.019	0.168	0.049	1.335
301	3001	1.206	0.727	1.199	0.680	0.007	0.047	0.022	0.869
60035	312	1.446	0.803	1.433	0.791	0.013	0.012	0.025	0.406
312	31200	1.428	0.791	1.419	0.730	0.009	0.062	0.025	0.945
600110	60010	1.970	1.119	1.969	1.119	0.001	0.000	0.012	0.045
204	5	4.519	2.644	4.518	2.642	0.001	0.001	0.026	0.040
5	5001	4.502	2.574	4.487	2.299	0.015	0.274	0.026	3.463
4	4001	3.303	1.819	3.288	1.589	0.015	0.229	0.019	3.962
2	1002	3.515	1.954	3.498	1.699	0.017	0.254	0.020	4.153
1	1001	3.082	1.943	3.068	1.739	0.014	0.204	0.018	3.990
900110	90035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	701	22.348	14.742	22.311	14.638	0.037	0.103	0.130	0.391
14	703	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК 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	РНАВ,МВТ	QНАВ,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	11.292	1.65
700400		0.000	0.000	11.292	1.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
16	701	16.2818	18.557	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	0.056	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 Ж

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 _п , МВт	Q _п , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
702700204	3901.785	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 3

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	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
14	Сосонка тяга	0.0000.000	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	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
702	700204	3.901	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 И

Ілюстративний матеріал

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ УМОВ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ