

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ГАЗОВОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
08-13.МКР.001.00.120 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,  
групи ЕСМ-18м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи  
та мережі»  
Білилівський О. Л. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Поліщук А.Л. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_

“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні системи та мережі  
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕСМ-18м Білилівський Олександр Леонідович  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням газового захисту силових трансформаторів»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: 1. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46 – 53. 2. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети. Электронное моделирование. 2016. Т. 38, № 1. С. 99 – 112. 3. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 45 (1321). – С. 25-31.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі Прат «Вінницяобленерго»

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на надійність роботи розподільних електричних мереж. 2. Балансування режимів електричних мереж ОЕС України. 3. Економічна частина. 4. Алгоритмізація методів підвищення надійності роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. 5. Охорона праці та протипожежна безпека при проектуванні ФЕС. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к. техн. наук, ст. вткл. кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

А.Л. Поліщук

ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко

ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” \_\_\_червня\_\_ 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к.т.н.ст. викл. кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

А.Л. Поліщук

ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_  
(підпис)

О.Л. Білилівський

(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ	– асинхронний генератор;
БК	– батарея конденсаторів;
ВДЕ	– відновлювані джерела електроенергії;
ВРП	– вхідна реактивна потужність;
ГПП	– головна понижувальна підстанція;
ЕЕРП	– економічний еквівалент реактивної потужності;
ЗВРП	– задавач вхідної реактивної потужності;
ЕК	– енергопостачальна компанія;
ЕС	– електрична система;
КРН	– компенсація реактивних навантажень;
КРП	– компенсація реактивної потужності;
КТП	– комплектна трансформаторна підстанція;
КУ	– компенсувальна установка;
ОП	– обчислювальний пристрій;
ПКЕЕ	– Правила користування електричною енергією;
ПП	– пристрій порівняння;
ПРСЗ	– пристрій регулювання струму збудження;
РДЕ	– розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	– район електричних мереж;
РП	– розподільний пристрій;
РПН	– пристрій регулювання під навантаженням;
СГ	– синхронний генератор;
СК	– синхронний компенсатор;
ТП	– трансформаторна підстанція.

## АНОТАЦІЯ

Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням газового захисту силових трансформаторів

Магістерська кваліфікаційна робота Білилівський Олександр Леонідович  
ВНТУ, 2020р.

У роботі розглянуто методи, пов'язані з дослідженням газового захисту силових трансформаторів. Для цього була здійснена характеристика електричної мережі 110/35 кВ з метою з'ясування впливу параметрів мережі на втрати електроенергії, розглянуті режими електричної мережі,

Зазначаються загальні поняття про класифікацію, будову та принцип дії газового захисту.

Досліджено питання охорони та безпеки праці оперативно-ремонтного персоналу, що здійснює обслуговування трансформаторів.

В роботі проведено аналіз економічної ефективності.

## ANNOTATION

Development of a fragment of an electric network with research of gas protection of power transformers

Master's thesis Bililovsky Alexander Leonidovich

VNTU, 2020

The paper considers methods related to the study of gas protection of power transformers. For this purpose, the characteristic of the 110/35 kV electric network was carried out in order to find out the influence of the network parameters on the electricity losses, the modes of the electric network were considered,

General concepts of classification, structure and principle of operation of gas protection are indicated.

The issues of labor protection and safety of operational and repair personnel servicing transformers have been studied.

The analysis of economic efficiency is carried out in the work.

Art. - 65 fig. - 12 tablets. - 10 bibl. - 12

## Зміст

### ВСТУП

### 1 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

1.2 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

1.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

### 2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ

### 3 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

### 4 ВИБІР СХЕМИ ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

### 5 РОЗРАХУНОК ПРОГНОЗУ НАВАНТАЖЕНЬ

### 7 ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

7.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

7.2 Визначення балансу потужностей для мережі

### 8 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 9 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 10 ГАЗОВИЙ ЗАХИСТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

10.1 Принцип дії і область застосування

10.2 Типи газового реле та схеми газового захисту

10.3 Реле РЗТ-80

10.4 Реле Бухгольца

10.5 Обслуговування газового захисту

### 11. ОХОРОНА ПРАЦІ

### ВИСНОВКИ

### СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

### ДОДАТКИ

Додаток А. Технічне завдання

## ВСТУП

**Актуальність теми** Блискавка являє собою грізне природне явище, яке приносить величезний збиток народному господарству. Цей збиток пов'язаний і з безпосереднім ураженням людей і тварин, і з пожежами в житлових і виробничих приміщеннях, з вибухами небезпечних об'єктів, з виникненням лісових пожеж і т.д. Удари блискавки в лінії електропередачі або поблизу них призводять до появи імпульсних перенапруг, небезпечних як для ізоляції самих ліній, так і для електрообладнання підстанцій. Основною причиною виходу з ладу ізоляції об'єктів електроенергетики, перерв в електропостачанні і витрат на його відновлення до теперішнього часу є ураження блискавкою об'єктів електроенергетики.

Захисту об'єктів електроенергетики від прямих ударів блискавки і від перенапруг завжди приділялася велика увага. З метою такого захисту використовуються громовідводи, обмежувачі перенапруг, розрядники, відповідні системи заземлення. Блискавковідводами обладнуються також інші важливі об'єкти, такі як житлові і виробничі будівлі, склади і т.д. Мета цих заходів - запобігти безпосередні удари блискавки в захищені об'єкти і організувати протікання струмів блискавки по безпечному шляху.

З урахуванням непрямих збитків приблизно 30 % втрат, фіксованих деякими страховими компаніями західних країн, обумовлені грозовими перенапруженнями. Ці втрати стали зростати з розширенням використання чутливої до перешкод мікропроцесорної та електронної техніки і досягли максимуму до 1990 року . Потім у міру розвитку засобів захисту від перенапруг не тільки в мережах високої напруги , але і в мережах низької напруги , телекомунікаційних лініях і пристроях збиток, що заподіюється блискавкою , почав знижуватися , проте він залишається істотно вище, ніж 20-30 років тому.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування розподільних електромереж з дослідженням газового захисту силових трансформаторів.



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

- аналіз існуючих засобів газового захисту трансформатора;
- дослідження можливості розвитку електричних мереж з дослідженням газового захисту силових трансформаторів.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж.

**Предмет дослідження** – методи і засоби аналізу та оптимізації перетікань потужності в розподільних електричних мережах, а також системи газового захисту трансформаторів.

**Методи досліджень.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Усталені режими ЕМ моделюються і аналізуються на базі методу середніх навантажень. Для розроблення алгоритмів аналізу втрат в розподільних електромережах використовувались матрична алгебра, теорія графів та декомпозиція.

**Наукова новизна одержаних результатів** досліджено ефективність заміни вдосконалення, або заміни застарілих типів газового захисту трансформаторів в розподільних електричних мережах.

**Практичне значення одержаних результатів.** Практична цінність роботи полягає в тому, що з або заміни застарілих типів газового захисту трансформаторів в розподільних електричних мережах є засіб підвищення надійності роботи електричних мереж.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати, наведені у роботі, отримані автором самостійно.

# 1 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Метод поконтурної оптимізації – частковий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву по координатній оптимізації.

Основну ідею цього методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати)  $x_1$  та  $x_2$  і задана опукла функція  $\Psi(x_1, x_2)$ . Необхідно знайти такі оптимальні  $x_1$  та  $x_2$ , при яких  $\Psi = \Psi_{\min}$ .

Для відшукування цих координат приймемо за початкове наближення будь-яке значення функції  $\Psi = \Psi^{\Pi}$ , яке визначиться при початкових параметрах  $x_1^{\Pi}, x_2^{\Pi}$ . Потім зафіксуємо значення  $x_2^{\Pi}$  та шляхом зміни  $x_1$  знайдемо нове значення функції  $\Psi_1$  координатами  $x_1^1, x_2^{\Pi}$ , яке буде найменше з усіх інших на лінії  $x_2^{\Pi} = \text{const}$ . Перехід від значень  $\Psi^{\Pi}$  до  $\Psi^1$  досліджуваної функції назвемо кроком по координаті  $x_1$ . Тепер зафіксуємо  $x_1^1 = \text{const}$  та, змінюючи  $x_2$ , знайдемо наступне значення функції  $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$ , менше від усіх інших на прямій  $x_1^1 = \text{const}$ . Перехід від  $\Psi^{\Pi}$  до  $\Psi^2$ , яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення  $\Psi$  за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є наступне. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети  $\Psi$ , то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформулювати і визначити при будь-яких значеннях

незалежних змінних. Це вигідно відрізняє даний метод від деяких інших.

При виконанні координатного спуску не обов'язково зберігати до кінця одні й ті ж прийняті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести в склад залежних, а з раніше прийнятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, прийняти як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Перейдемо безпосередньо до розгляду методу поконтурної оптимізації для проектування електричної мережі при заданому розрахунковому рівні навантажень і максимального графа.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнту. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати більш простий вигляд функції мети:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (1.1)$$

де  $\delta_m = 0$  при  $S_m = 0$ ,  $\delta_m = 1$  при  $S_m \neq 0$ .

Апроксимація (1.1) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат  $Z$  – і в той же час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять  $J$  рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та  $N$  невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже,  $K = N - J$  невідомих в системі є незалежними, інші

невідомі – залежні. В подальшому для описання електричної мережі будемо користуватись наступними позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожна лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений під граф, який з'єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв'язку обмежуються рівняннями першого закону Кірхгофа, то зміна потужності хорди призводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов'язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за кінцеву кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при не випуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків різних контурів доволі рідко виявляється слабо, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко призведе до отримання локального екстремуму.

## 1.2 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

- 1) максимальний граф розбивається на  $n$  незалежних контурів;
- 2) вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;

3) на базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема всієї мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

1) метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;

2) метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень, так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації :

1) метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;

2) метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

### 1.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Для електричної мережі 110 кВ (рисунок 1.1), знайдемо оптимальний граф розвитку.

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунок 1.1).

При цьому дані про відстані запишемо в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Дані ліній електропередач

Ділянка	6-201	5-201	7-203	7-202	8-203	9-203	9-202	10-202	11-202	201-202	202-203	201-203
Довжина, км	18.	15.5	19	26	13	6	18.2	7.5	17	18	15	27

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{201} = P_{201} / \cos \varphi = 5.5 / 0.9 = 6.11 \text{ (МВА)};$$

$$S_{202} = 4.1 / 0.89 = 4.61 \text{ (МВА)};$$

$$S_{203} = 4.7 / 0.87 = 5.4 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{201} = \sqrt{S_{201}^2 - P_{201}^2} = \sqrt{6.11^2 - 5.5^2} = 2.66 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{202} = \sqrt{4.61^2 - 4.1^2} = 2.1 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{203} = \sqrt{5.4^2 - 4.7^2} = 2.66 \text{ (МВАр)}.$$

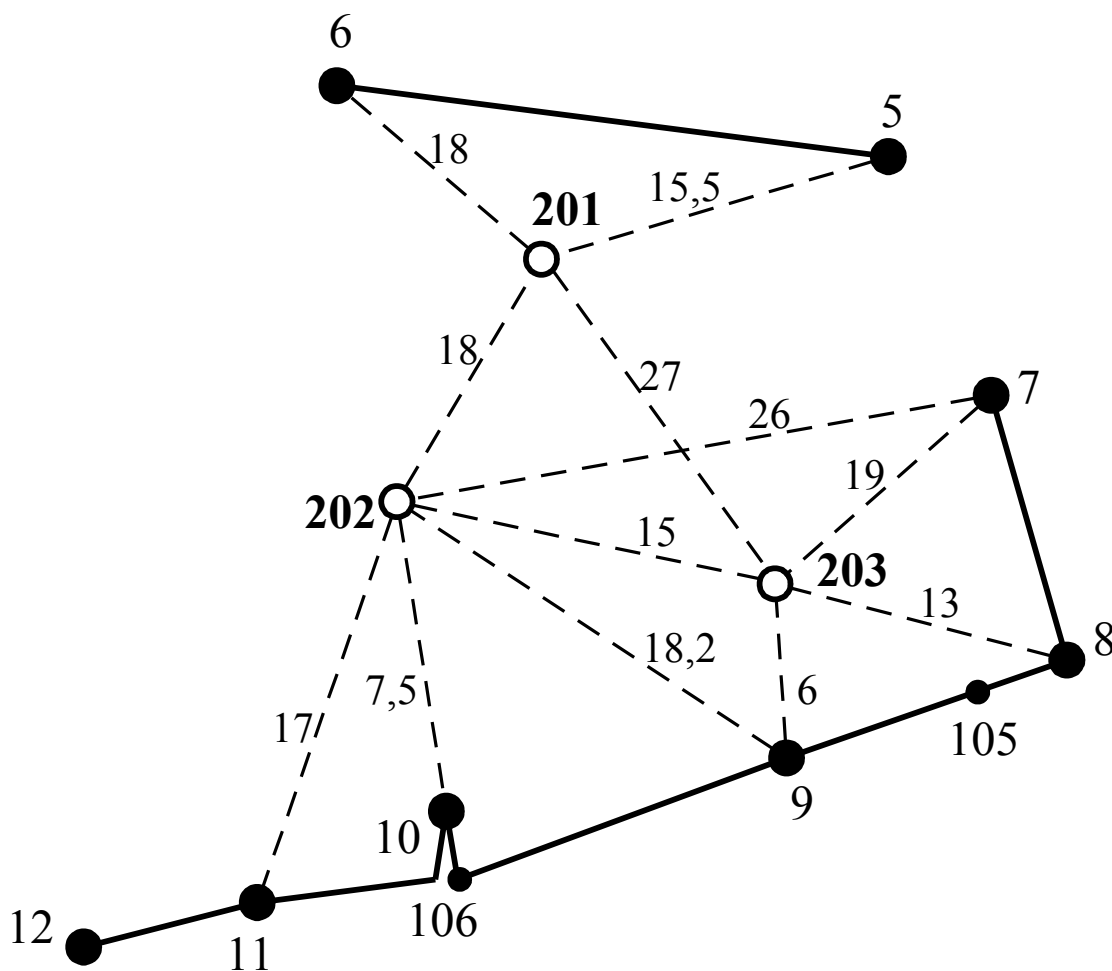


Рисунок 1.1 - Максимальний граф ЕМ ліній

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП  $Z_i = f(P_i)$  нелінійні. Тому цільова функція (функція мети), що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. При цьому для кожної і-ЛЕП приведені затрати  $Z_i$  будуть записані:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.2)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (1.3)$$

тут  $K_{0i}$  - питомі капітальні вкладення на спорудження 1 км лінії, по попередньо заданому перерізу проводу на і-тій ЛЕП;

$E$  - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах  $E = 0,1 \div 0,2$ ;

$\alpha$  - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП;

$b_i$  - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від  $P_i^2$ ;

$l$  - довжина і-ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення  $l_i$ );

$P_i$  - потужність і-ї ЛЕП.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 13,1 тис.у.о./км. Коефіцієнти  $a_i$  (1.2) з урахуванням  $E = 0,12$  та  $\alpha = 0,028$  приймають відповідно значення: 1,939 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 70,1 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта  $b_i$  (1.2), то його значення визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_i^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.4)$$

за умовами, що  $U_H$  – номінальна напруга = 110 кВ та 35 кВ;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

$\tau$  – час втрат, 4350 годин;

$b_0$  – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято  $1,2 \cdot 10^{-2}$  у.о. кВт·год.;

$r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу проводу  $i$  для АС-120/19 = 0,249 Ом/км;

величина  $b_i$  приймає відповідно значення для АС-120/19  $b_i = 1,3 \cdot 10^{-3}$ .

Таким чином із врахуванням усіх припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 120/19:

$$Z_i = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

Для зазначеного максимального графу можна виділити 5 незалежних контурів. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо наступні контури:

9-203-202-201-5;

8-203-202-201-6;

10-202-203-201-5;

10-202-201-203-7;

10-202-201-203-9.

Оскільки кожний з контурів складається з 4 віток, то для кожного з них відповідно можливі 4 варіанти схем. Відкидаючи почергово кожен з віток, отримаємо поточкорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта



схеми першого контуру, який занесемо в таблицю 1.2 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 1.2 – Потокорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
9-203	0	4,7	8,8	14,3
202-203	4,7	0	4,1	9,6
201-202	8,8	4,1	0	5,5
5-201	14,3	9,6	5,5	0

Отримавши потокорозподіл, можна порахувати питомі витрати для радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$Z_{1п202-203} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 4.7^2 = 1.968;$$

$$Z_{1п201-202} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 8.8^2 = 2.041;$$

$$Z_{1п5-201} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 14.3^2 = 2.21;$$

$$Z_{2п9-203} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 4.7^2 = 1.968;$$

$$Z_{2п201-202} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 4.1^2 = 1.961;$$

$$Z_{2п5-201} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 9.6^2 = 2.061;$$

$$Z_{3п9-203} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 8.8^2 = 2.041;$$

$$Z_{3п202-203} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 4.1^2 = 1.961;$$

$$Z_{3п5-201} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 5.5^2 = 1.979;$$

$$Z_{4п9-203} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 14.3^2 = 2.21;$$

$$Z_{4п202-203} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 9.6^2 = 2.061;$$

$$Z_{4п201-202} = 1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 5.5^2 = 1.979.$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо приведені витрати для відповідних випадків:

$$\begin{aligned}
Z_{2\_9-203} &= 1.968 \cdot 6 = 11.81; \\
Z_{2\_201-202} &= 1.961 \cdot 18 = 35.3; \\
Z_{2\_5-201} &= 2.061 \cdot 15.5 = 31.95; \\
Z_{3\_9-203} &= 2.041 \cdot 6 = 12.25; \\
Z_{3\_202-203} &= 1.961 \cdot 15 = 29.42; \\
Z_{3\_5-201} &= 1.979 \cdot 15.5 = 30.67; \\
Z_{4\_9-203} &= 2.21 \cdot 6 = 13.26; \\
Z_{4\_202-203} &= 2.061 \cdot 15 = 30.92; \\
Z_{4\_201-202} &= 1.979 \cdot 18 = 35.62.
\end{aligned}$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$\begin{aligned}
Z_1 &= 29.52 + 36.75 + 34.25 = 100.52; \\
Z_2 &= 11.81 + 35.3 + 31.95 = 79.05; \\
Z_3 &= 12.25 + 29.42 + 30.67 = 72.34; \\
Z_4 &= 13.26 + 30.92 + 35.62 = 79.8.
\end{aligned}$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 202-201 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 1.3 – 1.6.

Таблиця 1.3 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
8-203	0	4,7	8,8	14,3
202-203	4,7	0	4,1	9,6
201-202	8,8	4,1	0	5,5
6-201	14,3	9,6	5,5	0
Витрати, у.о	106,05	97,98	91,58	95,27

Таблиця 1.4 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
10-202	0	4,1	8,8	14,3
202-203	4,1	0	4,7	10,2
201-203	8,8	4,7	0	5,5
5-201	14,3	10,2	5,5	0
Витрати, у.о	118,79	100,04	75,51	101,16

Таблиця 1.5 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
10-202	0	4,1	9,6	14,3
201-202	4,1	0	5,5	10,2
201-203	9,6	5,5	0	4,7
7-203	14,3	10,2	4,7	0
Витрати, у.о	132,94	107,60	88,47	107,10

Таблиця 1.6 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
10-202	0	4,1	9,6	14,3
201-202	4,1	0	5,5	10,2
201-203	9,6	5,5	0	4,7
9-203	14,3	10,2	4,7	0
Витрати, у.о	104,21	80,60	62,89	107,10

Вибираємо з приведених контурів найкращі за найменшими затратами. При цьому порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення.

Таким чином отримаємо два графи (1-ий та 5-ий контур), які зображені на рисунку 1.2.

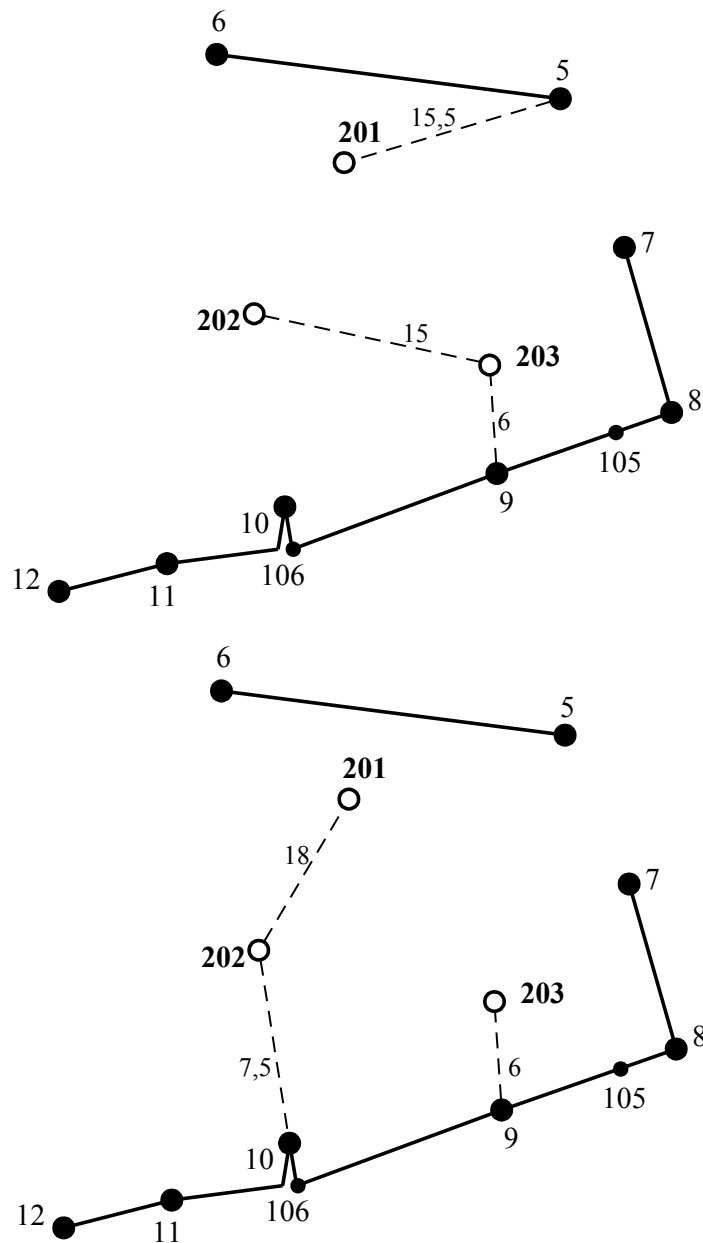


Рисунок 1.2 - Отримані графи електричної мережі

Але такі схеми у одноланцюговому виконанні не будуть задовольняти умові надійності. Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемами, а саме добавимо відповідно вітки 201-202 та 201-203. Таким чином отримаємо замкнуті контури 9-203-202-201-5 та 10-202-201-203-9.

З точки зору надійності дані варіанти схем є рівноцінними, тому ми вибираємо по затратах найдешевший згідно (1.2).

1-й та 5-й контури порівнюються не випадково, хоча згідно методу поконтурної оптимізації оптимальним є 5-й. Просто довжина ліній в 1-му та 5-му контурі відповідно рівна 54.5 км та 58.5 км.

Попередньо знайдемо поточкорозподіл.

При розрахунку поточкорозподілу в контурі 9-203-202-201-5 будемо вважати, що напруги у вузлах 9 та 5 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\dot{S}_{9-203} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i5}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.5)$$

$$\dot{S}_{5-201} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i9}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.6)$$

де  $S_i$  - повна потужність  $i$ -ого навантаження по шляху від 9 вузла до 5 вузла або навпаки;

$l_{i5}, l_{i9}$  - довжини ділянок від  $i$ -го вузла до 5 і 9 відповідно;

$l_{\Sigma}$  - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 9-203 дорівнює:

$$\dot{S}_{9-203} = \frac{\dot{S}_{203} \cdot (l_{202-203} + l_{201-202} + l_{5-201}) + \dot{S}_{202} \cdot (l_{201-202} + l_{5-201}) + \dot{S}_{201} \cdot l_{5-201}}{l_{9-203} + l_{202-203} + l_{201-202} + l_{5-201}};$$

$$\dot{S}_{9-203} = \frac{(4.7 + j2.66) \cdot (15 + 18 + 15.5) + (4.1 + j2.1) \cdot (18 + 15.5) + (5.5 + j2.66) \cdot 15.5}{6 + 15 + 18 + 15.5};$$

$$\dot{S}_{9-203} = 8.27 + j4.42 \text{ (MVA)} .$$

Для ділянки 5-201 маємо:

$$\dot{S}_{5-201} = \frac{(5.5 + j2.66) \cdot (18 + 15 + 6) + (4.1 + j2.1) \cdot (15 + 6) + (4.7 + j2.66) \cdot 6}{15.5 + 18 + 15 + 6};$$

$$\dot{S}_{5-201} = 6.03 + j3.01 \text{ (MVA)} .$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{9-203} + \dot{S}_{5-201} &= \dot{S}_{201} + \dot{S}_{202} + \dot{S}_{203}; \\ 8.27 + j4.42 + 6.03 + j3.01 &= 5.5 + j2.66 + 4.1 + j2.1 + 4.7 + j2.66; \\ 14.3 + j7.43 &= 14.3 + j7.43.\end{aligned}$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітках 203-202 та 202-201 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа відповідно для вузлів 203 та 202:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{203-202} &= \dot{S}_{9-203} - \dot{S}_{203} = 8.27 + j4.42 - 4.7 - j2.66 = 3.57 + j1.76 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{202-201} &= \dot{S}_{203-202} - \dot{S}_{202} = 3.57 + j1.76 - 4.1 - j2.1 = -0.53 - j0.35 \text{ (МВА)}.\end{aligned}$$

Для іншого контуру 10-202-201-203-9 проводимо такі ж самі розрахунки, перетоки потужності при цьому будуть такими:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{10-202} &= 7.16 + j3.61 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{202-201} &= 3.06 + j1.51 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{203-201} &= 2.44 + j1.16 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{9-203} &= 7.14 + j3.82 \text{ (МВА)}.\end{aligned}$$

Згідно (1.2) знайдемо затрати:

1-й контур:

$$\begin{aligned}Z_1 &= (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 8.27^2) \cdot 6 + (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 3.57^2) \cdot 15 + \\ &+ (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 0.53^2) \cdot 18 + (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 6.03^2) \cdot 15.5; \\ Z_1 &= 107.2 \text{ (у.о.);}\end{aligned}$$

5-й контур:

$$\begin{aligned} Z_5 &= (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 7.16^2) \cdot 7.5 + (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 3.06^2) \cdot 18 + \\ &+ (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 2.44^2) \cdot 27 + (1.939 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 7.14^2) \cdot 6; \\ Z_1 &= 114.76 \text{ (y.o.)}. \end{aligned}$$

Як бачимо оптимальним є 1-й контур.

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу нових ліній оптимального варіанту.

Визначимо розрахункові струми у всіх вітках :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ;$$
$$I_{розр9-203} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{9.37}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 51.66 \text{ (A)};$$
$$I_{розр202-203} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{3.98}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 21.91 \text{ (A)};$$
$$I_{розр201-202} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{0.63}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 3.5 \text{ (A)};$$
$$I_{розр5-201} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{6.74}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 37.15 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень при цьому визначається:

$$T_{нб} = \left( \sqrt{\frac{\tau}{8760}} - 0.124 \right) \cdot 10^4 = \left( \sqrt{\frac{4350}{8760}} - 0.124 \right) \cdot 10^4 = 5807 \text{ (год)}.$$

Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $4000 < T_{нб} < 6000$  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;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації показана на рис. 1.3. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній, виконаних відповідно проводом АС 120/19.

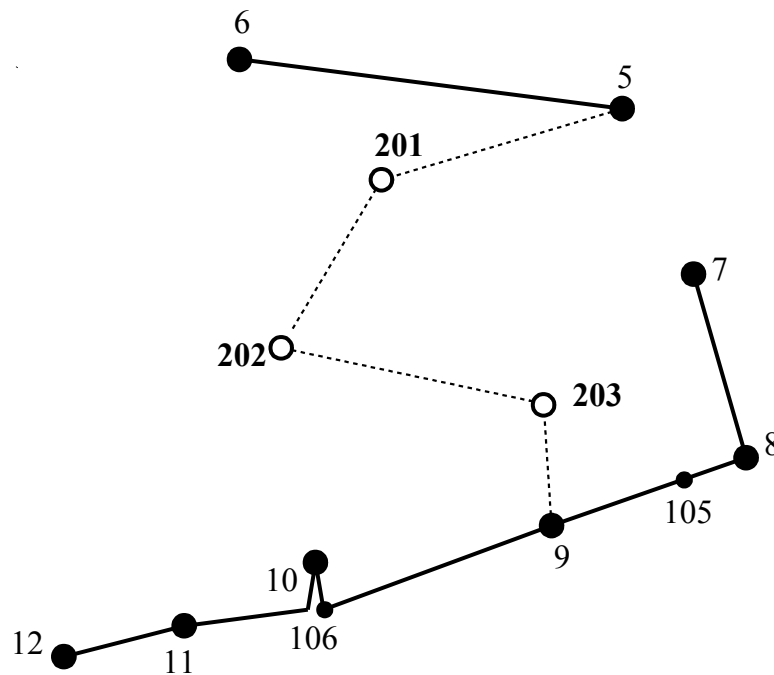


Рисунок 1.3 - Оптимальна схема згідно методу ПКО



## 2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (2.1)$$

де  $n_m$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

$k_1$ - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 201 вузла згідно (2.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{6.11}{2 \cdot 0.7} = 4.37 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора обмотками НН з номінальною потужністю 6.3 МВА.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 201 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 0.97, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.2.1.

У вузлах 202 та 203 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
201	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
202	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
203	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4

### 3 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Через те, що на підстанціях 201, 202 та 203 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 3.1).

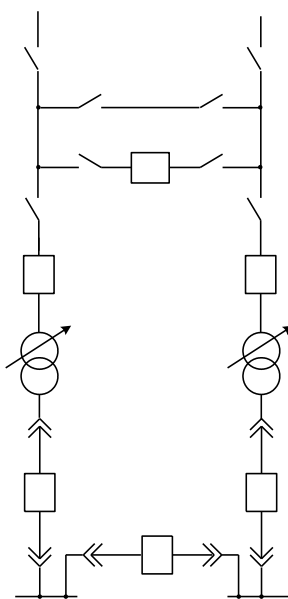


Рисунок 3.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 201, 202 та 203

## 4 ВИБІР СХЕМИ ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Для вузлової підстанції Томашпіль(вузол 9) пропонується два варіанти схеми: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачем (рис.4.1); II – одна секціонована система шин з обхідною із суміщеним секційним і обхідним вимикачем (рис.4.2).

### 4.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + Z_b, \quad (4.1)$$

де  $K$  – капіталовкладення на спорудження підстанції;

$B$  – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

$Z_b$  – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0, \quad (4.2)$$

де  $n_B$  – кількість вимикачів в схемі підстанції;

$C_0$  – вартість одного вимикача.

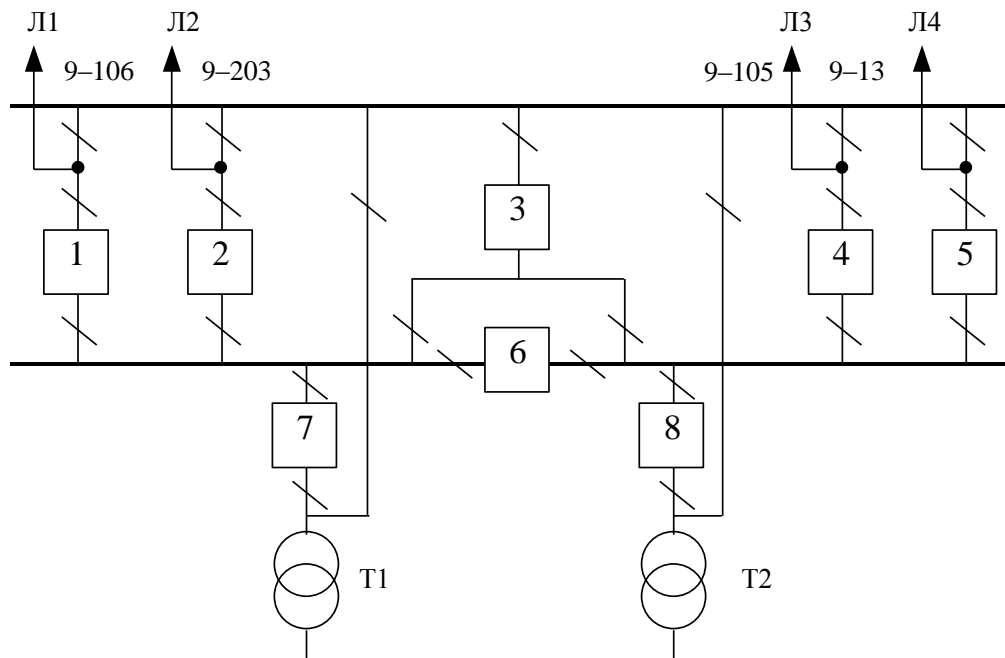


Рисунок 4.1 – Варіант I схеми вузлової підстанції вузла 9  
(одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованим і обхідним вимикачами)

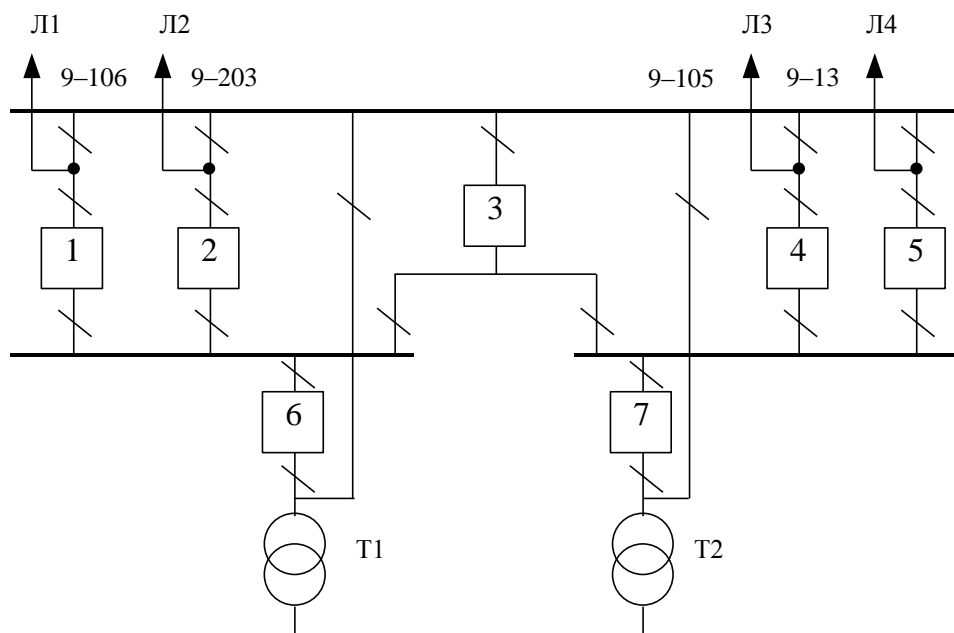


Рисунок 4.2 – Варіант II схеми вузлової підстанції вузла 9  
(одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем)

У відповідності з (4.2) для варіантів підстанції вузла 9 (рис.4.1 – 4.2) маємо:

$$K_I = 8 \cdot 42 = 336 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$K_{II} = 7 \cdot 42 = 294 \text{ (тис.у.о.).}$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (4.3)$$

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 (4.3) для варіантів схеми вузлової підстанції пункту 9 маємо:

$$B_I = \frac{18 + 3}{100} 336 = 70.56 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$B_{II} = \frac{18 + 3}{100} 294 = 61.74 \text{ (тис.у.о.).}$$

У відповідності з (4.1) щорічні приведені витрати для варіантів схеми підстанції вузла 9:

$$Z_I = (0.12 \cdot 336 + 70.56) \cdot 8 = 887.03 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{II} = (0.12 \cdot 294 + 61.74) \cdot 8 = 776.16 \text{ (тис.грн.).}$$

## 5. РОЗРАХУНОК ПРОГНОЗУ 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  $P'_{\max}(T)$ :

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (5.1)$$

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:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (5.2)$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0; \quad (5.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (5.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (5.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл.1. завдання (варіант 17) в систему (5.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 1145, \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 6513. \end{cases}$$

звідки  $a' = 100.13$ ,  $b' = 2.61$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2.61 \cdot T + 100.13.$$



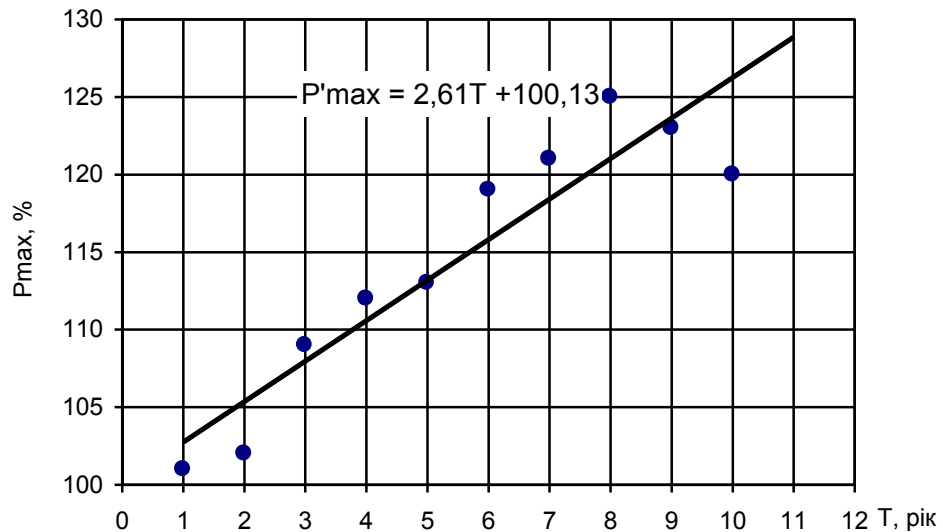


Рисунок 5.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу  $T$

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (129. %) заданий типовий графік навантажень для 11-го року прийме вигляд, поданий на рис.5.2.

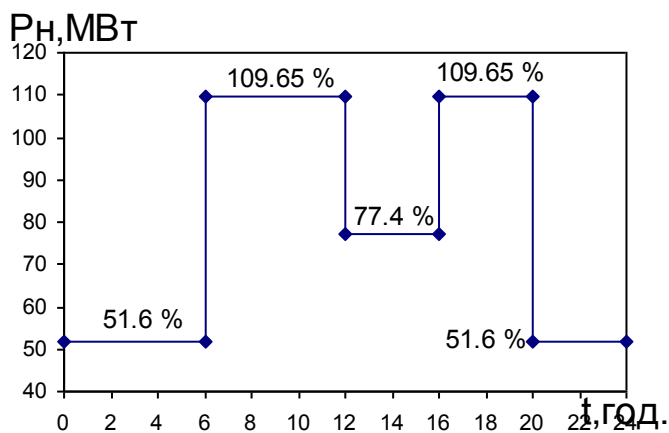


Рисунок 5.2 – Графік сумарного навантаження з урахуванням прогнозу станом на 11-й рік

Таким чином, аналізуючи даний графік, можна зробити висновок, сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 11-й рік збільшиться до 109.65%, що на 9.65 % більше встановленої потужності. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності електропостачання, тобто встановити додатковий резерв потужності.

## 7 ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 7.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що 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  $f=f_{\text{ном}}$  записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}} \quad (7.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 2100 + 0.05 \cdot 2100 = 1995 \text{ (МВт)}.$$

Де  $P_{\Gamma}$  – 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 реактивна потужність навантаження:

$$S_{\text{Н}} = \frac{P_{\text{ЕС}}}{\cos \varphi} = \frac{2100}{0.85} = 2470.6 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\text{Н}} = \sqrt{S_{\text{Н}}^2 - P_{\text{Н}}^2} = \sqrt{2470.6^2 - 2100^2} = 1301.5 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів (201.2 МВт) із потужністю, що поступає від джерел постачання (2100 МВт), дозволяє зробити висновок про недоцільність встановлення компенсуючих пристроїв в електричній мережі.

## 7.2 Визначення балансу потужностей для мережі

Користуючись додатком В запишемо баланс по активній потужності:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{НАВ}} + \Delta P = 201.2 + 6.82 = 208.02 \text{ (МВт)};$$

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

$$Q_{\Gamma} = 208.02 \cdot \text{tg}(\arccos 0.85) = 128.97 \text{ (МВАр)}.$$

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.

$$0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0.95 \cdot 105.1 = 99.85 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 30.7 \text{ (МВАр)} \text{ (згідно додатку В)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП } i} = 99.85 + 30.7 - 128.97 = 1.58 \text{ (МВАр)}.$$

Відносно вузів живлення реактивна потужність генерації запишеться:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{НАВ}} + \Delta Q = 105.1 + 30.7 = 135.8 \text{ (МВАр)}.$$

Таким чином, врахувавши резервування, будемо мати:

$$P_{\Gamma}^{\text{п}} = 2100 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma}^{\text{п}} = 1301.5 \text{ (МВАр)};$$

$$P_{\text{max}} = 2000 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 2000 \cdot \text{tg}(\arccos 0.85) = 1240. \text{ (МВАр)};$$

$$P_{\Gamma}^{\text{п}} - P_{\text{max}} = P_{\text{рез}} + P_{\text{вп}} = 2100 - 2000 = 100 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma}^{\text{п}} - Q_{\text{max}} = Q_{\text{рез}} + Q_{\text{вп}} = 1301.5 - 1240. = 61.5 \text{ (МВАр)}.$$

Висновки: В даному пункті складено баланс потужностей на шинах джерела живлення і для мережі. З розрахунків видно, що 100 МВт активної потужності і 61.5 МВАр реактивної потужності витрачається на власні потреби та для резерву потужності.

## **8 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ**

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

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

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 3,903 МВт або 3.44% від потужності генерації.

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

У післяаварійному режимі була розірвана ділянка 200-103 та головна ділянка 5-201 із ланцюгів нових ліній електропередачі.

## 9 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту):

$$З = P_n \cdot K + B + Зб,$$

де  $B$  – приведені витрати, тис.грн.;

$P_n$  – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається  $P_n = 0.12$ ;

$K$  – одночасні капітальні витрати, тис.грн.;

$B$  – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП};$$

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

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{П} = K_T + (K_B + K_{ВРУ}) + K_{ПОСТ},$$

де  $K_T$  – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_B + K_{ВРУ}$  – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{ПОСТ}$  – постійна частина витрат, тис.грн..

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

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{тр} = n_{тр} \cdot C_{тр} = 6 \cdot 49 \cdot 8 = 2352. \text{ (тис.у.о.)}$$

Визначаємо  $K_B + K_{ОРУ}$ :

$$K_B + K_{ВРП} = (2 \cdot 42 + 120 \cdot 3) \cdot 8 = 3552. \text{ (тис.у.о.)}$$

Визначаємо  $K_{ПОСТ}$  :

$$K_{ПОСТ} = (210 + 210 + 210) \cdot 8 = 5040. \text{ (тис.у.о.)}$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{П} = 2352. + 3552. + 5040. = 10944. \text{ (тис.у.о.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{ЛЕП} = C_T \cdot l,$$

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.у.о..

$$K_{\text{ЛЕП}} = (13.1 \cdot 15.5 + 13.1 \cdot 18. + 13.1 \cdot 15. + 13.1 \cdot 6. ) \cdot 8 = 5711.6 \text{ (тис.у.о.)}.$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K = 10944. + 5711.6 = 16655.6 \text{ (тис.у.о.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta W},$$

де  $B_{\text{Л}}$  – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.у.о.:

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

де  $P_{\text{Л}}\%$  – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

$B_{\text{П}}$  – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.у.о.:

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

де  $P_{\text{П}}\%$  – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій.



Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$V_{\text{Л}} = (5711.6 \cdot 5.94) / 100 = 339.27 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$V_{\text{П}} = (10944 \cdot 21) / 100 = 2298.24 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$V = 339.27 + 2298.24 = 2637.51 \text{ (тис.у.о.).}$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі не враховуємо:

$$З_{\text{б}} = 0 \text{ (тис.у.о.).}$$

$$З_{\text{ЕМ}} = 0.12 \cdot 16655.6 + 2637.51 + 0.6 \cdot 300 = 4816.18 \text{ (тис.у.о.).}$$

## 10 ГАЗОВИЙ ЗАХИСТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

Відомо, що в сучасних умовах, враховуючи особливості функціонування споживачів електроенергії, все вищі вимоги ставляться до якості та надійності електропостачання. Надійність електропостачання досягається безперебійною роботою електрообладнання.

Відповідно до Правил пристрою електроустановок (ПУЕ) і провідними вказівками по релейному захисті, на трансформаторах установлюються захисти від внутрішніх ушкоджень, від зовнішніх коротких замикань (к.з.) і ненормальних режимів. У зв'язку із цим на понижувальних трансформаторах тягових підстанцій змінного струму застосовуються наступні види захистів:

1) Газовий захист - від всіх видів ушкоджень усередині бака трансформатора, що супроводжуються виділенням газу із трансформаторного масла, а також зниженням рівня масла. Газовий захист, діє на сигнал і на відключення трансформатора з усіх боків.

2) Поздовжній диференціальний захист - від к.з. в обмотках і на зовнішніх висновках трансформатора.

3) Максимальні струмові захисти (МТЗ) - від зовнішніх к.з.

4) Максимальний струмовий спрямований захист (МТНЗ) - для усунення підживлення к.з. на ЛЕП системи зовнішнього електропостачання з боку тягової або районної обмотки трансформатора.

5) Максимальні струмові захисти - для захисту від ненормальних режимів.

6) Захист блокування віддільника. Захист забезпечує відключення віддільника в «без струмову паузу» і виконується в однофазному одно релейному виконанні з використанням трансформатора струму, установлюваного в ланцюзі.

Для контролю температури верхніх шарів масла трансформатора встановлюються термосигналізатори, які роблять включення обдуву трансформатора при досягненні температури масла  $+55^{\circ}\text{C}$ .

Для підключення реле МТЗ із боку 110 кВ і реле диференціального захисту використовуються окремі обмотки трансформаторів струму (ТА). Інші обмотки ТА використовуються для підключення всіх інших захистів.

Обмотки ТА класу 0,5 з боку 27,5 кВ трансформатора використовуються для підключення лічильників електричної енергії.

### 10.1 Принцип дії і область застосування

Газовий захист призначений для захисту силових трансформаторів з оливним заповненням, забезпечених розширювачами, від усіх видів внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним перетіканням оливи з бака в розширювач, а також від витоку оливи з бака трансформатора.

Газовий захист - специфічний захист оливонаповненого трансформатора, що одержав широке поширення завдяки своїй відносній простоті і чутливості до великого числа видів внутрішніх пошкоджень трансформаторів і їх перемикаючих пристроїв. Внутрішні пошкодження трансформатора, як правило, супроводжуються розкладанням оливи та інших ізоляційних матеріалів з утворенням летючих газів. Гази, будучи легшими за оливу, піднімаються до кришки трансформатора і при належній установці трансформатора і розширювача неминуче потрапляють в розширювач. Тому кришка бака трансформатора повинна мати підйом 1,0-1,5% у бік точки приєднання оливопроводу до розширювача, а оливопровод, в свою чергу, повинен мати підйом в сторону розширювача 2-4%. У разі значних внутрішніх пошкоджень, пов'язаних з інтенсивним газоутворенням, в баку трансформатора створюється підвищений тиск, виникає перетікання масла по оливопроводу в сторону розширювача. Зауважимо, що все сказане повністю застосовано і до бака контактора пристрою РПН.

Вимірювальним органом газового захисту є газове реле. Реле газового захисту трансформатора є захисним реле для ізольованих або охолоджуваних рідиною апаратів з розширювальним баком (трансформатори, багатоступінчасті перемикачі, конденсатори, дросельні котушки і т.д.) і монтується на сполучному

трубопроводі між корпусом і розширювальним баком. Газове реле представляє собою металевий корпус з двома поплавками. При нормальній роботі трансформатора газове реле заповнено оливою, поплавки знаходяться в піднятому положенні та пов'язані з ними електричні контакти - розімкнуті. При незначному ушкодженні в трансформаторі (наприклад, міжвиткове замикання) під впливом місцевого нагріву з оливи виділяються гази, які піднімаються вгору, до кришки бака, а потім скупчуються у верхній частині газового реле, витісняючи з нього оливу.

При цьому верхній з двох поплавків опускається разом з рівнем оливи, що викликає замикання його контакту, який діє на попереджувальний сигнал.

При серйозному пошкодженні усередині трансформатора відбувається бурхливе газоутворення, під впливом газів, що виділяються олива швидко витісняється з бака в розширювач. Потік оливи проходить через газове реле і змушує спрацювати нижній поплавок, який дає команду на відключення пошкодженого трансформатора. Цей елемент спрацьовує також і в тому випадку, коли в баку трансформатора сильно знизився рівень оливи (наприклад, при пошкодженні бака і витоку оливи).

Газовий захист є дуже чутливий і часто дозволяє виявити пошкодження в трансформаторі на початковій стадії. При серйозних пошкодженнях трансформатора газовий захист діє досить швидко: 0,1-0,2 с (при швидкості потоку оливи не менше ніж на 25% вище уставки). Завдяки цим якостям газовий захист обов'язково встановлюється на всіх трансформаторах потужністю 6,3 МВ-А і більше, а також на всіх внутрішньо цехових понижуючих трансформаторах, починаючи з потужності 630 кВА. Допускається установка газового захисту і на трансформаторах від 1 до 4 МВ-А. На трансформаторах з РПН додатково передбачається окремий газовий захист пристрою РПН.

## 10.2 Типи газового реле та схеми газового захисту

Відомо, що єдиним захистом, який реагує на ряд небезпечних пошкоджень всередині баку трансформатора, є газовий. Струменеві реле використовуються для захисту контакторів оливонаповнених перемикачів відгалужень обмоток від пошкоджень, що супроводжуються виникненням прискореного потоку оливи з баку в розширювач.

Протягом останніх 20 років силові трансформатори оснащувались переважно газовими (BF 80/Q, BF 50/10) і струменевими (URF 25/10) реле виробництва Німеччини. Ще до постачань реле з Німеччини Запорізький трансформаторний завод випускав газові реле РГЧЗ-66, які також використовувались як струменеві для захисту перемикачів відгалужень обмоток трансформаторів. До початку постачань реле РГЧЗ-66 в енергосистемах вже експлуатувались приблизно 10 різних типів газових реле як вітчизняного, так і закордонного виробництва. Значна частина цих реле, що вже давно морально застаріли та відпрацювали свій ресурс, тим не менше експлуатуються донині.

Тим часом, досвід експлуатації реле серії BF та URF свідчить, що, незважаючи на відпрацьовану конструкцію, вони мають суттєві недоліки. Так, вбудований пристрій випробування роботи реле серії BF дозволяє випробовувати лише поплавки, що реагують на пониження рівня оливи, а перевірка роботи напірної пластини, що реагує на швидкість потоку оливи з баку у розширювач, який забезпечує вимкнення трансформатора, у конструкції реле не передбачена. Другим недоліком реле BF та URF є погана амортизація герконів та тримачів, розташованих у оливі всередині корпусу реле. У деяких випадках спостерігаються тріщини і руйнування скла корпусу геркону, які виявлялись як після транспортування, так і під час експлуатації реле, і могли стати причиною відмови захисту. Усі реле, що використовуються донині, дозволяли комутувати тільки одне вимикальне та сигнальне коло, що не відповідає сучасним вимогам до релейного захисту електрообладнання. Тому російським підприємством КрайСибСтрой розроблені нові реле:

- реле газові трансформаторні РГТ50, РГТ80 та струменеві РСТ25;
- реле захисту трансформаторів РЗТ-50, РЗТ-80, РЗТ-25.

Реле газові трансформаторні РГТ50, РГТ80 та реле струменеві трансформаторні РСТ25 мають просту і надійну конструкцію і зручні у експлуатації. Конструкція реагуючого блоку струменевого реле не має поплавків. Поплавки газових реле, з вбудованими у них керувальними магнітами, виконані суцільними, без механічних з'єднань з іншими елементами реле. У процесі виготовлення поплавки випробовуються надлишковим тиском оливи 100 кПа, тому при подальшій експлуатації вони не випробовуються.

У реле використовуються геркони підвищеної електричної міцності, які разом із з'єднувальними проводами розміщуються у корпусі контактного вузла. Вони нерухомі, повністю ізольовані від оливи і мають підсилений захист від механічної дії та атмосферної вологи. Конструкція реле дозволяє проводити огляд та заміну контактного вузла на місці встановлення реле без зливання оливи і розкриття реле.

Таблиця 10.1 - Основні електричні параметри реле РГТ 50, 80

Номінальна напруга постійного або змінного струму (частота 50-60 Гц), В	220
Діапазон комутованих напруг, В	1 - 300
Мінімальний комутований струм, мА	1
Номінальна комутована потужність при роботі на активне навантаження, Вт	50
Електрична міцність ізоляції розімкнених контакторів при змінній напрузі (частотою 50-60 Гц), В	20000

Сигнальні контакти газових реле спрацьовують при пониженні рівня оливи (зменшенні її об'єму на 100 – 250 см<sup>3</sup>). Передбачені такі уставки спрацювання за швидкістю потоку оливи (м/с):

- 0,65; 1,0; 1,5 (для газових);
- 0,9; 1,2; 1,5; 2,0 (для струменевих).

Реле дозволяють комутувати по два незалежних вимикаючих та сигнальних кола. Кнопкою опробування можна перевірити роботу реле при опусканні поплавків і окремо – при дії напірної пластини. Гвинт регулювання уставок за швидкістю потоку оливи виведено на кришку корпусу реле, що дозволяє за наявності стенду для перевірки реле, відрегулювати уставку без розбирання реле.

Реле стійкі до вібрацій у трьох взаємно перпендикулярних напрямках з прискоренням 5g при частотах 5-150 Гц, до одиночних ударів у вертикальному напрямі з прискоренням 5g, до землетрусу з амплітудою прискорення 0,5g. Робочий діапазон температури навколишнього повітря від -60 до 55 °С. Встановлювальні та приєднувальні розміри нових реле дозволяють використовувати їх для заміни реле РГЧЗ-66, ВФ 80/Q, ВФ 50/10 та URF 25/10. Штуцер для вводу кабелю передбачає можливість кріплення металорукава.

Реле захисту трансформаторів типу РЗТ-25, РЗТ-50, РЗТ-80 призначені для захисту оливних трансформаторів та інших ізольованих або охолоджуваних рідиною апаратів з розширювальною посудиною. Реле монтуються на з'єднувальному трубопроводі між баком трансформатора та розширювальною посудиною. У верхній частині реле розташована клемна коробка з кришкою та вузлом кріплення сигнального кабелю у металорукаві. Реле оснащено газоспусковим клапаном для відбору накопичених газів, а також контрольною кнопкою для перевірки спрацювання. Конструкція реле дозволяє проводити вакуумування разом з баком трансформатора. Характерні особливості РЗТ:

- металеві поплавки;
- відсутність контакту струмопровідних деталей з робочою рідиною;
- застосування магнітокерованих контактів у металевому корпусі;
- вібростійкість у діапазоні частот 2 – 200 Гц.

Реле типу РЗТ - 25 (струменеве) призначено для комутації сигналу

«Відключення» в разі підвищення швидкості рідини в сполучному трубопроводі вище заданого допустимого значення. Реле має механічний фіксатор замкнутого стану контактів . Реле типів РЗТ - 50 і РЗТ - 80 (двопоплавкове) призначено для комутації сигналів:

- « ПОПЕРЕДЖЕННЯ » - при виникненні несправності в роботі захищається апарату;

- « Відключення» - при втраті рідини або при перевищенні швидкості рідини в сполучному трубопроводі вище заданого допустимого значення.

Таблиця 10.2 – Основні технічні характеристики.

Параметр	Тип реле		
	РЗТ - 25	РЗТ - 50	РЗТ – 80
Умовний прохід, мм	25	50	80
Виконання фланця	круглий	круглий	квадратний
Потужність захисного трансформатора, МВА	< 5	5 - 10	> 10
Конструктивні виконання реле	струменеві, без поплавка	газові, поплавками	3 двома
Кількість контактів	1	2	2
Виконання контактів	замикаючі		
Граничне значення швидкості потоку масла, м/с (допуск -25%)	0,9; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5	0,65; 1,0; 1,5	
Маса, кг	5,9	6,7	6,0

При нормальній роботі контрольованого апарату реле повністю заповнюється оливою. Поплавки утримуються у верхньому положенні піднімальною силою. Якщо всередині контрольованого апарату при несправності утворюються газові пухирці, то вони на шляху до розширювальної посудини



будуть накопичуватись у верхній частині реле, що призведе до зниження рівня оливи і опускання верхнього поплавка. Зв'язаний з поплавком постійний магніт наближається до кожуха БГК і комутує сигнал про попередження.

При подальшому зниженні рівня, що має місце під час витоку оливи, опускається верхній поплавок і з'єднаний з ним постійний магніт комутує сигнал про вимкнення на нижній парі контактів БГК. На це ж плече важеля з постійним магнітом діє заслінка, що сприймає швидкісний напір оливи. Коли зусилля дії оливи на заслінку перевищує зусилля магнітного затвору, заслінка відкривається і починає діяти на магніт, викликаючи формування сигналу про вимкнення. При зменшенні швидкості потоку заслінка повертається у вихідне положення під дією сили тяжіння.

Джерелами оперативного струму для газового захисту можуть служити: акумуляторна батарея, блоки живлення, попередньо заряджені конденсатори і трансформатор власних потреб (або трансформатор напруги). Використання в якості джерела змінного оперативного струму ТСН (або ТН) допустимо тільки в тому випадку, якщо для диференціальної і максимального струмового захистів цього ж трансформатора використовується інше джерело оперативного струму - трансформатор струму або попередньо заряджений конденсатор. При такому поєднанні джерел оперативного струму підвищується надійність захисту трансформатора.

На рисунку 10.1 наведена частина принципової схеми вихідних ланцюгів захисту трансформатора, в якій джерелом оперативного струму служать попередньо заряджені конденсатори СВ. Розряд конденсаторів на котушку вихідного проміжного реле KL відбувається при спрацьовуванні газового захисту (замикається контакт KL2), а також диференціального КАТ або максимального струмового захисту МСЗ. Одночасно з KL спрацьовує відповідне вказівне реле КН або 1КН, забезпечуючи дію аварійної сигналізації. Проміжне реле діє своїми контактами на відключення вимикачів всіх сторін трансформатора, а також на

включення короткозамикачем або на запуск пристрою передачі вимикаючого імпульсу.

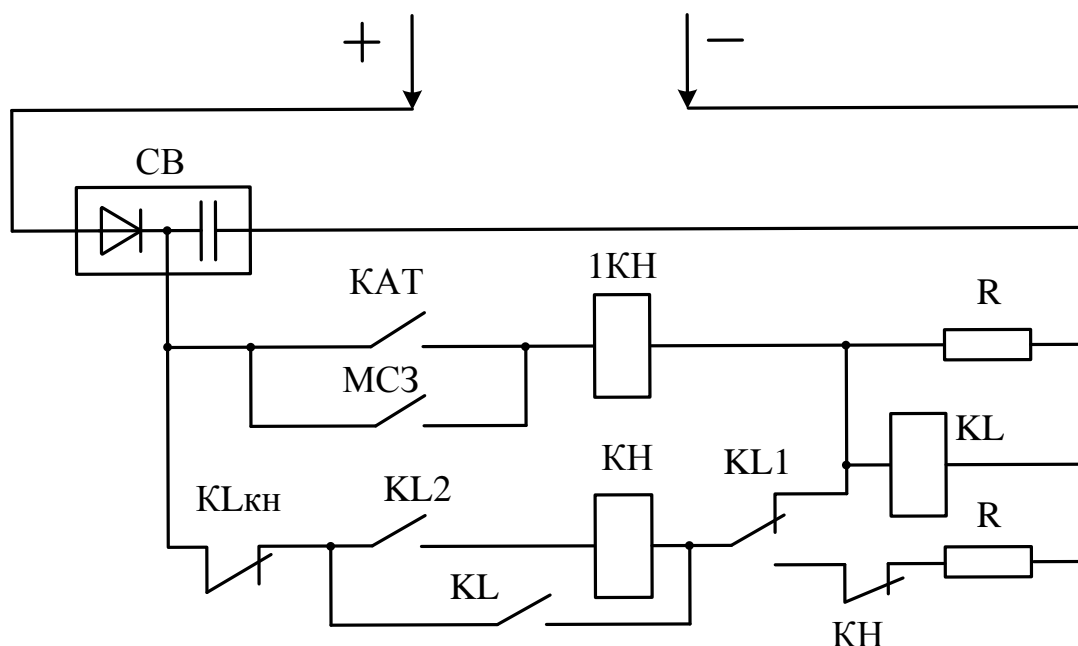


Рисунок 10.1 - Частина принципової схеми вихідних оперативних ланцюгів захисту трансформатора, в тому числі газової, з попередньо зарядженими конденсаторами

Джерелами оперативного струму, при виконанні кожної з цих операцій, служать окремі блоки конденсаторів (на схемі не показані). Крім того, один з них замкнув контакти реле КЛ забезпечує його самоутримання. Це необхідно тому, що при бурхливому газоутворення і великій швидкості потоку оливи контакт вимикаючого елемента КЛ2 може замикатися лише короткочасно. За допомогою вимикального пристрою КЛ1 можна перевести дію вимикаючого елемента КЛ2 на сигнал (це положення 2 пристрої КЛ1). У ланцюзі вимикаючого елемента КЛ2 є розмикаючий контакт реле КЛ<sub>кн</sub>. Воно розмикається після включення короткозамикачем трансформатора, оскільки на цьому дія газового захисту повинно припинитися, незважаючи на те, що контакт КЛ2 може залишитися в замкненому положенні через конструктивні особливості газового реле.

На рис. 10.2 наведена принципова схема відключення ланцюгів газового захисту на змінному оперативному струмі. Джерелом оперативного струму служить трансформатор власних потреб, включений з боку трансформатора 10 або 6 кВ. У цій схемі, як і в попередній, передбачена можливість переведення дії вимикаючого елемента KL2 на сигнал за допомогою перестановки вимикаючого пристрою KL в положення 1. Є також ланцюг самоутримання проміжного реле KL через його замикаючий контакт KL1 і розмикає контакт KL<sub>кн</sub>, який розмикається після включення короткозамикачем, коли самоутримання вже не потрібно, але воно могло б продовжуватися, якщо живлення ланцюгів оперативного напруги виробляється від TBR сусіднього, неушкодженого трансформатора. Контакти KL2 і KL3 діють відповідно на електромагніт включення короткозамикачем YAC<sub>кн</sub> і на електромагніт відключення вимикача

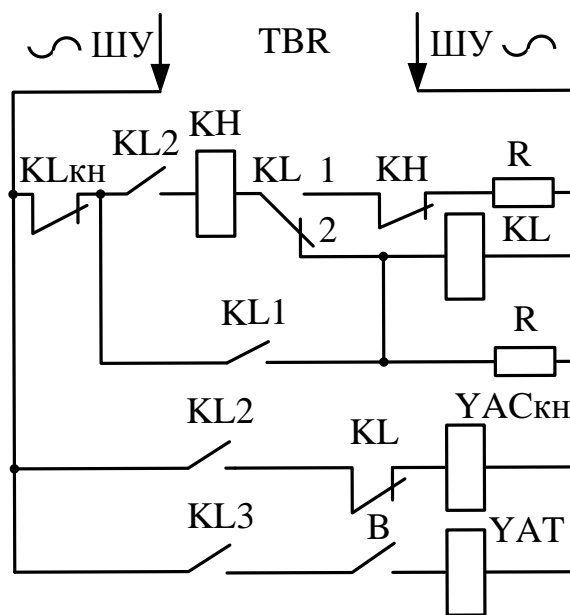


Рисунок 10.2 - Принципова схема вимикаючих ланцюгів газового захисту на змінному оперативному струмі

10 (6) кВ YAT, а на трьохобмотковому трансформаторі - і на електромагніт відключення вимикача 35 кВ (на схемі не показаний). Всі електромагніти призначені для живлення від джерела змінної напруги 220 В. У цих же

комутаційна апаратів є й інші ЕВ та ЕО, призначені для роботи від трансформаторів струму або від попередньо заряджених конденсаторів при дії диференціальної або максимального струмового захисту трансформатора.

### 10.3 Реле РЗТ-80

Реле захисту трансформатора, а саме реле РЗТ-80, є захисне реле, призначене для апаратів з розширювальним посудом, ізольованих або рідинно-охолоджуваних. Прикладами промислового обладнання, яке комплектується реле захисту трансформатора, конденсатори, багатоступінчасті перемикачі, дросельні котушки, власне, трансформатори, та багато іншого. Реле РЗТ-80 встановлюються на трубопроводі, що з'єднує розширювальний посудину і корпус.

Реле типів РЗТ-50 і РЗТ-80 (двопоплавкове) призначено для комутації сигналів «ПОПЕРЕДЖЕННЯ» та «ВІДКЛЮЧЕННЯ»

- «ПОПЕРЕДЖЕННЯ» - при виникненні несправності в роботі апарату, на якому встановлений захист ;

- «ВІДКЛЮЧЕННЯ» - цей сигнал реле передає тоді, коли відбувається втрата рідини, або ж при перевищенні швидкості рідини в сполучному трубопроводі вище критичне значення.

Основні технічні характеристики реле типу РЗТ наведено в таблиці 2.2 минулого розділу.

Будова та принцип дії

Будову реле показано на рисунку 1.3.1.

Реле складається з корпусу 1.1 і механічного блоку 1.2. Корпус створений з алюмінієвого сплаву і має вхідний і вихідний фланці з отворами для під'єднання реле до трубопроводів. Для візуального контролю роботи механічного блоку в корпусі з двох сторін вбудовано оглядове скло. Для захисту скла від забруднень і шкідливого впливу сонячних променів вбудовано захисні кришки, що відкриваються вгору. Стрілка на корпусі вказує напрямок руху рідини до розширювальної посудини.

Будову механічного блоку показано на рисунку 1.3.2. Він складається з кришки 2.1 і вмикаючого механізму 2.2.

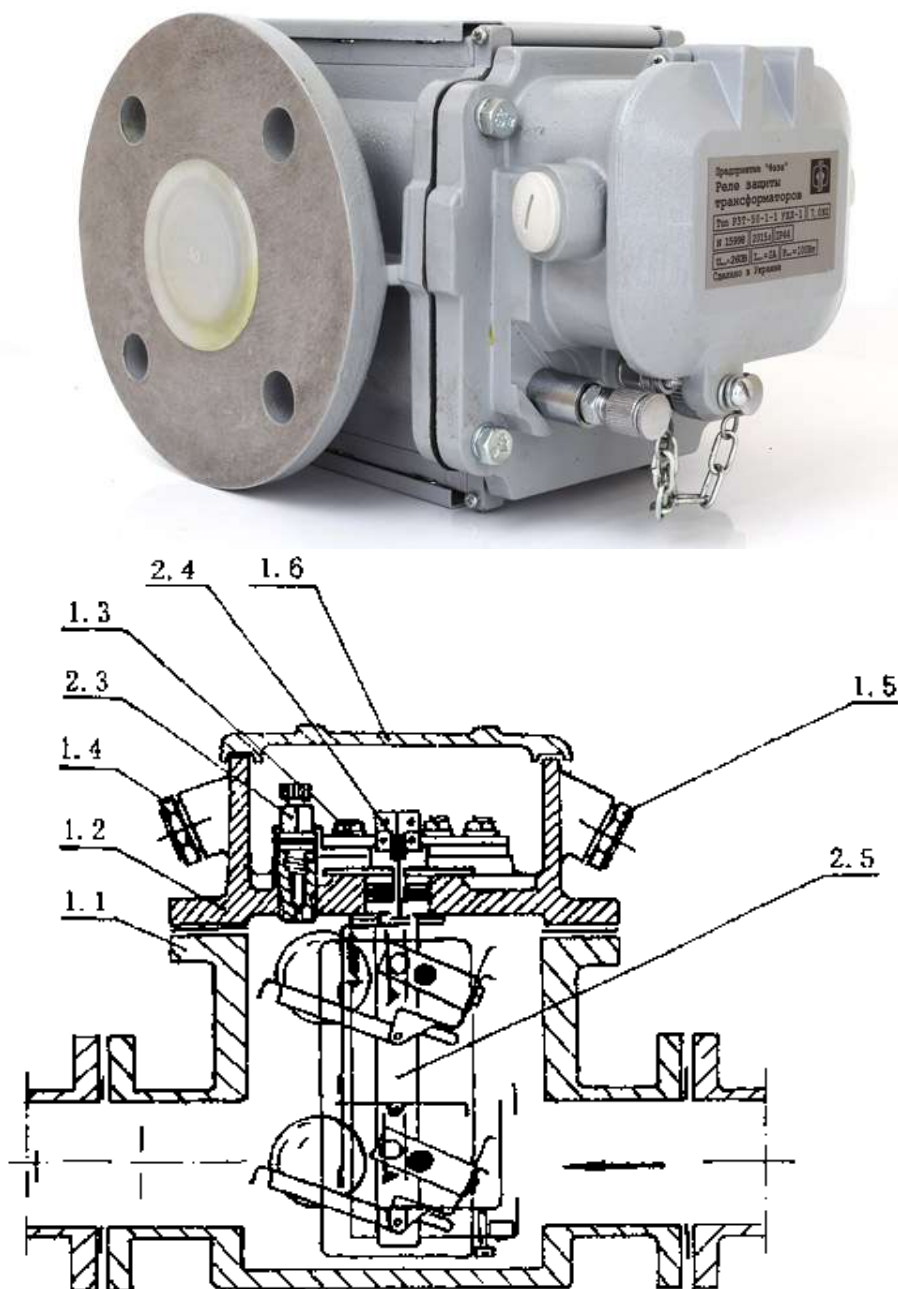


Рисунок 10.3 - Схема реле захисту трансформатора РЗТ-50 та РЗТ-80

Механічний блок кріпиться до корпусу болтами. На кришці з алюмінієвого сплаву кріпляться газопукавий клапан 2.3, контрольна кнопка 2.4, в клемній коробці блок герметизованих магнітокерованих контакторів 2.5, клемник 1.3.

Клемна коробка має два різьбових отвори, в які кріпляться заглушка 1.4 і перехідник 1.5 для герметизованого введення і кріплення сигнального кабелю в металорукаві, і зверху закривається відкидною кришкою 1.6 з різьбовою прокладкою.

Блок герметизованих контактів (БГК) 2.5 складається з кожуха, виконаного з нержавіючої сталі, з приєднаним фланцем і друкованої плати. З одним або двома (залежно від виконання) магнітокерованими контактами. Після складання кожух заповнюється азотом або висушеним повітрям і герметизується епоксидним компаундом. Конструкція виключає контакт струмонесучих елементів з робочою рідиною.

Вмикаючий механізм 2.2 складається зі збірної рами 2.2.1, в якій змонтована верхня 2.2.2 і нижня 2.2.3 система перемикачів. Верхня система перемикачів 2.2.2 виконана конструктивно за принципом ламкого важеля, на одному плечі якого закріплений металевий порожнистий поплавок, а на іншому – постійний магніт, при опусканні поплавок важіль замикається і магніт примусово переміщається, відносно кожуха БГК, і викликає замикання магнітокерованого контакту, а при підйомі поплавця плече важеля з магнітом вільно опускається під дією сили тяжіння і розмикає контакт.

Нижня система перемикачів 2.2.3 виконана аналогічно, але має додатковий елемент (на тій же осі важеля) - заслінку 2.2.4, сприймаючу швидкісний напір потоку рідини. Заслінка утримується у фіксованому положенні регульованим магнітним щілинним затвором 2.2.5 перед заслінкою встановлено екран з отвором, що перекривається регульованою шторкою 2.2.6.



Рисунок 10.4 – Реле РТ380.

Реле типу РЗТ-80 має додаткову систему екранів, що захищають верхню систему перемикачів від динамічного впливу потоку ізолюючої рідини, що протікає через реле.

Принцип дії пояснюється на прикладі двопоплавкового реле, схематичний розріз якого дано на рисунку 3.1. При нормальній роботі контрольованого апарату реле повністю заповнюється оливою. Поплавці утримуються у верхньому положенні підйомною силою. Якщо всередині контрольованого апарату через несправність утворюються газові бульбашки, то вони на шляху до розширювальної посудини будуть накопичуватися у верхній частині реле, що призведе до зниження рівня оливи і опускання верхнього поплавка. Пов'язаний з поплавком постійний магніт наближається до кожуха БГК і комутує сигнал «Попередження». При подальшому зниженні рівня, що має місце при витoku масла, опускається верхній поплавець і пов'язаний з ним постійний магніт комутує сигнал «Відключення» на нижній пере контактів БГК. На це ж плече ламкого важеля з постійним магнітом впливає заслінка, що сприймає швидкісний напір масла. Коли зусилля впливу масла на заслінку перевищить зусилля

магнітного затвора, заслінка відривається і починає впливати на магніт , викликаючи формування сигналу

«відключення ». При зменшенні швидкості потоку заслінка повертається у вихідне положення під дією сили тяжіння.

#### 10.4 Реле Бухгольца

Газове реле ВФ- 8/Q (реле Бухгольца ) – це реле Німецького виробництва. Його, як і інші реле газового захисту, встановлюється в сполучну трубу між баком трансформатора та розширювачем . У ході нормальної роботи воно повністю заповнене ізоляційної рідиною. Якщо всередині трансформатора з'являються порушення (скупчення газу в ізоляційної рідини; втрати ізоляційної рідини в результаті негерметичності), то газове реле відключає його від мережі. Корпус реле Бухгольца виготовлений із стійкого до впливу метеорологічних умов алюмінієвого сплаву, який покритий лакофарбовим покриттям. В залежності від виконання, воно може мати різьбове або фланцеве з'єднання. Кожен пристрій поставляється з сертифікатом випробування. Номінальна потужність і конструкція пристрою, що захищається визначають тип використовуваного газового реле. Газові реле можуть використовуватися в установках під відкритим повітрям або в приміщеннях.

Типи газового реле Бухгольца. Газове реле трансформатора може мати наступні типи конструкції: однопоплавкове газове реле з різьбовим з'єднанням, однопоплавкове газове реле з фланцевим з'єднанням, двопоплавкове газове реле з різьбовим з'єднанням, двопоплавкове газове реле з фланцевим з'єднанням (кругле), двопоплавковий газове реле з фланцевим з'єднанням (квадратне).

Приєднувальні розміри цього реле такі ж, як у реле РГЧЗ-66 та РЗТ-80. Реле Бухгольца складається з металевого корпусу, кришки і вбудованого блоку. Для огляду вбудованого блоку в корпусі є засклені отвори з відкидними кришками.

На кришці реле закріплені: вбудований блок, пробний кран, контрольна клавіша для випробування дії реле шляхом імітації витоку масла з



трансформатора. Тут же розташовані затискачі для приєднання електричних ланцюгів.

Вбудований блок двопоплавковий реле (рисунок 1.4.1) складається з двох елементів: верхнього (сигнального) і нижнього (вимикаючий). До верхнього поплавця 3 сигнального елемента жорстко прикріплений постійний магніт 6. При догляді оливи з корпусу реле верхній поплавок 3 повертається в напрямку, показаному стрілкою, магніт 6 наближається до магнітокерованого контакту 5, що викликає замикання ланцюга сигналізації (два правих затиску 4). Нижній (вимикаючий) елемент складається з поплавка 9, жорстко прикріплені до нього постійного магніту 7, магнітокерованого контакту 8, а також напірного клапана (заслінки) 1, який утримується в початковому стані батареєю постійних магнітів 2. Зазор між магнітами і напірним клапаном може змінюватися в залежності від того, при якій швидкості потоку оливи має спрацьовувати реле.

Перевірка справності сигнального елемента на встановленому реле Бухгольца проводиться за допомогою випробувального насоса, який нагвинчується на пробний кран, розташований на кришці реле. Перевірка роботи сигнального і вимикаючого елементів реле проводиться шляхом натискання контрольної клавіші. За рухом поплавців можна спостерігати через засклеєне вікно в корпусі реле.

При перевірці електричної міцності ізоляції жил контрольного кабелю газового захисту необхідно пам'ятати, що електрична міцність магнітокерованих контактів становить 500-600 В, і тому це реле на час перевірки необхідно від'єднувати. Вимірювання опору ізоляції контактів реле Бухгольца слід виробляти мегаомметром на 500 В.



Рисунок 10.5 - Двопоплавковий блок газового реле Бухгольца.

### 10.5 Обслуговування газового захисту

Газовий захист істотно відрізняється від інших (струмових) захистів трансформатора, по-перше, своєю високою чутливістю до внутрішніх пошкоджень трансформатора і, по-друге, тим, що після дії газового захисту на сигнал або на відключення в газовому реле залишається повітря або газ, що викликали цю дію. За відмітним ознаками відібраного з реле газу можна скласти уявлення про характер пошкодження в трансформаторі. Обслуговування газового захисту також має ряд специфічних особливостей і проводиться відповідно до діючих інструкцій.

При першому включенні нового (або після капітального ремонту) трансформатора потрібно виконати такі операції з газовим захистом. Перед першим включенням під напругу нового трансформатора необхідно контакт сигнального елемента газового реле включити паралельно контакту вимикаючого елемента цього ж реле і направити дію обох елементів на відключення. Така

тимчасова схема повинна зберігатися протягом перших 30 хвилин перебування трансформатора під напругою. Очевидно, що саме в ці перші хвилини найбільш ймовірно виявлення можливих дефектів нового трансформатора і виникнення яких-небудь пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу. В цих умовах сигнальний елемент зробить відключення трансформатора, перш ніж пошкодження зможе розвинути.

Після цього 30-хвилинного періоду трансформатор відключається для огляду і контакт сигнального елемента газового реле повинен бути повернений в свій нормальний ланцюг сигналізації. Вимикаючий елемент повинен залишатися в положенні відключення. Таким чином, при включенні трансформатора під навантаження сигнальний елемент діє на сигнал, а вимикаючий – на відключення (рис. 2.2.1 і 2.2.2).

Треба пам'ятати, що при цьому виникає цілком реальна небезпека неправильного спрацювання газового захисту на відключення через скупчення в газовому реле повітря.

Справа в тому, що в свіжій трансформаторній оливі, а також між обмотками і деталями всередині нового трансформатора є певна кількість повітря, який у міру нагрівання трансформатора струмом навантаження піднімається до верхньої кришки трансформатора і скупчується у верхній частині газового реле. Щоб уникнути зайвого спрацювання газового захисту на деяких підприємствах було прийнято переводити дію вимикаючого елемента на сигнал на весь період виділення повітря. Оскільки цей період може тривати від 1 до 3 діб, а залишати працюючий трансформатор без газового захисту надзвичайно небезпечно, через те вимикаючий елемент не повинен переводитися на сигнал на час виділення повітря з трансформаторної оливи.

При цьому необхідно забезпечити контроль за виділенням повітря та своєчасний випуск його з газового реле. Ці операції повинні проводитися оперативним персоналом підстанції або оперативно-виїзної бригадою (ОВБ) протягом усього періоду виділення повітря. Спостереження за виділенням повітря

ведеться через оглядове скло газового реле. Повітря повинен періодично випускатися через кран на кришці газового реле.

Обслуговування газового захисту в нормальних умовах. Оперативний персонал підстанції або ОВБ повинен періодично оглядати газові реле і всі елементи газового захисту, звертаючи увагу на рівень масла в розширювачах, на відсутність течі оливи з трансформатора, на відсутність газу або повітря в газовому реле. Необхідно стежити за тим, щоб вимикаючий пристрій знаходився в положенні, при якому вимикаючий елемент газового захисту введений на відключення .

Дія вимикаючого елемента газового захисту повинна, переводитися на сигнал тільки в наступних випадках:

- на час перевірки газового захисту;
- при несправності газового захисту;
- при роботах в масляній системі трансформатора, коли можливі поштовхи масла або попадання в масло повітря, що може привести до спрацьовування газового захисту (наприклад, при заповненні елементів системи охолодження маслом на працюючому трансформаторі, при регенерації масла трансформатора під навантаженням тощо);
- при виведенні в резерв трансформатора (що має газову захист зі старими газовими реле типу ПГ-22 і ПГЗ-22), якщо на ньому не введена автоматика включення резерву (АВР);
- при доливі масла в трансформатор, якщо рівень оливи опиняються нижче газового реле (після доливання масла відключає елемент знову переводиться на відключення).

Після доливання масла в трансформатор і після включення трансформатора, який довго перебував у відключеному стані, оперативний персонал повинен вести спостереження за виділенням повітря з трансформатора і періодично випускати його через кран в кришці реле, не допускаючи спрацювання сигнального елемента газового реле.

Дії оперативного персоналу при спрацьовуванні газового захисту. Відповідно до Правил технічної експлуатації (ПТЕ) при спрацьовуванні газового захисту на сигнал повинен бути проведений зовнішній огляд трансформатора, відібраний газ з реле для аналізу і перевірки на горючість. У разі якщо газ горючий або в ньому містяться продукти розкладання ізоляції, трансформатор повинен бути негайно відімкнений.

При автоматичному відключенні трансформатора дією захистів від внутрішніх пошкоджень (газової і диференціальної) трансформатор можна включати в роботу тільки після огляду, випробувань, аналізу газу і усунення виявлених неполадок. При дії цих захистів забороняється АПВ. трансформатора.

Відбір проби газу з газового реле та проведення на місці експрес-аналізу газу виробляються по місцевій інструкції.

## 11. ОХОРОНА ПРАЦІ

### Аналіз умов праці на енергопідприємствах

Умови праці – сукупність усіх чинників, які необхідні для нормальної життєдіяльності працівників під час роботи. Вони характеризуються: – загальними показниками: конструктивні особливості виробничого устаткування; особливості систем енергопостачання; зовнішні кліматичні умови та особливості розташування виробничого устаткування; наявність пристроїв для створення мікроклімату, освітлення, опалення тощо; – локальними показниками: рівень статичних і динамічних навантажень працівників; рівень напруженості праці; кількісні показники небезпечних і (або) шкідливих виробничих чинників (НШВЧ); санітарногігієнічні умовами у виробничих приміщеннях та на робочих місцях тощо.

За своїм походженням та природою дії НШВЧ поділяють на п'ять груп: фізичні, хімічні, біологічні, психофізіологічні та соціальні.

До фізичних НШВЧ відносяться машини та механізми або їх елементи, а також вироби, матеріали, заготовки тощо, які рухаються або обертаються; конструкції, які руйнуються; системи, устаткування або елементи обладнання, які знаходяться під підвищеним тиском; підвищена запыленість та загазованість повітря; підвищена або понижена температура повітря, поверхонь приміщення, обладнання, матеріалів; підвищені рівні шуму, вібрації, ультразвуку, інфразвуку; підвищений або понижений барометричний тиск та його різкі коливання; підвищена та понижена вологість; підвищена швидкість руху та підвищена іонізація повітря; підвищений рівень іонізуючих випромінювань; підвищене значення напруги в електричній мережі; підвищені рівні статичної електрики, електромагнітних випромінювань; підвищена напруженість електричного, магнітного полів; відсутність або нестача світла; недостатня освітленість робочої зони; підвищена яскравість світла; понижена контрастність; прямий та віддзеркалений блиск; підвищена пульсація світлового потоку; підвищені рівні ультрафіолетової та інфрачервоної радіації; гострі кромки, задирки, шершавість

на поверхні заготовок, інструментів та обладнання; розташування робочого місця на значній висоті відносно землі (підлоги); слизька підлога; невагомість.

До хімічних НШВЧ відносяться хімічні речовини, які по характеру дії на організм людини поділяються на токсичні, задушливі, наркотичні, подразнюючі, сенсibiliзуючі, канцерогенні, мутагенні та такі, що впливають на репродуктивну функцію. Основні способи потрапляння НШВЧ в організм – інгаляційний (органі дихання), пероральний (шлунково-кишковий тракт) і резорбційний (шкіряні покриви та слизисті оболонки). До біологічних НШВЧ відносяться патогенні мікроорганізми (бактерії, віруси, рикетсії, спірохети, грибки, найпростіші) та продукти їхньої життєдіяльності, а також макроорганізми (тварини та рослини).

До психофізіологічних НШВЧ відносяться фізичні (статичні та динамічні) перевантаження і нервово-психічні перевантаження (розумове перенапруження, перенапруження аналізаторів, монотонність праці, емоційні перевантаження).

Соціальні НШВЧ – це неякісна організація роботи, понаднормова робота, необхідність роботи в колективі з поганими відносинами між його членами, соціальна ізольованість з відривом від сім'ї, зміна біоритмів, незадоволеність роботою, фізична та/або словесна образа та її ризик, насильство та його ризик.

Ступінь шкідливості умов праці встановлюється за величиною перевищення граничнодопустимих концентрацій шкідливих речовин; класом та ступенем шкідливості чинників біологічного походження; залежно від величин перевищення чинних нормативів шуму, вібрації, інфра- та ультразвуку; за показником мікроклімату, який отримав найвищий ступінь шкідливості з врахуванням категорії важкості праці за рівнем енергозатрат, або за інтегральним показником теплового навантаження середовища; за величиною перевищення граничнодопустимих рівнів електромагнітних полів та випромінювань; за параметрами радіаційного фактора відповідно до Норм радіаційної безпеки; за 20 показниками природного та штучного освітлення; за величиною недодержання необхідної кількості іонів повітря і показника їх полярності.

Оцінка важкості трудового процесу здійснюється на підставі обліку фізичного динамічного навантаження, маси вантажу, що піднімається і переміщується, загальної кількості стереотипних робочих рухів, величини статичного навантаження, робочого положення, ступеню нахилу корпусу, переміщень в просторі.

Оцінка напруженості трудового процесу здійснюється на підставі обліку факторів, які характеризують напруженість праці, а саме, інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності праці, режим роботи. Виходячи з принципів Гігієнічної класифікації, умови праці діляться на чотири класи – оптимальні, допустимі, шкідливі та небезпечні (екстремальні).

1 клас – ОПТИМАЛЬНІ умови праці – такі умови, при яких зберігається не лише здоров'я працівників, а й створюються передумови для підтримання високого рівня працездатності.

Оптимальні гігієнічні нормативи виробничих факторів встановлені для мікроклімату і факторів трудового процесу. Для інших факторів за оптимальні умовно приймаються такі умови праці, за яких несприятливі фактори виробничого середовища не перевищують рівнів, прийнятих за безпечні для населення.

2 клас – ДОПУСТИМІ умови праці – характеризуються такими рівнями факторів виробничого середовища і трудового процесу, які не перевищують встановлених нормативів, а можливі зміни функціонального стану організму відновлюються за час регламентованого відпочинку або до початку наступної зміни та не чинять несприятливого впливу на стан здоров'я працівників та їх потомство в найближчому і віддаленому періодах.

3 клас – ШКІДЛИВІ умови праці – характеризуються такими рівнями шкідливих виробничих факторів, які перевищують нормативи і здатні чинити несприятливий вплив на організм працівника та/або його потомство. Шкідливі умови праці за ступенем перевищення гігієнічних нормативів та вираження можливих змін в організмі працівника поділяються на 4 ступені:



1 ступінь (3.1) – умови праці характеризуються такими рівнями шкідливих факторів виробничого середовища та трудового процесу, які, як правило, викликають функціональні зміни, що виходять за межі фізіологічних коливань (останні відновлюються при тривалішій, ніж початок наступної зміни, перерві контакту з шкідливими факторами) та збільшують ризик погіршення здоров'я;

2 ступінь (3.2) – умови праці характеризуються такими рівнями шкідливих факторів виробничого середовища і трудового процесу, які здатні викликати стійкі функціональні порушення, призводять у більшості випадків до зростання виробничо-обумовленої захворюваності, появи окремих ознак або легких форм професійної патології (як правило, без втрати професійної працездатності), що виникають після тривалої експозиції (10 років та більше);

3 ступінь (3.3) – умови праці характеризуються такими рівнями шкідливих факторів виробничого середовища і трудового процесу, які призводять, окрім зростання виробничо-обумовленої захворюваності, до розвитку професійних захворювань, як правило, легкого та середнього ступенів важкості (з втратою професійної працездатності в період трудової діяльності);

4 ступінь (3.4) – умови праці характеризуються такими рівнями шкідливих факторів виробничого середовища і трудового процесу, які здатні призводити до суттєвого зростання хронічної патології та рівнів захворюваності з тимчасовою втратою працездатності, а також до розвитку важких форм професійних захворювань (з втратою загальної працездатності);

4 клас НЕБЕЗПЕЧНІ (ЕКСТРЕМАЛЬНІ) умови праці – характеризуються такими рівнями шкідливих факторів виробничого середовища і трудового процесу, вплив яких протягом робочої зміни (або ж її частини) створює загрозу для життя, високий ризик виникнення важких форм гострих професійних уражень.

Умови праці на енергопідприємствах зазвичай належать до 3 класу, а ліквідація надзвичайних ситуацій та їхніх наслідків створюють умови праці 4 класу. Основними НШВЧ під час експлуатації електроустановок є електричний

струм, напруга прямого і непрямого дотику, напруга кроку, електростатичні та електромагнітні поля промислової частоти, електрична дуга, яка утворюється під час комутації енергетичного устаткування.

Робота в умовах перевищення гігієнічних нормативів (3 та 4 клас умов праці) може бути дозволена тільки при застосуванні засобів колективного та індивідуального захисту і скороченні часу дії шкідливих виробничих факторів (захист часом). Робота в небезпечних (екстремальних) умовах праці (4 клас) не дозволяється, за винятком ліквідації аварій, проведення екстрених робіт для попередження аварійних ситуацій. Ця робота повинна виконуватись у відповідних засобах індивідуального захисту та регламентованих режимах виконання робіт.

Вимоги до ЕУ у пожежонебезпечних та вибуховонебезпечних зонах.

Усі електричні машини, апарати і прилади, розподільчі пристрої, трансформатори і перетворювальні підстанції, елементи електропроводки, струмовідводи, світильники повинні мати виконання, яке відповідає класу зони з пожежо-, вибуховонебезпеки, тобто мати відповідний рівень і вид вибухозахисту або ступінь захисту оболонок згідно ПУЕ і ДНАОП 0.00-1.32-01.

Ступінь захисту оболонок ЕУ, згідно міжнародної класифікації, позначається буквосполученням ІР (International Protection), після якого ставляться дві цифри, перша з яких характеризує ступінь захисту оболонки від проникнення твердих тіл, а друга – від проникнення рідин.

Класифікація передбачає 6 ступенів захисту від проникнення в оболонку твердих тіл (1, 2, 3, 4, 5, 6) і 8 ступенів захисту від проникнення в оболонку рідини (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8). Наприклад, ступінь захисту 1 від проникнення рідини не допускає проникнення в оболонку краплин, а 8 – рідини під тиском. За рівнем вибухозахисту ЕУ поділяють: ЕУ підвищеної надійності проти вибуху (2), вибухобезпечна ЕУ (1), особливо вибухобезпечна ЕУ (0). 9.3 Заходи з електростатичної іскробезпеки у вибухово-пожежонебезпечних зонах.

Заземлення є основним способом захисту для струмопровідного устаткування, за умови, що його поверхня не покрита емаллю або на ній не

утворюються відкладення з непровідних речовин. Заземлюють всі металеві конструкції, призначені для переробки, збереження або транспортування паливних і легкозаймистих речовин.

Як правило, заземлення здійснюється в двох точках. Опір заземлюючого пристрою, призначений для захисту від статичної електрики, не повинен перевищувати 100 Ом. Опір діелектричних матеріалів і ЗІЗ не повинен перевищувати 107 Ом. 9.4 Блискавкозахист будівель та споруд Блискавкозахист будівель та споруд – це система захисних пристроїв, які призначено для унеможливлення пожеж, вибухів та руйнувань у разі розряду блискавки.

Підвищений рівень напруженості електричного поля до критичних значень (приблизно 30 кВ/см) зумовлює виникнення електричного розряду, який супроводжується яскравим свіченням (блискавкою) та звуком (громом). Таким чином, блискавка – це особливий вид проходження електричного струму через повітряні прошарки, джерелом якого є атмосферний заряд, накопичений грозовою хмарою.

Довжина каналу блискавки може сягати кількох кілометрів, сила струму – до 200 кА, напруга – до 150 кВ, а температура – 10 000 °С. Тривалість розряду становить 0,1... 1сек. Вирізняють первинні і вторинні прояви блискавки. Первинні прояви – це пряме ураження блискавкою, тобто безпосередній контакт каналу блискавки з людиною, будівлею чи спорудою, що 100 супроводжується протіканням через них струму блискавки. У результаті високої температури в каналі блискавки відбувається миттєвий нагрів конструкцій і повітря, яке розширюючись, утворює ударну повітряну хвилю, яка руйнує будинки і споруди.

Вторинні прояви блискавки – виникають унаслідок дії електростатичної та електромагнітної індукції і мають місце під час близьких розрядів блискавки без безпосереднього контакту з будівлею, ЕУ або людиною. Електростатична індукція пов'язана з наведенням електростатичного поля з високими потенціалами на металевих елементах устаткування та конструкціях будівель та

споруд, що може призвести до іскріння всередині будівель та споруд, і бути причиною виникнення пожежі чи вибуху.

Під впливом електромагнітної індукції у замкнутих електропровідних контурах, які утворено з різних довгих комунікацій (трубопроводів, електропроводів та ін.), виникає електрорушійної сили, яка призводить до появи наведених струмів. У місцях з'єднань може виникнути іскріння або сильний нагрів, що небезпечно для приміщень, в яких використовують легкозаймисті паро-, газо- та пилоповітряні суміші.

Будівлі та споруди поділяються за рівнем блискавкозахисту на три категорії.

I категорія – будівлі та споруди або їх частини з вибуховонебезпечними зонами класів 0, 1, 20, 21.

II категорія – будівлі та споруди або їх частини, в яких наявні вибуховонебезпечні зони 2, 22.

III категорія – будівлі та споруди з пожежонебезпечними зонами класів П-I, П-II та П-III; зовнішні технологічні установки, відкриті склади горючих речовин, які належать до зон класів П-III;

димові та інші труби підприємств і котелень, башти та вишки різного призначення висотою 15 м і більше.

Будівлі I та II категорій потрібно захищати і від прямих ударів блискавки, і від вторинних її проявів.

Будівлі та споруди III категорії повинні мати захист від прямих ударів блискавки та знешкодження наведених потенціалів, а зовнішні установки – тільки від прямих ударів.

Для захисту будівель і споруд від прямих ударів блискавки застосовують блискавковідвід – це пристрій, який сприймає удар блискавки та відводить її струм у землю. За конструктивним виконанням блискавковідводи встановлюють над об'єктом, який захищають і поділяють на стержневі, тросові та сітчасті, а за кількістю та загальною площею захисту – на одинарні, подвійні та багатократні.

Блискавковідвід складається з:

1. Блискавкоприймача (металевий стержень, трос, сітка), який безпосередньо сприймає удар блискавки.
2. Опори (спеціальні стовпи, елементи конструкцій будівлі), на якій розташовують блискавкоприймач.
3. Струмівідводу (металевий провідник, конструкція), за яким струм блискавки протікає у землю;
4. Заземлювача, який забезпечує розтікання струму блискавки у землі.



Структурна схема системи вибухово-пожежної безпеки енергопідприємства

## ВИСНОВКИ

В даній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити три додаткових навантаження (№201, 202 та 203). Було прийнято, що до пунктів 201, 202 та 203 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою методу поконтурної оптимізації.

Для вузлової підстанції Томашпіль (вузол 9) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу « одна секціонована система шин з обхідною із суміщеним секційним і обхідним вимикачем ».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (10 років) та перевірено необхідність у резерві потужності, обраховано усталений, мінімальний та післяаварійний режими спроектованої електричної мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 6.82 МВт при сумарній активній потужності генерації 208.02 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 4816.18 тис. у.о..

В даній роботі було розглянуто різні види газового захисту силових трансформаторів, їх конструкція та принцип дії.

Були наведені схеми різних типів газового захисту.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
2. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
3. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
8. Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. – Вінниця, ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей / М.А. Шабад. - Л.: Энергоиздат, 1981. – 136 с.
12. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом / А.А. Филатов. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 304 с.

13. Рубаненко О.Є. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції / О.Є. Рубаненко, В.М. Лагутін – ВНТУ. 2005. — 123с.
14. Лагутін В.М. Захист трансформаторів 10 кВ / В.М. Лагутін, О.Є. Рубаненко. – ВНТУ. 2008 – 76 с.
15. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
16. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення (ГКД 340.000.001-95). – К: Міненерго України, 1995. – 34 с.



# ДОДАТКИ

## ДОДАТОК А

### 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 Лежнюк П.Д.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ГАЗОВОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
08-13.МКР.001.00.004 ТЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,  
групи ЕСМ-18м  
Білилівський О. Л. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Поліщук А.Л. \_\_\_\_\_

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця 2020 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 газового захисту трансформаторів, як основного елемента при транспортуванні електроенергії.

б) наказ від № 76 від 6 березня 2020р про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – аналіз перспектив розвитку та модернізації існуючих електричних мереж та елементів ліній електропередачі в електричній системі;

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

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	06.03.20	08.03.20	Формування технічного завдання
2	Дослідження газового захисту трансформаторів	09.03.20	25.03.20	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Розвиток фрагменту електричних мереж	26.03.20	10.04.20	розділ 1
4	Техніко-економічні розрахунки	11.04.20	25.04.20	розділ 2
5	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	09.05.20	19.05.20	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка, презентація

## **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 електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів подані на рис. 1

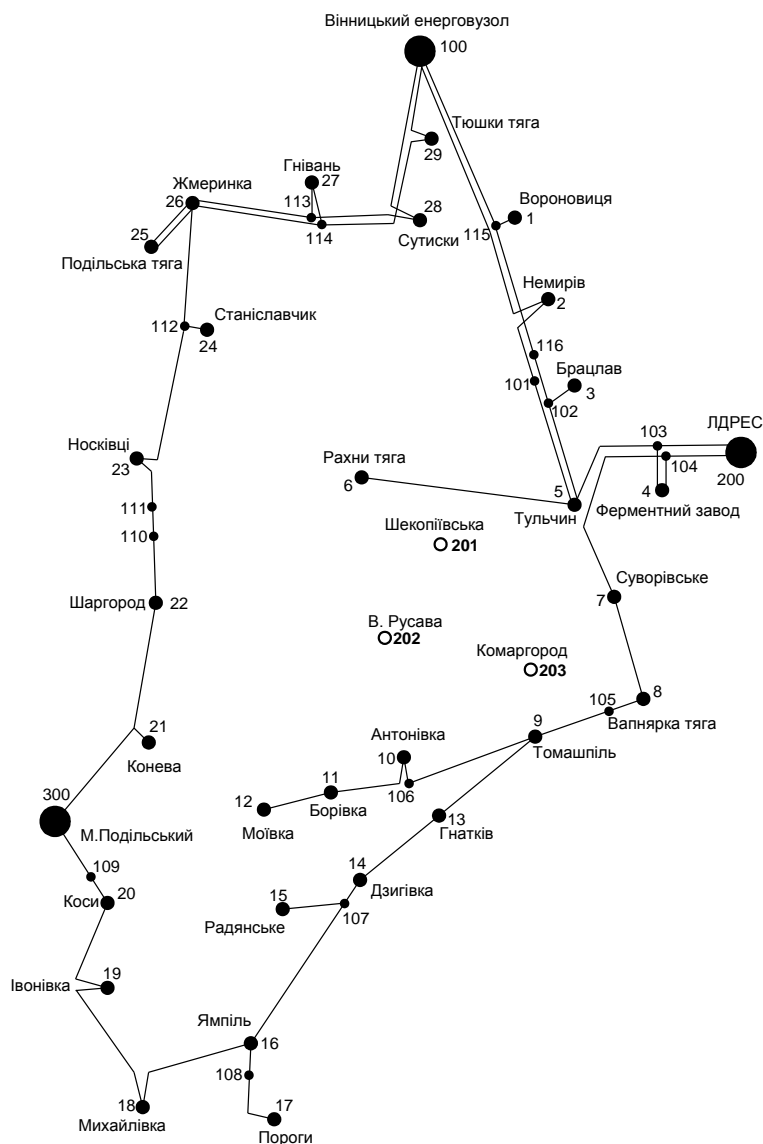


Рисунок 1 – Схема існуючої системи

Інформація про вузли

	$P/\cos \varphi$
Шекопіївська	5,5/0,9
В. Русава	4,1/0,89
Комаргород	4,7/0,87

Відстані між вузлами

6 - 201	– 18, км	9 - 202	– 18,2 км
5 - 201	– 15,5 км	10 - 202	– 7,5 км
7 - 203	– 19, км	11 - 202	– 17, км
7 - 202	– 26, км	201 - 202	– 18, км
8 - 203	– 13, км	202 - 203	– 15, км
9 - 203	– 6, км	201 - 203	– 27, км

**Таблиця Т1 - Дані про лінії існуючої електричної мережі**

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	115	Вінницький енерговузол – 115	14,08	АС-185
115	1	115 – Вороновиця	7,55	АС-95
115	116	115 – 116	23,82	АС-185
116	102	116 – 102	14,2	АС-150
102	3	102 – Брацлав	5,1	АС-95
102	5	102 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	101	Немирів – 101	4	АС-185
101	5	101 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
103	5	103 – Тульчин	24,8	АС-150
103	4	103 – Ферментний завод	0,8	АС-95
104	4	104 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	103	Ладижинська ТЕС – 103	2,3	АС-150
200	104	Ладижинська ТЕС – 104	2,3	АС-150
104	7	104 – Суворівське	37,46	АС-150
7	8	Суворівське – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
8	105	Вапнярка тяга – 105	5	АС-150
105	9	105 – Томашпіль	13	АС-120
9	106	Томашпіль – 106	21,67	АС-120
106	10	106 – Антонівка	0,07	АС-150
10	11	Антонівка – Борівка	14,7	АС-120
11	12	Борівка – Моївка	8,25	АС-120
9	13	Томашпіль – Гнатків	16,48	АС-120
13	14	Гнатків – Дзигівка	18,3	АС-120
107	14	107 – Дзигівка	2,8	АС-120
107	15	107 – Радянське	8,9	АС-120
16	107	Ямпіль – 107	10,4	АС-120
16	108	Ямпіль – 108	0,38	АС-95
108	17	108 – Пороги	4,9	АС-150
18	16	Михайлівка – Ямпіль	18,37	АС-150
19	18	Івонівка – Михайлівка	12	АС-120
20	19	Коси – Івонівка	22,4	АС-120
109	20	109 – Коси	4	АС-95
300	109	Мог.Подільський – 109	18,6	АС-120
300	21	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
21	22	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
22	110	Шаргород – 110	15,885	АС-120
111	23	111 – Носківці	6,41	АС-120
112	26	112 – Жмеринка	10,02	АС-120
113	27	113 – Гнівань	2,8	АС-185
114	27	114 – Гнівань	2,8	АС-185
28	113	Сутиски – 113	8,86	АС-185
29	114	Тюшки тяга – 114	15,1	АС-185
100	28	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
100	29	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185

**Таблиця Т2 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі**

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_n$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	М.Подільський	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,88	2,8 + j1,51	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,87	10, + j5,67	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,9	2,2 + j1,07	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,9	10,5 + j5,09	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,86	7,8 + j4,63	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,84	14, + j9,04	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівське	0,87	2,7 + j1,53	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,91	16, + j7,29	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Томашпіль	0,91	3,1 + j1,41	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Антонівка	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
11	Борівка	0,89	4,1 + j2,1	ТМН-6300/110/10	1
12	Моївка	0,91	6,2 + j2,82	ТДТН-10000/110/35/10	1
13	Гнатків	0,9	2,9 + j1,4	ТМН-6300/110/10	1
14	Дзигівка	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
20	Коси	0,87	4, + j2,27	ТМН-6300/110/10	1
21	Конева	0,87	1,2 + j0,68	ТМН-2500/110/10	1
22	Шаргород	0,9	19, + j9,2	ТДТН-25000/110/35/10	2
23	Носківці	0,89	2,8 + j1,43	ТМН-6300/110/10	1
24	Станіславчик	0,87	6,1 + j3,46	ТДН-10000/110/10	1
25	Подільська тяга	0,88	14, + j7,56	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
26	Жмеринка	0,9	5,5 + j2,66	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
27	Гнівіль	0,89	7, + j3,59	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
28	Сутиски	0,86	5,5 + j3,26	ТДТН-10000/110/35/10	1
29	Тюшки тяга	0,91	12, + j5,47	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2

## ДОДАТОК Б

### Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму мережі у програмному комплексі Втрати – High

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ:                    К-сть вузлів: 131

N вузла	Назва	U, кВ	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	W <sub>в</sub> , МВт	год	Cos	P <sub>min</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт
100	Він.Енерговузол	110							
115		110							
1	Вороновиця	110							
116		110							
102		110							
3	Брацлав	110							
5	Тульчин	110							
2	Немирів	110							
101		110							
6	Рахни тяга	110							
103		110							
4	Ферментний завод	110							
104		110							
200		110							
7	Суворівське	110							
8	Вапнярка тяга	110							
105		110							
9	Томашпіль	110							
106		110							
10	Антонівка	110							
11	Борівка	110							
12	Моївка	110							
13	Гнатків	110							
14	Дзигівка	110							
107		110							
15	Радянське	110							
16	Ямпіль	110							
108		110							
17	Пороги	110							
18	Михайлівка	110							
19	Гвонівка	110							
20	Коси	110							
109		110							
300	Могилів-Подільський	110							
21	Конева	110							
22	Шаргород	110							
110		110							
111		110							
23	Носківці	110							
112		110							
24	Станіславчик	110							
26	Жмеринка	110							
25	Подільська тяга	110							
113		110							
114		110							
27	Гнівани	110							
28	Сутиски	110							
29	Тюшки тяга	110							
1011		10	2.800	1.510					
2221		110							
2222		110							
3521		35							
3522		35							



1021	10	5.000	2.830
1022	10	5.000	2.830
1031	10	2.200	1.070
1041	10	5.250	2.540
1042	10	5.250	2.540
5551	110		
5552	110		
3551	35		
3552	35		
1051	10	7.800	4.630
1052	10		
6661	110		
6662	110		
2761	27		
2762	27		
1061	10	7.000	4.520
1062	10	7.000	4.520
1071	10	2.700	1.530
8881	110		
8882	110		
2781	27		
2782	27		
1081	10	8.000	3.640
1082	10	8.000	3.640
9991	110		
3591	35		
1091	10	3.100	1.410
10101	10	3.300	1.690
10111	10	4.100	2.100
1212121	110		
35121	35		
10121	10	6.200	2.820
10131	10	2.900	1.400
10141	10	3.300	1.690
10151	10	2.800	1.590
10161	10	5.500	3.290
1717171	110		
35171	35		
10171	10	6.400	2.920
10181	10	2.300	1.110
10191	10	3.900	2.310
10201	10	4.000	2.270
10211	10	1.200	0.680
2222221	110		
2222222	110		
35221	35		
35222	35		
10221	10	9.500	4.600
10222	10	9.500	4.600
10231	10	2.800	1.430
10241	10	6.100	3.460
2525251	110		
2525252	110		
27251	27		
27252	27		
10251	10	7.000	3.780
10252	10	7.000	3.780
2626261	110		
2626262	110		
35261	35		
35262	35		
10261	10	5.500	2.660
10262	10		
2727271	110		
2727272	110		
35271	35		
35272	35		
6271	6	3.500	1.790
6272	6	3.500	1.790
2828281	110		
35281	35		
10281	10	5.500	3.260
2929291	110		
2929292	110		
27291	27		
27292	27		
10291	10	6.000	2.730
10292	10	6.000	2.730

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ:

К-сть віток: 141

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.080
115	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	7.550
115	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	23.820
116	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.200
102	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	5.100
102	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.400
100	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	41.860
2	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
101	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	28.600
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.530
103	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	24.800
103	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
104	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
200	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
200	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
8	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
105	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
9	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
106	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
9	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
107	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
107	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
16	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
16	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
108	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
18	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
20	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
109	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	4.000
300	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
300	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
22	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
110	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
111	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
23	112	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
112	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
112	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
26	25	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
113	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.770
114	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.270
113	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
114	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
28	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.860
29	114	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.100
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.030
100	29	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.500
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3551	3552	Комутаційний апарат		Вкл.
1051	1052	Комутаційний апарат		Вкл.
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6661	2761	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182

6661	1061	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6662	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6662	2762	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6662	1062	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
7	1071	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
8	8881	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8881	2781	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
8	8882	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8882	2782	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8882	1082	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.955
9991	3591	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
10	10101	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
12	1212121	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.895
1212121	35121	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
14	10141	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
15	10151	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
16	10161	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
17	1717171	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.925
1717171	35171	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
19	10191	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
20	10201	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
21	10211	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
22	2222221	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222222	35222	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
23	10231	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
24	10241	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
25	2525251	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525251	27251	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
25	2525252	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525252	27252	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525252	10252	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
35261	35262	Комутаційний апарат				Вкл.
10261	10262	Комутаційний апарат				Вкл.
27	2727271	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/6.6	1.060
2727271	35271	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	2.987
2727271	6271	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	17.424
27	2727272	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/6	1.060
2727272	35272	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/6	2.987
2727272	6272	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/6	17.424
35271	35272	Комутаційний апарат				Вкл.
6271	6272	Комутаційний апарат				Вкл.
28	2828281	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828281	35281	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929291	27291	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929291	10291	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
29	2929292	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929292	27292	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929292	10292	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455

## Результати розрахунку усталеного режиму мережі у програмному комплексі Втрати – High

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год  
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 193.479 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 186.900 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.025 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.025 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.888 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.666 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.554 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.579 МВт

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Він.Енерговузол	-76.567	-42.251	115.500	0.00
115		0.000	0.000	115.076	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.973	-0.20
116		0.000	0.000	114.522	-0.39
102		0.000	0.000	114.120	-0.51
3	Брацлав	0.000	0.000	114.067	-0.52
5	Тульчин	0.000	0.000	113.799	-0.57
2	Немирів	0.000	0.000	113.959	-0.56
101		0.000	0.000	113.947	-0.56
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.249	-1.07
103		0.000	0.000	115.259	-0.08
4	ферментний завод	0.000	0.000	115.209	-0.09
104		0.000	0.000	115.200	-0.09
200		-64.623	-35.468	115.500	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	109.929	-1.74
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	107.879	-2.41
105		0.000	0.000	107.531	-2.52
9	Томашпіль	0.000	0.000	106.482	-2.77
106		0.000	0.000	105.088	-3.13
10	Антонівка	0.000	0.000	105.084	-3.13
11	Борівка	0.000	0.000	104.349	-3.32
12	Моївка	0.000	0.000	104.096	-3.38
13	Гнатків	0.000	0.000	106.413	-2.73
14	Дзигівка	0.000	0.000	106.549	-2.62
107		0.000	0.000	106.611	-2.59
15	Радянське	0.000	0.000	106.491	-2.62
16	Ямпіль	0.000	0.000	106.970	-2.44
108		0.000	0.000	106.956	-2.44
17	Пороги	0.000	0.000	106.823	-2.48
18	Михайлівка	0.000	0.000	108.432	-1.90
19	Івонівка	0.000	0.000	109.648	-1.54
20	Коси	0.000	0.000	112.328	-0.80
109		0.000	0.000	112.952	-0.67
300	Могилів-Подільський	-52.195	-26.189	115.500	0.00
21	Конева	0.000	0.000	114.595	-0.28
22	Шаргород	0.000	0.000	112.016	-1.04
110		0.000	0.000	112.212	-1.04
111		0.000	0.000	112.239	-1.04
23	Носківці	0.000	0.000	112.308	-1.04
112		0.000	0.000	112.540	-1.00
24	Станіславчик	0.000	0.000	112.392	-1.03
26	Жмеринка	0.000	0.000	113.039	-0.89
25	Подільська тяга	0.000	0.000	112.875	-0.93
113		0.000	0.000	114.059	-0.53
114		0.000	0.000	114.157	-0.49
27	Гнівась	0.000	0.000	114.074	-0.52
28	Сутиски	0.000	0.000	114.478	-0.36
29	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.327	-0.06
1011		2.800	1.510	10.354	-2.86

2221	0.000	0.000	108.211	-2.58
2222	0.000	0.000	108.211	-2.58
3521	0.000	0.000	36.227	-2.58
3522	0.000	0.000	36.227	-2.58
1021	5.000	2.830	10.338	-2.54
1022	5.000	2.830	10.338	-2.54
1031	2.200	1.070	10.363	-2.63
1041	5.250	2.540	10.393	-1.34
1042	5.250	2.540	10.393	-1.34
5551	0.000	0.000	108.350	-2.24
5552	0.000	0.000	107.851	-2.66
3551	0.000	0.000	36.246	-2.22
3552	0.000	0.000	36.246	-2.22
1051	7.800	4.630	10.299	-2.61
1052	0.000	0.000	10.299	-2.61
6661	0.000	0.000	109.704	-2.20
6662	0.000	0.000	109.704	-2.20
2761	0.000	0.000	26.233	-2.20
2762	0.000	0.000	26.233	-2.20
1061	7.000	4.520	10.402	-2.90
1062	7.000	4.520	10.402	-2.90
1071	2.700	1.530	10.163	-4.55
8881	0.000	0.000	106.552	-3.78
8882	0.000	0.000	106.552	-3.78
2781	0.000	0.000	25.479	-3.78
2782	0.000	0.000	25.479	-3.78
1081	8.000	3.640	10.114	-4.64
1082	8.000	3.640	10.114	-4.64
9991	0.000	0.000	107.441	-6.38
3591	0.000	0.000	35.969	-6.38
1091	3.100	1.410	10.078	-8.38
10101	3.300	1.690	10.083	-6.94
10111	4.100	2.100	10.204	-8.18
1212121	0.000	0.000	110.462	-8.22
35121	0.000	0.000	36.981	-8.22
10121	6.200	2.820	10.321	-10.61
10131	2.900	1.400	10.299	-5.97
10141	3.300	1.690	10.237	-6.32
10151	2.800	1.590	10.268	-5.73
10161	5.500	3.290	10.199	-6.33
1717171	0.000	0.000	109.769	-7.22
35171	0.000	0.000	36.749	-7.22
10171	6.400	2.920	10.243	-9.72
10181	2.300	1.110	10.264	-4.35
10191	3.900	2.310	10.408	-5.70
10201	4.000	2.270	10.216	-4.85
10211	1.200	0.680	10.462	-2.90
2222221	0.000	0.000	109.279	-3.48
2222222	0.000	0.000	109.279	-3.48
35221	0.000	0.000	36.585	-3.48
35222	0.000	0.000	36.585	-3.48
10221	9.500	4.600	10.295	-5.04
10222	9.500	4.600	10.295	-5.04
10231	2.800	1.430	10.416	-3.83
10241	6.100	3.460	10.255	-4.93
2525251	0.000	0.000	108.340	-2.02
2525252	0.000	0.000	108.340	-2.02
27251	0.000	0.000	25.906	-2.02
27252	0.000	0.000	25.906	-2.02
10251	7.000	3.780	10.284	-2.75
10252	7.000	3.780	10.284	-2.75
2626261	0.000	0.000	105.453	-2.07
2626262	0.000	0.000	105.159	-2.38
35261	0.000	0.000	35.284	-2.06
35262	0.000	0.000	35.284	-2.06
10261	5.500	2.660	10.046	-2.35
10262	0.000	0.000	10.046	-2.35
2727271	0.000	0.000	106.280	-1.83
2727272	0.000	0.000	106.635	-1.43
35271	0.000	0.000	35.692	-1.42
35272	0.000	0.000	35.692	-1.42
6271	3.500	1.790	6.093	-1.80
6272	3.500	1.790	6.092	-1.80
2828281	0.000	0.000	109.371	-3.87
35281	0.000	0.000	36.616	-3.87
10281	5.500	3.260	10.186	-6.02
2929291	0.000	0.000	108.455	-1.50
2929292	0.000	0.000	108.455	-1.50

27291	0.000	0.000	25.934	-1.50
27292	0.000	0.000	25.934	-1.50
10291	6.000	2.730	10.365	-1.48
10292	6.000	2.730	10.365	-1.48

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	115	10.033	4.703	10.011	4.654	0.022	0.049	0.055	0.424
115	116	7.188	3.866	7.168	3.821	0.020	0.045	0.041	0.556
116	102	7.168	4.516	7.152	4.486	0.016	0.030	0.043	0.403
102	5	4.934	3.928	4.925	3.911	0.009	0.017	0.032	0.322
5	101	-0.828	-1.081	-0.829	-1.083	0.001	0.002	-0.007	-0.148
101	2	-0.829	-0.501	-0.829	-0.501	0.000	0.000	-0.005	-0.012
2	100	-10.908	-6.163	-10.994	-6.354	0.086	0.190	-0.063	-1.547
5	103	-16.448	-8.383	-16.585	-8.634	0.137	0.250	-0.094	-1.465
103	4	12.941	7.191	12.936	7.186	0.004	0.005	0.074	0.050
4	104	2.366	1.407	2.366	1.407	0.000	0.000	0.014	0.009
104	7	37.364	22.112	36.246	20.067	1.114	2.036	0.217	5.321
7	8	33.525	19.167	33.118	18.422	0.405	0.741	0.202	2.095
8	105	17.030	10.239	16.995	10.174	0.036	0.065	0.106	0.356
105	9	16.995	10.455	16.874	10.280	0.120	0.174	0.107	1.069
9	13	-0.178	1.269	-0.179	1.269	0.001	0.001	-0.007	0.066
13	14	-3.101	0.124	-3.105	0.118	0.004	0.006	-0.017	-0.146
14	107	-6.431	-1.598	-6.434	-1.602	0.003	0.004	-0.036	-0.065
107	16	-9.259	-2.998	-9.282	-3.032	0.023	0.034	-0.053	-0.370
16	18	-21.291	-10.447	-21.481	-10.794	0.189	0.346	-0.128	-1.500
18	19	-23.798	-11.608	-23.991	-11.888	0.193	0.279	-0.141	-1.236
19	20	-27.927	-14.122	-28.420	-14.836	0.491	0.711	-0.164	-2.708
20	109	-32.455	-17.132	-32.596	-17.301	0.140	0.169	-0.188	-0.628
109	300	-32.596	-16.915	-33.127	-17.684	0.529	0.766	-0.187	-2.555
104	200	-34.998	-19.968	-35.057	-20.076	0.059	0.108	-0.202	-0.300
103	200	-29.526	-15.318	-29.566	-15.391	0.040	0.073	-0.166	-0.241
5552	3552	-1.701	-0.742	-1.702	-0.757	0.001	0.016	-0.010	-0.451
3552	3551	-1.702	-0.757	-1.702	-0.757	0.000	0.000	-0.030	-0.000
5551	3551	1.704	0.757	1.702	0.757	0.002	0.000	0.010	0.082
5551	1051	0.955	0.831	0.954	0.819	0.001	0.011	0.007	0.707
1051	1052	-6.841	-3.808	-6.841	-3.808	0.000	0.000	-0.438	-0.001
5552	1052	6.856	3.808	6.841	3.808	0.014	0.000	0.042	0.168
5	5552	5.162	3.331	5.154	3.066	0.008	0.264	0.031	2.827
5	5551	2.663	1.698	2.659	1.588	0.004	0.109	0.016	2.279
300	21	19.068	8.505	18.959	8.348	0.109	0.157	0.104	0.906
21	22	17.747	8.414	17.456	7.993	0.290	0.420	0.099	2.597
22	110	-1.648	-2.406	-1.651	-2.410	0.003	0.004	-0.015	-0.197
110	111	-1.651	-2.097	-1.651	-2.097	0.000	0.001	-0.014	-0.027
111	23	-1.651	-1.944	-1.652	-1.945	0.001	0.001	-0.013	-0.069
23	112	-4.473	-3.339	-4.480	-3.349	0.007	0.010	-0.029	-0.234
112	26	-10.630	-6.981	-10.664	-7.031	0.034	0.050	-0.065	-0.502
26	113	-15.787	-9.128	-15.870	-9.313	0.083	0.184	-0.093	-1.029
113	28	-14.466	-7.738	-14.498	-7.808	0.031	0.069	-0.083	-0.421
28	100	-20.053	-11.553	-20.157	-11.785	0.104	0.231	-0.117	-1.025
27	2727271	3.281	1.716	3.278	1.620	0.003	0.095	0.019	1.470
2727271	35271	-1.528	-0.576	-1.528	-0.588	0.001	0.013	-0.009	-0.354
35271	35272	-1.528	-0.588	-1.528	-0.588	0.000	0.000	-0.026	-0.000
2727272	35272	1.529	0.588	1.528	0.588	0.000	0.000	0.009	0.021
27	2727272	3.728	2.068	3.726	1.991	0.002	0.077	0.022	1.072
2727272	6272	2.197	1.402	2.196	1.382	0.001	0.020	0.014	0.500
6272	6271	-1.301	-0.407	-1.301	-0.407	0.000	0.000	-0.129	-0.000
2727271	6271	4.806	2.196	4.799	2.196	0.007	0.000	0.029	0.121
113	27	-1.404	-1.016	-1.404	-1.017	0.000	0.000	-0.009	-0.015
27	114	-8.472	-5.067	-8.475	-5.075	0.004	0.008	-0.050	-0.083
114	29	-23.100	-12.967	-23.238	-13.274	0.138	0.305	-0.134	-1.174
29	100	-35.351	-19.341	-35.382	-19.410	0.031	0.069	-0.201	-0.173
114	26	14.625	8.630	14.541	8.444	0.083	0.185	0.086	1.127
26	2626261	1.860	0.950	1.858	0.902	0.002	0.048	0.011	1.319
2626261	35261	1.176	0.404	1.175	0.404	0.001	0.000	0.007	0.058
35261	35262	1.175	0.404	1.175	0.404	0.000	0.000	0.020	0.000
2626262	35262	-1.175	-0.397	-1.175	-0.404	0.000	0.007	-0.007	-0.257
26	2626262	3.651	1.890	3.647	1.769	0.004	0.120	0.021	1.653
2626262	10262	4.822	2.166	4.815	2.166	0.007	0.000	0.029	0.122
10262	10261	4.815	2.166	4.815	2.166	0.000	0.000	0.303	0.000
2626261	10261	0.682	0.498	0.682	0.492	0.000	0.005	0.005	0.443
8881	2781	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8881	1081	8.001	3.786	7.995	3.638	0.006	0.148	0.048	0.929
8	8882	8.006	4.026	8.001	3.786	0.006	0.239	0.048	1.464

8882	2782	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8882	1082	8.001	3.786	7.995	3.638	0.006	0.148	0.048	0.929
7	1071	2.711	1.717	2.698	1.529	0.012	0.187	0.017	3.963
1	1011	2.810	1.688	2.798	1.509	0.012	0.179	0.016	3.616
4	1041	5.253	2.684	5.247	2.538	0.007	0.145	0.030	1.415
4	1042	5.253	2.684	5.247	2.538	0.007	0.145	0.030	1.415
2	2221	5.012	3.070	5.005	2.828	0.007	0.241	0.030	2.609
6	6661	7.005	4.847	7.000	4.643	0.005	0.203	0.044	1.606
2221	3521	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2221	1021	5.005	2.828	4.997	2.828	0.008	0.000	0.031	0.122
2	2222	5.012	3.070	5.005	2.828	0.007	0.241	0.030	2.609
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	5.005	2.828	4.997	2.828	0.008	0.000	0.031	0.122
5	6	14.328	9.904	14.090	9.560	0.237	0.343	0.088	2.564
107	15	2.824	1.733	2.822	1.730	0.002	0.003	0.018	0.123
102	3	2.217	1.156	2.216	1.155	0.001	0.001	0.013	0.053
3	1031	2.206	1.175	2.199	1.069	0.007	0.105	0.013	2.593
15	10151	2.813	1.806	2.798	1.589	0.014	0.216	0.018	4.379
6661	2761	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6661	1061	7.000	4.643	6.996	4.517	0.005	0.126	0.044	1.013
6	6662	7.005	4.847	7.000	4.643	0.005	0.203	0.044	1.606
6662	2762	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6662	1062	7.000	4.643	6.996	4.517	0.005	0.126	0.044	1.013
115	1	2.823	1.627	2.821	1.625	0.002	0.002	0.016	0.104
20	10201	4.025	2.677	3.997	2.269	0.027	0.407	0.025	5.887
19	10191	3.925	2.728	3.898	2.309	0.028	0.417	0.025	6.212
18	10181	2.307	1.238	2.299	1.109	0.009	0.128	0.014	2.978
28	2828281	5.535	4.068	5.516	3.556	0.019	0.510	0.035	5.353
2828281	35281	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2828281	10281	5.516	3.556	5.497	3.258	0.019	0.297	0.035	3.219
9	106	13.923	7.921	13.790	7.729	0.132	0.191	0.087	1.427
16	108	6.469	3.946	6.469	3.945	0.001	0.001	0.041	0.013
108	17	6.469	4.028	6.463	4.018	0.005	0.010	0.041	0.136
17	1717171	6.445	3.991	6.419	3.275	0.027	0.714	0.041	5.992
1717171	35171	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717171	10171	6.419	3.275	6.396	2.918	0.023	0.355	0.038	3.343
16	10161	5.527	3.838	5.497	3.288	0.030	0.548	0.036	5.671
14	10141	3.317	1.979	3.298	1.689	0.019	0.289	0.021	4.849
13	10131	2.913	1.615	2.898	1.399	0.014	0.215	0.018	4.022
106	10	13.790	8.052	13.790	8.051	0.000	0.001	0.088	0.004
10	11	10.463	6.225	10.410	6.148	0.053	0.077	0.067	0.753
11	12	6.272	3.848	6.260	3.832	0.011	0.016	0.041	0.259
29	2929291	6.007	2.915	6.002	2.728	0.005	0.186	0.033	1.488
2929291	27291	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2929291	10291	6.002	2.728	5.996	2.728	0.006	0.000	0.035	0.084
29	2929292	6.007	2.915	6.002	2.728	0.005	0.186	0.033	1.488
2929292	27292	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2929292	10292	6.002	2.728	5.996	2.728	0.006	0.000	0.035	0.084
12	1212121	6.243	3.854	6.217	3.147	0.026	0.704	0.041	6.067
1212121	35121	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212121	10121	6.217	3.147	6.196	2.818	0.021	0.328	0.036	3.271
11	10111	4.129	2.579	4.097	2.099	0.032	0.478	0.027	6.505
10	10101	3.318	1.988	3.298	1.689	0.020	0.298	0.021	4.994
9	9991	3.117	1.804	3.107	1.546	0.010	0.257	0.019	4.387
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.107	1.546	3.098	1.409	0.009	0.136	0.019	2.535
8	8881	8.006	4.026	8.001	3.786	0.006	0.239	0.048	1.464
26	25	14.106	8.497	14.091	8.475	0.015	0.022	0.084	0.165
25	2525251	7.004	4.074	7.000	3.895	0.004	0.178	0.041	1.340
2525251	27251	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	7.000	3.895	6.996	3.778	0.005	0.117	0.043	0.874
25	2525252	7.004	4.074	7.000	3.895	0.004	0.178	0.041	1.340
2525252	10252	7.000	3.895	6.996	3.778	0.005	0.117	0.043	0.874
2525252	27252	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
112	24	6.150	4.067	6.144	4.058	0.006	0.009	0.038	0.150
24	10241	6.129	4.052	6.096	3.458	0.033	0.591	0.038	5.557
23	10231	2.810	1.613	2.798	1.429	0.012	0.183	0.017	3.630
22	2222222	9.522	5.461	9.508	4.928	0.014	0.532	0.056	2.920
2222222	10222	9.508	4.928	9.494	4.597	0.014	0.329	0.056	1.855
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22	2222221	9.522	5.461	9.508	4.928	0.014	0.532	0.056	2.920
2222221	10221	9.508	4.928	9.494	4.597	0.014	0.329	0.056	1.855
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	10211	1.206	0.758	1.199	0.680	0.007	0.078	0.007	3.837

## ДОДАТОК В

### Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ:                    K-сть вузлів: 140

N вузла	Назва	U, кВ	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	W <sub>в</sub> , МВт год	Cos	P <sub>min</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт
100	Він.Енерговузол	110						
115		110						
1	Вороновиця	110						
116		110						
102		110						
3	Брацлав	110						
5	Тульчин	110						
2	Немирів	110						
101		110						
6	Рахни тяга	110						
103		110						
4	Ферментний завод	110						
104		110						
200		110						
7	Суворівське	110						
8	Вапнярка тяга	110						
105		110						
9	Томашпіль	110						
106		110						
10	Антонівка	110						
11	Борівка	110						
12	Моївка	110						
13	Гнатків	110						
14	Дзигівка	110						
107		110						
15	Радянське	110						
16	Ямпіль	110						
108		110						
17	Пороги	110						
18	Михайлівка	110						
19	Гвонівка	110						
20	Коси	110						
109		110						
300	Могилів-Подільський	110						
21	Конева	110						
22	Шаргород	110						
110		110						
111		110						
23	Носківці	110						
112		110						
24	Станіславчик	110						
26	Жмеринка	110						
25	Подільська тяга	110						
113		110						
114		110						
27	Гнівань	110						
28	Сутиски	110						
29	Тюшки тяга	110						
1011		10	2.800	1.510				
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	5.000	2.830				
1022		10	5.000	2.830				
1031		10	2.200	1.070				



1041		10	5.250	2.540
1042		10	5.250	2.540
5551		110		
5552		110		
3551		35		
3552		35		
1051		10	7.800	4.630
1052		10		
6661		110		
6662		110		
2761		27		
2762		27		
1061		10	7.000	4.520
1062		10	7.000	4.520
1071		10	2.700	1.530
8881		110		
8882		110		
2781		27		
2782		27		
1081		10	8.000	3.640
1082		10	8.000	3.640
9991		110		
3591		35		
1091		10	3.100	1.410
10101		10	3.300	1.690
10111		10	4.100	2.100
1212121		110		
35121		35		
10121		10	6.200	2.820
10131		10	2.900	1.400
10141		10	3.300	1.690
10151		10	2.800	1.590
10161		10	5.500	3.290
1717171		110		
35171		35		
10171		10	6.400	2.920
10181		10	2.300	1.110
10191		10	3.900	2.310
10201		10	4.000	2.270
10211		10	1.200	0.680
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	9.500	4.600
10222		10	9.500	4.600
10231		10	2.800	1.430
10241		10	6.100	3.460
2525251		110		
2525252		110		
27251		27		
27252		27		
10251		10	7.000	3.780
10252		10	7.000	3.780
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	5.500	2.660
10262		10		
2727271		110		
2727272		110		
35271		35		
35272		35		
6271		6	3.500	1.790
6272		6	3.500	1.790
2828281		110		
35281		35		
10281		10	5.500	3.260
2929291		110		
2929292		110		
27291		27		
27292		27		
10291		10	6.000	2.730
10292		10	6.000	2.730
201	Шекопіївська	110		
202	В. Русава	110		
203	Комаргород	110		

102011	10	2.750	1.330
102012	10	2.750	1.330
102021	10	2.050	1.050
102022	10	2.050	1.050
102031	10	2.350	1.330
102032	10	2.350	1.330

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 151

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.080
115	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	7.550
115	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	23.820
116	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.200
102	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	5.100
102	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.400
100	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	41.860
2	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
101	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	28.600
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.530
103	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	24.800
103	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
104	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
200	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
200	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
8	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
105	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
9	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
106	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
9	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
107	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
107	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
16	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
16	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
108	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
18	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
20	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
109	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	4.000
300	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
300	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
22	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
110	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
111	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
23	112	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
112	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
112	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
26	25	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
113	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.770
114	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.270
113	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
114	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
28	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.860
29	114	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.100
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.030
100	29	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.500
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030

5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3551	3552	Комутаційний апарат		Вкл.
1051	1052	Комутаційний апарат		Вкл.
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6661	2761	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6662	2762	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
8	8882	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8882	2782	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8882	1082	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.955
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.895
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.925
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
25	2525252	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525252	27252	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525252	10252	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
35261	35262	Комутаційний апарат		Вкл.
10261	10262	Комутаційний апарат		Вкл.
27	2727271	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/6.6	1.060
2727271	35271	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	2.987
2727271	6271	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	17.424
27	2727272	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/6	1.060
2727272	35272	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/6	2.987
2727272	6272	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/6	17.424
35271	35272	Комутаційний апарат		Вкл.
6271	6272	Комутаційний апарат		Вкл.
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929291	27291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929292	27292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
5	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.000
203	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.000

9	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

## Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год  
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 208.020 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 201.200 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.156 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.156 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.950 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.714 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.664 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.820 МВт

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Він.Енерговузол	-87.242	-48.421	115.500	0.00
115		0.000	0.000	114.812	-0.28
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.708	-0.30
116		0.000	0.000	113.814	-0.66
102		0.000	0.000	113.118	-0.87
3	Брацлав	0.000	0.000	113.065	-0.88
5	Тульчин	0.000	0.000	112.502	-1.03
2	Немирів	0.000	0.000	113.252	-0.82
101		0.000	0.000	113.175	-0.85
6	Рахни тяга	0.000	0.000	109.918	-1.54
103		0.000	0.000	115.203	-0.10
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.182	-0.10
104		0.000	0.000	115.200	-0.10
200		-72.303	-38.489	115.500	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.910	-1.45
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	109.259	-1.99
105		0.000	0.000	109.033	-2.05
9	Томашпіль	0.000	0.000	108.349	-2.20
106		0.000	0.000	106.989	-2.56
10	Антонівка	0.000	0.000	106.985	-2.56
11	Борівка	0.000	0.000	106.267	-2.74
12	Моївка	0.000	0.000	106.020	-2.80
13	Гнатків	0.000	0.000	108.050	-2.24
14	Дзигівка	0.000	0.000	107.925	-2.21
107		0.000	0.000	107.947	-2.20
15	Радянське	0.000	0.000	107.828	-2.22
16	Ямпіль	0.000	0.000	108.152	-2.10
108		0.000	0.000	108.139	-2.10
17	Пороги	0.000	0.000	108.008	-2.14
18	Михайлівка	0.000	0.000	109.367	-1.65
19	Івонівка	0.000	0.000	110.392	-1.35
20	Коси	0.000	0.000	112.709	-0.71
109		0.000	0.000	113.259	-0.59
300	Могилів-Подільський	-48.373	-23.931	115.500	0.00
21	Конева	0.000	0.000	114.595	-0.28
22	Шаргород	0.000	0.000	112.016	-1.04
110		0.000	0.000	112.212	-1.04
111		0.000	0.000	112.239	-1.04
23	Носківці	0.000	0.000	112.308	-1.04
112		0.000	0.000	112.540	-1.00

24	Станіславчик	0.000	0.000	112.392	-1.03
26	Жмеринка	0.000	0.000	113.039	-0.89
25	Подільська тяга	0.000	0.000	112.875	-0.93
113		0.000	0.000	114.059	-0.53
114		0.000	0.000	114.157	-0.49
27	Гнівань	0.000	0.000	114.074	-0.52
28	Сутиски	0.000	0.000	114.478	-0.36
29	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.327	-0.06
1011		2.800	1.510	10.329	-2.97
2221		0.000	0.000	107.509	-2.87
2222		0.000	0.000	107.509	-2.87
3521		0.000	0.000	35.992	-2.87
3522		0.000	0.000	35.992	-2.87
1021		5.000	2.830	10.271	-2.83
1022		5.000	2.830	10.271	-2.83
1031		2.200	1.070	10.267	-3.03
1041		5.250	2.540	10.391	-1.35
1042		5.250	2.540	10.391	-1.35
5551		0.000	0.000	107.063	-2.74
5552		0.000	0.000	106.558	-3.17
3551		0.000	0.000	35.815	-2.72
3552		0.000	0.000	35.815	-2.72
1051		7.800	4.630	10.175	-3.12
1052		0.000	0.000	10.175	-3.12
6661		0.000	0.000	108.353	-2.69
6662		0.000	0.000	108.353	-2.69
2761		0.000	0.000	25.909	-2.69
2762		0.000	0.000	25.909	-2.69
1061		7.000	4.520	10.271	-3.41
1062		7.000	4.520	10.271	-3.41
1071		2.700	1.530	10.260	-4.21
8881		0.000	0.000	107.951	-3.32
8882		0.000	0.000	107.951	-3.32
2781		0.000	0.000	25.813	-3.32
2782		0.000	0.000	25.813	-3.32
1081		8.000	3.640	10.248	-4.16
1082		8.000	3.640	10.248	-4.16
9991		0.000	0.000	109.492	-5.68
3591		0.000	0.000	36.656	-5.68
1091		3.100	1.410	10.278	-7.61
10101		3.300	1.690	10.283	-6.23
10111		4.100	2.100	10.416	-7.42
1212121		0.000	0.000	112.769	-7.45
35121		0.000	0.000	37.753	-7.45
10121		6.200	2.820	10.547	-9.74
10131		2.900	1.400	10.470	-5.38
10141		3.300	1.690	10.382	-5.81
10151		2.800	1.590	10.408	-5.26
10161		5.500	3.290	10.324	-5.90
1717171		0.000	0.000	111.143	-6.77
35171		0.000	0.000	37.209	-6.77
10171		6.400	2.920	10.378	-9.21
10181		2.300	1.110	10.357	-4.06
10191		3.900	2.310	10.487	-5.45
10201		4.000	2.270	10.255	-4.74
10211		1.200	0.680	10.462	-2.90
2222221		0.000	0.000	109.279	-3.48
2222222		0.000	0.000	109.279	-3.48
35221		0.000	0.000	36.585	-3.48
35222		0.000	0.000	36.585	-3.48
10221		9.500	4.600	10.295	-5.04
10222		9.500	4.600	10.295	-5.04
10231		2.800	1.430	10.416	-3.83
10241		6.100	3.460	10.255	-4.93
2525251		0.000	0.000	108.340	-2.02
2525252		0.000	0.000	108.340	-2.02
27251		0.000	0.000	25.906	-2.02
27252		0.000	0.000	25.906	-2.02
10251		7.000	3.780	10.284	-2.75
10252		7.000	3.780	10.284	-2.75
2626261		0.000	0.000	105.453	-2.07
2626262		0.000	0.000	105.159	-2.38
35261		0.000	0.000	35.284	-2.06
35262		0.000	0.000	35.284	-2.06
10261		5.500	2.660	10.046	-2.35
10262		0.000	0.000	10.046	-2.35
2727271		0.000	0.000	106.280	-1.83
2727272		0.000	0.000	106.635	-1.43

35271				0.000	0.000	35.692	-1.42
35272				0.000	0.000	35.692	-1.42
6271				3.500	1.790	6.093	-1.80
6272				3.500	1.790	6.092	-1.80
2828281				0.000	0.000	109.371	-3.87
35281				0.000	0.000	36.616	-3.87
10281				5.500	3.260	10.186	-6.02
2929291				0.000	0.000	108.455	-1.50
2929292				0.000	0.000	108.455	-1.50
27291				0.000	0.000	25.934	-1.50
27292				0.000	0.000	25.934	-1.50
10291				6.000	2.730	10.365	-1.48
10292				6.000	2.730	10.365	-1.48
201		Шекопіївська		0.000	0.000	110.926	-1.47
202		В.Русава		0.000	0.000	109.510	-1.87
203		Комаргород		0.000	0.000	108.588	-2.13
102011				2.750	1.330	10.301	-4.29
102012				2.750	1.330	10.301	-4.29
102021				2.050	1.050	10.233	-4.00
102022				2.050	1.050	10.233	-4.00
102031				2.350	1.330	10.079	-4.63
102032				2.350	1.330	10.079	-4.63

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВТ	Qп, МВАр	Rк, МВТ	Qк, МВАр	dP, МВТ	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	115	15.666	7.933	15.611	7.810	0.055	0.122	0.088	0.690
115	116	12.788	7.017	12.722	6.872	0.065	0.144	0.073	1.004
116	102	12.722	7.559	12.672	7.467	0.050	0.092	0.075	0.701
102	5	10.455	6.896	10.418	6.828	0.037	0.068	0.064	0.622
5	101	-5.749	-3.740	-5.771	-3.781	0.022	0.041	-0.035	-0.679
101	2	-5.771	-3.207	-5.773	-3.212	0.002	0.005	-0.034	-0.078
2	100	-15.852	-8.886	-16.036	-9.293	0.183	0.405	-0.092	-2.259
5	103	-30.405	-15.082	-30.880	-15.949	0.472	0.864	-0.174	-2.719
103	4	5.265	3.462	5.264	3.461	0.001	0.001	0.032	0.022
4	104	-5.306	-2.318	-5.307	-2.319	0.001	0.001	-0.029	-0.019
104	7	30.730	17.780	29.983	16.413	0.745	1.362	0.178	4.326
7	8	27.262	15.530	26.998	15.048	0.263	0.481	0.163	1.681
8	105	10.909	6.881	10.894	6.855	0.015	0.027	0.068	0.230
105	9	10.894	7.144	10.844	7.071	0.050	0.072	0.069	0.694
9	13	3.240	2.800	3.234	2.789	0.007	0.010	0.023	0.303
13	14	0.312	1.666	0.311	1.665	0.001	0.002	0.009	0.122
14	107	-3.016	-0.037	-3.016	-0.037	0.001	0.001	-0.016	-0.023
107	16	-5.840	-1.416	-5.849	-1.429	0.009	0.013	-0.032	-0.212
16	18	-17.857	-8.794	-17.988	-9.033	0.130	0.238	-0.106	-1.242
18	19	-20.305	-9.837	-20.443	-10.037	0.137	0.199	-0.119	-1.040
19	20	-24.378	-12.258	-24.747	-12.793	0.368	0.533	-0.142	-2.339
20	109	-28.782	-15.084	-28.892	-15.216	0.109	0.132	-0.166	-0.553
109	300	-28.892	-14.827	-29.305	-15.425	0.411	0.596	-0.165	-2.247
9	203	-9.437	-4.488	-9.452	-4.510	0.015	0.022	-0.056	-0.244
203	202	-14.188	-7.247	-14.275	-7.374	0.087	0.126	-0.085	-0.939
202	201	-18.406	-9.269	-18.578	-9.519	0.172	0.248	-0.108	-1.438
201	5	-24.118	-12.106	-24.366	-12.465	0.247	0.357	-0.140	-1.594
104	200	-36.037	-19.362	-36.098	-19.473	0.061	0.111	-0.205	-0.300
103	200	-36.145	-18.904	-36.205	-19.015	0.060	0.110	-0.204	-0.297
5551	1051	0.955	0.831	0.954	0.819	0.001	0.012	0.007	0.722
1051	1052	-6.841	-3.808	-6.841	-3.808	0.000	0.000	-0.443	-0.001
5552	1052	6.856	3.808	6.841	3.808	0.015	0.000	0.042	0.169
5552	3552	-1.702	-0.742	-1.702	-0.758	0.001	0.016	-0.010	-0.463
3552	3551	-1.702	-0.758	-1.702	-0.758	0.000	0.000	-0.030	-0.000
5551	3551	1.704	0.758	1.702	0.758	0.002	0.000	0.010	0.082
5	5551	2.663	1.701	2.659	1.589	0.004	0.112	0.016	2.335
5	5552	5.163	3.338	5.155	3.066	0.008	0.271	0.031	2.897
27	2727271	3.281	1.716	3.278	1.620	0.003	0.095	0.019	1.470
2727271	35271	-1.528	-0.576	-1.528	-0.588	0.001	0.013	-0.009	-0.354
35271	35272	-1.528	-0.588	-1.528	-0.588	0.000	0.000	-0.026	-0.000
2727272	35272	1.529	0.588	1.528	0.588	0.000	0.000	0.009	0.021
27	2727272	3.728	2.068	3.726	1.991	0.002	0.077	0.022	1.072
2727272	6272	2.197	1.402	2.196	1.382	0.001	0.020	0.014	0.500
6272	6271	-1.301	-0.407	-1.301	-0.407	0.000	0.000	-0.129	-0.000
2727271	6271	4.806	2.196	4.799	2.196	0.007	0.000	0.029	0.121
26	2626261	1.860	0.950	1.858	0.902	0.002	0.048	0.011	1.319
2626261	35261	1.176	0.404	1.175	0.404	0.001	0.000	0.007	0.058
35261	35262	1.175	0.404	1.175	0.404	0.000	0.000	0.020	0.000
2626262	35262	-1.175	-0.397	-1.175	-0.404	0.000	0.007	-0.007	-0.257

26	2626262	3.651	1.890	3.647	1.769	0.004	0.120	0.021	1.653
2626262	10262	4.822	2.166	4.815	2.166	0.007	0.000	0.029	0.122
10262	10261	4.815	2.166	4.815	2.166	0.000	0.000	0.303	0.000
2626261	10261	0.682	0.498	0.682	0.492	0.000	0.005	0.005	0.443
113	27	-1.404	-1.016	-1.404	-1.017	0.000	0.000	-0.009	-0.015
27	114	-8.472	-5.067	-8.475	-5.075	0.004	0.008	-0.050	-0.083
114	26	14.625	8.630	14.541	8.444	0.083	0.185	0.086	1.127
26	113	-15.787	-9.128	-15.870	-9.313	0.083	0.184	-0.093	-1.029
100	28	20.157	11.785	20.053	11.553	0.104	0.231	0.117	1.025
28	113	14.498	7.808	14.466	7.738	0.031	0.069	0.083	0.421
26	112	10.664	7.031	10.630	6.981	0.034	0.050	0.065	0.502
112	23	4.480	3.349	4.473	3.339	0.007	0.010	0.029	0.234
23	111	1.652	1.945	1.651	1.944	0.001	0.001	0.013	0.069
111	110	1.651	2.097	1.651	2.097	0.000	0.001	0.014	0.027
110	22	1.651	2.410	1.648	2.406	0.003	0.004	0.015	0.197
22	21	-17.456	-7.993	-17.747	-8.414	0.290	0.420	-0.099	-2.597
21	300	-18.959	-8.348	-19.068	-8.505	0.109	0.157	-0.104	-0.906
114	29	-23.100	-12.967	-23.238	-13.274	0.138	0.305	-0.134	-1.174
29	100	-35.351	-19.341	-35.382	-19.410	0.031	0.069	-0.201	-0.173
201	102012	2.760	1.506	2.748	1.329	0.012	0.177	0.016	3.495
202	102021	2.056	1.151	2.049	1.049	0.007	0.102	0.012	2.723
202	102022	2.056	1.151	2.049	1.049	0.007	0.102	0.012	2.723
203	102031	2.358	1.474	2.349	1.329	0.010	0.144	0.015	3.480
203	102032	2.358	1.474	2.349	1.329	0.010	0.144	0.015	3.480
8	8881	8.006	4.016	8.001	3.782	0.006	0.232	0.047	1.424
8881	2781	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8881	1081	8.001	3.782	7.995	3.638	0.006	0.144	0.047	0.904
8	8882	8.006	4.016	8.001	3.782	0.006	0.232	0.047	1.424
8882	2782	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8882	1082	8.001	3.782	7.995	3.638	0.006	0.144	0.047	0.904
7	1071	2.711	1.713	2.698	1.529	0.012	0.184	0.017	3.896
2	2222	5.012	3.073	5.005	2.828	0.007	0.244	0.030	2.645
4	1041	5.253	2.684	5.247	2.538	0.007	0.145	0.030	1.416
4	1042	5.253	2.684	5.247	2.538	0.007	0.145	0.030	1.416
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
6661	1061	7.001	4.646	6.996	4.517	0.005	0.129	0.045	1.038
2222	1022	5.005	2.828	4.997	2.828	0.008	0.000	0.031	0.123
5	6	14.333	9.933	14.089	9.580	0.243	0.351	0.089	2.605
6	6661	7.006	4.855	7.001	4.646	0.005	0.208	0.045	1.645
107	15	2.824	1.725	2.822	1.722	0.002	0.003	0.018	0.120
15	10151	2.812	1.801	2.798	1.589	0.014	0.211	0.018	4.276
6661	2761	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	6662	7.006	4.855	7.001	4.646	0.005	0.208	0.045	1.645
102	3	2.217	1.158	2.216	1.157	0.001	0.001	0.013	0.054
3	1031	2.206	1.177	2.199	1.069	0.007	0.107	0.013	2.646
1212121	10121	6.216	3.133	6.196	2.818	0.020	0.314	0.036	3.140
28	2828281	5.535	4.068	5.516	3.556	0.019	0.510	0.035	5.353
2828281	35281	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828281	10281	5.516	3.556	5.497	3.258	0.019	0.297	0.035	3.219
11	10111	4.128	2.559	4.097	2.099	0.031	0.459	0.026	6.268
10	11	10.458	6.147	10.407	6.073	0.051	0.074	0.065	0.733
6662	2762	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6662	1062	7.001	4.646	6.996	4.517	0.005	0.129	0.045	1.038
115	1	2.823	1.629	2.821	1.626	0.002	0.002	0.016	0.104
20	10201	4.024	2.674	3.997	2.269	0.027	0.404	0.025	5.849
19	10191	3.925	2.721	3.898	2.309	0.027	0.411	0.025	6.134
18	10181	2.307	1.236	2.299	1.109	0.008	0.126	0.014	2.930
16	108	6.468	3.917	6.468	3.916	0.001	0.001	0.040	0.013
108	17	6.468	4.000	6.462	3.991	0.005	0.009	0.041	0.134
11	12	6.270	3.803	6.259	3.788	0.011	0.015	0.040	0.252
12	1212121	6.241	3.810	6.216	3.133	0.025	0.674	0.040	5.817
17	1717171	6.444	3.963	6.418	3.265	0.026	0.695	0.040	5.842
1717171	35171	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1717171	10171	6.418	3.265	6.396	2.918	0.022	0.346	0.037	3.261
16	10161	5.526	3.824	5.497	3.288	0.030	0.534	0.036	5.552
14	10141	3.317	1.971	3.298	1.689	0.019	0.281	0.021	4.726
13	10131	2.912	1.608	2.898	1.399	0.014	0.208	0.018	3.899
9	106	13.912	7.805	13.785	7.621	0.126	0.183	0.085	1.387
106	10	13.785	7.956	13.785	7.955	0.000	0.001	0.086	0.004
1212121	35121	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	3.317	1.976	3.298	1.689	0.019	0.286	0.021	4.818
9	9991	3.116	1.789	3.107	1.541	0.009	0.247	0.019	4.219
23	10231	2.810	1.613	2.798	1.429	0.012	0.183	0.017	3.630
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.107	1.541	3.098	1.409	0.009	0.131	0.018	2.440
1	1011	2.810	1.689	2.798	1.509	0.012	0.179	0.016	3.634
22	2222222	9.522	5.461	9.508	4.928	0.014	0.532	0.056	2.920
2222222	10222	9.508	4.928	9.494	4.597	0.014	0.329	0.056	1.855

2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22	2222221	9.522	5.461	9.508	4.928	0.014	0.532	0.056	2.920
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	9.508	4.928	9.494	4.597	0.014	0.329	0.056	1.855
2	2221	5.012	3.073	5.005	2.828	0.007	0.244	0.030	2.645
21	10211	1.206	0.758	1.199	0.680	0.007	0.078	0.007	3.837
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	24	6.150	4.067	6.144	4.058	0.006	0.009	0.038	0.150
24	10241	6.129	4.052	6.096	3.458	0.033	0.591	0.038	5.557
26	25	14.106	8.497	14.091	8.475	0.015	0.022	0.084	0.165
25	2525251	7.004	4.074	7.000	3.895	0.004	0.178	0.041	1.340
2525251	27251	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	7.000	3.895	6.996	3.778	0.005	0.117	0.043	0.874
25	2525252	7.004	4.074	7.000	3.895	0.004	0.178	0.041	1.340
2525252	27252	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525252	10252	7.000	3.895	6.996	3.778	0.005	0.117	0.043	0.874
2221	1021	5.005	2.828	4.997	2.828	0.008	0.000	0.031	0.123
201	102011	2.760	1.506	2.748	1.329	0.012	0.177	0.016	3.495
29	2929291	6.007	2.915	6.002	2.728	0.005	0.186	0.033	1.488
2929291	10291	6.002	2.728	5.996	2.728	0.006	0.000	0.035	0.084
2929291	27291	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
29	2929292	6.007	2.915	6.002	2.728	0.005	0.186	0.033	1.488
2929292	27292	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2929292	10292	6.002	2.728	5.996	2.728	0.006	0.000	0.035	0.084

---



## ДОДАТОК Д

### Вхідні дані для розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	110.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	110.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	110.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ:                    K-сть вузлів: 140

N вузла	Назва	U, кВ	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	W <sub>в</sub> , МВт год	Cos	P <sub>min</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт
100	Він.Енерговузол	110						
115		110						
1	Вороновиця	110						
116		110						
102		110						
3	Брацлав	110						
5	Тульчин	110						
2	Немирів	110						
101		110						
6	Рахни тяга	110						
103		110						
4	Ферментний завод	110						
104		110						
200		110						
7	Суворівське	110						
8	Вапнярка тяга	110						
105		110						
9	Томашпіль	110						
106		110						
10	Антонівка	110						
11	Борівка	110						
12	Моївка	110						
13	Гнатків	110						
14	Дзигівка	110						
107		110						
15	Радянське	110						
16	Ямпіль	110						
108		110						
17	Пороги	110						
18	Михайлівка	110						
19	Гвонівка	110						
20	Коси	110						
109		110						
300	Могилів-Подільський	110						
21	Конева	110						
22	Шаргород	110						
110		110						
111		110						
23	Носківці	110						
112		110						
24	Станіславчик	110						
26	Жмеринка	110						
25	Подільська тяга	110						
113		110						
114		110						
27	Гнівань	110						
28	Сутиски	110						
29	Тюшки тяга	110						
1011		10	0.980	0.530				
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	1.750	0.990				
1022		10	1.750	0.990				
1031		10	0.770	0.370				

1041		10	1.840	0.890
1042		10	1.840	0.890
5551		110		
5552		110		
3551		35		
3552		35		
1051		10	1.370	0.810
1052		10	1.370	0.810
6661		110		
6662		110		
2761		27		
2762		27		
1061		10	2.450	1.580
1062		10	2.450	1.580
1071		10	0.950	0.540
8881		110		
8882		110		
2781		27		
2782		27		
1081		10	2.800	1.280
1082		10	2.800	1.280
9991		110		
3591		35		
1091		10	1.090	0.490
10101		10	1.160	0.590
10111		10	1.440	0.740
1212121		110		
35121		35		
10121		10	2.170	0.990
10131		10	1.020	0.490
10141		10	1.160	0.590
10151		10	0.980	0.560
10161		10	1.930	1.140
1717171		110		
35171		35		
10171		10	2.240	1.020
10181		10	0.810	0.390
10191		10	1.370	0.810
10201		10	1.400	0.790
10211		10	0.420	0.240
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	3.330	1.610
10222		10	3.330	1.610
10231		10	0.980	0.500
10241		10	2.140	1.210
2525251		110		
2525252		110		
27251		27		
27252		27		
10251		10	2.450	1.320
10252		10	2.450	1.320
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	0.960	0.470
10262		10	0.960	0.470
2727271		110		
2727272		110		
35271		35		
35272		35		
6271		6	1.230	0.630
6272		6	1.230	0.630
2828281		110		
35281		35		
10281		10	1.930	1.140
2929291		110		
2929292		110		
27291		27		
27292		27		
10291		10	2.100	0.960
10292		10	2.100	0.960
201	Шекопіївська	110		
202	В. Русава	110		
203	Комаргород	110		

102011	10	0.960	0.470
102012	10	0.960	0.470
102021	10	0.720	0.370
102022	10	0.720	0.370
102031	10	0.820	0.470
102032	10	0.820	0.470

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 151

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.080
115	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	7.550
115	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	23.820
116	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.200
102	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	5.100
102	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.400
100	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	41.860
2	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
101	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	28.600
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.530
103	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	24.800
103	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
104	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
200	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
200	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
8	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
105	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
9	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
106	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
9	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
107	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
107	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
16	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
16	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
108	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
18	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
20	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
109	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	4.000
300	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
300	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
22	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
110	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
111	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
23	112	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
112	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
112	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
26	25	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
113	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.770
114	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.270
113	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
114	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
28	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.860
29	114	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.100
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.030
100	29	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.500
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030

5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3551	3552	Комутаційний апарат		Вкл.
1051	1052	Комутаційний апарат		Вкл.
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6661	2761	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6662	2762	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
8	8882	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8882	2782	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8882	1082	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.955
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.895
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.925
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
25	2525252	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525252	27252	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525252	10252	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
35261	35262	Комутаційний апарат		Вкл.
10261	10262	Комутаційний апарат		Вкл.
27	2727271	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/6.6	1.060
2727271	35271	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	2.987
2727271	6271	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	17.424
27	2727272	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/6	1.060
2727272	35272	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/6	2.987
2727272	6272	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/6	17.424
35271	35272	Комутаційний апарат		Вкл.
6271	6272	Комутаційний апарат		Вкл.
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929291	27291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929292	27292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
5	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.000
203	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.000

9	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

## Результати розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год  
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 72.060 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 70.500 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.573 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.573 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.900 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.086 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.987 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.560 МВт

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Він.Енерговузол	-30.548	-11.343	110.000	0.00
115		0.000	0.000	109.836	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.800	-0.13
116		0.000	0.000	109.573	-0.29
102		0.000	0.000	109.361	-0.38
3	Брацлав	0.000	0.000	109.342	-0.39
5	Тульчин	0.000	0.000	109.158	-0.45
2	Немирів	0.000	0.000	109.366	-0.35
101		0.000	0.000	109.350	-0.37
6	Рахни тяга	0.000	0.000	108.269	-0.65
103		0.000	0.000	109.915	-0.04
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.907	-0.04
104		0.000	0.000	109.914	-0.04
200		-24.921	-7.706	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	108.683	-0.64
8	Валнярка тяга	0.000	0.000	108.187	-0.86
105		0.000	0.000	108.133	-0.89
9	Томашпіль	0.000	0.000	107.953	-0.96
106		0.000	0.000	107.557	-1.12
10	Антонівка	0.000	0.000	107.556	-1.12
11	Борівка	0.000	0.000	107.336	-1.19
12	Моївка	0.000	0.000	107.259	-1.21
13	Гнатків	0.000	0.000	107.875	-0.99
14	Дзигівка	0.000	0.000	107.838	-0.98
107		0.000	0.000	107.844	-0.98
15	Радянське	0.000	0.000	107.805	-0.99
16	Ямпіль	0.000	0.000	107.898	-0.94
108		0.000	0.000	107.894	-0.94
17	Пороги	0.000	0.000	107.852	-0.95
18	Михайлівка	0.000	0.000	108.250	-0.76
19	Івонівка	0.000	0.000	108.547	-0.63
20	Коси	0.000	0.000	109.211	-0.34
109		0.000	0.000	109.373	-0.28
300	Могилів-Подільський	-16.549	-4.238	110.000	0.00
21	Конева	0.000	0.000	109.730	-0.13
22	Шаргород	0.000	0.000	108.900	-0.45
110		0.000	0.000	108.974	-0.45
111		0.000	0.000	108.982	-0.45
23	Носківці	0.000	0.000	109.002	-0.44
112		0.000	0.000	109.071	-0.42
24	Станіславчик	0.000	0.000	109.020	-0.43

26		0.000	0.000	109.223	-0.37
25	Жмеринка	0.000	0.000	109.163	-0.39
113	Подільська тяга	0.000	0.000	109.551	-0.22
114		0.000	0.000	109.582	-0.21
27	Гнівась	0.000	0.000	109.554	-0.22
28	Сутиски	0.000	0.000	109.682	-0.15
29	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.943	-0.03
1011		0.980	0.530	10.083	-1.14
2221		0.000	0.000	105.323	-1.11
2222		0.000	0.000	105.323	-1.11
3521		0.000	0.000	35.260	-1.11
3522		0.000	0.000	35.260	-1.11
1021		1.750	0.990	10.070	-1.10
1022		1.750	0.990	10.070	-1.10
1031		0.770	0.370	10.074	-1.18
1041		1.840	0.890	9.990	-0.52
1042		1.840	0.890	9.990	-0.52
5551		0.000	0.000	105.228	-1.08
5552		0.000	0.000	105.049	-1.23
3551		0.000	0.000	35.219	-1.07
3552		0.000	0.000	35.219	-1.07
1051		1.370	0.810	10.042	-1.22
1052		1.370	0.810	10.042	-1.22
6661		0.000	0.000	107.734	-1.06
6662		0.000	0.000	107.734	-1.06
2761		0.000	0.000	25.761	-1.06
2762		0.000	0.000	25.761	-1.06
1061		2.450	1.580	10.272	-1.32
1062		2.450	1.580	10.272	-1.32
1071		0.950	0.540	10.275	-1.63
8881		0.000	0.000	107.744	-1.33
8882		0.000	0.000	107.744	-1.33
2781		0.000	0.000	25.764	-1.33
2782		0.000	0.000	25.764	-1.33
1081		2.800	1.280	10.279	-1.62
1082		2.800	1.280	10.279	-1.62
9991		0.000	0.000	111.804	-2.17
3591		0.000	0.000	37.430	-2.17
1091		1.090	0.490	10.630	-2.81
10101		1.160	0.590	10.632	-2.36
10111		1.440	0.740	10.915	-2.74
1212121		0.000	0.000	118.139	-2.75
35121		0.000	0.000	39.551	-2.75
10121		2.170	0.990	11.223	-3.47
10131		1.020	0.490	10.687	-2.07
10141		1.160	0.590	10.660	-2.22
10151		0.980	0.560	10.666	-2.03
10161		1.930	1.140	10.641	-2.23
1717171		0.000	0.000	114.902	-2.52
35171		0.000	0.000	38.467	-2.52
10171		2.240	1.020	10.909	-3.31
10181		0.810	0.390	10.422	-1.61
10191		1.370	0.810	10.682	-2.07
10201		1.400	0.790	10.269	-1.79
10211		0.420	0.240	10.229	-1.10
2222221		0.000	0.000	107.992	-1.34
2222222		0.000	0.000	107.992	-1.34
35221		0.000	0.000	36.154	-1.34
35222		0.000	0.000	36.154	-1.34
10221		3.330	1.610	10.275	-1.89
10222		3.330	1.610	10.275	-1.89
10231		0.980	0.500	10.314	-1.46
10241		2.140	1.210	10.260	-1.84
2525251		0.000	0.000	105.549	-0.79
2525252		0.000	0.000	105.549	-0.79
27251		0.000	0.000	25.239	-0.79
27252		0.000	0.000	25.239	-0.79
10251		2.450	1.320	10.068	-1.06
10252		2.450	1.320	10.068	-1.06
2626261		0.000	0.000	102.619	-0.81
2626262		0.000	0.000	102.512	-0.92
35261		0.000	0.000	34.348	-0.80
35262		0.000	0.000	34.348	-0.80
10261		0.960	0.470	9.801	-0.91
10262		0.960	0.470	9.801	-0.91
2727271		0.000	0.000	102.873	-0.71
2727272		0.000	0.000	103.001	-0.56
35271		0.000	0.000	34.480	-0.56

35272		0.000	0.000	34.481	-0.56
6271		1.230	0.630	5.902	-0.70
6272		1.230	0.630	5.901	-0.70
2828281		0.000	0.000	108.011	-1.45
35281		0.000	0.000	36.161	-1.45
10281		1.930	1.140	10.237	-2.21
2929291		0.000	0.000	104.211	-0.58
2929292		0.000	0.000	104.211	-0.58
27291		0.000	0.000	24.919	-0.58
27292		0.000	0.000	24.919	-0.58
10291		2.100	0.960	9.965	-0.57
10292		2.100	0.960	9.965	-0.57
201	Шекопіївська	0.000	0.000	108.697	-0.65
202	В.Русава	0.000	0.000	108.286	-0.82
203	Комаргород	0.000	0.000	108.018	-0.93
102011		0.960	0.470	10.290	-1.65
102012		0.960	0.470	10.290	-1.65
102021		0.720	0.370	10.274	-1.58
102022		0.720	0.370	10.274	-1.58
102031		0.820	0.470	10.227	-1.79
102032		0.820	0.470	10.227	-1.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	115	5.446	0.955	5.440	0.941	0.006	0.013	0.029	0.165
115	116	4.449	1.211	4.442	1.195	0.007	0.016	0.024	0.264
116	102	4.442	1.831	4.436	1.821	0.006	0.010	0.025	0.213
102	5	3.655	2.005	3.651	1.997	0.004	0.008	0.022	0.203
5	101	-2.005	-0.801	-2.007	-0.806	0.002	0.004	-0.011	-0.192
101	2	-2.007	-0.270	-2.007	-0.270	0.000	0.001	-0.011	-0.016
2	100	-5.560	-1.871	-5.581	-1.916	0.020	0.045	-0.031	-0.636
5	103	-10.527	-2.876	-10.579	-2.972	0.052	0.095	-0.058	-0.760
103	4	1.882	1.262	1.882	1.262	0.000	0.000	0.012	0.008
4	104	-1.855	-0.929	-1.855	-0.929	0.000	0.000	-0.011	-0.007
104	7	10.591	3.650	10.509	3.500	0.081	0.149	0.059	1.237
7	8	9.548	3.736	9.519	3.683	0.029	0.053	0.054	0.502
8	105	3.844	0.900	3.843	0.897	0.001	0.003	0.021	0.054
105	9	3.843	1.181	3.838	1.174	0.005	0.007	0.021	0.183
9	13	1.174	0.496	1.173	0.495	0.001	0.001	0.007	0.079
13	14	0.142	0.464	0.142	0.464	0.000	0.000	0.003	0.037
14	107	-1.029	0.111	-1.029	0.111	0.000	0.000	-0.006	-0.006
107	16	-2.020	-0.050	-2.021	-0.052	0.001	0.001	-0.011	-0.056
16	18	-6.229	-1.958	-6.243	-1.984	0.014	0.026	-0.035	-0.356
18	19	-7.064	-1.966	-7.079	-1.988	0.015	0.021	-0.039	-0.300
19	20	-8.461	-2.363	-8.500	-2.420	0.039	0.057	-0.047	-0.668
20	109	-9.913	-2.899	-9.924	-2.913	0.012	0.014	-0.055	-0.163
109	300	-9.924	-2.550	-9.968	-2.614	0.044	0.064	-0.058	-0.628
9	203	-3.273	-0.740	-3.275	-0.742	0.002	0.002	-0.018	-0.066
203	202	-4.935	-1.508	-4.945	-1.522	0.009	0.013	-0.028	-0.271
202	201	-6.405	-1.888	-6.423	-1.915	0.018	0.027	-0.036	-0.415
201	5	-8.364	-2.489	-8.391	-2.528	0.027	0.039	-0.046	-0.465
104	200	-12.446	-3.909	-12.453	-3.921	0.007	0.012	-0.068	-0.086
103	200	-12.461	-3.773	-12.468	-3.785	0.007	0.012	-0.068	-0.085
5551	1051	0.336	0.287	0.336	0.286	0.000	0.001	0.002	0.247
1051	1052	-1.033	-0.524	-1.033	-0.524	0.000	0.000	-0.066	-0.000
5552	1052	2.404	1.333	2.402	1.333	0.002	0.000	0.015	0.061
5552	3552	-0.596	-0.260	-0.596	-0.262	0.000	0.002	-0.004	-0.155
3552	3551	-0.596	-0.262	-0.596	-0.262	0.000	0.000	-0.011	-0.000
5551	3551	0.597	0.262	0.596	0.262	0.000	0.000	0.004	0.030
5	5551	0.933	0.564	0.933	0.549	0.001	0.014	0.006	0.789
5	5552	1.809	1.107	1.808	1.073	0.001	0.034	0.011	0.980
27	2727271	1.151	0.583	1.151	0.570	0.000	0.013	0.007	0.516
2727271	35271	-0.536	-0.203	-0.537	-0.204	0.000	0.002	-0.003	-0.124
35271	35272	-0.537	-0.204	-0.537	-0.204	0.000	0.000	-0.010	-0.000
2727272	35272	0.537	0.204	0.537	0.204	0.000	0.000	0.003	0.008
27	2727272	1.309	0.703	1.309	0.693	0.000	0.010	0.008	0.377
2727272	6272	0.772	0.489	0.772	0.486	0.000	0.003	0.005	0.177
6272	6271	-0.457	-0.143	-0.457	-0.143	0.000	0.000	-0.047	-0.000
2727271	6271	1.688	0.773	1.687	0.773	0.001	0.000	0.010	0.044
26	2626261	0.648	0.322	0.648	0.316	0.000	0.006	0.004	0.456
2626261	35261	0.410	0.142	0.410	0.142	0.000	0.000	0.002	0.021
35261	35262	0.410	0.142	0.410	0.142	0.000	0.000	0.007	0.000
2626262	35262	-0.410	-0.141	-0.410	-0.142	0.000	0.001	-0.002	-0.088
26	2626262	1.272	0.641	1.272	0.625	0.000	0.015	0.008	0.572

2626262	10262	1.682	0.767	1.681	0.767	0.001	0.000	0.010	0.044
10262	10261	0.721	0.297	0.721	0.297	0.000	0.000	0.046	0.000
2626261	10261	0.238	0.173	0.238	0.173	0.000	0.001	0.002	0.154
113	27	-0.480	-0.046	-0.480	-0.046	0.000	0.000	-0.003	-0.003
27	114	-2.995	-1.577	-2.995	-1.578	0.000	0.001	-0.018	-0.028
114	26	5.144	2.365	5.134	2.342	0.010	0.022	0.030	0.360
26	113	-5.573	-2.539	-5.583	-2.561	0.010	0.022	-0.032	-0.329
100	28	7.072	2.979	7.059	2.951	0.012	0.027	0.040	0.318
28	113	5.107	2.009	5.103	2.001	0.004	0.008	0.029	0.132
26	112	3.764	1.639	3.760	1.633	0.004	0.006	0.022	0.153
112	23	1.603	0.752	1.603	0.751	0.001	0.001	0.009	0.070
23	111	0.612	0.435	0.612	0.435	0.000	0.000	0.004	0.020
111	110	0.612	0.579	0.612	0.579	0.000	0.000	0.004	0.008
110	22	0.612	0.875	0.611	0.874	0.000	0.001	0.006	0.074
22	21	-6.107	-2.061	-6.142	-2.112	0.035	0.050	-0.034	-0.833
21	300	-6.568	-1.605	-6.581	-1.624	0.013	0.018	-0.036	-0.271
114	29	-8.139	-3.263	-8.155	-3.300	0.016	0.036	-0.046	-0.362
29	100	-12.445	-5.484	-12.449	-5.493	0.004	0.009	-0.071	-0.057
201	102012	0.961	0.491	0.959	0.470	0.001	0.022	0.006	1.148
202	102021	0.720	0.382	0.720	0.370	0.001	0.012	0.004	0.896
202	102022	0.720	0.382	0.720	0.370	0.001	0.012	0.004	0.896
203	102031	0.821	0.487	0.819	0.470	0.001	0.017	0.005	1.132
203	102032	0.821	0.487	0.819	0.470	0.001	0.017	0.005	1.132
8	8881	2.800	1.325	2.799	1.297	0.001	0.028	0.017	0.460
8881	2781	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8881	1081	2.799	1.297	2.798	1.279	0.001	0.018	0.017	0.293
8	8882	2.800	1.325	2.799	1.297	0.001	0.028	0.017	0.460
8882	2782	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8882	1082	2.799	1.297	2.798	1.279	0.001	0.018	0.017	0.293
7	1071	0.951	0.562	0.949	0.540	0.002	0.023	0.006	1.290
2	2222	1.751	1.021	1.750	0.989	0.001	0.031	0.011	0.901
4	1041	1.840	0.909	1.839	0.889	0.001	0.019	0.011	0.503
4	1042	1.840	0.909	1.839	0.889	0.001	0.019	0.011	0.503
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6661	1061	2.449	1.595	2.448	1.579	0.001	0.016	0.016	0.346
2222	1022	1.750	0.989	1.749	0.989	0.001	0.000	0.011	0.045
5	6	5.005	3.157	4.975	3.114	0.030	0.043	0.031	0.893
6	6661	2.450	1.620	2.449	1.595	0.001	0.025	0.016	0.547
107	15	0.991	0.506	0.991	0.506	0.000	0.000	0.006	0.039
15	10151	0.981	0.584	0.979	0.560	0.002	0.025	0.006	1.362
6661	2761	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	6662	2.450	1.620	2.449	1.595	0.001	0.025	0.016	0.547
102	3	0.780	0.365	0.780	0.365	0.000	0.000	0.005	0.019
3	1031	0.770	0.383	0.770	0.370	0.001	0.014	0.005	0.887
1212121	10121	2.171	1.024	2.169	0.989	0.002	0.034	0.012	0.884
28	2828281	1.933	1.238	1.931	1.176	0.002	0.062	0.012	1.705
2828281	35281	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2828281	10281	1.931	1.176	1.929	1.139	0.002	0.036	0.012	1.030
11	10111	1.443	0.791	1.439	0.740	0.003	0.052	0.009	1.882
10	11	3.650	1.579	3.645	1.571	0.005	0.008	0.021	0.222
6662	2762	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6662	1062	2.449	1.595	2.448	1.579	0.001	0.016	0.016	0.346
115	1	0.991	0.495	0.991	0.495	0.000	0.000	0.006	0.036
20	10201	1.402	0.839	1.399	0.790	0.003	0.049	0.009	1.899
19	10191	1.372	0.859	1.369	0.809	0.003	0.049	0.009	1.959
18	10181	0.811	0.405	0.809	0.390	0.001	0.015	0.005	0.957
16	108	2.263	1.080	2.263	1.080	0.000	0.000	0.013	0.004
108	17	2.263	1.164	2.262	1.163	0.001	0.001	0.014	0.042
11	12	2.193	1.075	2.192	1.074	0.001	0.002	0.013	0.079
12	1212121	2.174	1.097	2.171	1.024	0.003	0.073	0.013	1.622
17	1717171	2.244	1.135	2.241	1.058	0.003	0.077	0.013	1.656
1717171	35171	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1717171	10171	2.241	1.058	2.239	1.019	0.002	0.038	0.012	0.933
16	10161	1.932	1.201	1.929	1.139	0.003	0.062	0.012	1.723
14	10141	1.161	0.623	1.159	0.590	0.002	0.033	0.007	1.470
13	10131	1.021	0.514	1.019	0.490	0.002	0.025	0.006	1.225
9	106	4.835	1.714	4.821	1.694	0.013	0.019	0.027	0.402
106	10	4.821	2.032	4.821	2.032	0.000	0.000	0.028	0.001
1212121	35121	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10101	1.161	0.623	1.159	0.590	0.002	0.033	0.007	1.480
9	9991	1.091	0.533	1.090	0.505	0.001	0.028	0.006	1.241
23	10231	0.981	0.523	0.979	0.500	0.002	0.023	0.006	1.204
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	1.090	0.505	1.089	0.490	0.001	0.015	0.006	0.724
1	1011	0.981	0.553	0.979	0.530	0.002	0.023	0.006	1.246
22	2222222	3.331	1.716	3.330	1.650	0.002	0.066	0.020	0.934
2222222	10222	3.330	1.650	3.328	1.609	0.002	0.041	0.020	0.595
2222222	35222	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000



22	2222221	3.331	1.716	3.330	1.650	0.002	0.066	0.020	0.934
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	3.330	1.650	3.328	1.609	0.002	0.041	0.020	0.595
2	2221	1.751	1.021	1.750	0.989	0.001	0.031	0.011	0.901
21	10211	0.421	0.250	0.420	0.240	0.001	0.010	0.003	1.326
2221	3521	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
112	24	2.157	1.289	2.156	1.288	0.001	0.001	0.013	0.051
24	10241	2.143	1.282	2.139	1.209	0.004	0.073	0.013	1.805
26	25	4.978	3.023	4.976	3.020	0.002	0.003	0.031	0.060
25	2525251	2.450	1.357	2.449	1.334	0.001	0.023	0.015	0.456
2525251	27251	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	2.449	1.334	2.448	1.319	0.001	0.015	0.015	0.298
25	2525252	2.450	1.357	2.449	1.334	0.001	0.023	0.015	0.456
2525252	27252	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525252	10252	2.449	1.334	2.448	1.319	0.001	0.015	0.015	0.298
2221	1021	1.750	0.989	1.749	0.989	0.001	0.000	0.011	0.045
201	102011	0.961	0.491	0.959	0.470	0.001	0.022	0.006	1.148
29	2929291	2.100	0.984	2.099	0.959	0.001	0.025	0.012	0.527
2929291	10291	2.099	0.959	2.099	0.959	0.001	0.000	0.013	0.031
2929291	27291	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
29	2929292	2.100	0.984	2.099	0.959	0.001	0.025	0.012	0.527
2929292	27292	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2929292	10292	2.099	0.959	2.099	0.959	0.001	0.000	0.013	0.031

---

## ДОДАТОК Е

### Вхідні дані для розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	121.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	121.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	121.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ:                    K-сть вузлів: 140

N вузла	Назва	U, кВ	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	W <sub>в</sub> , МВт год	Cos	P <sub>min</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт
100	Він.Енерговузол	110						
115		110						
1	Вороновиця	110						
116		110						
102		110						
3	Брацлав	110						
5	Тульчин	110						
2	Немирів	110						
101		110						
6	Рахни тяга	110						
103		110						
4	Ферментний завод	110						
104		110						
200		110						
7	Суворівське	110						
8	Вапнярка тяга	110						
105		110						
9	Томашпіль	110						
106		110						
10	Антонівка	110						
11	Борівка	110						
12	Моївка	110						
13	Гнатків	110						
14	Дзигівка	110						
107		110						
15	Радянське	110						
16	Ямпіль	110						
108		110						
17	Пороги	110						
18	Михайлівка	110						
19	Івонівка	110						
20	Коси	110						
109		110						
300	Могилів-Подільський	110						
21	Конева	110						
22	Шаргород	110						
110		110						
111		110						
23	Носківці	110						
112		110						
24	Станіславчик	110						
26	Жмеринка	110						
25	Подільська тяга	110						
113		110						
114		110						
27	Гнівань	110						
28	Сутиски	110						
29	Тюшки тяга	110						
1011		10	2.800	1.510				
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	5.000	2.830				
1022		10	5.000	2.830				

1031	10	2.200	1.070
1041	10	5.250	2.540
1042	10	5.250	2.540
5551	110		
5552	110		
3551	35		
3552	35		
1051	10	7.800	4.630
1052	10		
6661	110		
6662	110		
2761	27		
2762	27		
1061	10	7.000	4.520
1062	10	7.000	4.520
1071	10	2.700	1.530
8881	110		
8882	110		
2781	27		
2782	27		
1081	10	8.000	3.640
1082	10	8.000	3.640
9991	110		
3591	35		
1091	10	3.100	1.410
10101	10	3.300	1.690
10111	10	4.100	2.100
1212121	110		
35121	35		
10121	10	6.200	2.820
10131	10	2.900	1.400
10141	10	3.300	1.690
10151	10	2.800	1.590
10161	10	5.500	3.290
1717171	110		
35171	35		
10171	10	6.400	2.920
10181	10	2.300	1.110
10191	10	3.900	2.310
10201	10	4.000	2.270
10211	10	1.200	0.680
2222221	110		
2222222	110		
35221	35		
35222	35		
10221	10	9.500	4.600
10222	10	9.500	4.600
10231	10	2.800	1.430
10241	10	6.100	3.460
2525251	110		
2525252	110		
27251	27		
27252	27		
10251	10	7.000	3.780
10252	10	7.000	3.780
2626261	110		
2626262	110		
35261	35		
35262	35		
10261	10	5.500	2.660
10262	10		
2727271	110		
2727272	110		
35271	35		
35272	35		
6271	6	3.500	1.790
6272	6	3.500	1.790
2828281	110		
35281	35		
10281	10	5.500	3.260
2929291	110		
2929292	110		
27291	27		
27292	27		
10291	10	6.000	2.730
10292	10	6.000	2.730
201	110		
202	110		
	Шекопіївська		
	В. Русава		

203	Комаргород	110		
102011		10	2.750	1.330
102012		10	2.750	1.330
102021		10	2.050	1.050
102022		10	2.050	1.050
102031		10	2.350	1.330
102032		10	2.350	1.330

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 149

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.080
115	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	7.550
115	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	23.820
116	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.200
102	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	5.100
102	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.400
100	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	41.860
2	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
101	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	28.600
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.530
103	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	24.800
103	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
104	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
200	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
8	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
105	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
9	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
106	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
9	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
107	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
107	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
16	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
16	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
108	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
18	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
20	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
109	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	4.000
300	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
300	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
22	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
110	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
111	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
23	112	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
112	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
112	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
26	25	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
113	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.770
114	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.270
113	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
114	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
28	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.860
29	114	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.100
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.030
100	29	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.500
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030

5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3551	3552	Комутаційний апарат		Вкл.
1051	1052	Комутаційний апарат		Вкл.
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6661	2761	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6662	2762	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
8	8882	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
8882	2782	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8882	1082	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.955
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.895
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.925
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
25	2525252	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.030
2525252	27252	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525252	10252	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
35261	35262	Комутаційний апарат		Вкл.
10261	10262	Комутаційний апарат		Вкл.
27	2727271	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/6.6	1.060
2727271	35271	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	2.987
2727271	6271	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/6.6	17.424
27	2727272	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/6	1.060
2727272	35272	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/6	2.987
2727272	6272	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/6	17.424
35271	35272	Комутаційний апарат		Вкл.
6271	6272	Комутаційний апарат		Вкл.
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929291	27291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.050
2929292	27292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.000
203	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.000
9	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000

201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

## Результати розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год  
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 209.507 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 201.200 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.612 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.612 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 1.029 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.667 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.695 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.307 МВт

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Він.Енерговузол	-78.746	-42.586	121.000	0.00
115		0.000	0.000	120.550	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.451	-0.20
116		0.000	0.000	119.936	-0.41
102		0.000	0.000	119.492	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	119.442	-0.54
5	Тульчин	0.000	0.000	119.122	-0.61
2	Немирів	0.000	0.000	119.400	-0.56
101		0.000	0.000	119.376	-0.57
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.700	-1.07
103		0.000	0.000	120.285	-0.21
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.333	-0.19
104		0.000	0.000	120.420	-0.18
200		-72.242	-39.939	121.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	114.041	-2.08
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	111.528	-2.88
105		0.000	0.000	111.023	-3.04
9	Томашпіль	0.000	0.000	109.506	-3.41
106		0.000	0.000	108.166	-3.76
10	Антонівка	0.000	0.000	108.162	-3.76
11	Борівка	0.000	0.000	107.454	-3.94
12	Моївка	0.000	0.000	107.211	-3.99
13	Гнатків	0.000	0.000	109.829	-3.26
14	Дзигівка	0.000	0.000	110.393	-3.02
107		0.000	0.000	110.518	-2.97
15	Радянське	0.000	0.000	110.403	-3.00
16	Ямпіль	0.000	0.000	111.108	-2.76
108		0.000	0.000	111.095	-2.76
17	Пороги	0.000	0.000	110.969	-2.80
18	Михайлівка	0.000	0.000	112.879	-2.12
19	Івонівка	0.000	0.000	114.326	-1.71
20	Коси	0.000	0.000	117.419	-0.87
109		0.000	0.000	118.124	-0.73
300	Могилів-Подільський	-58.422	-28.921	121.000	0.00
21	Конева	0.000	0.000	120.152	-0.25
22	Шаргород	0.000	0.000	117.724	-0.96
110		0.000	0.000	117.910	-0.96
111		0.000	0.000	117.935	-0.95
23	Носківці	0.000	0.000	117.999	-0.95
112		0.000	0.000	118.217	-0.91
24	Станіславчик	0.000	0.000	118.077	-0.94

26		0.000	0.000	118.685	-0.82
25	Жмеринка	0.000	0.000	118.529	-0.85
113	Подільська тяга	0.000	0.000	119.646	-0.48
114		0.000	0.000	119.737	-0.45
27	Гнівась	0.000	0.000	119.659	-0.48
28	Сутиски	0.000	0.000	120.039	-0.33
29	Тюшки тяга	0.000	0.000	120.837	-0.06
1011		2.800	1.510	10.880	-2.62
2221		0.000	0.000	113.616	-2.40
2222		0.000	0.000	113.616	-2.40
3521		0.000	0.000	38.037	-2.40
3522		0.000	0.000	38.037	-2.40
1021		5.000	2.830	10.856	-2.36
1022		5.000	2.830	10.856	-2.36
1031		2.200	1.070	10.873	-2.46
1041		5.250	2.540	10.867	-1.33
1042		5.250	2.540	10.867	-1.33
5551		0.000	0.000	113.624	-2.13
5552		0.000	0.000	113.149	-2.51
3551		0.000	0.000	38.013	-2.11
3552		0.000	0.000	38.013	-2.11
1051		7.800	4.630	10.806	-2.46
1052		0.000	0.000	10.807	-2.46
6661		0.000	0.000	115.236	-2.08
6662		0.000	0.000	115.236	-2.08
2761		0.000	0.000	27.555	-2.08
2762		0.000	0.000	27.555	-2.08
1061		7.000	4.520	10.935	-2.72
1062		7.000	4.520	10.935	-2.72
1071		2.700	1.530	10.570	-4.68
8881		0.000	0.000	110.250	-4.16
8882		0.000	0.000	110.250	-4.16
2781		0.000	0.000	26.363	-4.16
2782		0.000	0.000	26.363	-4.16
1081		8.000	3.640	10.470	-4.96
1082		8.000	3.640	10.470	-4.96
9991		0.000	0.000	110.760	-6.81
3591		0.000	0.000	37.081	-6.81
1091		3.100	1.410	10.402	-8.69
10101		3.300	1.690	10.407	-7.34
10111		4.100	2.100	10.547	-8.50
1212121		0.000	0.000	114.193	-8.54
35121		0.000	0.000	38.230	-8.54
10121		6.200	2.820	10.686	-10.77
10131		2.900	1.400	10.655	-6.29
10141		3.300	1.690	10.640	-6.45
10151		2.800	1.590	10.676	-5.89
10161		5.500	3.290	10.636	-6.35
1717171		0.000	0.000	114.563	-7.17
35171		0.000	0.000	38.354	-7.17
10171		6.400	2.920	10.714	-9.46
10181		2.300	1.110	10.708	-4.38
10191		3.900	2.310	10.905	-5.51
10201		4.000	2.270	10.731	-4.57
10211		1.200	0.680	11.005	-2.63
2222221		0.000	0.000	115.153	-3.16
2222222		0.000	0.000	115.153	-3.16
35221		0.000	0.000	38.551	-3.16
35222		0.000	0.000	38.551	-3.16
10221		9.500	4.600	10.866	-4.56
10222		9.500	4.600	10.866	-4.56
10231		2.800	1.430	10.979	-3.47
10241		6.100	3.460	10.827	-4.46
2525251		0.000	0.000	113.895	-1.84
2525252		0.000	0.000	113.895	-1.84
27251		0.000	0.000	27.235	-1.84
27252		0.000	0.000	27.235	-1.84
10251		7.000	3.780	10.820	-2.50
10252		7.000	3.780	10.820	-2.50
2626261		0.000	0.000	110.840	-1.88
2626262		0.000	0.000	110.560	-2.17
35261		0.000	0.000	37.089	-1.87
35262		0.000	0.000	37.089	-1.87
10261		5.500	2.660	10.563	-2.14
10262		0.000	0.000	10.564	-2.14
2727271		0.000	0.000	111.615	-1.67
2727272		0.000	0.000	111.953	-1.30
35271		0.000	0.000	37.473	-1.30

35272		0.000	0.000	37.473	-1.30
6271		3.500	1.790	6.399	-1.64
6272		3.500	1.790	6.399	-1.64
2828281		0.000	0.000	115.252	-3.51
35281		0.000	0.000	38.584	-3.51
10281		5.500	3.260	10.764	-5.44
2929291		0.000	0.000	113.770	-1.37
2929292		0.000	0.000	113.770	-1.37
27291		0.000	0.000	27.205	-1.37
27292		0.000	0.000	27.205	-1.37
10291		6.000	2.730	10.874	-1.35
10292		6.000	2.730	10.874	-1.35
201	Шекопіївська	0.000	0.000	108.069	-3.81
202	В.Русава	0.000	0.000	108.506	-3.69
203	Комаргород	0.000	0.000	109.128	-3.51
102011		2.750	1.330	10.018	-6.78
102012		2.750	1.330	10.018	-6.78
102021		2.050	1.050	10.135	-5.87
102022		2.050	1.050	10.135	-5.87
102031		2.350	1.330	10.132	-5.98
102032		2.350	1.330	10.132	-5.98

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	115	11.200	5.223	11.175	5.168	0.025	0.055	0.059	0.451
115	116	8.352	4.485	8.327	4.429	0.025	0.055	0.045	0.617
116	102	8.327	5.192	8.307	5.155	0.020	0.036	0.047	0.445
102	5	6.089	4.667	6.077	4.644	0.012	0.023	0.037	0.372
5	101	-1.859	-1.730	-1.862	-1.735	0.003	0.005	-0.012	-0.254
101	2	-1.862	-1.097	-1.862	-1.097	0.000	0.000	-0.010	-0.025
2	100	-11.944	-6.667	-12.037	-6.874	0.093	0.206	-0.066	-1.606
5	103	-14.251	-6.706	-14.342	-6.873	0.091	0.166	-0.076	-1.169
103	4	-14.342	-6.366	-14.346	-6.372	0.004	0.005	-0.075	-0.048
4	104	-24.921	-12.163	-24.935	-12.180	0.014	0.017	-0.133	-0.087
104	200	-72.017	-39.528	-72.242	-39.939	0.224	0.410	-0.393	-0.580
104	7	47.082	28.153	45.449	25.166	1.627	2.975	0.263	6.454
7	8	42.728	24.342	42.114	23.220	0.611	1.117	0.249	2.579
8	105	26.023	15.080	25.947	14.940	0.076	0.139	0.155	0.520
105	9	25.947	15.240	25.689	14.866	0.257	0.372	0.156	1.554
9	13	-5.845	-1.443	-5.858	-1.463	0.013	0.019	-0.032	-0.339
13	14	-8.780	-2.563	-8.814	-2.612	0.034	0.049	-0.048	-0.587
14	107	-12.140	-4.288	-12.150	-4.302	0.010	0.015	-0.067	-0.130
107	16	-14.974	-5.650	-15.033	-5.736	0.059	0.085	-0.083	-0.609
16	18	-27.038	-12.980	-27.319	-13.495	0.280	0.512	-0.156	-1.823
18	19	-29.636	-14.262	-29.911	-14.661	0.274	0.397	-0.168	-1.474
19	20	-33.845	-16.815	-34.506	-17.773	0.659	0.954	-0.191	-3.130
20	109	-38.540	-19.995	-38.720	-20.212	0.180	0.216	-0.213	-0.709
109	300	-38.720	-19.789	-39.401	-20.776	0.678	0.982	-0.212	-2.886
5551	3551	1.703	0.756	1.702	0.756	0.001	0.000	0.009	0.078
3551	3552	1.702	0.756	1.702	0.756	0.000	0.000	0.028	0.000
5552	3552	-1.701	-0.742	-1.702	-0.756	0.001	0.014	-0.009	-0.427
5552	1052	6.854	3.808	6.841	3.808	0.013	0.000	0.040	0.160
1052	1051	6.841	3.808	6.841	3.808	0.000	0.000	0.418	0.001
5551	1051	0.955	0.830	0.954	0.819	0.001	0.010	0.006	0.672
5	5551	2.662	1.685	2.658	1.586	0.004	0.099	0.015	2.164
5	5552	5.160	3.307	5.153	3.066	0.007	0.240	0.030	2.684
26	2626261	1.860	0.944	1.858	0.901	0.002	0.044	0.010	1.246
2626261	35261	1.176	0.403	1.175	0.403	0.001	0.000	0.006	0.055
35261	35262	1.175	0.403	1.175	0.403	0.000	0.000	0.019	0.000
2626262	35262	-1.175	-0.397	-1.175	-0.403	0.000	0.007	-0.006	-0.243
26	2626262	3.650	1.878	3.646	1.769	0.003	0.108	0.020	1.562
2626262	10262	4.821	2.166	4.815	2.166	0.006	0.000	0.028	0.116
10262	10261	4.815	2.166	4.815	2.166	0.000	0.000	0.288	0.000
2626261	10261	0.682	0.497	0.682	0.492	0.000	0.005	0.004	0.419
27	2727271	3.280	1.707	3.278	1.620	0.003	0.087	0.018	1.393
2727271	35271	-1.528	-0.576	-1.528	-0.587	0.001	0.011	-0.008	-0.335
35271	35272	-1.528	-0.587	-1.528	-0.587	0.000	0.000	-0.025	-0.000
2727272	35272	1.529	0.587	1.528	0.587	0.000	0.000	0.008	0.020
27	2727272	3.728	2.058	3.726	1.987	0.002	0.070	0.021	1.016
2727272	6272	2.197	1.400	2.196	1.382	0.001	0.019	0.013	0.474
6272	6271	-1.301	-0.407	-1.301	-0.407	0.000	0.000	-0.123	-0.000
2727271	6271	4.805	2.196	4.799	2.196	0.006	0.000	0.027	0.115
26	113	-15.791	-8.948	-15.865	-9.114	0.074	0.165	-0.088	-0.969
113	27	-1.400	-0.938	-1.400	-0.938	0.000	0.000	-0.008	-0.014



27	114	-8.472	-4.996	-8.476	-5.003	0.003	0.007	-0.047	-0.078
114	26	14.620	8.442	14.545	8.275	0.075	0.166	0.081	1.061
300	21	19.021	8.145	18.923	8.004	0.097	0.141	0.099	0.849
21	22	17.711	8.161	17.450	7.782	0.260	0.377	0.094	2.443
22	110	-1.654	-2.385	-1.657	-2.388	0.003	0.004	-0.014	-0.186
110	111	-1.657	-2.042	-1.657	-2.043	0.000	0.000	-0.013	-0.025
111	23	-1.657	-1.874	-1.658	-1.875	0.001	0.001	-0.012	-0.064
23	112	-4.479	-3.228	-4.485	-3.236	0.006	0.009	-0.027	-0.219
112	26	-10.632	-6.762	-10.663	-6.807	0.031	0.044	-0.061	-0.471
114	29	-23.095	-12.633	-23.220	-12.908	0.124	0.274	-0.127	-1.103
29	100	-35.340	-18.965	-35.368	-19.027	0.028	0.062	-0.191	-0.164
113	28	-14.465	-7.562	-14.494	-7.625	0.028	0.062	-0.079	-0.396
28	100	-20.047	-11.254	-20.141	-11.462	0.093	0.207	-0.110	-0.963
9991	1091	3.107	1.538	3.098	1.409	0.008	0.128	0.018	2.474
9	203	14.500	7.646	14.464	7.593	0.036	0.052	0.086	0.390
203	202	9.728	4.861	9.688	4.803	0.040	0.058	0.057	0.642
202	201	5.557	2.896	5.541	2.872	0.016	0.023	0.033	0.451
201	102011	2.761	1.517	2.748	1.329	0.012	0.187	0.017	3.823
201	102012	2.761	1.517	2.748	1.329	0.012	0.187	0.017	3.823
202	102021	2.056	1.153	2.049	1.049	0.007	0.104	0.013	2.876
202	102022	2.056	1.153	2.049	1.049	0.007	0.104	0.013	2.876
203	102031	2.358	1.472	2.349	1.329	0.009	0.143	0.015	3.566
203	102032	2.358	1.472	2.349	1.329	0.009	0.143	0.015	3.566
8	8881	8.006	4.000	8.000	3.776	0.005	0.223	0.046	1.427
8881	2781	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8881	1081	8.000	3.776	7.995	3.638	0.005	0.138	0.046	0.906
8	8882	8.006	4.000	8.000	3.776	0.005	0.223	0.046	1.427
8882	2782	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8882	1082	8.000	3.776	7.995	3.638	0.005	0.138	0.046	0.906
7	1071	2.710	1.703	2.698	1.529	0.012	0.173	0.016	3.821
4	1042	5.253	2.672	5.247	2.538	0.006	0.133	0.028	1.353
4	1041	5.253	2.672	5.247	2.538	0.006	0.133	0.028	1.353
5	6	14.311	9.795	14.096	9.484	0.214	0.310	0.084	2.435
2	2221	5.010	3.048	5.004	2.828	0.007	0.219	0.028	2.473
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	5.004	2.828	4.997	2.828	0.007	0.000	0.029	0.117
2	2222	5.010	3.048	5.004	2.828	0.007	0.219	0.028	2.473
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	5.004	2.828	4.997	2.828	0.007	0.000	0.029	0.117
6	6661	7.004	4.816	7.000	4.631	0.004	0.184	0.042	1.521
102	3	2.218	1.144	2.217	1.143	0.001	0.001	0.012	0.051
3	1031	2.205	1.165	2.199	1.069	0.006	0.096	0.012	2.460
9	106	13.905	7.736	13.782	7.557	0.123	0.178	0.084	1.379
21	10211	1.205	0.751	1.199	0.680	0.006	0.071	0.007	3.626
106	10	13.782	7.899	13.781	7.898	0.000	0.001	0.085	0.004
22	2222221	9.520	5.373	9.507	4.894	0.013	0.477	0.054	2.730
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	9.507	4.894	9.494	4.597	0.013	0.295	0.054	1.735
22	2222222	9.520	5.373	9.507	4.894	0.013	0.477	0.054	2.730
2222222	35222	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	9.507	4.894	9.494	4.597	0.013	0.295	0.054	1.735
10	11	10.455	6.100	10.406	6.028	0.050	0.072	0.065	0.729
11	12	6.269	3.776	6.258	3.761	0.010	0.015	0.039	0.250
12	1212121	6.240	3.784	6.216	3.125	0.024	0.657	0.039	5.880
23	10231	2.809	1.594	2.798	1.429	0.011	0.165	0.016	3.413
1212121	35121	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	24	6.147	4.006	6.142	3.998	0.005	0.008	0.036	0.141
24	10241	6.126	3.990	6.096	3.458	0.029	0.531	0.036	5.208
1212121	10121	6.216	3.125	6.196	2.818	0.020	0.306	0.035	3.170
6661	2761	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	15	2.824	1.711	2.822	1.708	0.002	0.003	0.017	0.118
15	10151	2.812	1.790	2.798	1.589	0.013	0.200	0.017	4.226
6661	1061	7.000	4.631	6.996	4.517	0.004	0.114	0.042	0.960
16	108	6.466	3.849	6.465	3.848	0.001	0.001	0.039	0.013
108	17	6.465	3.937	6.461	3.928	0.005	0.009	0.039	0.130
17	1717171	6.441	3.899	6.417	3.244	0.024	0.652	0.039	5.694
1717171	35171	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
18	10181	2.306	1.227	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.857
16	10161	5.524	3.793	5.497	3.288	0.028	0.503	0.035	5.440
1717171	10171	6.417	3.244	6.396	2.918	0.021	0.324	0.036	3.177
6	6662	7.004	4.816	7.000	4.631	0.004	0.184	0.042	1.521
6662	2762	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6662	1062	7.000	4.631	6.996	4.517	0.004	0.114	0.042	0.960
115	1	2.823	1.604	2.821	1.602	0.002	0.002	0.016	0.098
1	1011	2.809	1.671	2.798	1.509	0.011	0.162	0.016	3.420
20	10201	4.022	2.639	3.997	2.269	0.025	0.369	0.024	5.569
19	10191	3.923	2.690	3.898	2.309	0.025	0.380	0.024	5.906
14	10141	3.316	1.957	3.298	1.689	0.018	0.267	0.020	4.680

13	10131	2.912	1.601	2.898	1.399	0.013	0.201	0.017	3.918
11	10111	4.127	2.548	4.097	2.099	0.030	0.448	0.026	6.337
29	2929291	6.006	2.898	6.001	2.728	0.005	0.169	0.032	1.412
2929291	27291	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2929291	10291	6.001	2.728	5.996	2.728	0.005	0.000	0.033	0.080
29	2929292	6.006	2.898	6.001	2.728	0.005	0.169	0.032	1.412
2929292	27292	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2929292	10292	6.001	2.728	5.996	2.728	0.005	0.000	0.033	0.080
10	10101	3.317	1.969	3.298	1.689	0.019	0.279	0.021	4.882
9	9991	3.116	1.780	3.107	1.538	0.009	0.242	0.019	4.284
28	2828281	5.531	3.983	5.514	3.525	0.017	0.457	0.033	5.002
2828281	35281	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828281	10281	5.514	3.525	5.497	3.258	0.017	0.266	0.033	3.010
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	25	14.111	8.471	14.098	8.452	0.013	0.019	0.080	0.157
25	2525251	7.004	4.046	7.000	3.884	0.004	0.161	0.039	1.264
2525251	27251	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	7.000	3.884	6.996	3.778	0.004	0.106	0.041	0.825
25	2525252	7.004	4.046	7.000	3.884	0.004	0.161	0.039	1.264
2525252	10252	7.000	3.884	6.996	3.778	0.004	0.106	0.041	0.825
2525252	27252	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

---