

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

« Оптимізація місць під'єднання і потужності фотоелектричних станцій в електричних мережах »

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Т.О. Сискал
Сискал Т.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС

П.Д. Лежнюк
Лежнюк П.Д.

(прізвище та ініціали)

« 14 » листопада 2022 р.

Опонент:

В.О. Кошар
(прізвище та ініціали)

« 19 » листопада 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

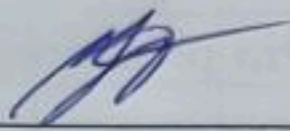
В.О. Кошар

(прізвище та ініціали)

« 16 » листопада 2022 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


14 вересня 2022 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Стискал Тетяні Олегівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Оптимізація місць під'єднання і потужності фотоелектричних станцій в електричних мережах»

керівник роботи д.т.н., професор. каф. ЕСС Лежнюк П.Д
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року

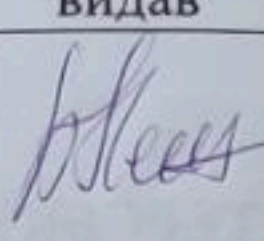
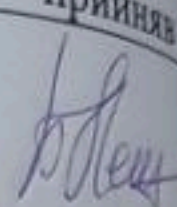
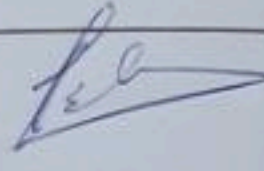
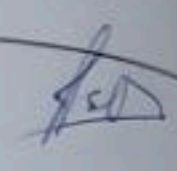
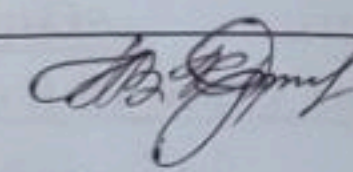
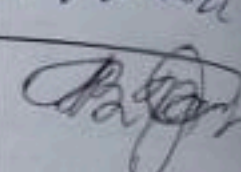
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших - 100%, для післяаварійних-110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 1,85 грн., вартість 1 кВт втраченої енергії – 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Потенціал використання ФЕС в Україні. 2 Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. 4 Забезпечення живлення нової ФЕС шляхом розвитку існуючої електричної мережі 5. Економічна частина 6. Охорона праці. Висновки.

Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Потенціал сонячної енергії на території України. 2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу. 3. Вибір оптимального визначення конструктивних параметрів ЛЕП. 5. Вибір оптимальних трансформаторів на споживальних підстанціях 6. Вибір схем розподілу пристроїв підстанцій. 7. Методи діагностування силових трансформаторів. Основні пошкодження силових трансформаторів. 9. Діагностична цілісність методів контролю. 10. Діагностування силових трансформаторів методом акустичної локації часткових розрядів. 11. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|--|---|---|
| | | завдання видав | виконання прийняв |
| Спеціальна частина | Керівник роботи Лежнюк П.Д., д.т.н., проф., професор каф. ЕСС |  |  |
| Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | Рубаненко О.Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС |  16.09.2022 |  14.11.2022 |
| Економічна частина | Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС |  16.09.22 |  14.11.22 |


7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | | Примітки |
|-------|---|-------------------------------|----------|----------|
| | | початок | кінець | |
| 1 | Розроблення технічного завдання | 02.09.22 | 06.09.22 | Вик. |
| 2 | Потенціал використання ФЕС в Україні | 07.09.22 | 12.09.22 | Вик. |

| | | | | |
|---|---|----------|----------|------|
| 3 | Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях | 13.09.22 | 05.10.22 | Вик. |
| 4 | Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей | 06.10.22 | 20.10.22 | Вик. |
| 5 | Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів. | 21.10.22 | 30.10.22 | Вик. |
| 6 | Техніко-економічна частина | 01.11.22 | 10.11.22 | Вик. |
| 7 | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. | 11.11.22 | 16.11.22 | Вик. |
| 8 | Оформлення пояснювальної записки | 17.11.22 | 25.11.22 | Вик. |
| 9 | Виконання графічної частини та оформлення презентації | 26.11.22 | 12.12.22 | Вик. |
| | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР | 12.12.22 | 14.12.22 | Вик. |
| | Рецензування МКР | 14.12.22 | 19.12.22 | Вик. |
| | Захист МКР | 20.12.22 | - | Вик. |

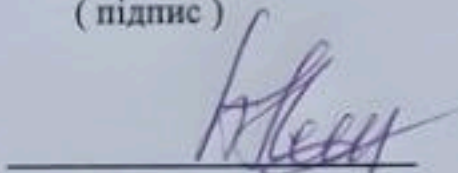
Студент



(підпис)

Стискал Т.О.

Керівник роботи



(підпис)

Лежнюк П.Д

АНОТАЦІЯ

Стискал Тетяна Олегівна «Оптимізація місць під'єднання і потужності фотоелектричних станцій в електричних мережах».

Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця.: ВНТУ. 2022. – 94 с. Рис. 23, Бібліогр.11, Табл. 17.

В магістерській кваліфікаційній роботі було розглянуто перспективи та потенціал використання фотоелектричних станцій в Україні, проаналізовано проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії, забезпечення живлення нової фотоелектричної станції шляхом розвитку існуючої електричної мережі. Охорона праці. Економічна частина. На основі отриманих теоретичних та практичних даних обґрунтовано доцільність під'єднання фотоелектричних в електричних мережах.

Ключові слова: фотоелектрична станція, симплекс метод, метод динамічного програмування.

ABSTRACT

Tetyana Olehivna Styskal "Optimization of connection points and capacity of photovoltaic power plants in electrical networks".

Master's thesis. - Vinnytsia .: VNTU. 2022 - 94 p. Fig. 23, Bibliogr.11, Tab. 17.

In the master's qualification work, the prospects and potential of the use of photovoltaic plants in Ukraine were considered, the problems of optimizing the modes of electrical networks with renewable energy sources, ensuring the power supply of a new photovoltaic plant by developing the existing electrical network were analyzed. Occupational Health. The economic part. Based on the obtained theoretical and practical data, the expediency of connecting photovoltaics in electrical networks has been justified.

Keywords: photovoltaic plant, simplex method, dynamic programming method.

ЗМІСТ

| | |
|---|-----------|
| ЗМІСТ | 2 |
| ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ..... | 4 |
| ВСТУП..... | 5 |
| 1. ПОТЕНЦІАЛ ВИКОРИСТАННЯ ФЕС В УКРАЇНІ..... | 8 |
| 2. ПРОБЛЕМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ...3 | 3 |
| ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ | 15 |
| 2.1. Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах ринку електроенергії та адресного електропостачання. | 15 |
| 2.2. Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах. | 18 |
| 2.3. Характеристика відновлювальних джерел електроенергії як об'єкта керування..... | 21 |
| 3. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЖИВЛЕННЯ НОВОЇ ФЕС ШЛЯХОМ РОЗВИТКУ | |
| ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ..... | 27 |
| 3.1. Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ..... | 27 |
| 3.2. Прогнозування електричних навантажень..... | 30 |
| 3.2.1. Розрахунок режиму існуючої мережі..... | 32 |
| 3.2.2. Формування максимального графа електричної мережі..... | 33 |
| 3.3. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. | 35 |
| 3.3.1. Лінеаризація цільової функції..... | 35 |
| 3.4. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування | 43 |
| 3.4.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мереж..... | 43 |
| 3.5. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях | 51 |
| 3.6. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. | 53 |
| 3.6.1. Вибір схеми прохідних підстанцій..... | 54 |
| 3.6.2. Вибір схеми відгалуджувальної підстанції..... | 55 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 3.6.3. | Оцінювання надійності схем підстанції..... | 57 |
| 3.7. | Оцінювання балансу потужностей | 61 |
| 3.7.1. | Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення..... | 61 |
| 3.8. | Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі..... | 63 |
| 3.8.1. | Аналіз та виведення результатів розрахунків..... | 63 |
| 4. | ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА..... | 70 |
| 5. | ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ..... | 78 |
| 5.1 | Протипожежний захист вітроелектричних установок | 78 |
| 5.2 | Розрахунок параметрів заземлювального пристрою вітрогенератора | 80 |
| 5.3 | Автоматизована система пожежогасіння | 84 |
| 5.4 | Автоматизована система пожежної сигналізації | 86 |
| 5.5 | Безпека в надзвичайних ситуаціях | 90 |
| 5.6 | Електролізерна установка..... | 92 |
| | СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 94 |
| | ДОДАТОК А..... | 96 |
| | ДОДАТОК Б | 111 |

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ФЕС – фотоелектрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ПБН – показники балансової надійності;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ГЕС – гідроелектростанція;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- МГЕС – малі гідроелектростанції;
- АСК – автоматизована система керування

ВСТУП

Актуальність теми досліджень. Залишок не відновлювальних джерел електроенергії та стан навколишнього середовища змусило людей переходити на нові джерела накопичення енергії.

Такий перехід на відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) попри успіх не є ефективним, через ряд особливостей, таких як: нерівномірний графік генерації та складність у прогнозуванні виробітку електроенергії.

Енергосистемі для ефективної роботи потрібні сталий поточкорозподіл потужності, в електричній мережі, що буде покривати навантаження в визначеному регіоні, а також не створювати великі транзити потужності до інших розподільних електричних мереж (ЕМ). Наявність «зеленого тарифу» пришвидшило впровадженням фотовольтаїчних електричних станцій, і як наслідок збільшення потужності в електричних мережах та перехід їх в профіцитний стан. Дана ситуація погіршує енергоефективність ЕМ за рахунок появи перетоків потужності, що зумовлюють втрати в ній а також до зміни параметрів мережі, та як наслідок застосування компенсаційних заходів.

Ще однією обставиною оптимізації впровадження ФЕС є розвиток країн у напрямі відновлювальної енергетики. За даними агенції IRENA в 2050 р. понад 80% світової електроенергії буде отримуватися з ВДЕ, що змушує до дослідження питання місць приєднання та потужності, адже як показано в роботі розвиток мережі є кпітало-затратними як на етапі проектного рішення так і на етапі будівництва та експлуатації.

Задачею енергетичних систем та електричних мереж при їх розвитку є розроблення технічно та економічно обґрунтованих проектних рішень, які враховують новітні досягнення науки і техніки та забезпечують на довготривалу або середньо тривалу перспективу попит споживачів на електричну енергію і потужність нормованої якості та за доступним тарифом.

За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA – міжурядової організації, яка підтримує країни в їх переході до сталого

енергетичного майбутнього і досліджує всі типи відновлюваних джерел енергії, включаючи біоенергетику, геотермальну, гідравлічну, океанічну, сонячну та вітрову енергію, для досягнення сталого розвитку, доступу до електроенергії, енергетичної безпеки та використання безвуглецевих технологій генерування електроенергії) зазначено швидкі темпи нарощування встановленої потужності відновлюваних джерел енергії [1], в тому числі і ВДЕ з нерівномірним графіком генерування.

В нормативному документі СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» під електростанцією негарантованої потужності розуміють електростанцію, яка використовує нестабільний природний енергоресурс, в результаті чого вона має обмежену можливість або зовсім не має можливості регулювати свою потужність у відповідності із заданим добовим графіком [2], тобто має природно нерівномірний графік генерування.

У вимогах до вітрових (ВЕС) та фотоелектричних станцій (ФЕС) при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України зазначено, що ВЕС та ФЕС прийнято вважати електростанціями з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії за певних погодних умов, тобто існує можливість припинення видавання ними активної потужності в мережу для ВЕС при швидкості вітру менше 3-5 м/с, а для ФЕС при сонячній радіації менше 200 Вт/м² [3].

Проектні рішення щодо розвитку енергосистем та електричних мереж повинні обґрунтовувати необхідність та доцільність будівництва та/або реконструкції електричних станцій і підстанцій та визначати їх технічні характеристики і технологічні параметри.

При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-

економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Мета дослідження. Метою роботи є підвищення енергоефективності відновлювальних джерел електричної енергії шляхом оптимізації місць приєднання ФЕС а також потужності їх генерації.

Об'єктом дослідження є розвиток електричної мережа з новозбудованими вузлами, та оптимально розрахованими та визначними вузлами приєднання нових абонентів серед яких вузол з генерацією ФЕС, що техніко-економічно обґрунтовано.

Предмет дослідження є методи і засоби нелінійного програмування, що використовують математичну модель електричної мережі для визначення оптимального розвитку мережі та визначення місця приєднання ФЕС.

1. ПОТЕНЦІАЛ ВИКОРИСТАННЯ ФЕС В УКРАЇНІ

З усіх відновлювальних джерел сонячна енергія є найбільш ємним і доступним природним енергоресурсом. На сучасному етапі розвитку сонячної енергетики на перше місце виходять проблеми ефективного використання енергії сонячної радіації за рахунок застосування передових технологій. Переваги практично невичерпного джерела енергії сонячної радіації при її використанні в якості первинного місцевого енергоресурсу полягають у можливості використання джерела теплової енергії на більшості ділянок поверхні Землі та в можливості безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну енергію.

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1 м^2 поверхні території України, знаходиться в межах: від $1070 \text{ кВт}\cdot\text{рік}/\text{м}^2$ в північній частині України до $1400 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ і вище в АР Крим. Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року. Промислові ФЕС мають ККД в межах від 10 до 30 %. При середньому надходженні сонячного випромінювання вони можуть виробляти за день від 1 до 2 $\text{кВт}\cdot\text{год}$ на 1 м^2 робочої поверхні. Сонячні елементи генерують електричний струм прямо пропорційно інтенсивності сонячного випромінювання [3].

Фотоелектричне перетворення сонячної енергії є одним з її пріоритетних напрямів використання сонячної енергії, що обумовлюється наступним:

- Можливістю отримання електроенергії практично в будь-якому районі;
- Екологічною чистотою перетворення енергії;
- Значним терміном роботи;
- Невеликими затратами на обслуговування;

- Незалежністю ефективності перетворення сонячної енергії від встановленої потужності.

За останні роки фотоенергетика отримала значний розвиток завдяки прогресу у вирішенні основних проблем: підвищення ККД сонячних фотоперетворювачів та зменшення вартості їх виробництва.

В кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, які використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію. Концентруючі сонячні колектори можуть бути достатньо ефективними тільки в південних регіонах України.

В таблиці 1.1 наведено потенціал сонячної енергії України та графічно показано на рисунку 1.1

Таблиця 1.1 – Сумарний річний потенціал сонячної енергії на території України

| № п/п | Області | Потенціал сонячної енергії МВт·год/рік | | |
|-------|-------------------|---|----------------------------|--------------------------------------|
| | | Загальний потенціал (-109) | Технічний потенціал (-107) | Доцільноекономічний потенціал (-105) |
| 1 | Вінницька | 30,8 | 14,8 | 2,3 |
| 2 | Волинська | 21,8 | 10,5 | 1,6 |
| 3 | Дніпропетровська | 37,6 | 18 | 2,8 |
| 4 | Донецька | 33 | 15,8 | 2,5 |
| 5 | Житомирська | 32,3 | 15,5 | 2,4 |
| 6 | Закарпатська | 15,5 | 7,5 | 1,2 |
| 7 | Запорізька | 34,8 | 16,7 | 2,6 |
| 8 | Івано-Франківська | 16,4 | 7,9 | 1,2 |
| 9 | Київська | 31,5 | 15,5 | 2,4 |
| 10 | Кіровоградська | 28,8 | 13,8 | 2,2 |
| 11 | Луганська | 34 | 16,3 | 2,5 |
| 12 | Львівська | 25,4 | 12,2 | 1,9 |
| 13 | Миколаївська | 32,5 | 15,6 | 2,4 |
| 14 | Одеська | 45,4 | 21,8 | 3,4 |
| 15 | Полтавська | 31,9 | 15,3 | 2,4 |
| 16 | Рівненська | 21,8 | 10,5 | 1,6 |
| 17 | Сумська | 26 | 12,5 | 2,0 |
| 18 | Тернопільська | 16,3 | 7,8 | 1,2 |
| 19 | Харківська | 35,4 | 17 | 2,7 |
| 20 | Херсонська | 38,4 | 18,4 | 2,9 |
| 21 | Хмельницька | 24,3 | 11,6 | 1,8 |
| 22 | Черкаська | 24,2 | 11,6 | 1,8 |
| 23 | Чернівецька | 9,6 | 4,6 | 0,7 |
| 24 | Чернігівська | 34,2 | 16,4 | 2,6 |
| 25 | АР Крим | 36,5 | 17,5 | 2,7 |
| | Всього | 718,4 | 345,1 | 53,8 |

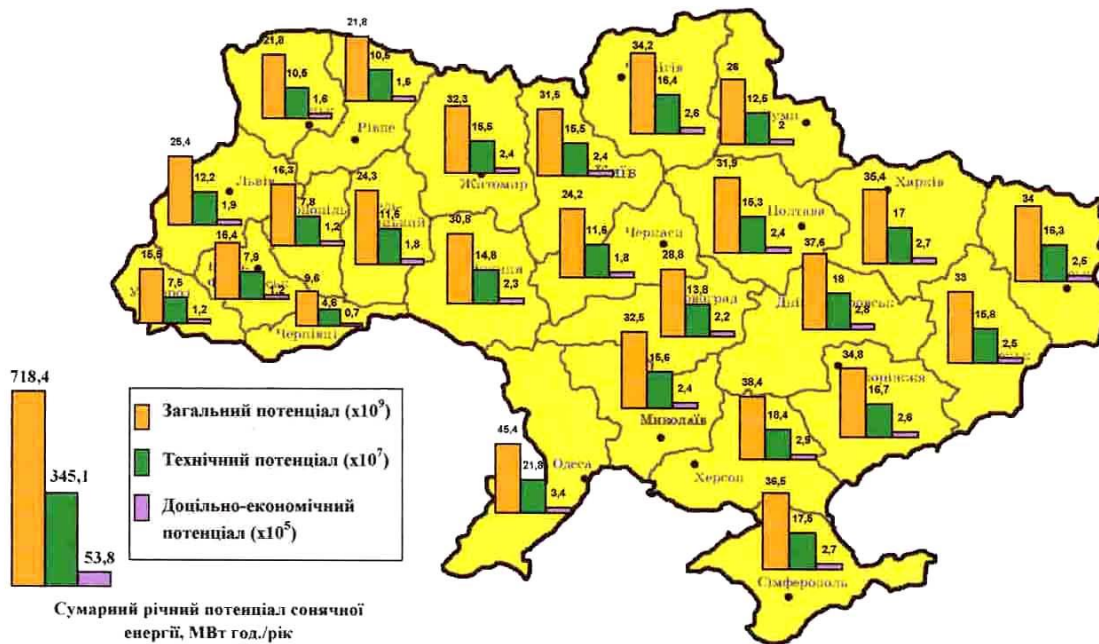


Рисунок 1.1 – Потенціал сонячної енергії на території України

У 2019 році Україна увійшла у ТОП-10 країн світу за темпами розвитку відновлюваної енергетики, а у 2020 році — у ТОП-5 європейських країн за темпами розвитку сонячної енергетики. У тому ж 2019 році, у рейтингу Climatescore від Bloomberg New Energy Finance (Bloomberg NEF), Україна посіла почесне 8 місце (піднявшись з 63-го) серед 104 країн світу за інвестиційною привабливістю країни саме у питанні розвитку низьковуглецевих джерел енергії і будівництва «зеленої» економіки. У 2021 році, Україна була на 48 місці за загального інвестиційного потенціалу держави серед 136 країн світу в рейтингу BloombergNEF [11].

За даними НКРЕКП, станом на 31 грудня 2021 року, встановлена потужність сектору відновлюваної енергетики України досягла 9 655,9 МВт, включно з сонячними установками для приватних домогосподарств (ДСЕС), або 8 450,8 МВт — без ДСЕС. Проте, треба зазначити, що, як і в минулі роки, активний темп розвитку у 2021 році спостерігався лише у одному сегменті — домашні СЕС, потужність яких в 2021 році зросла на 426,1 МВт, що становить 36,4% від нових потужностей ВДЕ, введених в експлуатацію минулого року.

Таким чином, загальна встановлена потужність усіх сонячних систем домогосподарств наприкінці року досягла 1 205,1 МВт. На відміну від сектору дСЕС, промислова сонячна енергетика навпаки продемонструвала не найкращі показники розвитку, а скоріше їх скорочення. У 2021 році потужності промислової сонячної генерації збільшились лише на 305,5 МВт (26,1% від нових потужностей ВДЕ, введених в 2021 році), що на 818,1 МВт або 3,6 разів менше показника 2020 року — 1 123,6 МВт. На кінець року сумарна встановлена потужність сектору сонячної енергетики країни склала 7 586,3 МВт (включно з дСЕС) [11]. Динаміка росту встановленої потужності об'єктів ВДЕ, які працюють за «зеленим» тарифом, МВт показана на рисунку 1.2

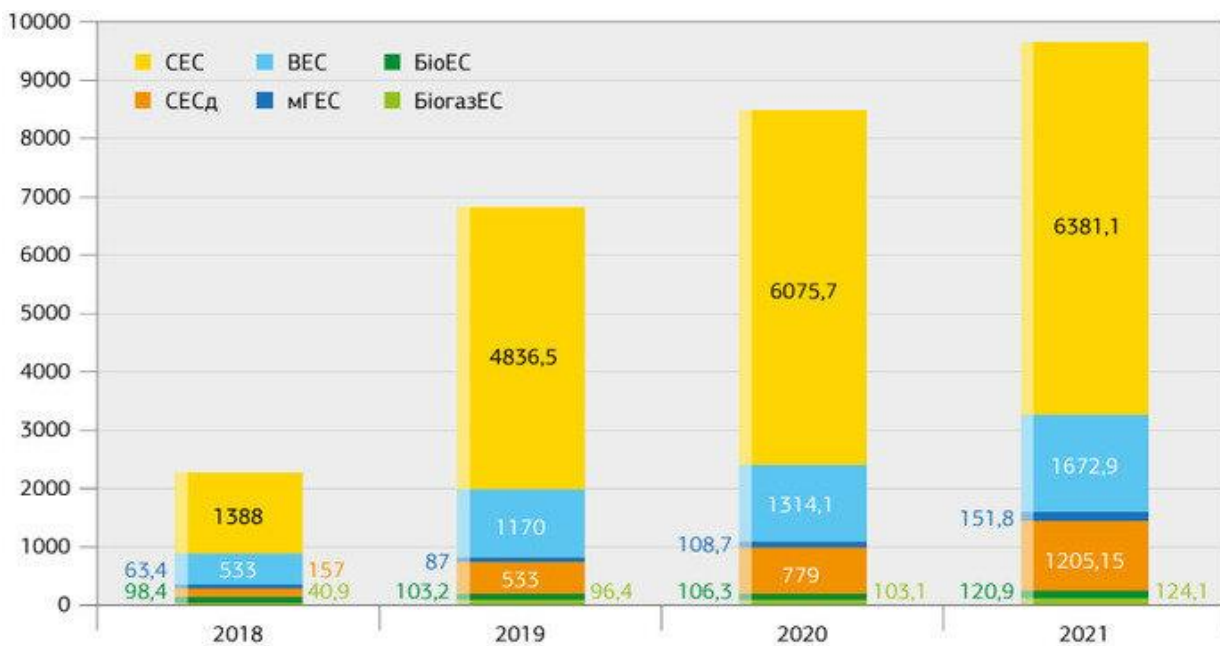


Рисунок 1.2 – Динаміка росту ВДЕ

В 2021 році частка електроенергії, згенерованої з ВДЕ, досягла 8.1% або 12.8ТВт·год, з яких 56% — за рахунок сонячного випромінювання, 33% — енергії вітру, практично 8% — за рахунок спалювання біомаси та біогазу і 3% прийшлося на малу гідроенергетику.

Так, за 2021 рік всіма електростанціями з ВДЕ було вироблено 12 804 млн кВт·год чистої електроенергії, що на 1 941,9 млн кВт·год або 17,8% перевищило торішні показники:

- ВЕС України виробили 3 866 млн кВт•год або на 614,4 млн кВт•год більше у порівнянні з 2020 роком, що становить 2,97% загального виробництва електроенергії;
- СЕС виробили 7 670 млн кВт•год або 4,8%, що на 1 065,4 млн кВт•год більше обсягу електроенергії, виробленої за аналогічний період 2020 року;
- генерація мГЕС зросла на 56,1 млн кВт•год, досягнувши показника в 276 млн кВт•год або 0,17% в загальному балансі;
- біоЕС України згенерували 992 млн кВт•год або 0,6%, що на 206 млн кВт•год більше рівня виробництва попереднього року.

В той самий час необхідно відзначити, що 2021 рік став визначальним для національного сектору ВДЕ, адже 11 травня 2021 року добове виробництво електроенергії з ВДЕ вперше в історії України перевищило рівень генерації тепловими електростанціями — 79 млн кВт•год проти 77 млн кВт•год. Виробництво електроенергії та встановлена потужність сектору ВДЕ, по видах, станом на кінець 2021 року показано на рисунку 1.3.

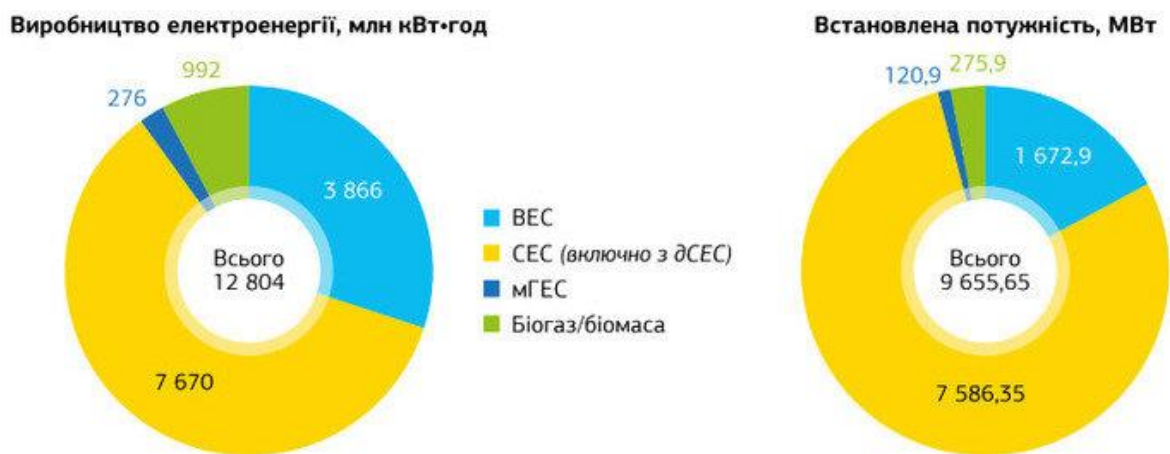


Рисунок 1.3 - Виробництво електроенергії та встановлена потужність сектору ВДЕ. Джерело: НЕК «Укренерго», Держенергоефективності, 2021

Як зазначалось вище, переважна більшість встановлених наразі в країні об'єктів відновлюваної енергетики, зосереджені у південних та південно-східних областях України, де вже протягом останніх 6 місяців безупинно точаться активні бойові дії. За різними оцінками експертів, станом на серпень 2022 року вже так чи

інакше постраждало 30–40% ВДЕ електростанцій у цих регіонах або близько 1 120–1 500 МВт встановленої потужності. Пошкоджені російськими військами українські об'єкти ВДЕ зображено на рисунку 1.4



Рисунок 1.4 – Пошкодження в секторі ВДЕ

Висновки

Фотоелектричні джерела енергії застосовуються для живлення споживачів у широкому інтервалі потужностей: від міні-генераторів для годинників і калькуляторів потужністю декілька Вт до центральних мережових електростанцій потужністю в сотні МВт. Технологія виготовлення фотоелементів удосконалюється з кожним роком, при цьому витрати на їх виготовлення та ціна генерованої ними електроенергії постійно зменшується, а коефіцієнт корисної дії збільшується. За останні роки досягнуто значного технічного прогресу в фотоелектричному перетворенні сонячної енергії, що дозволило значно знизити питомі капіталовкладення в установки такого типу і собівартість електроенергії, ними виробленої.

Загальною тенденцією розвитку сонячної електроенергетики в світі є розширення сфер застосування сонячного електроенергетичного устаткування, розповсюдження якого до недавнього часу здійснювалося головним чином у двох секторах: товари для споживання та комунікація і зв'язок. В останні роки стимулюються і динамічно впроваджуються системи для електропостачання приватних і громадських будівель, підключених до розподільних мереж електропостачання.

2. ПРОБЛЕМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1. Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах ринку електроенергії та адресного електропостачання.

В руслі переходу від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого і до електропостачання за двосторонніми договорами в останні роки і на перспективу в Україні спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих джерел електроенергії. Причому частка останніх в енергобалансі енергосистем зростає. До місцевих джерел електроенергії, що працюють безпосередньо в мережах 10–6–0,38 кВ, відносяться як традиційні джерела невеликої потужності, так і альтернативні. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ), когенераційні установки, газо- та парогазові установки та ін.[1].

Разом з тим електричні мережі (ЕМ) енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів (див. рис. 2.1).

Для розподільних електричних мереж (РЕМ) 6–10 кВ, які проектувались і експлуатуються за розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працюють в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії, тощо. Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності в мережі і РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруг .

З розбудовою в розподільних електричних мережах відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) (див. рис. 2.2) виникають нові задачі. Це необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від ЕЕС і розосередженого генерування, узгодження покриття графіка навантаження відновлюваними джерелами, які через фізичні особливості можуть видавати потужність за різними графіками, оцінювання впливу ВДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінювання впливу на техніко-економічні показники РЕМ, тощо[1].

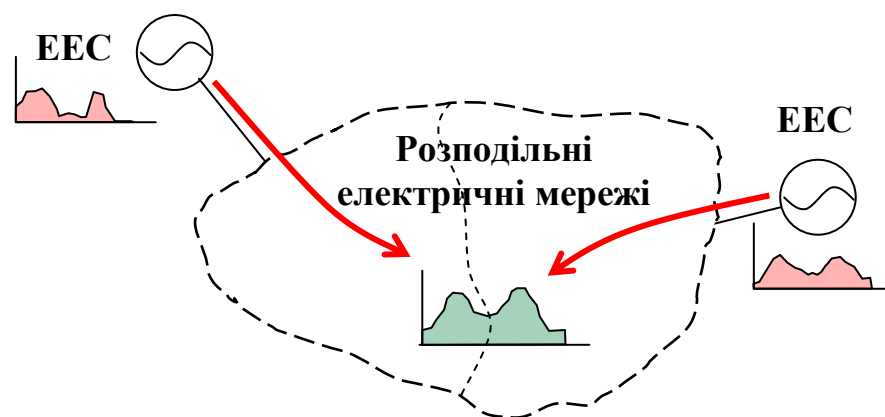


Рисунок 2.1. Розподільні електричні мережі з централізованим живленням

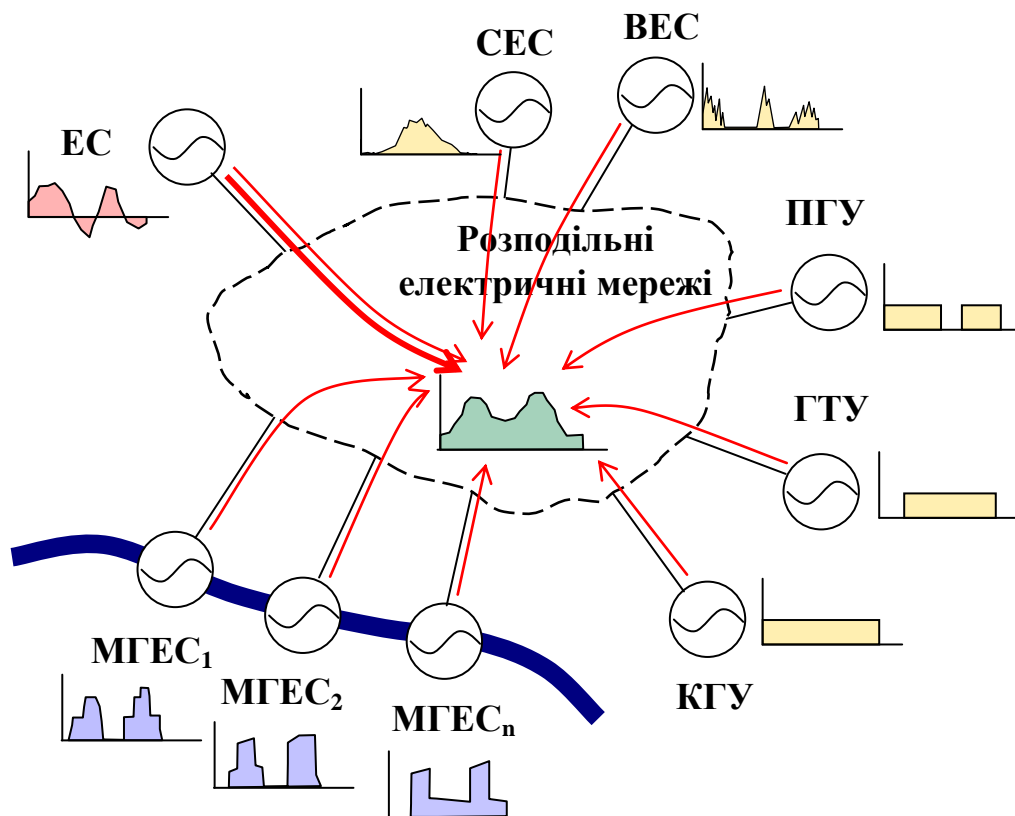


Рисунок 2.2 – Розподільні електричні мережі з комбінованим електропостачанням

Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиної встановленої потужності ВДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку [1]. У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі ВДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність ВДЕ в ЕМ складає вагомую частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20% і більше). В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електричну систему (ЛЕС), в якій окрім зазначених вище задач

постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості ВДЕ та інші, характерні для електричної системи [7].

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження ВДЕ, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема ВДЕ, та правильне розв'язання яких зможе сформувати, наряду з «зеленими тарифами», стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови ВДЕ в Україні.

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації ВДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання [7]. При цьому, враховуючи, що електроенергія від ВДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від ВДЕ. Отже потрібно розробити методику визначення втрат електроенергії від транзитних потікань. Це особливо важливо в умовах, коли здійснюється адресне електропостачання і втрати від транзиту електроенергії повинні покриватися договірними сторонами [33, 37].

Показано [1], що вплив ВДЕ на режими РЕМ, зокрема на втрати потужності та рівні напруги, залежить від багатьох чинників, які проявляються в залежності від умов експлуатації по різному.

2.2. Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах.

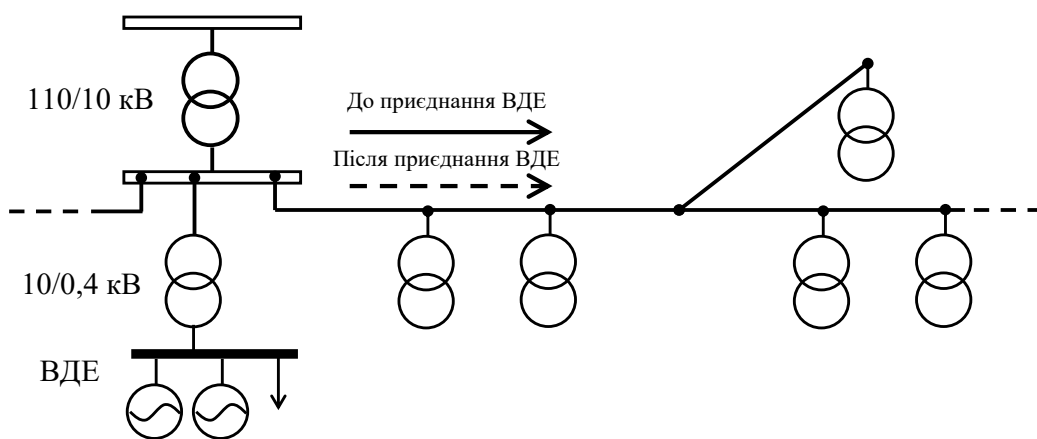
На сьогодні втрати електроенергії в електричних мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1% від її відпуску в електричну мережу, що значно більше ніж в США (6,5%), Англії (8,6%), Франції

(4,5%) і навіть в Росії (8,7%) [38]. Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій [7].

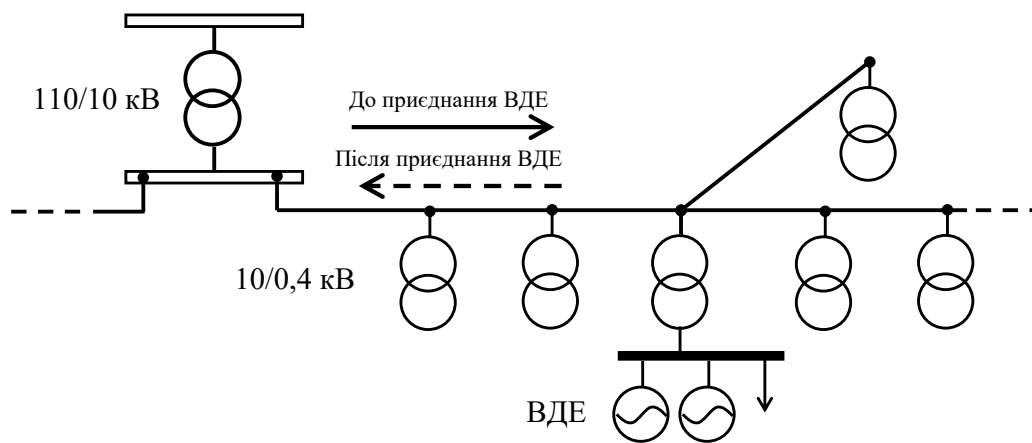
Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є ВДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри ВДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень.

На рис. 1.3 наведено можливі схеми приєднання ВДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі. На рис. 2.3 (а) ВДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється ВДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в транс-форматорі. В лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 2.3 (б), розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ.

Виходячи з типових схем приєднання ВДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах.



а)



б)

Рисунок 2.3 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності у вітках РЕМ можливо за результатами розрахунків усталених режимів. Проте виділити в цих втратах складову від ВДЕ є проблематично. Складність задачі оцінювання впливу режимів роботи ВДЕ на втрати потужності в РЕМ полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно (2.1) і скористатися методом накладання неможливо.

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0 \quad (2.1)$$

де $P_{AEC}(t)$ – потужність атомних електростанцій (АЕС), $P_{TEC}(t)$ – потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ), $P_{ГЕС}(t)$ – потужність гідроелектростанцій, $P_{ГАЕС}(t)$ – потужність гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ, $P_{рез}(t)$ – потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування, $P_n(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

В інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат. Використання

даних методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності функції втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових технічних втрат електроенергії у випадку відхилення режиму ЕМ від планового.

Для підвищення ефективності використання різнотипних ВДЕ і забезпечення надійного електропостачання споживачів якісною електроенергією згідно графіка навантаження необхідно створити систему керування ВДЕ з врахуванням їх розосередження в просторі і часі

2.3. Характеристика відновлювальних джерел електроенергії як об'єкта керування.

Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком відновлюваних джерел електроенергії і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з SMART Grid технологіями [47 – 50]. Планований техніко-економічний ефект від впровадження ВДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з ВДЕ (рис. 2.4).

Важливою задекларованою особливістю SMART Grids [48, 49] є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й «підганяючи» під оптимальний графік сукупного генерування. У

перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування ВДЕ. Переваги такого підходу очевидні. Тому доцільно розглянути питання організації децентралізованого керування ВДЕ в локальних енергетичних системах, отримати математичні моделі умов оптимальності та обґрунтувати методи оптимального керування ВДЕ на прикладі малих гідроелектростанцій (ГЕС) та їх каскадів як керованих джерел у сукупності з вітровими та сонячними електростанціями, керованість яких обмежена істотною залежністю генерування від нестабільних погодних умов.

Розосереджені джерела електроенергії (Distributed Energy Resources) поділяються за ступенем впливу випадкових процесів природного середовища та первинними енергоносіями на [48]:

- відновлювані джерела з умовно-керованим генеруванням (Renewable, Variable) – використовують відновлювані ресурси, але генерування суттєво змінне у часі (вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС));

- відновлювані джерела з керованим генеруванням (Renewable, Non-Variable) – використовують відновлювані ресурси, а генерування постійне протягом деякого періоду часу (малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні, біогазові установки тощо);

- не відновлювані джерела з керованим генеруванням (Non-Renewable, Non-Variable) – використовують традиційне або суміжне паливо, але забезпечують керованість процесу генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.).

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВДЕ у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережуваності. Децентралізація частини функцій керування

(рис. 2.4) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

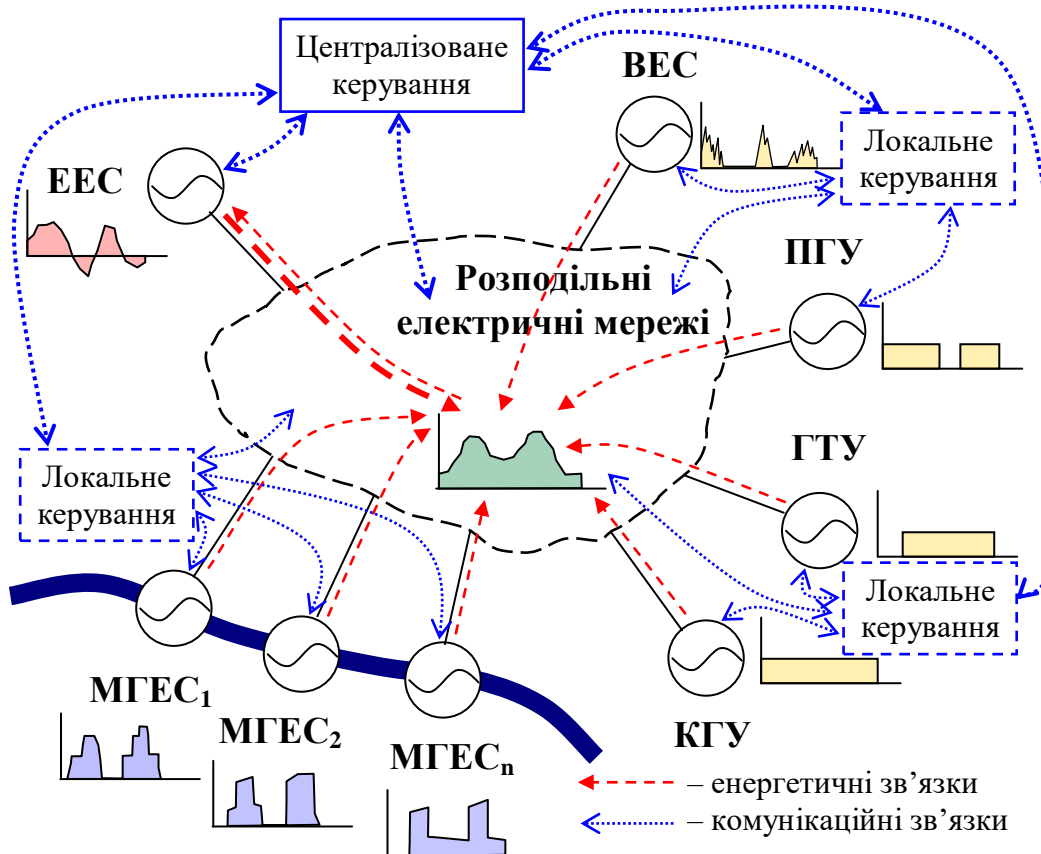


Рисунок 2.4 – Енергетичні та комунікаційні зв'язки джерел енергії у SMART Grid

Таким вимогам щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування ВДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю [1,7].

Функціонування локальних САК підпорядковується централізованій автоматизованій системі керування (АСК).

На різних етапах впровадження *SMART Grid* еталонна модель системи керування виконує різні функції. На початковому етапі, коли необхідно узгоджувати оперативне керування з автоматичним, це функціональна імітаційна модель, за допомогою якої оперативний персонал не тільки визначає та коригує налагоджувальні параметри САК, а й відтворює прогнози стани ВДЕ, оцінює наслідки керувальних впливів, в тому числі автоматичних. Після остаточного впровадження системи керування та переходу на рівень *Supervisory Control* еталонна модель стає основним елементом самоналагодження централізованої системи керування та самоаналізу САК.

Ефективність адаптивного підходу залежить від співвідношення частоти отримання відгуків і швидкості змін, що відбуваються в об'єкті керування. Стабільність об'єкту підвищує ефективність процесу адаптації. Основною складністю застосування саморегульованих систем керування є потреба великого обсягу обчислень і, відповідно, значного часу ідентифікації моделі локальної системи й визначення вектора керування. Проте у випадку попередньої ідентифікації з використанням методів теорії подібності цей недолік не є визначальним для побудови локальної системи керування ВДЕ [8].

Отже, для реалізації задач оперативного й автоматичного керування нормальними режимами ВДЕ у локальній системі можливе використання адаптивної системи керування регульовальними пристроями. Ефективність адаптивного підходу підвищується за рахунок розділення функції керування режимами ВДЕ – централізоване формування законів керування за повними математичними моделями електричної системи та ВДЕ і децентралізована реалізація цих законів в локальних системах керування й регулювання окремих ВДЕ та їх груп за інформацією місцевого характеру.

В цьому випадку потрібен синтез законів керування за обмеженою інформацією, які б максимально відображали принципи централізованого керування. Реалізація наведеної концепції керування дозволить розвантажити

централізований рівень керування від обчислювальних операцій, пов'язаних з визначенням керувальних впливів окремих ВДЕ, а також зменшить потужність комунікаційних засобів, необхідних для централізованого керування.

Виходячи з наведених задач оптимального керування режимами ВДЕ, формування єдиного критерію та умов оптимальності для їх розв'язання є ускладненим. Отже, функціонування таких джерел у локальній електричній системі має підпорядковуватися окремим законам керування залежно від ситуації. Для реалізації двоконтурної адаптивної системи умови оптимальності та сформовані на їх підставі закони керування ВДЕ повинні формуватися, спираючись на загальну методологію. Ефективним шляхом вирішення проблеми формування законів оптимального керування є застосування варіаційного числення у поєднанні з критеріальним методом [8].

Під час формування автоматичної системи керування роботою ВДЕ в електричній мережі приходиться враховувати їх природні особливості. Сумісна їх робота повинна організовуватися таким чином, щоб досягався системний техніко-економічний ефект. ВДЕ повинні працювати з максимальним прибутком, створюючи умови для зменшення втрат електроенергії в електричній мережі, покращення якості напруги та забезпечення надійності електропостачання.

Висновки

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації відновлюваних джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв'язувати не лише економічно правові, але й технічні проблеми, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

Для ефективної експлуатації відновлюваних джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем необхідно дослідити особливості й нові їх властивості, які виникають в результаті сумісної

роботи в складі ЕЕС. Для цього потрібно вдосконалювати математичні моделі та методи розрахунку втрат електроенергії від взаємних та адресних перетоків у розподільних електричних мережах. Це дозволить оцінити реальний вплив конкретних ВДЕ на параметри режиму РЕМ, в тому числі на її техніко-економічні показники, і визначити місце і роль розосередженого генерування в системі електропостачання.

Важливим в досягненні ефективного використання ВДЕ є правильний вибір місця їх під'єднання в електричній мережі. Оптимізація схем приєднання відновлюваних джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження, повинна здійснюватися за результатами аналізу чутливості впливу ВДЕ на параметри режиму РЕМ.

Для побудови ефективної автоматизованої системи керування процесом виробництва електроенергії керованими та умовно-керованими ВДЕ та формування аналітичних умов оптимальності режимів таких станцій у РЕМ необхідно адаптувати відповідні відомі математичні моделі й методи до вимог ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами.

В контексті підвищення якості функціонування розподільних електричних мереж з використанням технології *SMART Grid* можливо й доцільно використовувати адаптивну двоконтурну схему автоматизованої системи оптимального керування комплексами ВДЕ. Вона забезпечує можливість моніторингу, тобто безперервного контролю параметрів режиму ВДЕ із застосуванням автоматичних локальних систем, що виконують збір, зберігання та оброблення інформації в режимі реального часу.

Розв'язання таких задач дозволить розробити сукупність методів та технічних засобів для оптимізації сумісного використання в електричних мережах різнотипних ВДЕ з врахуванням вимог та умов централізованого електропостачання.

3. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЖИВЛЕННЯ НОВОЇ ФЕС ШЛЯХОМ РОЗВИТКУ ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1. Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ.

Відомо, що в наш час значно зросла кількість ВДЕ саме в розподільних електричних мережах. В цих мережах має місце понаднормове відхилення напруги; за певних умов значно зростає значення переданої по ЛЕП потужності, що перевищує максимально допустимі значення для існуючих перерізів, особливо для застарілих ЛЕП під час пікового генерування [9]. З цих та інших причин зросла пошкоджуваність: ЛЕП 35-10 кВ, вимірювальних трансформаторів напруги, кабельних ліній, розрядників, ОПН, оливних вимикачів, силових трансформаторів [9].

За умов зростання кількості та потужності ВДЕ приєднаних до зношених розподільних мереж – зростає пошкоджуваність обладнання цих мереж. Пошкодження електричних мереж впливає на роботу ВДЕ. Вони можуть або зовсім відключатись через відсутність зв'язку з мережею, або можуть обмежувати свою потужність через невідповідність параметрів (зміна напруги вище/нижче номінальної, комутаційні перенапруги, тощо). В будь-якому випадку це призводить до зменшення виробленої ВДЕ електроенергії і погіршення економічності.

Значення індексів SAIDI та ENS для України наведені на рис. 3.1

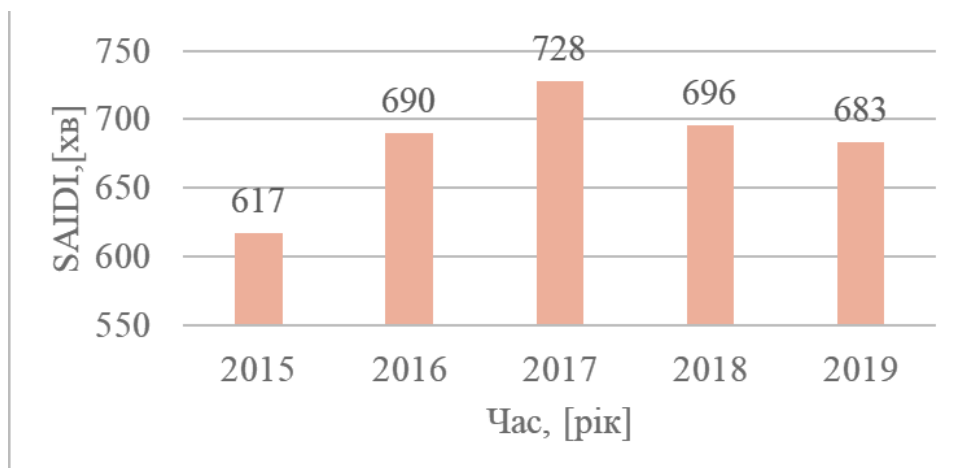
Основні показники якості функціонування електричних мереж можна представити з точки зору якості електропостачання, яка в свою чергу характеризується рівнем надійності (індекс SAIDI; індекс SAIFI; індекс MAIFI; індекс ENS) [60], якістю надання послуг та якістю електричної енергії. Значення індексу SAIDI з вини компаній у 2019 році – 683 хв., для порівняння в Чехії – 84 хв., Данії – 12 хв., Німеччині – 12 хв.

Можливі три основні сценарії впливу ВДЕ на якість функціонування електричних мереж :

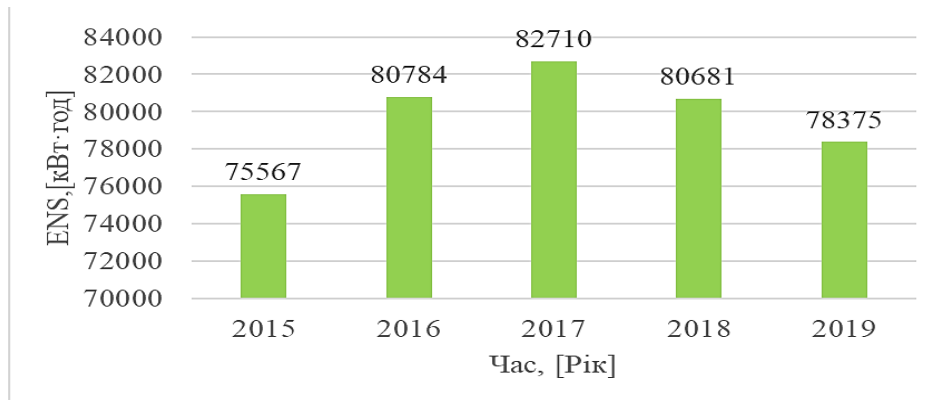
Сценарій № 1. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж. Це пояснюється тим, що раніше було одне джерело живлення споживачів, а тепер два і більше, тобто надійність електропостачання споживачів зросла і відповідно енергоефективність ВДЕ теж.

Сценарій № 2. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж за певних умов. В такому трактуванні основними умовами, що впливають на генерування ВДЕ, є метеорологічні фактори, які мають стохастичний характер. Тому до умов, що формують якість функціонування електричних мереж з ВДЕ, відноситься достовірність прогнозних метеорологічних параметрів та технічний стан обладнання електричних мереж і ВДЕ. Показники якості електропостачання споживачів, будуть залежати від надійності та енергоефективності роботи ВДЕ та електричних мереж.

Сценарій № 3. ВДЕ погіршує якість функціонування електричних мереж, наприклад виникла ситуація коли відбулось КЗ на шинах ВДЕ.



a)



б)

Рисунок 3.1 – Індекси для України: а) SAIDI; б) ENS

3.2. Прогнозування електричних 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 $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (3.1)$$

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

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

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (3.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (3.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (3.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20155 \cdot b' = 939, \\ 20155 \cdot a' + 40622485 \cdot b' = 1862457. \end{cases}$$

звідки $a' = -3205,69$, $b' = 1,6363$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,6363T - 3205,69$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 3.2).

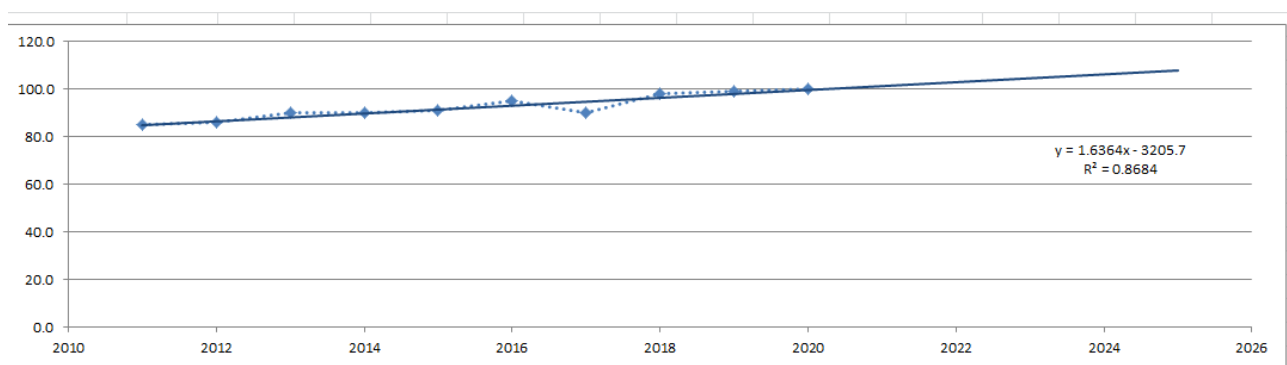


Рисунок 3.2 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 3.2), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 107,3 %, що на 7,3 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

3.2.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережні відносно не великі.

А саме:

- в лініях електропередач – 1.7МВт;
- в трансформаторах – 1.0 МВт з них холостого ходу 0.7 МВт та навантажувальні 0.3 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 3.1.

Таблиця 3.1– Порівняння струмів проводів

| | 104-3 | 5-104 | 102-104 | 200-9 |
|---------------------|-------|--------|---------|--------|
| Марка проводу | АС-95 | АС-150 | АС-150 | АС-150 |
| Допустимий струм, А | 75 | 150 | 150 | 150 |
| Розрах. струм, А | 15 | 28 | 41 | 124 |

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для

транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 3.2

Таблиця 3.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

| | | | |
|------------------|--------|--------|-------|
| Вузли | 2 | 3 | 200 |
| Напруга вузла,кВ | 114,27 | 114,07 | 115,5 |

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

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

3.2.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №3 – Брацлав з рівнем напруги 114,07 кВ; вузол № 200 – ЛДРЕС з рівнем напруги 115,5 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.3.3, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.



Рисунок .3.3 – Максимальний граф схеми

3.3. Визначення оптимальної схеми електричної мережі.

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

3.3.1. Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної і-тої ЛЕП дисконтовані витрати V_i можна записати:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (3.4)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на і-тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина і-ї ЛЕП в км; P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (3.5)$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (1.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (3.6)$$

де U_H – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3862 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість

1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,68 грн/кВт·год; r_{oi} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{oi} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 3.3 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

| Вузол початку | Вузол кінця | Довжина на карті, см | Довжина, км | Уном, кВ | Питомі капіталовкладення, тис. грн/км | Питомий опір, Ом/км | Коеф. а, тис. грн | Коеф. b, тис. грн/МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн |
|---------------|-------------|----------------------|-------------|----------|---------------------------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|---|
| 2 | 503 | 1.2 | 7.2 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 3625.8 | 0.624 | 3688.2 |
| 3 | 503 | 1.3 | 7.8 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 3927.9 | 0.676 | 3995.6 |
| 3 | 504 | 0.9 | 5.4 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 2719.3 | 0.468 | 2766.2 |
| 200 | 501 | 1.5 | 9 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 4532.2 | 0.781 | 4610.3 |
| 503 | 502 | 1.8 | 10.8 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 5438.6 | 0.937 | 5532.3 |
| 501 | 504 | 1.7 | 10.2 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 5136.5 | 0.885 | 5225.0 |
| 501 | 502 | 2 | 12 | 110 | 1573,680 | 0,131 | 6042.9 | 1.041 | 6147.0 |

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли.

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (3.4) та лінеаризованою (3.5) функціями (табл. 3.3). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

Таблиця 3.4 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

| Назва ЛЕП | Довжина, км | Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн | Коеф. с, тис. грн/МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн |
|-----------|-------------|---|--|---|---|-----------------------|--|---|---|
| 2-503 | 1.2 | 11.8 | 3712.0 | 3695.6 | 3730.1 | 315.9 | 3712.0 | 3340.8 | 4083.2 |
| 3-503 | 1.3 | 11.8 | 4021.3 | 4003.6 | 4040.9 | 342.2 | 4021.3 | 3619.2 | 4423.4 |
| 3-504 | 0.9 | 11.8 | 2784.0 | 2771.7 | 2797.6 | 236.9 | 2784.0 | 2505.6 | 3062.4 |
| 200-501 | 1.5 | 11.8 | 4640.0 | 4619.5 | 4662.6 | 394.9 | 4640.0 | 4176.0 | 5104.0 |
| 503-502 | 1.8 | 11.8 | 5568.0 | 5543.4 | 5595.1 | 473.9 | 5568.0 | 5011.2 | 6124.7 |
| 501-504 | 1.7 | 11.8 | 5258.6 | 5235.4 | 5284.3 | 447.5 | 5258.6 | 4732.8 | 5784.5 |
| 501-502 | 2 | 11.8 | 6186.6 | 6159.3 | 6216.8 | 526.5 | 6186.6 | 5568.0 | 6805.3 |

3.3.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (3.7)$$

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 3.4.

| Номери вузлів | Перелік ЛЕП | | | | | | | | | | | | | | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах | |
|---------------------------------|-------------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|-------|
| | 2-503 | 3-503 | 3-504 | 200-501 | 503-502 | 502-503 | 501-504 | 504-501 | 501-502 | 502-501 | 0-0 | 0-0 | 0-0 | 0-0 | | | |
| 501 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | -1 | 1 | -1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13.48 | 13.48 |
| 502 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12.00 | 12.00 |
| 503 | 1 | 1 | 0 | 0 | -1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8.09 | 8.09 |
| 504 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.77 | 3.77 |
| Коефіцієнти цільової функції | 1229.594 | 528.794 | 632.557 | 1536.992 | 1844.390 | 1844.390 | 1741.924 | 9528.582 | 2049.323 | 480.530 | | | | | | | 0.000 |
| Потужності ЛЕП | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Постійні складові витрат | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | 0.000 |
| Змінні складові витрат | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | 0.000 |
| Дисконтровані витрати, тис. грн | | | | | | | | | | | | | | | | | 0.000 |

Рисунок 3.4 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 3.5.

| Номери вузлів | Перелік ЛЕП | | | | | | | | | | | | | | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах | |
|---------------------------------|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|-----------|
| | 2-503 | 3-503 | 3-504 | 200-501 | 503-502 | 502-503 | 501-504 | 504-501 | 501-502 | 502-501 | 0-0 | 0-0 | 0-0 | 0-0 | | | |
| 501 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | -1 | 1 | -1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13.48 | 0.00 |
| 502 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -12.94 | 0.00 |
| 503 | 1 | 1 | 0 | 0 | -1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7.50 | 0.00 |
| 504 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.77 | 0.00 |
| Коефіцієнти цільової функції | 1229.594 | 528.794 | 722.382 | 8407.572 | 1844.390 | 1844.390 | 1741.924 | 1741.924 | 2049.323 | 480.530 | | | | | | | 17441.513 |
| Потужності ЛЕП | 0.000 | 7.500 | 3.774 | 0.539 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 12.938 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | | |
| Постійні складові витрат | 0.000 | 3927.906 | 2719.319 | 4532.199 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 6042.932 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | | 17222.355 |
| Змінні складові витрат | 0.000 | 38.051 | 6.669 | 0.227 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 174.210 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | | 219.157 |
| Дисконтровані витрати, тис. грн | | | | | | | | | | | | | | | | | 17441.512 |

Рисунок 3.5 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 3.6).

| Номери вузлів | Перелік ЛЕП | | | | | | | | | | | | | | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах | |
|---------------------------------|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|-----------|
| | 2-503 | 3-503 | 3-504 | 200-501 | 503-502 | 502-503 | 501-504 | 504-501 | 501-502 | 502-501 | 0-0 | 0-0 | 0-0 | 0-0 | | | |
| 501 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | -1 | 1 | -1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13.48 | 0.00 |
| 502 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12.00 | 0.00 |
| 503 | 1 | 1 | 0 | 0 | -1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8.09 | 0.00 |
| 504 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.77 | 0.00 |
| Коефіцієнти цільової функції | 1229.594 | 528.794 | 632.557 | 1536.992 | 1844.390 | 1844.390 | 1741.924 | 9528.582 | 2049.323 | 480.530 | | | | | | | 55855.560 |
| Потужності ЛЕП | 0.000 | 20.086 | 3.774 | 13.477 | 12.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | | |
| Постійні складові витрат | 0.000 | 3927.906 | 2719.319 | 4532.199 | 5438.639 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | | 16618.062 |
| Змінні складові витрат | 0.000 | 272.926 | 6.669 | 141.772 | 134.877 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | | 556.244 |
| Дисконтровані витрати, тис. грн | | | | | | | | | | | | | | | | | 17174.307 |

Рисунок 3.6 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

У таблиці на рис. 3.6 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 3.7.

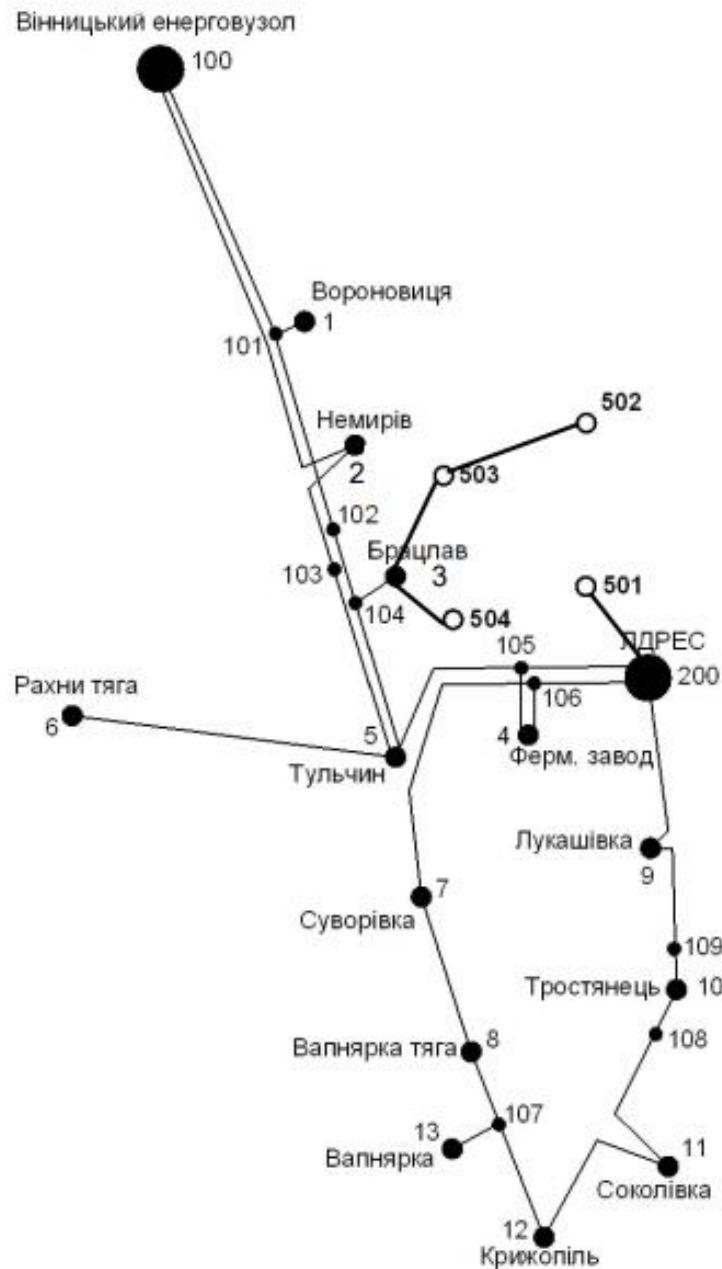


Рисунок 3.7 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 502-501 та між вузлами 3 і 504 побудувати дволанцюгову лінію, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

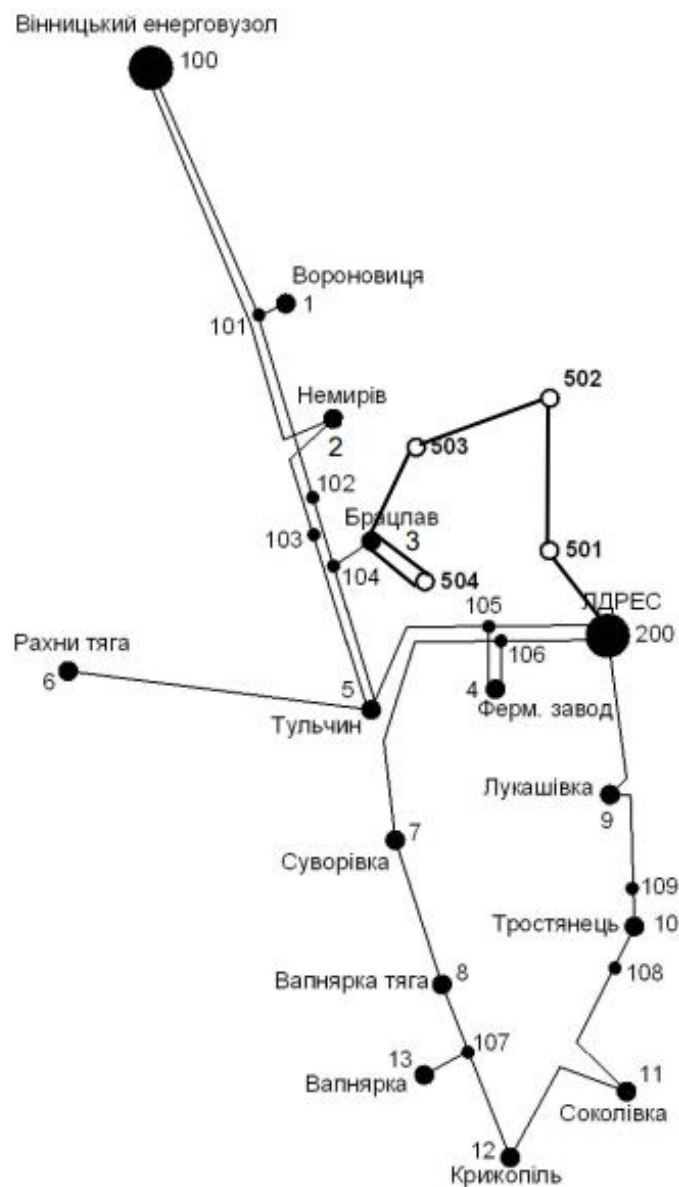


Рисунок 3.8 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 502-501 довжиною 12 км та дволанцюгової лінії 3 і 504 довжиною 5,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3.4. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

3.4.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (3.9)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (3.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.11)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.11).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.9), при чому функція витрат V_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

$$2) \text{ Стосовно ресурсів: } l_{\Sigma t} = l_{\max} ;$$

$$3) \text{ Обмеження на параметри: } P_{li} \leq P_{\max} ;$$

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$V_t = \sum_{i=1}^{nt} V_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (3.12)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 206-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{206-601} + \Delta L_{601-602} = 8,4+7 = 15,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.12) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.5.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 602-603. Результати розрахунків подано в табл.3.5.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 604-15. Результати розрахунків подано в табл.3.6.

Таблиця 3.5 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

| t | варіант схеми | ЛЕП | L | P | Lсум | Ві | Ві,сум | Vt | Вартість |
|---|---------------|---------|------|-------|------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | 1 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 19.8 | 13794.95 | 34959.38 | 29132.82 | 29132.82 |
| | | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21164.43 | | | |
| | 2 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 16.2 | 19048.55 | 38337.24 | 31947.70 | 31947.70 |
| | | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19288.69 | | | |
| | 3 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 16.8 | 13794.95 | 29884.55 | 24903.79 | 24903.79 |
| | | 200-501 | 9 | 17.1 | | 16089.60 | | | |
| | 4 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 14.4 | 9 524.27 | 25613.87 | 21344.89 | 21344.89 |
| | | 200-501 | 9 | 17.1 | | 16089.60 | | | |
| | 5 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 17.4 | 19048.55 | 40212.98 | 33510.82 | 33510.82 |
| | | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21164.43 | | | |
| | 6 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 13.2 | 13794.95 | 32843.49 | 27369.58 | 27369.58 |
| | | 3-504 | 5.4 | 3.8 | | 19048.55 | | | |
| | 7 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 18.6 | 13794.95 | 33083.64 | 27569.70 | 27569.70 |
| | | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19288.69 | | | |

Таблиця 3.6 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

| t | варіант схеми | ЛЕП | L | P | Lсум | Ві | Ві,сум | Вт | Вартість |
|--------------------------------|------------------|---------|-------|-------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 2 | 11 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 16.2 | 19048.55 | 38337.24 | 26623.08 | 55755.90 |
| | | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19288.69 | | | |
| | 12 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 14.4 | 19048.55 | 35138.15 | 24401.49 | 53534.31 |
| | | 200-501 | 9 | 17.1 | | 16089.60 | | | |
| | 21 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 19.8 | 13794.95 | 34959.38 | 24277.35 | 56225.05 |
| | | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21164.43 | | | |
| | 22 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 16.8 | 13794.95 | 29884.55 | 20753.16 | 52700.86 |
| | | 200-501 | 9 | 17.1 | | 16089.60 | | | |
| | 31 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 17.4 | 19048.55 | 40212.98 | 27925.68 | 52829.47 |
| | | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21164.43 | | | |
| | 32 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 16.2 | 19 048.55 | 38337.24 | 26623.08 | 51526.87 |
| | | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19 288.69 | | | |
| | 41 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 19.8 | 13 794.95 | 34959.38 | 24277.35 | 45622.24 |
| | | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21 164.43 | | | |
| | 42 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 18.6 | 13 794.95 | 33083.64 | 22974.75 | 44319.64 |
| | | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19288.69 | | | |
| 51 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 18.6 | 13794.95 | 33083.64 | 22974.75 | 56485.57 | |
| | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19288.69 | | | | |
| 52 | 3-503 | 7.8 | 8.36 | 16.8 | 13794.95 | 29884.55 | 20753.16 | 54263.97 | |
| | 200-501 | 9 | 17.1 | | 16089.60 | | | | |
| <i>Продовження таблиці 3.2</i> | | | | | | | | | |
| 61 | 200-501 | 9 | 17.1 | 19.8 | 16089.60 | 35378.29 | 24568.26 | 51937.84 | |
| | 502-503 | 10.8 | 16.45 | | 19288.69 | | | | |
| 62 | 200-501 | 9 | 17.1 | 21 | 16089.60 | 37254.03 | 25870.85 | 53240.43 | |
| | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21164.43 | | | | |
| 71 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 17.4 | 19048.55 | 40212.98 | 27925.68 | 55495.38 | |
| | 502-501 | 12 | 3.7 | | 21164.43 | | | | |
| 72 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 14.4 | 19048.55 | 35138.15 | 24401.49 | 51971.19 | |
| | 200-501 | 9 | 17.1 | | 16089.60 | | | | |

Таблиця 3.7 - Можливі варіанти розвитку для третього року

| t | варіант схеми | ЛЕП | L | P | L _{сум} | В _i | В _{i,сум} | В _t | Вартість |
|---|------------------|---------|------|-------|------------------|----------------|--------------------|----------------|----------|
| 3 | 111 | 200-501 | 9 | 17.1 | 9 | 16089.60 | 16089.60 | 9311.11 | 65067.01 |
| | 121 | 502-503 | 10.8 | 16.45 | 10.8 | 19288.69 | 19288.69 | 11162.44 | 64696.74 |
| | 211 | 200-501 | 9 | 17.1 | 9 | 16089.60 | 16089.60 | 9311.11 | 65536.16 |
| | 221 | 502-501 | 12 | 3.7 | 12 | 21164.43 | 21164.43 | 12247.93 | 64948.79 |
| | 311 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 5.4 | 9524.27 | 9524.27 | 5511.73 | 58341.20 |
| | 321 | 3-504 | 5.4 | 3.8 | 5.4 | 9524.27 | 9524.27 | 5511.73 | 57038.61 |
| | 411 | 502-503 | 10.8 | 16.45 | 10.8 | 19288.69 | 19288.69 | 11162.44 | 56784.68 |
| | 421 | 502-501 | 12 | 17.5 | 12 | 21468.98 | 21468.98 | 12424.18 | 56743.82 |
| | 511 | 200-501 | 9 | 17.1 | 9 | 16089.60 | 16089.60 | 9 311.11 | 65796.68 |
| | 521 | 502-503 | 10.8 | 16.45 | 10.8 | 19288.69 | 19288.69 | 11162.44 | 65426.41 |
| | 611 | 502-501 | 12 | 17.5 | 12 | 21468.98 | 21468.98 | 12424.18 | 64362.02 |
| | 621 | 502-503 | 10.8 | 16.45 | 10.8 | 19288.69 | 19288.69 | 11162.44 | 64402.87 |
| | 711 | 200-501 | 9 | 17.1 | 9 | 16089.60 | 16089.60 | 9 11.11 | 64806.49 |
| | 721 | 502-501 | 12 | 3.7 | 12 | 21164.43 | 21164.43 | 12247.93 | 64219.13 |

3.4.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.7 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 421. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 421 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.7.

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

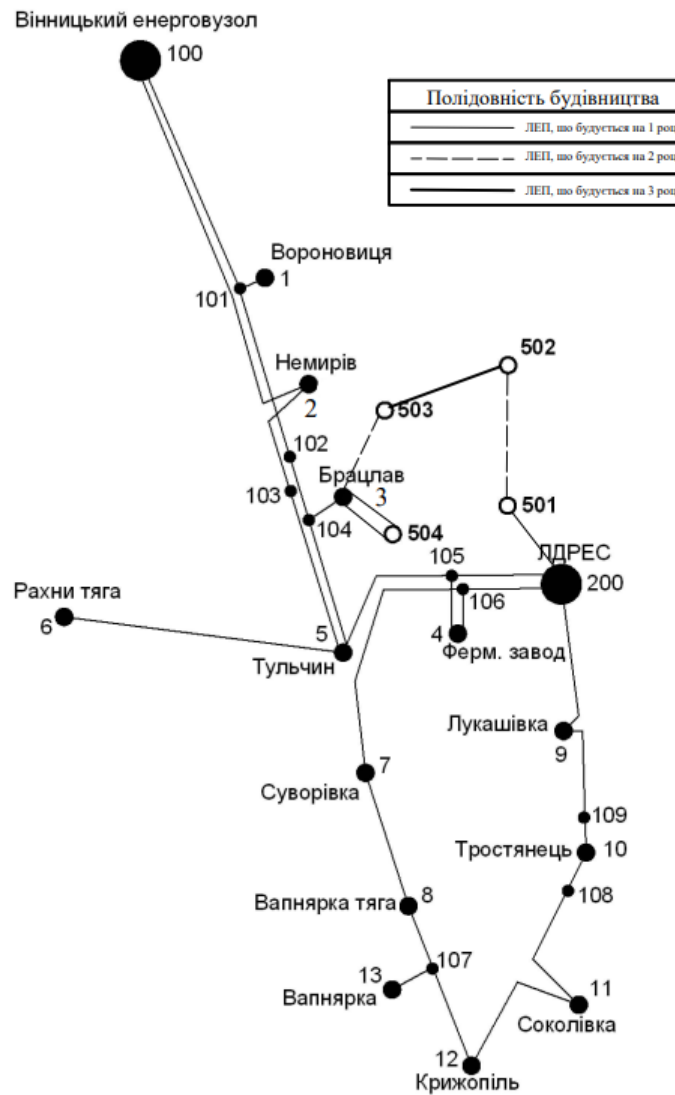


Рисунок 3.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.4.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.12) :

$$I_{\Sigma(s)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{розр3-503}} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31,5 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 5 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 3-503;

2й – розрив лінії 3-504;

3й – розрив лінії 503-502;

4й – розрив лінії 502-501;

5й – розрив лінії 501-200;

Отримані результати представлені у таблиці 3.8

Таблиця 3.8 – Конструктивні перерізи ЛЕП

| ЛЕП | Іпа1, А | Іпа2, А | Іпа3, А | Іпа4, А | Іпа5, А | Іпа,А max | Іпа Доп. | Іроз, А | Марка проводу |
|---------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|-------------|---------|------------------|
| 3-503 | 0.0 | 35.0 | 48.4 | 33.0 | 77.2 | 77.2 | 390 | 31.5 | АС-120/19 |
| 3-504 | 10.8 | 21.5 | 10.9 | 10.9 | 10.8 | 21.5 | | 11.4 | АС-120/19 |
| 503-502 | 24.1 | 82.3 | 0.0 | 67.8 | 35.2 | 82.3 | | 79.8 | АС-120/19 |
| 502-501 | 16.3 | 29.7 | 67.8 | 0.0 | 71.4 | 71.4 | | 24.6 | АС-120/19 |
| 501-200 | 36.3 | 102.3 | 35.0 | 80.2 | 0.0 | 102.3 | | 95.3 | АС-120/19 |

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення

використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

3.5. 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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (3.13)$$

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

Для 501 вузла згідно (3.13) маємо:

$$S_1 \geq \frac{14,2}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,88} = 10,82 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 16.0 МВА.

У вузлах 602, 603 та 604 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 3.9 – Параметри трансформаторів у вузлах

| Номер вузла | Тип | S _{ном} МВА | Границі регулювання | У _{ном} обмоток, кВ | | ц _к % | ΔP _к кВт | ΔP _х кВт | I _х % | R Ом | X Ом | ΔQ _х кВАр |
|-------------|---------------|----------------------|---------------------|------------------------------|----|------------------|---------------------|---------------------|------------------|------|-------|----------------------|
| | | | | ВН | НН | | | | | | | |
| 501 | ТДН-16000/110 | 16 | ±9×1,78% | 115 | 11 | 10.5 | 85 | 19 | 0.7 | 4.38 | 86.7 | 112. |
| 502 | ТДН-10000/110 | 10 | ±9×1,78% | 115 | 11 | 10.5 | 60 | 14 | 0.7 | 7.95 | 139. | 70. |
| 503 | ТМН-6300/110 | 6,3 | ±9×1,78% | 115 | 11 | 10.5 | 44 | 14,5 | 0,8 | 14,7 | 220,4 | 50,4 |
| 504 | ТМН-6300/110 | 6,3 | ±9×1,78% | 115 | 11 | 10.5 | 44 | 14,5 | 0,8 | 14,7 | 220,4 | 50,4 |

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 3.14

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_H} \leq 1.4 \quad (3.14)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{15,31}{(2-1) \cdot 16} = 0,95 \leq 1,4$$

$$K_{з3.па} = \frac{9,55}{(2-1) \cdot 10} = 0,92 \leq 1,4$$

$$K_{з2.па} = \frac{12,14}{(2-1) \cdot 10} = 1,21 \leq 1,4$$

$$K_{з4.па} = \frac{4,19}{(2-1) \cdot 6,3} = 0,66 \leq 1,4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 1,4$, 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.3.9.

3.6. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування

ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

3.6.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-4 – Місток з вимикачами в колах лінії і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 3.10). Таке виконання схеми дасть можливість забезпечити транзит потужності через вузол навіть як що трансформатор виведений з ладу.

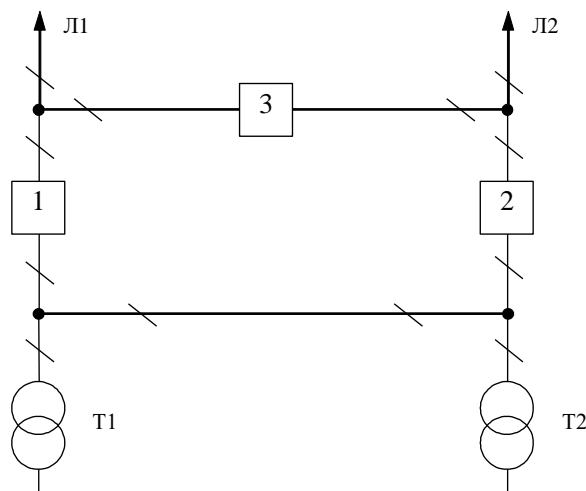


Рисунок 3.10 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503

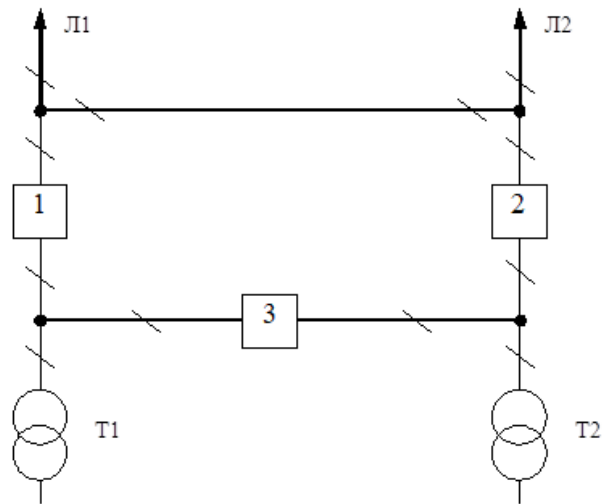


Рисунок 3.11 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

В вузол 504 теж підходить 2 трансформатора, але оскільки це кінцева підстанція схема для неї не має необхідності забезпечувати транзит, тому схема РП 110-3 Місток з вимикачами в колах лінії і ремонтної перемичкою з боку лінії (рис. 3.11).

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

3.6.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Брацлав». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Брацлав» (вузол 3) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Найявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» або «Розширений місток» та встановити обхідну систему шин з обхідним вимикачем та вимикачами для кожного нового приєднання. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему

розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 –Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 3.12).

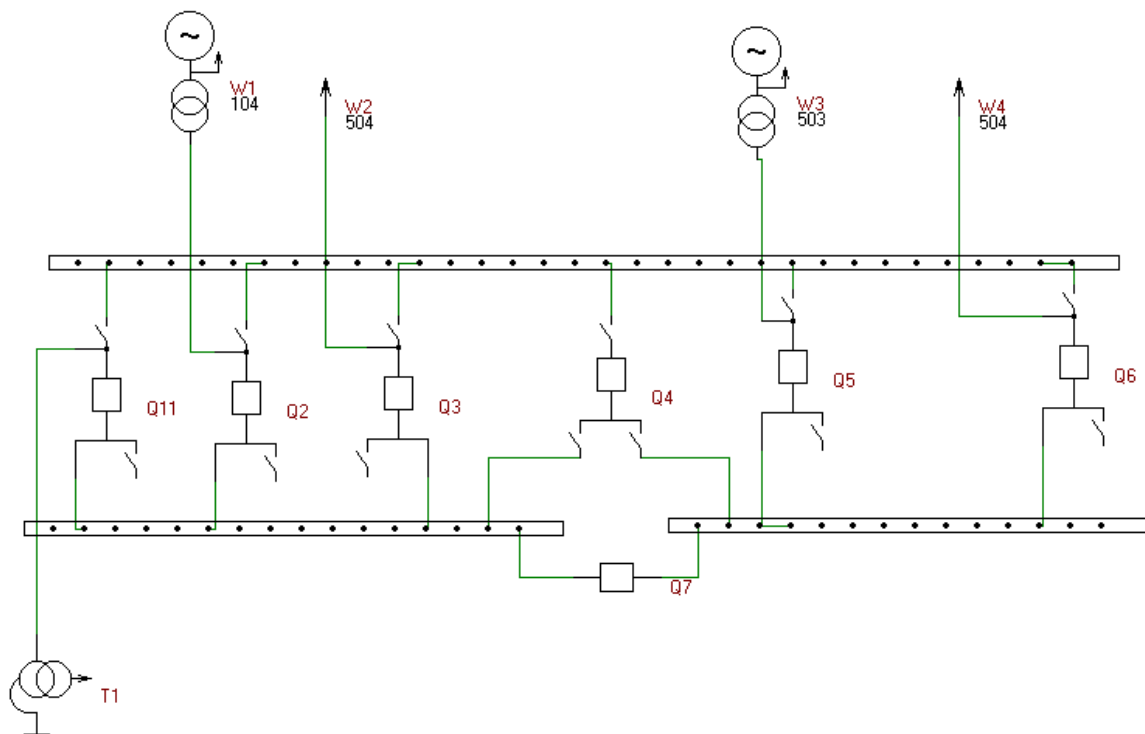


Рисунок 3.12 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

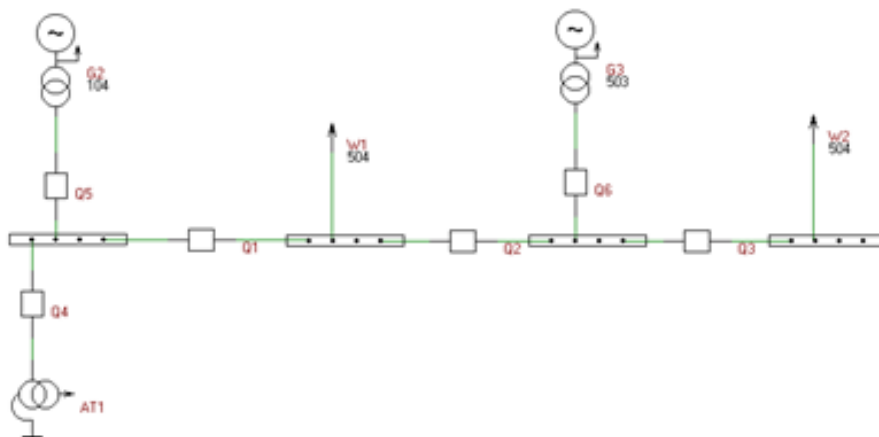


Рисунок 3.13 – Схема розширений місток

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 200, що є РП «ЛДРЕС» оскільки тип цієї підстанції забезпечує високу надійність постачання електроенергії. Тому аналіз надійності даної підстанції можна не виконувати

3.6.3. Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Брацлав» (вузол 3).

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

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (3.15)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (3.15) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 6 \cdot 0,014 = 0,996$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,014 \cdot 4 \cdot 10^{-3} = 5,8 \cdot 10^{-6} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де $T_{П1} = 29$ год;

Тоді:

$$T_{B2;П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 29) = 12,4 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 3.9).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 3.10).

Таблиця 3.10 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою схема розширений місток (вузол 3)

| Вимикач що відмовив | Ймовірність | Параметр потоку відмов | Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті | | | | | | |
|---------------------|---------------------|------------------------|--|--|---|---|---------------------------------------|---|---|
| | | | Коефіцієнт режиму K_r та ремонтуємі вимикачі | | | | | | |
| | | | $K_0=0,996$ | $K_p=0,000662$ | | | | | |
| | | | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q5 | Q6 | |
| Q1 | $5,8 \cdot 10^{-6}$ | 0,026295 | G2, AT1, W1, D(W2,G3)-T ₀ | | G2, AT1, W1, D(W2,G3)-T ₀ | G2, AT1, W2,G3,W1-T ₀ | G2, AT1, W1,D(G3,W2)-T ₀ | G2, AT1, W1,D(G3,W2)-T ₀ | G3,G2, AT1, W2, W1-T ₀ |
| | | | D(AT1,G2), D(W1,W2,G3)-T _B | | W1, D(G2, AT1), D(W2,G3)-T _B | W2, D(G2, AT1), D(W1,G3)-T _B | AT1,G2, D(W1,W2,G3)-T _B | AT1,G2, D(W1,W2,G3)-T _B | G3, D(G2, AT1), D(W1,W2)-T _B |
| Q2 | $5,8 \cdot 10^{-6}$ | 0,026295 | G3, W1,W2, D(G2, AT1)-T ₀ | G3, W1,W2, D(G2, AT1)-T ₀ | | G3, W1,W2, D(G2, AT1)-T ₀ | G3, AT1, W2, W1, G2-T ₀ | G2,G3,W2, W1, AT1 -T ₀ | G3, W1,W2, D(G2, AT1)-T ₀ |
| | | | D(W1,AT1, G2), D(W2,G3)-T _B | W1,D(AT1, G2), D(W2,G3)-T _B | | W2,G3, D(W1,AT1, G2)-T _B | AT1, D(W1,W2),D(W2,G3)-T _B | G2, D(W1, AT1),D(W2, G3)-T _B | G3, W2, D(W1,G2, AT1)-T _B |
| Q3 | $5,8 \cdot 10^{-6}$ | 0,026295 | G3,W2, D(W1, AT1,G2)-T ₀ | G3, W1,W2, D(G2, AT1)-T ₀ | G3,W2, D(W1, AT1,G2)-T ₀ | | G3, AT1, W2, D(W1,G2)-T ₀ | G2,G3,W2, D(W1, AT1)-T ₀ | G3, W2, D(W1,G2, AT1)-T ₀ |
| | | | W2-T _B | W2,D(AT1, G2), D(W1,G3)-T _B | W2,G3, D(W1, AT1,G2)-T _B | | AT1,W2, D(W1,G2,G3)-T _B | G2, W2, D(W1,G3, AT1)-T _B | G3, W2, D(W1,G2, AT1)-T _B |
| Q4 | $5,0 \cdot 10^{-6}$ | 0,0225 | G2, AT1, D(W1,W2,G3)-T ₀ | G2, AT1, D(W1,W2,G3)-T ₀ | G2, AT1,W1,D(W2,G3)-T ₀ | G2, AT1,W2,D(W1,G3)-T ₀ | | G2, AT1, D(W1, G3, W2)-T ₀ | G3,G2, AT1, D(W1,W2)-T ₀ |
| | | | AT1-T _B | AT1,G2, D(W1,W2,G3)-T _B | AT1, D(G2,W1), D(W2,G3)-T _B | AT1, W2,D(W1 G2,G3)-T _B | | G2, AT1, D(W1, G3, W2)-T _B | G3, AT1, D(W1,W2, G2)-T _B |
| Q5 | $5,0 \cdot 10^{-6}$ | 0,0225 | G2, AT1, D(W1,W2,G3)-T ₀ | G2, AT1, D(W1,W2,G3)-T ₀ | G2, AT1,W1,D(W2,G3)-T ₀ | G2, AT1,W2,D(W1,G3)-T ₀ | G2, AT1, D(W1, G3, W2)-T ₀ | | G3,G2, AT1, D(W1,W2)-T ₀ |
| | | | G2-T _B | AT1,G2, D(W1,W2,G3)-T _B | G2, D(AT1,W1), D(W2,G3)-T _B | G2, W2,D(W1, AT1,G3)-T _B | G2, AT1, D(W1, G3, W2)-T _B | | G3, G2, D(W1,W2, AT1)-T _B |
| Q6 | $5,0 \cdot 10^{-6}$ | 0,0225 | G3,W2, D(W1, AT1,G2)-T ₀ | G3, W1,W2, D(G2, AT1)-T ₀ | G3, W2,D(W1, AT1,G2)-T ₀ | G3, W2,D(W1, AT1,G2)-T ₀ | G3, AT1,W2,D(W1,G2)-T ₀ | G3,G2, W2, D(W1, AT1)-T ₀ | |
| | | | G3-T _B | G3, D(AT1,G2), D(W1,W2)-T _B | G3, W2,D(W1, AT1,G2)-T _B | G3, W2,D(W1, AT1,G2)-T _B | G3, AT1 D(W1,W2, G2)-T _B | G3, G2, D(W1,W2, AT1)-T _B | |

За результатами математичного очікування збитку вибираємо схему розширеного містка, що дорівнює 258,58.

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 245$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (3.16)$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (3.17)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум.} \cdot W_{рік} \quad (3.18)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 – Збитки від недовідпуску електроенергії для секціонованої системи збірних шин

| W _{рік} , МВт·год | ΔW _{нд} , МВт·год | M _{зб} , грн. |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| 126 900 | 11 421 | 2 798 145 |

Таблиця 3.12 – Збитки від недовідпуску електроенергії для розширеного містка

| W _{рік} , МВт·год | ΔW _{нд} , МВт·год | M _{зб} , грн. |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| 126 900 | 634.5 | 155 452.5 |

З розрахунків можна сказати, що схема розширений місток дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів.

3.7. Оцінювання балансу потужностей

3.7.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501,502,503,504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (3.19)$$

$$P_{\Gamma 3-504} = 0,9 \cdot 3,5 + 0,05 \cdot 3,5 = 3,325 \text{ (МВт)},$$

$$P_{\Gamma 3-200} = 0,9 \cdot (7,5 + 12 + 12,5) + 0,05 \cdot (7,5 + 12 + 12,5) = 19 \text{ (МВт)},$$

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

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (3.20)$$

$$Q_{\Gamma 3-504} = 3,325 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 3,325 \cdot 0,34 = 1,1305 \text{ (МВАр)},$$

$$Q_{\Gamma 3-200} = 19 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 19 \cdot 0,34 = 6,46 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

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.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot I \quad (3.21)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕПЗ-504}} = 114,91^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 5,4) = 0,203 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 2,02 = 1,73 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 1,73 = 0,202 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 1,73 + 0,202 - 0,203 - 1,13 = 40,604 \text{ (МВАр)}.$$

Проводимо аналогічний розрахунок для магістралі 3-200. Маємо:

| $P_{\text{ГЗ-200}}$, МВт | $Q_{\text{ГЗ-200}}$, МВАр | $Q_{\text{СП}}$, МВАр | $\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}}$ МВАр | Q_{Hi} МВАр | $Q_{\text{КП}i}$ |
|---------------------------|----------------------------|------------------------|---------------------------------|----------------------|------------------|
| 19 | 6,46 | 13,01 | 1,58 | 15,8 | 6,66 |

Зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-675-225 УЗ на 675 КВАр в вузлі 504 та УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6750 в вузлі 503.

3.8. Розрахунок і аналіз усталених режимів 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.

3.8.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

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

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мінімальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{ном.}$

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

3.8.2. . Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 3.13).

Таблиця 3.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

| Номер вузла за схемою | Напруга вузла навантаження, кВ | | |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------------|
| | Максимальний режим | Мінімальний режим | Післяаварійний режим |
| 501 | 115.03 | 109.49 | 120.56 |
| 502 | 114.89 | 109.33 | 120.43 |
| 503 | 114.63 | 109.33 | 120.19 |
| 504 | 114.42 | 108.84 | 120 |

Таблиця 3.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

| Номер вузла за схемою | Напруга вузла навантаження, кВ | | |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------------|
| | Максимальний режим | Мінімальний режим | Післяаварійний режим |
| 501 | 12.15 | 11.53 | 12.77 |
| 502 | 11 | 10.47 | 11.54 |
| 503 | 11.6 | 10.53 | 11.59 |
| 504 | 10.81 | 10.27 | 11.35 |

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень.

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (3.22)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_T + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_T}{U_{\text{ВН}}} \quad (3.23)$$

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

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

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (3.24)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (3.25)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (3.25) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((13,48) \cdot (4,38 / 2)) + ((7,27) \cdot (86,7 / 2))}{115,03} = 2,99 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{115,03 + 2,99}{10,5} = 10,66$$

Ближчий за табл. 3.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T601д} = 10,611$, що відповідає 8-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (3.22).

$$U_{\text{HH601д}} = \frac{115,03 - 2,99}{10,669} = 10,55 \text{ кВ.}$$

Таблиця 3.15 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Результати розрахунків з регулювання напруги

| Номер підстанції на схемі | Втрати напруги в трансформа- торах, кВ | Бажаний коефіцієнт трансфор- мації | Дійсна напруга на шинах НН, кВ | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Обернений коефіцієнт трансформації |
|---------------------------------|---|---|---|-------------------|--|--|
| 501 | 0.89 | 10.67 | 10.45 | 6 | 10.925 | 0.09 |
| 502 | -0.29 | 10.89 | 10.54 | 6 | 10.925 | 0.10 |
| 503 | 4.34 | 10.87 | 10.55 | 9 | 10.455 | 0.10 |
| 504 | -4.41 | 11.32 | 10.43 | 3 | 11.395 | 0.09 |

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

Висновки

Було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ. До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 503 та 504) та СЕС (вузол 502). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Брацлав (вузол 3) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Розширений місток», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501,502,503,504) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 200, то там пропонується встановити вимикачі на ове приєднання. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,6 МВт при сумарній активній потужності генерації 121,7 МВт.

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,68$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням

електромережевого об'єкта, МВт×год; В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

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

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

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

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Брацлав(вузол 3) – 504;
- будівництво лінії електропередач: ЛДРЕС(вузол 200) – 501
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Брацлав(вузол 3);
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту ЛДРЕС(вузол 20)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 3-503 та 502-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 502-501.

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 101 329,108 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.6. Додатку А

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (5,4+9) = 16\,665,605 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7,8+10,8) = 21\,526,406 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 12 = 13\,888,004 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 127\,186,112 + 16\,665,605 = 143\,878,717 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 96329,494 + 21\,526,406 = 117\,634,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 13\,888,004 = 13\,888,004 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (16\,665,605 \cdot 0,3)/100 = 49,99 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (21\,526,406 \cdot 0,3)/100 = 64,57 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л3}} = (13\,888,004 \cdot 0,3)/100 = 41,66 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (127\,213,112 \cdot 3)/100 = 4416,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (96\,108,494 \cdot 3)/100 = 3063,225 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Б), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.1:

Таблиця 4.1 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

| Рік будівництва | Побудовані та реконструйовані об'єкти | Зміна втрати в ЛЕП, кВт | Зміна втрати в трансформаторах, кВт | Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год |
|-----------------|---|-------------------------|-------------------------------------|--|
| 1 | ЛЕП:3-504,200-501 П/ст:504,501,3,200 | -113 | 136 | 106 |
| 2 | ЛЕП:3-503,502-503 П/ст:502,503 | -45 | 124 | 697 |
| 3 | ЛЕП:502-501 | -20 | 0 | -190 |

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 49,99 + 4416,39 + 106 \cdot 1,68 = 4644.47 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 64,57 + 3063,25 + 697 \cdot 1,68 = 4298.49 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 41,66 + 0 + (190) \cdot 1,68 = -277.54 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(504+501)} = (3,7 + 13,48) \cdot 5400 = 92772 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(503)} = 8,09 \cdot 5400 = 43686 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(502)} = 12 \cdot 1200 = 14400 \text{ МВт·год.}$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,68 \cdot 0,12 \cdot 92772 - 4644,47 = 14058,31 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,68 \cdot 0,12 \cdot 43686 - 4298,79 = 7411,14 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 14400 - (-277,54) = 3180,56 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = \frac{14058,31/(1+0,2)+7411,14/(1+0,2)^2+3180,56/(1+0,2)^3}{163878,717/(1+0,2)+123634,9/(1+0,2)^2+13888,004/(1+0,2)^3} = 0,084$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,084 = 11,8 \text{ років.}$$

Висновки

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 301 401,62тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його достатню ефективність оскільки $E(0.073)$, та оптимальний термін окупності 11,8 років.

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності (11,8) підтверджують доцільність даного проекту.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Протипожежний захист вітроелектричних установок

Чотири приклади збитків, представлені та, демонструють можливі і типові причини збитків від пожежі на ВЕУ виходячи з практичного досвіду. Причинами можуть бути, наприклад, удар блискавки, несправність установки через погані матеріали або їх зношування, або через помилки при проектуванні і установці, при електромонтажних роботах та установці інших технічних систем.

Особливі небезпеки виникнення пожежі, які існують при монтажі ВЕУ і також при експлуатуванні будівельного майданчика для ВЕУ, не охоплені даними настановами. Цей аспект висвітлено у нормах GDV «Будівництво; настанови для розробки комплексної концепції безпеки», які були розширені на базі існуючого стандарту «Пожежна безпека у будівництві» (VdS 2021) у співробітництві з будівельними фірмами і професійними спілками.

Через визначення важливих цілей для захисту згідно з вимогами законодавства, наприклад, нормами з захисту праці, будівельним нормам з безпеки, а також через визначення інтересів користувача або інвестора, з узгодженням зі страховою фірмою, наприклад, зацікавленість інвестора у скороченні часу простоювання ВЕУ у випадку пожежі, можна закласти основу концепції пожежного захисту.

Зразок концепції пожежного захисту у настановах робить основний наголос на попереджувальні заходи. При цьому до уваги береться те, що у випадку з ВЕУ, місцевий пожежний підрозділ, як ключовий елемент активного протипожежного захисту інженерних конструкцій до сьогоднішнього дня, буде діяти на межі своїх можливостей. Така ситуація виникає зокрема через те, що пожежний підрозділ з доступним йому обладнанням не зможе дістатися до джерела займання на такій великій висоті.

Беручи до уваги те, що інвестиції і вартість ВЕУ зростає разом зі зростаючою ефективністю, через що системи повинні відповідати вищим вимогам інвесторів і користувачів до надійності систем, залишається відкритою можливість класифікувати обсяг специфічного пожежного захисту в залежності від наявних ризиків і основних цілей захисту, що представлено і роз'яснено у настановах у формі так званих класів захисту.

Відповідно до типових ризиків, а також основних цілей захисту, у настановах наведені заходи пожежної безпеки у рамках загальної концепції протипожежного захисту, які добре зарекомендували себе для захисту будівель та інших інженерних конструкцій. Для захисту ВЕУ потрібно пристосувати окремі протипожежні заходи до особливих умов застосування у ВЕУ і також потрібно окремо перевірити та засвідчити їхню придатність і ефективність.

Захист від блискавки

Удари блискавки є загальновизнаними типовими причинами пожежі ВЕУ. Відповідно заходи захисту від блискавки вже давно втілені у технології виробництва лопатів для вітряка. По цій причині тема захисту від блискавки у настановах обмежуватиметься існуючими нормами технології виробництва і уточнюючими визначеннями мінімального класу захисту систем захисту від блискавок для ВЕУ, з точки зору страхової фірми (Клас захисту II).

Інші запобіжні заходи

Окрім протипожежних заходів інженерно-технічного характеру, у даних настановах наведено також інші заходи протипожежного захисту, як необхідні складові єдиної концепції протипожежного захисту; дані заходи повинні братися до уваги вже на етапі проектування ВЕУ. Серед них в першу чергу треба назвати такі:

- Інженерні і організаційні заходи для мінімізації вмісту горючих матеріалів, а також технічні і організаційні заходи для нагляду за несправностями;

Організаційні заходи:

- для обмеження використання відкритого вогню, наприклад, для вогненебезпечних робіт;

- для нормативного обслуговування і виведення з експлуатації систем безпеки;
- для обмеження можливих збитків.

5.2 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою вітрогенератора

Правильне заземлення турбіни має важливе значення для захисту електронних пристроїв, турбіни генератора та персоналу при довгостроковій експлуатації вітряка. Важливо заземлити ті металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою від грозових розрядів, коротких замикань і від статичної електрики. Належне заземлення підвищує також рівень безпеки турбінної системи вітряка, зменшує ризик виникнення пожежі та ризик ураження персоналу електричною енергією.

Для обґрунтування параметрів заземлювального пристрою, який використовується в схемі заземлення вітряка, проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою

1. Захисту підлягає вітрогенератор.
2. Виконання мережі – з ізолюваною нейтраллю. Напруга мережі – 380/220 В.
3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами: $l_B = 3$ м; $d_B = 0,035$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м, тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м, $V_c = 40$ мм. 4. Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III

Розв'язання

1. Визначаємо R_d – допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої.

Згідно з ПУЕ, $R_D \leq 4 \text{ Ом}$.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір глини для III кліматичної зони:

$$\rho_{\text{РОЗР}} = \rho_{\text{ТАБЛ}} \cdot K_c;$$

$$\rho_{\text{ТАБЛ}} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{М};$$

$$K_c = 1,5;$$

$$\rho_{\text{РОЗР}} = 60 \cdot 1,5 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{М}.$$

3. Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача.

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2 \text{ м}. \quad (5.1)$$

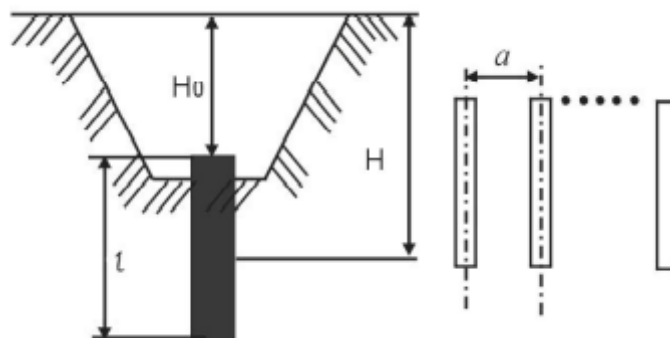


Рис. 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho}{l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.2)$$

$$R_B = 126,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

$$n_{OP} = \frac{R_B}{R_0 \cdot \eta_B} = \frac{26.4}{4 \cdot 1} = 6.6; \quad (5.3)$$

приймаємо $n_{OP} = 7$ шт.

6. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12, заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 1$, $n=7$. Приймаємо $\eta_B = 0,7$.

7. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / \eta_B = 7 / 0.7 = 9.9 \quad (5.4)$$

Приймаємо $n = 10$ шт.

8. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 10$, без врахування з'єднувальної стрічки

$$R_{POЗP.B.} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} = \frac{26.4}{10 \cdot 0.7} = 3.8 \text{ Ом} \quad (5.5)$$

9. Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1.05 \cdot a(n-1) = 1.05 \cdot 3 \cdot 10 = 31.5 \text{ м} \quad (5.6)$$

10. Визначаємо опір розтікання струму для горизонтальних елект- 88 родів, розташованих в ґрунті:

$$R_2 = 0.366 \frac{\rho_{POЗP}}{L_c} \ln \frac{2L_c^2}{H_0 \cdot B_c},$$

$$R_2 = 0.366 \frac{90}{31.5} \ln \frac{2 \cdot (31.5)^2}{0.7 \cdot 0.04} = 5.48 \text{ Ом} \quad (5.7)$$

11. Визначаємо за табл. 3. 13 коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при $a/l=1$, $n=10$. Приймаємо $\eta_{\Gamma}=0,56$.

12. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням η_{Γ}

$$R_{\text{РОЗР.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{5.48}{0.56} = 9.8 \text{ Ом} \quad (5.8)$$

13. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{РОЗР}} = \frac{R_{\text{РОЗР.В}} \cdot R_{\text{РОЗР.}\Gamma}}{R_{\text{РОЗР.В}} + R_{\text{РОЗР.}\Gamma}} = \frac{3.8 \cdot 9.8}{3.8 + 9.8} = 2.7 \text{ Ом} \quad (5.9)$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

14. Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини за табл. 1.7.5, 1.7.6 [21]. Приймаємо сталеву шину товщиною $\delta = 4$ мм і перерізом 100 мм^2 . Відповідно до проведених розрахунків для системи заземлення вітряка доцільно використати 10 вертикальних сталевих труб довжиною 3 м та діаметром 35 мм, розташованих в ряд і заглиблених у землю на 0,7 м. Сталеві труби з'єднуються між собою зварюванням сталевую шиною товщиною 4 мм і перерізом 100 мм^2

5.3 Автоматизована система пожежогасіння

Якщо на об'єкті виникає пожежа, то його гасіння стає головним завданням пожежної охорони, оскільки полум'я, безпосередньо знищуючи все живе і палне, породжує й інші небезпечні фактори пожежі.

АСПГ є інформаційно-управлінською частиною системи пожежогасіння і призначена для автоматизованого й автоматичного виконання функцій з управління стаціонарними і рухливими установками пожежогасіння, вибору методу гасіння (одночасне гасіння по всій поверхні або по всьому об'єму приміщення, локальне поверхневе чи об'ємне, комбіноване), вибору вогнегасної речовини (вода, аерозоль, піна, газ, порошок, пара та ін.).

АСПГ входить до складу АСПВБ об'єкта як автономна система, реалізована на єдиних з нею програмно-технічних засобах.

АСПГ є інформаційно-управлінською частиною системи пожежогасіння СПВБ об'єкта. СПГ має ієрархічну структуру з територіальним розосередженням технічних засобів і складається з наступних функціональних блоків:

- установки автоматичного пожежогасіння;
- установки автоматизованого пожежогасіння;
- роботизований пристрій пожежогасіння;
- ручні пристрої пожежогасіння;
- стаціонарні лафетні стволи;
- локальні пристрої пожежогасіння;
- ланцюги і шафи управління і контролю;
- ланцюги електроживлення установок пожежогасіння;
- система трубопроводів з випускними насадками (зрошувачами) для транспортування вогнегасної речовини і випуску його в об'єм, що захищається;
- системи збереження і подачі вогнегасної речовини;
- системи програмно-логічного управління установками пожежогасіння.

Автоматизована система пожежогасіння виконує інформаційні, управлінські та допоміжні функції.

До інформаційних функцій АСПГ належать наступні:

- збір і обробка інформації про функціонування вузлів і блоків системи пожежогасіння (СПГ);
- відображення, реєстрація і документування інформації про функціонування виконавчих механізмів СПГ;
- надання інформації персоналу об'єкта і диспетчеру ПРЧ про функціонування СПГ при гасінні пожежі;
- надання інформації персоналу об'єкта в режимі нормальної експлуатації і при виникненні позаштатних ситуацій у СПГ;
- реєстрація і документування інформації про наявність первинних засобів і спеціалізованих мобільних засобів пожежогасіння (роботизованих комплексів);
- видача необхідної інформації про стан СПГ за запитами для прогнозу й ухвалення рішення;
- інформаційне забезпечення персоналу за допомогою "програми-порадника";
- обмін інформацією з іншими автоматизованими системами, що входять до складу АСПВБ об'єкта;
- передача інформації в АСУТП, міські й інші об'єктові системи і служби безпеки (АСУ пожежною охороною міста; міський штаб ГОЧС; міська міліція; системи охорони об'єкта, обмеження доступу на об'єкт та ін.);
- надання необхідної інформації на запити керівника гасіння пожежі.

До управлінських функцій АСПГ належать наступні:

- формування команд управління виконавчими механізмами системи пожежогасіння;
- запуск окремих виконавчих механізмів і локальних пристроїв пожежогасіння у повітроводах;
- формування команд управління спеціальними пересувними установками пожежогасіння;
- формування команд управління роботизованими і локальними установками пожежогасіння.

До допоміжних функцій АСПГ належать наступні:

- діагностика КТЗ автоматичних установок пожежогасіння;
- діагностика КТЗ локальних пристроїв пожежогасіння;
- діагностика КТЗ роботизованих пристроїв пожежогасіння;
- діагностика КТЗ стаціонарно встановлюваних лафетних стволів;
- зміна програми управління виконавчими механізмами пожежогасіння.

5.4 Автоматизована система пожежної сигналізації

Раннє виявлення пожеж відіграє дуже важливу роль у системі пожежовибухобезпечності об'єктів, оскільки воно забезпечує своєчасне вживання заходів з їх ліквідації і дозволяє зменшити людські і матеріальні втрати від пожеж. Інформація систем пожежної сигналізації (СПС) використовується для управління засобами оповіщення, що дозволяє скоротити час евакуації з зони пожежі людей, не задіяних у гасінні пожежі, а також прискорити виклик підрозділів пожежної охорони. За інформацією СПС може бути зупинений технологічний виробничий процес, відключається вентиляція в аварійних приміщеннях, проводиться пуск автоматичних установок пожежогасіння, здійснюється функціонування системи протидимного захисту.

АСПС є інформаційно-управлінською частиною системи пожежної сигналізації і призначена для автоматизованого й автоматичного виконання функцій з виявлення пожеж на ранній стадії їхнього розвитку, контролю процесів гасіння пожеж і передачі необхідної інформації підрозділам пожежної охорони, персоналу об'єкта АСУТП та іншим системам АСПВБ.

АС пожежної сигналізації входить до складу АСПВБ як автономна система, реалізована на єдиних з нею програмно-технічних засобах. АСПС виконує інформаційні, керуючі та допоміжні функції.

До інформаційних функцій АСПС належать наступні:

- збір і обробка інформації від первинних засобів пожежної сигналізації;
- реєстрація і документування інформації про час і місце загоряння, команди управління, результати контролю і профілактичних робіт; позаштатні ситуації, що виникають у системі пожежної сигналізації;
- надання інформації про виявлення пожежі і динаміку її розвитку персоналу об'єкта, диспетчеру ПРЧ та інформування їх про хід ліквідації пожежі;
- надання інформації персоналу об'єкта у випадку виникнення позаштатних ситуацій у системі сигналізації (відмовлення датчиків, відсутність напруги живлення, обриви ліній зв'язку, несанкціоноване втручання в роботу системи тощо);
- надання узагальненої інформації персоналу об'єкта про працездатність системи сигналізації;
- обмін інформацією з АСУТП та іншими автоматизованими системами, що входять до складу АСПВЗ.

До керуючих функцій АСПС належать наступні:

- встановлення і коректування порогів спрацьовування пожежної сигналізації;
- передача команд на відключення окремих сповіщувачів і переключення напрямків сигналізації на резервні.

До допоміжних функцій АСПС належать наступні:

- діагностика КТЗ пожежної сигналізації;
- автоматична реконфігурація структури системи пожежної сигналізації при виникненні несправностей.

Засоби пожежної сигналізації повинні бути автономні і відділені від виробничого технологічного устаткування.

АСПС забезпечує персонал об'єкта і диспетчера ПРЧ необхідною інформацією для прийняття рішень з ліквідації пожежі і порятунку людей. Спосіб надання інформації вибирається на етапі технічного проектування системи пожежної сигналізації.

Зниження числа помилкових спрацьовувань досягається за рахунок перебудови діапазону чутливості інтелектуальних сповіщувачів пожежної сигналізації (ПС).

Підвищення вірогідності переданої інформації досягається оперативним контролем, виконуваним автоматично або за вимогою оператора.

Підвищення надійності пожежних сповіщувачів досягається їх комплексуванням, логічною обробкою інформації, що знімається з них, і контролем.

Датчики ПС функціонують на стандартній двопровідній або спеціалізованій лінії зв'язку.

СПС оснащується засобами діагностики і самоконтролю, включаючи чутливі елементи пожежних сповіщувачів.

АСПС забезпечує необхідною інформацією персонал об'єкта і диспетчера ПРЧ для прийняття рішень з ліквідації пожежі. Спосіб надання інформації обирається на етапі технічного проектування СПС (включаючи звукову, світлову сигналізацію, текстову і графічну інформацію з точною вказівкою розташування осередку пожежі, вивід необхідної інформації на друкувальні пристрої).

Електроживлення в СПС організується таким чином, щоб система зберігала часткову працездатність при повному знеструмленні об'єкта для передачі персоналу об'єкта, диспетчеру ПРЧ та АС пожежогасіння інформацію про місце виникнення пожежі.

Пожежні сповіщувачі.

Основна функція пожежного сповіщувача - формування сигналу про виявлення пожежі. Тип автоматичного пожежного сповіщувача, що відповідає якій-небудь ознаці пожежі (випромінювання, дим, температура та ін.), для конкретного приміщення обирається з урахуванням технологічних і об'ємно-планувальних рішень приміщення, що захищається, мікроклімату (робоча температура, вологість повітря, запиленість, освітленість та ін.) і наявності

постійних індустриальних перешкод (електромагнітні наведення, радіація, вібрація тощо). Пожежні сповіщувачі забезпечують:

- передачу сигналу про пожежу й адресу приміщення (або частини приміщення), в якому виникла пожежа;
- зміну порогу спрацьовування датчика за командою з автоматизованого робочого місця, програмувального контролера або центрального обчислювального комплексу АСПВБ;
- можливість зборки датчиків у промені з розгалуженням і адресацією кожного датчика;
- працездатність із заданою чутливістю в приміщеннях з повітряними потоками, що мають швидкість руху повітря від 0 до 10 м/сек;
- чутливість датчиків, достатню для виявлення пожежі на ранній стадії, на якій можливо його придушення автоматичними засобами пожежогасіння.

Пожежні сповіщувачі не повинні спрацьовувати в умовах нормального протікання технологічних процесів на об'єкті за нормальної освітленості і проведення ремонтних зварювальних робіт.

До спеціалізованих засобів пожежної сигналізації належать наступні:

- пристрої, які мають підвищену стійкість до випромінювання, засобів дезактивації, перепадів температури, вологості і тиску, що мають високу чутливість до специфічних контрольованих параметрів (концентрація, спектральні характеристики полум'я, інфрачервоні промені, дугові розряди, звукові поля, іонізація, радіошуми тощо);
- пристрої, які формують і передають сигнали про контрольовані параметри з використанням ефекту пасивної ретрансляції акустичних хвиль;
- пристрої, які виявляють локальне нагрівання технологічного устаткування і підвищення температури середовища в протяжних спорудах з перемінним перетином (трубопроводах, кабельних каналах, шахтах тощо).

Неспеціалізовані пожежні сповіщувачі виконують наступні функції:

- виявлення загоряння за однією заданою ознакою (випромінювання, дим, температура та ін.) або за сукупністю ознак, формування і передача сигналу на пристрої аналізу й обробки інформації;
- формування і передача інформації про стан параметрів середовища за запитом;
- функціонування у двох режимах: черговому і контролю;
- передача інформації про перевищення граничних значень контрольованих параметрів;
- передача власної адреси;
- відновлення інформації з циклічністю подачі її на екрани операторів або з циклічністю, необхідною для прогнозування.

5.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Пожежа завдає величезної матеріальної шкоди. Всі працюючі повинні проходити спеціальну протипожежну підготовку:

- протипожежний інструктаж (первинний і вторинний);
- заняття з пожежно-технічного мінімуму за спеціальною програмою.

Причинами пожежі в електроустановках є:

- іскріння в електричних машинах і апаратах;
- струми короткого замикання і перевантаження, що приводять до займання ізоляції;
- іскріння від електростатичних розрядів і ударів блискавки;
- погані контакти в з'єднаннях проводів;
- електродуги між контактами комутаційних апаратів; - електродуги під час зварювальних робіт;
- перевантаження або замикання в обмотках трансформатора при несправності релейного захисту;

- аварії з багатооб'ємними масляними вимикачами, що супроводжуються викидом продуктів розкладання масла і сумішей їх з повітрям.

Причинами пожеж неелектричних характеру можуть бути:

- необережне поводження з вогнем при газозварювальних роботах або роботах з паяльною лампою;

- несправності печей і опалювальних приладів;

- несправності виробничого обладнання (нагрів підшипників, механічне іскріння);

- самозаймання деяких матеріалів.

Якщо палаюча електроустановка не відключена і знаходиться під напругою, то гасіння її становить небезпеку ураження електричним струмом. Як правило, гасити ручними засобами пожежу електроустановки слід при знятій з нього напрузі. Якщо зняти напругу неможливо, то допускається гасіння установки, що знаходиться під напругою, але з дотримання особливих заходів.

Порошковий вогнегасник типу ОПС-10 наповнений в якості вогнегасного засобу сухим порошком (кальцинована або двовуглекисла сода, поташ та ін.). Вогнегасник складається з балона місткістю 10 л, заповненого вогнегасним порошком. До корпусу прикріплений балон з інертним газом (азот), що знаходиться під тиском близько 15 МПа. При відкриванні вентиля порошок з балона напором газу виштовхується в шланг, а потім через розтруб подається до вогнища загоряння.

Усі працюючі проходять спеціальну протипожежну підготовку:

- протипожежний інструктаж (первинний і вторинний);

- заняття з пожежно-технічного мінімуму за спеціальною програмою.

На підприємствах для працюючих навколишнім середовищем є повітря робочих зон і прилеглих до них територій. Дуже важливу роль відіграє мікроклімат виробничих приміщень, який характеризується діючим на організм людини поєднанням температури, вологості, швидкості руху повітря, а також тепловим і електромагнітними випромінюванням, вмістом в повітрі шкідливих речовин і наявністю певного рівня шуму і вібрацій.

Найважливішою складовою частиною повітря є кисень, необхідний для існування всієї живої природи. Основний виробник кисню рослинність. Тому для підтримки необхідної кількості кисню в атмосфері слід вживати заходів до збереження і розширення рослинного світу, в першу чергу лісів, необхідно збільшувати площі зелених насаджень в населених пунктах, а також на території захисних зон навколо виробничих будівель і промислових підприємств в цілому. З метою запобігання та обмеження негативного впливу вітроенергетичних установок необхідно проводити наступні заходи:

- враховувати характер ландшафту при розміщенні вітрогенераторів;
- при виборі місця розміщення вітрогенератора враховувати його вплив сприйняття під усіма відповідними кутами спостереження; 90
- підтримувати однаковий розмір і конструкцію вітрогенератора (наприклад, напрямок обертання, висоту);
- рівень шуму можна обмежити за рахунок використання турбін зі змінною швидкістю або лопастей із змінним кутом нахилу, що дозволяє знизити швидкість обертання

5.6 Електролізерна установка

Будова та експлуатація електролізерів повинні відповідати вимогам Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів і Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів.

1 електролізери повинні бути обладнані електричним захистом від:

- а) однополюсний коротких замикань на землю, крім електролізерів, у яких крайній електрод або корпус крайньої осередки по конструкції заземлений, наприклад, через газоотделителя;
- б) міжполюсних коротких замикань;
- в) зворотних струмів при застосуванні двигун-генераторів.

2 Рами, патрубки і кільця колекторів електролізерів, виготовлені з металу, повинні бути захищені від корозії футеровкою їх щелочестойкими і струмонепровідними матеріалами або іншим надійним способом.

3 З усіх боків електролізерів, включених в роботу, повинні бути вивішені попереджувальні плакати «Під напругою».

4 Для безперервного контролю за вмістом домішки водню в кисні і кисню у водні електролізери повинні бути обладнані автоматичними газоаналізаторами з сигналізацією максимально допустимих концентрацій. Крім того, не менше одного разу на зміну повинен проводитися контрольний аналіз газів переносними хімічними газоаналізаторами.

5 Чистота водню, що виробляється електролізними установками, повинна бути не нижче 98,5%, а кисню - не нижче 98% (об'ємні.).

6 Величина максимально допустимого перепаду тиску між системами водню і кисню електролізера повинна відповідати паспортним даним заводу виробника, але не повинна перевищувати 300 мм. вод. ст.

7 Робота електролізерів при відсутності видимих рівнів електроліту в оглядових вікнах забороняється.

Висновки

В даному розділі наведенні правила поведження з установками по виробітку водню, користування електролізними установками, техніка безпеки на ВЕС. Щоб умови праці співробітників були безпечними, необхідно дотримуватись наведених норм та правил поведінки на даному підприємстві. Процеси отримання водню методом електролізу води є пожежно-вибухово небезпечними. При порушенні технологічного режиму і аваріях виникає небезпека виділення газів, вибуху, пожежі, опіку лугами та ураження електричним струмом.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
2. Блінов І. В., Парус Є. В., Мірошник В. О. Оцінка вартості похибки прогнозу обсягів відпуску електричної енергії балансувальної групи виробників за «зеленим» тарифом // Праці ІЕД НАН України. – 2020. – Вип. 57. С. 26–34. doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.026>
3. С. О. Кудря, та ін. Відновлювальні джерела енергії, моногр.. С. О. Кудря Ред. Київ, Україна: ІВЕ НАН України, 2020, 392 с. ISBN 978-966-999-077-8
4. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії : підручник. Київ : НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.
5. П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько, Оптимізація режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії, моногр. Вінниця: ВНТУ, 2017, 2017, 164 .
6. P. D. Lezhniuk, V. O. Komar, L. N. Dobrovolska and K. O. Povstianko. Relative evaluation of balancing means of electric power systems with renewable energy sources // Visnyk VPI, №3, 2022. – С. 24–30. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>
7. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
8. П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, і Ю. В. Малогулко, «Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах,» Вісник національного технічного університету «Харківський політехнічний інсти-тут», № 60, с. 68-77, 2014
9. П. Д. Лежнюк, О. О. Рубаненко, і І. О. Гунько, «КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ СЕКЦІОНОВАНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ», *Вісник ВПІ*, вип. 2, с. 42–49, Квіт. 2020.

10. Постанова НКРЕКП від 30.08.2019 № 1817

11. Закон України «Про ринок електричної енергії», Редакція від 24.10.2022,
підстава - [2486-IX](#)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Оптимізація місць під'єднання і потужності фотоелектричних станцій в електричних мережах

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

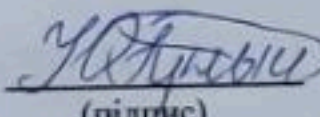
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність 88,9 Схожість 11,1

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку  Гуцько І.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи  Стискал Т.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____  Лежнюк П.Д.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц та прізви.)



(підпис)

" 14 " 09 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

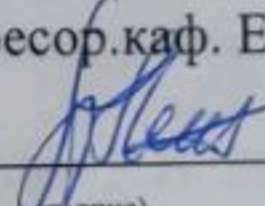
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ ПІД'ЄДНАННЯ І ПОТУЖНОСТІ
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

08-13.МКР.009.00.007 ТЗ

Керівник роботи: д.т.н.,

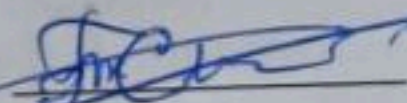
професор.каф. ЕСС



Лежнюк П.Д.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-21м



Стискал Т.О.

(підпис)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки», а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета –підвищення енергоефективності ВДЕ, зокрема сонячної станції при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

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

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 1.85 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 1.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік.

Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

| № етапу | Назва етапу | Термін виконання | | Очікувані результати |
|---------|--|------------------|----------|---|
| | | початок | кінець | |
| 1 | Розроблення технічного завдання | 02.09.22 | 06.09.22 | формування технічного завдання |
| 2 | Прогнозування електричних навантажень | 07.09.22 | 12.09.22 | аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ |
| 3 | Визначення оптимальної схеми електричної мережі. | 13.09.22 | 05.10.22 | розділ 2 |
| 4 | Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування | 06.10.22 | 20.10.22 | розділ 3 |
| 5 | Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях | 21.10.22 | 30.10.22 | розділ 4 |
| 6 | Вибір схем розподільних | 01.11.22 | 10.11.22 | розділ 5 |

| | | | | |
|---|--|----------|----------|----------------------|
| | пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей | | | |
| 7 | Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів.. | 11.11.22 | 16.11.22 | розділ 6 |
| 8 | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки. | 17.11.22 | 25.11.22 | пояснювальна записка |
| 9 | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 26.12.22 | 30.11.22 | плакати, презентація |

7. 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.

8. 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.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

Додаток В

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1 | Вузол ПС | Кіль- кість | Будівель- ні роботи | Облад- нання | Інші витрати | Проект- ні роботи | Експер- тиза проекту | Загальна кошторис- на вартість | Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ² |
|--|---|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю: | | | | | | | | |
| 1 | 110/10 кВ, 6,3 В×А | 2 од. | 517,5 | 13499 | 451,4 | 371,78 | 3,43 | 14843,02 | 190 |
| 2 | Вузли ВРУ 110 кВ: | | | | | | | | |
| 2.1 | Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача | 2 од. | 87,512 | 2613,394 | 110,570 | 72,410 | 2,138 | 2886,024 | 260,0 |
| 2.2 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму | 2 од. | 373,308 | 5490,524 | 229,936 | 159,800 | 2,482 | 6256,048 | 410,0 |
| 2.3 | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму | 1 од. | 74,910 | 2709,418 | 111,311 | 74,287 | 1,216 | 2971,142 | 125,0 |

Продовження табл. 1.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------|--|--------|----------------|------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|----------------|
| 2.4 | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ | 2 од. | 76,148 | 2044,102 | 117,386 | 58,220 | 2,088 | 2297,948 | 144,0 |
| 2.5 | Приєднання ремонтної перемички 110кВ | 1 од. | 54,027 | 287,744 | 24,915 | 10,315 | 1,000 | 378,001 | 125,0 |
| | Всього ВРУ 110 кВ | | 665,8 | 13145,182 | 594,118 | 375,032 | 8,924 | 14789,163 | 1255 ,0 |
| 3 | Вузли обладнання 10 кВ: | | | | | | | | |
| 3.1 | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ: | | | | | | | | |
| 3.1.1 | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем | 2 од. | 77,232 | 881,914 | 23,810 | 25,838 | 2,000 | 1010,794 | 13,8 |
| 3.1.2 | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 421,721 | 11,364 | 12,424 | 1,000 | 485,124 | 6,9 |
| 3.1.3 | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 294,832 | 7,960 | 9,162 | 1,000 | 351,570 | 6,9 |
| 3.1.4 | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем | 13 од. | 502,008 | 4484,701 | 121,082 | 135,876 | 13,0 | 5256,667 | 89,7 |
| 3.1.5 | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ | 4 од. | 154,464 | 551,472 | 25,688 | 20,952 | 4,000 | 756,576 | 27,6 |
| 3.1.6 | Камери з іншим обладнанням 10 кВ | 2 од. | 77,232 | 309,232 | 12,104 | 10,184 | 2,000 | 410,752 | 9,0 |
| | Всього ЗРУ 10 кВ | | 888,168 | 6943,872 | 202,008 | 214,406 | 23 | 8271,483 | 153,9 |

Продовження табл. 1.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------------|--|---------|----------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|-------------|
| 4 | Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю: | | | | | | | | |
| 4.2.1 | 250 кВ·А | 2 од. | 27,244 | 503,940 | 23,946 | 14,496 | 2,000 | 571,626 | 32,0 |
| 4.3 | Заземлювальний реактор 10 кВ | 2 компл | 108,180 | 1592,330 | 79,152 | 46,852 | 2,026 | 1828,540 | 52,0 |
| Всього | | | 135,424 | 2096,270 | 103,098 | 61,348 | 4,026 | 2400,166 | 84,0 |
| 5 | ЗПК: | | | | | | | | |
| 5.1 | ЗПК ПС 110/10 кВ | | | | | | | | |
| 5.1.1 | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2 компл | 481,046 | 1524,364 | 88,638 | 60,856 | 2,088 | 2156,992 | 96,0 |
| 5.1.2 | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі) | 2 компл | 274,882 | 1649,252 | 85,910 | 55,364 | 2,064 | 2067,472 | 48,0 |
| 5.1.3 | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель) | 1 од. | 68,721 | 559,852 | 21,513 | 17,472 | 1,000 | 668,558 | 24,0 |
| 5.1.4 | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ) | 1 од. | 68,721 | 386,946 | 8,085 | 11,081 | 1,000 | 475,833 | 12,0 |
| 5.1.8 | Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи) | 1 од. | 137,441 | 347,406 | 21,315 | 14,343 | 1,000 | 521,505 | 24,0 |

Продовження табл. 1.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------------------|---|---------|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
| 5.1.9 | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ) | 1 од. | 68,721 | 412,888 | 21,485 | 13,855 | 1,000 | 517,950 | 12,0 |
| 5.1.10 | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ) | 1 од. | 66,801 | 680,462 | 33,562 | 20,854 | 1,002 | 802,681 | 12,0 |
| 5.1.11 | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи) | 1 компл | 199,382 | 726,488 | 41,034 | 27,729 | 1,032 | 995,664 | 36,0 |
| 5.1.12 | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) | | | | | | | | |
| Всього ЗПК | | | 1365,716 | 6287,658 | 321,541 | 221,555 | 10,184 | 8206,655 | 264,0 |
| Загальна кошторисна вартість | | | 45 275,62 | | | | | | |

Таблиця 1.2 – Вартість реконструкції підстанції Брацлав (вузол 3):

| Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1 | Вузол ПС | Кіль- кість | Будівель- ні роботи | Облад- нання | Інші витрати | Проект- ні роботи | Експер- тиза проекту | Загальна кошторис- на вартість | Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ² |
|--|---|----------------|------------------------|------------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2 | Вузли ВРУ 110 кВ: | | | | | | | | |
| 2.1 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму | 3 од. | 559,96 | 8235,9 | 344,88 | 239,7 | 3,65 | 9384,084 | 615,0 |
| 2.2 | Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ | 3 од. | 114,228 | 3066,153 | 176,07 | 87,33 | 3,132 | 3446,91 | 216,0 |
| Всього ВРУ 110 кВ | | | 674,188 | 11305,153 | 520,95 | 415,77 | 6,782 | 12830,984 | 831 |
| Загальна кошторисна вартість | | | 26581.78 | | | | | | |

Таблиця 1.3 – Вартість реконструкції підстанції ЛДРЕС (вузол 200):

| Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1 | Вузол ПС | Кіль- кість | Будівель- ні роботи | Облад- нання | Інші витрати | Проект- ні роботи | Експер- тиза проекту | Загальна кошторис- на вартість | Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ² |
|--|---|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2 | Вузли ВРУ 110 кВ: | | | | | | | | |
| 2.1 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму | 1 од. | 186,654 | 2745,262 | 114,968 | 79,9 | 1,241 | 3128,024 | 205,0 |
| 2.2 | Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ | 1 од. | 38,076 | 1022,051 | 58,693 | 29,11 | 1,044 | 1148,974 | 72,0 |
| Всього ВРУ 110 кВ | | | 224,73 | 3767,313 | 173,661 | 109,01 | 2,285 | 4276,998 | |
| Загальна кошторисна вартість | | | 4276,998 | | | | | | |

Таблиця 1.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

| Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1 | Вузол ПС | Кіль- кість | Будівель- ні роботи | Облад- нання | Інші витрати | Проект- ні роботи | Експер- тиза проекту | Загальна кошторис- на вартість | Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ² |
|--|---|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю: | | | | | | | | |
| 1.7 | 110/10 кВ, 16 В×А | 2 од. | 601,882 | 22 566,4 | 734,56 | 601,98 | 4,916 | 24509,7 | 210 |
| 2 | Вузли ВРУ 110 кВ: | | | | | | | | |
| 2.1 | Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача | 2 од. | 87,512 | 2613,394 | 110,570 | 72,410 | 2,138 | 2886,024 | 260,0 |
| 2.5 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму | 2 од. | 373,308 | 5490,524 | 229,936 | 159,800 | 2,482 | 6256,048 | 410,0 |
| 2.8 | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму | 1 од. | 74,910 | 2709,418 | 111,311 | 74,287 | 1,216 | 2971,142 | 125,0 |
| 2.9 | Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ | 2 од. | 76,148 | 2044,102 | 117,386 | 58,220 | 2,088 | 2297,948 | 144,0 |
| 2.12 | Приєднання ремонтної перемички 110кВ | 1 од. | 54,027 | 287,744 | 24,915 | 10,315 | 1,000 | 378,001 | 125,0 |
| | Всього ВРУ 110 кВ | | 751,318 | 16996,13 | 716,44 | 477,06 | 9,574 | 18950,143 | 1064,0 |

Продовження табл. 1.4 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------|--|---------|----------------|-----------------|----------------|----------------|--------------|-----------------|--------------|
| 3 | Вузли обладнання 10 кВ: | | | | | | | | |
| 3.1 | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ: | | | | | | | | |
| 3.1.1 | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем | 2 од. | 77,232 | 881,914 | 23,810 | 25,838 | 2,000 | 1010,794 | 13,8 |
| 3.1.2 | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 421,721 | 11,364 | 12,424 | 1,000 | 485,124 | 6,9 |
| 3.1.3 | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 294,832 | 7,960 | 9,162 | 1,000 | 351,570 | 6,9 |
| 3.1.4 | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем | 9 од. | 347,544 | 3104,793 | 83,826 | 94,068 | 9,0 | 3639,23 | 62,1 |
| 3.1.5 | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ | 4 од. | 154,464 | 551,472 | 25,688 | 20,952 | 4,000 | 756,576 | 27,6 |
| 3.1.6 | Камери з іншим обладнанням 10 кВ | 2 од. | 77,232 | 309,232 | 12,104 | 10,184 | 2,000 | 410,752 | 9,0 |
| Всього ЗРУ 10 кВ | | | 733,704 | 5563,964 | 164,752 | 172,628 | 19,0 | 6654,046 | 126,3 |
| | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 3.2 | Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю: | | | | | | | | |
| 3.2.1 | 250 кВ·А | 2 од. | 27,244 | 503,940 | 23,946 | 14,496 | 2,000 | 571,626 | 32,0 |
| 3.3 | Заземлювальний реактор 10 кВ | 2 компл | 108,180 | 1592,330 | 79,152 | 46,852 | 2,026 | 1828,540 | 52,0 |
| Всього | | | 135,424 | 2096,270 | 103,098 | 61,348 | 4,026 | 2400,166 | 84,0 |

Продовження табл. 1.4 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------|--|------------|---------|----------|--------|--------|-------|----------|------|
| 5 | ЗПК: | | | | | | | | |
| 5.1 | ЗПК ПС 110/10 кВ | | | | | | | | |
| 5.1.1 | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2 компл | 481,046 | 1524,364 | 88,638 | 60,856 | 2,088 | 2156,992 | 96,0 |
| 5.1.2 | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі) | 2 компл | 274,882 | 1649,252 | 85,910 | 55,364 | 2,064 | 2067,472 | 48,0 |
| 5.1.3 | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель) | 1 од. | 68,721 | 559,852 | 21,513 | 17,472 | 1,000 | 668,558 | 24,0 |
| 5.1.4 | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ) | 1 од. | 68,721 | 386,946 | 8,085 | 11,081 | 1,000 | 475,833 | 12,0 |
| 5.1.8 | Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи) | 1 од. | 137,441 | 347,406 | 21,315 | 14,343 | 1,000 | 521,505 | 24,0 |
| 5.1.9 | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ) | 1 од. | 68,721 | 412,888 | 21,485 | 13,855 | 1,000 | 517,950 | 12,0 |
| 5.1.10 | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ) | 1 од. | 66,801 | 680,462 | 33,562 | 20,854 | 1,002 | 802,681 | 12,0 |
| 5.1.11 | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи) | 1 компл | 199,382 | 726,488 | 41,034 | 27,729 | 1,032 | 995,664 | 36,0 |

Продовження табл. 1.4 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------------------|---|---|-------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
| 5.1.12 | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) | | | | | | | | |
| Всього ЗПК | | | 1365,716 | 6287,658 | 321,541 | 221,555 | 10,184 | 8206,655 | 264,0 |
| Загальна кошторисна вартість | | | 58 177,167 | | | | | | |

Таблиця 1.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

| Ч.ч. згідно з таблицею 6.1 | Вузол ПС | Кількість | Будівельні роботи | Обладнання | Інші витрати | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ² |
|----------------------------|---|-----------|-------------------|------------|--------------|-----------------|--------------------|------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю: | | | | | | | | |
| 1.7 | 110/10 кВ, 10 В×А | 2 од. | 602,532 | 17350,130 | 573,722 | 473,808 | 4,028 | 19004,222 | 190 |
| 2 | Вузли ВРУ 110 кВ: | | | | | | | | |
| 2.1 | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача | 2 од. | 87,512 | 2613,394 | 110,570 | 72,410 | 2,138 | 2886,024 | 260,0 |

Продовження табл. 1.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------|--|-------|----------------|------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|---------------|
| 2.5 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму | 2 од. | 373,308 | 5490,524 | 229,936 | 159,800 | 2,482 | 6256,048 | 410,0 |
| 2.8 | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1 од. | 74,910 | 2709,418 | 111,311 | 74,287 | 1,216 | 2971,142 | 125,0 |
| 2.9 | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ | 2 од. | 76,148 | 2044,102 | 117,386 | 58,220 | 2,088 | 2297,948 | 144,0 |
| 2.12 | Приєднання ремонтної перемички 110кВ | 1 од. | 54,027 | 287,744 | 24,915 | 10,315 | 1,000 | 378,001 | 125,0 |
| | Всього ВРУ 110 кВ | | 665,909 | 13145,182 | 594,118 | 375,032 | 8,924 | 14789,163 | 1064,0 |
| 4 | Вузли обладнання 10 кВ: | | | | | | | | |
| 4.1 | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ: | | | | | | | | |
| 4.1.1 | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем | 2 од. | 77,232 | 881,914 | 23,810 | 25,838 | 2,000 | 1010,794 | 13,8 |
| 4.1.2 | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 421,721 | 11,364 | 12,424 | 1,000 | 485,124 | 6,9 |
| 4.1.3 | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 294,832 | 7,960 | 9,162 | 1,000 | 351,570 | 6,9 |

Продовження табл. 1.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------|--|---------|----------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|-------------|
| 4.1.4 | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем | 5 од. | 193,08 | 1724,885 | 46,57 | 52,26 | 5,0 | 2021,8 | 33 |
| 4.1.5 | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ | 4 од. | 154,464 | 551,472 | 25,688 | 20,952 | 4,000 | 756,576 | 27,6 |
| 4.1.6 | Камери з іншим обладнанням 10 кВ | 2 од. | 77,232 | 309,232 | 12,104 | 10,184 | 2,000 | 410,752 | 9,0 |
| Всього ЗРУ 10 кВ | | | 579,24 | 4184,056 | 127,496 | 131,16 | 15 | 5036,616 | 97,2 |
| 4.2 | Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю: | | | | | | | | |
| 4.2.1 | 250 кВ·А | 2 од. | 27,244 | 503,940 | 23,946 | 14,496 | 2,000 | 571,626 | 32,0 |
| 4.3 | Заземлювальний реактор 10 кВ | 2 компл | 108,180 | 1592,330 | 79,152 | 46,852 | 2,026 | 1828,540 | 52,0 |
| Всього | | | 135,424 | 2096,27 | 103,098 | 61,348 | 4,026 | 2400,166 | 84,0 |
| 5 | ЗПК: | | | | | | | | |
| 5.1 | ЗПК ПС 110/10 кВ | | | | | | | | |
| 5.1.1 | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2 компл | 481,046 | 1524,364 | 88,638 | 60,856 | 2,088 | 2156,992 | 96,0 |
| 5.1.2 | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі) | 2 компл | 274,882 | 1649,252 | 85,910 | 55,364 | 2,064 | 2067,472 | 48,0 |
| 5.1.3 | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель) | 1 од. | 68,721 | 559,852 | 21,513 | 17,472 | 1,000 | 668,558 | 24,0 |

Продовження табл. 1.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|---------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
| 5.1.4 | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ) | 1 од. | 68,721 | 386,946 | 8,085 | 11,081 | 1,000 | 475,833 | 12,0 |
| 5.1.8 | Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи) | 1 од. | 137,441 | 347,406 | 21,315 | 14,343 | 1,000 | 521,505 | 24,0 |
| 5.1.9 | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ) | 1 од. | 68,721 | 412,888 | 21,485 | 13,855 | 1,000 | 517,950 | 12,0 |
| 5.1.10 | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ) | 1 од. | 66,801 | 680,462 | 33,562 | 20,854 | 1,002 | 802,681 | 12,0 |
| 5.1.11 | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи) | 1 компл | 199,382 | 726,488 | 41,034 | 27,729 | 1,032 | 995,664 | 36,0 |
| 5.1.12 | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) | | | | | | | | |
| Всього ЗПК | | | 1365,716 | 6287,658 | 321,541 | 221,555 | 10,184 | 8206,655 | 264,0 |
| Загальна кошторисна вартість | | | 51 054,247 | | | | | | |

Таблиця 1.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

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

Продовження табл. 1.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

| | | | | | | | | | |
|-------------------------|--|---------|----------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|--------------|
| 4.1.1 | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем | 2 од. | 77,232 | 881,914 | 23,810 | 25,838 | 2,000 | 1010,794 | 13,8 |
| 4.1.2 | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 421,721 | 11,364 | 12,424 | 1,000 | 485,124 | 6,9 |
| 4.1.3 | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ | 1 од. | 38,616 | 294,832 | 7,960 | 9,162 | 1,000 | 351,570 | 6,9 |
| 4.1.4 | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем | 7 од. | 270,312 | 2414,839 | 65,198 | 73,164 | 7,0 | 2830,513 | 48,3 |
| 4.1.5 | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ | 4 од. | 154,464 | 551,472 | 25,688 | 20,952 | 4,000 | 756,576 | 27,6 |
| 4.1.6 | Камери з іншим обладнанням 10 кВ | 2 од. | 77,232 | 309,232 | 12,104 | 10,184 | 2,000 | 410,752 | 9,0 |
| Всього ЗРУ 10 кВ | | | 646,47 | 4874,011 | 146,03 | 151,62 | 17 | 5845,329 | 112,5 |
| 4.2 | Тр власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю: | | | | | | | | |
| 4.2.1 | 250 кВ·А | 2 од. | 27,244 | 503,940 | 23,946 | 14,496 | 2,000 | 571,626 | 32,0 |
| 4.3 | Заземлювальний реактор 10 кВ | 2 компл | 108,180 | 1592,330 | 79,152 | 46,852 | 2,026 | 1828,540 | 52,0 |
| Всього | | | 135,424 | 2096,270 | 103,098 | 61,348 | 4,026 | 2400,166 | 84,0 |
| 5 | ЗПК: | | | | | | | | |
| 5.1 | ЗПК ПС 110/10 кВ | | | | | | | | |
| 5.1.1 | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2 компл | 481,046 | 1524,364 | 88,638 | 60,856 | 2,088 | 2156,992 | 96,0 |
| 5.1.2 | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі) | 2 компл | 274,882 | 1649,252 | 85,910 | 55,364 | 2,064 | 2067,472 | 48,0 |
| 5.1.3 | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель) | 1 од. | 68,721 | 559,852 | 21,513 | 17,472 | 1,000 | 668,558 | 24,0 |

Продовження табл.1.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------------------|---|---------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
| 5.1.4 | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ) | 1 од. | 68,721 | 386,946 | 8,085 | 11,081 | 1,000 | 475,833 | 12,0 |
| 5.1.8 | Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи) | 1 од. | 137,441 | 347,406 | 21,315 | 14,343 | 1,000 | 521,505 | 24,0 |
| 5.1.9 | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ) | 1 од. | 68,721 | 412,888 | 21,485 | 13,855 | 1,000 | 517,950 | 12,0 |
| 5.1.10 | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ) | 1 од. | 66,801 | 680,462 | 33,562 | 20,854 | 1,002 | 802,681 | 12,0 |
| 5.1.11 | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи) | 1 компл | 199,382 | 726,488 | 41,034 | 27,729 | 1,032 | 995,664 | 36,0 |
| 5.1.12 | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) | | | | | | | | |
| Всього ЗПК | | | 1365,716 | 6287,658 | 321,541 | 221,555 | 10,184 | 8206,655 | 264,0 |
| Загальна кошторисна вартість | | | 51 054,247 | | | | | | |

Додаток Г

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ

1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.569 МВт / 1099.982 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.988 МВт / 1075.079 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.593 МВт / 5.191 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.270 МВт / 2.674 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.862 МВт / 7.865 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.581 МВт / 24.902 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва | R _{нав} ,МВт | Q _{нав} ,МВАр | U, кВ | Фаза, град |
|---------|-----------------------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| 100 | Вінницьки енерговузол | -21.460 | -9.274 | 121.000 | 0.00 |
| 1 | Вороновиц | 0.000 | 0.000 | 120.478 | -0.22 |
| 101 | 101 | 0.000 | 0.000 | 120.559 | -0.20 |
| 102 | 102 | 0.000 | 0.000 | 119.956 | -0.45 |
| 104 | 104 | 0.000 | 0.000 | 119.517 | -0.59 |
| 5 | Тульчин | 0.000 | 0.000 | 119.330 | -0.60 |
| 3 | Брацлав | 0.000 | 0.000 | 119.381 | -0.62 |
| 2 | Немирів | 0.000 | 0.000 | 119.782 | -0.50 |
| 103 | 103 | 0.000 | 0.000 | 119.738 | -0.52 |
| 6 | Рахни тяга | 0.000 | 0.000 | 116.353 | -1.21 |
| 105 | 105 | 0.000 | 0.000 | 120.794 | -0.07 |
| 4 | Ферментний завод | 0.000 | 0.000 | 120.761 | -0.07 |
| 106 | 106 | 0.000 | 0.000 | 120.776 | -0.07 |
| 200 | Ладжинська ТЕС | -92.109 | -48.714 | 121.000 | 0.00 |
| 7 | Суворівка | 0.000 | 0.000 | 117.588 | -1.05 |
| 8 | Вапнярка тяга | 0.000 | 0.000 | 116.415 | -1.40 |
| 9 | Лукашівка | 0.000 | 0.000 | 120.348 | -0.21 |
| 109 | 109 | 0.000 | 0.000 | 118.309 | -0.85 |
| 10 | Тростянець | 0.000 | 0.000 | 118.268 | -0.86 |
| 108 | 108 | 0.000 | 0.000 | 118.240 | -0.86 |
| 11 | Соколівка | 0.000 | 0.000 | 116.849 | -1.30 |
| 12 | Крижопіль | 0.000 | 0.000 | 116.249 | -1.48 |
| 107 | 107 | 0.000 | 0.000 | 116.300 | -1.45 |
| 13 | Вапнярка | 0.000 | 0.000 | 116.300 | -1.45 |
| 1001010 | | 2.370 | 1.220 | 11.270 | -2.26 |
| 2001010 | | 3.340 | 1.520 | 11.328 | -1.70 |
| 201 | | 0.000 | 0.000 | 118.512 | -1.71 |
| 202 | | 0.000 | 0.000 | 118.512 | -1.71 |
| 2002035 | | 0.000 | 0.000 | 39.676 | -1.71 |
| 2002010 | | 3.340 | 1.520 | 11.328 | -1.70 |
| 3001010 | | 2.700 | 1.300 | 11.141 | -3.00 |
| 4001010 | | 6.145 | 3.485 | 10.766 | -1.40 |
| 4002010 | | 6.145 | 3.485 | 10.766 | -1.40 |
| 501 | | 0.000 | 0.000 | 117.861 | -1.78 |

| | | | | |
|----------|--------|--------|---------|-------|
| 5001035 | 0.000 | 0.000 | 39.438 | -1.77 |
| 5001010 | 3.020 | 1.630 | 11.230 | -2.03 |
| 502 | 0.000 | 0.000 | 117.534 | -2.06 |
| 5002035 | 0.000 | 0.000 | 39.438 | -1.77 |
| 5002010 | 3.020 | 1.630 | 11.230 | -2.03 |
| 601 | 0.000 | 0.000 | 114.617 | -2.51 |
| 6001010 | 8.840 | 5.245 | 10.861 | -3.33 |
| 602 | 0.000 | 0.000 | 114.617 | -2.51 |
| 6002010 | 8.840 | 5.245 | 10.861 | -3.33 |
| 7001010 | 3.450 | 1.770 | 10.859 | -4.20 |
| 801 | 0.000 | 0.000 | 114.989 | -2.52 |
| 8001027 | 0.000 | 0.000 | 27.496 | -2.52 |
| 8001010 | 7.655 | 4.340 | 10.914 | -3.23 |
| 802 | 0.000 | 0.000 | 114.989 | -2.52 |
| 8002027 | 0.000 | 0.000 | 27.496 | -2.52 |
| 8002010 | 7.655 | 4.340 | 10.914 | -3.23 |
| 9001010 | 3.230 | 1.560 | 11.177 | -3.02 |
| 1001 | 0.000 | 0.000 | 116.066 | -2.42 |
| 10001035 | 0.000 | 0.000 | 38.857 | -2.42 |
| 10001010 | 2.695 | 1.600 | 10.978 | -3.34 |
| 1002 | 0.000 | 0.000 | 116.066 | -2.42 |
| 10002035 | 0.000 | 0.000 | 38.857 | -2.42 |
| 10002010 | 2.695 | 1.600 | 10.978 | -3.34 |
| 11001010 | 3.670 | 1.980 | 10.739 | -4.71 |
| 1201 | 0.000 | 0.000 | 114.011 | -3.43 |
| 12001035 | 0.000 | 0.000 | 38.172 | -3.43 |
| 12001010 | 5.715 | 2.765 | 10.777 | -4.64 |
| 1202 | 0.000 | 0.000 | 114.020 | -3.43 |
| 12002035 | 0.000 | 0.000 | 38.172 | -3.43 |
| 12002010 | 5.715 | 2.765 | 10.778 | -4.64 |
| 13001010 | 3.560 | 2.020 | 10.679 | -4.78 |
| 2001035 | 0.000 | 0.000 | 39.676 | -1.71 |
| 6001027 | 0.000 | 0.000 | 27.407 | -2.51 |
| 6002027 | 0.000 | 0.000 | 27.407 | -2.51 |
| 5011 | 0.000 | 0.000 | 120.644 | -0.14 |
| 5021 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5031 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5041 | 0.000 | 0.000 | 119.336 | -0.65 |
| 5011001 | 6.740 | 3.640 | 11.084 | -2.44 |
| 5011002 | 6.740 | 3.640 | 11.084 | -2.44 |
| 5021001 | -6.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5021002 | -6.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5031001 | 4.045 | -1.125 | 0.000 | 0.000 |
| 5031002 | 4.045 | -1.125 | 0.000 | 0.000 |
| 5041001 | 1.885 | 0.577 | 10.353 | -2.31 |
| 5041002 | 1.885 | 0.577 | 10.353 | -2.31 |

| ----- | | | | | | | | | |
|-----------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| -- | | | | | | | | | |
| N початку | N кінця | Pп, МВт | Qп, МВАр | Pк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА | dU, кВ |
| ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| 100 | 101 | 11.268 | 4.499 | 11.242 | 4.443 | 0.025 | 0.056 | 0.058 | 0.442 |
| 101 | 102 | 8.853 | 4.115 | 8.826 | 4.056 | 0.026 | 0.059 | 0.047 | 0.606 |
| 102 | 104 | 8.826 | 4.819 | 8.805 | 4.781 | 0.021 | 0.038 | 0.048 | 0.441 |
| 104 | 5 | 2.280 | 2.799 | 2.277 | 2.794 | 0.003 | 0.005 | 0.017 | 0.188 |
| 5 | 103 | -3.374 | -2.582 | -3.382 | -2.596 | 0.008 | 0.014 | -0.021 | -0.410 |
| 103 | 2 | -3.382 | -1.954 | -3.383 | -1.955 | 0.001 | 0.002 | -0.019 | -0.044 |
| 2 | 100 | -10.130 | -4.639 | -10.192 | -4.775 | 0.061 | 0.136 | -0.054 | -1.223 |
| 2 | 201 | 3.343 | 1.606 | 3.341 | 1.519 | 0.003 | 0.087 | 0.018 | 1.318 |
| 201 | 2001035 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 2001035 | 2002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 202 | 2002035 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 2 | 202 | 3.343 | 1.606 | 3.341 | 1.519 | 0.003 | 0.087 | 0.018 | 1.318 |
| 202 | 2002010 | 3.341 | 1.519 | 3.338 | 1.519 | 0.003 | 0.000 | 0.018 | 0.075 |
| 2002010 | 2001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 201 | 2001010 | 3.341 | 1.519 | 3.338 | 1.519 | 0.003 | 0.000 | 0.018 | 0.075 |
| 6 | 601 | 8.848 | 5.702 | 8.841 | 5.418 | 0.007 | 0.283 | 0.052 | 1.820 |
| 601 | 6001027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6001027 | 6002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 602 | 6002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 602 | 8.848 | 5.702 | 8.841 | 5.418 | 0.007 | 0.283 | 0.052 | 1.820 |
| 602 | 6002010 | 8.841 | 5.418 | 8.834 | 5.242 | 0.007 | 0.175 | 0.052 | 1.150 |
| 6002010 | 6001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 601 | 6001010 | 8.841 | 5.418 | 8.834 | 5.242 | 0.007 | 0.175 | 0.052 | 1.150 |
| 5 | 105 | -18.567 | -8.112 | -18.718 | -8.387 | 0.150 | 0.274 | -0.098 | -1.470 |
| 105 | 200 | -26.990 | -13.410 | -27.020 | -13.465 | 0.030 | 0.055 | -0.144 | -0.206 |
| 105 | 4 | 8.272 | 5.580 | 8.270 | 5.578 | 0.002 | 0.002 | 0.048 | 0.033 |
| 4 | 106 | -4.102 | -2.271 | -4.102 | -2.272 | 0.000 | 0.000 | -0.022 | -0.015 |
| 106 | 200 | -28.404 | -15.066 | -28.438 | -15.129 | 0.034 | 0.062 | -0.153 | -0.224 |
| 106 | 7 | 24.302 | 13.604 | 23.883 | 12.839 | 0.417 | 0.762 | 0.133 | 3.208 |
| 7 | 8 | 20.407 | 11.748 | 20.274 | 11.506 | 0.132 | 0.241 | 0.115 | 1.188 |
| 8 | 107 | 4.867 | 2.054 | 4.864 | 2.048 | 0.003 | 0.006 | 0.026 | 0.117 |
| 107 | 12 | 1.275 | 0.142 | 1.275 | 0.141 | 0.000 | 0.001 | 0.006 | 0.053 |
| 12 | 11 | -10.231 | -5.886 | -10.265 | -5.949 | 0.034 | 0.062 | -0.059 | -0.609 |
| 11 | 108 | -13.965 | -7.485 | -14.072 | -7.682 | 0.107 | 0.196 | -0.078 | -1.408 |
| 108 | 10 | -14.072 | -7.139 | -14.075 | -7.142 | 0.002 | 0.003 | -0.077 | -0.028 |
| 10 | 109 | -19.521 | -10.910 | -19.526 | -10.917 | 0.005 | 0.007 | -0.109 | -0.041 |
| 109 | 9 | -19.526 | -10.337 | -19.744 | -10.736 | 0.217 | 0.397 | -0.108 | -2.051 |
| 9 | 200 | -22.998 | -11.821 | -23.079 | -11.970 | 0.081 | 0.148 | -0.124 | -0.653 |
| 10 | 1001 | 2.701 | 1.767 | 2.697 | 1.661 | 0.004 | 0.106 | 0.016 | 2.293 |
| 1001 | 10001035 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10001035 | 10002035 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 1002 | 10002035 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | 1002 | 2.701 | 1.767 | 2.697 | 1.661 | 0.004 | 0.106 | 0.016 | 2.293 |
| 1002 | 10002010 | 2.697 | 1.661 | 2.693 | 1.599 | 0.004 | 0.061 | 0.016 | 1.383 |
| 10002010 | 10001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1001 | 10001010 | 2.697 | 1.661 | 2.693 | 1.599 | 0.004 | 0.061 | 0.016 | 1.383 |
| 12 | 1201 | 3.229 | 1.762 | 3.224 | 1.620 | 0.005 | 0.142 | 0.018 | 2.403 |
| 1201 | 12001035 | -0.159 | -0.036 | -0.159 | -0.036 | 0.000 | 0.000 | -0.001 | -0.007 |
| 12001035 | 12002035 | -0.159 | -0.036 | -0.159 | -0.036 | 0.000 | 0.000 | -0.002 | -0.000 |
| 1202 | 12002035 | 0.159 | 0.036 | 0.159 | 0.036 | 0.000 | 0.000 | 0.001 | 0.002 |
| 12 | 1202 | 8.224 | 4.579 | 8.214 | 4.215 | 0.010 | 0.363 | 0.047 | 2.394 |

| | | | | | | | | | |
|----------|----------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 1202 | 12002010 | 8.055 | 4.179 | 8.046 | 3.961 | 0.009 | 0.217 | 0.046 | 1.505 |
| 12002010 | 12001010 | 2.334 | 1.197 | 2.334 | 1.197 | 0.000 | 0.000 | 0.140 | 0.000 |
| 1201 | 12001010 | 3.383 | 1.656 | 3.377 | 1.566 | 0.006 | 0.090 | 0.019 | 1.498 |
| 8 | 802 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 802 | 8002010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8002010 | 8001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 801 | 8001010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8 | 801 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 801 | 8001027 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 8001027 | 8002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 802 | 8002027 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 4001010 | 6.205 | 5.977 | 6.192 | 5.694 | 0.013 | 0.282 | 0.041 | 2.885 |
| 4001010 | 4002010 | 0.051 | 2.211 | 0.051 | 2.211 | 0.000 | 0.000 | -0.118 | -0.000 |
| 4 | 4002010 | 6.097 | 1.421 | 6.090 | 1.272 | 0.007 | 0.149 | 0.030 | 0.786 |
| 5 | 501 | 2.074 | 1.176 | 2.072 | 1.119 | 0.002 | 0.057 | 0.012 | 1.519 |
| 501 | 5001035 | 1.318 | 0.523 | 1.317 | 0.523 | 0.001 | 0.000 | 0.007 | 0.058 |
| 5001035 | 5002035 | 1.317 | 0.523 | 1.317 | 0.523 | 0.000 | 0.000 | 0.021 | 0.000 |
| 502 | 5002035 | -1.317 | -0.515 | -1.317 | -0.523 | 0.000 | 0.008 | -0.007 | -0.287 |
| 5 | 502 | 3.976 | 2.287 | 3.972 | 2.152 | 0.004 | 0.134 | 0.022 | 1.865 |
| 502 | 5002010 | 5.289 | 2.667 | 5.282 | 2.667 | 0.007 | 0.000 | 0.029 | 0.120 |
| 5002010 | 5001010 | 2.264 | 1.038 | 2.264 | 1.038 | 0.000 | 0.000 | 0.128 | 0.000 |
| 501 | 5001010 | 0.754 | 0.596 | 0.754 | 0.591 | 0.000 | 0.005 | 0.005 | 0.468 |
| 5041 | 5041001 | 1.888 | 0.638 | 1.884 | 0.577 | 0.004 | 0.061 | 0.010 | 1.450 |
| 5041001 | 5041002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5041 | 5041002 | 1.888 | 0.638 | 1.884 | 0.577 | 0.004 | 0.061 | 0.010 | 1.450 |
| 5011 | 5011002 | 6.754 | 4.006 | 6.736 | 3.638 | 0.019 | 0.366 | 0.038 | 3.141 |
| 5011002 | 5011001 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5011 | 5011001 | 6.754 | 4.006 | 6.736 | 3.638 | 0.019 | 0.366 | 0.038 | 3.141 |
| 5 | 6 | 18.115 | 11.738 | 17.783 | 11.258 | 0.330 | 0.479 | 0.104 | 2.996 |
| 101 | 1 | 2.389 | 1.264 | 2.388 | 1.262 | 0.001 | 0.002 | 0.013 | 0.081 |
| 104 | 3 | 6.526 | 2.638 | 6.520 | 2.631 | 0.006 | 0.007 | 0.034 | 0.137 |
| 3 | 3001010 | 2.708 | 1.445 | 2.698 | 1.299 | 0.010 | 0.145 | 0.015 | 3.055 |
| 3 | 5041 | 3.800 | 1.317 | 3.799 | 1.315 | 0.001 | 0.002 | 0.019 | 0.045 |
| 1 | 1001010 | 2.376 | 1.332 | 2.369 | 1.219 | 0.007 | 0.112 | 0.013 | 2.744 |
| 107 | 13 | 3.589 | 2.385 | 3.589 | 2.385 | 0.000 | 0.000 | 0.021 | 0.000 |
| 13 | 13001010 | 3.577 | 2.315 | 3.558 | 2.019 | 0.020 | 0.295 | 0.021 | 5.004 |
| 200 | 5011 | 13.572 | 8.151 | 13.552 | 8.094 | 0.020 | 0.057 | 0.075 | 0.356 |
| 9 | 9001010 | 3.242 | 1.767 | 3.228 | 1.559 | 0.014 | 0.207 | 0.018 | 3.654 |
| 7 | 7001010 | 3.465 | 2.026 | 3.448 | 1.769 | 0.017 | 0.256 | 0.020 | 4.346 |
| 11 | 11001010 | 3.688 | 2.283 | 3.668 | 1.979 | 0.020 | 0.303 | 0.021 | 4.922 |
| 8002010 | 8001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 801 | 8001010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8 | 801 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 801 | 8001027 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 8001027 | 8002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 802 | 8002027 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 4001010 | 6.205 | 5.977 | 6.192 | 5.694 | 0.013 | 0.282 | 0.041 | 2.885 |
| 4001010 | 4002010 | 0.051 | 2.211 | 0.051 | 2.211 | 0.000 | 0.000 | -0.118 | -0.000 |
| 4 | 4002010 | 6.097 | 1.421 | 6.090 | 1.272 | 0.007 | 0.149 | 0.030 | 0.786 |

--

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.799 МВт / 1069.265 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.660 МВт / 5.779 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.326 МВт / 3.233 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.012 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.659 МВт / 25.599 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва | R _{нав} , МВт | Q _{нав} , МВАр | U, кВ | Фаза, град |
|---------|-----------------------|------------------------|-------------------------|---------|------------|
| 100 | Вінницьки енерговузол | -19.340 | -8.305 | 121.000 | 0.00 |
| 1 | Вороновиц | 0.000 | 0.000 | 120.541 | -0.19 |
| 101 | 101 | 0.000 | 0.000 | 120.622 | -0.18 |
| 102 | 102 | 0.000 | 0.000 | 120.119 | -0.38 |
| 104 | 104 | 0.000 | 0.000 | 119.748 | -0.49 |
| 5 | Тульчин | 0.000 | 0.000 | 119.463 | -0.55 |
| 3 | Брацлав | 0.000 | 0.000 | 119.691 | -0.51 |
| 2 | Немирів | 0.000 | 0.000 | 119.853 | -0.47 |
| 103 | 103 | 0.000 | 0.000 | 119.816 | -0.48 |
| 6 | Рахни тяга | 0.000 | 0.000 | 116.490 | -1.15 |
| 105 | 105 | 0.000 | 0.000 | 120.802 | -0.07 |
| 4 | Ферментний завод | 0.000 | 0.000 | 120.767 | -0.07 |
| 106 | 106 | 0.000 | 0.000 | 120.780 | -0.07 |
| 200 | Ладизинська ТЕС | -90.399 | -48.040 | 121.000 | 0.00 |
| 7 | Суворівка | 0.000 | 0.000 | 117.591 | -1.05 |
| 8 | Вапнярка тяга | 0.000 | 0.000 | 116.418 | -1.40 |
| 9 | Лукашівка | 0.000 | 0.000 | 120.348 | -0.21 |
| 109 | 109 | 0.000 | 0.000 | 118.310 | -0.85 |
| 10 | Тростянець | 0.000 | 0.000 | 118.269 | -0.86 |
| 108 | 108 | 0.000 | 0.000 | 118.241 | -0.86 |
| 11 | Соколівка | 0.000 | 0.000 | 116.851 | -1.30 |
| 12 | Крижопіль | 0.000 | 0.000 | 116.251 | -1.48 |
| 107 | 107 | 0.000 | 0.000 | 116.302 | -1.45 |
| 13 | Вапнярка | 0.000 | 0.000 | 116.302 | -1.45 |
| 1001010 | | 2.370 | 1.220 | 11.276 | -2.23 |
| 2001010 | | 3.340 | 1.520 | 11.335 | -1.66 |
| 201 | | 0.000 | 0.000 | 118.585 | -1.68 |
| 202 | | 0.000 | 0.000 | 118.585 | -1.68 |
| 2002035 | | 0.000 | 0.000 | 39.700 | -1.68 |
| 2002010 | | 3.340 | 1.520 | 11.335 | -1.66 |
| 3001010 | | 2.700 | 1.300 | 11.171 | -2.87 |
| 4001010 | | 6.145 | 3.485 | 10.767 | -1.40 |
| 4002010 | | 6.145 | 3.485 | 10.767 | -1.40 |
| 501 | | 0.000 | 0.000 | 117.996 | -1.72 |
| 5001035 | | 0.000 | 0.000 | 39.483 | -1.71 |

| | | | | |
|----------|--------|--------|---------|-------|
| 5001010 | 3.020 | 1.630 | 11.243 | -1.97 |
| 502 | 0.000 | 0.000 | 117.669 | -2.00 |
| 5002035 | 0.000 | 0.000 | 39.483 | -1.71 |
| 5002010 | 3.020 | 1.630 | 11.243 | -1.97 |
| 601 | 0.000 | 0.000 | 114.756 | -2.45 |
| 6001010 | 8.840 | 5.245 | 10.874 | -3.27 |
| 602 | 0.000 | 0.000 | 114.756 | -2.45 |
| 6002010 | 8.840 | 5.245 | 10.874 | -3.27 |
| 7001010 | 3.450 | 1.770 | 10.859 | -4.20 |
| 801 | 0.000 | 0.000 | 114.992 | -2.52 |
| 8001027 | 0.000 | 0.000 | 27.497 | -2.52 |
| 8001010 | 7.655 | 4.340 | 10.914 | -3.23 |
| 802 | 0.000 | 0.000 | 114.992 | -2.52 |
| 8002027 | 0.000 | 0.000 | 27.497 | -2.52 |
| 8002010 | 7.655 | 4.340 | 10.914 | -3.23 |
| 9001010 | 3.230 | 1.560 | 11.177 | -3.02 |
| 1001 | 0.000 | 0.000 | 116.067 | -2.42 |
| 10001035 | 0.000 | 0.000 | 38.857 | -2.42 |
| 10001010 | 2.695 | 1.600 | 10.978 | -3.34 |
| 1002 | 0.000 | 0.000 | 116.067 | -2.42 |
| 10002035 | 0.000 | 0.000 | 38.857 | -2.42 |
| 10002010 | 2.695 | 1.600 | 10.978 | -3.34 |
| 11001010 | 3.670 | 1.980 | 10.739 | -4.71 |
| 1201 | 0.000 | 0.000 | 114.013 | -3.43 |
| 12001035 | 0.000 | 0.000 | 38.172 | -3.43 |
| 12001010 | 5.715 | 2.765 | 10.778 | -4.64 |
| 1202 | 0.000 | 0.000 | 114.023 | -3.43 |
| 12002035 | 0.000 | 0.000 | 38.172 | -3.43 |
| 12002010 | 5.715 | 2.765 | 10.778 | -4.64 |
| 13001010 | 3.560 | 2.020 | 10.679 | -4.78 |
| 2001035 | 0.000 | 0.000 | 39.700 | -1.68 |
| 6001027 | 0.000 | 0.000 | 27.441 | -2.45 |
| 6002027 | 0.000 | 0.000 | 27.441 | -2.45 |
| 5011 | 0.000 | 0.000 | 120.644 | -0.14 |
| 5021 | 0.000 | 0.000 | 119.873 | -0.28 |
| 5031 | 0.000 | 0.000 | 119.755 | -0.47 |
| 5041 | 0.000 | 0.000 | 119.646 | -0.53 |
| 5011001 | 6.740 | 3.640 | 11.084 | -2.44 |
| 5011002 | 6.740 | 3.640 | 11.084 | -2.44 |
| 5021001 | -6.000 | 0.000 | 10.989 | 3.04 |
| 5021002 | -6.000 | 0.000 | 10.989 | 3.04 |
| 5031001 | 4.045 | -1.125 | 11.048 | -2.73 |
| 5031002 | 4.045 | -1.125 | 11.048 | -2.73 |
| 5041001 | 1.885 | 0.577 | 10.381 | -2.18 |
| 5041002 | 1.885 | 0.577 | 10.381 | -2.18 |

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця | Pп,МВт | Qп,МВАр | Pк,МВт | Qк,МВАр | dP,МВт | dQ,МВАр | I,кА | dU,кВ |
|-----------|----------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|--------|--------|
| 100 | 101 | 9.761 | 3.808 | 9.742 | 3.766 | 0.019 | 0.042 | 0.050 | 0.379 |
| 101 | 102 | 7.353 | 3.440 | 7.335 | 3.399 | 0.018 | 0.041 | 0.039 | 0.505 |
| 102 | 104 | 7.335 | 4.164 | 7.320 | 4.137 | 0.015 | 0.027 | 0.040 | 0.373 |
| 104 | 5 | 4.568 | 3.675 | 4.561 | 3.662 | 0.007 | 0.013 | 0.028 | 0.286 |
| 5 | 103 | -2.770 | -2.326 | -2.776 | -2.336 | 0.005 | 0.010 | -0.017 | -0.355 |
| 103 | 2 | -2.776 | -1.693 | -2.776 | -1.694 | 0.000 | 0.001 | -0.016 | -0.037 |
| 2 | 100 | -9.524 | -4.376 | -9.579 | -4.497 | 0.054 | 0.120 | -0.050 | -1.151 |
| 2 | 201 | 3.343 | 1.606 | 3.340 | 1.519 | 0.003 | 0.087 | 0.018 | 1.315 |
| 201 | 2001035 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 2001035 | 2002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 202 | 2002035 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 2 | 202 | 3.343 | 1.606 | 3.340 | 1.519 | 0.003 | 0.087 | 0.018 | 1.315 |
| 202 | 2002010 | 3.340 | 1.519 | 3.338 | 1.519 | 0.003 | 0.000 | 0.018 | 0.075 |
| 2002010 | 2001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 201 | 2001010 | 3.340 | 1.519 | 3.338 | 1.519 | 0.003 | 0.000 | 0.018 | 0.075 |
| 6 | 601 | 8.848 | 5.701 | 8.841 | 5.417 | 0.007 | 0.282 | 0.052 | 1.815 |
| 601 | 6001027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6001027 | 6002027 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 602 | 6002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 602 | 8.848 | 5.701 | 8.841 | 5.417 | 0.007 | 0.282 | 0.052 | 1.815 |
| 602 | 6002010 | 8.841 | 5.417 | 8.834 | 5.242 | 0.007 | 0.175 | 0.052 | 1.147 |
| 6002010 | 6001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 601 | 6001010 | 8.841 | 5.417 | 8.834 | 5.242 | 0.007 | 0.175 | 0.052 | 1.147 |
| 5 | 105 | -16.887 | -7.492 | -17.012 | -7.720 | 0.124 | 0.227 | -0.089 | -1.344 |
| 105 | 200 | -25.906 | -12.947 | -25.934 | -12.998 | 0.028 | 0.051 | -0.138 | -0.199 |
| 105 | 4 | 8.895 | 5.784 | 8.893 | 5.782 | 0.002 | 0.002 | 0.051 | 0.035 |
| 4 | 106 | -3.479 | -2.067 | -3.479 | -2.067 | 0.000 | 0.000 | -0.019 | -0.013 |
| 106 | 200 | -27.790 | -14.865 | -27.823 | -14.926 | 0.033 | 0.060 | -0.150 | -0.220 |
| 106 | 7 | 24.311 | 13.608 | 23.892 | 12.842 | 0.417 | 0.763 | 0.133 | 3.208 |
| 7 | 8 | 20.415 | 11.750 | 20.283 | 11.508 | 0.132 | 0.241 | 0.115 | 1.188 |
| 8 | 107 | 4.876 | 2.057 | 4.872 | 2.051 | 0.003 | 0.006 | 0.026 | 0.118 |
| 107 | 12 | 1.284 | 0.144 | 1.283 | 0.143 | 0.000 | 0.001 | 0.006 | 0.053 |
| 12 | 11 | -10.223 | -5.883 | -10.257 | -5.946 | 0.034 | 0.062 | -0.058 | -0.608 |
| 11 | 108 | -13.956 | -7.483 | -14.064 | -7.679 | 0.107 | 0.196 | -0.078 | -1.407 |
| 108 | 10 | -14.064 | -7.136 | -14.066 | -7.139 | 0.002 | 0.003 | -0.077 | -0.028 |
| 10 | 109 | -19.512 | -10.907 | -19.517 | -10.914 | 0.005 | 0.007 | -0.109 | -0.041 |
| 109 | 9 | -19.517 | -10.334 | -19.735 | -10.732 | 0.217 | 0.397 | -0.108 | -2.051 |
| 9 | 200 | -22.989 | -11.818 | -23.070 | -11.966 | 0.081 | 0.148 | -0.124 | -0.653 |
| 10 | 1001 | 2.701 | 1.767 | 2.697 | 1.661 | 0.004 | 0.106 | 0.016 | 2.293 |
| 1001 | 10001035 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 10001035 | 10002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1002 | 10002035 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 10 | 1002 | 2.701 | 1.767 | 2.697 | 1.661 | 0.004 | 0.106 | 0.016 | 2.293 |
| 1002 | 10002010 | 2.697 | 1.661 | 2.693 | 1.599 | 0.004 | 0.061 | 0.016 | 1.383 |
| 10002010 | 10001010 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1001 | 10001010 | 2.697 | 1.661 | 2.693 | 1.599 | 0.004 | 0.061 | 0.016 | 1.383 |
| 12 | 1201 | 3.229 | 1.762 | 3.224 | 1.620 | 0.005 | 0.142 | 0.018 | 2.403 |
| 1201 | 12001035 | -0.159 | -0.036 | -0.159 | -0.036 | 0.000 | 0.000 | -0.001 | -0.007 |
| 12001035 | 12002035 | -0.159 | -0.036 | -0.159 | -0.036 | 0.000 | 0.000 | -0.002 | -0.000 |
| 1202 | 12002035 | 0.159 | 0.036 | 0.159 | 0.036 | 0.000 | 0.000 | 0.001 | 0.002 |

| | | | | | | | | | |
|----------|----------|---------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 12 | 1202 | 8.224 | 4.579 | 8.214 | 4.215 | 0.010 | 0.363 | 0.047 | 2.394 |
| 1202 | 12002010 | 8.055 | 4.179 | 8.046 | 3.961 | 0.009 | 0.217 | 0.046 | 1.505 |
| 12002010 | 12001010 | 2.334 | 1.197 | 2.334 | 1.197 | 0.000 | 0.000 | 0.140 | 0.000 |
| 1201 | 12001010 | 3.383 | 1.656 | 3.377 | 1.566 | 0.006 | 0.090 | 0.019 | 1.498 |
| 8 | 802 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 802 | 8002010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8002010 | 8001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 801 | 8001010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8 | 801 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 801 | 8001027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 8001027 | 8002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 802 | 8002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 4001010 | 6.205 | 5.977 | 6.192 | 5.694 | 0.013 | 0.282 | 0.041 | 2.885 |
| 4001010 | 4002010 | 0.051 | 2.211 | 0.051 | 2.211 | 0.000 | 0.000 | -0.118 | -0.000 |
| 4 | 4002010 | 6.097 | 1.421 | 6.090 | 1.272 | 0.007 | 0.149 | 0.030 | 0.786 |
| 5 | 501 | 2.074 | 1.176 | 2.072 | 1.119 | 0.002 | 0.056 | 0.012 | 1.515 |
| 501 | 5001035 | 1.318 | 0.523 | 1.317 | 0.523 | 0.001 | 0.000 | 0.007 | 0.058 |
| 5001035 | 5002035 | 1.317 | 0.523 | 1.317 | 0.523 | 0.000 | 0.000 | 0.021 | 0.000 |
| 502 | 5002035 | -1.317 | -0.515 | -1.317 | -0.523 | 0.000 | 0.008 | -0.007 | -0.286 |
| 5 | 502 | 3.976 | 2.286 | 3.972 | 2.152 | 0.004 | 0.134 | 0.022 | 1.860 |
| 502 | 5002010 | 5.289 | 2.667 | 5.282 | 2.667 | 0.007 | 0.000 | 0.029 | 0.120 |
| 5002010 | 5001010 | 2.264 | 1.038 | 2.264 | 1.038 | 0.000 | 0.000 | 0.128 | 0.000 |
| 501 | 5001010 | 0.754 | 0.596 | 0.754 | 0.591 | 0.000 | 0.005 | 0.005 | 0.467 |
| 5021 | 5021001 | -5.977 | 0.347 | -5.996 | -0.000 | 0.019 | 0.345 | -0.029 | -0.014 |
| 5021001 | 5021002 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5021 | 5021002 | -5.977 | 0.347 | -5.996 | -0.000 | 0.019 | 0.345 | -0.029 | -0.014 |
| 5031 | 5031001 | 4.052 | -0.956 | 4.042 | -1.124 | 0.009 | 0.167 | 0.020 | -0.811 |
| 5031001 | 5031002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5031 | 5031002 | 4.052 | -0.956 | 4.042 | -1.124 | 0.009 | 0.167 | 0.020 | -0.811 |
| 5041 | 5041001 | 1.888 | 0.638 | 1.884 | 0.577 | 0.004 | 0.061 | 0.010 | 1.439 |
| 5041001 | 5041002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5041 | 5041002 | 1.888 | 0.638 | 1.884 | 0.577 | 0.004 | 0.061 | 0.010 | 1.439 |
| 5011 | 5011001 | 6.754 | 4.006 | 6.736 | 3.638 | 0.019 | 0.366 | 0.038 | 3.141 |
| 5011001 | 5011002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5011 | 5011002 | 6.754 | 4.006 | 6.736 | 3.638 | 0.019 | 0.366 | 0.038 | 3.141 |
| 1 | 1001010 | 2.376 | 1.332 | 2.369 | 1.219 | 0.007 | 0.112 | 0.013 | 2.740 |
| 107 | 13 | 3.589 | 2.385 | 3.589 | 2.385 | 0.000 | 0.000 | 0.021 | 0.000 |
| 13 | 13001010 | 3.577 | 2.315 | 3.558 | 2.019 | 0.020 | 0.295 | 0.021 | 5.003 |
| 9 | 9001010 | 3.242 | 1.767 | 3.228 | 1.559 | 0.014 | 0.207 | 0.018 | 3.654 |
| 7 | 7001010 | 3.465 | 2.026 | 3.448 | 1.769 | 0.017 | 0.256 | 0.020 | 4.345 |
| 11 | 11001010 | 3.688 | 2.283 | 3.668 | 1.979 | 0.020 | 0.303 | 0.021 | 4.922 |
| 3 | 5041 | 3.800 | 1.317 | 3.799 | 1.315 | 0.001 | 0.002 | 0.019 | 0.045 |
| 5 | 6 | 18.114 | 11.734 | 17.783 | 11.255 | 0.330 | 0.477 | 0.104 | 2.991 |
| 101 | 1 | 2.389 | 1.264 | 2.388 | 1.262 | 0.001 | 0.001 | 0.013 | 0.081 |
| 104 | 3 | 2.752 | 1.120 | 2.751 | 1.119 | 0.001 | 0.001 | 0.014 | 0.058 |
| 200 | 5011 | 13.572 | 8.151 | 13.552 | 8.094 | 0.020 | 0.057 | 0.075 | 0.356 |
| 3 | 3001010 | 2.708 | 1.444 | 2.698 | 1.299 | 0.010 | 0.144 | 0.015 | 3.036 |
| 3 | 5031 | -3.769 | -1.351 | -3.770 | -1.354 | 0.001 | 0.003 | -0.019 | -0.065 |
| 5031 | 5021 | -11.907 | 0.725 | -11.92 | 0.686 | 0.014 | 0.039 | -0.057 | -0.120 |

--

Зрік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва | R _{нав} , МВт | Q _{нав} , МВАр | U, кВ | Фаза, град |
|---------|-----------------------|------------------------|-------------------------|---------|------------|
| 100 | Вінницьки енерговузол | -17.911 | -6.695 | 121.000 | 0.00 |
| 1 | Вороновиц | 0.000 | 0.000 | 120.615 | -0.18 |
| 101 | 101 | 0.000 | 0.000 | 120.696 | -0.17 |
| 102 | 102 | 0.000 | 0.000 | 120.312 | -0.35 |
| 104 | 104 | 0.000 | 0.000 | 120.017 | -0.45 |
| 5 | Тульчин | 0.000 | 0.000 | 119.618 | -0.53 |
| 3 | Брацлав | 0.000 | 0.000 | 120.042 | -0.47 |
| 2 | Немирів | 0.000 | 0.000 | 119.938 | -0.46 |
| 103 | 103 | 0.000 | 0.000 | 119.909 | -0.47 |
| 6 | Рахни тяга | 0.000 | 0.000 | 116.649 | -1.13 |
| 105 | 105 | 0.000 | 0.000 | 120.810 | -0.06 |
| 4 | Ферментний завод | 0.000 | 0.000 | 120.774 | -0.07 |
| 106 | 106 | 0.000 | 0.000 | 120.785 | -0.07 |
| 200 | Ладизинська ТЕС | -91.809 | -49.104 | 121.000 | 0.00 |
| 7 | Суворівка | 0.000 | 0.000 | 117.595 | -1.05 |
| 8 | Вапнярка тяга | 0.000 | 0.000 | 116.421 | -1.40 |
| 9 | Лукашівка | 0.000 | 0.000 | 120.348 | -0.21 |
| 109 | 109 | 0.000 | 0.000 | 118.311 | -0.85 |
| 10 | Тростянець | 0.000 | 0.000 | 118.270 | -0.86 |
| 108 | 108 | 0.000 | 0.000 | 118.243 | -0.86 |
| 11 | Соколівка | 0.000 | 0.000 | 116.853 | -1.30 |
| 12 | Крижопіль | 0.000 | 0.000 | 116.254 | -1.48 |
| 107 | 107 | 0.000 | 0.000 | 116.305 | -1.45 |
| 13 | Вапнярка | 0.000 | 0.000 | 116.305 | -1.45 |
| 1001010 | | 2.370 | 1.220 | 11.283 | -2.21 |
| 2001010 | | 3.340 | 1.520 | 11.343 | -1.65 |
| 201 | | 0.000 | 0.000 | 118.671 | -1.66 |
| 202 | | 0.000 | 0.000 | 118.671 | -1.66 |
| 2002035 | | 0.000 | 0.000 | 39.729 | -1.66 |
| 2002010 | | 3.340 | 1.520 | 11.343 | -1.65 |
| 3001010 | | 2.700 | 1.300 | 11.206 | -2.81 |
| 4001010 | | 6.145 | 3.485 | 10.767 | -1.40 |
| 4002010 | | 6.145 | 3.485 | 10.767 | -1.39 |
| 501 | | 0.000 | 0.000 | 118.153 | -1.70 |
| 5001035 | | 0.000 | 0.000 | 39.536 | -1.69 |
| 5001010 | | 3.020 | 1.630 | 11.258 | -1.94 |
| 502 | | 0.000 | 0.000 | 117.827 | -1.97 |
| 5002035 | | 0.000 | 0.000 | 39.536 | -1.69 |
| 5002010 | | 3.020 | 1.630 | 11.258 | -1.94 |

| | | | | |
|----------|--------|--------|---------|-------|
| 601 | 0.000 | 0.000 | 114.918 | -2.42 |
| 6001010 | 8.840 | 5.245 | 10.890 | -3.24 |
| 602 | 0.000 | 0.000 | 114.918 | -2.42 |
| 6002010 | 8.840 | 5.245 | 10.890 | -3.24 |
| 7001010 | 3.450 | 1.770 | 10.859 | -4.20 |
| 801 | 0.000 | 0.000 | 114.995 | -2.52 |
| 8001027 | 0.000 | 0.000 | 27.498 | -2.52 |
| 8001010 | 7.655 | 4.340 | 10.915 | -3.23 |
| 802 | 0.000 | 0.000 | 114.995 | -2.52 |
| 8002027 | 0.000 | 0.000 | 27.498 | -2.52 |
| 8002010 | 7.655 | 4.340 | 10.915 | -3.23 |
| 9001010 | 3.230 | 1.560 | 11.177 | -3.02 |
| 1001 | 0.000 | 0.000 | 116.068 | -2.42 |
| 10001035 | 0.000 | 0.000 | 38.858 | -2.42 |
| 10001010 | 2.695 | 1.600 | 10.978 | -3.34 |
| 1002 | 0.000 | 0.000 | 116.068 | -2.42 |
| 10002035 | 0.000 | 0.000 | 38.858 | -2.42 |
| 10002010 | 2.695 | 1.600 | 10.978 | -3.34 |
| 11001010 | 3.670 | 1.980 | 10.739 | -4.71 |
| 1201 | 0.000 | 0.000 | 114.016 | -3.43 |
| 12001035 | 0.000 | 0.000 | 38.173 | -3.43 |
| 12001010 | 5.715 | 2.765 | 10.778 | -4.64 |
| 1202 | 0.000 | 0.000 | 114.025 | -3.43 |
| 12002035 | 0.000 | 0.000 | 38.173 | -3.43 |
| 12002010 | 5.715 | 2.765 | 10.778 | -4.64 |
| 13001010 | 3.560 | 2.020 | 10.679 | -4.78 |
| 2001035 | 0.000 | 0.000 | 39.729 | -1.66 |
| 6001027 | 0.000 | 0.000 | 27.479 | -2.42 |
| 6002027 | 0.000 | 0.000 | 27.479 | -2.42 |
| 5011 | 0.000 | 0.000 | 120.557 | -0.16 |
| 5021 | 0.000 | 0.000 | 120.431 | -0.19 |
| 5031 | 0.000 | 0.000 | 120.193 | -0.41 |
| 5041 | 0.000 | 0.000 | 119.997 | -0.49 |
| 5011001 | 6.740 | 3.640 | 11.075 | -2.46 |
| 5011002 | 6.740 | 3.640 | 11.075 | -2.46 |
| 5021001 | -6.000 | 0.000 | 11.040 | 3.10 |
| 5021002 | -6.000 | 0.000 | 11.040 | 3.10 |
| 5031001 | 4.045 | -1.125 | 11.088 | -2.66 |
| 5031002 | 4.045 | -1.125 | 11.088 | -2.66 |
| 5041001 | 1.885 | 0.577 | 10.412 | -2.13 |
| 5041002 | 1.885 | 0.577 | 10.412 | -2.13 |

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця | Рп,МВт | Qп,МВАр | Рк,МВт | Qк,МВАр | dP,МВт | dQ,МВАр | I,кА | dU,кВ |
|-----------|---------|--------|---------|--------|---------|--------|---------|--------|--------|
| 100 | 101 | 8.751 | 2.661 | 8.737 | 2.629 | 0.014 | 0.032 | 0.044 | 0.305 |
| 101 | 102 | 6.347 | 2.304 | 6.335 | 2.276 | 0.013 | 0.028 | 0.032 | 0.386 |
| 102 | 104 | 6.335 | 3.043 | 6.324 | 3.024 | 0.010 | 0.019 | 0.034 | 0.296 |
| 104 | 5 | 6.161 | 5.286 | 6.147 | 5.261 | 0.014 | 0.025 | 0.039 | 0.400 |
| 5 | 103 | -2.359 | -1.881 | -2.363 | -1.888 | 0.004 | 0.007 | -0.015 | -0.292 |
| 103 | 2 | -2.363 | -1.244 | -2.364 | -1.244 | 0.000 | 0.001 | -0.013 | -0.029 |
| 2 | 100 | -9.112 | -3.926 | -9.160 | -4.034 | 0.049 | 0.108 | -0.048 | -1.066 |

| | | | | | | | | | |
|----------|----------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 2 | 201 | 3.343 | 1.606 | 3.340 | 1.519 | 0.003 | 0.087 | 0.018 | 1.314 |
| 201 | 2001035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 |
| 2001035 | 2002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 202 | 2002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 |
| 2 | 202 | 3.343 | 1.606 | 3.340 | 1.519 | 0.003 | 0.087 | 0.018 | 1.314 |
| 202 | 2002010 | 3.340 | 1.519 | 3.338 | 1.519 | 0.003 | 0.000 | 0.018 | 0.075 |
| 2002010 | 2001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 201 | 2001010 | 3.340 | 1.519 | 3.338 | 1.519 | 0.003 | 0.000 | 0.018 | 0.075 |
| 6 | 601 | 8.848 | 5.700 | 8.841 | 5.417 | 0.007 | 0.282 | 0.052 | 1.811 |
| 601 | 6001027 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6001027 | 6002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 602 | 6002027 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 602 | 8.848 | 5.700 | 8.841 | 5.417 | 0.007 | 0.282 | 0.052 | 1.811 |
| 602 | 6002010 | 8.841 | 5.417 | 8.834 | 5.242 | 0.007 | 0.174 | 0.052 | 1.145 |
| 6002010 | 6001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 601 | 6001010 | 8.841 | 5.417 | 8.834 | 5.242 | 0.007 | 0.174 | 0.052 | 1.145 |
| 5 | 105 | -15.710 | -6.329 | -15.815 | -6.520 | 0.104 | 0.190 | -0.082 | -1.198 |
| 105 | 200 | -25.162 | -12.152 | -25.188 | -12.199 | 0.026 | 0.047 | -0.133 | -0.190 |
| 105 | 4 | 9.347 | 6.189 | 9.345 | 6.186 | 0.002 | 0.003 | 0.053 | 0.037 |
| 4 | 106 | -3.027 | -1.663 | -3.028 | -1.663 | 0.000 | 0.000 | -0.016 | -0.011 |
| 106 | 200 | -27.345 | -14.467 | -27.376 | -14.525 | 0.032 | 0.058 | -0.148 | -0.215 |
| 106 | 7 | 24.317 | 13.613 | 23.898 | 12.847 | 0.417 | 0.763 | 0.133 | 3.209 |
| 7 | 8 | 20.422 | 11.756 | 20.289 | 11.514 | 0.132 | 0.241 | 0.115 | 1.189 |
| 8 | 107 | 4.882 | 2.062 | 4.879 | 2.056 | 0.003 | 0.006 | 0.026 | 0.118 |
| 107 | 12 | 1.290 | 0.150 | 1.290 | 0.149 | 0.000 | 0.001 | 0.006 | 0.054 |
| 12 | 11 | -10.216 | -5.878 | -10.251 | -5.940 | 0.034 | 0.062 | -0.058 | -0.608 |
| 11 | 108 | -13.950 | -7.477 | -14.057 | -7.674 | 0.107 | 0.196 | -0.078 | -1.407 |
| 108 | 10 | -14.057 | -7.130 | -14.060 | -7.134 | 0.002 | 0.003 | -0.077 | -0.028 |
| 10 | 109 | -19.506 | -10.901 | -19.511 | -10.908 | 0.005 | 0.007 | -0.109 | -0.041 |
| 109 | 9 | -19.511 | -10.328 | -19.729 | -10.726 | 0.217 | 0.397 | -0.108 | -2.050 |
| 9 | 200 | -22.982 | -11.812 | -23.063 | -11.960 | 0.081 | 0.147 | -0.124 | -0.652 |
| 10 | 1001 | 2.701 | 1.767 | 2.697 | 1.661 | 0.004 | 0.106 | 0.016 | 2.293 |
| 1001 | 10001035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10001035 | 10002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1002 | 10002035 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | 1002 | 2.701 | 1.767 | 2.697 | 1.661 | 0.004 | 0.106 | 0.016 | 2.293 |
| 1002 | 10002010 | 2.697 | 1.661 | 2.693 | 1.599 | 0.004 | 0.061 | 0.016 | 1.383 |
| 10002010 | 10001010 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1001 | 10001010 | 2.697 | 1.661 | 2.693 | 1.599 | 0.004 | 0.061 | 0.016 | 1.383 |
| 12 | 1201 | 3.229 | 1.762 | 3.224 | 1.620 | 0.005 | 0.142 | 0.018 | 2.403 |
| 1201 | 12001035 | -0.159 | -0.036 | -0.159 | -0.036 | 0.000 | 0.000 | -0.001 | -0.007 |
| 12001035 | 12002035 | -0.159 | -0.036 | -0.159 | -0.036 | 0.000 | 0.000 | -0.002 | -0.000 |
| 1202 | 12002035 | 0.159 | 0.036 | 0.159 | 0.036 | 0.000 | 0.000 | 0.001 | 0.002 |
| 12 | 1202 | 8.224 | 4.579 | 8.214 | 4.215 | 0.010 | 0.363 | 0.047 | 2.394 |
| 1202 | 12002010 | 8.055 | 4.179 | 8.046 | 3.961 | 0.009 | 0.217 | 0.046 | 1.505 |
| 12002010 | 12001010 | 2.334 | 1.197 | 2.334 | 1.197 | 0.000 | 0.000 | 0.140 | 0.000 |
| 1201 | 12001010 | 3.383 | 1.656 | 3.377 | 1.566 | 0.006 | 0.090 | 0.019 | 1.498 |
| 8 | 802 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 802 | 8002010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8002010 | 8001010 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 801 | 8001010 | 7.655 | 4.465 | 7.650 | 4.337 | 0.005 | 0.127 | 0.044 | 0.951 |
| 8 | 801 | 7.660 | 4.671 | 7.655 | 4.465 | 0.005 | 0.205 | 0.044 | 1.503 |
| 801 | 8001027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 8001027 | 8002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 802 | 8002027 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 4001010 | 6.205 | 5.977 | 6.192 | 5.694 | 0.013 | 0.282 | 0.041 | 2.884 |

| | | | | | | | | | |
|---------|----------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 4001010 | 4002010 | 0.051 | 2.211 | 0.051 | 2.211 | 0.000 | 0.000 | -0.118 | -0.000 |
| 4 | 4002010 | 6.097 | 1.421 | 6.090 | 1.271 | 0.007 | 0.149 | 0.030 | 0.785 |
| 5 | 501 | 2.074 | 1.176 | 2.072 | 1.119 | 0.002 | 0.056 | 0.011 | 1.512 |
| 501 | 5001035 | 1.318 | 0.523 | 1.317 | 0.523 | 0.001 | 0.000 | 0.007 | 0.058 |
| 5001035 | 5002035 | 1.317 | 0.523 | 1.317 | 0.523 | 0.000 | 0.000 | 0.021 | 0.000 |
| 502 | 5002035 | -1.317 | -0.515 | -1.317 | -0.523 | 0.000 | 0.008 | -0.007 | -0.286 |
| 5 | 502 | 3.976 | 2.286 | 3.972 | 2.152 | 0.004 | 0.133 | 0.022 | 1.856 |
| 502 | 5002010 | 5.289 | 2.667 | 5.282 | 2.667 | 0.007 | 0.000 | 0.029 | 0.120 |
| 5002010 | 5001010 | 2.264 | 1.038 | 2.264 | 1.038 | 0.000 | 0.000 | 0.128 | 0.000 |
| 501 | 5001010 | 0.754 | 0.596 | 0.754 | 0.591 | 0.000 | 0.005 | 0.005 | 0.466 |
| 104 | 3 | 0.163 | -1.600 | 0.163 | -1.601 | 0.000 | 0.000 | 0.008 | -0.025 |
| 3 | 5031 | -6.357 | -4.067 | -6.361 | -4.078 | 0.004 | 0.011 | -0.036 | -0.153 |
| 5031 | 5021 | -14.498 | -1.995 | -14.519 | -2.055 | 0.021 | 0.059 | -0.070 | -0.240 |
| 5021 | 5011 | -2.598 | -2.486 | -2.599 | -2.490 | 0.001 | 0.004 | -0.017 | -0.126 |
| 5011 | 200 | -16.151 | -10.337 | -16.181 | -10.421 | 0.030 | 0.084 | -0.092 | -0.444 |
| 5011 | 5011001 | 6.754 | 4.006 | 6.736 | 3.638 | 0.019 | 0.367 | 0.038 | 3.145 |
| 5011001 | 5011002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5011 | 5011002 | 6.754 | 4.006 | 6.736 | 3.638 | 0.019 | 0.367 | 0.038 | 3.145 |
| 5021 | 5021001 | -5.977 | 0.343 | -5.996 | -0.000 | 0.019 | 0.342 | -0.029 | -0.008 |
| 5021001 | 5021002 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5021 | 5021002 | -5.977 | 0.343 | -5.996 | -0.000 | 0.019 | 0.342 | -0.029 | -0.008 |
| 5031 | 5031001 | 4.052 | -0.958 | 4.042 | -1.124 | 0.009 | 0.166 | 0.020 | -0.814 |
| 5031001 | 5031002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5031 | 5031002 | 4.052 | -0.958 | 4.042 | -1.124 | 0.009 | 0.166 | 0.020 | -0.814 |
| 5041 | 5041001 | 1.888 | 0.637 | 1.884 | 0.577 | 0.004 | 0.061 | 0.010 | 1.432 |
| 5041001 | 5041002 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5041 | 5041002 | 1.888 | 0.637 | 1.884 | 0.577 | 0.004 | 0.061 | 0.010 | 1.432 |
| 1 | 1001010 | 2.376 | 1.332 | 2.369 | 1.219 | 0.007 | 0.112 | 0.013 | 2.737 |
| 3 | 3001010 | 2.708 | 1.443 | 2.698 | 1.299 | 0.010 | 0.144 | 0.015 | 3.022 |
| 107 | 13 | 3.589 | 2.385 | 3.589 | 2.385 | 0.000 | 0.000 | 0.021 | 0.000 |
| 13 | 13001010 | 3.577 | 2.315 | 3.558 | 2.019 | 0.020 | 0.295 | 0.021 | 5.003 |
| 9 | 9001010 | 3.242 | 1.767 | 3.228 | 1.559 | 0.014 | 0.207 | 0.018 | 3.654 |
| 7 | 7001010 | 3.465 | 2.026 | 3.448 | 1.769 | 0.017 | 0.256 | 0.020 | 4.345 |
| 3 | 5041 | 3.800 | 1.316 | 3.800 | 1.314 | 0.001 | 0.002 | 0.019 | 0.045 |
| 11 | 11001010 | 3.688 | 2.283 | 3.668 | 1.979 | 0.020 | 0.303 | 0.021 | 4.922 |
| 5 | 6 | 18.113 | 11.730 | 17.783 | 11.252 | 0.329 | 0.476 | 0.104 | 2.986 |
| 101 | 1 | 2.389 | 1.263 | 2.388 | 1.262 | 0.001 | 0.001 | 0.013 | 0.081 |

--

Додаток Г

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

« Оптимізація місць під'єднання і потужності фотоелектричних станцій в електричних мережах»

спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і мережі»

Виконав: студентка 2-го курсу, групи ЕСМ-211
Стискал Т.О.

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС
Лежнюк П.Д.

Вінниця -2022

Актуальність теми досліджень:

1

- Залишок не відновлювальних джерел електроенергії та стан навколишнього середовища змусило людей переходити на нові джерела накопичення енергії.
- Такий перехід на відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) попри успіх не є ефективним, через ряд особливостей, таких як: нерівномірний графік генерації та складність у прогнозуванні виробітку електроенергії.
- Ще однією обставиною оптимізації впровадження ФЕС є розвиток країн у напрямі відновлювальної енергетики. За даними агенції IRENA в 2050 р. понад 80% світової електроенергії буде отримуватися з ВДЕ, що змушує до дослідження питання місць приєднання та потужності, адже як показано в роботі розвиток мережі є капітало-затратними як на етапі проектного рішення так і на етапі будівництва та експлуатації.
- Задачею енергетичних систем та електричних мереж при їх розвитку є розроблення технічно та економічно обґрунтованих проектних рішень, які враховують новітні досягнення науки і техніки та забезпечують на довготривалу або середнь тривалу перспективу попит споживачів на електричну енергію і потужність нормованої якості та за доступним тарифом.

Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

- **Мета дослідження.** Метою роботи є підвищення енергоефективності відновлювальних джерел електричної енергії шляхом оптимізації їх потужності та місць приєднання в електричних мережах, що розвиваються.
- **Об'єктом дослідження** є процес обґрунтування розвитку електричних мереж з новозбудованими вузлами нових абонентів зі споживачами електроенергії та з генерацією фотоелектричних станцій (ФЕС).
- **Предмет дослідження** є методи і засоби нелінійного програмування, що використовують математичну модель електричної мережі для визначення оптимального розвитку мережі та визначення місця приєднання ФЕС.

Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

ПОТЕНЦІАЛ ВИКОРИСТАННЯ ФЕС В УКРАЇНІ

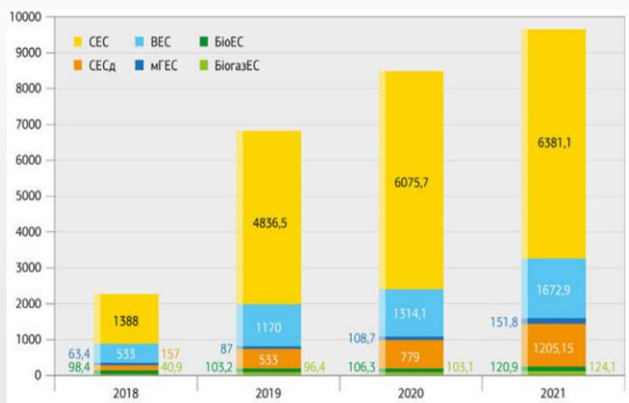
| № п/п | Області | Потенціал сонячної енергії МВт·год/рік | | |
|-------|-------------------|---|-------------------------------|---|
| | | Загальний потенціал (-109) | Технічний потенціал (-107) | Доцільноекономічний потенціал (-105) |
| 1 | Вінницька | 30,8 | 14,8 | 2,3 |
| 2 | Волинська | 21,8 | 10,5 | 1,6 |
| 3 | Дніпропетровська | 37,6 | 18 | 2,8 |
| 4 | Донецька | 33 | 15,8 | 2,5 |
| 5 | Житомирська | 32,3 | 15,5 | 2,4 |
| 6 | Закарпатська | 15,5 | 7,5 | 1,2 |
| 7 | Запорізька | 34,8 | 16,7 | 2,6 |
| 8 | Івано-Франківська | 16,4 | 7,9 | 1,2 |
| 9 | Київська | 31,5 | 15,5 | 2,4 |
| 10 | Кіровоградська | 28,8 | 13,8 | 2,2 |
| 11 | Луганська | 34 | 16,3 | 2,5 |
| 12 | Львівська | 25,4 | 12,2 | 1,9 |
| 13 | Миколаївська | 32,5 | 15,6 | 2,4 |
| 14 | Одеська | 45,4 | 21,8 | 3,4 |
| 15 | Полтавська | 31,9 | 15,3 | 2,4 |
| 16 | Рівненська | 21,8 | 10,5 | 1,6 |
| 17 | Сумська | 26 | 12,5 | 2,0 |
| 18 | Тернопільська | 16,3 | 7,8 | 1,2 |
| 19 | Харківська | 35,4 | 17 | 2,7 |
| 20 | Херсонська | 38,4 | 18,4 | 2,9 |
| 21 | Хмельницька | 24,3 | 11,6 | 1,8 |
| 22 | Черкаська | 24,2 | 11,6 | 1,8 |
| 23 | Чернівецька | 9,6 | 4,6 | 0,7 |
| 24 | Чернігівська | 34,2 | 16,4 | 2,6 |
| 25 | АР Крим | 36,5 | 17,5 | 2,7 |
| | Всього | 718,4 | 345,1 | 53,8 |

Сумарний річний потенціал сонячної енергії на території України

- Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1 м² поверхні території України, знаходиться в межах: від 1070 кВт·рік/м² в північній частині України до 1400 кВт·год/м² і вище в АР Крим.
- Промислові ФЕС мають ККД в межах від 10 до 30 %.
- При середньому надходженні сонячного випромінювання вони можуть виробляти за день від 1 до 2 кВт·год на 1 м² робочої поверхні.

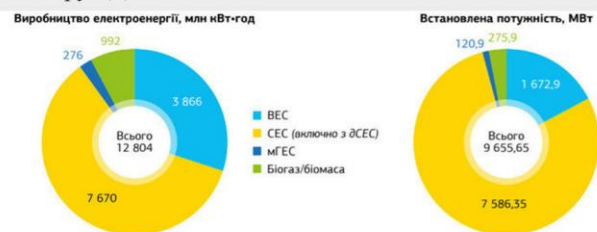
Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

ПОТЕНЦІАЛ ВИКОРИСТАННЯ ФЕС В УКРАЇНІ



Динаміка росту ВДЕ

Виробництво електроенергії та встановлена потужність сектору ВДЕ



Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

ПРОТЕ, НА ЖАЛЬ...



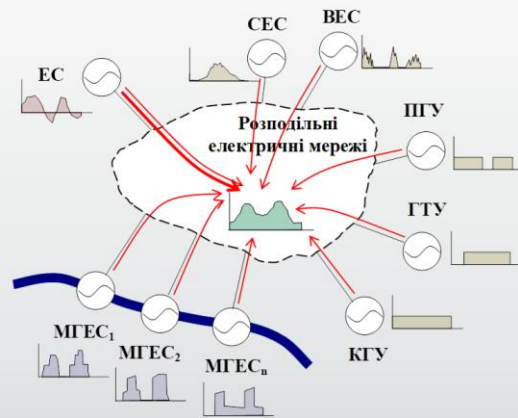
Пошкодження в секторі ВДЕ

Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

Особливості експлуатації розподільних електромереж:

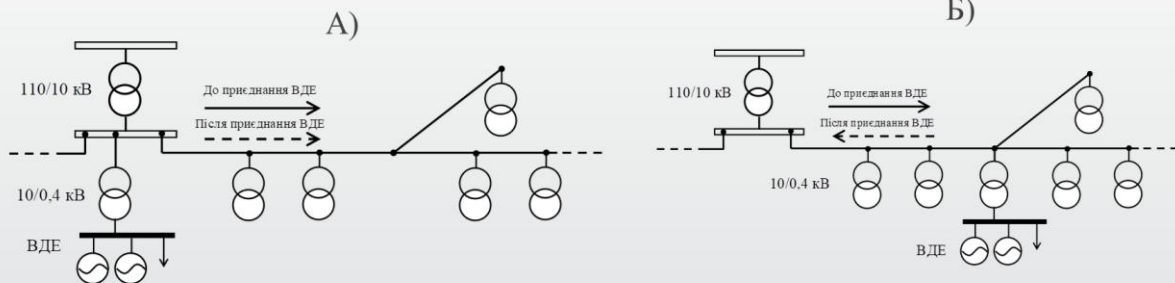


Розподільні електричні мережі з
централізованим живленням



Розподільні електричні мережі з комбінованим
електропостачанням

Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних
мережах:

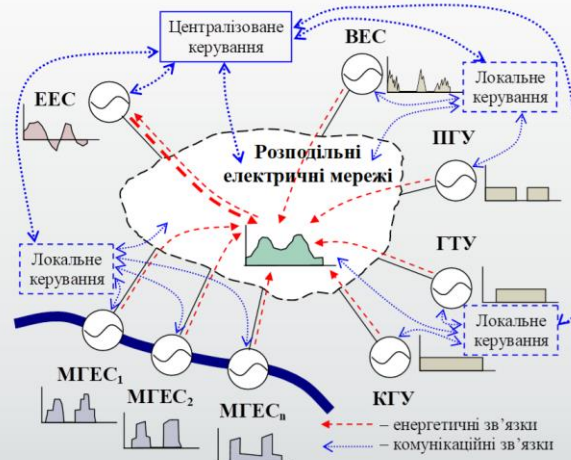


Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

ПРОБЛЕМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Характеристика відновлювальних джерел електроенергії як об'єкта керування:



Енергетичні та комунікаційні зв'язки джерел енергії у SMART Grid

Щоб активувати Windows, перейдіть в розділ "Параметри".

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЖИВЛЕННЯ НОВОЇ ФЕС ШЛЯХОМ РОЗВИТКУ ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

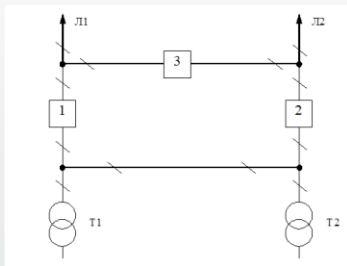


Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503

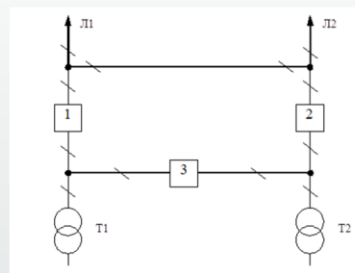
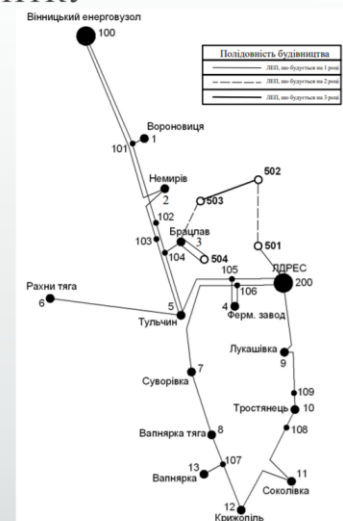


Схема розподільного пристрою вузлів 504



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності протягом трьох років

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Показник рентабельності капіталовкладень:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн;
 $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по
 вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} -$
 Π_t – зміна прибутку в наступному $t+1$ році
 порівняно з роком t , тис.грн.

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,084 = 11,8 \text{ років}$$

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Брацлав(вузол 3) – 504;
- будівництво лінії електропередач: ЛДРЕС(вузол 200) – 501
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Брацлав(вузол 3);
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту ЛДРЕС(вузол 20)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 3-503 та 502-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 502-501.

Активация Windows
 Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".



Дякую за увагу!

Активация Windows
 Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".