

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Вплив фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕСМ-23мс
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»,

Гончар А. О. _____

Керівник: д.т.н., доц., професор каф. ЕСС

Кулик В. В. _____

«__» _____ 2025 р.

Рецензент: К.Т.М., доц., доцент
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

кафедри ЕССМ Вінницького НТУ

«__» _____ 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«__» _____ 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
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.

«10» 03 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гончар Андрій Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Вплив фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ»

Керівник роботи д.т.н., доц., проф каф. ЕСС Кулик В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від від 20.03.2025р № 97

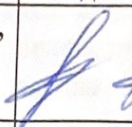
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с. 3. Кудря С. О., В. І. Будько В. І. Вступ до спеціальності. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: Курс лекцій: НТУУ «КПІ», 2013. 387 с

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Загальні відомості про об'єкт дослідження. 2. Визначення схеми та параметрів дослідної електричної мережі 3. Аналіз втрат в мережі при інтегруванні в неї СЕС. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вступ. 2. Переваги використання сонячної енергії для виробництва електроенергії в Україні. 3. Недоліки фотоелектричних станцій. 4. Розрахунок режиму вихідної мережі для нових точок споживання електроенергії. 5. Вибір оптимального варіанту. 6. Обчислювальний експеримент з оптимізації встановленої потужності СЕС. 7. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прийня
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., доцент., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	17.03.25	20.03.25	В.В.К.
2	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	28.03.25	В.В.К.
3	Загальні відомості про об'єкт дослідження (розділ 1 БКР)	28.03.25	11.04.25	В.В.К.
4	Визначення схеми та параметрів дослідної електричної мережі (розділ 2 БКР)	11.04.25	02.05.25	В.В.К.
5	Аналіз втрат в мережі при інтегруванні в неї СЕС (розділ 3 БКР)	02.05.25	16.05.25	В.В.К.
6	Охорона праці (розділ 4 БКР)	16.05.25	23.05.25	В.В.К.
7	Формування висновків по роботі	23.05.25	26.05.25	В.В.К.
8	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	30.05.25	В.В.К.
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.05.25	03.06.25	В.В.К.

Студент

(підпис)

Гончар А. О.

Керівник роботи

(підпис)

Кулик В. В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Гончар Андрій Олександрович «Вплив фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 84 с. Бібліогр.: 29. Рис. : 23. Табл. : 28

Бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена дослідженню впливу фотоелектричних станцій (ФЕС) на енергоефективність розподільної електричної мережі 110 кВ. У роботі розглянуто сучасний стан технологій ФЕС, їхні технічні характеристики та особливості інтеграції у розподільні мережі. Проведено аналіз схем електропостачання, розрахунки параметрів мережі, включаючи потоки потужності, номінальну напругу та вибір обладнання. Досліджено вплив ФЕС на втрати електроенергії в мережі за різних умов експлуатації. Робота включає оцінку техніко-економічних аспектів інтеграції ФЕС та рекомендації щодо оптимізації роботи розподільних мереж.

Ключові слова: фотоелектричні станції, розподільна мережа 110 кВ, енергоефективність, відновлювані джерела енергії, втрати електроенергії, техніко-економічний аналіз.

ABSTRACT

Honchar Andriy Oleksandrovykh “The influence of photovoltaic plants on the energy efficiency of a 110 kV distribution network”. Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 84 p. Bibliography: 29. Fig. : 23. Table. : 28

The bachelor's qualification work is devoted to the study of the influence of photovoltaic plants (PVs) on the energy efficiency of a 110 kV distribution network. The work considers the current state of PV technologies, their technical characteristics and features of integration into distribution networks. An analysis of power supply schemes, calculations of network parameters, including power flows, nominal voltage and equipment selection, was carried out. The influence of PVs on electricity losses in the network under various operating conditions was studied. The work includes an assessment of the technical and economic aspects of PV integration and recommendations for optimizing the operation of distribution networks.

Keywords: photovoltaic plants, 110 kV distribution network, energy efficiency, renewable energy sources, electricity losses, feasibility study.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ВСТУП.....	5
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ	7
1.1 Загальні відомості про фотоелектричні станції.....	7
1.2 Вплив фотоелектричних електростанцій на роботу електричних мереж	12
1.3 Вплив нестабільності генерування відновлювальних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж.....	14
1.4 Вплив фотоелектричних станцій на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах	15
1.5 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах.....	16
1.6 Баланс активної потужності.....	18
1.7 Баланс реактивної потужності.....	19
1.8 Висновок до розділу 1:.....	22
2 ВИЗНАЧЕННЯ СХЕМИ ТА ПАРАМЕТРІВ ДОСЛІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	23
2.1 Вибір схем електропостачання центрів електроспоживання.....	23
2.2 Потужність навантаження.....	27
2.3 Вибір номінальної напруги	30
2.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	33
2.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання та оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	37
2.6 Оцінка балансу потужності.....	41
2.7 Вибір трансформаторів та схеми розподільчого пристрою.....	44
2.8 Порівняння варіантів та вибір економічно доцільної схеми мережі	47
2.9 Розрахунок та аналіз основних режимів роботи мережі	52
2.10 Висновок до розділу 2:.....	56
3 АНАЛІЗ ВТРАТ В МЕРЕЖІ ПРИ ІНТЕГРУВАННІ В НЕЇ СЕС	58
3.1 Обчислювальний експеримент з оптимізації встановленої потужності СЕС	58
3.2 Висновок до розділу 3:.....	67
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	68
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації	68
4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	68

	4
4.1.2 Електробезпека	73
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	74
4.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення.....	74
4.2.2 Склад повітря робочої зони	75
4.2.3 Виробниче освітлення	76
4.2.4 Виробничий шум	77
4.2.5 Виробничі вібрації.....	77
ВИСНОВКИ	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	82
ДОДАТКИ.....	85
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	86
ДОДАТОК Б П'ять варіантів схем розвитку електричної мережі	87
ДОДАТОК В Ілюстративна частина.....	88

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних умовах зростання попиту на електроенергію та активного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) розподільні мережі напругою 110 кВ відіграють ключову роль у забезпеченні стабільного та ефективного енергопостачання. Інтеграція розосереджених джерел енергії (РДЕ), зокрема фотоелектричних станцій (ФЕС), відкриває перспективи для підвищення енергоефективності та енергетичної незалежності, але водночас створює виклики, пов'язані з управлінням мережею, прогнозуванням генерації та зниженням втрат електроенергії. У Вінницькій області, де частка ВДЕ в енергосистемі зростає, а обладнання мережі старіє, оптимізація розподільних мереж із урахуванням ФЕС є нагальною потребою. Розробка математичних моделей і алгоритмів для інтеграції РДЕ сприятиме зниженню втрат, підвищенню надійності та економічній ефективності енергосистеми.

Мета дослідження полягає в аналізі впливу фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ та розробці оптимальних рішень для інтеграції РДЕ у структуру мережі.

Задачі дослідження:

1. Провести аналітичний огляд сучасного стану використання фотовольтаїчних електростанцій (ФЕС) в електричних мережах України та світу. Розглянути основні типи ФЕС, їх переваги, недоліки та особливості інтеграції у локальні та розподілені мережі. Визначити ключові проблеми, пов'язані з нестабільністю генерації, впливом погодних умов, необхідністю регулювання напруги та забезпеченням надійності електропостачання при високій частці ВДЕ.
2. Розробити варіанти схем електричної мережі для заданої мережі, проаналізувати кожен з них з точки зору сумарної довжини ліній електропередач та орієнтовних витрат на будівництво.

3. Обґрунтувати вибір оптимальної схеми мережі за техніко-економічними критеріями. Виконати підбір трансформаторних підстанцій, типів та перерізів ЛЕП, а також реалізувати заходи з регулювання напруги в мережі для забезпечення її стабільної роботи.

4. Розробити варіанти інтеграції фотовольтаїчних електростанцій (ФЕС) у кожен електричний вузол обраної мережі. Провести аналіз та визначити найдоцільніше розташування і потужність ФЕС з урахуванням сезонних змін генерації та навантаження.

5. Провести розрахунок електричних режимів для обраного варіанту мережі з урахуванням роботи ФЕС.

Об'єкт дослідження – розподільні мережі 110 кВ Вінницької області з інтегрованими фотоелектричними станціями.

Предмет дослідження – методи та алгоритми оптимізації енергоефективності розподільних мереж із урахуванням впливу фотоелектричних станцій.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні відомості про фотоелектричні станції

Сонячні електростанції, відомі також як фотоелектричні, належать до ключових видів ВДЕ й демонструють швидкі темпи зростання в Україні та світі. Основними складовими, без яких неможлива робота таких станцій, є сонячні модулі та інвертори. Модулі сонячних батарей призначені для вбирання й трансформації енергії сонця в електрику. Інвертор у системах фотоелектричних станцій конвертує постійний струм від панелей у змінний, який надходить до електромережі. Важливим компонентом виступає механізм стеження за сонцем, що підвищує ефективність функціонування системи [1].

Виробництво електричної енергії через перетворення сонячного випромінювання у фотоелектричних модулях нині є пріоритетним вектором розвитку енергетики сонця в Україні, що зумовлено такими чинниками:

1. можливістю генерації електроенергії практично в усіх регіонах України;
2. тривалим періодом експлуатації й швидким поверненням інвестицій;
3. відсутністю шкідливих викидів у довкілля під час перетворення енергії;
4. мінімальними витратами на технічне обслуговування;
5. незалежністю ефективності виробництва електрики від потужності встановлених панелей.

Функціонування будь-якого фотоелемента базується на явищі внутрішнього фотоефекту або фотоелектронної емісії. Фотоелемент є напівпровідниковим пристроєм, у якому формується р-п перехід (електронно-дірковий), контакт типу метал-напівпровідник або гетероперехід між напівпровідниками.

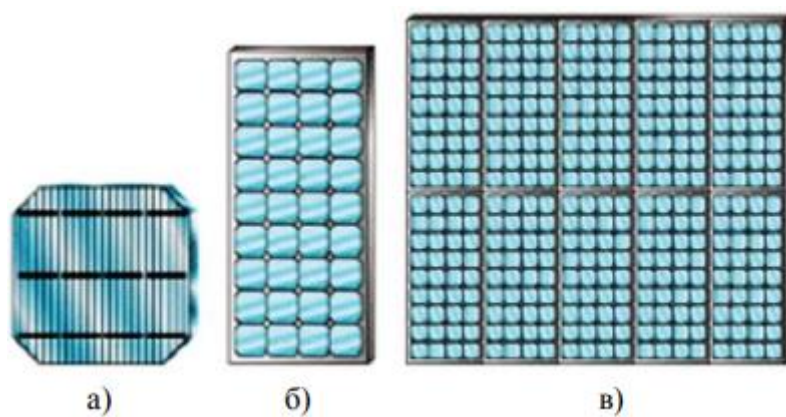


Рисунок 1.1 – Сонячний елемент(ФЕП) – а, сонячна панель – б, сонячна батарея – в

На відміну від інших методів генерації електроенергії, таких як концентрована сонячна енергія чи теплові сонячні системи, фотоелектричні станції прямо трансформують світлову енергію в електричну.

Різноманіття фотоелектричних систем є значним: від компактних установок на дахах до потужних електростанцій із сотнями мегават, які домінують на ринку електроенергії, отриманої від сонця, й під'єднані безпосередньо до мережі, на відміну від автономних систем.

Оскільки їхня конструкція не містить рухомих елементів, вони працюють без шуму та не забруднюють довкілля. Завдяки прогресу у фотовольтаїці фотоелектричні станції демонструють найвищі темпи зростання й модернізації серед відновлювальних джерел енергії, а витрати на їх проєктування, комплектацію та монтаж щороку суттєво зменшуються.

Останнім часом разом із фотоелектричними системами дедалі частіше застосовують акумуляторні батареї, адже впроваджуються нові механізми для накопичення, розподілу та контролю якості електроенергії. Розвиток фотовольтаїки підвищив ефективність перетворення енергії одним сонячним модулем із 15 до 20 відсотків. У контексті зростання дефіциту енергоресурсів і подорожчання енергії встановлення фотоелектричних станцій залишається провідним напрямом розвитку енергетичного сектору України [3].

Однак фотоелектричні станції мають і певні недоліки, зокрема залежність виробництва електроенергії від погодних умов. Залежно від метеопараметрів потужність ФЕС може коливатися протягом дня від майже нуля до номінальних значень. Для регулювання потужності, що надходить від ФЕС до мережі, необхідно впроваджувати погодинне прогнозування метеоумов.

З урахуванням змін до законодавства України від 1 січня 2021 року, які запровадили фінансову відповідальність виробників ВДЕ за небаланси потужності в межах балансуючої групи Гарантованого покупця, питання прогнозування відпуску електроенергії та зниження похибки прогнозних даних до рівня, що не впливає на баланси й перетоки потужностей у мережі, набуває особливої актуальності.

Головним інструментом забезпечення економічної ефективності інтеграції ВДЕ в локальні, регіональні та загальнодержавні енергосистеми є прогнозування їхньої генерації. Незважаючи на існування численних алгоритмів і програмних комплексів для створення прогнозних даних, проблема підвищення точності та надійності їхньої роботи залишається відкритою й потребує детального вивчення.

Основою прогнозування є визначення метеопараметрів, що впливають на вироблення електроенергії ФЕС:

- рівень вологості повітря;
- інтенсивність сонячної радіації на поверхні Землі та в озоновому шарі;
- температура сонячних панелей і навколишнього середовища;
- швидкість вітру;
- ступінь хмарності.

Через велику кількість змінних, які не контролюються людиною, але потребують точного прогнозування, виникають похибки в прогнозах. Питання підвищення якості прогнозування залишається критично важливим для енергетичного сектору України.

Для покращення результатів прогнозування необхідно:

- дослідити нові джерела прогнозування метеопараметрів;

- сприяти створенню українських служб для прогнозування метеоумов;
- обладнати всі фотоелектричні станції метеостанціями;
- скоротити часовий інтервал для уточнення прогнозних параметрів;
- регулярно встановлювати накопичувачі енергії поруч із об'єктами ВДЕ;
- розвивати ринок послуг для балансування електроенергії;
- систематично оцінювати точність погодинних прогнозів генерації.

Оскільки раніше внесок ФЕС у загальну генерацію електроенергії в Україні був незначним і видача потужності в енергосистему не регулювалася законодавчо, нині, з огляду на активне збільшення потужностей ФЕС, виникає нова проблема, характерна для всіх ВДЕ: негативний вплив на баланс потужностей через складність точного прогнозування обсягу електроенергії, що надходить у систему.

У багатьох країнах розвиток ВДЕ останніми роками є пріоритетним напрямом енергетичної галузі, і для його підтримки діють спеціальні тарифи, що підвищують вартість електроенергії. Це ускладнює диспетчеризацію, яка має відбуватися в пріоритетному режимі. У межах енергосистеми країни ФЕС можна розглядати як надлишковий резерв потужності, що активується за зручністю виробника, а не споживача. У зв'язку з цим виникає потреба у впровадженні засобів, які допоможуть зменшити негативний вплив нерівномірної генерації електроенергії ФЕС [4].

Відповідно до джерела [5], схему узгодження альтернативних джерел енергії можна зобразити так:

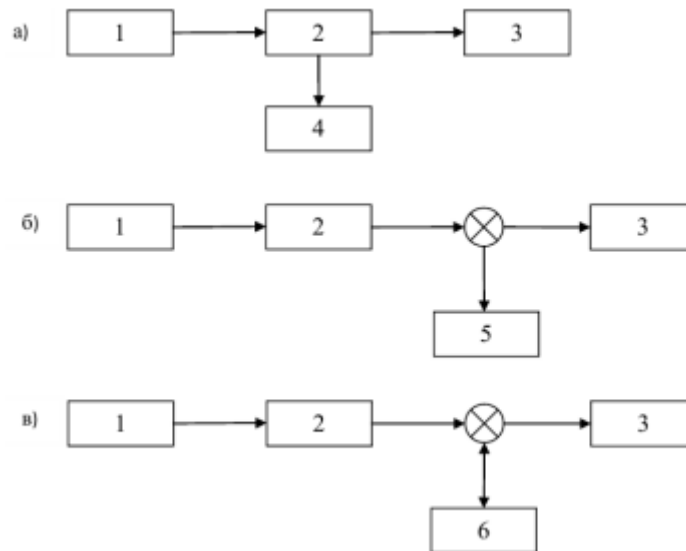


Рисунок 1.2 – Схема координації альтернативних джерел електроенергії зі споживачами: а) конфігурація зі скиданням надлишкової енергії; б) конфігурація з використанням накопичувача енергії; в) конфігурація з керованим навантаженням.

На рисунку 1.2 блоки мають відповідні назви:

- 6 – регулятор;
- 5 – накопичувач;
- 4 – скидання в навколишнє середовище;
- 3 – споживач;
- 2 – перетворювач енергії;
- 1 – альтернативні джерела електричної енергії.

1. Система зі скиданням надлишкової енергії. Цей метод узгодження потужності відзначається простотою та базується на використанні лише частини потенціалу первинних енергоносіїв, необхідної для забезпечення електроенергією споживача, тоді як залишкова енергія залишається невикористаною.

2. Системи з накопиченням енергії. У таких системах надлишок енергії від первинного енергоносія накопичується відносно корисного навантаження, що дозволяє жити споживача в періоди нестачі потужності. Як пристрої накопичення зазвичай застосовують акумуляторні батареї, гідроакумуляуючі

системи та інші механізми, що ефективно використовують первинний енергоресурс, тому їх часто встановлюють на об'єктах ВДЕ.

3. Системи з керованим навантаженням. Такі системи спрямовані на повне використання первинного енергоресурсу шляхом автоматичного регулювання потужності навантаження в реальному часі. Особливістю є застосування напівпровідникових автобаластних систем, які забезпечують керування режимами первинного перетворювача енергії, а подекуди й параметрами вхідної напруги. Прикладами таких систем можуть бути нагрівальні пристрої [5].

1.2 Вплив фотоелектричних електростанцій на роботу електричних мереж

Особливістю електричних мереж України є те, що їх проєктували та будували для централізованого електропостачання, коли електроенергія передавалася від потужних атомних і теплових станцій до споживачів (рисунки 1.3). Розподільчі мережі 6–10 кВ створювалися, будувалися й експлуатуються з розімкненими схемами, тобто лінії електропередач із понижувальними трансформаторами функціонують в режимі одностороннього живлення. З огляду на це в РЕМ використовувалися апарати релейного захисту, автоматики та комутаційні пристрої, не розраховані на нерівномірне генерування ВДЕ. Розвиток ВДЕ в розподільчих мережах породжує нові завдання: оптимізацію комбінованого електропостачання від централізованих систем і розосередженої генерації, забезпечення покриття графіка навантаження, оцінку впливу ФЕС на струми короткого замикання та техніко-економічні характеристики РЕМ.



Рисунок 1.3 – Розподільні електричні мережі із централізованим живленням

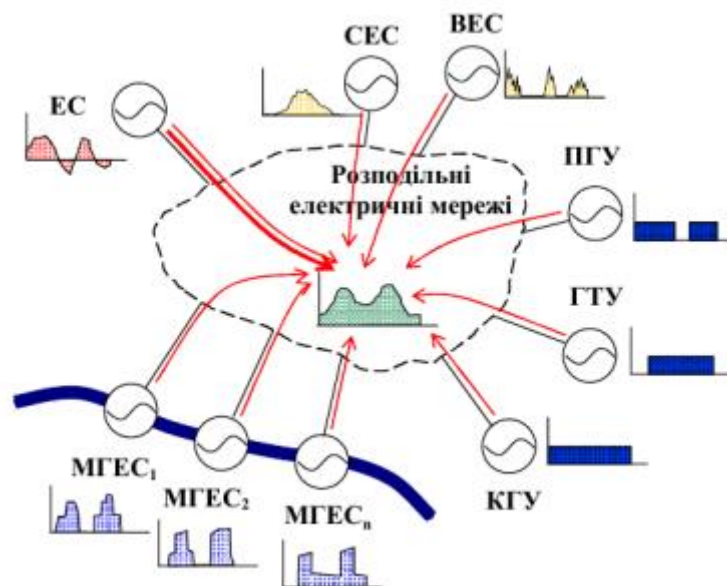


Рисунок 1.4 – Розподільні електричні мережі із комбінованим електропостачанням

Оскільки вплив ФЕС на режими роботи мережі визначається обсягом розосередженої генерації, встановленою потужністю, типом і точкою підключення ФЕС до мережі, необхідно враховувати, що зміна генерації впливає на умови роботи енергетичного сектору. При постачанні електроенергії за двосторонніми договорами з ФЕС, які видають потужність у мережу, слід узгоджувати їхні режими роботи. Якщо встановлена потужність ВДЕ перевищує 20% від загального навантаження РЕМ, доцільно розглядати мережу як локальну

електричну систему, де потрібно вирішувати питання динамічної та статичної стійкості [6].

1.3 Вплив нестабільності генерування відновлювальних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж

Для енергетичного сектору України необхідне створення комплексних методологічних підходів до модернізації розподільчих електричних мереж, щоб використання нових технологій для розосередженої генерації (РГ) сприяло підвищенню техніко-економічних показників і ефективності фінансування.

Із початку 2015 року в Україні значно зросла частка приросту генерації ФЕС (приблизно 6%), розташованих поблизу споживачів. Постійне збільшення виробництва електроенергії ВДЕ супроводжується появою нових ризиків, зумовлених імовірнісною природою генерації, що відображена на рисунку 1.5. Менш стабільні параметри роботи призводять до погіршення якості електроенергії та зниження надійності електропостачання.

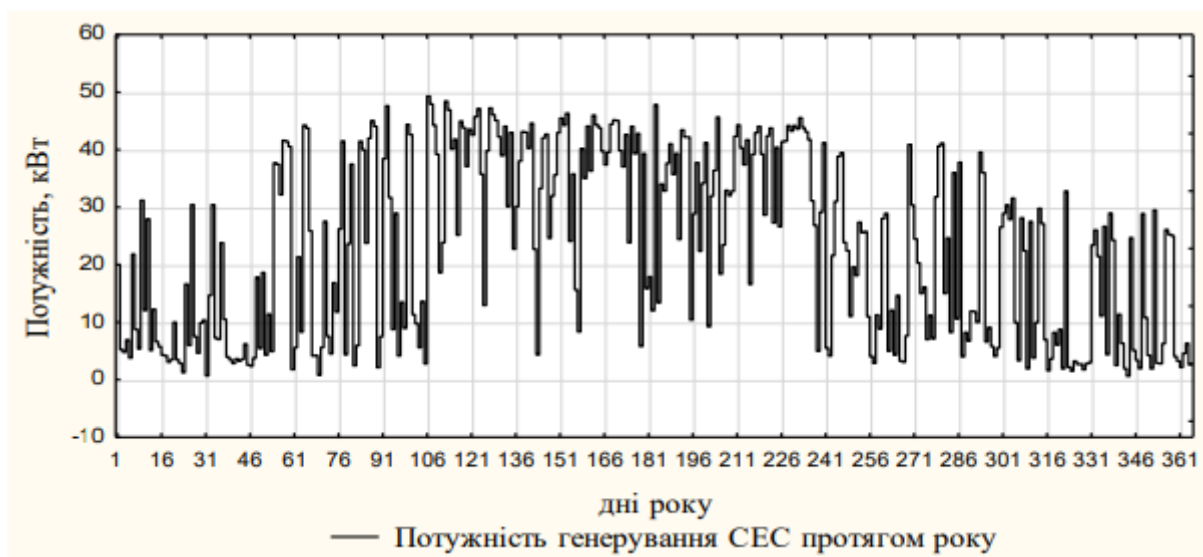


Рисунок 1.5 – Зміни потужності генерування ФЕС протягом року

Виникає потреба в оцінюванні нестабільності генерації через коефіцієнт стабільності, описаний у роботі [7]. Цей коефіцієнт відображає ймовірність забезпечення джерелом електроенергії необхідного навантаження.

Якщо навантаження та генерація представлені ступеневими графіками, коефіцієнт стабільності розраховується за формулою (1.1).

$$\kappa_{\text{стаб}} = \sum_{i=1}^{24} \left[P_{\text{добі}} \sum_{j \in M} \left(P_{\text{ВДЕ} - \text{рік}j} \sum_{l \in N} P_{\text{спож} - \text{рік}l} \right) \right]. \quad (1.1)$$

де $P_{\text{добі}}$ – імовірність появи ступені добового графіка;

M – множина не нульових ступенів;

$P_{\text{спож} - \text{рік}l}$ – імовірність появи ступені споживання протягом року;

$P_{\text{ВДЕ} - \text{рік}j}$ – імовірність появи ступені генерації протягом року;

N – набір ступенів споживання, які розташовані нижче рівня генерації для відповідного періоду доби.

Головною перевагою розрахунку цього коефіцієнта за описаним методом є його відносна простота. Однак постійні коливання генерації ВДЕ, зокрема ФЕС, спричиняють збільшення кількості обчислень і зростання похибки, що ускладнює визначення ключових імовірнісних характеристик процесів.

З огляду на це, необхідно розробити та запропонувати новий метод визначення коефіцієнта стабільності, який дозволить отримувати дані про основні імовірнісні характеристики генерації ФЕС. Це сприятиме підвищенню балансової надійності локальних електричних систем завдяки точнішому прогнозуванню забезпечення балансів [7].

1.4 Вплив фотоелектричних станцій на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах

В електромережах України втрати електроенергії є значно вищими порівняно з іншими країнами, становлячи 11,5–12,1% від виробленої енергії. Для порівняння, у розподільчих мережах США втрати складають 6,5%, Франції – 4,5%, Великобританії – 8,6%. Оскільки найбільше електроенергії втрачається в

розподільчих мережах, їх зменшення є пріоритетним завданням. Одним із методів зниження втрат є встановлення ФЕС, чий параметри впливають на зміну рівня втрат. У низці досліджень було проаналізовано, обґрунтовано та підтверджено ефективність використання ВДЕ, а за результатами розрахунків усталених режимів оцінено вплив на втрати потужності в гілках електромереж. Проте визначення частки генерації ФЕС у загальних втратах залишається проблематичним.

Залежність втрат потужності в РЕМ від перетоків ускладнює оцінку впливу ФЕС на режими роботи, оскільки метод накладання непридатний. Для розрахунку складових втрат застосовуються різні методи, що базуються на імовірісно-статистичних характеристиках, але вони супроводжуються похибками, допустимими на етапі проектування. Нелінійність функції втрат у замкнених РЕМ підвищує втрати потужності, збільшує похибку обчислень і спричиняє додаткові технічні втрати, коли реальний режим енергосистеми значно відхиляється від планового. Для підвищення ефективності використання ВДЕ і забезпечення надійного електропостачання відповідно до графіка навантаження необхідно розробити систему керування, що враховує розосередження генерації в часі та просторі.

Найефективнішим способом компенсації нестабільності роботи ВДЕ є використання наявних джерел генерації, зокрема блоків теплової генерації з регульовальним діапазоном потужності 30–50%, що суперечить розвитку ФЕС. Очевидно, що для компенсації нестабільності ФЕС під час балансування енергосистеми необхідно розвивати ринок комерційних послуг із надання платних балансуючих потужностей [8].

1.5 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах

ВДЕ суттєво впливають на якість електроенергії в РЕМ, оскільки спричиняють зростання дози флікера через різкі зміни потужності генерації або неузгоджену взаємодію між джерелами та регульовальними пристроями [9].

Одним із ключових недоліків використання ВДЕ, зокрема ФЕС, у РЕМ є необхідність застосування інверторів, які генерують гармоніки вищого порядку [10].

Потужні ВДЕ значно впливають на відхилення напруги в електромережах, оскільки протягом доби постійно змінюються активне та реактивне навантаження вузлів, що призводить до коливань напруги, особливо в напрямку кінця основної ділянки ЛЕП. Якщо навантаження зосереджене біля кінця ЛЕП, напруга в мережі зазнає інтенсивних коливань.

У радіальних електромережах напруга рівномірно знижується в напрямку до споживачів, приєднаних до фідера. Встановлення ВДЕ поблизу споживача або наприкінці живильного фідера підвищує напругу в ЛЕП, яка змінюється залежно від місця підключення.

Коли джерела розосередженої генерації синхронізують свою роботу з графіком електричних навантажень, відхилення напруги зменшується. Однак через імовірнісний характер видачі потужності ФЕС їхнє встановлення без узгодження з графіком навантаження призводить до зростання відхилень напруги [10].

На рисунку 1.6 показано вплив ВДЕ на відхилення напруги у вузлах їхнього підключення до мережі.

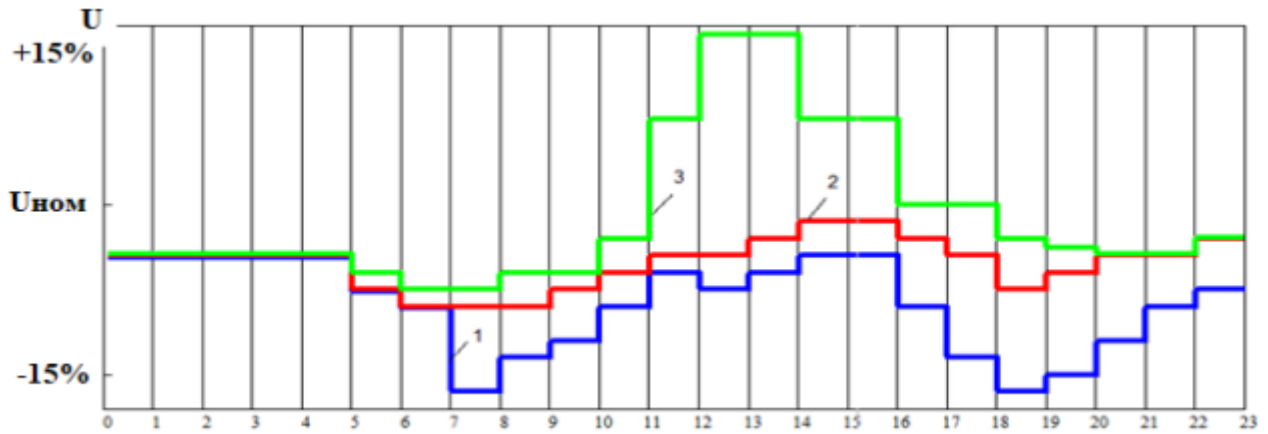


Рисунок 1.6 – Коливання рівнів напруги у вузлі навантаження: 1 – відхилення напруги у вузлі без ВДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі, де потужність ВДЕ порівнянна з потужністю навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі, де потужність ВДЕ перевищує потужність навантаження.

1.6 Баланс активної потужності

Рівновага між спожитою та виробленою електричною енергією в конкретний часовий момент називається балансом потужності. Інакше кажучи, у системі необхідно забезпечувати відповідність активних потужностей, що виражається рівнянням 1.2:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{сн}} + \Delta P_{\text{пер}} + \Delta P_{\text{сн}} \quad (1.2)$$

де P_{Σ} – сумарна активна потужність, що віддається генераторами електростанцій, які входять в систему та мережу;

$\Delta P_{\text{пер}}$ – загальна активна потужність, яку забезпечують генератори електростанцій, що належать до системи й мережі;

$P_{\text{сн}}$ – сумарне активне навантаження споживачів системи;

$\Delta P_{\text{сн}}$ – сумарні втрати активної потужності в усіх компонентах передачі електроенергії (кабелях, трансформаторах) в електромережах;

Основна частка потужності, що генерується, спрямовується на покриття потреб споживачів. Сумарні втрати при передачі становлять 5–15% і залежать від довжини ЛЕП, кількості трансформацій та перерізів.

Потужність генераторів системи $P_{г.росп}$ дещо перевищує робочу потужність у режимі пікових навантажень $P_{г.росп}$. Виникає потреба в резервуванні системи під час планових чи аварійних відключень частини або ключового обладнання:

$$P_{г.росп} = P_{г.макс} + P_{г.рез} \quad (1.3)$$

де $P_{г.рез}$ – потужність резерву системи має перевищувати її робочу потужність щонайменше на 10%.

У разі порушення рівноваги активних потужностей, зокрема, коли:

$$P_{г.росп} < / > P_{сн} + \Delta P_{пер} + P_{сн} \quad (1.4)$$

У системі виникають коливання частоти, які можуть спричинити частотну лавину та навіть колапс енергосистеми країни.

1.7 Баланс реактивної потужності

В електромережі, подібно до активної потужності, необхідно забезпечувати рівновагу між виробленою та спожитою реактивною потужністю. Оскільки джерелами реактивної потужності виступають як кабельні чи повітряні лінії Q_L , так і компенсуючі пристрої $Q_{кп}$ або джерела реактивної потужності (ДРП).

Рівновагу реактивної потужності в системі можна виразити рівнянням 1.5:

$$Q_{г} + Q_L + Q_{кп} = \Delta Q_{пер} + Q_{с.н.} \quad (1.5)$$

де Q_z – загальна реактивна потужність, що подається в мережу генераторами електростанцій, які належать до енергосистеми;

ΔQ_{nep} – сумарні втрати реактивної потужності в компонентах передачі електроенергії (кабелях, трансформаторах) в електромережах;

$Q_{c.n.}$ – загальне реактивне навантаження власних потреб усіх електростанцій системи за максимального навантаження споживачів.

Важливо врахувати, що рівновага реактивної потужності пов'язана з рівнянням балансу активних потужностей, поданим у формулі 1.6:

$$Q_z = P_z + tg\varphi_z \quad (1.6)$$

де $tg\varphi$ – тангенс кута зсуву фаз.

$$Q_{cn} = P_{cnoj} + tg\varphi_{cn} \quad (1.7)$$

де P_{cnoj} – сумарна активна потужність споживача.

Слід брати до уваги, що споживання реактивної потужності визначається типом електроприймачів, тоді як її генерація залежить від кількості та активної потужності агрегатів. Коефіцієнт потужності для генераторів у номінальному режимі становить: $\cos \varphi_z = 0,85$, а коефіцієнт реактивної потужності: $tg\varphi_z = 0,6$, при чому для споживачів даний коефіцієнт дорівнює: $tg\varphi_{cn} = 0 - 3$.

Оскільки втрати на трансформацію після проходження 3–4 трансформаторів досягають 40% від переданої повної потужності, їх прирівнюють до втрат реактивної потужності під час передачі.

У ЛЕП напругою понад 110 кВ генерація реактивної потужності може компенсувати реактивні втрати і навіть перевищувати їх. Тому при визначенні активної потужності енергосистеми за умовою балансу потужності необхідно

також дотримуватися умов балансу реактивної потужності, не враховуючи додаткових джерел реактивної потужності:

$$Q_{\text{г}} + Q_{\text{л}} = \Delta Q_{\text{пер}} + Q_{\text{с.н.}} \quad (1.8)$$

У цьому випадку виникає дефіцит реактивної потужності, що може спричинити:

- Перевантаження генераторів реактивною потужністю та їх перевищення по струму;
- Передача реактивної потужності від генераторів до компонентів мережі збільшує струмові навантаження, витрати на будівництво мережі та втрати активної потужності;
- Нестача реактивної потужності в мережі призводить до зниження напруги у вузлах мережі та поблизу споживачів.

Встановлення додаткових джерел генерації реактивної потужності $Q_{\text{кп}}$ допомагає забезпечити баланс реактивних потужностей біля ключових споживачів.

Коли наявний надлишок реактивної потужності, зокрема коли:

$$Q_{\text{г}} + Q_{\text{л}} + Q_{\text{кп}} > \Delta Q_{\text{пер}} + Q_{\text{с.н.}} \quad (1.8)$$

У всіх компонентах мережі з'являються перетоки реактивної потужності в напрямку потоків активної, що призводить до зростання напруги у вузлах, збільшення втрат потужності та відповідає режиму мінімальних навантажень.

У зв'язку з цим постають завдання оптимізації режимів реактивної потужності на підприємстві, вибору потужності, типу та місця розташування компенсуючих пристроїв. Компенсуючі пристрої зазвичай не застосовуються в системах електропостачання міст із комунально-побутовим навантаженням.

1.8 Висновок до розділу 1:

У першому розділі проведено комплексний аналіз фотоелектричних станцій як ключового елемента відновлюваної енергетики та їхнього впливу на роботу розподільних електричних мереж. Встановлено, що ФЕС мають значний потенціал для підвищення енергоефективності завдяки локальному виробництву електроенергії, відсутності шкідливих викидів і низьким експлуатаційним витратам. Однак інтеграція ФЕС у мережі, спроектовані для централізованого електропостачання, ускладнюється нестабільністю генерації, що залежить від погодних умов, і потребує вдосконалення методів прогнозування та управління енергопотоками.

Вплив ФЕС на розподільні мережі проявляється у зміні режимів роботи, зокрема через коливання напруги, зростання гармонік і потребу в компенсації реактивної потужності. Високий рівень втрат електроенергії в мережах (11,5–12,1%) підкреслює необхідність оптимізації схем електропостачання та впровадження сучасних технологій, таких як накопичувачі енергії та інтелектуальні системи керування. Для забезпечення балансу активної та реактивної потужностей запропоновано використання компенсуючих пристроїв, що сприяють стабільності мережі.

2 ВИЗНАЧЕННЯ СХЕМИ ТА ПАРАМЕТРІВ ДОСЛІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Вибір схем електропостачання центрів електроспоживання

Розрахунок режиму вхідної мережі (рис. 2.1) проводиться для вибору оптимального вузла живлення з наявної мережі для 4 нових точок споживання електроенергії (701, 702, 703, 704) з урахуванням усіх критеріїв.

При аналізі електромережі враховуються такі критерії:

Мінімальна відстань: до нових вузлів та до джерел живлення району – вузлів 100, 200, 300.

Надійність: підключення має бути стабільним і гарантувати безперебійний струм для об'єктів.

Технічна здійсненність: приєднання повинно бути реальним і виконуватися із застосуванням відповідного обладнання.

Безпека: підключення має відповідати стандартам безпеки та надійності електромережі.

Дотримання цих критеріїв забезпечить ефективне та стабільне електропостачання, що відповідає запитам споживачів і стандартам енергетичного ринку.

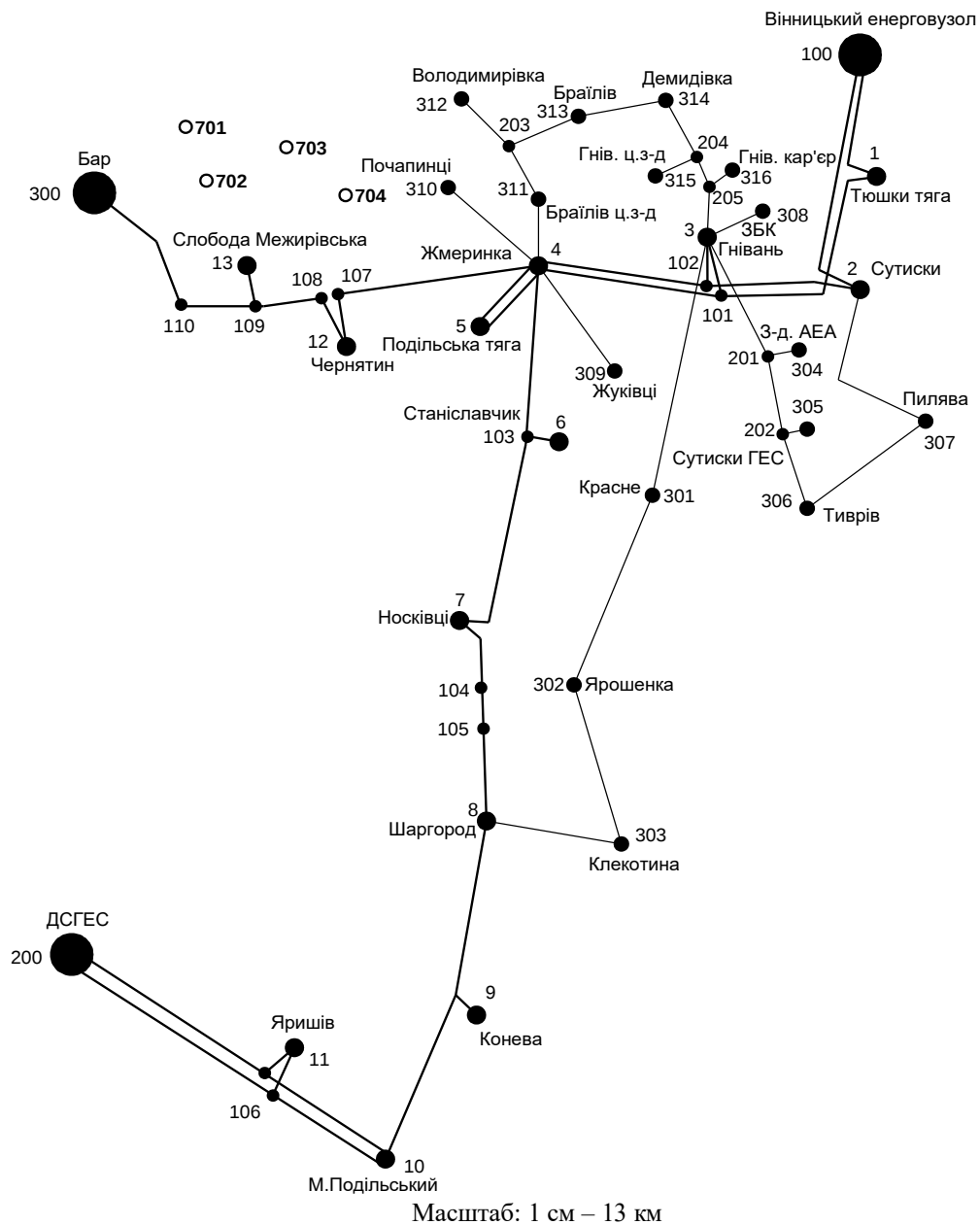


Рисунок 2.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок виконаємо в програмному комплексі “Втрати – 110”.

Схема мережі та її номінальна напруга перебувають у тісному техніко-економічному взаємозв'язку. Зміна конфігурації мережі може вимагати коригування номінальної напруги всієї мережі або її окремих ділянок. Водночас існує і зворотна залежність між схемою мережі та її номінальною напругою. Тому вибір схеми та номінальної напруги мережі слід здійснювати одночасно.

Сьогодні при проєктуванні електромереж найпоширенішим і найефективнішим є метод порівняння варіантів на основі техніко-економічного

аналізу сумарних витрат.

З урахуванням вимог до схем мереж пропонуємо 5 варіантів схем (рис. 2.2) для розвитку електричної мережі.

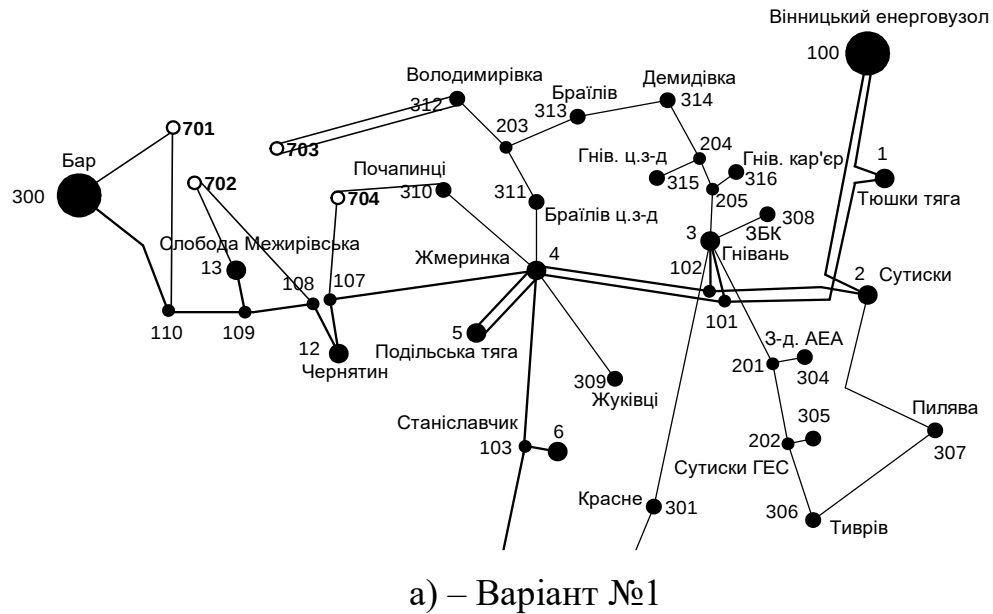
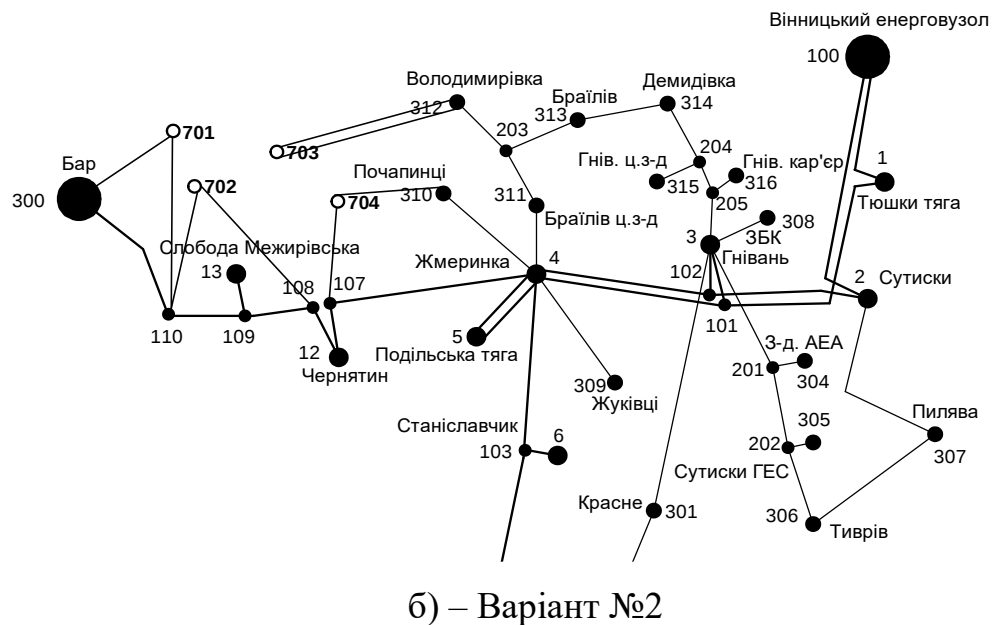
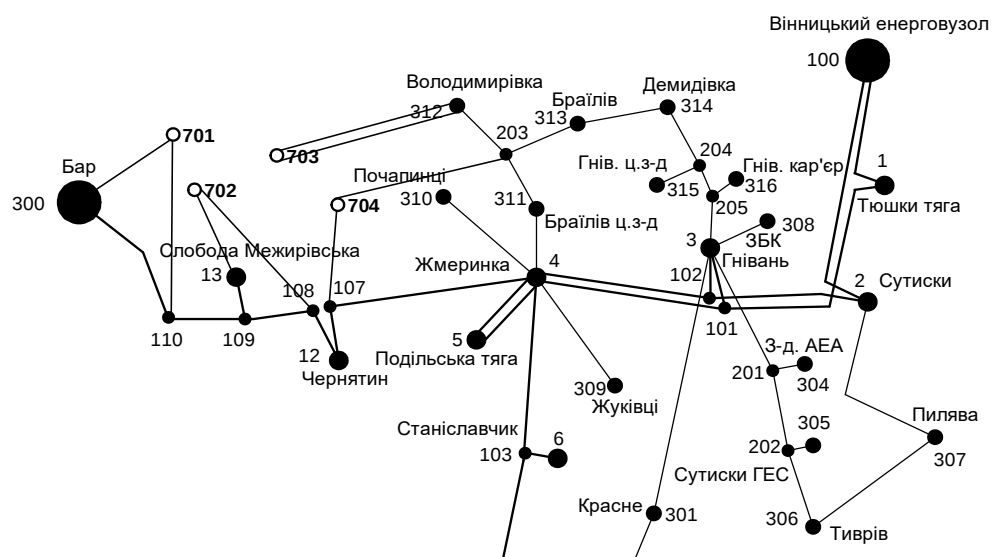


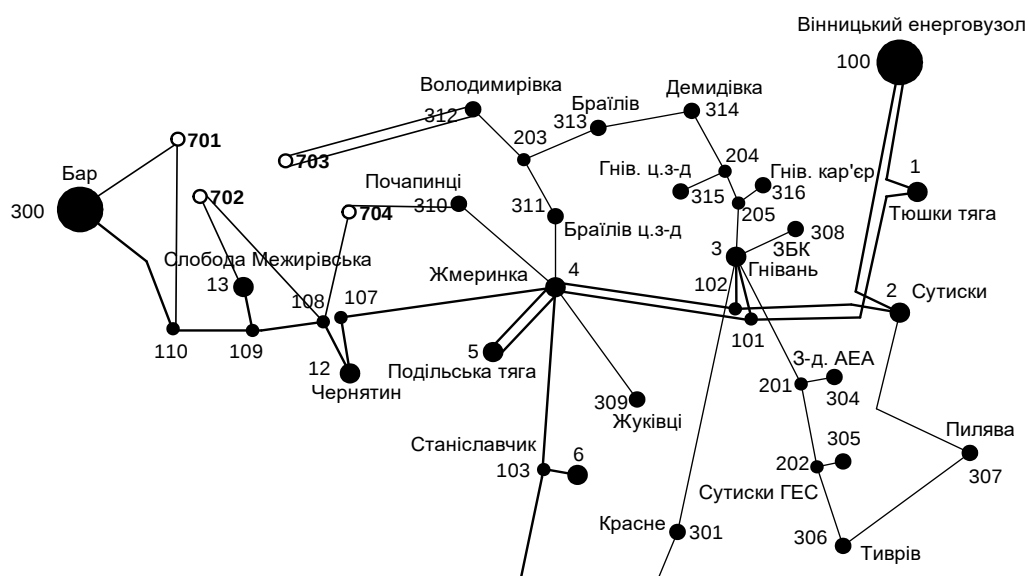
Рисунок 2.2 – Схема розвитку електричної мережі



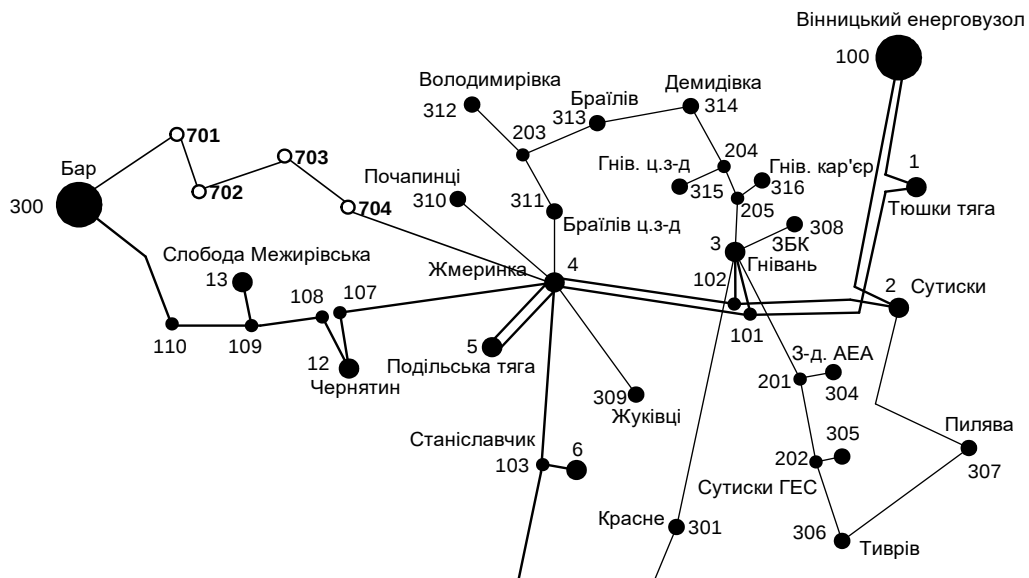


в) – Вариант №3

Продовження рисунку 2.2



г) – Вариант №4



д) – Варіант №5

Продовження рисунку 2.2

Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$l = 1.1 \cdot m_l \cdot L. \quad (2.1)$$

де 1.1 – коефіцієнт нелінійності траси;

 m_l – масштаб; L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для варіантів ліній електропередач.

Для лінії 701-300 довжина лінії складе:

$$l = 1.1 \cdot 13 \cdot 1.8 = 25.74 \text{ (км)}.$$

Для решти ліній розрахунок проводимо подібним чином. Результати обчислень наведено в таблиці 2.4.

2.2 Потужність навантаження

За відомими формулами та знаючи розмір активних потужностей навантажень P_i коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна визначити значення реактивної Q_i та повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos(\varphi_i)}; \quad (2.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (2.3)$$

Проведемо розрахунок для пункту 701:

$$S_{701} = \frac{12.3}{0.89} = 13.82 \text{ (MBA)};$$

$$Q_{701} = \sqrt{13.82^2 - 12.3^2} = 6.301 \text{ (Mвар)}.$$

Аналогічно визначаємо значення Q та S для інших вузлів. Дані заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.1 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	$P, \text{ MBm}$	$Q, \text{ MВАp}$	$S, \text{ MBA}$	
701	12.3	6.301	13.82	0.89
702	6.1	3.292	6.932	0.88
703	7.5	0	7.5	1
704	3.1	1.501	3.444	0.9

2.2.1 Розрахунок потоків потужностей по лініях

Потужності на всіх ділянках мережі попередньо розраховуються за припущення, що мережа є однорідною (). Тобто для кожного з запропонованих

варіантів схем визначаються потоки потужності по лініях без урахування втрат. Виконаємо розрахунок поточкорозподілу для варіанту №1. Розглянемо першу ділянку – 300-701-110:

Потужності ключових ділянок розраховуємо за такими виразами:

$$\underline{S}_{i-j} = \frac{\sum \underline{S}_j \cdot l_{ij}}{l_{\Sigma}}; \quad (2.4)$$

$$\sum \underline{S}_{i-j} = \underline{S}_j. \quad (2.5)$$

де $\underline{S}_{i-j}$ - потужність яка передається до вузла через $i-j$ ділянку;

l_{ij} - довжина ділянки $i-j$;

$\underline{S}_j$ - повна потужність навантаження j -того вузла;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

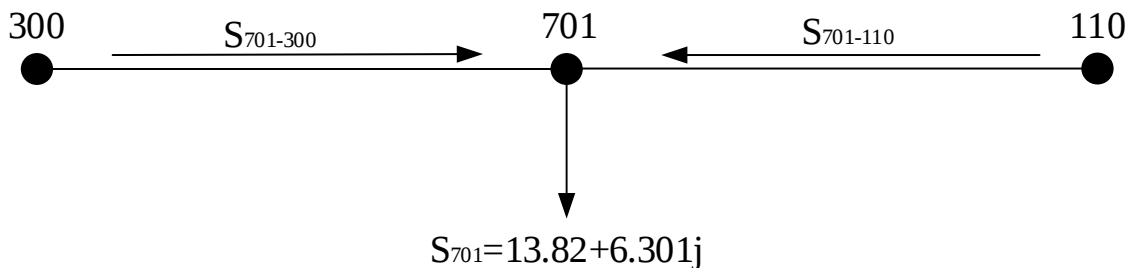


Рисунок 2.3 - Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу

Потужність ділянки 701-301 становить:

$$\underline{S}_{701-300} = \frac{\sum \underline{S}_{701} \cdot l_{701-300}}{l_{701-300} + l_{701-110}} = \frac{(12.3+6.301j) \cdot 25.74}{25.74 + 41.47} = 4.711+2.413j \text{ (MVA)}.$$

Потужність ділянки 701-110 становить:

$$\underline{S}_{701-110} = \frac{\sum \underline{S}_{701} \cdot l_{701-110}}{l_{701-300} + l_{701-110}} = \frac{(12.3+6.301j) \cdot 41.47}{41.47 + 25.74} = 7.589+3.888j \text{ (MVA)}.$$

Перевірка:

$$(\underline{S}_{701-300} + \underline{S}_{701-110}) = \underline{S}_{701};$$

$$7.589+3.888j+4.711+2.413j = 12.3+6.301j.$$

Струморозподіл для ділянки 300-701-110 розраховано правильно. Результати обчислень для ділянок інших варіантів наведено в таблиці 2.4.

2.3 Вибір номінальної напруги

Економічно обґрунтована напруга залежить від низки факторів: потужності, навантажень, їх віддаленості від джерела живлення, взаємного розташування, вибраної схеми електромережі, засобів регулювання напруги тощо.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}. \quad (2.6)$$

де P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

l_{ij} - довжина ділянки мережі, км.

Різні варіанти побудови проєктованої електромережі або її окремих складових можуть характеризуватись відмінними значеннями номінальної напруги. При цьому фрагменти мережі, що мають кільцеву структуру, зазвичай виконуються з урахуванням однієї спільної напруги — так званої номінальної напруги тієї частини, де її рівень є найвищим серед інших. Це пов'язано з тим, що в умовах приєднання нових точок електроспоживання до вже функціонуючої мережі, в якій на кожному вузловому елементі встановлено трансформатор із фіксованим рівнем напруги, необхідно враховувати відповідність напруги всієї

ділянки цим технічним умовам. Такий підхід дозволяє забезпечити стабільність параметрів та ефективну роботу системи. З огляду на це, для подальших інженерних розрахунків визначимо значення напруги для лінії, що з'єднує вузли 701 та 300, у рамках першого з розглянутих варіантів проєктного рішення.

$$U_{701-300} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{701-300}} + \frac{2500}{P_{701-300}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25.74} + \frac{2500}{4.711}}} = 42.635 \text{ (кВ)}.$$

Таким чином, для зазначеної ділянки мережі приймається номінальна напруга на рівні 110 кВ. Це значення визначене відповідно до умов роботи системи та технічних характеристик вузлів підключення. Підсумкові дані, що отримані в результаті аналізу та розрахунків номінальної напруги для всіх інших ліній у кожному з проєктних варіантів, зведені у таблицю 2.4. Вона містить узагальнену інформацію, що дозволяє провести порівняльний аналіз та обґрунтувати вибір оптимальних параметрів для кожної окремої лінії.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_{л,}$ <i>МВт</i>	$Q_{л,}$ <i>МВАр</i>	$S_{л,}$ <i>МВА</i>	$U_{розр,}$ <i>кВ</i>	$U_{ном,}$ <i>кВ</i>
1	701-300	25.74	1	4.711	2.413	5.293	42.635	110
	701-110	41.47	1	7.589	3.888	8.527	54.116	110
	702-13	20.02	1	2.033	1.097	2.311	28.234	110
	702-108	40.04	1	4.067	2.195	4.621	39.928	110
	703-312	42.9	2	7.5	0	7.5	53.839	110
	704-310	25.74	1	1.691	0.819	1.879	25.838	110
	704-107	21.45	1	1.409	0.682	1.566	23.587	110
2	701-300	25.74	2	4.711	2.413	5.293	42.635	110
	701-110	41.47	1	7.589	3.888	8.527	54.116	110
	702-110	28.6	1	2.542	1.372	2.888	31.606	110
	702-108	40.04	1	3.558	1.921	4.044	37.396	110
	703-312	42.9	1	7.5	0	7.5	53.839	110
	704-310	25.74	1	1.691	0.819	1.879	25.838	110
	704-107	21.45	1	1.409	0.682	1.566	23.587	110
3	701-300	25.74	2	4.711	2.413	5.293	42.635	110
	701-110	41.47	1	7.589	3.888	8.527	54.116	110
	702-13	20.02	1	2.033	1.097	2.311	28.234	110
	702-108	40.04	1	4.067	2.195	4.621	39.928	110
	703-312	42.9	1	7.5	0	7.5	53.839	110
	704-203	25.74	1	1.691	0.819	1.879	25.838	110
	704-107	21.45	1	1.409	0.682	1.566	23.587	110
4	701-300	25.74	2	4.711	2.413	5.293	42.635	110
	701-110	41.47	1	7.589	3.888	8.527	54.116	110
	702-13	20.02	1	2.033	1.097	2.311	28.234	110
	702-108	40.04	1	4.067	2.195	4.621	39.928	110
	703-312	42.9	1	7.5	0	7.5	53.839	110
	704-203	22.88	1	1.503	0.728	1.67	24.36	110
	704-107	24.31	1	1.597	0.773	1.774	25.11	110
5	701-300	21.5	1	25.42	9.92	27.29	90.683	110
	701-702	11.4	1	12.71	2.39	12.93	64.475	110
	702-703	18.6	1	6.51	1.05	6.59	49.332	110
	703-704	15.7	1	1.04	1.1	1.51	20.262	110
	704-4	46.5	1	4.17	1.88	4.57	40.48	110

2.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

Вибір перерізу проводів для ЛЕП 35–750 кВ здійснюється за економічними діапазонами. Згідно з цим підходом, переріз визначається на основі розрахункового струмового навантаження одного ланцюга лінії $I_{розр}$, що обчислюється за формулою:

$$I_{розр} = \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)}}{n_{\text{л}}}. \quad (2.7)$$

де α_1 – коефіцієнт, що відображає зміну навантаження лінії протягом років її використання;

$n_{\text{л}}$ – кількість ланцюгів лінії.

α_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ та коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_T ;

$I_{\Sigma(5)}$ – загальний струм, який відповідає піковому навантаженню лінії на 5-й рік експлуатації;

Відповідно до рекомендацій [4], для ліній 35–220 кВ значення α_1 може бути встановлено на рівні 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільш поширених темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта α_T для ліній 35–220 кВ при $K_T=1$ складають при $T_{нб} < 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{нб} < 6000$ – 1,0; $T_{нб} > 6000$ – 1,3.

Одержане значення $I_{розр}$ порівнюється зі значеннями граничних економічних навантажень для різних перерізів проводів $F_{(i-1)}$, F_i , $F_{(i+1)}$, які підбираються для техніко-економічного розрахунку.

При виконанні умови: $I_{розр} < I_{зр(i-1)}$ вибирається поперечний переріз $F_{(i-1)}$;

$I_{зрі} > I_{розр} > I_{зр(i-1)}$ – вибирається переріз F_i ;

$$I_{гр(i+1)} > I_{розр} > I_{грi} - \text{вибирається переріз } F_{(i+1)}.$$

Значення, наведені в [4], залежать від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- чи дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) та кліматичних умов з ожеледдю (зони 1–4) для України й інших країн. Оскільки вхідні дані проекту не містять інформації про умови вибору чи матеріал опор, пропонується для всіх ліній проєктованої мережі застосовувати опори з однакового матеріалу (або залізобетонні, або сталеві; дерев'яні опори нині використовуються рідко). У ситуаціях, коли дві лінії планується прокласти однією трасою, доцільно застосовувати дволанцюгові опори, в інших випадках – одноланцюгові. Якщо в проєкті для певної ділянки мережі значення коефіцієнта $I_{розр}$ перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводів F_{max} лінії даної номінальної напруги $I_{гр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$) порівняно з варіантами її підсилення – переходом на вищу напругу або будівництвом додаткових ланцюгів.

Водночас під час виконання навчального проєктування через обмежений час не рекомендується розглядати варіанти з кількістю ланцюгів на окремих ділянках більше двох, якщо існують інші варіанти, де на таких ділянках за тієї ж номінальної напруги умова $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ виконується.

Для магістральних ліній із проміжними відгалуженнями потужностей переріз проводів на кожній ділянці між підстанціями визначається за відповідним розрахунковим струмом.

Проте, якщо розрахункові струми сусідніх ділянок потрапляють у близькі економічні діапазони, дозволяється обрати однаковий переріз для цих ділянок, що відповідає ділянці з найбільшою довжиною.

Оскільки механічний розрахунок сталевіоалюмінієвих проводів не включено до завдань цього проєкту, марка проводу визначається відповідно до проєктної практики.

$$|S_{i-j}| = \sqrt{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}; \quad (2.8)$$

$$I_{розр\ i-j} = \frac{|S_{i-j}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot a_I \cdot a_T. \quad (2.9)$$

де $\alpha_I = 1,05$, оскільки $T_{нб} \geq 5500$ годин;

$$\alpha_T = 1.$$

Виконаємо розрахунок для визначення марки та площі перерізу лінії між вузлами 702 і 13 за варіантом №1.

$$|S_{502-13}| = \sqrt{P_{502-13}^2 + Q_{502-13}^2} = \sqrt{7.589^2 + 3.888^2} = 8.527 \text{ (MBA)};$$

$$I_{роз502-13} = \frac{|S_{502-13}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot a_I \cdot a_T = \frac{8.527}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1.05 \cdot 1 \cdot 1000 = 46.995 \text{ (A)}.$$

Вибираємо лінію електропередач з наступними параметрами:

- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – VI;
- номінальна напруга – 110 кВ;
- район по натиску вітру – III;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Для всіх інших ліній електропередач розрахунок виконуємо таким же чином.

Результати розрахунку представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.3 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кіль- кість кіл	S_L , МВА	$U_{ном}$, кВ	$I_{розр}$, А	I_E , А	F , мм ²	Марка проводу
1	701-300	25.74	1	5.293	110	29.169	125	120	АС-120/19
	701-110	41.47	1	8.527	110	46.995	125	120	АС-120/19
	702-13	20.02	1	2.311	110	12.734	125	120	АС-120/19
	702-108	40.04	1	4.621	110	25.468	125	120	АС-120/19
	703-312	42.9	2	7.5	110	41.333	125	120	АС-120/19
	704-310	25.74	1	1.879	110	10.354	125	120	АС-120/19
	704-107	21.45	1	1.566	110	8.628	125	120	АС-120/19
2	701-300	25.74	1	5.293	110	29.169	125	120	АС-120/19
	701-110	41.47	1	8.527	110	46.995	125	120	АС-120/19
	702-110	28.6	1	2.888	110	15.917	125	120	АС-120/19
	702-108	40.04	1	4.044	110	22.284	125	120	АС-120/19
	703-312	42.9	2	7.5	110	41.333	125	120	АС-120/19
	704-310	25.74	1	1.879	110	10.354	125	120	АС-120/19
	704-107	21.45	1	1.566	110	8.628	125	120	АС-120/19
3	701-300	25.74	1	5.293	110	29.169	125	120	АС-120/19
	701-110	41.47	1	8.527	110	46.995	125	120	АС-120/19
	702-13	20.02	1	2.311	110	12.734	125	120	АС-120/19
	702-108	40.04	1	4.621	110	25.468	125	120	АС-120/19
	703-312	42.9	2	7.5	110	41.333	125	120	АС-120/19
	704-203	25.74	1	1.879	110	10.354	125	120	АС-120/19
	704-107	21.45	1	1.566	110	8.628	125	120	АС-120/19
4	701-300	25.74	1	5.293	110	29.169	125	120	АС-120/19
	701-110	41.47	1	8.527	110	46.995	125	120	АС-120/19
	702-13	20.02	1	2.311	110	12.734	125	120	АС-120/19
	702-108	40.04	1	4.621	110	25.468	125	120	АС-120/19
	703-312	42.9	2	7.5	110	41.333	125	120	АС-120/19
	704-203	22.88	1	1.67	110	9.204	125	120	АС-120/19
	704-107	24.31	1	1.774	110	9.779	125	120	АС-120/19
5	701-300	21.45	1	27.29	110	137	125	120	АС-120/19
	701-702	11.44	1	12.93	110	66	125	120	АС-120/19
	702-703	18.59	1	6.59	110	34	125	120	АС-120/19
	703-704	15.73	1	1.51	110	8	125	120	АС-120/19
	704-4	46.475	1	4.57	110	23	125	120	АС-120/19

2.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання та оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної ділянки мережі визначасмо післяаварійний режим із найбільшими навантаженнями підстанцій, за якого на ділянках спостерігається максимальний потік потужності. У таких умовах необхідно перевірити обраний переріз на допустимий нагрів, порівнюючи значення струму в цьому режимі з $I_{доп}$, указаним у таблицях [4, 5] та таблиці 2.4 для вибраної марки проводу.

Оскільки розрахункові схеми післяаварійних режимів зазвичай відрізняються від схем нормального режиму лише параметрами ділянки, де сталася аварія (наприклад, відключення одного ланцюга дволанцюгової лінії або відсутність зв'язку між двома вузлами, як у разі відключення однієї з ключових ділянок кільцевої мережі), розрахунок розподілу потоків у них виконується досить просто й не потребує використання комп'ютерів.

Отримані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20 % від номінального значення (згідно з ПУЕ). Якщо ці вимоги виконуються, вважається, що пристрої РПН двообмоткових трансформаторів здатні забезпечити на шинах 10 кВ напругу відповідно до принципу зустрічного регулювання. У разі невідповідності цим умовам такий варіант мережі може бути відхилений як технічно неконкурентоспроможний.

Перевіримо обрані перерізи на прикладі ділянки 300-701-110 схеми варіанту №1. Найбільше навантаження в цій частині електромережі припадає на гілку 701-110, тому припустимо, що аварія сталася саме на цій лінії, і вона відключена.

Струморозподіл на ділянці 110-701 буде визначатися як в і радіальній мережі:

$$|S_{701-300}| = |S_{701}| = 13.82 \text{ (MVA)}$$

Обчислимо значення струму в цій ділянці та порівняємо його з допустимим тривалим струмом для вибраної марки проводу.

$$I_{n.a.} < 390 \text{ (A)}; \quad (2.10)$$

$$I_{n.a.} = \frac{|S_{701-300}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.11)$$

$$\frac{|S_{701-300}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} < 390 \text{ (A)}. \quad (2.12)$$

Значення струму на ділянці L₃₀₀₋₇₀₁:

$$\frac{13.82}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

$$76.16 < 390 \text{ (A)}.$$

Таким чином, підібрані марки та перерізи проводів відповідають вимогам післяаварійного режиму. Отже, потреби в збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі для інших ліній електропередач усіх варіантів подано в таблиці 2.6. У ній також указані ключові технічні характеристики вибраних проводів. Як показують результати розрахунків, усі обрані лінії успішно витримали післяаварійний режим, оскільки на етапі вибору їхні параметри були визначені з запасом.

Таблиця 2.4 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі.

№ сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	n	Sl п.а, МВА	Ip.а, А	Idоп, А	Марка проводу АС	r0, Ом	x0, Ом	R, Ом	X, Ом
1	701-300	25.74	1	13.82	76.16	390	120/19	0.249	0.427	6.4	11.0
	701-110	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	702-13	20.02	1	6.932	38.20	390	120/19	0.249	0.427	5.0	8.5
	702-108	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	703-312	42.9	1	7.5	41.33	390	120/19	0.249	0.427	10.7	18.3
	704-310	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	704-107	21.45	1	3.444	18.98	390	120/19	0.249	0.427	5.3	9.2
2	701-300	25.74	1	13.82	76.16	390	120/19	0.249	0.427	6.4	11.0
	701-110	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	702-110	28.6	1	6.932	38.20	390	120/19	0.249	0.427	7.1	12.2
	702-108	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	703-312	42.9	2	7.5	41.33	390	120/19	0.249	0.427	10.7	18.3
	704-310	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	704-107	21.45	1	3.444	18.98	390	120/19	0.249	0.427	5.3	9.2
3	701-300	25.74	1	13.82	76.16	390	120/19	0.249	0.427	6.4	11.0
	701-110	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	702-13	20.02	1	6.932	38.20	390	120/19	0.249	0.427	5.0	8.5
	702-108	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	703-312	42.9	1	7.5	41.33	390	120/19	0.249	0.427	10.7	18.3
	704-203	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	704-107	21.45	1	3.444	18.98	390	120/19	0.249	0.427	5.3	9.2
4	701-300	25.74	1	13.82	76.16	390	120/19	0.249	0.427	6.4	11.0
	701-110	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	702-13	20.02	1	6.932	38.20	390	120/19	0.249	0.427	5.0	8.5
	702-108	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
	703-312	42.9	1	7.5	41.33	390	120/19	0.249	0.427	10.7	18.3
	704-203	22.88	1	3.444	18.98	390	120/19	0.249	0.427	5.7	9.8
	704-107	0	0	0	0.00	390	120/19	0.249	0.427	0.0	0.0
5	701-300	0	0	0.00	0	390	120/19	0.249	0.427	5.34	9.16
	701-702	11.44	1	14.49	77.00	390	120/19	0.249	0.427	2.85	4.88
	702-703	18.59	1	21.60	113.00	390	120/19	0.249	0.427	4.63	7.94
	703-704	15.73	1	28.67	148.00	390	120/19	0.249	0.427	3.92	6.72
	704-4	46.475	1	32.27	165.00	390	120/19	0.249	0.427	11.57	19.84

Наступним етапом є визначення максимальних втрат напруги. Продемонструємо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі L₇₀₁₋₁₁₀, першого варіанту

Втрати напруги у вітці 701-110: $U_{n.a.} = 121 \text{ (кВ)}$.

$$\Delta U_{701-110} = \frac{P_{701-110} \cdot R_{701-110} + Q_{701-110} \cdot X_{701-110}}{U_{n.a.}}; \quad (2.13)$$

$$\Delta U_{701-110} = \frac{7.589 \cdot 10.3 + 3.888 \cdot 17.7}{121} = 1.215 \text{ (кВ)};$$

$$U_{701} = U_{n.a.} - \Delta U_{701-110} = 121 - 1.215 = 119.785 \text{ (кВ)}.$$

Обчислимо відхилення напруги:

$$\delta U_{701} = \frac{U_{ном} - U_{701}}{U_{ном}} \cdot 100\%; \quad (2.14)$$

$$\delta U_{701} = \frac{110 - 119.785}{110} \cdot 100\% = -9.604\%.$$

Таким чином, відхилення напруги не перевищує номінальну більш ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунків проводиться за аналогічним алгоритмом, а результати подано в таблиці 2.7. Крім даних про максимальні втрати напруги, ця таблиця містить інформацію про кількість вимикачів та загальну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електромережі 110 кВ.

Таблиця 2.5 – Відхилення напруги в усталеному й післяаварійному режимах, а також дані про кількість вимикачів і сумарну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{уст.}, \%$	кількість вимикачів	$l_{lep}, \text{ км}$
1	-9.604	19	215.93
2	-9.698	19	225.94
3	-9.604	19	217.50
4	-9.604	19	217.36
5	-9.698	19	113.7

За умов приблизно однакових показників перевага надається варіантам, у яких електроенергія передається найкоротшими лініями від джерела до споживачів і де втрати напруги є мінімальними.

Аналіз таблиці 2.7 дозволяє зробити висновок, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №1 і №5, оскільки вони характеризуються найменшою загальною довжиною ліній електропередач і кількістю вимикачів.

2.6 Оцінка балансу потужності

Джерела активної потужності в кожний момент усталеного режиму мають забезпечувати систему такою кількістю електроенергії, яка відповідає потребам усіх споживачів із урахуванням втрат у мережі. Тобто баланс активних потужностей за незмінної частоти $f = f_{ном}$ виражається так:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_m. \quad (2.15)$$

де, P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_m = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймаємо, що вони складають 5% від

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})). \quad (2.16)$$

Балансу реактивної потужності у системі має відповідати рівняння:

$$Q_T + \sum_{j=1, j \neq i}^K Q_{C_{ij}} + \sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{нi} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + \sum_{j=1, j \neq i}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}. \quad (2.17)$$

де $0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{нi}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{j=1, j \neq i}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях,

$j \neq i$

$\sum_{j=1, j \neq i}^K Q_{C_{ij}}$ – зарядна потужність, що генерується лініями,

$j \neq i$

$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Отже, сумарна реактивна потужність, необхідна для електропостачання району, включає реактивне навантаження споживачів у визначених пунктах і втрати реактивної потужності в лініях та трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Основним видом компенсуючих пристроїв для забезпечення реактивної потужності є конденсатори.

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах застосовуються синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів.

Конденсаторні батареї формуються з конденсаторів типів КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 та КС2-1,06-125.

Потрібна потужність конденсаторних батарей на кожній підстанції досягається шляхом паралельного підключення серійно виготовлених компенсуючих установок.

Розрахунок балансу реактивних потужностей проводиться окремо для кожного контуру.

Для першого споживача схеми №1:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0.05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0.9 \cdot 12.3 + 0.05 \cdot 12.3 = 11.685 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 11.685 \cdot 0.512 = 5.986 \text{ (Мвар)};$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KПi} = 0.95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot 6.301 + 0.1 \cdot 6.301 - 5.986 = 0.63 \text{ (Мвар)}.$$

Для першого споживача першої схеми №2:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0.05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0.9 \cdot 6.1 + 0.05 \cdot 6.1 = 5.795 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 0.54 \cdot 5.795 = 3.128 \text{ (Мвар)};$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KПi} = 0.95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot 3.292 + 0.1 \cdot 3.292 - 3.128 = 0.329 \text{ (Мвар)}.$$

Для першого споживача першої схеми №3:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0.05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0.9 \cdot 7.5 + 0.05 \cdot 7.5 = 7.125 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 0 \cdot 7.125 = 0 \text{ (Мвар)};$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KПi} = 0.95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot 0 + 0.1 \cdot 0 - 0 = 0 \text{ (Мвар)}.$$

Для першого споживача першої схеми №4:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,9 \cdot 3,1 + 0,05 \cdot 3,1 = 2,945 \text{ (MBm)};$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 0,484 \cdot 2,945 = 1,426 \text{ (Mвар)};$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KPI_j} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 1,501 + 0,1 \cdot 1,501 - 1,426 = 0,15 \text{ (Mвар)}.$$

У даній схемі не встановлюється КП. Баланс реактивних потужностей п'ятого варіанту мережі призводить до таких самих результатів.

2.7 Вибір трансформаторів та схеми розподільчого пристрою

Згідно з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може обиратися з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах до 40% (протягом максимуму добової тривалості не більше 5 годин упродовж не більше 6 діб). Варто зазначити, що в післяаварійних режимах перевантаження може перевищувати 40%, але триватиме коротший час.

$$S_{T,ном i} = \frac{P_{max i}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)}. \quad (2.18)$$

де $n_T \geq 2$ – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції;

$S_{T,ном i}$ – розрахункова потужність трансформатора;

$S_{max i}$ – повна потужність вузла.

На кожній підстанції встановлюємо по два трансформатори.

Виконаємо розрахунок для вибору трансформаторів на підстанції вузла 701.

$$S_T = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)} = \frac{13,82}{1,4(2-1)} = 9,872 \text{ (MBA)}.$$

Обираємо трансформатори типу ТМН-10000/110 потужністю 10 МВА. Для вузлів 702, 703, 704 вибір трансформаторів здійснюється за аналогічним принципом. Результати підбору трансформаторів наведено в таблиці 2.8, де також указані їхні паспортні характеристики.

Таблиця 2.6 – Результати підбору трансформаторів для підстанцій

№ Вузла	Тип	S_T , МВА	$S_{ном}$, МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R , Ом	X , Ом	ΔQ_x , Квар
					ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	9.872	10	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТМН-6300/110	4.951	6,3	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТМН-6300/110	5.357	6,3	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
704	ТМН-2500/110	2.46	2,5	$+10\% \pm 1,5\%$ $-8\% \pm 1,5\%$	110	6,6; 11	10,5	44	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

Розрахунок вибору трансформаторів проведено, і на кожному вузлі встановлено по два трансформатори. Тип трансформаторів підібрано відповідно до розрахункових напруг, а також визначено діапазони їхнього регулювання.

Вибір схем підстанцій виконується за методикою, описаною в [1]. Схеми обираються залежно від кількості ліній, що підходять до підстанції, та числа встановлених трансформаторів. Схема підстанції має відповідати низці вимог.

Для вузлів 702, 703, 704 пропонуємо схему містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах трансформаторів (для прохідних вузлів 1-ї категорії споживачів), а для вузла 701 – два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою з боку ліній (для тупикового вузла II категорії споживачів).

З урахуванням цих умов із таблиці 4.6 [4] підібрано схеми підстанцій для 1-ї та 5-ї схем мережі (рис. 2.4). Результати вибору занесено до таблиці 2.9.

Таблиця 2.7 – Типові схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напр, кВ	Сторона	Кільк. ліній	Застосування
1,5	701 702 703 704	Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів	35 110 150 220	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора, за потужності трансформаторів до 63 МВ • А

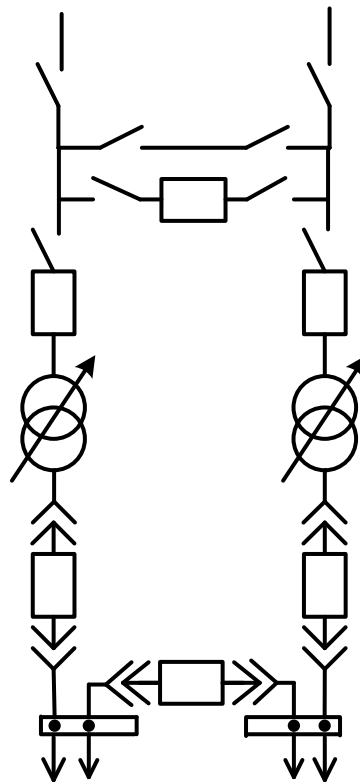


Рисунок 2.4 – Схема містка з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Підбір і вибір схеми підстанцій для мережі проводився з урахуванням кількості ліній, що підходять до підстанції, числа встановлених трансформаторів, а також класу напруги ліній.

2.8 Порівняння варіантів та вибір економічно доцільної схеми мережі

Аналізуємо варіанти побудови мережі за техніко-економічними характеристиками, застосовуючи техніко-економічний аналіз (ТЕА). Оцінювання варіантів здійснюємо за критерієм мінімальних приведених витрат.

Економічну ефективність визначаємо через дисконтовані витрати, які обчислюємо за формулою:

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_{\sigma}. \quad (2.19)$$

де $E_n = 0.12$;

B – щорічні експлуатаційні видатки, тис. грн;

K – капіталовкладення, тис. грн;

Z_{σ} – збиток від перерви електричного постачання, приймається $Z_{\sigma} = 0$.

За умов економічної нестабільності в країні капітальні інвестиції доцільно оцінювати у стабільній конвертованій валюті, наприклад, у доларах США. Для переведення в національну валюту слід помножити довідкові показники вартості на офіційний курс долара США, встановлений на час розрахунків (42 грн за 1 дол. США).

$$K = K_{\Pi} + K_{\mathcal{L}}, \quad (2.20)$$

де $K_{\mathcal{L}}$ – капітальні витрати на спорудження ліній;

K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій.

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{ЗPI} + K_{KI} + K_{ПОСТ}. \quad (2.21)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_B + K_{BPI}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі

пристрої, тис. грн.;

$K_{\text{КП}}$ – витрати на компенсуючі пристрої;

$K_{\text{ЗРП}}$ – витрати, на вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.;

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

Розрахуємо вартість трансформаторів за формулою:

$$K_T = Nt \cdot K \cdot \sum Ct. \quad (2.22)$$

де Nt – кількість трансформаторів на одній підстанції;

K – курс гривні до долара;

$\sum Ct$ – сумарна вартість трансформаторів.

$$K_T = 2 \cdot 42 \cdot (40 + 36 + 36 + 26) = 11592 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_B + K_{\text{БРП}}$ за ([4] табл. 9.14)

$$K_B + K_{\text{БРП}} = (3 \cdot 120 + 75 \cdot 1) \cdot 42 = 18270 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{\text{ЗРП}}$ за (4, табл. 9.17)

$$K_{\text{ЗРП}} = 4 \cdot 70 \cdot 42 = 11760 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{\text{ПОСТ}}$ за (4, табл. 9.35)

$$K_{\text{ПОСТ}} = 4 \cdot 210 \cdot 42 = 35280 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{\text{КП}}$ за (4, табл. 9.35)

$$K_{\text{КП}} = 0.$$

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{\text{П}} = 11592 + 18270 + 11760 + 35280 + 0 = 76902 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{\text{Л}} = C_{\text{Л}} \cdot \sum l. \quad (2.23)$$

де $C_{\text{Л}}$ – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.;

$\sum l$ – сумарна довжина ЛЕП.

Розрахуємо $K_{\text{Л}}$ для залізобетонних опор.

$$K_{\text{Л}} = 42 \cdot (12 \cdot 190.19 + 18 \cdot 42.9) = 128288.16 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K = 76902 + 128288.16 = 205190.16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta w}. \quad (2.24)$$

де $B_{\text{Л}}$ – обчислюємо відрахування від капітальних витрат на амортизацію, технічне обслуговування й ремонт ліній, тис. грн.

$$B_{\text{Л}} = \frac{a_{\text{Л}}\% + P_{\text{Л}}\% + Q_{\text{Л}}\%}{100} \cdot K_{\text{Л}}, \quad (2.25)$$

де $a_{\text{Л}}$ – амортизація;

$P_{\text{Л}}$ – поточний ремонт;

$Q_{\text{Л}}$ – обслуговування.

$$B_{\text{Л}} = \frac{a_{\text{Л}}\% + P_{\text{Л}}\% + Q_{\text{Л}}\%}{100} = 0.094,$$

$$B_{\text{Л}} = 0.094 \cdot 128288.16 = 12059.09 \text{ (тис. грн.)}.$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.

$$B_{\text{П}} = \frac{a_{\text{П}}\% + P_{\text{П}}\% + O_{\text{П}}\%}{100} \cdot K_{\text{П}}; \quad (2.26)$$

$$B_{\text{П}} = \frac{a_{\text{П}}\% + P_{\text{П}}\% + O_{\text{П}}\%}{100} = 0.028;$$

$$B_{\text{П}} = 0.028 \cdot 76902 = 2153.26 \text{ (тис. грн.)}.$$

де $B_{\Delta w}$ – відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії Δw за рік, тис. грн.

$$B_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{Л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau, \quad (2.27)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

$$b_0 = 3.4 \text{ грн./кВт·год};$$

τ - час втрат.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3862.25 \text{ (год.)};$$

де $T_{\text{нб}}$ – тривалість використання найбільшого навантаження.

$$B_{\Delta W} = 3.4 \cdot \left(\frac{4.71^2 \cdot 6.4 + 7.589^2 \cdot 10.326 + 2.033^2 \cdot 4.985 + 4.067^2 \cdot 9.97 + 7.5^2 \cdot 10.682 + 1.647^2 \cdot 6.053 + 1.453^2 \cdot 5.341}{110^2} \right) \cdot 3962.249 = 16948.34 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B = 12059.087 + 2153.256 + 2736 = 16948.34 \text{ (тис.грн.)}.$$

Для цього варіанту збитки не враховуються через категорію споживачів (І, ІІ). Для них припинення електропостачання є неприпустимим, тому $З_0=0$.

Приведені затрати:

$$З = 0.12 \cdot 205190.16 + 16948.343 = 41571.16 \text{ (тис.грн.)}.$$

Результати розрахунків для двох варіантів заносимо до таблиці 2.10.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунків для двох варіантів

№ сх.	K_n <i>тис, грн</i>	K_l <i>тис, грн</i>	K <i>тис, грн</i>	B_n <i>тис, грн</i>	B_l <i>тис, грн</i>	$B_{\Delta w}$ <i>тис, грн</i>	B <i>тис, грн</i>	$З$ <i>тис, грн</i>
1	76902	128288.1	205190.1	2153.2	12059.09	1683.28	16948.34	41571
5	76902	57304.8	134206.8	2153.2	5386.65	1673.31	10275.91	26380

Таким чином, за підсумками проведених розрахунків обираємо схему варіанту № 5, оскільки вона характеризується найменшим рівнем приведених витрат. Цей варіант забезпечує оптимальне співвідношення економічної ефективності та технічної доцільності, що підтверджується аналізом

дисконтованих витрат і відповідає встановленим критеріям вибору.

2.9 Розрахунок та аналіз основних режимів роботи мережі

Споживачі здатні ефективно функціонувати лише за умов дотримання нормативних значень частоти й напруги, що є ключовими індикаторами якості електроенергії. Основне завдання підтримання напруги в мережах живлення полягає в гарантуванні необхідних параметрів якості енергії. У розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги проводиться безпосередньо в центрах живлення за допомогою трансформаторів із РПН. Процес регулювання напруги спрямований на забезпечення допустимих відхилень напруги на шинах вторинної напруги підстанцій.

Значення напруг у вузлах на високій та низькій сторонах без застосування регулювання РПН (табл. 2.11).

Таблиця 2.9 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110 кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	113	115.5	109.13
702	112.56	114.62	109.79
703	112.34	114.41	111.37
704	112.43	114.51	113

Таблиця 2.10 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	10.35	10.56	9.96
702	10.39	10.6	10.12
703	10.57	10.87	10.58
704	10.81	11.02	10.87

На шинах високої напруги значення напруги залежать від параметрів наявної мережі й визначаються шляхом розрахунку режиму максимальних навантажень.

Фактичний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} . \quad (2.28)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, перераховані на сторону високої напруги.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{BH}} . \quad (2.29)$$

де U_{BH} – розрахункове значення робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна й реактивна компоненти потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації визначають, виходячи з умови забезпечення на стороні низької напруги трансформаторної підстанції потрібного рівня напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, щоб компенсувати падіння напруги в мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}} . \quad (2.30)$$

Наступним кроком визначаємо фактичний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, враховуючи межі регулювання й номінальний коефіцієнт трансформації обраних трансформаторів.

Усі трансформатори, застосовані в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, низької – 10,5 кВ, а також межі регулювання $\pm 9 \times 1,78 \%$. Обчислення дійсного коефіцієнта трансформації здійснюється за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9. \quad (2.31)$$

З урахуванням меж регулювання кожен подальший фактичний коефіцієнт трансформації, що відповідає черговому номеру відпайки, дорівнюватиме добутку обчисленого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.31) на відносну кількість активних витків, яка відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.29) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, перераховані на сторону високої напруги для підстанції 702.

$$\Delta U_{Т702} = \frac{6.10 \cdot (14.7 / 2) + 3.29 \cdot (220 / 2)}{112.56} = 3.61 \text{ (кВ)}.$$

За (2.31) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т702б} = \frac{112.56 - 3.61}{10.5} = 10.38.$$

Найближчий за табл. 2.13 фактичний коефіцієнт трансформації $K_{Т702д} = 10.298$, що відповідає 10-й відпайці.

Фактичний рівень напруги в першому вузлі обчислюється за формулою (2.28).

$$U_{НН702д} = \frac{112.56 - 3.61}{10.298} = 10.58 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 2.11 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Подібні обчислення проводимо для інших нових вузлів споживання схеми й заносимо результати до табл. 2.14.

Таблиця 2.12 – Підсумки розрахунків регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації
701	4.31	10.35	10.55	10	10.298
702	3.61	10.38	10.58	10	10.298
703	0.49	10.65	10.54	8	10.611
704	3.96	10.33	10.53	10	10.298

Після впровадження заходів із регулювання напруги на підстанціях споживачів було здійснено розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ із застосуванням бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704.

Отримані результати обчислень, виконаних у програмному комплексі «Втрати 110», представлено на рисунку 2.4. Ці дані підтверджують ефективність запропонованих заходів, забезпечуючи стабільність напруги в мережі та відповідність її параметрів нормативним вимогам для надійного електропостачання.

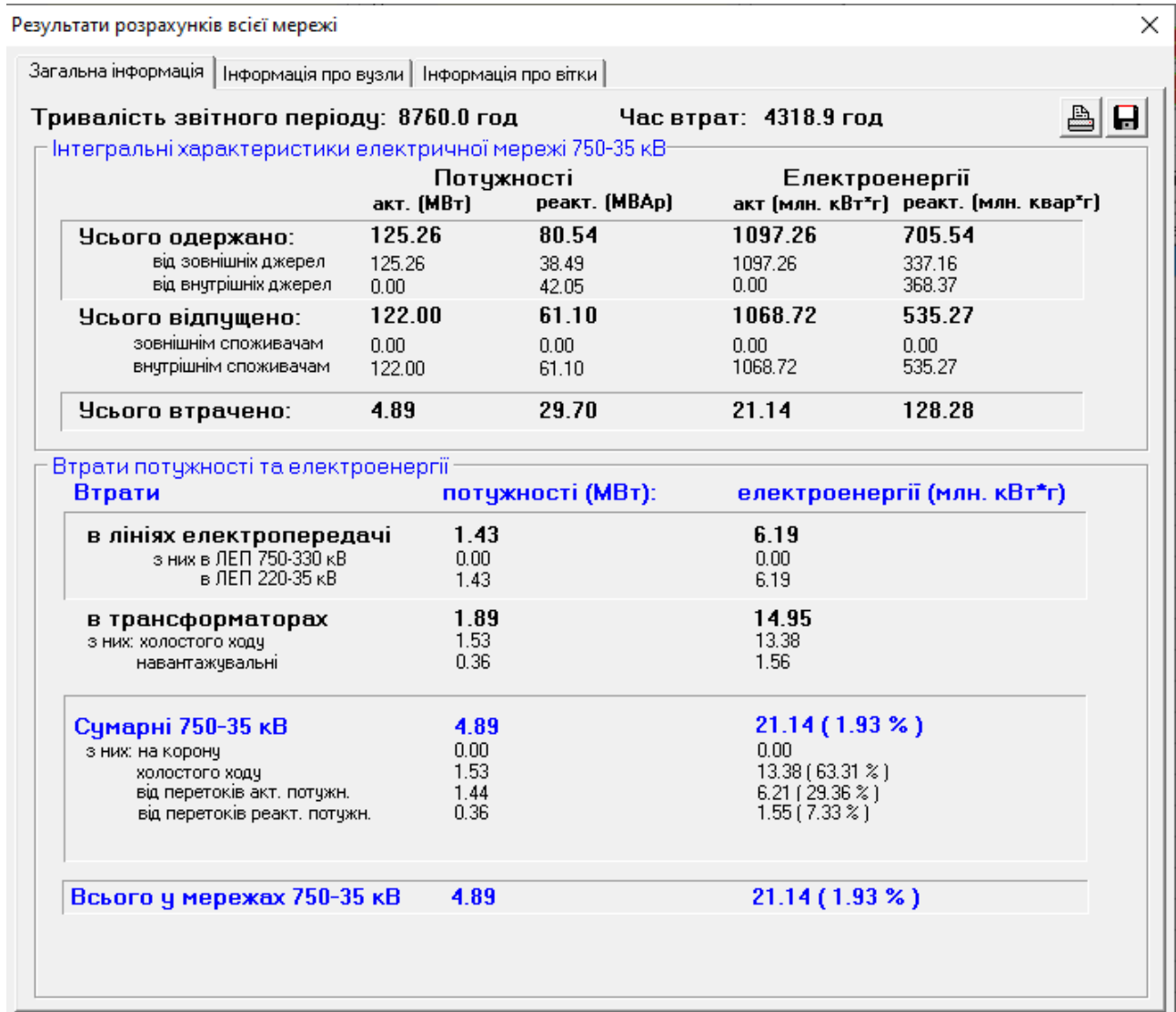


Рисунок 2.5 – Результати розрахунків найкращої схеми мережі

2.10 Висновок до розділу 2:

Другий розділ присвячений розробці та оптимізації схеми розподільної електричної мережі 110, для забезпечення електропостачання чотирьох нових точок споживання. На основі техніко-економічного аналізу п'яти запропонованих варіантів схем мережі обрано варіант №5, який характеризується найменшими приведеними витратами (26 380 тис. грн) і загальною довжиною ліній електропередач (113,7 км). Цей варіант забезпечує оптимальне співвідношення економічної ефективності, надійності та технічної здійсненності.

Виконані розрахунки довжин ділянок, потоків потужності, номінальної напруги та перерізу проводів підтвердили відповідність параметрів мережі встановленим вимогам. Вибір трансформаторів типу ТМН і ТДН, а також схем розподільних пристроїв типу «місток» для прохідних вузлів. Оцінка балансу активної та реактивної потужностей.

Аналіз режимів роботи мережі в максимальному, мінімальному та післяаварійному станах із використанням регулювання напруги підтвердив стабільність запропонованої конфігурації, що відповідає нормативним вимогам до якості електроенергії. Отримані результати створюють надійну основу для подальшого дослідження впливу інтеграції фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі, що буде розглянуто в наступному розділі роботи.

3 АНАЛІЗ ВТРАТ В МЕРЕЖІ ПРИ ІНТЕГРУВАННІ В НЕЇ СЕС

Впровадження сонячних електростанцій (СЕС) у систему енергопостачання відіграє ключову роль у переході до екологічно безпечної та стабільної енергетики. Проте цей процес супроводжується певними труднощами й особливостями. Головною перешкодою є нестабільне виробництво електроенергії, зумовлене залежністю від погодних факторів і добового циклу, що ускладнює забезпечення рівноваги між генерацією та споживанням. Крім того, виникають проблеми з перевантаженням енергомережі, оскільки наявна інфраструктура часто не підготовлена до обробки значних обсягів децентралізованої енергії. Ще одним важливим аспектом є необхідність використання якісного обладнання, зокрема інверторів, для перетворення постійного струму на змінний. Окрім технічних питань, інтеграція СЕС вимагає вдосконалення нормативної бази та розвитку «інтелектуальних» мереж, які забезпечать ефективне управління енергопотоками й зменшення втрат. Отже, успішне впровадження СЕС потребує комплексного підходу, що охоплює оновлення інфраструктури, застосування сучасних технологій і раціональне керування енергетичними ресурсами.

Для визначення оптимальних умов інтеграції сонячних електростанцій (СЕС) у локальну енергосистему було проведено низку обчислювальних експериментів, яка передбачає поступове нарощування навантаження від СЕС на окремі вузли мережі та оцінку втрат електроенергії на кожному кроці. Експеримент проводився на чотирьох основних вузлах мережі, кожен із яких аналізувався окремо для гарантії точності й достовірності даних.

3.1 Обчислювальний експеримент з оптимізації встановленої потужності СЕС

Оскільки літній сезон відзначається найвищим рівнем виробництва сонячної енергії, отримані результати мають важливе значення для оцінки

максимального навантаження, яке мережа може витримати без значних втрат. Визначені показники оптимальної та пікової генерації СЕС стануть основою для подальших досліджень, зокрема для аналізу роботи системи в інші пори року.

Таблиця 3.1 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 701 у літній період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	86,035
ФЕС 5МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,805
ФЕС 10МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,785
ФЕС 15МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,915
ФЕС 20МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	86,285

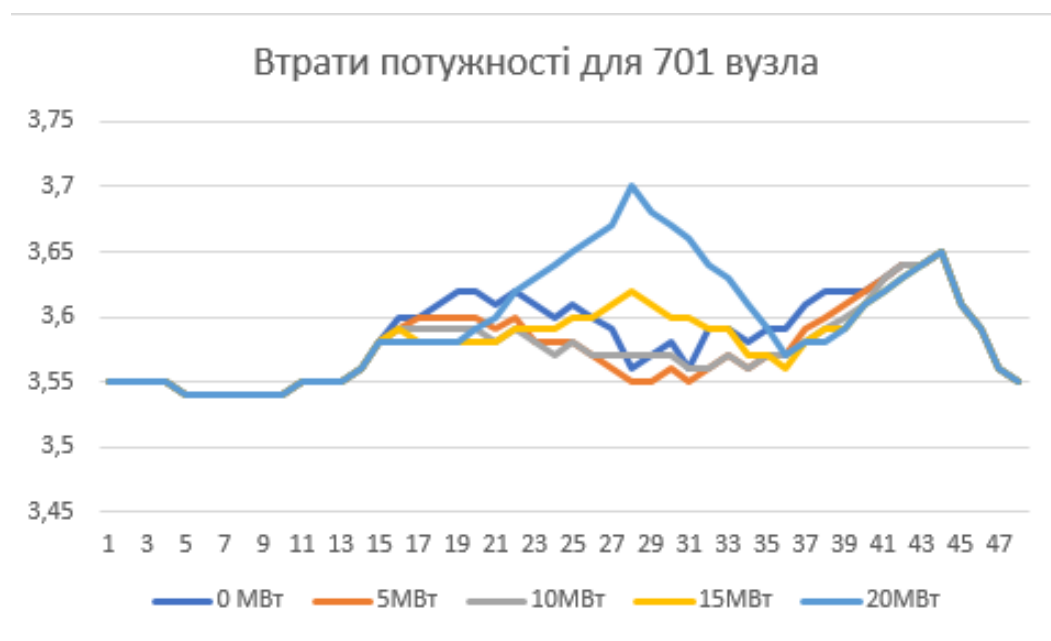


Рисунок 3.1 – Порівняння максимальних втрат у вузлі 701 влітку з додатковим генеруванням ФЕС у літній період

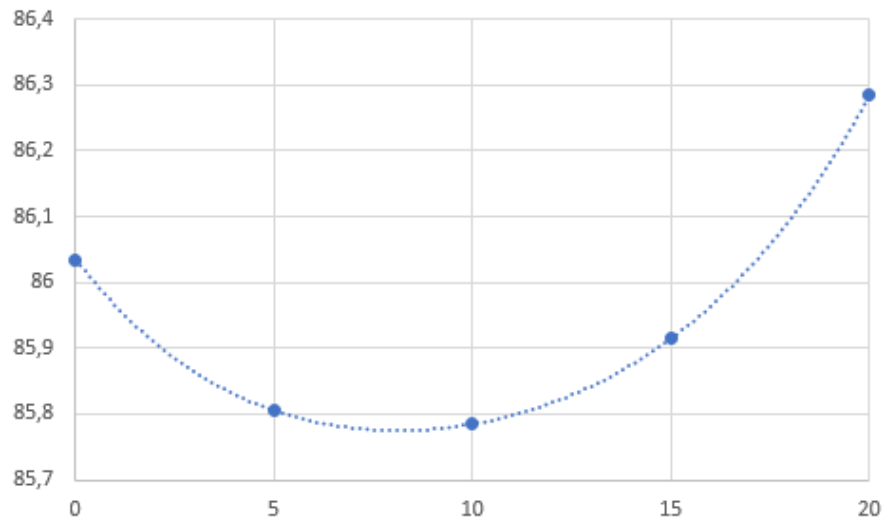


Рисунок 3.2 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 701 (літній період)

Таблиця 3.2 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 702 у літній період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	86,035
ФЕС 5МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,805
ФЕС 7МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,795
ФЕС 10МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,88
ФЕС 12МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	86

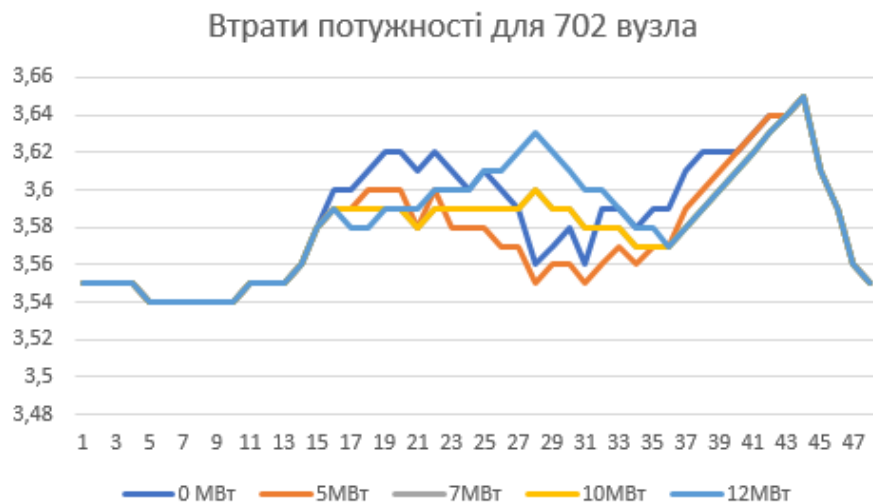


Рисунок 3.3 – Порівняння максимальних втрат у вузлі 702 влітку з додатковим генеруванням ФЕС у літній період

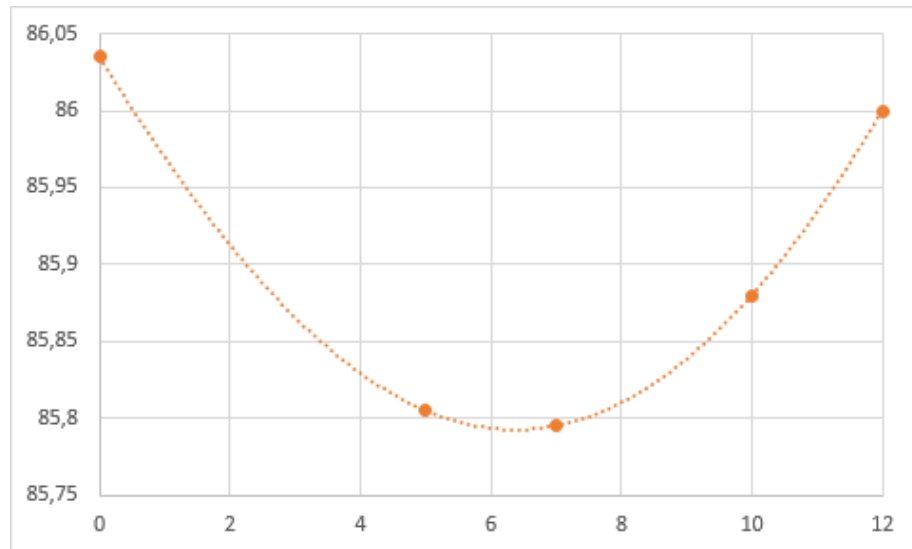


Рисунок 3.4 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 702 (літній період)

Таблиця 3.3 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 703 у літній період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	86,035
ФЕС 5МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,77
ФЕС 7МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,735
ФЕС 10МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,81
ФЕС 12МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,93

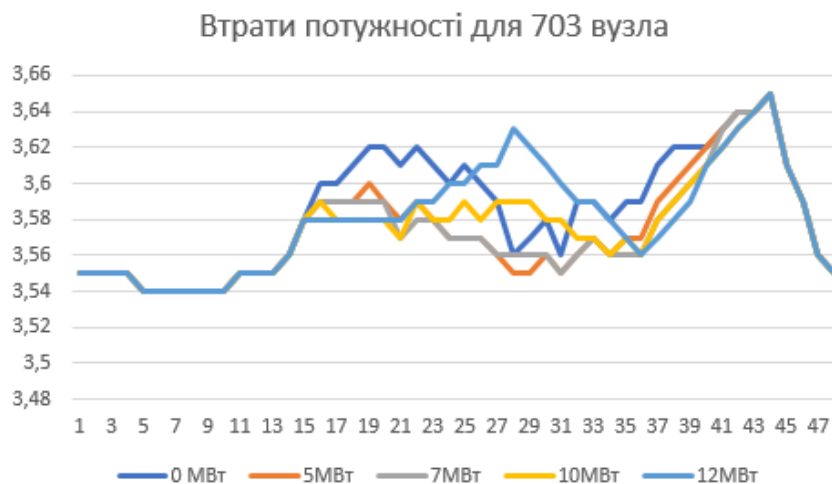


Рисунок 3.5 – Порівняння максимальних втрат у вузлі 703 влітку з додатковим генеруванням ФЕС у літній період

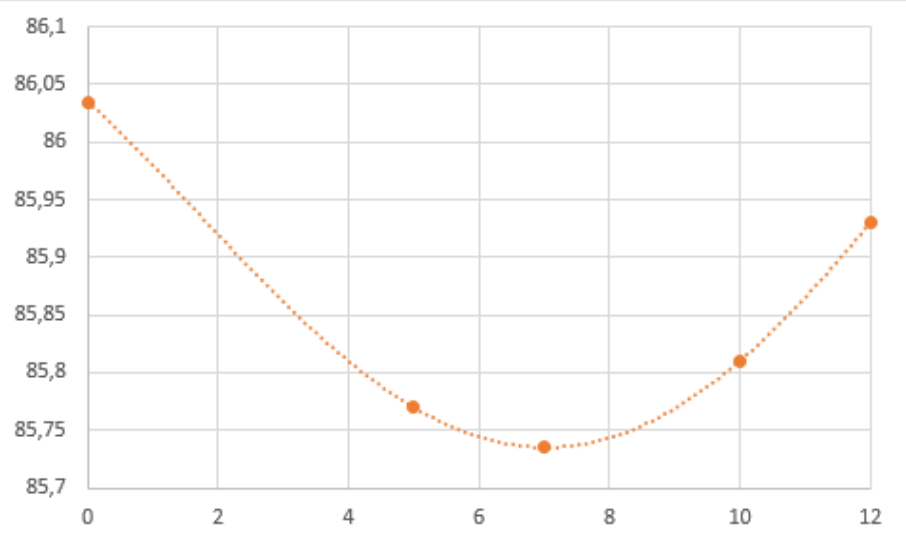


Рисунок 3.6 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 703 (літній період)

Таблиця 3.4 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 704 у літній період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	86,035
ФЕС 1МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,975
ФЕС 3МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,89
ФЕС 4МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,885
ФЕС 5МВт	3,55	3,55	3,55	3,55	3,54	...	3,59	3,56	3,55	85,915

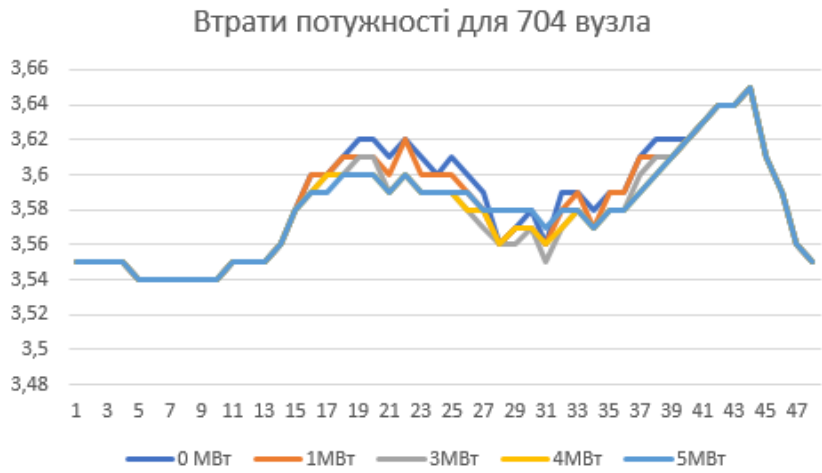


Рисунок 3.7 – Порівняння максимальних втрат у вузлі 704 влітку з додатковим генеруванням ФЕС у літній період

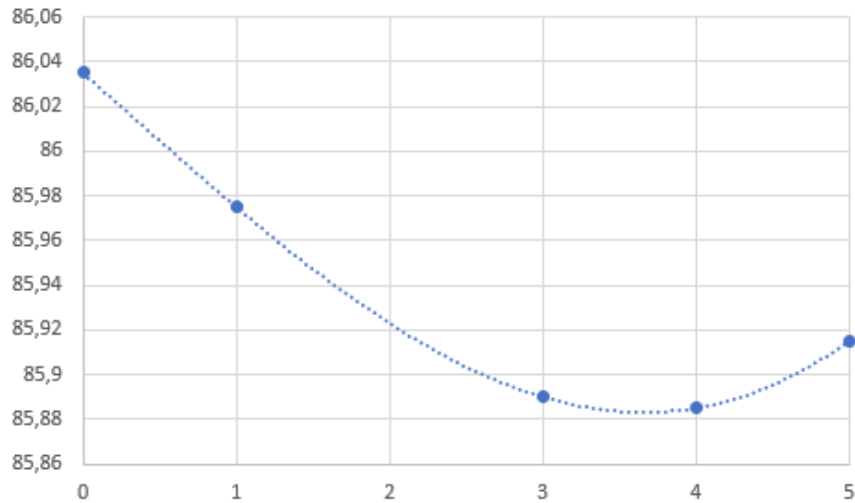


Рисунок 3.8 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 704 (літній період)

Таблиця 3.5 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 701 у зимовий період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	96,465
ФЕС 5МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,885
ФЕС 10МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,51
ФЕС 15МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,315
ФЕС 20МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,31

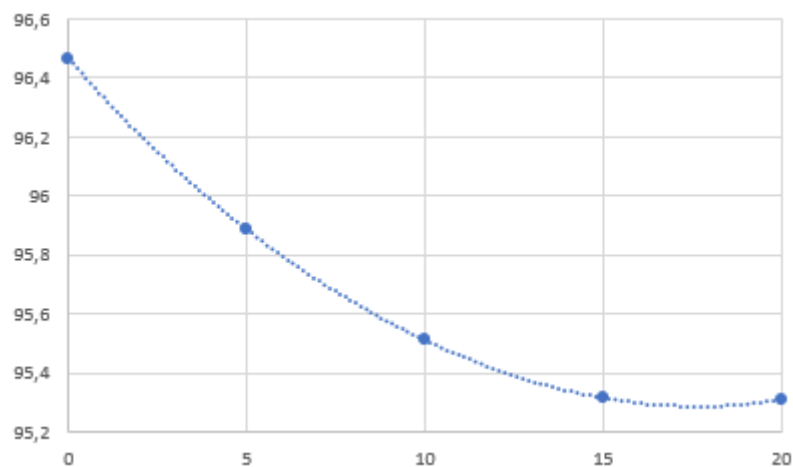


Рисунок 3.9 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 701 (зимовий період)

Таблиця 3.6 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 702 у зимовий період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	96,465
ФЕС 5МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,84
ФЕС 7МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,685
ФЕС 10МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,53
ФЕС 12МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,49

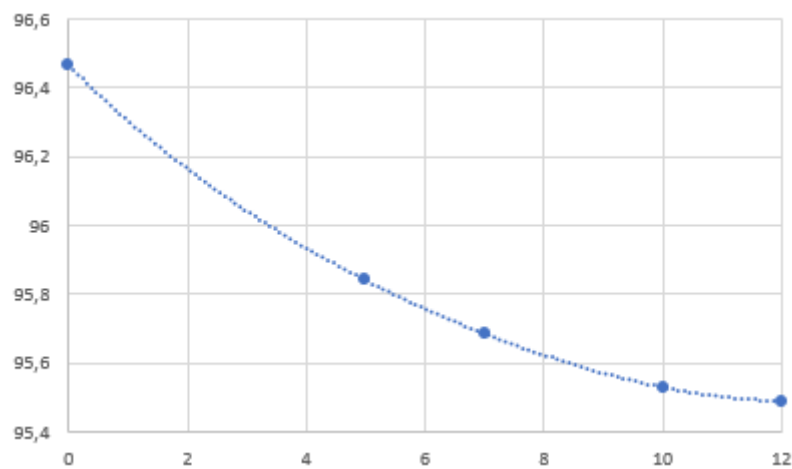


Рисунок 3.10 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 702 (зимовий період)

Таблиця 3.7 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 703 у зимовий період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	96,465
ФЕС 5МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,71
ФЕС 7МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,52
ФЕС 10МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,325
ФЕС 12МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,255

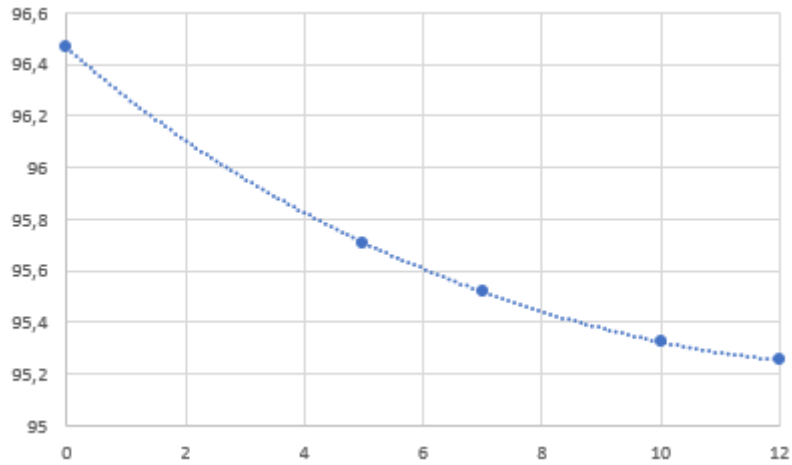


Рисунок 3.11 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 703 (зимовий період)

Таблиця 3.8 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 704 у зимовий період

	1 година		2 година					24 година		Сумарно
без ФЕС	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	96,465
ФЕС 1МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	96,295
ФЕС 3МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	96,04
ФЕС 4МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,935
ФЕС 5МВт	3,87	3,73	3,68	3,65	3,65	...	4,13	3,88	3,76	95,865

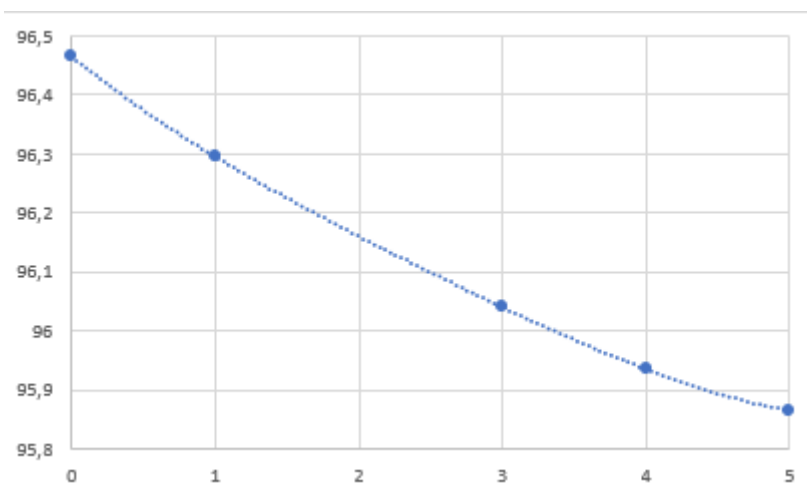


Рисунок 3.12 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 704 (зимовий період)

Інтеграція сонячних електростанцій (ФЕС) у мережу енергопостачання зазвичай сприяє зменшенню загальних втрат потужності завдяки локальному виробництву електрики, що знижує втрати при транспортуванні. Проте результативність залежить від сезону, потужності ФЕС й конкретного вузла системи.

Літній сезон є оптимальним для використання ФЕС через підвищений рівень сонячної генерації. Наприклад:

- Вузол 701 (таблиця 3.1): максимальне зниження втрат для літнього періоду становить 0.25 МВт год на добу за встановленої потужності СЕС 10 МВт (втрати знижуються з 86.035 МВт год до 85,785 МВт·год, таблиця 3.1). Максимальне зниження втрат для зимового періоду становить 1.16 МВт год на добу за встановленої потужності СЕС 20 МВт (втрати знижуються з 95.465 МВт год до 95,31 МВт·год, таблиця 3.5).
- Вузол 702 (таблиця 3.2): втрати зменшуються до 85,795 МВт·год при 7 МВт (літній період) проти 95,49 МВт·год при 12 МВт (зимовий період, таблиця 3.6).
- Вузол 703 (таблиця 3.3): втрати становлять 85,735 МВт·год при 7 МВт (літній період) порівняно з 95,255 МВт·год при 12 МВт (зимовий період, таблиця 3.7).
- Вузол 704 (таблиця 3.4): втрати досягають 85,89 МВт·год при 3 МВт (літній період) проти 95,865 МВт·год при 5 МВт (зимовий період, таблиця 3.8).

У певних випадках втрати перевищують базовий рівень (без ФЕС) при надмірній потужності:

- Вузол 701 (літній період, таблиця 3.1): втрати зростають до 86,285 МВт·год при 20 МВт, що вище базового значення 86,035 МВт·год.
- Вузол 702 (літній період, таблиця 3.2): втрати досягають 86 МВт·год при 12 МВт, перевищуючи базовий рівень 86,035 МВт·год.
- Вузол 703 (літній період, таблиця 3.3): втрати зростають до 85,93 МВт·год при 12 МВт порівняно з 85,735 МВт·год при 7 МВт.

Виходячи з наведених результатів оптимальні потужності СЕС для приєднання до підстанцій 701-704 становлять:

- Вузол 701: 10 МВт (літній період, 85,785 МВт·год), 20 МВт (зимовий період, 95,31 МВт·год).
- Вузол 702: 7 МВт (літній період, 85,795 МВт·год), 12 МВт (зимовий період, 95,49 МВт·год).
- Вузол 703: 7 МВт (літній період, 85,735 МВт·год), 12 МВт (зимовий період, 95,255 МВт·год).
- Вузол 704: 3 МВт (літній період, 85,89 МВт·год), 5 МВт (зимовий період, 95,865 МВт·год).

3.2 Висновок до розділу 3:

1. Літній період є найефективнішим для інтеграції ФЕС, забезпечуючи зниження втрат при потужностях 3–10 МВт. Надмірні потужності, наприклад 20 МВт у вузлі 701, можуть призводити до зростання втрат через обмеження мережі. Для підвищення ефективності необхідно оновлювати інфраструктуру й застосовувати сучасні технології керування.

2. Для кожної підстанції було визначено встановлену потужність ФЕС, яка для літнього періоду забезпечує максимальне вироблення електроенергії не погіршуючи економічності функціонування розподільних мереж, а для зимового періоду сприяє зменшенню втрат електроенергії. Тож приєднання ФЕС з такою встановленою потужністю до розподільних мереж є компромісним рішенням, яке дасть змогу отримувати додатковий прибуток власникам ФЕС та операторам розподільних мереж.

3. З результатів розрахунків видно, що ФЕС з найбільшою встановленою потужністю може бути приєднана до підстанції 701, що зумовлено значним суміжним навантаженням та конструктивними параметрами трансформаторів та ліній. Тож цю підстанцію можна рекомендувати для приєднання ФЕС встановленою потужністю 20 МВт.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської кваліфікаційної роботи розробляються заходи з охорони праці в процесі діагностування стану обладнання фотоелектричних станцій. Відтак, на оперативно-ремонтний персонал, що здійснює випробування та вимірювання електрообладнання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [14, 15]: фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил); фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Живлення обладнання для випробування здійснюється від чотирьохпроводної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Відповідно, умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у приміщеннях п/ст струмопроводною.

Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання

напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи [16, 17]:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмовідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмовідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмовідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмовідні частини огорожують до або після їх заземлення.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром в діючих електроустановках слід проводити тільки після виконання необхідних організаційних та технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Вимірювати опір ізоляції мегомметром може один працівник з групою III. В тому разі, коли це вимірювання є складовою частиною робіт, обумовлювати його в наряді або розпорядженні не вимагається.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється тільки на вимкнених струмовідних частинах, з яких знято залишковий заряд шляхом попереднього їх заземлення. Заземлення зі струмовідних частин слід знімати тільки після підімкнення мегомметра.

У разі вимірювання мегомметром опору ізоляції струмовідних частин з'єднувальні проводи слід приєднувати до них за допомогою ізолювальних тримачів (штанг). В електроустановках понад 1000 В, крім того, необхідно

користуватись діелектричними рукавичками.

Забороняється у разі проведення робіт з мегомметром доторкатися до струмовідних частин, до яких він приєднаний. Після закінчення робіт необхідно зняти зі струмовідних частин залишковий заряд шляхом їх короткочасного заземлення.

Приєднувати та від'єднувати прилади, що потребують розривання електричних кіл, які перебувають під напругою до 1000 В, необхідно після того, як напругу з цих кіл знято. Приєднання і від'єднання приладів, що не потребують розривання електричних кіл, допускається виконувати під напругою із застосуванням електрозахисних засобів.

У тому разі, коли потрібно вимірювати електричні параметри пристроїв, що перебувають під напругою до 1000 В, необхідно заземлити металевий корпус переносного приладу і застосувати спеціальні щупи або з'єднувальні провідники з ізолювальними рукоятками.

До проведення випробувань слід допускати лише тих працівників, які пройшли спеціальну підготовку та перевірку знань. Керівник робіт, крім того, повинен пройти стажування протягом місяця під контролем досвідченого працівника. Працівники, допущені до проведення випробувань, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань.

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядом. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В

електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Допуск за нарядами, виданими на проведення випробувань та підготовчих робіт до них, слід здійснювати тільки після того, як інші бригади, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, виведені з робочих місць та їхні наряди здані допускателю. В електроустановках без місцевих оперативних працівників керівнику робіт дозволяється після виведення бригади залишити наряд у себе, оформивши перерву в роботі.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами "Випробування. небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

Якщо випробна установка та обладнання, що випробовується, розміщені у різних приміщеннях або на різних ділянках РУ, дозволяється перебування членів бригади з групою III, які проводять спостереження за станом ізоляції, окремо від керівника робіт. Ці члени бригади повинні розташовуватись поза межами огороження та отримати перед початком випробувань від керівника робіт відповідний інструктаж.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється

проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 кв.мм. Перед випробуванням слід перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 кв.мм.

Приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою. Комутаційний апарат або слід обладнати утримуючим пристроєм, або між рухомими та нерухомими контактами апарата слід встановити ізолювальну накладку. Провід або кабель, який використовують для живлення випробної установки від мережі напругою 380/220 В, необхідно захистити запобіжниками або автоматичним вимикачем, які встановлені у цій мережі. Підключати до мережі пересувну випробну установку повинні представники організації, що експлуатує цю мережу.

З'єднувальний провід між обладнанням, що випробовується, і випробною установкою спочатку необхідно приєднати до її заземленого виводу високої напруги. Цей провід слід закріплювати так, щоб запобігти його наближенню (підхльостуванню) до струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в цих Правилах. Приєднувати та від'єднувати з'єднувальний провід до фази (полюса) обладнання, що випробовується, до жили кабелю дозволяється за вказівкою керівника випробувань тільки після їх заземлення, яке слід виконати або увімкненням заземлювальних ножів, або встановленням переносних заземлень, у тому числі спеціальних лабораторних з ізолювальними рукоятками.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

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

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

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

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

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

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

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних

ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99.

Мікроклімат приміщення характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання [19]. Електромонтажні роботи відносяться до категорії Пб по важкості праці. Енерговитрати за цією категорією становлять – до 140-174Вт. Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа	Допустима	Допустима
Холодний	ІІб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27 °С	0,1-0,3

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [19].

Під час здійснення будівельно-монтажних робіт виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні в приміщення може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при оздоблювальних технологічних процесах в будівництві, що знаходяться в повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні для обслуговуючого персоналу

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони проектом передбачені наступні рішення [20]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановленні безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

4.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [21] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 4.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

4.2.4 Виробничий шум

Джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати – механічний шум. Шум – це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Під час виконання будівельно-монтажних робіт виникає виробничий шум з такими характеристиками: за характером спектру – широкосмуговий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – механічний і гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23 [22] і наведені в таблиці 4.4.

Для зменшення рівня шуму до допустимого двигуни будівельних машин і механізмів виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

4.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану.

Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

4.3. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [24, 25]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [26], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [27].

Приміщення п/ст за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього

середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІІ ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [28] наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхів (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прогони	балки, ферми, арки, рами
ІІІ	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [28] наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинка	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IV, V
III	8/9	8/12	10/15

На території п/ст встановлено 18 вогнегасників ВП-5 та ВВП-5 [29].

ВИСНОВКИ

У результаті виконаної бакалаврської кваліфікаційної роботи проведено всебічне дослідження впливу фотоелектричних станцій (ФЕС) на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ у Вінницькій області. Аналітичний огляд підтвердив значний потенціал ФЕС для підвищення енергоефективності завдяки локальному виробництву електроенергії, зниженню втрат при транспортуванні та відсутності шкідливих викидів. Водночас інтеграція ФЕС ускладнюється нестабільністю генерації, зумовленою погодними умовами, що вимагає вдосконалення методів прогнозування та управління енергопотоками.

На основі техніко-економічного аналізу п'яти варіантів схем мережі обрано оптимальну конфігурацію (варіант №5), яка характеризується найменшими приведеними витратами (26380 тис. грн) та загальною довжиною ліній електропередач (113,7 км). Проведені розрахунки довжин ділянок, потоків потужності, номінальної напруги, перерізу проводів та вибору трансформаторів підтвердили відповідність параметрів мережі нормативним вимогам щодо стабільності напруги та балансу активної й реактивної потужностей.

Обчислювальні експерименти показали, що інтеграція ФЕС із оптимальними потужностями (3–20 МВт залежно від вузла та сезону) сприяє зниженню добових втрат електроенергії. Зокрема, у літній період втрати зменшуються до 85,735 МВт·год у вузлі 703 при 7 МВт, а взимку – до 95,255 МВт·год при 12 МВт. Однак надмірна генерація, наприклад, 20 МВт у вузлі 701 влітку, може призводити до зростання втрат через обмеження інфраструктури. Найперспективнішим для приєднання ФЕС потужністю до 20 МВт визначено вузол 701, що зумовлено його технічними характеристиками та значним суміжним навантаженням.

Для ефективної інтеграції ФЕС рекомендується модернізація мережевої інфраструктури, впровадження систем накопичення енергії та інтелектуальних технологій керування. Отримані результати створюють основу для подальшого розвитку відновлювальної енергетики в Україні, сприяючи підвищенню енергоефективності, надійності електропостачання та енергетичної незалежності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кудря С. О., В. І. Будько В. І. Вступ до спеціальності. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: Курс лекцій: НТУУ «КПІ», 2013. 387 с
2. Дослідження роботи фотоелектричного модуля [Текст]: Метод. вказівки до виконання лабораторної роботи для студентів спеціальності «Теплоенергетика» / Уклад В.В. Дубровська, В.І. Шкляр, В.В. Задвернюк – К.: НТУУ «КПІ», 2017. – 32 с.
3. Соловей О. І., Лега Ю. Г., Розен В. П. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії: Навчальний посібник. Черкаси б ЧДТУ, 2007. 483 с.
4. Кудря С. О., Мхітарян Н. М., Резцов В. Ф. та ін. Історія становлення, сучасність та перспективи: монографія. ІВЕ НАН України. – К.: ТОВ «НВТ «Інтерсервіс», 2018. 94 с.
5. Шкрабець Ф. П. Електропостачання: навчальний посібник. Міністерство освіти і науки України, Національний гірничий університет – Д.: НГУ, 2015. 540 с.
6. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с.
7. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Аналіз впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних систем, Вісник Вінницького політехнічного інституту– №6. Вінниця: ВНТУ, 2013. 47 с.
8. Мхітарян Н. М., Кудря С. О., Резцов В. Ф., Суржик Т. В. та інші. Відновлювані джерела енергії: монографія. Київ: ІВЕ НАН України, 2020. 392 с.
9. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації. Праці Інституту електродинаміки НАН України. Вип. 24, 2009. 3-7 с.
10. Тугай Ю. І., Козирський В. В., Гай О. В., Бодунов В. М. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів 2011. 63-67 с

12. Заболотний І. П. Конспект лекцій з курсу “Електричні системи і мережі” для студентів денної та заочної форм навчання напрямку електротехніка Донецьк: ДонНТУ, 2002. 123 с.

13. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оптимізація функціонування локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії. Вінниця: ВНТУ, 2018. 133 с

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

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

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

17. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

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

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

20. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

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

22. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та

інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

23. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

24. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

25. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

26. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

27. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

28. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

29. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Вплив фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: д.т.н., професор кафедри ЕСС Кулик В. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	78.8
Загальна схожість	21.2

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи.

Автор

(підпис)

Гончар А. О.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С. Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

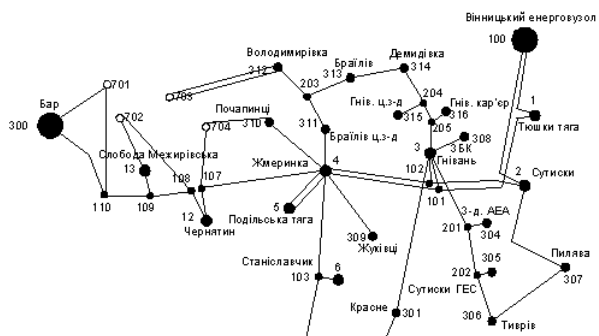
(за потреби)

(підпис)

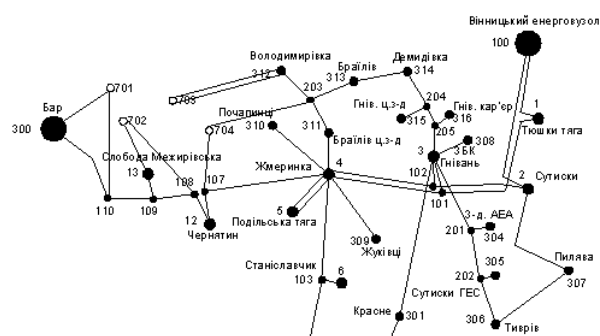
(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

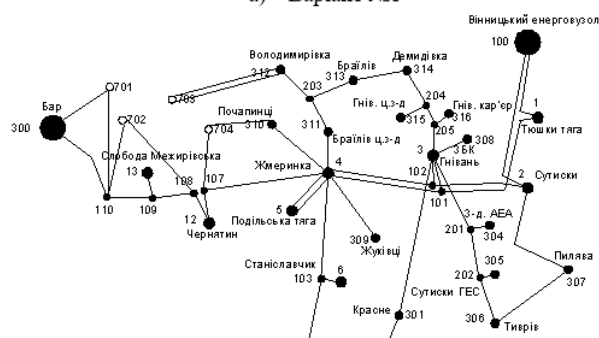
П'ЯТЬ ВАРІАНТІВ СХЕМ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



а) – Варіант №1



в) – Варіант №3



ДОДАТОК В
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«Вплив фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі
110 кВ»



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

1

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
«Вплив фотоелектричних станцій на
енергоефективність розподільної мережі 110 кВ»

Керівник роботи: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Кулик В. В.

Виконав: студент групи ЕСМ-23мс

Гончар А. О.

ВСТУП

2

Актуальність теми. У сучасних умовах зростання попиту на електроенергію та активного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) розподільні мережі напругою 110 кВ відіграють ключову роль у забезпеченні стабільного та ефективного енергопостачання. Інтеграція розосереджених джерел генерації (РДЕ), зокрема фотоелектричних станцій (ФЕС), відкриває перспективи для підвищення енергоефективності та енергетичної незалежності, але водночас створює виклики, пов'язані з управлінням мережею, прогнозуванням генерації та зниженням втрат електроенергії. У Вінницькій області, де частка ВДЕ в енергосистемі зростає, а обладнання мережі старіє, оптимізація розподільних мереж із урахуванням ФЕС є нагальною потребою. Розробка математичних моделей і алгоритмів для інтеграції РДЕ сприятиме зниженню втрат, підвищенню надійності та економічній ефективності енергосистеми.

Мета дослідження полягає в аналізі впливу фотоелектричних станцій на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ та розробці оптимальних рішень для інтеграції РДЕ у структуру мережі.

Переваги використання сонячної енергії для виробництва електроенергії в Україні

3

Виробництво електричної енергії через перетворення сонячного випромінювання у фотоелектричних модулях нині є пріоритетним вектором розвитку енергетики сонця в Україні, що зумовлено такими чинниками:

1. Можливістю генерації електроенергії практично в усіх регіонах України;
2. Тривалим періодом експлуатації й швидким поверненням інвестицій;
3. Відсутністю шкідливих викидів у довкілля під час перетворення енергії;
4. Мінімальними витратами на технічне обслуговування;
5. Незалежністю ефективності виробництва електрики від потужності встановлених панелей.



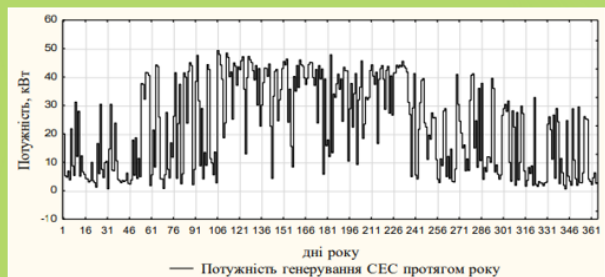
Недоліки фотоелектричних станцій

4

Однак фотоелектричні станції мають і певні недоліки, зокрема залежність виробництва електроенергії від погодних умов. Залежно від метеопараметрів потужність ФЕС може коливатися протягом дня від майже нуля до номінальних значень. Для регулювання потужності, що надходить від ФЕС до мережі, необхідно впроваджувати погодне прогнозування метеоумов.

Основою прогнозування є визначення метеопараметрів, що впливають на вироблення електроенергії ФЕС:

- рівень вологості повітря;
- інтенсивність сонячної радіації на поверхні Землі та в озоновому шарі;
- температура сонячних панелей і навколишнього середовища;
- швидкість вітру;
- ступінь хмарності.



Розрахунок режиму вихідної мережі для нових точок споживання електроенергії

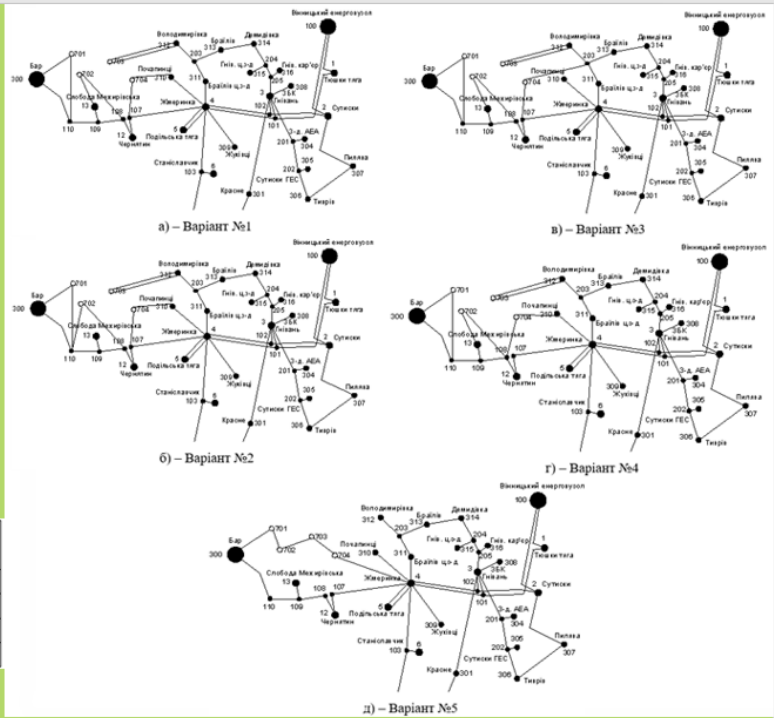
Розрахунок режиму вхідної мережі проводиться для вибору оптимального вузла живлення з наявної мережі для 4 нових точок споживання електроенергії (701, 702, 703, 704) з урахуванням усіх критеріїв.

Надійність: підключення має бути стабільним і гарантувати безперебійний струм для об'єктів.

Технічна здійсненність: приєднання повинно бути реальним і виконуватися із застосуванням відповідного обладнання.

Безпека: підключення має відповідати стандартам безпеки та надійності електромережі.

Вузол	Потужність			cosφ
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	
701	12.3	6.301	13.82	0.89
702	6.1	3.292	6.932	0.88
703	7.5	0	7.5	1
704	3.1	1.501	3.444	0.9



Вибір оптимального варіанту

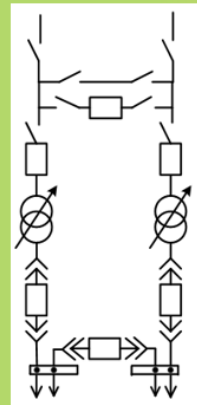
$$\text{Вибір трансформаторів } S_{T_{\text{ном}i}} = \frac{P_{\text{max}i}}{1.4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{\text{max}i}}{1.4(n_T - 1)}$$

Результати підбору трансформаторів для підстанцій

№ Вузла	Тип	S _т , МВА	S _{ном} , МВА	Границі регулювання	U _{ном} , кВ		ц	ΔP _к , кВт	ΔP _л , кВт	I _с , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ _к , кВар
					ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	9.872	10	±9к 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТМН-6300/110	4.951	6,3	±9к 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТМН-6300/110	5.357	6,3	±9к 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
704	ТМН-2500/110	2.46	2,5	+10к1,5% -8к1,5%	110	6,6; 11	10,5	44	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

Результати порівняння двох варіантів для подальшого розрахунку

№ сх.	K _н , тис. грн	K _з , тис. грн	K, тис. грн	B _н , тис. грн	B _з , тис. грн	B _{де} , тис. грн	B, тис. грн	З, тис. грн
1	76902	128288.1	205190.1	2153.2	12059.09	1683.28	16948.34	41571
5	76902	57304.8	134206.8	2153.2	5386.65	1673.31	10275.91	26380



Схеми розподільних пристроїв вузлів 701, 702, 703, 704

Таким чином, за підсумками проведених розрахунків обираємо схему варіанту № 5, оскільки вона характеризується найменшим рівнем приведених витрат. Цей варіант забезпечує оптимальне співвідношення економічної ефективності та технічної доцільності, що підтверджується аналізом дисконтованих витрат і відповідає встановленим критеріям вибору.

Для визначення оптимальних умов інтеграції сонячних електростанцій (СЕС) у локальну енергосистему було проведено низку обчислювальних експериментів, яка передбачає поступове нарощування навантаження від СЕС на окремі вузли мережі та оцінку втрат електроенергії на кожному кроці. Експеримент проводився на чотирьох основних вузлах мережі, кожен із яких аналізувався окремо для гарантії точності й достовірності даних.

		12 година	13 година	14 година	15 година		Сумарно		
без ФЕС	...	3.61	3.6	3.61	3.6	3.59 3.56	3.57 3.58	...	86.035
ФЕС 5МВт	...	3.58	3.58	3.58	3.57	3.56 3.55	3.55 3.56	...	85.805
ФЕС 10МВт	...	3.58	3.57	3.58	3.57	3.57	3.57 3.57	...	85.785
ФЕС 15МВт	...	3.59	3.59	3.6	3.6	3.61	3.62 3.61	...	85.915
ФЕС 20МВт	...	3.63	3.64	3.65	3.66	3.67	3.7 3.68	3.67	86.285

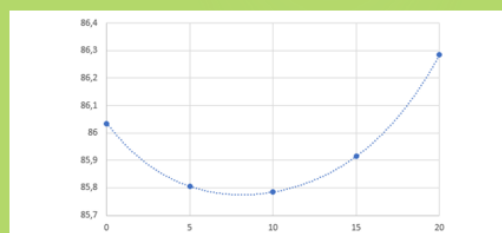
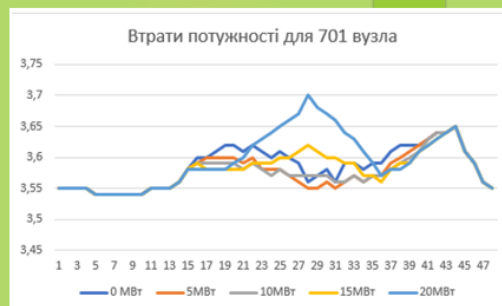


Рисунок 3.2 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 701 (літній період)

Продовження експерименту

Таблиця 3.5 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 701 у зимовий період

		12 година	13 година	14 година	15 година	Сумарно
без ФЕС	...	3.86	3.83	3.85	3.86	3.87 3.91 3.96 4.03 ... 96.465
ФЕС 5МВт	...	3.8	3.77	3.78	3.8	3.81 3.84 3.88 3.95 ... 95.885
ФЕС 10МВт	...	3.76	3.74	3.75	3.76	3.77 3.8 3.84 3.9 ... 95.51
ФЕС 15МВт	...	3.76	3.74	3.75	3.76	3.77 3.79 3.83 3.89 ... 95.315
ФЕС 20МВт	...	3.78	3.77	3.78	3.79	3.79 3.82 3.85 3.9 ... 95.31

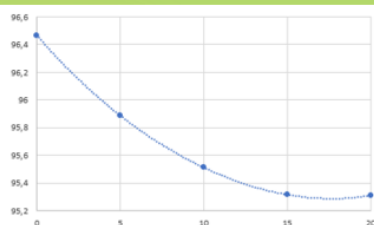


Рисунок 3.9 – Залежність добових втрат електроенергії від встановленої потужності СЕС, що приєднана у вузлі 701 (зимовий період)

Таблиця 3.6 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 702 у зимовий період

		12 година	13 година	14 година	15 година	Сумарно	
без ФЕС	...	3.86	3.83	3.85	3.86	3.87 3.91 3.96 4.03 ...	96.465
ФЕС 5МВт	...	3.79	3.76	3.78	3.79	3.8 3.83 3.88 3.94 ...	95.84
ФЕС 7МВт	...	3.78	3.75	3.77	3.78	3.79 3.82 3.86 3.92 ...	95.685
ФЕС 10МВт	...	3.77	3.75	3.76	3.78	3.78 3.81 3.85 3.91 ...	95.53
ФЕС 12МВт	...	3.78	3.76	3.77	3.78	3.79 3.82 3.85 3.91 ...	95.49

Таблиця 3.7 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 703 у зимовий період

		12 година	13 година	14 година	15 година		Сумарно				
без ФЕС	...	3.86	3.83	3.85	3.86	3.87	3.91	3.96	4.03	...	96.465
ФЕС 5МВт	...	3.78	3.75	3.76	3.78	3.79	3.82	3.86	3.93	...	95.71
ФЕС 7МВт	...	3.76	3.73	3.75	3.76	3.77	3.8	3.84	3.9	...	95.52
ФЕС 10МВт	...	3.75	3.73	3.74	3.75	3.76	3.79	3.82	3.88	...	95.325
ФЕС 12МВт	...	3.75	3.73	3.75	3.76	3.76	3.79	3.82	3.88	...	95.255

Таблиця 3.8 – Зміни добових втрат електроенергії, зумовлені інтегруванням СЕС різних встановлених потужностей у вузлі 704 у зимовий період

		12 година	13 година	14 година	15 година		Сумарно
без ФЕС	...	3.86	3.83	3.85	3.86	3.87 3.91	3.96 4.03 ... 96.465
ФЕС 1МВт	...	3.84	3.81	3.83	3.84	3.85 3.89	3.93 4 ... 96.295
ФЕС 3МВт	...	3.81	3.78	3.8	3.82	3.83 3.86	3.9 3.97 ... 96.04
ФЕС 4МВт	...	3.81	3.78	3.79	3.81	3.82 3.85	3.89 3.96 ... 95.935
ФЕС 5МВт	...	3.8	3.78	3.79	3.81	3.81 3.84	3.89 3.95 ... 95.865

У результаті виконаної бакалаврської кваліфікаційної роботи проведено всебічне дослідження впливу фотоелектричних станцій (ФЕС) на енергоефективність розподільної мережі 110 кВ у Вінницькій області. Аналітичний огляд підтвердив значний потенціал ФЕС для підвищення енергоефективності завдяки локальному виробництву електроенергії, зниженню втрат при транспортуванні та відсутності шкідливих викидів. Водночас інтеграція ФЕС ускладнюється нестабільністю генерації, зумовленою погодними умовами, що вимагає вдосконалення методів прогнозування та управління енергопотоками.

На основі техніко-економічного аналізу п'яти варіантів схем мережі обрано оптимальну конфігурацію (варіант №5), яка характеризується найменшими приведеними витратами (26380 тис. грн) та загальною довжиною ліній електропередач (113,7 км). Проведені розрахунки довжин ділянок, потоків потужності, номінальної напруги, перерізу проводів та вибору трансформаторів підтвердили відповідність параметрів мережі нормативним вимогам щодо стабільності напруги та балансу активної й реактивної потужностей.

Для ефективної інтеграції ФЕС рекомендується модернізація мережевої інфраструктури, впровадження систем накопичення енергії та інтелектуальних технологій керування. Отримані результати створюють основу для подальшого розвитку відновлювальної енергетики в Україні, сприяючи підвищенню енергоефективності, надійності електропостачання та енергетичної незалежності.