

**П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович,**

**В.В. Кулик**

**ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ  
В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ  
МЕРЕЖАХ**





**Лежнюк Петро Дем'янович,**  
доктор технічних наук, професор,  
завідувач кафедри електричних станцій і  
систем,  
Вінницький національний технічний універси-  
тет.

Наукову діяльність присвятив розвитку мето-  
дології використання критеріального методу  
для вирішення завдань оптимального керу-  
вання електричними мережами з відновлю-  
ваними джерелами енергії.



**Нікіторович Олександр Володимирович,**  
кандидат технічних наук,  
президент Зовнішньоекономічної асоціації  
«НОВОСВІТ».

Науково-практичну діяльність присвятив  
відновленню та розбудові альтернативної  
енергетики в Україні, а також вдосконаленню  
нормативно-правової бази у даному напрям-  
ку.



**Ковальчук Олексій Афанасійович,**  
кандидат технічних наук,  
директор ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ».

Науково-практичну діяльність присвятив  
розбудові малої гідроенергетики та сонячної  
енергетики в Україні, а також дослідженням  
технічних та економічних аспектів споруд-  
ження таких станцій та підвищення ефекти-  
вності їх експлуатації.



**Кулик Володимир Володимирович,**  
кандидат технічних наук, доцент,  
доцент кафедри електричних станцій і сис-  
тем,  
Вінницький національний технічний універси-  
тет.

Наукову діяльність присвятив розв'язанню  
актуальних задач оптимізації розвитку та  
функціонування розподільних електричних  
мереж з розосередженими джерелами енер-  
гії.

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

**П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик**

**ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ  
В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

**Монографія**

Вінниця  
ВНТУ  
2014

УДК 621.311.24+621.311.1

ББК 31.272

В42

Рецензенти:

**С. Ф. Артюх**, доктор технічних наук, професор

**В. М. Кутін**, доктор технічних наук, професор

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 6 від 30.01.2014 р.)

**В42**      **Відновлювані** джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця : Вінниця : ВНТУ, 2014. — 204 с.

ISBN 978-966-641-577-9

В монографії розглядається проблема підвищення ефективності сумісного функціонування різнотипних відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електромережах за рахунок оптимізації схем їх приєднання, а також автоматизації частини функцій керування, а саме оптимального керування режимами ВДЕ з урахуванням особливостей перетворення ними первинної енергії та електричних зв'язків. Монографія розрахована на фахівців в галузі математичного моделювання та оптимізації роботи відновлюваних джерел енергії в розподільних електричних мережах, а також може бути корисною студентам і аспірантам відповідного спрямування.

**УДК 621.311.24+621.311.1**

**ББК 31.272**

**ISBN 978-966-641-577-9**

© П. Лежнюк, О. Ковальчук, О. Нікіторович, В. Кулик, 2014

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
1 ПРОБЛЕМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ .....	13
1.1 Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах ринку електроенергії та адресного електропостачання .....	13
1.1.1 Загальна оцінка впливу відновлюваних джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж.....	13
1.1.2 Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах.....	16
1.2 Характеристика відновлюваних джерел електроенергії, як об'єкта керування.....	20
1.3 Сумісна робота різнотипних ВДЕ в локальній електричній системі.....	25
Висновки до розділу 1.....	28
2 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ЇХ ПРИЄДНАННЯ.....	29
2.1 Взаємовплив відновлюваних джерел енергії та розподільних електричних мереж .....	29
2.1.1 Аналіз впливу ВДЕ на режими роботи ЕМ.....	30
2.1.2 Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням ВДЕ в електромережах .....	35
2.2 Алгоритми розрахунку складової втрат потужності в розподільних мережах від впливу розосередженого генерування ..	38
2.2.1 Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності ВДЕ у розімкнених електричних мережах 10(6) кВ.....	38
2.2.2 Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності ВДЕ в розподільних мережах довільної конфігурації.....	39
2.3 Оптимізація схеми приєднання ВДЕ до розподільних електричних мереж .....	44
2.3.1 Визначення сукупності потенційних місць приєднання ВДЕ до розподільних електричних мереж.....	45
2.3.2 Визначення місць приєднання ВДЕ до електричних мереж на підставі аналізу чутливості .....	51
Висновки до розділу 2.....	54

<b>3 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА МАЛИХ ГЕС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ</b> .....	56
3.1 Стан та загальна характеристика проблеми.....	56
3.2 Аналіз досвіду застосування асинхронних генераторів для потреб малої гідроенергетики .....	57
3.3 Формування критерію оптимальності в задачах проектування електричної частини малих ГЕС .....	61
3.3.1 Рентабельність капіталовкладень як критерій оптимальності.....	61
3.3.2 Визначення складових критерію оптимальності .....	62
3.3.2.1 Видатки, що пов'язані з капітальними затратами.....	62
3.3.2.2 Техніко-економічна оцінка споживання реактивної потужності асинхронними генераторами .....	64
3.3.2.3 Видатки на компенсацію недовідпущеної (втраченої) електроенергії.....	69
3.3.2.4 Видатки на ремонт та обслуговування .....	73
3.4 Визначення граничної потужності ефективного використання асинхронних генераторів, аналіз та оцінювання її чутливості .....	74
3.5. Вибір асинхронних машин та забезпечення ефективності їх експлуатації у генераторному режимі.....	77
Висновки до розділу 3.....	79
<b>4 МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ СТАНІВ КОМПЛЕКСУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ</b> .....	80
4.1 Умови оптимальності функціонування комплексу ВДЕ на прикладі каскадів малих ГЕС .....	81
4.1.1 Загальні умови роботи каскаду малих ГЕС .....	81
4.1.2 Формування умов оптимального функціонування каскадів малих ГЕС без урахування електричних зв'язків.....	83
4.1.3 Формування умов оптимальності режимів каскаду малих ГЕС з урахуванням електричних зв'язків .....	86
4.2 Задачі оптимального керування режимами комплексів різномісних ВДЕ в розподільних електричних мережах.....	92
4.2.1 Задачі і математичні моделі оптимізації режимів ВДЕ .....	92
4.2.2 Формування умов оптимальності режимів комплексу ВДЕ для отримання максимального прибутку від їх експлуатації в електромережах .....	95

4.2.3 Формування умов оптимальності режимів ВДЕ за критерієм мінімального впливу локальної електричної системи на основний центр живлення .....	100
4.2.4 Формування умов оптимальності режимів ВДЕ за критерієм мінімального відхилення від заданого графіка видачі потужності .....	103
4.2.5 Особливості реалізації отриманих умов оптимальності функціонування ВДЕ, режими яких є взаємозалежними за первинним енергоносієм.....	106
Висновки до розділу 4.....	107
<b>5 КОМПЛЕКСНА АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВДЕ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ НА ПІДСТАВІ КРИТЕРІАЛЬНОГО МОДЕЛЮВАННЯ .....</b>	<b>108</b>
5.1. Критеріальна модель якості функціонування керованих джерел енергії у комплексі різнотипних ВДЕ .....	108
5.2. Математичне моделювання якості функціонування локальних електричних систем.....	113
5.2.1 Розподільна електрична мережа як локальна електрична система та моделювання її з використанням теорії марковських процесів.....	113
5.2.2 Моделювання вартісної характеристики якості функціонування локальної електричної системи .....	118
5.2.3 Перевірка адекватності вартісної моделі якості функціонування ЛЕС. Граничні стани системи.....	121
5.3. Оперативне прогнозування режимів роботи ВДЕ на прикладі малих ГЕС .....	124
5.4 Комплексна автоматизація процесу функціонування ВДЕ у розподільних електричних мережах .....	129
5.4.1 Функціонування малих ГЕС у народногосподарському комплексі .....	130
5.4.2 Особливості відновлюваних джерел електроенергії, як об'єкта керування .....	132
5.4.3 Ієрархічна структура керування комплексом ВДЕ.....	133
5.4.4 Структура автоматизованої системи керування ВДЕ в розподільних електромережах та послідовність її реалізації ....	136
5.4.5 Практична реалізація автоматизованої системи керування ВДЕ в електричних мережах .....	137
Висновки до розділу 5.....	142

6 АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ.....	143
6.1 Вплив відновлюваних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах .....	144
6.1.1 Втрати електроенергії в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії.....	144
6.1.2 Вплив режимів генерування ВДЕ на режими електромереж за реактивною потужністю.....	147
6.1.3 Вплив генерування ВДЕ на режими електромереж за умови значного перевищення ним суміжного електроспоживання .....	151
6.2. Визначення втрат потужності та електроенергії від адресних перетікань .....	152
6.2.1 Визначення втрат потужності від адресних перетікань для ВДЕ з асинхронними генераторами .....	154
6.2.2 Втрати потужності від адресних перетікань для ВДЕ з синхронними генераторами .....	159
6.3. Визначення оптимальної схеми приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж .....	163
6.3.1 Визначення оптимальних вузлів приєднання ВДЕ.....	164
6.3.2 Аналіз якості функціонування ВДЕ в електричних мережах.....	168
6.4. Оцінювання взаємовпливу відновлюваних джерел електроенергії в процесі оптимального керування їх режимами в розподільних мережах .....	171
Висновки до розділу 6.....	178
ВИСНОВКИ .....	180
ЛІТЕРАТУРА .....	183
ДОДАТОК А Тенденції розвитку відновлюваної енергетики в Україні та світі.....	194
ДОДАТОК Б Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж.....	196
ДОДАТОК В Результати розрахунків з дослідження впливу Слобода-Бушанської ГЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-45 ПС «Михайлівка» .....	197
ДОДАТОК Д Результати розрахунків з дослідження впливу Слобода-Бушанської СЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-45 ПС «Михайлівка» .....	202



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ	– асинхронний генератор
АСК	– автоматизована система керування
БД	– база даних
ВГС	– водогосподарська система
ВЕС	– вітрова електрична станція
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ГЕС	– гідроелектрична станція
ГТУ	– газотурбінні установки
е. р. с.	– електрорушійна сила
ЕЕС	– електроенергетична система
ЕС	– електрична система
ЕМ	– електричні мережі
КГУ	– когенераційні установки
КУ	– конденсаторні установки
ЛЕП	– лінія електропередачі
ЛЕС	– локальна електрична система
МГЕС	– мала гідроелектростанція
ПГУ	– парогазові установки
ПК	– програмний комплекс
РЕМ	– розподільні електричні мережі
РП	– регулювальний пристрій
САК	– система автоматичного керування
СГ	– синхронний генератор
СЕС	– сонячна електрична станція (фотовольтаїчна)

## ВСТУП

В умовах постійного зростання дефіциту та підвищення вартості енергоресурсів використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є одним з напрямків забезпечення екологічної та енергетичної безпеки України [1–3]. Функціонування їх в електроенергетичних системах (ЕЕС), за певних умов, може забезпечити суттєву економію енергоресурсів. Економія досягається в результаті використання відновлюваних джерел первинної енергії та децентралізації вироблення електроенергії і, як наслідок, зменшення витрат на її транспортування та розподіл [4–8].

В останні десятиліття у світі спостерігається стійке зацікавлення проблемами використання ВДЕ [2, 5, 8], особливо у контексті їх роботи в електричних мережах (ЕМ) енергосистем. Це викликано бажанням знизити негативний вплив енергетичної галузі на навколишнє середовище, однак, без погіршення показників якості електричної енергії та ефективності електропостачання споживачів.

В енергобалансі всіх розвинених країн світу зростає частка відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ). Так, в країнах Євросоюзу розглядається можливість доведення цієї частки в 2020 р. до 20% [2–7] та Додаток А. Найбільш перспективними напрямками вважається розбудова сонячних електростанцій (СЕС) прямого та непрямого перетворення, вітрових (ВЕС), а також малих гідроелектростанцій (МГЕС).

Для України проблема розбудови та експлуатації ВДЕ не є новою. Так, у повоєнні роки спостерігався пік будівництва МГЕС. До кінця 50-х років у країні експлуатувалося 956 станцій на малих річках [3, 9]. Однак, зростання енергоємності промислового виробництва в умовах практичної відсутності екологічних вимог і штучного заниження вартості первинних енергоносіїв, призвело до концентрації виробництва електроенергії на великих теплових, гідравлічних (ГЕС), а також атомних електростанціях. Як наслідок – повний занепад малої гідроенергетики [1, 7], а також практичне припинення досліджень відновлюваної енергетики.

Останнім часом під впливом об'єктивних факторів ситуація в цьому напрямку суттєво змінилася [10–12]. На різних рівнях виявляється розуміння необхідності розбудови ВДЕ в Україні. Протягом 2008–2012 років Верховною радою України були внесені зміни до закону «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії до 1 січня 2030 року, якими введено поняття «зеленого» тарифу, встановлено перелік альтернативних джерел енергії за «зеленим» тарифом, значення «зеленого» тарифу для різних джерел енергії, мінімальний розмір питомої ваги матеріалів та сировини вітчизняного походження у будівництві ВДЕ тощо.

Відсутність рекомендацій щодо вибору способу приєднання до електричних мереж, структури, конструктивних та експлуатаційних параметрів основного обладнання ВДЕ, здатних забезпечити їх максимальну техніко-економічну ефективність [13, 14], не дозволяє ухвалювати обґрунтовані проектні рішення під час їх розбудови. Однак, існує достатньо багатий досвід європейських країн [4, 5, 15], спираючись на який здійснюється спорудження та експлуатації відновлюваних джерел енергії в Україні.

Так, наприклад, у низці країн для перетворення енергії в галузі відновлюваної енергетики знайшли широке застосування асинхронні генератори (АГ) змінного струму [4, 5, 15–19]. Досвід показує, що для ВЕС та ГЕС з малими встановленими потужностями такі машини мають істотні переваги порівняно з синхронними. Це пов'язано, у першу чергу, з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Вказані переваги знайшли практичне підтвердження під час експлуатації ряду МГЕС з асинхронними генераторами на території України. Але ці генератори мають низку недоліків: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності, виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, накиди реактивної потужності під час пуску агрегату [20–22]. Для компенсації впливу зазначених факторів необхідно на етапі формування технічних умов закладати в проект додаткове обладнання, що збільшує кошторисну вартість ВДЕ.

Не зважаючи на зазначені проблеми, на сьогодні намітився і реалізується на практиці поступовий перехід від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється відновлюваними джерелами. Вони, працюючи безпосередньо у розподільних електричних мережах, можуть розвантажувати магістральні мережі, підвищуючи їх транспортний потенціал та ефективність експлуатації ЕЕС в цілому.

Однак крім переваг є й недоліки. Так, можуть виникати ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання встановлених потужностей приєднаних відновлюваних джерел електроенергії. Слід зазначити, що аналогічні ускладнення виникають у разі неузгодженого приєднання до ЕМ нетрадиційних джерел електроенергії (когенераційні, газотурбінні та парогазові установки) відносно невеликої потужності.

Оскільки електричні мережі проектувалися для умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ВДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі [23, 12]. В першу чергу, впливає нестабільність генерування ВДЕ через природну залежність від стану навколишнього середовища. Звідси виникає необхідність вдосконалення систем релейного захисту та автоматики з метою узгодження електропостачання від ВДЕ та живильних підстанцій електроенергетичної системи.

Слід враховувати також, що одночасно з розбудовою ВДЕ змінюються економічні умови функціонування електроенергетичної галузі. Зокрема відбувається перехід від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами.

З погляду на складність та особливості функціонування комплексів різнотипних ВДЕ в електроенергетичній системі, очевидно, що визначення та своєчасна реалізація керувальних впливів для забезпечення ефективних режимів їх сумісної роботи у відповідності зі змінами зовнішніх впливів можливі лише за допомогою автоматизованих систем керування (АСК) [24–27].

Виходячи з цього, можна виділити низку важливих технічних аспектів розбудови відновлюваної енергетики, які на сьогодні є недостатньо дослідженими:

- вплив ВДЕ на структурну, балансову та функціональну надійність електроенергетичних систем та використання відновлюваних джерел з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів;

- особливості функціонування ЕМ в умовах поступової децентралізації електропостачання, виявлення проблем експлуатації ВДЕ в електромережах та узгодження інтересів експлуатуючих організацій;

- сумісна експлуатація комплексів різнотипних відновлюваних джерел енергії та забезпечення ефективності їх роботи за рахунок оптимізації режимів керування ВДЕ;

- розроблення методів формування законів оптимального керування розосередженими джерелами енергії з метою підвищення ефективності їх сумісної роботи в ЕМ за енергетичним критерієм;

- особливості використання для перетворення енергії відновлюваних джерел різнотипного генераторного обладнання, в тому числі, асинхронних генераторів;

- особливості експлуатації електричних мереж з ВДЕ, регулювання напруги та оптимізація перетікань реактивної потужності в таких мережах;

- вплив ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж, аналіз та оптимізація складової втрат електроенергії від адресних перетікань, що зумовлені роботою відновлюваних джерел;

- формування ефективних схем приєднання відновлюваних джерел електроенергії до ЕМ із сумірною сукупною потужністю навантаження;

- автоматизація керування комплексами різнотипних ВДЕ в електромережах з використанням технології *SMART Grid* для забезпечення їх ефективної сумісної роботи у планових режимах в контексті підвищення якості функціонування розподільних електричних мереж;

- вдосконалення методів і засобів контролю поточного стану та діагностування основного обладнання відновлюваних джерел енергії.

Визначення оптимальних конструктивних та експлуатаційних параметрів ВДЕ може здійснюватися за допомогою різноманітних методів. Але найбільш адекватне розв'язання цієї задачі забезпечують методи та підходи, які дозволяють отримати стійкі функціональні зв'язки між контрольованими параметрами та параметрами керування на базі фізичних процесів перетворення енергії, а також передачі та розподілу електроенергії в ЕЕС [25–28].

Такі узагальнення можуть бути ефективно отримані з використанням математичних моделей, побудованих на засадах теорії подібності [29, 30]. Використання цих закономірностей дозволяє значно спростити структуру та технічне забезпечення автоматизованої системи керування, а зменшення інформаційної та функціональної навантаженості АСК забезпечує додаткові передумови для аналізу ситуації та керування комплексом ВДЕ в темпі процесу.

Досвід розроблення та експлуатації АСК відновлюваними джерелами енергії, особливо малими ГЕС [6, 7], підтверджує, що задачі автоматизації оптимального керування необхідно розв'язувати, виходячи з системного підходу. Застосування програмованих мікропроцесорних систем спрощує створення технічного забезпечення автоматизованих систем керування [31], оскільки вони надають можливість розвивати діючі системи керування і доповнювати їх необхідними функціональними задачами.

Метою нашої роботи є підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації різнотипних відновлюваних джерел енергії у електричних мережах електроенергетичних систем за рахунок оптимізації схем їх приєднання, а також автоматизації керування режимами їх роботи.

# **1 ПРОБЛЕМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

## **1.1 Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах ринку електроенергії та адресного електропостачання**

### **1.1.1 Загальна оцінка впливу відновлюваних джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж**

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

Разом з тим ЕМ енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів (рис. 1.1). Для розподільних електричних мереж (РЕМ) 6–10 кВ, які проектувалися і експлуатуються за розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працюють в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії тощо. Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності в мережі і РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруг.

З розбудовою в розподільних електричних мережах ВДЕ (рис. 1.2) виникають нові задачі. Це необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від ЕЕС і розосередженого генерування, узгодження покриття графіка навантаження відновлюваними джерелами,

які через фізичні особливості можуть видавати потужність за різними графіками оцінювання впливу ВДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінювання впливу на техніко-економічні показники РЕМ тощо.

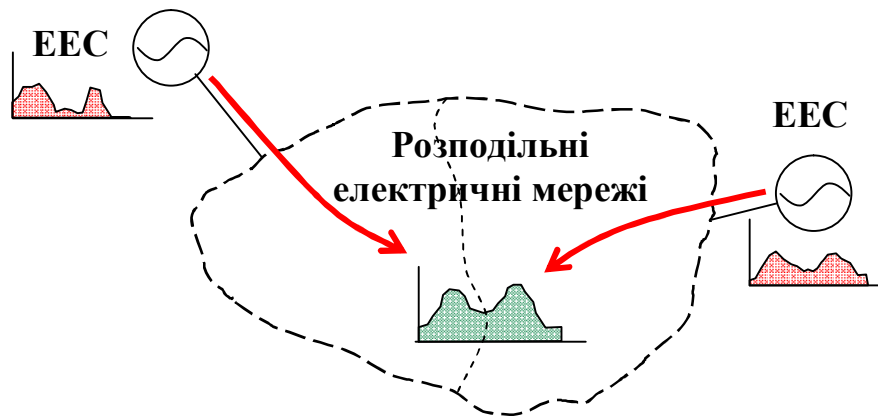


Рисунок 1.1 – Розподільні електричні мережі з централізованим живленням

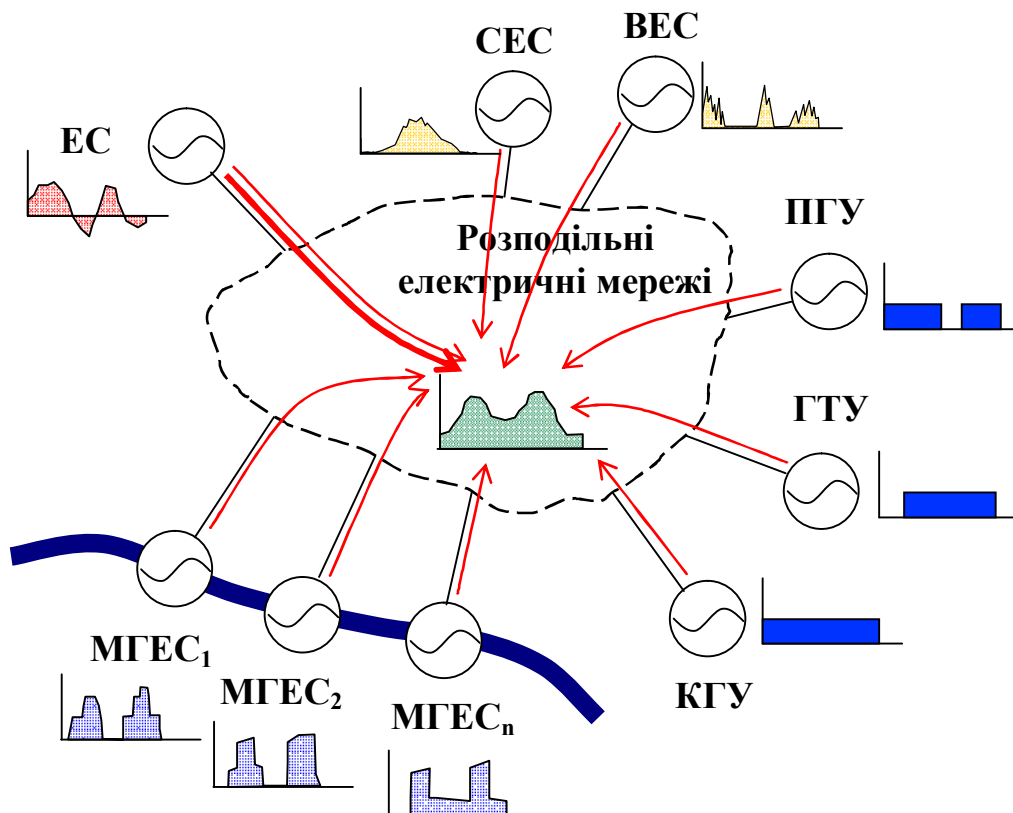


Рисунок 1.2 – Розподільні електричні мережі з комбінованим електропостачанням



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

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку [32, 33]. У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі ВДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність ВДЕ в ЕМ складає вагому частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20 % і більше). В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електричну систему (ЛЕС), в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості ВДЕ та інші, характерні для електричної системи [34, 35].

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

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації ВДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання [23, 36]. При цьому, враховуючи, що електроенергія від ВДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від ВДЕ. Отже потрібно розробити методику визначення втрат електроенергії від транзитних протікань. Це особливо важливо в умовах, коли здійснюється адресне електропостачання і втрати від транзиту електроенергії повинні покриватися договірними сторонами [33, 37].

Показано [36, 38], що вплив ВДЕ на режими РЕМ, зокрема на втрати потужності та рівні напруги, залежить від багатьох чинників, які проявляються в залежності від умов експлуатації по різному.

### **1.1.2 Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах**

На сьогодні втрати електроенергії в електричних мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1 % від її відпуску в електричну мережу, що значно більше ніж в США (6,5 %), Англії (8,6 %), Франції (4,5 %) і навіть в Росії (8,7 %) [38]. Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій [38, 39].

Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є ВДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри ВДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень. Дослідження та обґрунтування ефективного застосування ВДЕ в електричних мережах розглядається в низці робіт [40 – 43].

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

Виходячи з типових схем приєднання ВДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. В загальному їх можна оцінити як [44]

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \text{tg}\varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \text{tg}\varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (1.1)$$

де  $S_{\text{сист}}$  – повна потужність, що надходить до шин приєднання ВДЕ з боку системи у режимі середніх навантажень;  $P_{\text{г}}$ ,  $P_{\text{нав}}$  – середні потужності, відповідно, ВДЕ та суміжного навантаження;  $U_{\text{н}}$  – номінальна напруга ЕМ;  $r_{\text{ек}}$  – еквівалентний опір ЕМ, визначений з урахуванням приведення навантажень до  $U_{\text{н}}$ ;  $k_{\text{ф}}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів, суміжних з ВДЕ;  $T_{\text{п}}$  – тривалість звітного періоду.

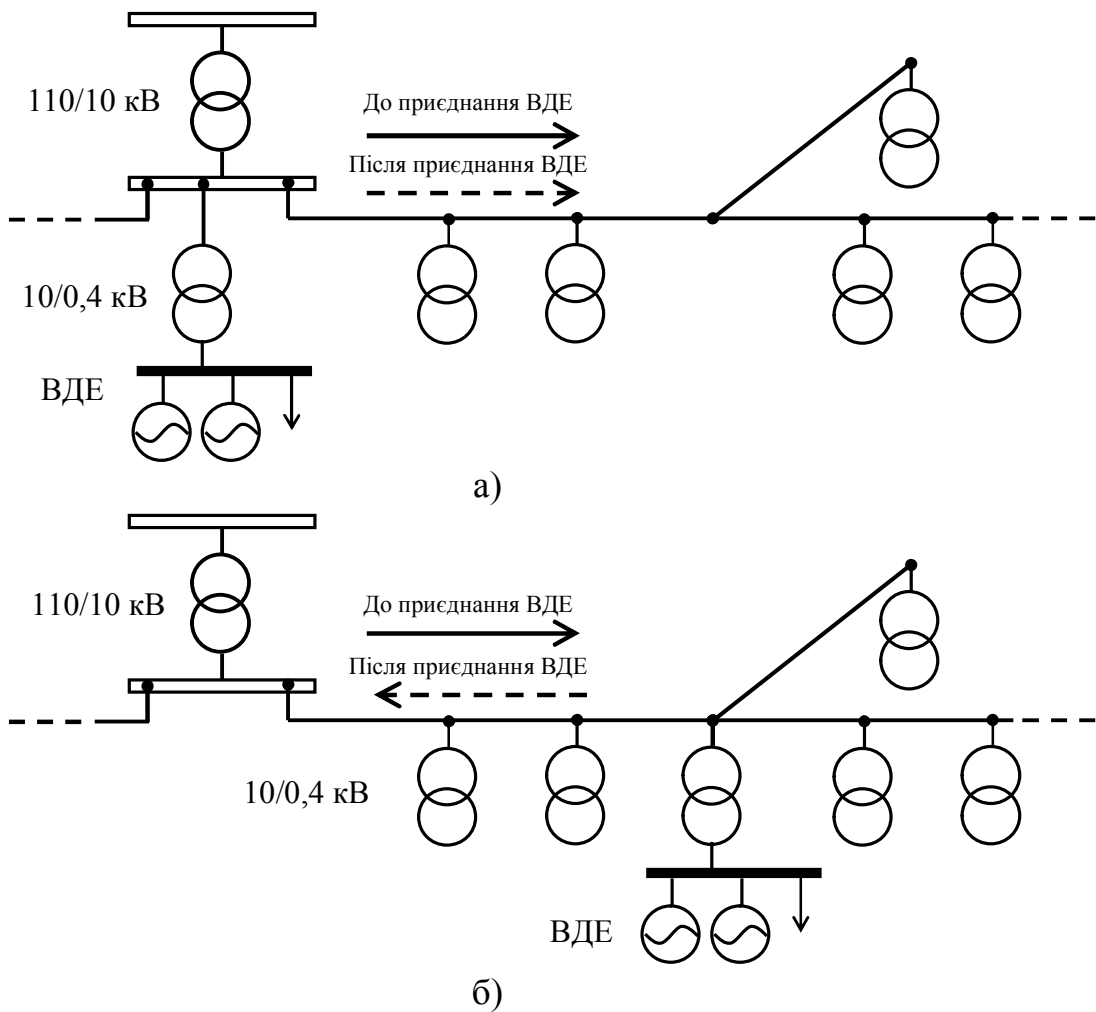


Рисунок 1.3 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Вирази для наближеного визначення втрат електроенергії в ЕМ залежно від типу та потужності генераторів ВДЕ мають такий вигляд:

- для випадку застосування синхронних генераторів (СГ)

$$\Delta W_{\text{СГ}} = \frac{P_{\text{Г}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Г}}) + P_{\text{Нав}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}})}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} - \frac{2P_{\text{Г}}P_{\text{Нав}} (1 + \text{tg} \varphi_{\text{Г}} \text{tg} \varphi_{\text{Н}})}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}; \quad (1.2)$$

– для випадку застосування асинхронних генераторів (АГ)

$$\Delta W_{\text{АГ}} = \frac{P_{\text{Г}}^2 + P_{\text{Нав}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}}) - 2P_{\text{Г}}P_{\text{Нав}}}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}. \quad (1.3)$$

З метою оцінювання міри впливу різних типів генераторів ВДЕ на втрати електроенергії в розподільних мережах введено коефіцієнти впливу, що характеризують відношення втрат електроенергії в ЕМ після та перед введенням розосередженого генерування в експлуатацію [44]:

$$k_{\Delta W_{\text{СГ}}} = 1 + \frac{P_{\text{Г}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Г}})}{P_{\text{Нав}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}})} - 2 \frac{P_{\text{Г}} (1 + \text{tg} \varphi_{\text{Г}} \text{tg} \varphi_{\text{Н}})}{P_{\text{Нав}} (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}})} \approx \left( \frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{Нав}}} - 1 \right)^2; \quad (1.4)$$

$$k_{\Delta W_{\text{АГ}}} = 1 + \frac{P_{\text{Г}}^2}{P_{\text{Нав}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}})} - 2 \frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{Нав}} (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}})} = \left( \frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{Нав}}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_{\text{Н}} + \sin^2 \varphi_{\text{Н}}. \quad (1.5)$$

З наведених виразів видно, що збільшення втрат в розподільних мережах за рахунок роботи ВДЕ буде мати місце лише у випадку коли середня потужність генерування станцій буде перевищувати аналогічний показник суміжного навантаження вдвічі.

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

що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат [45]. Використання цих методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності функції втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових технічних втрат електроенергії у випадку відхилення режиму ЕМ від планового.

В [46] показано, що втрати потужності у вітках ЕМ визначаються як

$$\Delta \dot{S}_v = \dot{\mu} \dot{S}, \quad (1.6)$$

де  $\Delta \dot{S}_v$  – вектор втрат потужності у вітках схеми;  $\dot{\mu}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ в залежності від потужності у її вузлах  $\dot{S}$ .

В (1.6) втрати потужності в  $i$ -й вітці визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{vi} = \mu_i \dot{S}, \quad (1.7)$$

де  $\mu_i = (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_d^{-1}$ ;  $\dot{U}_t$ ,  $\hat{U}_d$  – транспонований вектор та діагональна матриця напруг у вузлах, включаючи  $i$  базисний;  $\mathbf{M}_{\Sigma i}$  – вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах включаючи  $i$  балансуєчий;  $\hat{C}_i$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів по вітках схеми.

Вектор-рядок  $\mu_i$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від ВДЕ.

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці  $\dot{\mu}$  через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

Таким чином, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (не більше 1 %) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу ВДЕ на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання, тобто визначати втрати згідно з (1.7).

Розосередження генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетоки потужності в них, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від ВДЕ з сумарних втрат можна, використавши коефіцієнти розподілу втрат у вітках. Останні показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від ВДЕ.

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

## **1.2 Характеристика відновлюваних джерел електроенергії, як об'єкта керування**

Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком відновлюваних джерел електроенергії і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з *SMART Grid* технологіями [47–50]. Планований техніко-економічний ефект від впровадження ВДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з ВДЕ (рис. 1.4).

Важливою задекларованою особливістю *SMART Grids* [48, 49] є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й «підганяючи» під оптимальний графік сукупного генерування. У перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування ВДЕ. Переваги такого підходу очевидні. Тому доцільно розглянути питання організації децентралізованого керування ВДЕ в локальних енергетичних системах, отримати математичні моделі умов оптимальності та обґрунтувати методи оптимального керування ВДЕ на прикладі малих гідроелектростанцій (МГЕС) та їх каскадів як керованих джерел у сукупності з вітровими та сонячними електростанціями, керованість яких обмежена істотною залежністю генерування від нестабільних погодних умов.

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

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

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

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

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

спостережності. Децентралізація частини функцій керування (рис. 1.4) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

Таким вимогам щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування ВДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкта керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю [26, 51, 52]. Схема такої адаптивної системи з еталонною моделлю показана на рис. 1.5. В цій схемі еталонна модель є частиною системи керування, а узгодження централізованого та децентралізованого керування здійснюється через блок коригування законів керування, який зв'яже зовнішній і внутрішній (основний) контури керування. Основний контур утворюється об'єктом керування та системою локального керування (рис. 1.5) (для випадку МГЕС використовується інтегрований регулятор потужності, що впливає на кут відкриття направляючого апарату окремого блока). Параметри регулятора налагоджуються зовнішнім контуром керування так, щоб мінімізувати неузгодженість між виходом еталонної моделі централізованого керування та виходом керуваного процесу, який контролюється за рахунок відповідних зворотних зв'язків.

Функціонування локальних САК підпорядковується централізованій АСК та здійснюється за законом [40]:

$$\mathbf{u}(t) = -\pi \mathbf{y}'(t), \quad (1.8)$$

де  $\mathbf{u}$  – вектор керувальних впливів;  $\mathbf{y}'$  – фрагмент вектора спостереження  $\mathbf{y}$ , необхідний для здійснення локального керування ВДЕ;  $\pi$  – матриця коефіцієнтів пропорційності, що мають фізичний зміст критеріїв подібності.



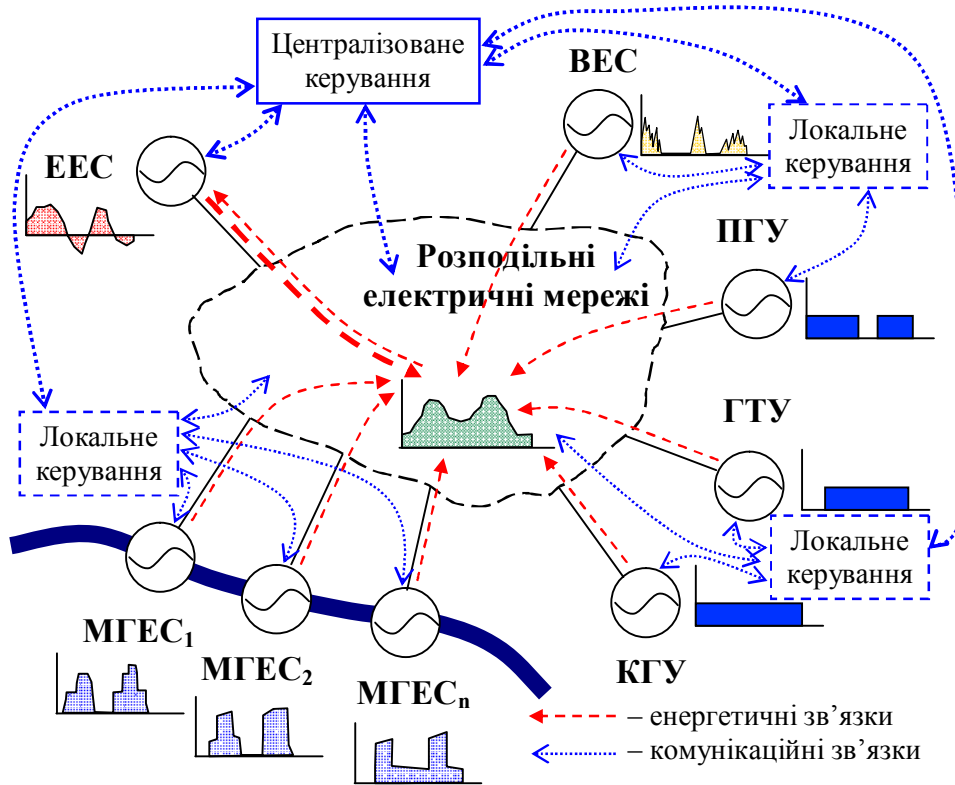


Рисунок 1.4 – Енергетичні та комунікаційні зв'язки джерел енергії у *SMART Grid*

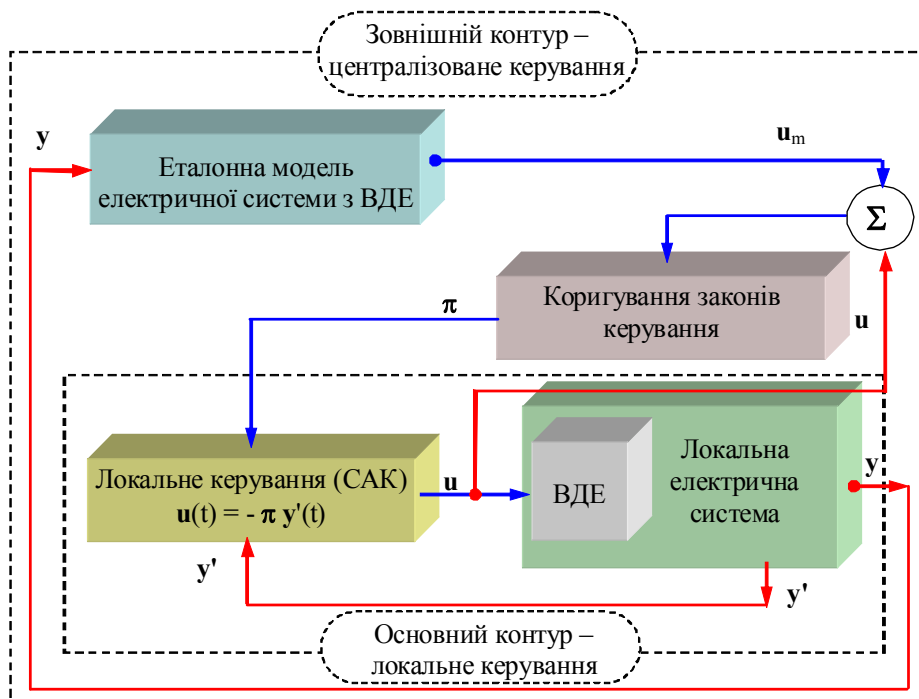


Рисунок 1.5 – Адаптивна система керування ВДЕ з еталонною моделлю

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

Ефективність адаптивного підходу залежить від співвідношення частоти отримання відгуків і швидкості змін, що відбуваються в об'єкті керування. Стабільність об'єкта підвищує ефективність процесу адаптації. Основною складністю застосування саморегульованих систем керування є потреба великого обсягу обчислень і, відповідно, значного часу ідентифікації моделі локальної системи й визначення вектора керування. Проте у випадку попередньої ідентифікації з використанням методів теорії подібності цей недолік не є визначальним для побудови локальної системи керування ВДЕ [26, 51].

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

В цьому випадку потрібен синтез законів керування за обмеженою інформацією, які б максимально відображали принципи централізованого керування. Реалізація наведеної концепції керування дозволить розвантажити централізований рівень керування від обчислювальних операцій, пов'язаних з визначенням керувальних впливів окремих ВДЕ, а також зменшить потужність комунікаційних засобів, необхідних для централізованого керування.

Виходячи з наведених задач оптимального керування режимами ВДЕ, формування єдиного критерію та умов оптимальності для їх

розв'язання є ускладненим. Отже, функціонування таких джерел у локальній електричній системі має підпорядковуватися окремим законам керування залежно від ситуації. Для реалізації двоконтурної адаптивної системи (див. рис. 1.5) умови оптимальності та сформовані на їх підставі закони керування ВДЕ повинні формуватися, спираючись на загальну методологію. Ефективним шляхом вирішення проблеми формування законів оптимального керування є застосування варіаційного числення у поєднанні з критеріальним методом [37].

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

### **1.3 Сумісна робота різнотипних ВДЕ в локальній електричній системі**

В ЛЕС можуть використовуватися одночасно як джерела розосередженого генерування малі ГЕС, сонячні та вітрові електростанції. Перші з них за рахунок наявності водосховища можуть брати участь в регулюванні потужності і працювати за потрібним для ЕЕС і споживачів графіком [40]. Сонячні електростанції ефективно можуть використовуватися лише протягом світлового дня, тривалість якого змінюється протягом року [53]. Вітрові електростанції на території України в різні сезони мають характерні періоди з мінімальним і максимальним генеруванням. Мінімальне генерування відноситься до нічних годин доби (2–4 години), а максимальне генерування припадає на денні години (з 11 до 17 години) [42]. Тобто, СЕС і ВЕС є нестабільними джерелами електроенергії і з цим необхідно рахуватися, формуючи графік покриття навантаження ЛЕС.

На рис. 1.6 наведено як приклад характерний добовий графік використання в ЛЕС різних джерел електроенергії. Установлена потужність ВДЕ в ЛЕС прийнята приблизно 25 % від її сумарної потужності навантаження і використовуються вони в силу своїх природних особливостей. Оскільки потужність малих ГЕС в ЛЕС, як правило, віднос-

но мала, то роль регулювального і резервного джерела електроенергії для неї залишається за електростанціями ЕЕС. Малі ГЕС використовуються під час вранішнього і вечірнього максимумів навантаження, а ВЕС і СЕС відповідно до своїх можливостей.

На рис. 1.7 винесено графік роботи ВДЕ в ЛЕС протягом доби. З графіка видно, що для ВДЕ в ЛЕС існують «провальні» години в генеруванні. Причому вони будуть існувати незалежно від частки ВДЕ в ЛЕС. Ці години повинні заповнюватися або споживанням електроенергії з ЕЕС, або альтернативними джерелами типу ГТУ, ПГУ.

Перед ВДЕ в ЛЕС можуть ставитися різні задачі [23, 36, 54]. У нормальних режимах ЛЕС і ЕЕС актуальними, особливо з погляду вигоди «зелених тарифів», виявляються питання організації планування і оперативного керування режимами роботи ВДЕ з метою отримання максимального прибутку від їх експлуатації. Отже найбільш актуальною, враховуючи специфіку забезпечення їх рентабельності, є задача оптимізації добових режимів (на інтервалі часу  $[*t_0; t_k]$ ) керованих ВДЕ  $P_i(t)$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  з урахуванням режимів умовно-керованих джерел для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку  $c(t)$  та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ.

У випадку, коли в ЕЕС як основного джерела електроенергії виникає з різних причин необхідність в обмеженні електропостачання, то переходять до розв'язання задачі оптимізація режиму ВДЕ з метою зменшення залежності локальної електричної системи з сукупним навантаженням  $P_{\text{нав}}(t)$  від централізованого енергопостачання. Тобто ставиться задача мінімізації навантаження ЛЕС на основний центр живлення. При цьому можуть бути задіяні можливості *SMART Grid* технологій для контролю і регулювання споживання електроенергії в ЛЕС.

Як різновид останньої задачі може виникнути задача споживання локальною системою з ЕЕС електроенергію за заданим графіком. В цьому випадку актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від централізовано заданого графіка сукупного генерування  $P_{\text{ВДЕ}}(t)$  за заданих обмежень на первинні енергоресурси та з врахуванням характеристик ВДЕ. При цьому повинна бути забезпечена стійкість ЛЕС як в режимі мінімального навантаження, так і в режимі максимального навантаження. Має враховуватися також

прогнозна інформація щодо метеорологічної обстановки, яка надається відповідною підсистемою *SMART Grid* системи й дозволяє достатньо адекватно прогнозувати можливе генерування ВДЕ.

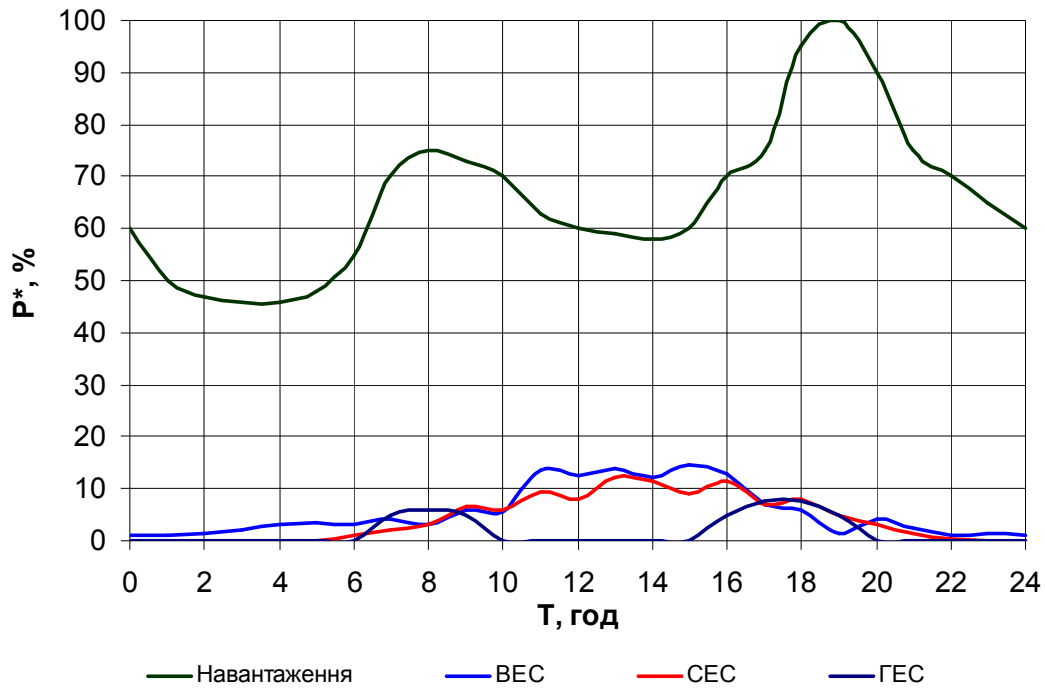


Рисунок 1.6 – Графік роботи ВДЕ в ЛЕС

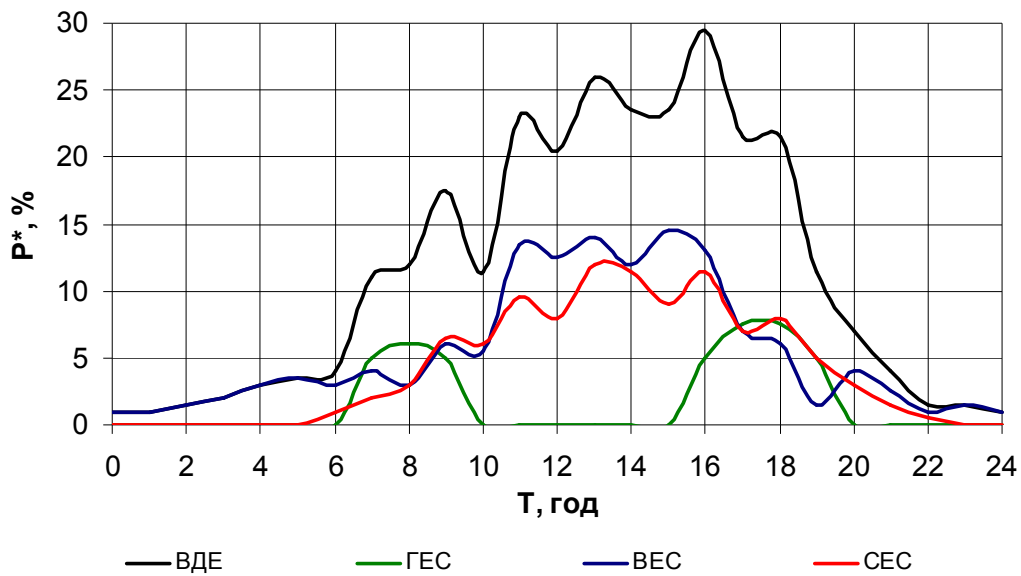


Рисунок 1.7 – Сумарний добовий графік роботи ВДЕ

## Висновки до розділу 1

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

Для ефективної експлуатації відновлюваних джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем необхідно досліджувати особливості й нові їх властивості, які виникають в результаті сумісної роботи в складі ЕЕС. Для цього потрібно вдосконалювати математичні моделі та методи розрахунку втрат електроенергії від взаємних та адресних перетоків у розподільних електричних мережах. Це дозволить оцінити реальний вплив конкретних ВДЕ на параметри режиму РЕМ, в тому числі на її техніко-економічні показники, і визначити місце і роль розосередженого генерування в системі електропостачання.

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

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

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

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

## **2 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ЇХ ПРИЄДНАННЯ**

Питання використання ВДЕ в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів на сьогодні є практично не дослідженими. Важливим тут є дослідження впливу ВДЕ на режими роботи розподільних ЕМ, а також складової втрат електроенергії, що зумовлені роботою ВДЕ.

Недослідженість зазначених питань проявляється у необґрунтовано завищених нормативах втрат електроенергії, що мають відшкодуватися власниками ВДЕ у рамках договорів на постачання електроенергії на енергоринок або третім особам. Так, у випадку постачання на енергоринок електроенергії, що виробляється малими ГЕС, типовим договором передбачається компенсація втрат у межах 15–24 %, а у випадку транзиту електроенергії в середині розподільних мереж – у межах 15 % від відпущеної електроенергії. Останнє істотно знижує рентабельність інвестицій у відновлення малої гідроенергетики і є однією з причин економічної недоцільності розбудови МГЕС з встановленою потужністю 100–350 кВт, що відповідають гідропотенціалу більшості рівнинних річок України.

Дослідження взаємовпливу розподільних електричних мереж та ВДЕ, а також математичне моделювання втрат електроенергії, зумовлених адресними перетіканнями від них до споживача, дозволить сформулювати умови оптимального взаємовпливу ВДЕ та електричної мережі (див. п. 1.1).

Таким чином, в цьому розділі розглядатимуться задачі дослідження та оптимізації взаємовпливу режимів ВДЕ та розподільних мереж енергосистем.

### **2.1 Взаємовплив відновлюваних джерел енергії та розподільних електричних мереж**

Складність задачі оцінювання впливу режимів роботи ВДЕ на втрати потужності в ЕМ полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно і прямо скористатися методом накладання неможливо. На даний момент в інженерній

практиці використовується низка методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат [37, 45]. Використання цих методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності функції втрат потужності, що викликає суттєві неточності в обчисленні додаткових технічних втрат електроенергії.

### 2.1.1 Аналіз впливу ВДЕ на режими роботи ЕМ

Для розв'язання зазначених проблем у [55] обґрунтовано можливість розв'язання задачі аналізу впливу окремих вузлів генерації на втрати в ЕМ, спираючись на лінійні моделі усталеного режиму ЕМ. Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою [55]

$$\dot{\mathbf{S}}_b = \sqrt{3}\dot{\mathbf{U}}_d \mathbf{M}_\Sigma \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (2.1)$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_d$  – діагональна матриця напруг у вузлах, включаючи і базисний;  $\mathbf{M}_\Sigma$  – матриця з'єднань віток у вузлах, включаючи і балансуєчий;  $\hat{\mathbf{I}}_d$  – діагональна матриця комплексно-спряжених струмів у вітках схеми (тут і далі знак  $\hat{\phantom{x}}$  означає, що матриця або вектор є комплексно-спряженим). Струм  $\hat{I}_i$  в  $i$ -й вітці може бути визначений через струми у вузлах за виразом

$$\hat{I}_i = \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}, \quad (2.2)$$

де  $\hat{\mathbf{C}}_i$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\hat{\mathbf{J}}$  по вітках схеми.

Якщо вираз (2.1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор  $\mathbf{n}_t$ , то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{bt} = \sqrt{3} \mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_d \mathbf{M}_\Sigma \hat{\mathbf{I}}_d,$$



або з врахуванням того, що  $\mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_d = \dot{\mathbf{U}}_t$ ,

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bt} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (2.3)$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_t$  – транспонований вектор напруг у вузлах, включаючи і базисний.

З (2.3) видно, що втрати в  $i$ -й вітці схеми визначаються як

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{I}_i, \quad (2.4)$$

де  $\mathbf{M}_{\Sigma i}$  –  $i$ -й вектор-стовпець матриці інциденцій.

Підставивши (2.2) у останній вираз, отримаємо

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}. \quad (2.5)$$

З урахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1} \dot{\mathbf{S}},$$

(2.5) можна переписати

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1} \dot{\mathbf{S}}. \quad (2.6)$$

Позначимо в (2.6)

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}. \quad (2.7)$$

Вектор-рядок  $\dot{\mathbf{T}}_i$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання потужності по ній від кожного вузла [55]. Отже, на підставі (2.5) і (2.7) можна записати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}}, \quad (2.8)$$

де  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$  – вектор втрат потужності у вітках схеми;  $\dot{\mathbf{T}}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми розподільної ЕМ в залежності від потужності у її вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (2.7).

Згідно з [55] зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці  $\dot{T}$  через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

Для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (не більше 1 %) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, використовуючи (2.6), для дослідження впливу ВДЕ на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання.

Для підтвердження отриманих результатів виконано низку практичних розрахунків з використанням уточнених методів визначення втрат електроенергії в ЕМ на прикладі електричних станцій, що були відновлені або споруджені та експлуатуються у різних областях України, зокрема Брацлавської ГЕС, Гальжбіївської ГЕС, Глибочанської ГЕС, Дмитренківської ГЕС, Петрашівської ГЕС, Сабарівської ГЕС, Скалопільської ГЕС, Слобода-Бушанської ГЕС, Слобода-Бушанської сонячної електростанції (СЕС), Снятинської ГЕС, Сутиської ГЕС, Чернятської ГЕС, Явірської ГЕС. Зазначені ВДЕ характеризуються різними встановленими потужностями (у межах 200–1000 кВт), а також схемами приєднання до розподільних електричних мереж 110(35)–10 кВ. З результатів розрахунків режимів розподільних ЕМ 110(35) кВ з урахуванням потужності, що передається від станцій, видно, що для ВДЕ з встановленою потужністю 200–500 кВт через несумірність їх генерування та суміжного навантаження, вплив МГЕС на режими роботи електричних мереж практично збігається з похибкою розрахунків. Відхилення напруги у характерних режимах ЕМ 110(35) кВ за рахунок впливу малих ГЕС становить 0,1–0,5 %. Під суміжним навантаженням тут мається на увазі сумарне навантаження споживачів, що отримують електроенергію з шин живильних підстанцій, на які віддають потужність ГЕС (переважно це ТП-110(35)/10 кВ).

Для малих ГЕС зі встановленими потужностями більшими за 500 кВт (такі потужності відповідають гідропотенціалу 10 % малих річок України), а також для СЕС з економічно обґрунтованим, на да-

ний час, потужностями необхідно враховувати їх вплив на режими електричних мереж 110(35) кВ.

Виходячи з цього, можна стверджувати, що ВДЕ встановленою потужністю 100–500 кВт практично не впливають на характерні режими роботи ЕМ 110(35) кВ і, таким чином, не вносять змін до матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності  $\dot{T}$ . Тобто, збільшення втрат потужності в розподільних мережах за рахунок роботи ВДЕ буде лише у випадку збільшення значень елементів вектора  $\dot{S}$ . Однак, практично у всіх випадках приєднання відновлюваних джерел типу малих ГЕС, враховуючи особливості режимів їх роботи, було зафіксовано зменшення потужності у вузлах їх приєднання для режимів максимальних і середніх навантажень. Пояснюється це тим, що навантаження централізованої системи електропостачання частково компенсується ВДЕ і розвантажуються лінії та трансформатори.

У випадку видачі потужності безпосередньо в електромережі 10 кВ (рис. 2.1), що характерно для низки ВДЕ (переважно малих ГЕС), їх функціонування суттєво впливає на режими мереж (рис. 2.2). Отже, коефіцієнти розподілу втрат  $\dot{T}$  після врахування впливу таких станції будуть змінюватися. Через те, що значення  $\dot{T}_{ij}$ , які відповідають вузлу приєднання ВДЕ, стають додатними за від'ємних значень потужності (прийнято, що генерування потужності задається від'ємним значенням), розрахункові втрати потужності в ЕМ зменшуються (рис. 2.2) в діапазоні потужностей ВДЕ 0–100 кВт або 0–200 кВт, залежно від режиму навантажень. Подальше збільшення потужності генерування призводить до зміни напрямку потоків потужності і втрати потужності в ЕМ зростають. При цьому зміна знаку коефіцієнтів розподілу втрат  $\dot{T}_{ij}$  для вузлів приєднання ВДЕ вказує на їх негативний вплив на втрати потужності і електроенергії в ЕМ.

Отже, в результаті теоретичних досліджень та практичних розрахунків підтверджується позитивний вплив ВДЕ встановленою потужністю до 500 кВт на втрати потужності у характерних режимах ЕМ 110(35) кВ, а також втрати електроенергії в них. Для електричних мереж 10 кВ через більшу чутливість режиму до приєднання ВДЕ, особливо до електрично віддалених вузлів, діапазон потужностей генерування станцій, що супроводжується позитивним впливом на рівень втрат, обмежується значеннями 100–200 кВт залежно від режиму ЕМ.

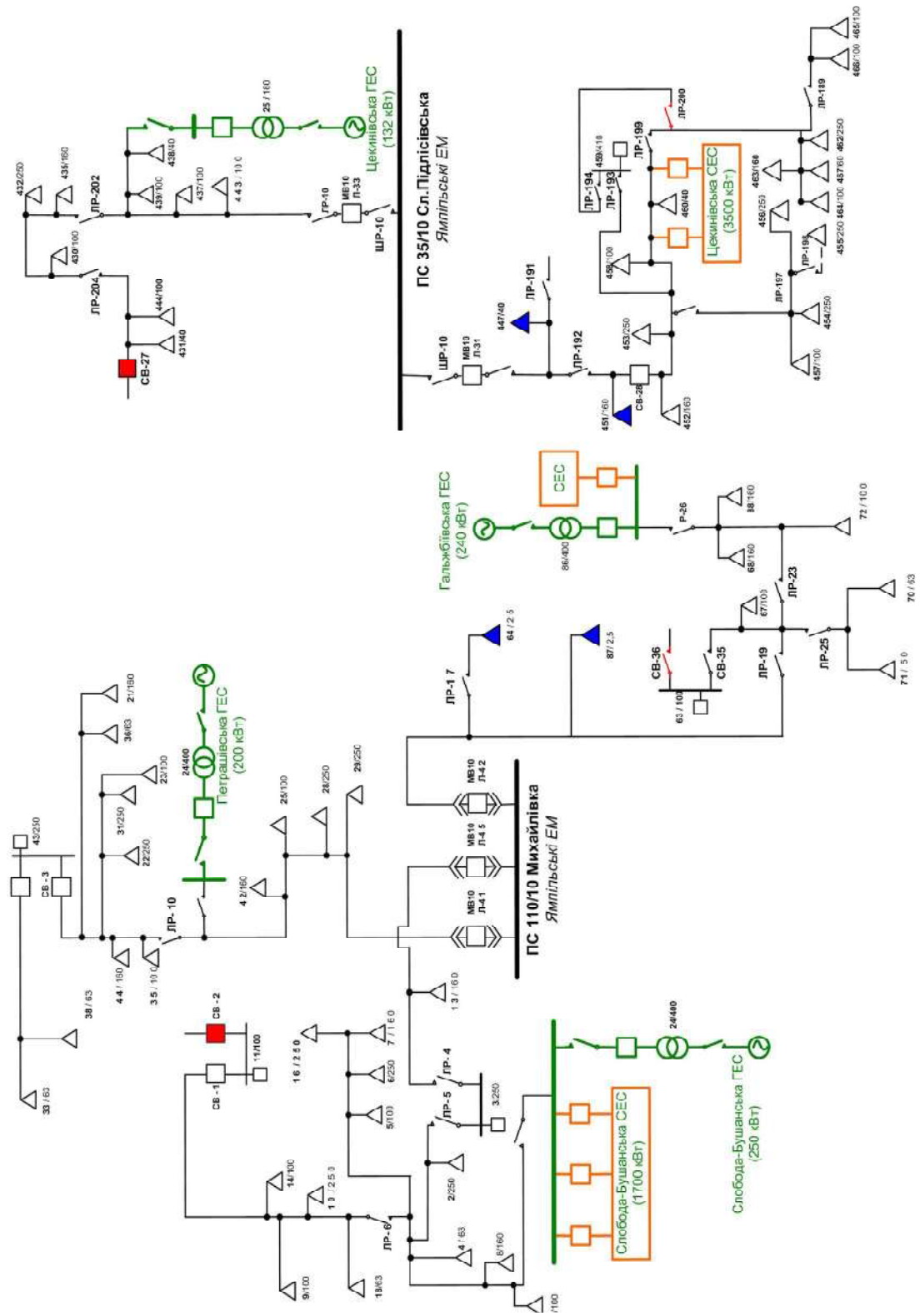


Рисунок 2.1 – Приклад приєднання розосереджених джерел електроенергії до електромереж 10 кВ Ямпільського району

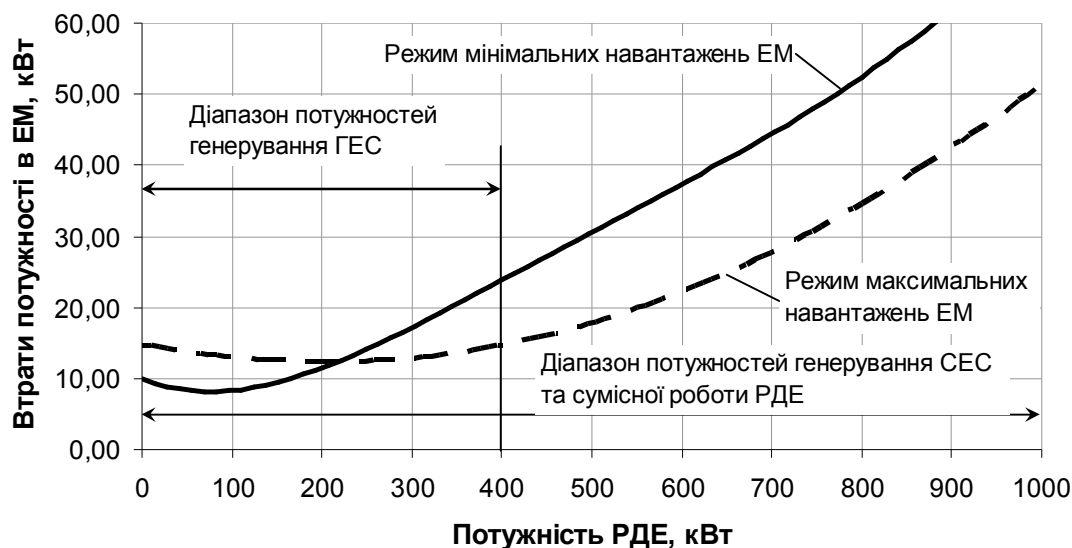


Рисунок 2.2 – Залежність втрат потужності в мережі 10 кВ фідера 45 підстанції 110/10 кВ «Михайлівка» від обсягів генерування ВДЕ

Для джерел, встановлена потужність яких перевищує 100–200 кВт (приєднання до ЕМ 10 кВ) або 500 кВт (приєднання до ЕМ 110(35) кВ, або шин підстанцій 110(35)/10(6) кВ), наприклад, переважної більшості СЕС, актуальною виявляється задача оптимізації схем приєднання таких джерел до електромереж. Метод її розв’язання подано далі (п. 2.3). Він базується на відомому з [46, 55] методі визначення складових втрат потужності в ЕМ, зумовлених функціонуванням окремих споживачів та джерел електроенергії.

### 2.1.2 Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням ВДЕ в електромережах

З [55] відомо, що частка втрат потужності в електричних мережах, зумовлена передачею потужності ВДЕ, коли остання задається у вигляді транзитного струму  $J_{тр}$ , залежить не тільки від його складових, але і від значень інших струмів, що протікають вітками ЕМ. Міру залежності транзитної складової втрат від параметрів поточного режиму ЕМ можна охарактеризувати коефіцієнтами взаємовпливу [55]:

$$\mu'_i = 1 + 2 \frac{I'_i}{J'_{тр}}; \quad \mu''_i = 1 + 2 \frac{I''_i}{J''_{тр}}, \quad (2.9)$$

де  $J'_{\text{тр}}, J''_{\text{тр}}, I'_i, I''_i$  – активна та реактивна складові струму, якими задаються транзитні потужності та інші струми, зумовлені власними навантаженнями ЕМ.

Ці коефіцієнти можуть приймати довільні значення залежно від значення та напрямку струмів, що протікають  $i$ -ю віткою. Нульові значення відповідають відсутності у цій вітці струмів власних навантажень крім  $J_{\text{тр}}$ .

З урахуванням (2.9) вираз для визначення втрат потужності в ЕМ від передачі потужності ВДЕ може бути записаний

$$\Delta P_{\text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[ J_{\text{тр}}'^2 \mu'_i + J_{\text{тр}}''^2 \mu''_i \right] \cdot R_i, \quad (2.10)$$

де  $\mathbf{M1}$  – множина віток електромережі, якими транспортується потужність ВДЕ.

У випадку передачі потужності відновлюваного джерела електроенергії споживачеві, приєднаному до розподільної електромережі з ВДЕ (наприклад, окремий фідер 10 кВ, фрагмент мережі 110 кВ з вираженим джерелом централізованого електропостачання тощо), крім втрат активної потужності, що зумовлені адресною передачею електроенергії електричною мережею від ВДЕ до споживача, слід враховувати складову втрат, яка зумовлена передачею електроенергії від центру живлення до споживача. Ця складова враховує передачу енергії на покриття небалансу між договірним та реальним електропостачанням, а також втрат від адресного перетоку.

Таким чином, сумарні втрати активної потужності, що викликаються ВДЕ у випадку передачі потужності електричною мережею до заданого споживача, визначаються так:

$$\Delta P_{\Sigma \text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[ J_{\text{тр}}'^2 \mu'_i + J_{\text{тр}}''^2 \mu''_i \right] \cdot R_i + 3 \sum_{j \in \mathbf{M2}} \left[ \Delta J_{\text{тр}}'^2 \mu'_{\Delta j} + \Delta J_{\text{тр}}''^2 \mu''_{\Delta j} \right] \cdot R_j, \quad (2.11)$$

де  $j$  – номер вітки електричної мережі;  $\mathbf{M2}$  – множина віток схеми ЕМ на шляху між основним центром живлення та вузлом призначення адресного перетоку потужності ВДЕ.

Коефіцієнти взаємовпливу  $\mu'_{\Delta j}$  та  $\mu''_{\Delta j}$  мають фізичний зміст, аналогічний коефіцієнтам (2.9) і визначаються:

$$\mu'_{\Delta j} = 1 + 2 \frac{I'_j}{\Delta J'_{\text{тр}}}; \quad \mu''_{\Delta j} = 1 + 2 \frac{I''_j}{\Delta J''_{\text{тр}}}, \quad (2.12)$$

де  $\Delta J'_{\text{тр}}$ ,  $\Delta J''_{\text{тр}}$  – складові додаткового струму, що протікає від джерела централізованого електропостачання для покриття небалансу потужності на шинах споживача

$$\Delta \dot{J}_{\text{тр}} = \dot{J}_{\text{тр}} - \dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}},$$

де  $\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} = \frac{\hat{S}_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_{\text{СП}}}$  – струм, зумовлений передачею потужності  $\hat{S}_{\text{тр}}$  та приведений до шин споживача;  $\hat{U}_{\text{СП}}$  – комплексно-спряжена напруга на шинах споживача.

Слід зауважити, що якщо згідно з умовами угоди щодо постачання електроенергії регламентується передача лише активної потужності, то для визначення  $\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}}$  слід використовувати лише активну складову транзитної потужності  $P_{\text{тр}}$ :

$$\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_{\text{СП}}}. \quad (2.13)$$

Струм, відповідний транзитній потужності, залежить від типу електричної станції, типу її генераторів, наявності засобів компенсації реактивної потужності та пристроїв керування ними. Якщо за технологічним процесом генерування активної потужності на ВДЕ пов'язане з генеруванням або споживанням реактивної потужності (наприклад використовуються синхронні генератори на ГЕС або вітрових станціях), то

$$\dot{J}_{\text{тр}} = \frac{\hat{S}_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_{\text{ВДЕ}}}. \quad (2.14)$$

Для випадку, коли реактивна потужність цілком компенсується в межах балансової належності ВДЕ (наприклад, застосування асинхронних генераторів на ГЕС з керованими засобами компенсації реак-

тивної потужності), струм, який описує транзитний потік потужності від нього, визначається

$$J_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_{\text{РДЕ}}} . \quad (2.15)$$

Виходячи з цього, у випадку повної компенсації реактивної потужності засобами ВДЕ, його вплив на режими роботи електромереж є меншим. Через це значення втрат від адресного перетоку потужності у більшості випадків також є меншими, порівняно з транспортуванням активної та реактивної потужностей. Однак, в окремих випадках, якщо відновлювані джерела видають потужність в електрично віддалені частини ЕМ, то додаткове генерування реактивної потужності ВДЕ може бути корисним з огляду на підвищення якості електроенергії в ЕМ.

## **2.2 Алгоритми розрахунку складової втрат потужності в розподільних мережах від впливу розосередженого генерування**

### **2.2.1 Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності ВДЕ у розімкнених електричних мережах 10(6) кВ**

Наведений розв'язок задачі визначення втрат потужності в ЕМ від окремих (в тому числі адресних) перетоків потужності дозволяє, спираючись на фізичну сутність, визначити відповідні складові втрат потужності. Однак, для створення практичних алгоритмів отримані вирази є недостатньо точними і зручними. В сучасній практиці оперативних розрахунків аналіз ustalених режимів ЕМ виконується з представленням навантаження вузлів еквівалентною повною потужністю споживання. Враховуючи це, пропонується такий алгоритм використання наведеного вище методу визначення втрат за наявності окремого досліджуваного (адресного) перетоку потужності в ЕМ:

- виконується розрахунок базового ustalеного режиму, сумарних втрат потужності та електроенергії в електричній мережі за фактичних значень потужностей навантажень з урахуванням генерування ВДЕ;
- визначаються розрахункові значення струмів навантажень всіх вузлів електричної мережі. Крім того розраховуються струми, що



задають обсяг і напрямок транзиту (адресного постачання) потужності  $J_{\text{тр}}$  та  $J_{\text{тр}}^{\text{СП}}$ ;

– розраховуються два режими з заданими струмами навантаження та генерування: для першого режиму задаються розрахункові значення струмів навантажень всіх вузлів ЕМ, крім  $J_{\text{тр}}$  та  $J_{\text{тр}}^{\text{СП}}$ , а для другого режиму – лише задаючі струми ініціаторів транзиту (ВДЕ), або адресного перетоку (ВДЕ та споживач) потужності;

– визначаються часткові струми у вітках електромережі та складові сукупних втрат потужності в ній, що зумовлені власними навантаженнями (окремо) та транзитом (адресним перетоком) потужності ВДЕ за виразами (2.10), (2.11).

Наведений алгоритм дозволяє визначати втрати потужності, зумовлені транзитною або адресною передачею електроенергії ВДЕ електричними мережами. За наявності відповідного інформаційного забезпечення стає можливим перейти до оперативного контролю цієї складової втрат електроенергії в ЕМ, а також врахування її у алгоритмах координації сумісного функціонування групи ВДЕ (малих ГЕС, що працюють у каскаді, або малих ГЕС та СЕС, що видають потужність в електричну мережу).

### **2.2.2 Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності ВДЕ в розподільних мережах довільної конфігурації**

У п. 2.1 подано математичні моделі та запропоновано метод визначення втрат потужності від транзитних та адресних перетоків у розподільних електричних мережах від впливу ВДЕ. В результаті отримано вирази для обчислення зазначеної складової втрат для електричної мережі, в якій працює одне джерело електроенергії. У випадку експлуатації сукупності джерел, наприклад каскаду малих ГЕС, необхідно мати можливість аналізувати їх сукупний вплив на втрати електроенергії в ЕМ. Тому, на підставі запропонованого методу розробимо алгоритм, придатний для аналізу втрат потужності у електричних мережах з будь-якою кількістю ВДЕ.

Запишемо вираз для визначення струмів у вітках схеми з довільною кількістю вузлів:

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij},$$

де  $\dot{I}_i$  – струм  $i$ -ї вітки;  $\dot{I}_{ij} = C_{ij} \dot{J}_j$  – струм в  $i$ -й вітці від задаючого струму (генерації або навантаження)  $j$ -го вузла;  $C_{ij}$  – коефіцієнти струморозподілу задаючих струмів у вузлах по вітках;  $m$  – кількість незалежних вузлів ЕМ.

Значення часткових струмів у вітках від струмових навантажень вузлів споживання, а також генерації вузлів заступної схеми ЕМ, до яких приєднані ВДЕ, можуть також бути визначені методом почергових розрахунків нормального режиму ЕМ, для кожного з яких задається навантаження (генерація) тільки в одному вузлі [56]. Таким чином процес формування вихідних даних для структурування втрат потужності між споживачами (відновлюваними джерелами) вимагає проведення  $m$  таких розрахунків.

Кількість розрахунків режиму може бути істотно зменшена, якщо згрупувати вузли споживання та генерування відповідно до специфіки та постановки задачі. Наприклад, якщо необхідно оцінити вплив на втрати потужності в розподільних мережах сукупності ВДЕ, які належать одному ліцензіату енергетичного ринку України (тобто втрати між ВДЕ розподіляти не потрібно), то можна обмежитися двома розрахунками режиму ЕМ незалежно від кількості ВДЕ: перший режим розраховується за заданих струмів генерування  $\dot{J}_{\text{тр}_i}$  у вузлах приєднання кожного ВДЕ з сукупності, вплив якої аналізується (задаючі струми інших вузлів дорівнюють нулю); другий режим розраховується за заданих струмів навантаження (генерування)  $\dot{J}_j$  у всіх вузлах ЕМ крім тих, що відповідають вузлам приєднання досліджуваної сукупності ВДЕ (в цих вузлах задаючі струми дорівнюють нулю). Частку втрат потужності в ЕМ, зумовлених функціонуванням ВДЕ, за такої постановки задачі можна визначити згідно з поданим вище алгоритмом (див. п. 2.2.1). У випадку, коли за постановкою задачі необхідно визначати складову втрат потужності в ЕМ для кожного ВДЕ з сукупності, то алгоритм дещо ускладнюється.

Якщо струми  $\dot{I}_{ij}$  записати через активні і реактивні складові

$$\dot{I}_{ij} = I'_{ij} + j I''_{ij},$$

то сумарні втрати потужності  $i$ -ї вітки можна визначити

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \cdot \left[ \left( \sum_{j=1}^m I'_{ij} \right)^2 + \left( \sum_{j=1}^m I''_{ij} \right)^2 \right] \cdot z_i, \quad (2.16)$$

де  $z_i$  – комплексний опір  $i$ -ї вітки заступної схеми ЕМ.

Враховуючи (2.10), вираз (2.16) може бути переписано

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \cdot \left( \sum_{j=1}^m I_{ij}'^2 \mu'_j + \sum_{j=1}^m I_{ij}''^2 \mu''_j \right) \cdot z_i, \quad (2.17)$$

де  $\mu'_j = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I_{i\eta}'}{I'_{ij}}$ ,  $\mu''_j = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I_{i\eta}''}{I''_{ij}}$  – коефіцієнти взаємовпливу навантаження (генерування) окремих вузлів.

З (2.17) видно, що втрати потужності у вітках електричної мережі викликані протіканням струму  $j$ -го вузла, залежать не тільки від його часткового струму, але й від значень інших часткових струмів, що протікають цією віткою. Міра такого впливу характеризується коефіцієнтами впливу  $\mu'_j$  і  $\mu''_j$ , які враховують вплив задаючих струмів решти вузлів схеми на втрати, викликані генеруванням у  $j$ -му вузлі.

Використовуючи (2.17), можна визначити втрати в мережі  $\ell$  від протікання в множині віток  $\theta_{\text{в}\ell}$  її заступної схеми струмів генерування від сукупності ВДЕ:

$$\Delta \dot{S}_\ell = \sum_{i \in \theta_{\text{в}\ell}} 3 \cdot (I_{i\_РДЕ}'^2 \mu'_{i\_РДЕ} + I_{i\_РДЕ}''^2 \mu''_{i\_РДЕ}) \cdot z_i, \quad (2.18)$$

де  $I'_{i\_РДЕ}$ ,  $I''_{i\_РДЕ}$  – активна та реактивна складові часткових струмів у  $i$ -ій вітці заступної схеми ЕМ, що викликані генеруванням ВДЕ, або сукупності функціонально поєднаних таких джерел у кількості  $k_{\text{ВДЕ}}$ ;

$$\mu'_{i\_РДЕ} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta \in \theta_{\text{ГР}}, \eta \neq k_{\text{ВДЕ}}} I'_{i\_RDE}}{I'_{i\_РДЕ}}, \quad \mu''_{i\_РДЕ} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta \in \theta_{\text{ГР}}, \eta \neq k_{\text{ВДЕ}}} I''_{i\_RDE}}{I''_{i\_РДЕ}} \quad - \text{ коефіцієнти}$$

впливу струмових навантажень інших груп вузлів заступної схеми ЕМ

на втрати, викликані генеруванням ВДЕ, що входять до сукупності  $k_{\text{ВДЕ}}$  (тут враховується, що сукупність станцій викликає взаємні зовнішні перетоки потужності);  $\theta_{\text{ГР}}$  – кількість груп вузлів заступної схеми ЕМ з урахуванням сукупності ВДЕ, що виділені за технологічними особливостями з загальної кількості вузлів ЕМ;  $I'_{i\_n}$ ,  $I''_{i\_n}$  – активна та реактивна складові часткових струмів, що викликані споживанням групи вузлів  $n$ , в  $i$ -й вітці заступної схеми ЕМ.

Струм  $I_{i\_РДЕ}$  в  $i$ -й вітці схеми, викликаний сумарним навантаженням ВДЕ групи  $k_{\text{ВДЕ}}$ , визначається з розрахунку режиму електричної мережі за відсутності навантажень у всіх вузлах крім вузлів приєднання станцій.

За виразом (2.18) можуть бути визначені складові втрат потужності в електричній мережі від адресних та транзитних перетоків потужності, що зумовлені функціонуванням групи ВДЕ. Розподіл втрат потужності згідно з виразом (2.18) може застосовуватись для аналізу додаткових втрат потужності, зумовлених генеруванням ВДЕ, як у розімкнених електричних мережах енергопостачальних компаній, так і у замкнених мережах регіональних суб'єктів ринку електроенергії.

Відповідно до наведених вище виразів розроблено алгоритм визначення складової втрат в ЕМ довільної конфігурації від адресних та транзитних перетоків потужності:

1. Введення початкових даних та формування списків віток  $\theta_v$  та груп вузлів  $\theta_{\text{ГР}_i}$ ,  $i = \overline{1, k_{\text{ГР}}}$  за функціональною належністю (споживачі, ВДЕ тощо).

2. Розрахунок базового усталеного режиму, для якого задано потужності навантажень та генерування ВДЕ.

3. Визначення розрахункових струмів навантажень, приєднаних до окремих вузлів ЕМ,

$$j_j = \frac{\hat{S}_j}{\sqrt{3}\hat{U}_j}, \quad j = \overline{1, m}.$$

4. Винесення з заступної схеми електричної мережі поперечних віток та еквівалентування їх у потужностях навантаження (генерування) вузлів ЕМ.

5. Розрахунок режиму ЕМ за відсутності навантажень (генерування) у вузлах крім тих, що зумовлені еквівалентуванням поперечних віток заступної схеми.

6. Для кожної з виділених груп вузлів  $\theta_{\Gamma\_i}$ ,  $i = \overline{1, k_{\Gamma}}$  виконується розрахунок усталеного режиму з частково заданим навантаженням (генеруванням). За результатами таких розрахунків визначаються часткові струми у вітках ЕМ від впливу окремих груп вузлів:

6.1 обнулення розрахункових струмових навантажень (генерування) всіх вузлів ЕМ крім вузлів, що належать до функціональної сукупності  $\theta_{\Gamma\_i}$ ;

6.2 розрахунок  $i$ -го усталеного режиму;

6.3 формування  $i$ -го вектора струмів у вітках ЕМ, зумовлених впливом сукупності вузлів  $\theta_{\Gamma\_i}$ .

7. Визначення складової втрат потужності в електричній мережі, зумовленої впливом сукупності вузлів  $\theta_{\Gamma\_i}$  (власних навантажень, ВДЕ тощо):

$$\Delta \dot{S}_{\Gamma\_i} = \sum_{k \in \theta_b} \left[ 3 \cdot (I'_{k\_i}{}^2 \mu'_{k\_i} + I''_{k\_i}{}^2 \mu''_{k\_i}) \cdot z_k \right], \quad (2.19)$$

де  $I'_{k\_i}$ ,  $I''_{k\_i}$  – активна та реактивна складові струмів, що викликані функціонуванням групи вузлів  $\theta_{\Gamma\_i}$ , у  $k$ -й вітці заступної схеми ЕМ;  $\mu'_{k\_i}$ ,  $\mu''_{k\_i}$  – складові коефіцієнтів впливу, які визначаються аналогічно до  $\mu'_{i\_РДЕ}$ ,  $\mu''_{i\_РДЕ}$  з тією відмінністю, що крім струмів від сукупностей  $\theta_{\Gamma\_i}$  вузлів додатково враховуються струми, зумовлені впливом еквівалентів поперечних віток заступної схеми ЕМ (приймаються, як струми від впливу групи вузлів  $\theta_{\Gamma\_0} = \emptyset$ ):

$$\mu'_{k\_i} = 1 + 2 \frac{\sum_{j=0}^{k_{\Gamma}} \sum_{j \neq i} I'_{k\_j}}{I'_{k\_i}}; \quad \mu''_{k\_i} = 1 + 2 \frac{\sum_{j=0}^{k_{\Gamma}} \sum_{j \neq i} I''_{k\_j}}{I''_{k\_i}}. \quad (2.20)$$

8. Аналіз та структурування результатів визначення складових втрат потужності в ЕМ, відображення результатів.

Наведений алгоритм дозволяє отримати такі ж результати як і алгоритм, наведений у п. 2.2.1, але для довільної структури видачі електроенергії ВДЕ. Використовуючи розроблений алгоритм, в залежності від кількості виділених сукупностей вузлів  $k_{ГР}$  електричної мережі з множиною віток  $\theta_v$  можна визначити втрати потужності від транзитних та адресних перетоків потужності, в тому числі й ініційованих ВДЕ. Алгоритм потребує проведення  $k_{ГР} + 1$  розрахунків – за кількістю виділених сукупностей вузлів з урахуванням сукупності ВДЕ, що видають потужність в ЕМ.

Розрахунок усталеного режиму за відсутності задаючих струмів (для зазначеної вище сукупності  $\theta_{ГР\_0}$ ) дозволяє врахувати втрати потужності, викликані протіканням струмів, зумовлених покриттям втрат активної потужності та втрат (генерування) реактивної потужності у поперечних вітках заступної схеми ЕМ, а також протіканням струмів, викликаних незбалансованими коефіцієнтами трансформації у розподільних мережах. Врахування цих складових втрат дозволяє включити алгоритм в імітаційну модель для відтворення та оцінювання ефективності керувальних впливів, пов'язаних зі змінами потужностей ВДЕ.

За цим алгоритмом можна встановити залежність між втратами потужності, що зумовлені адресними і транзитними перетоками, від потужностей генерування окремих ВДЕ та їх сукупностей. Це створює умови для якісного та кількісного оцінювання взаємовпливу режимів електричних мереж та ВДЕ. Використання в алгоритмі функціональних залежностей між параметрами режиму дозволяє зменшити кількість обчислень порівняно з матричними виразами (2.5), (2.6), (2.8) [55, 56].

### **2.3 Оптимізація схеми приєднання ВДЕ до розподільних електричних мереж**

Відомо [1, 2, 4, 9, 13, 40, 43, 54, 57–62], що поява відновлюваних джерел електроенергії в розподільних мережах, завдяки зменшенню навантаження на централізовану систему електропостачання, дозволяє отримувати позитивний ефект. Він проявляється у зменшенні втрат потужності й електроенергії в ЕМ, якими здійснюється транспорту-

вання потужності ВДЕ, підвищенні якості електроенергії, особливо рівнів напруг в електрично віддалених вузлах. В окремих випадках також підвищується надійність електропостачання .

Однак, як показано вище, це стосується лише випадків, коли встановлена потужність ВДЕ та графіки їх роботи виявляються узгодженими з рівнем локального електроспоживання, конфігурацією та параметрами ЕМ [54, 63]. Таким чином, постає задача визначення вузлів приєднання та оптимізації схем видачі потужності для відновлюваних джерел електроенергії з заданими технічними характеристиками.

### 2.3.1 Визначення сукупності потенційних місць приєднання ВДЕ до розподільних електричних мереж

Розглянувши режим роботи ЕМ в довільний момент часу, за відомих потужностей навантаження  $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$  та напруг у вузлах  $\dot{U}_i$  можна визначити задаючі струми вузлів ЕМ [54, 56, 61, 62, 64]:

$$j_i = \frac{(P_{P_i} - jQ_{P_i}) - P_{PDE_i}}{\sqrt{3}\hat{U}_i} = j_{P_i} - j_{PDE_i}, \quad (2.21)$$

де  $P_{P_i}$ ,  $Q_{P_i}$  – розрахункові активна та реактивна потужності навантаження (генерування), що враховують власну потужність навантаження, а також еквівалентні потужності поперечних віток суміжних елементів (ЛЕП, трансформаторів тощо) заступної схеми ЕМ;  $P_{PDE_i}$  – потужності потенційно можливих ВДЕ у  $i$ -му вузлі.

Лінійна модель нормального режиму, що отримана представленням навантаження та генерації вузлів ЕМ у вигляді розрахованих задаючих струмів, буде цілком еквівалентна початковій нелінійній моделі для даного моменту часу [56, 61, 62, 64].

Розглянемо випадок транспортування електроенергії ВДЕ магістральною електричною мережею з трьома навантаженнями (рис. 2.3), якою розподіляється електроенергія від центра живлення до трансформаторних підстанції (ТП) 10/0,4 кВ. Навантаження вузлів ЕМ задаються струмами, а елементи поперечної складової заступної схеми ЛЕП враховуються струмами навантаження у розрахункових навантаженнях вузлів.

Нехтуючи уявною складовою спаду напруги, що припустимо для ЕМ 10 кВ, можна перейти до аналітичних перетворень в окремих складових задаючих струмів. Згідно з методом накладання через головну ділянку (0-1) електричної мережі будуть протікати узгоджено спрямовані часткові струми  $\dot{I}_1, \dot{I}_2$  та  $\dot{I}_3$ , що зумовлені навантаженням окремих ТП 10/0,4 кВ та функціонуванням ВДЕ.

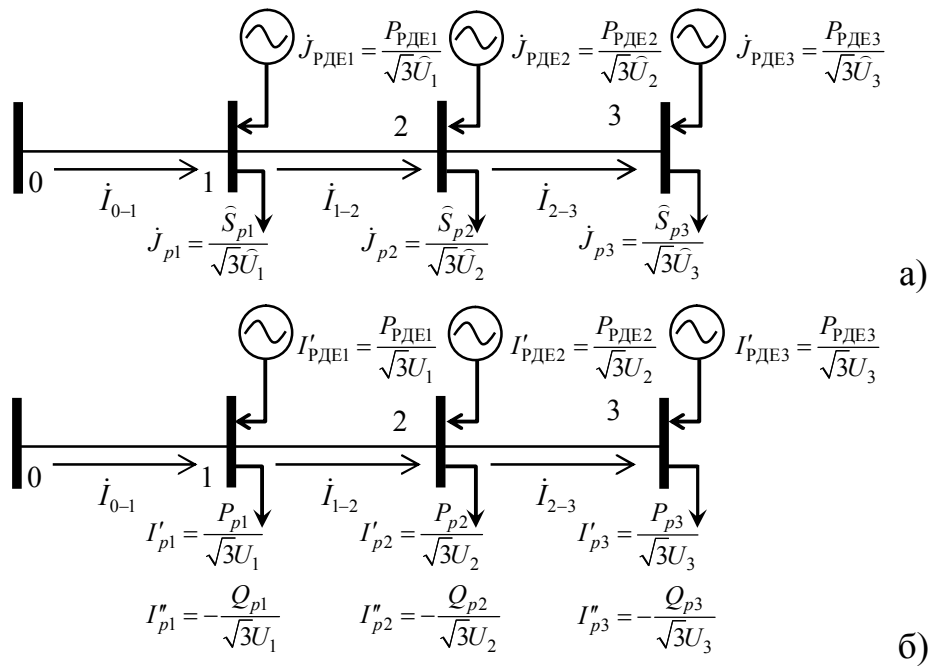


Рисунок 2.3 – Схема перетікання потужності в магістральній електромережі з ВДЕ

Таким чином втрати активної потужності у ЛЕП з опором  $R_{0-1}$  дорівнюють

$$\Delta P = 3 \cdot |\dot{I}_{0-1}|^2 \cdot R_{0-1} = 3 \cdot |\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3|^2 \cdot R_{0-1}. \quad (2.22)$$

Подаючи струми у вигляді дійсної та уявної складових, вираз (2.22) набуде вигляду:

$$\Delta P_{\Sigma} = 3 \cdot \left[ (I'_1 + I'_2 + I'_3)^2 + (I''_1 + I''_2 + I''_3)^2 \right] \cdot R_{0-1}, \quad (2.23)$$

де  $I', I''$  – дійсні та уявні складові часткових струмів.



Якщо виділити з дійсних складових струмів у (2.23) складові, що зумовлені функціонуванням ВДЕ  $I'_{РДЕ_1}, I'_{РДЕ_2}, I'_{РДЕ_3}$  ( $I'_1 = I'_{P_1} - I'_{РДЕ_1}$  і т. д.), то

$$\Delta P_{0-1} = 3 \cdot \left[ \begin{aligned} & \left( I'_{P_1} + I'_{P_2} + I'_{P_3} \right)^2 + \left( I''_{P_1} + I''_{P_2} + I''_{P_3} \right)^2 - \\ & - \left\{ 2 \left( I'_{P_1} + I'_{P_2} + I'_{P_3} \right) \left( I'_{РДЕ_1} + I'_{РДЕ_2} + I'_{РДЕ_3} \right) + \right. \\ & \left. + \left( I'_{РДЕ_1} + I'_{РДЕ_2} + I'_{РДЕ_3} \right)^2 \right\} \cdot R_{0-1}. \end{aligned} \right. \quad (2.24)$$

З (2.24) видно, що на зміну втрат потужності за рахунок приєднання ВДЕ впливає не тільки їх поточна потужність  $P_{ВДЕ_i}$  (враховано відповідним значенням струму  $I'_{РДЕ_i}$ ), але, що більш важливо, співвідношення між активними складовими струмів навантаження  $I'_{P_i}$  та струмів, які зумовлені дією ВДЕ  $I'_{РДЕ_i}$ . Зазначені струми є суто активними у припущенні про відсутність поперечної складової спадів напруги в ЕМ та повну компенсацію реактивної потужності у межах балансової приналежності таких станцій.

Виходячи з (2.24), втрати потужності в ЕМ після встановлення ВДЕ можуть бути подані у вигляді двох складових:

$$\Delta P_{\Sigma\_РДЕ} = \Delta P_{\Sigma} + \delta P_{РДЕ}, \quad (2.25)$$

перша з яких є втратами потужності в ЕМ до встановлення ВДЕ, а друга – визначає додаткові втрати, які зумовлені їх встановленням.

Виділивши останню складову з (2.25) та виконавши ряд перетворень, аналогічно до [56], можна отримати вирази, що характеризують зміну втрат в ЕМ від встановлення ВДЕ у окремих вузлах ЕМ:

$$\begin{aligned} \delta P_{(I'_{РДЕ_1})} &= 3I_{РДЕ_1}^2 \left[ \left( \frac{I'_{РДЕ_2} + I'_{РДЕ_3}}{I'_{РДЕ_1}} \right) + \left( \frac{I'_{РДЕ_1} - 2I'_{\Sigma}}{I'_{РДЕ_1}} \right) \right] R_{0-1}; \\ \delta P_{(I'_{РДЕ_2})} &= 3I_{РДЕ_2}^2 \left[ \left( \frac{I'_{РДЕ_1} + I'_{РДЕ_3}}{I'_{РДЕ_2}} \right) + \left( \frac{I'_{РДЕ_2} - 2I'_{\Sigma}}{I'_{РДЕ_2}} \right) \right] R_{0-1}; \\ \delta P_{(I'_{РДЕ_3})} &= 3I_{РДЕ_3}^2 \left[ \left( \frac{I'_{РДЕ_1} + I'_{РДЕ_2}}{I'_{РДЕ_3}} \right) + \left( \frac{I'_{РДЕ_3} - 2I'_{\Sigma}}{I'_{РДЕ_3}} \right) \right] R_{0-1}, \end{aligned} \quad (2.26)$$

де  $I'_\Sigma = (I'_{P_1} + I'_{P_2} + I'_{P_3})$  – активна складова сумарного струму (без врахування ВДЕ), що протікає заданою віткою ЕМ.

Узагальнивши вирази (2.26) та ввівши позначення за аналогією з [56], отримуємо вираз для визначення впливу ВДЕ в  $i$ -му вузлі на втрати активної потужності в  $k$ -й вітці розімкненої ЕМ довільної конфігурації (з урахуванням описаних вище припущень):

$$\delta P_k(I'_{PDE_i}) = 3I'^2_{PDE_i} \left[ \frac{\sum_{j \in N_k} I'_{PDE_j}}{I'_{PDE_i}} - \frac{2 \sum_{j \in N_k} I'_{P_j}}{I'_{PDE_i}} \right] R_k, \quad (2.27)$$

де  $k$  – номер вітки електричної мережі;  $N_k$  – множина вузлів ЕМ, що отримують живлення по цій вітці.

Підсумовуючи зміни втрат потужності по всіх вітках розподільної ЕМ, якими транспортується потужність ВДЕ, встановленого в  $i$ -му вузлі, до основного центра живлення, вираз для визначення впливу на втрати потужності у ЕМ може бути поданий у такому вигляді:

$$\begin{aligned} \delta P_\Sigma(I'_{PDE_i}) &= \sum_{k \in M_i} \delta P_k(I'_{PDE_i}) = \sum_{k \in M_i} \left[ 3I'^2_{PDE_i} \left[ \frac{\sum_{j \in N_k} I'_{PDE_j}}{I'_{PDE_i}} - \frac{2 \sum_{j \in N_k} I'_{P_j}}{I'_{PDE_i}} \right] R_k \right] = \\ &= 3I'^2_{PDE_i} \left\{ \sum_{k \in M_i} \left[ \frac{\sum_{j \in N_k} I'_{PDE_j}}{I'_{PDE_i}} R_k \right] - \sum_{k \in M_i} \left[ \frac{2 \sum_{j \in N_k} I'_{P_j}}{I'_{PDE_i}} R_k \right] \right\} = \\ &= 3I'^2_{PDE_i} \left( R_\Sigma^{36}(I'_{PDE_i}) - R_\Sigma^{3M}(I'_{PDE_i}) \right), \end{aligned} \quad (2.28)$$

де  $M_i$  – множина віток електричної мережі, що з'єднують центр живлення з вузлом приєднання  $i$ -го ВДЕ.

З (2.28) видно, що зміна втрат потужності в лініях електропередач від приєднання ВДЕ до  $i$ -го вузла залежить не тільки від значення його струму, але і від розрахункових значень струмів навантаження та струмів ВДЕ в інших вузлах, що протікають цією лінією. Ця обставина обов'язково має враховуватися для ефективного вибору місць при-

еднання та графіків видачі потужності відновлюваних джерел електроенергії. Отже, зміну втрат потужності в ЕМ, пов'язану зі встановленням ВДЕ, можна охарактеризувати значенням еквівалентного сумарного опору розподільної мережі  $R_{\Sigma}^{\text{PDE}}(I'_{\text{PDE}_i})$  на шляху транзиту потужності ВДЕ  $i$ -го вузла:

$$R_{\Sigma}^{\text{PDE}}(I'_{\text{PDE}_i}) = R_{\Sigma}^{\text{36}}(I'_{\text{PDE}_i}) - R_{\Sigma}^{\text{3M}}(I'_{\text{PDE}_i});$$

$$R_{\Sigma}^{\text{36}}(I'_{\text{PDE}_i}) = \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[ \frac{\sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{\text{PDE}_j}}{I'_{\text{PDE}_i}} R_k \right]; \quad R_{\Sigma}^{\text{3M}}(I'_{\text{PDE}_i}) = \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[ \frac{2 \sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{\text{P}_j}}{I'_{\text{PDE}_i}} R_k \right]. \quad (2.29)$$

Цей еквівалентний опір містить дві складові:  $R_{\Sigma}^{\text{36}}(I'_{\text{PDE}_i})$  – еквівалентний активний опір, який збільшує сумарний опір ЕМ протіканню струму  $I'_{\text{PDE}_i}$  і, таким чином, підвищує розрахункове значення втрат в ЕМ, що викликані приєднанням ВДЕ в  $i$ -му вузлі;  $R_{\Sigma}^{\text{3M}}(I'_{\text{PDE}_i})$  – складова, що характеризує зменшення сумарного опору ЕМ і, відповідно, втрат в ЕМ через приєднання ВДЕ в  $i$ -му вузлі. Зазначені складові опору можуть приймати різні значення залежно від значення та напрямку розрахункових струмів навантаження та струмів ВДЕ, що протікають у вітках ЕМ і зумовлені перетоками активної потужності до (від) окремих ТП 10/0,4 кВ.

Таким чином,  $R_{\Sigma}^{\text{3M}} \neq 0$  ( $0 \leq R_{\Sigma}^{\text{3M}} < +\infty$ ) вказує на наявність позитивного ефекту (зменшення втрат потужності та електроенергії і, опосередковано, зменшення втрати напруги) для ЕМ від приєднання ВДЕ,  $R_{\Sigma}^{\text{36}} > R_{\Sigma}^{\text{3M}}$  ( $0 \leq R_{\Sigma}^{\text{36}} < +\infty$ ) – говорить про зростання втрат в ЕМ за рахунок перерозподілу потоків потужності, або за рахунок ВДЕ, приєднаних до суміжних вузлів.

Для оцінювання ефективності використання еквівалентних опорів  $R_{\Sigma}^{\text{36}}$ ,  $R_{\Sigma}^{\text{3M}}$  для визначення місць приєднання ВДЕ виконано низку імітаційних розрахунків на прикладі Ямпільських електричних мереж (див. рис. 2.1). Результати розрахунків подано на рис. 2.4. З них видно, що для зв'язку ВДЕ–ТП 110/10 кВ «Михайлівка» співвідношення коефіцієнтів  $R_{\Sigma}^{\text{36}}$ ,  $R_{\Sigma}^{\text{3M}}$  свідчить про потенційне зростання втрат потужності в

ЕМ після перевищення встановленою потужністю ВДЕ значення 400 кВт. Для альтернативного зв'язку ВДЕ–ТП 110/10 «Івонівка» негативний ефект виявляється за встановленої потужності генерування ВДЕ у 250 кВт. Це менше ніж для попереднього варіанта приєднання, не зважаючи на те, що за рахунок меншої електричної відстані для передачі енергії ВДЕ такий зв'язок характеризується меншими (до двох разів) додатковими втратами.

Таким чином, виходячи з еквівалентних опорів (2.29) можна лише підібрати сукупність вузлів електричної мережі, для яких приєднання ВДЕ буде максимально ефективним за критерієм мінімуму втрат потужності у заданому режимі, а також мінімуму втрат електроенергії за певний проміжок часу. Визначальною умовою у цьому випадку є наявність відповідного інформаційного забезпечення (достатнього для отримання адекватних результатів розрахунку характерних режимів ЕМ) та відсутність істотних змін у конфігурації схеми ЕМ протягом певного проміжку часу. В реальних умовах експлуатації зміни в розподільних ЕМ призводять до певних ускладнень у методиці вибору схем приєднання ВДЕ, що вимагає проведення ряду імітаційних розрахунків з можливими змінами нормальної схеми ЕМ.

Виходячи з наведеного вище, для вибору потенційних місць приєднання ВДЕ можна розглядати два підходи:

– приєднання ВДЕ за принципом мінімального ризику, коли місце обирається максимально близько до шин живильної підстанції 110(35)/10 кВ. При цьому незалежно від змін навантаження та комутацій в електричних мережах буде забезпечено мінімальний вплив ВДЕ на втрати електроенергії в ЕМ та рівні напруги (як негативний, так і позитивний);

– приєднання ВДЕ за принципом максимального ефекту, коли місця приєднання підбираються з урахуванням ефекту зменшення втрат потужності в ЕМ за рахунок зменшення перетоків потужності від основного центра живлення до вузлів навантаження. При цьому втрати електроенергії можуть істотно зменшуватися, але ефект залежить від співвідношення потужності ВДЕ та сумарного навантаження ЕМ, а також комутацій у схемі електромереж.

Виходячи з наведеного вище, остаточне рішення щодо місця приєднання та схеми видачі потужності ВДЕ слід приймати на підставі аналізу чутливості втрат потужності в ЕМ до зміни їх параметрів.

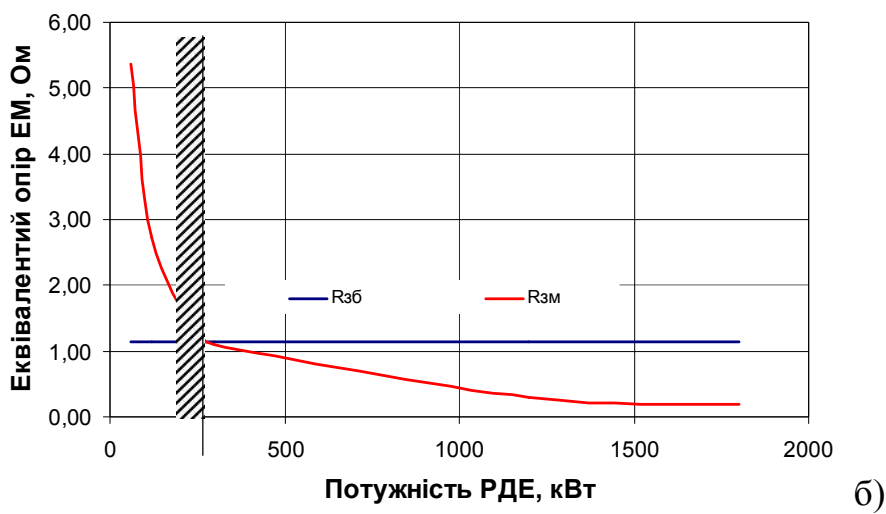
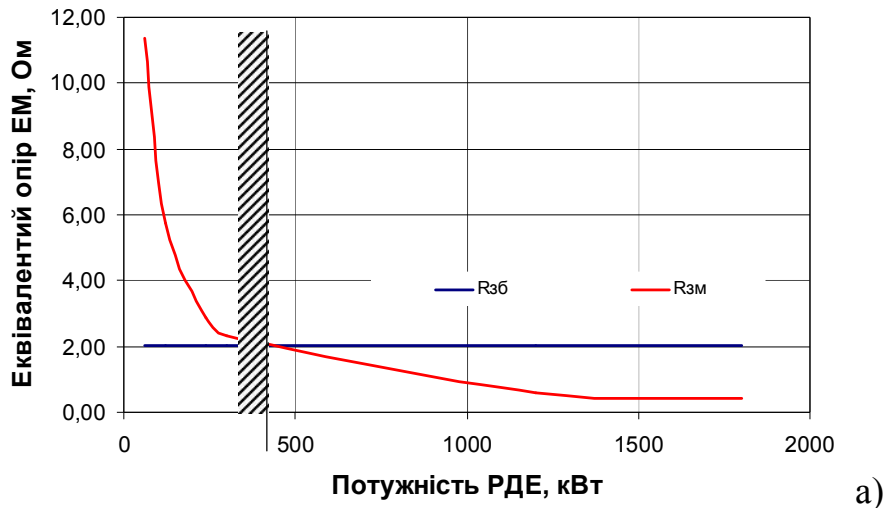


Рисунок 2.4 – Залежності еквівалентних опорів  $R_{\Sigma}^{3б}$ ,  $R_{\Sigma}^{3м}$  від потужності Слобода-Бушанської СЕС, приєднаної до фідера 45 ТП 110/10 кВ «Михайлівка» (а) та до фідера 5 ТП 110/10 кВ «Івонівка» (б)

### 2.3.2 Визначення місць приєднання ВДЕ до електричних мереж на підставі аналізу чутливості

Розглянемо задачу визначення місць приєднання ВДЕ за критерієм мінімуму втрат. За недостатнього рівня інформаційного забезпечення в задачі проектування суттєво ускладнюється визначення критерію оптимальності для окремих варіантів. Можна говорити не про детерміновані значення критеріїв оптимальності, а про їх інтервали невизначеності. Зазначена обставина може бути використана для обґрунтування економічно рівних варіантів схем приєднання ВДЕ, а також зменшення капітальних витрат на їх реалізацію.

Якщо після проведення аналізу доцільності приєднання ВДЕ в кожному вузлі з визначеного раніше переліку, враховуючи експлуатаційні та технічні характеристики, дійшли висновку щодо найбільш ефективних місць їх розташування, то наступною задачею є прийняття остаточного рішення шляхом оптимізації розрахункової потужності ВДЕ, яка має максимально відповідати встановленій потужності ВДЕ. Для прийняття остаточного рішення щодо оптимальних потужностей ВДЕ доцільно скористатися методом аналізу чутливості.

Використовуючи (2.27), запишемо вираз зміни втрат потужності в ЕМ як результат приєднання ВДЕ в найбільш електрично-віддаленому вузлі (див. рис. 2.3, вузол 3):

$$\begin{aligned} \delta P_{\Sigma}(I'_{\text{РДЕ}_3}) = & 3I'^2_{\text{РДЕ}_3} \left[ \frac{I'_{\text{РДЕ}_1} + I'_{\text{РДЕ}_2}}{I'_{\text{РДЕ}_3}} + \frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2(I'_{\text{P}_1} + I'_{\text{P}_2} + I'_{\text{P}_3})}{I'_{\text{РДЕ}_3}} \right] R_{0-1} + \\ & + 3I'^2_{\text{РДЕ}_3} \left[ \frac{I'_{\text{РДЕ}_2}}{I'_{\text{РДЕ}_3}} + \frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2(I'_{\text{P}_1} + I'_{\text{P}_2} + I'_{\text{P}_3})}{I'_{\text{РДЕ}_3}} \right] R_{1-2} + \\ & + 3I'^2_{\text{РДЕ}_3} \left[ \frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2(I'_{\text{P}_1} + I'_{\text{P}_2} + I'_{\text{P}_3})}{I'_{\text{РДЕ}_3}} \right] R_{2-3}. \end{aligned} \quad (2.30)$$

Після нескладних перетворень

$$\delta P_{\Sigma}(I'_{\text{РДЕ}_3}) = 3I'^2_{\text{РДЕ}_3} \left[ \begin{aligned} & \frac{I'_{\text{РДЕ}_1} - 2I'_{\text{P}_1}}{I'_{\text{РДЕ}_3}} R_{0-1} + \\ & + \frac{I'_{\text{РДЕ}_2} - 2I'_{\text{P}_2}}{I'_{\text{РДЕ}_3} (R_{0-1} + R_{1-2})} + \\ & + \frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2I'_{\text{P}_3}}{I'_{\text{РДЕ}_3} (R_{0-1} + R_{1-2} + R_{2-3})} \end{aligned} \right], \quad (2.31)$$

або помноживши вираз у дужках на  $I'_{\text{РДЕ}_3}$ ,

$$\delta P_{\Sigma}(I'_{PDE_3}) = 3I'_{PDE_3} \left[ \begin{aligned} & (I'_{PDE_1} - 2I'_{P_1})R_{0-1} + \\ & + (I'_{PDE_2} - 2I'_{P_2})(R_{0-1} + R_{1-2}) + \\ & + (I'_{PDE_3} - 2I'_{P_3})(R_{0-1} + R_{1-2} + R_{2-3}) \end{aligned} \right]. \quad (2.32)$$

Узагальнюючи на електричну мережу довільної конфігурації,

$$\delta P_{\Sigma}(I'_{PDE_k}) = 3I'_{PDE_k} \left[ \sum_{i=1}^n (I'_{PDE_i} - 2I'_{P_i}) \sum_{j \in \mathbf{M}_{ki}} R_j \right], \quad (2.33)$$

де  $\mathbf{M}_{ki}$  – множина спільних віток заступної схеми електричної мережі на шляху між центром живлення,  $i$ -м вузлом та  $k$ -м вузлом – місцем встановлення досліджуваного ВДЕ:  $\mathbf{M}_{ki} = \mathbf{M}_k \cup \mathbf{M}_i$ .

Чутливість складової втрат потужності  $\delta P_{\Sigma}$  до зміни струму (потужності) окремого відновлюваного джерела  $I'_{PDE_k}$  характеризує відповідна похідна. Для її визначення за потужністю ВДЕ, що приєднане у вузлі 3 схеми (рис. 2.3), скористаємося виразами (2.25) та (2.32):

$$\frac{\partial \delta P_{\Sigma}(I'_{PDE_3})}{\partial I'_{PDE_3}} = 6 \left[ \begin{aligned} & \left( \frac{1}{2} I'_{PDE_1} - I'_{P_1} \right) R_{0-1} + \\ & + \left( \frac{1}{2} I'_{PDE_2} - I'_{P_2} \right) (R_{0-1} + R_{1-2}) + \\ & + (I'_{PDE_3} - I'_{P_3}) (R_{0-1} + R_{1-2} + R_{2-3}) \end{aligned} \right], \quad (2.34)$$

або узагальнюючи на розімкнену мережу довільної конфігурації,

$$\frac{\partial \delta P_{\Sigma}(I'_{PDE_k})}{\partial I'_{PDE_k}} = 6 \left\{ \left[ (I'_{PDE_k} - I'_{P_k}) \sum_{j \in \mathbf{M}_{kk}} R_j \right] + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n \left[ \left( \frac{1}{2} I'_{PDE_i} - I'_{P_i} \right) \sum_{j \in \mathbf{M}_{ki}} R_j \right] \right\}. \quad (2.35)$$

Використовуючи вирази (2.35) для всіх  $m$  перспективних місць приєднання ВДЕ, визначених згідно з наведеним вище, може бути сформовано систему лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \delta P_{\Sigma}(I'_{\text{ВДЕ}_1})}{\partial I'_{\text{ВДЕ}_1}} = 0; \\ \dots \\ \frac{\partial \delta P_{\Sigma}(I'_{\text{ВДЕ}_m})}{\partial I'_{\text{ВДЕ}_m}} = 0, \end{array} \right. \quad (2.36)$$

розв'язання якої дозволяє визначити оптимальні розрахункові потужності ВДЕ для приєднання у відповідних вузлах.

Розмірність системи рівнянь визначається кількістю визначених потенційних місць приєднання ВДЕ. За розрахованими таким чином значеннями оптимальних потужностей визначається вузол ЕМ з мінімальною розбіжністю між розрахунковою оптимальною та встановленою потужностями ВДЕ.

Виходячи з наведеного вище, розроблений метод, який базується на аналізі чутливості втрат потужності в ЕМ, дозволяє однозначно характеризувати доцільність приєднання ВДЕ у заданому вузлі. При цьому враховується технічна ефективність експлуатації розподільних мереж, а також мінімізуються збитки, пов'язані з транспортуванням електроенергії ВДЕ.

## Висновки до розділу 2

З результатів теоретичних досліджень та практичних розрахунків щодо впливу ВДЕ на режими роботи ЕМ встановлено, що через суттєву різницю генерування та сумарного навантаження електричних мереж 110(35) кВ вплив ВДЕ на їх режими практично співмірний з нормативною похибкою вимірювань. Показано, що ВДЕ з встановленою потужністю до 500 кВт практично не впливають на режими роботи таких ЕМ і не призводять до зміни втрат потужності в них.

Показано, що для електричних мереж 10 кВ через більшу чутливість режиму до зміни потужності генерування ВДЕ, особливо приєднаних в електрично віддалених вузлах, діапазон потужностей генерування станцій, що супроводжується гарантованим позитивним впливом на рівень втрат та відхилення напруги, обмежується значен-



нями 100–200 кВт залежно від режиму ЕМ. Для ВДЕ, встановлена потужність яких перевищує 200 кВт, для ЕМ 10 кВ актуальною є задача оптимізації схем їх приєднання до електромереж. Те ж саме для ВДЕ з встановленою потужністю більше 500 кВт для ЕМ 110(35) кВ.

Значення додаткових втрат потужності в ЕМ, які зумовлені транзитними та адресними перетоками електроенергії ВДЕ, можуть бути визначені на підставі еквівалентних опорів ЕМ  $R_{\Sigma}^{3\phi}$ ,  $R_{\Sigma}^{3M}$ . Використовуючи їх залежності від встановленої потужності ВДЕ можна також визначати потенційні місця приєднання ВДЕ до електричних мереж за критерієм мінімуму додаткових втрат потужності в них. Проте, залежність  $R_{\Sigma}^{3\phi}$ ,  $R_{\Sigma}^{3M}$  від зміни навантаження та схем ЕМ не дає можливості обирати на їх підставі остаточний варіант схеми видачі потужності ВДЕ. Для визначення оптимального місця приєднання ВДЕ за критерієм мінімальних втрат потужності в ЕМ або максимального ефекту від їх функціонування в електромережах запропоновано метод, який базується на аналізі чутливості втрат потужності в ЕМ та дозволяє однозначно характеризувати доцільність приєднання ВДЕ у заданому вузлі.

### **3 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА МАЛИХ ГЕС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ**

#### **3.1 Стан та загальна характеристика проблеми**

Відсутність рекомендацій щодо вибору способу приєднання малих ГЕС до електричних мереж, структури, конструктивних та експлуатаційних параметрів їх основного обладнання не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх реконструкції та відновлення [6, 10, 12, 60]. Разом з тим, існує достатньо багатий досвід європейських країн, спираючись на який здійснюється спорудження та відновлення малої гідроенергетики в Україні [4, 5, 14, 15, 65].

Так, у низці країн для перетворення енергії в галузі відновлюваної енергетики (особливо вітроенергетики) знайшли широке застосування асинхронні генератори (*induction generators*). Досвід показує, що для ГЕС з малими встановленими потужностями вони мають низку переваг порівняно з синхронними [4, 5, 8, 16, 17, 19, 22, 27]. Це пов'язано, у першу чергу, з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Але ці генератори мають низку недоліків: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності, виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, накиди реактивної потужності під час пуску агрегату, негативний вплив яких на розподільні електричні мережі підвищується зі збільшенням одиничної потужності агрегату. Компенсація впливу зазначених факторів вимагає на етапі формування технічних умов закладання в проект додаткового силового обладнання, що збільшує його вартість [19, 20, 66].

Таким чином, з метою дослідження доцільності застосування асинхронних генераторів на малих ГЕС в сучасних техніко-економічних умовах України та визначення меж доцільності застосування таких генераторів у малій гідроенергетиці, а також для визначення шляхів підвищення ефективності їх використання з урахуванням взаємовпливу ГЕС та розподільних електричних мереж енергокомпаній необхідно розв'язати комплекс науково-практичних задач:

– сформувати математичне представлення капітальних затрат та експлуатаційних видатків для випадків використання на ГЕС синхронних та асинхронних генераторів;

– дослідити характер споживання реактивної потужності асинхронних генераторів, як основної причини додаткових капітальних затрат на впровадження АГ;

– використовуючи вартісні показники сучасних генераторів малої потужності, статистичні дані щодо затрат на їх експлуатацію, а також методи аналізу чутливості критерію оптимальності до зміни впливових параметрів, визначити та проаналізувати межі ефективного використання асинхронних генераторів на малих ГЕС та порівняти отримані результати з закордонними аналогами, що отримані з літературних джерел;

– сформувати критеріальну модель експлуатаційних затрат для умов використання на малих ГЕС синхронних та асинхронних генераторів та дослідити чутливість отриманих оптимальних рішень;

– розглянути можливості підвищення ефективності застосування асинхронних генераторів (АГ) на малих ГЕС за рахунок підбору відповідних технічних параметрів та характеристик на етапі проектування;

– дослідити вплив синхронних та асинхронних генераторів на значення втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем як важливу складову для обґрунтування доцільності застосування СГ або АГ на малих ГЕС.

### **3.2 Аналіз досвіду застосування асинхронних генераторів для потреб малої гідроенергетики**

У 50–60-х роках минулого століття на теренах Радянського Союзу швидкими темпами велася розбудова малих ГЕС, оскільки вони були головним джерелом електроенергії для аграрного сектору країни. Так, наприкінці 60-х років в Україні експлуатувалося близько 1000 малих ГЕС [3, 6, 11]. Саме в той час розпочалися дослідження щодо практичного використання трифазних асинхронних генераторів для перетворення енергії на ГЕС, які були доведені до практичного застосування на кількох установках [20].

В процесі експлуатації асинхронних генераторів як заміників синхронних було виявлено низку суттєвих переваг. Так, в якості АГ для малої ГЕС можна використовувати серійні асинхронні двигуни без будь-яких доробок, що знижує загальну вартість електричної частини станції [20]. Крім того, асинхронний генератор не має колектора та ковзних контактів, що підвищує його надійність. Імовірність безвідмовної роботи для типових асинхронних двигунів серії АИ, що можуть використовуватися в якості генераторів, складає 0,95 протягом 10 тис. год., або 0,9 – у межах 20 тис. год. експлуатації без капітального ремонту [67, 68]. За рахунок цього зменшуються витрати часу та щорічні відрахування на ремонт і обслуговування електрообладнання МГЕС [14].

Як будь-яка шунтова машина, асинхронний генератор є стійким до зовнішніх к. з., як симетричних, так і несиметричних. Разом з тим, можна створити умови, за яких у випадку зовнішнього короткого замикання відбувається розбудження АГ, що зменшує генерацію ним струмів до місця к.з. [20, 69].

Асинхронний генератор малої потужності має коефіцієнт гармонік напруги та струму на затискачах статорної обмотки менший 2–3 %, на відміну від синхронного аналогічної потужності, для якого вказана величина може сягати 15 % [16, 17, 21, 22]. Таким чином, наявність асинхронних генераторів позитивно впливає на роботу електричних мереж та споживачів електроенергії.

Під час застосування асинхронних генераторів на електростанціях розглядається два режими його роботи – автономний режим, коли генератор працює безпосередньо на навантаження, та режим паралельної роботи, коли АГ віддає потужність в енергосистему. Ці два режими суттєво відрізняються.

Для асинхронного генератора, що працює безпосередньо на навантаження характерним є недоліки, ліквідація яких вимагає додаткових капітальних затрат. Так, наявність джерел реактивної потужності (статичних конденсаторів або синхронних машин), що необхідні для самозбудження АГ здорожує електричну частину ГЕС [16, 20, 21, 70]. Напруга на затискачах генератора з конденсаторним збудженням суттєво залежить від навантаження та швидкості обертання ротора, що вимагає застосування систем автоматичного регулювання потужності конденсаторних батарей [70–72] і підвищує вартість проекту. У випа-

дку значної індуктивної складової навантаження ( $\cos \varphi_n < 0,8$ ) ємність конденсаторних батарей, що необхідна для самозбудження АГ значно зростає, виходячи з чого застосування таких генераторів є ефективним у випадку роботи на навантаження з високим коефіцієнтом потужності ( $\cos \varphi = 0,9-0,98$ ).

Виходячи з цього, було встановлено межу ефективної потужності АГ у автономному режимі не вище 15–20 кВА [20]. У сучасних умовах, у зв'язку з підвищенням якості та зменшенням вартості конденсаторних установок (КУ) та засобів керування ними, ця межа може бути розширена [71, 72].

У випадку роботи асинхронного генератора паралельно з енергосистемою його недоліки, що пов'язані з застосуванням конденсаторного збудження, виявляються неістотними [16, 18, 20, 69], оскільки забезпечення та підтримання умов самозбудження генератора не є обов'язковим. Потрібна для створення обертового поля реактивна потужність може бути отримана безпосередньо з електричної мережі (ЕМ). При цьому значення споживання реактивної потужності з ЕМ для асинхронного генератора буде відповідати його споживанню у режимі двигуна.

До переваг застосування АГ також можна віднести відсутність потреби у засобах регулювання швидкості обертання гідротурбіни, що працює на приєднаний до енергосистеми асинхронний генератор [14–17]. У цьому випадку, на відміну від автономної роботи АГ, швидкість обертання його ротора практично не впливає на швидкість обертання магнітного поля статора, а отже, і на частоту струму та напруги на затискачах генератора. З іншого боку, відсутність автоматичних засобів регулювання швидкості на малих ГЕС з АГ зумовлена тим, що зміни навантаження енергосистеми фактично не впливають на режим роботи асинхронного генератора. Керування роботою малої ГЕС спрощується й через те, що не має потреби у регулюванні напруги на затискачах АГ, оскільки остання задається електричною мережею енергосистеми завдяки великій її потужності.

Асинхронні генератори у випадку паралельної роботи з енергосистемою не вимагають операції синхронізації [16, 17], що підвищує їх маневреність. У момент увімкнення АГ в систему з приведеною швидкістю обертання ротора у межах  $\pm 5\%$  відносно синхронної вплив АГ

на режим роботи системи є неістотним [27, 73]. Після увімкнення, у більшості випадків, аперіодично встановлюється нове значення швидкості обертання ротора (рис. 3.1), що визначається співвідношенням моментів гідротурбіни  $P_T$  та електричної машини  $P_{ел}$ . Таким чином, коливання активної потужності в енергосистемі практично не виникають.

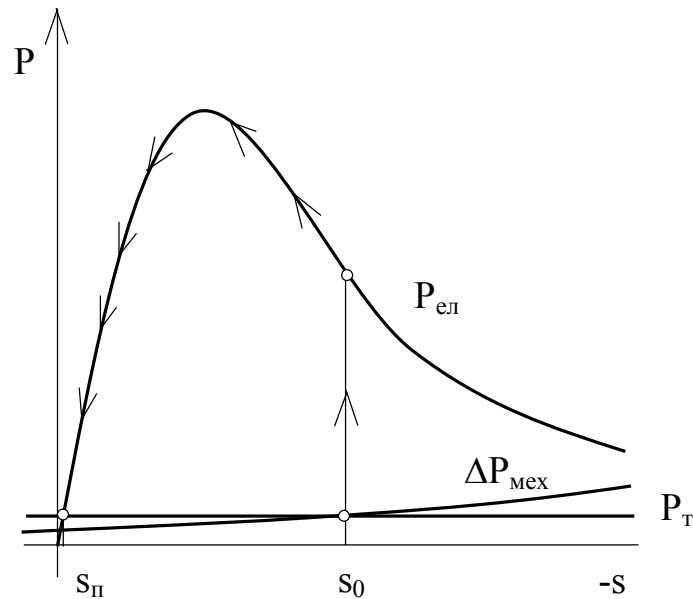


Рисунок 3.1 – Зміна електричних та механічних потужностей під час пуску блока гідротурбіна–асинхронний генератор

Окремо слід зазначити, що за рахунок простоти та надійності конструкції АГ, відсутності систем збудження (у розумінні синхронного генератора), регулювання напруги та швидкості турбіни, а також процесу синхронізації та електричного гальмування у випадку зупинки, спрощується система автоматизації процесу виробництва електроенергії на малих ГЕС, а також зменшується вартість проекту ГЕС в цілому [5, 20]. Вказані переваги знайшли практичне підтвердження під час експлуатації низки МГЕС з асинхронними генераторами – Звенигородської, Слобода-Бушанської та інших.

Таким чином виявляється, що малі ГЕС з АГ, які працюють паралельно з енергосистемою, є менш витратними порівняно з ГЕС з синхронними генераторами [15, 16, 20] навіть у випадку повної автоматизації [20, 26–28], оскільки на них не використовуються такі пристрої як регулятор швидкості гідротурбіни, регулятор збудження

генератора, збуджувач постійного струму, пристрій гасіння поля, пристрої синхронізації та інші захисні засоби, необхідні для нормальної роботи синхронного генератора. Експлуатація МГЕС спрощується і стає можливою повна автоматизація технологічного процесу.

Аналіз сучасних літературних джерел [4, 5, 8, 15–18] показує, що межі ефективного застосування асинхронних машин для перетворення енергії у малій енергетиці є вищими, особливо коли мова йде про паралельну роботу з електроенергетичною системою. Так у [4, 5] зазначається, що для сучасних умов Північної Америки техніко-економічно обґрунтованим вважається встановлення асинхронних генераторів на малих ГЕС потужністю до 5000 кВт. У [8], спираючись на достатньо багатий Індійський досвід розбудови малої енергетики, йдеться про 3000–5000 кВт. Для європейських країн, таких, наприклад, як Данія [15–17], виходячи з особливостей їх гідропотенціалу та економічного розвитку, граничною межею ефективного застосування АГ є лише 2000–3000 кВт встановленої потужності. У іншому випадку перевага віддається синхронним генераторам.

Отже, враховуючи наскільки відрізняються гранично-ефективні потужності застосування АГ для різних регіонів світу, очевидно актуальною і не дослідженою є проблема доцільності застосування АГ у проектах відновлення та будівництва малих ГЕС в Україні, виходячи з сучасних техніко-економічних умов в ній [74].

Разом з тим важливим аспектом залишається дослідження найбільш впливових технічних факторів, правильне врахування яких дозволить сформулювати ефективні проектні рішення, що забезпечать максимальну рентабельність перетворення первинної енергії на малих ГЕС з урахуванням зміни експлуатаційних видатків протягом їх експлуатації.

### **3.3 Формування критерію оптимальності в задачах проектування електричної частини малих ГЕС**

#### **3.3.1 Рентабельність капіталовкладень як критерій оптимальності**

На сьогодні найбільш важливим критерієм оптимальності є рентабельність капіталовкладень, яка визначається [14, 19, 74, 75],

$$R = \frac{\Pi - B}{K}, \quad (3.1)$$

де  $\Pi$  – прибуток;  $B$  – щорічні видатки;  $K$  – капітальні затрати.

Враховуючи специфіку поставленої задачі (визначення меж економічної доцільності застосування асинхронних генераторів), тобто те, що економічний ефект у цьому випадку досягається, в основному, за рахунок зменшення видатків [14, 65, 74, 75], в якості критерію оптимальності доцільно використати щорічні експлуатаційні видатки

$$B = B_k + B_{po} + B_{\Delta W}, \quad (3.2)$$

де  $B_k$  – складова щорічних видатків, що пов'язана з капітальними затратами;  $B_{po}$  – щорічні видатки на ремонт та обслуговування генератора та суміжного електрообладнання;  $B_{\Delta W}$  – щорічні видатки, пов'язані з втратами електроенергії в генераторі, а також від адресних перетоків потужності ГЕС в електричній мережі.

Враховуючи, що результатом досліджень має бути деяка гранична потужність  $P_{гр}$ , для якої використання синхронних та асинхронних генераторів є економічно рівноцінним, всі складові критерію оптимальності мають бути виражені через номінальну потужність генератора.

### 3.3.2 Визначення складових критерію оптимальності

#### 3.3.2.1 Видатки, що пов'язані з капітальними затратами

Складова видатків, що пов'язана з капітальними затратами, визначається таким чином [65, 76]:

$$B_k = (\alpha_n - \alpha_k + \alpha_a) \cdot K; \quad (3.3)$$

$$\alpha_k = \frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1; \quad \alpha_a = \frac{\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1}{\left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100}\right)^{T_{сп}} - 1}, \quad (3.4)$$

де  $\alpha_n$  – коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що визначається плановим терміном окупності ( $\alpha_n = 0,1-0,2$ );  $\alpha_k$  – коефіцієнт відра-



хувань за кредитами ( $\alpha_k = 0,09-0,12$ );  $\alpha_a$  – коефіцієнт амортизаційних відрахувань ( $\alpha_a = 0,09-0,17$ );  $K$  – капітальні затрати на генератор та допоміжне електрообладнання;  $E_{ном}$  – процентна ставка за довготривалими кредитами;  $\alpha$  – коефіцієнт інфляції;  $T_{сл}$  – термін служби обладнання.

Складова капітальних затрат є найбільш визначеною і не потребує додаткових уточнень. Проте залежність капітальних затрат на генератор та додаткове обладнання від його номінальної потужності вимагає додаткових пояснень. Капітальні затрати можна подати таким чином:

– для синхронного генератора

$$K_{СГ} = K_{СГ}^{\Gamma} + K_{СГ}^A,$$

– для асинхронного генератора

$$K_{АГ} = K_{АГ}^{\Gamma} + K_{АГ}^A + K_{АГ}^{КУ},$$

де  $K_{СГ}^{\Gamma}, K_{АГ}^{\Gamma}$  – вартість синхронного та асинхронного генераторів;  $K_{СГ}^A, K_{АГ}^A$  – вартість додаткової апаратури, засобів автоматизації та захисту відповідно синхронного та асинхронного генераторів;  $K_{АГ}^{КУ}$  – вартість конденсаторної установки для покриття споживання реактивної потужності асинхронного генератора.

Зазначені складові достатньо точно можуть бути розраховані лише на етапі проектування конкретної ГЕС [74]. Але слід зазначити, що для генераторів, які виробляються на теренах України та Росії практично завжди справедливе співвідношення  $K_{СГ}^{\Gamma} > K_{АГ}^{\Gamma}$  для потужностей до 4–5 МВт, а також  $K_{СГ}^A > K_{АГ}^A$  – для генераторів довільної потужності (аналізувалися генератори з  $P_{ном} < 16$  МВт) [14].

Складова капітальних затрат  $K_{АГ}^{КУ}$ , яка пов'язана з встановленням компенсаторів реактивної потужності, визначається рівнем споживання реактивної потужності асинхронним генератором

$$K_{АГ}^{КУ} = y_0 Q_{КУ},$$

де  $y_0$  – питома вартість конденсаторної установки, тис. грн./квар;  $Q_{КУ}$  – необхідна потужність конденсаторної установки.

### 3.3.2.2 Техніко-економічна оцінка споживання реактивної потужності асинхронними генераторами

Як відомо [20, 21], для забезпечення генераторного режиму роботи асинхронної машини її необхідно приєднати до електричної мережі змінного струму і обертати за допомогою гідротурбіни зі швидкістю  $n$ , що перевищує синхронну  $n_1$ . При цьому машина набуде від'ємного ковзання  $s$ , тобто швидкість обертання поля ротора перевищить швидкість обертання поля статора. Активна складова  $I'_{2a}$  приведенного струму ротора  $I'_2$  (рис. 3.2), пропорційна ковзанню, стане від'ємною, що призведе до зміни напрямку активної складової струму статорної обмотки  $I_1$  і буде відповідати генеруванню активної потужності в систему [21, 67]:

$$i_2 = \frac{s E_2 r_2}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} - j \frac{s^2 E_2 x_{\sigma 2}}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} = I_{2a} - jI_{2p}, \quad (3.5)$$

де  $s$  – ковзання асинхронної машини;  $E_2$  – еквівалентна е. р. с. обмотки ротора;  $r_2$ ,  $x_{\sigma 2}$  – активний та реактивний опір обмотки ротора.

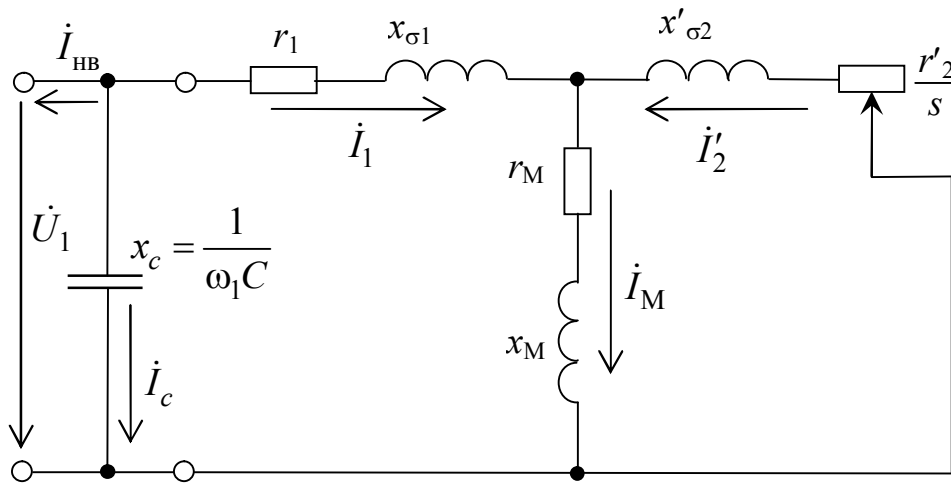


Рисунок 1.2 – Заступна схема асинхронного генератора з конденсаторним збудженням

Напрямок реактивної складової струму  $I_{2p}$  при цьому не зміниться, отже машина як і в режимі двигуна споживатиме реактивну потужність з електричної мережі. Це є особливістю асинхронних генераторів порівняно з синхронними. Слід врахувати також той факт, що

якщо для синхронного генератора потужність збудження не перевищує 1 % від номінальної потужності генератора, то для АГ ця величина сягає 70–100 %. Разом з тим, у випадку асинхронного генератора мова йде про реактивну потужність, що може бути частково чи повністю вироблена конденсаторною установкою або синхронним генератором, що працює паралельно з АГ на малій ГЕС.

Досліджуючи компенсацію реактивної потужності, споживаної АГ, слід окремо розглядати дві задачі [21, 27]: забезпечення умов самозбудження для асинхронних генераторів, що працюють автономно, та компенсацію реактивного споживання АГ, що працюють паралельно з енергосистемою. В останньому випадку метою є підвищення ефективності його експлуатації за рахунок зменшення плати енергосистемі за реактивну потужність.

У першому випадку необхідна ємність  $C$  (а отже і встановлена потужність  $Q_c$ ) конденсаторної установки є більшою. Так, для забезпечення умов самозбудження АГ необхідно, щоб залишкова е. р. с. машини, що наводиться струмом  $\dot{I}_1 = \dot{I}_M$  за рахунок залишкового намагнічування ротора, була достатньою для створення ємнісного струму  $\dot{I}_C$ , який би призвів до підвищення е. р. с. статорної обмотки машини, тобто [21]

$$\begin{aligned} \dot{I}_M(x_{\sigma 1} + x_{m.n}) &> \dot{I}_C x_c, \\ \dot{I}_M &= \dot{I}_C, \end{aligned}$$

де  $x_{m.n}$  – індуктивний опір ненасиченої магнітної системи АГ.

Перехідний процес самозбудження закінчується, коли за рахунок насичення магнітної системи опір  $x_m$  зменшується порівняно з  $x_{m.n}$  настільки, що

$$\dot{I}_C(x_{\sigma 1} + x_m) = \dot{I}_C x_c.$$

Отже, ємність конденсаторної установки, що необхідна для забезпечення збудження АГ, що працює на навантаження автономно [21, 22]

$$C = \frac{1}{\omega_1(x_{\sigma 1} + x_m)}. \quad (3.6)$$

Іншою важливою проблемою, пов'язаною з забезпеченням збудження асинхронних генераторів, що працюють автономно, є забезпечення номінальної напруги на їх затискачах у випадку активно-реактивного навантаження. У цьому випадку необхідна реактивна потужність може бути визначена [20, 21, 72]:

$$Q_c = \frac{U_c^2}{X_c} = Q_\Gamma + Q_H = P_\Gamma \operatorname{tg}\varphi_\Gamma + P_H \operatorname{tg}\varphi_H, \quad (3.7)$$

де  $U_c$  – модуль лінійної напруги на затискачах конденсаторної установки, що визначається напругою на затискачах АГ,  $U_c = U_\Gamma$ ;  $P_\Gamma$ ,  $P_H$  – номінальні активні потужності генератора та його навантаження, які, нехтуючи втратами у конденсаторній установці, можна вважати рівними.

Виходячи з (3.7), ємність конденсаторної установки визначається таким чином [21]:

$$C = \frac{P_{\text{ном}} (\operatorname{tg}\varphi_\Gamma + \operatorname{tg}\varphi_H)}{\omega_1 U_{\Gamma, \text{ном}}^2}. \quad (3.8)$$

Отже, для визначення потужності конденсаторної установки, яка забезпечить збудження АГ, що працює автономно, необхідно використовувати більшу з ємностей, визначених за (3.6) та (3.8).

На сучасних малих ГЕС асинхронні генератори найчастіше застосовуються у режимі паралельної роботи з енергосистемою. Виходячи з цього, відпадає необхідність у забезпеченні їх самозбудження, а також у регулюванні напруги шляхом коригування потужності конденсаторної установки [22, 26], оскільки напруга генератора, як вже відмічалось, жорстко задається системою.

Разом з тим, залишається проблема компенсації споживання реактивної потужності АГ, оскільки отримання реактивної потужності з електричної мережі призводить до підвищення експлуатаційних витратів. Для вирішення вказаної проблеми найчастіше використовують статичні конденсаторні установки або синхронні генератори, що встановлені на станції. Очевидно, що перший шлях веде до підвищення капітальних затрат на електричну частину проекту спорудження або відновлення ГЕС. Отже, актуальним є аналіз впливу параметрів та

режимів роботи АГ на їх споживання реактивної потужності з метою обґрунтованого зменшення встановленої потужності КУ.

Структура споживання реактивної потужності асинхронним генератором така [21]. Найбільша потужність витрачається на створення основного магнітного поля машини  $Q_M = 3I_M^2 x_M$ , на створення полів розсіювання первинного кола машини витрачається потужність  $q_1 = 3I_1^2 x_{\sigma 1}$ , а на створення вторинних полів розсіювання – потужність  $q_2 = 3I_2^2 x'_{\sigma 2}$ . Виходячи з цього, сумарне споживання реактивної потужності АГ

$$Q_1 = Q_M + q_1 + q_2 = P_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}. \quad (3.9)$$

Таким чином, встановлена потужність КУ має підбиратися так, щоб компенсувати споживання АГ  $Q_1$ , якщо не планується використання надлишкової реактивної потужності для забезпечення зовнішніх споживачів на комерційній основі.

Найчастіше малі ГЕС працюють у режимі видачі постійної потужності протягом тривалого періоду часу або у режимі періодичних вмикань на постійну потужність у періоди часу, що відповідають максимальному навантаженню енергосистеми. Виходячи з цього, асинхронні генератори, що входять до їх складу, мають відносно стабільне споживання реактивної потужності. Отже, встановлення нерегульованої КУ певної потужності забезпечує їх економічну роботу [22]. Економічна потужність батареї конденсаторів для випадку постійної експлуатації АГ у режимах, близьких до номінального, може бути обрахована достатньо просто [21]:

$$Q_{КУ} = Q_H = P_H \operatorname{tg} \varphi_H. \quad (3.10)$$

Потужність  $Q_{КУ}$  у випадку, коли в якості генераторів використовуються серійні асинхронні двигуни, становить від 30 % до 90 % їх номінальної потужності в залежності від конструктивних параметрів. Це має враховуватися під час вибору типу та параметрів асинхронної машини.

Виходячи з наведеного, капітальні затрати на конденсаторні установки малих ГЕС

$$K_{AG}^{KY} = y_0 P_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \cdot \quad (3.11)$$

Капітальні затрати на КУ явно залежать від номінальної потужності АГ. Залежності інших складових капітальних затрат від номінальної потужності є складнішими, оскільки на вартість генераторів та додаткового обладнання впливає велика кількість об'єктивних та суб'єктивних факторів. Один з визначальних – номінальна потужність генератора.

Для визначення залежностей  $K_{CG}(P_{\Gamma})$  та  $K_{AG}(P_{\Gamma})$ , використовувалися вартісні та технічні характеристики для 45 синхронних генераторів та 52 асинхронних двигунів, придатних до використання у генераторному режимі. Застосовуючи для вказаної вибірки інтерполяцію за методом найменших квадратів, отримано залежності, наведені на рис. 3.3.

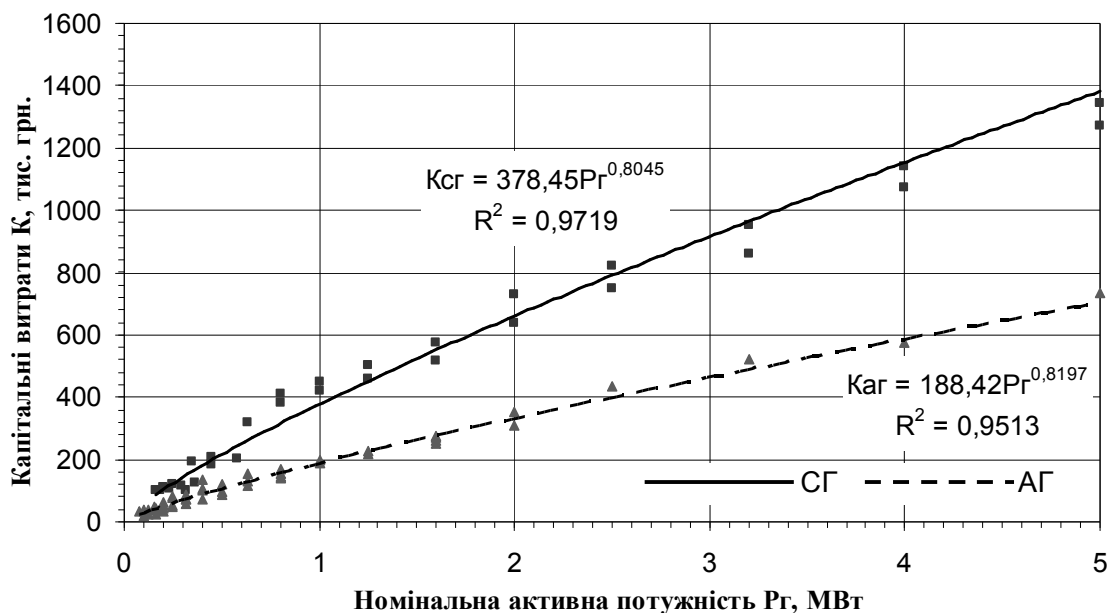


Рисунок 3.3 – Залежності капітальних витрат на генераторне обладнання на малих ГЕС (тут і далі — СГ, --- АГ)

З результатів видно, що усереднені значення капітальних затрат для АГ з урахуванням КУ та апаратури контролю і керування є меншими ніж для СГ у діапазоні номінальних потужностей до 3,5 МВт. Для більших потужностей за рахунок збільшення вартості асинхронних машин їх використання виявляється дорожчим.

Виходячи з отриманої залежності капітальних затрат від номінальної потужності  $P_n$ , визначено характер змін складової видатків  $V_k$ , пов'язаних з забезпеченням капіталовкладень при збільшенні номінальної потужності генераторів (рис. 3.4). При цьому прийнято бажаний термін повернення капіталовкладень 5 років ( $\alpha_n = 0,2$ ), коефіцієнт відрахувань на погашення кредитів  $\alpha_k = 0,1$ , коефіцієнт амортизаційних відрахувань  $\alpha_a = 0,15$ .

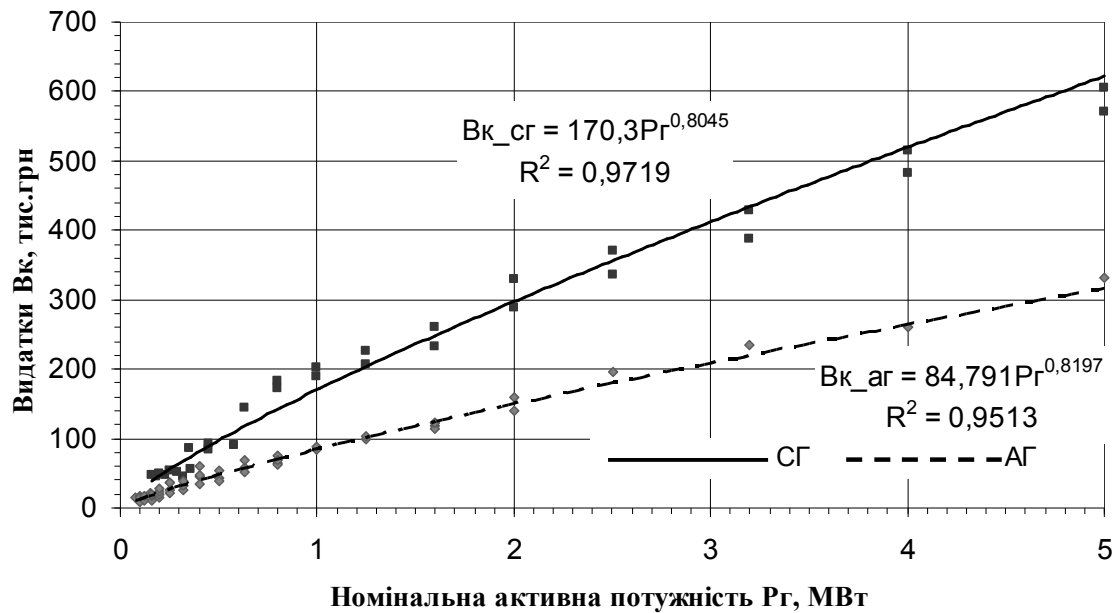


Рисунок 3.4 – Щорічні видатки, пов'язані з забезпеченням ефективності капіталовкладень

### 3.3.2.3 Видатки на компенсацію недовідпущеної (втраченої) електроенергії

В процесі експлуатації генераторів на малих ГЕС складова видатків, що пов'язана з втратами електроенергії, є одною з визначальних. Вона складається з вартості втрат в обладнанні ГЕС, у даному випадку – у генераторах  $V_G$ . Іншою складовою є вартість втрат електроенергії в електричних мережах  $V_{EC}$ . Тобто

$$V_{\Delta W} = V_G + V_{EC}.$$

Складова втрат електроенергії в генераторах визначається через коефіцієнт корисної дії машини  $\eta_n$  та тривалість роботи генератора протягом року  $T_p$ .

$$B_{\Gamma} = \left( \frac{1}{\eta_{\text{н}}} - 1 \right) P_{\Gamma} T_{\text{п}} \text{ц}_0,$$

де  $\text{ц}_0$  – тариф на електроенергію для заданої ГЕС, що визначається відповідно до гарантованої мінімальної ставки «зеленого» тарифу (табл. 3.1) [77].

Таблиця 3.1 – Розрахунок мінімального розміру «зелених» тарифів, що застосовуються після 01.04.2013 р.

Вид альтернативного джерела енергії	Потужність електростанції та інші чинники, що впливають на розмір «зеленого» тарифу	Ставка тарифу (євро/кВт)	Мінімальна ставка тарифу (грн/кВт)
Вітер	До 600 кВт включно	0,06462	0,70
	Більше 600, але не перевищує 2000 кВт	0,07539	0,82
	Понад 2000 кВт	0,113085	1,23
Сонячна енергія	Електростанції на поверхні землі	0,339255	3,68
	Електростанції на дахах та/або фасадах будинків з потужністю, що перевищує 100 кВт	0,348948	3,79
	Електростанції на дахах та/або фасадах будинків з потужністю до 100 кВт включно	0,358641	3,89
	Електростанції на дахах та/або фасадах приватних домогосподарств із потужністю до 10 кВт включно	0,358641	3,89
Гідроелектростанції	Мікрогідроелектростанції (до 200 кВт включно)	0,19386	2,10
	Міні-гідроелектростанції (понад 200 кВт, але не більше 1000 кВт)	0,155088	1,68
	Малі гідроелектростанції (до 10 000 кВт включно)	0,116316	1,26

Інша складова пов'язана з втратами електроенергії в електричних мережах  $\Delta W$  :

$$B_{\text{ЕС}} = \Delta W \cdot c_0,$$

де  $c_0$  – вартість втрат електроенергії в мережах.



Ця складова визначається складніше, оскільки у даному випадку на величину видатків впливають як параметри ГЕС, так і схема приєднання до мережі. В залежності від схеми приєднання та потужності малої ГЕС вплив її на втрати електроенергії в електричній мережі буде різним.

Типові схеми приєднання малих ГЕС показані на рис. 1.3 (див. п. 1.1.2). Виходячи з цієї схеми, за малих встановлених потужностей ( $P_{\Gamma} < P_{\text{наб}}$ ), ГЕС частково компенсує потоки потужності, зумовлені навантаженням  $P_{\text{наб}}$  та  $Q_{\text{наб}}$ , і перетікання потужності з боку живильної підстанції централізованої системи електропостачання  $\dot{S}_{\text{сист}}$  зменшується. Разом з цим, згідно з (1.1), зменшуються втрати потужності та електроенергії в електричних мережах енергосистеми. У випадку збільшення генерування ГЕС над приєднаним навантаженням ( $P_{\Gamma} > P_{\text{наб}}$ ,  $Q_{\Gamma} > Q_{\text{наб}}$ ) втрати в ЕМ, що зумовлені їх впливом, можуть зростати, відповідно до (1.2) та (1.3).

Залежно від типу генераторів, що встановлюються на ГЕС, вплив електростанцій на втрати електроенергії в ЕМ буде різним. З (1.4) та (1.5) видно, що у випадку роботи ГЕС з асинхронними генераторами та потужністю  $P_{\Gamma} < P_{\text{наб}}$ , позитивний вплив станцій на втрати потужності в ЕМ буде меншим ніж для випадку застосування синхронних генераторів:

$$k_{\text{АГ/СГ}} = \cos^2 \varphi_{\text{н}} + \frac{\sin^2 \varphi_{\text{н}}}{\left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1\right)^2} > 1 \quad (3.12)$$

При цьому слід зауважити, що саме на цьому інтервалі робота ГЕС призводить до зменшення втрат в електричних мережах. У випадку  $P_{\text{наб}} < P_{\Gamma} < 2P_{\text{наб}}$  вплив ГЕС з АГ на втрати в ЕМ є меншим, ніж для ГЕС з СГ.

Разом з тим, у випадку  $P_{\Gamma} > 2P_{\text{наб}}$  збільшення втрат в ЕМ через збільшення потужності ГЕС з АГ відбувається (рис. 3.6) повільніше, ніж для випадку СГ, через відсутність генерування реактивної потужності. Отримані висновки підтверджені практичними розрахунками, що буде показано у наступних розділах.

Для отримання моделі видатків на компенсацію втрат електроенергії для випадків застосування синхронних та асинхронних генераторів використано статистичні дані щодо доступних на ринку України електричних машин. Результати визначення  $V_{\Delta W} = f(P_H)$  подані на рис. 3.7.

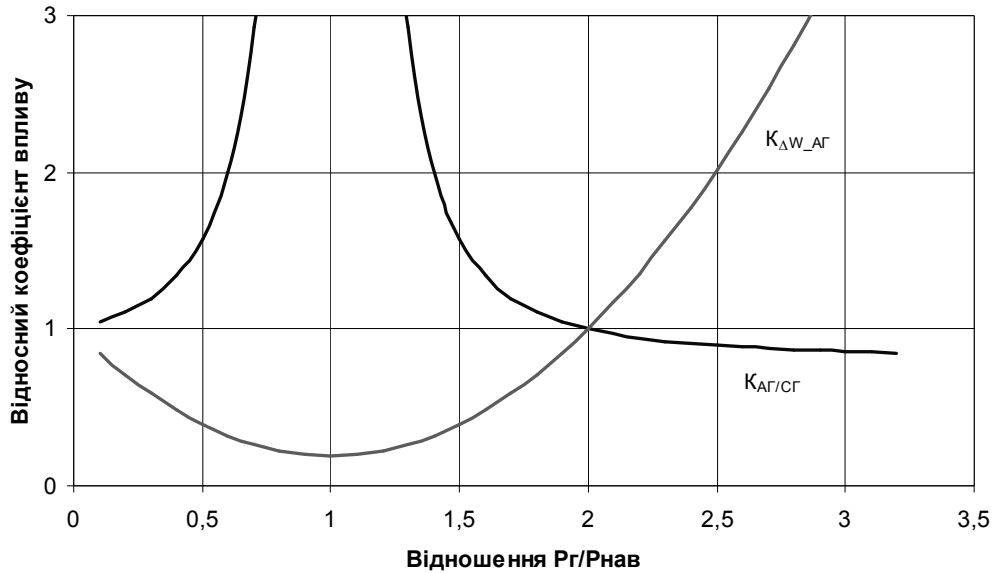


Рисунок 3.6 – Аналіз впливу типу генераторів ГЕС на втрати від перетікання їх потужності електромережами (графіки побудовані для  $\cos \varphi_H = 0.9$ )

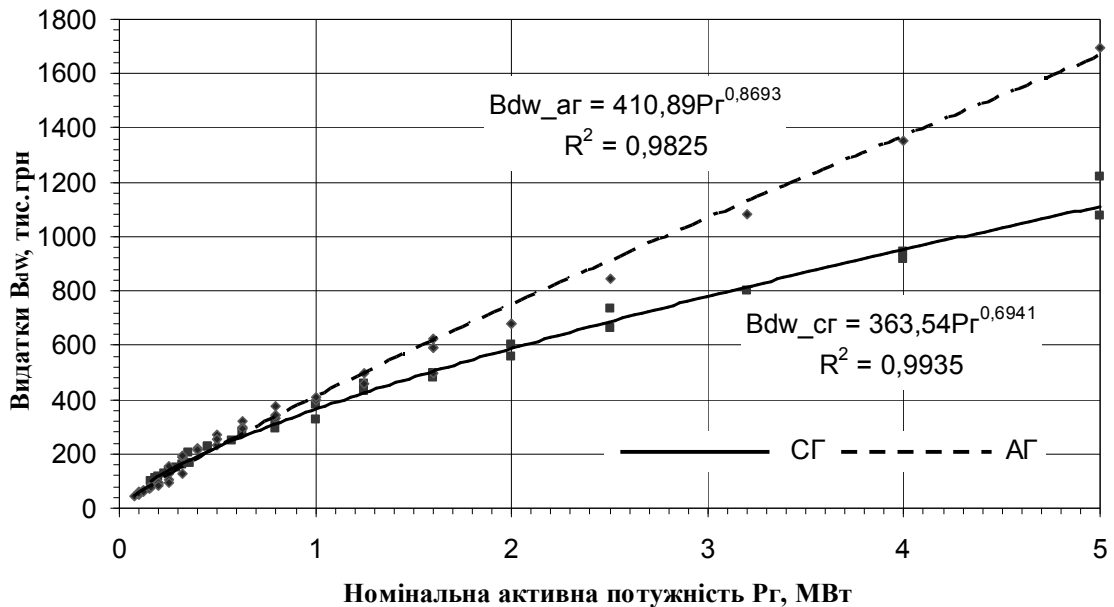


Рисунок 3.7 – Видатки на компенсацію втрат електроенергії в електромережах залежно від номінальної потужності генераторів малих ГЕС

З отриманих результатів видно, що за рахунок менших коефіцієнтів корисної дії для асинхронних генераторів втрати електроенергії і видатки на їх компенсацію для вказаних машин зростають швидше зі збільшенням номінальної потужності, незважаючи на дещо менший вплив АГ на втрати електроенергії в ЕМ.

### 3.3.2.4 Видатки на ремонт та обслуговування

Складова щорічних видатків, яка пов'язана з ремонтом та обслуговуванням основного обладнання, є найбільш простою у визначенні для реального проекту, але складною для узагальнення, оскільки крім технічних параметрів великою мірою визначається особливостями організації процесу експлуатації окремих ГЕС та їх об'єднань [14, 74]. Але, незважаючи на це, вказану складову можна подати таким чином:

$$V_{po} = V_{пост} + V_o + V_p, \quad (3.13)$$

де  $V_{пост}$  – умовно постійна складова, яка пов'язана з оплатою праці чергового персоналу (практично не залежить від електричних параметрів генератора);  $V_o$  – складова, яка пов'язана з обслуговуванням генератора, проведенням оглядів, виконанням оперативних перемикачів, змін режимів ГЕС тощо;  $V_p$  – складова, яка визначається видатками на поточні, попереджувальні та капітальні ремонти генераторів.

Складові  $V_o$  та  $V_p$  для асинхронних генераторів є меншими, що пов'язано з простотою та надійністю конструкції, мінімальною кількістю систем захисту та керування. Аналізуючи статистичні дані щодо видатків на експлуатацію електричних машин на реальних ГЕС, отримано залежності  $V_{po} = f(P_n)$  (рис. 3.8).

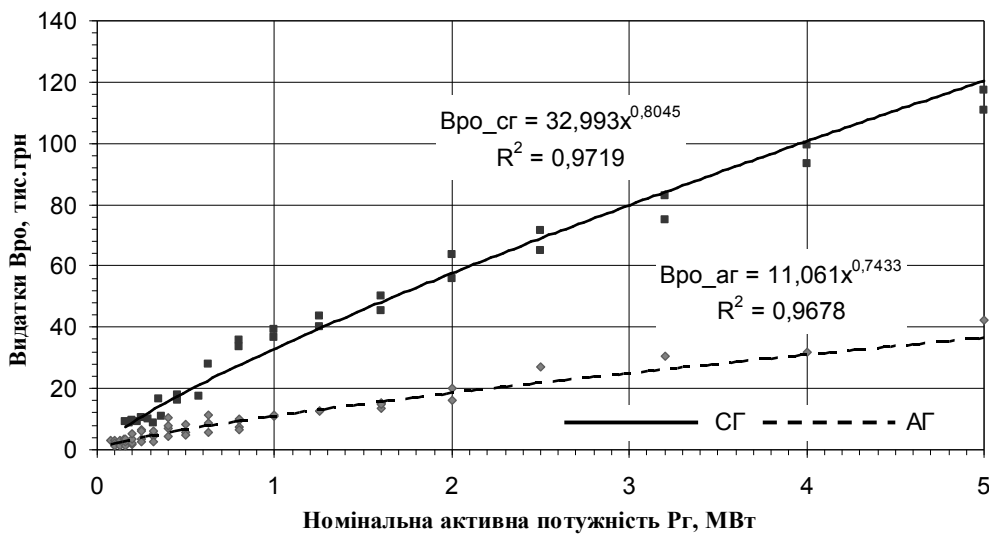


Рисунок 3.8 – Залежності щорічних видатків на ремонт і обслуговування генераторів малих ГЕС від їх номінальної потужності

З аналізу наведених залежностей видно, що за рахунок більшої надійності в експлуатації, а також спрощення схем керування, складова річних видатків  $V_{po}$  для АГ залежить від номінальної потужності генератора менше ніж для випадку застосування синхронних машин.

### 3.4 Визначення граничної потужності ефективного використання асинхронних генераторів, аналіз та оцінювання її чутливості

Визначивши фактори, що мають максимальний вплив на експлуатаційні характеристики генераторів малих ГЕС, та встановивши їх залежність від номінальної потужності машин, отримано залежності критерію оптимальності – річних експлуатаційних видатків для випадків застосування на малих ГЕС синхронних та асинхронних генераторів (рис. 3.9).

З отриманих результатів видно, що гранична потужність застосування асинхронних генераторів, виходячи з сучасних економічних умов, складає біля 2,9 МВт ( $P_{gr} = 2,86$  МВт).

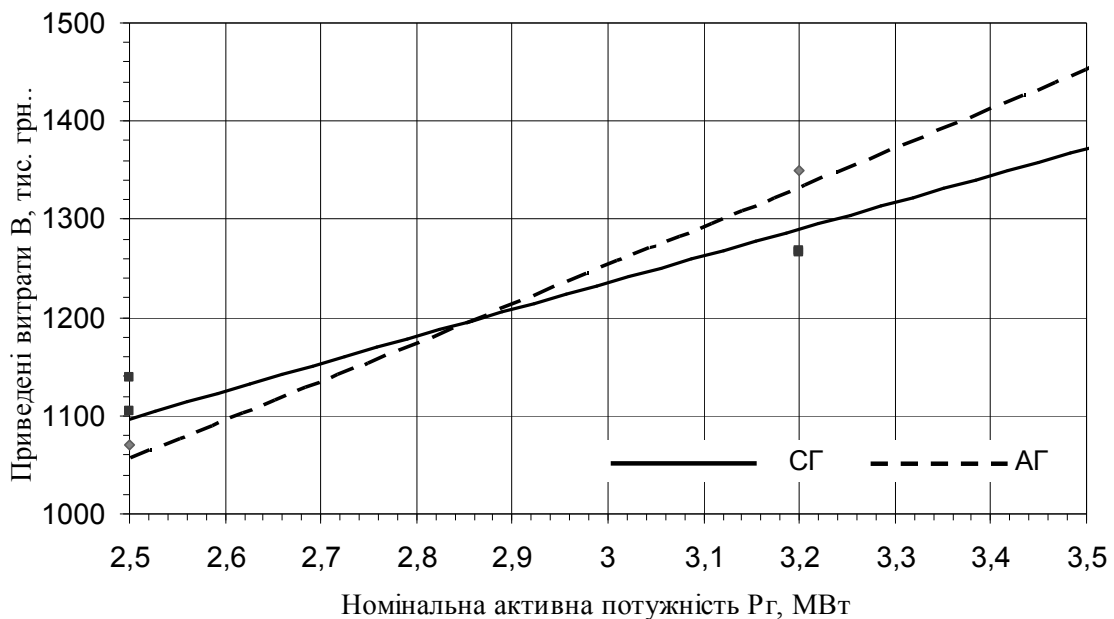


Рисунок 3.9 – Залежності приведених витрат на генераторне та додаткове обладнання малих ГЕС для визначення меж ефективного використання АГ

Оскільки конкретні експлуатаційні умови змінюються, то з метою адаптації отриманого рішення необхідно виконати аналіз його чутли-

вості до зміни основних технічних та економічних факторів. Це, в першу чергу, використання установленної потужності протягом року  $T_n$ , оптовий тариф на відпущену електроенергію  $u_0$ , коефіцієнт нормативних відрахувань від капітальних вкладень  $\alpha_k$  та питома вартість конденсаторних установок  $y_0$ . Результати аналізу чутливості подані на рис. 3.10.

З результатів аналізу чутливості межі ефективного використання АГ видно, що питома вартість конденсаторних установок найменше впливає на граничну потужність (остання змінюється у межах 30 %). Разом з тим, зменшення процентних ставок за кредитами, збільшення часу використання потужності та ціни на електроенергію істотно (у 2–2,5 рази) скорочує діапазон граничних потужностей.

Виходячи з результатів аналізу чутливості можна зробити такі висновки:

- для станцій з проектною потужністю окремого блока до 2,0 МВт і часом використання навантаження меншим 5000 год./рік доцільно встановлювати асинхронні генератори;

- діапазон потужностей від 2,0 МВт до 5,0 МВт, виходячи з можливих відхилень визначальних факторів, є діапазоном економічно рівноцінного використання АГ та СГ;

- у випадку необхідності перетворення механічної потужності понад 5 МВт перевагу доцільно віддавати СГ.

Виходячи з результатів аналізу чутливості оптимальних рішень щодо обґрунтування можливості та доцільності застосування АГ на малих ГЕС, напрямком подальших досліджень є формування критеріальних моделей показників ефективності проектних рішень, оскільки співвідношення окремих складових критерію оптимальності у граничній точці відрізняються для АГ та СГ (рис. 3.11):

- АГ: капітальні – 81 %, втрати енергії – 17 %, обслуговування – 2 %;

- СГ: капітальні – 61 %, втрати енергії – 31 %, обслуговування – 8 %.

З рис. 3.11 видно, що для окремих генераторів, які представлені у вибірці (особливо потужністю меншою 1 МВт), спостерігаються істотні (понад 30 %) відхилення співвідношення складових критерію оптимальності від усереднених значень.

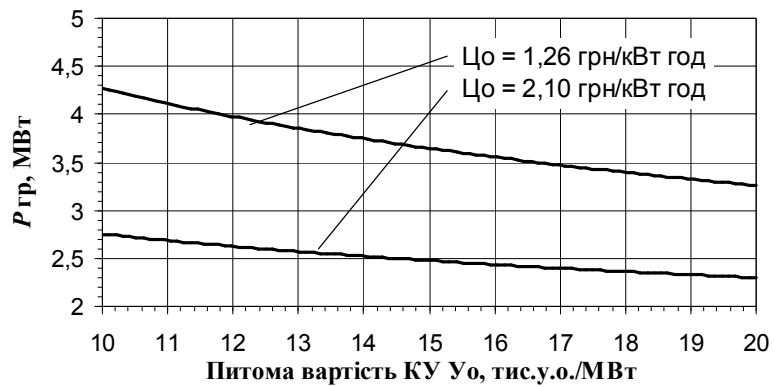
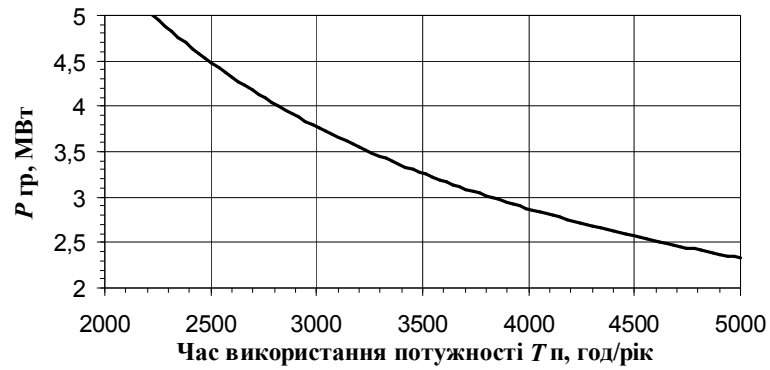


Рисунок 3.10 – Залежності граничної потужності ефективного використання АГ від впливових параметрів для аналізу її чутливості

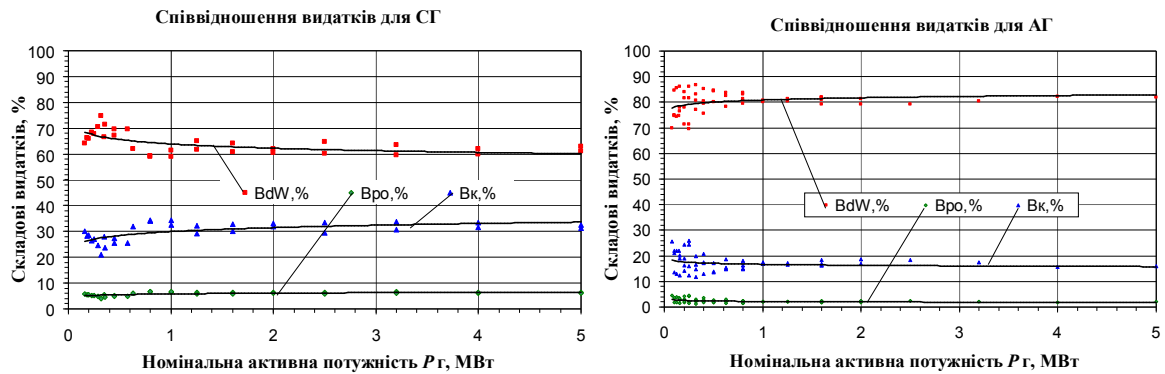


Рисунок 3.11 – До аналізу ваги окремих складових критерію оптимальності

Для встановлення оптимальних співвідношень між зазначеними складовими та забезпечення мінімуму експлуатаційних видатків доцільно використати критеріальний метод. Це дозволить не тільки більш обґрунтовано обирати тип генераторів для ГЕС, але й визначати технічно та економічно доцільний ряд номінальних потужностей генераторів як синхронних, так і асинхронних для потреб малої енергетики. Останнє на сьогодні є особливо актуальним, враховуючи існуючі проблеми розбудови малих ГЕС.

### 3.5. Вибір асинхронних машин та забезпечення ефективності їх експлуатації у генераторному режимі

На даний час на ринку України представлено значну кількість продукції закордонних (*Siemens, AEG, Bauer, Lenze Bachofen* (Німеччина), *Gold, Atlans-Ge Motors* (США), *Leroy Somer* (Франція), електромоторних підприємств Росії) та вітчизняних виробників асинхронних машин [22, 78]. Для вироблення електроенергії на малих ГЕС можуть застосовуватися як власне асинхронні генератори, так і асинхронні двигуни з покращеними енергетичними показниками (енергозберігаючі двигуни).

Очевидно, для спеціалізованих асинхронних генераторів за рахунок деяких конструктивних особливостей, таких як подовження осердя, максимальне використання пазів статора та ротора, ретельний вибір кількості та геометрії зубців, забезпечується підвищення коефіцієнта потужності до 0,95, а коефіцієнта корисної дії у генераторному режимі – до 0,93–0,95. Але, разом з тим, ціна таких машин у 2–2,5 рази вища ніж для асинхронних двигунів тієї ж потужності аналогічного виробника.

Враховуючи особливості використання малих ГЕС [4, 22], а саме – невелику одиничну потужність (від 100 кВт до 20 МВт) та, часто, низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби, що не дозволяє отримувати значних надходжень від реалізації електроенергії, постає необхідність максимально скорочувати капітальні та експлуатаційні затрати. З іншого боку, АГ на малих ГЕС, в основному, експлуатуються в режимах зі стабільною генерацією потужності (зміна навантаження енергосистеми практично не впливає на режими ГЕС), а маневрування виконується шляхом пуску-зупинки окремих агрегатів. Виходячи з цього, доцільним вважається використання в якості асинхронних генераторів асинхронних двигунів, переважно вітчизняного та Російського виробництва. Незважаючи на дещо гірші енергетичні показники (нижчі у межах до 5 %) порівняно зі спеціалізованими АГ та менший ресурс, зменшення затрат на придбання, а також видатків на обслуговування та ремонт роблять такий вибір обґрунтованим.

В Україні та Росії випускають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором серій 4А, АІ та їх модифікації. Враховуючи номінальні коефіцієнти корисної дії, коефіцієнти потужності, ресурс та масогабаритні показники для генерування потужності на малих ГЕС доцільно використовувати двигуни серії АІ, оскільки під час її розробки було враховано досвід експлуатації двигунів 4А і внесені вдосконалення [22, 67, 68] з метою покращення енергетичних та експлуатаційних показників. Під час вибору асинхронної машини слід враховувати також особливості її виконання у межах серії.

Значення коефіцієнта потужності асинхронної машини і, відповідно, встановленої потужності компенсаційної установки істотно залежить від частоти обертання ротора  $n_{2,ном}$ , тобто від кількості полюсів машини  $2p$ . Так, перехід з  $n_{2,ном} = 750$  об/хв. ( $2p = 8$ ) на  $n_{2,ном} = 3000$  об/хв. ( $2p = 2$ ) забезпечує підвищення  $\cos\varphi_{ном}$  у середньому на 10–12 % і зменшення встановленої потужності КУ на 35–40 %. Тобто, в якості АГ доцільно використовувати більш швидкохідні машини.

Асинхронні машини серії АІ виготовляються у таких модифікаціях: нормального виконання, з підвищеним ковзанням, з підвищеним пусковим моментом тощо. Для використання в якості АГ найбільш підходять машини нормального виконання, оскільки вони призначені для тривалої роботи зі сталою потужністю і характеризуються підвищеними значеннями к. к. д. та  $\cos\varphi_{ном}$ . Разом з тим, неприйнятним є вибір машин з підвищеним пусковим моментом, оскільки для них характерне застосування глибоких пазів статорної обмотки та підви-



щення повітряного зазору між статором і ротором, що погіршує енергетичні показники [22, 68]. Найбільш прийнятним є використання асинхронних машин спеціального виконання, розрахованих на середнє річне напруцювання, понад 3 тис. год. Такі машини серії АІ за рахунок підвищеної довжини магнітопроводу та зменшених повітряних зазорів мають вищі к. к. д. та  $\cos\varphi_{\text{ном}}$ .

### Висновки до розділу 3

За умов погіршення екологічної ситуації, а також зменшення запасів традиційних енергоносіїв світове співтовариство зацікавлене у розбудові поновлюваних джерел енергії, у тому числі й малої гідроенергетики. Ці тенденції знаходять своє відбиття в Енергетичній стратегії України до 2030 року. Зі збільшенням ваги малих ГЕС в енергобалансі країни актуальним стає розвиток методичного, інформаційного і технічного забезпечення експлуатації малих ГЕС. Важливим в цьому напрямку є комплексність і методологічна єдність в прийнятті рішень щодо покращання експлуатаційних характеристик малих ГЕС при роботі їх в енергосистемі.

Показано, що застосування асинхронних генераторів для відновлення малих ГЕС забезпечує спрощення проекту електричної частини малої ГЕС, а також зниження вартості її реалізації. Аналіз математичного представлення експлуатаційних видатків для малих ГЕС з різними типами генераторів дозволив встановити діапазон номінальних потужностей асинхронних генераторів, що відповідає їх ефективному використанню – 0,1–2,0 МВт. Останнє дозволяє більш обґрунтовано приймати проектні рішення щодо проектування електричної частини малих ГЕС. Аналіз чутливості граничної потужності ефективного використання АГ дозволив визначити перелік найбільш впливових факторів, а також адаптувати отриманий результат до реальних експлуатаційних умов.

Спираючись на досвід проектування та експлуатації малих ГЕС сформовано перелік рекомендацій щодо підбору асинхронних машин для роботи в якості генераторів, а також забезпечення максимальної ефективності їх експлуатації. Сучасні умови та особливості експлуатації малих ГЕС на енергетичному ринку України вимагають підвищення рівня автоматизації процесів, пов'язаних з виробленням електроенергії. Застосування асинхронних генераторів є передумовою спрощення структури автоматизованої системи ведення режиму на малих ГЕС, а також забезпечення рівня надійності, що є достатнім для їх автономної експлуатації.

#### **4 МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ СТАНІВ КОМПЛЕКСУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

З розвитком ВДЕ актуальним став розвиток методичного, інформаційного і технічного забезпечення їх експлуатації [2, 10, 13]. Важливим в цьому напрямку є комплексність і методологічна єдність в прийнятті рішень щодо покращення експлуатаційних характеристик ВДЕ при роботі їх в електричних мережах. Як показує досвід експлуатації різних електроенергетичних об'єктів, в тому числі електростанцій, найкращим чином це досягається з застосуванням АСК [23, 54, 79].

Недостатні дослідження задач проектування та експлуатації ВДЕ в сучасних умовах, їх впливу на режими роботи ЕМ, неузгодженість номінальних параметрів основного обладнання з потребами таких джерел, відсутність типових рішень стосовно засобів захисту та автоматизації процесу виробництва електроенергії не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх розбудови, крім того не дозволяє ефективно їх експлуатувати.

Для моделювання оптимальних режимів роботи груп ВДЕ, об'єднаних функціональними зв'язками (сумісною роботою в електричній системі – для різнотипних ВДЕ, в електричній та водогосподарській системах – для гідроелектростанцій тощо) можна знайти цілу низку методів та підходів, що знайшли широке застосування у традиційній електроенергетиці [80–83]. Переважна більшість з них призначена для знаходження чисельних розв'язків оптимізаційних задач, що відповідають заданій сукупності вхідних даних (поточному вектору стану системи), що є достатнім для практичних цілей. Однак, більш перспективним є підхід, що полягає в отриманні аналітичних розв'язків оптимізаційних задач з їх наступним узагальненням на множину характерних станів досліджуваної динамічної системи. Саме такий підхід має переваги з огляду на кінцеву мету цього дослідження – автоматизацію керування функціонуванням динамічної системи, що складається з різнотипних ВДЕ в електричній та водогосподарській системах.

Результати моделювання оптимальних траєкторій зміни станів для об'єднаних груп ВДЕ з застосуванням принципу максимуму Понтрягіна [25, 84–86] та теорії подібності [29, 30, 87] дозволили отримати

узагальнення, які, в свою чергу, дають можливість сформулювати алгоритми оптимального планування сумісної експлуатації таких джерел. Наприклад, для групи малих ГЕС, що працюють у каскаді стало можливим розробити методи та алгоритми оптимізації використання стоків річок. Для групи різнотипних ВДЕ, що працюють в одній розподільній мережі, наприклад сонячної та гідравлічної електростанції, отримати умови оптимальності та розробити алгоритми узгодження їх функціонування з метою отримання максимального прибутку, враховуючи фактор їх впливу на режими електромереж. Важливою перевагою розроблених математичних методів і алгоритмів є їх зорієнтованість на поступовий перехід до оперативного керування функціонуванням ВДЕ в ЕМ з залученням сучасних засобів автоматизації.

У цьому розділі розглядаються задачі оптимізації функціонування ВДЕ, на прикладі малих ГЕС у комплексі з сонячними електростанціями, в електричних мережах та формування напрямків та підходів щодо підвищення рівня автоматизації виробництва енергії такими станціями.

#### **4.1 Умови оптимальності функціонування комплексу ВДЕ на прикладі каскадів малих ГЕС**

##### **4.1.1 Загальні умови роботи каскаду малих ГЕС**

Потужність  $N$  ділянки ріки, що використовується гідроелектростанцією, може бути отримана, якщо в ній врахувати втрати води, напору й енергії в такий спосіб [25]:

$$N = 9,81Q H_{\text{пд}} \eta_{\text{т}} \eta_{\text{г}} , \quad (4.1)$$

де  $Q$  – витрати води, що використовується ГЕС для одержання електроенергії, м<sup>3</sup>/с;  $H_{\text{пд}}$  – підведений до турбін напір, обумовлений різницею рівнів верхнього й нижнього б'єсів з урахуванням гідравлічних втрат у водопровідних спорудах;  $\eta_{\text{т}}$  – к. к. д. турбін;  $\eta_{\text{г}}$  – к. к. д. генераторів.

Якщо замінити в (4.1) коефіцієнти 9,81,  $\eta_{\text{т}}$  і  $\eta_{\text{г}}$  одним коефіцієнтом  $k$ , то з урахуванням можливого відхилення навантаження гідроагрегатів ГЕС від оптимального середні значення коефіцієнта  $k$  для малих

ГЕС (з потужністю гідроагрегатів до 5 МВт) дорівнюють 6,8–7,0, тобто

$$N = (6,8 \div 7,0) Q H_{\text{пд}} . \quad (4.2)$$

На сьогодні на малих ріках України відновлюється і експлуатується група гідроелектростанцій, розташованих на одному водотоці або в одному басейні, а також у різних басейнах, але пов'язаних єдністю водного режиму, що створюють каскади ГЕС. Каскадні схеми використання рівнинних рік складаються головним чином із гребельних ГЕС, а гірських рік – з дериваційних. У гребельних схемах кожна гідроелектростанція використовує ті витрати води, що притікають до її створу. У дериваційних схемах використовуються витрати води, що надходять до водоприймача цього рівня.

У гребельних схемах за наявності кривих підпору на кожному ступені каскаду частина напору буде неминуче губитися й у сумі ці втрати можуть виявитися більшими ніж втрати на кривій підпору, що виходить у разі використання водотоку в одній установці. Із цього погляду каскадне використання водотоку може виявитися енергетично менш ефективним, ніж використання всього водотоку на одній ГЕС. Однак занадто велика концентрація напору на рівнинних ріках зазвичай спричиняє більші затоплення, які наносять великі збитки. Тому розбивка водотоку для енергетичних цілей на ступені економічно виправдана з урахуванням топогеологічних умов на більшій частині території України.

Гідрологічний зв'язок проявляється в тому, що завдяки регулюванню стоку малими ГЕС витрати води на кожному ступені перерозподіляються. Крім того, сумарний стік ріки зменшується у зв'язку з вилученням його на потреби окремих галузей народного господарства й додаткових втрат на випаровування з поверхонь створюваних водоймищ.

Якщо верхній б'єф станції нижчого рівня створює підпір у нижньому б'єфі станції вищого рівня, то здійснюється гідравлічний зв'язок по витраті й напору. Такий каскад є підпертим або зімкнутим, інакше, тобто без підпору – розімкнутим. Б'єфи ГЕС, що спільно обслуговують неенергетичних водоспоживачів і водокористувачів, створюють між ступенями каскаду водогосподарчий зв'язок. ГЕС, що працюють

на ту саму енергосистему, мають електричний зв'язок. Ці зв'язки доводиться враховувати під час здійснення каскадного регулювання стоку. Практично вони ніколи не проявляються індивідуально, а завжди в різному сполученні, при цьому гідрологічний зв'язок буде спостерігатися завжди.

#### 4.1.2 Формування умов оптимального функціонування каскадів малих ГЕС без урахування електричних зв'язків

Як критерій оптимальності при оперативному керуванні режимами каскаду прийнято максимум використання енергетичної ємності водного ресурсу [25]:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{св}} &= \int_{t_0}^{t_k} N_{\text{в}}(t) dt \Rightarrow \max; \\
 N_{\text{в}}(t) &= (6,8 \div 7,0) Q_{\text{в}}(t) H_{\text{в}}(t); \\
 Q_{\text{в}}(t) &= \frac{dV_{\text{в}}}{dt}; \\
 H_{\text{в}}(t) &= H_{\text{ГЕС}}^{\text{нідп}} - h_{\text{спр}}(t) - \Delta z_{\text{нб}}(t),
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

за умови  $h_{\text{спр. min}} \leq h_{\text{спр}}(t) \leq h_{\text{спр. max}}$ ,

де  $N_{\text{в}}(t)$  – електричний еквівалент енергетичної потужності водного ресурсу залежно від часу  $t$ ;  $Q_{\text{в}}(t)$  – витрата води через споруди каскаду ГЕС залежно від часу  $t$ ;  $H_{\text{в}}(t)$  – сумарний напір каскаду ГЕС;  $V_{\text{в}}$  – обсяг води, що спрацьовується ГЕС;  $H_{\text{ГЕС}}^{\text{нідп}}$  – сумарний напір каскаду станцій з урахуванням підпору;  $h_{\text{спр}}(t)$  – глибина спрацювання водоймища;  $\Delta z_{\text{нб}}(t)$  – рівень нижнього б'єфа останньої станції каскаду;  $h_{\text{спр. min}}$ ,  $h_{\text{спр. max}}$  – границі глибини спрацювання водоймища, з урахуванням параметрів споруд і обмежень по водовикористанню.

Поставлену задачу оптимізації можна розв'язати аналітично без урахування електричних зв'язків між окремими малими ГЕС каскаду методами математичного програмування [24, 88–90].

За умови використання безперервного принципу максимуму Понтрягіна [25, 89] необхідна умова максимуму (4.3) має вигляд

$$\zeta_{\text{нб}}(t) = \zeta_{\text{нб0}}(t) = \zeta_{\text{нб}}(t = t_0) = \text{const}, \quad (4.4)$$

де за умови, що  $Q_{\text{нб}}(t) = Q_{\text{в}}(t)$ ,

$$\zeta_{\text{нб}}(t) = z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + \frac{dz_{\text{нб}}}{dQ_{\text{нб}}}. \quad (4.5)$$

$z_{\text{нб}}$  – рівень верхнього б'єфа заданої станції каскаду.

Очевидно, що сталість  $\zeta_{\text{нб}}(t)$  у часі буде відповідати і сталості  $z_{\text{нб}}$ , а отже і  $Q_{\text{нб}}$ . Однак, умова (4.4) забезпечує одержання тільки локального розв'язку (4.3). Глобальний розв'язок може бути отриманий таким чином.

Якщо задатися кількома постійними в часі значеннями  $Q_{\text{в}}$ , то відповідна їм ефективність  $E_{\text{в}}$  може бути визначена за (4.3). У цьому випадку (4.3) набуде вигляду:

$$E_{\text{в}} = (6,8 \div 7,0) Q_{\text{в}} \int_{t_0}^{t_k} H_{\text{в}}(t) dt. \quad (4.6)$$

Рівність (4.6) може бути перетворена так:

$$E_{\text{в}} = 0,00272 Q_{\text{в}} T \bar{H}_{\text{е}} = 0,00272 V_{\text{спр}} \bar{H}_{\text{е}}, \quad (4.7)$$

де  $\bar{H}_{\text{е}}$  – середній енергетичний напір водоймища у випадку спрацювання його за час  $T$  з постійною витратою  $Q_{\text{в}}$  від заданого обсягу  $V_{\text{во}}$  в початковий момент часу  $t_0$ ;  $V_{\text{спр}}$  – заданий обсяг спрацювання водоймища протягом часу  $T$ .

Для типових випадків, коли об'ємна характеристика водоймища подається у вигляді лінійної або параболічної функцій (тобто  $h_{\text{спр}} = k V_{\text{спр}}$  або  $h_{\text{спр}} = k V_{\text{спр}}^2$ ), параметр  $\bar{H}_{\text{е}}$  може бути визначено аналітично:

$$\begin{aligned} \bar{H}_{\text{е}} &= H_{\text{ГЕС}}^{\text{підп}} - \frac{1}{2} h_{\text{спр.к}} - \Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{в}}); \\ \bar{H}_{\text{е}} &= H_{\text{ГЕС}}^{\text{підп}} - \frac{1}{3} h_{\text{спр.к}} - \Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{в}}), \end{aligned} \quad (4.8)$$

де  $h_{\text{спр.к}}$  – кінцева глибина спрацювання водоймища за час  $T$  для постійного  $Q_{\text{в}}$ .

$$Q_{\text{в}} = \frac{V_{\text{в}}(h_{\text{спр.к}}) - V_{\text{в}}(h_{\text{спр.0}})}{T}.$$

У виразі (4.7) значення  $E_{\text{в}}$  залежить тільки від об'єму спрацювання водоймища за час  $T$ , тобто  $E_{\text{в}} = E_{\text{в}}(V_{\text{спр}})$ . Тоді максимум (4.7) відповідає виконанню такої умови:

$$\frac{\bar{H}_{\text{е}}}{V_{\text{спр}}} = -\frac{d\bar{H}_{\text{е}}}{dV_{\text{спр}}}, \quad (4.9)$$

або з урахуванням (4.7)

$$dE_Q = 0,00272 \bar{H}_{\text{е}} \cdot dV_{\text{спр}} = 0,00272 V_{\text{спр}} \cdot d\bar{H}_{\text{е}} = -dE_{\text{н}}. \quad (4.10)$$

На підставі (4.10) оптимальна глибина спрацювання водоймища  $h_{\text{спр.опт}}$  відповідає такому рівню, за якого збільшення вироблення за рахунок подальшого збільшення витрати водоймища  $dE_Q$  повністю компенсується зменшенням напору (тобто  $-dE_{\text{н}}$ ).

Для  $k$ -ї ГЕС каскаду, як і для одиночної ГЕС без гідротехнічних зв'язків, умова оптимальності спрацювання водоймища буде мати вигляд [25]:

$$\frac{\bar{H}_{\text{е.к}}}{V_{\text{спр.к}}} = -\frac{d\bar{H}_{\text{е.к}}}{dV_{\text{спр.к}}} \quad (4.11)$$

де  $\bar{H}_{\text{е.к}} = H_{\text{кас.к}}^{\text{підп}} - \alpha h_{\text{спр.к}} - \Delta z_{\text{нб.н}}$ ;  $\Delta z_{\text{нб.н}}$  – рівень нижнього б'єфа останнього  $n$ -го ступеня каскаду, коли в роботі тільки  $k$ -та ГЕС;  $\alpha = 1/2 \div 1/3$  – залежно від того, наскільки сильний гідротехнічний зв'язок між ГЕС каскаду;  $H_{\text{кас.к}}^{\text{підп}} = \sum_{i=k}^n H_i^{\text{підп}}$ .

З аналізу (4.11) випливає, що якщо всі водоймища в каскаді мають приблизно однакові параметри, то можна стверджувати, що найбільша глибина спрацювання повинна відповідати найвищій ГЕС. Найменша  $h_{\text{спр.опт}}$  буде в останньої  $n$ -ї ГЕС каскаду. З урахуванням періоду наповнення й за недопущення холостого скидання води (через неефе-

ктивність роботи окремих ГЕС каскаду, порушення їхньої працездатності, несвоєчасності виконання керувальних впливів) підведений стік до ГЕС фактично повністю ефективно використовується, тобто

$$W_{\text{ГЕС}}^{\text{підп}}(T) = W_{\text{пр}}(T).$$

З огляду на одержання максимальної енергетичної віддачі від ГЕС це означає необхідність роботи з рівнями верхнього б'єфа  $z_{\text{вб}}(T)$ , які відповідають нормальному підпірному рівню. Ця умова забезпечить мінімум втрат підведеної енергії. Спрацювання водоймища буде потрібне лише для ліквідації необхідності холостого скидання води через обмежену пропускну здатність окремих ГЕС, а також згідно з вимогами енергетичної та водогосподарчої систем [91].

Якщо не враховувати конкретні умови через їх надзвичайне різноманіття за формою впливу на режими каскаду, то енергетично найбільш раціонально вести спрацювання водоймищ у каскаді, починаючи з верхніх ступенів. При цьому стік верхніх ГЕС пропускається через нижні ступені при найбільш високому напорі, тобто з мінімумом втрат. Наповнення варто вести, починаючи з нижньої ГЕС, тоді стік верхніх ступенів буде максимально використовуватися для виробітку енергії в каскаді.

Однак, імовірнісний характер стоку малих рік, вплив коефіцієнтів готовності окремих ГЕС на ефективність роботи каскаду в цілому, санітарні й гідротехнічні обмеження приводять до складностей у реалізації отриманих умов оптимальності функціонування каскаду [91, 92].

Для одержання умов оптимальності, адаптованих до вимог експлуатації малих ГЕС, доцільно використовувати стохастичні методи. Для одержання узагальнених умов оптимальності може бути використаний критеріальний метод.

#### **4.1.3 Формування умов оптимальності режимів каскаду малих ГЕС з урахуванням електричних зв'язків**

Для забезпечення рентабельності малих ГЕС особливо актуальними виявляються організація планування і оперативне керування режимами їх роботи з метою отримання максимального прибутку від реалізації електроенергії [92]. Однак, для малих ГЕС та їх каскадів, що



працюють у складі водогосподарської системи (ВГС), вимоги останньої можуть багато в чому визначати можливості регулювання каскадом електричного навантаження [91]. Це обмежує регулювальний діапазон участі малих ГЕС у добовому графіку навантаження [24]. Останнє приводить до необхідності розв'язування нових завдань, відмінних від суто енергетичних [92].

Найбільш актуальною є задача оптимізації добового режиму групи ГЕС  $P_i(t)$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їхньої електроенергії та мінімізації надходження електроенергії для споживачів до локальної енергетичної системи  $P_{\text{нав}}(t)$  з енергоринку за умов багатоступеневого тарифу електроенергії  $\varpi(t)$

$$\begin{cases} \int_{t_0}^{t_k} \varpi(t) P_{\text{EP}}(t) dt \rightarrow \min; \\ P_{\text{EP}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{\text{нав}}(t) = 0, \end{cases} \quad (4.12)$$

з урахуванням технічних обмежень та гідротехнічних зв'язків між окремими МГЕС.

Враховуючи наведені вище особливості, а також просторову розподіленість об'єкта керування (групи малих ГЕС без гідротехнічних зв'язків або каскаду МГЕС) узгодити їх функціонування для виконання спільної задачі без застосування засобів автоматичного керування є складним і малоефективним [26]. Однак, для організації автоматизованої системи керування (АСК) необхідно встановити сутності взаємозв'язків між об'єктами та умови оптимальності процесів, що відбуваються у межах керованої системи.

Математично оптимізаційна задача (4.12) може бути представлена в такий спосіб. Задано локальну електричну систему з  $n$  гребельними МГЕС і споживачами, сумарна потужність яких становить  $P_{\text{нав}}(t)$ . Втратами від перетікань потужності МГЕС у розподільній мережі можна знехтувати, оскільки згідно з нормативними документами вони визначаються як задана частка від корисного відпуску і не впливають на характер узагальнень. Склад увімкненого обладнання МГЕС протягом доби і його енергетичні характеристики є сталими. Для МГЕС також задані енергетичні характеристики, побудовані без урахування пускових втрат води та незмінному протягом доби напорі на агрега-

тах. Необхідно знайти такі режими роботи ГЕС  $P_i(t)$  протягом доби, які забезпечили б мінімальні витрати на закупівлю електроенергії на енергоринку:

$$\int_{t_0}^{t_k} \varpi(t) P_{EP}(t) dt \rightarrow \min, \quad (4.13)$$

за умови балансу активних потужностей

$$\varphi(t) = P_{\text{нав}}(t) - P_{EP}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0 \quad (4.14)$$

та заданого стоку на кожній МГЕС за добу

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} Q_i(t) dt = 0, \quad (4.15)$$

а також балансу стоків у каскаді  $W_i = W_{i-1} + dW$ , де величина  $dW$  додатковий стік, що визначається стохастичними процесами притоку води на ділянці ріки між  $i - 1$ -ю та  $i$ -ю МГЕС. Обов'язковим є також урахування обмежень за потужністю МГЕС  $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$ , а також за напором  $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$ , що визначаються умовами роботи у ВГС. При цьому відомими вважаються режими МГЕС на початок ( $t_0$ ) і кінець ( $t_k$ ) доби, що розглядається.

У припущенні, що всі залежності, які використовуються в розрахунках, включаючи  $P_{\text{нав}}(t)$  та  $\varpi(t)$ , неперервні й двічі диференційовані, поставлена задача може бути віднесена до граничних варіаційних з ізопериметричними умовами (реалізація заданого стоку) за наявності неголономних рівнянь зв'язку (баланс активних потужностей) і обмежень типу нерівностей.

У цьому випадку можна сказати, що екстремум (4.13) досягається на тих же екстремалях, що й екстремум такого виразу:

$$\begin{aligned} \Phi = \int_{t_0}^{t_k} \left[ \varpi(t) P_{EP}(t) + \lambda(t) \varphi(t) + \sum_{i=1}^n \lambda_i Q_i(t) + \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^n \Pi_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \Pi_i^H(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_k} F(t) dt \Rightarrow \min, \end{aligned} \quad (4.16)$$

де  $\lambda(t)$ ,  $\lambda_i$  – невизначені множники Лагранжа;  $\Pi^P_i(t)$ ,  $\Pi^H_i(t)$  – штрафні функції, введені в цільову функцію  $F(t)$  для урахування обмежень типу нерівностей по потужності та напору окремих МГЕС.

Відомо [62], що мінімум (4.13) буде мати місце, якщо  $P_{ГЕСj}(t)$  є екстремаліями, тобто вздовж них буде виконуватися відоме рівняння Ейлера – необхідна умова екстремуму функціоналу (4.16)

$$\begin{cases} F_{P_{EP}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{EP}} = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = 0, i = 1, 2, \dots, n, \end{cases} \quad (4.17)$$

де

$$\begin{cases} F_{P_{EP}} = \frac{\partial F}{\partial P_{EP}}; F_{\dot{P}_{EP}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_{EP}}; \dot{P}_{EP} = \frac{dP_{EP}}{dt}; \\ F_{P_i} = \frac{\partial F}{\partial P_i}; F_{\dot{P}_i} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_i}; \dot{P}_i = \frac{dP_i}{dt}. \end{cases} \quad (4.18)$$

Розкривши рівняння (4.17, 4.18), отримаємо:

$$\begin{cases} F_{P_{EP}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{EP}} = \Pi(t) + \lambda(t) - \frac{d\Pi(t)}{dt} = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = \lambda_i \left( \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \right) + \lambda(t) + \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}, i = 1, 2, \dots, n. \end{cases} \quad (4.19)$$

Іншими словами, якщо розглянуті рівняння несумісні, а обмеження не є суперечливими, то розв'язок задачі може бути знайдено. Виходячи з цього, необхідні умови оптимального розподілу активного навантаження між малими ГЕС можуть бути представлені в аналітичному вигляді таким чином:

$$z_{EP}^*(t) = \lambda_1 q_1^*(t) = \lambda_2 q_2^*(t) = \dots = \lambda_n q_n^*(t) = \lambda(t), \quad (4.20)$$

де  $z_{EP}^* = z_{EP} + z'_{EP}$ , а  $q_i^* = q_i + q'_i + q''_i$ , за умови, що

$$\begin{cases} z_{EP} = \Pi; z'_{EP} = \frac{d\Pi}{dt}; \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; q''_i = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}. \end{cases} \quad (4.21)$$

Якщо прийняти всі процеси в енергосистемі умовно сталими у межах деякого періоду часу, наприклад  $\Delta t = 1$  год., то умова оптимальності (4.20) набуде вигляду

$$z_{EP}(t) = \lambda_1 q_1(t) = \lambda_2 q_2(t) = \dots = \lambda_n q_n(t) = \lambda(t), \quad (4.22)$$

або

$$\left. \begin{aligned} z_{EP}(t) - \lambda_1 q_1(t) &= 0; \\ \lambda_1 q_1(t) - \lambda_i q_i(t) &= 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \right\} \quad (4.23)$$

де  $q_1$  – відносний приріст витрат води першої МГЕС, яка визначає стік води у каскаді.

Значення  $\lambda_i$  у розрахунках зазвичай визначається ітераційним шляхом так, щоб забезпечити виконання умов реалізації заданого стоку  $W_i$ . Чим більше  $W_i$  за добу, тим менше  $\lambda_i$  і, відповідно, більшу кількість електроенергії доцільно виробляти на цій ГЕС. З (4.23) фізичний зміст  $\lambda_i$  можна визначити як «цінову» ефективність кожної одиниці витрати води на окремій МГЕС, тобто вона показує, наскільки зменшиться вартість електроенергії в енергоринку для локальної енергосистеми за збільшення витрати води на  $i$ -й МГЕС на  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ , за умови дотримання балансу потужності системи:

$$\lambda_i = \frac{z_{EP}}{q_i} = \frac{\partial P_i}{\partial Q_i}. \quad (4.24)$$

Завдання оптимізації добового режиму каскаду МГЕС значно ускладнюється за малих значень часу добігання  $\tau_{\text{доб}}$  між створами. Для такого каскаду необхідно під час визначення  $\lambda_i$  та  $q_i$  враховувати гідравлічний зв'язок між режимами суміжних МГЕС (підпір і  $\tau_{\text{доб}}$ , між створами). Будь-яка зміна витрати цієї МГЕС буде позначатися на зміні підпору на  $i - 1$ -й МГЕС через  $\tau_{\text{доб}_{i-1}}$  і на режимі нижче розташованої  $i + 1$ -ї станції через  $\tau_{\text{доб}_i}$ . Наявність гідравлічного зв'язку в каскаді вимагає зміни розрахункових змінних. Необхідні умови оптимальності режимів МГЕС у системі будуть аналогічні (4.20), (4.23), де  $q_i$  за умови сталості витрат всіх інших МГЕС у каскаді й відомих  $\tau_{\text{доб}_{i-1}}$  і  $\tau_{\text{доб}_i}$  можна визначити за формулою

$$q_i = \frac{\partial P_{\text{каскад}}}{\partial Q_i} = \frac{\partial P_{i-1}}{\partial Q_i} + \frac{\partial P_i}{\partial Q_i} + \frac{\partial P_{i+1}}{\partial Q_i}. \quad (4.25)$$

Вплив зміни режиму МГЕС на показники цінової ефективності електропостачання заданих локальних споживачів буде зменшуватися з урахуванням обмежень з боку водогосподарчої системи [91], а також за умов зменшення об'ємів води, що проходить через турбіни МГЕС. Зазначені обмеження необхідно враховувати під час формування рекомендацій по веденню режиму окремих МГЕС, а також для формування законів керування пристроїв локальної автоматизації.

Виходячи з наведеного вище, формування оптимальних режимів роботи малих ГЕС у каскаді є складною розрахунковою задачею, що вимагає врахування не тільки локальних параметрів окремих ГЕС, але й взаємозв'язків між ними. При цьому для формування завдань для окремих МГЕС щодо оптимального ведення режиму постає окрема, достатньо складна задача – прогнозування стоку  $W_i$  для окремих станцій, що вимагає врахування імовірнісного характеру впливу навколишнього середовища. Виходячи з цього автоматизована система керування каскадом МГЕС має будуватися за ієрархічним принципом [24, 26, 93]. Ієрархічне керування має низку переваг [26, 52, 94, 95]. Воно дозволяє підвищити рівень інтеграції керування введенням елементів більш високого рівня, запобігти дублюванню, розділити складні задачі на підзадачі, що розв'язуються за обмежених технічних можливостей кожного ієрархічного рівня. Це полегшує програмування виділених підзадач АСК перетворенням енергії на МГЕС [92].

Для реалізації отриманих вище умов оптимальності режимів малих ГЕС, що працюють у каскаді, засобами автоматичного керування необхідною умовою є оснащення верхнього рівня комплексом спеціалізованих програмних засобів, призначених для формування законів керування локальних АСК МГЕС нижчих рівнів та їх адаптації. Для розв'язання цієї задачі доцільно використовувати критеріальний метод, оскільки він має суттєві переваги з огляду на забезпечення адаптованості законів керування та формування налагоджувальних параметрів САК з використанням аналізу їх чутливості [87].

## 4.2 Задачі оптимального керування режимами комплексів різнотипних ВДЕ в розподільних електричних мережах

### 4.2.1 Задачі і математичні моделі оптимізації режимів ВДЕ

Реалізація оптимального керування вимагає розроблення відповідного математичного забезпечення. Найкращі результати можна отримати, застосовуючи АСК [26, 52, 59, 93–95], в основу законів керування яких покладено аналітичні умови оптимальності, отримані на підставі дослідження фізичних процесів об'єкта керування [30, 87].

Розглядаючи засоби розосередженого генерування як об'єкт керування, їх можна поділити за ступенем впливу випадкових процесів природного середовища на [48]:

– відновлювані джерела з умовно-керованим генеруванням – використовують відновлювані ресурси, але процес генерування суттєво змінний у часі, оскільки визначається стохастичними впливами навколишнього середовища (ВЕС, СЕС);

– відновлювані джерела з керованим генеруванням – використовують відновлювані ресурси, а процес генерування може бути стабілізований протягом певних періодів часу, сумірних з тривалістю доби, за рахунок керувальних впливів, не пов'язаних зі значними (більше 30 %) втратами первинного енергоносія (МГЕС, геотермальні, біогазові установки тощо). Керованість таких ВДЕ зумовлена можливістю акумулювання та керованого використання первинного енергоносія;

– невідновлювані джерела з керованим генеруванням – використовують традиційне або суміжне паливо, але забезпечують керованість процесу генерування (КГУ, ПГУ, ГТУ та ін.).

Для формування умов оптимальності функціонування ВДЕ проаналізовано оптимізаційні задачі, характерні для експлуатації відновлюваних джерел електроенергії в розподільних ЕМ. На підставі аналізу задачі оптимізації функціонування ЛЕС з ВДЕ було адаптовано до вимог їх роботи в електроенергетичній системі України. Тут може виникати три різні задачі оптимізації.

1. Для оптимізації функціонування ВДЕ у нормальних режимах електричних систем особливо актуальними виявляються питання організації планування і оперативного керування режимами роботи таких станцій з метою отримання максимального прибутку від їх

експлуатації (рис. 4.1). Отже, найбільш актуальною на даний час, враховуючи специфіку забезпечення рентабельності ВДЕ [36, 41, 43, 96], є задача оптимізації добових режимів (на інтервалі часу  $[t_0; t_k]$ ) керованих джерел енергії  $P_i(t)$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  (наприклад МГЕС) з урахуванням режимів умовно-керованих джерел для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку  $\varpi(t)$  та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ [23]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \varpi(t) \sum_{i=1}^n P_i(t) dt \rightarrow \max. \quad (4.26)$$

2. У випадку керування відновлюваними джерелами електроенергії у станах, пов'язаних з локалізацією нештатних ситуацій в електричній системі, доцільно переходити до розв'язання задачі оптимізації режиму ВДЕ з метою зменшення залежності локальної електричної системи з сумарним навантаженням  $P_{\text{наб}}(t)$  від централізованого енергопостачання (рис. 4.2), тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення  $P_{\text{ЦЖ}}(t)$  [23, 36]:

$$\int_{t_0}^{t_k} P_{\text{ЦЖ}}(t) dt \rightarrow \min \quad (4.27)$$

з урахуванням балансового обмеження:  $P_{\text{ЦЖ}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{\text{наб}}(t) = 0$ .

3. Для забезпечення стійкості локальної електричної системи у періоди максимального (мінімального) споживання, або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання, коли варіювання параметрів локального генерування може призводити до порушення обмежень на параметри режиму ЕС, актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізовано графіка (рис. 4.3) сумарного генерування  $P_{\text{ВДЕ}}(t)$  за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристик ВДЕ [23, 36]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left( P_{\text{ВДЕ}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min. \quad (4.28)$$

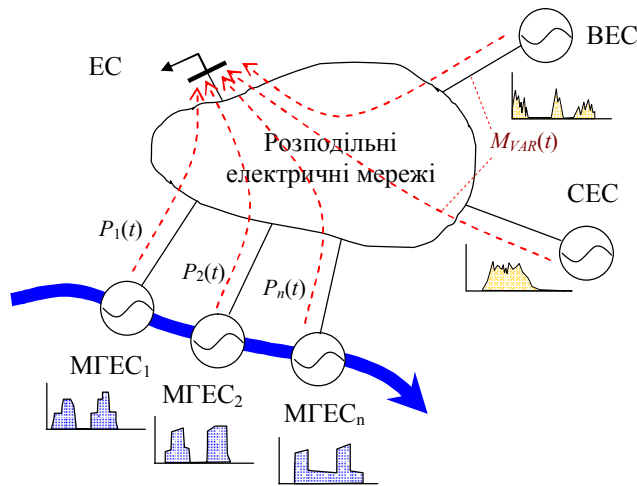


Рисунок 4.1 – Щодо задачі оптимізації прибутку від функціонування ВДЕ

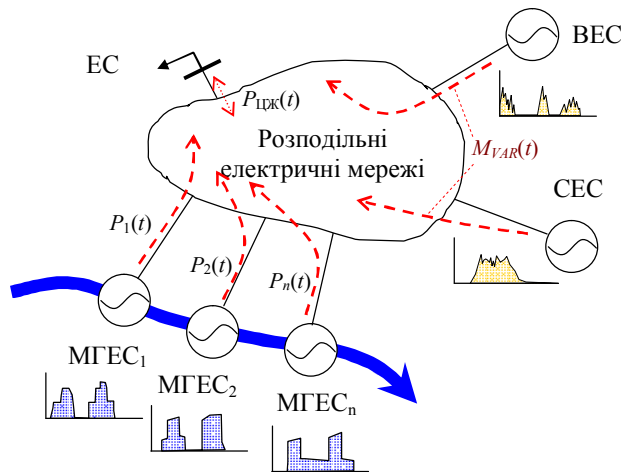


Рисунок 4.2 – Щодо задачі мінімізації впливу комплексу ВДЕ на режими роботи основного джерела централізованого електропостачання ЕМ

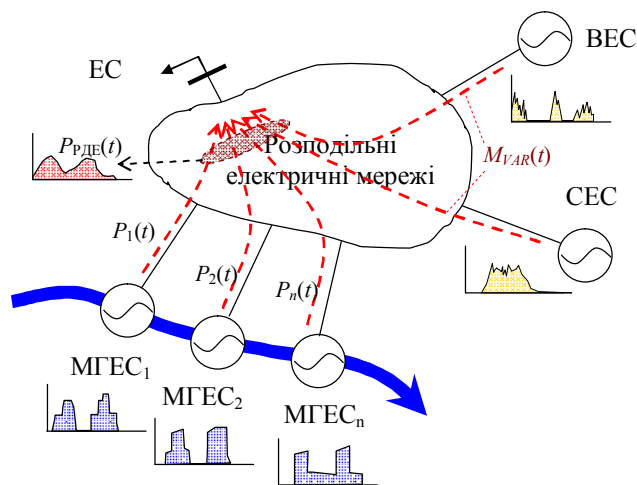


Рисунок 4.3 – Щодо задачі виконання комплексом ВДЕ заданого графіку видачі електроенергії в локальну електричну систему



При цьому має враховуватися прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою АСК [48] і дозволяє достатньо адекватно відтворювати стани умовно-керованих ВДЕ на період до чотирьох діб. За рахунок цього умовно-керовані та нестабільні джерела енергії типу ВЕС та СЕС в цільових функціях та обмеженнях задач оптимального керування можна представити математичним сподіванням часових залежностей генерування  $M_{\text{ВЕС}}\{P(t)\}$ ,  $M_{\text{СЕС}}\{P(t)\}$ ,  $t \in [t_0; t_k]$ .

#### **4.2.2 Формування умов оптимальності режимів комплексу ВДЕ для отримання максимального прибутку від їх експлуатації в електромережах**

Для забезпечення рентабельності ВДЕ необхідно забезпечити отримання максимального прибутку від реалізації електроенергії [23, 36]. Однак, як зазначалося вище, для малих ГЕС, що працюють у складі ВГС, вимоги останньої можуть обмежувати можливості регулювання їх електричної потужності [91]. Це обмежує участь малих ГЕС у добовому графіку навантаження [24], в результаті чого може зростати навантаження локальної енергетичної системи на централізовану систему електропостачання і, відповідно, втрати електроенергії у розподільних електромережах.

Враховуючи наведені вище особливості, а також просторову розподіленість об'єкта керування (окремі групи ВДЕ поєднані розподільними електричними мережами) узгодити їх функціонування для виконання спільної задачі без застосування засобів автоматичного керування є складним і малоефективним [23, 40, 41]. Для організації автоматизованої системи керування, як вказувалося вище, необхідно ідентифікувати взаємозв'язки між об'єктами та умови оптимальності процесів, що відбуваються у межах керованої системи.

Виходячи з наведених задач оптимального керування режимами ВДЕ (4.26), (4.27), формування єдиного критерію та умов оптимальності для їх розв'язання, на перший погляд, є складним. Тобто, функціонування таких джерел у локальній електричній системі має підпорядковуватися окремим законам керування залежно від ситуації. Однак далі буде показано, що застосування методів варіаційного числення у поєднанні з критеріальним методом дозволить отримати уза-

гальнені умови оптимальності для наведених оптимізаційних задач, які відрізняються лише значеннями параметрів [23, 37].

Задача оптимального керування (4.26) може бути подана так (див. рис. 4.1). Задано  $n$  керованих ВДЕ (на прикладі МГЕС) і  $m$  умовно-керованих – ВЕС та СЕС, математичне сподівання сумарної активної потужності яких

$$M_{VAR}(t) = M_{ВЕС}\{P(t)\} + M_{СЕС}\{P(t)\}. \quad (4.29)$$

В якості змінних керування прийнято електричні потужності МГЕС, оскільки вони є найменш залежними від впливів навколишнього середовища і можуть змінюватися у достатньо широких межах не призводячи до істотних втрат енергетичного потенціалу первинного енергоносія. Складові втрат потужності в розподільних мережах, зумовлені перетоками потужності умовно-керованих ВДЕ та малих ГЕС, є функціями від електричних потужностей генерування останніх і повинні враховуватися у цільовій функції, оскільки (див. рис. 4.2) можуть бути сумірними з генеруванням ВДЕ. Склад увімкненого обладнання ВДЕ (керованих та умовно-керованих) і його енергетичні характеристики протягом доби є сталими. Необхідно знайти таке навантаження керованих джерел (малих ГЕС)  $P_i(t)$  на інтервалі часу  $[t_0; t_k]$ , які забезпечили б максимальний прибуток від реалізації електроенергії всієї сукупності ВДЕ:

$$\int_{t_0}^{t_k} \varrho(t) \left[ \sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{VAR}(t) - k_{\varrho}(t) \cdot \Delta P_{ВДЕ}(t) \right] dt \rightarrow \max, \quad (4.20)$$

де  $k_{\varrho}(t)$  – ваговий коефіцієнт, що визначається співвідношенням відпускнуго тарифу для ВДЕ  $\varrho(t)$  та вартості втрат потужності для даної розподільної мережі  $\varrho_0$  і залежить від умов договору на транспортування електроенергії;  $\Delta P_{ВДЕ}(t)$  – складова втрат потужності в розподільних електричних мережах, яка зумовлена функціонуванням ВДЕ.

Так, якщо договором передбачено компенсацію втрат на транспортування у натуральному вигляді, то  $k_{\varrho} = 1$ , інакше  $k_{\varrho}(t) = \varrho_0 / \varrho(t)$ . В умовах дії «зеленого» тарифу на електроенергію, що вироблена з відновлюваних джерел, можна прийняти  $k_{\varrho}(t) = 1/k_{зт} = const$ , де  $k_{зт}$  –

коефіцієнт збільшення відпускнуго тарифу для відновлюваних джерел енергії, по відношенню до середньозваженого).

В якості обмежень задаються стоки на кожній МГЕС за добу

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} Q_i(t) dt = 0, \text{ а також баланс стоків у каскаді } W_i = W_{i-1} + dW, \text{ де}$$

величина  $dW$  визначається стохастичними процесами притоку води на ділянці річки між  $i - 1$ -ю та  $i$ -ю МГЕС. Обов'язковим є також урахування обмежень нерівностей по потужності керованих ВДЕ  $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$ , а також по напору  $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$ , що визначаються умовами роботи у ВГС. При цьому відомими вважаються граничні значення  $P_i(t_0)$  та  $P_i(t_k)$ .

З виразу (4.30) видно, що у випадку зазначення у договорі між енергопостачальною компанією та власником ВДЕ фіксованої ставки відрахувань на компенсацію втрат електроенергії від її транспортування (наприклад 15–20 % від виробленої електроенергії) *задачі оптимізації функціонування електромереж та ВДЕ відокремлюються і технічний ефект для ЕМ зменшується*. Задача оптимізації функціонування ВДЕ в розподільних мережах практично зводиться до забезпечення максимальної видачі електроенергії керованими джерелами незалежно від режимів роботи електромереж та умовно-керованих ВДЕ [23, 44]:

$$\int_{t_0}^{t_k} c(t) k_{\text{тр}} \sum_{i=1}^n P_i(t) dt \rightarrow \max,$$

де  $k_{\text{тр}}$  – коефіцієнт, що враховує зменшення прибутку для ВДЕ за рахунок компенсації втрат на транспортування електроенергії мережами.

Таким чином, найбільш актуальною з огляду на забезпечення ефективності сумісної експлуатації електричних мереж та ВДЕ є задача забезпечення максимального прибутку від реалізації електроенергії у постановці (4.30). Втрати від перетоків потужності ВДЕ у розподільній мережі є функціями від потужностей генерування і становлять від 5 до 20 % від сумарного генерування і ними можна знехтувати лише у випадку, коли вони визначаються як постійна частка від корисного відпуску і не впливають на характер узагальнень.

Залежність втрат потужності в ЕМ  $\Delta P_{\text{ВДЕ}}(t)$  від потужностей окремих ВДЕ приймаємо неперервною і диференційованою на проміжку можливих значень потужностей малих ГЕС  $P_i(t)$  та математичних очікувань потужностей умовно керованих ВДЕ  $M_{\text{VAR}}(t)$ . Тоді складова цих втрат, зумовлена функціонуванням ВДЕ, може бути подана таким чином:

$$\Delta P_{\text{ВДЕ}}(t) = \Delta P_{\text{ВДЕ}}(t_0) + \sum_{i=1}^n \frac{\partial \Delta P(t_0)}{\partial P_i(t_0)} (P_i(t) - P_i(t_0)) + \frac{\partial \Delta P(t_0)}{\partial M_{\text{VAR}}(t_0)} (M_{\text{VAR}}(t) - M_{\text{VAR}}(t_0)).$$

Припустимо, що всі залежності, які використовуються в розрахунках, включаючи  $M_{\text{VAR}}(t)$  та  $\psi(t)$ , неперервні й двічі диференційовані. Тоді поставлена задача може бути віднесена до граничних варіаційних з обмеженнями типу нерівностей. У цьому випадку екстремум (4.30) досягається тими ж функціями  $P_i(t)$ , що й екстремум такого виразу:

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_k} \left[ -\psi(t) \left[ \sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{\text{VAR}}(t) - k_{\psi} \cdot \Delta P_{\text{ВДЕ}}(t) \right] + \lambda_i \sum_{i=1}^n Q_i(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^H(t) \right] dt = \quad (4.31)$$

$$= \int_{t_0}^{t_k} F(t) dt \Rightarrow \min,$$

де  $\lambda_i$  – невизначені множники Лагранжа;  $\text{Ш}_i^P(t)$ ,  $\text{Ш}_i^H(t)$  – штрафні функції, введені в цільову функцію  $F(t)$  для врахування обмежень типу нерівностей за потужністю та напором окремих малих ГЕС.

Відомо, що мінімум (4.30) буде мати місце, якщо для  $P_i(t)$  буде виконуватися необхідна умова екстремуму функціоналу (4.31) – рівняння Ейлера:

$$F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad \text{де } F_{P_i} = \frac{\partial F}{\partial P_i}; \quad F_{\dot{P}_i} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_i}; \quad \dot{P}_i = \frac{dP_i}{dt}. \quad (4.32)$$

Розкривши рівняння (4.32), маємо:

$$\begin{aligned}
& F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = \\
& = \left( \frac{d\Pi(t)}{dt} - \Pi(t) \right) \left( 1 - k_{\Pi} \left[ \frac{\partial \Delta P_{\text{ВДЕ}}(t)}{\partial P_i(t)} - \frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{\text{ВДЕ}}(t)}{\partial P_i(t)} \right] \right) + \\
& + \lambda_i \left( \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \right) + \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n.
\end{aligned} \tag{4.33}$$

Якщо система, утворена рівняннями (4.33) не є виродженою, а обмеження не є суперечними, то необхідні умови оптимального розподілу активного навантаження між малими ГЕС в електричних мережах з урахуванням впливу умовно-керованих ВДЕ можуть бути представлені так:

$$z^*(t) = \frac{\lambda_1 q_1^*(t) + q_1^{\text{III}}}{1 - \sigma_1^*(t)} = \frac{\lambda_2 q_2^*(t) + q_2^{\text{III}}}{1 - \sigma_2^*(t)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}}}{1 - \sigma_n^*(t)}, \tag{4.34}$$

де  $z^* = z + z'$ ;  $q_i^* = q_i + q_i'$ ;  $\sigma_i^* = \sigma_i + \sigma_i'$  за умови, що

$$\begin{cases}
z = -\Pi; \quad z' = \frac{d\Pi}{dt}; \\
q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i' = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}; \\
\sigma_i = k_{\Pi} \frac{\partial \Delta P_{\text{ВДЕ}}}{\partial P_i}; \quad \sigma_i' = -k_{\Pi} \frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{\text{ВДЕ}}}{\partial P_i}.
\end{cases} \tag{4.35}$$

Якщо прийняти всі процеси в ЕМ умовно сталими у межах деякого періоду часу, наприклад,  $\Delta t = 0,5$  год, то умова оптимальності (4.34) набуде вигляду:

$$z(t) = \frac{\lambda_1 q_1(t) + q_1^{\text{III}}}{1 - \sigma_1(t)} = \frac{\lambda_2 q_2(t) + q_2^{\text{III}}}{1 - \sigma_2(t)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n(t) + q_n^{\text{III}}}{1 - \sigma_n(t)}. \tag{4.36}$$

Величина  $\lambda_i$  визначається ітераційним шляхом так, щоб забезпечити виконання умов реалізації заданого стоку  $W_i$ . З (4.36) фізичний зміст  $\lambda_i$  можна визначити, як прибуткову ефективність витрат води на окремій малій ГЕС. Вона показує, наскільки зросте вартість електро-

енергії відпущеної заданою групою ВДЕ за збільшення витрат води на  $i$ -й МГЕС на  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ :

$$\lambda_i = \frac{z(1 - \sigma_1)}{q_i} = -\pi \left[ \frac{\partial P_i}{\partial Q_i} - k_{\pi} \frac{\partial \Delta P_{\text{ВДЕ}}}{\partial Q_i} \right] \approx -\pi \left[ \frac{\partial P_i}{\partial Q_i} - k_{\pi} \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} \right]. \quad (4.37)$$

Здійснюючи оптимальне керування каскадом малих ГЕС для отримання максимального прибутку згідно з умовами оптимальності (4.34), зменшуються втрати потужності та електроенергії в розподільних електромережах, оскільки зростання потужності генерування керованих ВДЕ буде здійснюватися лише тоді, коли приріст генерування компенсує приріст втрат потужності в грошовому еквіваленті. Враховуючи, що втрати в мережах пов'язані з рівнями напруги у вузлах, таке регулювання каскаду буде позитивно впливати і на якість електроенергії.

#### **4.2.3 Формування умов оптимальності режимів ВДЕ за критерієм мінімального впливу локальної електричної системи на основний центр живлення**

Розв'язання задачі оптимізації функціонування відновлюваних джерел електроенергії (4.27), коли за мету приймається мінімізація залежності локальної електричної системи від впливу централізованого електропостачання (див. рис. 4.2), розв'язується в такій постановці.

Задано локальну електричну систему з  $n$  керованими ВДЕ (гребельними МГЕС),  $m$  умовно-керованими джерелами електроенергії (СЕС), сумарною потужністю  $M_{\text{VAR}}(t)$  і заданим споживанням потужністю  $P_{\text{нав}}(t)$ . Враховуючи, що ця задача характерна для особливих режимів роботи ЕМ, залежністю додаткових втрат електроенергії від перетоків потужності ВДЕ нехтують. Втрати задаються як стала частка від корисного відпуску і не впливають на характер узагальнень. Склад увімкненого обладнання ВДЕ і його енергетичні характеристики протягом доби є сталими. Для ВДЕ задані енергетичні характеристики, які побудовані без урахування пускових втрат первинного енергоносія.

Необхідно знайти такі навантаження керованих ВДЕ  $P_i(t)$  протягом доби, які забезпечили б мінімальне надходження електроенергії

до локальної електричної системи від основного джерела живлення централізованого електропостачання:

$$\int_{t_0}^{t_k} P_{\text{ЦЖ}}(t) dt \rightarrow \min, \quad (4.38)$$

за умови балансу активних потужностей

$$\varphi(t) = P_{\text{нав}}(t) - \left[ P_{\text{ЦЖ}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{\text{VAR}}(t) \right] = 0 \quad (4.39)$$

та заданого стоку на кожній МГЕС за добу

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} Q_i(t) dt = 0, \quad (4.40)$$

а також балансу стоків у каскаді  $W_i = W_{i-1} + dW$ , де величина  $dW$  додаткове надходження, що визначається стохастичними процесами притоку води на ділянці ріки між  $i - 1$ -ю та  $i$ -ю МГЕС. Обов'язковим є також урахування обмежень за потужністю МГЕС, а також за напором, що визначаються умовами роботи у ВГС. Всі залежності, що використовуються в розрахунках, приймаємо неперервними та двічі диференційованими. Поставлена задача може бути віднесена до граничних варіаційних з ізопериметричними умовами (реалізація заданого стоку) за наявності неголономних рівнянь зв'язку (баланс активних потужностей) і обмежень типу нерівностей. Тоді екстремум (4.38) досягається на тих же екстремалях, що й екстремум виразу

$$\begin{aligned} \Phi = \int_{t_0}^{t_k} \left[ P_{\text{ЦЖ}}(t) + \lambda(t)\varphi(t) + \sum_{i=1}^n \lambda_i Q_i(t) + \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^H(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_k} F(t) dt \Rightarrow \min, \end{aligned} \quad (4.41)$$

де  $\lambda(t)$ ,  $\lambda_i$  – невизначені множники Лагранжа.

Відомо [85], що мінімум (4.38) буде мати місце, якщо вздовж  $P_j(t)$  буде виконуватися рівняння Ейлера – необхідна умова екстремуму функціоналу (4.41)

$$\begin{cases} F_{P_{\text{ЦЖ}}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{\text{ЦЖ}}} = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \end{cases} \quad (4.42)$$

де

$$\begin{cases} F_{P_{\text{ЦЖ}}} = \frac{\partial F}{\partial P_{\text{ЦЖ}}}; \quad F_{\dot{P}_{\text{ЦЖ}}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_{\text{ЦЖ}}}; \quad \dot{P}_{\text{ЦЖ}} = \frac{dP_{\text{ЦЖ}}}{dt}; \\ F_{P_i} = \frac{\partial F}{\partial P_i}; \quad F_{\dot{P}_i} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_i}; \quad \dot{P}_i = \frac{dP_i}{dt}. \end{cases} \quad (4.43)$$

Розкривши рівняння (4.42), (4.43), маємо:

$$\begin{cases} F_{P_{\text{ЦЖ}}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{\text{ЦЖ}}} = 1 + \lambda(t) = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = \lambda_i \left( \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \right) + \lambda(t) + \\ + \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n. \end{cases} \quad (4.44)$$

Виходячи з цього, необхідні умови оптимального розподілу активного навантаження між малими ГЕС, які забезпечують керування режиму групи ВДЕ в розподільних мережах, можуть бути представлені в аналітичному вигляді:

$$z_{\text{EP}} = \lambda_1 q_1^*(t) + q_2^{\text{III}}(t) = \lambda_2 q_2^*(t) + q_2^{\text{III}}(t) = \dots = \lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}}(t) = 1, \quad (4.45)$$

де  $q_i^* = q_i + q_i'$ , за умови, що

$$\begin{cases} z_{\text{ЦЖ}} = 1; \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i' = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}. \end{cases} \quad (4.46)$$

Якщо прийняти всі процеси в системі умовно сталими у межах деякого періоду часу, наприклад  $\Delta t = 0,5$  год., то за аналогією з п. 4.2.2, умова оптимальності (4.45) набуде вигляду:



$$z_{цж} = \lambda_1 q_1(t) + q_1^m(t) = \lambda_2 q_2(t) + q_2^m(t) = \dots = \lambda_n q_n(t) + q_n^m(t) = 1, \quad (4.47)$$

або

$$\left. \begin{aligned} \lambda_1 q_1(t) + q_1^m(t) - 1 &= 0; \\ \lambda_1 q_1(t) + q_2^m(t) - [\lambda_i q_i(t) + q_i^m(t)] &= 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \right\} \quad (4.48)$$

де  $q_i$  – відносний приріст витрат води на першій ГЕС, яка визначає зміну стоку води у каскаді.

Значення  $\lambda_i$  у розрахунках визначається ітераційним шляхом для забезпечення  $i$ -ою станцією заданого стоку. Більше значення  $W_i$  за добу, відповідає меншим  $\lambda_i$  й, відповідно, більшій кількості електроенергії, доцільній для вироблення цим джерелом.

З (4.48) фізичний зміст  $\lambda_i$  можна визначити як ефективність одиниці витрат води на окремій малій ГЕС щодо зменшення впливу локальної електричної системи на основне джерело живлення. Вона показує, наскільки зменшиться зазначений вплив локальної системи на збільшення витрати води на  $i$ -й ГЕС на  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  за умови дотримання балансу потужності в системі –  $\lambda_i \approx \frac{1}{q_i} = \frac{dP_i}{dQ_i}$ .

#### **4.2.4 Формування умов оптимальності режимів ВДЕ за критерієм мінімального відхилення від заданого графіка видачі потужності**

Задача оптимізації функціонування ВДЕ (4.28), полягає у мінімізації відхилень між дійсним та заданим  $P_{\text{ВДЕ}}(t)$  графіками сумарного генерування протягом заданого часового інтервалу, найчастіше – доби (див. рис. 4.3). Така постановка задачі оптимізації може бути актуальною у режимах обмеженого надходження електроенергії від централізованої системи електропостачання через:

– невиконання двосторонніх договорів на постачання електроенергії між традиційними джерелами електроенергії та енергопостачальною компанією (ремонтні режими станцій, недоліки прогнозування власного електроспоживання тощо);

– обмежену пропускну здатність магістральних електричних мереж та мереж енергопостачальної компанії (ремонтні схеми тощо).

Крім того, у випадку, коли для даної розподільної електричної мережі генерування ВДЕ є сумірним з обсягами централізованого електропостачання або перевищує їх. Транспортування потужності таких джерел значною мірою впливає на режими роботи електричних мереж. Враховуючи технологічну непристосованість на даний час розподільних мереж 10(6) кВ для обслуговування розосередженого генерування, забезпечення їх працездатності може вимагати накладання на генерування ВДЕ обмежень на стадії формування технічних умов на приєднання у вигляді дво-триступневих графіків граничної потужності у характерних режимах ЕМ.

Розв'язання задачі виконується за аналогічних обмежень на технічні параметри керованих та умовно-керованих ВДЕ (див. п. 4.2.2, 4.2.3) у такій послідовності.

Для заданої цільової функції (4.28) та обмежень на технічні параметри керованих ВДЕ записується інтеграл функції Лагранжа:

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_k} \left[ \frac{1}{2} \left( P_{ВДЕ}(t) - \left\{ \sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{VAR}(t) \right\} \right)^2 + \lambda_i \sum_{i=1}^n Q_i(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^H(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_k} F(t) dt \Rightarrow \min ,$$

або

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_k} \left[ \frac{1}{2} \left( P'_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 + \lambda_i \sum_{i=1}^n Q_i(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \text{Ш}_i^H(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_k} F(t) dt \Rightarrow \min , \quad (4.49)$$

де  $F(t)$  – функція Лагранжа, записана для моменту часу  $t$ ;  $\lambda_i$  – невизначені множники Лагранжа;  $P'_{ВДЕ}(t) = \{P_{ВДЕ}(t) - M_{VAR}(t)\}$  – заданий графік видачі потужності для керованих ВДЕ, скоригований з урахуванням математичного сподівання потужностей генерування умовно-керованих.

Розкривши рівняння Ейлера (4.42) для виразу (4.49), маємо:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = -2 \left( P'_{\text{ВДЕ}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right) P_i(t) - \frac{dP_i}{dt} + \\ + \lambda_i \left( \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \right) + \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i} = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = -2 P'_{\text{ВДЕ}}(t) P_i(t) + 2 \left[ \sum_{i=1}^n P_i(t) \right] P_i(t) - \frac{dP_i}{dt} + \\ + \lambda_i \left( \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \right) + \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i} = 0, \quad i=1, 2, \dots, n. \end{array} \right. \quad (4.50)$$

Якщо ця система рівнянь не є виродженою, а обмеження не є суперечливими, то умови оптимального розподілу активного навантаження між керованими ВДЕ, тобто у даному випадку малими ГЕС, в електричній мережі можуть бути представлені так:

$$z_{\text{ВДЕ}}^*(t) = \lambda_1 q_1^*(t) + q_1^{\text{III}} = \dots = \lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}} = \lambda(t), \quad (4.51)$$

де  $z_{\text{ВДЕ}}^* = z_{\text{ВДЕ}} + z'_{\text{ВДЕ}}$ , а  $q_i^* = q_i + q'_i$ , за умови, що

$$\left\{ \begin{array}{l} z_{\text{ВДЕ}} = P'_{\text{ВДЕ}}(t) - \sum_{j=1}^n P_j(t); \quad z'_{\text{ВДЕ}} = \frac{dP'_{\text{ВДЕ}}}{dt} - \sum_{j=1}^n \frac{dP_j}{dt}; \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}. \end{array} \right. \quad (4.52)$$

Зі співставлення отриманих умов оптимальності (4.36), (4.45) та (4.51) видно, що вони подібні за структурою. Відмінність визначається особливістю постановки задач (4.27) та (4.28), для яких, через особливості режимів роботи розподільних мереж, у цільовій функції не враховуються втрати електроенергії в них. Таким чином показано, що розв'язання задачі оптимального керування групою ВДЕ, що функціонують у розподільних мережах енергопостачальних компаній для різних експлуатаційних ситуацій має підпорядковуватися спільним умовам оптимальності.

#### 4.2.5 Особливості реалізації отриманих умов оптимальності функціонування ВДЕ, режими яких є взаємозалежними за первинним енергоносієм

Завдання оптимізації добового режиму роботи сукупності ВДЕ в електричних мережах значно ускладнюється у випадку, якщо миттєві значення генерування або обсяги вироблення енергії окремими керованими джерелами виявляються взаємопов'язаними не лише електричними зв'язками, але й за розподілом первинного енергоносія. Яскравим прикладом такої динамічної системи з ВДЕ є сукупність малих ГЕС, які видають потужність у спільні електричні мережі, а також об'єднані сумісним функціонуванням у каскаді з малим часом добігання  $\tau_{\text{доб}}$  між їх створами.

Для оптимального керування режимами ВДЕ в описаному випадку можна застосовувати умови оптимальності (4.36), (4.45) та (4.51). Однак у визначенні  $\lambda_i$  та  $q_i$  для окремих ГЕС необхідно враховувати гідравлічний зв'язок між ними:

$$H_{\text{ГЕС}}^{\text{підп}} = \sum_{i=1}^n H_i^{\text{підп}}; \quad z_{\text{нб}_j} = \Delta z_{\text{нб}} + \sum_{i=1}^j H_i^{\text{підп}},$$

де  $H_i^{\text{підп}}$  – висота робочого напору  $i$ -ї ГЕС;  $z_{\text{нб}_j}$  – рівень нижнього б'єфа  $j$ -ї ГЕС.

Наявність такого зв'язку вимагає коригування розрахункових змінних, однак необхідні умови оптимальності режимів ВДЕ у розподільних мережах за структурою залишаються незмінними.

Чутливість сумарного прибутку від експлуатації групи ВДЕ в електричних мережах до зміни режиму окремого керованого джерела (малої ГЕС) буде зменшуватися у таких випадках:

- за умов накладання додаткових обмежень на потужності з огляду на надійність функціонування та довговічність основного обладнання;
- за умов накладання обмежень щодо параметрів первинного енергоносія, наприклад, зменшення діапазону допустимих напорів на малих ГЕС за вимогами водокористування;

– за умови зменшення, з незалежних причин, обсягів використання первинного енергоносія, наприклад, зменшення обсягів води, що проходить через турбіни малої ГЕС.

Зазначені умови необхідно враховувати для формування ефективних рекомендацій щодо ведення режиму окремих керованих ВДЕ, а також адаптації законів оптимального керування пристроїв автоматизації ВДЕ.

#### **Висновки до розділу 4**

Для одержання максимальної віддачі від малих ГЕС необхідно на кожній ГЕС намагатися здійснювати спрацювання води на рівнях верхнього б'єфа  $z_{вб}(T)$ , які відповідають нормальному підпірному рівню. Ця умова забезпечить мінімум втрат підведеної енергії. Спрацювання водоймища буде потрібне лише для ліквідації необхідності холостого скидання води через обмежену пропускну здатність окремих ГЕС, а також за вимогами енергетичної й водогосподарчої систем. Взагалі найбільш раціонально вести спрацювання водоймищ у каскаді, починаючи з верхніх ступенів. При цьому стік верхніх ГЕС пропускається через нижні при найвищому напорі, тобто з мінімумом втрат. Наповнення варто вести починаючи з нижньої ГЕС, тоді стік верхніх ГЕС буде максимально використовуватися для виробітку енергії на каскаді.

Для оптимального керування режимами комплексу ВДЕ в електричних мережах запропоновано критерії і сформовано умови оптимальності з урахуванням електричних та гідравлічних взаємозв'язків. Показано, що практична реалізація умов оптимальності у вигляді диспетчерських графіків по веденню режиму окремих ВДЕ або законів керування локальних САК вимагає значної кількості прогнозних та імітаційних розрахунків з урахуванням зв'язків між станціями, що робить необхідним організацію керування за ієрархічним принципом.

## 5 КОМПЛЕКСНА АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВДЕ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ НА ПІДСТАВІ КРИТЕРІАЛЬНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Формування оптимальних режимів роботи ВДЕ у складі ЛЕС є складною задачею і вимагає врахування не тільки параметрів генерування окремих ВДЕ, але також показників електроспоживання в розподільній мережі та взаємозв'язків між ними. Виходячи з цього автоматизована система керування сукупністю ВДЕ має будуватися за ієрархічним принципом і з використанням *SMART Grid* технологій [23, 26, 36, 93, 97]. Ієрархічне керування має низку переваг [26, 36, 52, 94, 95]. Воно дозволяє підвищити рівень інтеграції керування введенням елементів більш високого рівня, запобігти дублюванню, розділити складні задачі на підзадачі, що розв'язуються за обмежених технічних можливостей кожного ієрархічного рівня.

Для реалізації отриманих вище умов оптимальності режимів малих ГЕС, що працюють у каскаді, засобами автоматичного керування необхідною умовою є оснащення верхнього рівня комплексом спеціалізованих програмних засобів, призначених для формування законів керування локальних АСК ВДЕ нижчих рівнів та їх адаптації. Для розв'язання цієї задачі доцільно використовувати критеріальний метод, оскільки він має суттєві переваги з огляду на забезпечення адаптованості законів керування та формування налагоджувальних параметрів САК з використанням аналізу їх чутливості [87].

### 5.1 Критеріальна модель якості функціонування керованих джерел енергії у комплексі різнотипних ВДЕ

Для побудови критеріальної моделі з метою формування законів оптимального керування та оцінювання якості функціонування керованих джерел енергії, якими є малі ГЕС, використано систему рівнянь, що описує оптимізований процес критеріальним програмуванням [87].

У критеріальному програмуванні пряма задача формується [87]:

$$\min \left\{ y(x) = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \right\}, \quad (5.1)$$

де  $y(x)$  – витрати на вироблення електроенергії при використанні стоку ріки каскадом ГЕС;  $x_j$  – змінні параметри системи, значення яких оптимізуються – поточна витрата води кожної ГЕС каскаду, що визначає її потужність;  $a_i, \alpha_{ji}$  – постійні коефіцієнти, значення яких визначаються гідрологічними й електромеханічними властивостями системи;  $m$  – кількість членів цільової функції;  $n$  – кількість змінних.

Відповідна прямій задачі критеріального програмування (5.1) двоїста задача формулюється [87]:

$$\max \left\{ d(\pi) = \prod_{i=1}^m \left( \frac{a_i}{\pi_i} \right)^{\pi_i} \right\}, \quad (5.2)$$

за умов

$$\alpha \cdot \pi = \mathbf{b}, \quad (5.3)$$

$$\text{де } \alpha = \begin{vmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} & \dots & \alpha_{1m} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \alpha_{23} & \dots & \alpha_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \alpha_{n3} & \dots & \alpha_{nm} \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{vmatrix}; \quad \pi = \begin{vmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \dots \\ \pi_m \end{vmatrix}; \quad \mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix},$$

$d$  – показник ефективності використання стоку ріки каскадом ГЕС;  $\alpha$  – матриця показників степеня змінних математичної моделі (5.1);  $\pi$  – вектор критеріїв подібності оптимальних станів системи.

Компоненти вектора критеріїв подібності визначаються як [87]

$$\pi_i = \beta_{0i} + \beta_{ij} \cdot \pi_j, \quad (5.4)$$

де  $\beta_{0i}, \beta_{ij}$  – вектори нормалізації й нев'язок, відповідно;  $\pi_j$  – вектор базових критеріїв подібності.

Розв'язання задачі критеріального програмування зводиться до розв'язання системи рівнянь ортогональності й нормування (5.3) [87].

На рис. 5.1 як приклад наведені залежності показника ефективності  $d$  як двоїстої задачі для окремої ГЕС, що працює у складі комплексу ВДЕ. Для зручності залежності побудовані у відносних одиницях (в критеріальній формі), де  $d_* = d / d_{\max}$ , а  $\pi_* = \pi / \pi_o$ .

У першому випадку, через обмеженість притоку у водоймищі або зарегульованість за рахунок роботи у межах ВГС станція має менший регульовальний діапазон по стоку і, відповідно, діапазону дозволених потужностей (крива 1). У другому, за рахунок впровадження заходів з коригування режимів спрацьовування води суміжними ГЕС регульовальний діапазон даної ГЕС розширюється, що відповідає додатковим можливостям з оптимізації її режимів (крива 2).

У результаті проведення заходів щодо підвищення ефективності й розширення можливостей з регулювання окремих ГЕС – підготовки водоймищ до додаткового притоку води, шляхом коригування напорів окремих ГЕС, якість функціонування системи в цілому поліпшується. Кількісно це поліпшення можливо оцінити за допомогою інтегрального показника [98]. Інтегральний показник якості функціонування системи визначається як площа  $S_i$ , що обмежена кривою  $d_* = f(\pi_*)$  і прямою  $d_* = \delta d_*$  [99, 100]:

$$S_i = \int_{\pi_{*j}'}^{\pi_{*j}''} (d_{*i}(\pi_{*j})) d\pi - \int_{\pi_{*j}'}^{\pi_{*j}''} (\delta\pi_*) d\pi. \quad (5.5)$$

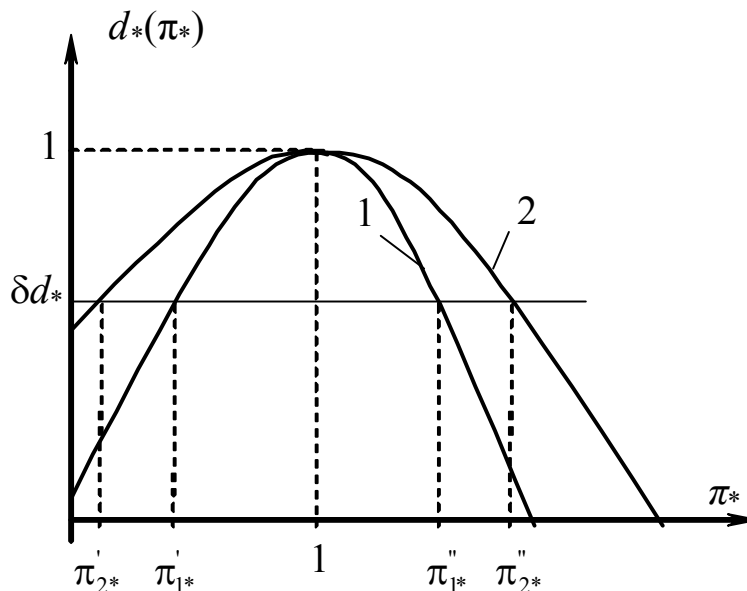


Рисунок 5.1 – Функція якості функціонування комплексу ВДЕ з керованими ГЕС у двох станах



В (5.5) критерії подібності  $\pi^*$  за своїм фізичним змістом є ймовірностями перебування системи у певних станах [99, 100]. Значення  $\delta d_*$  відповідає граничним значенням якості функціонування каскаду ГЕС, за якими система не забезпечує виконання своїх функцій або забезпечує, але з істотним недовикористанням гідроресурсу, у порівнянні з сумарним ефектом (4.3).

Чим більше значення показника якості, тим більша функціональна готовність системи. Крім цього, якщо провести аналіз величин  $S_i$ , змінюючи незалежні двоїсті змінні (імовірності перебування системи в робочих станах), то можна зробити висновок щодо стратегії оперативного коригування режимів окремих водоймищ з урахуванням обсягів притоку та часу добігання у межах розглянутої системи. Отже, побудова критеріальної моделі якості функціонування розширює можливості для порівняння варіантів диспетчерських графіків або часових залежностей керувальних впливів для окремих малих ГЕС без урахування економічних показників за критерієм максимуму знаходження в станах задовільної готовності каскадів ГЕС до виконання своїх функцій [92].

Критеріальна модель (5.5) дозволяє врахувати якість функціонування каскаду ГЕС, коли за показник ефективності обрано функцію мінімальних втрат енергетичного потенціалу стоку ріки, на якій розташований каскад, відповідно до (4.3):

$$\min \{ F = \Delta E_{\text{св}}(\mathbf{H}_e, \mathbf{Z}, \mathbf{Q}_v) + E \}, \quad (5.6)$$

за умов

$$\bar{\mathbf{H}}_e - \mathbf{H}_{\text{каскад}}^{\text{підп}} + \alpha \mathbf{h} + \Delta z_{\text{нб.}n} = 0; \quad \mathbf{H}_e \in \mathbf{M}_H; \quad \mathbf{Z} \in \mathbf{M}_Z; \quad \mathbf{Q}_v \in \mathbf{M}_Q, \quad (5.7)$$

де  $\Delta E_{\text{св}}(\mathbf{H}_e, \mathbf{Z}, \mathbf{Q}_v)$  – втрати первинної енергії через неефективність керування стоком, обумовлені параметрами стану  $\mathbf{H}_e = H_{e.1}, H_{e.2}, \dots, H_{e.n}$  (напори водоймищ окремих ГЕС каскаду) і  $\mathbf{Z} = z_{\text{вб.}1}, z_{\text{вб.}2}, \dots, z_{\text{вб.}n}$  (рівні води у верхніх б'єфах окремих ГЕС), а також керуючими параметрами  $\mathbf{Q}_v = Q_{v.1}, Q_{v.2}, \dots, Q_{v.n}$  (витрати води на окремих ГЕС, обумовлені їх поточною електричною потужністю);  $E$  – втрати первинної енергії, обумовлені неможливістю врегулювання витрат води у межах каскаду та холостими скиданнями води за раху-

нок неузгодженості параметрів та режимів роботи ГЕС каскаду;  $\mathbf{M}_H$ ,  $\mathbf{M}_Z$  – області допустимих значень векторів стану  $\mathbf{H}_e$ ,  $\mathbf{Z}$ ;  $\mathbf{M}_Q$  – область можливих значень параметрів регулювання  $\mathbf{Q}_B$ .

Відмітимо, що досягнення мінімуму функції (5.6) забезпечує максимальне використання енергетичного потенціалу стоку ріки.

У відносних одиницях вираз (5.6) може бути записаний [87]:

$$F_* = \Delta E_{CB*}(\mathbf{H}_e, \mathbf{Z}, \mathbf{Q}_B) + E_* \quad (5.7)$$

де  $\Delta E_{CB*} = \Delta E_{CB} / \Delta E_{CB,опт}$ ;  $E_* = 1 - \frac{1}{f_*(\mathbf{Q}_{B*})}$ .

Таким чином, функція неузгодженості вносить корекцію до функціональної готовності малих ГЕС для розв'язання задачі ефективного керування роботою комплексу ВДЕ. Графічно це проілюстровано на рис. 5.2.

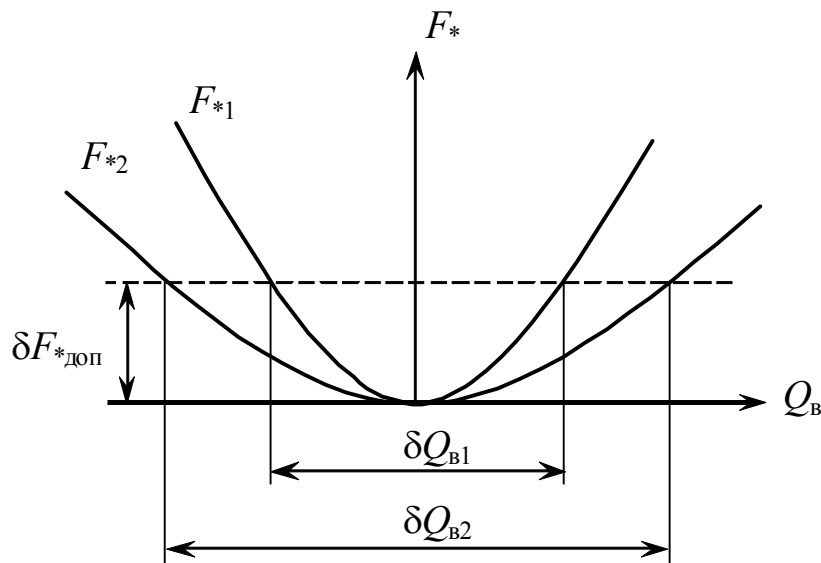


Рисунок 5.2 – Вплив неузгодженості режимів на можливість реалізації оптимального функціонування комплексу ВДЕ

Для одного рівня готовності ГЕС критерій оптимальності буде відповідати функції  $F_{*1}$ . Якщо через вплив зовнішніх факторів або введення додаткових обмежень, у тому числі щодо працездатності обладнання, якість функціонування погіршиться, то функція  $F_{*1}$  набуде вигляду  $F_{*2}$ . Відповідним чином необхідно буде відкоригувати чутливість системи керування [101] ведучої (опорної станції комплексу).

су) [92]. У розглянутому прикладі зона нечутливості по витраті ведучої ГЕС комплексу зміниться з  $\delta Q_{B1}$  на  $\delta Q_{B2}$ , тобто інтенсивність  $i$ , відповідно, ефективність регулювання стоку цієї ГЕС знизиться. Це приведе в кінцевому результаті до збільшення втрат первинної енергії через, наприклад, можливість непродуктивних перепусків та скидань на даній і нижчих за рівнем ГЕС каскаду. І навпаки, підвищення ефективності й якості функціонування окремої ГЕС каскаду дозволяє обґрунтовано підвищити інтенсивність регулювання стоку ріки  $i$ , таким чином, наблизитися до умов оптимальності (4.36), (4.45) та (4.51) і зменшити значення неефективно використаної первинної енергії стоку.

Такий підхід з визначенням зон нечутливості дозволяє на основі рейтингових оцінок вибрати найдоцільніший варіант технічного рішення [102]. В нашому випадку це найраціональніше використання потужності кожної ГЕС зокрема і комплексу ВДЕ в цілому.

## **5.2 Математичне моделювання якості функціонування локальних електричних систем**

### **5.2.1 Розподільна електрична мережа як локальна електрична система та моделювання її з використанням теорії марковських процесів**

Наявні розподільні електричні мережі, до яких під'єднуються ВДЕ (особливо 10(6) кВ та 0,4 кВ), є практично не пристосованими до обслуговування останніх. Особливо це проявляється, коли частка потужності ВДЕ в мережі складає 15–20 % і більше від навантаження споживачів. В першу чергу це необхідність резервування потужності ВДЕ через їх залежність від природних умов  $i$ , відповідно, нестабільність генерування. До інших основних причин, які впливають на якість сумісної роботи ВДЕ і електричної мережі, відносяться: схеми видачі потужності ВДЕ в мережу, невідповідність параметрів основного обладнання ЕМ новим умовам експлуатації, недосконалість систем релейного захисту та автоматики у поєднанні з застарілим основним електрообладнанням, що відпрацювало свій ресурс.

На практиці створюються умови, коли для досягнення ефективної роботи ВДЕ необхідно враховувати їх вплив на якість функціонування

електричних мереж і навпаки. При цьому у моделях якості функціонування ВДЕ слід розглядати елементи як розподільних електромереж, так і джерел енергії. Математична модель процесу сумісної роботи ВДЕ і електричної мережі має будуватися подібно як будується модель ЕЕС. Очевидно, що якщо електрична мережа з ВДЕ набуває рис ЛЕС, то і її модель має відповідати певним вимогам.

В моделі якості функціонування ЛЕС має враховуватись зміна параметрів та характеристик елементів ВДЕ та ЕМ. Крім того модель має бути придатною для використання її для отримання та реалізації результатів оптимізаційних розрахунків [63, 103]. Як зазначалось вище та в [100, 104], таку можливість надають моделі побудовані за критеріальним методом.

Для оцінювання складової показника якості функціонування ЛЕС, пов'язаної з надійністю ВДЕ та ЕМ доцільно використовувати методи, побудовані на підставі теорії марковських процесів [100], які надають можливість отримати придатні до практичного застосування математичні моделі імовірності працездатного стану ЛЕС в цілому з урахуванням процесу пошкодження та відновлення окремих її елементів [105, 106].

Період нормальної роботи ЛЕС можна розбити на окремі стани, пов'язані з відмовою певних елементів основного обладнання ВДЕ та ЕМ. Ці стани є робочими, але параметри локальної системи (рівень надійності, якість електроенергії, значення втрат електроенергії) погіршуються від стану до стану, аж до стану повної відмови. Поетапне відновлення елементів ЛЕС переводить систему зі стану в стан у зворотному напрямку. Для отримання вхідної інформації для ідентифікації таких станів використовується система моніторингу ВДЕ, а також поточних параметрів ЕМ.

Використання принципів теорії марковських процесів та теорії подібності дозволило побудувати математичні моделі, які поєднують імовірнісний підхід під час визначення якості функціонування ЛЕС зі зміною її параметрів та характеристик в процесі поетапного відновлення [100, 104]. Процес функціонування локальної електричної системи можна подати у вигляді графа (рис. 5.3), за яким можна скласти систему диференціальних рівнянь Колмогорова [105]. Остання у припущенні про сталість процесів пошкодження та відновлення елементів ЛЕС може бути зведена до системи рівнянь виду:

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{p} = \mathbf{b}. \quad (5.8)$$

$$\text{де } \mathbf{v} = \begin{vmatrix} v_{11} & v_{12} & v_{13} & \dots & v_{1m} \\ v_{21} & v_{22} & v_{23} & \dots & v_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ v_{n1} & v_{n2} & v_{n3} & \dots & v_{nm} \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{vmatrix}; \mathbf{p} = \begin{vmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ \dots \\ p_m \end{vmatrix}; \mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix}.$$

З (5.8) можна визначити імовірності перебування системи у певних станах  $\mathbf{p}$ , як функцію інтенсивності переходів між станами ЛЕС  $v_{ij}$  [63, 100].

Відмінністю формування графа станів ЛЕС є можливість незалежного обчислення інтенсивності переходів  $v_{ij}$  між станами для окремих ВДЕ та ЕМ, оскільки вони переважно не пов'язані між собою.

У [104] показано, що для оцінювання якості функціонування розподільної електричної мережі можна використати таку критеріальну модель:

$$E_* = \sum_{i=1}^n p_i \cdot \frac{1}{P_i(A_{\min} \leq A \leq A_{\max})^{|v_{ii}|}} \prod_{j=1}^n P_j[A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]^{|v_{ji}|} - \sum_{i=n+1}^m p_i \prod_{j=1}^n P_j[A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]^{|v_{ji}|}, \quad (5.9)$$

де  $m$  – загальна кількість можливих станів розподільної електричної мережі,  $m = n + k$ ;  $n$  – кількість робочих станів;  $k$  – кількість неробочих станів;  $P_j[A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]$  – імовірність того, що показник якості електричної енергії  $A$  для  $j$ -го стану ЕМ відповідає допустимим межах;  $A$  – значення показника якості електричної енергії;  $v^{ji}$  – елементи матриці переходів, які є алгебраїчними сумами інтенсивностей відмов  $\lambda$  та інтенсивностей відновлення  $\mu$  [104].

У [63] показано, що, враховуючи відсутність принципової відмінності, з огляду на дослідження якості функціонування, між розподільною ЕМ та локальною електричною системою, критеріальна модель (5.9) може бути використана для оцінювання якості її функціонування в процесі оптимального керування групами ВДЕ.

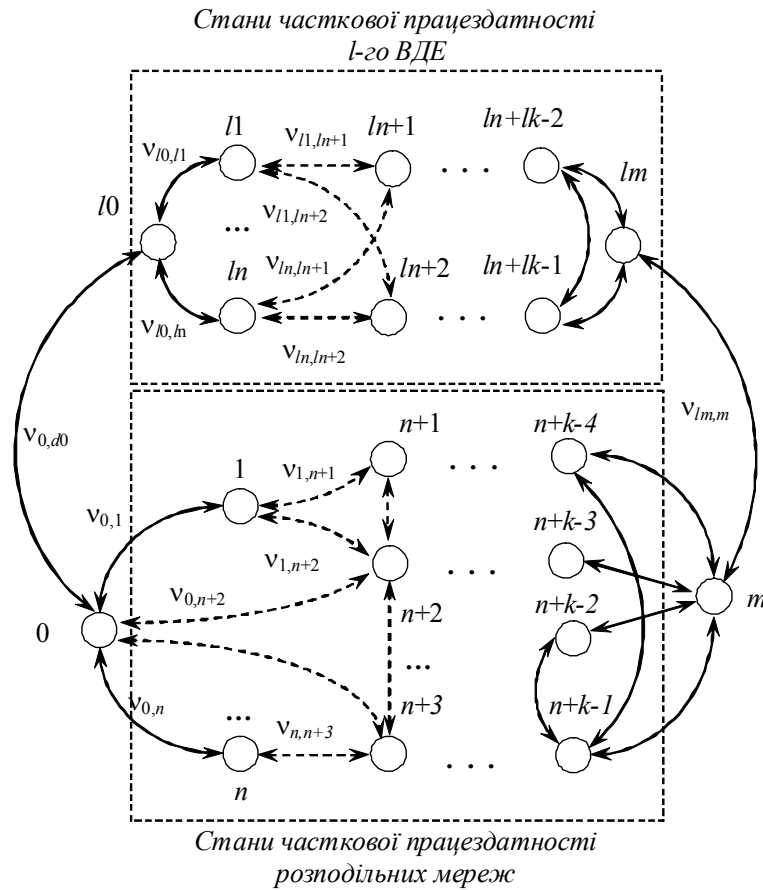


Рисунок 5.3 – Граф зміни станів локальної електричної системи

Однак, тут слід врахувати деякі особливості локальної електричної системи, пов'язані, насамперед, з наявністю в ній відновлюваних джерел електроенергії:

1. Для ЛЕС поняття якості функціонування є дещо ширшим ніж для розподільних мереж. Так, якщо для розподільних мереж під якістю функціонування мається на увазі надійне забезпечення споживачів якісною електроенергією за мінімальних технологічних втрат, то для локальної електричної системи необхідно забезпечити надійне та маловитратне транспортування електроенергії ВДЕ до власних споживачів та (або) до енергетичного ринку;

2. Враховуючи, що за визначенням [104] якість функціонування згідно з (5.9) оцінюється для кожного споживача окремо, з наступним перетворенням до інтегрального показника розподільної мережі в цілому, застосування критеріальної моделі для оцінювання якості функціонування ЛЕС буде виконуватися за аналогічним принципом. Виходячи з загальної постановки задачі – оцінювання ефективності

функціонування ВДЕ в ЕМ та заходів з оптимального керування ними – критеріальні моделі (5.9) необхідно формувати відносно окремих ВДЕ з наступним перетворенням до інтегральних показників;

3. Адекватне оцінювання якості функціонування ВДЕ в локальних електричних системах вимагає врахування таких чинників:

– надійність розподільних електричних мереж ЛЕС в контексті транспортування електроенергії, що вироблена ВДЕ;

– надійність основного обладнання ВДЕ в контексті ефективного перетворення первинної енергії в електричну та транспортування останньої електричними мережами;

– вплив електричних параметрів основного обладнання та режимів роботи ВДЕ на якість електроенергії в електричних мережах;

– вплив параметрів та режимів роботи ЕМ на якість електропостачання споживачів ЛЕС;

– вплив режимів видачі потужності ВДЕ та споживання електричних мереж на втрати потужності в ЛЕС.

4. Враховуючи певну відокремленість технологічного процесу виробництва електроенергії відновлюваними джерелами та її транспортування електричними мережами, переходи між частково-працевдатними станами ВДЕ та ЕМ відсутні (див. рис. 5.3). Ця обставина дозволяє виділити з показника якості функціонування (5.9) складові, що враховують вплив окремих ВДЕ. Це необхідно для забезпечення гнучкості моделі оцінювання якості функціонування ЛЕС у відповідності до поставлених задач.

Виходячи з наведеного вище, критеріальну модель (5.9) можна подати у вигляді:

$$E_* = E_*^{\text{ЕМ}} + E_*^{\text{ВДЕ}}, \quad (5.10)$$

де  $E_*^{\text{ЕМ}}$ ,  $E_*^{\text{ВДЕ}} = \sum_{l=1}^{n_{\text{ВДЕ}, \Sigma}} E_{*(l)}^{\text{ВДЕ}}$  – складові показника якості функціонування

заданого ВДЕ в локальній електричній системі, зумовлені, відповідно, впливом характеристик надійності та режимів електричних мереж, а також сукупності ВДЕ. Вони можуть бути визначені так:

$$E_*^{\text{EM}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{EM}}} p_i \cdot \frac{1}{P_i[A]^{|\nu_{ii}|}} \prod_{j=1}^{n_{\text{EM}}} P_j[A]^{|\nu_{ji}|} - \sum_{i=n+1}^{n+k_{\text{EM}}} p_i \prod_{j=1}^{n_{\text{EM}}} P_j[A]^{|\nu_{ji}|}, \quad (5.11)$$

$$E_{*(l)}^{\text{ВДЕ}} = \sum_{\substack{i=n_{\text{EM}}^+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l-1)+ \\ +1}}^{n_{\text{EM}}^+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l)} p_i \cdot \frac{1}{P_i[A]^{|\nu_{ii}|}} \prod_{\substack{j=n_{\text{EM}}^+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l-1)+ \\ +1}}^{n_{\text{EM}}^+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l)} P_j[A]^{|\nu_{ji}|} - \\ - \sum_{\substack{i=n+k_{\text{EM}}^+ \\ +k_{\text{ВДЕ}}(l-1)+ \\ +1}}^{n+k_{\text{EM}}^+ \\ +k_{\text{ВДЕ}}(l)} p_i \prod_{\substack{j=n_{\text{EM}}^+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l-1)+ \\ +1}}^{n_{\text{EM}}^+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l)} P_j[A]^{|\nu_{ji}|}, \quad (5.12)$$

де  $n_{\text{ВДЕ}_\Sigma}$  – кількість ВДЕ, що функціонують у ЛЕС і якість функціонування яких необхідно оцінювати у контексті поставленої задачі;  $n_{\text{EM}}$ ,  $k_{\text{EM}}$  – кількість робочих та неробочих станів на графі станів ЛЕС (див. рис. 5.3), що відповідають електричній мережі;

$n_{\text{ВДЕ}}(l) = \sum_{i=1}^l n_{\text{ВДЕ}_i}$ ,  $k_{\text{ВДЕ}}(l) = \sum_{i=1}^l k_{\text{ВДЕ}_i}$  – сукупна кількість, відповідно,

робочих та неробочих станів на графі станів ЛЕС для групи ВДЕ від 1-го до  $l$ -го, необхідна для ідентифікації діапазону значень  $p_i$  та  $\nu_{ij}$  у матрицях імовірностей та переходів (5.8);  $n_{\text{ВДЕ}_i}$ ,  $k_{\text{ВДЕ}_i}$  – кількість, відповідно, робочих та неробочих станів  $i$ -го ВДЕ на графі станів ЛЕС.

Вираз (5.10) у поєднанні з (5.11), (5.12), як буде показано далі, дозволяє структурувати збитки від ненадійності транзиту електроенергії ВДЕ та невідповідної її якості в ЛЕС з причини їх появи (невідповідність параметрів та режимів ЕМ, або ВДЕ). Це, як зазначалося вище, необхідно для розв'язання задач оптимального керування режимами відновлюваних джерел електроенергії в електромережах або формування оптимальних схем видачі потужності ВДЕ.

## 5.2.2 Моделювання вартісної характеристики якості функціонування локальної електричної системи

Використовуючи показник якості функціонування (5.10), можна визначити математичне очікування обсягу електроенергії певного



ВДЕ, який не буде транспортовано електричними мережами до заданого споживача чи меж балансової приналежності енергетичного ринку через недостатню надійність елементів ЕМ та ВДЕ, або його транспортування буде супроводжуватися неналежною якістю електропостачання для споживачів локальної електричної системи [63]:

$$\overline{W}_k = (1 - E_*) \cdot W_k = (1 - E_*^{\text{ЕМ}}) \cdot W_k - E_*^{\text{ВДЕ}} \cdot W_k = \overline{W}_k^{\text{ЕМ}} - \overline{W}_k^{\text{ВДЕ}}, \quad (5.13)$$

де  $W_k$  – відпуск електроенергії з шин  $k$ -го ВДЕ протягом заданого інтервалу часу  $T$  (який залежить від призначення розрахунку) за умови відсутності перерв у транспортуванні.

Враховуючи, що питомі витрати на покриття збитку споживачам ЛЕС від неякісного електропостачання та питома вартість її недовідпуску ВДЕ є різними, особливо для сонячних електростанцій після введення «зеленого тарифу», необхідно з загального обсягу електричної енергії (5.13) виділити відповідні складові. Для цього запишемо складові критеріальної моделі (5.10) без врахування якості електричної енергії

$$E_*' = E_*^{\text{ЕМ}} + \sum_{l=1}^{n_{\text{ВДЕ}}} E_{*(l)}^{\text{ВДЕ}}; \quad (5.14)$$

$$E_*^{\text{ЕМ}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕМ}}} p_i - \sum_{i=n+k_{\text{ЕМ}}}^{n+k_{\text{ЕМ}}} p_i, \quad E_{*(l)}^{\text{ВДЕ}} = \sum_{\substack{i=n_{\text{ЕМ}}+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l-1)+ \\ +1}}^{n_{\text{ЕМ}}+ \\ +n_{\text{ВДЕ}}(l)} p_i - \sum_{\substack{i=n+k_{\text{ЕМ}}+ \\ +k_{\text{ВДЕ}}(l-1)+ \\ +1}}^{n+k_{\text{ЕМ}}+ \\ +k_{\text{ВДЕ}}(l)} p_i.$$

Відповідно до (5.13) математичне очікування обсягу недовідпущеної електроенергії  $k$ -м ВДЕ, через ненадійність елементів основного обладнання ЕМ та самих джерел, буде визначатись як функція необмеженого генерування за заданий період  $W_k$  [63]:

$$\overline{W}_k' = (1 - E_*') \cdot W_k = (1 - E_*'^{\text{ЕМ}}) \cdot W_k - E_*'^{\text{ВДЕ}} \cdot W_k = \overline{W}_k'^{\text{ЕМ}} - \overline{W}_k'^{\text{ВДЕ}}, \quad (5.15)$$

а математичне очікування обсягів транспортування електроенергії, що пов'язані з неякісним електропостачанням власних споживачів ЛЕС

$$\begin{aligned}\overline{W}_k'' &= (E_*' - E_*) \cdot W_k = (E_*'^{\text{EM}} - E_*^{\text{EM}}) \cdot W_k + (E_*'^{\text{ВДЕ}} - E_*^{\text{ВДЕ}}) \cdot W_k = \\ &= \overline{W}_k''^{\text{EM}} - \overline{W}_k''^{\text{ВДЕ}}.\end{aligned}\quad (5.16)$$

Використовуючи вирази (5.15), (5.16), вартісна характеристика якості функціонування  $k$ -го ВДЕ у локальній електричній системі (у формі прибутку від реалізації електроенергії) може бути подана у вигляді

$$\Pi_k = b'_{\text{тар}} W_k - \left[ b_{\text{нд}} \overline{W}_k' + b_{\text{ня}} \overline{W}_k'' \right], \quad (5.14)$$

де  $b'_{\text{тар}}$ ,  $b_{\text{нд}}$ ,  $b_{\text{ня}}$  – відповідно, ціна 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин  $k$ -го ВДЕ («зелений» тариф), скоригована на компенсацію втрат електроенергії в ЕМ; вартість 1 кВт·год недовиробленої  $k$ -м ВДЕ через ненадійність власного основного обладнання та транзитних мереж; питомі збитки (приведені до 1 кВт·год відпущеної електроенергії) на покриття неякісного електропостачання власних споживачів ЛЕС, зумовленого транспортуванням електроенергії  $k$ -го ВДЕ.

Для визначення математичного очікування втрат електроенергії в електричних мережах ЛЕС, що зумовлені її транспортуванням від  $k$ -го ВДЕ, слід враховувати, що зазначена складова втрат електроенергії залежить як від обсягів генерування у вузлі приєднання ВДЕ, так і від навантажень та генерування у суміжних вузлах (див. п. 2.1, 2.2). Крім того, втрати потужності від транспортування електроенергії ВДЕ відсутні у випадку припинення його функціонування (припинення транзитної передачі енергії).

Виходячи з цього, визначивши розрахункові втрати потужності на підставі (2.11), (2.19) та перерахувавши їх у втрати електроенергії без врахування можливих перерв у роботі ВДЕ, оцінити їх математичне очікування з урахуванням надійності електричних мереж ЛЕС можна (без урахування впливу на втрати в ЕМ якості електроенергії) [63]:

$$\overline{\Delta W}_k = E_*' \cdot \Delta W_k. \quad (5.18)$$

З урахуванням (5.18) характеристика якості функціонування ЛЕС (5.17), з огляду на транспортування електроенергії від  $k$ -го ВДЕ, набуде вигляду:

$$\Pi_k = b_{\text{тар}} W_k - \left[ b_{\text{нд}} \overline{W}_k' + b_{\text{ня}} \overline{W}_k'' + b_{\Delta W} \Delta \overline{W}_k \right], \quad (5.18)$$

де  $b_{\text{тар}}$ ,  $b_{\Delta W}$  – відповідно, ціна 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин  $k$ -го ВДЕ («зелений» тариф) та питома вартість втрат електроенергії в електричних мережах ЛЕС.

Для отримання узагальненої характеристики якості функціонування локальної електричної системи, придатної для комплексного оцінювання ефективності оптимального керування режимами ВДЕ, необхідно виконати низку перетворень (5.19). Підставивши до (5.19) вирази математичного очікування недовідпуску електроенергії  $k$ -м ВДЕ та складової втрат електроенергії в ЕМ, зумовлених функціонуванням  $k$ -го ВДЕ, після нескладних перетворень отримано узагальнену вартісну модель якості функціонування ВДЕ у локальній електричній системі (у формі прибутку від реалізації електроенергії):

$$\Pi_k = b_{\text{ня}} \cdot W_k \cdot E_* + \left[ (b_{\text{нд}} - b_{\text{ня}}) W_k - b_{\Delta W} \cdot \Delta W_k \right] E_*' + (b_{\text{тар}} - b_{\text{нд}}) \cdot W_k, \quad (5.20)$$

або з урахуванням розподілу впливу на видаткову складову (5.20) між електромережами та відновлюваними джерелами електроенергії ЛЕС, зниження прибутковості реалізації електроенергії  $k$ -м ВДЕ за рахунок ненадійності та невідповідності параметрів групи відновлюваних джерел, режими якої оптимізуються, може бути оцінене за виразом:

$$\Delta \Pi_k = b_{\text{ня}} \cdot W_k \cdot E_*^{\text{ВДЕ}} + \left[ (b_{\text{нд}} - b_{\text{ня}}) W_k - b_{\Delta W} \cdot \Delta W_k \right] E_*'^{\text{ВДЕ}}. \quad (5.21)$$

### 5.2.3 Перевірка адекватності вартісної моделі якості функціонування ЛЕС. Граничні стани системи

Для підтвердження адекватності отриманої моделі якості функціонування ЛЕС розглянуто такі граничні випадки:

1) через ненадійність електричної мережі та (або) ВДЕ показник якості функціонування  $E_*'$  без врахування якості електроенергії рів-

ний нулю. Слід зазначити, що при цьому  $E_*$  також буде рівним нулю, оскільки визначається тими ж ймовірностями робочих станів ЕМ та ВДЕ;

2) зміна схеми видачі потужності ВДЕ забезпечила високу надійність транспортування електроенергії в ринок ( $E'_* = 1$ ), однак при цьому якість електроенергії для власних споживачів не забезпечено на всьому інтервалі часу  $T$  ( $E_* = 0$ );

3) за рахунок коригування схеми видачі потужності для заданого ВДЕ та обсягів транспортування його електроенергії забезпечено належну транспортну надійність та якість електроенергії для власних споживачів ( $E'_* = 1, E_* = 1$ ).

Для першого з розглянутих випадків вираз (5.20) набуває вигляду

$$\Pi_k = (b_{\text{тар}} - b_{\text{нд}}) \cdot W_k, \quad (5.22)$$

з чого видно, що отримання прибутку у цьому випадку не можливе, оскільки  $b_{\text{нд}} \geq b_{\text{тар}}$ . Для випадку транспортування електроенергії ВДЕ до енергоринку  $b_{\text{нд}} = b_{\text{тар}}$  і, відповідно, прибуток відсутній. Якщо ж ВДЕ постачає електроенергію певному споживачу (групі споживачів), у договорі з якими передбачено штрафні санкції за недопостачання електроенергії  $b_{\text{нд}} > b_{\text{тар}}$ , то через ненадійність обладнання електромереж або ВДЕ останні будуть нести збитки, пропорційні до обсягів недопоставленої електроенергії. У цьому випадку задача розподілу відповідальності між ВДЕ та ЕМ за збитки не постає, оскільки  $E'_* = 0$  можливе лише за умови, що  $E_*^{\text{ЕМ}} = 0$  і  $E_*^{\text{ВДЕ}} = 0$ . У випадку ж проміжних значень  $0 < E'_* \leq 1$  задача розподілу обсягів компенсації зазначеної складової збитків виникає і може бути розв'язана на підставі (5.14), (5.15).

Інші складові видатків відсутні, оскільки відпуск та транспортування електроенергії для цього ВДЕ не здійснюється.

У випадку надійного транспортування електроенергії ВДЕ мережами ЛЕС, пов'язаного з порушенням обмежень щодо якості електроенергії для власних споживачів (випадок 2), вираз вартісної моделі якості (після нескладних перетворень) набуває вигляду:

$$\Pi_k = (b_{\text{тар}} - b_{\text{ня}})W_k - b_{\Delta W} \cdot \Delta W_k \quad (5.23)$$

З (5.23) видно, що у випадку негативного впливу  $k$ -го ВДЕ на якість електропостачання споживачів локальної електричної системи, функціонування такого джерела буде пов'язане зі збитками, оскільки згідно з умовами договорів на постачання електроенергії, що підкріплюються відповідними положеннями закону України «Про електроенергетику», переважно приймається  $b_{\text{тар}} < b_{\text{ня}}$ . Крім того, виникають додаткові експлуатаційні видатки, пов'язані з компенсацією транзитних втрат, через транспортування електроенергії  $k$ -го ВДЕ.

Винятком з наведеного вище є випадок реалізації електроенергії ВДЕ за «зеленим» тарифом, який є істотно вищим за базовий ринковий тариф. Таке співвідношення характерне для сонячних та вітрових електростанцій. У цьому випадку можуть скластися умови, коли після врахування видатків, пов'язаних з транзитом електроенергії  $k$ -го ВДЕ та компенсацією збитків від неякісного електропостачання споживачів ЛЕС, значення прибутку за (2.23) може бути додатним:

$$b_{\text{тар}} > \frac{b_{\Delta W} \cdot \Delta W_k}{W_k} + b_{\text{ня}},$$

або, з урахуванням того, що всі питомі вартісні показники можуть бути виражені через базовий тариф енергоринку  $b_0$ ,

$$K_{\text{тар}} > K_{\Delta W} + K_{\text{ня}}, \quad (5.24)$$

де  $K_{\text{тар}} = \frac{b_{\text{тар}}}{b_0} \geq 1$  – коефіцієнт збільшення відпускної ціни електроенергії для  $k$ -го ВДЕ згідно з «зеленим» тарифом;  $K_{\Delta W} = \frac{\Delta W_k}{W_k} < 1$  – коефіцієнт, що враховує складову вартості втрат електроенергії в ЕМ, зумовлених транспортуванням електроенергії ВДЕ (у припущенні, що  $b_{\Delta W} = b_0$ );  $K_{\text{ня}} = \frac{b_{\text{ня}}}{b_0} \geq 1$  – коефіцієнт збільшення відрахувань на компенсацію збитків від неякісного електропостачання.

Враховуючи співвідношення складових  $K_{\Delta W}$  та  $K_{ня}$  у (5.24) ( $W_k \gg \Delta W_k$ ,  $b_{ня} > b_{\Delta W}$ ), видно, що для отримання максимального прибутку в цьому випадку необхідно забезпечити засобами оперативного керування зменшення негативного впливу ВДЕ на якість електропостачання споживачів ЛЕС. Очевидно, що це відповідає пріоритетності задач експлуатації розподільних електромереж.

Для випадку надійного та якісного електропостачання споживачів (5.20) набуває вигляду

$$\Pi_k = b_{тар} \cdot W_k - b_{\Delta W} \cdot \Delta W_k,$$

тобто у цьому випадку на перший план виходить оптимізація функціонування  $k$ -го ВДЕ з метою збільшення обсягів вироблення електроенергії та зменшення транзитних втрат потужності й електроенергії в електричних мережах ЛЕС. Умови оптимальності для розв'язання такої задачі було сформовано вище (див. п. 4.2.1).

Всі проміжні стани, що відповідають значенням показників якості у діапазоні  $0 < E'_{*k} < 1$ ,  $0 < E_{*k} < 1$ , вимагають комплексного підходу до планування заходів з підвищення якості експлуатації ЛЕС. Значною перевагою розробленої вартісної моделі якості функціонування локальної електричної системи з ВДЕ є те, що вона чутлива як до режимів роботи ВДЕ, так і до надійності схем транспортування генерованої потужності електричними мережами.

Виходячи з цього, модель (5.20) може бути застосована не тільки для контролю якості керувальних впливів щодо оптимізації режимів ВДЕ, а й для оптимізації схем їх приєднання на етапі видачі технічних умов. Таким чином, реалізується комплексний підхід до забезпечення якості функціонування ВДЕ у розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній.

### **5.3. Оперативне прогнозування режимів роботи ВДЕ на прикладі малих ГЕС**

Необхідною умовою для формування оптимальних керувальних впливів для комплексів різнотипних ВДЕ, враховуючи істотну залежність їх функціонування від погодних умов, є можливість прогнозування доступних обсягів первинної енергії (інсоляції, швидкості вітру,

прибування води тощо) за заданий період. Виходячи з цього, для оптимізації режимів роботи малих ГЕС та їх комплексів запропоновано математичну модель для прогнозування добових притоків води у водоймищах, що використовуються ними [24, 90, 107]. Найбільш істотним фактором навколишнього середовища, що впливає на значення й характер добового притоку і витрати води, можна вважати коливання температури зовнішнього повітря [4, 92, 89]. Модель енергетичного еквіваленту (доступної для використання потужності) сумарного притоку води з поверхні водозбору окремого водоймища  $N_{\Sigma}(t)$  може бути представлена у вигляді суми трьох складових [89]: базової  $N_{\text{б}}(t)$ , температурної  $N_{\theta}(t)$  й стохастичної, яка зумовлена впливом непрогнозованих факторів  $U(t)$ :

$$N_{\Sigma}(t) = N_{\text{б}}(t) + N_{\theta}(t) + U(t). \quad (5.25)$$

Базова складова є найбільшою (90–95 %) [89]. На температурний компонент припадає близько 5–10 %. Він відображає зміну притоку у випадку відхилення фактичної температури від очікуваної. Стохастична складова зазвичай не більша 2–3 %.

Модель може використовуватися для вирішення двох пов'язаних завдань: оцінювання незалежних параметрів під час формування добового графіка ведення режиму окремих ГЕС та їх каскадів, а також прогнозування притоку та витрат води окремими ГЕС в імітаційній моделі [92, 108].

Для вирішення поставленого завдання використовується база даних, що містить фактичні добові графіки виробленої електроенергії, напорів  $H(t)$  та витрат води  $Q_{\Sigma}(t)$  на окремих ГЕС за минулі періоди часу й погодинні значення контрольованих температур  $\theta(t)$  навколишнього середовища. Модель потужності базового притоку  $N_{\text{б}}(t)$  будується щоденно з урахуванням поточного місяця року [89]. Інтервал передісторії складає минулі три тижні.

Температурна модель будується для 24 годинних точок і описує добовий цикл змін температури. Для підвищення адекватності моделі використовуються ретроспективні дані, а її результатом є оцінка базового графіка температури  $\theta_{\text{б}}(t)$ , по суті середнього за тритижневий період.

У режимі оцінювання на основі фактичних даних про добові витрати води  $Q_{\Sigma}(t)$  й температури  $\theta(t)$  визначаються параметри моделей складових правої частини рівняння (5.25)  $N_{\theta}(t)$  і  $N_{\theta}(t)$ , що забезпечує найкраще наближення до реальної передісторії процесів у контрольному водоймищі. Для прогнозування в праву частину (5.25) підставляється час  $t$ , що відповідає попередньому інтервалу, і очікувані значення температури, на базі яких обчислюється прогноз  $N_{\Sigma}(t)$ .

Для моделювання базової потужності притоку  $N_{\theta}(t)$  використовується вираз, який є розкладанням в ряд Фур'є результатів обробки фактичних ретроспективних добових витрат води на ГЕС, узятих за відповідний період,

$$N_{\theta}(t) = a_0 + \sum_{i=1}^m (a_i \cos \omega_i t + b_i \sin \omega_i t), \quad (5.26)$$

де  $\omega_i$  – частота основної й вищої гармонік часових залежностей зміни притоку протягом трьох тижнів (періоди 504, 252, 126 і т. д. годин);  $m$  – порядок розкладання (для адекватного опису фактичних даних зазвичай приймають  $m = 8 \div 10$  [89]);  $a_i, b_i$  – представляють  $(2m+1)$  невідомих параметрів моделі притоку.

Температурна складова надходження  $N_{\theta}(t)$  визначається такими величинами: фактичною температурою в момент  $t$  –  $\theta(t)$ , базовою температурою  $\theta_{\theta}(t)$ , відхиленням температури відносно базового значення  $\Delta\theta(t)$ , ефективним відхиленням температури  $\Delta\theta_E(t)$ , що безпосередньо використовується для обчислення потужності добового притоку  $N_{\Sigma}(t)$ . При цьому

$$\Delta\theta(t) = \theta(t) - \theta_{\theta}(t); \quad (5.27)$$

$$\Delta\theta_E(t) = F[\Delta\theta(t); t], \quad (5.28)$$

де  $F[\Delta\theta(t); t]$  – деяка нелінійна функція, що застосовується для врахування того факту, що відхилення температури викликає різні коливання притоку в денні й нічні години, улітку й узимку, а також за різного рівня фактичної температури протягом сезону. Вигляд та па-



параметри функції  $F[\Delta\theta(t);t]$  визначаються експериментально на основі досвіду експлуатації конкретного водного ресурсу.

Базова температура  $\theta_0(t)$  визначається з виразу, отриманого в результаті розкладання в ряд Фур'є фактичних температурних даних прийнятого ретроспективного інтервалу:

$$\theta_0(t) = \alpha_0 + \sum_{k=1}^3 (\alpha_k \cos \Omega_k t + \beta_k \sin \Omega_k t), \quad (5.29)$$

де  $\alpha_k$  й  $\beta_k$  – параметри моделі;  $\Omega_k$  – частоти, пов'язані з основною (період 24 години) і вищими (період 12 годин і 6 годин) гармоніками. Порядок розкладання ( $k = 3$ ) обраний з досвіду експлуатації, а також відомих публікацій [6, 24, 72].

Проведений аналіз показав, що складова надходження  $N_\theta(t)$ , яка обумовлена коливаннями температури, залежить не тільки від поточного, але й від попередніх значень  $\Delta\theta_E(t)$ . Тому модель температурної складової приймалася у вигляді

$$N_\theta(t) = \sum_{j=0}^n C_j \Delta\theta_E(t-j), \quad (5.30)$$

де  $n = 2-3$  – кількість актуальних ретроспективних замірів;  $C_j$  – параметр моделі притоку.

З урахуванням (5.26) і (5.30) співвідношення (5.28) можна переписати як

$$N_\Sigma(t) = a_0 + \sum_{i=1}^m (a_i \cos \omega_i t + b_i \sin \omega_i t) + \sum_{j=0}^n C_j \Delta\theta_E(t-j) + U(t). \quad (5.31)$$

Якщо прийняти, що фактична потужність притоку  $N(t)$  та ефективне відхилення температури  $\Delta\theta_E(t)$  відомі для кожної години інтервалу передісторії, то параметри базової й температурної складових у моделі наповнення водного ресурсу доцільно оцінювати за допомогою методу найменших квадратів зі зважуванням кожного виміру. При цьому приймається, що  $U(t)$  – стохастична функція нормального розподілу з нульовим середнім.

Позначимо для моменту часу  $t$  виміряні добові витрати води  $Z(t) = N_{\Sigma}(t)$ , вектор оцінюваних параметрів

$$\bar{\mathbf{x}} = [a_0 a_1 \cdots a_m; b_1 \cdots b_m; c_0 \cdots c_n]^T;$$

функцію впливу поточних вимірювань

$$\mathbf{h}_t = [1; \cos \omega_1 t \cdots \cos \omega_m t; \sin \omega_1 t \cdots \sin \omega_m t; \Delta \theta_E(t) \cdots \Delta \theta_E(t-n)].$$

Тоді (5.25) можна переписати у вигляді рівності

$$Z_t = h_t \bar{\mathbf{x}} + U_t \quad (5.32)$$

або у векторній формі для  $k$  вимірювань

$$\bar{\mathbf{Z}} = \mathbf{H} \bar{\mathbf{x}} + \bar{\mathbf{U}}, \quad (5.33)$$

де  $\bar{\mathbf{Z}} = [Z_1, Z_2, \cdots, Z_k]^T$ ;  $\bar{\mathbf{H}} = [h_1, h_2, \cdots, h_k]^T$ ;  $\bar{\mathbf{U}} = [u_1, u_2, \cdots, u_k]^T$ .

Оцінювання вектора параметрів може бути виконане в такий спосіб

$$\hat{\bar{\mathbf{x}}}_k = (\mathbf{H}^T \mathbf{\Lambda} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{\Lambda} \bar{\mathbf{Z}}, \quad (5.34)$$

де  $\mathbf{\Lambda} = [\lambda_{i,j}]$  – діагональна матриця вагових коефіцієнтів вимірювань;  $\lambda_{i,j}$  – ваговий коефіцієнт, що відповідає виміряній витраті води на момент  $t$ .

Як правило, під час оцінювання подібних функцій використовуються експоненціальні вагові коефіцієнти, що підсилюють роль найближчих (у ретроспективі) фактичних даних:

$$\lambda_{t,t} = \beta^{k-t}; \quad (0,95 \leq \beta \leq 1,0).$$

Якщо представити вираз  $(\mathbf{H}^T \mathbf{\Lambda} \mathbf{H})^{-1}$  у вигляді вагової матриці системи

$$\mathbf{W}_k = (\mathbf{H}^T \mathbf{\Lambda} \mathbf{H})^{-1}, \quad (5.35)$$

що має розмірність  $(2m+1) \times (2m+1)$ , то процедура (5.34) оцінювання вектора невідомих параметрів  $\bar{\mathbf{x}}_k$  на кожному  $k$ -му кроці надходження

результатів вимірювань може бути еквівалентно представлена таким рекурентним алгоритмом:

$$\begin{aligned}\hat{\mathbf{x}}_k &= \hat{\mathbf{x}}_{k-1} + \mathbf{W}_k \mathbf{h}_k^T (\mathbf{Z}_k - \mathbf{h}_k \hat{\mathbf{x}}_{k-1}); \\ \mathbf{W}_k &= \left(1 - \frac{1}{\mathfrak{G}_k} \mathbf{W}_{k-1} \mathbf{h}_k^T \mathbf{h}_k\right) \mathbf{W}_{k-1}; \\ \mathfrak{G}_k &= \mathbf{h}_k \mathbf{W}_{k-1} \mathbf{h}_k^T + 1.\end{aligned}\tag{5.36}$$

Після цього для будь-якої минулої або майбутньої години за співвідношеннями (5.27), (5.30) і (5.31) можна обчислити оцінку базового, температурного й сумарного притоку води для заданого водного ресурсу [92].

#### **5.4 Комплексна автоматизація процесу функціонування ВДЕ у розподільних електричних мережах**

З переходом розподільних електричних мереж до комбінованого електропостачання виникають нові задачі, однією з яких є оптимальне керування ВДЕ в складі локальних електричних систем. Метою тут є досягнення максимального техніко-економічного ефекту від спорудження та експлуатації ВДЕ як для власників таких джерел, так і для організацій, що експлуатують розподільні мережі. За рахунок додаткового прибутку стає можливим нарощування потужностей нових нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Такий ефект на рівні експлуатації локальних електричних систем може бути досягнутий за рахунок координації в часі та оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Для організації узгодженого керування режимами ЕМ використовують *SMART Grid* технології [47–50].

В електричних мережах за рахунок коригування параметрів локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування (автоматичних або автоматизованих) може здійснюватися регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, однак лише за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «інтелектуальні» мережі можуть забезпечувати інформаційне сполучення

централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з відновлюваними джерелами електроенергії (рис. 1.6).

Крім потужних комунікаційних можливостей розподілена система керування, забезпечення оптимальності процесу генерування, транспортування та споживання електроенергії ВДЕ у реальному часі вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів оптимального керування окремими джерелами електроенергії. Тут має враховуватися специфіка ВДЕ, умови їх керованості та спостережності. Децентралізація частини функцій керування за рахунок застосування локальних систем керування (див. рис. 1.4), переважно автоматичних, потребує забезпечення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами у штатних (з метою оптимізації функціонування) та нештатних (з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків) ситуаціях.

Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкта керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю [36, 56]. Загальна схема такої адаптивної системи з еталонною моделлю показана на рис. 1.5.

#### **5.4.1 Функціонування малих ГЕС у народногосподарському комплексі**

У водогосподарчих і енергетичних системах з великою питомою вагою гідроелектростанцій планування режиму їх водоймищ значною мірою визначає ефективність режиму систем у цілому [25, 26, 109, 110]. Для малих ГЕС водоймища зазвичай малі (добове регулювання річкового стоку). Тому можливості впливу таких ГЕС на системи обмежені.

Для задоволення вимог споживачів води та користувачів водосховища (власників ГЕС) розробляються правила ефективного керування водоймищами за допомогою ГЕС, в яких враховують фактори: забезпечення безпеки основних споруд ГЕС та їх б'єфів; забезпечення гара-

нтовой віддачі електроенергії споживачам; забезпечення максимального використання річкового стоку.

Складність виконання цих трьох функцій залежить від регулювальних можливостей малих ГЕС. За наявності тільки добового регулювання середньодобова гарантована віддача ГЕС відповідає мінімальному притоку води, а безпека гідропоруди гарантується пропускнуою здатністю водоскидних споруд і турбін.

Таким чином, відповідно до виконуваних водоймищами функцій в них виділяються три режимні зони, у кожній з яких віддача ГЕС призначається за особливими правилами. У водному господарстві використовується метод керування режимом віддачі ГЕС, у якому передбачений поділ обсягу водоймищ на зони.

В аналітичному записі диспетчерський графік являє собою залежність виду

$$a_i = f(z_i), \quad (5.37)$$

де  $a_i$  – параметр керування (потужність ГЕС, витрати води в нижньому б'єфі через водозливні споруди та ін.) на  $i$ -му проміжку часу;  $z_i$  – рівень води у верхньому б'єфі на  $i$ -му проміжку часу.

Функції керування виду (5.37) не найкращі, тому що вони є залежностями віддачі тільки від одного параметра спостереження. Більш ефективною є побудова залежностей віддачі від всіх параметрів, однозначно відомих до початку цього інтервалу часу. Такими параметрами може бути стік ріки за попередній інтервал часу, що у певній мірі визначає очікувану витрату ріки в даному інтервалі. У цьому випадку керуюча функція буде мати вигляд:

$$a_i = f(z_i, Q_{i-1}), \quad (5.38)$$

де  $Q_{i-1}$  – усереднений стік ріки протягом  $(i-1)$ -го інтервалу часу.

Тобто, такий графік показує, яку віддачу  $a_i$  потрібно призначити при експлуатації споруд в  $i$ -му інтервалі часу залежно від рівня води у водоймищі, який є на початок цього інтервалу. З математичної точки зору функція виду (5.37) – це функція керування, за допомогою якої може здійснюватися керування режимом роботи водоймища за відсутності прогнозу стоку. Такі функції, незважаючи на імовірнісну при-

роду річкового стоку, дають однозначні практичні рекомендації стосовно поточних віддач водоймища.

Включення до переліку параметрів керування витрат води в ріці в попередній або поточний момент часу має найбільше значення для сезонного регулювання річкового стоку. Його використання в зоні безпеки, а в деяких випадках і в зоні надлишків може бути корисним.

У тому випадку, якщо водоспоживання є випадковим, залежним від деяких геофізичних факторів, до переліку параметрів спостереження може ввійти стік, очікуваний в  $i$ -му інтервалі часу, і т. п. За необхідності врахування вимог електричних мереж, що мають випадковий характер, ці вимоги повинні корелюватися з результатами оптимізації [109].

В процесі експлуатації малих ГЕС в якості правил керування режимами роботи водоймищ часто використовується найпростіший їх вид, а саме диспетчерські графіки. Найпоширеніша форма диспетчерських графіків – залежність віддачі ГЕС від оцінки притоку води у водоймище на початок 1-го інтервалу часу (5.38). Резерв води виражається зазвичай у вигляді рівнів води водоймища.

Надійність постачання споживачів водою й енергією у встановлених розмірах забезпечується дотриманням диспетчерських графіків регулювання річкового стоку. Порушення режимів роботи, передбачених графіками, допускаються лише у випадку виникнення непередбачених обставин, що загрожують безпеці й цілісності основних споруд, або наявності катастрофічного маловоддя, яке виходить за межі розрахункової забезпеченості і вимагають прийняття негайних заходів [91].

#### **5.4.2 Особливості відновлюваних джерел електроенергії, як об'єкта керування**

Експлуатація ВДЕ має низку особливостей порівняно з традиційними джерелами енергії [4, 5, 26, 28]:

– невелика одинична потужність ВДЕ (від 100 кВт до 20 МВт) та, часто, низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби не дозволяє отримувати значних надходжень від реалізації електроенергії, що призводить до необхідності максимально скорочувати експлуатаційні витрати;

– одному суб'єкту енергоринку може підпорядковуватися 10 і більше ВДЕ, розташованих у різних областях та регіонах України, що істотно ускладнює централізацію диспетчерського керування ними, враховуючи практичну відсутність промислових каналів зв'язку;

– підвищення вимог енергоринку щодо автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) у частині оперативності обміну інформацією між операторами та споживачами вимагає вдосконалення засобів інформаційного забезпечення, що встановлені у межах балансової належності ВДЕ;

– продуктивність ВДЕ великою мірою залежить від складно-прогнозованих факторів впливу навколишнього середовища, що призводить до ускладнень в процесі планування режимів їх роботи;

– неузгодженість норм і правил експлуатації ВДЕ у поєднанні з людським фактором накладає штучні, часто необґрунтовані, обмеження в задачах забезпечення ефективності їх роботи.

Для забезпечення ефективної експлуатації ВДЕ необхідним є впровадження засобів автоматизації процесу вироблення електроенергії. При цьому автоматизовані системи керування, що розробляються, мають забезпечувати виконання таких задач:

– повна автоматизація інформаційного обміну між ВДЕ та розрахунково-диспетчерським центром (в перспективі – оператором енергоринку) для розв'язання задач комерційного обліку електроенергії;

– контроль стану основного обладнання, його захист у аномальних режимах роботи та забезпечення надійності роботи ВДЕ в цілому;

– забезпечення централізованого керування основними процесами, можливостей маневрування ВДЕ та максимальної ефективності використання первинної енергії протягом заданого періоду роботи;

– оптимізація необхідної кількості обслуговуючого персоналу для АСК та комплексу електростанцій в цілому.

### **5.4.3 Ієрархічна структура керування комплексом ВДЕ**

Сучасні системи керування одночасно містять елементи організаційного та технологічного керування. Диспетчерське керування комплексами різнотипних ВДЕ доцільно здійснювати за ієрархічним (ступеневим) принципом. Ієрархічне керування має низку переваг [94, 95]. Наприклад, воно дозволяє підвищити рівень інтеграції керування введенням елементів більш високого рівня, запобігти дублюванню,

розділити складні задачі на підзадачі, що розв'язуються за обмежених технічних можливостей кожного ієрархічного рівня. Це полегшує програмування виділених підзадач автоматизованих систем керування (АСК) технологічним процесом (ТП) перетворення енергії [26, 92, 93]. Таким чином, ієрархія може розглядатися як засіб підвищення адаптивності та життєздатності системи керування комплексом ВДЕ.

З іншого боку, побудова математичної моделі з урахуванням ієрархії керування ВДЕ лише частково полегшує розв'язання задачі, оскільки ієрархічні рівні мають досить складні електричні взаємозв'язки, за рахунок чого важко чітко поділити функції між окремими ступенями [58, 90, 93].

В АСК розосередженим генеруванням на різних рівнях ієрархії передається, обробляється та відображається для оперативного персоналу значна кількість інформації, що викликає підвищені вимоги до якості засобів діалогу в людино-машинному інтерфейсі [93, 111]. Таким чином, існує необхідність у розробленні математичних моделей та алгоритмів, які можна впровадити на практиці у вигляді програмного забезпечення. Це дасть змогу диспетчеру приймати рішення, які ведуть до оптимального режиму спрацьовування первинної енергії за допомогою ВДЕ. Розв'язок цієї задачі на сучасному рівні з урахуванням всієї необхідної інформації з методологічно закладеною можливістю адаптації до зміни параметрів та умов роботи можливий з використанням методів теорії подібності, засобів критеріального моделювання [30, 88].

Комплекс задач оперативного та автоматичного керування режимами роботи комплексу ВДЕ поданий на рис. 5.4. Такий набір задач та їх взаємозв'язок характерні для роботи ВДЕ у межах енергоринку України [26]. При цьому одним з показників ефективності реалізації концепції керування є мінімізація необхідної кількості обслуговуючого персоналу для таких станцій.

У відповідності до схеми (рис. 5.4) всі задачі можуть бути умовно поділені на інформаційні та аналітичні задачі оперативного керування та задачі автоматичного керування. У свою чергу задача складається з переліку функціонально завершених блоків, інформаційно пов'язаних між собою, з диспетчером та з об'єктом керування. Крім того, всі задачі поділяються на задачі, що розв'язуються автоматично та задачі, розв'язання яких контролюється диспетчером.



**Інформаційні задачі.** За допомогою різноманітних засобів відображення диспетчер забезпечується інформацією, яка необхідна йому для оперативного контролю поточного стану окремих ВДЕ та їх комплексів, а також ретроспективного аналізу. Крім того, частина інформації використовується як початкові дані для розв'язання задач планування режимів ВДЕ.

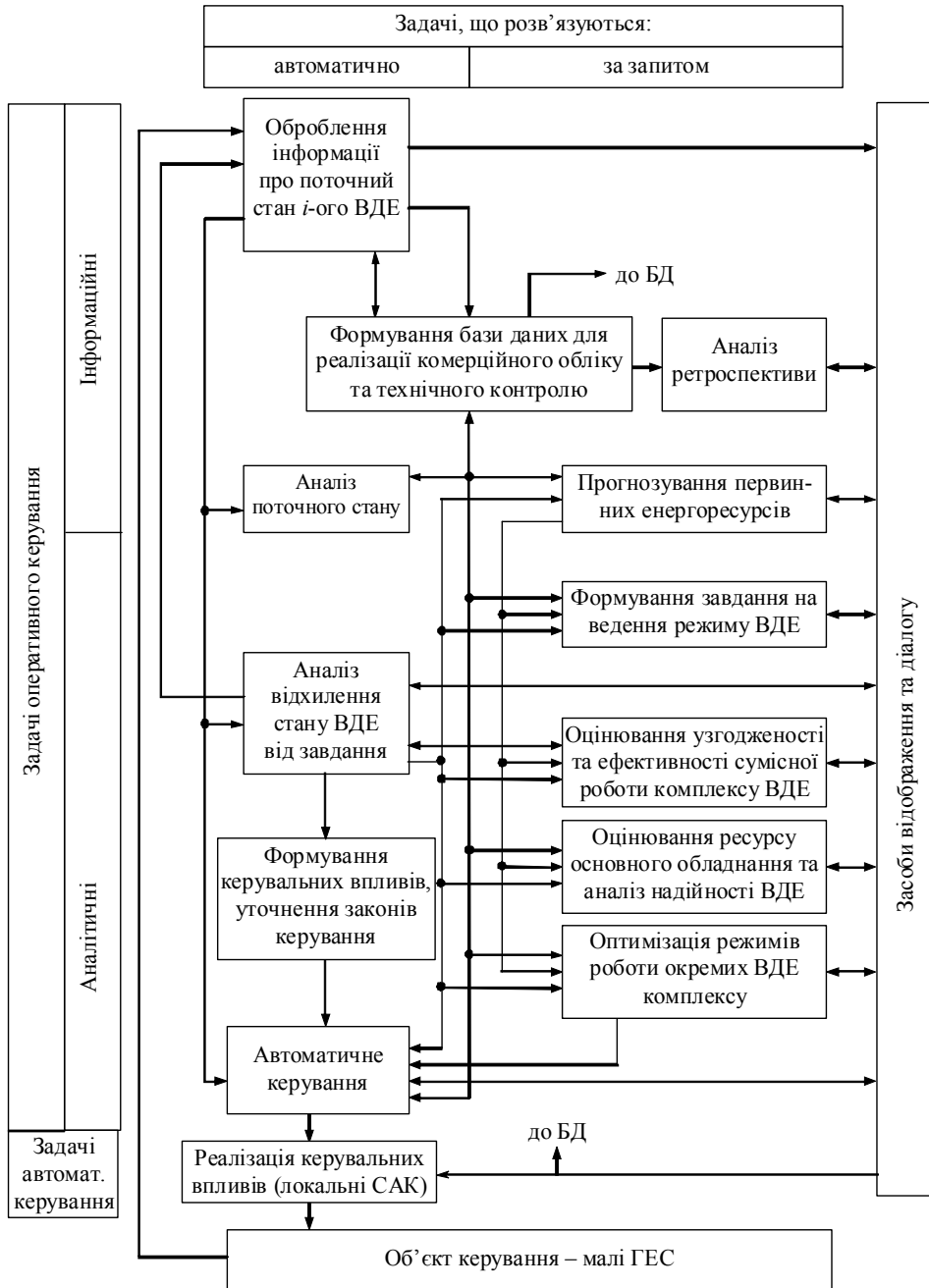


Рисунок 5.4 – Структура задач оперативного та автоматичного керування комплексом ВДЕ

На основі отриманої інформації диспетчер робить висновок щодо припустимості або неприпустимості режиму і визначає керувальні впливи та доцільність їх реалізації у разі застосування локальних САК.

**Аналітичні задачі.** Розв'язання цих задач допомагає диспетчеру ідентифікувати поточний режим роботи ВДЕ з огляду на надійність та економічність. Таким чином знижується імовірність реалізації керувальних впливів, які можуть видатися неоптимальними, недостатніми або взагалі невірними з огляду на забезпечення ефективності використання первинної енергії та її перетворення.

**Задачі автоматичного керування.** Цей комплекс задач реалізується за допомогою локальних САК і призначений для автоматичного керування в нормальному (системи регулювання потужності) та аварійному (засоби захисту основного обладнання ВДЕ) режимах. В контурі автоматичного керування роль диспетчера зводиться до контролю за станом та налагодженням системи керування, а також до коригування уставок елементів САК.

Очевидно, що при оперативному та автоматичному керуванні режимами ВДЕ розв'язується великий обсяг задач, особливо, якщо вони експлуатуються у комплексі. Далі розглядаються лише окремі задачі, пов'язані з автоматизацією керування та врахуванням електричних ВДЕ, оскільки підвищення рівня автоматизації є перспективним напрямком розвитку відновлюваної енергетики України [26, 58].

#### **5.4.4 Структура автоматизованої системи керування ВДЕ в розподільних електричних мережах та послідовність її реалізації**

Враховуючи наведене вище, для реалізації комплексу задач оптимального керування ВДЕ в розподільних мережах необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом у реальному часі. Однак, ця умова не може бути забезпечена через просторову розподіленість об'єкта керування та обмежену надійність каналів зв'язку між ними та диспетчерським центром [23, 93, 96, 97]. Виходячи з цього, автоматизована система керування з необхідним переліком функцій керування може бути побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу (рис. 5.5) за рахунок застосування локальних САК (у перспективі адаптивних).

Враховуючи структурну та апаратну складність такої системи у поєднанні з достатньо жорсткими фінансовими обмеженнями щодо

проектування, реалізації та подальшого супроводження, АСК має будуватися спираючись на результати детального техніко-економічного аналізу, на підставі якого розроблено концепцію автоматизації малих ГЕС [26, 96]. В результаті практичних досліджень її було розширено на сукупність різнотипних ВДЕ (малі ГЕС та сонячні електростанції), які експлуатуються ЗЕА «Новосвіт» та ТОВ «Енергоінвест» [23, 97]. Головними принципами тут є:

- всебічне техніко-економічне обґрунтування послідовності розроблення та реалізації АСК, що забезпечує черговість реалізації задач автоматизованої системи керування, яка відповідає змінним умовам функціонування ВДЕ на ринку електроенергії;

- забезпечення максимальної автономності об'єктів керування ВДЕ у нормальних (планових) режимах їх роботи, що дозволяє створити умови керованості джерел та виконання ними покладених функцій щодо вироблення електроенергії, регулювання параметрів розподільних електромереж, регулювання стоків річок (для малих ГЕС) та ін. протягом заданого часу у разі відмови інформаційних та комунікаційних каналів АСК;

- реалізація ієрархічної структури керування з виділенням трьох рівнів: перший рівень – диспетчерський центр централізованого керування; другий рівень – «опорні» керовані ВДЕ, які функціонально підпорядковуються першому рівню та здійснюють керування відновлюваними джерелами третього рівня, ретранслюючи команди, або коригуючи налагоджувальні параметри, що надходять з вищого рівня; третій рівень – відновлювані джерела оснащені засобами локальної автоматизації керування з мінімально-необхідною інтелектуалізацією та максимальною автономністю функціонування, які виконують команди та реалізують закони керування з вищих ієрархічних рівнів, адаптуючи їх до місцевих умов. Така структура дозволяє зменшити витрати на апаратно-програмну реалізацію АСК.

#### **5.4.5 Практична реалізація автоматизованої системи керування ВДЕ в електричних мережах**

Впровадження автоматизованої системи керування ВДЕ ЗЕА «Новосвіт» та ТОВ «Енергоінвест» в електричних мережах, що виконується підприємством «Українські технологічні продукти» (м. Вінниця), передбачає таку послідовність реалізації.

На першому етапі розв'язано задачі автоматизації комерційного обліку електроенергії (рис. 5.6), оскільки це є необхідною умовою функціонування ВДЕ в енергоринку України [112–115], розроблено апаратне та програмне забезпечення для збору та передачі даних щодо півгодинних графіків відпуску електроенергії та формування звітної документації згідно з діючими нормативними документами [84, 114].

На наступному етапі реалізації АСК за мету ставилася автоматизація процесу виробництва електроенергії та забезпечення автономності ВДЕ (на прикладі малої ГЕС) у нормальних (планових) режимах їхньої роботи [26, 28]. Розв'язано задачі дистанційного маневрування, автоматичного контролю працездатності та захисту основного обладнання ВДЕ [26, 40] і, таким чином, зменшення необхідної кількості обслуговуючого персоналу.

Для ведення заданого дистанційно режиму ГЕС з прийняттям елементарних рішень з керування ними необхідно [26, 28, 93]:

- контролювати рівень води у верхньому басейні та зупиняти агрегати у разі досягнення мінімального рівня;

- контролювати режим роботи генераторів з використанням вимірювальних приладів щита керування та відповідно коригувати потужність турбін;

- контролювати параметри механічної частини ГЕС (підшипники генераторів, турбін, передач тощо) та зупиняти агрегати у випадку досягнення граничних значень за вібрацією та температурою;

- реєструвати аварійні та передаварійні ситуації, а також присутність персоналу та сторонніх осіб на території ГЕС (включаючи періодичне відеоспостереження) з інформуванням вищого ієрархічного рівня керування (диспетчерського центру), а також обслуговуючого персоналу.

Вирішення проблем інформаційного забезпечення задачі ведення режиму ВДЕ вимагає розширення апаратно-програмної частини локальних систем керування (рис. 5.6) – встановлення сенсорів механічних та електричних параметрів (С), а також виконавчих органів (ВО), об'єднаних у інформаційну мережу нижнього рівня, *PLC*-контролерів для організації виконання задач реального часу та обміну даними між підсистемами АСК тощо (рис. 5.7).

Третій етап реалізації АСК відновлюваними джерелами електроенергії передбачав виділення з переліку ВДЕ опорних електростанцій – малих ГЕС, які за територіальним розташуванням, встановленою

потужністю та кваліфікацією обслуговуючого персоналу відповідали вимогам. На таких станціях, як Гальжбіївська ГЕС, Сабарівська ГЕС, Скалопільська ГЕС, Слобода-Бушанська ГЕС було встановлено додаткове обладнання для організації локальної автоматизованої системи керування суміжними ВДЕ нижчого рівня [69, 97]. *PLC*-контролери таких об'єктів [116, 117] об'єднано у локальну мережу *Ethernet*, що забезпечило можливість обміну даними між ними та сервером локальної АСК (рис. 5.8).

Останній оснащено програмним забезпеченням, розробленим на основі *SCADA*-системи *TRACE MODE* [116, 118, 119], яке дозволяє накопичувати та аналізувати ретроспективні дані власної локальної АСК та систем автоматичного керування суміжними ВДЕ. Аналіз накопичених даних дозволяє, враховуючи закономірності зміни визначальних параметрів, підвищувати ефективність визначених диспетчерських графіків ведення режиму для окремих керованих ВДЕ, а також керувальних впливів для них, прогнозувати аварійні ситуації та ліквідувати їх з мінімальними збитками.

Очевидно, що остаточна реалізація автоматизованої системи керування ВДЕ в розподільних мережах крім належної апаратної реалізації процесів інформаційного обміну, що на даний час практично завершено, або перебуває у дослідній експлуатації, потребує розроблення відповідного математичного та програмного забезпечення. Цей етап, як відомо, вимагає значних капітальних затрат та витрат часу, враховуючи складність, динамічність та відповідальність об'єкта керування. Отримані в роботі методи та алгоритми оптимізації режимів ВДЕ, оцінювання ефективності керувальних впливів, аналізу та структурування транзитних втрат у локальних електричних системах та ін. покладені в основу програмної системи, що проходить на даний час дослідну експлуатацію у диспетчерському центрі ЗЕА «Новосвіт» та ТОВ «Енергоінвест».

Очікуваний економічний ефект від реалізації АСК відновлюваними джерелами енергії, пов'язаний з покращенням їх керованості та маневреності, зменшенням кількості обслуговуючого персоналу, підвищенням надійності роботи та ефективності використання первинних енергоресурсів (гідропотенціалу річок, на яких розташовані ГЕС) за приблизними оцінками дозволить компенсувати витрати на створення автоматизованої системи протягом 3–7 років [97, 103].

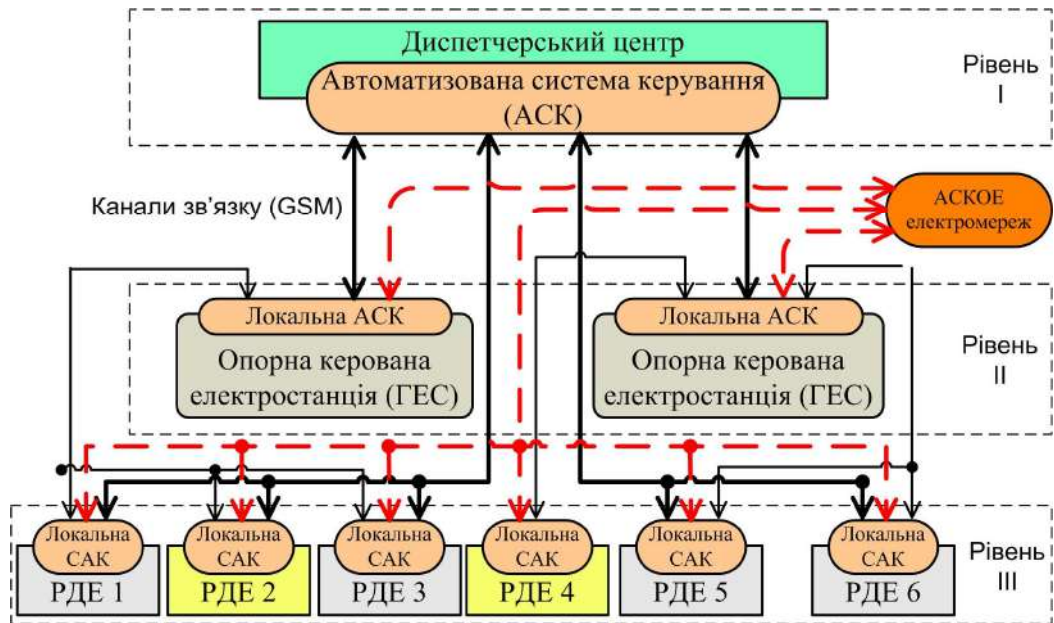


Рисунок 5.5 – Структурна схема АСК відновлюваними джерелами енергії в електричних мережах

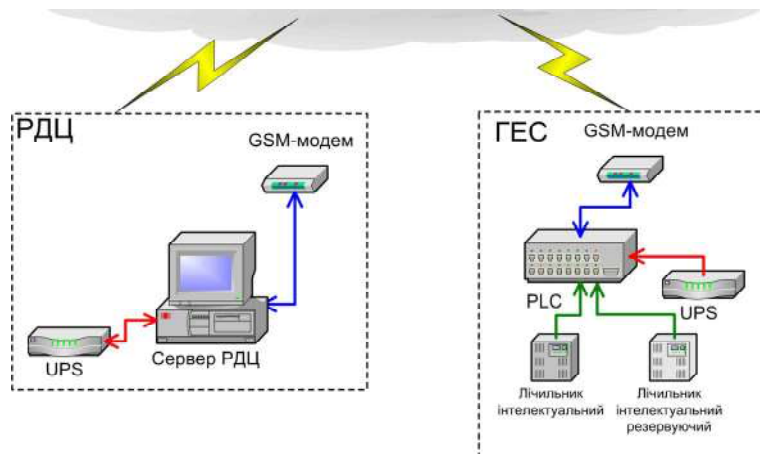


Рисунок 5.6 – Структурна схема реалізації АСКОЕ малих ГЕС

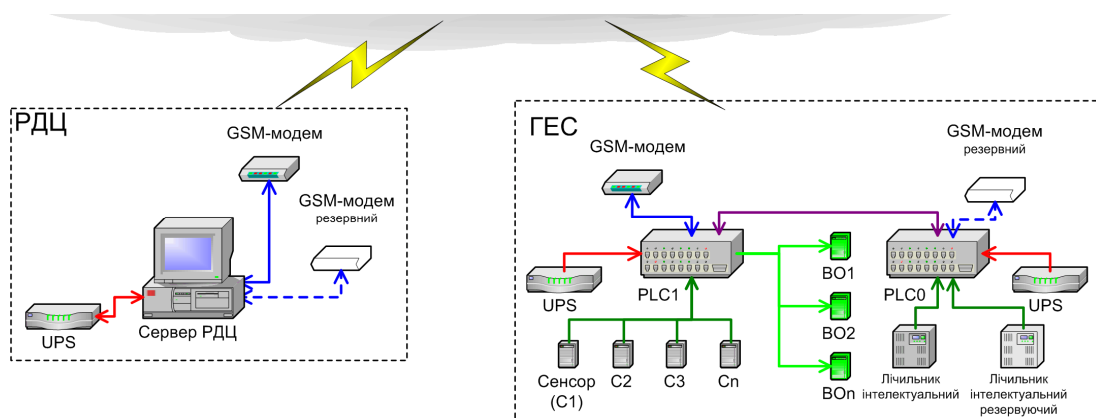


Рисунок 5.7. Структурна схема реалізації автоматизованої системи керування малою ГЕС

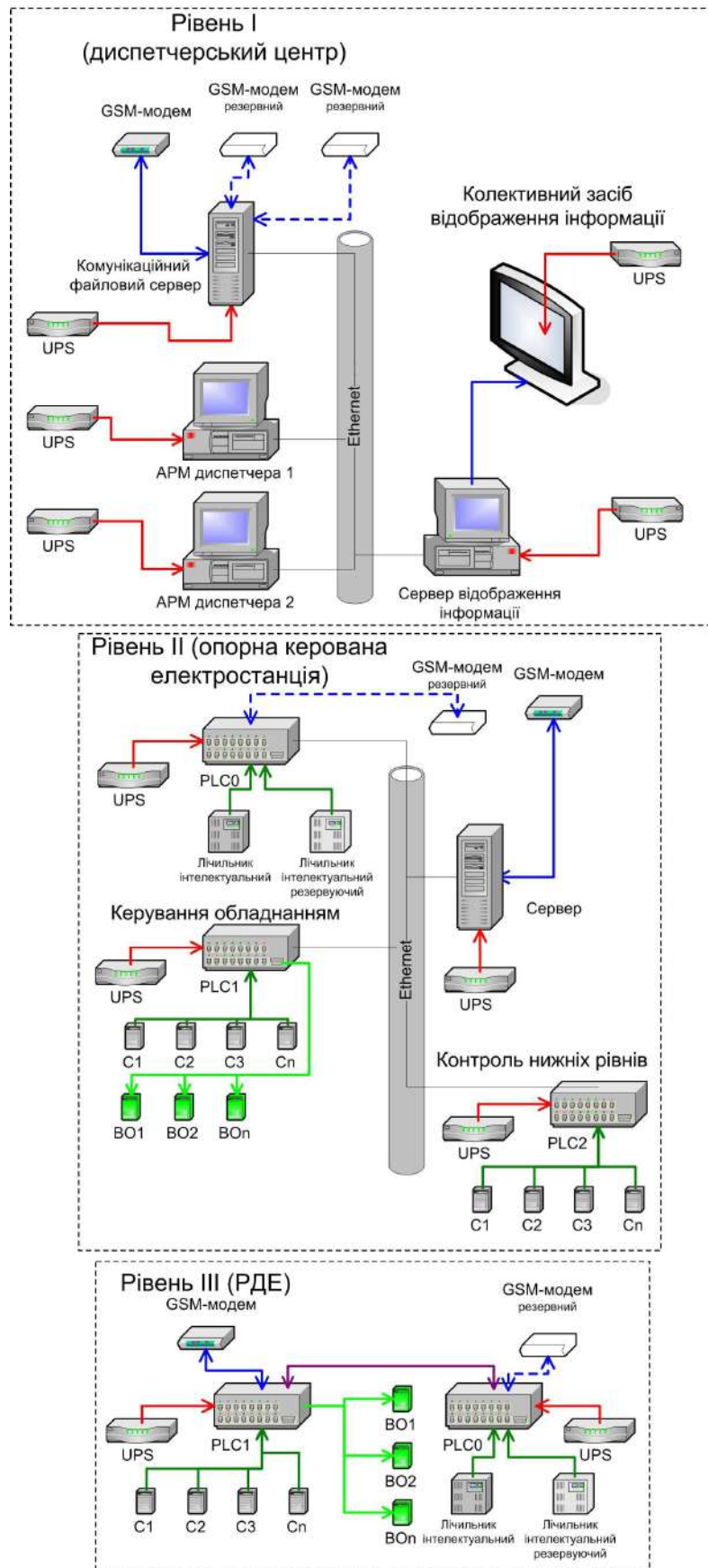


Рисунок 5.8 – Структурна схема апаратної реалізації АСК розосередженим генеруванням

## Висновки до розділу 5

1. Показано можливість використання теорії подібності для моделювання якості функціонування локальних електричних систем, що утворені сукупністю ВДЕ та розподільних електричних мереж. Запропоновано вартісну характеристику якості функціонування ЛЕС, що дозволяє оцінювати варіанти керувальних впливів для окремих ВДЕ з метою забезпечення максимальної ефективності їх сумісної роботи в електричних мережах. Крім того вартісна характеристика може бути використана для оцінювання ефективності схем видачі потужності та місць приєднання ВДЕ на етапі видачі технічних умов на підключення.

2. Розроблено алгоритм прогнозування добового наповнення водних ресурсів з урахуванням ретроспективи витрат води на окремих малих ГЕС та температурних умов в околі водоймища. Цей алгоритм може використовуватися в імітаційній моделі функціонування малих ГЕС для формування узгоджених диспетчерських графіків ведення режиму окремих станцій, а у перспективі – для формування та перевірки адекватності керувальних впливів АСК.

3. Сучасні умови та особливості експлуатації ВДЕ на енергетичному ринку України вимагають підвищення рівня автоматизації процесів, пов'язаних з виробленням електроенергії. Поетапне розроблення та реалізація автоматизованої системи керування дозволяє створити АСК, максимально адаптовану до умов функціонування, складу та параметрів ВДЕ, що експлуатуються окремим суб'єктом енергоринку.

4. Трирівнева ієрархія АСК забезпечує високу надійність та ефективність системи і, разом з тим, дає суттєве скорочення капітальних витрат на її розробку та впровадження. Враховуючи динамічність та просторову розподіленість об'єкта керування автоматизована система керування вимагає застосування натурно-імітаційного моделювання станів ЛЕС та адаптивних алгоритмів пошуку оптимальних рішень та прогнозування передаварійних ситуацій. Ці задачі частково вирішуються розробленим на підставі теоретичних результатів досліджень програмним забезпеченням.



## 6 АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ

У попередніх розділах запропоновано низку методів та алгоритмів, які дозволяють комплексно розв'язувати задачу підвищення ефективності функціонування ВДЕ у електричних мережах на стадії їх проектування та експлуатації. У цьому розділі виконано практичні розрахунки, які підтверджують адекватність запропонованих методів та працездатність алгоритмів.

Розрахунки виконувалися, переважно, на прикладі електричних мереж 10 кВ Ямпільського району Вінницької області. Вказані мережі було обрано виходячи з таких міркувань. З одного боку, вони використовуються для видачі потужності значною кількістю різнотипних ВДЕ (табл. 6.1), потужність яких сумірна з навантаженням ЕМ. З іншого боку, в Ямпільському районі розташовано майданчик Слобода-Бушанського енергетичного комплексу (рис. 6.1), введення в експлуатацію якого вимагає розв'язання задачі оптимізації схеми приєднання ВДЕ до електромереж.

Таблиця 6.1 – Відновлювані джерела енергії, приєднані до електромереж 10 кВ, Ямпільського району

Назва комплексу відновлюваних джерел енергії	МГЕС		СЕС	
	Планова потужність, кВт	Фактична потужність, кВт	Планова потужність, кВт	Фактична потужність, кВт
Слобода-Бушанський	250	250	1700	1700
Гальжбіївський	250	250	2720	2720
Цекинівський	100	100	4050	3260
Петрашівський	200	200	–	–
Всього:	800	800	8470	7680

На підставі зазначених схем електричних мереж виконано розрахунки з оцінювання впливу генерування ВДЕ на режими роботи електричних мереж, завдяки чому на практиці підтверджено теоретичні висновки, отримані в розділі 2. Для Слобода-Бушанського комплексу ВДЕ визначено оптимальну схему приєднання малої ГЕС та трьох черг СЕС з урахуванням чутливості втрат потужності в ЕМ, а також

вимог щодо надійності її транспортування. Таким чином, адекватність результатів теоретичних досліджень та висновків перевірена на прикладі Слобода-Бушанських МГЕС та СЕС (див. рис. 6.1), які на даний час введені в експлуатацію і видають потужність до енергоринку, використовуючи ЕМ з напругою 10 кВ Ямпільського та Могилів-Подільського районів Вінницької області.

## **6.1 Вплив відновлюваних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах**

Враховуючи, що втрати електроенергії є одним з важливих показників ефективності експлуатації електричних мереж, процедура видачі технічних умов на підключення ВДЕ до ЕМ повинна включати етап оцінювання впливу параметрів та графіків видачі потужності ВДЕ на втрати електроенергії та рівні напруги у вузлах навантаження. Результати цих розрахунків є вихідними даними для прийняття рішень щодо визначення точок приєднання об'єктів розосередженого генерування, коригування нормальних схем та схем секціонування електромереж тощо. Крім того їх доцільно враховувати у задачах формування диспетчерських графіків ведення режиму окремих ВДЕ, а також формування законів оптимального керування локальних САК нижнього рівня (див. рис. 5.8).

Виходячи з цього, вдосконаленню методу оцінювання складової втрат в ЕМ, зумовленої транспортуванням потужності ВДЕ, приділено увагу у попередніх розділах (п. 2.1, 2.2). Для виконання практичних розрахунків з дослідження впливу ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж використано їх поопорні схеми, а також схеми приєднання зазначених вище ВДЕ (рис. 6.1), що відновлені та експлуатуються на даний час підприємствами ЗЕА «Новосвіт» та ТОВ «Енергоінвест».

### **6.1.1 Втрати електроенергії в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії**

Розрахунки з дослідження впливу відновлюваних джерел електроенергії на режими роботи ЕМ виконані на прикладі Слобода-

Бушанської ГЕС, яка розташована у Ямпільському районі на річці Мурафа. Основні характеристики станції такі:

- введена в експлуатацію – 1953 рік;
- виведена з експлуатації – 1973 рік;
- відновлена – 2011 рік;
- встановлена потужність – 250 кВт;
- кількість агрегатів – 2 шт;
- тип генераторів – асинхронні, номінальна потужність 125 кВт;
- тип турбін – Т-80, номінальна потужність 110-170 кВт;
- розрахунковий напір – 7,5 м;
- витрати води на гідроагрегат – 2,7 м<sup>3</sup>/с;
- річне вироблення електроенергії до 1000 тис. кВт·год.

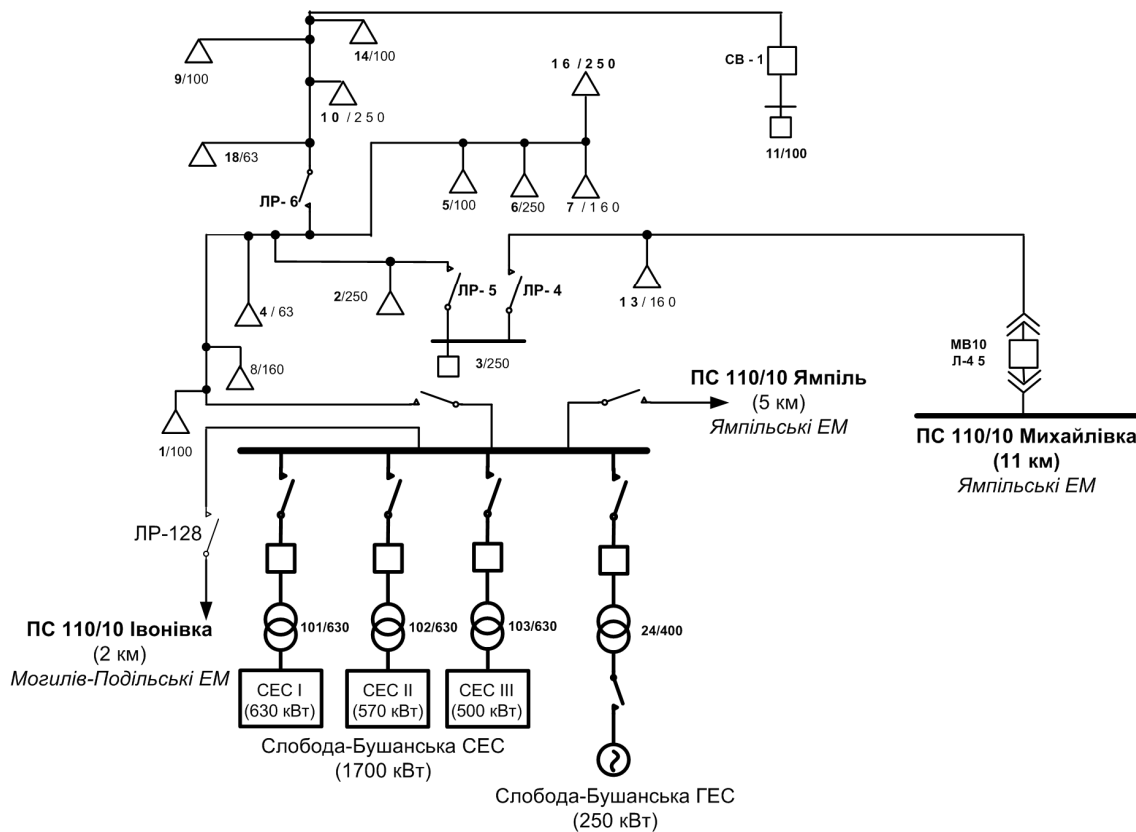


Рисунок 6.1 – Варіанти приєднання Слобода-Бушанського комплексу ВДЕ до електричних мереж

Електрична схема станції подана на рис. 6.2. Слобода-Бушанська ГЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу з напругою 10 кВ через фідер Ф-45 підстанції 110/10 кВ «Михайлівка».

Схема приєднання подана на рис. 6.1. Для зв'язку ГЕС з фідером напругою 10 кВ використовується повітряна ЛЕП довжиною 460 м, виконана проводом АС-50. Вихідні дані про розподільну мережу 10 кВ, до якої Слобода-Бушанська ГЕС віддає потужність через Ф-45 на підстанцію 110/10 кВ «Михайлівка», наведені в додатку А.

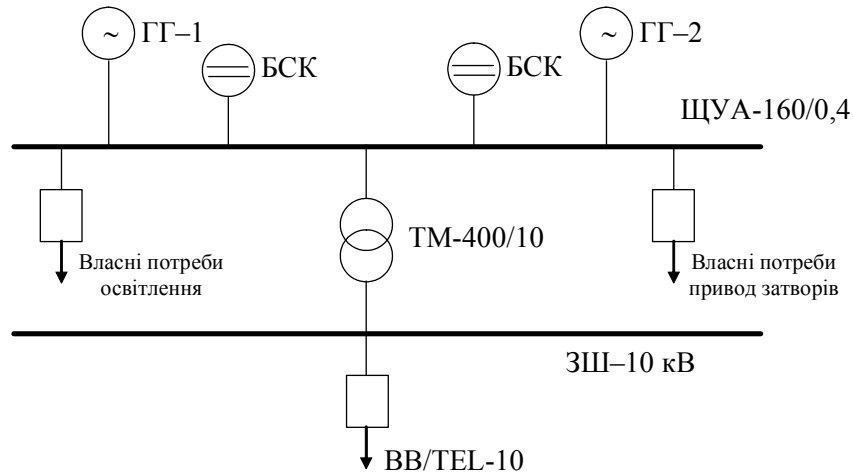


Рисунок 6.2 – Електрична схема Слобода-Бушанської ГЕС

Для дослідження впливу ГЕС на режими роботи мережі розраховано: режим максимальних навантажень, режим середніх навантажень з визначенням втрат електроенергії, а також режим мінімальних навантажень. Основні результати подані у табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Результати розрахунку втрат електроенергії в мережі 10 кВ Ф-45

Вид розрахунку	Надходження електроенергії з системи, кВт·год	Втрати в ЛЕП, кВт·год/%	Втрати в трансформаторах, кВт·год/%			Сумарні втрати, кВт·год/%
			сумарні	х. х.	навантаження	
Без урахування ГЕС	286615,4	6773	5571,1	2671	2900,1	12344
		2,36	1,94	0,93	1,01	4,31
З урахуванням ГЕС	110882,3	2369,1	4996,2	2671	2325,2	7365,2
		0,83	1,74	0,93	0,81	2,57
Вплив ГЕС	-175733,1	-4403,9	-574,9	0	-574,9	-4978,8
	-61,31%	-65,02	-10,32	0,00	-19,82	-40,33

З результатів розрахунків видно, що фактично вся електроенергія, що генерується Слобода-Бушанською ГЕС, споживається у межах електричної мережі 10 кВ Ф-45, тобто не передається в систему і не викликає додаткового завантаження трансформаторів зв'язку та додаткових втрат електроенергії у мережах вищої напруги. Разом з тим, надходження електроенергії до мережі Ф-45 зменшується на 61,3 %, тобто можна стверджувати, що функціонування ГЕС забезпечує, розвантаження розподільних мереж 110 кВ та зменшення втрат електроенергії в них.

Додатковою перевагою подібної схеми приєднання малих ГЕС є істотне (у відповідності з прикладом – більше 40 %) зменшення втрат електроенергії у розподільних мережах 10 кВ, за рахунок суттєвого розвантаження ЛЕП 10 кВ та підвищення рівнів напруги в мережі в цілому (див. додаток Б).

Результати розрахунку окремих режимів роботи мережі 10 кВ Ф-45 (табл. 6.3) показують, що в усіх режимах робота Слобода-Бушанської ГЕС має позитивний вплив. Для всіх режимів спостерігається зменшення втрат потужності за рахунок перерозподілу потоків потужності і розвантаження окремих ЛЕП магістралі фідера Ф-45.

Так, наприклад, у режимі максимальних навантажень (див. додаток Б), струм головної ділянки Ф-45 за рахунок роботи ГЕС зменшується на 26 %, а на окремих ділянках ЛЕП – до 50 %. Разом з тим, спостерігається деяке покращення режиму напруги, що зумовлено вищезазначеними причинами.

Виходячи з цього можна стверджувати, що робота Слобода-Бушанської ГЕС позитивно впливає на режими мережі 10 кВ, до якої вона приєднана, а також не погіршує нормальних режимів роботи мережі 110 кВ, оскільки її вплив є неістотним.

### **6.1.2 Вплив режимів генерування ВДЕ на режими електромереж за реактивною потужністю**

У випадку застосування асинхронних генераторів на малих ГЕС їх вплив на режими розподільних електромереж є мінімально можливим через практично повну компенсацію реактивної потужності за технічними умовами на приєднання. Виходячи з цього, коефіцієнт потужності на шинах таких станції є достатньо високим ( $\cos \varphi = 0,98-1$ ). Те

саме має місце для переважної більшості сонячних електростанцій прямого перетворення з інверторними установками.

Таблиця 6.3 – Результати розрахунку режимів електромережі 10 кВ Ф-45

Вид розрахунку	Мінімальна напруга, кВ	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт			Сумарні втрати, кВт
			сумарні	х. х.	навантаження	
<b>Режим середніх навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,0	7,8	6,9	3,6	3,3	14,7
З урахуванням ГЕС	10,1	2,8	6,3	3,6	2,7	9,1
Оцінка впливу, %	1,0	-64,10	-8,70	0,00	-18,18	-38,10
<b>Режим мінімальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,1	1,2	4,1	3,6	0,5	5,3
З урахуванням ГЕС	10,1	0,7	4,1	3,6	0,5	4,8
Оцінка впливу, %	0,0	-41,67	0,00	0,00	0,00	-9,43
<b>Режим максимальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	9,78	24,7	14,0	3,6	10,4	38,7
З урахуванням ГЕС	9,88	15,3	13,9	3,6	10,3	29,3
Оцінка впливу, %	1.02	-38,06	-0,71	0,00	-0,96	-24,29

Застосування для перетворення енергії синхронних генераторів відповідної потужності супроводжується значно меншим коефіцієнтом потужності ( $\cos\varphi = 0,8-0,85$ ), тобто крім активної потужності, що є предметом договорів на постачання електроенергії, генерується і реактивна потужність. Виходячи з цього, виконано обчислювальний експеримент для аналізу впливу реактивного генерування ВДЕ на

режими роботи розподільних електричних мереж і баланс реактивної потужності в них.

В якості прикладу електричної мережі для проведення обчислень вибрано мережу напругою 10 кВ Ф-45 підстанції «Михайлівка» (вихідні дані подано у додатку А), в яку Слобода-Бушанська ГЕС віддає потужність.

Слобода-Бушанська ГЕС оснащена асинхронними генераторами і, відповідно, практично не видає реактивну потужність в мережу 10 кВ Ф-45. Для дослідження впливу реактивного генерування цієї ГЕС на режими роботи ЕМ було виконано імітаційні розрахунки щодо встановлення на ній двох синхронних генераторів аналогічної активної потужності з  $\cos\varphi = 0,85$ . Після цього, аналогічно до п. 6.1.1, було розраховано три характерних режими роботи мережі (з урахуванням генерації реактивної потужності малою ГЕС): режим максимальних навантажень, режим середніх навантажень з визначенням втрат електроенергії, а також режим мінімальних навантажень.

Основні результати, що характеризують вплив генерації реактивної потужності малою ГЕС на втрати електроенергії в електричній мережі, подані у табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунку втрат електроенергії в ЕМ 10 кВ Ф-45

Вид розрахунку	Надходження електроенергії з системи, кВт·год	Втрати в ЛЕП, кВт·год/%	Втрати в трансформаторах, кВт·год/%			Сумарні втрати, кВт·год/%
			сумарні	х. х.	навантаження	
Без урахування ГЕС	286615,4	6773	5571,1	2671	2900,1	12344
		2,36	1,94	0,93	1,01	4,31
З урахуванням ГЕС	111898,3	3385,1	4996,2	2671	2325,2	8381,3
		1,02	1,74	0,93	0,81	2,76
Вплив ГЕС	-174717,1	-3387,9	-574,9	0	-574,9	-3962,7
	-60,11%	-50,02	-10,32	0,00	-19,82	-32,10

З результатів розрахунків видно, що фактично вся активна електроенергія, що генерується ГЕС з синхронними генераторами, споживається у межах електричної мережі 10 кВ Ф-45 і в систему не

передається. При цьому надходження електроенергії до мережі Ф-45 зменшується на 60,1 %. Тобто, можна стверджувати, що генерування ГЕС розвантажує розподільні мережі 110 кВ та забезпечує зменшення втрат електроенергії в них.

Однак, зіставляючи результати розрахунків, подані у табл. 6.2 та 6.4, можна зробити висновок про те, що генерування станцією реактивної потужності, враховуючи практично активне навантаження споживачів фідера Ф-45, призводить до її зворотних перетоків і, відповідно, до додаткових втрат активної потужності. Таким чином, використання синхронних генераторів замість асинхронних з компенсаторами реактивної потужності призводить до підвищення втрат електроенергії для мережі з ГЕС на 13,8 %.

Разом з тим, функціонування ГЕС за цією схемою приєднання до електричної мережі загалом забезпечує зменшення втрат активної потужності на 32 % за рахунок розвантаження ЛЕП 10 кВ по активній потужності та підвищення рівнів напруги (див. додаток Б).

Результати розрахунку окремих режимів роботи мережі 10 кВ Ф-45 з синхронними генераторами на ГЕС (табл. 6.5) показують, що в режимах максимальних та середніх навантажень ГЕС має позитивний вплив. Для цих режимів спостерігається зменшення втрат потужності за рахунок розвантаження окремих ЛЕП магістралі фідера Ф-45. Для режиму мінімальних навантажень за рахунок генерування станцією реактивної потужності перетоки у магістральних ЛЕП Ф-45 збільшуються, що призводить до збільшення втрат електроенергії в мережі. При цьому також підвищується напруга у вузлах електричної мережі, що відповідно до статичних характеристик навантаження призводить до підвищення споживання активної потужності в мережі.

Зіставляючи результати, наведені у табл. 6.3 та 6.5, видно, що у режимах максимальних навантажень за рахунок компенсації не тільки активного, а й реактивного споживання Ф-45 мала ГЕС з синхронними генераторами має на 8,3% вищий ефект зменшення втрат в мережі, який супроводжується покращенням режиму напруг.

Виходячи з цього, можна стверджувати, що робота ГЕС з синхронними генераторами позитивно впливає на режими електричної мережі 10 кВ, до якої вона приєднана. У режимах мінімальних навантажень малі ГЕС наповнюють водосховища, зменшуючи або припиняючи генерування активної і, відповідно, реактивної потужностей.



Таблиця 6.5 – Результати розрахунку режимів мережі 10 кВ Ф-45 для випадку ГЕС з синхронними генераторами

Вид розрахунку	Мінімальна напруга, кВ	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт			Сумарні втрати, кВт
			сумарні	х.х.	навантаження	
<b>Режим середніх навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,0	7,8	6,9	3,6	3,3	14,7
З урахуванням ГЕС	10,3	3,2	6,2	3,6	2,6	9,4
Оцінка впливу, %	3,0	-58,97	-10,1	0,00	-21,2	-36,05
<b>Режим мінімальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,1	1,2	4,1	3,6	0,5	5,3
З урахуванням ГЕС	10,4	1,7	4,0	3,6	0,4	5,7
Оцінка впливу, %	3,0	<b>41,67</b>	-2,40	0,00	-0,20	<b>7,52</b>
<b>Режим максимальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	9,78	24,7	14,0	3,6	10,4	38,7
З урахуванням ГЕС	9,91	12,3	13,8	3,6	10,3	26,1
Оцінка впливу, %	1,33	-50,2	-1,4	0,00	-0,9	-32,6

### 6.1.3 Вплив генерування ВДЕ на режими електромереж за умови значного перевищення ним суміжного електроспоживання

У даний час, використовуючи всебічну підтримку держави, в Україні почалася стрімка розбудова сонячних електростанцій прямого перетворення електроенергії. Це зумовлено встановленням найвищого у Європі «зеленого» тарифу для цього виду ВДЕ, низькою вартістю нульового циклу та коротким терміном будівництва, низькими експлуатаційними видатками і т. д.

За рахунок цього електричні мережі, що були призначені для забезпечення споживачів централізованого електропостачання, експлуатуються в режимах, які абсолютно не відповідають проектним. Тому,

для обґрунтування працездатності електромереж в нових експлуатаційних умовах на прикладі Слобода-Бушанської СЕС досліджено вплив такої станції на режими ЕМ за різних схем її приєднання.

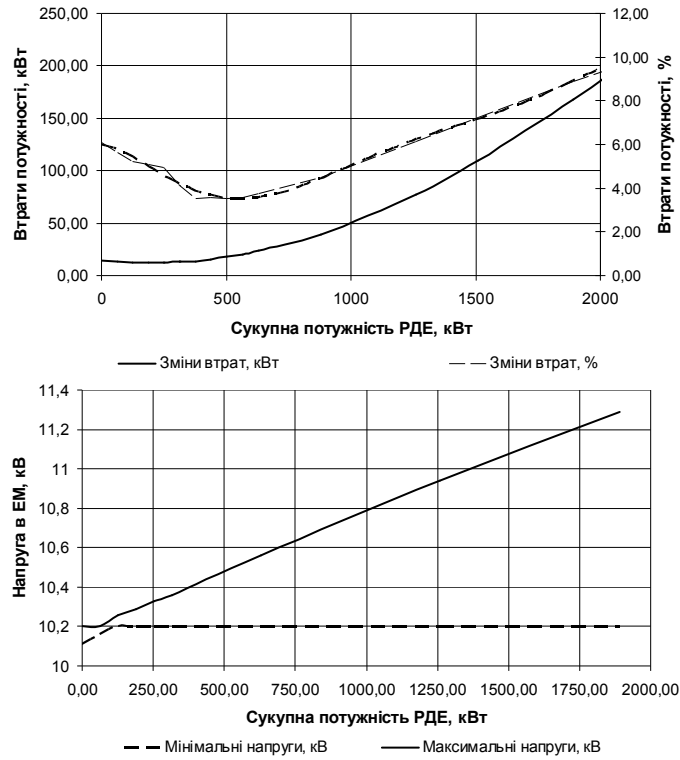
На даний момент (рис. 6.1) СЕС видає потужність на шини ПС «Михалівка» по ЛЕП 10 кВ довжиною більше 11 км з незначним суміжним навантаженням. Однак технічно можливі ще 2 напрямки видачі потужності: на шини ПС «Івонівка» Могилів-Подільських ЕМ (2 км) та на шини ПС «Ямпіль» (5 км).

Результати розрахунків з визначення впливу ВДЕ на ЕМ для різних схем приєднання (рис. 6.3) показують, що для поточної схеми видачі потужності втрати потужності в ЕМ (у режимі середніх навантажень) після введення третьої черги СЕС (потужність генерування становить 1700 кВт) можуть зрости майже у 10 разів і стати сумірними з генеруванням Слобода-Бушанської ГЕС. У випадку спорудження розподільного пристрою та відновлення ЛЕП до ПС «Івонівка» видача потужності супроводжується значно меншими втратами та негативним впливом на режим напруг в ЕМ. Таким чином, оптимізація схеми приєднання ВДЕ, потужності яких істотно перевищують суміжне електроспоживання, крім зменшення негативного впливу на режими електромереж може забезпечити додатковий прибуток від підвищення обсягів реалізації електроенергії.

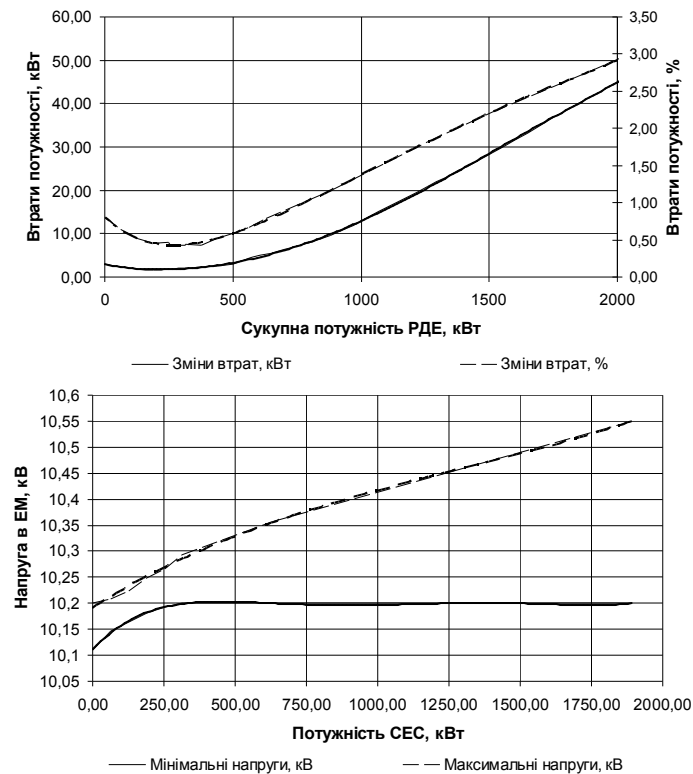
## **6.2. Визначення втрат потужності та електроенергії від адресних перетікань**

Важливою проблемою підвищення ефективності експлуатації ВДЕ у локальних електричних системах є обґрунтоване встановлення розміру компенсації втрат електроенергії, що викликані транспортуванням їх потужності до енергоринку або адресним електропостачанням.

Виходячи з цього у роботі запропоновано метод, а у п. 2.1.2 розроблено алгоритм визначення втрат від адресних перетікань потужності, що ініційовані різнотипними ВДЕ. У п. 2.2.1 алгоритм узагальнено для використання в ЕМ довільної конфігурації з метою визначення додаткових втрат потужності від адресних перетікань, що ініціюються комплексом ВДЕ.



а) видача потужності на шини ПС 110/10 кВ «Михалівка»



б) видача потужності на шини ПС 110/10 кВ «Івонівка»

Рисунок 6.3 – Вплив генерування Слобода-Бушанської СЕС на режими Могилів-Подільських електромереж 10 кВ

З метою підтвердження адекватності вказаних методу та алгоритмів виконано розрахунки на прикладі реальних ВДЕ, приєднаних до електричних мереж різних номінальних напруг.

Враховуючи наведене вище, стосовно впливу ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж різних номінальних напруг, для наочної ілюстрації працездатності запропонованих алгоритмів обрано схему приєднання Слобода-Бушанської ГЕС до ЕМ 10 кВ (рис. 6.1), оскільки у цьому випадку вплив ГЕС є сумірним з сукупним навантаженням електричної мережі. За рахунок останнього перетоки потужності, генеровані ГЕС, як показано вище, суттєво впливають на потокорозподіл в ЕМ і значення втрат потужності в них (див. табл. 6.2).

### **6.2.1 Визначення втрат потужності від адресних перетікань для ВДЕ з асинхронними генераторами**

Як приклад, для схеми ЕМ (рис. 6.1) розглянуто адресну передачу потужності 200 кВт від точки приєднання Слобода-Бушанської малої ГЕС (вузол 100) до споживачів трансформаторної підстанції КТП-92 (вузол 92) у бік трансформаторної підстанції 110/10 кВ «Ямпіль». Очевидно, що зазначена передача потужності має найбільший вплив на втрати в лініях електропередачі і, опосередковано, через зміну рівнів напруг на втрати в трансформаторах споживчих підстанцій. При цьому було визначено такі складові втрат потужності в ЛЕП ЕМ: втрати від власних навантажень ЕМ (з урахуванням того, що частина споживання КТП-92 забезпечується за рахунок адресного перетікання від ГЕС) та втрати потужності від адресного перетікання. Адекватність розподілу перевірялася зіставленням зазначених складових втрат з сумарними втратами потужності в ЛЕП електромережі.

Згідно з методом, наведеним у п. 2.1.2, алгоритм розрахунку втрат потужності від адресних перетікань передбачає виконання розрахунку базисного усталеного режиму. Виходячи з цього, використовуючи програму «ГрафСканер», виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ 10 кВ (див. рис. 6.1) з урахуванням видачі потужності малою ГЕС. Результати розрахунку подано в табл. 6.6, 6.7.

Таблиця 6.6 – Результати розрахунку базового режиму ЕМ 10 кВ (інформація по вузлах)

Номер вузла	Марка трансформ.	$P_{г}$ , кВт	$Q_{г}$ , кВАр	$P_{нав}$ , кВт	$Q_{нав}$ , кВт	$U$ , кВ
1000		0	0	0	0	10,2
1001		0	0	0	0	10,2
79		0	0	0	0	9,953
50	ТМ-160/10	0	0	133,992	68,474	9,943
7		0	0	0	0	9,935
95		0	0	0	0	9,925
119		0	0	0	0	9,883
123		0	0	0	0	9,88
203	ТМ-250/10	0	0	202,337	106,738	9,949
365	ТМ-100/10	0	0	43,528	23,505	9,933
100		200	0		0	9,931
92	ТМ-250/10	0	0	204,412	107,743	9,876
113	ТМ-63/10	0	0	28,981	15,694	9,879
93	ТМ-100/10	0	0	68,429	35,565	9,877

Таблиця 6.7 – Результати розрахунку базового режиму ЕМ 10 кВ (інформація по вітках)

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	$P_{поч}$ , кВт	$Q_{поч}$ , кВт	$P_{кін}$ , кВт	$Q_{кін}$ , кВт	$\Delta P_{лп}$ , кВт	$I$ , А
1000	1001	497,2	366,8	497,2	366,8	0	35
1001	79	497,2	366,8	484,3	359,2	13	35
79	203	202,5	106,8	202,4	106,8	0,1	13,3
79	50	281,8	252,4	281,5	252,2	0,3	22
50	7	147,4	183,7	147,2	183,6	0,2	13,7
7	365	43,5	23,5	43,5	23,5	0	2,9
7	95	103,7	160,1	103,5	159,9	0,2	11,1
95	100	-199,9	0,1	-200	0	0,1	-11,6
95	119	303,4	159,9	302,1	159,1	1,3	20
119	92	204,6	107,8	204,5	107,8	0,1	13,5
119	123	97,5	51,3	97,5	51,3	0	6,4
123	113	29	15,7	29	15,7	0	1,9
123	93	68,5	35,6	68,5	35,6	0	4,5

Далі, використовуючи результати розрахунку усталеного режиму ЕМ, визначено задаючі струми у вузлах ЕМ. Спираючись на останні, визначено розподіл струмів, зумовлених власними навантаженнями (з урахуванням того, що активне навантаження КТП-16 зменшилося на 200 кВт і становило 4,412 кВт), та струморозподіл, зумовлений адресним перетіканням потужності (відповідні задаючі струми було встановлено у вузлах 100 та 92). Результати розрахунків струмів за допомогою програмного комплексу *Mathcad* подано у табл. 6.8.

Виходячи з результатів розрахунку струморозподілу (табл. 6.8), для цього випадку значення транзитного струму адресного перетікання з (3.16) становить  $\dot{J}_{тр} = 11,692 + j0,039$  А, а додаткового струму від центру живлення  $\Delta\dot{J}_{тр} = 0,065 - j0,005$  А. Таким чином, у випадку застосування асинхронних генераторів на малих ГЕС, втрати потужності, зумовлені складовою  $\Delta\dot{J}_{тр}$ , є неістотними.

Таблиця 6.8 – Результати розрахунку струморозподілу в ЕМ з адресним перетіканням

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Комплексні струми у вітках схеми ЕМ, А		
		базовий режим	від власних навантажень	від адресного перетікання
1001	79	28,130 – 20,758i	28,065 – 20,753i	0,065 – 0,005i
79	203	11,757 – 6,165i	11,757 – 6,165i	0 + 0i
79	50	16,373 – 14,594i	16,308 – 14,588i	0,065 – 0,005i
50	7	8,582 – 10,639i	8,517 – 10,633i	0,065 – 0,005i
7	365	2,534 – 1,359i	2,534 – 1,359i	0 + 0i
7	95	6,047 – 9,280i	5,983 – 9,275i	0,065 – 0,005i
<b>95</b>	<b>100</b>	<b>-11,627 – 0,044i</b>	<b>0 + 0i</b>	<b>-11,627 – 0,044i</b>
<b>95</b>	<b>119</b>	<b>17,674 – 9,236i</b>	<b>5,983 – 9,275i</b>	<b>11,692 + 0,039i</b>
<b>119</b>	<b>92</b>	<b>11,971 – 6,259i</b>	<b>0,279 – 6,298i</b>	<b>11,692 + 0,039i</b>
119	123	5,704 – 2,977i	5,704 – 2,977i	-0 – 0i
123	113	1,697 – 0,912i	1,697 – 0,912i	-0 – 0i
123	93	4,007 – 2,066i	4,007 – 2,066i	0 + 0i

*Примітка.* Виділений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання

Згідно з алгоритмом структурування втрат (п. 2.1.2) для визначення втрат потужності від адресного перетікання необхідно попередньо для кожної вітки заступної схеми ЕМ обрахувати коефіцієнти взаємовпливу за (2.12) або:

$$\mu'_i = 2 \frac{I'_{\text{ВЛ}_i}}{I'_{\text{АД}_i}}; \quad \mu''_i = 2 \frac{I''_{\text{ВЛ}_i}}{I''_{\text{АД}_i}}, \quad (6.1)$$

де  $I'_{\text{ВЛ}_i}$ ,  $I''_{\text{ВЛ}_i}$  – активна та реактивна складові струмів у  $i$ -й вітці заступної схеми, зумовлені власними навантаженнями ЕМ;  $I'_{\text{АД}_i}$ ,  $I''_{\text{АД}_i}$  – активна та реактивна складові струмів в  $i$ -й вітці заступної схеми, зумовлені адресним перетіканням потужності (вітки 95-100, 95-119, 119-92), а також додатковим перетіканням потужності з центру живлення на компенсацію втрат від адресного перетікання (вітки 1001-79, 79-50, 50-7, 7-95, 95-100).

Використовуючи (6.1) та дані з табл. 6.8 послідовно обчислено коефіцієнти взаємовпливу  $\mu'_i$ ,  $\mu''_i$  по вітках ЕМ. Результати розрахунків подано у табл. 6.9.

Таблиця 6.9 – Результати розрахунку втрат потужності в електромережі від адресного перетікання

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Втрати потужності у вітках ЕМ, кВт			Коеф. взаємовпливу	
		сумарні $\Delta P_i$	від власних навантажень $\Delta P_{\text{ВЛ}_i}$	від адресного перетікання $\Delta P_{\text{АД}_i}$	$\mu'$ , в.о.	$\mu''$ , в.о.
1001	79	12,936	12,895	0,041	866,310	7654,653
79	203	0,077	0,077	0	0	0
79	50	0,317	0,316	0,002	503,387	5380,852
50	7	0,173	0,172	0,001	262,893	3922,104
7	365	0,008	0,008	0	0	0
7	95	0,186	0,184	0,001	184,669	3420,999
<b>95</b>	<b>100</b>	<b>0,118</b>	<b>0,000</b>	<b>0,118</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>95</b>	<b>119</b>	<b>1,262</b>	<b>0,387</b>	<b>0,876</b>	<b>1,023</b>	<b>-474,807</b>
<b>119</b>	<b>92</b>	<b>0,140</b>	<b>0,030</b>	<b>0,109</b>	<b>0,048</b>	<b>-322,401</b>
119	123	0,032	0,032	0	0	0
123	113	0,001	0,001	0	0	0
123	93	0,019	0,019	0	0	0
Разом		15,269	14,121	1,147	-	-

*Примітка.* Виділений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання

Складові втрат потужності в ЕМ за аналогією з (2.11) подані у такому вигляді:

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= \Delta P_{\text{ВЛ}_i} + \Delta P_{\text{АД}_i}; \\ \Delta P_{\text{ВЛ}_i} &= 3 \cdot [I_{\text{ВЛ}_i}'^2 + I_{\text{ВЛ}_i}''^2] \cdot R_i; \\ \Delta P_{\text{АД}_i} &= 3 \cdot [I_{\text{АД}_i}'^2 (1 + \mu_i') + I_{\text{АД}_i}''^2 (1 + \mu_i'')] \cdot R_i,\end{aligned}\tag{6.2}$$

де  $\Delta P_i$  – сумарні втрати потужності в  $i$ -й вітці заступної схеми ЕМ;  $\Delta P_{\text{ВЛ}_i}$ ,  $\Delta P_{\text{АД}_i}$  – складові втрат потужності в  $i$ -й вітці, відповідно, від власних навантажень та адресного перетікання.

За (6.2) розраховано значення окремих складових втрат у вітках заступної схеми ЕМ та для мережі в цілому. Результати подано у табл. 6.9. З результатів розрахунків видно, що основна частина (96 %) втрат від адресного перетікання зосереджена на ділянці ЕМ між ініціаторами транзиту. Крім того, можна зазначити, що втрати від адресного перетікання по відношенню до сумарних втрат в лініях ЕМ є незначними (складають біля 8 %).

Аналізуючи вплив схеми транспортування електроенергії на значення втрат від адресного перетікання, було виконано аналогічні розрахунки для режиму передачі потужності 200 кВт з шин малої ГЕС (вузол 100) на шини КТП-3 (вузол 203). Вказана підстанція розташована, по відношенню до точки приєднання МГЕС, приблизно за таким самим опором що й КТП-92, але на меншій електричній відстані до основного центра живлення. Зазначена обставина, очевидно, призводить до перерозподілу струмів від власних навантажень та адресного перетікання (див. табл. 6.10), що в свою чергу відбивається на розподілі складових втрат потужності (див. табл. 6.11).

Враховуючи, що перетоки потужності від шин ТП-110/10 кВ «Михайлівка» та від малої ГЕС для трансакції 100-203 скеровані зустрічно (див. табл. 6.10, вітки 1001-79, 79-50, 50-7, 7-95), генерування потужності МГЕС, на відміну від трансакції 100-92 буде зменшувати втрати від перетоків потужності до власних споживачів ЕМ (див. табл. 6.11, вітки 1001-79, 79-50, 50-7, 7-95). Останнє проявляється у від'ємних значеннях втрат потужності від адресного перетікання по зазначених вітках та ЕМ в цілому.

З наведеного видно, що взаємне розташування ініціаторів адресного перетікання потужності, не змінюючи режиму роботи ЕМ, впливає на значення додаткових транзитних втрат потужності та електроенергії в ній. Отже, для зменшення негативного впливу малих



ГЕС на втрати потужності в ЕМ та підвищення ефекту зменшення втрат в них, точка приєднання ГЕС має розташовуватися на максимально можливій електричній відстані від основного центра живлення. Крім того, у випадку, коли точка приєднання малої ГЕС розташована на більшій електричній відстані від центра живлення ніж підстанція призначення адресного перетікання (або рівень напруги на шинах ГЕС нижчий ніж на приймальній підстанції для характерних режимів), то транзитними втратами потужності можна нехтувати, оскільки вони цілком компенсуються зменшенням втрат за рахунок генерації малої ГЕС.

Таблиця 6.10 – Результати розрахунків струморозподілу в ЕМ для різних напрямків адресних перетікань

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Комплексні струми у вітках схеми ЕМ, А			
		від власних навантажень		від адресних перетікань	
		Напрямок 100-92	Напрямок 100-203	Напрямок 100-92	Напрямок 100-203
1001	79	$28,065 - 20,753i$	$28,151 - 20,743i$	$0,065 - 0,005i$	$-0,021 - 0,015i$
79	203	$11,757 - 6,165i$	<b><math>0,151 - 6,194i</math></b>	$0 + 0i$	<b><math>11,606 + 0,029i</math></b>
79	50	$16,308 - 14,588i$	<b><math>28,000 - 14,549i</math></b>	$0,065 - 0,005i$	<b><math>-11,627 - 0,044i</math></b>
50	7	$8,517 - 10,633i$	<b><math>20,209 - 10,594i</math></b>	$0,065 - 0,005i$	<b><math>-11,627 - 0,044i</math></b>
7	365	$2,534 - 1,359i$	$2,534 - 1,359i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
7	95	$5,983 - 9,275i$	<b><math>17,674 - 9,236i</math></b>	$0,065 - 0,005i$	<b><math>-11,627 - 0,044i</math></b>
95	100	<b><math>0 + 0i</math></b>	<b><math>0 + 0i</math></b>	<b><math>-11,627 - 0,044i</math></b>	<b><math>-11,627 - 0,044i</math></b>
95	119	<b><math>5,983 - 9,275i</math></b>	$17,674 - 9,236i$	<b><math>11,692 + 0,039i</math></b>	$0 + 0i$
119	92	<b><math>0,279 - 6,298i</math></b>	$11,971 - 6,259i$	<b><math>11,692 + 0,039i</math></b>	$0 - 0i$
119	123	$5,704 - 2,977i$	$5,704 - 2,977i$	$-0 - 0i$	$0 + 0i$
123	113	$1,697 - 0,912i$	$1,697 - 0,912i$	$-0 - 0i$	$0 + 0i$
123	93	$4,007 - 2,066i$	$4,007 - 2,066i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$

*Примітка.* Виділений діапазон значень відповідає шляхам адресних перетікань

### 6.2.2 Втрати потужності від адресних перетікань для ВДЕ з синхронними генераторами

На відміну від малих ГЕС з асинхронними генераторами, що генерують переважно лише активну потужність (завдяки застосування власних пристроїв компенсації реактивної потужності), для ГЕС з синхронними генераторами характерне також генерування реактивної потужності. Як зазначалося вище, наявність додаткового джерела

реактивної потужності у межах ЕМ забезпечує часткову компенсацію не лише активного, але й реактивного споживання, що призводить до додаткового зменшення втрат у мережах. Разом з тим, встановлено, що у режимах близьких до мінімальних навантажень генерування реактивної потужності може призводити до підвищення втрат електроенергії за рахунок перекомпенсації реактивної потужності.

Таблиця 6.11 – Результати розрахунку втрат потужності від адресного перетікання для різних напрямків передачі потужності

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Втрати потужності у вітках ЕМ, кВт				
		сумарні $\Delta P_i$	від власних навантажень $\Delta P_{ВЛ_i}$		від адресного перетікання $\Delta P_{АД_i}$	
			Напрямок 100-92	Напрямок 100-203	Напрямок 100-92	Напрямок 100-203
1001	79	12,936	12,895	12,941	0,041	-0,006
79	203	0,077	0,077	<b>0,017</b>	0	<b>0,060</b>
79	50	0,317	0,316	<b>0,657</b>	0,002	<b>-0,340</b>
50	7	0,173	0,172	<b>0,483</b>	0,001	<b>-0,309</b>
7	365	0,008	0,008	0,008	0	0
7	95	0,186	0,184	<b>0,601</b>	0,001	<b>-0,416</b>
95	100	0,118	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,118</b>	<b>0,118</b>
95	119	1,262	<b>0,387</b>	1,262	<b>0,876</b>	0
119	92	0,140	<b>0,030</b>	0,140	<b>0,109</b>	0
119	123	0,032	0,032	0,032	0	0
123	113	0,001	0,001	0,001	0	0
123	93	0,019	0,019	0,019	0	0
Разом		15,269	14,121	16,161	1,147	-0,893

Таким чином вплив генерування реактивної потужності синхронними машинами ВДЕ на втрати в електромережах не є однозначним. Для дослідження її впливу на втрати в ЕМ від адресних перетікань виконано низку розрахунків, аналогічних наведеним вище.

Так, для схеми ЕМ (див. рис. 6.1), було розглянуто адресну передачу активної потужності 200 кВт від малої ГЕС з синхронними генераторами (вузол 100) до споживачів трансформаторної підстанції КТП-92 (вузол 92). При цьому використана аналогічна методика аналізу. Особливість полягає лише в умовах визначення струморозподілу, зумовленого адресним перетіканням. Так, для ГЕС з синхронними генераторами визначення задаючих струмів виконувалося з урахуванням суто активної потужності транзиту 200 кВт у вузлі споживання (вузол 92) та повної потужності (200 + 124i) кВА у вузлі генерування (вузол 100). Результати розрахунку подано у табл. 6.12.

Використовуючи (6.1) та дані з табл. 6.12, обчислено коефіцієнти взаємовпливу  $\mu'_i$ ,  $\mu''_i$  для віток ЕМ. Після чого за (6.2) – значення окремих складових втрат у вітках заступної схеми ЕМ та для мережі в цілому. Результати подано у табл. 6.13, 6.14.

З результатів розрахунків (табл. 6.14) видно, що застосування синхронних генераторів на МГЕС позитивно впливає на значення втрат потужності в режимі максимальних навантажень ЕМ (додаткове зменшення втрат за рахунок компенсації реактивного споживання складає біля 20 %). Разом з тим, основна частина втрат від адресного перетікання, що зосереджена на ділянці ЕМ між ініціаторами транзити  $\Delta P_{\text{тр}}$  (2.16), перевищує відповідне значення для випадку застосування АГ біля 3 %. Це пояснюється необхідністю транспортування по лініях зв'язку МГЕС з електромережею додатково реактивної потужності.

Таблиця 6.12 – Результати розрахунку струморозподілу в ЕМ з адресним перетіканням від МГЕС з синхронними генераторами

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Комплексні струми у вітках схеми ЕМ, А		
		базовий режим	від власних навантажень	від адресного перетікання
1001	79	27,913 – 13,618i	27,832 – 20,798i	0,082 + 7,179i
79	203	11,737 – 6,217i	11,737 – 6,217i	0 + 0i
79	50	16,176 – 7,401i	16,094 – 14,581i	0,082 + 7,179i
50	7	8,515 – 3,465i	8,433 – 10,645i	0,082 + 7,179i
7	365	2,527 – 1,371i	2,527 – 1,371i	0 + 0i
7	95	5,987 – 2,094i	5,906 – 9,274i	0,082 + 7,179i
<b>95</b>	<b>100</b>	<b>-11,569 + 7,206i</b>	<b>0 + 0i</b>	<b>-11,569 + 7,206i</b>
<b>95</b>	<b>119</b>	<b>17,556 – 9,301i</b>	<b>5,906 – 9,274i</b>	<b>11,651 – 0,027i</b>
<b>119</b>	<b>92</b>	<b>11,932 – 6,323i</b>	<b>0,281 – 6,296i</b>	<b>11,651 – 0,027i</b>
119	123	5,624 – 2,978i	5,624 – 2,978i	0 – 0i
123	113	1,630 – 0,891i	1,630 – 0,891i	-0 – 0i
123	93	3,994 – 2,087i	3,994 – 2,087i	0 + 0i

*Примітка.* Виділений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання

Однак, з аналізу струморозподілу в ЕМ (табл. 6.12) видно, що реактивна складова струмів в ЛЕП на шляху від центра живлення до шин ГЕС (вітки 1001-79, 79-50, 50-7, 7-95) скерована проти напрямку реактивної складової струмів від власних навантажень, чим забезпечується зменшення загального струмового навантаження на ЛЕП і, відповідно, втрат потужності в них. Зниження втрат для цього режиму складає 2,88 кВт, що повністю компенсує втрати від адресних перетікань.

Таблиця 6.13 – Результати розрахунку втрат потужності від адресного перетікання для МГЕС з синхронними генераторами

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Втрати потужності у вітках ЕМ, кВт		
		сумарні $\Delta P_i$	від власних навантажень $\Delta P_{ВЛ\_i}$	від адресного перетікання $\Delta P_{АД\_i}$
1001	79	10,209	12,776	-2,567
79	203	0,077	0,077	0
79	50	0,209	0,311	-0,102
50	7	0,078	0,171	-0,093
7	365	0,008	0,008	0
7	95	0,061	0,183	-0,122
<b>95</b>	<b>100</b>	<b>0,162</b>	<b>0,000</b>	<b>0,162</b>
<b>95</b>	<b>119</b>	<b>1,253</b>	<b>0,384</b>	<b>0,869</b>
<b>119</b>	<b>92</b>	<b>0,140</b>	<b>0,030</b>	<b>0,109</b>
119	123	0,031	0,031	0
123	113	0,001	0,001	0
123	93	0,019	0,019	0
Разом		12,248	13,992	-1,744

Таблиця 6.14 – Результати розрахунку втрат потужності від адресного перетікання для ГЕС з асинхронними та синхронними генераторами

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Втрати потужності у вітках ЕМ, кВт				
		сумарні $\Delta P_i$		від власних навантажень $\Delta P_{ВЛ\_i}$	від адресного перетікання $\Delta P_{АД\_i}$	
		АГ	СГ		АГ	СГ
1001	79	12,936	10,209	12,895	0,041	-2,567
79	203	0,077	0,077	0,077	0	0
79	50	0,317	0,209	0,316	0,002	-0,102
50	7	0,173	0,078	0,172	0,001	-0,093
7	365	0,008	0,008	0,008	0	0
7	95	0,186	0,061	0,184	0,001	-0,122
<b>95</b>	<b>100</b>	<b>0,118</b>	<b>0,162</b>	<b>0</b>	<b>0,118</b>	<b>0,162</b>
<b>95</b>	<b>119</b>	<b>1,262</b>	<b>1,253</b>	<b>0,387</b>	<b>0,876</b>	<b>0,869</b>
<b>119</b>	<b>92</b>	<b>0,140</b>	<b>0,140</b>	<b>0,030</b>	<b>0,109</b>	<b>0,109</b>
119	123	0,032	0,031	0,032	0	0
123	113	0,001	0,001	0,001	0	0
123	93	0,019	0,019	0,019	0	0
Разом		15,269	12,248	14,121	1,147	-1,744

*Примітка.* Заголовок «АГ» відповідає результатам розрахунків для випадку застосування на МГЕС асинхронних генераторів, заголовок «СГ» – синхронних.

Таким чином узагальнюючи подане вище, можна відмітити, що у випадку визначення втрат від адресних перетікань лише на ділянці

ЕМ між ініціаторами транзиту тип генераторів малих ГЕС практично не впливає на їх значення. Однак внесення змін у нормативні документи, що визначають правила приєднання малих джерел енергії до електричних мереж з метою уможливлення використання малих ГЕС для компенсації реактивної потужності, забезпечить перевагу ВДЕ з синхронними генераторами, у тому числі й через зменшення обмежень щодо реалізації ефективної видачі електроенергії до ЕМ.

### **6.3. Визначення оптимальної схеми приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж**

Виходячи з поданого вище, розвиток відновлюваних джерел електроенергії може мати як позитивний, так і негативний вплив на режими роботи електричних мереж обласних енергопостачальних компаній, якими здійснюється транспортування виробленої електроенергії. Особливо чутливими є розподільні електромережі 10(6) кВ. У цьому випадку виникає конфлікт інтересів між експлуатуючими організаціями, розв'язання якого потребує пошуку оптимальних рішень на стадії отримання технічних умов на приєднання об'єктів розосередженого генерування. Формування і реалізація енергетично ефективних схем приєднання ВДЕ з забезпеченням відповідного резервування здатне істотно (до 10–15 %) підвищити обсяги реалізації виробленої електроенергії, а отже і прибутковість експлуатації.

Визначення оптимальної схеми приєднання електричних станцій Слобода-Бушанського енергетичного комплексу (див. рис. 6.1) було виконано у два етапи:

- визначення оптимальних вузлів приєднання електричних станцій комплексу (МГЕС та окремих черг СЕС);
- оцінювання якості функціонування та обґрунтування необхідності резервування схеми видачі потужності відновлюваних джерел енергії.

Для розв'язання першої задачі використано розроблений метод еквівалентних опорів. Для розв'язання другої як критерій оптимальності використовувався вартісний показник якості функціонування ВДЕ в електромережах.

### 6.3.1 Визначення оптимальних вузлів приєднання ВДЕ

Для визначення оптимального місця приєднання ВДЕ до електромережі було використано розроблений метод аналізу еквівалентних опорів ЕМ (2.29). Його сутність полягає у зіставленні залежностей еквівалентних опорів від встановлених потужностей ВДЕ  $R_{\Sigma}^{P_{\text{ВДЕ}}}$  ( $P_{\text{ВДЕ}}$ ), які побудовані для різних точок приєднання джерел. На підставі порівняння приймається рішення щодо приєднання певного джерела. Враховуючи постійну зміну розрахункових умов, зумовлених приєднанням ВДЕ до електромереж, залежності  $R_{\Sigma}^{P_{\text{ВДЕ}}}$  ( $P_{\text{ВДЕ}}$ ) потребують коригування перед визначенням місця приєднання кожного наступного джерела, якщо необхідно оцінювати варіант його функціонування у спільній електромережі з попереднім.

Для визначення вузлів приєднання розглядалося дві ЕМ: електромережі фідера 45 ТП «Михалівка» та фідера 2 ТП «Івонівка». Вибір зазначених мереж для видачі потужності джерел Слобода-Бушанського комплексу виконано на підставі аналізу ряду техніко-економічних факторів, серед яких взаємне розташування ЕМ та ВДЕ, технічний стан мереж, характеристики їх навантаження та інше.

На рис. 6.4 подано залежності еквівалентних опорів  $R_{\Sigma}^{P_{\text{ВДЕ}}}$  ( $P_{\text{ВДЕ}}$ ), які побудовані для випадку приєднання ВДЕ Слобода-Бушанського комплексу до електромережі через фідер 45 ТП «Михалівка» і відрізняються переліком попередньо приєднаних джерел. Характеристики побудовано для режиму максимальних навантажень ЕМ.

З рис. 6.4 видно, що зазначені характеристики можуть мати різний характер (зростають або спадають) в залежності від приєднаної потужності ВДЕ. Однак усі асимптотично наближаються до значення, яке відповідає сумарному активному опору електромережі на шляху від шин основного центра живлення до вузла приєднання ВДЕ (у даному випадку 5,2 Ом). Це підтверджує адекватність розробленого методу визначення еквівалентних опорів для вузлів приєднання ВДЕ у електричних мережах.

Зіставляючи відповідні залежності для різних вузлів приєднання розподілено ВДЕ Слобода-Бушанського комплексу між вказаними ЕМ. Вузли приєднання джерел енергії визначалися послідовно за зменшенням встановленої потужності.

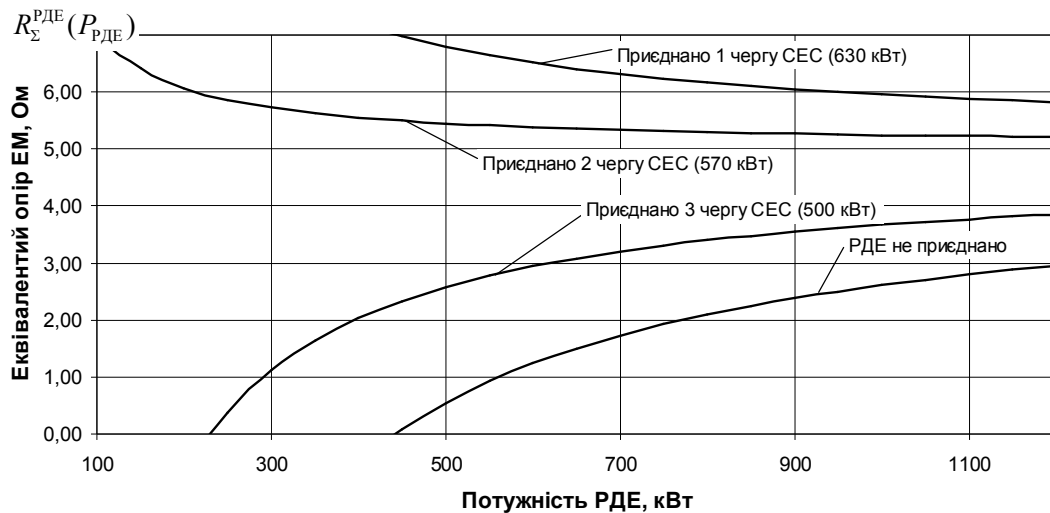


Рисунок 6.4 – Залежності еквівалентних опорів  $R_{\Sigma}^{PDE}(P_{PDE})$

для випадку приєднання ВДЕ до електричних мереж Ф-45 ТП «Михайлівка»

На рис. 6.5 показано приклад вибору вузла приєднання для першої черги Слобода-Бушанської СЕС (встановлена потужність 630 кВт). Побудовано характеристики еквівалентних опорів для випадків приєднання ВДЕ до ТП «Михайлівка» та ТП «Івонівка». Їх порівняння дозволило встановити межу економічно рівноцінного приєднання ВДЕ до зазначених електромереж за критерієм мінімуму втрат електроенергії (близько 440 кВт), а також економічні діапазони потужностей джерел, які доцільно приєднувати до ТП «Михайлівка» (менше 440 кВт) та ТП «Івонівка» (більше 440 кВт). Оскільки встановлена потужність першої черги СЕС (630 кВт) відповідає другому діапазону, то попередньо її доцільно приєднати до ЕМ фідера 2 ТП «Івонівка».

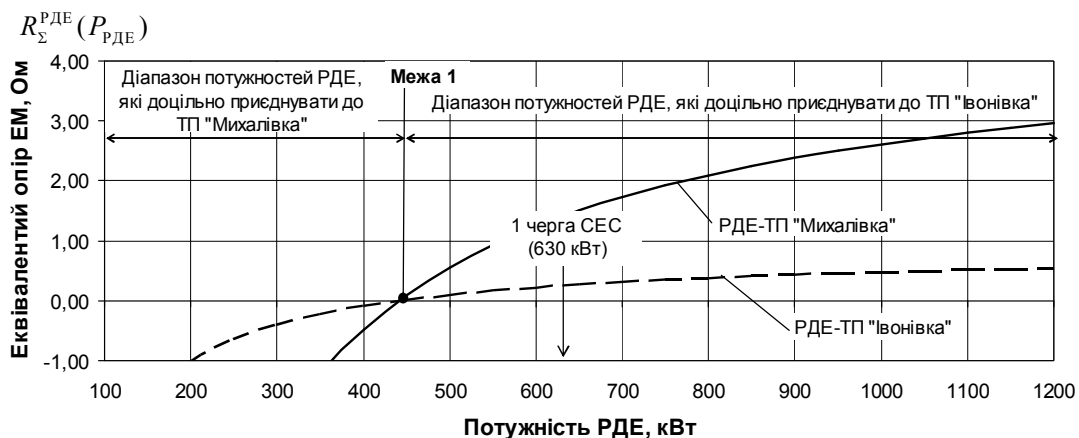


Рисунок 6.5 – Приклад визначення вузла приєднання першої черги Слобода-Бушанської СЕС до електричних мереж

Враховуючи, що через приєднання СЕС до зазначених електромереж змінилися розрахункові умови, то необхідно відкоригувати характеристику еквівалентних опорів ЕМ ТП «Івонівка» (рис. 6.6) і подальший аналіз виконувати з використанням залежності «ВДЕ-ТП «Івонівка» (перша черга СЕС)».

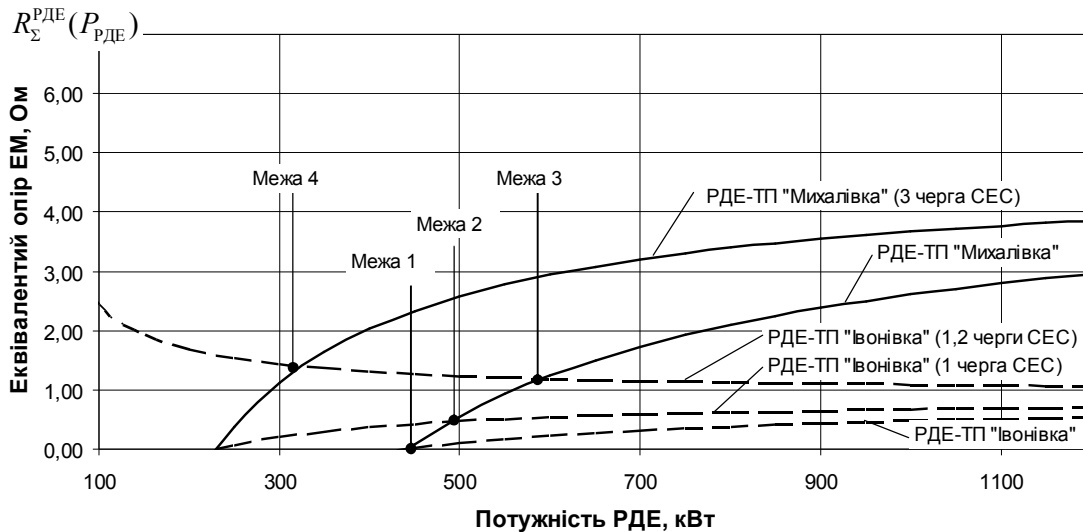


Рисунок 6.6 – Залежності еквівалентних опорів для визначення схеми приєднання ВДЕ Слобода-Бушанського енергетичного комплексу

Далі попереднє оцінювання вузлів приєднання виконується аналогічно. Так, для визначення місця приєднання другої черги СЕС (встановлена потужність 570 кВт), зіставляючи графіки «ВДЕ-ТП «Івонівка» (перша черга СЕС) та «ВДЕ-ТП «Михайлівка» (див. рис. 6.6), визначено, що для ВДЕ з встановленою потужністю вище 490 кВт (межа 2) доцільне приєднання до фідера 2 ТП «Івонівка». Отже, другу чергу СЕС, враховуючи необхідність зменшення негативного впливу ВДЕ на режими електромереж та втрати електроенергії в них, доцільно приєднати до фідера 2 ТП «Івонівка».

Після прийняття рішення щодо приєднання першої та другої черг СЕС для визначення місця приєднання третьої черги (встановлена потужність 500 кВт) необхідно відкоригувати характеристику еквівалентного опору для ЕМ фідера 2 ТП «Івонівка». Вона набуде вигляду «ВДЕ-ТП «Івонівка» (перша і друга черги СЕС).

Зіставлення отриманої характеристики з залежністю «ВДЕ-ТП «Михайлівка» дає можливість визначити потужність економічно рівноцінного приєднання третьої черги СЕС до електричних мереж (ме-



жа 3). Вона становить близько 590 кВт. Отже, враховуючи що третя черга СЕС має потужність 500 кВт, її доцільно приєднати до ЕМ фідера 45 ТП «Михайлівка».

Місце приєднання Слобода-Бушанської ГЕС визначається аналогічно. Зіставляючи її потужність з потужністю економічно рівноцінного приєднання (межа 4, рис. 6.6), приймається рішення щодо транспортування потужності ГЕС через ЕМ фідера 45 ТП «Михайлівка».

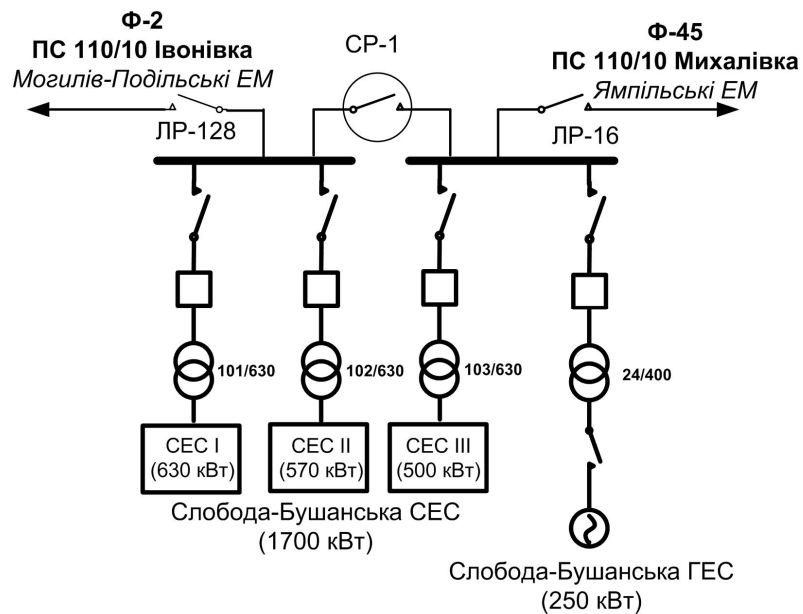


Рисунок 6.7 – Остаточна схема приєднання ВДЕ Слобода-Бушанського енергетичного комплексу

Аналізуючи результати виконаних розрахунків, запропоновано схему приєднання ВДЕ Слобода-Бушанського комплексу до ЕМ, яку подано на рис. 6.7. Після аналізу чутливості втрат потужності в ЕМ для низки характерних режимів, визначені місця приєднання прийнято як остаточні.

Далі на підставі аналізу якості функціонування ВДЕ в електричних мережах з використанням (5.21) було обґрунтовано необхідність резервування схеми видачі потужності ВДЕ і встановлення додаткового секційного роз'єднувача на розподільному пристрої Слобода-Бушанського енергетичного комплексу.

### 6.3.2 Аналіз якості функціонування ВДЕ в електричних мережах

Прийнявши у виразі (5.21) вартість недовідпущеної електроенергії  $b_{нд}$  та втрат електроенергії  $b_{\Delta W}$  рівними тарифу на електроенергію ВДЕ  $b_{тар}$  («зеленому» тарифу), а також, не враховуючи вартість неякісної електроенергії ( $b_{ня} = 0$ ), яка відпускається з шин ВДЕ (діючі нормативні документи на підключення до ЕМ обов'язково вимагають встановлення засобів для компенсації негативного впливу ВДЕ на показники якості електроенергії), отримано спрощений вираз для обчислення вартісного показника якості функціонування ВДЕ в електромережах

$$\Pi_k = b_{тар} (W_k - \Delta W_k) E'_* , \quad (6.3)$$

або після приведення  $\Pi_k$  до 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин комплексу відновлюваних джерел,

$$\Pi_{пит\_k} = b_{тар} E'_* \left( 1 - \frac{\Delta W_k}{W_k} \right). \quad (6.4)$$

Використовуючи (6.2), оцінено якість функціонування Слобода-Бушанського комплексу ВДЕ протягом характерної доби за умови наявності та відсутності засобів резервування схеми видачі потужності джерел, а саме секційного роз'єднувача у схемі РП комплексу (див. рис. 6.7).

Для розробленої схеми приєднання ВДЕ до електромереж граф зміни станів для визначення  $E'_*$  матиме вигляд, наведений на рис. 6.8. На рис. 6.8: стан 1 – відповідає працездатному стану обох приєднань ВДЕ; стан 2 – зв'язок ВДЕ з ТП «Івонівка» відмовив, зв'язок ВДЕ з ТП «Михайлівка» – у робочому стані; стан 3 – зв'язок ВДЕ з ТП «Михайлівка» відмовив, зв'язок ВДЕ з ТП «Івонівка» – у робочому стані; стан 4 – обидва зв'язки відмовили.

Граф побудований з допущенням про неврахування тривалості припинення видачі потужності ВДЕ, пов'язаної з комутаціями в системі.

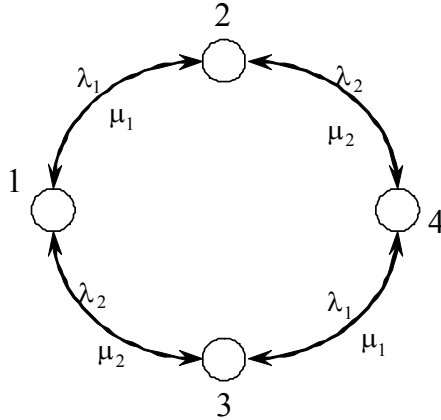


Рисунок 6.8 – Граф станів локальної електричної системи з ВДЕ

За графом складається система рівнянь (5.8), яка для цього випадку має такий вигляд:

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{p} = \mathbf{b},$$

$$\text{де } \mathbf{v} = \begin{vmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 & 0 \\ \lambda_1 & -(\mu_1 + \lambda_2) & 0 & \mu_1 \\ \lambda_2 & 0 & -(\mu_2 + \lambda_1) & \mu_2 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}; \quad \mathbf{p} = \begin{vmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{vmatrix}; \quad \mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix}.$$

Розв'язання системи рівнянь дозволяє визначити імовірності станів системи  $p_i$ , за якими, згідно з (5.14), розраховуються значення  $E'_*$ . Враховуючи, що інформація щодо інтенсивності відмов елементів ЕМ є наближеною, значення  $E'_*$  розраховано для діапазону значень  $\lambda$  від  $0,1 \text{ рік}^{-1}$  до  $4 \text{ рік}^{-1}$ . Результати подано у табл. 6.6.

На підставі визначених показників якості функціонування  $E'_*$  з урахуванням «зеленого» тарифу на електроенергію сонячних та малих гідроелектростанцій згідно з (6.4) було визначено питоме значення вартісного показника якості функціонування ВДЕ. Він, по суті, характеризує зниження тарифу на електроенергію ВДЕ через ненадійність схем приєднання та втрати, пов'язані з її транспортуванням. Результати розрахунку, отримані за допомогою розробленої програми оптимізації схем приєднання ВДЕ до електромереж, подано у табл. 6.7.

Таблиця 6.6 – Результати розрахунку  $E'_*$  для схем приєднання ВДЕ

Схема приєднання ВДЕ	$E'_{*min}$ , в.о.	$E'_{*max}$ , в.о.	$E'_{*cp}$ , в.о.
<b>Резервована схема приєднання ВДЕ:</b> потужність 1-ї, 2-ї черг СЕС видається на ТП «Івонівка», 3-ї черги СЕС та ГЕС – на ТП «Михайлівка»; є можливість перемикавання на резервне приєднання у випадку пошкодження основного	0,99	0,99	0,99
<b>Не резервована схема приєднання:</b> немає можливості перемикавання на резервне приєднання.			
Потужність 1-ї, 2-ї черг СЕС видається на ТП «Івонівка»	0,89	0,99	0,96
Потужність 3-ї черги СЕС та ГЕС видається на ТП «Михайлівка»	0,84	0,98	0,91

Таблиця 6.7 – Значення вартісного показника якості функціонування  $\Pi_{пит_k}$  для ВДЕ Слобода-Бушанського комплексу

Тип джерела, приєднання	$b_{тар}$ , грн/кВт	$\Pi_{пит\_min}$ , грн/кВт	$\Pi_{пит\_max}$ , грн/кВт	$\Pi_{пит\_cp}$ , грн/кВт
<b>Резервована схема приєднання ВДЕ</b>				
Сонячна електростанція (три черги)*	3,68	3,33	3,33	3,33
Гідроелектростанція*	1,68	1,53	1,53	1,53
<b>Не резервована схема приєднання ВДЕ</b>				
СЕС, на ТП «Івонівка»	3,68	3,12	3,47	3,37
СЕС, на ТП «Михайлівка»	3,68	2,91	3,39	3,15
ГЕС, на ТП «Михайлівка»	1,68	1,32	1,56	1,44

*Примітка.* Значення тарифів на відпущену електроенергію ВДЕ взято з табл. 3.1. Для резервованої схеми розглядалися найгірші умови: у післяаварійному режимі потужність ВДЕ Слобода-Бушанського комплексу видається на ТП «Михайлівка».

Аналізуючи результати розрахунків, подані у табл. 6.7, можна зробити висновок, що можливість резервування видачі потужності ВДЕ забезпечує, за інших рівних умов, збільшення прибутків від реалізації електроенергії у межах 5–15 %. Таким чином, обґрунтованим є оснащення РП Слобода-Бушанського комплексу ВДЕ додатковими засобами резервування.

Отже, запропонована схема приєднання ВДЕ (рис. 6.7) прийнята як остаточна і реалізована на практиці. Крім мінімального негативного впливу ВДЕ на втрати в ЕМ вона має низку переваг. Це можливість резервування видачі потужності комплексу ВДЕ та мінімально можливий негативний вплив на режим напруг в ЕМ. Останнє забезпечується приєднанням найбільш потужних СЕС зі змінним графіком генерування до фідера з низькими опором та суміжним навантаженням.

#### **6.4. Оцінювання взаємовпливу відновлюваних джерел електроенергії в процесі оптимального керування їх режимами в розподільних мережах**

Задачі оптимального керування нормальними режимами ВДЕ з урахуванням факторів, які впливають на ефективність практичної реалізації оптимальних режимів, сформульовані в п. 4.2 (4.26)–(4.28). Особливістю цільової функції є те, що окремі її складові (наприклад, втрати потужності, зумовлені транспортуванням електроенергії мережами) залежать від параметрів генерування ВДЕ в неявному вигляді. Досліджувати взаємну залежність параметрів ВДЕ та чутливість критерію оптимальності до них в аналітичному вигляді не можливо. Особливо враховуючи наявність неелектричних взаємозв'язків, наприклад, по витратах води для каскаду ГЕС, що працюють на одній річці. Для подібних досліджень широко застосовуються чисельні методи [101, 120, 121].

Результатом розв'язання задач (4.26)–(4.28) є умови оптимальності, на підставі яких можна визначити оптимальні траєкторії  $P_i(t)$  або значення параметрів  $P_i$  для цього часового зрізу. При цьому однозначність незалежних і некерованих змінних (генерування керованих та умовно-керованих джерел електроенергії, навантаження споживачів) досягається шляхом фіксації їх на певних значеннях (оптимальних – для керованого генерування та прогнозних – для умовно-керованого генерування та навантаження). Очевидно, що отримані за таких умов цільові функції мають обмежену область застосування. Вихід за межі цієї області може супроводжуватися значними похибками у визначенні оптимальних керувальних впливів  $P_i(t)$  (часто співрозмірними з відносним зменшенням цільової функції).

На рис. 6.9 наведено характерний приклад критеріальних залежностей для  $i$ -го керованого ВДЕ  $F_* = f(P_i)$  за різних зафіксованих значень незалежних параметрів  $j$ -го джерела енергії, коли взаємовплив  $i$ -го й  $j$ -го джерел є значним. Подібним чином може проявлятися взаємовплив між ВДЕ, що встановлені у межах одного фідера розподільної електромережі 10 кВ.

Взаємовплив проявляється в зміні діапазонів економічно рівноцінних параметрів  $i$ -го джерела електроенергії. За заданої зони нечутливості критерію оптимальності  $\delta F_*$  та  $P_j = P'_j$  вона дорівнює  $\delta P'_i$ , а якщо  $P_j = P''_j$ , то  $-\delta P''_i$ . У реальних умовах співвідношення між  $\delta P'$  і  $\delta P''$  може досягати 1,2–1,4 [36]. Отже, так само буде відрізнятися інтенсивність регулювання режимів відновлюваних джерел енергії протягом доби за відповідного налаштування систем автоматичного керування нижнього рівня (див. рис. 5.8).

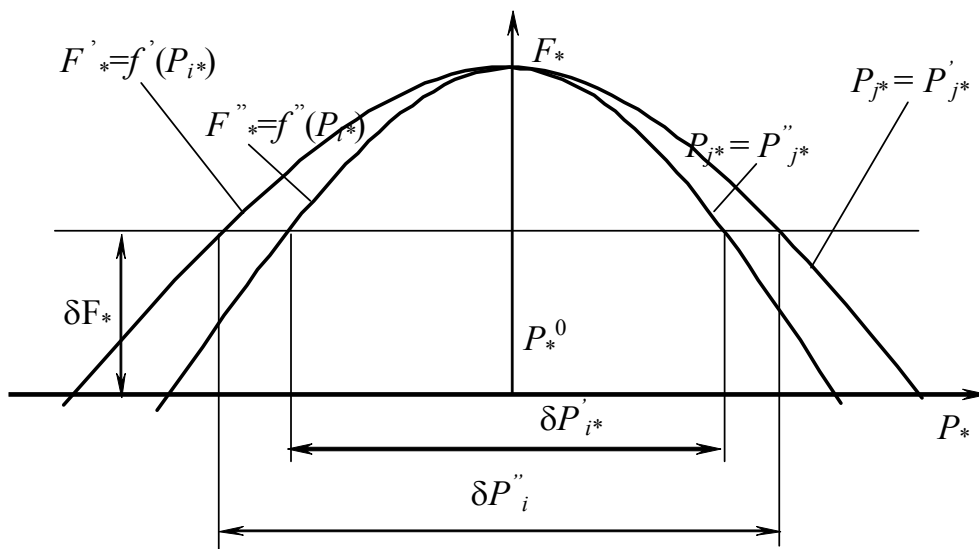


Рисунок 6.9 – Критеріальні залежності  $F_* = f(P_i)$  для  $i$ -го ВДЕ за різних значень потужностей генерування суміжного  $j$ -го ВДЕ

Зменшити похибки в процесі оптимального керування режимами ВДЕ в електромережах можливо двома шляхами. Один з них – найбільш очевидний – це застосування законів керування або послідовностей керувальних впливів (диспетчерських графіків ведення режиму), які відповідають поточній ситуації в локальній електричній системі. Попередньо вони формуються й зберігаються в базі даних. Після ідентифікації за характерними ознаками конкретної ситуації в ЛЕС їх не-

обхідно передати каналами зв'язку до локальної системи керування ВДЕ [36, 122].

Інший спосіб, що пропонується в [36, 51], це формування адекватної моделі оптимального керування режимом ВДЕ, яка б найбільш точно відповідала умовам експлуатації, із застосуванням засобів планування експерименту. У цьому випадку забезпечується можливість: 1) виділити з групи ВДЕ ту частину, як правило незначну, для якої взаємовплив є істотним і його необхідно враховувати; 2) визначити чисельні значення показників, які характеризують взаємовплив ВДЕ; 3) отримати математичне представлення цільової функції, у якому зручно враховувати взаємовплив ВДЕ в задачах оптимального керування їхніми режимами.

Розв'язання першої та другої задач базується на використанні методики повного факторного експерименту (ПФЕ) [123]. З одного боку, у локальних електричних системах кількість параметрів ВДЕ є такою, що ПФЕ оперує порівняно невеликою кількістю дослідів. З іншого боку – саме ПФЕ дає можливість знайти чисельні значення коефіцієнтів взаємовпливу окремих ВДЕ. Крім того, для поставлених задач досить застосувати найбільш компактний ПФЕ – експеримент типу  $2^q$  і його матрицю в кодах.

Побудова матриці ПФЕ типу  $2^q$  виконується відносно незалежних параметрів задачі оптимізації. Для відновлюваних джерел енергії (керованих та умовно-керованих) ними є потужності генерування  $P_i$ . Для суміжних споживачів – це потужності їхнього навантаження  $P_{ni}$  та  $Q_{ni}$ . Кодування незалежних параметрів виконується відносно двох рівнів зміни їх величин. Так, для наведеного прикладу нижні рівні потужностей генерування ВДЕ відповідають найменшим позитивним значенням критерію  $F^*$  (надходженням від реалізації електроенергії сукупності ВДЕ). Тобто, це стосується умов, коли ВДЕ не використовується для коригування режиму водогосподарської та електричної систем. Верхніми рівнями розглянутих параметрів є їхні оптимальні значення. Для суміжних навантажень приймається, що їх параметри не є оптимальними (через невідповідність проектних умов ЕМ та їхніх поточних експлуатаційних умов). Тому вони відповідають нижнім рівням ефективності. Те ж стосується умовно-керованих ВДЕ. Завдяки таким припущенням обсяг експерименту суттєво зменшується.

Скориставшись принципом кодування нижніх (-1) і верхніх (+1) рівнів незалежних параметрів задачі можна побудувати матрицю ПФЕ з кількістю дослідів, рівною  $N = 2^q$  (див. табл. 6.8). Для кожного з параметрів ВДЕ, які беруть участь у керуванні режимом електромереж, нижні й верхні рівні в стовпцях таблиці повторюються  $N/2$  разів. Регулярність повтору кодів підлягає правилу послідовної зміни знаків [123]. У першому стовпчику знаки змінюються по черзі, у другому – вони змінюються через 2, у третьому – через 4. Тобто, в  $i$ -му стовпчику знаки будуть змінюватися за рекурентною формулою  $2^{(i-1)}$ .

Варто відмітити, що в матриці ПФЕ враховані задані навантаження електромереж та ефект взаємовпливу між ВДЕ. Взаємовплив зазначається в стовпчиках, елементи яких утворюються як добуток кодів стовпчиків для окремих параметрів, отриманих за правилами алгебраїчного множення. Важливо відзначити, що з підсумовуванням стовпчиків ефектів взаємовпливу всі властивості матриці ПФЕ (симетрія щодо центру експерименту, нормування й ортогональність) зберігаються [123]. Логічна схема процесу формування матриці ПФЕ з ефектом взаємовпливу наведена на рис. 6.10.

Таблиця 6.8 – Матриця ПФЕ з урахуванням ефекту взаємовпливу ВДЕ

№ дослідів	Незалежні кодовані параметри задачі (ВДЕ та навантажень)					Ефект взаємовпливу для $i$ -го ВДЕ				Критерій $F$ , тис. грн	Додаткове значення $\Delta F^*$ , в.о.
	$k_1$	$k_2$	$k_3$	...	$k_n$	$k_1$	$k_2$	...	$k_n$		
1	-1	-1	-1	...	-1	+1	+1	...	+1	$F_1$	$\Delta F^*_{*1}$
2	+1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	-1	$F_2$	$\Delta F^*_{*2}$
3	-1	+1	-1	...	-1	-1	+1	...	+1	$F_3$	$\Delta F^*_{*3}$
4	+1	+1	-1	...	-1	+1	-1	...	-1	$F_4$	$\Delta F^*_{*4}$
5	-1	-1	+1	...	-1	+1	-1	...	-1	$F_5$	$\Delta F^*_{*5}$
6	+1	-1	+1	...	-1	-1	+1	...	-1	$F_6$	$\Delta F^*_{*6}$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
$N$	+1	+1	+1	...	+1	+1	+1	...	+1	$F_N$	$\Delta F^*_{*N}$

Коефіцієнти, які характеризують взаємовплив ВДЕ, визначаються відповідно до виразу [123]:



$$V_{ij} = \frac{\sum_{k=1}^N \tilde{k}_{ik} \cdot \tilde{k}_{jk} \cdot \Delta F_{*k}}{N}, \quad (6.5)$$

де  $\tilde{k}_{ik}, \tilde{k}_{jk}$  – кодовані незалежні параметри  $i$ -го та  $j$ -го ВДЕ;  $\Delta F_{*k} = (F_k - F_0)/F_0$  – додаткові значення критерію  $F$  у відносних одиницях;  $F_k$  – значення критерію оптимальності в  $k$ -му досліді;  $F_0$  – значення критерію, отримане на підставі запропонованих у п. 4.2 умов оптимальності.

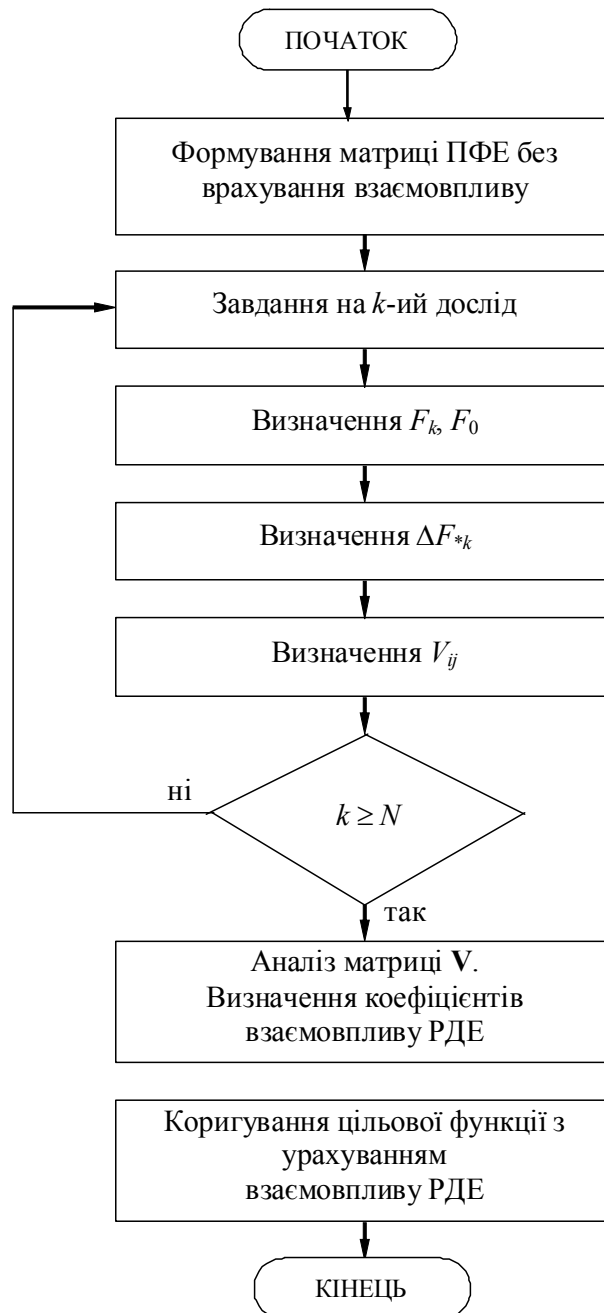


Рисунок 6.10 – Структурно-логічна схема процесу ПФЕ для оцінювання взаємовпливу ВДЕ в електричних мережах

Значення критеріїв  $F_k$  і  $F_o$  визначаються за допомогою відповідних підсистем програми оптимізації функціонування ВДЕ в локальних електричних системах, тобто оптимізації диспетчерських графіків ведення режиму окремих малих ГЕС з урахуванням їх роботи у комплексі з СЕС, гідравлічних зв'язків з іншими малими ГЕС у каскаді, а також зміни втрат електроенергії у розподільних електричних мережах. У відповідності до викладеного методу й алгоритму розроблено програму, яка пройшла досліdну експлуатацію. Підтверджено її адекватність і працездатність.

Таким чином, за розглянутою методикою для ЛЕС з  $q$  незалежними параметрами (в тому числі  $n$  потужностей генерування керованих ВДЕ) можна скласти матрицю коефіцієнтів взаємовпливу

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} 0 & V_{12} & V_{13} & \dots & V_{1q} \\ V_{21} & 0 & V_{23} & \dots & V_{2q} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ V_{n1} & V_{n2} & V_{n3} & \dots & V_{nq} \end{bmatrix}. \quad (6.6)$$

В результаті аналізу елементів отриманої матриці (6.6) встановлюється міра взаємозв'язку між окремими ВДЕ, а також між параметрами генерування ВДЕ та суміжним навантаженням. Доцільність врахування взаємовпливу, наприклад, між  $i$ -м та  $j$ -м ВДЕ в процесі оптимального керування їх режимами може бути встановлена за такими критеріями.

Перший з них використовує лише ту інформацію, що накопичена в матриці  $\mathbf{V}$ . Для  $i$ -го й  $j$ -го ВДЕ він записується так:

$$\max \{V_{ij}; V_{ji}\} \geq \delta F^*. \quad (6.7)$$

Варто зауважити, що необхідність врахування взаємовпливу ВДЕ за критерієм (6.7) залежить не тільки від параметрів електричних мереж, а й від вибраного значення зони нечутливості  $\delta F^*$ . Очевидно, що для однієї й тієї ж ситуації в електромережах, залежно від обраного значення  $\delta F^*$ , взаємовплив між  $i$ -м і  $j$ -м ВДЕ може бути класифіковано як значний (його необхідно враховувати) і навпаки. Наприклад, у разі збільшенні  $\delta F^*$  може поступово відпасти необхідність враховувати

взаємовплив між окремими ВДЕ, навіть якщо за попередніх умов він враховувався.

Другий критерій вимагає розв'язання зворотної задачі чутливості [87]. У разі використання цього критерію за заданою зоною нечутливості визначається різниця відповідних граничних значень області оптимальних потужностей генерування ВДЕ  $M_p$ , розрахованих на підставі цільової функції задачі (наприклад, апроксимованої у вигляді полиномів [51, 87]) без та з урахуванням взаємовпливу ВДЕ. В останньому випадку залежність відносних значень критерію оптимальності від параметра  $i$ -го ВДЕ набуває вигляду:

$$F'(P_i)^* = F(P_i)^* + V_{ij} k_i k_j, \quad (6.8)$$

де  $k_j$  – таке значення параметра  $j$ -го ВДЕ, для якого в серії з  $N$  дослідів поточне значення  $V_{ij}$  є найближчим до  $V_{ij}$ , що отримане за формулою (6.5).

Критерій оцінки взаємовпливу  $i$ -го й  $j$ -го ВДЕ записується:

$$\max \left\{ \left| \delta P_i^- - \delta \bar{P}_i^- \right|; \left| \delta P_i^+ - \delta \bar{P}_i^+ \right| \right\} \geq dP_{\min i}, \quad (6.9)$$

де  $\delta P_i^-$ ,  $\delta P_i^+$  – мінімальні та максимальні граничні значення області оптимальних значень потужності ВДЕ, без урахування їх взаємовпливу;  $\delta \bar{P}_i^-$ ,  $\delta \bar{P}_i^+$  – те ж з урахуванням взаємовпливу  $i$ -го й  $j$ -го ВДЕ;  $dP_{\min i}$  – встановлена мінімальна межа доцільності виконання регулювання  $i$ -м ВДЕ.

Граничні значення області оптимальних параметрів ВДЕ визначаються згідно з методикою, наведеною в [123].

Як і в попередньому випадку результат оцінювання взаємовпливу за (6.9) залежить не тільки від характеристик функціонування ВДЕ в електромережах, узагальнених в (6.8), а й від конструктивних параметрів ВДЕ. Користуватися критеріями (6.7) і (6.9) потрібно в такому порядку. За першим критерієм виділяється група ВДЕ, взаємовплив яких під час оптимального керування є значним. За другим критерієм цей список уточнюється з урахуванням їх конкретних конструктивних параметрів.

У такий спосіб серед ВДЕ виділяються такі, функціонування яких характеризується значним взаємовпливом в процесі оптимального керування нормальними режимами локальних електричних систем. Неврахування взаємовпливу ВДЕ в цільових функціях оптимального керування, умовах оптимальності та при визначенні налагоджувальних параметрів системи керування може викликати похибки, значення яких сумірні з ефектом від оптимізації.

## **Висновки до розділу 6**

1. Результатами розрахунків втрат в електричних мережах з малими ГЕС підтверджено, що розмір втрат залежить від способу під'єднання станцій і видачі потужності. Зокрема доцільним є приєднання ГЕС безпосередньо до розподільних електричних мереж 10(6) кВ, а не до шин живильних підстанцій 110(35) кВ.

2. Показано, що запропоновані в роботі алгоритми оцінювання додаткових втрат потужності від адресних перетоків в електричних мережах можуть бути ефективно використані для планування значення втрат електроенергії за умови роботи ВДЕ на шини основного центра живлення або на шини окремого споживача. Результати розрахунків втрат потужності від адресних перетоків показали, що у випадку застосування асинхронних генераторів для перетворення енергії на ВДЕ значення втрат від адресних перетоків потужності є переважно меншим порівняно з використанням синхронних генераторів, якщо не враховувати ефект компенсації останніми реактивного споживання електричної мережі.

3. ВДЕ з асинхронними генераторами в електричних мережах ускладнюють їх режими по реактивній потужності. Споживання реактивної потужності асинхронними генераторами з ЕМ може призводити до збільшення в ній втрат електроенергії. Для компенсації реактивної потужності у межах балансової належності ВДЕ з АГ повинні встановлюватися батареї конденсаторів. Показано, що при оптимально вибраній потужності ці БК можуть бути не регульованими. Доцільність встановлення на станціях з АГ регульованої установки для компенсації реактивної потужності в електричних мережах необ-

хідно визначати в кожному конкретному випадку, виходячи з балансу реактивної потужності.

4. Показано, що використання розробленого методу аналізу еквівалентних опорів ЕМ дозволяє отримати достатньо ефективні схеми приєднання ВДЕ до електромереж. Однак часткова невизначеність вихідних даних зумовлює необхідність застосування інших методів (аналізу чутливості втрат, аналізу якості функціонування ВДЕ в ЕМ) для отримання кінцевого результату. Враховуючи взаємозв'язок між частковими критеріями оптимальності приєднання ВДЕ до електромереж, розроблені схеми крім мінімального впливу ВДЕ на втрати в ЕМ забезпечують також мінімальний вплив на режим напруг в ЕМ.

5. Аналіз оптимальних рішень на чутливість та дослідження взаємовпливу незалежних параметрів ВДЕ, що функціонують у локальних електричних системах дозволяє оцінити реальний регулювальний ефект, а також роль і задачі окремих ВДЕ в процесі оптимального керування їх режимами. Визначення налагоджувальних параметрів локальних систем автоматичного керування ВДЕ з урахуванням прийнятих (виходячи з якості наявного інформаційного забезпечення) зон нечутливості та результатів оцінювання взаємовпливу незалежних параметрів дозволяє більш обґрунтовано експлуатувати їх, що забезпечує досягнення максимального системного ефекту.

## ВИСНОВКИ

У роботі наведено нове вирішення актуальної задачі підвищення ефективності функціонування відновлюваних джерел енергії в розподільних електричних мережах, що полягає у виборі оптимальної потужності асинхронних генераторів і компенсувальних установок, виборі оптимальних схем приєднання ВДЕ, в автоматизації керування й оптимізації їх роботи в складі електричної системи та дозволяє зменшувати втрати електроенергії в електричних мережах, а також зменшувати собівартість й збільшувати обсяги виробленої електроенергії.

1. Використовуючи апарат аналізу чутливості, розроблено метод оцінювання впливу ВДЕ на втрати потужності у розподільних електричних мережах, що дає можливість більш обґрунтовано вибирати схеми приєднання станції до ЕМ. Зокрема показано, що доцільним є приєднання ВДЕ потужністю до 3000–4000 кВт безпосередньо до розподільних електричних мереж 10 кВ, а не до шин живильних підстанцій 110 (35) кВ.

2. Показано, що використання методу аналізу чутливості втрат потужності в електричних мережах до місця приєднання ВДЕ різних встановлених потужностей, а також проведення імітаційних розрахунків з метою врахування можливих змін нормальної схеми ЕМ дозволяє формувати близькі до оптимальних варіанти схем приєднання ВДЕ з огляду на зменшення втрат електроенергії та покращення режиму напруг в ЕМ.

3. Спираючись на результати теоретичних та практичних досліджень техніко-економічних аспектів проектування й експлуатації малих ГЕС в Україні, теоретично і на практиці показано доцільність застосування асинхронних генераторів для перетворення енергії відновлюваних джерел. В якості генераторів на малих ГЕС можуть використовуватися серійні асинхронні двигуни. Аналіз експлуатаційних видатків для малих ГЕС з різними типами генераторів дозволив встановити діапазон номінальних потужностей асинхронних генераторів, що відповідає їх ефективному використанню – 0,1–2,0 МВт. За потужностей більших за 2 МВт доцільніше використовувати синхронні генератори. Останнє дозволяє більш обґрунтовано приймати рішення щодо проектування електричної частини ВДЕ.

4. В діапазоні робочих навантажень асинхронних генераторів ВДЕ споживання реактивної потужності ними є практично незмінним. Це

вказує на можливість компенсації реактивного споживання АГ за допомогою статичних джерел реактивної потужності з оптимізованими параметрами без засобів автоматичного керування. Якщо установку компенсації реактивної потужності ВДЕ планується використовувати для компенсації реактивної потужності своїх споживачів електричної мережі, то її потужність і доцільність оснащення автоматичним регулятором необхідно визначати в кожному конкретному випадку, виходячи з балансу реактивної потужності.

5. Сформовані умови оптимальності режимів роботи ВДЕ (зокрема каскадів малих ГЕС та сонячних електростанцій) з урахуванням електричних та гідравлічних зв'язків можуть бути використані для формування диспетчерських графіків та законів керування генеруванням джерел електроенергії. Реалізація цих умов дозволяє визначати оптимальну послідовність керувальних впливів для окремих ВДЕ і максимально ефективно використовувати первинні ресурси.

6. Розглянуто можливі варіанти використання розосереджених джерел електроенергії в розподільних електричних мережах і обґрунтовано умови їх взаємного оптимального функціонування. Показано, що при застосуванні *SMART Grid* технологій задачі оптимізації режимів ВДЕ та активних споживачів у розподільних електричних мережах можуть розв'язуватися комплексно на підставі запропонованих умов оптимальності.

7. За рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе узгодження режимів роботи керованих та умовно-керованих ВДЕ з метою зменшення негативного впливу на економічність та якість функціонування електромереж. Для реалізації цього підходу пропонується адаптивна САК у реальному часі, яка дозволяє здійснювати керування технологічними процесами генерування електроенергії в умовах неповної та недостовірної поточної інформації відносно характеристик об'єктів керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для розосереджених джерел енергії.

8. Реалізовано тривірневу ієрархічну АСК ВДЕ та розроблено алгоритми її функціонування з використанням локальних САК. Це дозволяє забезпечити децентралізацію функцій керування за спільним критерієм оптимальності, забезпечує високу надійність та ефективність системи і, разом з тим, дає істотне скорочення капітальних ви-

трат на її розробку та впровадження. Для ефективного функціонування вона вимагає застосування натурно-імітаційних моделей з адаптивними алгоритмами та прогнозування передаварійних ситуацій.

9. Показано, що запропоновані в роботі алгоритми оцінки додаткових втрат потужності від адресних перетоків в електричних мережах можуть бути ефективно використані для планування значення втрат електроенергії під час роботи ГЕС з конкретним споживачем.

10. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків та натурних експериментів з оптимізації та керування режимами каскаду ГЕС, що працює спільно з СЕС. Розроблені на їх основі програми передані для дослідно-промислової експлуатації на підприємствах «Українські технологічні продукти», ЗЕА «Новосвіт», ТОВ «Енергоінвест», що займаються проектуванням та експлуатацією малих ГЕС і СЕС. Їх впровадження дозволило зменшити втрати електроенергії в електричних мережах та підвищити прибуток від експлуатації ВДЕ на 5–15 % за рахунок більш ефективного їх використання.



## ЛІТЕРАТУРА

1. Васько П. Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні / П. Ф. Васько // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 1. – С. 60–65.
2. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики / С. О. Кудря, Б. Г. Тучинський, В. Г. Дресвянніков, З. У. Рамазанова // Відновлювана енергетика. – 2005. – № 1. – С. 36–40.
3. Кириленко А. В. Водный ресурс. Малая гидроэнергетика в Украине / А. В. Кириленко // ММ. Деньги и технологии. – 2004. – №2. – С. 18–19.
4. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). // DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.
5. Smail Khennas, Andrew Barnett. Best Practices For Sustainable Development Of Micro Hydro Power In Developing Countries (Final synthesis report). // The Department for International Development, UK, The World Bank. – 2000. – 119 p.
6. Нікіторович О. В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека / О. В. Нікіторович // Гідроенергетика України. – 2003. – № 1. С. – 40–44.
7. Малые ГЭС: настоящее и будущее. Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики Украины / А. Никиторович, А. Карамушка, Ю. Вихрев, В. Рябошапка // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 6. – С. 90–96.
8. Ranjan S. DECENTRALISED POWER GENERATION AND DISTRIBUTION / Sharat Ranjan // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147–155.
9. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия : учебник : в 3 кн. – Кн. 3 : Альтернативная энергетика / В. С. Кривцов, А. М. Олейников, А. И. Яковлев. – Харьков : Нац. аэрокосм. ун-т. «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь : Севаст. нац. техн. ун-т, 2006. – 643 с.
10. Осадчук В. А. Современные проблемы гидроэнергетики / В. А. Осадчук // Энергетика та електрифікація. – 2007. – № 1. – С. 13–16.
11. Шах О. А. Правовые аспекты развития малой гидроэнергетики Украины / О. А. Шах // Энергетика та електрифікація. – 2007. – № 1. – С. 8–12.

12. Никиторович А. В. Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики Украины / А. В. Никиторович // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 1. – С. 29–32.

13. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / [Шидловський А. К., Стогній Б. С., Кулик М. М. та ін.] – К. : Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.

14. Нікіторович О. В. Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистеми / О. В. Нікіторович, П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик // Технічна електродинаміка : тематичний випуск. Проблеми сучасної електротехніки, ч.4. – 2008. – С. 43–48.

15. Economic Viability Of A Simple Small Hydro Power Energy Device // DTI Technology Programme: New and Renewable Energy, which is managed by AEAT Energy & Environment . – 2007. – 73 p. Режим доступу: <http://www.microhydropower.net/download/manuals.html>

16. Ekanayake J. B. Induction generators for small hydro schemes / J. B. Ekanayake. // Power Engineering Journal. – April 2002. – P.61-67.

17. Bhaskara P. Dynamic Simulation And Analysis Of Parallel Self-Excited Induction Generators For Islanded Wind Farm Systems / Bhaskara Palle, M. Godoy Simoes // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2005. – V. – 41, №4. – P. 1099–1106.

18. Васько П. Ф. Узгодження умов компенсації реактивної потужності та електромагнітної сумісності обладнання промислових вітроелектричних станцій з асинхронними генераторами / П. Ф. Васько, В. П. Васько, О. І. Даниленко // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 4. – С. 56–62.

19. Голованов И. Н. Формализация выбора оборудования для малых ГЭС с оптимальными характеристиками / И. Н. Голованов // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 1. – С. 66–70.

20. Златковский А. П. Электрооборудование сельских электрических установок / А. П. Златковский. – М. : Государственное издательство сельскохозяйственной литературы, 1953. – 446 с.

21. Радин В. И. Электрические машины: асинхронные машины / Радин В. И., Брускин Д. Э., Зорохович А. Е. ; под ред. И. П. Копылова. – М. : Высш. шк., 1988. – 328 с.

22. Нікіторович О. В. Особливості використання асинхронних генераторів на малих ГЕС / О. В. Нікіторович, П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик // Гідроенергетика України. – 2008. – №1. – С. 34–40.

23. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України : збірник наукових праць. Спеціальний випуск, ч. 1. – 2011. – С. 48–55.

24. Голованов И. Н. Задача координации работы каскада ГЭС для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы / И. Н. Голованов, Н. В. Николаевская // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 3. – С. 66–71.

25. Гидроэнергетика / [В. И. Обрезков, Н. К. Малинин, Л. А. Кароль и др.]; под ред. В. И. Обрезкова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 608 с.

26. Нікіторович О. В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування / О. В. Нікіторович, П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик // Гідроенергетика України. – 2007. – № 3. – С. 38–41.

27. Bansal R. C. A Novel Mathematical Modelling of Induction Generator for Reactive Power Control of Isolated Hybrid Power Systems / R.C. Bansal, T.S. Bhatti, D.P. Kothari // Int. Journal of Modelling and Simulation. – 2004. – V. 24, № 1. – P. 1–7.

28. Лежнюк П. Д. Автоматизація малих ГЕС та підвищення ефективності їх експлуатації / П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик: // Відновлювальна енергетика XXI : матер. VIII Міжнар. конф. (Крим, 17-21 вересня 2007 р.). – Крим. : НАН України, Інститут відновлюваної енергетики, 2007. – С. 202–205.

29. Веников В. А. Теория подобия и моделирования / Валентин Андреевич Веников. – М. : Высшая школа, 1976. – 479 с.

30. Астахов Ю. Н. О моделировании оптимальных режимов электроэнергетических систем / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк, В. И. Нагул // Электронное моделирование. – 1990. – № 2. – С. 84–89.

31. Алексеев Б. А. Энергосистемы к 2020 г. Обзор перспектив / Б. А. Алексеев // Электрические станции. Энергопрогресс. – 2004. – № 6. – С. 70–72.

32. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку : праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск.. – К. : 2009. – С. 3–10.

33. Праховник А. В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та

балансуючого ринку / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2010. – № 2. – С. 42–52.

34. Праховник А. В. Модель інтеграції децентралізованої генерації в енергетичну систему на найвищому рівні ієрархії управління / А. В. Праховник, В. А. Попов, О. В. Кулик // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2006. – № 1. – С. 101–109.

35. Кириленко О. В. Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах / О. В. Кириленко, Ю. С. Петергеря, Т. О. Терещенко, В. Я. Жуйков. – К. : Медіа ПРЕС, 2005. – 211 с.

36. Лежнюк П. Д. Оптимізація режиму розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами електроенергії / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Електротехніка і енергетика : наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2011. – Вип. 11 (186). – С. 250–254.

37. Оптимізація режимів електричних мереж з малими ГЕС в умовах адресного електропостачання / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, О. А. Ковальчук // Технічна електродинаміка : тематичний випуск. Проблеми сучасної електротехніки. – 2010. Ч. 3 – С. 31–34.

38. Катренко Г. Н. Тенденции в распределительных электрических сетях и основные мероприятия и перспективы, которые из них вытекают / Г. Н. Катренко // Электрические сети и системы. – 2011. – № 1. – С. 4–9.

39. Трофимов А. Распределительные сети – наиболее проблемный и затратный фактор электроснабжения территорий / А. Трофимов, М. Рабинович // Электрические сети и системы. – 2011. – № 3. – С. 39–41.

40. Малі ГЕС в локальних електричних системах з розосередженим генеруванням / О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик // Гідроенергетика України. – 2011. – № 1. – С. 54–58.

41. Нікіторович О. В. Оптимізація роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами та їх вплив на режими електричних мереж : автореф. дис. ... канд. техн. наук. : 05.14.02. / О. Нікіторович; Вінницький національний технічний університет. – Вінниця, 2009. – 22 с.

42. Нейман В. А. Совместимость режимов генерации ВЭС и регулирующих станций энергосистемы // Электрические сети и системы. – 2010. – № 3. – С. 4–8.

43. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів / В. В. Козирський, Ю. І. Тугай, В. М. Бодунов, О. В. Гай // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 5. – С. 63–67.
44. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – № 1. – С. 104–108.
45. Стогний Б. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний / Б. Стогний, В. Павловский // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 5. – С. 26–31.
46. Лежнюк П. Д. Втрати потужності в електроенергетичних системах від транзитних перетікань / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 3. – С. 26–33.
47. Стогній Б. С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
48. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0. Режим доступу: [http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/\\_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal](http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal).
49. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
50. Кириленко О. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / О. В. Кириленко, А. В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. : спеціальний випуск. – К. – 2010. – С. 10–16.
51. Підвищення ефективності відновлення та експлуатації малих ГЕС / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик // Відновлювана енергетика ХХІ століття: матеріали Х міжнарод. наук.-практ. конференції. – Крим, 2009.– С. 305–308.
52. Справочник по теории автоматического управления / под. ред. А. А. Красовского. – М. : Наука. – 1987. – 712 с.

53. Ратнер В.М. Солнечная электростанция – объект энергосистемы / В. М. Ратнер, А. С. Кириенко, Ю. А. Килименчук // Энергетика та електрифікація. – 2011. – № 11. – С. 38–46.

54. Лежнюк П. Д. Особенности работы возобновляемых источников энергии в локальной электрической системе / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Возобновляемая энергетика XXI столетия : материалы XII міжнарод. наук.-практ. конференції. – Крим, 2011.– С. 42–46.

55. Лежнюк П. Д. Определение и анализ потерь мощности от транзитных потоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Б. Бурыкин // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 28–32.

56. Лежнюк П. Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами : монографія/ П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 123 с.

57. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – № 6. – С. 47–51.

58. Bhatti T.S. Small Hydro Power Systems / T.S. Bhatti, R.C. Bansal, D.P. Kothari. – New York : Dhanpat Rai & Sons, 2004. – 446 p.

59. Нікіторович О. В. Оптимізація функціонування каскадів малих ГЕС з застосуванням засобів автоматичного керування / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. В. Нікіторович // Електротехніка і енергетика : наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2008. – В. 8(140). – С. 171–174.

60. Артюх С. Ф. Сучасний стан проблеми і перспективи малої енергетики України / С. Ф. Артюх // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». – 2008. – № 6. – С. 102–108.

61. Мельников Н. А. Электрические сети и системы / Н. А. Мельников. – М. : Энергия, 1975. – 456 с.

62. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера / В. П. Сигорский. – К. : Техника, 1977. – 768 с.

63. Лежнюк П. Д. Підвищення якості функціонування локальних електричних систем за рахунок відновлювальних джерел енергії / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. О. Комар // Відновлювана енергетика XXI століття : матеріали XII міжнарод. наук.-практ. конференції. – Крим, 2011.– С. 52–55.

64. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – М. : Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.

65. Конеченков А. Е. Экономические и законодательные тенденции развития возобновляемой энергетики в мире / А. Е. Конеченков // Відновлювана енергетика. – 2005. – № 3–4. – С. 6–9.

66. Голованов І. М. Методика розрахунку техніко-економічної ефективності спорудження та експлуатації малих ГЕС / І. М. Голованов // Відновлювана енергетика. – 2007. – № 2. – С. 64–70.

67. Вольдек А. И. Электрические машины : Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. / А. И. Вольдек. – 3-е изд., перераб. – Л. : Энергия, 1978. – 832 с.

68. Справочник по электрическим машинам : в 2 т. Т. 1 / Под. общ. ред. И.П. Копылова и Б.К. Копылова. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.

69. Габаритная мощность асинхронной машины в генераторном режиме работы / В. А. Лесник, Л. И. Мазуренко, Ю. В. Шуруб, А. В. Джура // Технічна електродинаміка. – 2004. – № 2. – С. 32–34.

70. Лесник В. А. Учет дифференциальных параметров при математическом моделировании несимметричных режимов работы асинхронных генераторов / В. А. Лесник, Ю. В. Шуруб // Технічна електродинаміка. – 2003. – № 1. – С. 45–48.

71. Математическая модель и алгоритм расчета режимов однофазного асинхронного генератора с вентильно-емкостным возбуждением / А. В. Джура, Л. И. Мазуренко, В. А. Лесник, Л. Н. Дынник // Технічна електродинаміка. – 2005. – № 3. – С. 44–48.

72. Математична модель і алгоритм керування асинхронного зварювального генератора / Л. І. Мазуренко, В. Я. Лісник, Л. М. Диннік, О. В. Джура // Технічна електродинаміка. – 2008. – № 2. – С. 22–25.

73. Дорохов А. В. Токи и моменты асинхронных генераторов ветроэлектроагрегатов в переходном режиме при подключении их к сети / А. В. Дорохов, В. Б. Финкельштейн // Технічна електродинаміка. – 2003. – № 2. – С. 52–54.

74. Артюх С. Ф. Экономические аспекты применения асинхронных генераторов на мини-ГЭС мощностью до 1000 кВт / С. Ф. Артюх, А. Ю. Мезеря, Д. В. Ириков // Світлотехніка та електроенергетика. – 2008. – № 3. – С. 68–72.

75. Віхорев Ю. О. Аналіз складових витрат при спорудженні малих ГЕС / Ю. О. Віхорев // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 2. – С. 60–65.

76. Черемісін М.М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики) : навчальний посібник / М. М. Черемісін, В. І. Романченко. – Х. : Факт, 2006. – 168 с.
77. Стимулювання відновлюваної енергетики в Україні за допомогою «зеленого» тарифу : посібник для інвесторів // Консультативна програма IFC в Європі та Центральній Азії – Режим доступу: GT\_Guide\_19032013\_UKR.pdf.
78. Петрушин В. С. Асинхронні двигуни: раціональний підхід / В.С. Петрушин // Електротема. – 2004. – № 24.
79. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt FACTS using GA/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – V. 4. № 1. – P. 1–12.
80. Цветков Е. В. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах / Е. В. Цветков, Т. М. Алябышева, Л. Г. Парфенов ; под ред. Е.В. Цветкова. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.
81. Амосов А. А. Вычислительные методы для инженеров : учеб. пособие / А. А. Амосов, Ю. А. Дубинский, Н. В. Копченкова. – М. : Высш. шк., 1994. – 544 с.
82. Бенькович Е. С. Практическое моделирование динамических систем / Е. С. Бенькович, Ю. Б. Колесов, Ю. Б. Сениченков. – СПб. : БХВ-Петербург, 2002. – 464 с.
83. Пантелеев А. В. Методы оптимизации в примерах и задачах : учеб. пособие / А. В. Пантелеев, Т. А. Летова. – М. : Высш. шк., 2005. – 544 с.
84. Математическая теория оптимальных процессов / Л. С. Понтрягин, В. Г. Болтянский, Р. В. Гамкрелидзе, Е. Ф. Мищенко. – 4-е изд. – М. : Наука, 1983. – 392 с.
85. Понтрягин Л. С. Принцип максимума / Лев Семенович Понтрягин. – М. : Оригинал, 1998. – 70 с.
86. Понтрягин Л. С. Принцип максимума в оптимальном управлении / Лев Семенович Понтрягин. – 2-е изд., стереотипное. – М. : Едиториал УРСС, 2004. – 64 с.
87. Астахов Ю. Н. Применение критериального метода в электроэнергетике / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк. – К. : УМК ВО, 1989. – 137 с.
88. Малинин Н. К. Использование аналоговых вычислительных машин в водноэнергетических расчетах / Н.К. Малинин. – М. : Энергия, 1974. – 240 с.



89. Нежиховский Р. А. Гидрологические расчеты и прогнозы при эксплуатации водохранилища / Р. А. Нежиховский. – Л. : Гидрометеоздат, 1976. – 192 с.

90. Голованов И. Н. Оптимизационная модель совместной работы каскада ГЭС с гидроаккумулирующей станцией при покрытии графика пиковых нагрузок потребителей / И. Н. Голованов, Н. В. Николаевская // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 4. – С. 67–71.

91. Редин В. И. Экологические и водохозяйственные ограничения при планировании и оперативном управлении режимами ГЭС Украины / А. Г. Баталов, В. И. Редин, Ю. А. Вихорев // Відновлювана енергетика. – 2005. – № 1. – С. 110–115.

92. Лежнюк П. Д. Оптимізація функціонування каскадів малих ГЕС з застосуванням засобів автоматичного керування / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. В. Нікіторович // Електротехніка і енергетика : Наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2008. – Випуск 8 (140). – С. 171–174.

93. Бриль А. О. Побудова систем збору інформації для керування, діагностики та моніторингу об'єктів малої гідроенергетики / А. О. Бриль, В. П. Васько, Б. А. Кромпляс // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 3. – С. 72–76.

94. Бесекерский В.А. Системы автоматического управления с микро-ЭВМ / В. А. Бесекерский, В. В. Изранцев. – М. : Наука, 1987. – 320 с.

95. Острем К. Системы управления с ЭВМ / К. Острем, Б. Виттенмарк. – М. : Мир, 1987. – 480 с.

96. Нікіторович О. В. Автоматизація малих ГЕС та підвищення ефективності їх експлуатації / П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик // Відновлювальна енергетика XXI : матер. VIII Міжнар. конф. (Крим, 17–21 вересня 2007 р.). – Крим. : НАН України, Інститут відновлюваної енергетики, 2007. – С. 202–205.

97. Лежнюк П. Д. Особливості інформаційного забезпечення автоматизованої системи керування каскадами малих гідроелектростанцій / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія : тези доповідей. I міжнарод. наук.-техн. конф. – Вінниця. : ВНТУ. – 2010. – С. 41–42.

98. Кузьмін І. В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем. / І. В. Кузьмін // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 1994. – № 1. – С. 5–10.

99. Титов Н. Н. Оценка качества функционирования АСДУ с использованием марковских процессов и критериального моделирования /

Н. Н. Титов, Н. М. Черемисин // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – 2006. – Вип. 4(39), ч. 1. – С.147–149.

100. Лежнюк П. Д. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом : монографія / П.Д. Лежнюк, В.О. Комар. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – 108 с.

101. Розенвассер Е. Н. Чувствительность систем управления / Е. Н. Розенвассер, Р. М. Юсупов. – М. : Наука, 1981. – 464 с.

102. Артюх С. Ф. Выбор целесообразного варианта технического решения в энергетике на основании метода рейтинговых оценок / С. Ф. Артюх, И. Г. Шелепов, С. Ю. Кныш // Энергетика и электрификация. – 2008. – № 5. – С. 50–52.

103. Лежнюк П. Д. Оптимизация режимов работы каскадов малых ГЭС в условиях адресного электроснабжения потребителей / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. А. Ковальчук // Problemy elektroenergetyki : матеріали VI міжнарод. Польско-Українського семінару. – Польща, Лодзь, 2010.– С. 289–296.

104. Лежнюк П. Д. Критеріальне моделювання в задачах оцінки якості функціонування систем / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Ю. В. Томашевський // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2003. – № 3. – С.48–52.

105. Майн Х. Марковские процессы принятия решений. / Х. Майн, С. Осаки. – М. : Наука, 1977. – 176 с.

106. Р. Биллinton. Оценка надежности электроэнергетических систем / Р. Биллinton, Р. Аллан : пер. с англ. В. А. Туфанова, под. ред. Ю. А. Фокина. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 287 с.

107. Журавлев В. Г. Управление режимами гидроэлектро-станций в условиях АСУ / В. Г. Журавлев, В. И. Обрезков, Т. А. Филиппова. – М. : Энергия, 1978. – 291 с.

108. Стефани Е. П. Основы построения АСУ ТП / Е. П. Стефани. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 360 с.

109. Голованов І. М. Модель упорядкування графіка роботи об'єднаної енергосистеми, інтегрованої з каскадом водосховищ / І. М. Голованов // Відновлювана енергетика. – 2007. – № 4. – С. 71–75.

110. Федоренко Г.М. Підвищення надійності та ефективності експлуатації гідроагрегатів ГЕС і ГАЕС / Г. М. Федоренко, В. О. Саратов // Праці Інституту електродинаміки НАН України: – К. : ІЕД НАНУ. – 2006. – № 2(11), ч. 2 – С. 79–82.

111. Клиначёв Н. В. Теория систем автоматического регулирования и управления / Н. В. Клиначёв, 2007. – 124 с. – Режим доступа: [http://model.exponenta.ru/tau\\_lec.html](http://model.exponenta.ru/tau_lec.html).

112. Лукьянчук П. С. Автоматизированные системы учета электроэнергии для пространственно распределенных энергосистем / П. С. Лукьянчук // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С.53–58.

113. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку: [затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держпромполітики України від 17.04.2000 № 32/28/28/276/75/54]. – К. : ГРІФРЕ, 2000. – 95 с.

114. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М. : НИЦ ЭНАС, 2002. – 490 с.

115. Праховник А. В. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України / А. В. Праховник, О. В. Коцар, В. І. Прокопець // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 4. – С. 2–7.

116. Автоматизовані системи керування технологічними процесами: підручник для ВНЗ / [І. О. Фурман, В. А. Краснобаєв, П. П. Рожков та ін.]; під ред. І. О. Фурмана. – Харків : Факт, 2006. – 317 с.

117. Программируемые контроллеры для систем управления. Часть I. Архитектура и технология применения / [Г. И. Загарий, Н. О. Ковзель, И. А. Фурман та ін.]. – Харьков : Транспорт Украины, 2001. – 316 с.

118. Артюх С. Ф. Автоматизированные системы управления технологическими процессами в энергетике / С. Ф. Артюх, М.А. Дуэль, И.Г. Шелепов. – Харьков : Знание, 2001. – 414 с.

119. Деменков Н. П. Техничко-економическіе показателі вибору SCADA-систем / Н. П. Деменков, К. В. Пожидаєва // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2006. – № 6. – С. 49–52.

120. Самарский А. А. Численные методы / А. А. Самарский, А. В. Гулин. – М. : Наука, 1989. – 432 с.

121. Тихонов А. Н. Методи рішення некорректних задач / А. Н. Тихонов, В. Я. Арсенин. – М. : Наука, 1986. – 288 с.

122. Багриновский К. А. Математика плановых решений / К. А. Багриновский, В. П. Бусыгин. – М. : Наука, 1980. – 224 с.

123. Адлер Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – М. : Наука, 1976. – 279 с.

## ДОДАТОК А

### Тенденції розвитку відновлюваної енергетики в Україні та світі

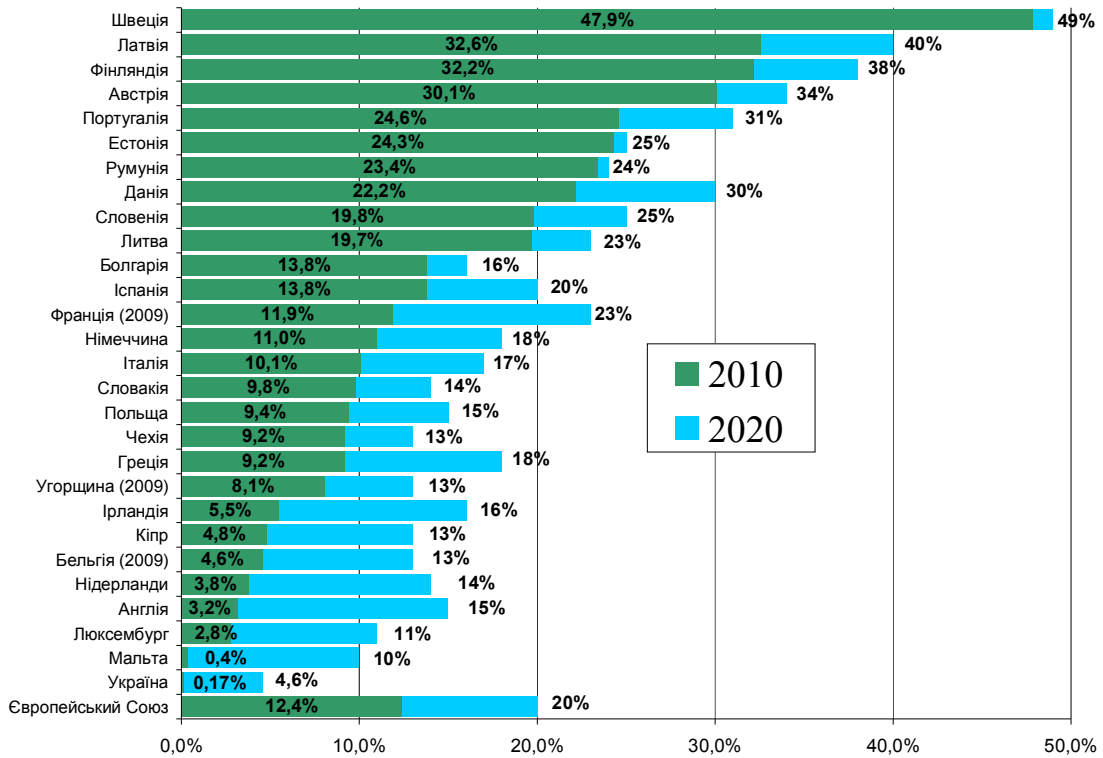


Рисунок А.1 – Частка ВДЕ в загальному споживанні енергії в країнах ЄС та в Україні станом на 2010 рік

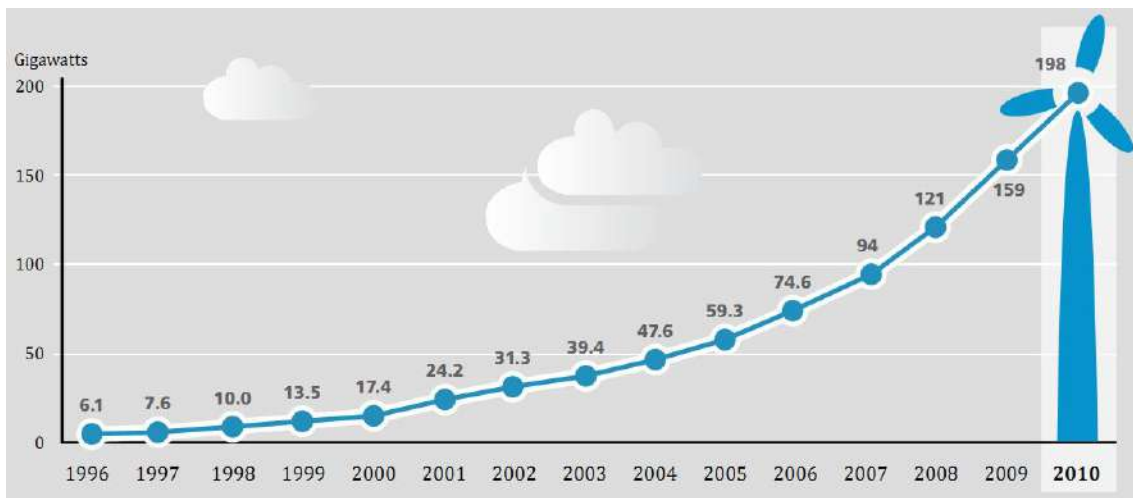


Рисунок А.2 – Загальна встановлена потужність ВЕС у світі станом на 2010 рік

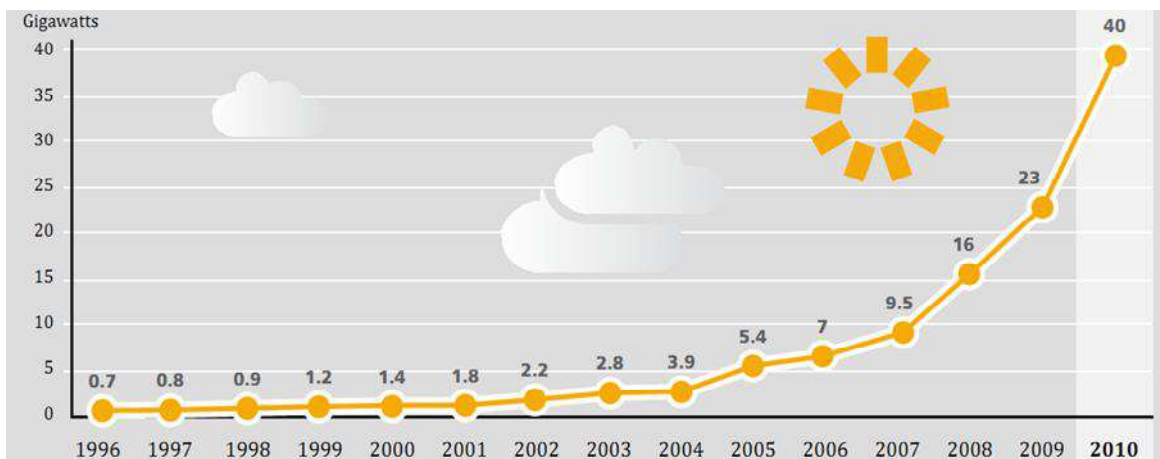


Рисунок А.3 – Загальна встановлена потужність фотоелектричних станцій у світі станом на 2010 рік

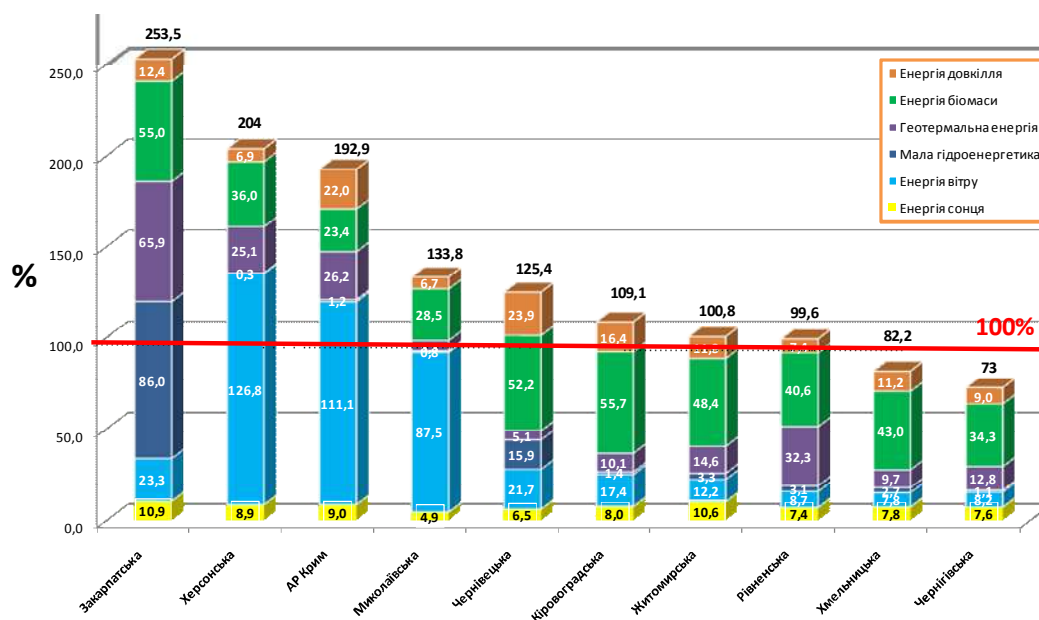


Рисунок А.4 – Области України з найвищим рівнем заміщення органічного палива за рахунок ВДЕ

Таблиця А.1 – Річні досяжні електроенергетичні потужності в Україні до 2015 р.

Напрямок розвитку ВДЕ	Досягнута електрична потужність, МВт				
	2011	2012	2013	2014	2015
Вітроенергетика	1066	2170	3310	4459	5630
Сонячна енергетика	30	90	190	335	500
Мала гідроенергетика	0,8	5,5	22	48,5	75
Біоенергетика	11,1	59,3	147,4	278,5	500
Геотермальна енергетика	0	0	10	30	100
Всього за рахунок ВДЕ	1108	2324	3680	5151	6805

## ДОДАТОК Б

### Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж

#### Файл вихідних даних для розрахунку режиму Ф-45 підстанції 110/10 кВ «Михайлівка»

Кількість підстанцій: 1

Підстанція: ТП 110/10 кВ "Михайлівка" N шин=1000 U=10.200 кВ CosFi=0.000  
Час = 744.000 год W = 0.000кВт год K-сть фідерів=1

Фідер: Ф-45 I<sub>max</sub> = 41.000 А I = 25.000 А I<sub>min</sub> = 10.000 А  
Відпущена електроенергія фідера:

Інформація про вузли: K-сть вузлів: 14

N	Назва	S	dPx	dPk	Kz	Pг	Qг	Re04
50	ТМ-160/10	160.0	0.54	2.65	0.000	0.00	0.00	0.000
203	ТМ-250/10	250.0	1.05	3.70	0.560	0.00	0.00	0.000
365	ТМ-100/10	100.0	0.36	1.97	0.640	0.00	0.00	0.000
92	ТМ-250/10	250.0	1.05	3.70	0.670	0.00	0.00	0.000
113	ТМ-63/10	63.0	0.22	1.28	0.150	0.00	0.00	0.000
93	ТМ-100/10	100.0	0.36	1.97	0.480	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: K-сть віток: 13

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом
1000	1001	КА		ВФ-26	1.00	0.000
1001	79	ЛЕП		АС-50	5.60	0.630
79	203	ЛЕП		АС-35	0.16	0.910
79	50	ЛЕП		АС-50	0.35	0.630
50	7	ЛЕП		АС-50	0.49	0.630
7	365	ЛЕП		АС-50	0.49	0.630
7	95	ЛЕП		АС-50	0.80	0.630
95	100	ЛЕП		АС-50	0.46	0.630
95	119	ЛЕП		АС-50	1.68	0.630
119	92	ЛЕП		АС-35	0.28	0.910
119	123	ЛЕП		АС-35	0.28	0.910
123	113	ЛЕП		АС-35	0.14	0.910
123	93	ЛЕП		АС-35	0.35	0.910

## ДОДАТОК В

### Результати розрахунків з дослідження впливу Слобода-Бушанської ГЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-45 ПС «Михайлівка»

#### Режим максимальних навантажень з відключеною ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-45	20.7	12.3	3.6	8.7	0.0	32.9	

[Фідер]

Назва: Ф-45  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
 Час втрат, год: 0.0  
 Кількість вузлів: 14  
 Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	9.9			
50	9.9			
7	9.9			
95	9.9			
119	9.8			
123	9.8			
203	9.9			
365	9.9			
100	9.9			
92	9.8			
113	9.8			
93	9.8			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	639.0	339.3	639.0	339.3	0.0	41.0
1001	79	639.0	339.3	621.2	328.7	17.8	41.0
79	203	164.2	88.3	164.1	88.2	0.1	10.9
79	50	457.0	240.5	456.4	240.1	0.6	30.1
50	7	325.2	173.0	324.8	172.7	0.4	21.5
7	365	42.8	23.1	42.8	23.1	0.0	2.8
7	95	282.0	149.6	281.5	149.3	0.5	18.7
95	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	119	281.5	149.3	280.4	148.6	1.1	18.7
119	92	184.6	98.2	184.5	98.1	0.1	12.3
119	123	95.8	50.5	95.7	50.4	0.0	6.4
123	113	28.5	15.4	28.5	15.4	0.0	1.9
123	93	67.3	35.0	67.2	35.0	0.0	4.5

#### Режим максимальних навантажень з увімкненою ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-45	11.4	11.8	3.6	8.2	0.0	23.1	

[Фідер]  
 Назва: Ф-45  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
 Час втрат, год: 0.0  
 Кількість вузлів: 14  
 Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.0			
50	10.0			
7	10.0			
95	10.0			
119	9.9			
123	9.9			
203	10.0			
365	10.0			
100	10.0			
92	9.9			
113	9.9			
93	9.9			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	416.0	327.1	416.0	327.1	0.0	30.0
1001	79	416.0	327.1	406.5	321.5	9.5	30.0
79	203	159.4	85.9	159.3	85.9	0.0	10.5
79	50	247.1	235.6	246.9	235.4	0.3	19.8
50	7	115.1	168.0	115.0	167.9	0.1	11.8
7	365	41.5	22.5	41.5	22.5	0.0	2.7
7	95	73.4	145.4	73.3	145.3	0.1	9.4
95	100	-199.9	0.1	-200.0	-0.0	0.1	-11.6
95	119	273.2	145.2	272.2	144.6	1.0	17.9
119	92	179.2	95.5	179.1	95.5	0.1	11.8
119	123	92.9	49.1	92.9	49.1	0.0	6.1
123	113	27.6	15.0	27.6	15.0	0.0	1.8
123	93	65.3	34.0	65.3	34.0	0.0	4.3

## Режим мінімальних навантажень з відключеною ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-45	1.2	4.1	3.6	0.5	0.0	5.3	

[Фідер]  
 Назва: Ф-45  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
 Час втрат, год: 0.0  
 Кількість вузлів: 14  
 Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.1			
50	10.1			
7	10.1			
95	10.1			
119	10.1			
123	10.1			
203	10.1			
365	10.1			



100 10.1  
 92 10.1  
 113 10.1  
 93 10.1

=====  
 [Інформація про вітки]

Номер вузла	Номер вузла	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	146.4	98.6	146.4	98.6	0.0	10.0
1001	79	146.4	98.6	145.3	98.0	1.1	10.0
79	203	37.1	26.7	37.1	26.7	0.0	2.6
79	50	108.2	71.3	108.2	71.2	0.0	7.4
50	7	77.1	52.6	77.1	52.6	0.0	5.3
7	365	8.6	6.6	8.6	6.6	0.0	0.6
7	95	68.5	46.0	68.4	46.0	0.0	4.7
95	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	119	68.4	46.0	68.3	45.9	0.1	4.7
119	92	56.0	35.9	56.0	35.9	0.0	3.8
119	123	12.4	10.1	12.4	10.1	0.0	0.9
123	113	2.4	2.8	2.4	2.8	0.0	0.2
123	93	10.0	7.3	10.0	7.3	0.0	0.7

## Режим мінімальних навантажень з увімкненою ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-45	0.7	4.4	3.6	0.8	0.0	5.1	

[Фідер]

Назва: Ф-45  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
 Час втрат, год: 0.0  
 Кількість вузлів: 14  
 Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.2			
50	10.2			
7	10.2			
95	10.2			
119	10.1			
123	10.1			
203	10.2			
365	10.1			
100	10.2			
92	10.1			
113	10.1			
93	10.1			

=====  
 [Інформація про вітки]

Номер вузла	Номер вузла	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	72.2	111.0	72.2	111.0	0.0	7.5
1001	79	72.2	111.0	71.6	110.7	0.6	7.5
79	203	34.7	25.5	34.7	25.5	0.0	2.5
79	50	36.9	85.2	36.9	85.1	0.0	5.3
50	7	-27.9	50.2	-27.9	50.1	0.0	-3.3
7	365	8.1	6.3	8.1	6.3	0.0	0.6
7	95	-36.0	43.8	-36.0	43.8	0.0	-3.2
95	100	-100.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	-5.7
95	119	64.0	43.8	63.9	43.8	0.1	4.4
119	92	52.3	34.1	52.3	34.1	0.0	3.6
119	123	11.6	9.7	11.6	9.7	0.0	0.9
123	113	2.2	2.7	2.2	2.7	0.0	0.2
123	93	9.3	6.9	9.3	6.9	0.0	0.7

## Режим середніх навантажень з відключеною ГЕС

[Підстанція]  
 Назва: ТП 110/10 кВ "Михайлівка"  
 CosFi: 0.896  
 Тривалість звітного періоду, год: 744.0  
 Час втрат, год: 322.3  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 286615.4  
 Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)  
 Кількість фідерів: 1

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-45	7.8	6.9	3.6	3.3	0.0	14.7

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-45	6773.0 ( 2.4)	5571.1 ( 1.9)	2671.0 ( 0.9)	2900.1 ( 1.0)	0.0 ( 0.0)	12344.0 ( 4.3)

[Фідер]

Назва: Ф-45  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 286615.4  
 Час втрат, год: 322.3  
 Кількість вузлів: 14  
 Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.0			
50	10.0			
7	10.0			
95	10.0			
119	10.0			
123	10.0			
203	10.0			
365	10.0			
100	10.0			
92	10.0			
113	10.0			
93	10.0			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	385.2	215.0	385.2	215.0	0.0	25.0
1001	79	385.2	215.0	378.6	211.1	6.6	25.0
79	203	112.1	63.1	112.1	63.0	0.0	7.4
79	50	266.5	148.0	266.3	147.9	0.2	17.6
50	7	232.2	127.8	232.0	127.7	0.2	15.3
7	365	51.2	27.2	51.1	27.2	0.0	3.3
7	95	180.9	100.5	180.6	100.4	0.2	12.0
95	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	119	180.6	100.4	180.2	100.1	0.5	12.0
119	92	134.0	73.6	133.9	73.6	0.1	8.9
119	123	46.2	26.4	46.2	26.4	0.0	3.1
123	113	7.7	5.4	7.7	5.4	0.0	0.5
123	93	38.5	21.0	38.4	21.0	0.0	2.5

## Режим середніх навантажень з увімкненою ГЕС

[Підстанція]  
 Назва: ТП 110/10 кВ "Михайлівка"  
 CosFi: 0.992  
 Тривалість звітного періоду, год: 744.0  
 Час втрат, год: 345.5  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 110882.3  
 Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)  
 Кількість фідерів: 1

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
Ф-45	2.8	6.3	3.6	2.7	0.0	9.1

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-45	2369.1( 2.1)	4996.2( 4.5)	2671.0( 2.4)	2325.2( 2.1)	0.0( 0.0)	7365.2( 6.6)

[Фідер]

Назва: Ф-45  
 Відпущена електроенергія, кВт год: 110882.3  
 Час втрат, год: 345.5  
 Кількість вузлів: 14  
 Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.1			
50	10.1			
7	10.1			
95	10.1			
119	10.1			
123	10.1			
203	10.1			
365	10.1			
100	10.1			
92	10.1			
113	10.1			
93	10.1			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	149.0	196.9	149.0	196.9	0.0	14.0
1001	79	149.0	196.9	147.0	195.7	2.1	14.0
79	203	101.7	58.0	101.7	58.0	0.0	6.7
79	50	45.3	137.7	45.3	137.7	0.0	8.3
50	7	10.3	117.1	10.2	117.1	0.0	6.7
7	365	46.4	24.9	46.4	24.9	0.0	3.0
7	95	-36.1	92.2	-36.2	92.2	0.0	-5.7
95	100	-199.9	0.1	-200.0	-0.0	0.1	-11.4
95	119	163.7	92.1	163.3	91.9	0.4	10.7
119	92	121.5	67.6	121.4	67.5	0.0	8.0
119	123	41.9	24.4	41.9	24.4	0.0	2.8
123	113	7.0	5.1	7.0	5.1	0.0	0.5
123	93	34.9	19.3	34.9	19.3	0.0	2.3

## ДОДАТОК Д

### Результати розрахунків з дослідження впливу Слобода-Бушанської СЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-45 ПС «Михайлівка»

#### Генерування – 10 % першої черги (63 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 1127306.3

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
ТП 110/10 "Михайлівка"	4.6	10.0	9.6	0.4	0.0	14.6

#### Генерування – 20 % першої черги (126 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 1116438.7

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
ТП 110/10 "Михайлівка"	3.8	10.0	9.6	0.4	0.0	13.8

#### Генерування – 40 % першої черги (252 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 1097103.4

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
ТП 110/10 "Михайлівка"	3.4	10.0	9.6	0.4	0.0	13.5

#### Генерування – 50 % першої черги (315 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 1086773.0

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
ТП 110/10 "Михайлівка"	4.1	10.0	9.6	0.4	0.0	14.2

#### Генерування – 100 % першої черги (630 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 1027115.0

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
ТП 110/10 "Михайлівка"	14.8	10.0	9.6	0.4	0.0	24.8

## Генерування – 100 % першої та другої черг (1200 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 880508.8

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
ТП 110/10 "Михайлівка"	68.4	10.0	9.6	0.4	0.0	78.4

## Генерування – 100 % першої, другої та третьої черг (1700 кВт)

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 366.8

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 1371700.4

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
ТП 110/10 "Михайлівка"	159.2	9.9	9.6	0.3	0.0	169.1

*Наукове видання*

**Лежнюк Петро Дем'янович,  
Ковальчук Олексій Афанасійович,  
Нікіторович Олександр Володимирович,  
Кулик Володимир Володимирович**

**ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ  
В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Монографія

Редактор С. Могила

Оригінал-макет підготовлено В. Куликом

Підписано до друку 03.07.2014 р.

Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.

Гарнітура Times New Roman.

Друк різнографічний. Ум. др. арк. 11,78

Наклад 300 (1-й запуск 1–75) прим. Зам № В2014-32

Вінницький національний технічний університет,

КІВЦ ВНТУ,

21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,

ВНТУ, ГНК, к. 114.

Тел. (0432) 59-85-32.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи

серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.

21021, м. Вінниця, вул. Порики, 7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи

серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.