

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет автоматики та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“ Оптимальна система керування
параметрами режиму комбінованої
електроенергетичної системи ”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-20М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Олег ДОВБНЯ
« ____ » _____2021 р.

Керівник роботи
канд. техн. наук, доцент
_____Валентин СОЛДАТЕНКО
« ____ » _____2021 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«___» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Довбні Олега Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Оптимальна система керування параметрами
режиму комбінованої електроенергетичної системи

The optimal control system for the parameters of the combined power system

2. Керівник роботи (проекту) Солдатенко Валентин Петрович, канд. техн. наук., доц.
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 01.12.2021 р

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є
забезпечення максимізації величини генерування активної електроенергії
установами з відновлюваними джерелами енергії за одночасного
підтримання рівня нормально допустимих величин усталеного відхилення
напруги в місці під'єднання споживачів електроенергії до розподільної
електромережі.

Вступ; аналіз питання автоматичного управління генерації електричної
енергії відновлюваними джерелами в комбінованій електроенергетичній
системі; теоретичне дослідження системи автоматичного управління
генеруванням активної електроенергії відновлюваних джерел енергії в
комбінованій електроенергетичній системі; математичне моделювання
розв'язування задачі автоматичного управління генеруванням активної
електроенергії відновлюваних джерел в комбінованій електроенергетичній
системі; охорона праці; економічний розділ; загальні висновки; перелік
посилань

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	4.10.21	
2	<i>Аналіз питання автоматичного управління генерації електричної енергії відновлюваними джерелами в комбінованій електроенергетичній системі</i>	18.10.21	
3	<i>Теоретичне дослідження системи автоматичного управління генеруванням активної електроенергії відновлюваних джерел енергії в комбінованій електроенергетичній системі</i>	18.10.21	
4	<i>Математичне моделювання розв'язування задачі автоматичного управління генеруванням активної електроенергії відновлюваних джерел в комбінованій електроенергетичній системі</i>	11.11.21	
5	<i>Охорона праці</i>	15.11.21	
6	<i>Техніко-економічна оцінка ефективності застосування САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС</i>	18.11.21	
7	<i>Загальні висновки</i>	22.11.21	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	25.11.21	
9	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	29.11.21	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Довбня О. О. Оптимальна система керування параметрами режиму комбінованої електроенергетичної системи.

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2021р.

Метою роботи є забезпечення максимізації величини генерування активної електроенергії установками з відновлюваними джерелами енергії за одночасного підтримання рівня нормально допустимих величин усталеного відхилення напруги в місці під'єднання споживачів електроенергії до розподільної електромережі.

В роботі виконаний огляд сучасних методів і технічних пристроїв автоматичного управління установками генерування електроенергії, що включають пристрої з відновлюваними джерелами енергії.

Поставлено завдання автоматичного управління установками генерування електричної енергії, що включають відновлювані джерела енергії, у вигляді задачі багатокритеріальної оптимізації та здійснений вибір методу його рішення.

Розроблено комп'ютерну імітаційну модель системи автоматичного управління установками генеруванням електричної енергії, що включають відновлювані джерела енергії.

Аналіз результатів, отриманих під час моделювання на комп'ютерній імітаційній моделі встановив, що запропонована оптимальна система автоматичного управління генеруванням електричної енергії установками з відновлюваними джерелами енергії має значну перевагу перед існуючими.

Ключові слова: система автоматичного управління, відновлювані джерела енергії, сонячна електрична станція, вітрова електрична станція, біогазові електрична станція, усталене відхилення напруги

THE SUMMARY

Dovbnia O. O. The optimal control system for the parameters of the combined power system.

Specialty 141 - "Electric power, electrical engineering and electromechanics". - "Energy Management". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2021

The aim of the work is to maximize the amount of active electricity generation by installations with renewable energy sources while maintaining the level of normal allowable values of steady-state voltage deviation at the point of connection of electricity consumers to the distribution network.

The review of modern methods and technical devices of automatic control of power generation installations, including devices with renewable energy sources, is performed in the work.

The task of automatic control of electric power generation installations, which include renewable energy sources, in the form of the problem of multicriteria optimization is set and the choice of the method of its solution is made.

A computer simulation model of the system of automatic control of electric power generation installations, including renewable energy sources, has been developed.

Analysis of the results obtained during the simulation on a computer simulation model found that the proposed optimal system of automatic control of electricity generation by installations with renewable energy sources has a significant advantage over existing ones.

Keywords: automatic control system, renewable energy sources, solar power plant, wind power plant, biogas power plant, steady voltage deviation

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	4
ЗМІСТ	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПИТАННЯ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ В КОМБІНОВАНІЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ	13
1.1 Стан розвитку відновлюваної енергетики в Україні	14
1.2 Аналітичний огляд методів та технічних засобів під'єднання установок генерування електроенергії з ВДЕ до електричної мережі.....	20
1.2.1. Аналіз існуючих методів та технічних засобів під'єднання СЕС до електричної мережі	21
1.2.2. Аналіз методів і технічних засобів під'єднання ВЕС до електричної мережі	26
1.2.3. Аналіз методів і технічних засобів під'єднання БГЕ до електричної мережі	31
1.3 Огляд методів та технічних засобів автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС	36
1.3.1. Огляд існуючих методів та технічних засобів автоматизації управління генеруванням активної електроенергії СЕС.....	38
1.3.2. Огляд існуючих методів та технічних засобів автоматизації управління генеруванням активної потужності ВЕС	45
1.3.3. Огляд існуючих методів та технічних засобів автоматизації управління генеруванням активної потужності БГЕ	49
1.3.4. Аналітичний огляд сучасних методів та технічних засобів централізованого автоматичного управління режимом роботи КЕС.	51

1.4. Постановка вирішення задачі автоматизації управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС	54
Висновки до розділу	54
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ	
АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ГЕНЕРУВАННЯМ АКТИВНОЇ	
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ В КОМБІНОВАНІЙ	
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ	
56	
2.1 Постановка задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС	57
2.2 Вибір методу розв'язку задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС	62
2.3 Знаходження рішення задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС	67
Висновки до розділу	70
РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗВ'ЯЗУВАННЯ	
ЗАДАЧІ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ГЕНЕРУВАННЯМ	
АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ В	
КОМБІНОВАНІЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ	
72	
3.1 Математична модель об'єкту управління.....	73
3.1.1. Математична модель фотоелектричної батареї	75
3.1.2. Математична модель вітроелектрогенератора.....	79
3.1.3. Математична модель двигуна внутрішнього згоряння.....	82
3.1.4. Математична модель напівпровідникового інвертора.....	85
3.2 Структурна схема САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС та алгоритм визначення вектора управління	88
3.3 Комп'ютерна імітаційна модель САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС	93
3.4 Дослідження стійкості САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС	99

3.5 Комп'ютерне моделювання роботи САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС	102
3.5.1. Технологія комп'ютерного моделювання. Базова модель	102
3.5.2. Результати проведеного комп'ютерного моделювання роботи САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС.....	104
Висновки до розділу	114
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	116
РОЗДІЛ 5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ САУ ГЕНЕРУВАННЯМ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВДЕ В КЕС	118
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	123
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	125
ДОДАТКИ.....	133
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	134

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

СЕС – сонячна електрична станція

ВЕС – вітрова електрична станція

БГЕ – біогазова електрична станція

ГЕС – гідравлічна електрична станція

РЕМ – розподільна електрична мережа

САУ – система автоматичного управління

КЕС – комбінована електроенергетична система

ЕСУ – енергетична стратегія України

ЕС – енергетична система

ПЯЕ – показники якості електричної енергії

ФЕБ – фотоелектрична батарея

ЕГ – електрогенератор

ДВЗ – двигун внутрішнього згорання

ВСТУП

Для теперішнього етапу розвитку енергетики України характерною рисою є інтенсивне поширення установок генерування електричної енергії з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) в складі. Наймасовішого розповсюдження отримали сонячні (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС). На підприємствах агропромислового комплексу широко приміняються установки по переробці біологічних викидів з наступним виробництвом електричної енергії – біогазові електростанції (БГЕ). Означені установки встановлюють на промпідприємствах для скорочення грошової плати за спожиту електричну енергію за рахунок власного її виробництва. Слід зауважити, що реалізація генерованої електроенергії по ставці «зеленого» тарифу суттєво зменшує термін окупності пристроїв генерування електроенергії з ВДЕ.

Під час використання установок з ВДЕ на промпідприємствах, місце їх під'єднання до розподільної електричної мережі (РЕМ), зазвичай, співпадає з місцем приєднання споживачів електричної енергії. Це стає причиною того, що в режимі генерування електричної потужності спостерігається підвищення напруги в місці під'єднання установки генерування до електричної мережі. Тому в режимі реверсивного потоку електричної потужності в РЕМ спостерігаються наднормові завищені значення усталеного відхилення напруги.

Огляд сучасних систем автоматичного управління (САУ) установок з ВДЕ засвідчує, що переважна їх більшість втілює такий підхід до автоматичного управління, при якому обмежується величина генерування активної електроенергії в мережу в функції від фіксованого значення уставки по напрузі. Негативною рисою цього є зменшення грошових надходжень від продажу електроенергії по ставці «зеленого» тарифу, що викликане зменшенням величини генерування активної електроенергії в мережу. Тому

задача покращення характеристик САУ установками з ВДЕ з метою підтримання максимальної величини генерування активної потужності вказаними установками за умов дотримання нормально допустимих величин усталеного відхилення напруги в місці під'єднання споживачів електричної енергії до РЕМ є актуальною.

Мета і задачі дослідження. *Метою роботи є забезпечення максимізації величини генерування активної електроенергії установками з відновлюваними джерелами енергії за одночасного підтримання рівня нормально допустимих величин усталеного відхилення напруги в місці під'єднання споживачів електроенергії до розподільної електромережі.*

Досягнення даної мети реалізується через розв'язання наступних задач:

1. Виконати огляд сучасних методів і технічних пристроїв автоматичного управління установками генерування електричної енергії, що включають ВДЕ.

2. Поставити завдання автоматичного управління установками генерування електричної енергії, що включають ВДЕ та обрати метод її рішення.

3. Розробити комп'ютерну імітаційну модель САУ установками генеруванням електричної енергії, що включають ВДЕ.

4. Провести визначення техніко-економічної оцінки ефективності застосування САУ генеруванням активної потужності.

Об'єкт дослідження – процес генерування електроенергії відновлювальними джерелами на промисловому підприємстві, за умов дотримання нормально допустимих величин усталеного значення відхилення напруги.

Предмет дослідження – оптимальна система автоматичного управління процесом генерування електроенергії відновлювальними джерелами в комбінованій системі електропостачання підприємства.

Методи дослідження. Вирішення поставлених завдань виконувалося за допомогою методів комп'ютерного імітаційного моделювання, методів теорії електричних кіл, чисельних методів рішення задач.

Наукова цінність роботи полягає в постановці та обґрунтуванні розв'язання задачі автоматичної зміни рівня уставки обмеження потужності генерування установками з відновлюваними джерелами, що працюють у складі комбінованої електроенергетичної системи за якого забезпечується оптимальне компромісне співвідношення між збитками від завищених рівнів усталеного відхилення напруги та прибутком від максимальної генерації електричної енергії в розподільну електричну мережу.

Практична цінність полягає в забезпеченні максимального рівня генерації електричної потужності установками з ВДЕ.

Структура роботи: Кваліфікаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел, додатків. Повний обсяг роботи складає 134 сторінок. Основна частина викладена на 115 сторінках друкованого тексту, містить 62 рисунків та 4 таблиці. Список використаних джерел містить 85 джерел та викладений на 8 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПИТАННЯ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ В КОМБІНОВАНІЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

Притаманною рисою сучасного розвитку енергетики в Україні є значний ріст частки ВДЕ в енергетичному балансі [1]. Такий напрямок розвитку енергетики має ряд очевидних переваг. Однак, значний ріст встановленої потужності установок розподіленої генерування з ВДЕ призводить і до ряду негативних явищ [2-9]. Суттєвішим із них є підвищення рівня усталеного відхилення напруги, що спостерігається в розподільних електромережах в режимах реверсивного генерування потужності.

Перспективним шляхом подолання даної проблеми є удосконалення САУ генеруванням активної електроенергії установками з ВДЕ. Метою цього є підтримання максимально можливого рівня генерування активної електроенергії установками з ВДЕ при одночасному задоволенні нормально допустимих величин усталеного відхилення напруги в місці приєднання електроспоживачів до розподільної електромережі [8-9].

Для цього потрібно розв'язати наступні завдання:

- виконати аналітичний огляд питання розвитку відновлюваної енергетики в Україні;
- виконати аналіз існуючих технічних засобів та методів під'єднання установок генерування електроенергії з ВДЕ до електромережі;
- виконати аналітичний огляд технічних засобів та методів автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ в комбінованій електроенергетичній системі (КЕС) для виявлення їх недоліків.

Вирішенню зазначених питань присвячений перший розділ кваліфікаційної роботи.

1.1 Стан розвитку відновлюваної енергетики в Україні

Стимуляція росту долі генерування електроенергії за рахунок ВДЕ (на рівні не менше 19,5 %) є одним із пріоритетних спрямувань розвитку електроенергетики України. Дане положення визначено Енергетичною стратегією України до 2035 року (ЕСУ) [1]. Заплановані темпи росту генерування електричної енергії, в тому числі і з урахуванням ВДЕ, наводяться в табл. 1.1 [1].

Таблиця 1.1. Прогноз генерування електроенергії в Україні до 2035 року

№ з/п	Тип електростанції	Генерування електроенергії, ГВт·год				
		2015 р.	2020 р.	2025 р.	2030 р.	2035 р.
1.	ВЕС, СЕС	1,6	9	12	18	25
2.	АЕС	87,6	85	91	93	94
3.	ТЕЦ/ ТЕС	67,5	60	64	63	63
4.	ГЕС	7	10	12	13	13
5.	ВЕС, СЕС	1,6	9	12	18	25
	Всього	163,7	164	178	185	195

З аналізу даних табл. 1.1 можна бачити, що ледова роль у продукуванні електроенергії за рахунок ВДЕ намічається розподіленій генерування із застосуванням ГЕС, СЕС, ВЕС. Це пов'язано з кліматично-географічними умовами, в яких розташована територія України. Економічно доцільний потенціал саме вказаних видів ВДЕ є найбільшим.

На теперішній момент в Україні прийнято ряд змін до законодавчих актів, які ставлять за мету стимулювати розвиток галузі ВДЕ. Варто зауважити, що важливим стимулом, який посприяв стрімкому розвитку галузі відновлюваної енергетики, є покращення дії механізму «зеленого»

тарифу. Запровадження «зеленого тарифу» передбачено в Законі України «Про електроенергетику» [10].

У підсумку з початку 2015 року по кінець II кварталу 2018 року було уведено в експлуатацію 677 МВт нових потужностей об'єктів ВДЕ [11, 12]. Числові дані про динаміку збільшення сумарної встановленої потужності об'єктів електричної енергетики, які у своїй роботі користуються перевагами «зеленого» тарифу, починаючи з 2014 року по I квартал 2018 року приведено на рис. 1.1 [11-12].

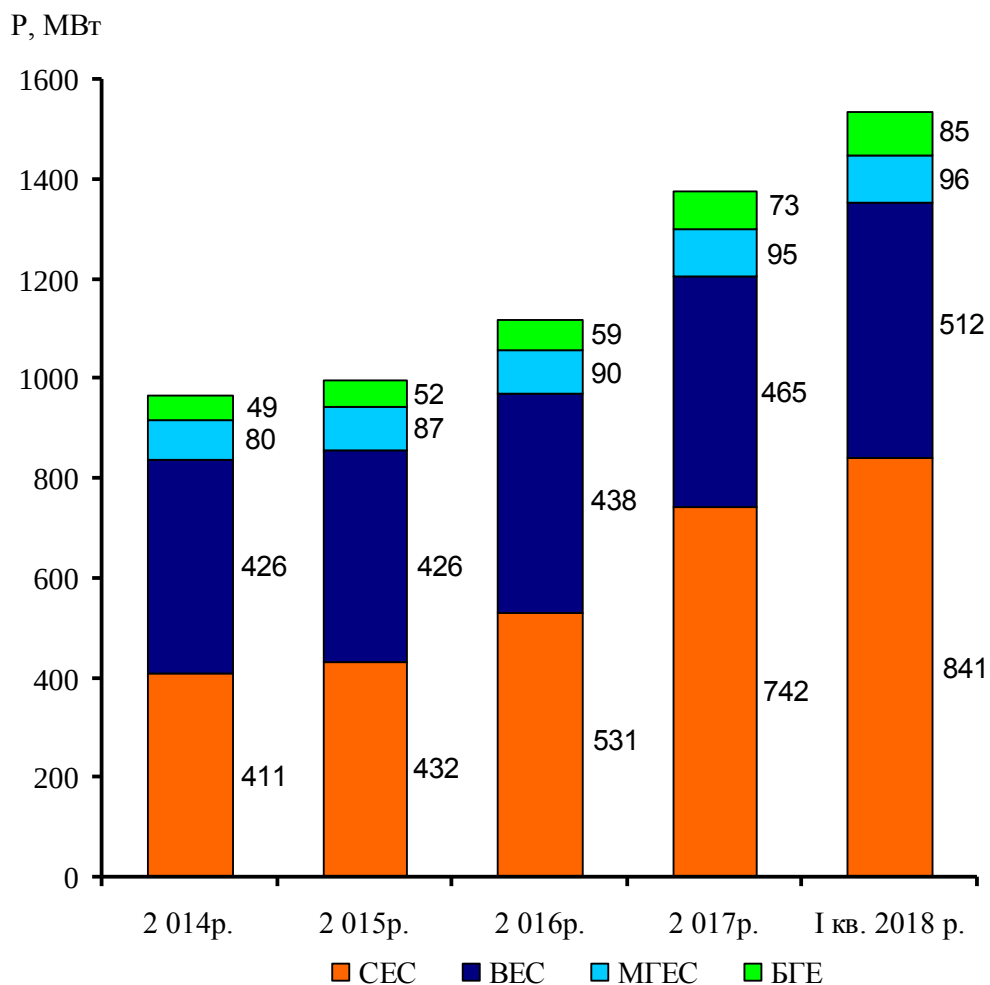


Рис. 1.1. Динаміка зростання установленої потужності об'єктів електроенергетики України, що використовують «зелений» тариф

Аналіз даних рис. 1.1, свідчить, що станом на I квартал 2018 р. загальна встановлена потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики, для яких застосовано «зелений» тариф, складає 1,534 ГВт. Це понад як на третину більше, ніж на кінець 2014 року. Вказані дані свідчать про стійку тенденцію до зростання долі електроенергії, яка була вироблена установками з ВДЕ в усьому обсязі електроенергії.

Виконаний аналіз джерел [13-23] засвідчив, що залежно від мети встановлення установок з ВДЕ, їх доцільно умовно ділити на групи (рис. 1.2):

- індивідуальні, включають малопотужні ВДЕ (до 30 кВт);
- комерційні, включають середньопотужні ВДЕ (30 кВт - 1 МВт);
- промислові, включають великопотужні ВДЕ (понад 1 МВт).

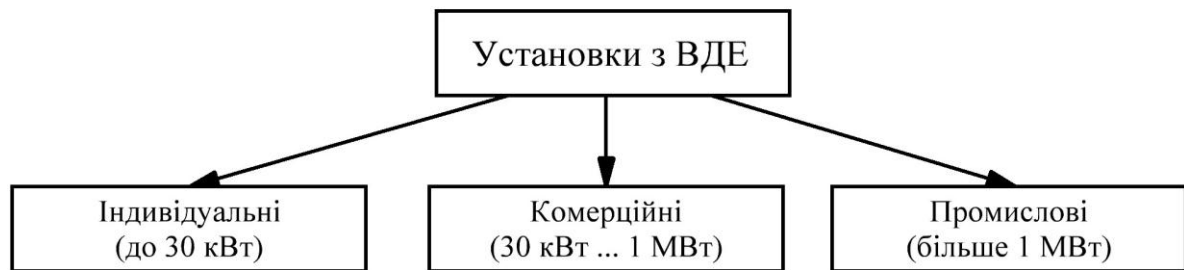


Рис. 1.2. Класифікація установок з ВДЕ

Призначенням установок першого типу є забезпечення безперебійного електропостачання споживачів. Саме тому в склад систем з індивідуальними установками, як правило, включають накопичувачі електроенергії (аккумуляторні батареї) або автономні генератори електричної енергії, які працюють на традиційному паливі (дизель, бензин тощо). Переважна більшість індивідуальних пристроїв з ВДЕ застосовують один (СЕС або ВЕС), рідше – два типи ВДЕ. Завдяки таким установкам з ВДЕ, до того ж, є можливість зменшити рівень споживання електричної енергії від енергетичної системи в разі під'єднання їх на паралельну роботу з

електромережею. При цьому індивідуальні установки з ВДЕ під'єднуються до мережі напругою 0,4 кВ. Однак, зважаючи на відносно малу установлену електричну потужність індивідуальних установок з ВДЕ, впливання на режим роботи РЕМ, а конкретно на величину усталеного відхилення напруги в точці приєднання до електричної мережі, майже відсутній.

Промислові установки з ВДЕ великої потужності призначені для генерування електричної енергії в енергосистему у значних обсягах. Це, як правило, СЕС або ВЕС з номінальною потужністю від одного до десятків МВт. Дані установки під'єднуються до електричної мережі через потужні підвищувальні трансформатори напругою 35-110 кВ. Через це такі електростанції з ВДЕ вважають електрично віддаленими від споживачів електричної енергії РЕМ. Тому їх впливом на величину усталеного відхилення напруги в місцях приєднання споживачів до РЕМ нехтують.

Комерційні установки з пристроями ВДЕ середньої потужності мають призначенням в першу чергу зменшення величини споживання електроенергії потужними індивідуальними споживачами або промисловими підприємствами. Відмінною їх характерністю порівняно з індивідуальними установками з ВДЕ є те, що відпадає необхідність у застосуванні накопичувачів електроенергії (акумуляторних батарей). Комерційні установки завжди знаходяться в режимі паралельної роботи з електричною мережею. Для зменшення негативного чинника від нерівномірності потоку первинних енергоресурсів ВДЕ (швидкість вітрового потоку, запаси біомаси, інтенсивність випромінювання сонячної енергії), в комерційних установках варто застосовувати кілька видів ВДЕ у поєднанні один з одним, в рамках комбінованих електроенергетичних систем (КЕС) з ВДЕ.

Підключення зазначених установок до РЕМ виконується у точках з напругою 0,4-10 кВ, що знаходиться в безпосередній близькості до споживачів електричної енергії. На рис. 1.3 показана типова схема КЕС з установками з ВДЕ.

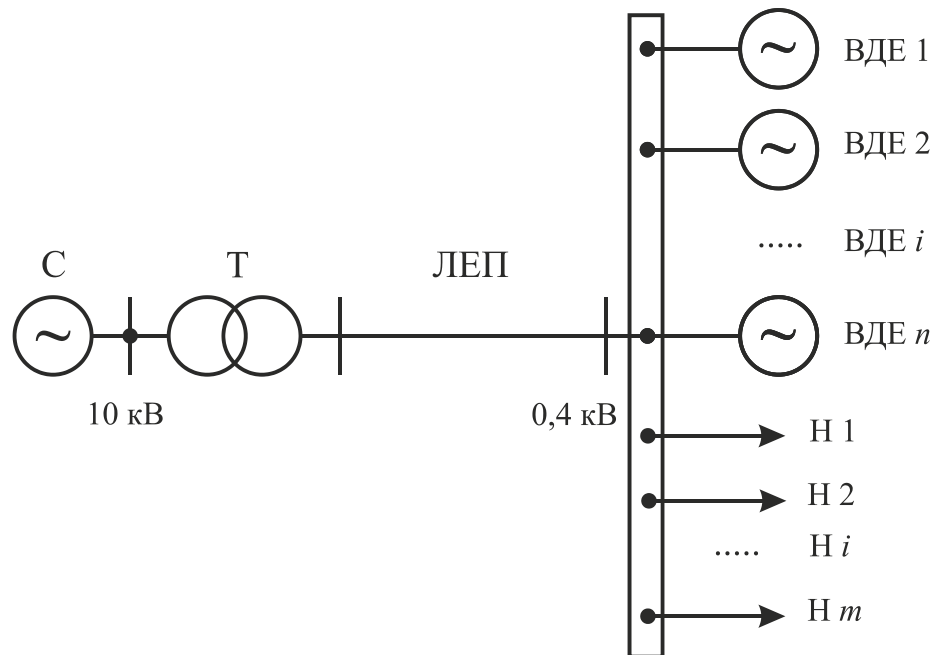


Рис. 1.3. Типова схема комбінованої електроенергетичної системи, що включає відновлювані джерела енергії

На рис. 1.3:

С – районна електромережа, з якою з'єднана розглядувана система;

Т – силовий трансформатор номінальною напругою 10/0,4 кВ;

ЛЕП – кабельна або повітряна лінія передачі електроенергії;

H_1-H_m – споживачі електроенергії;

$ВДЕ_1-ВДЕ_n$ – установки для генерування електроенергії з ВДЕ.

При роботі комерційних установок з ВДЕ виникають режими зворотної генерування. В цих режимах електроенергія від установок з ВДЕ передається в розподільну електричну мережу. За умови використання підприємством «зеленого» тарифу це - позитивний фактор. Однак за умови співставної потужності трансформатора Т з установками з ВДЕ вплив останніх на режимні параметри роботи РЕМ в точці їх підключення, зокрема на величину усталеного відхилення напруги буде суттєвим. Наприклад, для схеми мережі на рис. 1.3 величина напруги в точці підключення споживачів електричної енергії для режиму генерування активної електроенергії в мережу розподілення від установок з ВДЕ наближено (нехтуючи поперечною

складовою падіння напруги та втратами потужності в лінії) визначається формулою [24]:

$$U_{\text{ш}} = U_1 - \Delta U_{\text{л}} = U_1 - \frac{-P_{\text{ген}}}{U_{\text{ном}}^2} r_{\text{л}} \quad (1.1)$$

де $U_{\text{ш}}$ – напруга в місці підключення ВДЕ;

U_1 – напруга на початку лінії ЛЕП;

$\Delta U_{\text{л}}$ – величина падіння напруги в лінії ЛЕП (із знаком «мінус» для режиму генерування електроенергії в мережу розподілення);

$P_{\text{ген}}$ – величина потужності генерування в мережу;

$U_{\text{ном}}$ – номінальне значення напруги електромережі;

$r_{\text{л}}$ – активний опір лінії передачі ЛЕП.

З виразу (1.1) очевидно, що зі збільшенням величини генерування потужності $P_{\text{ген}}$ від пристроїв ВДЕ в розподільну мережу зростає і рівень напруги $U_{\text{ш}}$ на зажимах споживачів електроенергії. Відтак в режимах максимальної генерування електроенергії від ВДЕ в мережу спостерігаються наднормові значення усталеного відхилення напруги в місці їх приєднання до мережі. А це місце співпадає з точкою приєднання споживачів електричної енергії до мережі. Такі наднормові значення усталеного відхилення напруги несприятливо позначаються на електроспоживачах. Наслідком є зниження надійності їх роботи, зменшення періоду експлуатації, і, як наслідок, поява значних грошових збитків [25-27].

Існує ряд шляхів подолання даної проблеми, основними є наступні:

- збільшення пропускної здатності елементів мереж розподілу;
- обмеження величини генерування електроенергії від ВДЕ.

Збільшення пропускної здатності елементів РЕМ можливе за умов реконструкції РЕМ (зміна силових трансформаторів потужнішими, збільшення перерізу струмопроводів кабельних та повітряних і т.д.). Це

пов'язано із значними капітальними вкладеннями з боку господаря установок з ВДЕ. Негативним чинником такого підходу є значне зростання періоду окупності установок з ВДЕ, що призводить до зниження їх економічної ефективності.

Накладення обмежень на рівень генерування електричної енергії від установок з ВДЕ веде з однієї сторони до недоотримання грошей від реалізації електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом, а з другої – до зменшення економічних збитків внаслідок наднормових значень усталеного відхилення напруги.

Тому перспективним бачиться підхід до автоматичного управління генеруванням активної електроенергії установками з ВДЕ, при якому максимальний рівень генерування електричної енергії в мережу розраховувався б із урахуванням величини прибутку від реалізації електроенергії по «зеленому» тарифу та величини економічних збитків від наднормових відхилень напруги.

Втілення такого підходу можливе шляхом удосконалення САУ генеруванням активної електроенергії установками з ВДЕ. Тому найперше потрібно виконати провести аналітичний огляд актуальних методів та технічних засобів під'єднання установок з ВДЕ до електромережі, щоб визначити можливість їх впливу на рівні генерування електричної енергії та на величину усталеного відхилення напруги в місці їх приєднання до РЕМ.

1.2 Аналітичний огляд методів та технічних засобів під'єднання установок генерування електроенергії з ВДЕ до електричної мережі

У разі сумісного використання кількох різнорідних джерел електричної енергії на основі ВДЕ в рамках КЕС відбувається зниження добової нерівномірності вироблення електричної енергії такою системою [14-17]. Це, безперечно, є позитивною перевагою КЕС перед генеруючими установками, які працюють на відновлюваному джерелі одного виду ресурсу.

Як зазначалось раніше, для умов території України економічно найдоцільнішими серед ВДЕ мають сонячна, та вітрова енергія. Тому основна доля вироблення електроенергії за рахунок ВДЕ приходить на СЕС та ВЕС. Менші об'єми виробленої електроенергії приходить на БГЕ, так як такі електростанції вимагають біологічного ресурсу для продукування біомаси або біогазу. Відтак частіше БГЕ застосовуються на підприємствах агропромислового комплексу, де біосировина є відходом основного виробництва.

Підсумовуючи, можна стверджувати, що для умов території України комерційні КЕС краще будувати на основі СЕС, ВЕС та БГЕ. Тому слід виконати аналізування методів та технічних засобів під'єднання до мережі вказаних установок генерування електричної енергії з ВДЕ.

1.2.1. Аналіз існуючих методів та технічних засобів під'єднання СЕС до електричної мережі. СЕС – це установка генерування електричної енергії, в якій використовується спосіб прямого перетворення випромінювання сонця на електричну енергію. Типова функціональна схема СЕС, що працює паралельно з мережею, приведена на рис. 1.4.

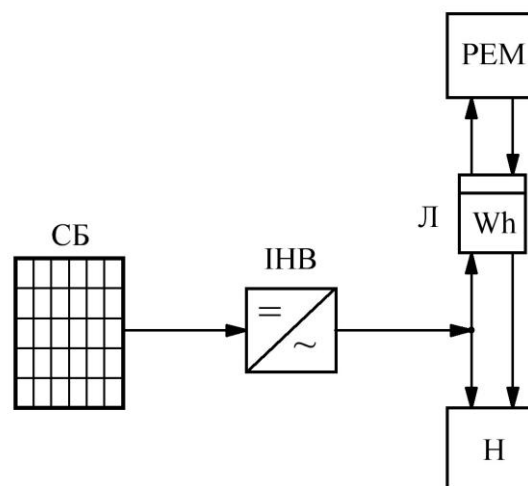


Рис. 1.4. Функціональна схема СЕС

На рис. 1.4:

СБ – сонячна фотоелектрична батарея;

ІНВ – сонячний інвертор;

Л – лічильник активної електроенергії (в двох напрямках);

РЕМ – розподільна електрична мережа;

Н – електричне навантаження (споживач).

Енергія випромінювання сонця з допомогою фотоелектричних батарей перетворюється на постійний струм, потужність визначають [13-15]:

$$P_{CB} = N_{series} N_{parallel} U_{x.x.} I_{k.z.} F_{\Phi} \quad (1.2)$$

де P_{CB} – генерована сонячними батареями електрична потужність;

N_{series} – кільк. послідовно комутованих фотоелементів у складі батареї;

$N_{parallel}$ – кільк. паралельно комутованих фотоелементів у складі батареї;

$U_{x.x.}$ – значення напруги холостого ходу;

$I_{k.z.}$ – значення струму короткого замкнення;

F_{Φ} – коефіцієнт заповнення ВАХ для конкретного типу фотоелементу.

Необхідною умовою під'єднання будь-яких установок генерування електричної енергії до мережі, включно з установками з ВДЕ, є узгодження їх електричних параметрів (рівень та форма кривої напруги, частота електричного струму та ін. [28, 29]) з відповідними параметрами електромережі. Одним із основних елементів СЕС слугує інвертор напруги, який призначений для перетворення постійного струму від сонячних панелей в систему напруг змінного струму промислової частоти. Це дає можливість працювати СЕС в режимі паралельно з електричною мережею. Зазначимо, що в більшості сучасних сонячних інверторів присутня наявності функція стеження за точкою максимальної потужності, яку можливо відібрати від сонячних батарей (MPPT-трекінг). Це істотно підвищує ефективність використання СЕС.

Невпинний розвиток силової напівпровідникової електроніки а також мікропроцесорної техніки сприяв розробці широкого спектру інверторів СЕС, які відмінні між собою за функціональним призначенням та сферою застосування [30 – 32]. Класифікація інверторів для використання в складі СЕС, проілюстровано на рис. 1.5.



Рис. 1.5. Класифікація інверторів, що застосовуються в СЕС

Автономні (акумуляторні) інвертори застосовуються в індивідуальних установках з ВДЕ невеликої потужності з акумуляторними батареями. Під'єднання їх до централізованої електричної мережі не передбачається. Для створення КЕС, до складу яких входить СЕС, як правило використовують мережеві сонячні інвертори. Вони мають функцію автоматичної синхронізації параметрів електроенергії (амплітудного значення напруги, частоти та ін.) з аналогічними параметрами електричної мережі. З даною метою можливо застосовувати гібридні (акумуляторно-мережеві) інвертори. Лишень їхня вартість трохи більша порівняно з мережевими інверторами. Тому їх доцільно використовувати у поєднанні із акумуляторними батареями лише у разі підвищених вимог стосовно безперебійності постачання електричної енергії.

Зважаючи на форму вихідного сигналу розрізняють типи інверторів:

інвертори синусоїдного типу, які продукують вихідний сигнал практично синусоїдальної форми, без спотворень кривої;

інвертори з модифікованою синусоїдою, у яких вихідний сигнал за формою близький до меандру.

Вартість інверторів з модифікованою синусоїдою істотно менша порівняно з інверторами синусоїдного типу. Проте, область їх застосування суттєво обмежена. Причиною є притаманний їм суттєвий недолік, а саме значне спотворення синусоїдальності форми кривої вихідної напруги. Присутність у спектрі напруги відчутних рівнів вищих гармонік згубно впливає на переважну більшість споживачів електричної енергії. Особливим такий вплив є на пристрої та установки, до складу яких входить асинхронний електропривод, батареї статичних конденсаторів [25 – 27]. З цієї причини для СЕС, які є складовим елементом КЕС доцільніше використовувати мережеві інвертори, що на виході забезпечують синусоїдність форми вихідної напруги.

Залежно від кількості сонячних батарей у складі СЕС та їх потужності різняться і їхні схеми комутування до електричної мережі. Кожен з варіантів схеми комутування сонячних батарей володіє певними перевагами та недоліками, і визначає застосування певного типу сонячного інвертора.

На рис. 1.6 зображено схеми приєднання сонячних батарей до електричної мережі, які отримали найбільше застосування.

На рис. 1.6 а) зображена схема під'єднання сонячних батарей за допомогою центрального інвертора. При цьому підході усі сонячні батареї, залежно від їх потужності, об'єднуються в масиви за рахунок послідовного з'єднання. Потім кожен з цих масивів підключається до одного інвертора на стороні постійного струму, а вихід інвертора комутується до шин РЕМ. Приєднання у такий спосіб має порівняно малу вартість питомої установленної потужності інверторів СЕС, порівняна простота конструкції та обслуговування. Але такому варіанту схеми відповідає ряд значних недоліків: значні спади напруги та втрати потужності в колі постійного

струму внаслідок значної протяжності з'єднувальних провідників між сонячними панелями та інвертором; різкі коливання продукуючої потужності у випадку затінення частини сонячних панелей; низькі надійність та гнучкість; один МРРТ-трекер для всіх сонячних панелей. Це значно погіршує ефективність використання СЕС, якщо вони включають сонячні батареї декількох типів.

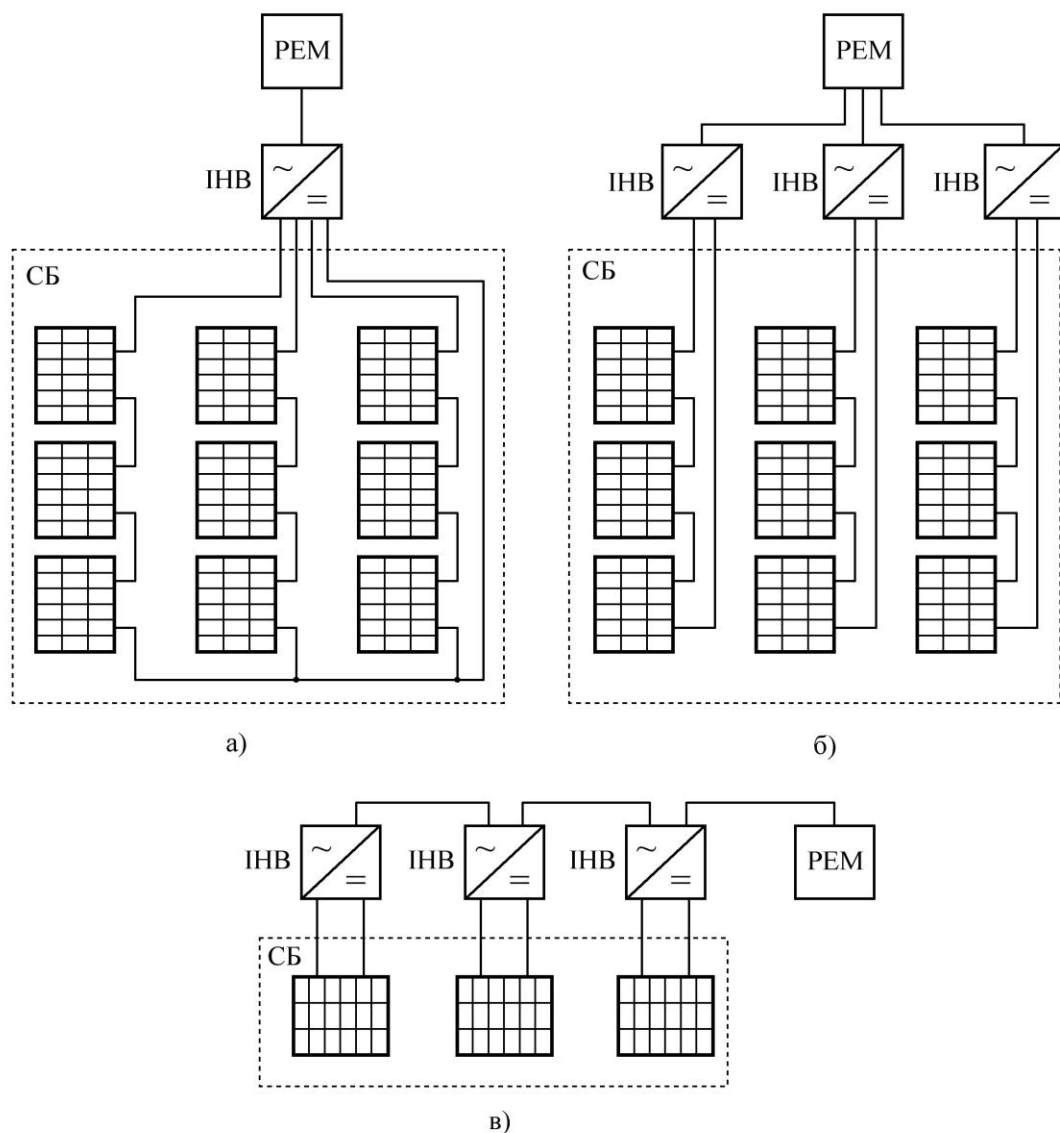


Рис. 1.6. Варіанти схем під'єднання до електричної мережі сонячних інверторів різних типів:

а) з центральним інвертором; б) зі стрінг інверторами; в) з мікроінверторами

Переважної більшості вказаних недоліків схеми з центральним інвертором позбавлені схеми з мікроінверторами, що зображена на рис. 1.6 в. Така схема підключення передбачає наявність індивідуального інвертора для кожної з сонячних батарей. Розташовується він в безпосередній близькості від них. Внаслідок скорочення довжини провідників постійного струму та присутності в кожному інверторі функції MPPT-трекінгу описана схема має найбільшу стійкість при частковому затіненні та максимально ефективно користує потужність кожної з сонячних панелей. Дана схема має надмірно високу вартість питомої встановленої потужності мікроінверторів, якщо порівнювати з інверторами інших типів. Окрім цього, при встановленій потужності СЕС значення у декілька десятків кВт значно утруднюється її обслуговування через велику кількість мікроінверторів, потужність кожного з яких складає 50...500 Вт. Сфера використання схеми з мікроінверторами обмежується СЕС малої потужності. Застосування її в складі КЕС не є доцільним.

На рис. 1.6 б) показана схема підключення сонячних панелей з допомогою стрінг інверторів. Кожен з масивів сонячних батарей підключається до окремого стрінг інвертора. Це дозволяє зменшити величину спадів напруг та втрат потужності в мережі постійного струму, адже зменшена довжини проводів від сонячних батарей до інверторів. Кожен з інверторів облаштований MPPT-трекером, що применшує чутливість СЕС до затінення частини сонячних батарей СЕС. Вартість питомої встановленої потужності стрінг інвертора порівняно з центральним більша. Проте завдяки вказаним перевагам найдоцільніше використовувати при розробці СЕС, що входять до складу комерційних КЕС, саме такий тип інверторів

1.2.2. Аналіз методів і технічних засобів під'єднання ВЕС до електричної мережі. Фізичний принцип дії ВЕС заключається у перетворенні кінетичної енергії потоку повітряних мас в механічну енергію обертання вітрового колеса, яке у свою чергу з'єднане з ротором генератора електричної енергії. Потужність ВЕС визначають виразом [33]:

$$P_{BEC} = \frac{1}{2} \rho_{\text{п}} \pi R^2 u^3 C_p(\lambda) \eta_{\text{м.п.}} \eta_{\text{е.г.}} \quad (1.3)$$

де P_{BEC} – електрична потужність, яка продукується ВЕС;

$\rho_{\text{п}}$ – густина повітря;

R – радіус вітрового колеса;

u – швидкість вітру;

$C_p(\lambda)$ – коефіцієнт потужності вітрового колеса;

$\eta_{\text{м.п.}}$ – ККД механічної передачі;

$\eta_{\text{е.г.}}$ – ККД електрогенератора.

Числове значення коефіцієнта потужності C_p визначається швидкохідності вітроколеса λ , що рівне відношенню лінійної швидкості кінців лопаті до швидкості вітру. У конкретному конструктивному типі вітроколеса є визначена залежність $C_p(\lambda)$. Вона досягає максимуму при деякій оптимальній величині швидкохідності. За цієї умови відбір потужності від потоку повітря буде максимальним [33-38].

Вітрові електростанції можуть бути використані як в складі автономних систем, так при паралельній роботі з електричною мережею в складі КЕС. Але параметри електроенергії (амплітудна величина напруги, частота та ін.) генеровані ВЕС підлягають синхронізації з відповідними параметрами електричної мережі.

Найважливішою умовою ефективного використання ресурсу вітрової енергії є відповідність швидкості вітру і частоти обертання вітрового колеса. Зміна швидкості вітру вимагає відповідно певного діапазону зміни швидкості обертання вала генератора електроенергії. Вказана залежність встановлюється величиною швидкохідності [13]. Швидкохідність обумовлена конструкцією вітроколеса. Інший шлях – це підтримання стабільної частоти обертання ротора генератора електричної енергії, тобто

дуже вузького діапазону її зміни. Але при такому підході значна частина енергії вітру не може бути використана. Це спричинює зниження ефективності таких установок. При цих обставинах визначальним для електрогенератора ВЕС є можливість зміни діапазону швидкості обертання за умови одночасної синхронізації параметрів виробленої електричної енергії з відповідними параметрами електромережі.

Схеми під'єднання ВЕС до електромережі різняться в залежності від типу генератора електричної енергії. На рис. 1.7 показано найбільш поширені схеми приєднання ВЕС до електромережі [37-40].

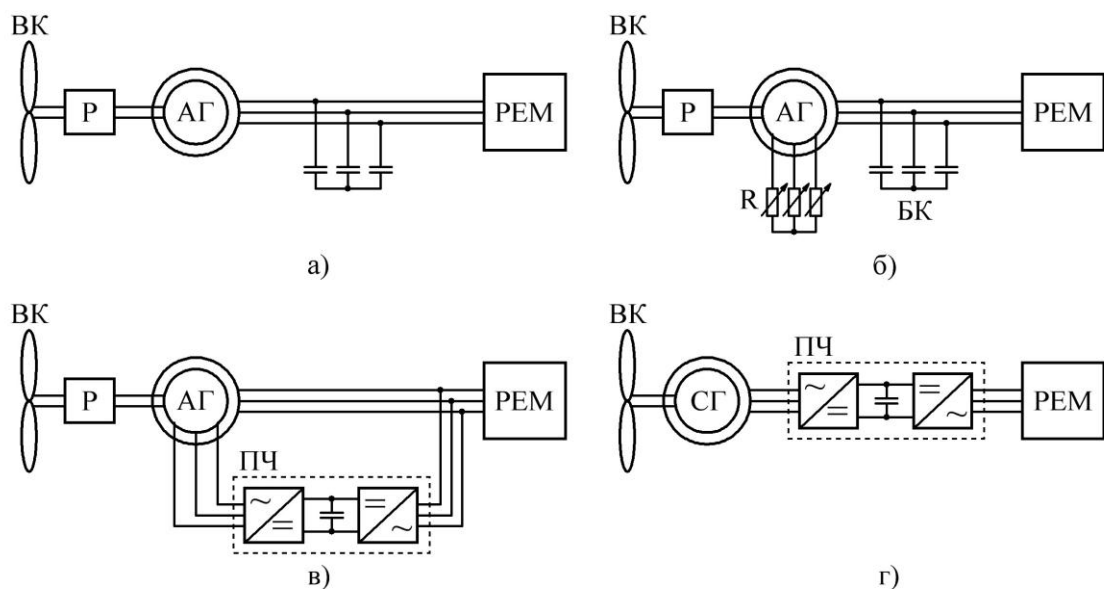


Рис. 1.7. Схеми під'єднання ВЕС до електричної мережі

На рис. 1.7:

ВК – вітрове колесо;

Р – редуктор (мультиплікатор);

БК – батарея статичних конденсаторів;

R – змінні резистори в колі ротора АГ;

ПЧ – преобразувач частоти;

АГ – асинхронний генератор;

СГ – синхронний генератор;

РЕМ – розподільувальна електрична мережа.

На рис. 1.7 а) зображено схему під'єднання ВЕС, до складу якої входить вітрова турбіна та асинхронний генератор з короткозамкнутим ротором, що безпосередньо під'єднаний до електромережі. Діапазон можливої потужності асинхронного генератора, що використовуються для ВЕС, може бути від десятків кВт до кількох МВт. Найбільшими перевагами даної схеми під'єднання є її порівняно низька ціна, простота експлуатації та кращі масо-габаритні характеристики [39].

Але в даних типах установок значно ускладнюється управління параметрами режиму (величиною напруги і частоти). Таке управління необхідне при різкій та значній зміні частоти обертання вітрового колеса під час поривів вітру, а також при сильній зміні величини навантаження [34, 39].

Дещо досконалішим є варіант застосування в ВЕС асинхронного генератора який містить фазний ротор змінного опору. Така схема приведена на (рис. 1.7 б.). Вітрові турбіни означеного типу обладнані системою управління величиною ковзання частоти обертання ротора генератора. Система управління дозволяє короткочасно утримувати потужність генерування в мережу приблизною до їх номінального значення при різкозмінних змінах швидкості обертання вітрового колеса. Це відбувається зміною ковзання частоти обертання ротора генератора підключенням або відключенням резисторів в коло обмотки ротора. Завдячуючи керуванню величиною ковзання, частота обертання валу АГ вказаного виду може мінятися в ширшому діапазоні, ніж у випадку АГ з КЗ ротором [33, 34].

Завдячуючи простоті конструкції і порівняно низькій вартості, ВЕС із АГ прямого приєднання до електричної мережі, отримали істотне розповсюдження, в тому числі і на території України.

Важливим недоліком асинхронного генератора з короткозамкненим ротором виступає високий рівень споживання реактивної потужності, яка витрачається на утворення магнітного поля збудження. Це стає причиною

додаткових втрат потужності в електричній мережі. Висока номінальна обертова швидкість вала асинхронного генератора змушує застосовувати редуктор з високим коефіцієнтом перетворення. Такий захід знижує надійність роботи установки. А у випадку приєднання ВЕС даного типу до електромережі з низькою пропускнуою здатністю, в мережі виникають суттєві коливання напруги при різких поривах вітру за рахунок малої швидкодії систем зміни кута атаки лопатей вітрового колеса [33, 34].

Досконалішим є варіант схеми приєднання ВЕС до електромережі, що приведений на рис. 1.7 в). У вказаній схемі система управління величиною ковзання частоти асинхронного генератора втілена на основі перетворювача частоти, який включається в коло ротора. Статор асинхронного генератора під'єднаний до електромережі напряму.

Схема дає можливість отримати стабільні параметри електричної енергії на виході генератора (рівень напруги і частоту) в широких межах зміни швидкості обертання вітроколеса. Регулювання вихідної потужності залишається ускладненим. Окрім цього вартість такого варіанту ВЕС вища, в порівнянні з описаними раніше варіантами [33, 34].

Застосування ВЕС з АГ у складі КЕС, таким чином, не є доцільним.

Перспективнішим видається застосування синхронних машин для генерування електроенергії у складі ВЕС, що працюють в складі КЕС. Регулювання величини напруги в синхронних генераторах виконується відносно легко за шляхом зміни струму збудження обмотки ротора [40-44]. До того ж, синхронні генератори, на противагу асинхронним, можуть генерувати реактивну енергію в мережу. Це зменшує втрати електроенергії.

Особливістю таких генераторів є те, що вони вимагають жорсткої стабілізації частоти обертання ротора а, значить, і вітрового колекса. Це зменшує ефективність використання енергії вітрового потоку в широкому діапазоні робочих швидкостей. Коли вітер нестабільний і поривчастий значно погіршується стійкість роботи генераторів, які підключені паралельно до електромережі. Тому застосування схеми з прямим підключенням

синхронних генераторів до електромережі не може бути здійснено, перш за все в районах з різким і поривчастим вітром. Із зростанням встановленої потужності СГ погіршуються масо-габаритні характеристики ВЕС в цілому, за рахунок росту маси самого генератора, мультиплікатора, вітроколеса.

Вказаний недолік усувається використанням тихохідних синхронних генераторів. У такої синхронної машини вал з'єднується з вітровим колесом напряду, тому відпадає необхідність застосовувати мультиплікатор. Але, при цьому природньо знижується і частота струму, який був вироблений генератором. Тоді пряма передача електроенергії в електричну мережу неможлива. В схемах, що містять тихохідний синхронний генератор потрібно застосовувати перетворювача частоти з метою узгодження параметрів продукуюваної електроенергії з параметрами мережі [40-44]. Один із варіантів схеми приєднання до електромережі ВЕС на основі тихохідного синхронного генератора показано на рис. 1.7 г).

Позитивом даного підходу є те, що при використанні перетворювача частоти межі потужності, що генерується ВЕС, можливо значно розширити. Негативом даної схеми є те, що потрібно застосовувати перетворювач частоти з номінальною потужністю, яка дорівнює потужності синхронного генератора. Це значно здорожчує ВЕС [40-43].

В комерційних КЕС застосовують ВЕС малої та середньої потужності.

Зважаючи на істотні переваги схеми на основі тихохідного синхронного генератора, найдоцільніше застосовувати при створенні КЕС саме таку схему.

1.2.3. Аналіз методів і технічних засобів під'єднання БГЕ до електричної мережі. Ефективним шляхом утилізації біологічних відходів сільськогосподарського виробництва є продукування з них біогазу. Біогаз – це газ, отриманий шляхом метанового розкладу біомаси дією на неї бактерій різних видів (гідролізних, кислотоутворюючих, метаноутворюючих). Вироблений таким чином біогаз містить 50 – 87 % метану CH_4 , 13 – 50 % вуглекислого газу CO_2 , малі домішки водню H_2 та сірководню H_2S . Опісля

очистки біогазу від CO_2 можемо отримати біометан, повний аналог природного газу, що можна використати як паливо в БГЕ [45, 46].

Виконаний аналітичний огляд засвідчив, що конструкція сучасних БГЕ може істотно відрізнитись залежно від їх функціонального призначення [45-47]. На рис. 1.8. показана класифікація основних типів БГЕ.

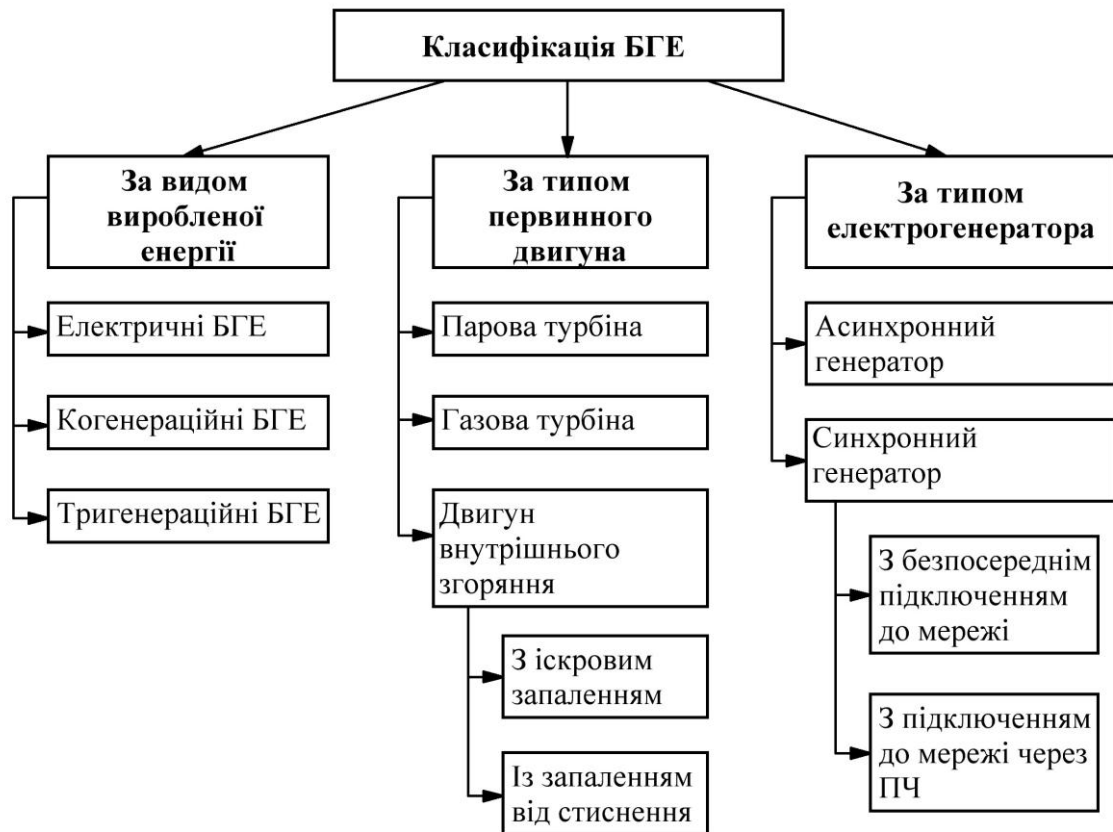


Рис. 1.8. Класифікація біогазових електростанцій

Ефективність процесу виробництва електричної енергії в БГЕ, як і в інших типах теплових електростанцій, не більше 40 %. Це спричинено в першу чергу низьким ККД їх теплового циклу. Відтак БГЕ, що виробляють лише електричну енергію, є малоефективними. Оскільки необхідне використання теплоти в технологічному процесі виробництва біогазу (підігрів біомаси в ферментаторі) досконалішим підходом є примінення когенераційних установок в БГЕ.

Модерна когенераційна установка містить первинний двигун, систему утилізації теплової енергії, електрогенератор, систему контролю та управління. Призначенням таких установок є генерація не лише електричної, а і теплової енергії, отриманої відбором теплоти від первинного двигуна.

Технології когенерування дають можливість підвищити ККД використання біогазу до 90 – 93% [47, 48]. Саме когенераційні установки мають найбільше поширення в якості утилізаторів хімічної енергії біогазу на електричну та теплову енергію в БГЕ.

Переважними типами первинного двигуна, що отримали застосування в когенераційних установках БГЕ – це парова або газова турбіна та двигун внутрішнього згоряння [48]. Два перших типа первинних двигунів використовуються в когенераційних установках промислових БГЕ значної потужності (більше 1 МВт). Застосування їх в БГЕ, що включені до складу комерційних КЕС не є доцільним.

Найбільшого поширення в когенераційних установках БГЕ низької та середньої потужності мають двигуни внутрішнього згоряння [47, 48]. В них проходить перетворення хімічної енергії біогазу на енергію механічного обертання валу двигуна.

Найбільшого розповсюдження набули двигуни внутрішнього згоряння таких типів: з іскровим запалюванням; запалюванням від стиснення. Двигуни першого типу як паливо, окрім біогазу, використовують бензин або природний газ. Двигуни з використанням запалювання від стиснення можуть також працювати на дизельному паливі чи суміші природного газу з домішуванням дизельного палива для запалювання. Вказані особливості різних типів двигунів потрібно враховувати в разі застосування БГЕ як джерела резервного живлення коли об'єми запасу біогазу обмежені.

Головними перевагами використання двигуна внутрішнього згоряння в складі когенераційних установок є їх висока продуктивність, зрівняно висока ефективність роботи у разі малого їх завантаження, низька вартість порівняно з іншими типами двигунів, великий діапазон номінальних

потужностей, можливість автономної роботи, швидкий старт (10 – 20 с), робота при малому тиску газу (менше 1 бар), простота ремонту і обслуговування, можна працювати на кількох видах палива та ін [47, 48].

Але двигуни внутрішнього згоряння мають певні недоліки, основні такі: високий рівень шуму при роботі, велике відношення вага/вихідна потужність, обмежена кількість запусків. Крайній недолік обов'язково потрібно враховувати при побудові систем автоматичного управління БГЕ, що працюють в складі КЕС.

Нехтуючи зазначеними недоліками, саме двигуни внутрішнього згоряння доцільно застосовувати в когенераційних установках БГЕ, які включені в складі КЕС.

Для перетворення механічної енергії обертання валу від первинного двигуна в електроенергію в БГЕ найбільшого поширення отримали асинхронні та синхронні генератори.

Використання асинхронних генераторів в БГЕ зв'язане з рядом складнощів, які подібні до використання такого типу генераторів в ВЕС. А саме – значне споживання реактивної енергії, трудність регулювання режимних параметрів електричної енергії (рівня напруги, частоти) та ін. Використання асинхронних генераторів добре для БГЕ малої потужності.

В сучасних типах когенераційних установок БГЕ малої та середньої потужності як електрогенератор найбільшого розповсюдження отримали синхронні машини [47, 48]. Позитивами застосування системи «двигун внутрішнього згоряння – синхронний генератор» в складі БГЕ, що входять до складу КЕС, виступає можливість синхронізації параметрів виробленої електричної енергії з параметрами мережі, а також їх здібність регулювання величини генерування електроенергії в широких межах. В цих системах стабілізація частоти напруги на виході здійснюється шляхом стабілізації оберткової частоти вала двигуна внутрішнього згоряння, а стабілізація величини напруги – за рахунок зміни струму в обмотці збудження

синхронного генератора [49, 50]. При цьому є допустимим безпосереднє приєднання синхронного генератора паралельно до мережі.

Як зазначено в роботі [48] аналіз характеристики навантаження двигуна внутрішнього згоряння засвідчує, що питома витрата палива найменша при частковому завантаженні двигуна. В режимі роботи ДВЗ що характеризується постійністю частоти обертання валу при змінному навантаженні, розхід палива не буде оптимальним. Від того знижується ефективність роботи БГЕ в цілому.

З метою підвищення ефективності роботи ДВЗ в режимі зміни навантаження необхідно проводити регулювання частоти обертання вала. В результаті цього змінюватиметься і частота вихідної напруги СГ. Для вирішення вказаної проблеми потрібно застосовувати приєднання СГ когенераційної установки до електромережі через перетворювач частоти. Схема підключення синхронного генератора до мережі показана на рис. 1.9.

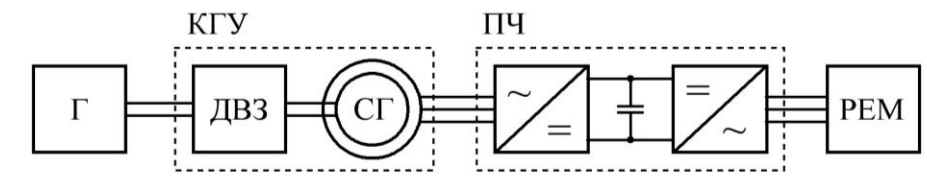


Рис. 1.9. Схема підключення синхронного генератора когенераційної установки БГЕ до електромережі через перетворювач частоти

На рис. 1.9:

РЕМ – розподільна електрична мережа;

ПЧ – перетворювач частоти;

Г – газгольдер;

ДВЗ – двигун внутрішнього згоряння;

СГ – синхронний генератор;

КГУ – когенераційна установка.

В такого виду системах частота напруги на виході СГ застабілізується з допомогою перетворювача частоти. Зміна рівня генерування електричної енергії БГЕ в мережу відбувається зміною подачі біогазу в ДВЗ з допомогою дросель-клапана. Позитивом такої схеми приєднання БГЕ до електромережі є її зрівняно висока ефективність, та можливість регулювання генерування електроенергії, що важливо для БГЕ в складі КЕС.

Проведене аналізування методів і технічних засобів під'єднання установок генерування електроенергії з ВДЕ до електромережі показав, що для умов комерційної КЕС, що включає СЕС, ВЕС БГЕ доцільно використовувати напівпровідникові перетворювачі (інвертори, перетворювачі частоти). Вказаний підхід дозволяє виконувати гнучке автоматичне регулювання параметрами генерованої електроенергії, включно і рівнем генерування в досить широких діапазонах, тим самим впливаючи на значення вихідної напруги в місці приєднання установок з ВДЕ до РЕМ.

Світова промисловість виробляє широкий спектр напівпровідникових перетворювачів, які містяться в установках з ВДЕ. Залежно від їх призначення та вимог до таких пристроїв, у них можуть бути реалізовані різні алгоритми автоматичного управління. Тому, для реалізації поставленої в роботі мети, потрібно провести аналіз методів і технічних засобів автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС для виявлення їх недоліків.

1.3 Огляд методів та технічних засобів автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС

Як вказувалося вище, для умов географічного знаходження України в складі комерційних КЕС доцільно використовувати СЕС, ВЕС, БГЕ. САУ такої КЕС можливо умовно поділити на два рівні (рис. 1.10):

1. САУ I рівня (локальні САУ) – це такі системи, що виконують автоматичне управління генеруванням активної енергії кожної з установок з ВДЕ окремо для забезпечення найбільшої ефективності їх роботи в залежності від дії зовнішніх збурювань (зміна освітленості сонячних батарей СЕС, швидкості вітру, тиску біогазу в резервуарі БГЕ тощо). Локальні САУ підчиняється центральній САУ режимом роботи КЕС.

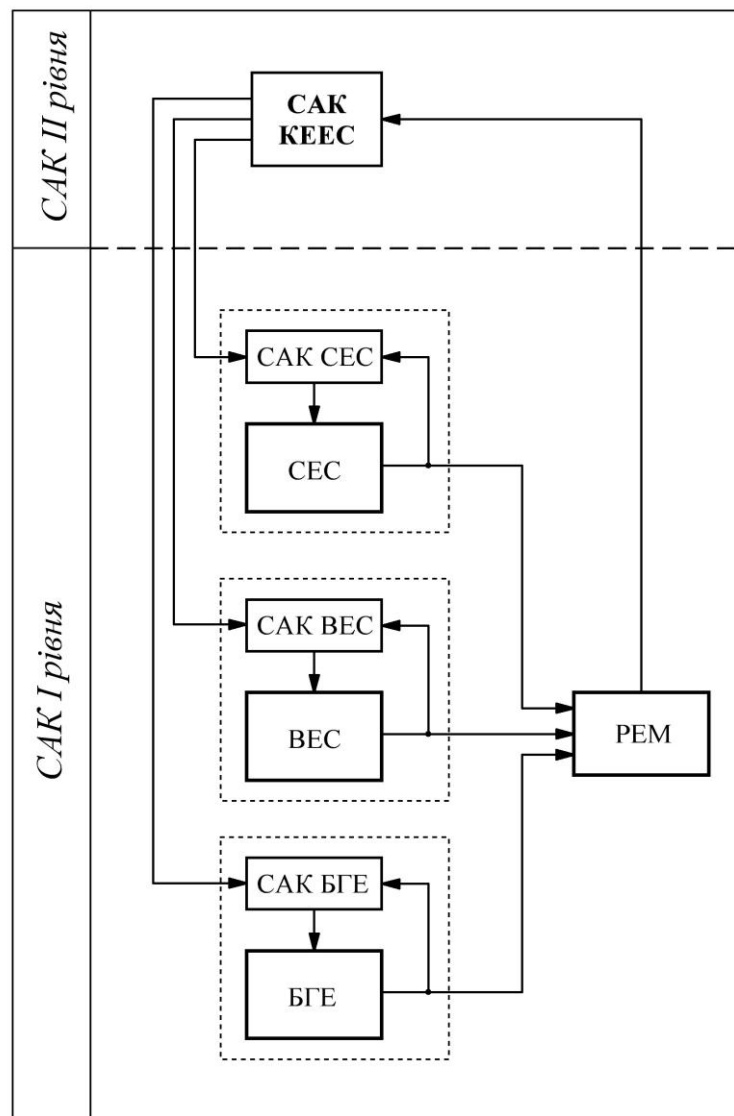


Рис. 1.10. Загальна структурна схема дворівневої САУ роботою КЕС

2. САУ II рівня (центральна САУ) виконує автоматичне управління параметрами режиму КЕС загалом, шляхом здійснення керуючих впливів на локальні САУ для кожної установки з ВДЕ.

Керувальні впливи центральної САУ будуть визначатися залежно від значень параметрів режиму в РЕМ (величина напруги, частота мережі, потужність електронавантаження та ін.) і передаються до локальних САУ установок з ВДЕ, чим забезпечують необхідні величини параметрів режиму КЕС залежно від цілей управління.

Теперішня промисловість виготовляє широкий асортимент установок з ВДЕ, в САУ яких застосовані різноманітні алгоритми управління залежно від типу ВДЕ, призначення установки тощо. Тому, необхідно виконати аналітичний огляд сучасних методів та технічних засобів автоматичного управління генеруванням активної електроенергії для кожного із вказаних типів ВДЕ для виявлення їх недоліків.

1.3.1. Огляд існуючих методів та технічних засобів автоматизації управління генеруванням активної електроенергії СЕС. Як зазначалось вище, одним із основних елементів СЕС, які включені до складу КЕС, є мережевий інвертор – це пристрій, призначений для перетворення енергії постійного струму, що виробляється сонячними панелями в енергію змінного струму промислової частоти. Упрощена принципова схема, на якій побудовано конструкції більшості інверторів СЕС, показана на рис. 1.11.

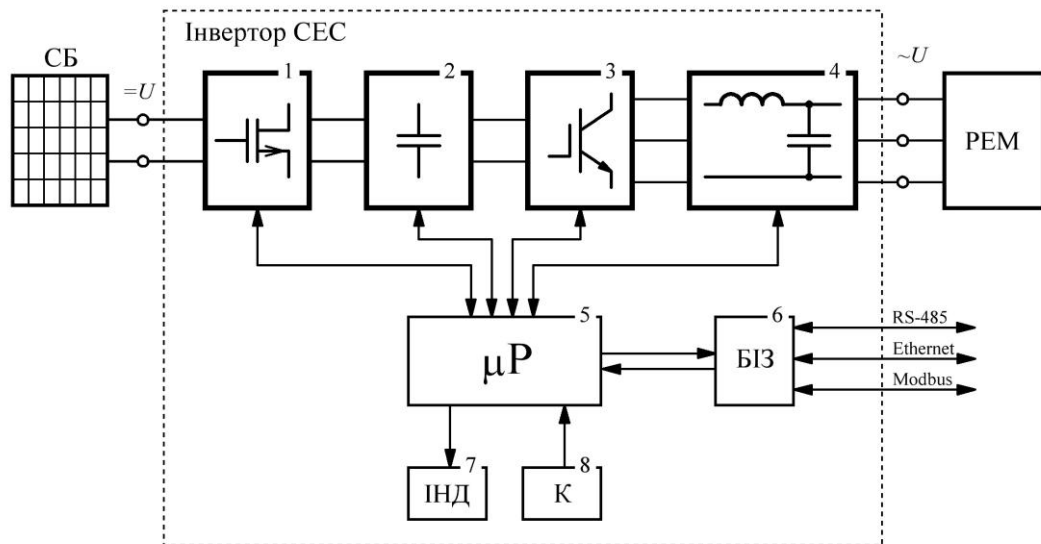


Рис. 1.11. Упрощена принципова схема інвертора СЕС

На рис. 1.11:

1 – керований перетворювач постійного струму (DC/DC перетворювач), з допомогою нього здійснюється функція MPPT-трекінгу;

2 – блок статичних конденсаторів, призначений для зменшення величини рівня пульсацій напруги на виході з блоку 1;

3 – керований перетворювач енергії постійного струму в змінний;

4 – мережевий фільтр для зниження величини рівнів спотворення синусоїдальної форми кривої напруги на виході з блоку 3;

5 – пристрій мікропроцесорний, що забезпечує реалізацію алгоритму роботи САУ інвертора;

6 – блок зовнішніх інтерфейсів, необхідний для зв'язку інвертора СЕС із зовнішніми приладами (включаючи центральну САУ режимом и КЕС);

7 – індикаторний блок;

8 – клавіатура.

СБ – сонячна батарея;

РЕМ – розподільна електрична мережа;

Принцип роботи сонячного мережевого інвертора заключається в наступному. Постійний струм, генерований сонячною батареєю, поступає до

керованого перетворювача постійного струму 1, в ньому, відбувається його перетворення відповідно із обраним алгоритмом знаходження точки максимальної потужності (MPPT). За допомогою даного блоку відбувається обмеження величини генерування електричної енергії, у разі надходження такого сигналу управління від блоку мікропроцесора 5. Для втілення даної функції частіше застосовується метод широтно-імпульсної модуляції (ШІМ). Постійний струм з виходу керованого випрямляча 1 перетворюється в струм імпульсний (типу меандр). При цьому вихідна потужність змінюється пропорційно до значення шпаруватості сигналу. В блоці статичних конденсаторів 2, що слугує як фільтр нижніх частот, здійснюється перетворення імпульсного струму (пульсуючого) з виходу перетворювача 1 на постійний струм, що поступає до керованого перетворювача постійного струму на змінний 3. З метою отримання на виході змінного струму, що має промислову частоту, в керованому перетворювачі 3 використовується ШІМ синусоїдного сигналу. Мережевий фільтр низьких частот 4 призначений для зниження величини спотворень синусоїдальної форми кривої струму і напруги на виході з інвертора. Блок мікропроцесора 5 назначений для технічної реалізації САУ роботою інвертора СЕС. Іще в даному блоці втілені алгоритм MPPT-трекінгу, алгоритм праці ШІМ тощо. В більшості сучасних мережевих інверторів СЕС існує можливість обміну даними між зовнішніми пристроями по стандартним інтерфейсам (RS-485, Ethernet та ін.) використанням стандартних протоколів комунікації (наприклад Modbus) (блок 6). Це дозволяє виконувати функції дистанційного управління та вимірювання режимних параметрів СЕС, що істотно спрощує інтеграцію мережевого інвертора СЕС до центральної САУ режимом роботи КЕС.

Виконаний в роботі аналіз методів та технічних засобів автоматизації управління режимом роботи СЕС [51-70] засвідчив, що в більшості сучасних інверторів СЕС використовуються САУ, які залежно від характеру зворотного зв'язку можуть умовно бути поділені на 3 групи:

- САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком по напрузі виходу;

- САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком по частоті та напрузі;
- САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком рівню генерування електричної енергії, частоті та напрузі виходу.

На рис. 1.12 показано структурну схему САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком по напрузі виходу.

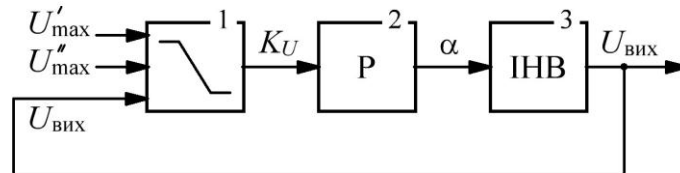


Рис. 1.12. Структурна схема САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком по напрузі виходу

На рис. 1.12:

$U'_{\max}$ – величина вихідної напруги, при перевищенні якого здійснюється обмеження рівня генерування потужності;

$U''_{\max}$ – величина вихідної напруги, при якому значення генерування потужності в електричну мережу рівне нулю.

$U_{\text{вих}}$ – напруга змінного струму на виході з інвертора (у місці приєднання СЕС до електричної мережі);

K_U – рівень обмеження генерування електричної енергії в залежності від значення вихідної напруги інвертора;

α – величина скважності для алгоритму ШІМ керованого перетворювача постійного струму;

1 – блок підсилення з насиченням, з допомогою якого задається характеристика обмеження величини вихідної потужності в функції напруги;

2 – блок перетворення величини обмеження рівня вихідної потужності в значення скважності сигналу;

3 – інвертор СЕС.

Робота даної САУ відбувається так. Після вимірювання значення напруги на виході інвертора $U_{\text{вих}}$ поступає до блоку підсилення 1. У разі перевищення напруги граничного значення U'_{max} здійснюється обмеження рівня вихідної потужності. Залежність величини рівня генерування електропотужності від значення вихідної напруги інвертора СЕС, що закладається в блоці 1, показано на рис. 1.13 у вигляді графіка.

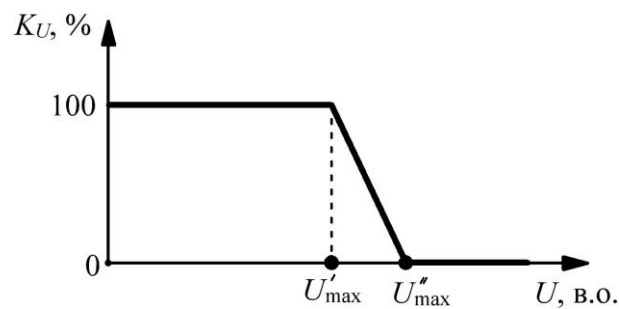


Рис. 1.13. Залежність величини генерування електропотужності від значення вихідної напруги інвертора

Величина рівня обмеження генерування електропотужності K_U з виходу блоку 1 поступає на вхід блоку 2, де проходить перетворення значення обмеження рівня вихідної потужності K_U у величину скважності сигналу α .

Описаний алгоритм роботи САУ генеруванням СЕС спрямований на недопущення аварійних ситуацій, що трапляються при понаднормових величинах усталеного відхилення вихідної напруги інвертора.

У разі надлишку генерування активної потужності в електромережі спостерігається зміна величини частоти напруги мережі у бік її зростання. Таке відбувається в тому числі і у разі наявності великої кількості потужних установок з ВДЕ. Із-за цього в таких РЕМ слід передбачити обмеження рівня генерування електроенергії в залежності від величини частоти вихідної

напруги інвертора СЕС. На рис. 1.14 показано структурну схему такої САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком по частоті та напрузі виходу.

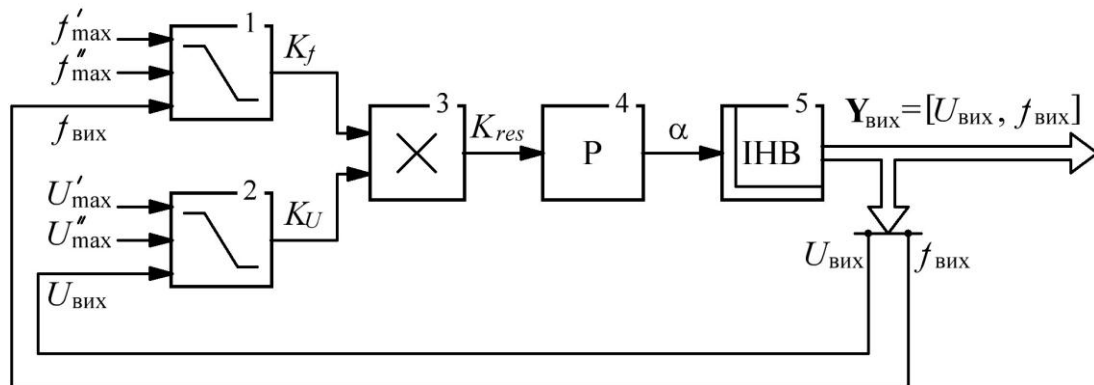


Рис. 1.14. Структурна схема САУ генеруванням СЕС зі зворотним зв'язком по частоті та напрузі виходу

На рис. 1.14:

$f'_{\max}$ – величина частоти вихідної напруги, при перевищенні якого здійснюється обмеження рівня генерування потужності;

$f''_{\max}$ – величина частоти вихідної напруги, при якому значення генерування потужності в електромережу рівний нулю.

$f_{\text{вих}}$ – величина частоти напруги змінного струму на виході з інвертора (у місці приєднання СЕС до електромережі);

K_f – рівень обмеження генерування електропотужності в залежності від величини частоти вихідної напруги інвертора;

$K_{\text{res}} = K_U K_f$ – результуюче значення величини обмеження генерування електропотужності в залежності від величини вихідної напруги та частоти;

α – величина шпаруватості для алгоритму ШІМ керованого перетворювача постійного струму;

1 – блок підсилення з насиченням, з допомогою якого встановлюється характеристика обмеження рівня вихідної потужності в функції частоти;

2 – блок підсилення з насиченням, з допомогою якого встановлюється характеристика обмеження величини вихідної потужності в функції напруги;

3 – блок визначення результуючої величини рівня K_{res} обмеження генерування електропотужності в залежності від величини вихідної напруги та частоти;

4 – блок перетворення величини обмеження рівня вихідної потужності на величину скважності сигналу;

5 – інвертор СЕС.

Залежність величини рівня генерування електропотужності від значення частоти напруги виходу інвертора СЕС, що встановлюється в блоці 2, показано на рис. 1.15 у вигляді графіка.

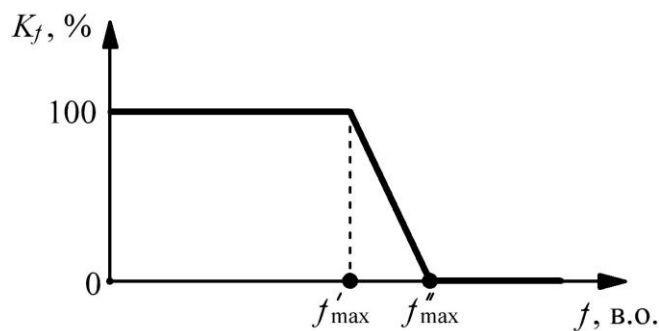


Рис. 1.15. Залежність величини генерування електричної потужності від значення частоти напруги виходу інвертора

Спільним недоліком вищеописаних САУ генеруванням СЕС, що істотно ускладнює їх примінення в КЕС, є неможливість безпосереднього управління генеруванням активної потужності в мережу.

Цей недолік відсутній в САУ зі зворотним зв'язком по рівню генерування електричної потужності, частоті та напрузі виходу. Структурна схема такої САУ показана на рис 1.16.

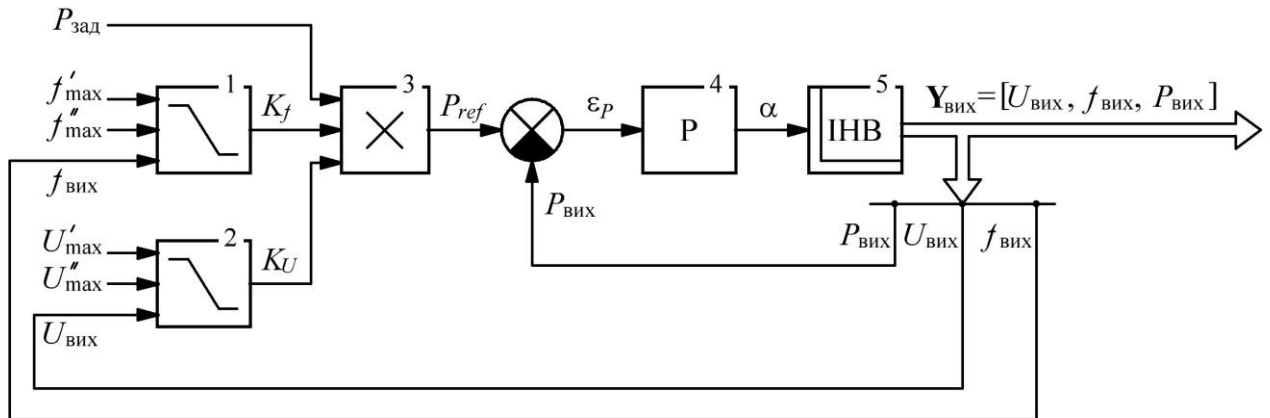


Рис. 1.16. Структурна схема САУ генеруванням СЕС із зворотним зв'язком по рівню генерування електричної потужності, частоті та напрузі виходу

На рис. 1.16:

$P_{\text{зад}}$ – бажана величина генерування електричної потужності в мережу;

P_{ref} – величина генерування електропотужності в мережу з урахуванням обмежень по напрузі та частоті;

$\varepsilon_P = P_{\text{ref}} - P_{\text{вих}}$ – значення розузгодження між P_{ref} та $P_{\text{зад}}$;

$P_{\text{вих}}$ – потужність, що виробляється в електричну мережу від СЕС.

Зауваживши на переваги САУ із зворотним зв'язком по рівню генерування електричної потужності P , частоті f та напрузі виходу $U_{\text{вих}}$, саме їх найкраще використовувати в інверторах СЕС, що включені до КЕС.

1.3.2. Огляд існуючих методів та технічних засобів автоматизації управління генеруванням активної потужності ВЕС. Як відмічалося вище, при розробленні КЕС, до складу якої входить ВЕС, доцільніше за все застосовувати схему підключення синхронного генератора ВЕС, яка дає можливість перетворення частоти вихідної напруги. Така схема містить в собі керований випрямляч та інвертор. Керований випрямляч виконує функції регулювання параметрів електричного генератора ВЕС, захисту його від перенапруг та слугує для перетворення змінного струму на постійний.

Спрощена схема керованого випрямляча ВЕС показана на рис. 1.17.

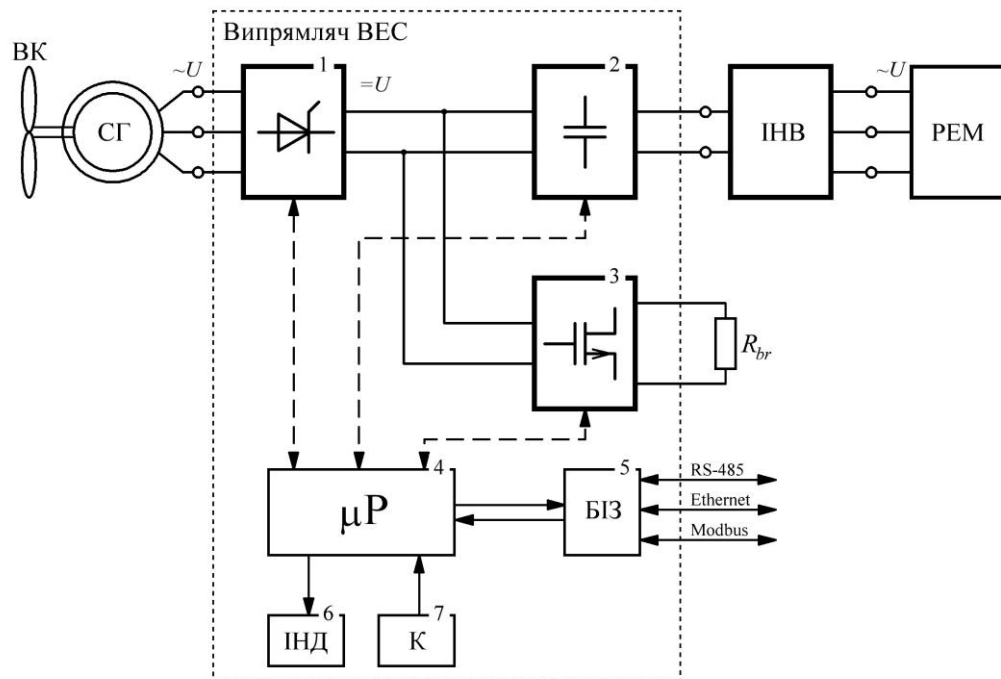


Рис. 1.17. Спрощена схема керованого випрямляча ВЕС

На рис. 1.17:

ВК – вітрове колесо ВЕС;

СГ – синхронний генератор ВЕС;

ІНВ – мережевий інвертор;

РЕМ – розподільна електрична мережа;

R_{br} – баластний резистор ВЕС, що під'єднується паралельно до навантаження (інвертору ВЕС);

1 – перетворювальний блок змінного струму в постійний;

2 – фільтр нижніх частот, необхідний для зменшення значень пульсацій напруги на виході з блоку 1;

3 – блок керованих напівпровідникових ключів (IGBT транзисторів);

4 – мікропроцесорний пристрій, в ньому реалізована САУ випрямляча;

5 – блок зовнішніх інтерфейсів;

6 – блок індикації;

7 – клавіатура.

В залежності від покладеного в основу роботи САУ генеруванням активної потужності ВЕС алгоритму баластний навантажувальний резистор R_{br} може виконувати такі функції:

- обмеження (регулювання) потужності, що виробляється ВЕС в мережу (через ланцюг інвертора);
- захисту інвертора ВЕС від перенапруги по стороні постійної напруги.

Аналіз сучасних САУ керованого випрямляча ВЕС засвідчив, що їх умовно можна розділити на дві групи [52-57]:

- САУ генеруванням активної електроенергії ВЕС із зворотним зв'язком за напругою постійного струму;
- САУ генеруванням активної електроенергії ВЕС із зворотним зв'язком за напругою постійного струму та рівнем генерування електропотужності.

Структурна схема САУ виробництва активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком за напругою постійного струму показана на рис. 1.18.

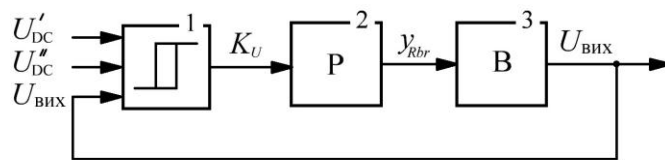


Рис. 1.18. Структурна схема САУ виробництва активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком за напругою постійного струму

На рис. 1.18:

1 – пороговий блок з зоною нечутливості;

U'_{DC} – верхній рівень зони нечутливості порогового блоку 1;

U''_{DC} – нижній рівень зони нечутливості порогового блоку 1;

2 – блок перетворення значення обмеження величини вихідної потужності K_U на сигнал управління керованого випрямляча В;

3 – керований випрямляч ВЕС.

САУ виробництва активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком за напругою постійного струму працює так. Виміряна величина вихідної напруги випрямляча U_{DC} поступає до порогового блоку 1. В зазначеному блоці проходить порівняння виміряного значення U_{DC} із величиною U'_{DC} та U''_{DC} , в результаті якого виробляється вихідний сигнал K_U . Залежно від значення K_U блок перетворення 2 виробляє команду на ввімкнення або вимкнення баластного резистора R_{br} , тим самим обмежує величину вихідної напруги U_{DC} .

Описана САУ здійснює функцію захисту інвертора ВЕС від перенапруг. Недоліком описаної САУ генеруванням електричної потужності ВЕС є неможливість безпосереднього управління рівнем генерування електричної енергії в мережу. Це ускладнює їх застосування в КЕС.

На рис. 1.19 показана структурна схема САУ генеруванням активної енергії ВЕС із зворотним зв'язком по величині генерування електричної потужності та напрузі постійного струму.

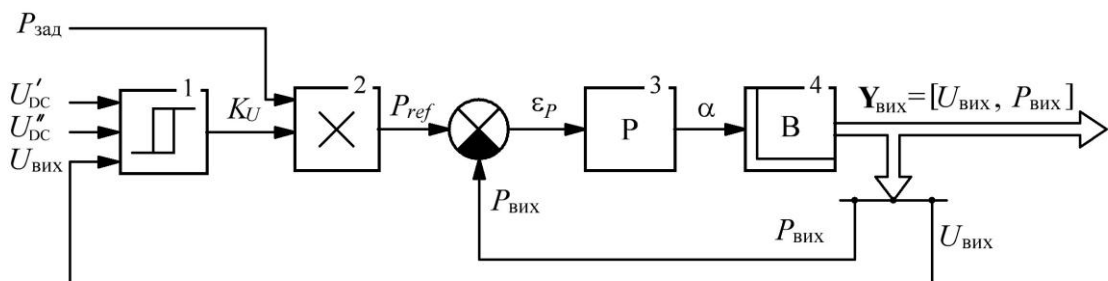


Рис. 1.19. Структурна схема САУ генеруванням активної енергії ВЕС із зворотним зв'язком по величині генерування електричної потужності та напрузі постійного струму

Контур регулювання потужності в приведеній САУ реалізується аналогічно схемі управління генеруванням активної потужності СЕС, що показана на рис. 1.16. До того ж можливе плавна зміна вихідної потужності шляхом широтно-імпульсної модуляції струму баластного резистора R_{br} за

допомогою блоку керованих напівпровідникових ключів (елемент 3 на рис. 1.17).

Тому саме таку САУ із зворотним зв'язком по величині генерування електричної потужності та напрузі постійного струму найбільш доцільно використовувати в керованих випрямлячах ВЕС, включених до складу КЕС.

1.3.3. Огляд існуючих методів та технічних засобів автоматизації управління генеруванням активної потужності БГЕ. Проведений аналіз методів автоматизації управління генеруванням активної потужності БГЕ показав, що переважно сучасні КГУ, які включаються до складу БГЕ, оснащені САУ. Останні дозволяють безпосередньо виконувати регулювання рівня потужності генерування шляхом зміни витрати біогазу в ДВЗ [67-70]. Структурна схема самої поширеної САУ генерування активної потужності БГЕ зі зворотним зв'язком по величині генерування електричної потужності зображена на рис. 1.20

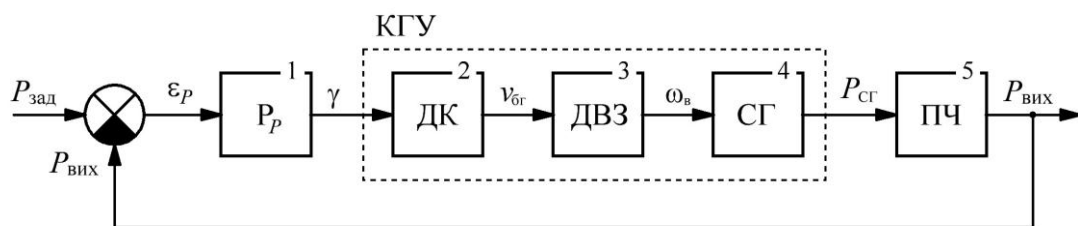


Рис. 1.20. Структурна схема САУ генерування активної потужності БГЕ зі зворотним зв'язком по величині генерування електричної потужності

На рис. 1.20:

КГУ – когенераційна установка;

ДК – дросель-клапан, з допомогою якого змінюється подача біогазу;

ДВЗ – двигун внутрішнього згоряння;

ПЧ – перетворювач частоти;

СГ – синхронний генератор;

P_p – регулятор величини генерування електричної потужності БГЕ;

$P_{\text{зад}}$ – задана величина генерування електричної потужності БГЕ;

$P_{\text{вих}}$ – дійсна величина генерування електричної потужності БГЕ;

$\varepsilon_P = P_{\text{зад}} - P_{\text{вих}}$ – розузгодження між $P_{\text{зад}}$ та $P_{\text{вих}}$;

γ – кут повороту регулятора дросель-клапана;

$v_{\text{бг}}$ – питома значення витрати біогазу;

$\omega_{\text{в}}$ – кутова швидкість обертання вала СГ;

$P_{\text{СГ}}$ – електрична потужність СГ.

САУ, структурна схема якої показана на рис. 1.20, працює так. Виміряна величина вихідної потужності $P_{\text{вих}}$, що виробляється БГЕ, порівнюється із заданою величиною потужності генерування $P_{\text{зад}}$. У разі наявності розузгодження ε_P його величина надходить на вхід регулятора P_P рівня генерування електропотужності БГЕ. Регулятор, згідно реалізованому закону управління (наприклад пропорційно-інтегрально-диференційного закону), вираховує значення кута повороту γ заслінки дросель-клапана ДК. Після зміни кута повороту заслінки відповідно змінюється питома витрата біогазу $v_{\text{бг}}$. Внаслідок змінюється кутова швидкість обертання валу СГ, з'єднаного з валом ДВЗ. Це спричинює зміни величини виробництва потужності синхронним генератором, яка, поступаючи на вхід перетворювача частоти ПЧ (який призначений для синхронізації частоти та величини напруги між СГ та електромережею), передається до мережі.

Відзначимо, що за наявності кількох КГУ в складі БГЕ кількорівневе управління величиною потужності генерування можливо проводити вимиканням деяких з них. САУ такої БГЕ для підтримання найбільш ефективного її використання має брати до уваги номінальну потужність кожної з КГУ. Дану функцію частіше за все виконує центральна САУ режимом генерування КЕС.

1.3.4. Аналітичний огляд сучасних методів та технічних засобів централізованого автоматичного управління режимом роботи КЕС. Як було показано вище, САУ роботою КЕС є дворівнева, і включає САУ локального рівня та централізовану САУ генеруванням КЕС.

На рис. 1.21 зображено функціональну схему централізованої КЕС.

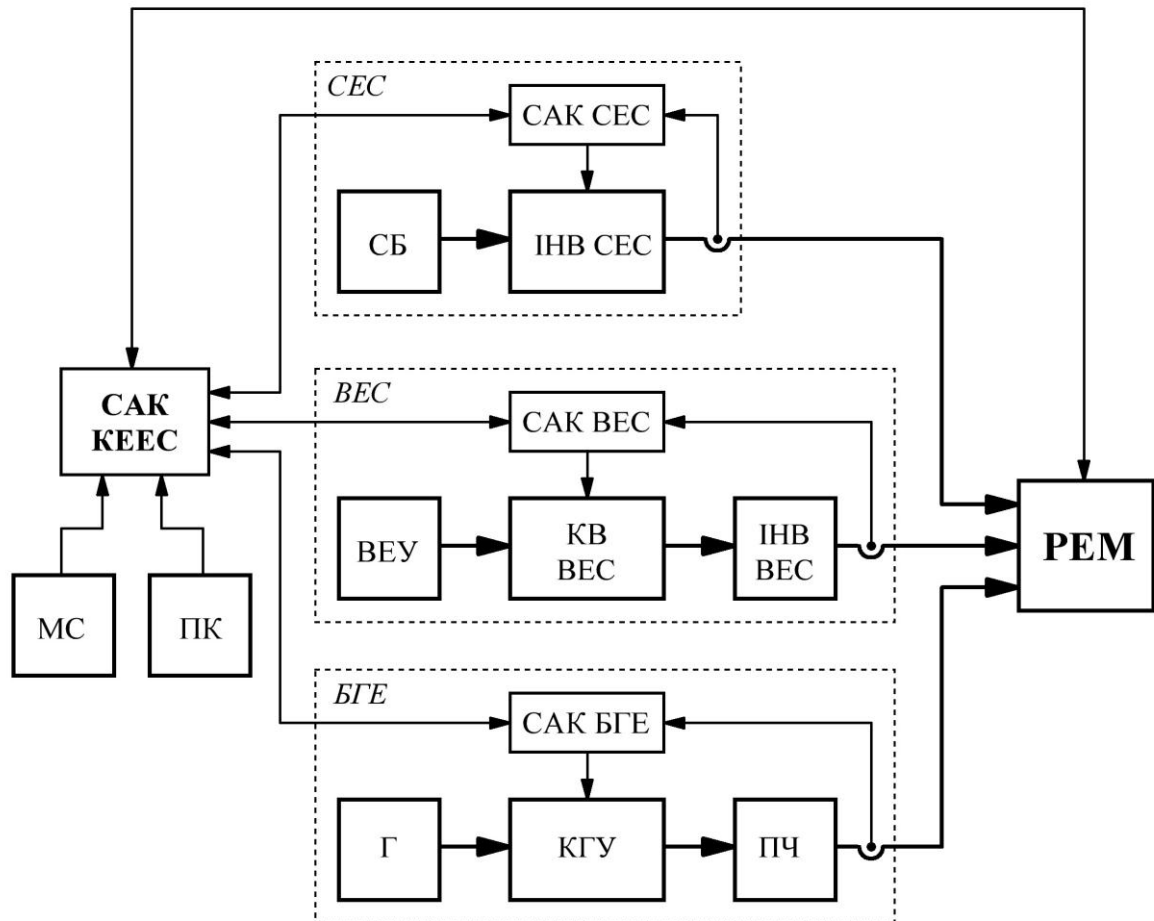


Рис. 1.21. Функціональна схема централізованої САУ КЕС

На рис. 1.21:

СЕС – сонячна електростанція;

СБ – сонячні фотобатареї;

ІНВ СЕС – інвертор сонячної електростанції;

САУ СЕС – локальна система автоматичного управління режимом генерування сонячної електростанції;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ВЕУ – вітрова електроустановка;

КВ ВЕС – керований випрямляч вітрової електростанції;

ІНВ ВЕС – інвертор вітрової електростанції;

САУ ВЕС – локальна система автоматичного управління режимом генерування вітрової електростанції;

БГЕ – біогазова електрична станція;

Г – газгольдер;

КГУ – когенераційна установка;

ПЧ – перетворювач частоти;

САУ БГЕ – локальна система автоматичного управління режимом роботи біогазової електростанції;

РЕМ – районна електрична мережа;

САУ КЕС – система автоматичного управління режимом роботи комбінованої електроенергетичної системи;

МС – метеостанція;

ПК – персональний комп'ютер для конфігурації параметрів.

Як можна бачити з рис. 1.21, на входи централізованої САУ КЕС подається інформація від локальних САУ установок з ВДЕ, дані про поточні параметри режиму РЕМ та ін. Дивлячись на значення даних параметрів централізована САУ КЕС відповідно до заданого алгоритму передає управляючі сигнали локальним САУ, тим самим впливає на режим роботи РЕМ в цілому.

Важливим фактором ефективного використання енергії ВДЕ є достовірна інформація про їх максимальний поточний рівень генерування електричної енергії.

Завдання визначення максимального порогу генерування потужності БГЕ полягає у визначенні наявної об'єму біогазу в газгольдері за даними від датчика тиску біогазу.

Складнішою бачиться оцінка можливої максимальної потужності для СЕС та ВЕС. На продукування електричної енергії на СЕС та ВЕС впливають інтенсивність сонячного випромінювання та швидкість вітру. Для оцінки правильності роботи електростанцій здійснюється контроль та фіксація поточних метеоданих. На основі останніх відбувається контроль роботи електростанцій, прогнозування виробітку електричної енергії, управління.

Проведення вимірювання метеорологічних даних, що використовуються під час розрахунку потужності СЕС та ВЕС, зручно виконувати з допомогою метеостанцій, що надають дані про температуру і тиск повітря, напрямок і швидкість вітрового потоку, інтенсивність випромінювання сонця тощо. Дані вимірювання від метеостанції надходять до централізованої САУ генеруванням КЕС. В останній визначається рівні максимальних вихідних електричних потужностей СЕС та ВЕС.

Аналіз сучасних САУ генеруванням КЕС з ВДЕ засвідчив [51-70], що в більшості з них враховується вплив величини генерування електричної енергії на параметри якості електроенергії в місці приєднання. Для уникнення понаднормових величин відхилень напруги, таке обмеження виробництва електричної потужності в мережу проводиться за рахунок встановлення фіксованої величини максимально допустимого рівня напруги. Зазвичай таке обмеження становить на рівні нормально допустимої величини +5 %, що, в свою чергу, забезпечує величину інтегральної ймовірності потрапляння в нормально допустимий діапазон відхилення напруги біля 1.

Але, такий підхід веде до неповного використання наявної потужності генерування ВДЕ, і відтак до зменшення прибутку від виробництва електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом.

Перспективнішим видається підхід до розробки САУ генеруванням КЕС, при якому значення обмеження потужності генерування установками з

ВДЕ обраховується в режимі реального часу з урахуванням поточного значення збитків внаслідок понаднормових значень відхилення напруги [8, 9, 72, 80, 81]. Тому виникає необхідність у проведенні подальших наукових пошуків у питанні автоматизації управління генеруванням активної енергії ВДЕ в КЕС.

1.4 Постановка вирішення задачі автоматизації управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС

Для розв'язку задачі автоматизації управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС потрібно дослідити наступні питання:

1. Обрати метод розв'язку задачі автоматизації управління генеруванням активної потужності самими розповсюдженими установками з ВДЕ в КЕС.
2. Створити структурну схему САУ генерування активної електроенергії ВДЕ в КЕС та алгоритм визначення вектору управління.
3. Розробити комп'ютерну імітаційну модель САУ вироблення активної потужності ВДЕ в КЕС.
4. Проаналізувати ефекту від розв'язування задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС.
5. Виконати техніко-економічну оцінку ефективності застосування розробленої в роботі САУ.

Висновки до розділу

1. Проведений аналіз використання ВДЕ на території України засвідчив найбільшу доцільність застосування сонячної, вітрової енергії та енергії біогазу. Спільне використання означених ВДЕ в складі КЕС для

комерційного використання надає можливість зменшити негативний вплив від нерівномірності потоків первинних енергоресурсів ВДЕ.

2. Розгляд особливостей використання установок з ВДЕ, що включені до складу КЕС, засвідчив, що в режимі виробництва електричної потужності вони чинять шкідливий вплив на якість електроенергії в РЕМ, а саме призводять до понаднормового зростання рівня усталеного відхилення напруги в місці приєднання електроспоживачів.

3. Аналіз сучасних методів та технічних засобів під'єднання установок з ВДЕ до електромережі, а також засобів їх автоматизації показав, що одним із найбільш поширених підходів до розв'язку проблеми понаднормового підвищення величини усталеного відхилення напруги в режимі генерування КЕС є накладення обмежень на рівень генерування електричної енергії в мережу за допомогою напівпровідникових приладів (керованих випрямлячів ВЕС, інверторів СЕС,).

4. Аналіз сучасних САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС показав, що переважно обмеження генерування електричної енергії в мережу відбувається шляхом встановлення фіксованого максимального допустимого рівня напруги. Значним недоліком такого підходу виступає те, що він призводить до неповного відбору наявної потужності генерування ВДЕ і до зменшення прибутку від генерування електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ГЕНЕРУВАННЯМ АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ В КОМБІНОВАНІЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

Комбінована електроенергетична система з ВДЕ містить ряд джерел електричної енергії, які підключені на сумісну роботу. Режим роботи такої системи буде визначатися поточною потребою в електроенергії та здатністю джерел постачати енергію [71-72]. Здійснюючи управління генеруванням окремих джерел відновлюваної енергії, які включені до складу КЕС, можливо управляти режимом її роботи, здійснюючи вплив як на загальну вартість спожитої електроенергії так і на показники якості електроенергії.

Для можливості здійснення такого автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС, за якого б підтримувалася максимальна економічність режимів постачання енергії і одночасно досягалося зниження величини усталеного відхилення напруги в РЕМ слід вирішити завдання:

- поставити задачу автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС;
- вибрати та обґрунтувати метод розв’язання задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС;
- розв’язати задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС.

Розв’язанню зазначених завдань присвячений даний розділ.

2.1 Постановка задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС

Вище було зазначено, що шляхом підвищення ефективності роботи КЕС з ВДЕ, зокрема зростання величини генерування потужності від ВДЕ при незначному погіршенні якості електроенергії є удосконалення їх САУ.

На рис. 2.1 показана типова схема РЕМ, до якої під'єднані установки з ВДЕ, що застосовуються в АПК.

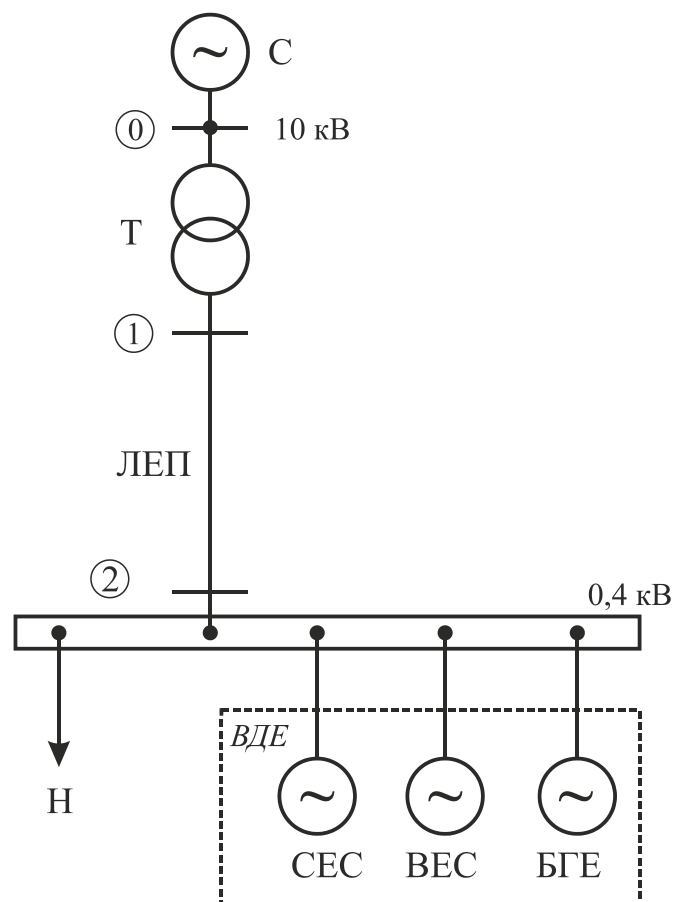


Рис. 2.1. Типова схема РЕМ з ВДЕ для АПК

На рис. 2.1:

С – районна електромережа;

Т – трансформатор з номінальною напругою 10/0,4 кВ;

ЛЕП – кабельна або повітряна лінія електропередачі;

Н – електронавантаження електричних споживачів;

СЕС – сонячна електрична станція;

ВЕС – вітрова електрична станція;

БГЕ – біогазова електрична станція.

У вузлі (0) під'єднання знижувального трансформатора Т до районної електромережі підтримується відносно стабільна напруга $U_0 \approx U_{\text{ном}}$ при умові забезпечення достатньої пропускної можливості елементів електричних мереж та використання зустрічного регулювання напруги в РЕМ.

У точках (1) та (2), за умови відсутності автоматичного управління напругою (окрім випадку наявності керованих джерел реактивної енергії на шинах споживачів) добовий режим напруги повністю визначатиметься режимом потужності у точці (2).

В залежності від миттєвого співвідношення між потужностями споживачів електроенергії $P_{\text{сп}}$ та потужністю генерування відновлюваними джерелами $P_{\text{ген}} = P_{\text{СЕС}} + P_{\text{ВЕС}} + P_{\text{БГЕ}}$ виділяють два режими роботи:

1. *Режим споживання електроенергії від електричної мережі.* При умові перевищення потужності навантаження над потужністю генерування ВДЕ ($P_{\text{сп}} > P_{\text{ген}}$) від точки 1 до точки 2 відбувається перетікання потужності – $(P_{\text{ген}} - P_{\text{сп}}) < 0$. Це режим роботи, на який розраховувалися РЕМ. В цьому режимі понаднормові величини усталеного відхилення напруги в місці підключення електроспоживачів до РЕМ (точка 2) обумовлюються лише величиною напруги мережі живлення (точки 0, 1).

2. *Режим генерування електроенергії в електричну мережу.* При умові, перевищення потужності генерування установками з ВДЕ потужності споживачів електричної енергії ($P_{\text{ген}} > P_{\text{сп}}$), відбувається зворотний потік потужності в мережу від точки 2 до точки 1 ($P_{\text{ген}} - P_{\text{сп}}) > 0$. У такому разі завищені значення усталеного відхилення напруги будуть спричинятись не лише величиною напруги живлячої мережі (точки 0, 1), а й генеруванням активної потужності від ВДЕ в мережу (точка 2 на рис. 2.1). Із зростанням

генерованої потужності $P_{\text{ген}}$ установок з ВДЕ у РЕМ (від т. 2 до т. 1) зросте і відхилення напруги в точці підключення електроспоживачів.

З метою одночасного забезпечення зменшення рівня усталеного відхилення напруги на шинах електроспоживачів та найбільш ефективного використання наявної потужності ВДЕ слід здійснювати автоматичне управління рівнем генерування активної електроенергії кожної з установок з ВДЕ. Для врахування означеного впливу задачу управління установками генерування електричної енергії, що включають ВДЕ, доцільно розглядати у якості задачі багатокритеріальної оптимізації [72, 76]. Постановка завдання виглядає:

$$\begin{cases} Q_1(P_{\text{ген}}) = -\Pi(P_{\text{ген}}) \rightarrow \min; \\ Q_2(P_{\text{ген}}) = \Delta U(P_{\text{ген}}) \rightarrow \min; \\ P_{\text{ген}} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases}, \quad (2.1)$$

де Q_1, Q_2 – критерії оптимізації;

$[P_{\min} \dots P_{\max}]$ – область допустимих значень $P_{\text{ген}}$;

$P_{\text{ген}}$ – потужність, яка виробляється установками ВДЕ в електромережу;

$\Pi(P_{\text{ген}})$ – прибуток від генерування потужності установками з ВДЕ по ставці «зеленого» тарифу:

$$\Pi(P_{\text{ген}}) = c_0^{\text{ВДЕ}} P_{\text{ген}}, \quad (2.2)$$

де $c_0^{\text{ВДЕ}}$ – усереднене зважене по потужності генерування пристроями з ВДЕ значення ставки «зеленого» тарифу:

$$c_0^{\text{ВДЕ}} = \frac{c_0^{\text{СЕС}} P_{\text{ген}}^{\text{СЕС}} + c_0^{\text{ВЕС}} P_{\text{ген}}^{\text{ВЕС}} + c_0^{\text{БГЕ}} P_{\text{ген}}^{\text{БГЕ}}}{P_{\text{ген}}^{\text{СЕС}} + P_{\text{ген}}^{\text{ВЕС}} + P_{\text{ген}}^{\text{БГЕ}}}, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{ген}}^{\text{СЕС}}$, $P_{\text{ген}}^{\text{ВЕС}}$, $P_{\text{ген}}^{\text{БГЕ}}$ – потужність генерування СЕС, ВЕС, БГЕ.

$c_0^{\text{СЕС}}$, $c_0^{\text{ВЕС}}$, $c_0^{\text{БГЕ}}$ – ставки «зеленого» тарифу для електричної енергії, що виробляється СЕС, ВЕС та БГЕ відповідно;

$3_{\Delta U}(P_{\text{ген}})$ – економічні втрати від понаднормових величин усталеного відхилення напруги на зажимах електроспоживачів:

$$3_{\Delta U}(P_{\text{ген}}) = a_1 [\Delta U(P_{\text{ген}}) + a_2]^2 \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{н max}}}, \quad (2.4)$$

де $\Delta U(P_{\text{ген}})$ – величина усталеного відхилення напруги на зажимах електроспоживачів;

a_1 , a_2 – сталі коефіцієнти, що залежать від якісного складу електроспоживачів;

$S_{\text{н}}$ – повна потужність навантаження;

$S_{\text{н max}}$ – максимальна величина повної потужності навантаження.

На рис. 2.2 показана структурна схема САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС, що заснована на розв’язках задачі управління (2.1).

На рис. 2.2:

КЕС – комбінована електроенергетична система;

ОК – об’єкт управління;

Р – регулятор, що розраховує вектор управління базуючись на розв’язках задачі управління (2.1);

В – вимірювач характеристик первинних енергетичних потоків;

ВимS – блок вимірювача потужності навантаження споживачів;

ВимU – блок вимірювача напруги на шинах споживачів;

ВимI – вимірювач струму в живлячій лінії;

G – інтенсивність випромінювання сонця, кВт/м²;

u – швидкість вітрового потоку, м/с;

$p_{\text{г}}$ – тиск біогазу в газгольдері, кПа;

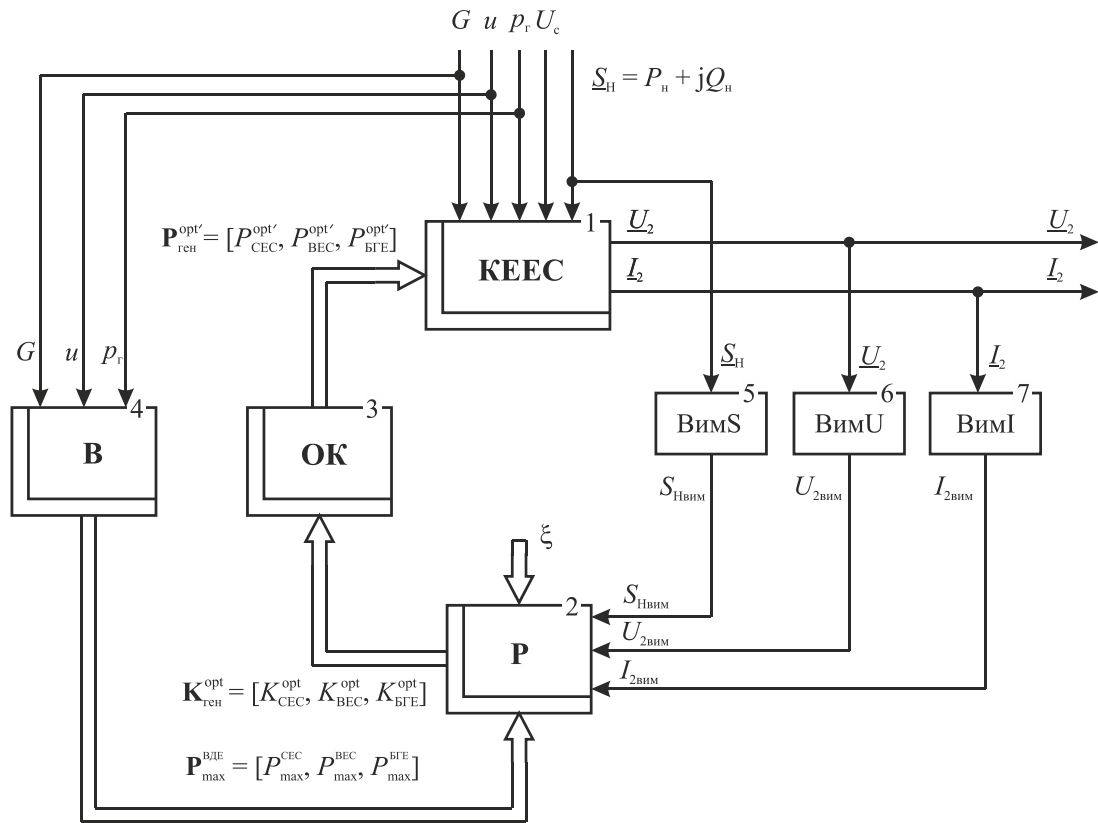


Рис 2.2. Структурна схема САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС

$\underline{U}_c$ – комплекс напруги в місці під'єднання до РЕМ (т. 0 на рис. 2.1);

$\underline{U}_2$ – комплекс напруги в місці підключення споживачів до шин (т. 2 на рис. 2.1);

$\underline{I}_2$ – комплекс струму в електропередавальній лінії;

$\underline{S}_H = P_H + jQ_H$ – комплекс потужності навантаження;

P_H – активна потужність навантаження споживачів;

Q_H – реактивна потужність навантаження споживачів;

$U_{2\text{вим}}$ – виміряне значення напруги U_2 ;

$S_{H\text{вим}}$ – виміряна повна потужність навантаження споживачів S_H ;

$\underline{P}_{\text{макс}}^{\text{ВДЕ}} = [P_{\text{макс}}^{\text{СЕС}}, P_{\text{макс}}^{\text{ВЕС}}, P_{\text{макс}}^{\text{БГЕ}}]$ – вектор максимальної потужності ВДЕ;

$P_{\text{макс}}^{\text{СЕС}}, P_{\text{макс}}^{\text{ВЕС}}, P_{\text{макс}}^{\text{БГЕ}}$ – максимальні потужності СЕС, ВЕС, БГЕ;

$P_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, P_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, P_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}$ – визначені регулятором оптимальні потужності;

$K_{\text{ген}}^{\text{opt}} = [K_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}]$ – вектор оптимального управління;

$K_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}$ – складові вектора оптимального управління для установок СЕС, ВЕС, БГЕ відповідно, визначені регулятором Р за формулами

$$K_{\text{СЕС}}^{\text{opt}} = P_{\text{СЕС}}^{\text{opt}} / P_{\text{max}}^{\text{СЕС}}, K_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}} = P_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}} / P_{\text{max}}^{\text{ВЕС}}, K_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}} = P_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}} / P_{\text{max}}^{\text{БГЕ}};$$

$P_{\text{ген}}^{\text{opt}} = [P_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, P_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, P_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}]$ – вектор потужності ВДЕ;

$P_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, P_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, P_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}$ – потужності СЕС, ВЕС, БГЕ, що задаються виконавчим пристроєм;

ξ – вектор задаючих параметрів.

Для досягнення зазначеної мети дослідження сформульовано таке загальне завдання: за відомими параметрами електричної мережі, а також за вимірними величинами потужності навантаження, напруги на зажимах електроспоживачів, струму в лінії живлення розробити такий алгоритм роботи регулятора, який в режимі онлайн знаходив такі значення генерування активної електроенергії від ВДЕ, за яких відхилення напруги та рівень прибутку від продажу електроенергії в мережу були оптимальними.

Для розв'язання даного завдання необхідно провести обґрунтування методу розв'язування задачі управління (2.1).

2.2 Вибір методу розв'язку задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС

Проведений аналіз сучасних методів рішення задач багатокритеріальної оптимізації [76-80] вигляду (2.1) засвідчив, що найпоширенішими є такі методи.

1. *Метод головного критерію* заключається в тому, що в якості функції цілі обирається один із критеріїв, а інші приймаються як обмеження. Приймавши в якості головного критерію прибуток від генерування

потужності ВДЕ у енергетичну систему з урахуванням «зеленого» тарифу $\Pi(P_{\text{ген}})$, завдання (2.1) можна записати так:

$$\begin{cases} Q_1 = -\Pi(P_{\text{ген}}) \rightarrow \min; \\ Q_2 = \Delta U(P_{\text{ген}}) \leq \Delta U_{\max}; \\ P_{\text{ген}} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases} \quad (2.5)$$

де $\Delta U_{\max}$ – верхній рівень обмеження критерія $\Delta U(P_{\text{ген}})$;

Недоліком даного методу є складність вибору головного критерію із загальної множини критеріїв, так як критерії оптимізації зазвичай знаходяться у протиріччі.

2. *Метод лінійного згортання* варто застосовувати у випадку, якщо відомо важливість кожного з критеріїв. Зміст даного методу рішення задач багатокритеріальної оптимізації заключається в лінійному об'єднанні всіх критеріїв введенням вагових коефіцієнтів. За цим методом рішення задачі (2.1) має вигляд:

$$\begin{cases} F_1(P_{\text{ген}}) = \sum_i^m e_i Q_i(P_{\text{ген}}) \rightarrow \min; \\ P_{\text{ген}} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases} \quad (2.6)$$

де $F_1(P_{\text{ген}})$ – функція цілі,

e_i – коефіцієнт ваги для i -ї критеріальної функції, враховуючий її важливість.

Мінусом даного методу є складність визначення числових величин коефіцієнтів ваги для досягнення бажаного співвідношення критеріїв у місці оптимуму. Часто є зовелика чутливість розв'язку відносно коефіцієнтів ваги.

3. *Мінімаксні (максимінні) методи* добрі на пошуку компромісного розв'язку. Для завдання (2.1) вираз для визначення рішення згідно мінімаксного методу виглядатиме:

$$\begin{cases} F_2(P_{\text{ген}}) = \max_{i=1, \dots, m} Q_i(P_{\text{ген}}) \rightarrow \min; \\ P_{\text{ген}} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases} \quad (2.7)$$

де $F_2(P_{\text{ген}})$ – функція цілі.

Мінусом даного методу є неможливість отримати в точці оптимуму бажаного співвідношення між критеріями оптимізації $Q_i(P_{\text{ген}})$.

4. *Адаптивний метод* ґрунтується на використанні оцінок експертів. Суть методу полягає в наступному. Знаходять парето-оптимальну множину рішень задачі багатокритеріальної оптимізації. Експерту надається деяка точка $P_{\text{ген}j}$ на парето-оптимальній множині рішень, і зазначаються числові значення всіх критеріїв $Q_i(P_{\text{ген}})$ в ній. Потім експерт вирішує, по якому із критеріїв здійснювати мінімізацію в конкретних умовах. В отриманій точці $P_{\text{ген}j+1}$ визначаються числові величини всіх критеріїв $Q_i(P_{\text{ген}})$, і повторно надаються експерту і так повторно, доки експерт не зупиниться на розв'язку $P_{\text{ген}}^*$, який на його думку є оптимальним.

Даний метод використовують переважно для вирішення проектних задач. Для реалізації даного методу розв'язку варто залучати експерта. Його неможливо застосовувати у випадку швидкодіючих систем управління.

5. *Метод наближення до утопічної точки* у просторі критеріїв надає подолати невизначеність обґрунтування важливості критеріїв $Q_i(P_{\text{ген}})$.

Під поняттям утопічна точка варто розуміти точку $Q_{\text{ут}} = (Q_{1\min}, Q_{2\min})$, координати якої є оптимальні величини кожного з критеріїв $Q_i(P_{\text{ген}})$.

Розв'язання завдання багатокритеріальної оптимізації по методу наближення до утопічної точки виконується за два кроки:

Етап 1. Після визначення оптимального значення кожного з критеріїв визначаються координати утопічної точки $Q_{yt} = (Q_{1min}, Q_{2min})$ у просторі критеріїв оптимізації $Q \subset \mathbb{R}^2$.

Етап 2. Розв'язком серії задач мінімізації відстані ρ від утопічної точки до парето-оптимальної множини рішень у просторі критеріїв оптимізації визначаються координати рішення задачі багатокритеріальної оптимізації $P_{ген}^{opt}$ у просторі управління $P^{opt} \subset \mathbb{R}^3$.

Вираз для знаходження відстані ρ для довільної метрики виглядає:

$$\rho_{L^p} = \left(\sum_{i=1}^m |Q_i(P_{ген}) - Q_{yti}|^p \right)^{\frac{1}{p}} \quad (2.8)$$

Для випадку евклідової відстані $p = 2$, а знаходження кінцевого рішення задачі багатокритеріальної оптимізації (2.1) виглядатиме:

$$\begin{cases} F_3(P_{ген}) = \sqrt{\frac{(Q_1(P_{ген}) - Q_{yt1})^2}{\zeta_1} + \frac{(Q_2(P_{ген}) - Q_{yt2})^2}{\zeta_2}} \rightarrow \min; \\ P_{ген} \in [P_{min} \dots P_{max}] \end{cases} \quad (2.9)$$

де ζ_1 та ζ_2 – коефіцієнти ваги, які враховують важливість критеріїв.

Для випадку чебишевської відстані $p \rightarrow \infty$, а знаходження кінцевого рішення задачі багатокритеріальної оптимізації (2.1) виглядатиме:

$$\begin{cases} F_4(P_{ген}) = \max \left\{ \frac{Q_1(P_{ген}) - Q_{yt1}}{\zeta_1}, \frac{Q_2(P_{ген}) - Q_{yt2}}{\zeta_2} \right\} \rightarrow \min; \\ P_{ген} \in [P_{min} \dots P_{max}] \end{cases} \quad (2.10)$$

Геометрична інтерпретація рішення задачі багатокритеріальної оптимізації (2.1) по методу наближення до утопічної точки у випадку мінімізації відстані евкліда та чебишева показана на рис. (рис. 2.3).

На рис. 2.3:

$Q_{1\min}, Q_{2\min}$ – мінімальні значення критеріїв Q_1, Q_2 ;

$\rho_{evk}, \rho_{p \rightarrow \infty}$ – мінімальні відстані евкліда та чебишева від утопічної точки до парето-оптимальної множини рішень;

$Q_{evk}^{opt}, Q_{p \rightarrow \infty}^{opt}$ – кінцеві рішення задачі багатокритеріальної оптимізації при випадку мінімізації евклідової та чебишевської відстаней;

γ – кут між оссю абсцис і відрізком $Q_{yt} Q_{p \rightarrow \infty}^{opt}$ (мінімальна чебишевська відстань від утопічної точки до парето-оптимальної множини розв'язків).

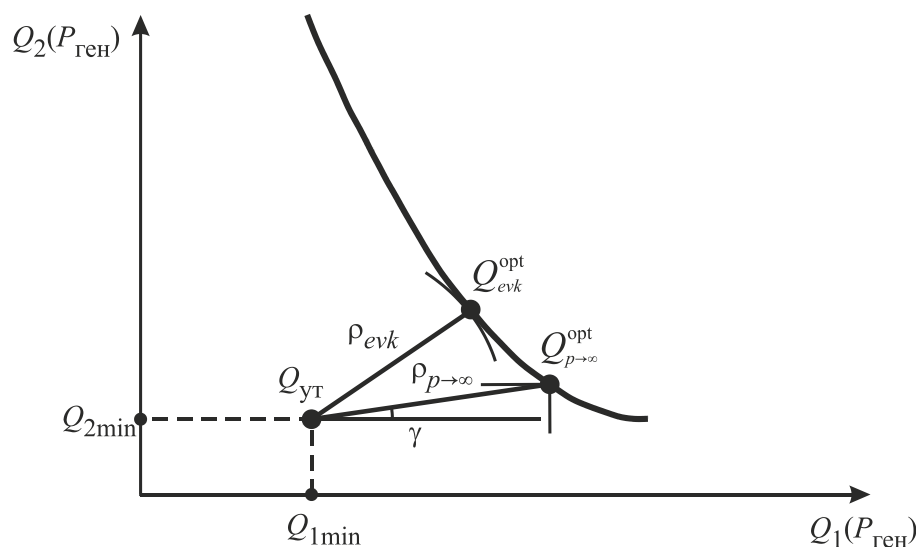


Рис. 2.3. Геометрична інтерпретація рішення задачі багатокритеріальної оптимізації по методу наближення до утопічної точки

З рис. 2.3 видно, що для випадку мінімізації чебишевської відстані знайти бажане співвідношення критеріїв у точці оптимуму простіше, ніж для випадку евклідової відстані. Пояснити це можна тим, що для мінімізації

чебишевської відстані жадане співвідношення критеріїв у точці оптимуму визначається значеннями коефіцієнтів ζ_1 та ζ_2 :

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{\zeta_2}{\zeta_1} \quad (2.11)$$

Застосування саме такого підходу до рішення задачі багатокритеріальної оптимізації (2.1) є найдоцільніше.

2.3 Знаходження рішення задачі автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС

Як було показано вище, розв'язок задачі (2.1) по методу наближення до утопічної точки в просторі критеріїв із використанням чебишевської відстані (2.10) полягає у вирішенні серії задач скалярної оптимізації.

Існує значний перелік методів скалярної оптимізації функції багатьох змінних. Вони поділяються на методи, що знаходять рішення в аналітичному вигляді та методи чисельні.

Перші методи використовують лише для задач невисокої складності. Оскільки в більшості випадків, навіть якщо вдається відшукати аналітичний розв'язок такої задачі, він буде досить громіздким і не зручним для практичного застосування.

Для розв'язання більшості практичних завдань скалярної оптимізації функції багатьох змінних застосовують чисельні методи (метод Ньютона, Нелдера-Міда тощо). Вибір методу оптимізації обумовлений ступенем складності задачі та її специфічними особливостями.

З узагальненої структурної схеми САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС (рис. 2.2) видно, що в якості виконавчих пристроїв, які виконують керуючі впливи, являються інвертор СЕС, керований випрямляч ВЕС, пристосування зміни положення дросель-клапана подавання

палива в складі БГЕ). Точність регулювання генерування потужності складає близько 1 %. Тому, для розв'язування задачі (2.1) відсутня необхідність застосовувати методів скалярної оптимізації, який би гарантував високий ступінь точності. Зважаючи на малу розмірність завдання управління (2.1) (два критерії оптимізації, один вплив управління) її рішення найдоцільніше шукати в дискретному виді, використавши методом повного перебору.

Для знаходження координат утопічної точки Q_{1min} , Q_{2min} та мінімальних віддалей від утопічної точки до парето-оптимальної множини рішень використовується метод повного перебору. Він є одним із методів розв'язку математичних задач. Метод повного перебору включає ряд різноманітних методів, а постановка завдання передбачає аналіз скінченної кількості станів системи. Аналіз ставить за мету пошук істинності логічного твердження, яке досягається шляхом аналізу кожного стану.

Трудність і тривалість розв'язування задачі цим методом залежить від кількості можливих рішень задачі. Якщо простір $[P_{min} \dots P_{max}]$, на якому знаходиться розв'язок, значний, то його пошук може бути тривалим. У випадку апаратної реалізації цього методу в швидкодіючій САУ та значній дискретизації простору пошуку $[P_{min} \dots P_{max}]$ це створює затримку в часі прийняття керуючого діяння.

Для зменшення часу пошуку координат утопічної точки стосовно методу повного перебору використовуються методи комбінаторної оптимізації. Зміст комбінаторної оптимізації заключається в пошуку оптимального елемента в скінченній множині елементів і зводиться до визначення ефективного розподілу обчислювальних ресурсів для пошуку оптимального розв'язку. Комбінаторна оптимізація заключає в себе задачі оптимізації, в яких множина припустимих рішень дискретна або може бути приведена до дискретної множини. Задачі комбінаторної оптимізації можна розглядувати як відшукування найкращого елемента в певній дискретній множині. Для цього можуть бути використані любі алгоритми пошуку або метаевристичні алгоритми.

При такому підході, вирішення задачі управління (2.1) полягає [71] в наступному:

1. Відбувається дискретизація області допустимих величин потужності $[P_{\min} \dots P_{\max}]$ з кроком $\Delta P_{\text{ген}}$.
2. Для любого із значень $P_{\text{ген}i}$ розраховуються величини критеріїв Q_1 , Q_2 . В результаті отримуємо скінченну множину значень:

$$D = \{d_1[Q_1(P_{\text{ген}1}), Q_2(P_{\text{ген}1})], \dots, d_i[Q_1(P_{\text{ген}i}), Q_2(P_{\text{ген}i})]\} \quad (2.12)$$

3. Методом повного перебору визначають координати утопічної точки $Q_{\text{ут}} = (Q_{1\min}, Q_{2\min})$ (мінімальні, максимальні величини елементів множини D).
4. Визначаються відстані l між елементами множини парето-оптимальних рішень D та променем m , який виходить з утопічної точки $Q_{\text{ут}}$ під кутом γ . Для цього потрібно скористатись формулою:

$$l_i = \left[\left(\frac{Q_{1i} + \frac{\zeta_2}{\zeta_1} Q_{2i} - \frac{\zeta_2}{\zeta_1} Q_{2\min}}{\left(\frac{\zeta_2}{\zeta_1} \right)^2 + 1} - Q_{1i} \right)^2 + \left(\frac{\zeta_2}{\zeta_1} \frac{Q_{1i} + \frac{\zeta_2}{\zeta_1} Q_{2i} - \frac{\zeta_2}{\zeta_1} Q_{2\min}}{\left(\frac{\zeta_2}{\zeta_1} \right)^2 + 1} + Q_{2\min} - Q_{2i} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.13)$$

В результаті маємо скінченну множину таких відстаней $L = \{l_1 \dots l_i\}$

5. По методу повного перебору визначається мінімальний елемент $l_{\min}$ множини L . Кінцевим рішенням задачі (2.1) буде елемент $d_{l_{\min}}$ множини D , який відповідає мініальному елементу $l_{\min}$ множини L .

Інтерпретація алгоритму пошуку рішення задачі (2.1) показано рис. 2.4.

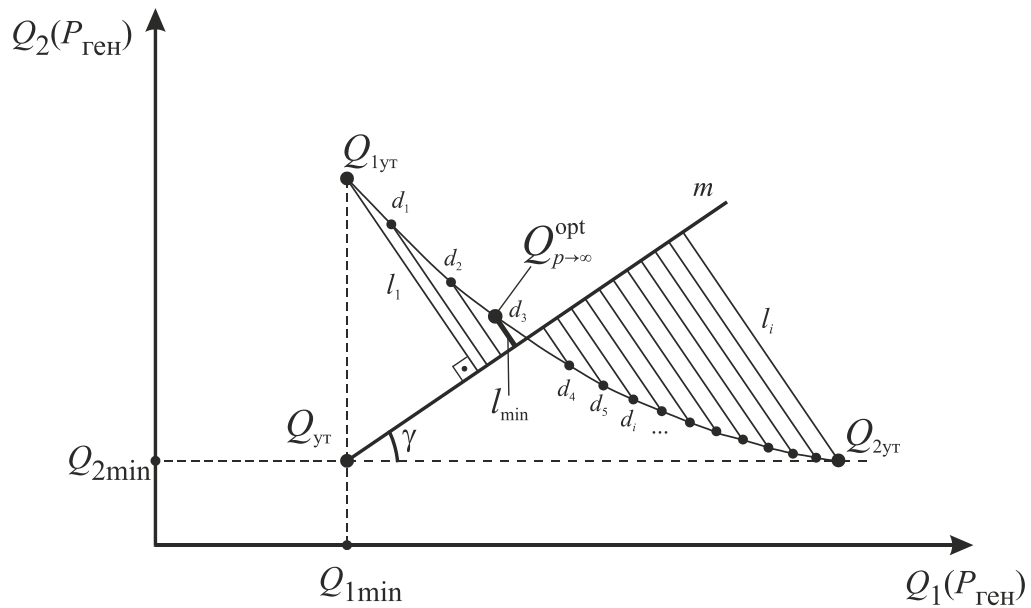


Рис. 2.4. Геометрична інтерпретація рішення задачі для випадку дискретної зміни керуючого діяння

На рис. 2.4:

$Q_{1ут}$, $Q_{2ут}$ – координати утопічної точки $Q_{ут}$;

$d_1 \dots d_i$ – елементи парето-оптимальної множини рішень D ;

$l_1 \dots l_i$ – віддалі між елементами парето-оптимальної множини рішень D та променем m , що виходить з утопічної точки $Q_{ут}$ під кутом γ .

Відшуканому кінцевому розв'язку задачі d_{lmin} відповідає величина критеріїв Q_1 , Q_2 , яка отримуються при певному значенні генерування $P_{ген}$ установок з ВДЕ із діапазону припустимих значень $[P_{min} \dots P_{max}]$. Відповідно до визначеного значення потужності генерування виконавчий пристрій задає уставки генерування активної потужності установкам СЕС, ВЕС, БГЕ.

Висновки до розділу

1. В результаті формалізації завдання автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС виявлено, що її доцільно представляти у вигляді задачі багатокритеріальної оптимізації.

2. Виконані дослідження методів розв'язку завдань багатокритеріальної оптимізації виявили, що для вирішення завдання автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС доцільно використати метод наближення до утопічної точки у просторі критеріїв. Кінцеве рішення такого завдання доцільно шукати шляхом вирішення задачі мінімізації чебишевської відстані від утопічної точки до парето-оптимальної множини рішень.

3. Враховуючи мікропроцесорну реалізацію САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС, а також дискретність кроку управління потужності генерування для розв'язку задач визначення координат утопічної точки, а також завдання мінімізації чебишевської відстані від утопічної точки до парето-оптимальної множини розв'язків найдоцільніше користуватись розрахунковою процедурою, яка базується на одному із методів дискретної оптимізації функції кількох змінних, а саме на методі повного перебору.

РОЗДІЛ 3

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗВ’ЯЗУВАННЯ ЗАДАЧІ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ГЕНЕРУВАННЯМ АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ В КОМБІНОВАНІЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

Результати та висновки виконаних теоретичних досліджень, а також ефект від їх впровадження, необхідно підтвердити математичним моделюванням процесу автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС.

Розробка математичної моделі САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС була проведена в Simulink – пакеті для моделювання і аналізу динамічних систем, що включені до складу програми Matlab. Моделювання роботи САУ виконувалося в іменованих одиницях.

Для аналізу ефекту від розв’язків задачі управління (2.1) необхідно отримати реальні результати управління. В якості вихідних даних для моделювання було взято реальні результати вимірювання електричного навантаження споживачів агропромислового комплексу. Дані що до інтенсивності випромінювання сонця, швидкості вітрового потоку взяті для метеорологічних умов м. Кропивницький. При моделюванні було виконано врахування можливості різкої зміни вхідних сигналів.

Для здійснення аналізу ефекту від застосування рішень задачі (2.1) з допомогою математичного моделювання слід вирішити наступні задачі:

- створити математичні моделі всіх елементів КЕС з ВДЕ.
- створити структурну схему САУ та алгоритм розрахунку вектора управління рівнем генерування активної потужності ВДЕ в КЕС на основі отриманих рішень задачі управління (2.1).

– створити імітаційну модель САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС.

– дослідити на стійкість розроблену САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС.

– виконати аналіз ефекту від застосування рішень задачі управління (2.1) за допомогою комп'ютерного імітаційного моделювання, використовуючи створену комп'ютерну модель САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС.

Описані завдання вирішуються в даному розділі роботи.

3.1 Математична модель об'єкту управління

Для виконання математичного моделювання процесу автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС треба розробити в першу чергу модель об'єкту управління – КЕС з ВДЕ.

На рис. 3.1 показана принципова схема КЕС з ВДЕ.

На рис. 3.1:

С – районна електромережа;

Т1 – трансформатор ТМ-160/10;

КЛ1 – виконана кабелем ААШв-0,4(3х120) завдовжки 250 м кабельна лінія 0,4 кВ;

Н – електричне навантаження споживачів електричної енергії;

СЕС – сонячна електрична станція;

ІНВ_{СЕС} – інвертор сонячної електричної станції;

СБ – поле сонячних фотобатарей;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ІНВ_{ВЕС} – інвертор вітрової електричної станції;

КВ_{ВЕС} – керований випрямляч вітрової електричної станції;

ВГ – вітроелектричний генератор;

БГЕ – біогазова електрична станція;

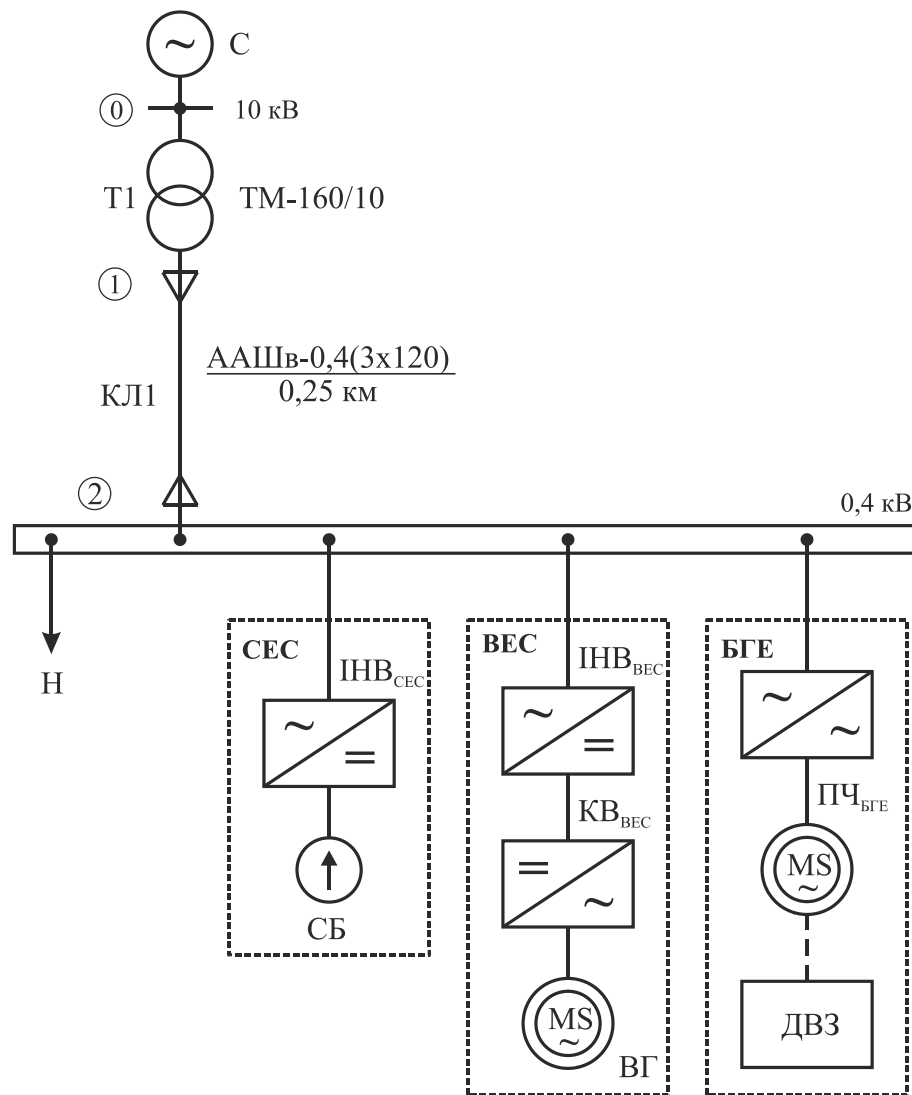


Рис. 3.1. Принципова схема КЕС з включенням ВДЕ

MS – синхронний електричний генератор;

ДВЗ – двигун внутрішнього згорання БГЕ;

ПЧ_{БГЕ} – перетворювач частоти БГЕ.

Головними елементами для моделювання розподільної мережі виступають: районна електрична мережа С, кабельна лінія електропередачі КЛ1, знижувальний трансформатор Т1.

Районна електрична мережа моделюється як ідеальне джерело напруги U_c та послідовно підключений активний та реактивний опори r_c , x_c ; знижувальний трансформатор Т1 заміщений активним та індуктивним

опорами r_T , x_T ; кабельна електропередавальна лінія заміщена питомими активним та індуктивним опорами $r_{кл}$, $x_{кл}$ на одиницю довжини лінії (1 км).

Головними елементами КЕС з ВДЕ є: сонячні фотоелектричні батареї; вітроелектричний генератор; двигун внутрішнього згорання з електричним генератором; перетворювач струму (інвертор).

3.1.1. Математична модель фотоелектричної батареї. Вихідна потужність фотоелектричної батареї (ФЕБ) обраховується:

$$P_{\text{ФЕБ}}(t) = P_{\text{ФЕБном}} k_{\text{з.е.}} \frac{\bar{I}_\beta(t)}{I_{\text{СУ}}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})] , \quad (3.1)$$

де: $P_{\text{ФЕБ}}(t)$ – вихідна потужність ФЕБ, кВт;

$P_{\text{ФЕБном}}$ – номінальна потужність ФЕБ за стандартних умов, кВт;

$k_{\text{з.е.}}$ – коефіцієнт зниження ефективності ФЕБ;

$\bar{I}_\beta(t)$ – середнє значення густини потоку випромінювання сонця, яке потрапляє на поверхню ФЕБ за інтервал тривалістю одну годину, Вт/м²;

$I_{\text{СУ}}$ – густина потоку випромінювання сонця, яке надходить на поверхню ФЕБ за стандартних умов, , кВт/м²;

α_P – температурний коефіцієнт потужності ФЕБ, °С⁻¹;

$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t)$ – поточна температура ФЕБ, °С;

$\vartheta_{\text{СУ}}$ – температура ФЕБ за стандартних умов, °С.

Під стандартними умовами вважають наступні: густина потоку випромінювання сонця $I_{\text{СУ}} = 1 \text{ кВт/м}^2$, температура поверхні ФЕБ $\vartheta_{\text{ФЕБ}} = 25 \text{ °С}$. Параметри, які видає за цих умов батарея називаються номінальними параметрами ФЕБ.

Без урахування зміни потужності ФЕБ при зміні температури формула (3.1) матиме вигляд:

$$P_{\text{ФЕБ}}(t) = P_{\text{ФЕБном}} k_{\text{з.е.}} \frac{\bar{I}_{\beta}(t)}{I_{\text{су}}} . \quad (3.2)$$

Температурою ФЕБ вважають температуру її поверхні. Вночі температура поверхні фотобатареї рівна температурі навколишнього середовища, а при освітленості сонячними променями може перевищувати над температурою навколишнього середовища понад 30°C.

Температуру ФЕБ можна відшукати з рівняння балансу потужностей, яке ілюструє баланс між енергією сонця, що падає на ФЕБ, електричною енергією і тепловіддачею в навколишнє середовище:

$$\tau \alpha I_{\beta}(t) = \eta_{\text{ФЕБ}} I_{\beta}(t) + \alpha_{\text{ФЕБ}} [\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_0(t)] , \quad (3.3)$$

де: τ – коефіцієнт пропускання ФЕБ;

α – коефіцієнт поглинання ФЕБ;

$I_{\beta}(t)$ – густина потоку випромінювання сонця, яке потрапляє на поверхню ФЕБ, кВт/м²;

$\eta_{\text{ФЕБ}}$ – ККД ФЕБ;

$\alpha_{\text{ФЕБ}}$ – коефіцієнт тепловіддачі від ФЕБ в навколишнє середовище, кВт/(м²·°C);

$\vartheta_0(t)$ – температура навколишнього середовища, °C.

Вирішивши (3.3) відносно $\vartheta_{\text{ФЕБ}}$, отримаємо:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + I_{\beta}(t) \frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha} \right) . \quad (3.4)$$

Величину $\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}}$ на практиці виміряти не легко і беруть технічні дані

виробників. В режимі роботи на холостому ході (3.4) буде виглядати:

$$\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}} = \frac{\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (3.5)$$

де: $\vartheta_{\text{ФЕБ ном}}$ – номінальна робоча температура ФЕБ під час випробувань, °C;

$\vartheta_{0 \text{ ном}}$ – температура навколишнього середовища, за якої здійснюються випробування і визначається $\vartheta_{\text{ФЕБ ном}}$, °C, (як правило $\vartheta_{0 \text{ ном}} = 20$ °C);

$I_{\text{ном}}$ – густина потоку випромінювання сонця, яке надходить на поверхню ФЕБ при здійсненні випробувань, кВт/м², (як правило $I_{\text{ном}} = 800$ Вт/м²).

Для спрощення приймемо, що $\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}}$ – постійна, тоді рівняння (3.4)

представиться у вигляді:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + I_{\beta}(t) \frac{\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha} \right). \quad (3.6)$$

Приймемо $\tau \alpha = 0,9$. Оскільки значення відношення $\frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha}$ суттєво менше за одиницю, то попереднє припущення дає малу похибку.

Будемо рахувати також, що система управління ФЕБ автоматично підтримує режим роботи в точці відбирання максимальної можливої потужності. Це засвідчує, що ККД ФЕБ завжди максимальний:

$$\eta_{\text{ФЕБ}} = \eta_{\text{ФЕБ max}}, \quad (3.7)$$

де $\eta_{\text{ФЕБ max}}$ – ККД ФЕБ в точці відбирання максимальної потужності.

Зважаючи (3.7) рівняння (3.6) матиме вигляд:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max}}(t)}{\tau \alpha} \right). \quad (3.8)$$

Величина $\eta_{\text{ФЕБ max}}$ залежить від температури. Прийmemo, що ККД має лінійну залежність від температури згідно рівняння:

$$\eta_{\text{ФЕБ max}}(t) = \eta_{\text{ФЕБ max су}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{су}})], \quad (3.9)$$

де $\eta_{\text{ФЕБ max су}}$ – ККД ФЕБ в точці відбирання максимальної потужності при стандартних умовах.

Виконавши підстановку виразу (3.9) у (3.8) отримаємо рівняння для поточної температури ФЕБ:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \times \\ \times \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max су}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{су}})]}{\tau \alpha} \right). \end{aligned} \quad (3.10)$$

Здійснюючи еквівалентні алгебраїчні перетворення у формулі (3.10) знайдемо температуру ФЕБ у момент часу t :

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \frac{\vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max су}} (1 - \alpha_P \vartheta_{\text{су}})}{\tau \alpha} \right)}{1 + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \frac{\eta_{\text{ФЕБ max су}} \alpha_P}{\tau \alpha}}. \quad (3.11)$$

Якщо значення $\eta_{\text{ФЕБ max су}}$ не вказане в документації, то воно визначається із наступного рівняння:

$$\eta_{\Phi EB, \max \text{ СУ}} = \frac{P_{\Phi EB \text{ ном}}}{F_{\Phi EB} I_{\text{СУ}}}, \quad (3.12)$$

де $F_{\Phi EB}$ – площа ФЕБ, м².

У підсумку рівняння 3.1-3.12 становлять математичну модель фотобатареї у якості джерела електроенергії.

3.1.2. Математична модель вітроелектрогенератора. Потужність, яка виробляється вітрогенератором в мережу має залежність від швидкості вітру, висоти встановлення генератора, вихідної характеристики генератора. Біля поверхні землі швидкість повітряних мас залежить від висоти над землею, а потужність вітрогенератором залежить від кубу швидкості повітряного потоку, висота мачти суттєво впливає на вихідну потужність. Дані вимірювання середньогодинної швидкості повітря слід привести до висоти установки вітрогенератора.

Частіше за все для перерахунку швидкості повітряних мас з висоти установки анемометра на висоту установки вітрогенератора користуються такими законами [34]:

а) логарифмічним

$$u_h = u_{\text{анем}} \ln \frac{h}{z_0} / \ln \frac{h_{\text{анем}}}{z_0}, \quad (3.13)$$

де u_h – швидкість повітряних мас на висоті h ;

$u_{\text{анем}}$ – швидкість повітряних мас на висоті установки анемометра $h_{\text{анем}}$;

z_0 – параметр, що характеризує шорсткість поверхні землі.

б) потенційний

$$u_h = u_{\text{анем}} \left(\frac{h}{h_{\text{анем}}} \right)^\alpha, \quad (3.14)$$

де α – показник степеня, що залежний від шорсткості поверхні землі

Часто вихідна характеристика потужності ВЕУ вказується парами експериментальних точок $\{u_i, P_{\text{ВЕУ СУ } i}\}$, які отримуються при стандартній температурі та тиску ($p_0 = 101,325$ кПа, $T_0 = 288,15$ К). Визначення значень потужності в проміжних точках відбувається апроксимацію експериментальних точок. Апроксимація характеристики потужності ВЕУ в роботі виконувалася сумою трьох функцій Гауса:

$$P_{\text{ВЕУ СУ}}(u) = a_1 \exp \left[- \left(\frac{u - b_1}{c_1} \right)^2 \right] + a_2 \exp \left[- \left(\frac{u - b_2}{c_2} \right)^2 \right] + a_3 \exp \left[- \left(\frac{u - b_3}{c_3} \right)^2 \right], \quad \forall u \in [0, u_{\text{max}}]; \quad (3.15)$$

де $P_{\text{ВЕУ СУ}}(u)$ – вихідна потужність електрогенератора за стандартних умов;

u – швидкість вітру на висоті установки вітрогенератора;

$a_1, \dots, a_3, b_1, \dots, b_3, c_1, \dots, c_3$ – сталі коефіцієнти, визначаються шляхом апроксимації експериментальних даних (кількість пар $N > 9$).

Потужність ВЕУ прямо пропорційна до густини повітря, то при величинах тиску і температури повітря які відрізняються від стандартних, потужність визначатиметься залежністю [34]:

$$P_{\text{ВЕУ}}(u) = \frac{\rho(h)}{\rho_0} P_{\text{ВЕУ СУ}}(u), \quad (3.16)$$

де ρ – реальна густина повітря;

$\rho_0 = 1,225 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря за стандартних умов.

Приймаючи повітря як ідеальний газ визначимо його густину як [82]:

$$\rho = \frac{pM}{RT}, \quad (3.17)$$

де p – тиск повітря;

$M = 28,98 \cdot 10^{-3} \text{ кг/моль}$ – молекулярна маса повітря;

$R = 8,31 \text{ Дж/(моль} \cdot \text{К)}$ – універсальна газова стала;

T – абсолютна температура повітря.

Тиск, температура, густина повітря залежатимуть від висоти над рівнем моря. Ця залежність у диференційній формі описуватиметься основним рівнянням статички атмосфери:

$$\frac{dp}{p} = -\frac{Mg}{RT} dh, \quad (3.18)$$

де g – прискорення вільного падіння.

Відповідно до моделі стандартної атмосфери, реальну атмосферу вважають політропною (в ній температура змінюється по висоті за лінійним законом зі швидкістю $\nu = 0,0065 \text{ К/м}$). Барометрична формула для такої атмосфери – розв’язок головного рівняння статички за умови, що

$$T(h) = T_0 - \nu h, \quad (3.19)$$

має вигляд:

$$p(h) = p_0 \left(1 - \frac{\nu h}{T_0} \right)^{\frac{Mg}{\nu R}}. \quad (3.20)$$

Враховуючи (3.17), (3.19), (3.20):

$$\frac{\rho(h)}{\rho_0} = \frac{p(h)}{p_0} \frac{T_0}{T(h)} = \left(1 - \frac{\nu h}{T_0} \right)^{\frac{Mg}{\nu R}} \left(\frac{T_0}{T_0 - \nu h} \right). \quad (3.21)$$

Рівняння 3.13-3.21 становлять математичну модель вітроелектрогенератора як джерела електроенергії.

3.1.3. Математична модель двигуна внутрішнього згорання. Під час проектування систем електропостачання, в яких використовується електргенератор (ЕГ) з двигуном внутрішнього згорання (ДВЗ), може являти інтерес як погодинна витрата палива установкою, так і питома затрата палива для виробництва однієї кВт·год електричної енергії. Ці дані можна отримати із паспортних даних, або визначити дослідним шляхом.

Під час моделювання роботи генератора електричної енергії з ДВЗ [77] основними параметрами моделі є:

а) об'єм споживання первинного палива, яке необхідне для підтримки генерування одиниці електричної енергії q , л/кВт·год;

б) погодинна витрата палива під час роботи m , л/год;

в) ККД електрогенератора з двигуном внутрішнього згорання $\eta^{\text{ДВЗ}}$.

В технічних даних на ДВЗ з генератором приводять такі дані:

а) номінальна потужність ДВЗ $P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}}$, кВт;

б) об'єм паливного баку V_6 , л;

в) тривалість роботи на одній заправці при завантаженні 50 %, 75 % та 100 %, відповідно $t_p^{50\%}$, $t_p^{75\%}$ та $t_p^{100\%}$, год.

Згідно паспортних даних можна визначити наступні величини:

а) питому витрату первинного палива q ДВЗ при роботі з навантаженням 50 %, 75 % та 100 % відповідно:

$$q^{50\%} = \frac{V_6}{0,5 \cdot P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}} \cdot t_p^{50\%}}, \quad q^{75\%} = \frac{V_6}{0,75 \cdot P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}} \cdot t_p^{75\%}}, \quad q^{100\%} = \frac{V_6}{1 \cdot P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}} \cdot t_p^{100\%}}$$

б) погодинну витрату палива m двигуном при роботі з навантаженням 50 %, 75 % та 100 % відповідно:

$$m^{50\%} = \frac{V_6}{t_p^{50\%}}, \quad m^{75\%} = \frac{V_6}{t_p^{75\%}}, \quad m^{100\%} = \frac{V_6}{t_p^{100\%}}$$

Щоб можна було визначити витрати первинного палива при завантаженні менше 50 % за даними координат трьох точок можна апроксимацією підібрати параболічну функцію, яка проходить через ці точки. Так отримаємо дві квадратичні залежності:

а) залежність погодинної витрати палива від коефіцієнта завантаження

$$m_i = m_2 \left(\frac{P_i^{\text{ДВЗ}}}{P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}}} \right)^2 + m_1 \left(\frac{P_i^{\text{ДВЗ}}}{P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}}} \right) + m_0, \quad (3.22)$$

де m_i – поточна погодинна витрата палива в i -годину, л/год;

m_2, m_1, m_0 – коефіцієнти апроксимації, л/год;

$P_i^{\text{ДВЗ}}$ – поточне електронавантаження генератора в i -годину, кВт;

$P_{\text{ном}}^{\text{ДВЗ}}$ – номінальна потужність генератора, кВт.

б) залежність витрати первинного палива від коефіцієнта завантаження

$$q_i = q_2 \left(\frac{P_i^{\text{ДВЗ}}}{P_{\text{НОМ}}^{\text{ДВЗ}}} \right)^2 + q_1 \left(\frac{P_i^{\text{ДВЗ}}}{P_{\text{НОМ}}^{\text{ДВЗ}}} \right) + q_0, \quad (3.23)$$

де q_i – поточна питома витрата первинного палива в i -годину, л/кВт·год;

q_2, q_1, q_0 – коефіцієнти апроксимації, л/кВт·год;

$P_i^{\text{ДВЗ}}$ – поточне електронавантаження генератора в i -годину, кВт;

$P_{\text{НОМ}}^{\text{ДВЗ}}$ – номінальна потужність генератора, кВт.

Головною характеристикою генератора є ККД. Для його визначення можна скористатися формулою:

$$\eta^{\text{ДВЗ}} = \frac{P^{\text{ДВЗ}}}{Q \cdot m}, \quad (3.24)$$

де $\eta^{\text{ДВЗ}}$ – ККД генератора, в.о.;

$P^{\text{ДВЗ}}$ – потужність двигуна, кВт;

Q – теплота згорання палива, кВт·год/л (бензин – 9,43 кВт·год/л, дизель – 10,08 кВт·год/л, біогаз – 8,3 кВт·год/л);

m – витрата палива, л/год.

По паспортним даним можна визначити ККД генератора з ДВЗ при завантаженні 50 %, 75 % та 100 %, відповідно $\eta_{50\%}^{\text{ДВЗ}}$, $\eta_{75\%}^{\text{ДВЗ}}$ та $\eta_{100\%}^{\text{ДВЗ}}$:

$$\eta_{50\%}^{\text{ДВЗ}} = \frac{0,5 \cdot P^{\text{ДВЗ}}}{Q \cdot m^{50\%}}, \quad \eta_{75\%}^{\text{ДВЗ}} = \frac{0,75 \cdot P^{\text{ДВЗ}}}{Q \cdot m^{75\%}}, \quad \eta_{100\%}^{\text{ДВЗ}} = \frac{1 \cdot P^{\text{ДВЗ}}}{Q \cdot m^{100\%}},$$

Для розрахунку ККД в інших режимах зручно робити апроксимацію координат отриманих трьох точок квадратичною залежністю:

$$\eta_i^{\text{ДВЗ}} = \eta_2^0 \left(\frac{P_i^{\text{ДВЗ}}}{P_{\text{НОМ}}^{\text{ДВЗ}}} \right)^2 + \eta_1^0 \left(\frac{P_i^{\text{ДВЗ}}}{P_{\text{НОМ}}^{\text{ДВЗ}}} \right), \quad (3.25)$$

де $\eta_i^{\text{ДВЗ}}$ – потокове значення ККД генератора з ДВЗ в i -годину, в.о.;

η_2^0, η_1^0 – коефіцієнти апроксимації, в.о.

Більшість генераторів з ДВЗ досягає максимального значення ККД при завантаженні 75 %. При зниженні навантаження ККД стрімко падає. Тому найдоцільнішою є експлуатація ДВЗ при навантаженні не менше 50 %.

З урахуванням зазначеного запропонована модель генератора з ДВЗ, яка дає змогу визначати витрату палива за будь-який проміжок його роботи.

Вихідними даними слугує:

- а) вихідна електрична потужність;
- б) залежність ККД від навантаження генератора.

Розрахунок витрати палива робиться так:

- а) розрахунок ККД генератора з ДВЗ для заданої потужності навантаження у часовий інтервал i за формулою (3.25);

- б) розрахунок витрати первинного палива в часовий інтервал i для відомих значень ККД установки та потужності навантаження:

$$m_i^{\text{ДВЗ}} = \frac{P_{\text{СПОЖ } i}^{\text{ДВЗ}}}{Q \cdot \eta_i^{\text{ДВЗ}}}, \quad (3.26)$$

Рівняння 3.22-3.26 становлять математичну модель ДВЗ з електричним генератором як джерела електроенергії.

3.1.4. Математична модель напівпровідникового інвертора. В більшості опрацьованих робіт [51-57] інвертор в моделі системи характеризується величиною ККД. Звичайно це значення приймається сталим, рівним номінальному, яке надає виробник. Зазначений підхід не

цілком коректний, адже для будь-якого електричного пристрою величина його ККД варіюється в залежності від потоків потужності, які через нього проходять. Для коректного моделювання роботи інвертора в складі КЕС запропонована матмодель, яка враховує зміну ККД приладу в функції від навантаження.

Враховуючи основні характеристики інвертора, пропонується послідовність визначення його параметрів при розробці структури інвертора для заданої умови максимальної величини ККД в номінальному режимі:

а) визначення ефективності, яка забезпечує прийнятий ККД:

$$K_{\text{еф}} = \frac{4\eta_{\text{ном}}}{(1 - \eta_{\text{ном}})^2}, \quad (3.27)$$

де $\eta_{\text{ном}}$ – значення ККД інвертора для номінального режиму роботи.

б) визначення ККД η_{max} і потужності P_{max}^* в режимі максимального навантаження:

$$\eta_{\text{екс}} = \frac{\sqrt{K_{\text{еф}} + 1} - 1}{\sqrt{K_{\text{еф}} + 1} + 1}; \quad (3.28)$$

$$P_{\text{max}}^* = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ном}}} \cdot (1 - \eta_{\text{екс}}^2), \quad (3.29)$$

де $K_{\text{еф}}$ – показник ефективності роботи інвертора, який визначає максимум його ККД (можна отримати в одному з режимів навантаження);

P_{max} – максимальна вихідна потужність інвертора, кВт;

$P_{\text{ном}}$ – номінальна вихідна потужність інвертора, кВт.

в) коефіцієнт k залежить від величини відбору потужності інвертора:

$$k = 0,04 \cdot \frac{P_{\text{спож}}}{P_{\text{ном}}}, \quad (3.30)$$

де $P_{\text{спож}}$ – електропотужність, яка віддається навантаженню інвертором, кВт;

$P_{\text{ном}}$ – номінальна вихідна потужність інвертора, кВт.

г) ККД інвертора при перетворенні постійної напруги в змінну:

$$\eta_i^{\text{прям}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_{\text{эф}} \cdot k} + \frac{k}{0,5 - k + \sqrt{0,25 - k}}}. \quad (3.31)$$

Наведений в алгоритм дозволяє виконати проектування структури інвертора і визначити зміну його ККД залежно від потоків енергії, що течуть через пристрій. Ці формули дійсні для перетворення постійної напруги в змінну прямокутної форми. Це суттєво погіршує якість електроенергії. Тому при визначенні значень ККД інвертора для режиму синусоїдальної напруги рахують втрати енергії в перетворювачі:

$$\Delta P^{\text{інв}} = U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{ср}} + R^{\text{інв}} \cdot k_{\text{ф}}^2 I_{\text{ср}}^2, \quad (3.32)$$

$k_{\text{ф}} = 1$, для синусоїдальної напруги $k_{\text{ф}} = 1,11$;

$k_{\text{ф}}$ – фактор форми для напруги прямокутної форми;

де $U_{\text{ср}}$, $I_{\text{ср}}$ – середнє значення величин напруги та струму;

$R^{\text{інв}}$ – активний опір інвертора.

У разі аналізу кіл зі значними струмами, основний вплив на втрати в інверторі дає другий доданок (3.32). Тому при рівних величинах $U_{\text{ср}}$, $I_{\text{ср}}$,

$R^{\text{інв}}$ втрати при синусоїдальному режимі зростають в $k_{\text{ф}}^2 = 1,11^2 = 1,23$ раз.

Таким чином, виражаючи ККД інвертора як

$$\eta^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{вих}}^{\text{інв}}}{P_{\text{вих}}^{\text{інв}} + \Delta P^{\text{інв}}}, \quad (3.33)$$

визначають величину його ККД при перетворенні на синусоїдальну напругу. Для цього користуються знайденим раніше значенням ККД для перетворення на прямокутну напругу і співвідношення $\Delta P_{\text{син}}^{\text{інв}} = 1,23 \cdot \Delta P_{\text{прям}}^{\text{інв}}$.

Вираження для знаходження значення ККД інвертора при перетворенні постійної напруги в синусоїдальну має вигляд:

$$\eta_i^{\text{інв}} = \frac{\eta_i^{\text{прям}}}{1,23 - 0,23 \cdot \eta_i^{\text{прям}}}, \quad (3.34)$$

Рівняння 3.27-3.43 становлять математичну модель інвертора.

3.2 Структурна схема САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС та алгоритм визначення вектора управління

На рис. 3.2. приведена структурна схема САУ генерування активної потужності ВДЕ в КЕС.

На рис. 3.2:

КЕС – комбінована електроенергетична система;

ОК – об’єкт управління;

В – вимірювач енергетичних параметрів ВДЕ;

$p_{\text{г}}$ – тиск біогазу в газгольдері біогазової установки;

u – швидкість вітрового потоку;

G – інтенсивність випромінювання сонця;

$\underline{U}_{\text{с}}$ – напруга в районній електричній мережі;

$\underline{S}_{\text{Н}} = P_{\text{Н}} + jQ_{\text{Н}}$ – комплекс потужності навантаження;

$\underline{U}_2$ – комплекс напруги на затискачах споживача;

$\underline{I}_2$ – комплекс струму в лінії;

$\underline{S}_{\text{Нвим}}$ – комплекс потужності навантаження (вимірянний);

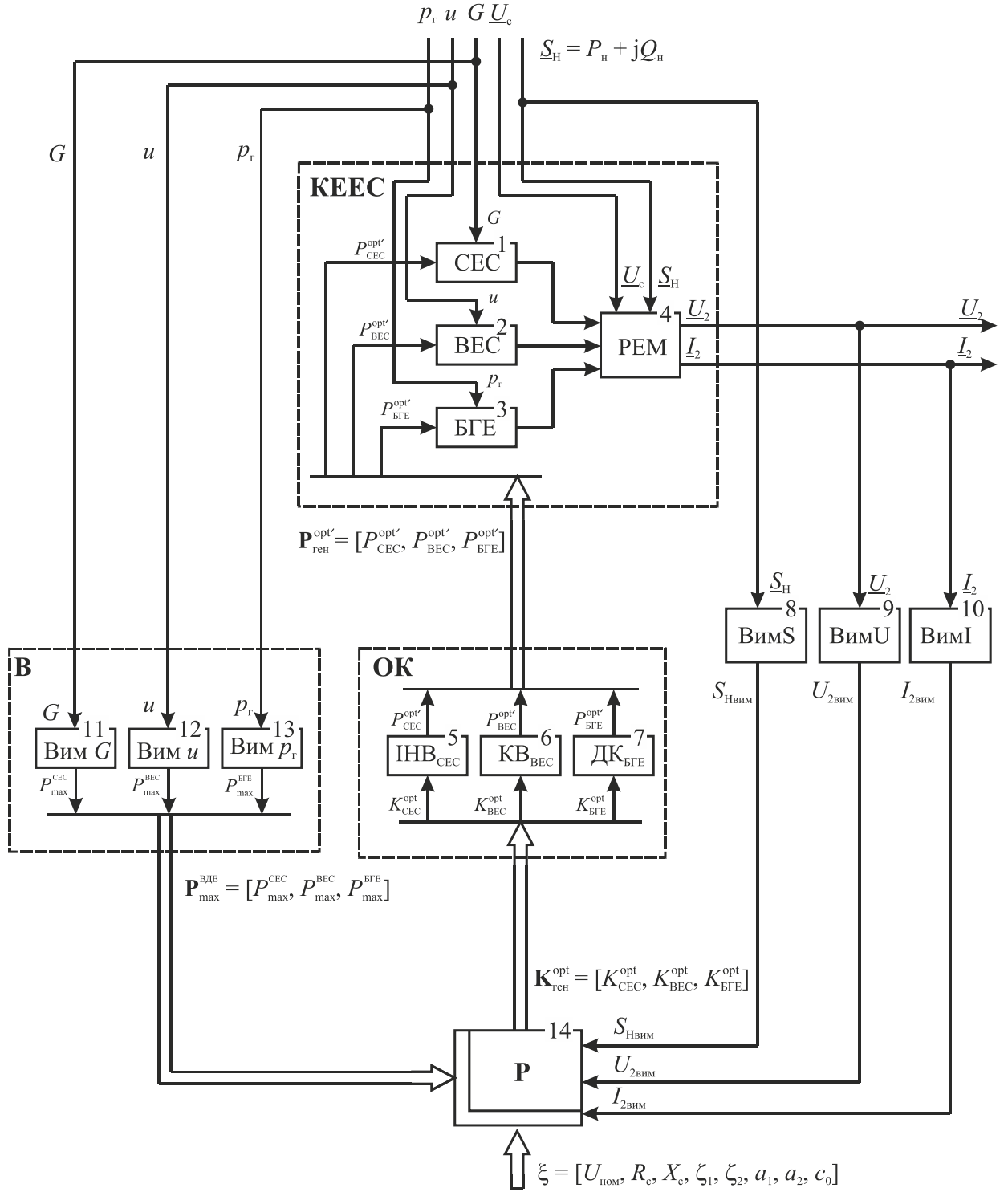


Рис. 3.2. Структурна схема САУ генерування активної потужності ВДЕ в КЕС

$U_{2\text{вим}}$ – комплекс напруги на шинах споживача (виміряний);

$I_{2\text{вим}}$ – комплекс струму в лінії (виміряний);

$\xi = [U_{\text{ном}}, R_c, X_c, \zeta_1, \zeta_2, a_1, a_2, c_0]$ – вектор задаючих параметрів;

$\mathbf{P}_{\text{маx}}^{\text{ВДЕ}} = [P_{\text{маx}}^{\text{СЕС}}, P_{\text{маx}}^{\text{ВЕС}}, P_{\text{маx}}^{\text{БГЕ}}]$ – вектор максимальних потужностей ВДЕ;

$\mathbf{K}_{\text{ген}}^{\text{opt}} = [K_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}]$ – вектор оптимального керування;

$\mathbf{P}_{\text{ген}}^{\text{opt}'} = [P_{\text{СЕС}}^{\text{opt}'}, P_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}'}, P_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}'}]$ – вектор потужностей ВДЕ заданих

виконавчим пристроєм;

1 – сонячна електрична станція;

2 – вітрова електрична станція;

3 – біогазова електрична станція;

4 – розподільна електромережа;

5 – інвертор СЕС;

6 – керований випрямляч ВЕС;

7 – дросель-клапан БГЕ;

8 – вимірювач потужності навантаження;

9 – вимірювач напруги на затискачах споживачів;

10 – вимірювач струму в лінії живлення;

11 – вимірювач інтенсивності випромінювання сонця;

12 – вимірювач швидкості вітрового потоку;

13 – вимірювач тиску біогазу в газгольдері БГЕ;

14 – регулятор, в якому відбувається розрахунок вектора управління.

На схемі САУ рис. 3.2 на вхід блоку 14 від вимірювальних елементів характеристик енергетичних потоків ВДЕ 11, 12, 13 подається вектор $\mathbf{P}_{\text{маx}}^{\text{ВДЕ}} = [P_{\text{маx}}^{\text{СЕС}}, P_{\text{маx}}^{\text{ВЕС}}, P_{\text{маx}}^{\text{БГЕ}}]$ даних про максимальне значення можливої в конкретний час генерування потужності установками ВДЕ. На підставі вектора $\mathbf{P}_{\text{маx}}^{\text{ВДЕ}}$ та даних вимірювань величин потужності споживання $S_{\text{Нвим}}$, напруги на затискачах споживачів $U_{2\text{вим}}$, струму в лінії живлення $I_{2\text{вим}}$, в блоці 14 здійснюється розрахунок вектору оптимального управління

$\mathbf{K}_{\text{ген}}^{\text{opt}} = [K_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}}, K_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}]$. Вектор $\mathbf{K}_{\text{ген}}^{\text{opt}}$ передається до інверторного петерворювача СЕС, дросель-клапан БГЕ та керований випрямляч ВЕС. Пристрої відповідно до їх технічних параметрів задають максимально наближену уставку потужності $\mathbf{P}_{\text{ген}}^{\text{opt}'} = [P_{\text{СЕС}}^{\text{opt}'}, P_{\text{ВЕС}}^{\text{opt}'}, P_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}'}]$.

Алгоритм розрахунку вектора оптимального керування $\mathbf{K}_{\text{ген}}^{\text{opt}}$ рівнем генерування активної потужності ВДЕ в складі КЕС показаний на рис. 3.3.

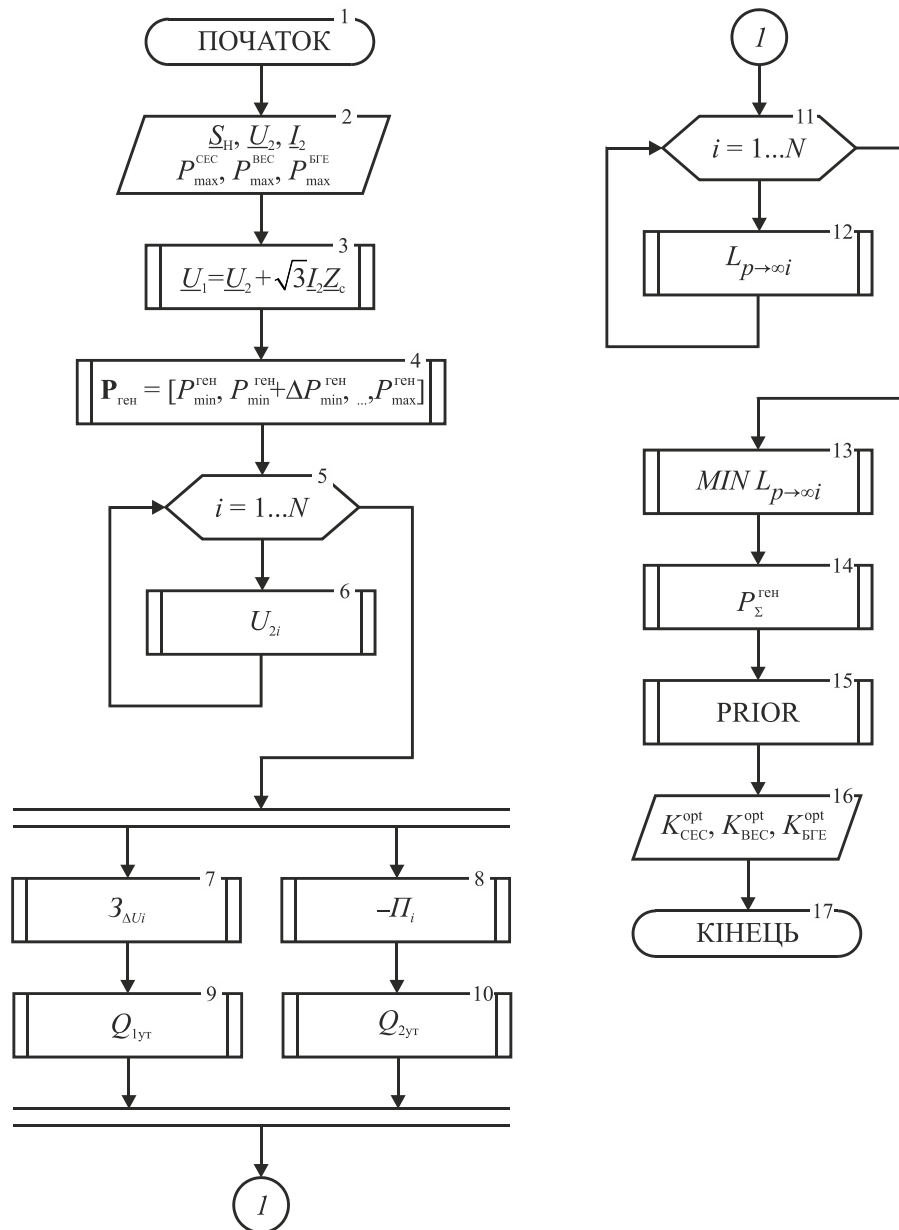


Рис. 3.3. Блок-схема алгоритму розрахунку оптимального вектора керування генерування активної потужності ВДЕ в КЕС

На рис. 3.3:

2 – процедура отримання даних про поточні режимні параметри комбінованої електроенергетичної системи та можливі значення потужності генерування установок з ВДЕ;

3 – процедура розрахунку напруги мережі U_c по відомим значеннями параметрів мережі та виміряним величинами потужності навантаження і струму в лінії живлення;

4 – блок дискретизація простору можливих значень потужності $\mathbf{P}_{\text{ген}} = [P_{\text{мін}}^{\text{ген}}, P_{\text{мін}}^{\text{ген}} + \Delta P_{\text{мін}}^{\text{ген}} \dots P_{\text{макс}}^{\text{ген}}]$ генерування;

6 – блок визначення напруги U_2 на затискачах споживача, при відповідних величинах потужності генерування із простору $\mathbf{P}_{\text{ген}}$,

7 – блок розрахунку критерію Q_1 ;

8 – блок розрахунку критерію Q_2 ;

9 і 10 – блоки розрахунку координат утопічної точки $Q_{1\text{ут}}$ і $Q_{1\text{ут}}$, реалізовані по методу повного перебору;

12 – блок розрахунку за формулою (2.13) віддалей від елементів множини парето-оптимальних рішень до променя, що спрямований з утопічної точки $Q_{\text{ут}}$ ($Q_{1\text{ут}}$, $Q_{1\text{ут}}$) під кутом γ ;

13 – блок знаходження мінімальної віддалі від множини парето-оптимальних рішень до променя, що виходить з утопічної точки $Q_{\text{ут}}$ ($Q_{1\text{ут}}$, $Q_{1\text{ут}}$) під кутом γ , здійснюється за допомогою методу повного перебору;

14 – блок розрахунку оптимальної величини потужності генерування;

15 – блок пріоритетного розподілу оптимального значення сумарної потужності генерування між окремими видами ВДЕ та розрахунку оптимального вектора управління $\mathbf{P}_{\text{ген}}^{\text{орт}}$.

16 – блок виведення оптимального вектора управління до передаючого пристрою.

Вектор оптимального управління передається до виконавчого пристрою. В останньому відповідно заданим величинам уставки генерування

кожної установки з ВДЕ обирається ближча величина потужності генерування.

3.3 Комп'ютерна імітаційна модель САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС

На рис. 3.4 показана комп'ютерна імітаційна модель САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС.

Узагальнена модель САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС містить наступні блоки:

- «Напруга U1» – моделювання значення напруги PEM;
- «Навантаження» – моделювання навантаження електроспоживачів;

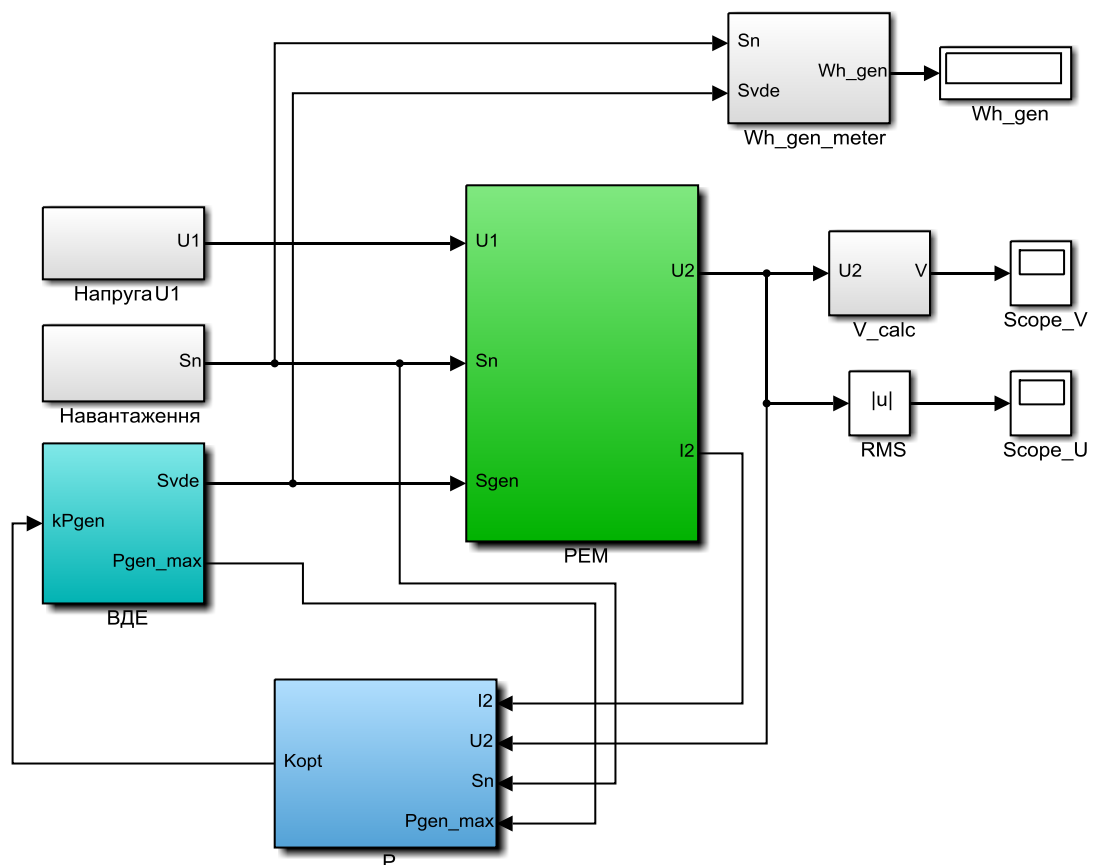


Рис. 3.4. Комп'ютерна імітаційна модель САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС для Simulink

- «ВДЕ» – моделювання роботи електроустановок ВДЕ;
- «РЕМ» – моделювання електричного режиму роботи РЕМ;
- «Р» – моделювання функціонування регулятора системи автоматичного управління генеруванням активної електроенергії ВДЕ;
- «Wh_gen_meter» – розрахунок виробленої електричної енергії;
- «V_calc» – визначення відхилення напруги на затискачах споживача;
- «RMS» – визначення діючої величини напруги на шинах споживача;

Модель блоку електричного навантаження для Simulink зображена на рис. 3.5. та включає такі блоки:

- Pn – зчитування графіка активної потужності електронавантаження;
- Pn_nom – зчитування номінальної величини активної потужності електронавантаження;
- «Noise Pn» – зашумлення споживання активної електропотужності;
- Qn – читування графіка реактивної потужності електронавантаження;
- Qn_nom – зчитування номінальної величини реактивної потужності навантаження;
- «Noise Qn» – зашумлення споживання реактивної електропотужності;
- «Complex Sn» – задання комплексної потужності навантаження.

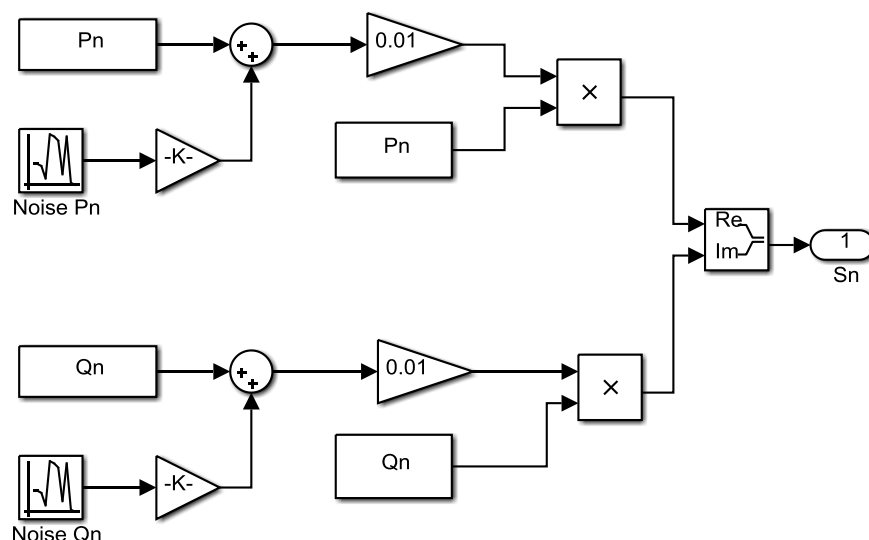


Рис. 3.5. Модель блоку електронавантаження для Simulink

Модель блоку роботи установок з ВДЕ для Simulink – на рис. 3.6.

Модель блоку роботи установок ВДЕ складається з таких блоків

–«Solar Plant» – моделювання генерування активної енергії СЕС, реалізує співвідношення 3.1-3.12;

–«Wind Plant» – моделювання генерування активної енергії ВЕС, реалізує співвідношення 3.13-3.21;

–«Biogas Plant» – моделювання генерування активної енергії БГЕ, реалізує співвідношення 3.22-3.26;

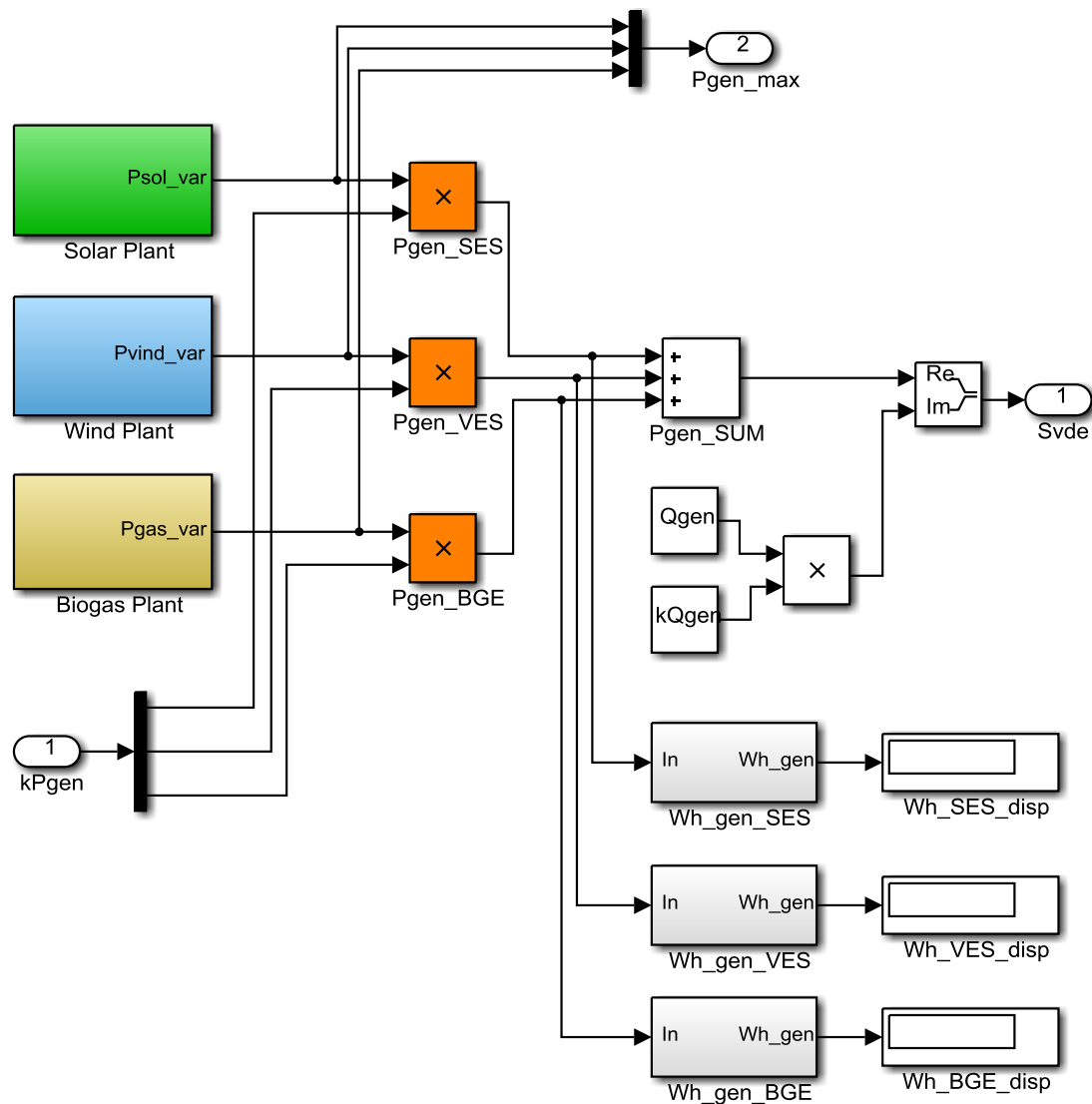


Рис. 3.6. Модель блоку роботи ВДЕ для Simulink

- «Wh_gen_SES» – облік генерування активної енергії СЕС;
- «Wh_gen_VES» – облік генерування активної енергії ВЕС;
- «Wh_gen_BGE» – облік генерування енергії БГЕ;
- Qgen – читання номінальної величини реактивної потужності ВДЕ;
- kQgen – читання уставки генерування реактивної потужності ВДЕ;
- «Complex Svde» – формування комплексної потужності ВДЕ.

Модель блоку розрахунку режиму роботи PEM для Simulink зображена на рис. 3.7.

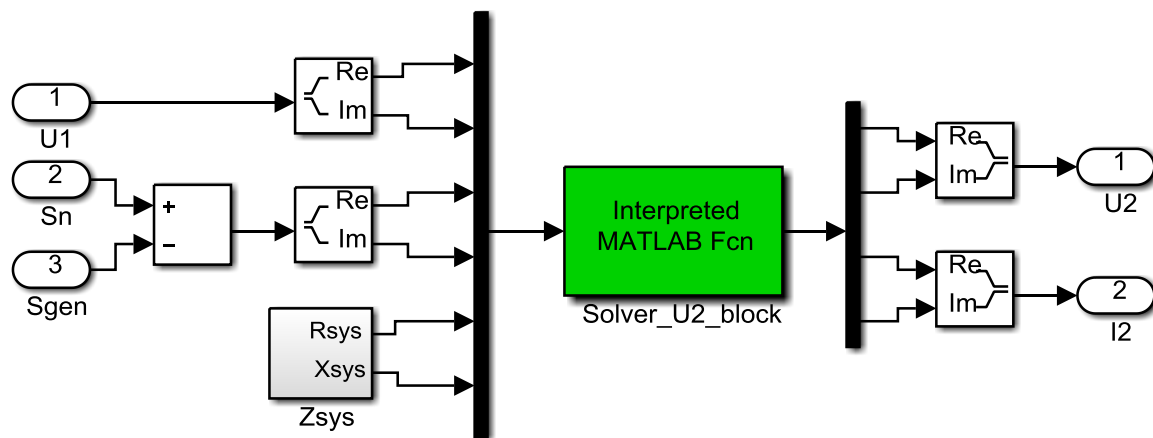


Рис. 3.7. Модель блоку розрахунку режиму роботи PEM для Simulink

Модель блоку розрахунку режиму роботи PEM складається з блоків:

- «Zsys» – зчитування даних щодо опору елементів PEM;
- «Solver_U2_block» – розв’язку нелінійних рівнянь для розрахунку напруги U_2 на затискачах споживача та струму I_2 в лінії живлення;
- «Complex U2» – формування комплексу напруги U_2 .
- «Complex I2» – формування комплексу струму I_2 .

Модель блоку автоматичного управління генеруванням активної енергії ВДЕ в КЕС для Simulink зображена на рис. 3.8.

Модель блоку автоматичного управління генеруванням активної енергії ВДЕ в КЕС включає такі блоки:

- k1 – зчитування величини коефіцієнта ζ_1 ;

- k_2 – зчитування величини коефіцієнта ζ_2 ;
- U_{nom} – зчитування величини номінальної напруги мережі $U_{ном}$;
- c_0 – зчитування величини коефіцієнта c_0 ;
- a_1, a_2 – зчитування величин коефіцієнтів a_1 та a_2 ;
- «Zsys» – зчитування даних що до опорів елементів РЕМ;
- «ACS_Algorithm» – реалізація алгоритму розрахунку вектора оптимального управління;

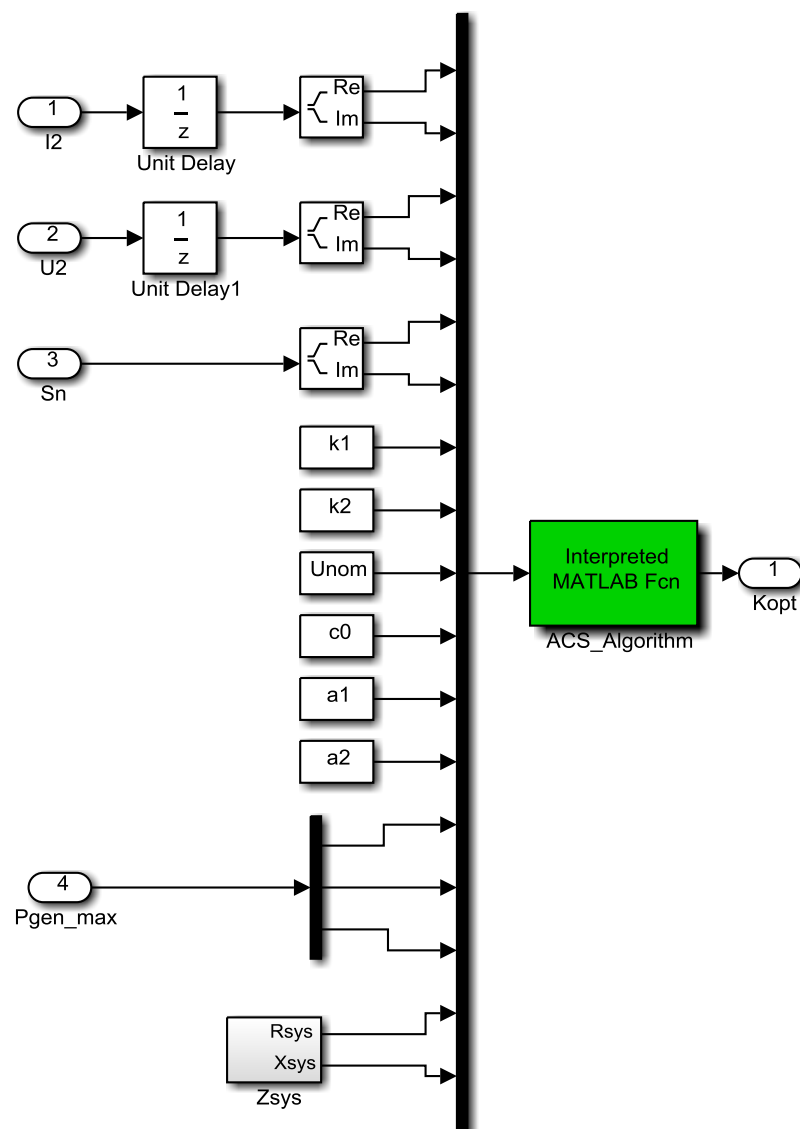


Рис. 3.8. Модель блоку автоматичного управління генеруванням активної енергії ВДЕ в КЕС для Simulink

Модель блоку визначення відхилення напруги на затискачах споживачів для Simulink зображена на рис. 3.9. і включає такі блоки:

- $|u|$ – розрахунок модуля напруги на затискачах споживача по комплексу напруги U_2 ;
- U_{nom} – зчитування величини номінальної напруги мережі $U_{ном}$;
- 5 та мінус 5 – задання нормально допустимих величин усталеного відхилення напруги.

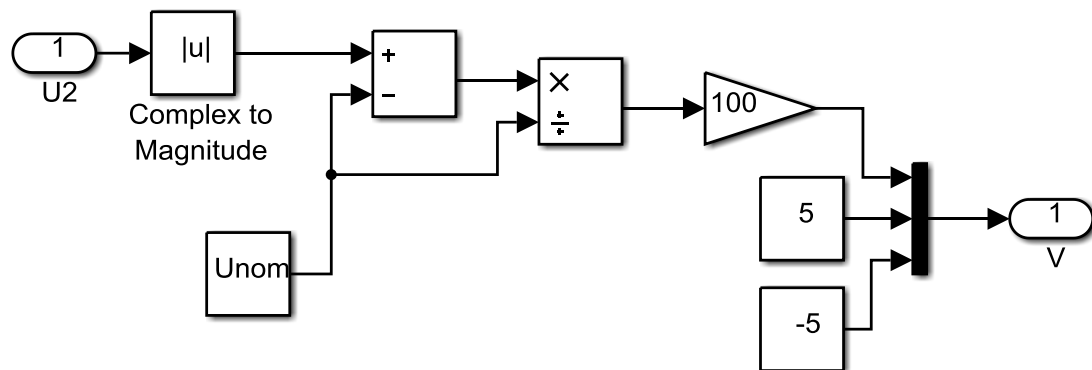


Рис. 3.9. Блок визначення відхилення напруги ΔU для Simulink

Модель блоку обліку електричної енергії для Simulink зображена на рис. 3.10. і включає такі блоки:

- $\text{Re}(u)$ – розрахунок активної потужності по величині комплексної потужності (для потужностей навантаження та генерування ВДЕ);
- «Saturation» – інтегрування потужності поточного кроку моделювання;
- «W_to_kW» – переведення потужності із Вт в кВт;
- «Discrete-Time Integrator» – інтегрування з дискретним часом.

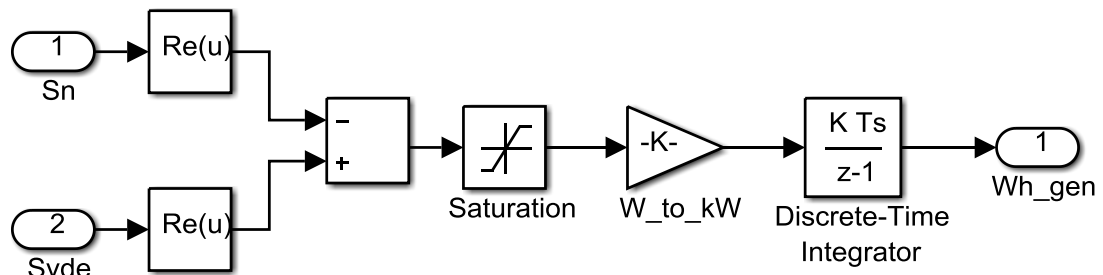


Рис. 3.10. Блок обліку електроенергії для Simulink

Запропонована модель САУ для роботи вимагає введення даних про режимні параметри роботи КЕС з ВДЕ, а саме напругу на затискачах споживача, споживання електроенергії навантаженням, про максимально можливу потужність генерування установками з ВДЕ, номінальну напругу електричної мережі та параметри елементів СЕП (опори системи, силового трансформатора, лінії електропередачі).

Запропонована модель можна використати для моделювання роботи САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС.

3.4 Дослідження стійкості САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС

Розроблена САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС входить до класу нелінійних систем. Тому використання алгебраїчних або частотних критеріїв дослідження стійкості до таких САУ не є доцільним.

Дослідження стійкості САУ вказаного типу найдоцільніше виконувати шляхом аналізу перехідних процесів: якщо САУ стійка, то перехідні процеси будуть затухаючими.

Для отримання перехідної характеристики $h(t)$ слід на вхід системи, яка досліджується, подати одиничний ступінчатий сигнал при умові нульових початкових умовах. Записати це можна так:

$$1(t) = \begin{cases} 1, t \geq 0; \\ 0, t < 0. \end{cases}, \quad (3.35)$$

Перехідну характеристику створеної САУ найдоцільніше отримати шляхом комп'ютерного моделювання. Для цього потрібно використати розроблену комп'ютерну модель САУ.

Графік сигналу ступеневого збурення, який подано на вхід САУ показано на рис. 3.11.

Приведений графік відповідає такому режиму роботи КЕС, при якому в момент часу 1 с значення електричного навантаження ступенево зменшується від максимального рівня (140 кВт) до нуля.

Графіки перехідних процесів, які відбуваються в створеній САУ при дії ступеневого збурення показано на рис. 3.12 – 3.15

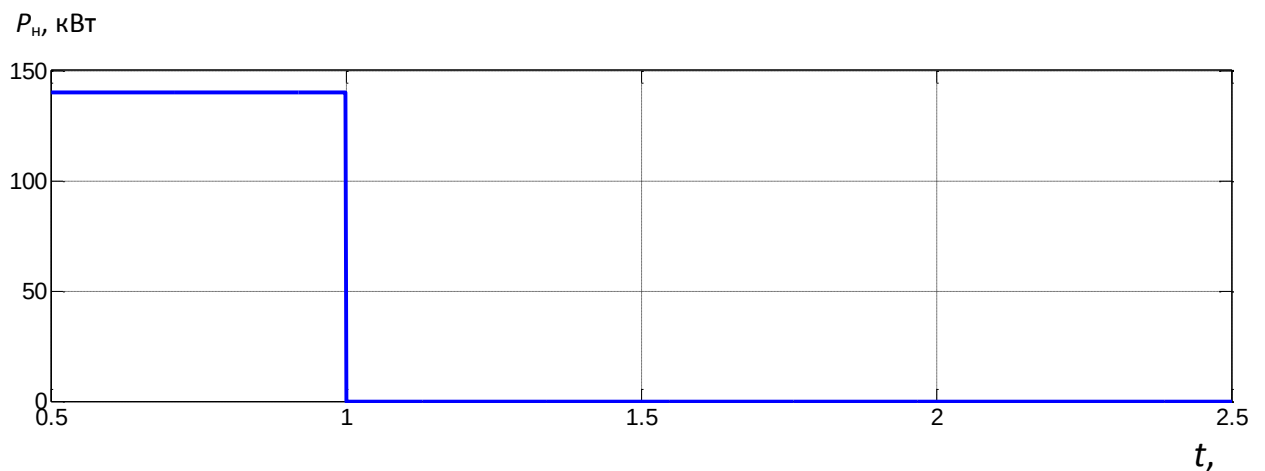


Рис. 3.11. Графік сигналу ступеневого збурення

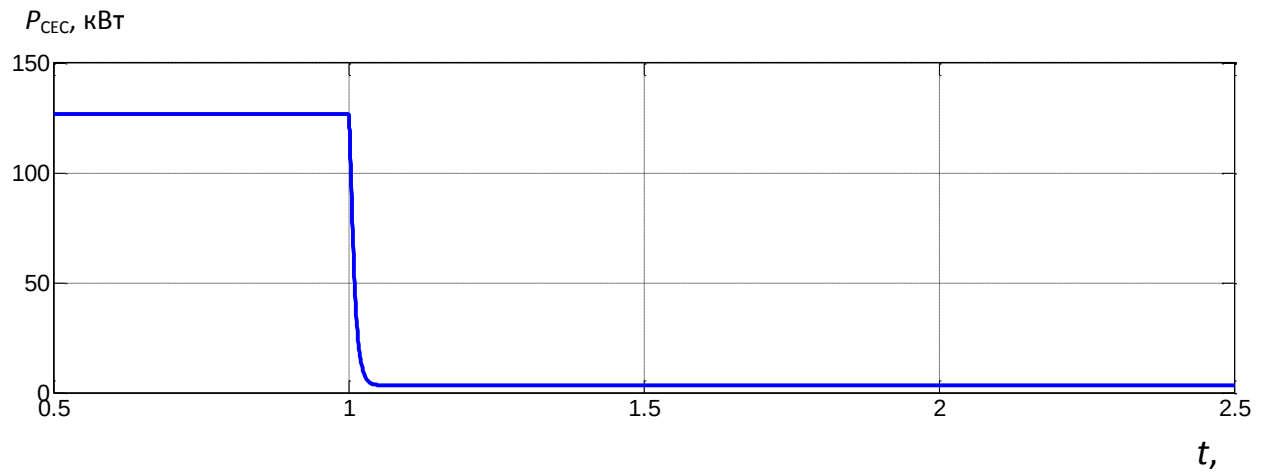


Рис. 3.12. Графік перехідного процесу рівня генерування активної електроенергії СЕС

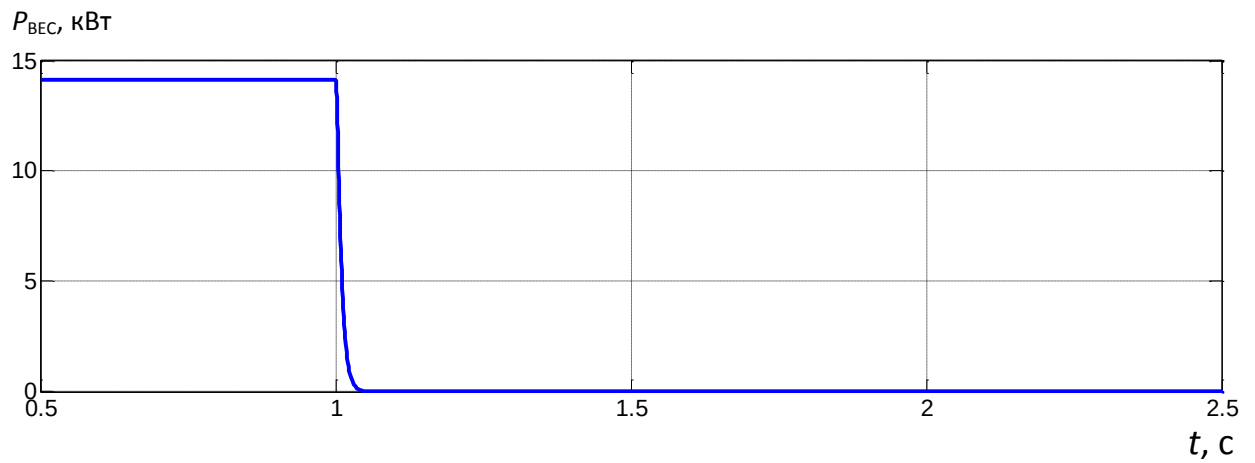


Рис. 3.13. Графік перехідного процесу рівня генерування активної електроенергії БЕС

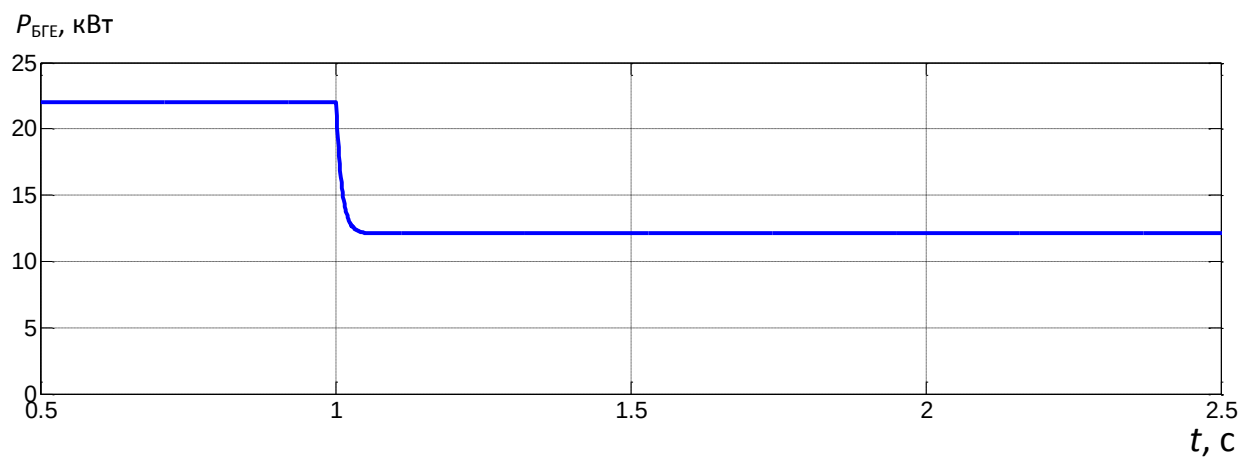


Рис. 3.14. Графік перехідного процесу рівня генерування активної електроенергії БГЕ

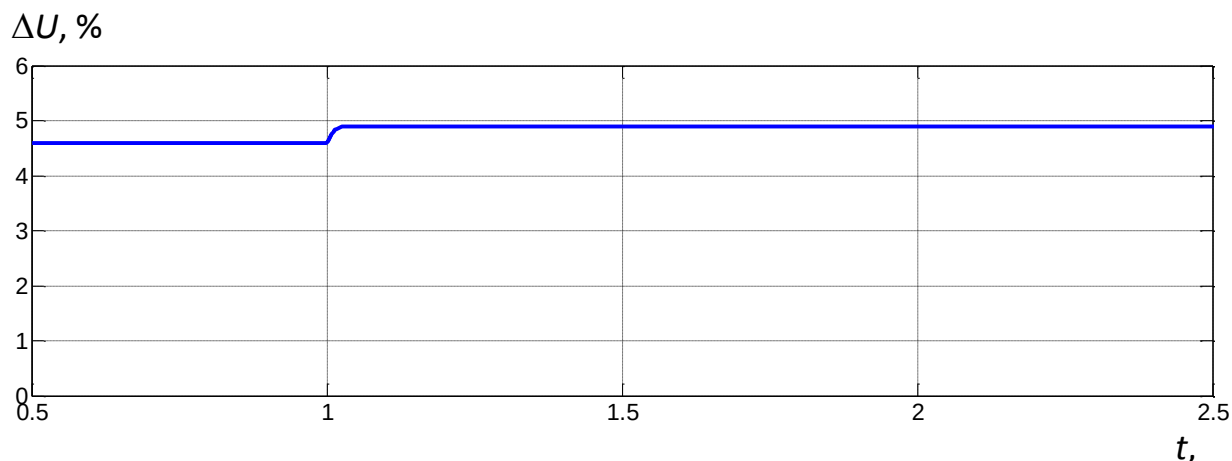


Рис. 3.15. Графік усталеного відхилення напруги на клемах споживачів під час перехідного процесу

Аналіз графіків, що показаних на рис. 3.12 – 3.15 засвідчив, що перехідний процес для кожного випадку має аперіодичний характер. Це дозволяє зробити висновок, що створена в роботі САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС задовольняє умовам стійкості.

3.5 Комп'ютерне моделювання роботи САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС

3.5.1 Технологія комп'ютерного моделювання. Базова модель. Для визначення ефекту від рішення задачі управління (2.1) скористаємося створеною в даному розділі комп'ютерною імітаційною моделлю САУ. Вхідними даними для моделювання використані дані про споживання електричної енергії сільськогосподарських підприємств з джерела. Інформація про інтенсивність випромінювання сонця, швидкість вітрового потоку взяті за річний період (2020 рік) для метеоумов м. Кропивницький за координатами метеорологічної станції 48.54°Пн. Ш., 32.29°Сх. Д.В, 170м над

рівнем моря, висота встановлення анемометра над землею складає 10 м з урахуванням рекомендацій.

Базовою моделлю для порівняння було обрано модель САУ, яка реалізує таке управління рівнем генерування активної потужності ВДЕ в КЕС, за якого відхилення напруги ΔU на затискачах споживача не більше за нормально допустиме значення 5%.

Комп'ютерне моделювання роботи САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС заключається в наступному. Для кожного вимірювання режимних параметрів розраховується вектор управління та параметри режиму, що визначаються для трьох випадків:

- управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС відсутнє (в РЕМ продукується максимальна потужність);
- управління генеруванням активної потужності в КЕС з ВДЕ базової моделі САУ, при якому відбувається обмеження величини усталеного відхилення напруги ΔU на затискачах споживача верхнім значенням 5%;
- застосування в САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС створеної в роботі моделі блоку управління.

Створена комп'ютерна модель дає можливість визначати та запам'ятовувати режимні параметри, потужності генерування і споживання, напруги та їх відхилення на затискачах споживача, енергію що споживається навантаженням та генерування ВДЕ. Це дозволяє візуалізувати результати обрахунків а також провести статистичний обробіток для відхилення напруги на затискачах споживача.

Для здійснення моделювання обраний масив добових даних для швидкості вітру, інтенсивності випромінювання сонця, споживання активної та реактивної потужності електронавантаженням з [83].

3.5.2 Результати проведеного комп'ютерного моделювання роботи САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС. Для знаходження ефекту від застосування рішення задачі управління (2.1) було здійснене моделювання роботи розподільної мережі до якої під'єднана комбінована електроенергетична система з ВДЕ для наступних випадків: за відсутності управління генеруванням активної потужності, для базової моделі за такого управління генеруванням активної потужності, що обмежує відхилення напруги на затискачах споживачів величиною 5%; при запропонованому оптимальному управлінні генеруванням активної потужності.

Статистична обробка результатів моделювання заключалася у визначенні інтегральної ймовірності потрапляння величини усталеного відхилення напруги ΔU на клеммах споживачів у нормально допустимі межі

$$P(\Delta U_{\min} \leq \Delta U \leq \Delta U_{\max}) = \frac{N_{\text{доп}}}{N}, \quad (3.35)$$

де P – інтегральна ймовірність потрапляння значення відхилення ΔU в діапазон величин $\Delta U_{\min} \leq \Delta U \leq \Delta U_{\max}$;

$N_{\text{доп}}$ – кількість значень відхилення ΔU , що входять в допустимий діапазон;

N – кількість вимірювань відхилення ΔU .

Результати комп'ютерного моделювання роботи САУ у випадку коли відсутнє управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС зображено на рис. 3.16 – 3.21.

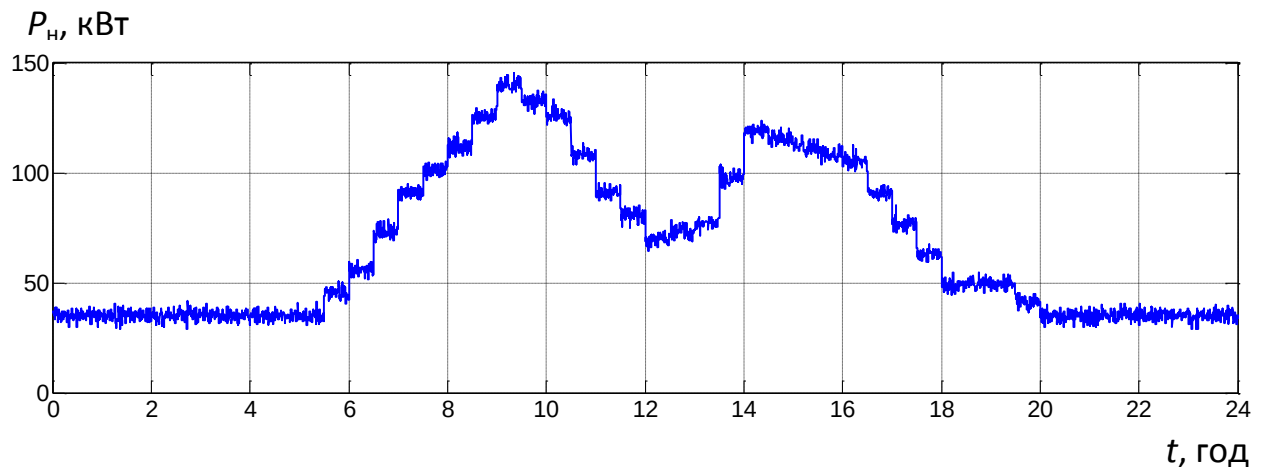


Рис 3.16. Графік споживання активної потужності електронавантаженням

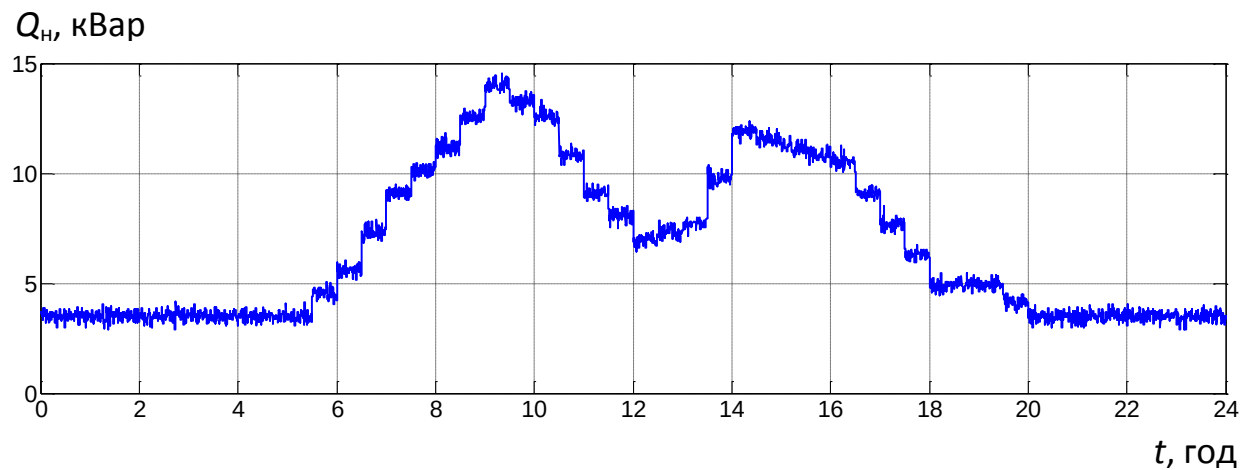


Рис 3.17. Графік споживання реактивної потужності електронавантаженням

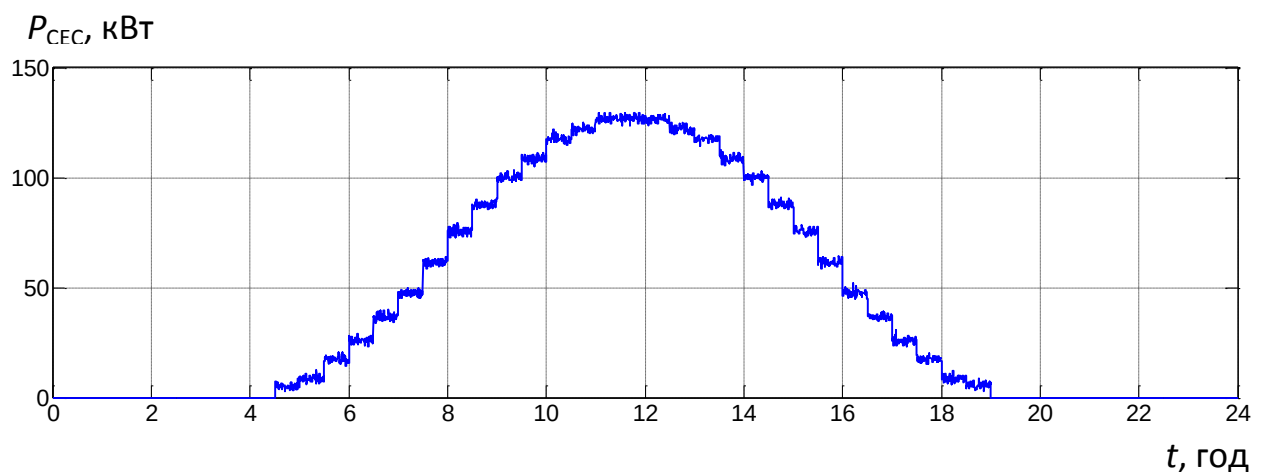


Рис 3.18. Графік видачі активної потужності СЕС без управління рівнем генерування активної потужності установок з ВДЕ

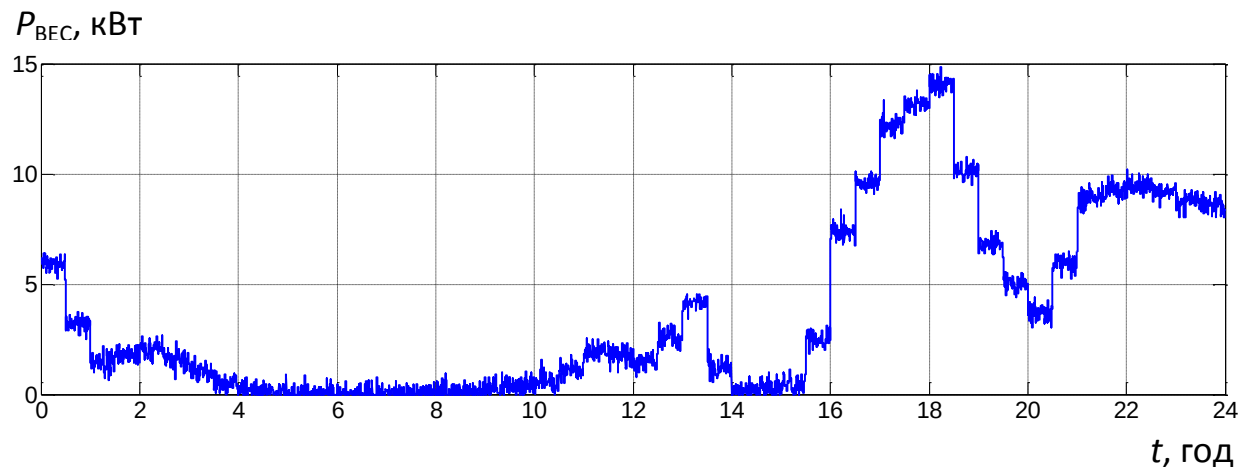


Рис 3.19. Графік видачі активної потужності ВЕС без управління рівнем генерування активної потужності установок з ВДЕ

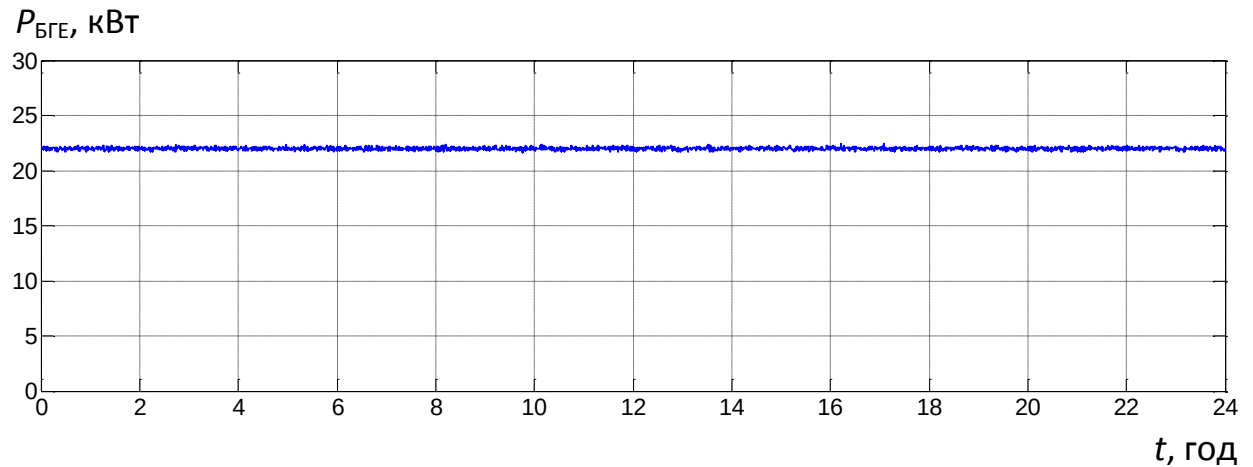


Рис 3.20. Графік видачі активної потужності БГЕ без управління рівнем генерування активної потужності установок з ВДЕ

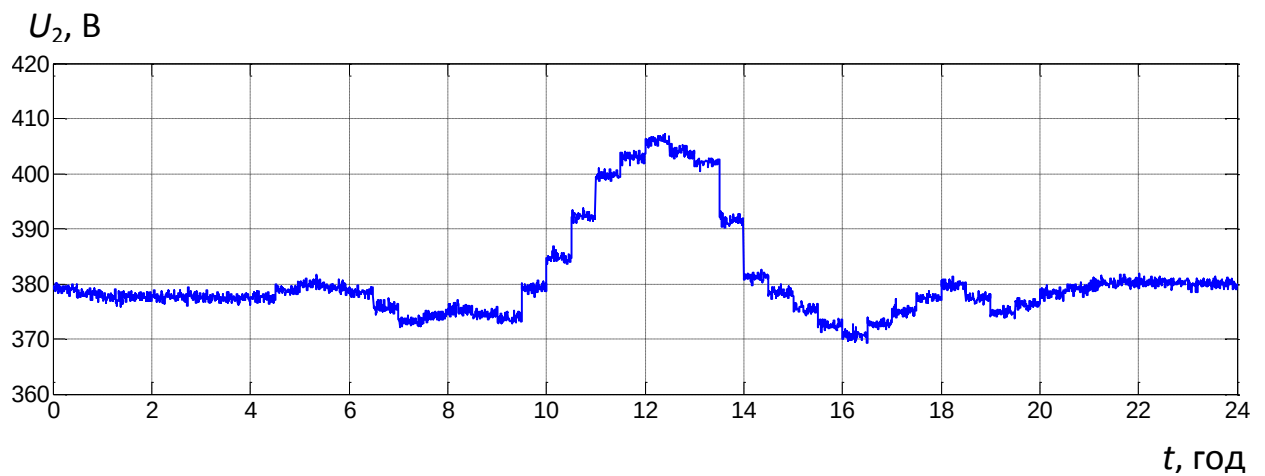


Рис 3.21. Графік напруги на шинах споживача без управління рівнем генерування активної потужності установок з ВДЕ

Результати комп'ютерного моделювання роботи САУ по базовій моделі, тобто з таким управлінням генеруванням активної потужності ВДЕ, коли відбувається забезпечення обмеження відхилення напруги на затискачах електроспоживачів величиною 5%) зображені на рис. 3.22 – 3.25.

Результати комп'ютерного моделювання роботи запропонованої САУ генерування активної потужності ВДЕ в КЕС зображені на рис. 3.26 – 3.32.

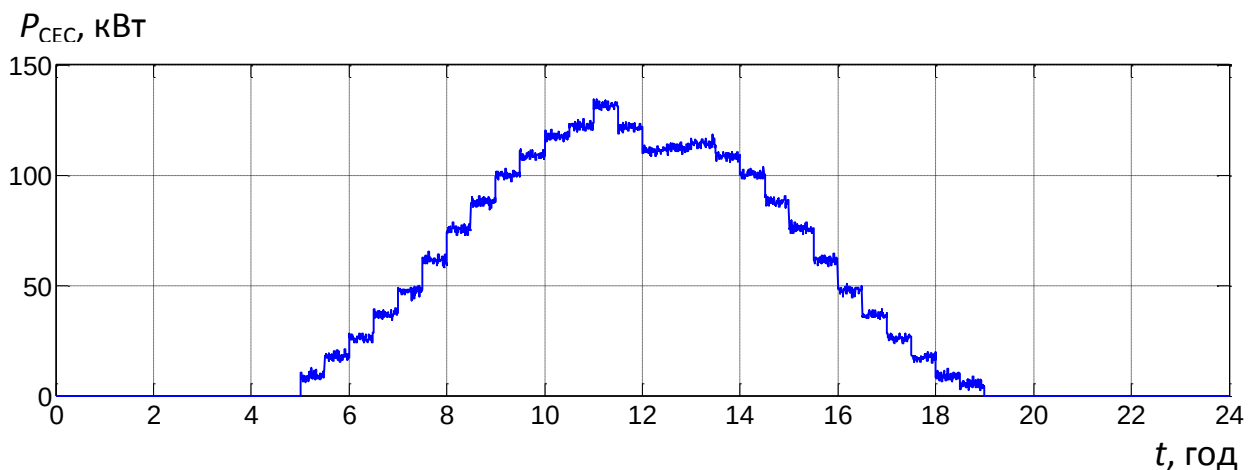


Рис 3.22. Графік потужності генування СЕС при роботі базової САУ та обмеженні відхилення напруги величиною 5%

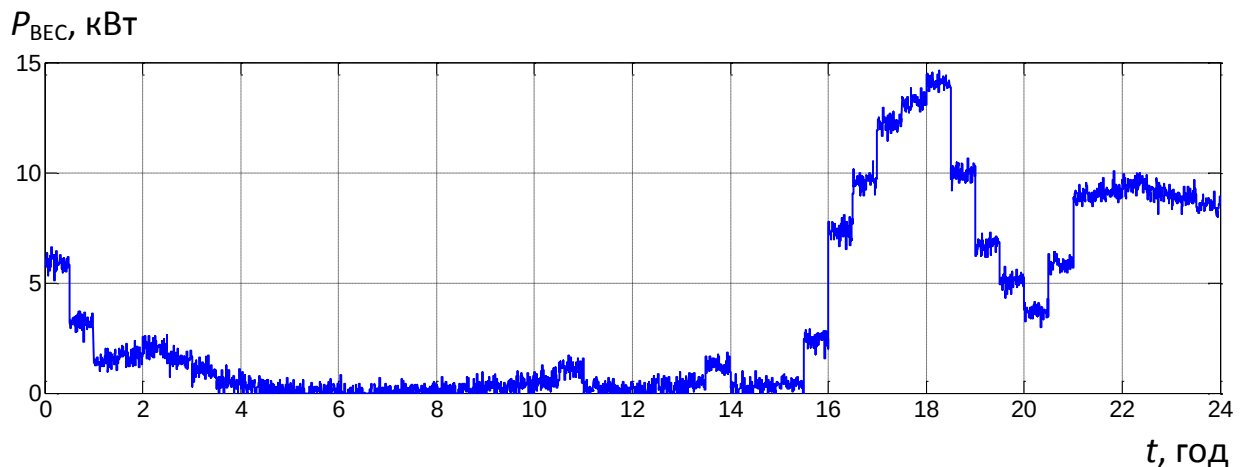


Рис 3.23. Графік потужності генування ВЕС при роботі базової САУ та обмеженні відхилення напруги величиною 5%

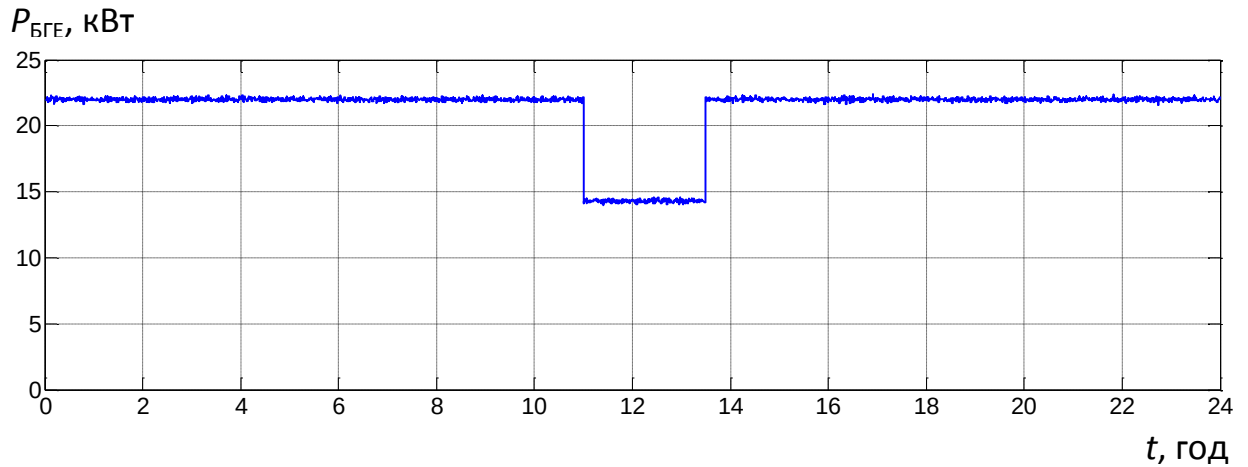


Рис 3.24. Графік потужності генування БГЕ при роботі базової САУ та обмеженні відхилення напруги величиною 5%

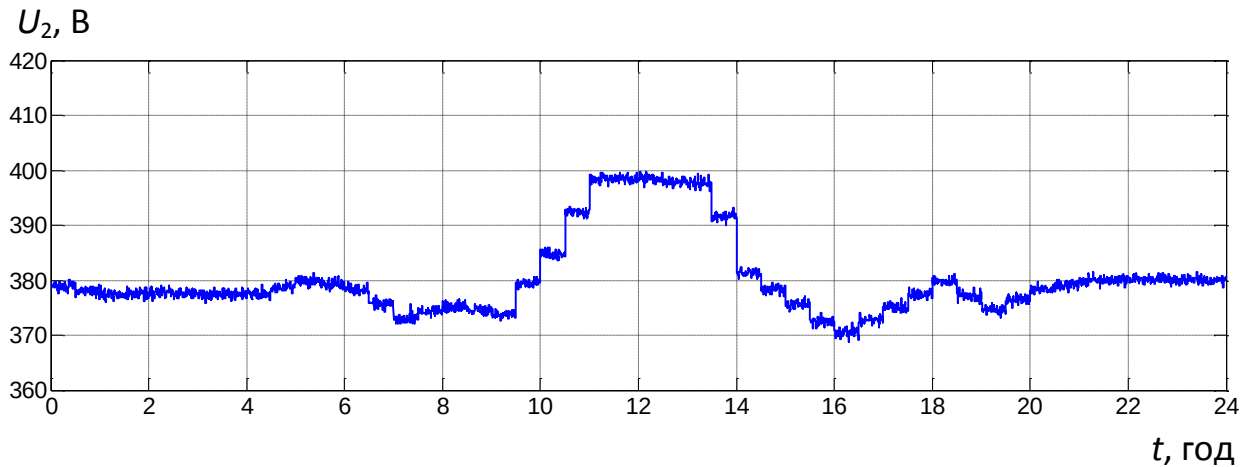


Рис 3.25. Графік напруги на шинах споживача при роботі базової САУ при обмеженні відхилення напруги величиною 5%

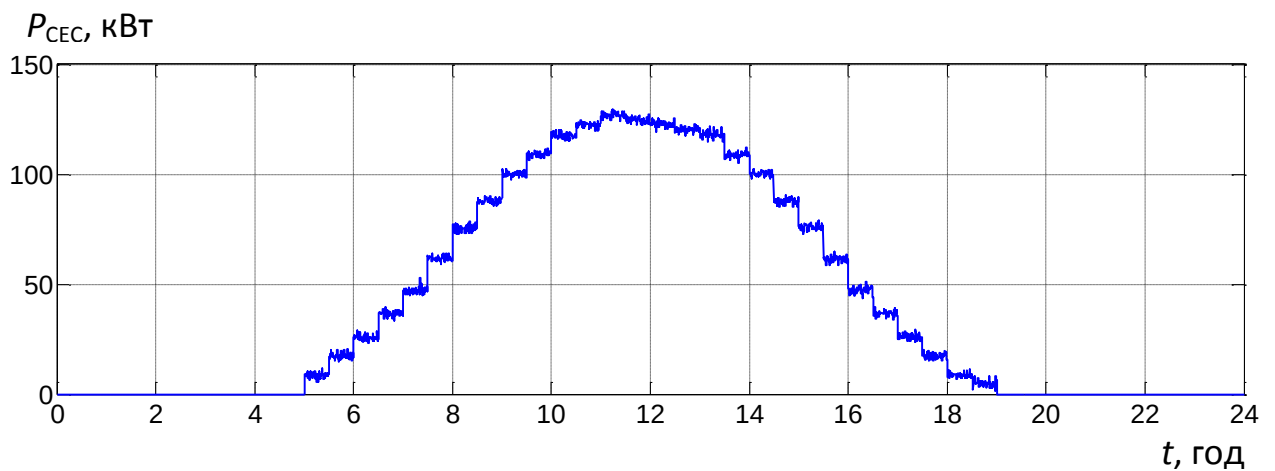


Рис 3.26 Графік потужності генування СЕС при автоматичному управлінні генеруванням активної потужності запропонованою САУ

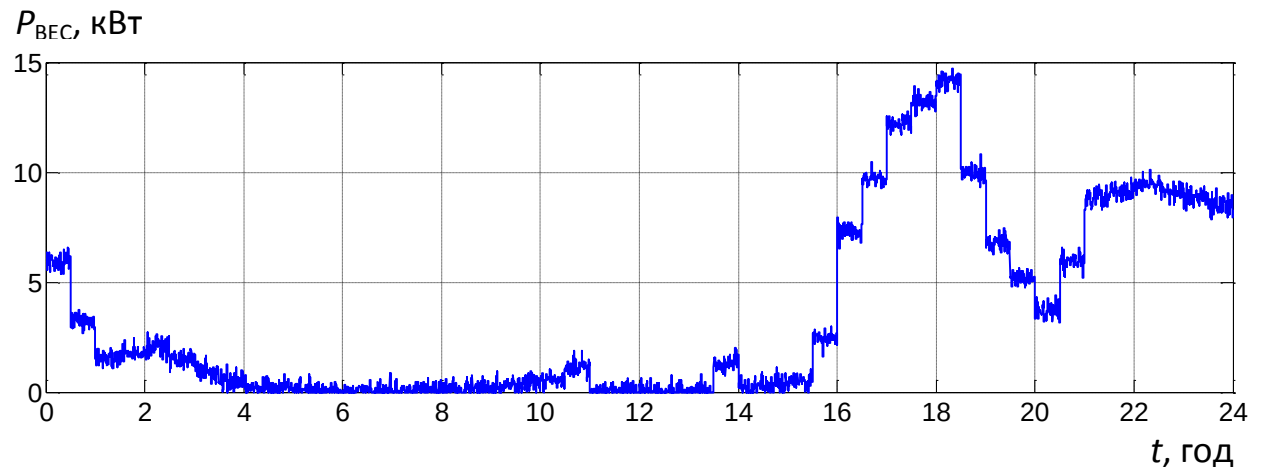


Рис 3.27. Графік потужності генування ВЕС при автоматичному управлінні генеруванням активної потужності запропонованою САУ

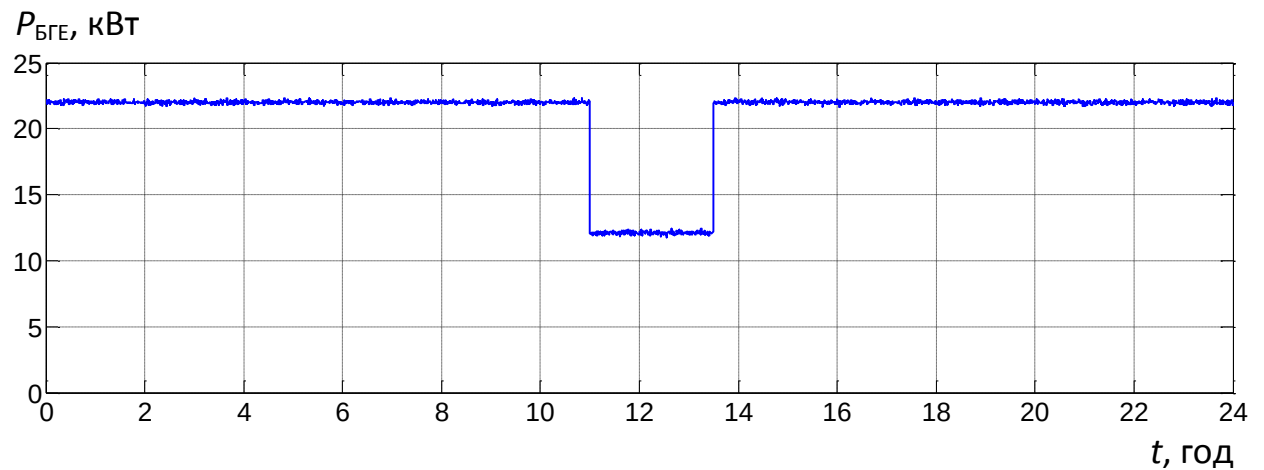


Рис 3.28. Графік потужності генування БГЕ при автоматичному управлінні генеруванням активної потужності запропонованою САУ

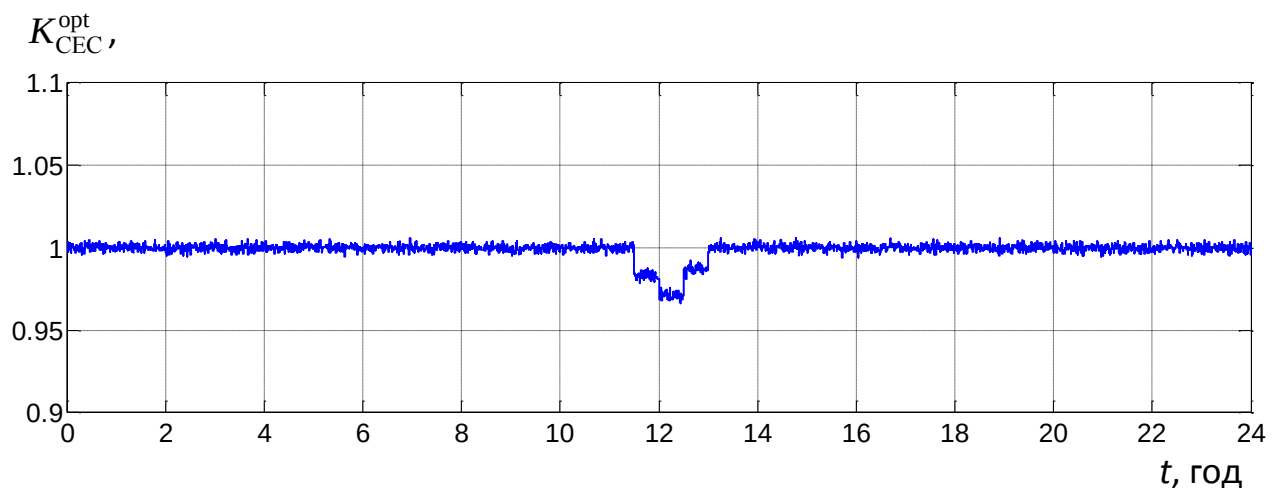


Рис 3.29. Графік коефіцієнта $K_{\text{СЕС}}^{\text{opt}}$ регулювання потужності СЕС при автоматичному управлінні генеруванням потужності запропонованою САУ

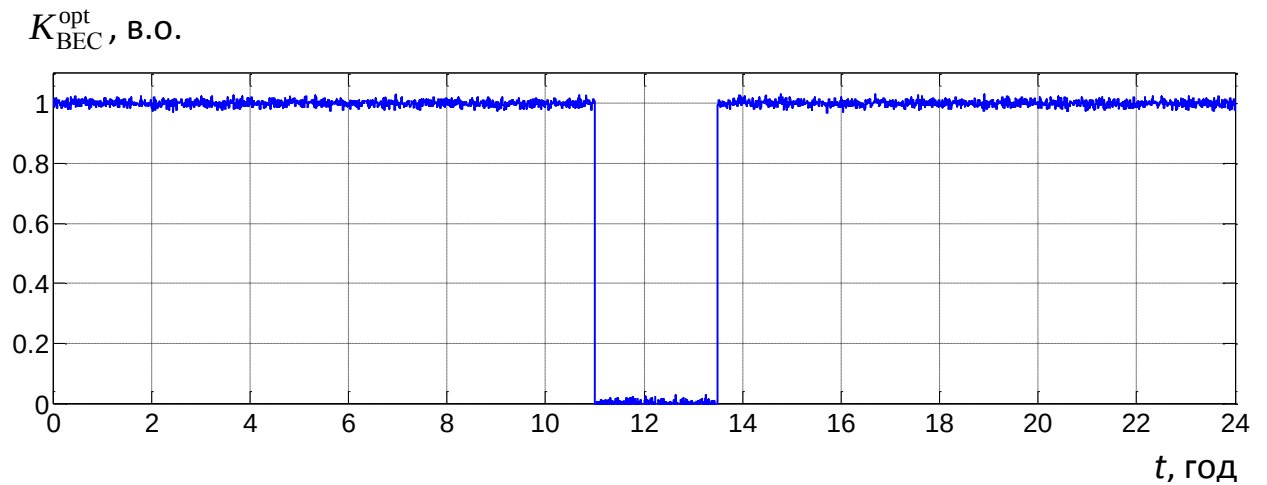


Рис 3.30. Графік коефіцієнта $K_{\text{BEC}}^{\text{opt}}$ регулювання потужності ВЕС при автоматичному управлінні генеруванням потужності запропонованою САУ

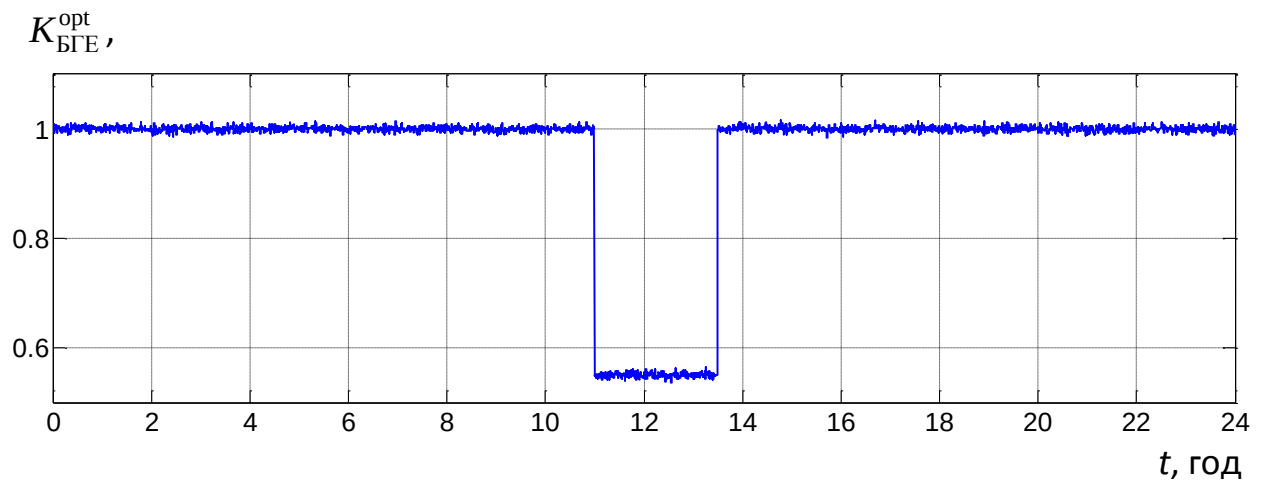


Рис 3.31. Графік коефіцієнта $K_{\text{БГЕ}}^{\text{opt}}$ регулювання потужності БГЕ при автоматичному управлінні генеруванням потужності запропонованою САУ

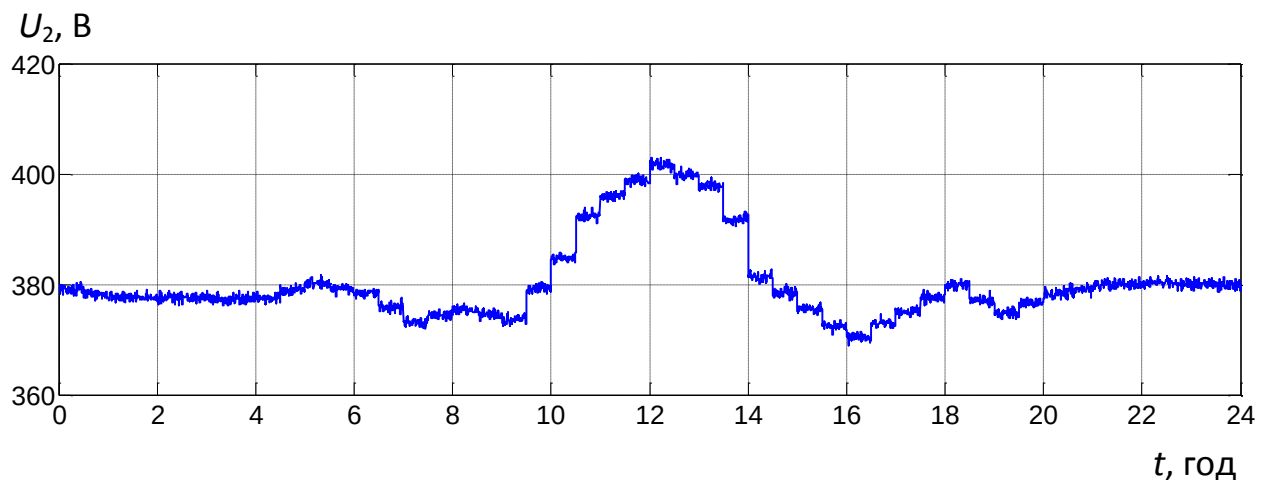


Рис 3.32. Графік напруги на шинах споживачів при автоматичному управлінні генеруванням потужності запропонованою САУ

На рис. 3.33 зображені графіки сумарного генерування активної потужності установками з ВДЕ при відсутності управління генеруванням активної потужності, для випадку базової моделі САУ (виконується обмеження відхилення напруги на затискачах споживачів величиною 5%) при запропонованому оптимальному управлінні генеруванням активної потужності. На рис. 3.34 – зображено область збільшення.

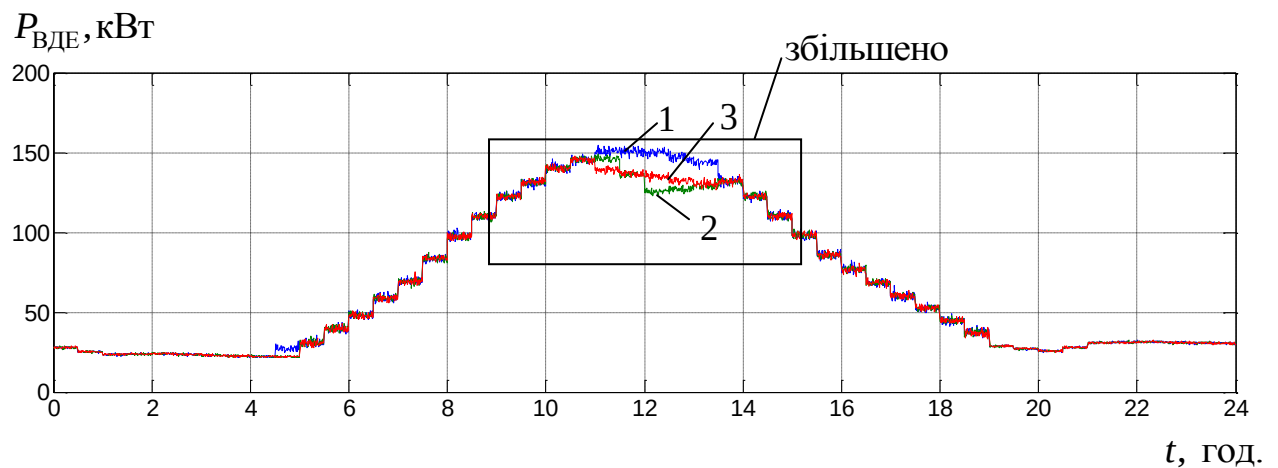


Рис. 3.33. Графіки сумарного генерування потужності установками з ВДЕ

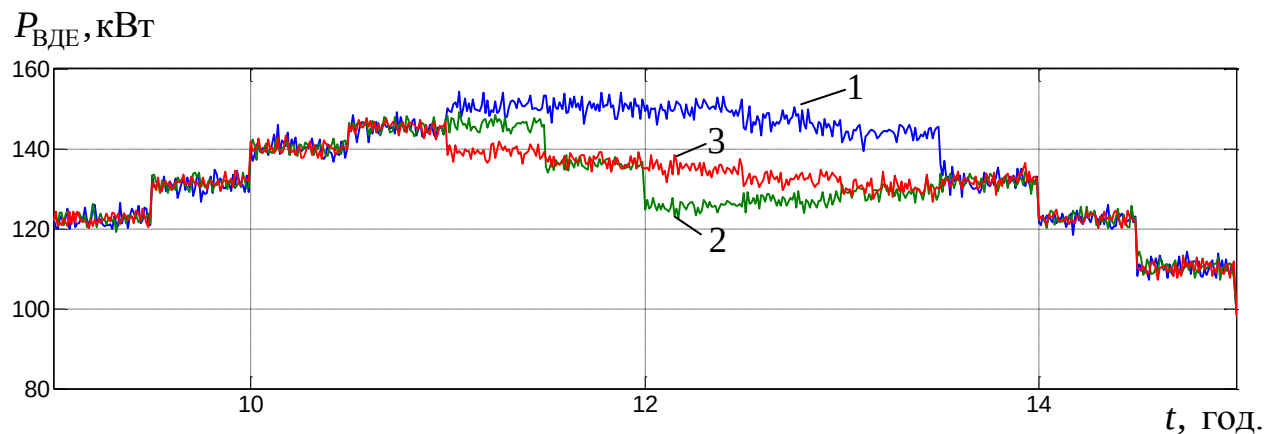


Рис. 3.34. Графіки сумарного генерування потужності установками з ВДЕ (збільшено)

На рис. 3.33-3.34: 1 – управління відсутнє, 2 – робота базової моделі САУ, 3 – запропонована модель САУ.

Як можна бачити з графіків рис. 3.33-3.34 запропонована модель САУ дає можливість підвищити рівень генерування активної потужності установками з ВДЕ в електромережу.

На рис. 3.35 зображено графіки усталеного відхилення напруги на затискачах споживачів електроенергії при відсутності управління генеруванням активної потужності, для випадку роботи базової моделі САУ та при запропонованому оптимальному управлінні генеруванням активної потужності. На рис. 3.37 – зображено область збільшення.

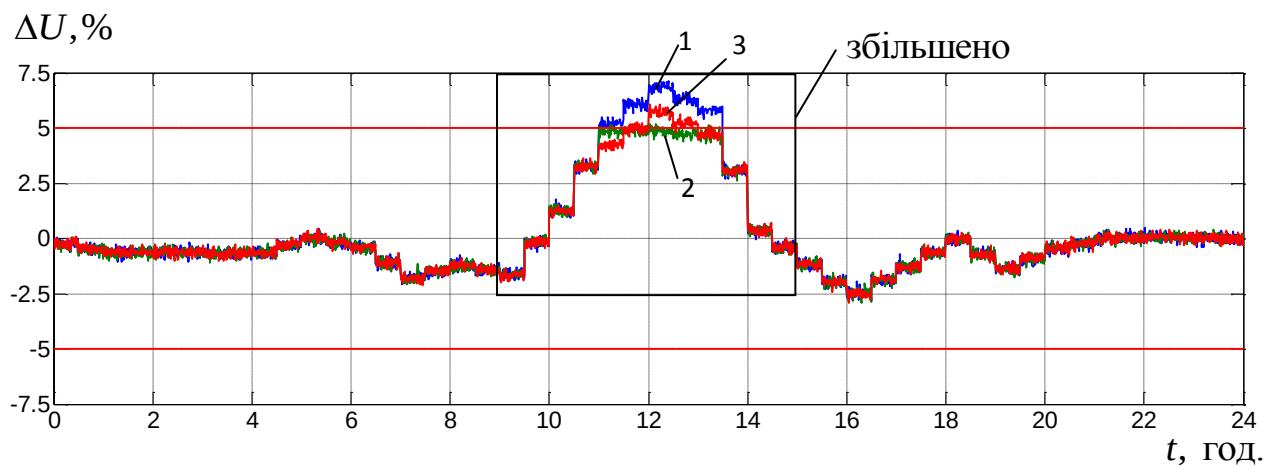


Рис. 3.35. Графіки усталеного відхилення напруги на затискачах споживачів електричної енергії

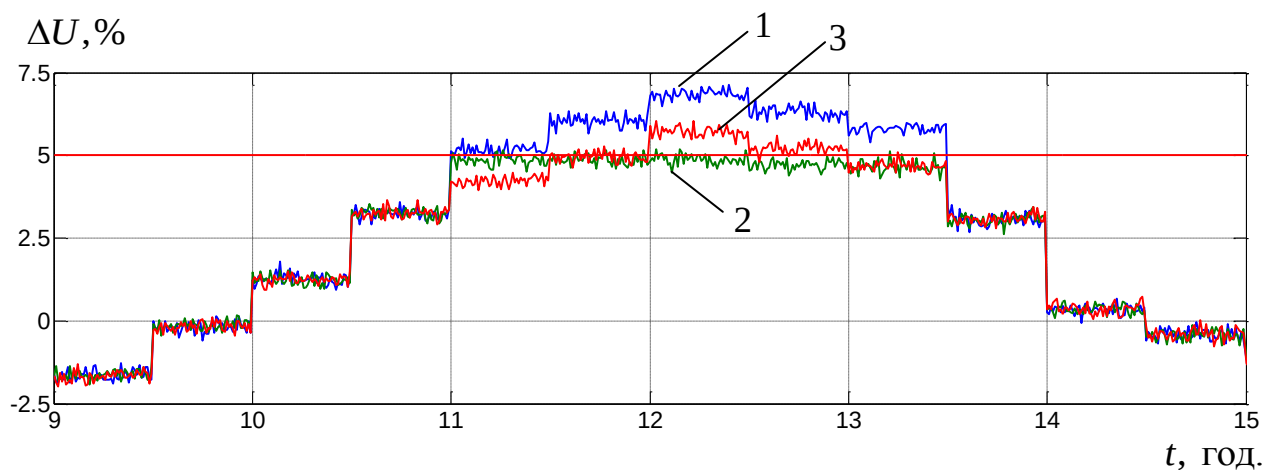


Рис. 3.36. Графіки усталеного відхилення напруги на затискачах споживачів електричної енергії (збільшено)

На рис. 3.35-3.36: 1 – управління відсутнє, 2 – робота базової моделі САУ, 3 – запропонована модель САУ.

Результати моделювання та статистичний обробіток даних по відхиленню напруги на затискачах споживача зведено в табл. 3.1., де P – інтегральна ймовірність попадання значення відхилення ΔU до діапазону значень $\Delta U_{\min} \leq \Delta U \leq \Delta U_{\max}$; $N_{\text{доп}}$ – кількість значень відхилення ΔU , що потрапили до діапазону допустимих значень; N – загальна кількість замірів величини ΔU .

Таблиця 3.1 Результати моделювання та їх статистичний обробіток

№ з/п	Показник	Показник		
		Без управління	Базова САУ	Запропонована САУ
1.	Генерування електроенергії в мережу $W_{\text{ген}}$, кВт·год	219,8	167,25	181,16
2.	Генерування БГЕ $W_{\text{БГЕ}}$, кВт·год	528,1	508,9	503,4
3.	Генерування СЕС $W_{\text{СЕС}}$, кВт·год	1007,1	984,01	1004
4.	Генерування ВЕС $W_{\text{ВЕС}}$, кВт·год	94,17	84,3	83,71
5.	Сумарне генерування ВДЕ $W_{\text{ВДЕ}}$, кВт·год	1629,17	1577,1	1591,01
6.	Інтегральна ймовірність потрапляння відхилення ΔU в допустимий діапазон, $P[5 < \Delta U < 5]$, %	89,78	100	95,01

Для випадку відсутності управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС можна бачити, що при цьому в РЕМ віддається максимальна кількість електричної енергії 219,8 кВт·год. Проте відхилення ΔU на

затискачах споживача виходить за допустимі межі $[-5\% \dots 5\%]$ з інтегральною імовірністю 89,78 %, і не задовольняє вимоги ГОСТ 13109-97.

При роботі базової моделі управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС з обмеженням відхилення ΔU крайніми межами діапазону $[-5\% \dots 5\%]$ досягається 100 % потрапляння значення відхилення ΔU в діапазон допустимих меж. Але тоді величина генерування електроенергії в РЕМ та економічний ефект, знижуються на 23,9 %.

Використання оптимального автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС запропонованою САУ дозволяє збільшити рівень генерування активної потужності в РЕМ, у порівнянні з роботою базової моделі управління, на 8,11 %. А інтегральна ймовірність потрапляння значення усталеного відхилення напруги в діапазон допустимих меж складає 95 %, що задовольняє вимоги ГОСТ 13109-97.

Тож реалізація алгоритму оптимального управління САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС за розглянутих умов дає можливість збільшити рівень генерування електроенергії в РЕМ на 8,11 % при дотриманні технічних вимог ГОСТ 13109-97 до значення показника усталеного відхилення напруги ΔU .

Висновки до розділу

1. Запропоновані математичні моделі елементів КЕС, структурна схема САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС та алгоритм визначення оптимального вектора управління, в основу яких лежать рішення задачі багатокритеріальної оптимізації дозволили розробити комп'ютерну імітаційну модель САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС.

2. Звертаючи увагу на значну нелінійність запропонованої САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС оцінка стійкості

запропонованої САУ була виконана шляхом аналізу перехідних процесів. Перехідна характеристика запропонованої САУ отрималась комп'ютерним моделюванням. Аналіз графіків, які були отримані в результаті подачі на вхід запропонованої САУ ступеневого збурення засвідчив, що перехідний процес має аперіодичний характер. Це доводить, що запропонована в роботі САУ генеруванням активної електроенергії ВДЕ в КЕС задовольняє вимоги стійкості.

3. Результати комп'ютерного моделювання запропонованої САУ, в основі роботи якої лежать знайдені рішення задачі багатокритеріальної оптимізації довели перевагу розробленої САУ над базовою. Зокрема, для випадку створеної САУ значення генерування активної потужності стала на 8,13 % більшою порівняно з базовою САУ. Одночасно з цим значення усталеного відхилення напруги для випадку роботи розробленої САУ задовольняють вимоги ГОСТ 13109-97.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

За умовами по електробезпеці електричні установки підлягають поділу на установки напругою до 1000 В та вище 1000 В. Зауважимо, що береться до уваги діюче значення напруги. Вимоги, які висуваються до техніки безпеки, а також технологічні вимоги, які висуваються до конструкції, улаштування, розміщення та експлуатації електричних установок понад 1000 В, жорсткі, порівняно з вимогами до електричних установок до 1000 В.

Досвід експлуатації засвідчує, що для підтримання роботи електричних установок у безвідмовному режимі, без аварій та з високою продуктивністю слід таким чином організувати їх експлуатацію, щоб виключити будь-яку можливість неправильних дій зі сторони персоналу обслуговування.

Набір правил такої організації експлуатування розроблено шляхом узагальнення багаторічного досвіду та викладена у "Правил безпечної експлуатації в електроустановках"

В основі організації безпечної експлуатації електричних установок покладена висока технічна грамотність та свідома дисципліна обслуговуючого персоналу. Останній повинен строго дотримуватись певних організаційних та технічних заходів, прийомів а також черговості виконання експлуатаційних операцій погоджено до вказівкам Правил.

Люди, які обслуговують електроустановки, не повинні мати інвалідність, каліцтва або хвороби, які можуть зашкодити роботі та посилюють небезпеку бути ураженим струмом.

Люди, які ведуть чергування в електричних установках та приймають участь в оперативних перемиканнях, а також здійснюють виконання ремонтних, монтажних, налагоджувальних та інших видів робіт в діючих електроустановках, мають бути піддані медичному огляду комісією. Це має

бути жорсткою вимогою, що передує прийому на роботу. З періодичністю один раз на два роки люди, робота яких пов'язана із обслуговуванням ртутних випрямлячів та перетворювачів, висотними роботами, обслуговують підйомні механізми повторно проходять медичну комісію.

Працівники, які заново влаштовуються на роботи перш ніж отримати дозвіл на допуск на підприємство, мають пройти та засвоїти матеріал вступного інструктажу а безпосередньо на робочому місці – первинний інструктаж.

Особини, що працюють черговим або оперативно-ремонтним персоналом перед допуском до самостійної роботи мають прослухати теоретичну підготовку, пройти курс навчання безпосередньо на робочому місці, витримати екзаменаційну перевірку знань та навичок що до безпечного виконання робіт, знання виробничих та посадових інструкцій у об'ємі не меншому, що є обов'язковим для певної посади а також для виконання робіт чергового по місцю роботи.

Вступний інструктаж має проводити інженер або інспектор з охорони праці промислового підприємства (установи або організації). Вступний інструктаж переслідує мету надання новоприбулому працівнику загального уявлення що до правил техніки безпеки, пожежної безпеки, санітарії на робочому місці. Одночасно виконуються роз'яснювальні дії що до внутрішнього трудового розпорядку, поведінки на території та робочому місці, промислових та побутових приміщеннях, головні види та типи небезпек які можуть підстерігати під час роботи в цехах, корпусах тощо, суть та зміст застережних заходів, написів, плакатів, звукової та світлової сигналізації, вказують телефони служб, до яких слід телефонувати під час пожежі, нещасного випадку, аварії тощо).

Роботи під напругою здійснюють на струмовідних частинах, на яких присутня напруга. При цьому слід використовувати засоби індивідуального електричного захисту.

РОЗДІЛ 5

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ САУ ГЕНЕРУВАННЯМ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВДЕ В КЕС

З метою оцінки ефективності використання запропонованої САУ генеруванням активної потужності від відновлюваних джерел енергії в комбінованій електроенергетичній системі порівняно із базовою САУ потрібно виконати визначення економічних показників для обох варіантів. В якості базової моделі для порівняння був здійснений вибір САУ, яка реалізує таке управління рівнем генерування активної потужності ВДЕ в КЕС, за якого відхилення напруги ΔU на затискачах споживача не перебільшує нормально допустимої величини 5%.

Економічний ефект від використання запропонованої в роботі САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС:

$$E = Z_{\text{б}} - Z_{\text{р}}, \quad (5.1)$$

де $Z_{\text{б}}$ – приведені витрати по базовому варіанту, тис. грн./рік;

$Z_{\text{р}}$ – приведені витрати по проектному варіанту, тис. грн./рік.

Приведені витрати визначаються за формулою:

$$Z_i = E_{\text{н}} K_i + I_{\text{а.о.і}} + V_i, \quad (5.2)$$

де $E_{\text{н}}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, 1/рік; для запропонованої методики приймається $E_{\text{н}} = 0,15$;

K_i – капітальні вкладення в i -й варіант; оскільки відбувається модернізація існуючої САУ, то для варіанта базового $K_0 = 0$, тис. грн.;

$I_{a.o.i}$ – витрати на амортизацію та обслуговування обладнання для i -го варіанту, тис. грн./рік;

U_i – збиток від зменшення якості електроенергії, тис. грн./рік;

Результати моделювання виявили, що за умови роботи запропонованої САУ виникають понаднормові величини усталеного відхилення напруги.

Для визначення економічних збитків від відхилення напруги використаємо методику, яка описана в [6]. Основні положення методики заключаються в наступному.

Щорічні економічні збитки внаслідок понаднормових значень усталеного відхилення напруги на зажимах електроспоживачів:

$$Z_{\Delta U}(P_{\text{ген}}) = a_1 [\Delta U(P_{\text{ген}}) + a_2]^2 \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{н max}}}, \quad (5.3)$$

де $\Delta U(P_{\text{ген}})$ – величина усталеного відхилення напруги на зажимах електроспоживачів;

a_1, a_2 – сталі коефіцієнти, які залежать від якісного складу споживачів електричної енергії;

$S_{\text{н}}$ – значення повної потужності електричного навантаження;

$S_{\text{н max}}$ – максимальне значення повної потужності електронавантаження.

Грошові надходження від генерування потужності в електричну мережу установками з ВДЕ за ставкою «зеленого» тарифу визначаються виразом:

$$\Pi(P_{\text{ген}}) = c_0^{\text{СЕС}} P_{\text{ген}}^{\text{СЕС}} + c_0^{\text{ВЕС}} P_{\text{ген}}^{\text{ВЕС}} + c_0^{\text{БГЕ}} P_{\text{ген}}^{\text{БГЕ}}, \quad (5.4)$$

де $P_{\text{ген}}^{\text{СЕС}}$, $P_{\text{ген}}^{\text{ВЕС}}$, $P_{\text{ген}}^{\text{БГЕ}}$ – потужність генерування СЕС, ВЕС, БГЕ відповідно;

$c_0^{\text{СЕС}}$, $c_0^{\text{ВЕС}}$, $c_0^{\text{БГЕ}}$ – ставки «зеленого» тарифу для продажу електроенергії, яка виробляється СЕС, ВЕС та БГЕ відповідно.

Відповідно до запропонованої методики виконаємо розрахунок витрат при генерації електричної енергії ВДЕ в КЕС. Принципова схема КЕС з ВДЕ показана на рис. 5.1 для двох варіантів:

1. Для запропонованої САУ генеруванням активної потужності ВДЕ;
2. Для базової САУ генеруванням активної потужності ВДЕ.

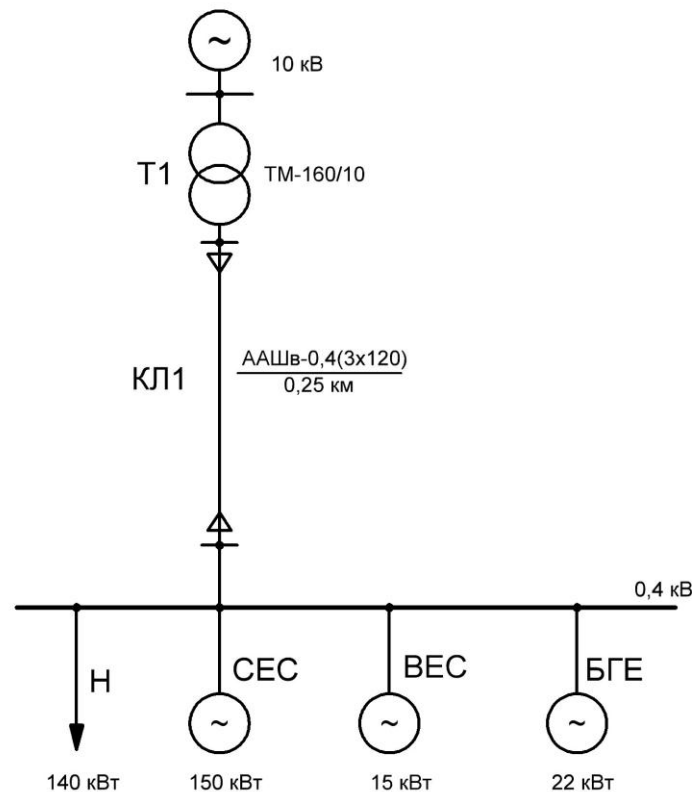


Рис. 5.1. Принципова схема РЕМ з ВДЕ

В якості вихідних даних будемо користуватися результати моделювання роботи САУ, яке було виконане в розділі 3, а саме значення потужностей генерування електричної енергії установками з ВДЕ, значення

спожитої електроенергії та усталена величина відхилення напруги на зажимах електроспоживачів.

Вихідні дані для розрахунку, а також результати розрахунків економічних збитків від понаднормових значень усталеного відхилення напруги для обох варіантів приведено в табл. 5.1 – 5.2.

Таблиця 5.1. Вихідні дані до визначення економічної ефективності САУ

№ з/п	Показник	Значення
1.	Електроенергія, яка була спожита споживачами електроенергії	51101
Базова модель САУ		
2.	Електроенергія згенерована СЕС, кВт*год.	359161
3.	Електроенергія згенерована ВЕС, кВт*год.	30773,16
4.	Електроенергія згенерована БГЕ, кВт*год.	185711
5.	Прибуток від генерування електроенергії СЕС, грн.	1795801
6.	Прибуток від генерування електроенергії ВЕС, грн.	61546,1
7.	Прибуток від генерування електроенергії БГЕ, грн.	185711
8.	Загальний дохід від генерування електроенергії, грн.	2043058,4
9.	Збиток внаслідок понаднормових значень усталеного відхилення напруги, грн.	9891,6
10.	Прибуток від генерування електроенергії ВДЕ, грн.	2039408,4
Розроблена модель САУ		
11.	Електроенергія згенерована СЕС, кВт*год.	366461
12.	Електроенергія згенерована ВЕС, кВт*год.	30577,9
13.	Електроенергія згенерована БГЕ, кВт*год.	183704,6
14.	Прибуток від генерування електроенергії СЕС, грн.	1832301
15.	Прибуток від генерування електроенергії ВЕС, грн.	61115,7
16.	Прибуток від генерування електроенергії БГЕ, грн.	183704,6
17.	Загальний дохід від генерації електроенергії, грн.	2077120,2
18.	Збиток внаслідок понаднормових значень усталеного відхилення напруги, грн.	32641,96
19.	Прибуток від генерування електроенергії ВДЕ, грн.	2065075,2

Таблиця 5.2. Показники ефективності застосування запропонованої САУ у порівнянні із базовою (результати обрахунків)

№ з/п	Показник	Одиниці виміру	Базова САУ	Розробл. САУ
1.	Капітальні вкладення	тис. грн.	0	13,23
2.	Витрати на обслуговування та амортизацію	тис. грн./рік	0	1,97
3.	Сумарний прибуток від генерування електроенергії	тис. грн./рік	2043,07	2077,13
4.	Збиток внаслідок понаднормових величин усталеного відхилення напруги	тис. грн./рік	9,8916	32,643
5.	Прибуток від генерування електроенергії ВДЕ	тис. грн./рік	2033,18	2044,49
6.	Приведені затрати	тис. грн.	9,8916	2,5456
7.	Економічний ефект	тис. грн.	7,347	
8.	Термін окупності	рік	1,81	

Очікуваний розрахунковий економічний ефект для запропонованої САУ генерування активної потужності ВДЕ в КЕС складає 7,347 тис. грн. в рік, а значення терміну окупності – 1,81 років виявився меншим від нормативного (8 років). Останнє свідчить про доцільність використання розробленої в роботі САУ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Розгляд особливостей використання установок з ВДЕ, що включені до складу КЕС, засвідчив, що в режимі виробництва електричної потужності вони чинять шкідливий вплив на якість електроенергії в РЕМ, а саме призводять до понаднормового зростання рівня усталеного відхилення напруги в місці приєднання електроспоживачів.

2. Аналіз сучасних методів та технічних засобів під'єднання установок з ВДЕ до електромережі, а також засобів їх автоматизації показав, що одним із найбільш поширених підходів до розв'язку проблеми понаднормового підвищення величини усталеного відхилення напруги в режимі генерування КЕС є накладення обмежень на рівень генерування електричної енергії в мережу за допомогою напівпровідникових приладів (керованих випрямлячів ВЕС, інверторів СЕС,).

3. В результаті формалізації завдання автоматичного управління генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС виявлено, що її доцільно представляти у вигляді задачі багатокритеріальної оптимізації.

4. Запропоновані математичні моделі елементів КЕС, структурна схема САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС та алгоритм визначення оптимального вектора управління, в основу яких лежать рішення задачі багатокритеріальної оптимізації дозволили розробити комп'ютерну імітаційну модель САУ генеруванням активної потужності ВДЕ в КЕС.

5. Результати комп'ютерного моделювання запропонованої САУ, в основі роботи якої лежать знайдені рішення задачі багатокритеріальної оптимізації довели перевагу розробленої САУ над базовою. Зокрема, для випадку створеної САУ значення генерування активної потужності стала на 8,13 % більшою порівняно з базовою САУ. Одночасно з цим значення усталеного відхилення напруги для випадку роботи розробленої САУ задовольняють вимоги ГОСТ 13109-97.

6. Очікуваний розрахунковий економічний ефект для запропонованої САУ генерування активної потужності ВДЕ в КЕС складає 7,347 тис. грн. в рік, а значення терміну окупності – 1,81 років виявився меншим від нормативного (8 років). Останнє свідчить про доцільність використання розробленої в роботі САУ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/file/text/58/f469391n10.pdf>
2. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
3. Кириленко О. В. Аналіз впливу приєднання відновлюваних джерел електроенергії на рівні напруги електричних мереж / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко, А. Е. Зоммер // Технічна електродинаміка. Тем. випуск «Силова електроніка та енергоефективність» – 2011. – Ч. 2. – С. 44–49.
4. Кириленко О. В. Проблеми інтеграції відновлюваних джерел електроенергії в «слабкі» електричні мережі / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко, І. В. Трач // Технічна електродинаміка. – 2012. - № 3. – С. 25-26
5. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України: Зб. наук. пр. 2009. – Вип. 24. - С. 3–6
6. 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.
7. Лежнюк П. Д. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько // Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал. – 2015. – № 3 (41). – С. 7–13.

8. Солдатенко В. П. Автоматичне керування режимами роботи комбінованої електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії / В. П. Солдатенко, С. П. Плешков // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – 2017. №34(1256)2017 – С. 66–70

9. Солдатенко В. П. Система автоматичного керування роботою комбінованої електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні навки. Вип. 187 Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Харків: ХНТУСГ, 2017 – С. 37–39.

10. Закон України «Про електроенергетику». Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>

11. Державне агенство з енергоефективності та енергозбереження України. Офіційний сайт. Режим доступу: <http://saee.gov.ua/uk/news/2450>

12. Національна енергетична компанія Укренерго. Офіційний сайт. Режим доступу: <https://ua.energy>.

13. Twidell J., Weir T. Renewable Energy Resources ED2. – New York, Taylor & Francis, 2012. – 601 P.

14. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підручник / С.О. Кудря. – К.: НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с.

15. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие для вузов / А.Дж. Обозов, Р.М. Боптаев – Бишкек, 2010. – 218 с.

16. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы. – К.: Наук. Думка, 1999. – 320 с.

17. Системы генерирования электрической энергии с использованием возобновляемых энергоресурсов: учебное пособие / С.Г. Обухов. – Томск: ТПУ, 2008. – 140 с.

18. Баскаков А.П., Мунц В.А. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебн. для вуз. – М.: Изд. Дом «БАСТЕТ», 2013. 368 с.

19. Германович В., Турилин А. Альтернативные источники энергии и энергоснабжение. Практические конструкции по использованию ветра, солнца, воды, земли, биомассы. – СПб.: Наука и Техника, 2014. – 320 с.
20. Альтернативная энергетика без тайн / Стэн Гибилеско. М.: Эксмо, 2010. – 368 с.
21. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. – К.: «Освіта України», 2007. – 464 с.
22. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Учебное издание. – М.: ИП РадиоСофт, 2008. – 228 с.
23. Щербина О. Енергія для всіх. Технічний довідник з енергоощадності та відновлюваних джерел енергії. – Ужгород, 2007. – 336 с.
24. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебн. для вуз. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
25. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко. М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252 с.
26. Шидловский А.К. Повышение качества энергии в электрических сетях / А.К. Шидловский, В.Г. Кузнецов. – К.: Наук. думка, 1985. – 268 с.
27. Шидловский А.К. Стабилизация параметров электрической энергии в распределительных сетях / А.К. Шидловский, В.А. Новский, Н.Н. Капличный. – К.: Наук. думка, 1989. – 312 с.
28. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Взамен ГОСТ 13109-87; Введ. 01.01.00. – К.: Госстандарт Украины, 1999. – 31 с.
29. Лежнюк П. Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікітович, В. В. Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014 – 204 С.
30. Сокол Е.И. Использование средств силовой электроники для создания новых технологий в системе передачи электрической энергии //

Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Спец. випуск – 2010. – С. 30-34.

31. Шавьолкін О.О. Силові напівпровідникові перетворювачі енергії: навч. посібник. Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О.М. Бекетова. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. 2015. – 403 с.

32. Семенов Б.Ю. Силовая электроника для любителей и профессионалов. М.: СОЛОН-Р, 2001. – 327 с.

33. Handbook of wind energy / Tony Burton... [et al.]. – John Wiley & Sons, Ltd, 2001. – 642 p.

34. Patel R Wind and Solar Power System / R. Patel, R. Mukund – CRC Press, 1999. – 350 p.

35. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.

36. Неисчерпаемая энергия. Кн. 2. Ветроэнергетика / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2005. – 519 с.

37. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. М.: Колос, 2008 – 196 с.

38. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки / В.П. Харитонов – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. – 280 с.

39. Шевченко В.В., Кулиш Я.Р. Анализ возможности использования разных типов генераторов для ветроэнергетических установок с учетом диапазона мощности. / В.В. Шевченко, Я.Р. Кулиш. // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. № 65(1038) – 2013 - с.110-117

40. Данилевич Я.Б. Новые конструкции генераторов и проблемы их создания / Я. Б. Данилевич, Л. И. Чубраева // Санкт- Петербург : Наука, 1993.– 223 С.

41. Вольдек А.И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. – 2-е изд., перераб., – Л.: Энергия, 1974

42. Немудрий І.Ю. Підвищення ефективності електромеханічної системи вітроелектричних установок з аеродинамічною мультиплікацією. Автореферат дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук. Дніпропетровськ 2015.

43. Ключков С.Е. Особенности применения асинхронизированного синхронного генератора / С.Е. Ключков, В.М. Завьялов С. 145-148.

44. Бубенчиков А.А. Применение ветроколес и генераторов для ветроэнергетических установок малой мощности / А.А. Бубенчиков, Е.Ю. Артамонова, Р.А. Дайчман, Л.А. Файфер, Ф.В. Катеров, Т.В. Бубенчикова // Международный научно-исследовательский журнал. №5(36) - 2015. - С. 35-39.

45. Баадер И. Биогаз: теория и практика / И. Баадер, Е. Доне, М. Бренндерфер; пер. с нем. с пред. М.И. Серебряного. – М.: Колос, 1982. – 148 с.

46. Неисчерпаемая энергия. 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.

47. Басок Б.И. Анализ когенерационных установок. Часть 1. Классификация и основные показатели [Текст] / Б.И. Басок, Е.Т. Базеев, В.М. Диденко, Д.А. Коломейко // Пром. теплотехника. - 2006. - Т.28, №3.-С. 83-89.

48. Тарахтий О.С. Система автоматического управления когенерационной энергетической установкой учитывающая изменение качества топлива Автореф. дис. канд. техн. наук. – Одесса, 2015.

49. Мещанинов П.А. Автоматизация судовых электростанций. – Л.: Судостроение, 1970.

50. Хватов О.С. Дизель-генераторная электростанция с переменной частоты вращения вала / О.С. Хватов, А.Б. Дарьенков, И.М. Тарасов // Вестник ИГЭУ. Вып 2. – 2010 – С.

51. Blaabjerg F. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems / F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, A.V. Timbus // IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.53, no.5, pp.1398-1409, Oct. 2006.

52. Blaabjerg F. Power electronics as an enabling technology for renewable energy integration / F. Blaabjerg and Z. Chen // J. Power Electron., vol. 3, no. 2, pp. 81–89, Apr. 2003

53. Blaabjerg F. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems / F. Blaabjerg F, Z. Chen, S. Kjaer // IEEE Trans. Power Electron., vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, Sep. 2004

54. Blaabjerg F., Liserre M., Ma K. Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems / F. Blaabjerg, M. Liserre, K. Ma // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2012. – Vol. 48. – No.2. – P. 708–719.

55. Chen Z. A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines / Z. Chen, J.M. Guerrero, F. Blaabjerg // IEEE Transactions on power electronics. – 2009. – Vol. 24. – No.8. – P. 1859–1875.

56. Power electronics and reliability in renewable energy systems. / F. Blaabjerg, K. Ma, D. Zhou

57. Power electronics for renewable energy systems: Wind turbine and photovoltaic systems / F. Blaabjerg, U.M. Choi, K.B. Lee.

58. Технічні характеристики інверторів SMA – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://www.sma.de/en.html>

59. Технічні характеристики інверторів Steca – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://www.steca.com>

60. Технічні характеристики інверторів ABB – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar>

61. Технічні характеристики інверторів Froniys – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://www.fronius.com/en/photovoltaics>

62. Технічні характеристики інверторів SofarSolar – Каталогова інформація. Режим доступу: <http://www.sofarsolar.com/products>

63. Технічні характеристики інверторів Huawei – Каталогова інформація. Режим доступу: <http://huawei.energy/ua/products/>

64. Технічні характеристики інверторів KACO – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://kaco-newenergy.com/products/>

65. Технічні характеристики інверторів Samil Power – Каталогова інформація. Режим доступу: <http://www.samilpower.com/>

66. WATTrouter – контроллер излишков электроэнергии. Режим доступу: <http://www.watrouter.ru/watrouter>

67. Инструкция по эксплуатации генераторов переменного напряжения QAS 60-80-100 Pd 2010. – 122 С. Режим доступу: https://mototech.ru/manuals/rukovodstvo_manual_atlas_copco_qas.pdf

68. Жуйков В. Я. Силовая электроника в смарт-сетях / В. Я. Жуйков // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 49-50

69. Лобунец И.А. Системы генерирования ветроэлектрических установок большой мощности / И.А. Лобунец, Т.В. Плотникова, Ю.Г. Шакарян и др. // Энергетик. 2000. № 4. С.11-13

70. Степанов С.Ф. Некоторые аспекты применения силовой преобразовательной техники в автономных источниках электроснабжения / С.Ф. Степанов, И.И. Артюхов, А.В. Коротков, Н.В. Погодин // Вестник СГТУ. 2004. № 4 (5) С.91-96.

71. Плешков П.Г. Оптимальне керування режимом роботи комбінованої електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії / П.Г. Плешков, Н.Ю. Гарасьова, В.П. Солдатенко // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика – Харків: НТУ «ХПІ», 2018. – №32 (1308). – С. 64-70

72. Солдатенко В.П. Автоматичне керування режимами роботи розподільної електричної мережі при наявності джерел розосередженої генерації / В.П. Солдатенко // Автоматика та комп'ютерно-інтегровані технології у промисловості, телекомунікаціях, енергетиці та транспорті: Матеріали Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції, 16-17 листопада 2017 р., Кропивницький:ЦНТУ, 2017. – С. 88-90.

73. Машунин Ю. К. Методы и модели векторной оптимизации. – М.: Наука, 1986. – 141 С.

74. Черноручкий И. Г. Методы принятия решений. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 416 С.
75. Растрингин Л. А. Современные принципы управления сложными объектами. – М.: Сов. радио, 1980. – 232 С.
76. Зінзура В. В. Методи розв'язку задачі багатокритеріальної оптимізації регулювання напруги в електричних мережах / В. В. Зінзура // Збірник наукових праць Кіровоградського національного технічного університету / Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація. / – Вип. 25, Ч. 1 – Кіровоград: КНТУ, 2012. – С. 350-360.
77. Токарев В. В. Методы оптимальных решений. В 2 т. Т. 2. Многокритериальность. Динамика. Неопределенность. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252 С.
78. Reid, D. A. et al., Proof in Mathematics Education: Research, Learning, and Teaching. – John Wiley & Sons Publishers, 2010. – P. 266.
79. Schrijver, Alexander. Combinatorial Optimization: Polyhedra and Efficiency. – Springer. – Vol. 24.
80. Карпенко А. П. Современные алгоритмы поисковой оптимизации. Алгоритмы, вдохновленные природой. М.: МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2014. 446с.
81. Bedescu V. Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface Recent Advances. – Springer, Bucharest, 2008 – 580 p.
82. Duffie J. Solar engineering of thermal processes / J. Duffie, W. Beckman. – John Wiley & Sons, Inc, New York – 1980.
83. Сабірзянов Т.Г. та інші. Розробка та дослідження комплексної електроенергетичної системи з використанням нетрадиційних та поновлювальних джерел енергії для сільськогосподарського виробництва. Звіт про науково-дослідну роботу. Депоновано в УкрІНТЕІ, №0110U002140. Кіровоград. 2011. – 278 с.
84. Інтернет ресурс: <https://www.meteoblue.com>
85. Інтернет ресурс: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

ДОДАТКИ