

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Дніпровський національний університет залізничного транспорту
імені академіка В. Лазаряна

Кафедра Інтелектуальні системи електропостачання

«ДО ЗАХИСТУ»

В.о. завідувача кафедри

_____ /Д.О. Босий/
« _____ » _____ 20__ р.

ДИПЛОМНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня «магістр»

Галузь знань **14 Електрична інженерія**

Спеціальність **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Освітньо-професійна програма **Електротехнічні системи електроспоживання**

Тема **Накопичувач сонячної електростанції для балансування виробітку електроенергії**

Theme **Solar power plant storage to balance electricity generation**

Керівник дипломної роботи доц. _____ В. О. Дьяков

Нормоконтролер: доц. _____ В. М. Ляшук

Студент групи ЕС1926 _____ В. В. Песцов

Student: Pestsov Vladislav

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Дніпровський національний університет залізничного транспорту імені
академіка В. Лазаряна

Факультет «Управління енергетичними процесами»
Кафедра «Інтелектуальні системи електропостачання»

Галузь 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація Електротехнічні системи електроспоживання

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

В.о. зав.кафедри

Босий О.Д.

« 17 » вересня 2020р

ЗАВДАННЯ

до дипломної роботи на здобуття ОС _____ Магістр

студента групи _____ ЕС1926 _____ Песцов В.В.

1. Тема дипломного проекту (роботи) Накопичувач сонячної електростанції для балансування виробітку електроенергії.

Затверджена наказом по університету від « 16 » 09 2020р № 494 ст.

2. Термін подання студентом закінчення роботи « 7 » грудня 2020р.

3. Вихідні дані до дипломного проекту (роботи) добові графіки генерації СЕС, технічні дані акумуляторних батарей.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань до розробки): функціонування сонячної електростанції, її вплив на формування балансу потужності ОЕС України, огляд стану та розвитку енергоакуюлюючих потужностей і технологій накопичення енергії, створення моделі енерговузла в складі СЕС та накопичувача електроенергії.

5. Перелік креслень (демонстраційного матеріалу): ілюстраційний опис результатів досліджень.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва розділу	Термін виконання	Обсяг розділу, %
ВСТУП	17.09	5
РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ	21.10	15
ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З УРАХУВАННЯМ РЕГУЛЮЮЧИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ	29.10	10
ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ	5.11	15
ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ВПЛИВ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ В ОЕС УКРАЇНИ	11.11	15
ОГЛЯД СТАНУ ТА РОЗВИТКУ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ І ТЕХНОЛОГІЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ	18.11	15
МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОМПЛЕКСНОГО ВУЗЛА СЕС ТА НАКОПИЧУВАЧА ЕНЕРГІЇ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ	25.11	15
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	03.12	5
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	06.12	5

Дата видачі завдання « 17 » вересня 2020р.

Керівник дипломної роботи

_____ к.т.н. доцент Дьяков В.О.

Завдання прийняв до виконання

_____ Песцов В.В.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка має обсяг 76 сторінок, складається з 6 розділів, та містить 26 ілюстрацій, 6 таблиць, 22 бібліографічних джерел.

Мета роботи - здійснення балансування виробітку електроенергії за допомогою накопичувачів сонячної електростанції.

Структура генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності в енергосистемі є неоптимальною, що зумовлено наступними основними факторами:

- значною часткою атомних електростанцій, які, згідно технологічного регламенту їх експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до регулювання;
- зниженням маневреності енергоблоків теплових електростанцій, які працюють на твердому паливі (знос і старіння обладнання, погіршення якості палива);
- розвитком генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел (різко змінний графік роботи).

Таким чином, з урахуванням зазначених вище проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високоманеврових потужностей.

Ключові слова: СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, БАЛАНС ПОТУЖНОСТІ, БАЗОВА ГЕНЕРАЦІЯ, ВСТАНОВЛЕНА ПОТУЖНІСТЬ, РЕЗЕРВ ПОТУЖНОСТІ, ДІАПАЗОН ПОТУЖНОСТІ, МІНІМАЛЬНО-ДОПУСТИМИЙ СКЛАД ОБЛАДНАННЯ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
1 РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ.....	12
1.1 Аналіз стану генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми України.....	12
1.2 Фактори забезпечення якості існуючої об'єднаної енергосистеми України.....	14
1.3 Сучасна ситуація регулювання частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі України.....	18
Висновок до розділу 1.....	21
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З УРАХУВАННЯМ РЕГУЛЮЮЧИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	23
2.1 Аналіз математичної моделі роботи системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності з урахуванням можливостей регулюючих теплових електростанцій.....	23
Висновок до розділу 2.....	33
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ.....	34
3.1 Стан і розвиток сонячної та вітрової енергетики в провідних країнах світу. Статистика розвитку сонячної та вітрової електроенергетики України.....	34
3.2 Визначення основних викликів та загрози що пов'язані зі збільшенням частки відновлюваних джерел енергії в покритті загального балансу потужності в об'єднаній енергосистемі України.....	38
Висновок до розділу 3.....	39

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Песцов. В.В.			Накопичувач сонячної електростанції для балансування виробітку електроенергії		Літ.	Аркуш	Аркушів
ОП та БНС.								6	75
Керівник		Дьяков. В.О.		ДНУЗТ, ІСЕ, гр. ЕС1926					
Економ.									
Н.Контр.		Ляшук В.М.							

4	ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ВПЛИВ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ В ОЕС УКРАЇНИ.....	41
4.1	Аналіз чинників та параметрів, які визначають ефективність використання сонячних електростанцій.....	41
4.2	Аналіз фактичного рівня виробітку сонячних електростанцій в об'єднаній енергосистемі України.....	42
4.3	Побудова середньодобових профілів виробітку сонячної електростанції для кожної пори року на протязі 2017-2018 років.....	44
	Висновок до розділу 4.....	45
5	ОГЛЯД СТАНУ ТА РОЗВИТКУ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ І ТЕХНОЛОГІЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ.....	46
5.1	Типи систем зберігання електроенергії.....	46
5.2	Вартість систем зберігання та конструкції різного типу батарейних систем.....	51
5.3	Керування попитом.....	54
	Висновок до розділу 5.....	55
6	МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОМПЛЕКСНОГО ВУЗЛА СЕС ТА НАКОПИЧУВАЧА ЕНЕРГІЇ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ.....	57
6.1	Математична модель роботи сонячної електростанції.....	57
6.2	Розробка математичної моделі літію-іонних акумуляторів.....	59
6.3	Визначення економічної ефективності зберігання електричної енергії...63	
6.4	Агрегована розрахункова схема енергосистеми з сонячною електростанцією та акумуляторною батареєю.....	64
	Висновок до розділу 6.....	69
	ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	71
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73

ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АЕС – Атомна електростанція.

АРЧП - Автоматичний регулятор частоти і потужності.

АРШ – Автоматичний регулятор швидкості.

ВВЕР-1000 - Водо-водяний енергетичний реактор з електричною потужністю 1000 МВт.

ВДЕ - Відновлювальне джерело енергії.

ВРЧ – Вторинне регулювання частоти.

ГА – Гідроагрегати.

ГАЕС – Гідроакумуючі електростанції.

ГЕС – Гідроелектростанція.

ГРАМ – Група регуляторів активної потужності.

ЄЕС – Єдина енергетична система.

ОЕС – Об'єднана енергосистема.

ОЕСР – Організація економічного співробітництва та розвитку.

ПДЕ – Поновлювальні джерела енергії.

ПРЧ – Первинне регулювання частоти.

МЕА – Міжнародна енергетична Асоціація.

САРЧП – Система автоматичного регулювання частоти і потужності.

СНД – Співдружність незалежних держав.

ТЕС – Теплова електростанція.

ТРЧ – Третинне регулювання частоти.

ЦР – Центральний регулятор.

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity
– Європейська мережа системних операторів передачі електроенергії.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission.

SCE - Southern California Edison.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Системні аварії, що відбувалися в Україні протягом останніх років, показують її прийнятну ефективність. Однак данне становище не може бути нормальним і в сучасних умовах довго так існувати не буде через низку чинників, серед яких найбільш вагомими є енергетична безпека України, економіка та інтеграція з європейською енергосистемою.

Для надійного функціонування ОЕС України повинні бути вирішені проблеми їх стійкості, а саме:

Енергетична безпека. ОЕС України є фундаментом її паливно-енергетичного комплексу. Ненадійне функціонування або (тим більше) виведення з ладу енергосистеми країни призведе до колапсу як економіки, так і соціальної сфери. Така ситуація виникає вже у разі відключення ліній електропередавання (ЛЕП) між українською та російською енергосистемами. При цьому для стабілізації частоти в ОЕС України будуть використовуватись лише засоби первинного регулювання, а саме, автоматичні регулятори швидкості турбін. Однак їх призначенням є забезпечення стабільності частоти в нормальних режимах, у разі ж аварійних відключень потужних енергоблоків чи надвисоковольтних ЛЕП буде мати місце лавина зниження частоти.

Економіка. Наразі енергосистема України отримує від енергосистеми Росії фактично безоплатно системні послуги із забезпечення надійного функціонування САРЧП. Фінансові розрахунки між енергосистемами України та Росії ґрунтуються на принципі «нульового сальдо», сторони домовились, що протягом доби у кожній з них сума імпортованої електроенергії повинна дорівнювати сумі експортованої. Тобто, в поточному стані до уваги не береться той факт, що для забезпечення надійної роботи САРЧП енергосистеми України російські ГЕС повинні тримати в стані обертового резерву один мільйон кіловат додаткових високоманеврових потужностей.

Такі умови є виключно вигідними для України, оскільки вона не оплачує системні (вторинні) послуги. Однак необхідно враховувати, що на внутрішньому російському ринку електроенергії наразі вже реалізується плата за надання

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

системних послуг і потрібно очікувати, що такі відносини будуть поширені і на розрахунки з українською енергосистемою.

Інтеграція з європейською енергосистемою. Основним напрямом міжнародної політики України вже давно визначено її входження до Європейського союзу (ЄС). Наслідком цього є необхідність і доцільність об'єднання на паралельну роботу ОЕС України з енергосистемою Євросоюзу ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Європейська мережа системних операторів передачі електроенергії). Підготовча робота з цієї проблематики ведеться вже досить давно, одним із вагомих результатів діяльності у цьому напрямі є виділення зі складу ОЕС двох теплових електростанцій з відповідними електричними мережами (так званий «Бурштинський острів») і приєднання їх до енергосистеми ENTSO-E.

Ступінь розробленості проблеми.

Питаннями щодо загальних вимог до роботи сонячних електростанцій в ЕЕС, дослідженням потенціалу та прогнозуванням розвитку ВДЕ займався ряд українських науковців Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, М. М. Кулик, Н. М. Мхітарян, С. О. Кудря, М. П. Кузнецов, С. П. Денисюк, П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Павловський, П. Ф. Васько, В. М. Головка, О. С. Яндульський, С. В. Дубовський, М. В. Приймак, В. О. Нейман та інші.

Зв'язок роботи з науковими програмами. Робота відповідає науковим напрямам роботи кафедри «Інтелектуальні системи електроспоживання» Дніпровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна

Метою дипломної роботи є вирішення сучасної проблем об'єднаної енергетичної системи України, а саме енергетична безпека, скупе становище економічної моделі в енергетиці та інтеграція в європейську енергосистему необхідно проаналізувати сучасну ситуацію первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та активної потужності ОЕС України, знайти та відмітити тенденцію найбільш динамічного та впроваджувального типу відновлювального джерела електроенергії (ВДЕ), розробити концепт акумуляції регулюючих можливостей первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

активної потужності, та можливостей інтеграції цієї моделі до можливостей резервування потужності для послідуєчого її регулювання.

Об'єкт дослідження. Об'єднана енергосистема України з включенням гідро-, тепло-, та сонячних електростанцій.

Предмет дослідження. Інтеграція систем накопичення в систему сонячних електростанцій, визначення їх ефективності, надійності, та фінансової доцільності.

Наукова новізна В роботі вперше був проведений аналіз резервів регулюючих можливостей первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та активної потужності з боку децентралізації, що сприяє економічному розвитку. Також наведена тенденція ВДЕ та включення їх в систему резервації регулювання тим самим вирішуючи питання енергетичної безпеки України та підвищення можливості включення України в ENTSO-E.

Практична значимість роботи. Висновки дипломної роботи представляють механізм створення резервування регулювання частоти та активної потужності, та одночасно з цим можливість отримання матеріальної вигоди всім учасникам ринку:

1. Державі - створення законопроекту впровадження стимулюючих механізмів для встановлення акумулюючих установок на балансі кожного виду ВДЕ збільшить її безпеку та дозволить приєднатись в систему ENTSO-E
2. Юридичним особам - можливість альтернативного продажу електричної енергії, а також збільшення своєї автономної використання електричної енергії.
3. Фізичним особам - надає можливість споживання електроенергії без використання державних та компаній-монополістів, тим самим не переплачуючи за електроенергію.

Методологія і методи дослідження. При вирішенні поставлених завдань в роботі виконані узагальнення і аналіз матеріалів науково - технічної літератури, використані методи математичного аналізу та імітаційного моделювання в програмних пакетах Matlab / Simulink, методи обробки статистичних даних, методи теоретичних та експериментальних досліджень.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Основні наукові положення, теоретичні та експериментальні дослідження отримані здобувачем самостійно.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення закладені видобувачем міжнародній студентській конференції «СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ НАУКИ» (Молодіжна наукова ліга, м. Ужгород, 2020 р.)

Публікації

- Песцов В.В. Накопичувач сонячної електростанції для балансування виробітку електроенергії / Міжнародна студентська конференція «СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ НАУКИ» (Молодіжна наукова ліга, м. Ужгород, 2020 р.) (прийнято до друку).

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

1 РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

1.1 Аналіз стану генеруючих потужностей об'єдної енергосистеми України

Ефективне функціонування паливно-енергетичного комплексу є дуже вагомим фактором для підвищення добробуту та забезпечення сталого економічного розвитку держави. Наразі світова енергетика характеризується високим рівнем ефективності, диверсифікацією виробничої структури та більш ефективним розташуванням енергетичних об'єктів. Зниження темпів росту енергоспоживання в промислово розвинених країнах пов'язане з ростом інвестиційних вкладень в енергозберігаючі технології, а не у виробництво самої енергії. Основні генеруючі потужності ОЕС України (рис. 1.1) зосереджені на:

- чотирьох атомних електростанціях (15 енергоблоків, з яких 13 – потужністю по 1 000 МВт і 2 – потужністю 415 та 420 МВт);
- каскадах з 8 гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці, а також 3 гідроакumuлюючих станціях (11 ГА з потужністю від 33 МВт до 324 МВт);
- 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт (97 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць та 4 турбогенератора), а також 3-х великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт.

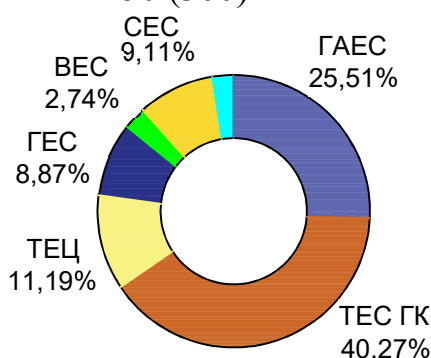


Рисунок 1.1 – Встановлена потужність ОЕС України 54233,00 МВт

На більшості енергоблоків АЕС встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (модель В-320), які за технічними характеристиками подібні до закордонних реакторів PWR. Три атомні енергоблоки вже відпрацювали свій проектний 30-

річний ресурс, і термін їх експлуатації подовжено ще на 10 років (таблиця 1.1). Найближчим часом закінчиться проектний термін експлуатації ще 3-х атомних енергоблоків. Одним із пріоритетних завдань діяльності експлуатуючої організації-оператора АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» є продовження термінів експлуатації діючих енергоблоків після вичерпання призначеного терміну служби. Обґрунтована тривалість додаткового строку експлуатації енергоблоків АЕС становить від 10 до 20 років і визначається в кожному конкретному випадку за результатами виконання переоцінки безпеки.

Таблиця 1.1 - Встановлена потужність електростанцій ОЕС України, МВт

Тип генерації	Встановлена потужність ОЕС України станом на, МВт					
	12.2015	12.2016р	12.2017р	12.2018р	12.2019р	09.2020р
Атомні електростанції	13835	13835	13835	13835	13835	13835
Теплові електростанції	24523	24565	21842	21842	21842	21842
Теплоелектроцентраль	5940,4	5946,8	5972,3	6099,5	6091,1	6069,6
Гідроелектростанції	4698,5	4711	4719,2	4731,7	4809,1	4812,4
Гідроакумуючі електростанції	1185,5	1509,5	1509,5	1509,5	1487,8	1487,8
Сонячні електростанції	359,1	457,97	758,4	1224,8	3555,4	4938,3
Вітряні електростанції	289,5	300,4	328,4	389	1025	1070,7
Станції на біопаливі	52,4	62,6	96,9	98,7	142,5	177,2

Гідроенергетика відіграє винятково важливу роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС і ГАЕС є фактично єдиним джерелом її пікових потужностей, крім того, гідроакумуючі електростанції роблять внесок у згладжування нічних «провалів» споживання електроенергії.

Технологічну основу генеруючих потужностей у тепловій енергетиці складають пиловугільні енергоблоки високих параметрів пари (13 МПа, 545°C) потужністю 150-200 МВт та пиловугільні та газомазутні енергоблоки надкритичних параметрів (24 МПа, 545°C) потужністю 300 та 800 МВт на 23 конденсаційних електростанціях. Електростанції з енергоблоками 150 МВт

збудовані і введені в експлуатацію в 1959-1964 роках, 200 МВт – в 1960-1975 роках, 300 МВт – у 1963-1988 роках і 800 МВт – у 1967-1977 роках.

1.2 Фактори забезпечення якості існуючої об'єднаної енергосистеми України

Забезпечення якості автоматичного регулювання частоти та активної потужності – одна з найважливіших завдань керування режимами енергосистем та їх об'єднань (рис. 1.2). Її актуальність в Україні обумовлена трьома основними факторами.

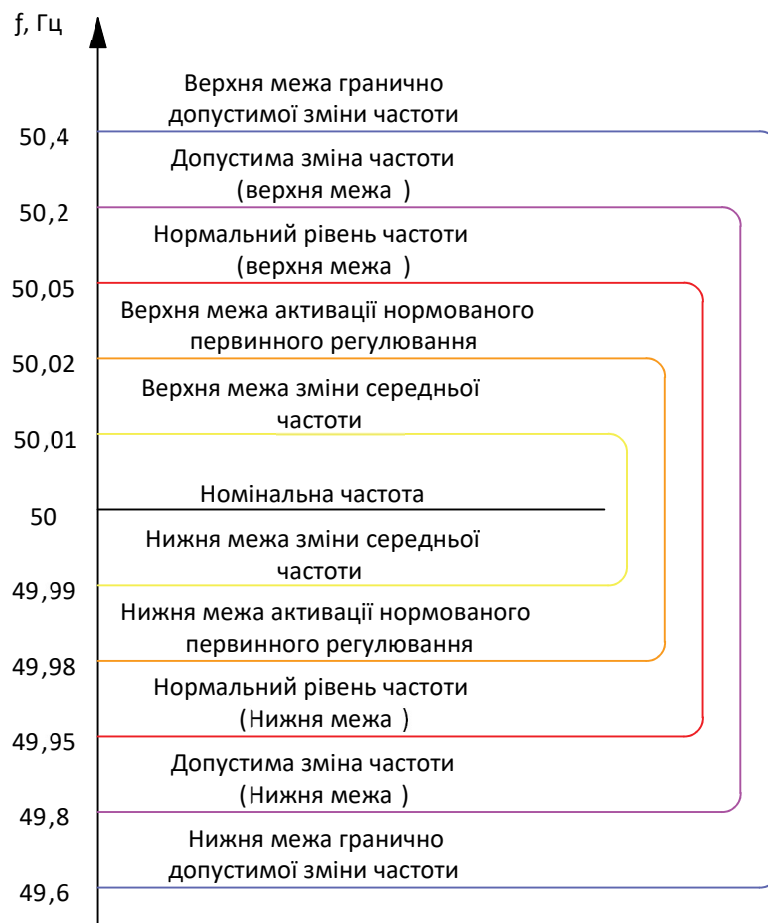


Рисунок 1.2 – Рівні зміни частоти в ОЕС України

По-перше планує введення в експлуатацію третього та четвертого енергоблоків на Хмельницькій атомній електростанції (АЕС) приведе до змін в структурі генерації ОЕС України. Зокрема, збільшення долі АЕС в базисній частині добового графіку навантаження ускладнює регулювання частоти та виконання узгоджених графіків міждержавних перетоків. В той же час відключення

енергоблоку на АЕС приведе до різких змін частоти та перетоків активної потужності по міждержавними лініями зв'язку.

По-друге збільшення частки електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), потужність яких носить мінливий характер, також обумовлює необхідність збільшення регулюючого резерву активної потужності, а також залучення цих станій до автоматичного регулювання частоти.

По-третє можливе підключення ОЕС України на паралельну роботу з енергооб'єднанням ENTSO-E також посилює вимоги до регулювання частоти та активної потужності.

Для забезпечення якості регулювання частоти в відповідності до європейської практики в Україні розроблені нормативні документи, які визначають основні вимоги до автоматичного регулювання частоти та активної потужності, а також організацію первинного, вторинного та третинного регулювання частоти на відчизняних АЕС, ТЕС та гідроелектростанціях ГЕС.

Так в нормальному режимі роботи ОЕС України частоти повинна підтримуватись в допустимому діапазоні $(50 \pm 0,2)$ Гц, не збільшуючи кратно допустимий діапазон $(50 \pm 0,4)$ Гц. (див. рис. 1.2).

При цьому засобами вторинного регулювання повинно забезпечуватись підтримання середньої частоти (в інтервалі 30 хвилин) в діапазоні $50 \pm 0,01$ Гц з підтриманням її зміни в діапазоні $50 \pm 0,02$ Гц для запобігання активації надмірного первинного регулювання.

При цьому сумісно з нормованим первинним регулюванням повинно забезпечуватись підтримання поточної частоти в діапазоні $50 \pm 0,05$ Гц (нормальний рівень), а також в діапазоні $50 \pm 0,2$ Гц (допустимий рівень) з відновленням нормального рівня частоти та планового сальдо перетоків на протязі 15 хвилин.

В відповідності з вимогами в ОЕС України повинно здійснюватись первинне (нормоване та загальне), вторинне та третинне регулювання частоти, взаємодії, яких показано на рис. 1.3.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

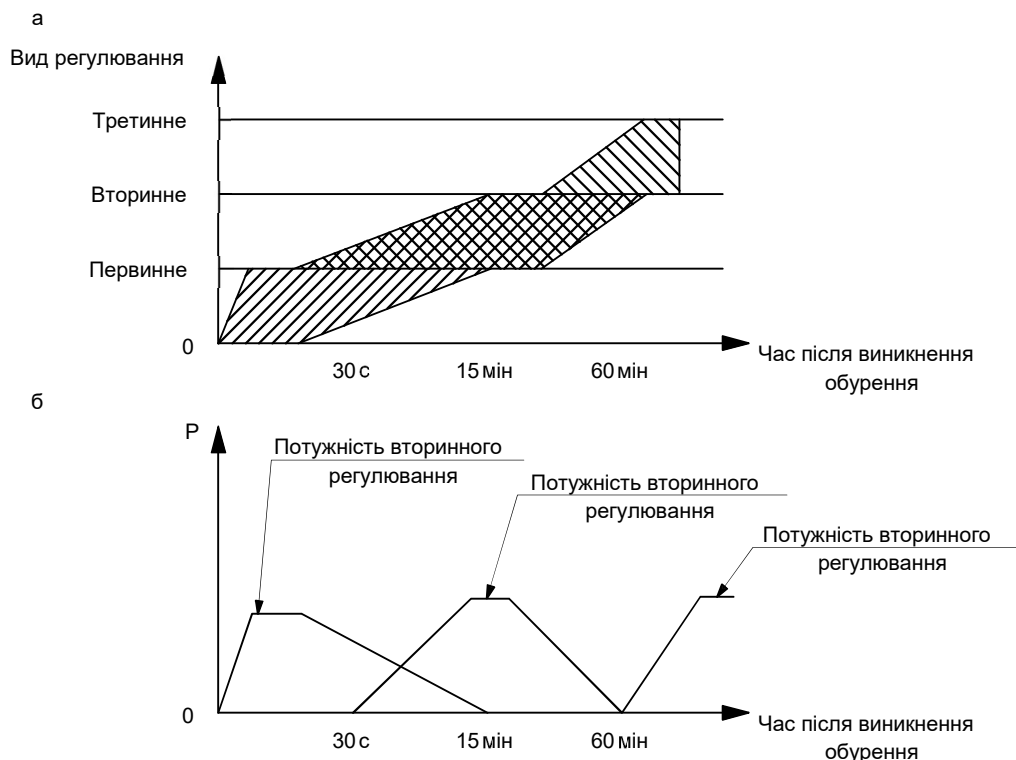


Рисунок 1.3 – Взаємодія видів регулювання частоти. а) тимчасова діаграма
б) використання резервів активної потужності по видам регулювання

Для утримання відхилень частоти в допустимих границях при виникненні небалансу потужності в ОЕС України відчизняні електростанції повинні приймати участь в загальному і нормованому первинному регулюванні частоти (ПРЧ), час активації, якого не повинно бути більший ніж 30 с (див. рис. 1.3. а)

Загальне регулювання повинно здійснюватись на всіх електростанціях, при цьому видача заданого резерву активної потужності повинна забезпечуватись при відхиленні частоти на $\pm 2-0,2$ Гц та до відновлення нормальної частоти.

На електростанціях, які приймають участь в нормованому первинному регулюванні, повинна забезпечуватись підтримка і видача первинної регульованої потужності при відхиленні частоти на $\pm 0,02$ Гц. Відповідно якість ПРЧ (тривалість регулювання, динамічне відхилення частоти, а також її відхилення по завершенню ПРЧ) визначається відповідно налаштуванням автоматичних регуляторів швидкості (АРШ) агрегатів, які беруть участь в нормованому ПРЧ.

Необхідно відзначити, що величина сумарного резерву первинного регулювання залежить від режиму роботи ОЕС України. Так, при її паралельної роботи з енергооб'єднаннями інших країн величина первинного резерву

визначається відношенням виробленої електроенергії за рік до сумарної річного виробництва електроенергії в усіх областях регулювання енергооб'єднання.

Наприклад, в разі паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням СНД розрахунковий первинний резерв повинен становити ± 160 МВт (при прийнятому сумарному резерві в обсязі 1200 МВт), в той час як при паралельній роботі з енергооб'єднанням ENTSO-E первинний резерв повинен підтримуватися на рівні ± 190 МВт (в цьому випадку сумарний розрахунковий резерв дорівнює 3000 МВт). У разі ізолюваної роботи ОЕС України первинний резерв повинен становити не менше 1000 МВт, що відповідає потужності найбільшого енергоблоку АЕС.

В ОЕС України до нормованого ПРЧ повинні залучатися як гідроагрегати (ГА) ГЕС, так і енергоблоки ТЕС і АЕС. Вторинне регулювання частоти (ВРЧ) в ОЕС України здійснюється системою автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП), яка встановлена в диспетчерському центрі Національної енергетичної компанії «Укренерго» (НЕК «Укренерго»), шляхом зміни потужності генерації регулюють електростанцій. Час дії вторинного регулювання має становити від 30 с до 15 хв, по завершенню якого повинна бути відновлена нормальна частота і планове сальдо перетоків активної потужності з Єдиною енергетичною системою (ЄЕС) Росії і ОЕС Білорусі.

Резерв вторинного регулювання в ОЕС України повинен становити не менше 1000 МВт (на завантаження - в разі відключення енергоблоку на АЕС) і 500 МВт (на розвантаження). Третинне регулювання частоти призначений для підтримки заданих первинних і вторинних резервів, відновлення використаних резервів вторинного регулювання, а також для здійснення оперативної корекції режиму з метою його оптимізації. В ОЕС України резерв третинного регулювання частоти повинен становити не менше 1000 МВт (на завантаження) і 500 МВт (на розвантаження).

Таким чином, з викладеного випливає, що для забезпечення заданих показників якості частоти в ОЕС України до автоматичного регулювання частоти необхідно залучати вітчизняні ТЕС, ГЕС і АЕС, що, в свою чергу, дозволить створити необхідні резерви активної потужності, забезпечити їх оптимальний

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

розподіл між регулюючими агрегатами, а також використання цих резервів на етапах первинного, часткового вторинного і технологій АКБ і ГАЕС.

1.3 Сучасна ситуація регулювання частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі України

В даний час організація автоматичного регулювання частоти і активної потужності в ОЕС України ускладнюється рядом причин, виникнення яких обумовлено як поточною структурою генеруючих потужностей, так і рівнем автоматизації існуючих систем та об'єктів регулювання, зокрема:

- значна частка в структурі генерації ОЕС України є АЕС, що працюють в базовій частині графіка навантаження;

- обмеження режимів роботи вітчизняних ГЕС, агрегати яких в режимі мінімальних навантажень відключаються від мережі або переводяться в режим синхронних компенсаторів, що не дозволяє забезпечити необхідний регулюючий резерв на розвантаження;

- недостатня маневреність енергоблоків ТЕС внаслідок низького рівня автоматизації основних і допоміжних технологічних процесів, а також відсутність або виведення з експлуатації головних регуляторів потужності основного паросилового обладнання;

- відсутність або технічне старіння регуляторів швидкості турбо- і гідроагрегатів, пристроїв групових регуляторів активної потужності (ГРАМ) на ГЕС, загальностанційних системах автоматичного управління потужністю на ТЕС.

З урахуванням цього в разі роботи ОЕС України в ізолюваному режимі забезпечення регулювання частоти та потужності істотно ускладнюється. Очевидно, що вихід частоти за допустимі значення буде мати негативний вплив як на режими роботи основного і допоміжного устаткування електростанцій (перш за все, турбін і механізмів власних потреб), так і споживачів електроенергії.

Незважаючи на те, що на деяких ТЕС і ГЕС виконано модернізацію систем автоматичного регулювання по частоті на станційному і блокових рівнях управління, що дозволяє залучити ці станції до нормованого ПРЧ, а інші (Не

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

модернізовані) станції - до загального ПРЧ, в даний час жодна з вітчизняних станцій в ПРЧ не бере.

Це, зокрема, викликано наступними факторами: блокуванням на ТЕС регуляторів частоти обертання турбін, що виключає участь цих станцій в ПРЧ; роботою регуляторів тиску «до себе»; значною зоною нечутливості частотних каналів регуляторів турбін.

Вторинне регулювання здійснюється із залученням тільки Дніпровської ГЕС-1, діапазон якої становить 432 МВт. Це також не задовольняє вимогу щодо забезпечення необхідного резерву вторинного регулювання, який повинен підтримуватися на рівні енергоблоку найбільшої потужності.

Необхідно відзначити, що існує також принципова можливість підключення до САРЧП ОЕС України інших ГЕС Дніпровського каскаду і Дністровської ГЕС (табл. 1.2). Але, внаслідок відсутності кодексу електричних мереж, а також порядку надання допоміжних послуг, що дозволило б організувати участь вітчизняних електростанцій в автоматичному вторинному регулюванні, ГА цих ГЕС не були підключені до центрального регулятора (ЦР) САРЧП.

Таблиця 1.2 - Характеристики ГЕС в ОЕС України, які можуть бути підключені до вітчизняної САРЧМ

ГЕС	Регулючий діапазон АРЧП, МВт		Кількість агрегатів під ГРАМ	Регулючий діапазон агрегату, МВт
	$P_{\text{АРЧП}}^{\text{min}}$	$P_{\text{АРЧП}}^{\text{max}}$		
Київська	10,5	22,4	8	11,9
Кременчуцька	16	57	6	41
Дніпродзержинська	20	48	6	28
Дніпровська ГЕС-1	43	72	9	29
Каховська	20	52	4	32
Дністровська	70	117	6	47

Як показав проведений аналіз даних моніторингу частоти в ОЕС України (при її паралельній роботі з ЄЕС Росії), в разі відключення енергоблоку на АЕС з

генерацією 880 МВт, динамічне відхилення частоти склало -0,043 Гц, а її відхилення по завершенню ПРЧ і ВРЧ - відповідно - 0,032 і 0,02 Гц, що повністю узгоджується з вимогами (рис. 1.4).

Крім того, при виникненні такого ж обурення також проведено моделювання роботи ОЕС України в ізольованому режимі. Аналіз отриманих результатів досліджень показав, що в даному випадку вимоги до регулювання частоти не виконуються. Так, динамічне відхилення частоти для цього випадку склало -0,71 Гц, а відхилення по завершенню ПРЧ і ВРЧ -0,697 Гц і -0,65 Гц відповідно, що свідчить про недостатні резерви як первинного, так і вторинного регулювання в ОЕС України.

Таким чином, незважаючи на незадовільну організацію первинного і вторинного регулювання частоти в ОЕС України, її паралельна робота з ЄЕС Росії дозволяє забезпечити підтримку нормальної частоти і планового сальдо перетоків по міждержавних ЛЕП з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі.

Вхідними сигналами загальносистемної частини САРЧП, що працює в режимі АРПЧ, є фактична частота f_ϕ ОЕС України і перетоки активної потужності $P_{пер.i}$ по міждержавних лініях зв'язку з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі. На основі вхідних значень частоти і розрахункового сальдо перетоків визначається помилка регулювання галузі ACE (area control error):

$$ACE = (P_{сд} - P_{сд.зд}) + K_\phi (f_\phi - f_{зд}) \quad (1.1)$$

або

$$ACE = \Delta P_{сд} + K_\phi \Delta f_\phi, \quad (1.2)$$

де: $\Delta P_{сд}$ – відхилення корекції перетоку за частотою, кВт;

$P_{сд.зд}$ – задане сальдо перетоків активної змінної потужності ΔP по міждержавним ЛЕП, кВт;

K_ϕ – коефіцієнт корекції перетоку за частотою;

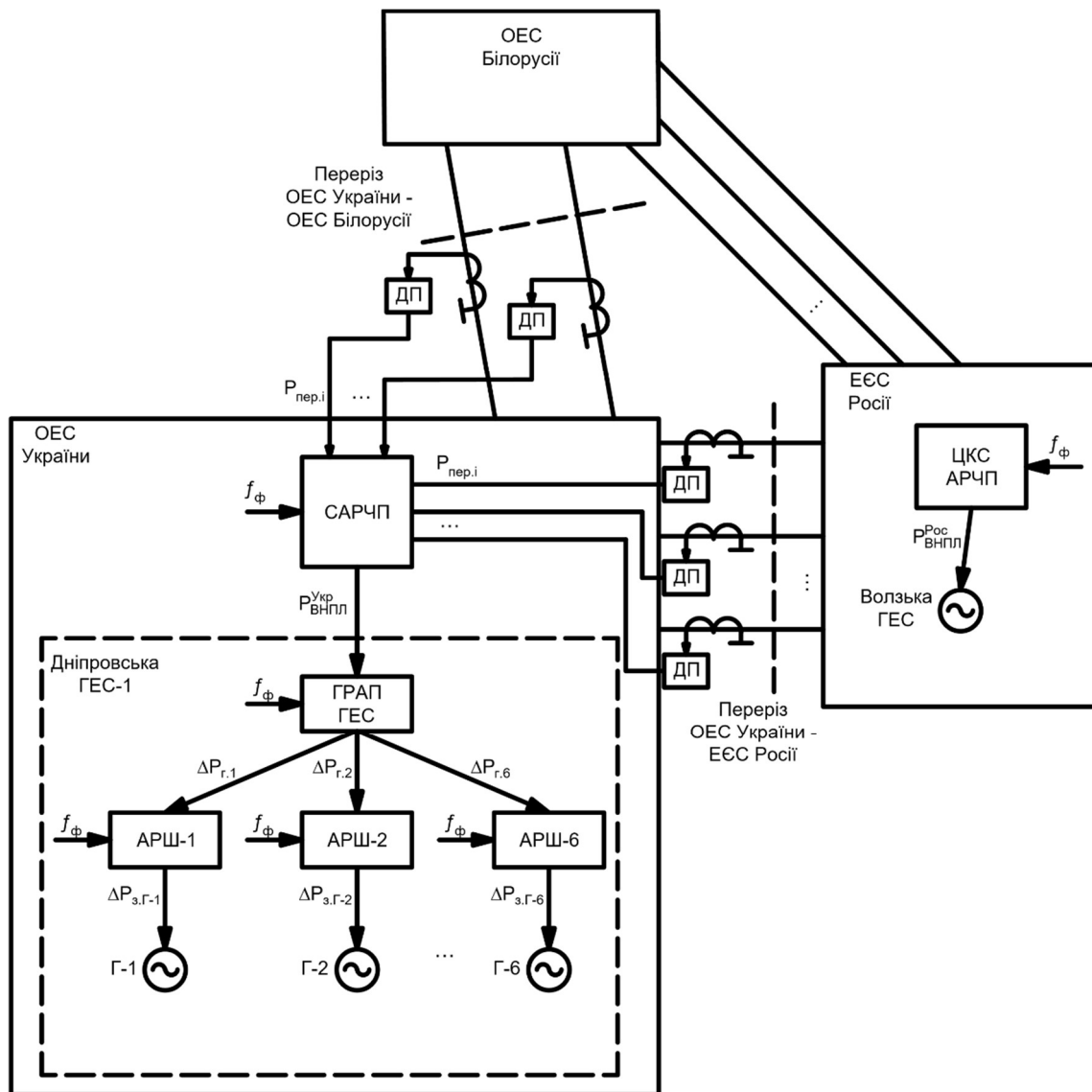
f_ϕ – фактична частота, Гц;

$f_{зд}$ – задача частота, Гц;

$\Delta P_{сд}$ – відхилення теперішнього сальдо перетоків від заданого значення, кВт;

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Δf_ϕ – відхилення частоти від заданого значення, Гц.



де: ДП – датчик потужності;

$P_{пер,i}$ – активна потужність по i -міжнародним лініям зв'язку, кВт;

f_ϕ – фактична частота, Гц;

$P_{ВНПЛ}^{Укр}$ – українська внепланова складова активної потужності, кВт;

$P_{ВНПЛ}^{Рос}$ – російська внепланова складова активної потужності, кВт;

ЦКС АРЧП – центральна координуюча система автоматичного регулювання частоти та потужності;

ГРАМ – група регуляторів активної потужності;

АРС – автоматичний регулятор швидкості i -генератора, $i = 1, 2, \dots, 6$;

$\Delta P_{Г-i}$ – задана установка активної потужності i -генератора $i = 1, 2, \dots, 6$;

$\Delta P_{з,Г-i}$ – зміна потужності i -генератора, $i = 1, 2, \dots, 6$.

Рисунок 1.4 - Організація автоматичного регулювання частоти та активної потужності в енергооб'єднанні.

В даний час в автоматичному ВРЧ бере участь тільки Дніпровська ГЕС-1, регулювальний діапазон якої складає всього лише 432 МВт. У той же час залучення до вторинного регулювання додаткових агрегатів ТЕС і ГЕС призведе до ускладнення алгоритмів роботи існуючої САРЧМ. Відповідно дослідження роботи САРЧМ в цих умовах потребує проведення як натурних випробувань, так і математичного моделювання її роботи в різних режимах.

Висновок до розділу 1. Останніми роками в ОЕС України склалися несприятливі умови для регулювання частоти та потужності як за структурою потужностей генерації, так і з автоматизації системи і об'єктів регулювання, що пов'язано з наступними чинниками:

- інтенсивним будівництвом АЕС, блоки яких можуть працювати тільки в базових режимах;
- погіршенням якості вугілля і зниженням обсягів поставок газу і мазуту, що значно погіршує структуру обладнання, яке використовується, та низькою маневреністю працюючих блоків ТЕС;
- низьким рівнем автоматизації основних і допоміжних технологічних процесів, непрацездатністю або відсутністю головних регуляторів потужності основного технологічного паросилового обладнання на блоках ТЕС ОЕС України;
- відсутністю або моральним і фізичним старінням таких технічних засобів автоматичного регулювання, як регулятори швидкості турбоагрегатів і гідроагрегатів, пристрої групового розподілу активної потужності на ГЕС, загальностанційні системи автоматичного керування потужності на ТЕС;
- недостатньою часткою маневрових електростанцій в загальному виробітку електроенергії;
- затримкою та завершенням будівництва пікових потужностей на Дністровській та Ташлицькій гідроакumuлюючих електростанціях. З урахуванням вищенаведеного при роздільній роботі ОЕС України з ЄЕС Росії відхилення частоти в ОЕС можуть перевищувати допустимі значення. Підтримання частоти ОЕС України при роздільній роботі з ЄЕС Росії є дуже проблематичним, оскільки при цьому виникає небезпека пошкодження обладнання АЕС і ТЕС (в першу чергу для турбін і механізмів власних потреб станцій).

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

2 Дослідження процесів регулювання частоти та потужності з урахуванням регулюючих можливостей теплових електростанцій

2.1 Аналіз математичної моделі роботи системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності з урахуванням можливостей регулюючих тепло електростанцій

В умовах залучення ТЕС до нормованого первинного, а також автоматичного вторинного регулювання частоти одним з важливих завдань є визначення властивостей і уточнення характеристик вітчизняної САРЧП з урахуванням можливостей регулюючих ТЕС.

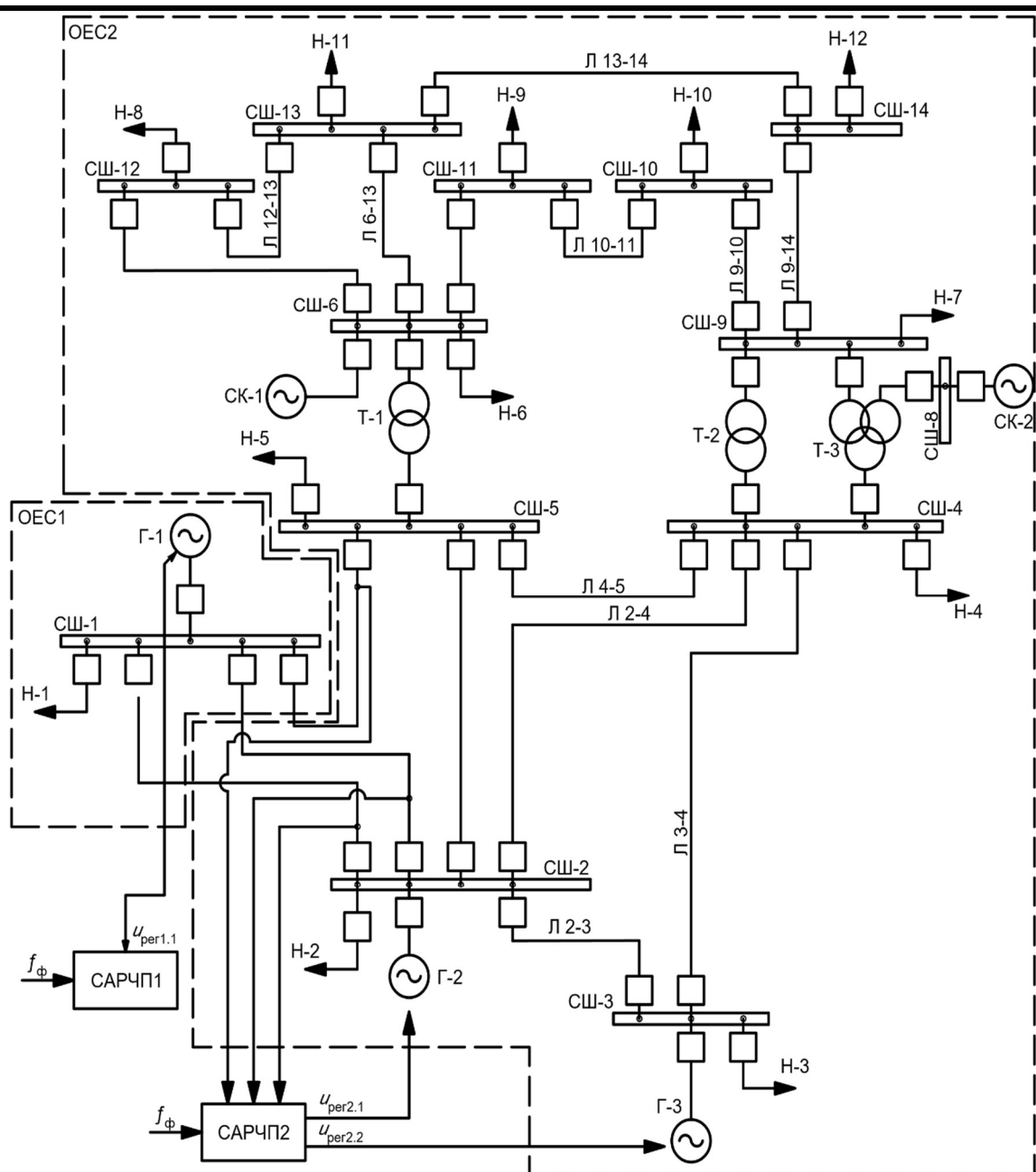
Для успішного вирішення цього завдання необхідно провести комплексні натурні дослідження, а також математичне моделювання роботи САРЧП з урахуванням динаміки теплосилового обладнання (ТСО) регулюючих ТЕС в різних встановлених і динамічних режимах ОЕС України.

При моделюванні динамічних режимів роботи електроенергетичних систем з метою дослідження змін частоти активної потужності традиційно використовуються відомі математичні моделі, в яких приймається допущення про по постійному тиску пари на вході парових турбін на ТЕС. У той же час для моделювання тривалих електромеханічних перехідних процесів необхідно враховувати динамічні процеси, які протікають в ТСО регулюючої ТЕС. В цьому випадку перехідний процес з урахуванням зміни частоти буде визначатися двома усталеними режимами (УР). У першому УР після швидкої зміни частоти внаслідок порушення балансу активних потужностей її відхилення визначається в основному величинами коефіцієнтів крутизни статичних частотних характеристик АРС турбін.

Для другого УР відхилення частоти залежить від динамічних властивостей елементів ТСО (котла, турбіни, головного регулятора котла і т.д.), тобто визначається реакцією на зміну частоти в енергосистемі. Таким чином, вивчення цих процесів вимагає проведення комплексних досліджень з урахуванням моделей ТСО регулюють ТЕС.

У даній роботі дослідження динамічних режимів в енергосистемі в процесі регулювання частоти виконано на прикладі тестової схеми Інституту інженерів електротехніки та електроніки ІПЕЕ, яка приведена на рис. 2.1.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24



де: *OEC1, OEC2* – об'єднана енергосистема відповідної нумерації;

Г1, Г2, Г3 – генератор відповідної нумерації;

СШ1, СШ2...СШ14 – система шин відповідної нумерації;

СК1, СК2 – синхронний компенсатор відповідної нумерації;

САРЧП1, САРЧП2 – система автоматичного регулювання частоти та потужності відповідної нумерації;

Л2 – 3, Л2 – 4...Л13 – 14 – лінія електропередач відповідної нумерації;

Т1, Т2, Т3 – трансформатор силовий відповідної нумерації;

Н1, Н2...Н12 – навантаження відповідної нумерації.

Рисунок 2.1 - Тестова схема Інституту інженерів електротехніки та електроніки.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ

Арк.

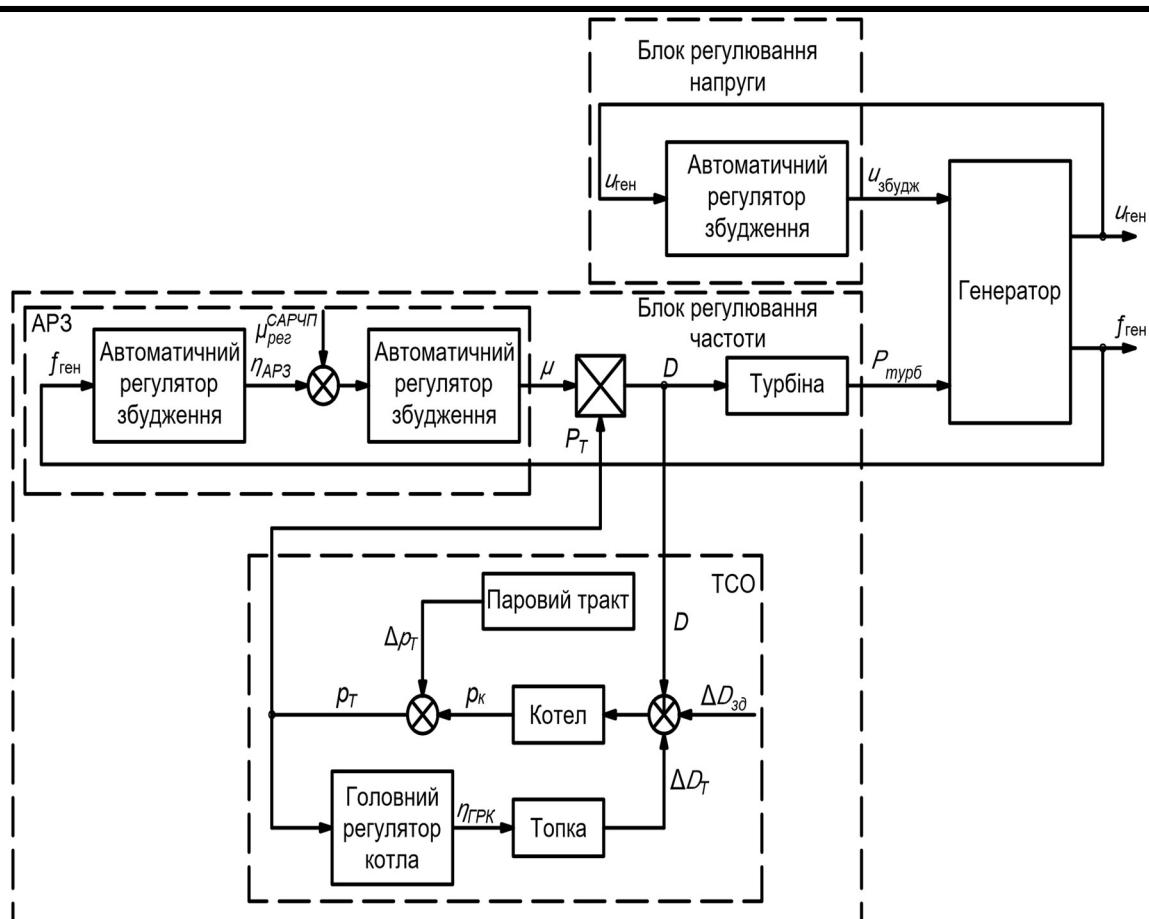
25

До складу розглядуваного енергооб'єднання входять дві ОЕС. У ОЕС1 в автоматичному регулюванні частоти бере участь генератор Г1, на АРС якого (агрегатний рівень) подається керуючий вплив від САРЧП1 (системний рівень), що працює в режимі АРЧ (критерій регулювання частоти $\Delta f = 0$).

У ОЕС2 САРЧП2, що працює в режимі АРПЧ, формується керуючий вплив на АРС генераторів Г2 і Г3. Вихідні навантаження генераторів складають: Г1 - 260,1 МВт, Г2 і Г3 - по 200 МВт. При цьому сальдо перетоків на контрольованому перерізі, до складу якого входять ЛЕП Л1-2/1, Л1-2/2 Л1-5, підтримується на рівні 250 МВт. В якості збуджуючого впливу, що виникає в енергооб'єднанні, розглядається відключення генератора Г2 в ОЕС2.

На структурній схемі (див. рис. 2.2) показана узагальнена структурна схема систем автоматичного регулювання (агрегатний рівень) з урахуванням моделей елементів ТСО енергоблоків, які беруть участь в регулюванні частоти.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26



де: $\mu_{ген}$ – напруга на статорі генератора, В;

$\mu_{збудж}$ – напруга збудження, В;

$f_{ген}$ – частота генератора, Гц;

$\mu_{рег}^{САРЧП}$ – регулююча напруга системи автоматичного регулювання частотою та потужністю.

$\eta_{АРЗ}$ – керуюча дія автоматичного резерву збудження;

$P_{турб}$ – потужність турбіни, кВт;

p_T – тиск пари перед турбіною, Па;

$D_{зд}$ – задана величина витрат пари, Па;

p_K – тиск пари на виході парогенеруючої частини, Па;

$\eta_{ГРК}$ – управляюча дія на виході головного регулятора котла;

ΔD_T – зміна витрат пари, Па.

Рисунок 2.2 - Структурна схема систем автоматичного регулювання з урахуванням регулюючих можливостей теплосилового обладнання (агрегатний рівень)

Також можна виділити блок регулювання напруги, до складу якого входить автоматичний регулятор збудження, і блок регулювання частоти. На виході цих блоків формуються сигнали, пропорційні напрузі збудження $u_{збудж}$ і потужності турбіни $P_{турб}$, які подаються на вхід моделі генератора. Вихідними сигналами генератора є напруга на його статорі $u_{ген}$, яка подається на блок регулювання напруги, і частота $f_{ген}$, що є вхідним сигналом блоку регулювання частоти. Крім того, на вхід блоку регулювання частоти, як показано на рис. 1.4., також подається керуючий вплив від загальносистемної частини САРЧП.

Вимірювальний канал АРС представлений ланкою. На вхід ланки подається сигнал, пропорційний поточної частоті генератора $f_{ген}$, і визначається відхилення частоти Δf відносно номінального значення $\Delta f = f_{ген} - f_{ном}$. На виході вимірювального каналу формується сигнал, що визначає величину зсуву муфти відцентрового регулятора.

Система регулювання турбіни представлена моделлю гідравлічного сервоприводу, охопленого жорстким зворотнім зв'язком. Математична модель системи регулювання турбіни має наступний вигляд:

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_c} (\mu_{САРЧП}^{САРЧП} + \eta_{АРС} - \mu), \quad (2.1)$$

де: μ – відносне переміщення сервомотора;

T_c – постійна часу сервомотора.

Котлоагрегат є складною системою, в якій здійснюється регулювання ряду взаємопов'язаних параметрів (палива, води, повітря, температури і т.д.). Однак зміна потужності агрегату, що видається в енергосистему, практично визначається зміною тиску пара на виході котла, що дозволяє врахувати тільки передавальну функцію котлоагрегату, що зв'язує вимірювання тиску пара зі зміною положення регулювання клапанів котла і турбіни. З урахуванням викладеного динамічну характеристику котла можна описати диференціальним рівнянням:

$$\frac{dp_k}{dt} = \frac{1}{T_K} (D_{зд} + D - \Delta D_T), \quad (2.2)$$

де: p_k – тиск пари на виході парогенеруючої частини;

T_K – постійна часу котла;

D_{30} – задана величина витрати пари;

D – поточне значення витрати пари;

ΔD_T - зміна витрати пари, одержуваної внаслідок витрати води, палива і повітря.

Тиск пара перед турбіною p_m визначається різницею тиску на виході котла p_k і перепадом тиску Δp_T в паровому тракті, тобто:

$$p_T = p_K - \Delta p_T, \quad (2.3)$$

Перепад тиску в паровому тракті спрощенно визначається як:

$$\Delta p_T = k_R D, \quad (2.4)$$

де: k_R – змінна величина, значення якої залежить від навантаження котла.

У першому приближенні значення цієї величини прийнято постійним. На вхід головного регулятора котла (ГРК), представленого пропорційно-інтегральним регулятором, подається величина, пропорційна тиску перед турбіною p_T . Тоді рівняння, які описують ГРК, можна представити таким чином:

$$\Delta p_{m0} = p_{m0} - p_m, \quad (2.5)$$

$$\eta_{n.ГРК} = K_{ГРК} \Delta p_{m0}, \quad (2.6)$$

$$\frac{\Delta \eta_{i.ГРК}}{dt} = \frac{1}{T_{ГРК}} \Delta p_{m0}, \quad (2.7)$$

$$\eta_{ГРК} = \eta_{п.ГРК} + \eta_{i.ГРК}, \quad (2.8)$$

де: Δp_{m0} – відхилення поточного тиску перед турбіною p_T відносно заданого значення p_{m0} ;

$K_{ГРК}$ – коефіцієнт передачі пропорційної ланки ГРК;

$T_{ГРК}$ – постійна часу інтегральної ланки ГРК;

$\eta_{ГРК}$ – керуючий вплив на виході ГРК;

$\eta_{n.ГРК}, \eta_{i.ГРК}$ – керуючі впливи пропорційної і інтегральної ланок ГРК.

Сигнал $\eta_{ГРК}$ подається на вхід ланки, за допомогою якої спрощено моделюється топка котла, описувана наступним диференціальним рівнянням:

$$\frac{d\Delta D_T}{dt} = \frac{1}{T_T} (\eta_{ГРК} - \Delta D_T), \quad (2.9)$$

де T_T - постійна часу топки, яка б враховувала, зокрема, інерцію подачі і витрати палива, акумуляції тепла в топкових газах.

На вхід моделі турбіни, в якій відповідно враховані частини високого, середнього та низького тиску, подається поточне значення витрати пари D , а на виході формується сигнал, пропорційний механічній потужності турбіни $P_{турб}$ (рис. 2.3).

Результати моделювання перехідних процесів, в тому числі зміни частоти в енергооб'єднанні, потужностей генераторів $G1, G2, G3$, а також перетоків активної потужності по ЛЕП перетину, контролюваного з боку ОЕС2, без урахування (позначено суцільною лінією) і з урахуванням (позначено пунктирною лінією) реакції ТСО представлені відповідно на рис. 2.3-2.5.

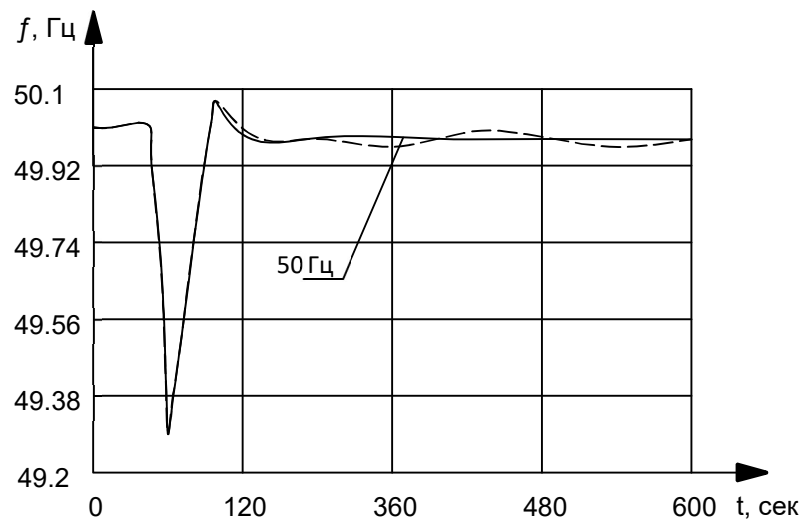


Рисунок 2.3 - Зміна частоти в енергооб'єднанні

У вихідному УР генератори $G1, G2, G3$ несуть задане навантаження, а по міжсистемних перетину підтримується заданий сальдо перетоків активної потужності (250 МВт). У процесі вторинного регулювання частоти на відхилення частоти і сальдо перетоків активної потужності за контролюванням перетину реагують САРЧП обох ОЕС.

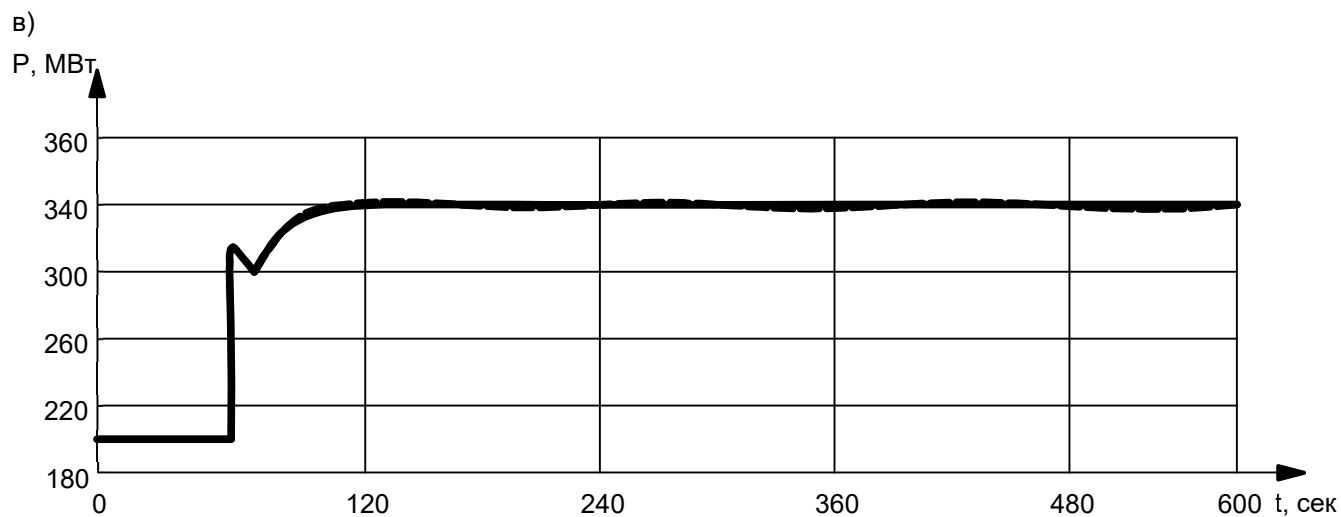
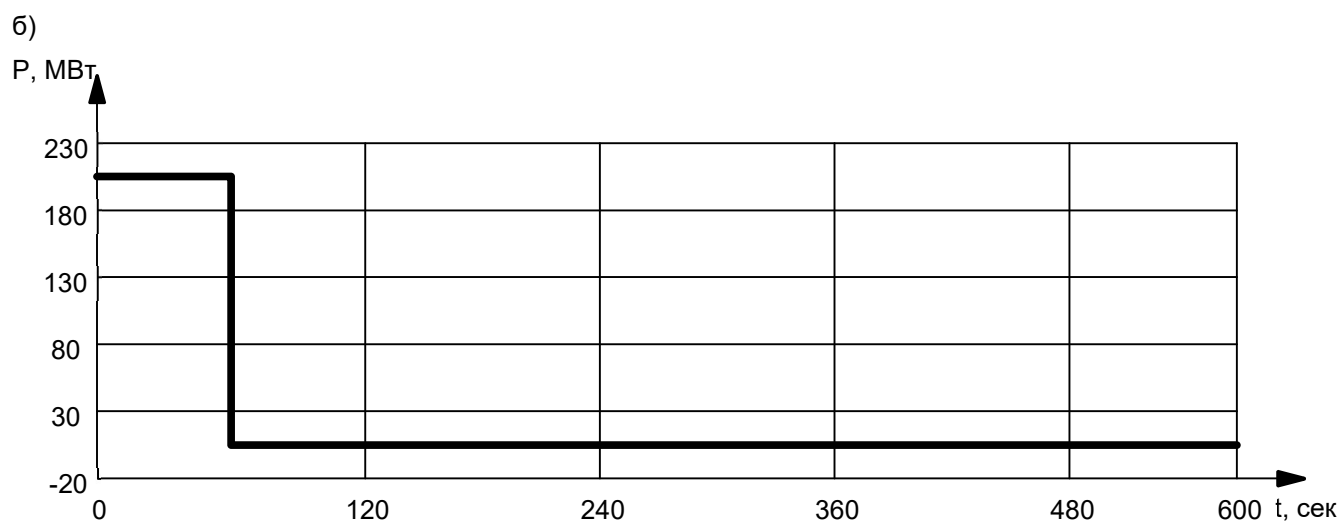
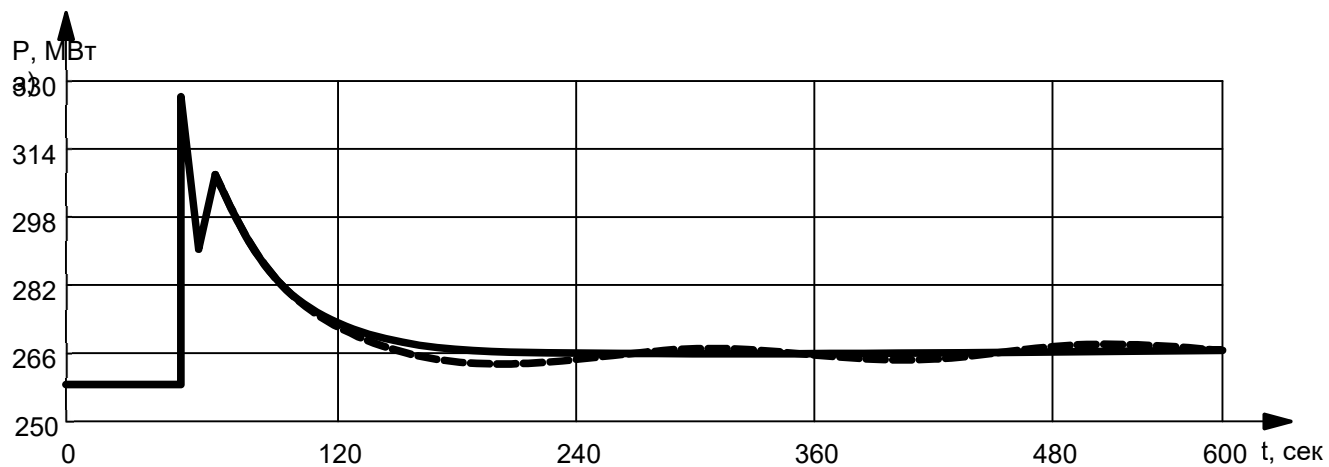


Рисунок 2.4 - Зміна потужностей генераторів

а) Генератора Г1; б) Генератора Г2; в) Генератора Г3.

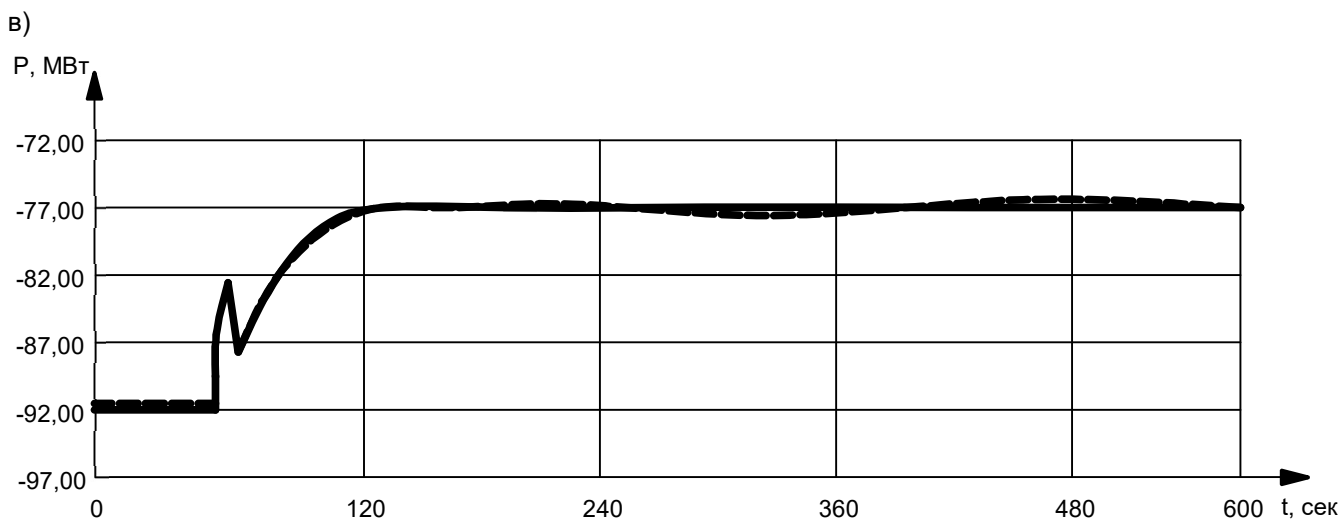
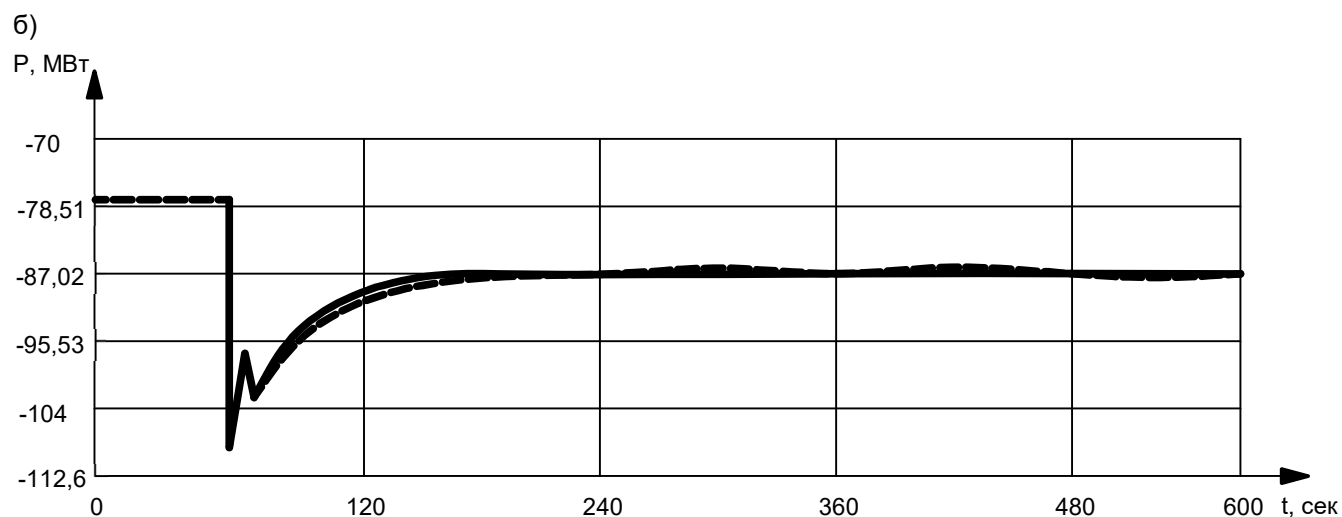
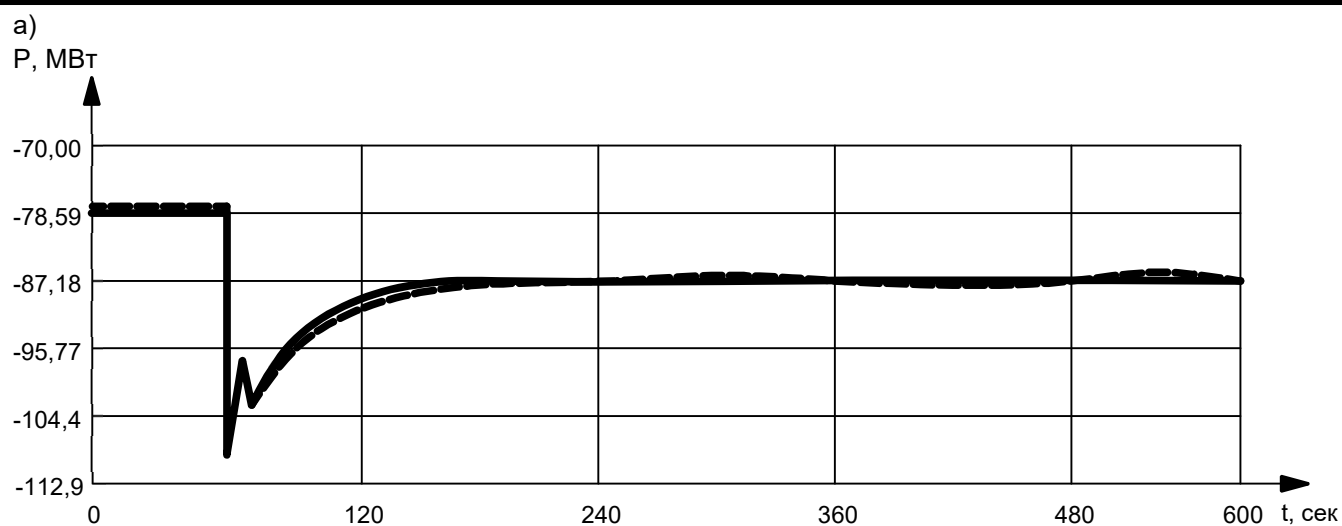


Рисунок 2.5 - Зміна потужностей генераторів

а) Л1–2/1; б) Л1–2/2; в) Л1–5.

Для відновлення заданого сальдо перетоків *САРЧП2* формує керуючий вплив на збільшення потужності регулюючого агрегату *Г3*, при цьому *САРЧП1* впливає на зменшення потужності генерації генератора *Г1*. Таким чином, після закінчення вторинного регулювання частоти небаланс активної потужності буде повністю

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ

Арк.

32

покритий зміною потужності генератора ГЗ, в той час як генератор Г1 повернеться до вихідного навантаження.

Як показали результати досліджень (див. рис. 2.3-2.5), при обліку елементів ТСО регулюють ТЕС спостерігається збільшення часу перехідних процесів зміни частоти і активної потужності, а також поява низькочастотних коливань, викликаних динамічними властивостями турбін.

Таким чином, залучення ТЕС до автоматичного вторинного регулювання частоти повинно передувати комплексне визначення параметрів настройки САРЧП в її станційних і агрегатних частинах з урахуванням існуючого ТСО цих станцій, що дозволить виконати моделювання роботи САРЧП в різних режимних умовах роботи ОЕС України.

Висновки до розділу 2:

ОЕС України переобтяжена базовими потужностями і характеризується гострим дефіцитом маневрових потужностей. Через брак маневрових потужностей до підтримання балансу можливе активне залучення енергоблоків ТЕС. Необхідно при цьому розуміти, що значна кількість енергоблоків ТЕС майже повністю вичерпала свій ресурс та потребує реконструкції. Добовий графік ОЕС України характеризується значною нерівномірністю.

Для проходження нічного мінімуму навантаження доводиться зупиняти певну кількість енергоблоків ТЕС, що негативно позначається на їхніх експлуатаційних показниках.

Отже проблема регулювання частоти та активної потужності є суттєва, а методи для регуляції, що впроваджувались – застарілі, тому необхідно розглядати нові шляхи вирішення проблеми з урахуванням тенденцій розвитку технологій в Україні.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ

3.1 Стан і розвиток сонячної та вітрової енергетики в провідних країнах світу. Статистика розвитку сонячної та вітрової електроенергетики України.

В останні роки в Україні, після надання значних преференцій технологіям, що використовують відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) для виробництва електроенергії, вони почали достатньо швидко розвиватись.

Крім того, функціонування великих електростанцій з ВДЕ, особливо, що виробляють електроенергію з енергії сонця, вітру, характеризується різко змінними режимами роботи у складі Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, що призводить до додаткових витрат на диспетчеризацію електростанцій та підтримання резервних потужностей для регулювання режимів роботи електростанцій, які використовують енергію сонця, вітру.

Слід зазначити, що витрати на диспетчеризацію і резервування зростають пропорційно встановленій потужності електростанції, які виробляють електроенергію з енергії сонця (СЕС), вітру (ВЕС), та на сьогоднішній день не компенсуються власниками цих електростанцій. А наявність достатніх обсягів резервних енергогенеруючих потужностей для підтримання балансу між попитом і пропозицією на ринку електричної енергії є важливим фактором надійної та безпечної роботи ОЕС України.

Сучасні тенденції та досвід використання відновлюваних джерел енергії в енергетичних цілях є важливим для України, де відновлювана енергетика перебуває на початковому етапі розвитку та потребує ефективних механізмів державної підтримки на зразок кращих світових практик. Відновлювана енергетика стрімко розвивається в постіндустріальних країнах світу, зростає її частка в світовому енергетичному балансі. Очевидно, що ці тенденції зберігатимуться, охоплюючи усе більше країн Міжнародної енергетичної Асоціації (МЕА) прогнозують, що обсяги виробництва енергії з відновлюваних джерел в усьому світі перевищать обсяги генерації із використанням природного газу на найближчу

перспективу. Адже країни ЄС, Латинської Америки, США і Японія активізують переведення своїх енергосистем із традиційних джерел на альтернативні.

Згідно з прогнозами Європейської Асоціації Біомаси (АЕВІОМ), у 2020 р. загальна частка відновлюваної енергетики у Європі досягне 20,7%, а Згідно з довгостроковими прогнозами Європейської ради з відновлюваних джерел енергії у 2050 році вся теплова енергія в ЄС буде вироблятися з відновлюваних джерел. МЕА висуває досить оптимістичні прогнози

щодо розвитку відновлюваної енергетики також в країнах, що не є членами Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР).

Очікується, що ці країни, в тому числі Китай, забезпечать 60% світового зростання в галузі ВДЕ до кінця 2025 року. Таке швидке розгортання відновлюваної енергетики в цих країнах у повній мірі компенсує уповільнення розвитку галузі в інших регіонах світу, зокрема, у Європі та США, де ринки відновлюваної енергетики сформувалися раніше і є досить структурованими та насиченими.

Все більш конкурентоспроможними в порівнянні із традиційною стають сонячна та вітрова енергетика. Вітроенергетика успішно конкурує з новими електростанціями, що працюють на викопному паливі, у Бразилії, Туреччині, Великобританії та Новій Зеландії. Сонячні електростанції економічно ефективні на регіональних ринках, де спостерігається висока пікова ціна на електроенергію, зумовлена роботою енергоблоків, що використовують дорогі нафтопродукти, та де наявна висока сонячна активність і, відповідно, велика продуктивність сонячних модулів. У деяких країнах світу (США, Бразилія, ЄС та ін.) вже досягнуто так званого мережевого паритету – вартість сонячної енергетики зрівнялась і ще продовжує знижуватися в порівнянні із традиційною. А собівартість електроенергії, виробленої локальними сонячними електростанціями у низці країн, може бути навіть нижчою, ніж роздрібні ціни на електроенергію.

В той же час Світовий банк рекомендує, щоб в усьому світі частка відновлюваних джерел енергії збільшилася до 2030 року з нинішніх 18% до 36%. Окрім цього, згідно з вимогами ООН відновлювану енергетику доцільно розвивати у всіх країнах світу як один з вагомих інструментів утримання глобального

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

потепління на рівні не більше 20°C. Відповідно до Паризької угоди Рамкової конвенції ООН зі змін клімату 2016 року, розвинуті держави зобов'язуються надавати фінансову та технічну допомогу країнам, що розвиваються, на реалізацію проектів з використання ВДЕ. Більшість учасників Паризького саміту ООН зійшлися на думці, що до 2050 р. світ має повністю відмовитися від викопних енергоресурсів та стовідсотково перейти на відновлювані джерела енергії.

Відповідно до звіту МЕА розгортання введення нових потужностей ВДЕ зумовлене значним зниженням питомих витрат на їх розвиток з відповідною інвестиційною та державною підтримкою. Зокрема, у 2016 р. нарощування обсягів нових потужностей «чистої» електроенергії зросло майже на дві третини – в експлуатацію введено близько 165 ГВт.

Натомість в нашій державі з початку 2015 року по I півріччя 2018 року потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 766 МВт (з 967 МВт до 1 733 МВт), з них введено в експлуатацію:

- у 2015 р. – 32 МВт;
- у 2016 р. у 4 рази більше – 136 МВт;
- у 2017 р. у 2 рази більше – 291 МВт;
- у I півріччі 2018 р. більш ніж за весь 2017 рік – 307 МВт.

У будівництво 766 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики інвестовано понад 740 млн євро. Станом на кінець I півріччя 2018 року в Україні працює 4919 об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 1733 МВт, з них:

- 260 СЕС загальною потужністю 948 МВт;
- 5 ВЕС загальною потужністю 515 МВт.

За I півріччя 2018 року було введено 1727 об'єктів відновлюваної електроенергетики загальною потужністю 307 МВт, з них:

- 61 об'єкт сонячної енергетики загальною потужністю 206 МВт;
- 5 об'єктів вітроенергетики загальною потужністю 50 МВт;
- 1650 сонячних домогосподарств загальною потужністю 38 МВт.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

За 6 місяців 2018 року об'єктами відновлюваної енергетики, яким видано «зелений» тариф, вироблено близько 1370 млн кВт·год електроенергії, з них:

- вітроелектростанціями – 568 млн кВт·год;
- сонячними електростанціями – 499 млн кВт·год;
- сонячним станціями домогосподарств – 33 млн кВт·год.

З 2015 по I півріччя 2018 року надбавку до «зеленого» тарифу за використання обладнання українського виробництва отримали 29 об'єктів відновлюваної електроенергетики загальною потужністю 157,7 МВт (рис. 3.1), з них:

- 17 СЕС загальною потужністю 134,1 МВт;
- 6 ВЕС загальною потужністю 17,6 МВт;
- 5 МГЕС загальною потужністю 0,9 МВт;
- 1 Біо загальною потужністю 5,12 МВт.

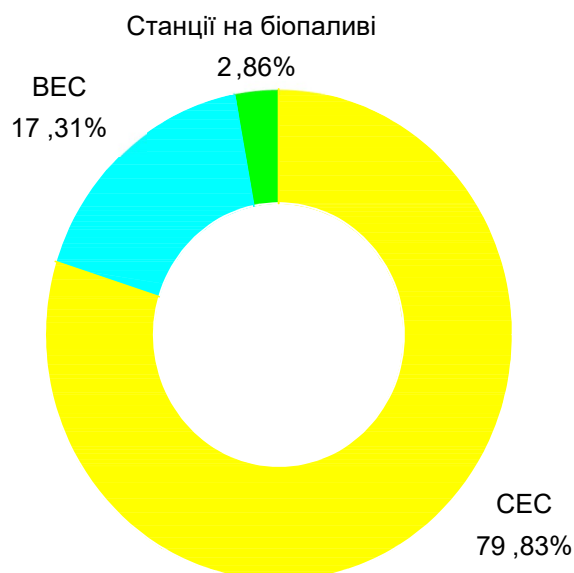


Рисунок 3.1 - Потужність обладнання ВДЕ 6186, 20 МВт

Станом на кінець II кварталу 2018 року загальна кількість сонячних станцій приватних домогосподарств, яким встановлено «зелений» тариф, складає 4660 станцій, з яких у I півріччі 2018 року було встановлено 1650 станцій. За 6 місяців 2018 року загальна встановлена потужність сонячних станцій приватних домогосподарств зросла на 38 МВт та склала 89 МВт.

3.2. Визначення основних викликів та загрози що пов'язані зі збільшенням частки відновлюваних джерел енергії в покритті загального балансу потужності в ОЕС України.

В Україні особливої нагальності та гостроти проблемі енергетичного переходу надає загроза енергетичній безпеці. На думку відомого німецького політика Ханса Йозефа Фелла, автора «зеленого тарифу» в Німеччині та людини, розвиток відновлюваної енергетики та впровадження заходів з енергозбереження в Україні – єдиний шлях для подолання залежності від імпорту традиційних енергоресурсів, особливо газу та ядерного палива.

Графіки добового споживання і генерації електроенергії Об'єднаної Енергосистеми (ОЕС) України є досить нерівномірними. В той же час існує дефіцит так званих «маневрених» генеруючих потужностей, що можуть працювати в діапазоні потужностей тим самим приймаючи участь у регулюванні частоти енергосистеми. В той час як дешеві з точки зору собівартості електроенергії «базові» блоки атомних електростанцій (АЕС) як правило працюють на одному стабільному рівні (технологічно складно, небезпечно та економічно недоцільно змінювати виробіток в часі). Загалом рівень маневреної генерації не перевищує 9%.

В той же час економічні стимули для будівництва домашніх і промислових ВЕС і СЕС в Україні є одними з найпривабливіших у світі, що забезпечило їх бурхливе будівництво і проектування. Головною ж особливістю роботи ВЕС та СЕС є погана прогнозованість їх потужності навіть в короткостроковій перспективі та стохастичний режим роботи з можливістю швидких змін потужності, а також значні відмінності графіків виробництва ними електроенергії у різні, навіть суміжні розрахункові періоди, що ілюструє рис. 3.2.

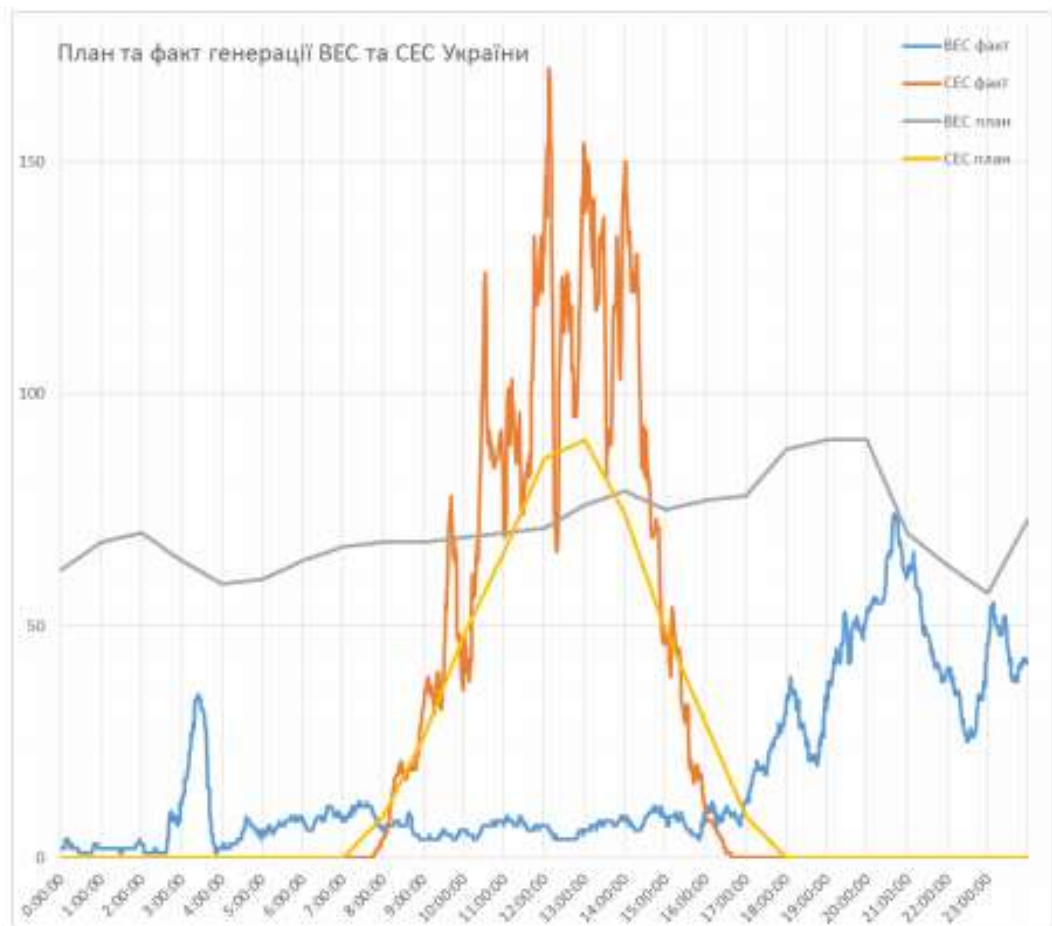


Рисунок 3.2. – Запланований та фактичний графік генерації ВЕС та СЕС (за даними ДП "НЕК "Укренерго")

Тому, можливість інтеграції до складу ОЕС України потужностей ВЕС та СЕС буде обумовлюватись можливостями забезпечення виконання вимог адекватності генерації – можливість підтримки постійного балансу між генерацією і споживанням електричної енергії при нормативній її якості при забезпеченні необхідного рівня резервних потужностей

Висновок до розділу 3: Загальносвітова тенденція свідчить, що левову частку інвестицій в альтернативну енергетику становлять інвестиції в проекти СЕС та ВЕС. Обсяг інвестицій у проекти СЕС та ВЕС за період 2012-2016 роки в світі становили 92% загальних інвестицій у відновлювану енергетику. Схожа тенденція щодо рівня інвестування у проекти СЕС та ВЕС спостерігається в Україні. Також в Україні спостерігається аналогічна до світових тенденція до зменшення капітальних витрат (CAPEX) по проектах будівництва СЕС, ВЕС, що зумовлюється

поступовим здешевленням обладнання внаслідок активного розвитку технологій в цій сфері, наявністю реальної конкуренції між виробниками обладнання та матеріалів, отриманням знижок від виробників обладнання дивелоперами, які реалізують серійні проекти.

За останні роки значно знизилась вартість електричної енергії, виробленої з енергії сонця. Так, за даними звіту IRENA «Renewable 29 Power Generation Costs in 2017» 1 одним з основних чинників такого зниження є зниження вартості сонячних панелей на 81% порівняно з 2009 роком. Середньозважена приведена вартість електричної енергії, виробленої з енергії сонця, зменшилась протягом 2010-2017 років на 73% до 0,1 долару за 1 кВт/год.

Згідно даних за роки проектування та будівництва об'єктів ВДЕ видно, що більш привабливіші є СЕС як об'єкти генерації, за рахунок великої кількості території, яка наявна в Україні. Отже зосередимось на СЕС та її особливостях генерації енергії.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

4 ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ВПЛИВ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

4.1 Аналіз чинників та параметрів, які визначають ефективність використання сонячних електростанцій.

На сьогодні позитивна динаміка розвитку сонячної енергетики в Україні пояснюється не лише сприятливими кліматичними чинниками, а й створенням належної нормативно-правової бази для регулювання цієї галузі. Проте слід зазначити й деякі недоліки.

По-перше, для відносно невеликої величини потужності сонячної енергетики потрібне використання великих земельних площ під електростанції. Для проекта СЕС дуже важливим є вирішення питання оренди землі, бажано вибрати землю не сільськогосподарського призначення і не розпайовану. На 1 МВт приходить ся орендувати біля 2,5 га землі.

Подруге, СЕС не працює вночі і недостатньо ефективно працює у ранкових і вечірніх сутінках. При цьому пік споживання електроенергії припадає саме на вечірні години. Крім того, вироблення електроенергії може стрімко і несподівано коливатися внаслідок змін погоди.

Для подолання цих недоліків потрібно або використовувати ефективні електричні акумулятори, або будувати гідроакумулюючі станції, які теж займають велику територію, або використовувати концепцію водневої енергетики, яка також поки далека від економічної ефективності. Проблема залежності потужності сонячної електростанції від часу доби і погодних умов може бути вирішена спорудженням сонячних аеростатних електростанцій. Ще один шлях вирішення проблеми - будівництво гібридних електростанцій, тобто вдень електроенергія виробляється параболічними концентраторами, а вночі - з вітру.

По-третє, сонячні фотоелементи високовартісні. Ймовірно, з розвитком технології цей недолік буде подолано. Ще одним недоліком є недостатній ККД сонячних елементів. Крім того, поверхню фотоелектричних панелей періодично потрібно очищувати від пилу та інших забруднень. Ефективність фотоелектричних

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

елементів значно знижується при їх нагріванні, тому виникає необхідність в установці систем охолодження, зазвичай водяних. Знижується вона також і через 30 років експлуатації, що теж належить до проблемних питань. Незважаючи на екологічну чистоту отримуваної енергії, самі фотоелементи містять отруйні речовини, наприклад, свинець, кадмій, галій, миш'як тощо, у їх виробництві використовуються також інші небезпечні речовини. Сучасні фотоелементи мають обмежений термін експлуатації (30-50 років), їх активне застосування передбачатиме виникнення проблеми їх утилізації. Тому останнім часом починає активно розвиватися виробництво тонкоплівкових фотоелементів, у складі яких міститься близько 1 % кремнію, завдяки чому вони дешевші у виробництві, але поки мають меншу ефективність.

Отже, сонячне випромінювання є загальнодоступним і невичерпним джерелом енергії. Теоретично сонячна енергетика вирізняється повною безпечністю для навколишнього середовища, якщо не брати до уваги наявності отруйних речовин у фотоелементах. Фотоелектричні системи мають дві основні системи: перша – це яка складається з сонячних панелей, контролера, інвертора.

Така схема використовується там, де є велике споживання електроенергії на великих сонячних станціях. Це виробництво, учбові заклади, багатоквартирні будинки. Друга схема складається з сонячних панелей, контролера, інвертора та акумуляторних батарей. Ця схема використовується для невеликих сонячних станцій потужність до 10 кВт, на великих приватних будинках, садибах «зеленого туризму».

Вартість таких систем від 500 до 25 тисяч доларів. Термін окупності фотоелектричних систем без продажів електроенергії по «зеленого тарифу» 5-20 років, а при продажі по «зеленому тарифу» 7-8 років.

4.2 Аналіз фактичного рівня виробітку СЕС в ОЕС України

Проведемо аналіз на основі середньодобового рівня виробітку СЕС окремо для кожної пори року на протязі 2017-2018 рр. Для СЕС провести якісне прогнозування значно складніше ніж для інших типів ВДЕ, оскільки величина генерування їх значно залежить від детальної інформації про ступінь, структуру,

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівні та рух існуючих хмар у безпосередній близькості від об'єкта, що досліджується.

На основі даних ДП "Енергоринок" щодо погодинного фактичного виробітку електроенергії СЕС за січень, квітень, липень та жовтень у період з 2017 до 2018 рр. було визначено середньодобовий виробіток для кожного з цих місяців, назовемо його виробітком СЕС для типових діб пори року.

Дані середньодобового погодинного виробітку електроенергії СЕС представлено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Середньодобовий погодинний виробіток електроенергії СЕС для кожної пори року.

Годин а доби	2017 р				2018 р			
	січень	квітень	липень	жовтень	січень	квітень	липень	жовтень
1	2	3	4	5	6	7	8	9
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	2	10	0	0	6	21	0
08:00	0	29	55	8	1	66	96	18
09:00	12	95	147	58	18	189	226	145
10:00	46	171	234	128	66	325	355	318
11:00	92	237	303	190	128	434	451	461
12:00	117	277	347	233	165	515	502	548
13:00	124	291	364	246	169	538	512	577
14:00	113	283	366	234	150	530	501	556
15:00	79	259	342	211	107	491	458	487
16:00	32	222	306	160	48	420	399	369
17:00	3	167	244	95	7	321	316	211
18:00	0	99	166	30	0	194	212	59

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19:00	0	35	83	2	0	68	111	1
20:00	0	2	19	0	0	10	28	0
21:00	0	0	0	0	0	0	1	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0
24:00	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма	618	2169	2986	1595	859	4107	4189	3750

Зважаючи на значну залежність генерації СЕС від метрологічних умов, для якісної оцінки впливу генерації СЕС на формування балансів потужності в ОЕС України, в даній дипломній роботі була проаналізована їх робота на протязі кожної пори року. Для проведення аналізу характерним для кожної пори року був вибраний кожен другий місяць, так для зими – січень, весни – квітень, літа – липень, осені – жовтень.

4.3 Побудова середньодобових профілів виробітку СЕС для кожної пори року протягом 2017-2018 рр.

На основі визначеного виробітку СЕС побудуємо усереднені добові профілі виробництва електричної енергії для кожної пори року 2017- 2018 рр вони показані на рис. 4.2.

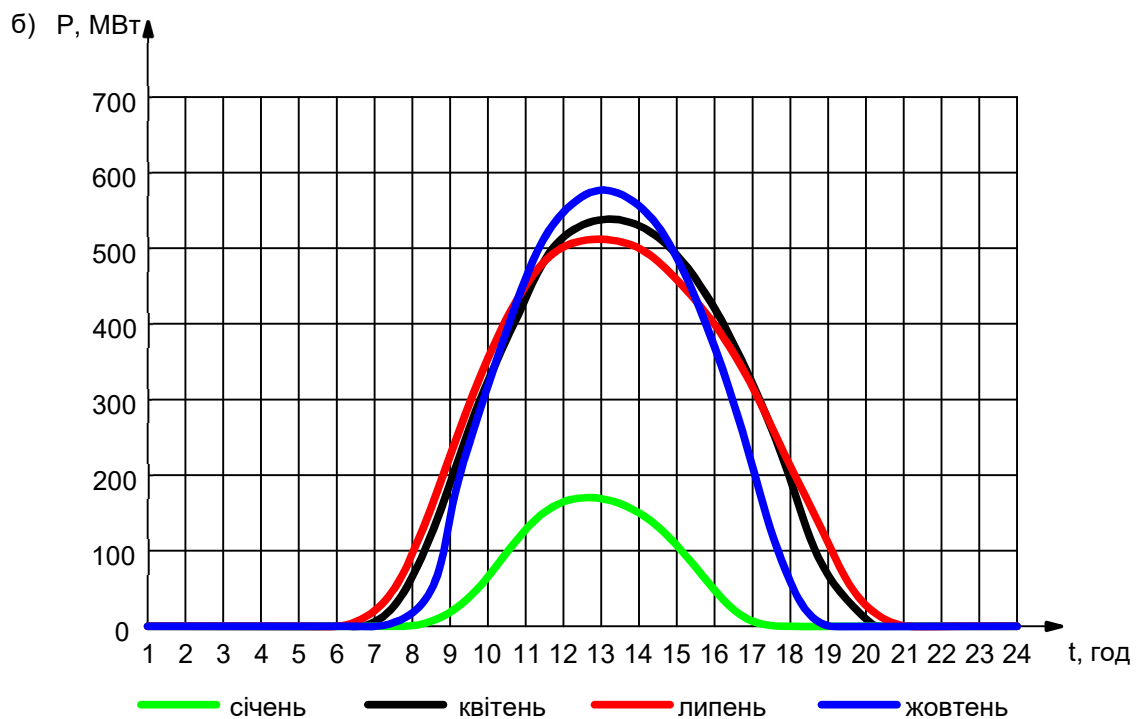
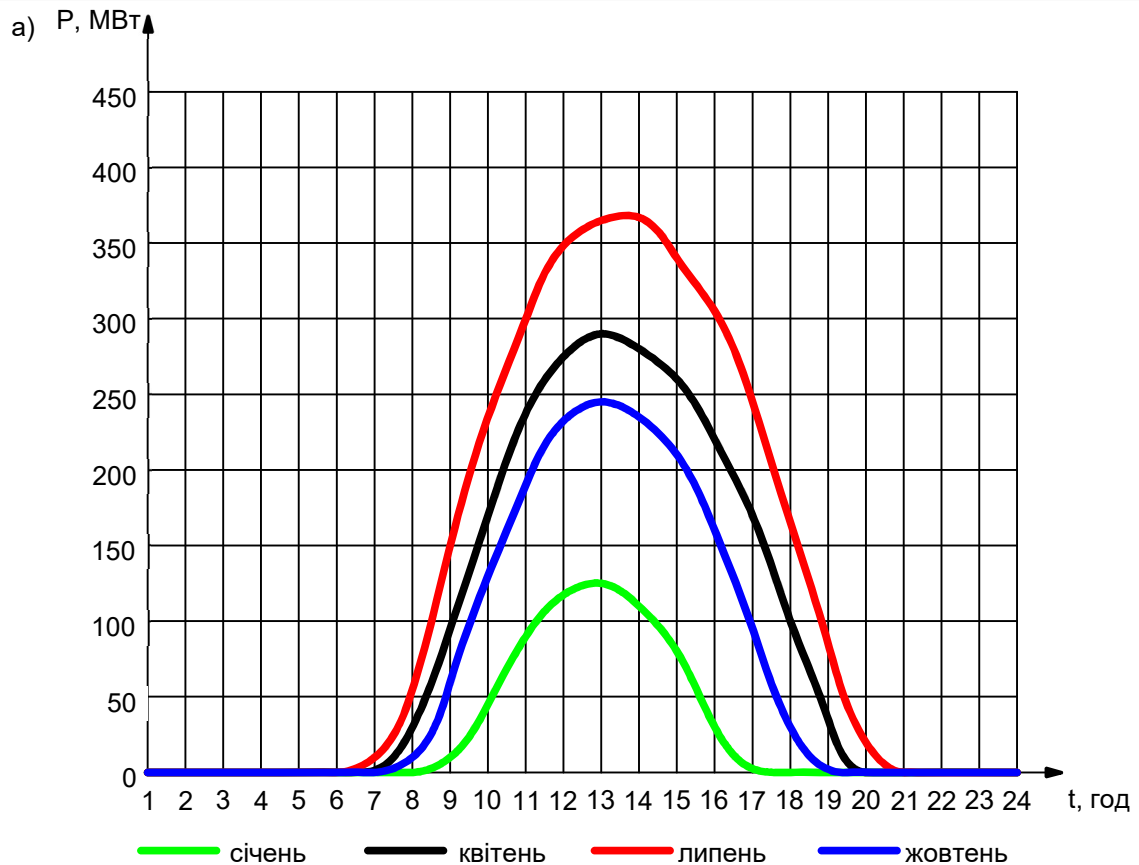


Рисунок 4.2 - Профіль середньодобового виробництва електроенергії СЕС для кожної пори року за 2017 р.(а) 2018 р. (б)

Висновок до розділу 4: Згідно добових графіків зміни потужності СЕС видно, що їх основна потужність зосереджена в денний період доби (з 7 до 20 год).

5 Огляд стану та розвитку енергоакумуючих потужностей і технологій накопичення енергії

5.1 Типи систем зберігання електроенергії

Випереджаючий розвиток у світовій енергетичній сфері потужностей ПДЕ з нестабільною генерацією каталізував зусилля з модернізації інфраструктури енергосистем з відповідним розвитком регулюючих та резервних засобів регулювання електропостачання, як засобів резервування нестабільної генерації для підвищення «гнучкості» енергосистеми. Системи зберігання енергії, що акумулюють енергію на різних рівнях, використовуються для оперативного регулювання режиму енергосистеми та управління коливаннями потужності електромережі.

Рівень технічних рішень, які застосовуються для акумулювання електроенергії, їх ефективність оцінюється по потужності та часу їх заряду / розряду (швидкодії по віддачі енергії та швидкості акумулювання її надлишку в енергосистемі). За оцінкою Всесвітньої Енергетичної Ради (World Energy Council) типові рішення застосування систем акумулювання енергії в умовах розвитку ВДЕ наведено на рис. 5.1.

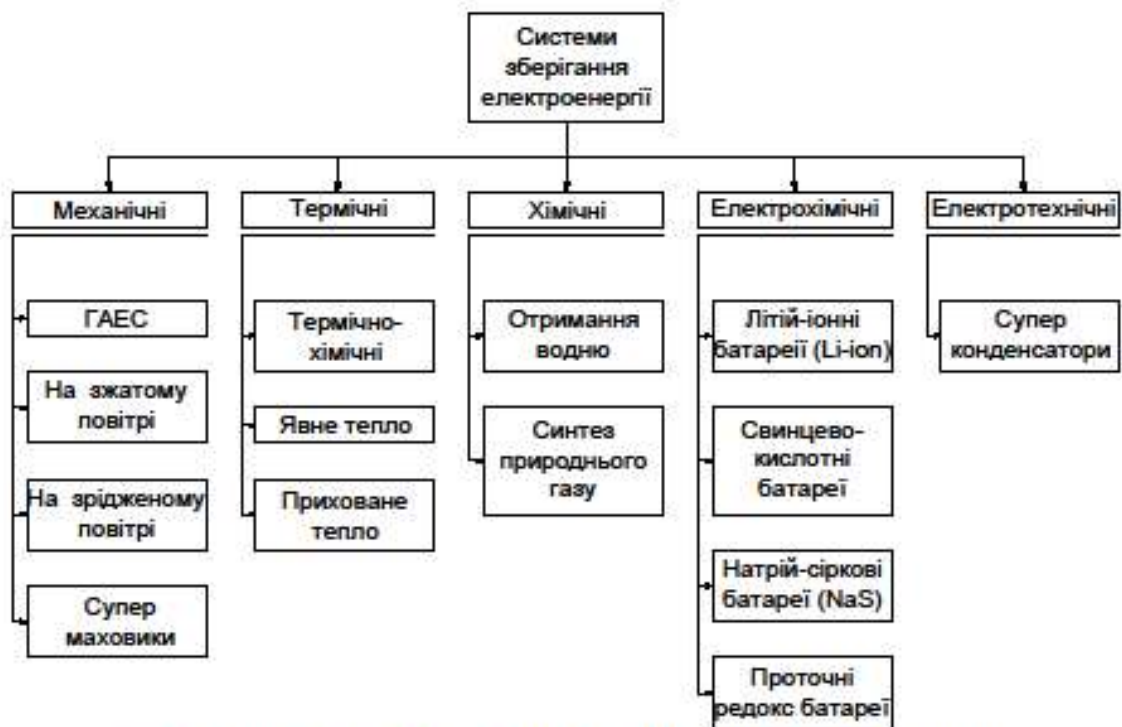


Рисунок 5.1 - Типи систем зберігання електроенергії

Рішення щодо виду та засобу резервування потужності різні за вартістю, ємністю та швидкодією. Системам зберігання енергії для компенсації стохастичності електрогенерації ПДЕ, необхідна спроможність інтенсивно накопичувати (поглинати) енергію протягом годин і навіть хвилин одночасно з можливістю віддавати значні обсяги потужності у режимно обумовлені періоди доби або за зміни метеорологічних умов.

Це визначає коло розв'язуваних ними завдань і економічно виправдану сферу їх застосування (рис. 5.2). При цьому, найбільш потужні системи резервування застосовуються для стабілізації національних, регіональних, а також локальних енергосистем.

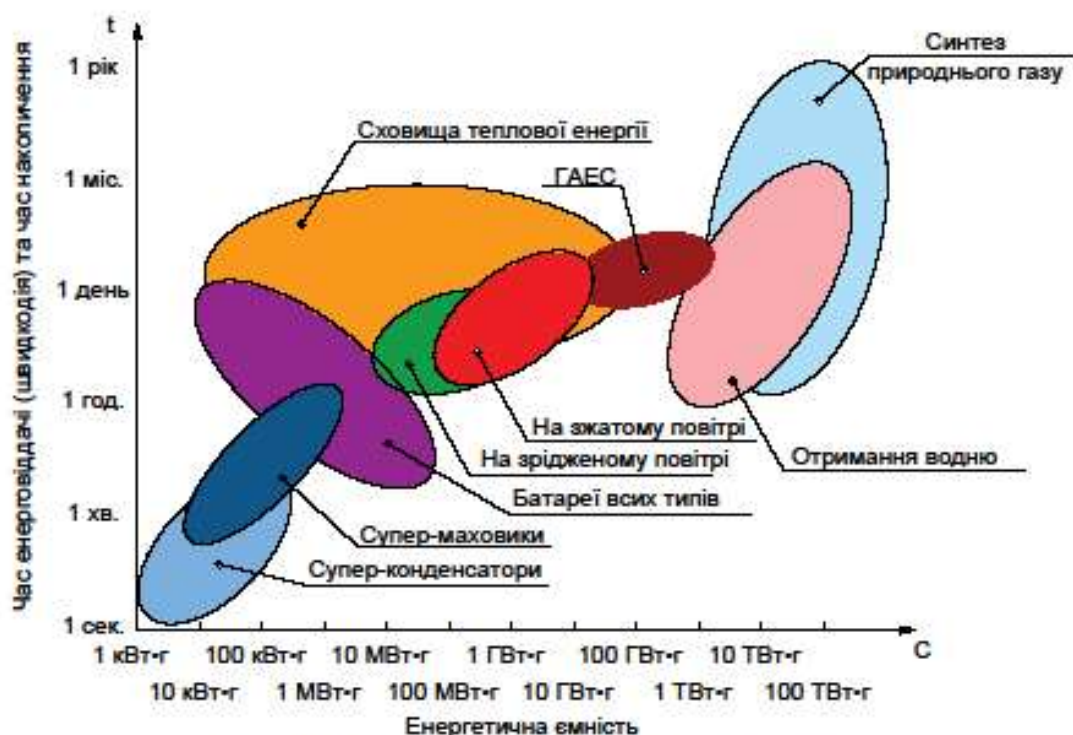


Рисунок 5.2 - Оцінка систем зберігання

Для підтримання балансу енергосистем та створення маневрового резерву потужності, більш ефективні системи зберігання, які спроможні згладжувати добові та пікові зміни навантаження; для цього більш ефективні ГАЕС. Станом на 2017 р. на ГАЕС припадає 96% загальної потужності акумулюючих установок (327 проектів потужністю 169 ГВт). Лідерами за встановленою потужністю ГАЕС є Китай (31 999 МВт, 34 ГАЕС), Японія (28 252 МВт, 43 ГАЕС), США (22 561 МВт, 38 ГАЕС).

У Швейцарії в 2017 р. була приєднана до мережі одна з найбільш важкодоступних електростанцій у світі «Linthal-2015». Виробництво і зберігання електроенергії на ГАЕС реалізується за рахунок використання руху води між двома гірськими озерами, розділеними скелею заввишки 630 метрів. За рішенням мережевого оператора швейцарської енергетичної компанії Axpo Trading, за необхідності, подається команда на запуск 4-х гідроагрегатів потужністю 250 МВт ГАЕС.

У країнах ЄС для розвитку загальносистемних накопичувачів енергії у 2013 році запущено спеціальний проект eStorage, розрахований на 4 роки, з бюджетом 13,3 млн євро, спонсорований рамковою програмою Європейської Комісії FP7 Cooperation: Energy. Завданнями проекту є аналіз потенційної можливості підвищення ефективності діючих ГАЕС, у тому числі за допомогою переходу на агрегати зі змінною частотою обертання. На листопад 2016 р. було визначено 117 ділянок у країнах ЄС для будівництва ГАЕС загальним енергетичним обсягом 2 291 ГВт•год, з яких 54% на півдні Норвегії, 13% – в Альпах, 5% – у Піренеях.

Накопичувачі енергії на базі літій-іонних батарей (ЛІА) знижують вплив стохастичності генерації на надійність мережі при впровадженні ПДЕ. Накопичувач енергії негайно реагує на зміну навантаження споживача, і в залежності від потреб, накопичує або віддає в умовах диспетчеризації роботи об'єктів генерації.

Можливості ЛІА в якості накопичувачів енергії:

- у генерації це:
 - підтримування частоти;
 - компенсація стохастичності режимів генерації ПДЕ;
 - альтернатива будівництву генерувальним потужностям для електропостачання віддалених та ізольованих енергорайонів;
- у мережах:
 - підтримування необхідної якості електроенергії;
 - згладжування піків навантаження в електричній мережі;
 - альтернатива реконструкції мережевої інфраструктури у «вузьких» ділянках мережі;

- для споживачів:

- зниження витрат на електроенергію;
- забезпечення безперебійності енергопостачання;
- підвищення якості електроенергії; використання в складі інфраструктури для «розумного» будинку/електромобілів.

Накопичувачі на базі літій-іонних акумуляторів, наприклад компанії Liotech, серійно впроваджуються на об'єктах ПДЕ і мають вагомні переваги по ємності і виконуваних функціях відносно накопичувачів на базі свинцево-кислотних акумуляторів.

Система накопичення енергії за технологією ЛІА має адаптивну, «інтелектуальну» модульну платформу для застосування в мережевій інфраструктурі з метою вбудовування в мережу об'єктів генерації на базі ПДЕ.

У рамках роботи по пілотному впровадженню накопичувачів енергії в умовах інтеграції в мережу об'єктів генерації на основі ПДЕ, компанією Liotech розроблено систему накопичення енергії потужністю 2 МВт. Система включає в себе банк літійіонних батарей, силове перетворювальне обладнання, системи безпеки та управління. Накопичувач побудований на базі мобільного пересувного комплексу в контейнерному виконанні. Ємність батарей розрахована на видачу в мережу потужності 1 МВт протягом 15 хв. Робоча вихідна напруга системи становить 380 В змінного струму.

За допомогою високовольного трансформатора можлива інтеграція його у мережу середньої напруги (6 – 35 кВ). Головною перевагою системи є можливість швидкої реакції на видачу потужності по команді диспетчера. Потенційними сферами застосування зазначеного накопичувача енергії є регулювання виробництва енергії об'єктами розподіленої генерації (ВЕС, СЕС тощо), а також згладжування піків навантаження мережі.

У США у 2017 р. введено в експлуатацію станцію зберігання енергії на літійіонних акумуляторах сумарною потужністю 80 МВт•год, побудованою компанією Tesla для енергокомпанії Southern California Edison (SCE). Ця система складається з 400 нових акумуляторних модулів Powerpack Tesla 2 потужністю по 210 кВт. Акумуляторна станція спроможна протягом доби забезпечувати

електроенергією 2,5 тисячі домогосподарств. Літій-іонні модулі Powerpack були спеціально розроблені для масового застосування разом з домашніми PV-установками і вітрогенераторами.

Сьогодні у штаті Каліфорнія біля міста Сан-Дієго, на підстанції Escondido діє літій-іонна система зберігання енергії. Проект Escondido одна з найбільш потужних акумуляторних установок. Потужність системи 30 МВт (або 120 МВт·год), вона може забезпечувати електроенергією понад 20 тис. домогосподарств протягом 4 годин. У штаті Каліфорнія передбачено до 2020 р. збільшення потужності діючих накопичувачів електроенергії в енергокомпаніях до 2020 р. на 1,32 ГВт. Для порівняння: світовий ринок накопичувачів енергії у 2016 р. не перевищував 1 ГВт. За повідомленням департаменту енергетики США з 2017 по 2020 рр. аносовано 18 великих проектів з будівництва загальносистемних накопичувачів енергії загальною встановленою потужністю понад 1,17 ГВт. Ще сім гідроакумуляуючих установок загальною потужністю 5,95 ГВт будуються. При цьому сім проектів з 17 плануються до запуску в США.

Це пов'язано, перш за все, з нагальною потребою акумуляування енергії при інтенсивному розвитку ПДЕ в Каліфорнії та інших штатах, а також політикою державної підтримки розвитку ПДЕ. Комісія з ЖКГ Каліфорнії (California Public Utilities Commission, CPUC) зобов'язала приватні енергокомпанії до 2020 р. впровадити потужні акумулятори енергії, обсяг яких пропорційний потужності наявним генерувальним установкам. Наприклад, компанія San Diego Gas & Electric (SDG & E) повинна придбати накопичувачі енергії на 165 МВт. У квітні 2017 року SDG & E повідомила про спорудження п'яти місцевих систем літій-іонних накопичувачів енергії, розрахованих на 4 години роботи, загальною потужністю 83,5 МВт. Об'єкти будуть збудовані компаніями AESEnergyStorage і Renewable Energy Systems Americas Inc. (RES).

У США Федеральною комісією з регулювання енергетики (Federal Energy Regulatory Commission - FERC) у 2016 р. погоджено Порядок участі накопичувачів енергії в «ринках потужності, енергії та допоміжних послуг, для використання регіональними мережевими організаціями і незалежними системними операторами. Положеннями Порядку пропонується забезпечити ефективний та

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

недискримінаційний доступ систем зберігання енергії і розподілених систем генерації на енергетичний ринок, і «більш ефективно інтегрувати ресурси накопичувачів енергії в організовані оптові ринки з метою вдосконалення конкуренції що сприятиме встановленню справедливих і розумних цін на цих ринках» (рис. 5.3).

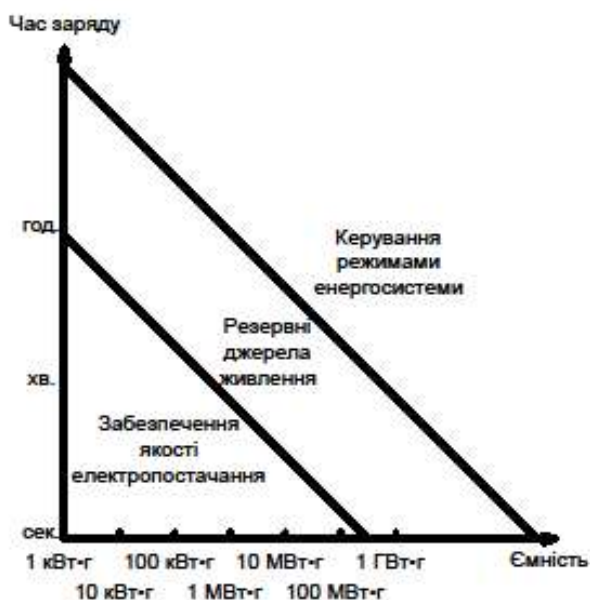


Рисунок 5.3 - Діаграма для класифікації накопичувачів енергії

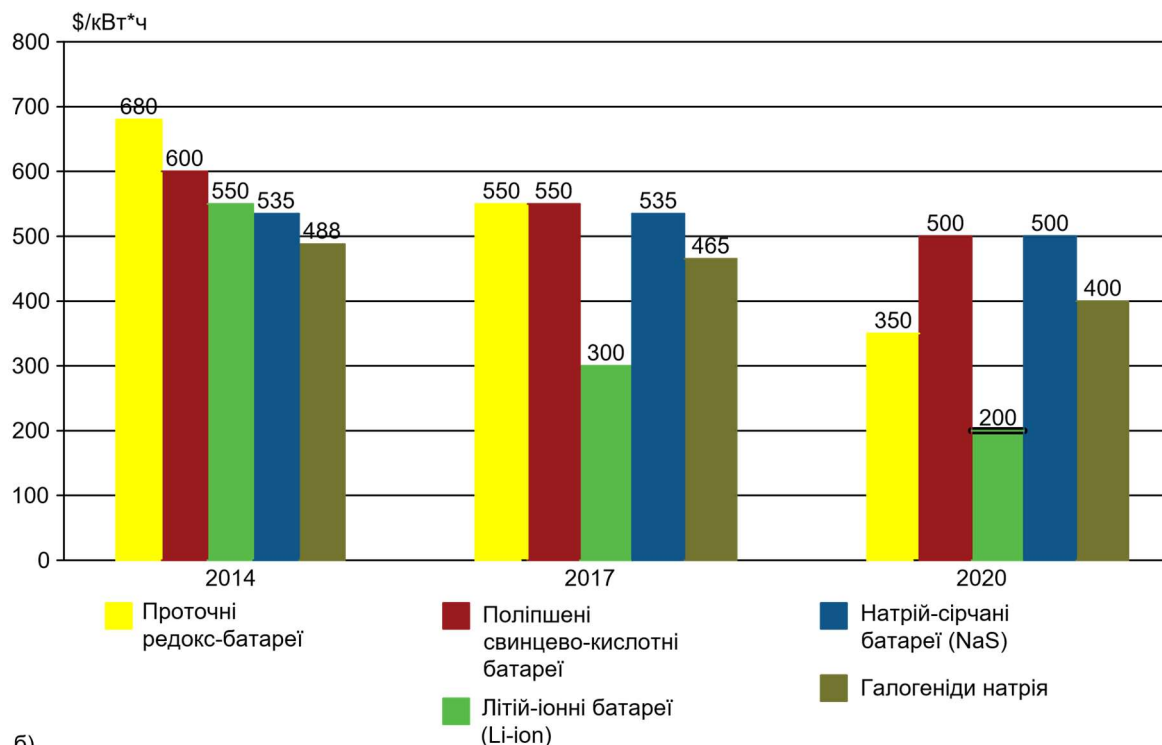
Запаси енергії допоміжного обладнання, такого як джерела резервного живлення, повинні бути достатніми для забезпечення роботи СЕС принаймні при шести незалежних аварійних ситуаціях протягом 5 хвилин.

5.2 Вартість систем зберігання та конструкції різного типу батарейних систем.

За оцінкою IRENA, вартість систем акумулювання продовжує знижуватися, окремі види батарейних технологій виробництва наближено до нижньої межі, зумовленої собівартістю основних матеріалів і хімічних сполук. На окремі технології прогнозується зниження ціни в 2021 р. майже в 1,5 – 2 рази. Це узгоджується з прогнозом в 2021 р. компанії Tesla щодо зниження майже вдвічі діючих цін літій-іонних акумуляторів для домашніх PV-установок – до рівня 0,2 дол.

Питомі капітальні витрати для літій-іонних накопичувачів знизилися на 24% для використання в магістральних мережах і на 11% – для побутових споживачів. Найменший рівень капітальних витрат спостерігається для послуг з регулювання частоти, де мінімальні значення питомих витрат знизилися з 211 дол. США за МВт•год у 2015 р. до 190 дол. США за МВт•год у 2016 р. (рис. 5.4, рис 5.5).

а)



б)

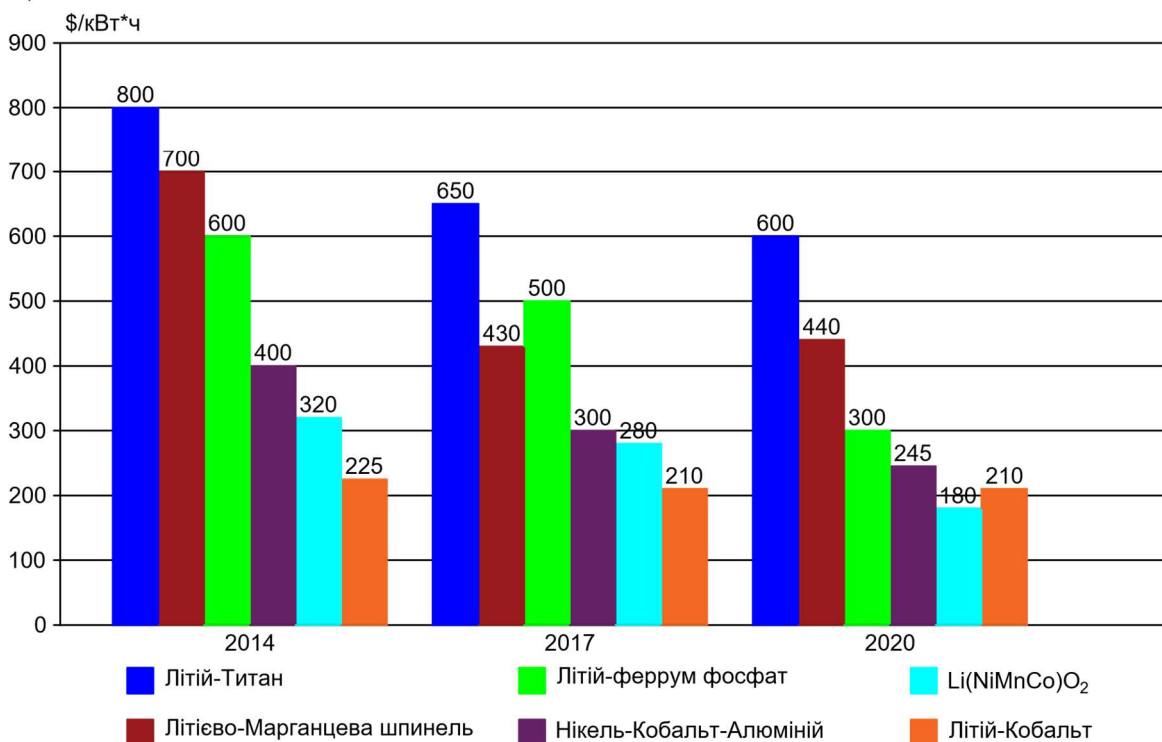


Рисунок 5.4 - Орієнтована ціна на електричні акумулятори для домашніх та промислових установок

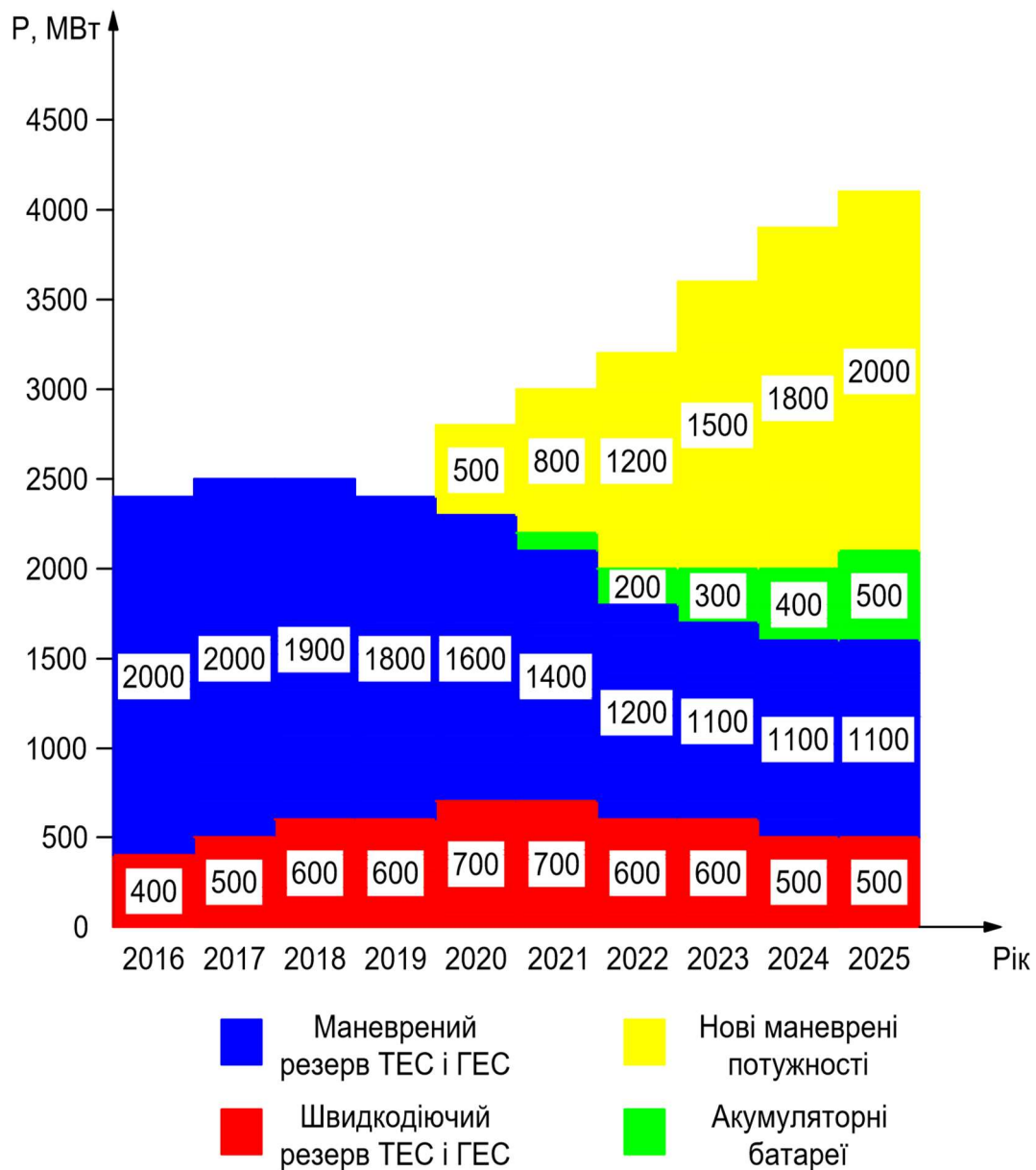


Рисунок 5.5 - Резерви потужності в ОЕС України для регулювання СЕС за рахунок нових маневрених потужностей та акумуляторних батарей

Основне завдання ОЕС України – забезпечення надійної роботи системи з урахуванням введення необхідної частки ВДЕ

Рішення – введення нових потужностей:

- 2000 МВт газо- поршневих електростанцій.
- 500 МВт акумулятори.

Згідно СОУ НЕК 341.001:2019 ВЕС та СЕС та будь-які компенсуючі пристрої, що відносяться до електростанції, повинні витримувати короткочасне

падіння напруги до 20% U_n в ТЗП без відключення чи зниження потужності генерації за вимогами.

5.3 Керування попитом

«Управління попитом» (англ. Demand Side Management – DSM або Demand Response – DR) – це сукупність заходів, спрямованих на підвищення, зниження та перенесення навантажень споживачів та споживачів-регуляторів (англ. Controllable loads) з одного часу доби на інший, що вирівнює споживання протягом доби.

В якості споживачів-регуляторів можуть виступати будь-які споживачі або групи споживачів електричної енергії, які мають помітний вплив на сумарне добове навантаження та можуть змінювати свою потужність відповідно до графіка навантаження. Зазвичай за кордоном виділяють три типи споживачів-регуляторів (рис. 5.6) типи споживачів регуляторів.

В сучасних умовах конкуренції на лібералізованих ринках електроенергії розвинутих країн світу, в тому числі і України, споживач отримує право вільного вибору постачальника електроенергії, що сприяє посиленню конкуренції за надання кращих послуг та активізації впровадження інноваційних технологій. В електроенергетичних системах DR відноситься, в основному, до тимчасового зниження обсягів електроспоживання, середня тривалість заходів складає 1–4 год та є відповіддю на цінові сигнали ринку електричної енергії чи оператора електричної мережі. Ефект від застосування вимірюється в кВт спожитої потужності (також відноситься до зменшення пікового споживання кВт·год) та зменшенні витрат.

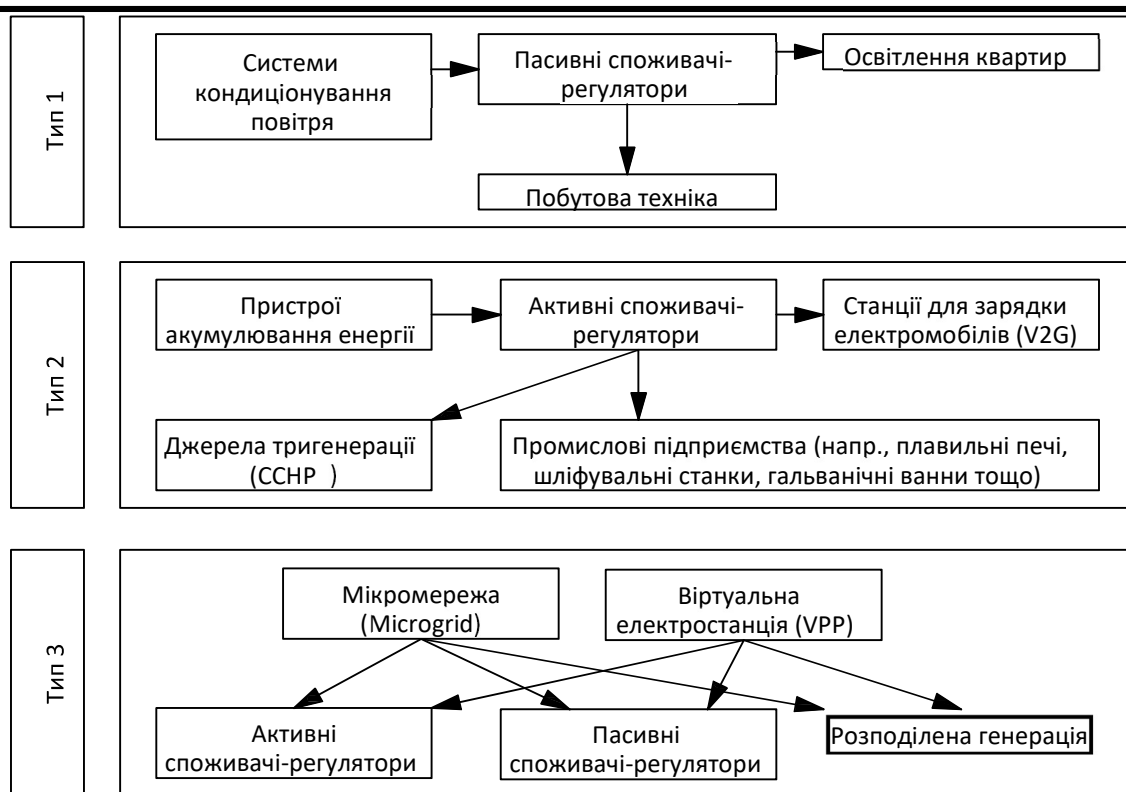


Рисунок 5.6 - Типи споживачів-регуляторів

На відміну від DR, програми, пов'язані з DSM, спрямовані на довгострокову перспективу функціонування, і включають зменшення загального рівня енергоспоживання шляхом впровадження заходів з підвищення енергоефективності та енергозбереження. Ефект від застосування вимірюється в кВт·год. (також застосовується для оцінки зменшення пікового споживання в кВт).

Результатом впровадження програм DSM вигоду отримують не лише домогосподарства, підприємства та комунальні структури, але й суспільство в цілому. За сферою дії програми DSM можна поділити на регіональні програми, локальні програми, програми для промислового району та одиничні програми які можуть впроваджуватись безпосередньо на підприємствах в рамках існуючих систем енергетичного менеджменту та планування енергоспоживання.

Висновок до 5 розділу: Досліджені основні переваги застосування накопичувачів електричної енергії для подальшої інтеграції ВДЕ в склад генеруючих потужностей. Накопичувачі енергії на базі літій-іонних батарей (ЛІА) знижують вплив стохастичності генерації та підвищують надійність мережі при їх впровадженні. Накопичувач енергії негайно реагує на зміну навантаження

споживача, і в залежності від потреб, накопичує або віддає в умовах диспетчеризації роботи об'єктів генерації, також можливість негайного введення додаткової пужності надає операторам потужний інструмент для підтримки частоти в мережі. На основі цього прийнято рішення дослідити вплив накопичувачів в мережі більш детально.

Так, системи накопичувачів типу літій-іонних акумуляторів (ЛІА) є наступним, кращим після ГАЕС рішенням накопичення енергії. Перевагою ЛІА над ГАЕС є потреба в меншій території, та відсутність потреби змінювати ландшафт. До того ж вартість ЛІА падає тим самим стають привабливішими для інвестицій.

ЛІА ж великої ємності можуть бути застосовані для керування режимами енергосистемами, а значить можуть бути використані для первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та потужності ОЕС України.

Як відомо з розділу 1 розрахунковий діапазоно вторинного регулювання визначений, та становить на завантаження 1000 МВт та на розвантаження 500 МВт. Розрахунковий резерв третинного регулювання повинен становити: на завантаження – не менше 1000 МВт, на розвантаження – не менше 500 МВт.

Враховуючи існуючі потужності СЕС та перспективу їх розвитку потрібно розуміти, що інтегрування систем накопичення ЛІА в об'єкти генерації СЕС не тільки перекриває стохастичність генерації СЕС, а і дозволяє регулювати активну потужність та частоту ОЕС України за допомогою маневрених потужностей СЕС.

6 Математична модель комплексного вузла сонячної електростанції, накопичувачами енергії та аналіз режимів їх роботи

6.1 Математична модель роботи сонячної електростанції

Для аналізу роботи ЛІА в складі СЕС приєднаної до мережі використаємо модель розроблену Куліком М.М. Для дослідження впливу накопичувача застосуємо середовище моделювання MatlabSimulink (рис. . Оскільки запропонована модель не повністю враховує усі процеси в накопичувачі вона була модифікована шляхом додавання розробленої моделі накопичувача електричної енергії.

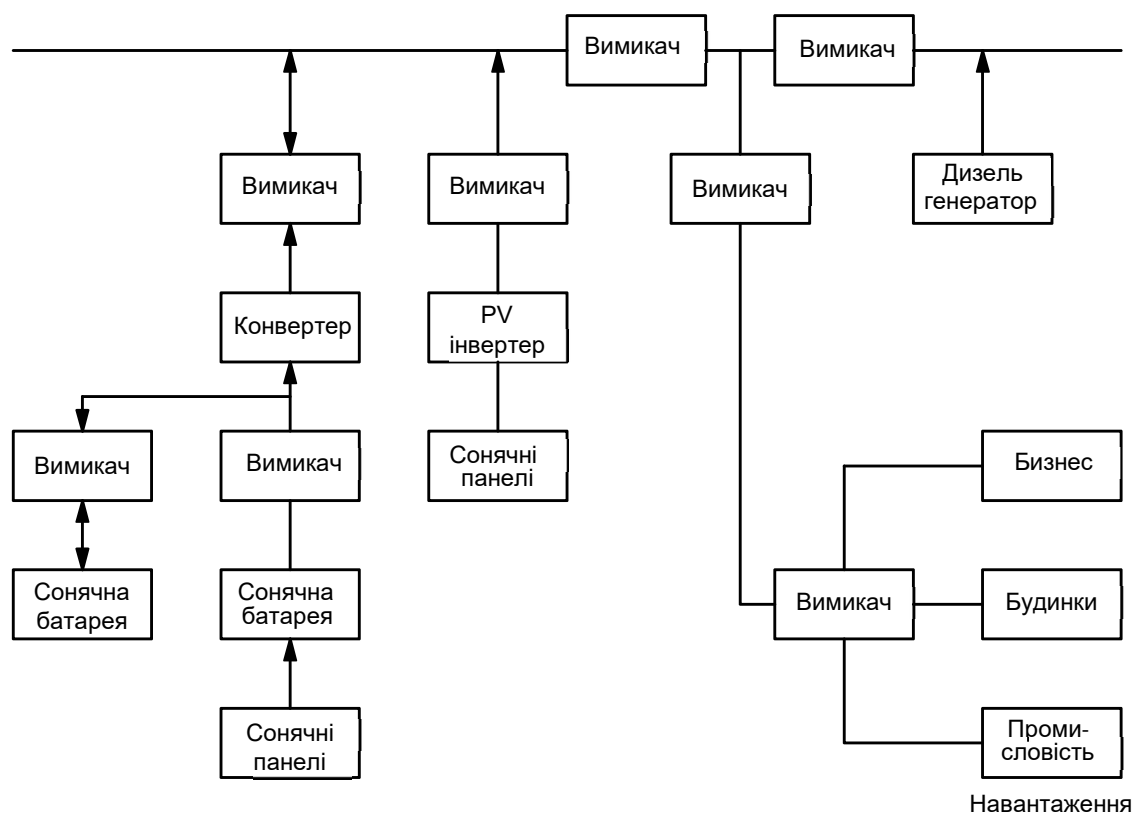


Рисунок 6.1 - Схема приєднання блоку ЛІА до мережі

$$\frac{dw(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{zi}(t) + P_{AB}(t) - P_n(t) - P_m(t) + P_{CES}(t)}{T_C P_{\sum z0} \omega(t)} w_0^2, \quad (6.1)$$

Загальний баланс потужності в енергосистемі:

$$\frac{dP_{zi}(t)}{dt} = \frac{P_{z0i} - P_{zi}(t) + B_{zi}(w(t) - w_0)}{\tau_{zi}}, i = \overline{1, I}, \quad (6.2)$$

Процес зміни в часі потужностей генераторів в залежності від кутової частоти:

$$\frac{dP_n(t)}{dt} = \frac{P_{n0} - P_n(t) + C_n(w(t) - w_0)}{\tau_n}, \quad (6.3)$$

Процес зміни в часі потужностей навантаження в залежності від кутової частоти:

$$P_{AB}(t) = (e^{\frac{1}{\tau_{AB}}} - 1)F_{AB}(t), \quad (6.4)$$

Процес регулювання потужності акумуляторної батареї:

$$A_K = \frac{1}{M} \sum_{m=0}^{2M} (P_{CEC}(t_m) \cos \frac{2\pi k}{T} t_m), k = 0, 1, \dots, M, \quad (6.5)$$

$$B_K = \frac{1}{M} \sum_{m=0}^{2M} (P_{CEC}(t_m) \sin \frac{2\pi k}{T} t_m), k = 0, 1, \dots, M, \quad (6.6)$$

$$F_{AB}(t) = A_{AB}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{AB} \frac{\delta \omega}{\delta t} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau, \quad (6.7)$$

Обмеження на швидкість зміни потужності:

$$L_{ABng} \leq \left| \frac{dP_{AB}(t)}{dt} \right| \leq L_{ABeg}, \quad (6.8)$$

$$t = [t_0, T], P_{AB} = [P_{ABg1}, P_{ABg2}]$$

Обмеження на рівень потужності АБ:

$$P_{AB.min} \leq P_{AB}(t) \leq P_{AB.max} \quad (6.9)$$

де: T_C – постійна часу енергосистеми;

$P_{\sum 0}$ – сумарна потужність генераторів у початковий момент часу;

$P_{ci}(t), P_n(t), P_{AB}(t), P_{CEC}(t), P_m(t)$ – шукані змінні-функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, акумуляторній батареї, СЕС та втратам у мережі відповідно;

$\tau_{ci}, \tau_n, \tau_{AB}$ – постійні часу генераторів, навантаження та акумуляторної батареї;

B_{ci}, C_n – крутизни частотних характеристик генераторів та навантаження;

A_{AB}, Q_{AB}, S_{AB} – коефіцієнти підсилення пропорційної, диференційної та інтегральної складових ПІД-закону регулювання для АКБ;

t – зміна часу;

$P_{CEC}(t_m)$ – таблично задані значення потужності СЕС в точках t_m ;

M – кількість натуральних замірів потужностей СЕС на всьому інтервалі часу;

A_k, B_k – коефіцієнти дискретного перетворення Фур'є.

6.2 Розробка математичної моделі ЛІА

Розроблена схема являє собою послідовне з'єднання джерела ЕРС та чотирьох активних оприв. Для врахування інерційності процесу рорядарозряда паралельно резистору R_1 ввімкнена електрична ємність C_1 , яка необхідні для моделювання перехідних процесів при вмиканні та вимиканні навантаження (рис. 6.2).

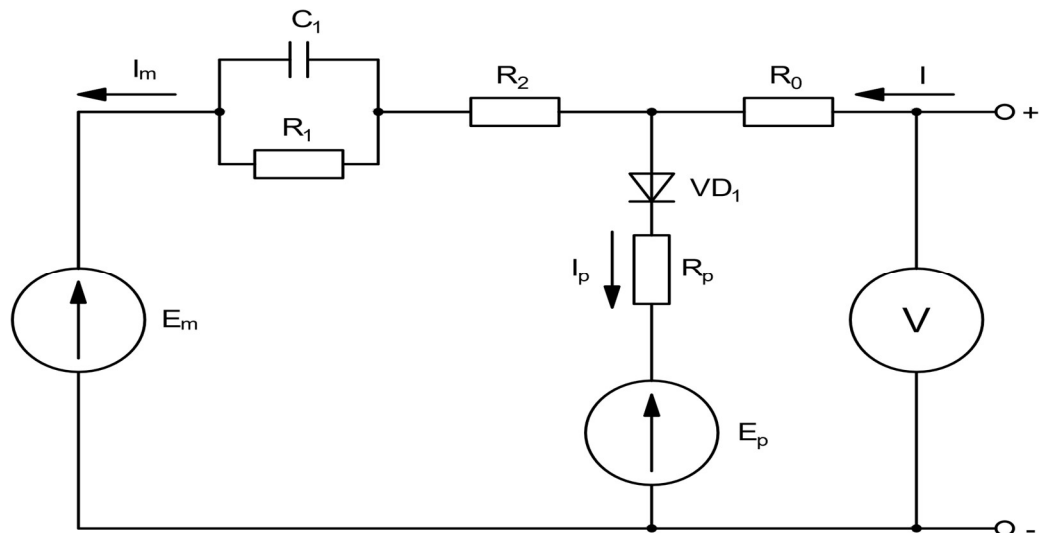


Рисунок 6.2 - Еквівалентна схема моделі електрохімічної комірки АКБ

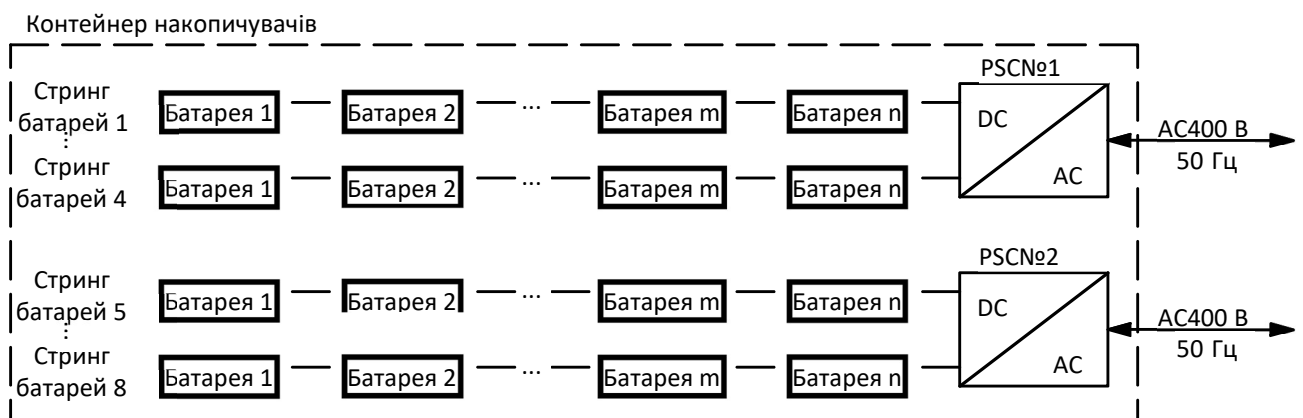


Рисунок 6.3 - Топологія системи накопичувача

Еквівалентна схема заміщення складається з двох основних частин:

1) Головна гілка (елементи R_1, C_1, R_0), яка приблизно описує динаміку батареї в більшості умов.

2) Паразитна гілка R_p , котра описує режим роботи батареї в кінці заряду.

Нижче приведена система рівнянь батареї яка показана на рис. 35 схеми заміщення. Математична модель (6.1) в данному випадку застосовується для імітації параметрів АКБ, включаючи основну гілку, паразитну гілку і ємність батареї.

$$\left\{ \begin{array}{l} E_m = E_{m0} - K_E (273 + \theta)(1 - SOC), \\ R_1 = -R_{10} \ln(DOC), \\ C_1 = \frac{\tau_1}{R_1}, \\ R_2 = R_{20} \frac{e^{[A_{21}(1-SOC)]}}{1 + e^{(A_{21}(\frac{I_m}{I})}}, \\ I_p = V_{pn} G_{p0} e^{\left(\frac{\frac{V_{pn}}{\tau_p s + 1} + A_p (1 - \frac{\theta}{\theta_f})}{V_{p0}} \right)}, \\ Q_e(t) = Q_{c_init} + \int_0^t -I_m(\tau) dr, \\ C(I, Q) = \frac{K_c C_0 K}{1 + (K_c - 1) \left(\frac{I}{I^*} \right)^\delta}, \\ SOC = 1 - \frac{Q_c}{C(0, \theta)}, \\ DOC = 1 - \frac{Q_c}{C(I_{avg}, \theta)}, \\ I_{avg} = \frac{I_m}{(\tau_1 s + 1)} \end{array} \right. \quad (6.10)$$

Головна гілка. Рівняння (6.11) описує внутрішню електрорушійну силу (ЕРС) або наругу холостого ходу E_m одного аккумулятора блоку батарей. Напруг E_m залежить від температури та стану заряду батареї (SOC) і виражається наступним чином:

$$E_m = E_{m0} - K_E (273 + \theta)(1 - SOC), \quad (6.11)$$

де: E_{m0} - напруга холостого ходу при повному заряді, В;

K_E - температурний коефіцієнт, В/°С;

θ - температура електроліту, °C;

SOC - стан заряду батареї, в.о.

Рівняння (6.12) описує зміну опору в залежності від глибини заряду. Опір збільшується експотенціально, по мірі того як батарея вичерпує заряд.

$$R_1 = -R_{10} \ln(DOC), \quad (6.12)$$

де: R_{10} - сталий опір, Ом;

DOC - глибина заряду батареї в в.о.

Рівняння (6.13) описує перехідний процес, якщо струм акумулятора змінився. Ємність головної голівки C_1 :

$$C_1 = \frac{\tau_1}{R_1}, \quad (6.13)$$

де: τ_1 - постійна часу головної гілки, с.

Опір R_2 знайдемо за формулою (6.14):

$$R_2 = R_{20} \frac{e^{[A_{21}(1-SOC)]}}{1 + e^{\left(A_{22} \frac{I_m}{I^*}\right)}} \quad (6.14)$$

де: R_{20} - опір в нормальних умовах, Ом;

A_{21}, A_{22} - постійні, в.о;

I_m - струм головної гілки, А;

I^* - поточний номінальний струм батареї, А.

Опір на клемах однієї комірки АКБ виразимо за формулою (6.15)

$$R_0 = R_{00} [1 + A_0 (1 - SOC)] \quad (6.15)$$

де: R_{00} - опір R_0 при повністю зарядженій батареї SOC .

A_0 - стала, що визначається параметрами АКБ.

Рівняння (6.16) описує паразитні втрати струму, які виникають при заряді батареї. Струм залежить від температури електроліту і напруги паразитної гілки. Струм I_p приймає малі значення в більшості умови за виключенням заряду при високому SOC .

$$I_p = V_{pn} G_{p0} e^{\left(\frac{V_{pm}}{(r_p s + 1) + A_p (1 - \frac{\theta}{\theta_f})} \right)} \quad (6.16)$$

де: V_{pn} - напруга на паразитній гільці, В;

G_{p0} - стала, визначена параметрами АКБ,с;

V_{p0} - стала, В;

A_p - стала, в.о.;

θ - температура електроліту, °С;

f - температура замерзання електроліту, °С.

З допомогою рівняння (6.17) відслідковується кількість заряду який віддала батарея. Знаходиться це значення шляхом інтегрування струму, протікаючого в головній вітці в обох напрямках, тобто під час разяду та розряду АКБ.

$$Q_c(t) = Q_{c_init} + \int_0^t -I_m(\tau) d\tau, \quad (6.17)$$

де: Q_{c_init} - початкова величина заряду, А*с;

I_m - струм основної гільки, А;

τ -змінна часу інтегрування, с;

t - час моделювання, с.

Рівняння (6.18) та (6.19) описують ступінь заряду SOC і глибину заряду DOC батареї. Параметр SOC визначає величину залишкового заряду АКБ, а DOC – корисну долю заряду.

$$SOC = 1 - \frac{Q_c}{C(0, \theta)}, \quad (6.18)$$

$$DOC = 1 - \frac{Q_c}{C(I_{ang}, \theta)} \quad (6.19)$$

де: Q_c - заряд батареї;

C - ємність акумулятора, А*с;

I_{ang} - поточний середній струм розряду, А.

$$I_{ang} = \frac{I_m}{(\tau_1 s + 1)}, \quad (6.20)$$

де: I_{ang} - поточний середній струм розряду, А;

I_m - струм головної гілки, А;

τ_1 - стала часу основної гільки, с.

6.3 Визначення економічної ефективності зберігання електричної енергії

Аналіз матеріалів, що відносяться до оцінки економічної ефективності застосування накопичувачів електроенергії, свідчить про те, що, незважаючи на численність завдань, які пристрої для накопичення електроенергії здатні вирішувати в енергосистемі, на даному етапі, найбільш дієвим стимулом активізації їх практичного використання є можливість накопичувати електроенергію в ночні періоди та в години перегенерації СЕС з подальшим її використанням в години пікового навантаження.

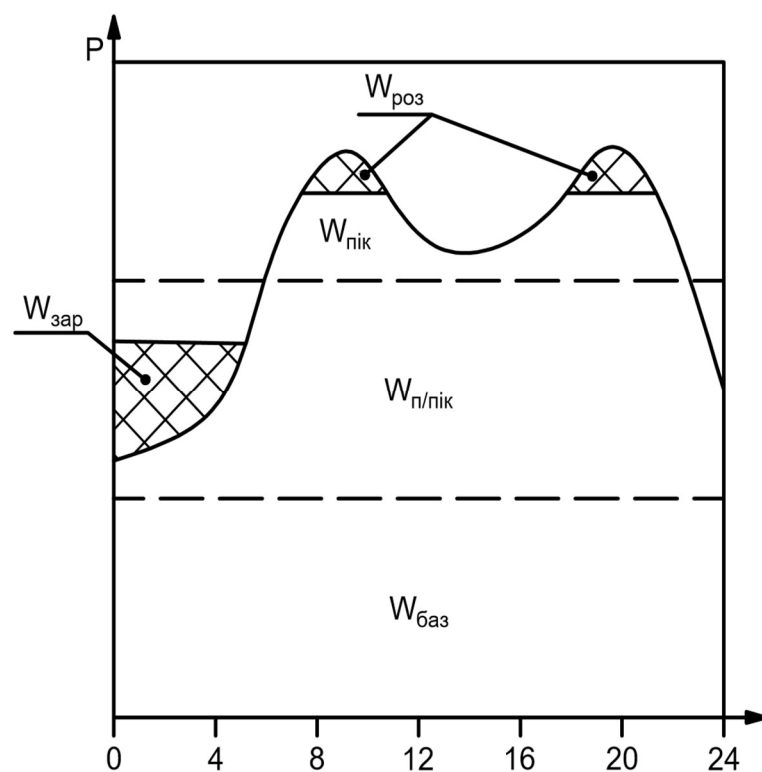


Рисунок 6.4 – Застосування накопичувача енергії для вирівнювання добового графіка навантаження

Усереднена вартість генерації 1 кВт·ч на протязі доби в енергосистемі, функціонуючої без засобів накопичення електричної енергії може бути виражена формулою:

$$C_{\text{уср}} = \frac{W_{\text{баз}} C_{\text{баз}} + W_{\text{n/пик}} C_{\text{n/пик}} + W_{\text{пик}} C_{\text{пик}}}{W_{\text{баз}} + W_{\text{n/пик}} + W_{\text{пик}}} = \frac{C_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (6.21)$$

де: $W_{\text{баз}}$ - вироблена електроенергія станціями працюючими у базовій частині графіку покриття навантаження;

$W_{\text{n/нік}}$ - вироблена електроенергія станціями працюючими у напівпіковій частині графіку покриття навантаження;

$W_{\text{нік}}$ - вироблена електроенергія станціями працюючими у піковій частині графіку покриття навантаження;

$C_{\text{баз}}, C_{\text{n/нік}}, C_{\text{нік}}$ - вартість електроенергії у базовій, напівпіковій та піковій частині графіку відповідно.

У випадку підключення ЛПА, заряд якої відбувається в полупіковій, а розряд в пікових зонах добового графіка, формула набуває виду:

$$C_{\text{уср}}^{\text{ВНЕ}} = \frac{C_{\Sigma} + W_{\text{зар}} (C_{\text{n/нік}} + \eta C_{\text{нік}})}{W_{\Sigma} + W_{\text{зар}} (1 - \eta)} \quad (6.22)$$

де: $W_{\text{зар}}$ - кількість енергії, що запасає накопичувач;

η - 0,95 – ККД накопичувача енергії.

З перших формул складемо умову зниження усередної вартості генерації у випадку застосування накопичувача електричної енергії:

$$C_{\text{уср}} - C_{\text{уср}}^{\text{ВНЕ}} = \frac{C_{\Sigma} W_{\text{зар}} (1 - \eta) - W_{\Sigma} W_{\text{зар}} (C_{\text{n/нік}} - \eta C_{\text{нік}})}{W_{\Sigma} (W_{\Sigma} + W_{\text{зар}} (1 - \eta))} > 0 \quad (6.23)$$

6.4 Агрегована розрахункова схема енергосистеми з сонячною електростанцією та акумуляторною батареєю

Графік видачі потужності СЕС заданий характерним для взятої за зразок сонячної станції у місті Міларго, Іспанія, що розташована у спільній широті з південною частиною України (рис. 6.5)

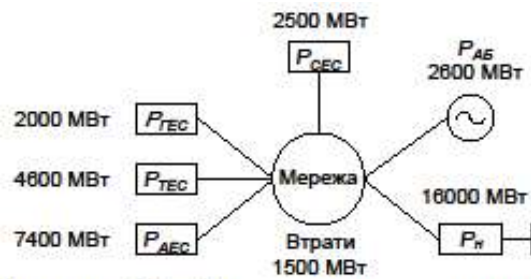


Рисунок. 6.5 - Агрегована розрахункова
схема енергосистеми з сонячною
електростанцією та акумуляторною
батареєю

Для використання моделі (підпункти 6.1-6.3) за схемою згідно рис. 6.5, потрібно застосувати параметри, що наведені в таблиці 6.1.

Табл. 6.1 - Навантаження агрегованої розрахункової схеми енергосистеми

Назва елементу енерго- системи	Крутизна частотної характеристи- ки, МВт/1/с	Постійна часу, с	Початкові умови/змі- нна	Максимальна потужність, МВт	Швидкість скидання/набо- ру потужності, %/с
ГЕС	0,37	5	2000	-	-
ТЕС	0,73	5	4600	-	-
АЕС	1,81	5	7400	-	-
СЕС	0	1	2500	-	-
АБ	-	0,005	0	2600	833
Навантаження	153	0,5	16000	-	-
Втрати	-	-	1500	-	-

У виконаному дослідженні моделювався режим роботи енергосистеми, за яким в інтервалі часу $t = 0 - 2$ с система є нерегульованою, тобто працює СЕС та інші елементи системи окрім АБ. Потім, починаючи з $t = 2$ с і в подальшому, в роботу долучається акумуляторна батарея. (рис. 6.6).

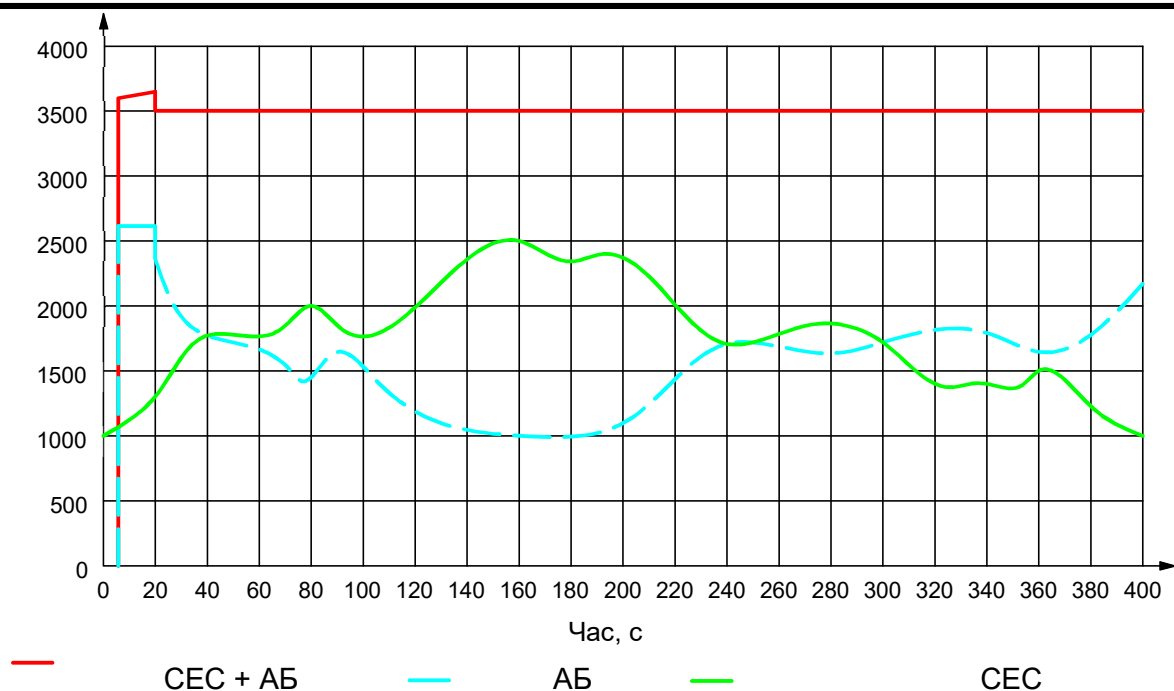


Рисунок 6.6 – Потужність АБ, СЕС та їх сумарна потужність

Як видно із рис. 6.5 та таблиці 6.1 при цьому протягом 9 с після вмикання АБ в енергосистемі частота стабілізується на рівні 50 Гц з відхиленням менш ніж 0,01 Гц і забезпечується такою на всьому інтервалі до 400 с (рис. 6.7).

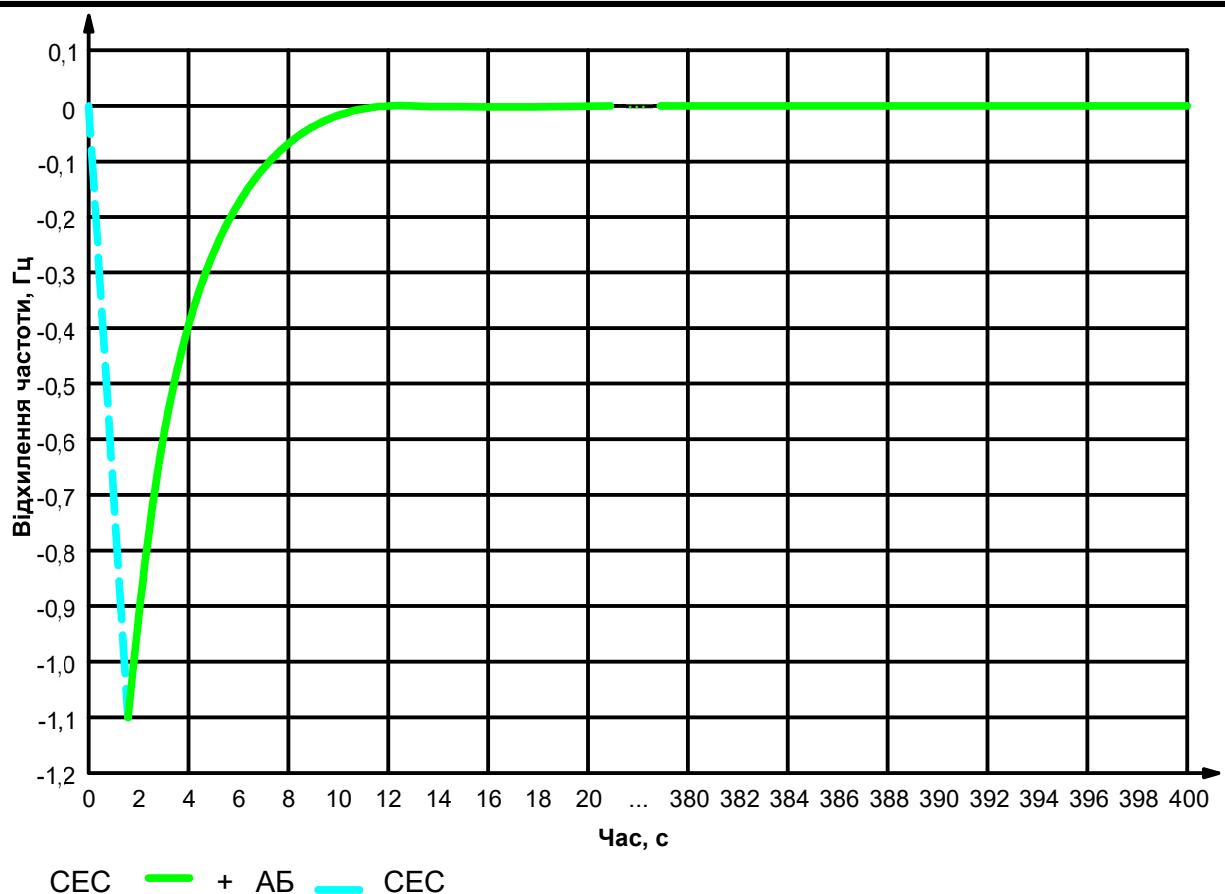


Рисунок 6.7 - Відхилення частоти в системі при роботі СЕС із включенням АБ на 2-й секунді

Також варто відзначити те, що в процесі регулювання частоти і потужності після включення акумуляторної батареї та стабілізації частоти до початкового рівня, також досить точно стабілізується сумарна потужність АБ та СЕС обсягом 3500 МВт, яка дорівнює небалансу потужності в енергосистемі в момент часу $t = t_0 - 0$ с, тобто до вмикання СЕС та АБ (рис. 6.7).

**Таблиця 6.2 – Значення відхилення частоти та потужності в енергосистемі з
СЕС та АБ в процесі регулювання**

Час,с	Відхилення частоти	Потужність, МВт						
		ГЕС	ТЕС	АЕС	Навантаження	АБ	СЕС	АБ + СЕС
0	0,000	2000,00	4600,00	7400,00	16000,00	0,00	1000,00	1000,00
0,5	-0,316	1999,96	4599,93	7399,82	15887,48	0,00	1000,49	1000,49
1	-0,611	1999,86	4599,73	7399,33	15660,74	0,00	1001,10	1001,10
1,5	-0,876	1999,71	4599,53	7398,59	15408,58	0,00	1001,93	1001,93
2	-1,110	1999,52	4599,05	7397,64	15165,96	0,00	1003,13	1003,13
2,5	-1,023	1999,32	4598,67	7396,70	15040,92	2600,00	1004,80	3604,80
3	-0,897	1999,18	4598,38	7395,97	15070,33	2600,00	1007,08	3607,08
3,5	-0,780	1999,07	4598,17	7395,45	15154,82	2600,00	1010,08	3610,08
4	-0,674	1999,00	4598,02	7395,10	15253,30	2600,00	1013,87	3618,87
4,5	-0,579	1998,96	4597,94	7394,89	15349,87	2600,00	1018,51	3618,51
5	-0,495	1998,94	4597,90	7394,80	15438,99	2600,00	1023,99	3623,99
5,5	-0,421	1998,94	4597,90	7394,80	15519,28	2600,00	1030,28	3630,28
6	-0,355	1998,95	4597,93	7394,87	15590,94	2600,00	1037,30	3637,30
6,5	-0,297	1998,98	4597,99	7395,01	15654,74	2600,00	1044,92	3644,92
7	-0,244	1999,02	4598,06	7395,19	15711,58	2600,00	1053,01	3653,01
7,5	-0,197	1999,96	4598,15	7395,41	15762,34	2600,00	1061,39	3661,39
8	-0,155	1999,11	4598,25	7395,66	15807,79	2600,00	1069,90	3669,90
8,5	-0,117	1999,17	4598,36	7395,93	15848,62	2600,00	1078,38	3678,38
9	-0,083	1999,22	4598,47	7396,21	15885,41	2600,00	1086,69	3686,69
9,5	-0,052	1999,28	4598,59	7396,49	15918,66	2600,00	1094,75	3694,75
10	-0,024	1999,34	4598,70	7396,79	15948,78	2570,00	1102,49	3672,50
10,5	-0,010	1999,40	4598,82	7397,08	15972,39	2428,27	1109,92	3538,19
11,0	-0,006	1999,46	4598,93	7397,35	15985,27	2389,74	1117,08	3506,92
...	.	.	.	.	.	.	.	.
400	-0,004	1999,99	4599,98	7399,96	15996,20	2289,82	1206,07	3495,89

Згідно табл. 6.2. АБ змінює свою потужність у відповідності до отриманої різниці в потужності ВЕС, СЕС та U(t), втримуючи відхилення частоти в межах 1

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ			Арк.
								68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

мГц, відновлюючи номінальну частоту протягом 4 с та тримаючи її на такому рівні до наступної зміни завдання диспетчера. Через наступні 200 с з відбувається чергова зміна потужності навантаження та уставки $U(t)$, але тепер в інший бік: потужність навантаження зменшується на 500 МВт до значення 14100 МВт, а значення $U(t)$ відповідно до значення 2700 МВт. Відхилення частоти, що виникло в момент переключення, не перевищує 2 мГц та стабілізується до номінального значення за допомогою регулятора менш ніж за 5 с. Навантаження залишається постійним до позначки часу $t = 600$ с, стабілізація частоти потужністю АБ залишається на такому ж високому рівні. Висока точність стабілізації частоти вказує на відповідність сумарної потужності ВЕС, СЕС та АБ заданій уставці диспетчера (див. табл. 4.17), що досягається завдяки високій швидкодії АБ та ефективності обраного закону регулювання, який дозволяє враховувати не лише заданий небаланс потужності, а також інші фактори, що можуть виникати як завдяки похибкам вимірювання так і іншим невизначеностям як в середині системи з ВЕС, СЕС та АБ так і за її межами. Отримані результати підтверджують можливість використання розробленої математичної моделі (6.1) – (6.24) для дослідження процесів регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах в яких одночасно працюють як вітрові так і сонячні електростанції спільно з акумуляторними батареями. Використання в енергосистемах у якості регулюючих потужностей великих АБ дозволить використовувати значні обсяги відновлюваних джерел енергії на базі ВЕС та СЕС. Це стає можливим завдяки високій швидкодії АБ, що у поєднанні з достатньою потужністю (не перевищуючою встановлену потужність нерівномірної генерації) дозволяє стабілізувати частоту в 137 енергосистемі на прийнятному для нормального функціонування рівні та уникнути проблеми нестабільної генерації ВДЕ.

Висновок до розділу 6: Таким чином, можна підсумувати наступне. Розроблена та апробована математична модель процесів регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах з сонячними електростанціями та акумуляторними батареями дозволяє аналізувати різні 108 режими роботи енергосистеми в залежності від заданих умов та параметрів елементів системи.

Введення таких переривчастих джерел генерації як потужні СЕС в баланс енергосистеми без прийняття додаткових заходів може погіршити стабільність роботи системи через порушення балансу вироблення-споживання електроенергії, збільшити ймовірність виникнення небезпечних відхилень частоти, які, в свою чергу, можуть призводити до порушення стабільності роботи енергосистеми і виникненню аварійних ситуацій.

Введення в структуру об'єднаних енергосистем потужних накопичувачів у вигляді АБ може вирішити проблему стабілізації частоти і потужності, пов'язану з введенням потужних СЕС. Використання у структурі енергосистем АБ та СЕС із співставною потужністю, дає змогу отримати точність регулювання частоти і потужності на рівні або навіть вищою за нормативну для енергосистеми Євросоюзу ENTSOE.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В роботі вирішена важлива наукова задача розроблення моделей та засобів забезпечення стабільності частоти і потужності в усталених режимах енергосистем при наявності у їх структурі потужних вітрових і сонячних електростанцій. В процесі виконання роботи отримані наступні результати.

1. Розроблена і всебічно досліджена узагальнена математична модель процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемах з потужними ВЕС та СЕС, яка на відміну від існуючих містить формалізацію практично усіх важливих елементів і показників регулювання, а саме, нелінійні обмеження на регулюючі потужності та їх похідні, зони нечутливості, допустимого відхилення частоти, врахування частотних характеристик традиційних генераторів і навантаження, формалізацію натурних даних зміни швидкості вітру та інсоляції, що забезпечує розробленій моделі високий рівень точності і адекватності. Знайдено оптимальне відношення між цими складовими, що забезпечує максимальний регулюючий ефект. Поєднання зазначених складових в одному законі надає якісно кращі результати із забезпечення точності по частоті та стійкості системи регулювання.

Отримано сучасний інструментарій для вирішення широкого класу задач режимного і структурного характеру для енергосистем з великими обсягами потужностей ВЕС та СЕС.

Встановлено, що для забезпечення національних і європейських вимог стабільності по частоті потужність АБ в енергосистемі повинна бути не меншою сумарної потужності ВЕС та СЕС, якщо регулювання забезпечується лише за допомогою акумуляторних батарей.

2. У випадку, коли регулювання по частоті в енергосистемі забезпечують лише ГЕС, їх робоча потужність повинна бути у 3 – 5 разів більшою за сумарну потужність ВЕС в залежності від швидкості зміни цієї потужності.

Сумісне використання АБ в контурі стабілізації частоти енергосистеми з потужними ВЕС та СЕС є доцільним, оскільки згідно виконаних в роботі досліджень через свою високу швидкодію входить в роботу АБ.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

В результаті ефективна робоча потужність регулювання буде дорівнювати різниці потужностей АБ.

3. Наявність узагальненої математичної моделі для дослідження режимів роботи і структури системи регулювання частоти і потужності в енергосистемі з великими потужностями ВЕС та СЕС у її складі надає можливість удосконалення структури Об'єднаної енергосистеми України у напрямках обґрунтованого збільшення потужностей відновлюваних джерел енергії.

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Kothari D.P., Dhillon J.S. Power systems optimization. NewDelhi: Prentice-Hall of India, 2007. 572 p.
2. Kothari D.P., Nagrath I.J. Modern power systems analysis. NewDelhi: Tata McGraw Hill Education private Limited, 2009. 694 p.
3. Kundur P. Power System Stability And Control. California: Electric Power Research Institute, 1994. 1176 p.
4. Kundur P. Power System Stability And Control. California: Electric Power Research Institute, 1994. 1176 p.
5. Електроний ресурс: URL: <https://www.entsoe.eu/theassociation/members/>
6. Бернас С., Цёк З. Математические модели элементов электроэнергетических систем. Пер. с польск. Э.В. Турской, Н.Н. Шелухин. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
7. Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 1981. 110 с.
8. Горбунова Л.М., Портной М.Г., Рабинович Р.С. и др. Экспериментальные исследования режимов энергосистем. Под ред. С.А. Совалова. М.: Энергоатомиздат, 1985, 447 с.
9. Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем. Под ред. В.М. Горнштейна. М.: Энергия, 1981. 336 с.
10. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. 248 с.
11. Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем. М.: Энергия, 1977. 440 с.
12. Дрьомін І.В. Узагальнені моделі та засоби з підвищення ефективності автоматичного регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах: автореф. дис. канд. техн. наук за спеціальністю 05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси. К.: Інститут загальної енергетики НАН України, 2011.

13. Кулик М.М., Згуровець О.В. Особливості використання гідроелектростанцій та акумуляторних батарей для стабілізації частоти в енергосистемах. Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2018. № 3. с. 3—11.

14. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Можливості використання великих накопичувачів електроенергії для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями. Відроджується енергетика. 2018. № 3(54). с. 6—14.

15. Кулик М.М., Згуровець О.В. Адаптивна модель регулювання частоти і потужності в енергосистемах з вітровими електростанціями. Проблеми загальної енергетики. 2018. Вип. 4(55). с. 5—10 (Міжнародні бази наукометричних даних Google Scholar, Index Copernicus International).

16. Никитин А.А., Олефир Д.А., Франчик Е.Н. Особенности развития балансирующего рынка и рынка вспомогательных услуг в ОЭС Украины. Электропанорама. 2010. № 4.

17. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. 2001

18. Сидоров А.Ф., Воевода А.И., Денисевич К.Б. О необходимом количестве энергоблоков для регулирования частоты и мощности и их размещения по электростанциям Украины. Энергетика и Электрификация. 2000. № 5 с. 32—36

19. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). К.: Мінпаливенерго України, 2009. 56 с.

20. СОУ-Н ЕЕ 04.158:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. К.: Мінпаливенерго України, 2009. 46 с.

21. СОУ-Н ЕЕ 04.159:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. К.: Мінпаливенерго України, 2009. 39 с.

22. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України. К.: Мінпаливенерго України, 2009. 54 с.

23. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. К.: Мінпаливенерго України, 2009. 67 с.

24. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975. 216 с

					02.15.ЕС1926.РД.22-ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75