

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

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Дослідження можливостей використання
відновлювальних джерел енергії в системі
енергозабезпечення підприємств малої потужності
Кіровоградської області”

Виконала здобувач вищої освіти
6 курсу, групи ЕНМ-20М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Марина БРЕУС
«____» _____2021 р.
Керівник роботи
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
«____» _____2021р.
Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет ФАЕ

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2021 р.

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

Бреус Марини Олегівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження можливостей використання
відновлювальних джерел енергії в системі енергозабезпечення підприємств
малої потужності Кіровоградської області

Research of possibilities of use of renewable energy sources in the system of power
supply of the enterprises of small power of the Kirovohrad region

2. Керівник роботи (проекту)

Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 1.12.2021 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____

Вступ; Перспективи використання відновлювальних джерел енергії для

підприємств малої потужності Кіровоградської області; Сучасний стан

систем енергозабезпечення підприємств малої потужності в

Кіровоградській області; Моделювання комплексних електроенергетичних

систем; Розробка автоматизованої системи контролю та управління

технологічними процесами вироблення електроенергії та енергоспоживання

підприємств малої потужності; Визначення економічної ефективності

впровадження систем електропостачання із ВДЕ; Розробка заходів по

охороні праці; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	4.10.21	
2	<i>Перспективи використання відновлювальних джерел енергії для підприємств малої потужності Кіровоградської області</i>	9.11.21	
3	<i>Сучасний стан систем енергозабезпечення підприємств малої потужності в Кіровоградській області</i>	14.10.21	
4	<i>Моделювання комплексних електроенергетичних систем</i>	21.10.21	
5	<i>Розробка автоматизованої системи контролю та управління технологічними процесами вироблення електроенергії та енергоспоживання підприємств малої потужності</i>	28.10.21	
6	<i>Визначення економічної ефективності впровадження систем електропостачання із ВДЕ</i>	5.11.21	
7	<i>Розробка заходів по охороні праці</i>	10.11.21	
8	<i>Висновки</i>	15.11.21	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	25.11.21	
10	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	29.11.21	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Бреус М.О. Дослідження можливостей використання відновлювальних джерел енергії в системі енергозабезпечення підприємств малої потужності Кіровоградської області.

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

Метою кваліфікаційної роботи є розробка, дослідження і аналіз комплексних електроенергетичних систем з відновлювальними та нетрадиційними джерелами енергії для підприємств малої потужності.

Був проведений аналіз сучасного стану енергетичної галузі в Україні, порівняння з рівнем використання відновлювальних джерел в світі, проаналізовані енергетичні перспективи для України. Виявлено, що використання нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії є досить перспективним напрямком енергетики.

Розроблена комплексна електроенергетична система для підприємств малої потужності з відновлювальними джерелами енергії. Вибране обладнання та розроблена система керування.

Техніко-економічний аналіз показав, що застосування таких систем може бути економічно ефективним, що визначається кон'юктурою цін на енергоносії, та ступенем надійності ліній електропередачі від енергосистеми.

Ключові слова: ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНА УСТАНОВКА, ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

ЗМІСТ

	ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	5
	ВСТУП.....	6
1	ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ КІРОВОГРАДСЬКОЇ ОБЛАСТІ.....	7
1.1	Ефективність електроенергетики в Україні та світі.....	7
1.2	Енергетична стратегія України.....	10
1.3	Загальна характеристика відновлювальних джерел енергії.....	11
2	СУЧАСНИЙ СТАН СИСТЕМ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПІДПРИЄМСТВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ В КІРОВОГРАДСЬКІЙ ОБЛАСТІ.....	15
2.1	Система тарифів на електричну енергію централізованого електропостачання.....	16
2.2	Сонячні установки.....	18
2.3	Вітроелектрогенеруючі установки.....	26
2.4	Дизельні електричні станції.....	32
2.5	Комплексні електроенергетичні системи для підприємств малої потужності.....	36
2.6	Вимоги до джерел живлення та до систем управління на підприємствах малої потужності.....	40
3	МОДЕЛЮВАННЯ КОМПЛЕКСНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ.....	44
3.1	Етапи аналізу проекту енергопостачання.....	44
3.2	Математична модель комплексної електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії.....	45
4	РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ	

ПІДПРИЄМСТВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	59
4.1 Розробка архітектури системи автоматизованого контролю і управління електроспоживанням.....	59
4.2 Розробка структури та апаратного складу програмно-технічного комплексу АСКУЕ.....	66
4.3 Контроль та управління електроспоживанням на підприємствах малої потужності за тарифами реального часу.....	76
4.4 Міжрівневі інтерфейси АСКУЕ підприємств малої потужності....	79
5 ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ІЗ ВДЕ.	86
5.1. Розрахунки економічної ефективності АСКУЕ на підприємствах малої потужності.....	86
5.2 Визначення показників оплати за електроенергію.....	94
6 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПО ОХОРОНІ ПРАЦІ.....	100
6.1 Заходи по охороні праці та техніці безпеки.....	100
6.2 Розрахунок заземлення.....	104
6.3 Захист вітрогенераторів від перенапруг.....	106
6.4 Техніка безпеки при експлуатації сонячних систем.....	108
ВИСНОВКИ.....	111
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	114
ДОДАТКИ.....	116
Додаток А. Результати перевірки.....	117

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії
СЕС- сонячна електростанція
ВЕУ - вітроенергетична установка
ВПП- вітроприймальний пристрій
СЕУ - сонячна енергетична установка
СБ - сонячна батарея
ПЕК - паливно-енергетичний комплекс
НВДЕ – нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії
НДЕ – нетрадиційні джерела енергії
КЕС – комплексна енергетична система
КЕЕС – комплексна електроенергетична система
АЕС- атомні електростанції
ГЕС- гідроелектро станція
ЛЕП- лінії електропередач
НКРЕ - національна комісія регулювання енергетики
ДВЗ- двигуни внутрішнього згорання
ТБ- техніка безпеки
ОЕС- об'єднана енергетична система
АСКУЕ – автоматизована система контролю та управління енергоспоживання

ВСТУП

Рівень розвитку енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі, вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людини.

Стан сучасної електроенергетики в Україні такий, що енергетична система не завжди відповідає вимогам високотехнологічного устаткування в плані надійності та високої якості електричної енергії. Перерви в електропостачанні складають біля 10% від загального часу технологічних процесів впродовж року (проти 0,1% у розвинених країнах). Відхилення напруги на затискачах електроприймачів можуть перевищувати допустимі значення у 3-4 рази. Період споживання неякісної електроенергії, наприклад, для підприємств малої потужності може складати біля 45% від загального часу роботи.

На цей час в Україні ріст споживання електроенергії набагато перевищує ріст видобутку палива. Дешеві джерела викопного палива збіднюються, та заміщуються родовищами із складними геологічними умовами. Ця умова сприяє підвищенню загальних витрат. Пропорційно зростають і оптові ціни на ці види палива.

Таким чином, ситуація, що склалася, вимагає пошуку нових альтернативних методів щодо енергопостачання та енергозбереження в галузі промислового підприємництва та синхронного їх поєднання з відомими (традиційними) способами.

Основні завдання, яка вирішуються у даній роботі:

- 1) аналіз стану і перспектив розвитку енергетики України;
- 2) оцінка спроможності застосування вітроенергетики, сонячної енергетики та енергії навколишнього середовища;
- 3) розробка та моделювання процесів комплексних електроенергетичних систем
- 4) оцінка економічної ефективності застосування систем електропостачання із ВДЕ.

1 ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ КІРОВОГРАДСЬКОЇ ОБЛАСТІ

1.1. Ефективність електроенергетики в Україні та світі

Рівень електроенергетики - один з найвагоміших факторів розвитку науково-технічного прогресу. Масштаби виробництва електроенергії та обсяги її виробництва на душу населення опосередковано свідчать про енергетичний потенціал та рівень розвитку економіки будь-якої країни.

Споживання енергоресурсів у всьому світі безперервно зростає. Найбільші споживачі енергії: США - 25 % світового споживання, Росія - 10 %, Китай - 9 %, Японія - 5,5 %, ФРН - 7,3 %. Енергоспоживання України (3 %) співмірне з показниками Великобританії, Франції, Канади та Індії.

В Україні визначається досить неефективне використання енергетичних ресурсів. Цьому сприяє значна частка енергоємних галузей промисловості, недосконала виробничо-технічна база, яка орієнтується на дешеві енергоресурси, відсутність бажання економії енергетичних природних ресурсів, а також істотні втрати при їх транспортуванні.

Порівнюючи ефективність витрат умовного нафтового палива можна зробити висновок, що Україна відстає в цьому питанні від Польщі в 2,5 разів, від Словаччини - 1,96, від Угорщини - 2,8 рази. Розрив порівняно з західноєвропейськими країнами ще значніший: від Франції - у 3,2 рази, Італії - 4,4 рази.

В середньому країни ЄС знаходяться в залежності від країн-імпортерів енергоресурсів на 51%. Такий показник енергозалежності в таких розвинутих країнах Європи, як Німеччина (61,5%), Франція (51%), Австрія (64,8%). Велика кількість країн світу має істотно нижчі показники отримання власних первинних паливно-енергетичних ресурсів. Так, в Японії їх частина не перевищує 7%, в Італії – біля 18%.

Ступінь енергозалежності України близький до середньоєвропейського. Але при цьому спостерігається тенденція до скорочення. Проблема у відсутності вибору джерел надходження енергоносіїв, насамперед нафти та природного газу.

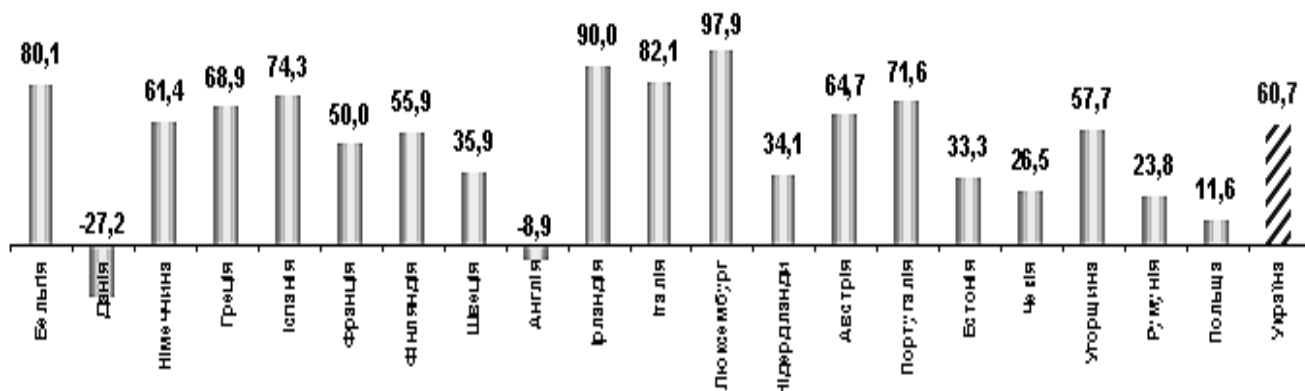


Рис. 1.1. Енергетична залежність України та країн світу , у відсотках

Споживання електроенергії в світі до 2021 року зросло більш ніж на 50%. Темпи росту енергоспоживання в світі на 2021 рік склали 2,1%/рік, починаючи з 2010 року. В перспективному енергопостачанні головними носіями енергії будуть газ нафта, вугілля, уран та ВДЕ.

Згідно аналізу структури енергоспоживання первинних ресурсів в Україні протягом минулих років найбільший обсягом користувався природний газ - 41 %, тоді як в інших країнах питома вага використання газу становить 21 %; обсяги споживання нафти в Україні становлять 19 %, вугілля - 19 %, урану - 17 %, гідроресурсів та інших альтернативних джерел - 4 %.

Забезпечення економіки і соціальної сфери країни енергоносіями (електричною та тепловою енергією, моторним і котельно-пічним паливом), та сировинними ресурсами для потреб промислових підприємств здійснюється паливно-енергетичним комплексом України (ПЕК).

Таблиця 1.1. Світові запаси енергоресурсів

Паливо	Розвідані запаси енергоресурсів, млрд. т. у.п.	Потенціальні запаси енергоресурсів (розвідані і прогнозовані)	Час вичерпання розвіданих запасів, роки	Час вичерпання прогнозованих запасів, роки
Вугілля	867	4862	200	1120
Нафта	196	286	36	53
Газ	155	315	36	73
Ядерне паливо	53	239	40	210
Всього	1271	5702		

Використання ВДЕ у енергетиці різних країн світу викликано наступними причинами: забезпеченням енергетичної безпеки; зниженням шкідливого впливу традиційних електростанцій на навколишнє середовище; завоюванням світових ринків обладнанням для нетрадиційної енергетики; збереженням запасів власних енергоресурсів; збільшенням споживання сировини для неенергетичного використання вуглеводню. Всі перелічені причини притаманні й Україні.

Частка ВДЕ в енергетичних балансах країн ЄС значно переважає частку ВДЕ в енергетичному балансі України, що видно з рис.1.2.

За плановими обсягами ВДЕ мають забезпечити близько 10% потреби України у первинних енергоносіях. Причому у цій цифрі враховано як наявна ресурсна база в Україні (енергетичні потенціали ВДЕ) так і узгодження з відповідними планами країн Європи по розбудові ВДЕ.

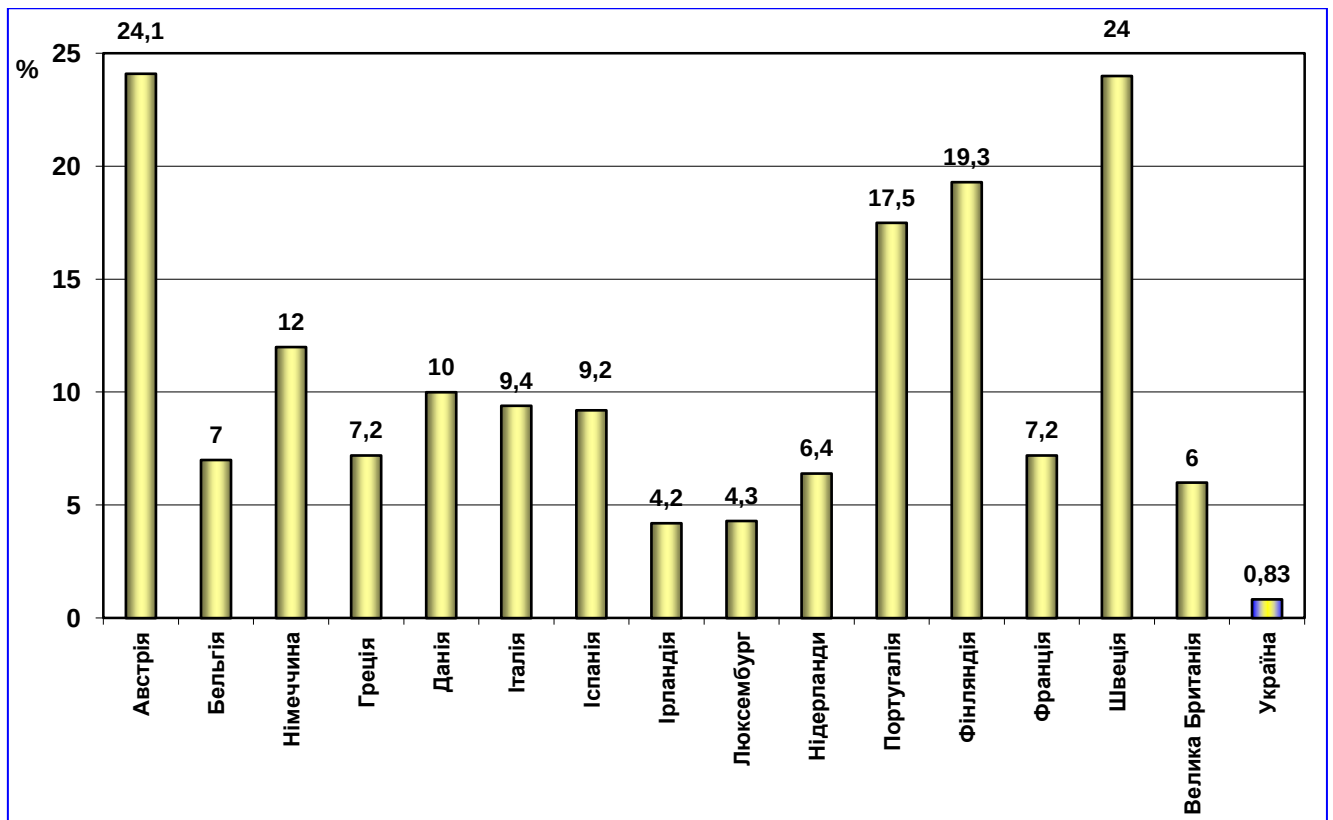


Рис. 1.2. Частка альтернативних джерел енергії в паливно-енергетичних балансах країн ЄС та України.

1.2. Енергетична стратегія України

На міжнародних енергетичних ринках Україну можна охарактеризувати наступним чином:

Недоліки: Обмежена наявність у власних розвіданих природніх ресурсах газу, нафти, а також ядерного палива власного виробництва; відсутність трансформації джерел енергопостачання; вживання значної частини потужностей власних гідроресурсів; значне техногенне навантаження на навколишнє середовище; слабкий технічний стан частини енергетичних об'єктів, включно системи транспортування енергетичних продуктів.

Переваги: Великі запаси вугілля та первинних продуктів ядерного палива (уран і цирконій); надлишкові можливості для транспортування газу, нафти та експорту електроенергії; зручне географічне та геополітичне

розташування; задовільна інфраструктура енергетики; високотехнічний кадровий потенціал.

Відповідно до сучасних вимог, які ставляться перед Україною в енергетичній галузі, була розроблена Енергетична стратегія України до 2030 року (далі - Енергетична стратегія).

Реалізація зазначених в Енергетичній стратегії цілей надає змогу створювати умови для подальшого розвитку економіки і підвищення соціального рівня населення країни.

Тож підсумовуючи вище сказане, зазначимо, що згідно Енергетичної стратегії України, до 2030 року передбачено для завдань енергозбереження впровадження нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії (НВДЕ): вітрові електростанції, сонячні електричні установки, малі гідроелектростанції, альтернативні (місцеві) види палива.

1.3. Загальна характеристика відновлювальних джерел енергії

Відновлювані джерела енергії - це джерела на основі потоків енергії, які постійно існують чи періодично виникають в навколишньому середовищі.

Нетрадиційні джерела енергії – це природні явища і матеріал, які можливо використовувати для виробництва енергії.

В оточуючому нас середовищі завжди існують потоки відновлювальної енергії і енергетика на базі ВДЕ повинна орієнтуватись тільки на існуючі енергоресурси, а не переслідувати мету створення нових. Перед тим, як розвивати енергетику на ВДЕ, необхідно точно визначити потужність цих джерел. Це потребує регулярних і довготривалих спостережень та аналізу параметрів цих джерел.

Потреби в енергії не є постійними. Так, необхідність в електроенергії максимальна в ранковий і вечірній час, та мінімальна в нічний. Традиційні ТЕС можуть підлаштовуватись під ці коливання попиту на енергію, регулюючи витрату палива. При використанні ВДЕ коливається не лише попит на електроенергію, але й потужність цих джерел. Установки, які

працюють ВДЕ повинні враховувати обидва цих фактори, які часто в протиріччі один одному. Якість джерела енергії - це та частина енергії джерела, яка може бути перетворена в механічну роботу.

За поняттям якості ВДЕ можна розділити на 3 групи:

1. Джерела механічної енергії, такі як , гідро-, вітроджерела, хвильові і приливні. Якість вітрової енергії -30%, гідроенергії -60%, хвильової і приливної-75%.

2. Теплові ВДЕ: біопаливо і теплова енергія сонця. В механічну роботу вдається перетворити лише половину тепла. Для парових турбін ця величина 35%.

3. Джерела енергії, які використовують фотонні процеси. До них відносять джерела, що здійснюють фотосинтез і фотоелектричні явища. ККД фотоперетворювача рівний 15% вважається гарним.

Джерела відновлювальної енергії і традиційні джерела дуже розрізняються по характерній для них початковій густині потоків енергії. Для ВДЕ ця величина- порядку 1кВт/м^2 , а для не відновлювальних вона на кілька порядків вища. У зв'язку з цим, перші є ефективними при великій одиничній потужності установки, але при цьому розподіл енергії серед споживачів потребує великих затрат.

Інші ефективні при малій одиничній потужності, але потрібні значні затрати для підвищення потужності за рахунок об'єднання установок в одну енергосистему.

Жодне джерело відновлюваної енергії не є універсальним. Тому для ефективного планування енергетики на відновлювальних ресурсах необхідні, по-перше, систематичні дослідження довкілля, по-друге, вивчення потреб конкретного регіону енергії для промислових, сільськогосподарських і соціальних потреб. Тобто необхідно вивчати структуру споживачів енергії, щоб вибрати найбільш економічне джерело. Неможливо запровадити простий і універсальний метод планування енергетики на відновлювальних джерелах енергії ні в межах країни, ні в світових масштабах.

В основі прийняття рішень про застосування ВДЕ знаходяться результати багаторічних спостережень (моніторингу) за станом довкілля в певному районі. Та, що отримується в процесі моніторингу інформація має включати всі характеристики, які необхідні для побудови конкретної енергетичної системи. Таку інформацію частково можуть містити результати метеорологічних спостережень. Але розміщення метеостанцій не співпадає з місцем розміщення тої, що проектується енергоустановки і методи реєстрації та аналізу метеоданих можуть не відповідати поставленій задачі. Проте вони можуть бути основою для проведення порівняльного дослідження з результатами цільового моніторингу. Значно складніше проводити оцінку ВДЕ, в основу, яких не можуть бути покладені стандартні метеодані. В цьому випадку, необхідні спеціальні методи вимірювання і відповідні пристрої, що потребують значних людських і матеріальних ресурсів.

Підсумовуючи, можна зазначити наступне:

1. Аналіз джерел показав, що використання традиційних енергетичних ресурсів в Україні є неефективним, а рівень енергозалежності є середньоєвропейським і має тенденцію до зменшення.

2. Необхідність розвитку в Україні ВДЕ викликана дефіцитом традиційних первинних енергетичних ресурсів та вагомим дисбалансом у розвитку енергетичної системи України, який орієнтована на централізоване тепло- і енергопостачання, значне виробництво енергії на АЕС. НВДЕ мають забезпечити до 10% потреб первинних енергоносіїв.

3. ВДЕ мають свої переваги і недоліки. Використання ВДЕ має певні соціально-економічні наслідки, а саме розосередження населення, вплив на навколишнє середовище і так звані довготривалі наслідки (зміни в області науки та освіти).

4. Повномасштабне впровадження НВДЕ в Україні дасть змогу зробити значний крок у сприянні енергетичної незалежності країни, охороні

навколишнього середовища та створенні умов для вступу країни до європейської спільноти.

5. Маючи значний потенціал майже усіх видів нетрадиційних відновлювальних джерел енергії та високо розвинену науково-технічну та промислово-економічну базу, значну кількість прийнятих нормативно-законодавчих документів, частка нетрадиційних відновлювальних джерел енергії в енергетичному балансі країни залишається невеликою.

2 СУЧАСНИЙ СТАН СИСТЕМ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПІДПРИЄМСТВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ В КІРОВОГРАДСЬКІЙ ОБЛАСТІ

В сучасних умовах швидкого розвитку технологій головними джерелами енергії є природні копалини, які відносять до традиційних джерел енергії - вугілля, нафта, природний газ, енергія річок, та атомна енергетика.

Теплову або електричну енергію отримують шляхом перетворення традиційних джерел енергії на тепло-, гідро- та атомних електростанціях.

Загальна потужність електрогенеруючих теплових електростанцій, теплоелектроцентралей і блок-станцій становить 63,9%, атомних електростанцій – 26,2%, гідроелектростанцій і гідроакумуляуючих електростанцій – 9,7%, нетрадиційних джерел – 0,2% [8]. Коефіцієнт корисної дії (ККД) переробки традиційних джерел енергії на таких станціях складає 30-40 %. Тобто 60-70% первинних енергоресурсів марнуються.

Генеруючі електростанції та споживачі електроенергії об'єднуються в електричні системи повітряними і кабельними лініями електропередач (ЛЕП) та створюють електричні мережі загального призначення, за допомогою яких передається і розподіляється біля 98% всієї електроенергії, що виробляється.

Електричні мережі здійснюють надійне централізоване електропостачання розосереджених по території споживачів та забезпечують необхідну якість електроенергії та високі економічні показники. Також існують електромережі, які не пов'язані з повітряними та кабельними лініями електропередач - автономні мережі (на літаках, суднах, автомобілях і ін.).

Традиційні джерела енергії, незважаючи на істотну поширеність, мають деякі недоліки:

- викопні копалини не є нескінченними, тому термін їх використання обмежений,

- використання традиційних джерел при виробництві корисної енергії призводить до значних екологічних наслідків – негативний вплив на оточуюче середовище парникових газів, пилу, радіоактивних відходів.

На теперішній час 80% всієї електроенергії отримується шляхом згоряння вугілля, нафти та нафтопродуктів, природного газу, торфу тощо.

Якщо враховувати відомі розроблені запаси палива та однакові темпи їх споживання в майбутньому, то можна припустити, що їх вистачить ще років на 80, а якщо зважати на ймовірний та можливий резерв, то цей строк зростає до 200 років. Тобто актуальним є пошук нових методів виробництва енергії.

2.1. Система тарифів на електричну енергію централізованого електропостачання.

В енергетичній сфері України національною комісією регулювання енергетики (НКРЕ) прийнято система тарифікації на електричну енергію.

Тарифи передбачаються різні для окремих споживачів та груп споживачів і бувають регульовані і нерегульовані, одно ставокі та багато ставокі.

Регульовані тарифи встановлюються НКРЕ для споживачів, які заключили договір про постачання електроенергії за регульованим тарифом (обленерго, залізниця, деякі інші енергопостачальні підприємства).

За нерегульованим тарифом розраховуються споживачі, які дотримуються відповідного договору купівлі-продажу електроенергії із постачальниками електроенергії за нерегульованим тарифом. В цьому випадку тариф встановлюється між постачальником електроенергії за нерегульованим тарифом (обленерго) та споживачем і оговорюється у договорі.

Тарифи на електроенергію у постачальників електроенергії за нерегульованим тарифом, майже завжди істотно нижчі. Проте постачальники

електроенергії з нерегульованим тарифом не завжди є в кожному регіоні. Наприклад в Кропивницькому немає такого постачальника, по-друге, щоб укласти договір купівлі-продажу електричної енергії з енергопостачальником за нерегульованим тарифом необхідно дотримуватися ряду умов (наприклад, встановлення АСКОЕ).

Тарифи електроенергії для промислових споживачів поділяються на два класи: тарифи першого і другого класу.

Тариф першого класу передбачає розрахунок вартості спожитої електроенергії в точках продажу (тобто на межі балансової належності), які визначаються :

- класом напруги 27,5 кВ та більше;
- є промисловими підприємствами, в яких середньомісячний обсяг електроспоживання за попередній календарний рік становить 150 млн. кВт·год та більше на технологічні потреби виробничих процесів;
- шинами будь-якого рівня напруги електростанцій та підстанцій магістральних мереж (підстанцій напругою 220 кВ та вище).

Тариф другого класу враховує вартість спожитої електроенергії у всіх інших точках продажу.

Тарифи електричної енергії для промислових споживачів бувають 1, 2, та 3-х зонними.

Однозонний тариф - це встановлений звичайний тариф відповідного класу;

Розрахунки за 2 та 3-х зонним тарифом проводяться у окремі періоди доби та визначаються як добуток тарифу відповідного класу напруги та введеного тарифного коефіцієнту.

Системи електропостачання сільськогосподарського виробництва у залежності від технологічних процесів і потужностей навантажень, мають ряд особливостей у порівнянні із системами електропостачання промислових підприємств. Головна з них - це необхідність підводити електроенергію до

величезної кількості споживачів, розосереджених по всій території районів області.

Системи електропостачання в районах формуються на основі мереж високої, середньої і низької напруги. Електричні мережі підприємств малої потужності складаються в основному з ліній електропередач 35; 10; 0,38 кВ.

Добовий графік навантаження об'єднаної енергосистеми України має яскраво виражені ранкові і вечірні максимуми і зону зниження навантаження на 2-3 години в середині дня і глибокий провал навантаження на протязі 6-7 годин уночі. Навантаження уночі складають лише 50-60% від максимального значення.

Графіки навантаження енергосистем можуть бути значно вирівняні за допомогою регулювання добових графіків електричних навантажень промислових підприємств та сільськогосподарського виробництва. Якщо б графік навантаження був повністю вирівняний, то навантаження енергосистеми в довільну годину доби дорівнювавсь б її середній величині.

Тоді б знизилася необхідна потужність електростанцій і капітальні витрати на енергетику України. Практично управління електроспоживанням потребує менших коштів ніж будівництво нових енергоблоків, та може забезпечити зниження генеруючих потужностей на 10-15%.

Це забезпечить достатньо велику економію капітальних витрат в енергосистемі України із за можливості зменшення вводу нових потужностей на електростанціях. Крім того, вирівняння графіка навантаження електростанцій приводить до зменшення питомих витрат палива і підвищенню терміну експлуатації основного обладнання електростанцій.

2.2. Сонячні установки

Останнім часом в світі виріс інтерес до установок, які безпосередньо перетворюють сонячну енергію в електричну за допомогою фотоелектричних перетворювачів. У сучасних фотоелектричних перетворювачах ККД досягає

15...20%, а при спеціальному вмиканні ККД підвищується до 27...30%. За останній час розрив між вартістю енергії, отриманої від традиційних джерел електроенергії й вартістю енергії, яка вироблюється сонячними елементами значно скоротився.

Сонячні електричні установки (СЕУ) малої потужності в даний час успішно використовуються на малих підприємствах для живлення малопотужного обладнання.

В спектрі сонячного випромінювання 7% це ультрафіолетове випромінювання; 47,3% - спектр видимого світла і 45,7% - інфрачервоне і теплове випромінювання. На сьогоднішній день існують такі основні напрями використання сонячної енергії:

- виробництво теплової енергії для опалення, кондиціювання, сушки і т.п;
- виробництво механічної енергії по традиційному циклу з подальшим її перетворенням в електричну;
- безпосереднє перетворення сонячної енергії в електричну за допомогою фото - і термоелектричних перетворень;
- фотосинтез органічних речовин та водню.

2.2.1. Сонячне теплопостачання та його системи

В наш час практичне використання сонячної енергії йде в напрямі здобуття низько потенціальної теплоти, яка може використовуватись для тепло - і холодо постачання житлових і громадських будівель, а також для гарячого водопостачання.

- підігрів води до температури 28°C (плавальні басейни або басейни-акумулятори);
- підігрів води до температури 60-65°C - побутові цілі (опалення будинків та теплопостачання);
- підігрів води до температури більше 60°C - виробничі цілі.

Сонячне теплопостачання є найбільш підготовленим для використання методом перетворення сонячної енергії.

Системи, що перетворюють сонячну енергію в теплоту, можна поділити на дві групи:

- пасивні, в яких приймачем випромінювання є сама будівля;
- активні, в яких енергія вловлюється і трансформується в спеціальних пристроях.

Пасивні системи сонячного теплопостачання використовуються тільки для опалення будівель. Це здійснюється завдяки відповідним архітектурно-планувальним та конструкційним рішенням (підвісні сонячні стіни, прибудовані оранжереї, скляні лоджії, внутрішні дворики, тощо).

Пасивні системи являють собою нерухомі пристрої, орієнтовані на південь під певним кутом до горизонту - кривлі та стіни будинків, отримують низькотемпературне тепло, яке використовується для обігрівання та вентилявання приміщень або для підігріву води.

В основі пасивних пристроїв сонячного теплопостачання лежить принцип збору сонячної енергії на затемнених поверхнях, їх розігрівання і наступна передача тепла за рахунок теплопровідності та вільної конвекції приміщення, що обігрівається.

Отримання тепла здійснюється з використанням плоских та вакуумних сонячних колекторів (трубчастих), які працюють по принципу тепличного ефекту. Фізично цей процес здійснюється наступним чином. Сонячне випромінювання попадає на поверхню плоского чи вакуумного сонячного колектора, який є прозорим для сонячних променів. Випромінювання проникає практично без втрат всередину і потрапляє на теплоприймач гелію колектора, нагріваючі його. В сонячному колекторі процес розсіювання теплової енергії теплоприймача зведено до мінімуму.

В якості прозорого верхнього шару використовують звичайне скло, яке має коефіцієнт проникнення в цьому спектральному діапазоні до 95%, тому

що базова інтенсивність сонячного випромінювання в наземних умовах знаходиться в спектральних межах 0,4 мкм –1,8 мкм.

Теплоприймач геліоколектора розташований в нижній частині сонячного колектора (плоский) або всередині трубки (вакуумний), він має абсорбуюче покриття з коефіцієнтом поглинання сонячного випромінювання до 82-92%. Це абсорбуюче покриття поглинає пряме сонячне проміння та нагрівається залежно від потужності падаючого сонячного випромінювання до 50-90°C. Доведене до таких температур тіло починає випромінювати теплову енергію, з основною потужністю, яка знаходиться в інфрачервоному діапазоні.

Встановлено, що в перехідні та літній періоди за рахунок сонячної енергії можна покрити 85% потреби гарячого водопостачання. Розрахунки показують, також, що для забезпечення водою однієї людини, геліоприймач повинен мати площу 1,5-2 м², а для опалення приміщення площею 15 м²- від 4,5- 9 м².

Таблиця 2.1. Геліоприймачі (з мокрою трубкою) [15,16]

Модель	К-сть труб	Об'єм бака,л	Ціна, у.о.
PROGRESS-21	12		525,91
МТ-ИБ	15	84-122	320-425
GE58/1800	15	150	530-580
МТ-ИБ	18	100-151	380-515
GE58/1800	18	180	615-700
PROGRESS-21	18		788,87
PROGRESS-21	18		718,08
GE58/1800	20	200	670-745
МТ-ИБ	20	110-162	430-570
PROGRESS-21	20		1860,93
PROGRESS-21 И	20		829,32
PROGRESS-21 HP	20		829,32
МТ-ИБ	24	131-200	510-685
PROGRESS-21	24		1015,42

Модель	К-сть труб	Обєм бака,л	Ціна, у.о.
GE58/1800	24	240	775-800
МТ-ИБ	30	163-250	640-855
PROGRESS-21 И	30		1436,16
PROGRESS-21 HP	30		1258,15
GE58/1800	30	300	940-1000

Таблиця 2.2. Геліоприймачі (з сухою трубкою) [17,16]

Модель	К-сть труб	Обєм бака, л	Ціна, у.о.
СТ-ИБ	8	65	750
СТ-ИБ	10	81	910
СТ-ИБ	12	100	1060
СТ-ИБ	15	122	1190
СТ-ИБ	16	141	1250
СТ-ИБ	18	151	1375
GE58/1800	20	200	1250
СТ-ИБ	20	152	1500
GE58/1800	24	240	1400
СТ-ИБ	24	200	1800
GE58/1800	30	300	1615
СТ-ИБ	30	250	2255

2.2.2. Сонячне енергозабезпечення

Для виробництва електроенергії за рахунок сонячного випромінювання використовуються сонячні електричні станції. В наш час існує два способи перетворення сонячної енергії у електричну:

- термодинамічний - принцип дії звичайної ТЕС;
- фотоелектричний - сонячна енергія безпосередньо перетворюється у електричну.

Суть термодинамічного способу: робоче тіло, наприклад, вода, нагрівається у сонячному котлі (парогенераторі), встановленому на високій башті. Пара, що утворилася, спрямовується в турбіну, яка обертає вал з'єднаного з нею електрогенератора. Сонячний котел здобуває енергію від

системи дзеркал, розташованих навколо башти, що автоматично слідкують за положенням сонця.

Сонячні баштові електростанції складаються з п'яти основних систем:

- оптичної системи, що концентрує сонячну радіацію;
- автоматичної системи керування оптичною системою та СЕС в цілому;
- системи парогенератора;
- системи башти, яка підтримує геліоприймач - паровий або газовий котел;
- системи перетворення енергії, яка включає теплообмінники, акумулятори та турбогенератори.

Принцип дії баштової СЕС наступний: сонячне випромінювання попадає на поле геліостатів, які орієнтовані таким чином, щоб спрямовувати сонячну енергію на геліоприймач (паровий або газовий котел), що встановлений на башті. Сконцентрована сонячна енергія, нагріває теплоносії у парогенераторі, якій далі поступає до турбіни і приводить її в дію. Зрозуміло, що чим вище температура робочого тіла, тим вище ККД термодинамічного циклу, тому необхідно здійснити ущільнення сонячної енергії, що виконується за допомогою сонячних концентраторів.

При фотоелектричному способі перетворення сонячної енергії вона безпосередньо перетворюється у електричну в сонячних фотоелементах. Для космічних систем це єдиний спосіб отримання електроенергії без застосування пристроїв, що знаходяться на Землі.

Основним елементом фотоелектричних перетворювачів є напівпровідникові елементи, у яких під впливом сонячного світла виникає явище фотоефекту.

Фотоефект - це виникнення електричного струму в елементі під впливом сонячного світла. Він виникає в поверхневому шарі напівпровідника товщиною 2-3мкм під дією сонячного світла, вивільняючи при цьому певну кількість електронів. З появою в тілі напівпровідника вільних електронів,

виникає різниця потенціалів і, отже, електричний струм. Різниця потенціалів утвориться між поверхнею напівпровідника, що опромінюється, і його тіньовою стороною за рахунок впровадження в поверхню спеціальних домішок. Один вид домішок має здатність утворювати надлишок електронів, а інший - їх дефіцит („позитивний " заряд).

Більшість напівпровідникових елементів виготовляється з кремнію, адже він є недорогим матеріалом. Фотоелектричні елементи виробляються із кварцових кристалів.

Коефіцієнт корисної дії кремнієвих елементів до 40%.

Перевагою кремнієвих фотоелектричних елементів є їх дешевизна, а суттєвим недоліком - зменшення ефективності при зростанні температури.

Використовуються, також, фотоелектричні пластини, виконані з сульфід калію, його ККД трохи менше, порівняно з кремнієвими фотоелектричними пластинками - 8-10%, однак він більш стабільний. При підвищенні температури - зберігає стабільність ККД при температурах до 90°C.

Фотоелектричні пластини з арсеніту галію мають стабільний ККД до 27% при температури до 100°C, однак запаси цього матеріалу обмежені, тому недоліком таких фотоелектричних перетворювачів є їх висока собівартість.

Монокристалічні фотоелементи є найбільш складними і дорогими, тому що при їх виготовленні використовується кристалічний кремній, однак ці фотоелементи мають найбільшу ефективність (14 %-20 % перетворення світлової у електричну енергію).

Полікристалічні, чи мультикристалічні фотоелементи є значно дешевшими чим монокристалічні, проте вони менш ефективні.

В тонкоплівкових фотоелементах використовують тонкі плівки, які виготовляють з розплавленого кремнію. Такі фотоелементи мають найменшу ефективність.

В конструкціях космічних апаратів застосовуються також багато перехідні сонячні елементи або гетеро фотоелементи. Подібні сонячні

елементи мають найвищу ефективність - 35 %. Проте значна складність виготовлення подібних пристроїв відносить їх до малопоширених.

Щоб істотно підвищити ефективність перетворення світлового випромінювання на практиці використовують концентруючу оптику.

На даний момент проводяться дослідження по виготовленню гнучких плівкових сонячних елементів, а також напівпровідникових фарб, та застосуванню органічних напівпровідників.

Таблиця. 2.3. Вартість фотоелементу (фотоелектричні перетворювачі, сонячні елементи).

Тип фотоелементу	Номінальна потужність P_n , Вт	Ціна, у.о.
KV	20	133,05
KV	50	266,11
KV	70	371,15
KV	100	525,21
KV	140	644,26
KV	150	728,29
KV	160	770,31
KV	170	896,36
KV	180	945,38

Стандартними умовами для паспортизації сонячних батарей (СБ) в світовій практиці визнаються наступні:

- освітленість 1000 Вт/м^2 ,
- температура 25 C ,
- спектр АМ 1,5 (сонячний спектр на широті 45°).

В серпні 2009 р. вчені Університету Нового Південного Уельсу створили сонячну батарею з рекордною ефективністю – 43% (тобто 43% сонячного випромінювання перетворюється в електричну). Проте, цей рекорд було встановлено в лабораторних умовах. Тобто, світловий потік перед попаданням на СБ фокусувалося спеціальними лінзами. Крім того, велика вартість даного обладнання не дозволила б виробляти її в промислових

масштабах. Рекордне значення для однієї сонячної батареї в реальних умовах складає приблизно 25%.

2.3. Вітроелектрогенеруючі установки

Енергія сили вітру має ряд своїх особливостей: невелику концентрацію, яка віднесена до одиниці повітряного потоку, а також випадковий характер зміни швидкості вітру. З іншого боку розповсюдження цього джерела енергії, широкий діапазон потужностей вітроенергетичних установок і їх економічна ефективність дозволяє розглядати його як доповнення до "великої енергетики", особливо для підприємств малої потужності.

Вітер виникає внаслідок нерівномірного прогрівання поверхні землі сонцем. Рух повітря йде від місць і областей, де тиск більше, до місць, де тиск на тому ж рівні або менше. Розходження в тиску викликаються різними процесами - в основному це різниця в прогріванні зон земної поверхні.

Наприклад, морський бриз виникає через те, що прозора вода прогрівається на більшу глибину, ніж земля, тому температура біля поверхні землі вище й гаряче повітря піднімається вгору, а йому на зміну приходить холодне повітря з моря (тиск біля земної поверхні менше, а на поверхні моря залишився на тому ж рівні). Уночі, навпаки, суша охолоджується швидше, аніж вода, повітря має більшу щільність і бриз дує з суші на море.

Коливання швидкості вітру в часі мають випадковий характер, однак середня багаторічна швидкість вітру в протягом року, сезону або місяця має високу стабільністю. Одним з основних показників, які використовуються у вітроенергетиці, є середньорічна багаторічна швидкість вітру.

На території України можна виділити чотири вітрові зони (швидкість вітру вимірюється на висоті 10 м від землі). Швидкість вітру збільшується з віддаленням від поверхні землі, тому найвигіднішим є використання швидкості вітру на висоті біля 70 м.

Середньорічна багаторічна швидкість вітру визначається за формулою:

$$\bar{V} = \frac{\left(\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L V_{ijkl} \right)}{I \cdot J \cdot K \cdot L} \quad (2.1)$$

де V_{ijkl} - швидкість вітру l -го вимірювання у k -ий день j -го місяця i -го року;

I - кількість років спостереження;

J - кількість місяців в сезоні;

K - кількість днів в місяці;

L - кількість вимірювань швидкості вітру за добу.

Якщо для загального враження про вітроенергетичні ресурси досить знати середньорічну швидкість вітру, то для вибору місця розташування вітродвигуна й розрахунку його енергетичних характеристик, необхідно знати розподіл швидкості повітряного потоку з високою точністю.

Щоб визначити розподіл швидкості вітру необхідно знати такі його характеристики: повторюваність, векторну характеристику й безперервну тривалість.

На енергію вітру впливають ряд чинників:

- щільність атмосфери і її температура - енергія вітру збільшується, при зниженні щільності атмосфери й підвищенні висоти над рівнем моря;
- вплив мікрорельєфу місцевості: рівнинна, горбкувата або гориста місцевість;
- вплив прибережних районів і зон прибережних вод - звичайно над водними поверхнями швидкість вітру більше, ніж над сушею; це пов'язане з більшим поверхневим тертям повітря над сушею;
- вплив добових змін швидкості вітру: за результатами спостережень вітер має тенденцію збільшуватися після полудня й зменшуватися після півночі на висоті 100-200 м. Над гірськими районами вітер звичайно сильніше вночі.

Із усього вищевказаного випливає, що перед спорудженням вітроенергетичної установки (ВЕУ) необхідно провести детальні метеорологічні дослідження усього прилягаючого району.

Вітроенергетика в даний час може бути розглянута в двох аспектах.

У першому напрямку використовуються потужні вітроелектричні станції в районах із високими постійними швидкостями вітру. Ці станції в основному працюють паралельно з енергосистемами. До другого напрямку можна віднести вітроелектрогенеруючі установки (ВЕУ), призначені для електропостачання автономних споживачів.

Все сімейство вітроелектрогенеруючих установок можна розділити за принципом дії на 3 класи.

До першого класу необхідно віднести ВЕУ, що використовують силові властивості вітрового потоку. Робочі поверхні таких ВЕУ рухаються в напрямку вітру, а неробочі переміщаються назустріч потокові. Звичайно такі ВЕУ мають низьку швидкість обертання, а коефіцієнт використання енергії вітру в них не перевищує 1-13% . ВЕУ другого класу використовують швидкісні властивості вітрового потоку. Ці установки характеризуються високою швидкохідністю в порівнянні з ВЕУ першого класу. До третього класу можна віднести комбіновані ВЕУ, у котрих одночасно використовуються як силові, так і швидкісні властивості вітрового потоку.

Основними елементами ВЕУ є: вітроприймальний пристрій (ВПП), редуктор передачі крутячого моменту, електрогенератор та вежа.

Залежно від типу й конструкції ВПП визначається тип ВЕУ в цілому. На сьогоднішній день існують ВПП трьох типів: обертові, такі, що поступово переміщуються, та вібруючі.

Обертові ВПП встановлюються на ВЕУ типу вітряків і можуть бути різної конструкції (лопатеві, барабанні, роторні й т.п.). Вони поділяються на пристрої з горизонтальною віссю обертання й вертикальною віссю обертання.

До ВПП, що поступово переміщуються, відносяться ВЕУ типу вітрильного судна. Вони можуть рухатися по замкненому колу рейок на колесах, механічно з'єднаних з електрогенератором.

Найбільше практичне використання одержали ВЕУ з обертовими ВПП. У таких установках для перетворення енергії вітру може використовуватися сила опору або підйомна сила, а також їх комбінація. Системи з ВПП, в яких використовується підйомна сила є більш ефективними. Вартість вітрогенераторів з горизонтальною віссю обертання представлена в табл. 2.4

Таблиця 2.4. Вітрогенератори з горизонтальною віссю обертання

Модель	Потужність, Вт	Швидкість вітру, м/с			Ціна, у.о.
		стартов а	номінальн а	максимальн а	
W2	300	*нд	*нд	*нд	910,36
GE S-500	500	2	8	35	950-1100.
W3-500	500	*нд	*нд	*нд	1397,8
GE S-1000	1000	2	9	35	1350-1500.
WG-1000	1000	2	9	35	880 .
GE S-2000	2000	2	9	35	2300-2550
WG-2000	2000	2	9	35	1556у.о.
W-4	2000	*нд	*нд	*нд	3230у.о.
BEY-4400	4400	*нд	*нд	*нд	9117,6
GE-S-5000	5000	2,5	10	45	7700-9250.
WG-5000	5000	2	12	60	6194у.о.
GE S-10000	10000	2,5	10	45	11500-1300.
W8	10000	*нд	*нд	*нд	14187
GE S-20000	20000	2,5	12	45	19500-22000.

Модель	Потужність, Вт	Швидкість вітру, м/с			Ціна, у.о.
		стартов а	номінальн а	максимальн а	
BEY-20M	20000	*нд	*нд	*нд	64985,99
GE S-30000	30000	2,5	12,5	45	33000-35000.

*-нд-немає даних

Переваги ВПП з вертикальною віссю обертання в порівнянні з вітроколесами полягають у наступному:

- зникає необхідність в установках для орієнтації на вітер;
- спрощення конструкції й зменшення навантажень у лопатах, системі передачі й т.п.

Таблиця 2.5 Вітрогенератори з вертикальною віссю обертання [29,30]

Модель	Потужність, Вт	Швидкість вітру, м/с			Ціна, у.о.
		стартова	номінальна	максимальна	
VGE C	300	2	7..8	24	2155
VGE C	600	2	7..8	24	3160
VGE C	1000	2	7..8	24	4990
VGE C	2000	2	7..8	24	8355
VGE C	3000	3	7..8	24	14085
VGE C	5000	3	8	24	21990
VGE C	10000	3	11	24	49300
GE S	5000	2,5	10,5	20	22600
GE S	5000	2,5	10,5	20	2700
GE S	10000	2,5	12,5	20	28000
GE S	10000	2,5	12,5	20	34000
GE S	20000	2,5	12,5	20	45000
GE S	20000	2,5	12,5	20	49800

Модель	Потужність, Вт	Швидкість вітру, м/с			Ціна, у.о.
		стартова	номінальна	максимальна	
GE S	30000	2,5	12,5	20	63400
GE S	50000	2,5	13,5	20	89000

Вітроприймальні пристрої можуть, також, оснащуватися додатковим обладнанням:

- система регулювання вітроколеса відносно напрямку вітру;
- система регулювання частоти обертання лопат вітроколеса;
- "буремний захист" - пристрій для виведення колеса з потоку вітру, якщо швидкість вітру перевищує задану;
- пристрій грозозахисту;
- пристрій керування, що контролює кількість електроенергії, яка вироблена ВЕУ та процес заряду акумулятора;
- система гальм вітроколеса.

При виробництві електроенергії за допомогою енергії вітру в промислових масштабах використовуються потужні ВЕС. До складу таких станцій входять кілька десятків окремих вітрогенераторів, з'єднаних послідовно в загальну систему.

У нашій країні на даний час більш перспективним є розвиток ВЕУ малої й середньої потужності, що працюють разом із традиційними установками з метою енергопостачання жилих та виробничих комплексів, використання на ГАЕС, використання в якості дублюючих електростанцій, що сприяє економії пального.

Вартість інверторів для вітрових систем приведена в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Інвертори для вітрових систем.

Потужність P, кВт	Напруга, В	Ціна, у.о.
0,5	24	50-170
1	48	275-300
2	120	550-600
5	240	1300-1450
10	240	2500-2700
20	360	4500-4750
30	360	7500-7800

2.4. Дизельні електричні станції

В останні роки, в зв'язку з енергетичною кризою на Україні, та високими тарифами на електроенергію, на підприємствах малої потужності почали широко використовувати в якості як основного, так і резервного джерела енергії дизельні електричні станції (ДЕС).

У дизельних електричних станціях промислового призначення використовують переважно чотиритактні дизелі із числом циліндрів від 2 до 12 і з різноманітними системами охолодження: повітряною, водоповітряною. Такі ДЕС комплектуються синхронними трифазними генераторами на напругу 0,23; 0,4; 6,3; 10,5 кВ. Задачі зміни режимів роботи і найбільш економічного використання дизель-електричних генераторів вирішуються за допомогою їхньої автоматизації. Розрізняють три ступені автоматизації дизель-електричних агрегатів.

Перший ступінь автоматизації забезпечує автоматичну підтримку заданої частоти обертання двигуна, температури охолоджувальної води й мастила, а також автоматичну сигналізацію і зупинку агрегатів.

Другий ступінь автоматизації, крім зазначених вище операцій, забезпечує автоматичний або дистанційний пуск двигуна від зовнішнього імпульсу, автоматичне підготування до прийому навантаження, а також розподіл навантаження між паралельно працюючими агрегатами.

Третій ступінь автоматизації, на додаток до операцій, указаних для першої і другої ступенів, забезпечує автоматичне наповнення паливних, масляних, водяних баків і повітряних балонів, підзарядка акумуляторних батарей, автоматизацію допоміжних процесів і операцій.

Резервним джерелом живлення можуть бути генератори. Генераторна установка вміщує двигун і генератор, які з'єднані співісно і укріплені через амортизатори на сталевій рамі (в портативних) або на станині (в стаціонарних). Запускається двигун: вручну (шнуром), шляхом використання електростартера (поворотом ключа) або автоматично (при вимкненні напруги в основній мережі електростанція вмикається сама). Довговічність та надійність роботи генераторної установки залежить в основному від надійної роботи двигуна. Вартість дизельних-генераторів приведена в табл.2.7.

Одним із найвідоміших видів теплової машини є двигун внутрішнього згоряння (ДВЗ). Це такий тип двигуна теплової машини, в якій хімічна енергія палива (зазвичай застосовується рідке або газоподібне вуглеводневе паливо), що згоряє в робочій зоні, перетворюється в механічну роботу. ДВЗ широко використовується в більшості транспортних засобів, зокрема в автомобілях.

Таблиця 2.7. Дизельні-генератори

№	Найменування моделі	Потужність, кВт/кВА		Витрата палива, л/год	Степінь автоматизації	
		осн.	резерв.		1-а (ручний запуск), у.о.	2-а (ручний запуск), у.о.
1	ADV-60	64	70	15,7	19716	35425
2	ADV-80	80	88	19,6	21465	3733
3	ADV-100	104	114	25,5	22578	3892
4	ADV-120	120	132	31	25758	43057
5	ADV-150	150	165	38	30846	48144
6	ADV-160	160	176	41	32118	49416
7	ADV-200	200	220	46	36092	53709
8	ADV-250	250	275	58	44837	65825
9	ADV-280	280	308	66	48842	69614
10	ADV-300	300	329	71	48656	78227
11	ADV-320	320	352	77	51197	80453
12	ADV-360	364	400	94	62645	94127
13	ADV-400	400	440	105,4	70595	101441
14	ADV-460	456	504	118	74729	107800
15	ADV-500	500	550	144	91424	123064
16	ADV-630 (ADV-320+320)	630	-	154	111298	163132
17	ADV-720 (ADV-360+360)	720	-	188	134830	185073
18	ADV-800 (ADV-400+400)	800	-	210,8	151048	201927

№	Найменування моделі	Потужність, кВт/кВА		Витрата палива, л/год	Степінь автоматизації	
		осн.	резерв.		1-а (ручний запуск), у.о.	2-а (ручний запуск), у.о.
19	ADV-920 (ADV-400+400)	920	-	236	162178	218463
20	ADV-1000 (ADV-500+500)	1000	-	288	193023	249626
21	АД-12	12	13,2	4	6742	21814
22	АД-16	16	17,6	5	6837	21814
23	АД-20	20	22	6	6932	21910
24	АД-30	30	33	9	7406	22387
25	АД-40	40	44	11,6	9540	24613
26	АД-50	50	55	14	9699	25408
27	АД-60	60	66	16	9858	25567
28				16,7	13356	29383
29	АД-75	75	82,5	19	12497	28588
30				21	14946	30814
31	АД-100	100	110	24,5	12656	28747
32				25	15900	32404
33	АД-120	120	132	29,7	18762	34789
34	АД-150	150	165	40	20447	38710
35	АД-160	160	176	42	21624	38923
36	АД-200	200	220	46	25567	43279
37	АД-250	250	275	58	31323	49734
38	АД-300	275	300	70	36569	57557
39	АД-315	315	346,5	75	55172	81566
40				75	45155	66461
41	АД-350	350	350	84	60419	84746
42	АД-400	400	440	114	71549	98261

2.5. Комплексні електроенергетичні системи для підприємств малої потужності.

Комплексний підхід до енергопостачання полягає у використанні традиційних (енергосистема, дизельні електричні станції (ДЕС)), та відновлюваних джерел (вітроелектрогенеруючі установки (ВЕУ), сонячні електричні установки (СЕУ), сонячні теплові установки (СТУ), біоенергетичні установки, теплові насоси). Це дає змогу економити до 50 % первинних енергоносіїв (вугілля, нафта, газ) і забезпечити об'єкт електричною і тепловою енергією.

Для стабільного і надійного електропостачання від відновлюваних джерел енергії, розроблено ряд електроенергетичних систем з використанням акумуляторів електричної та теплової енергії. Комплексний підхід до використання поновлюваних джерел забезпечує найбільш повну реалізацію забезпечення малих підприємств електричною і тепловою енергією.

Схема електроенергетичної системи на базі двох відновлюваних джерел живлення (ВЕУ, СЕУ), приведена на рис. 2.1.

Система електро та тепло акумулювання на основі електрохімічних акумуляторів і теплоакumuлюючих установок може використовуватись на підприємствах малої потужності як додаткове джерело електричної та теплової енергії.

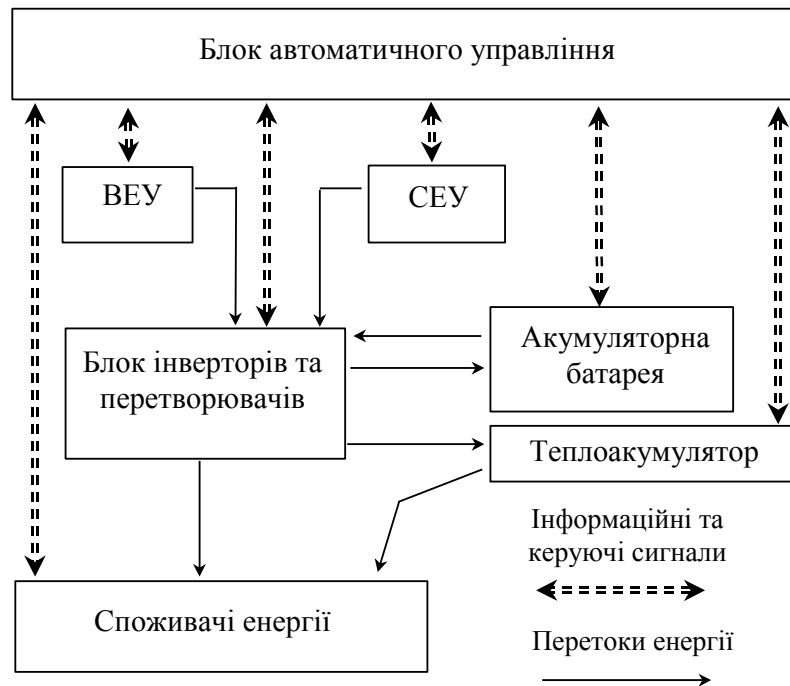


Рис. 2.1. Схема електроенергетичної системи з хімічними та тепловими акумуляторами

Комплексна електроенергетична система (рис. 2.2) створена на основі ВЕУ, СЕУ, ДЕС і централізованого електропостачання із застосуванням накопичувачів електричної і теплової енергії. Вибір складу і структури комплексу здійснювався на основі аналізу інтенсивності вітрової та сонячної енергії в Кіровоградській області, можливості її використання для енергопостачання підприємств малої потужності.

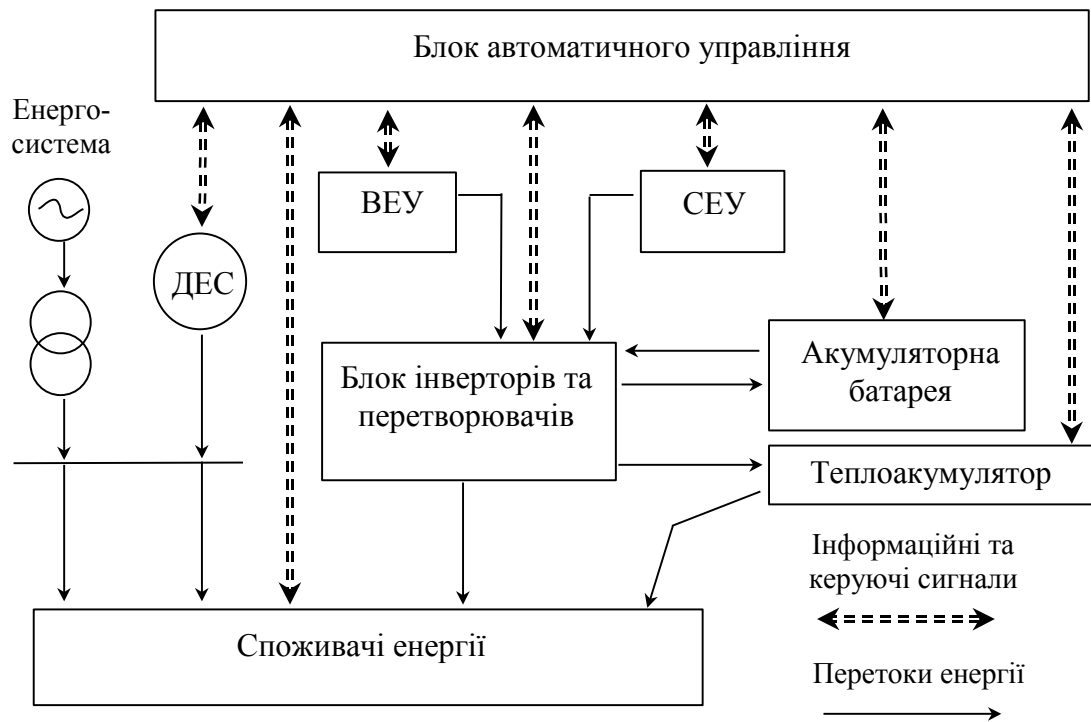


Рис. 2.2. Схема комплексної електроенергетичної системи з накопичувачами електричної і теплової енергії

Умови оптимального застосування різних джерел енергії визначаються сукупністю критеріїв оптимальності та ряду обмежень (погана якість електроенергії, ціна електроенергії та інш.)

Схема передбачає отримання електричної енергії протягом доби від різних джерел живлення (ВЕУ, СЕУ, ДЕС та енергосистема).

Виробництво теплової енергії та покриття теплових навантажень промислових комплексів здійснюється за допомогою теплоенергетичних установок та теплоакумуляторів.

Акумуляторна батарея і теплоенергетична установка зберігають в основному пікову електроенергію, що виробляється ВЕУ і СЕУ, і яку неможливо передати в загальну енергосистему. Автоматична система управління створює оптимальні режими роботи блока інвертування і розрядки (зарядки) акумуляторів.

Співвідношення потужності компонентів системи в основному залежить від схеми генерування навантаження й ресурсів. Режим одночасної

паралельної роботи ВЕУ й ДЕС є недостатньо ефективним способом застосування ВЕУ, тому що частка вітроагрегата в системі за потужністю має не перевищувати 15-20% потужності дизель-генератора. Такі режими можна застосовувати з метою економії палива в гібридних устаткуваннях великої потужності.

Застосування режиму роздільної роботи ВЕУ й ДЕС дає можливість підвищити частку вітроустановки до 50-60% і більше. Проте, у цьому випадку настає ускладнення системи за рахунок необхідності введення системи управління, інверторного устаткування та АБ, що акумулюють енергію, яка виробляється вітроагрегатом при робочих швидкостях вітру для живлення навантаження в безвітряну погоду або при незначній швидкості вітру.

Кожного разу, коли це можливо, енергія генерується за рахунок ВЕУ, а в АБ безупинно проходить підзарядка. У періоди вітрової тиші, коли заряд АБ падає нижче певного рівня, для отримання споживачами енергії автоматично (або вручну) запускається дизель-генератор. В такому режимі істотно знижується кількість запусків дизель-генератора й, таким чином призводить до скорочення витрат на обслуговування й паливо. Взагалі ці гібридні системи призначені для якісного електропостачання автономних споживачів з одночасною економією рідкого палива. Застосування сучасної вітро-дизельної системи, при уважному проведенні поточного обслуговування, дає економічну ефективність при наявності достатніх вітрових ресурсів на місцевості, де встановлюється вітроагрегат.

ВЕУ, які приєднані до електромереж, передбачають з'єднання з будь-якою енергетичною мережею, що генерує вітроустановці активну й реактивну потужність для здійснення запуску, роботи й контролю вітроагрегата. Цей факт означає, що електроенергія, яка вироблена ВЕУ, поступає безпосередньо в мережу. ВЕУ починають роботу по виробленню електроенергії при певній швидкості вітру - зазвичай близько 4 м/с для більшості сучасних установок. Пусковий струм отримується з мережі і

застосовується для синхронізації генератора ВЕУ. Тобто, якщо мережа відключена, те вітроагрегат не здійснює вироблення електроенергії.

Ціновий фактор приєднання до електроенергетичної мережі залежить від її потужності та місця розташування. Очевидно, що вартість приєднання буде значно вищою, якщо потужності мережі недостатньо, тому що необхідно буде підвищити потужність енергомережі, що може виявитися технічно неможливим. У цьому випадку в приєднанні ВЕУ до електромережі буде відмовлено.

2.6. Вимоги до джерел живлення та до систем управління на підприємствах малої потужності.

Так як виробництво енергії завжди не дешеве і пов'язане з небажаною дією на навколишнє середовище, дуже важливо витрачаючи її ефективно та економічно. Після аналізу характеристик споживачів і потенційних джерел відновлювальної енергії необхідно узгодити їх один з одним. Узгодження припускає виконання деяких умов:

1. Енергоустановка повинна максимально ефективно використовувати відновлювальну енергію.

2. Використання систем управління з негативним зворотнім зв'язком між споживачем і джерелом енергії не вигідно, так як доводиться викидати в оточуюче середовище частину виробленої перетворювачем енергії. Таке регулювання виправдано тільки в випадку нагальної потреби або коли задоволені всі можливі потреби енергії.

3. Попит на енергію ніколи не коливається, так само як її виробництво енергоустановками на відновлювальній енергії. Узгодити попит і пропозицію, не перевищуючі при цьому потужність енергоустановки можна тільки ввімкнувши в енергосистему накопичувачі енергії.

4. Якщо узгодити енергоустановку на відновлювальній енергії з споживачами дуже складно, від рішення цієї задачі відмовляються. В цьому

випадку цю установку підключають в більш велику і універсальну по складу джерел енергії системі.

5. Найбільш ефективна схема використання енергії відновлювальних джерел - система керування з прямим зв'язком з навантаженням енергоустановки. При такій схемі до джерела енергії підключається в кожен момент скільки споживачів, щоб сумарне навантаження відповідало поточній потужності джерела.

Для узгодження електроенергії зі споживачами використовуються різні методи управління.

1. Система з викидом надлишків енергії. Потоки енергії відновлювальних джерел існують постійно. І якщо їх не використовувати, вони будуть втрачені. Тим не менше, метод управління оснований на викиді частини цієї енергії, може виявитися найпростішим і найдешевшим.

2. Системи з накопичувачами (акумуляторами) енергії. Накопичувачі можуть акумулювати енергію відновлювальних джерел, як у її вихідному, не перетвореному вигляді, так і в перетвореному, після енергоустановки. В першому випадку управління запасами відновлювальної енергії таке ж як і запасами не відновлювальної енергії.

3. Система з регулюванням навантаження. Такі системи підтримують відповідність між попитом і пропозицією енергії за рахунок включення і виключення необхідного числа споживачів.

Регулятори навантаження з прямим зв'язком особливо зручні для використання на автономних вітроенергетичних установках.

Переваги КЕЕС:

1. Поєднання кількох відновлюваних джерел дозволяє їм замінювати одне одного і цим компенсувати тимчасову відсутність певного ресурсу.

2. Можливість зниження встановленої потужності установок і цим знизити ціну системи енергозабезпечення.

3. Застосування відновлюваних джерел у сполученні із комунальною мережею дозволяє знизити встановлену потужність акумуляторів, або відмовитись від їх встановлення.

4. Застосування вбудованих в покрівлю приміщень теплових і комбінованих геліопрофілів дає змогу значно зекономити матеріали, площу і собівартість монтажних робіт з установки систем сонячного тепло- і електропостачання.

Недоліки КЕЕС:

1. Існування проблеми оптимального вибору складу і потужності устаткування.

2. Зростає технічна складність системи і погіршується їх надійність.

Оптимальний вибір складу і структури устаткування комплексу є складною техніко-економічною задачею і здійснюється з урахуванням індивідуальних особливостей кожного конкретного об'єкту енергопостачання (промислові підприємства малої потужності). Враховується необхідність в тепловій та електричній енергії, графік енергоспоживання, здатність його зсуву в часі, географічне положення підприємства (інтенсивність надходження сонячного випромінювання та вітрової енергії протягом року), наявність та об'єм вторинних енергоресурсів.

Таким чином, можна зробити наступні висновки.

1. Традиційні джерела енергії мають такі основні недоліки:

- не є невичерпними, тому термін їх використання обмежений.
- використання традиційних природних ресурсів для отримання енергії веде до серйозних екологічних змін.

2 Використання сонячного випромінювання може забезпечити значну частку потреби в теплових ресурсах навіть в умовах холодного клімату.

3. Враховуючи, що Україна входить до числа країн із значним вітровим та науково-виробничим потенціалом і при цьому гостро потребує власних

енергоресурсів, існує необхідність у довготривалій комплексній програмі для створення цілісної вітроенергетичної галузі.

4. Поряд з традиційними та НВДЕ можуть застосовуватись резервні джерела живлення, а саме дизельні-генератори та ДВЗ. Доцільність їх використання напряду залежить від ціни палива.

5. Кожна окрема технологія має свої переваги і недоліки, зокрема нерівномірність виробітку енергії, тому іноді доцільно використовувати комбіновані системи. Одночасне почергове використання вітроенергетичних, сонячних та інших установок значно підвищує їх загальні характеристики, про що свідчить розширення діапазонів роботи системи енергопостачання.

3 МОДЕЛЮВАННЯ КОМПЛЕКСНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

3.1. Етапи аналізу проекту енергопостачання

В процесі проектування електропостачання постає питання вибору джерела енергозабезпечення. Підприємство, яке споживає електроенергію, може забезпечуватися електроенергією від різних джерел. І не зовсім зрозуміло, яким варіантам віддати перевагу. Тобто виникає завдання - організувати оптимальний вибір системи енергозабезпечення, яка будується із якісних (види технологій) та кількісних (потужність установок) складових. Вирішити це складне питання можна за допомогою розробки загальної методики створення таких систем і застосуванням відповідних технічних засобів для спрощення розрахунків і аналізу досліджень результатів вибору обладнання.

На рис. 3.1 представлено схему етапів аналізу проекту електропостачання.

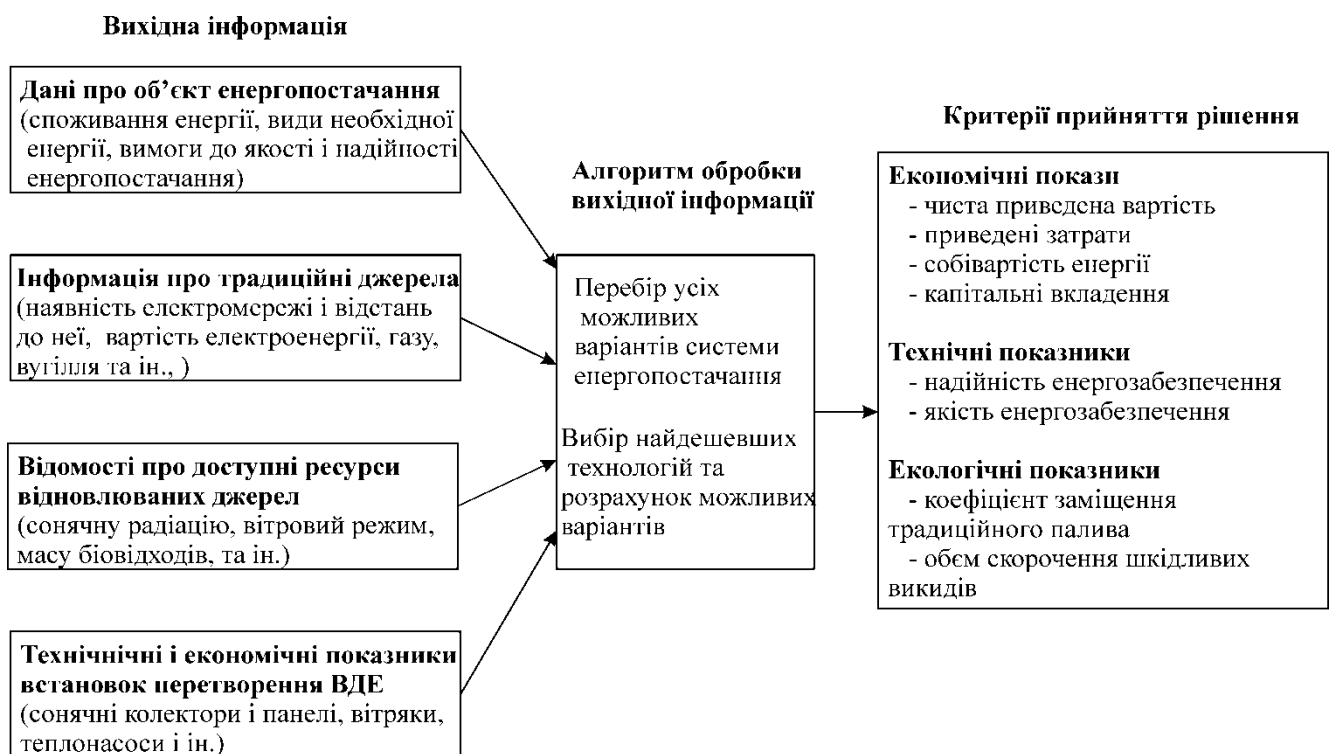


Рисунок 3.1. Етапи аналізу проекту електропостачання

На першій стадії проводиться збір інформації про:

- стан об'єкту енергопостачання, а точніше - кількісну потребу в споживанні електричної та теплової енергії за певний період:
- тип необхідної енергії та її якість, час допустимої перерви електропостачання, потрібна потужність резервного джерела живлення;
- наявність традиційних джерел енергії, а саме технічна можливість приєднання до електричної або газової мережі, припустимий об'єм енергоспоживання та сума штрафів за його перевищення, ціна на енергоносії;
- можливість підключення відновлюваних джерел, які технічно можливо задіяти і які мають достатню інтенсивність;
- доступні комплекси для перетворення енергії сонця, вітру та інші в електричну і теплову енергію.

Далі в процесі відбувається синтез доступних систем енергопостачання, які відмінні по наявності або відсутності установок певного виду, а також мають різну потужність.

Кінцевим завданням розрахунку є розробка такої системи, яка б задовольняла певним вимогам. Вимоги стосуються економічних, технічних або екологічних аспектів або поєднують ці аспекти з певними коефіцієнтами.

3.2. Математична модель комплексної електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії.

Створення енергозберігаючих технологій з використанням систем автоматичного контролю, управління виробництвом та споживанням електроенергії основними і допоміжними технологічними процесами, потребує розробки та використання у контурі управління адекватних об'єктам інформаційних та математичних моделей.

Комплексна електроенергетична система підприємств малої потужності використовує централізоване електропостачання від енергосистеми, вітроенергетичні установки (ВЕУ), сонячні енергетичні установки (СЕУ), дизельні електричні станції (ДЕС) та накопичувачі електричної і теплової енергії.

ВЕУ, СЕУ можуть працювати у паралельному, послідовному або послідовно-паралельному режимах. При паралельному режимі електроенергію виробляють одночасно ВЕУ, СЕУ та ДЕС. При послідовному режимі електрична енергія виробляється по чергово різними видами установок.

Основні завдання, які необхідно вирішити при побудові алгоритмів управління комплексною електроенергетичною системою (КЕЕС) - це організація оптимальної роботи та впорядкування технологічних процесів вироблення електричної енергії різними видами установок, а також управління електроспоживанням від енергосистеми, перерозподіл потужності між ними, акумулювання надлишкової енергії.

Умови оптимального використання для підприємств малої потужності (нетрадиційних, відновлюваних) зумовлюються сукупністю критеріїв оптимальності та системи обмежень (якість та ціна електричної енергії, собівартість використання інших джерел енергії).

Для постановки (формулювання) математичної задачі для системи АСКУЕ в КЕЕС з накопичувачами електричної і теплової енергії, використаємо метод змінних стану з позицій системного аналізу та теорії автоматичного управління.

Для забезпечення класифікації, всі основні змінні величини поділимо по таким групам:

1. Простір вхідних сигналів:

$$x(t) = (x_1(t), x_2(t) \dots x_n(t)) . \quad (3.1)$$

2. Простір вихідних сигналів:

$$y(t) = (y_1(t), y_2(t) \dots y_n(t)) . \quad (3.2)$$

3. Простір керуючих діянь:

$$\alpha(t) = (\alpha_1(t), \alpha_2(t) \dots \alpha_n(t)) . \quad (3.3)$$

4. Параметри системи управління активністю і-го елемента:

$$\beta(t) = \begin{pmatrix} \beta_{11}(t), & \beta_{12}(t) & \dots & \beta_{1n}(t) \\ \beta_{21}(t), & \beta_{22}(t), & \dots & \beta_{2n}(t) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \beta_{k1}(t), & \beta_{k2}(t), & \dots & \beta_{kn}(t) \end{pmatrix} . \quad (3.4)$$

- параметри системи управління взаємозв'язком між елементами і та j.

Структуру КЕЕС при використанні зазначеної класифікації, можна представити у вигляді (рис. 3.1.):

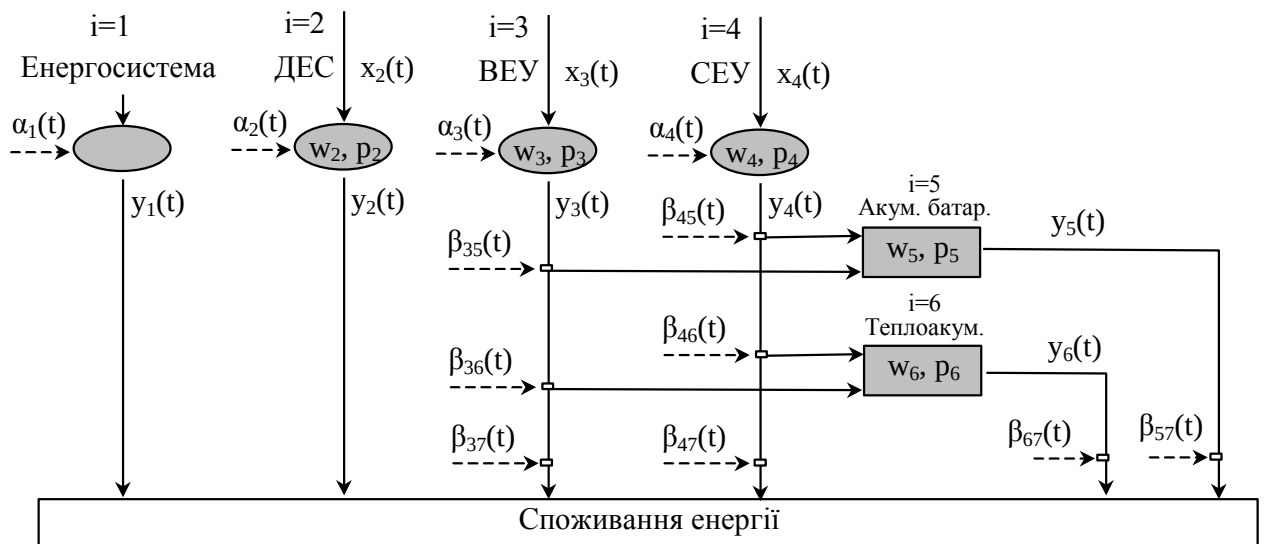


Рис. 3.1. Структура управління комплексною електроенергетичною системою з допомогою АСКУЕ

Елементи КЕЕС, та їх позначення:

i=1 - енергосистема, i=2 - ДЕС, i=3 - ВЕУ, i=4 - СЕУ, i=5 - акумуляторна батарея, i=6 - теплоаккумулятор, i=7 - споживання енергії;

x_i(t) - вхідний сигнал і-го елемента;

y_i(t) - вхідний сигнал і-го елемента i;

p_i - конструктивні та експлуатаційні параметри елемента i ;
 w_i - функція-перетворювач між входом і виходом елемента i ;
 $\alpha_i(t)$ - параметри системи управління активністю входу елемента i ($\alpha_i(t) = 1$ - активізувати вхід, $\alpha_i(t) = 0$ - зробити вхід не активним);
 $\beta_{ij}(t)$ - параметри системи управління взаємозв'язком між елементами i та j ($\beta_{ij}(t) = 1$ - активізувати зв'язок, $\beta_{ij}(t) = 0$ - зробити зв'язок не активним);
 $z_5(t), z_6(t)$ - запаси енергії в елементах, відповідно, $i=5$ та $i=6$.

Для реалізації можливостей побудови математичної моделі КЕЕС вважаємо відомими:

а) зв'язок між конструктивними та експлуатаційними параметрами елементів системи, їхніми системними входами та системними виходами:

$$y_i(t) = w_i(x_i(t), p_i) \cdot \alpha_i(t) \quad i = 2, 3, 4; \quad (3.5)$$

$$\beta_{35}(t) + \beta_{36}(t) + \beta_{37}(t) = 1; \quad (3.6)$$

$$\beta_{45}(t) + \beta_{46}(t) + \beta_{47}(t) = 1. \quad (3.7)$$

б) величину потреби зовнішнього середовища в електроенергії - $S(t)$;

в) баланс енергії в елементах $i=5$ та $i=6$:

$$z_{5\min} \leq z_5(t) \leq z_{5\max}, \quad (3.8)$$

$$z_{6\min} \leq z_6(t) \leq z_{6\max}, \quad (3.9)$$

$$z_5(t) = z_{50} + \int_{t_0}^T (\beta_{35}(t) \cdot y_3(t) + \beta_{45}(t) \cdot y_4(t)) dt - \int_{t_0}^T \beta_{57}(t) \cdot y_5(t) dt, \quad (3.10)$$

$$z_6(t) = z_{60} + \int_{t_0}^T (\beta_{36}(t) \cdot y_3(t) + \beta_{46}(t) \cdot y_4(t)) dt - \int_{t_0}^T \beta_{67}(t) \cdot y_6(t) dt. \quad (3.11)$$

Визначаємо умову детермінованості інформації щодо системних входів елементів $i=2, 3, 4$: $x_2(t) = q(t)$ - інтенсивність споживання палива, необхідного для забезпечення роботи ДЕС; $x_3(t) = v(t)$ - швидкість потоку вітру в місці розміщення ВЕУ; $x_4(t) = r(t)$ - інтенсивність сонячного випромінювання в місці розміщення СЕУ.

Системний вихід КЕЕС описуємо адитивною функцією $F(t)$:

$$F(t) = y_2(t) + \beta_{37}(t) \cdot y_3(t) + \beta_{47}(t) \cdot y_4(t) + \beta_{57}(t) \cdot y_5(t) + \beta_{67}(t) \cdot y_6(t) . \quad (3.12)$$

Функціонування КЕЕС як відкритої системи спрямоване на задоволення потреби зовнішнього середовища, яка задана функцією $S(t)$. Враховуючи, що наявність керуючих впливів та дрейф вхідних характеристик обумовлює відхилення $F(t)$ від $S(t)$ як у варіанті $F(t) < S(t)$, так і у варіанті $F(t) > S(t)$, правомірно вимагати від системи такого результату, при якому відхилення $F(t)$ від $S(t)$ впродовж інтервалу функціонування було б мінімальним, тобто:

$$\int_{t_0}^T (F(t) - S(t))^2 dt \rightarrow \min . \quad (3.13)$$

Доповнюємо систему співвідношень, вводячи вартісні оцінки:

$c_i(t)$ - вартість одиниці ресурсу, який витрачається на забезпечення функціонування елементу i ,

$c_i'(t)$ - приведена вартість обслуговування i -того елемента під час його роботи,

$c_i''(t)$ - приведена вартість обслуговування i -того елемента у проміжках між його роботою.

Вартісна оцінка електроенергії від енергосистеми:

$$c_1(t) = \begin{cases} C' \cdot K_{II} & , \text{якщо } t \in T_{II} \\ C' \cdot K_{III} & , \text{якщо } t \in T_{III} \\ C' \cdot K_H & , \text{якщо } t \in T_H \end{cases} = C' \cdot (K_{II} + K_{III} + K_H), \quad (3.14)$$

$\forall i \in T_{II} \quad \forall i \in T_{III} \quad \forall i \in T_H$

де C' - тарифна ставка, K_{II} - тарифний коефіцієнт в піковій часовій зоні T_{II} , K_{III} - тарифний коефіцієнт в полупіковій часовій зоні T_{III} , K_H - тарифний коефіцієнт в часовій зоні T_H .

З урахуванням вартісних оцінок, а також виходячи з того, що ресурс для елементів $i=3$ (вітер) та $i=4$ (сонячне випромінювання) можна вважати позбавленим вартості ($c_3(t)=0$, $c_4(t)=0$), описуємо загальні витрати $v_1(T)$, $v_2(T)$, $v_3(T)$, $v_4(T)$ на організацію роботи від енергосистеми, ДЕС, ВЕУ та СЕУ

протягом інтервалу $[t_0, T]$ як таких елементів, які за вартістю найбільше впливають на роботу КЕЕС в цілому:

$$v_1(T) = \int_{t_0}^T c_1(t) \cdot \alpha_1(t) dt, \quad (3.15)$$

$$v_2(T) = \int_{t_0}^T (c_2'(t) + c_2(t)) \cdot \alpha_2(t) \cdot q(t) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_2(t)) \cdot c_2''(t) dt, \quad (3.16)$$

$$v_3(T) = \int_{t_0}^T (c_3'(t) \cdot y_3(t)) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_3(t)) \cdot c_3''(t) dt, \quad (3.17)$$

$$v_4(T) = \int_{t_0}^T (c_4'(t) \cdot y_4(t)) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_4(t)) \cdot c_4''(t) dt. \quad (3.18)$$

Сукупні витрати:

$$V(T) = v_1(T) + v_2(T) + v_3(T) + v_4(T) \rightarrow \min. \quad (3.19)$$

Отримано систему співвідношень (3.1)-(3.19), яка являє собою математичну модель, що відображає динаміку КЕЕС як відкритої системи, що керується завдяки наявності параметрів $\alpha_i(t)$ та $\beta_{ij}(t)$. По класифікації вона є нелінійною і описується безперервними та розривними функціями, одинадцять з яких є невідомими, дво-критеріальною: у якості обох критеріїв (3.13) та (3.19) використано інтеграли з мінімальним значенням, які визначені для кінцевого проміжку.

Вирішення задач подібного типу у загальному вигляді неможливе, тому дану модель потрібно перетворити до виду, який прийнято використовувати для відомих методів, алгоритмів та програм. В даному випадку використаємо адитивну властивість інтеграла [13]:

$$\int_{t_0}^T f(t) dt = \sum_{m=1}^M \int_{t_{m-1}}^{t_m} f(t) dt = \sum_{m=1}^M f_m \cdot (t_m - t_{m-1}) = \sum_{m=1}^M f_m \cdot \Delta t \quad (3.20).$$

Таким чином, при розбиванні інтервалу функціонування системи на рівні частини тривалістю Δt (до речі, таку тривалість не важко звести до "одиничної" - $\Delta t = 1$, приймаючи за "одиницю" рік, квартал, місяць, тиждень, день, годину, тощо) та здійсненні апроксимації функцій їх усередненими

значеннями на проміжках розподілу, то сформовану вище математичну модель можна представити в іншому вигляді, а саме:

$$y_{2m} = w_2(q_m, p_2) \cdot \alpha_{2m}, \quad (3.21)$$

$$y_{3m} = w_3(v_m, p_3) \cdot \alpha_{3m}, \quad (3.22)$$

$$y_{4m} = w_4(r_m, p_4) \cdot \alpha_{4m}, \quad (3.23)$$

$$\beta_{35m} + \beta_{36m} + \beta_{37m} = 1, \quad (3.24)$$

$$\beta_{45m} + \beta_{46m} + \beta_{47m} = 1, \quad (3.25)$$

$$z_{5\min} \leq z_{5m} \leq z_{5\max}, \quad (3.26)$$

$$z_{6\min} \leq z_{6m} \leq z_{6\max}, \quad (3.27)$$

$$z_{5m} = z_{50} + \sum_{m=1}^M (\beta_{35m} \cdot y_{3m} + \beta_{45m} \cdot y_{4m} - \beta_{57m} \cdot y_{5m}), \quad (3.28)$$

$$z_{6m} = z_{60} + \sum_{m=1}^M (\beta_{36m} \cdot y_{3m} + \beta_{46m} \cdot y_{4m} - \beta_{67m} \cdot y_{6m}), \quad (3.29)$$

$$\sum_{m=1}^M (y_{2m} + \beta_{37m} \cdot y_{3m} + \beta_{47m} \cdot y_{4m} + \beta_{57m} \cdot y_{5m} + \beta_{67m} \cdot y_{6m} - S_m)^2 \rightarrow \min, \quad (3.30)$$

$$\sum_{m=1}^M (c_{1m} \cdot \alpha_{1m} + (c_{2m}' + c_{2m}) \cdot \alpha_{2m} \cdot q_m + (1 - \alpha_{2m}) \cdot c_{2m}'' + c_{3m}' \cdot y_{3m} + (1 - \alpha_{3m}) \cdot c_{3m}'' + c_{4m}' \cdot y_{4m} + (1 - \alpha_{4m}) \cdot c_{4m}'') \rightarrow \min. \quad (3.31)$$

Отримано дискретну математичну модель (3.21-3.31) з двома критеріями оптимізації - (3.30, 3.31), один з яких - (3.30) - нелінійний. Модель містить 12-М невідомих величин - $\alpha_{1m}, \alpha_{2m}, \alpha_{3m}, \alpha_{4m}, \beta_{35m}, \beta_{36m}, \beta_{37m}, \beta_{45m}, \beta_{46m}, \beta_{47m}, y_{5m}, y_{6m}, m=1...M$; 4-М нерівностей - (3.26-3.29); 2+3-М рівнянь - (3.21-3.25).

Рівняння використовуємо для подальшого спрощення математичної моделі. При цьому вважаємо, що функціями w_i описується властивість ДЕС, ВЕУ і СЕУ перетворювати один вид енергії, закладеної у ресурс (системний вхід елементу), у інший (системний вихід), можливо, із певною втратою, що може бути враховано шляхом введення коефіцієнта корисної дії (κ_i) та характеристикою конструкції елемента (d_i). Для ВЕУ, наприклад, це може

бути площа крила вітрової установки, для СЕУ - площа поверхні сонячної батареї тощо. З урахуванням останнього, маємо:

$$y_{2m} = k_2 \cdot d_2 \cdot q_m \cdot \alpha_{2m} , \quad (3.32)$$

$$y_{3m} = k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} , \quad (3.33)$$

$$y_{4m} = k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} . \quad (3.34)$$

Здійснюємо також критеріальну згортку, зводячи два критерії до одного із застосуванням коефіцієнта "переваги" g ($g \in [0,1]$) одного критерію порівняно з іншим у наступній інтерпретації: якщо $K1 \rightarrow \min$ і $K2 \rightarrow \min$, то розглядається критерій $g \cdot K1 + (1 - g) \cdot K2 \rightarrow \min$, де g - "перевага" $K1$ порівняно з $K2$. У згаданій інтерпретації математичну модель спрощуємо:

$$\beta_{35m} + \beta_{36m} + \beta_{37m} = 1; \quad (3.35)$$

$$\beta_{45m} + \beta_{46m} + \beta_{47m} = 1; \quad (3.36)$$

$$z_{5\min} \leq z_{50} + \sum_{m=1}^M (\beta_{35m} \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + \beta_{45m} \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} - \beta_{57m} \cdot y_{5m}) \leq z_{5\max} \quad (3.37)$$

$$z_{6\min} \leq z_{60} + \sum_{m=1}^M (\beta_{36m} \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + \beta_{46m} \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} - \beta_{67m} \cdot y_{6m}) \leq z_{6\max} \quad (3.38)$$

$$\begin{aligned} & g \cdot \sum_{m=1}^M (k_2 \cdot d_2 \cdot q_m \cdot \alpha_{2m} + \beta_{37m} \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + \beta_{47m} \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} + \beta_{57m} \cdot y_{5m} + \\ & \beta_{67m} \cdot y_{6m} - S_m)^2 + (1-g) \sum_{m=1}^M (c_{1m} \cdot \alpha_{1m} + (c_{2m}' + c_{2m}) \cdot \alpha_{2m} \cdot q_m + \\ & (1-\alpha_{2m}) \cdot c_{2m}'' + c_{3m}' \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + (1-\alpha_{3m}) \cdot c_{3m}'' + c_{4m}' \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} + \\ & (1-\alpha_{4m}) \cdot c_{4m}'') \rightarrow \min . \end{aligned} \quad (3.39)$$

Уявлення щодо масштабності задачі визначення невідомих для отриманої моделі дає наступна таблиця (табл. 3.1):

Таблиця 3.1. Кількість невідомих величин та обмежень в математичній моделі.

Характеристика	Поділ на місяці року	Поділ на дні місяця	Поділ на години дня	Поділ на хвилини
Кількість невідомих	132	330	264	660
Кількість обмежень	26	64	52	128
Критерій вибору	нелінійний	нелінійний	нелінійний	нелінійний

Для оптимізації багатокритеріального розподілення ресурсу виробленої електроенергії від різних джерел живлення (енергосистема, СЕУ, ВЕУ, ДЕС) проведемо порівняльний аналіз собівартості електроенергії.

На сучасних ВЕУ вартість 1 кВт/год виробленої електроенергії для першого року експлуатації становить 6,84 цента (36,25 коп.) і знижується протягом 7 років до 3,35 цента (17,75 коп.). Кількість виробленої енергії ВЕУ та її вартість залежить від швидкості вітрового потоку та вітроенергетичного потенціалу регіону. Тенденція світового розвитку технології виробництва сонячних батарей і модулів з використанням нових напівпровідникових матеріалів та нових типів фотоелектричних перетворювачів передбачає підвищення ККД до 26-30 % та суттєвого зниження вартості СЕУ. Очікується, що при зниженні вартості 1 Вт до 1-2\$ в Європі сонячна енергетика стане серйозним конкурентом для теплових електростанцій, а для

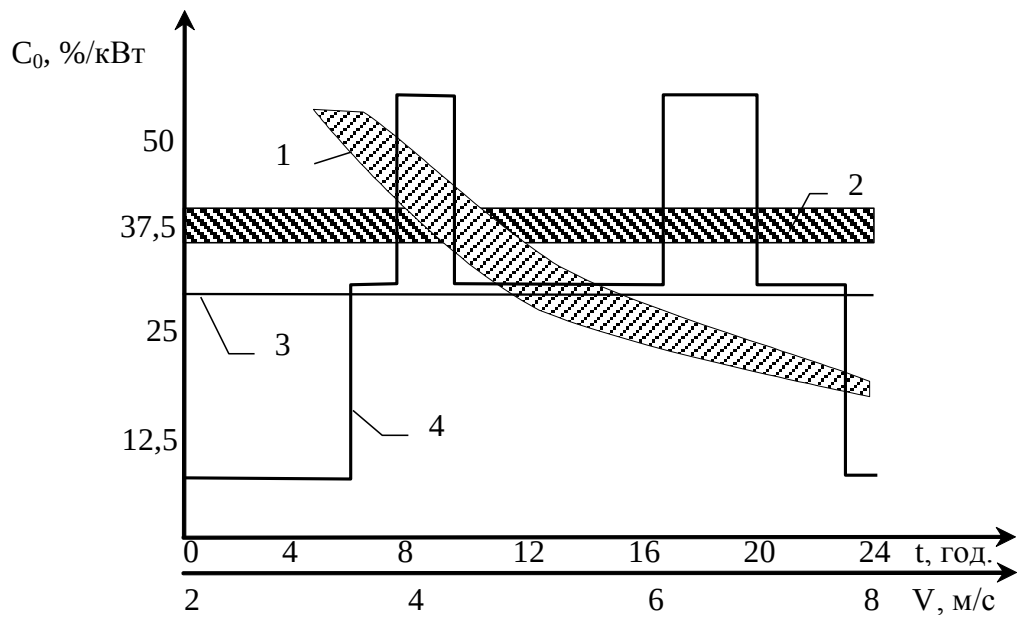
України, з її сьогоднішніми тарифами на електроенергію, цей момент наступить при вартості 1 Вт 0,3-0,4\$. Беручи до уваги сьогоднішні цінові показники виробництва електроенергії СЕУ, при їх наявності у підприємств малої потужності в структуру моделі оптимізації включається примусове вживання енергетичного потенціалу сонячних електроустановок.

Враховуючи що, на підприємствах малої потужності в якості резервного джерела живлення установлені ДЕС, їх також можна використати для вироблення електроенергії у пікові зони доби. Розрахунки собівартості вироблення електроенергії ДЕС, виконані при питомих втратах палива 260-280 гр/кВт·год при вартості дизельного палива 1200 грн/т та діапазону потужностей ДЕС від 10 до 100 кВт, дали змогу визначити вартість 1кВт/год (39,2 - 36,4 коп.).

Порівняльні величини вартості електроенергії отриманої від енергосистеми ВЕУ, ДЕС приведені на рис. 3.2.

При моделюванні енергетичних ресурсів КЕЕС, були враховані вітровий і сонячний потенціали Центрального регіону України та добові графіки вироблення електроенергії ВЕУ, СЕУ (рис. 3.3).

Комп'ютерне моделювання моделі оптимізації, було проведено для КЕЕС підприємств з максимальним навантаженням за добу - 100 кВт, потужністю СЕУ - 10 кВт, ВЕУ - 20 кВт та ДЕС потужністю 30 кВт.



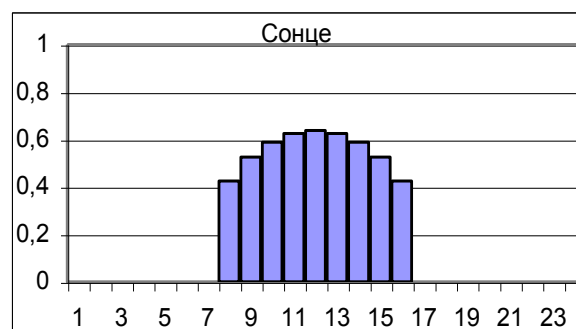
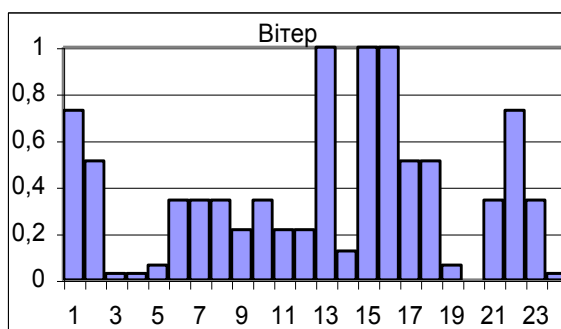
1- вартість електроенергії виробленої ВЕУ; 2 - вартість електроенергії виробленої ДЕС; 3,4 - вартість електроенергії виробленої від енергосистеми за одноставочним тарифом та тарифами реального часу для сільськогосподарських споживачів.

Рис. 3.2. Порівняльні величини вартості електроенергії отриманої від різних джерел енергії

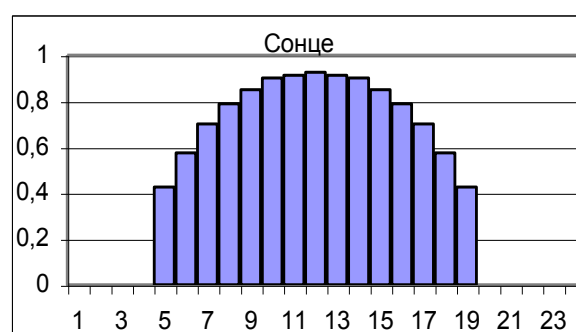
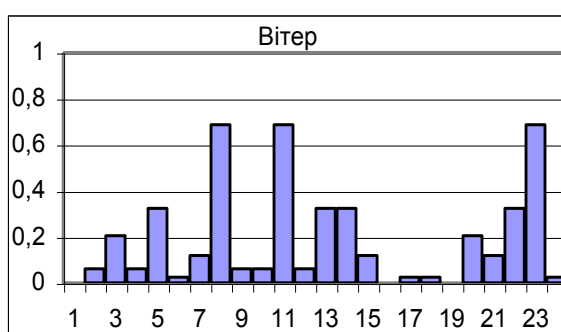
При паралельній роботі сонячних, вітрових, дизельних установок та енергосистеми, система управління виконує перерозподіл електроспоживання підприємств протягом доби від різних джерел живлення. Цьому сприяють вітрові умови, сонячна радіація в регіоні, територіальне розміщення КЕЕС та тарифи реального часу (рис. 3.4) .

Результати моделювання та дослідження показали, що при запропонованих параметрах КЕЕС, значна частина електроенергії надходить від енергосистеми. Проте ВЕУ, СЕУ та ДЕС надають значну частину електроенергії в піковому та полупіковому періоді з високим тарифним коефіцієнтом, що зменшує оплату енергосистемі за спожиту електричну енергію. Протягом літнього сезону ВЕУ та ДЕС забезпечують потреби споживачів в електричній енергії в піковий період більше ніж на 85%, а при використанні СЕУ додатково, цей показник досягає 95% і більше.

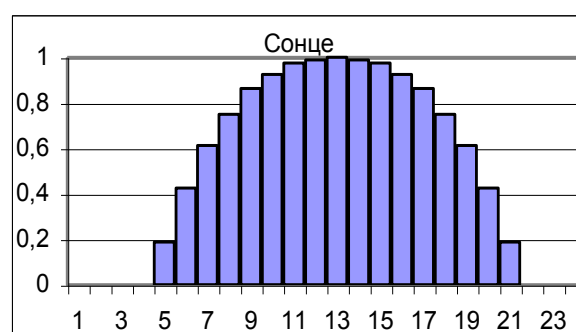
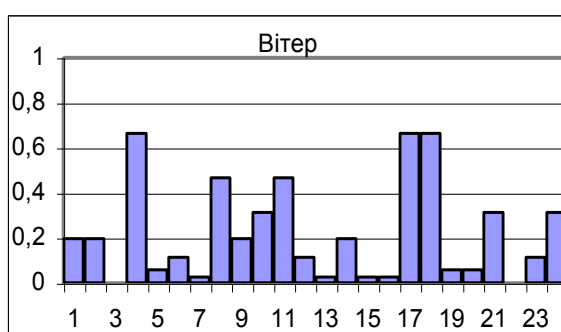
Зима



Весна



Літо



Осінь

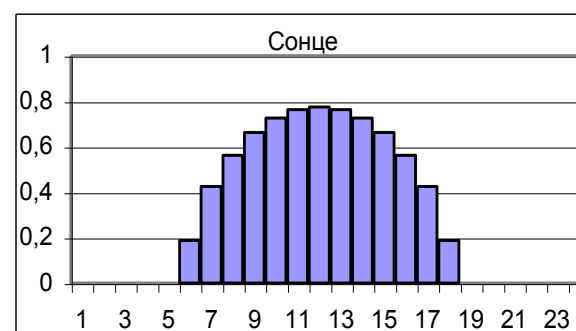
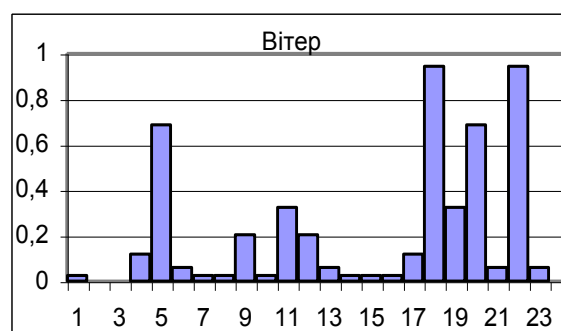


Рис. 3.3. Добові рафіки відносного вироблення електроенергії ВЕУ, СЕУ в умовах центрального регіону України.

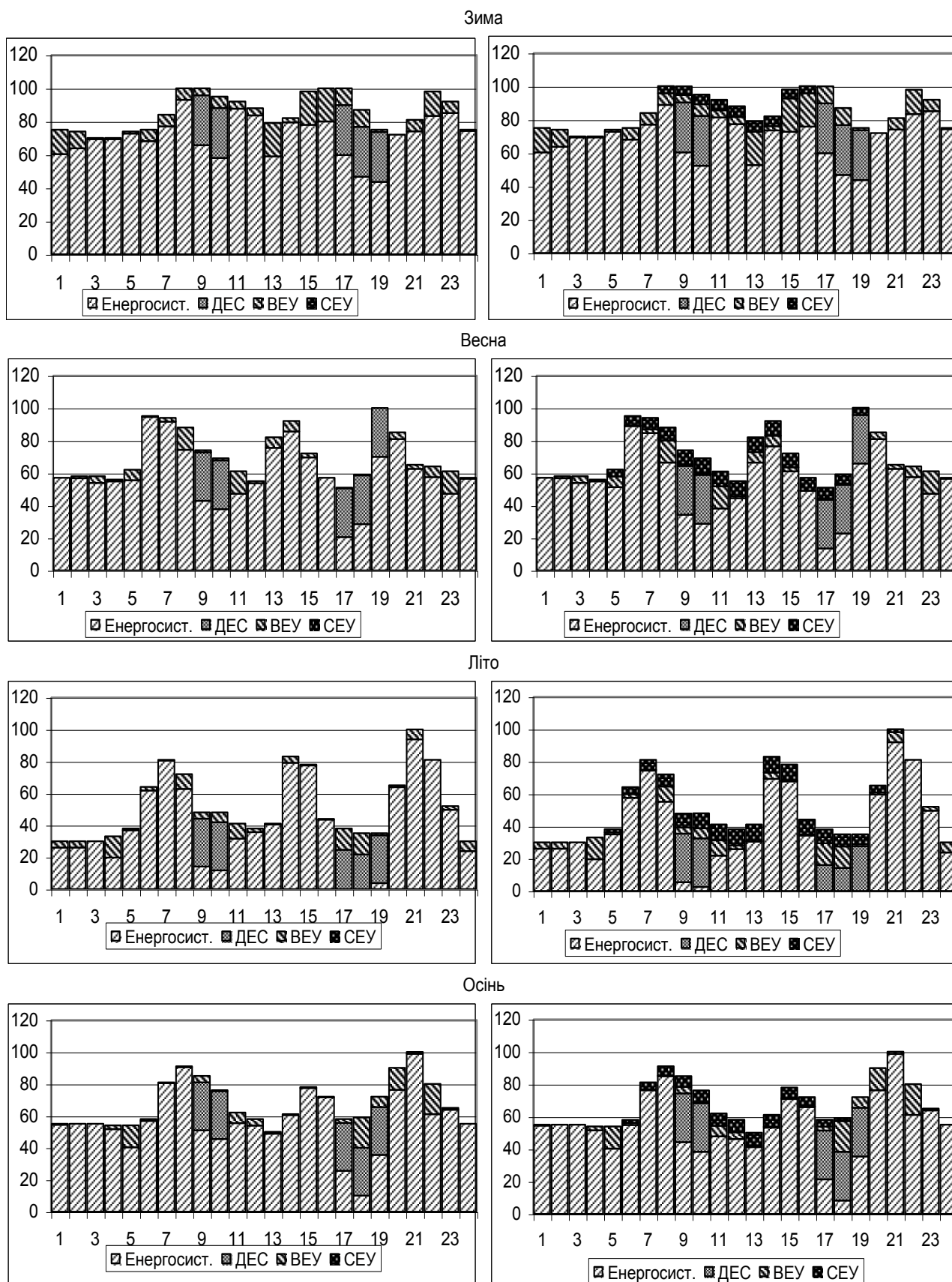


Рис. 3.4. Графіки виробництва та споживання енергії технологічним процесом підприємствами малої потужності

Підводячи висновки, можна визначити основні моменти:

1. Проблема оптимального вибору якісного та кількісного складу системи енергозабезпечення виникає через те, що одне і теж підприємство можливо забезпечити електроенергією від різних джерел. Вирішити дану задачу можна розробкою загальної методики створення таких систем і використанням відповідних технічних засобів для спрощення розрахунків і аналізу результатів вибору устаткування.
2. В роботі проводився розрахунок вартості комбінованих систем. Зокрема проводилось порівняння блоку систем з генератором (сонячних, вітрових і вітро-сонячних) і аналогічного блоку без генератора.
3. Результати розрахунку показали, що із систем без генератора з двигуном внутрішнього згоряння найдешевшою виявилась КЕЕС, що складалась з ВЕУ, СЕУ та акумуляторів.
4. КЕЕС, з генератором у своєму, складі може мати різні варіації. До її складу входять ВЕУ і СЕУ. Однак, якщо не використовувати СЕУ, то система виявляється дешевшою по всім параметрам - вартість за кВт·год енергії і загальна вартість системи. Саме тому системах з генератором найдоцільнішою виявилась КЕС до якої входили: ВЕУ, генератор, акумулятор.
5. Так як вітер і сонце не постійні джерела енергії, а генератор при умові відсутності надходження енергії від них компенсує її, то очевидно, що і доведено розрахунками, що системи з генератором виявляються більш економними.

4 РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ПІДПРИЄМСТВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

АСКУЕ підприємств малої потужності крім контролю та обліку енергоспоживання, повинна мати широко розвинені функції управління як технологічними процесами енергоспоживання так і вироблення електроенергії нетрадиційними (відновлювальними) джерелами енергії.

В структурі АСКУЕ необхідно передбачити створення вимірювально-інформаційної системи, системи аналізу інформаційних потоків по енергоспоживанню та ідентифікації добових графіків навантажень, інформаційних систем моделювання і прогнозування та управління енергоспоживанням.

4.1. Розробка архітектури системи автоматизованого контролю і управління електроспоживанням

В зв'язку з ринковими умовами роботи, встають питання достовірного контролю і обліку електроспоживання.

Точність і достовірність контролю і обліку електроспоживання в першу чергу визначаються застосованими засобами інформаційно-вимірювальної техніки.

На підприємствах малої потужності система електропостачання являє собою ієрархічну просторово-розподілену структуру, яка визначається технологічними процесами і особливостями галузі виробництва. Це, в свою чергу, визначає необхідність використання функціонально і територіально-розподіленої системи контролю параметрів електроспоживання.

Перший етап вирішення цієї задачі - організація оперативного контролю і обліку витрат енергетичних ресурсів (в основному - електричної енергії).

Організація ефективного оперативного контролю і обліку енергоспоживання в режимі реального часу підприємств малої потужності потребує використання сучасних автоматизованих систем.

Якісне вирішення задачі контролю і обліку енергоспоживанням, викликає необхідність побудови і дослідження математичних моделей системи автоматизованого управління енергоспоживанням. Контроль за електроспоживанням дає змогу оцінити динаміку енергоспоживання протягом доби, тижня, місяця, та являється вихідною інформацією для вирішення задач автоматизованого управління енергоспоживання з допомогою АСКУЕ.

Структура запропонованої системи автоматичного контролю енергоспоживання підприємств малої потужності підприємств малої потужності показана на рис. 4.1, де: ВП - вимірювальні перетворювачі кількісних параметрів енергоспоживання; КК - комплекси первинного контролю параметрів енергоспоживання; n_i - кількість ВП для i -того КК; m - кількість КК в системі; СЗ- система збору та обробки інформації.

Перший та другий рівень інформаційно-вимірювальної системи (рис. 4.2.) включають трансформатори струму (ТС), трансформатори напруги (ТН), індивідуальні лічильники електроенергії (ЛЕ), перетворювачі інформації з лічильника в послідовність імпульсів (П), лінії зв'язку (ЛЗ) та комплексу первинного контролю параметрів електроспоживання (КК).

Інформація про спожиту електроенергію в цій системі представлена у вигляді послідовності імпульсів, кількість яких пропорційна величині витрат електроенергії. Перетворювачі інформації (П), виконують число-імпульсне модулювання вимірювальної величини потужності і витрат електроенергії.

Імпульси з перетворювача П по лінії зв'язку надходять в пристрій КК, де вони складаються.

Достовірність вхідної інформації залежить від частоти надходження імпульсів і від інтервалу часу, за який представляється необхідна інформація.

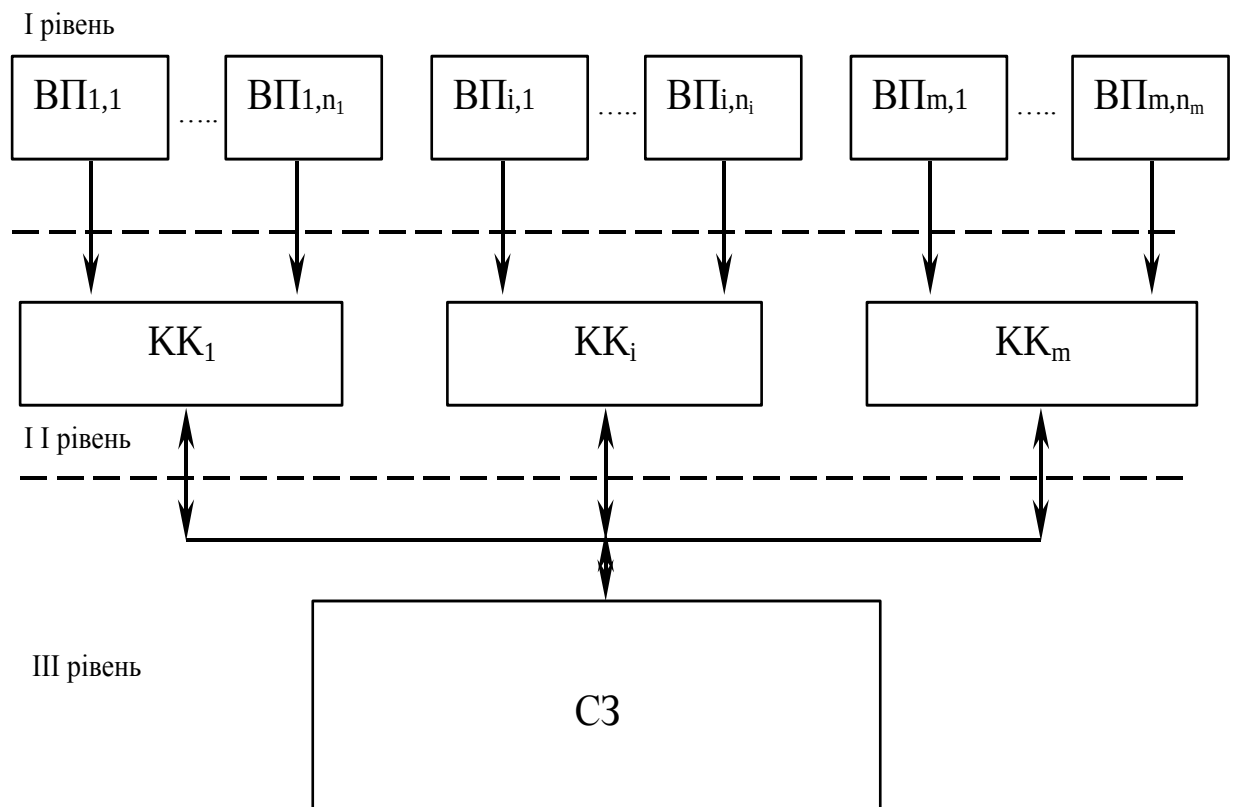


Рис. 4.1 Структура системи контролю параметрів енергоспоживання

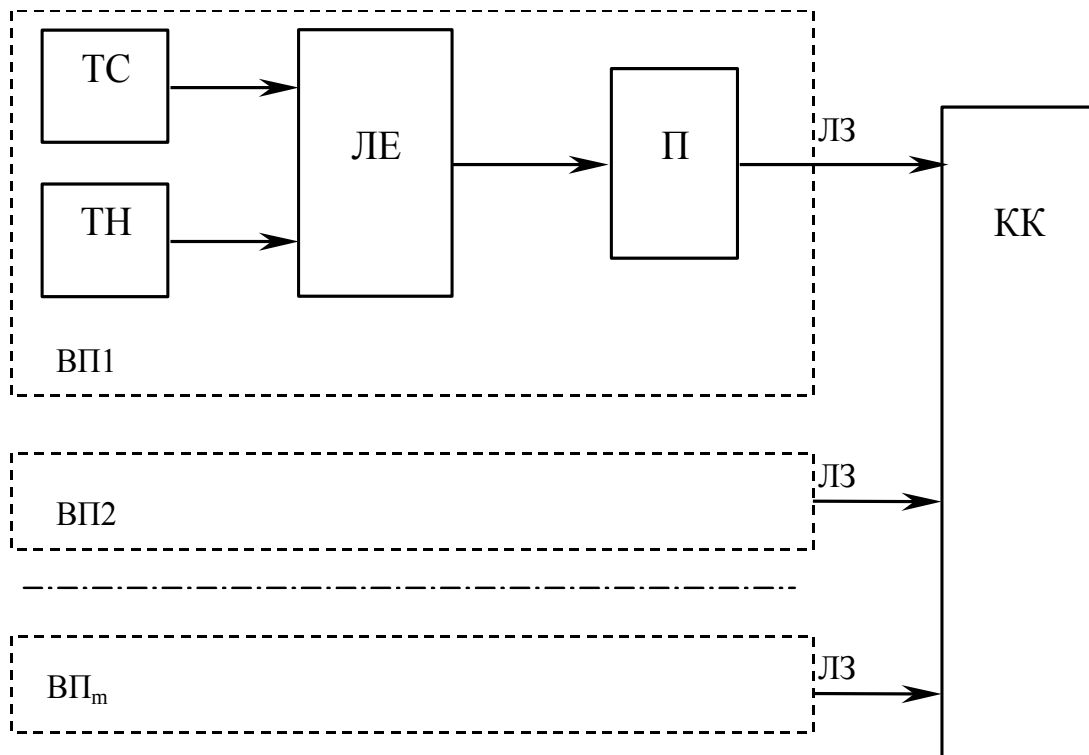


Рис. 4.2 Система збору первинної інформації

Беручи до уваги, що частота надходження імпульсів залежить від кутової швидкості обертання диска електrolічильника, яка обмежена навантаженням і коефіцієнтом передачі лічильника K , похибка визначення витрат електроенергії в фіксованих інтервалах часу може бути значною.

Відомо, що кожен імпульс представляє собою постійний квант енергії, що визначається виразом:

$$K = \int_0^{\tau} p(t) dt, \quad (4.1)$$

де $p(t)$ - потужність в момент часу t .

Враховуючи коефіцієнти трансформації трансформаторів струму і напруги вираз (4.1) має вигляд:

$$K = K_{TC} \cdot K_{TH} \cdot \int_0^{\tau} p(t) dt = C \cdot K_{TC} \cdot K_{TH}, \quad (4.2)$$

де C -ціна імпульсу в кВт. годинах (величина зворотна кількості імпульсів, що генеруються на 1 кВт. годину) [13].

Особливість число-імпульсних систем полягає в перетворюванні вимірювальної величини потужності, витрат енергії, в послідовність імпульсів, і передачі сигналів по лініям зв'язку до приймача сигналів. При число-імпульсній модуляції, тривалість імпульсів залишається постійною, а змінюється тільки інтервал між ними (Рис. 4.3).

Як видно, похибка контролю залежить від частоти надходження імпульсів і інтервалу контролю τ .

При цьому похибка контролю в інтервалі τ_i визначається виразом:

$$\sigma = \frac{W_{\tau}^i - \Delta W_{\tau}^{i-1} + \Delta W_{\tau}^i}{W_{\tau}^i} \cdot 100\%, \quad (4.3)$$

де W_{τ}^i - витрати енергії в інтервалі τ_i , ΔW_{τ}^{i-1} - витрати енергії за час від закінчення останнього імпульсу в інтервалі τ_{i-1} до початку інтервалу τ_i , ΔW_{τ}^i - витрати енергії за час від закінчення останнього імпульсу в інтервалі τ_i до початку інтервалу τ_{i+1} .

Максимальна похибка визначається як

$$\sigma_{\max} = \frac{K}{W_{\tau}^i} \cdot 100\%. \quad (4.4)$$

Очевидно, що похибку можливо істотно зменшити, збільшуючи частоту перетворення вхідних сигналів, зменшуючи при цьому K . Але, взагалі, величина K фіксована для кожного із використовуваних типів електролічильників.

Інформаційний потік по величині електроспоживання представляє собою послідовність прямокутних імпульсів однакової величини (рівній одиниці) з випадковою кількістю за одиницю часу. Час надходження таких імпульсів є випадковою величиною, що описується законом Пуассона.

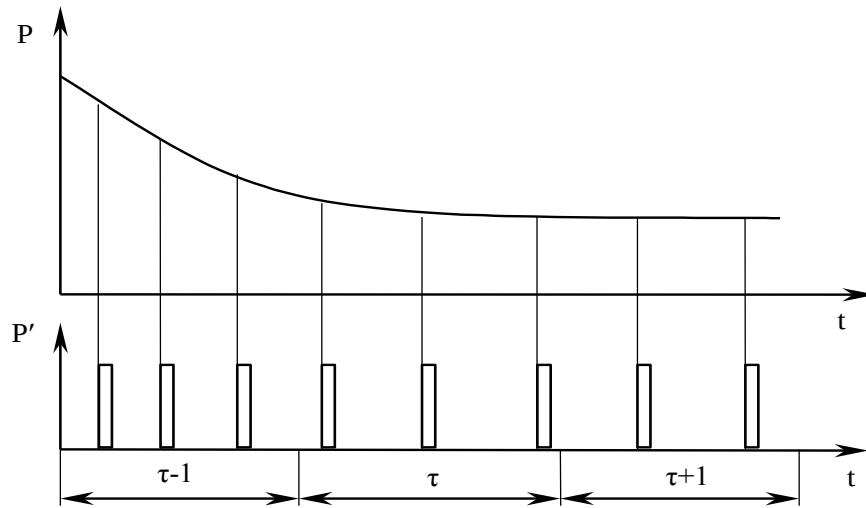


Рис. 4.3 Аналіз похибки контролю електроспоживання на виході лічильників

Імовірність того що за час t з лічильника надійде N імпульсів визначається:

$$P_{\lambda}(N) = \frac{(\lambda t)^N}{N!} e^{-\lambda t} \quad (4.5)$$

Основним параметром інформаційного потоку, являється інтенсивність λ , яка визначається як середнє число переданих імпульсів за одиницю часу [81] :

$$\tilde{\lambda} = N_{cp} = N / t. \quad (4.6)$$

Математичне очікування і дисперсія за час t визначається:

$$\begin{aligned} M[\tilde{\lambda}] &= M\left(\frac{N}{t}\right), \\ D[\tilde{\lambda}] &= D\left(\frac{N}{t}\right). \end{aligned} \quad (4.7)$$

Враховуючи, що математичне очікування кількості імпульсів розподілених по закону Пуассона визначається:

$$M[N] = \lambda t. \quad (4.8)$$

А дисперсія збігається зі своїм математичним очікуванням:

$$D[N] = M[N] = \lambda t. \quad (4.9)$$

Таким чином формули (4.7) матимуть вид:

$$M[\tilde{\lambda}] = \frac{1}{t} M[N] = \frac{1}{t} \lambda t = \lambda ,$$

$$D[\tilde{\lambda}] = \frac{1}{t^2} D\left[\frac{N}{t}\right] = \frac{1}{t^2} \lambda t = \lambda / t . \quad (4.10)$$

Визначимо середньоквадратичне відхилення і відносне значення середньоквадратичного відхилення:

$$\sigma[\tilde{\lambda}] = \sqrt{D[\tilde{\lambda}]} = \frac{\sqrt{\lambda}}{\sqrt{t}} = \frac{\sqrt{N}}{t} , \quad (4.11)$$

$$\frac{\sigma(N_{cp})}{N_{cp}} = \frac{\frac{\sqrt{N}}{t}}{N} = \frac{1}{N} . \quad (4.12)$$

Із (4.11, 4.12) слідує, що точність визначення інтенсивності потоку імпульсів буде вищою, чим більше буде результат рахунку імпульсів і часу рахунків t .

Із за нерівномірності частоти слідування імпульсів виникає похибка від прорахунків. Так, (рис. 4.3) два суміжних імпульсів можуть бути розділені коротким проміжком часу, або мати значний інтервал часу в залежності від випадкового процесу електроспоживання.

Враховуючи, що для обробки інформації комплексом первинної обробки інформації (КК) потрібен певний час T , то імпульси що надійшли в даний інтервал часу можуть бути не враховані.

Підставляючи час T в якості нової змінної в (4.5), визначимо вірогідність того, що за час T надійшло N імпульсів:

$$P(N, T) = \frac{(\lambda T)^N}{N!} e^{-\lambda T} . \quad (4.13)$$

Вірогідність невраховування імпульсів на часі обробки інформації визначається :

$$P(T) = \sum_{N=1}^{\infty} P(N, T) = 1 - e^{-\lambda T} . \quad (4.14)$$

Середнє число втрачених імпульсів за одиницю часу T :

$$m(T) = \sum_{N=1}^{\infty} NP(N, T) = NT . \quad (4.15)$$

При побудові комплексу первинної обробки інформації використаний накопичувач інформації (буфер). Це дає змогу істотно зменшити втрати інформації. Так для однобітного накопичувача інформації вірогідність невраховування імпульсів та середнє число втрачених імпульсів визначається :

$$P(T) = \sum_{N=1}^{\infty} P(N, T) = 1 - P(0, T) - P(1, T) = 1 - e^{-\lambda T} - \lambda T e^{-\lambda T} , \quad (4.16)$$

$$m(T) = \sum_{N=1}^{\infty} (N-1)P(N, T) = \sum_{N=1}^{\infty} NP(N, T) - \sum_{N=1}^{\infty} P(N, T) = \lambda T - 1 + e^{-\lambda T} . \quad (4.17)$$

На рис. 4.4 показана залежність втрат інформації, розрахована по (4.15, 4.17).

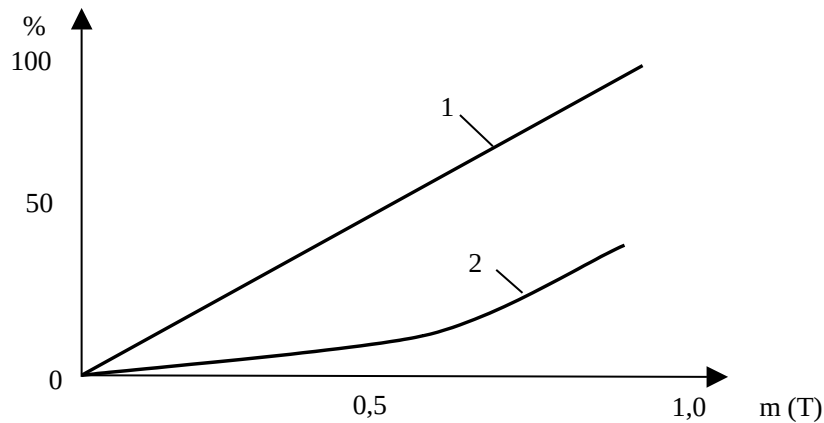


Рис. 4.4. Залежності втрат інформації (1 - без буфера, 2 - з однобітним буфером)

4.2. Розробка структури та апаратного складу програмно-технічного комплексу АСКУЕ.

4.2.1. Розробка вимог до програмно-технічного комплексу АСКУЕ підприємств малої потужності.

Визначаючи необхідні вимоги до системи необхідно приділяти увагу як до технічних вимог пристрою, так і до існуючих нормативів правил і документів.

Для реалізації АСКУЕ підприємств, система повинна забезпечити:

- 1) Точність та достовірність інформації.

- 2) Поточне архівування інформації щодо енергоспоживання.
- 3) Розрахунок по тарифам реального часу.
- 4) Надходження інформації щодо стану технологічного процесу.
- 5) Встановлення необхідних керуючих дій та отримання сигналів управління технологічним процесом.
- 6) Компонування в складі систем вищого рівня, приймання і передачу інформації по послідовним каналам.
- 7) Перешкодостійкість, відновлюваність після переривів в живленні, збереження інформації.

Для забезпечення достовірності інформації про енергоспоживання з використанням тарифів диференційованих по зонам доби, програмно - апаратний комплекс АСКУЕ має бути обладнаний годинником реального часу з незалежним джерелом живлення у випадку перерв в електропостачанні. Годинник реального часу повинен вести календарну дату і виконувати перехід на зимовий (літній) час.

Для забезпечення відновлення роботи пристрою після переривів в електроживленні необхідно мати енергонезалежну пам'ять програм та використаних констант і змінних та оперативної інформації, або можливість її відновлення у випадку появи живлення.

При агрегуванні АСКУЕ в складі автоматизованої системи вищого рівня, необхідно забезпечити зв'язок між підсистемами за допомогою послідовного інтерфейсу або контролеру мережі. Вищезазначені критерії дозволяють визначити необхідний апаратний склад програмно-технічного комплексу та його загальну структуру.

4.2.2. Обґрунтування та розробка апаратного складу програмно - технічного комплексу АСКУЕ.

В зв'язку з підвищеними вимогами до апаратного складу програмно - технічного комплексу, необхідністю роботи із складним периферійним обладнанням та великим обсягом математичних розрахунків, використання в

якості центрального процесора спеціалізованих однокристальних мікроконтролерів є проблематичним. Тому для програмно - технічного комплексу АСКУЕ вибрана система на основі мікропроцесора, що дозволяє використовувати широкий парк існуючого основного і периферійного обладнання та базового програмного забезпечення для даного класу систем (Рис. 4.5.).

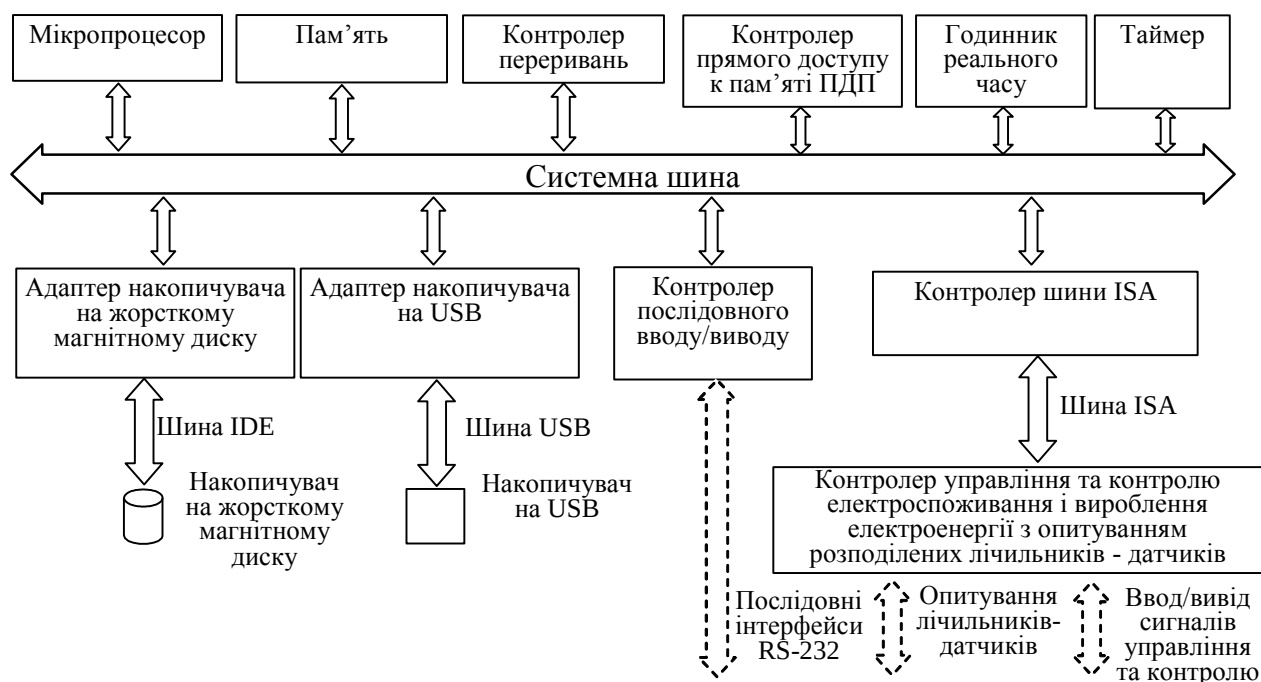


Рис. 4.5. Структурна схема апаратної частини програмно - технічного комплексу АСКУЕ

Використання інтегрованої стандартної материнської плати для процесора при низьких матеріальних витратах дозволяє використовувати сучасне периферійне обладнання та програмне забезпечення, що по відношенню ціна/якість значно перевищує можливість систем на однокристальних мікроконтролерах.

Для забезпечення операцій вводу/виводу, опитування матриці лічильників-датчиків, необхідний спеціалізований контролер. Для зв'язку з програмно-технічним комплексом АСКУЕ, існує декілька варіантів

стандартних інтерфейсів: послідовний порт, паралельний порт, шини ISA, PCI та інтерфейс USB.

Варіанти інтерфейсів, та їх основні переваги та недоліки представлені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Інтерфейси з периферією

Тип інтерфейсу	Переваги	Недоліки
Послідовний порт RS-232	Інтерфейс стандартизований, і дозволяє встановлювати контролер на відстані від програмно-технічного комплексу.	Низька швидкість передачі, необхідність використання в контролері спеціалізованої мікросхеми послідовного вводу/виводу
Паралельний порт RS-485	Інтерфейс стандартизований, більш висока швидкість передачі ніж в послідовному порту.	Ускладнено операції вводу інформації, так як порт призначений для роботи з пристроями друку.
Шина ISA	Висока швидкість передачі інформації, доступ к усім ресурсам системи, не потребує використання спеціалізованих мікросхем та легкість програмування.	Більш низька швидкість передачі даних ніж в шині PCI, слабка підтримка стандарту Plug&Play.
Шина PCI	Більш висока швидкість передачі інформації ніж в шині ISA, доступ к усім ресурсам системи.	Необхідність використання спеціалізованих мікросхем контролерів шини, складність програмування та технічної реалізації.
Інтерфейс USB	Висока швидкість передачі інформації.	Необхідність використання спеціалізованих мікросхем контролерів, складність технічної реалізації.

Найбільш доступним інтерфейсом з високими технічними можливостями, є шина ISA, яка і вибрана для реалізації контролеру вводу/виводу.

Програмно-технічний комплекс АСКУЕ містить в собі електронний носій з шиною ISA та додатково розроблений контролер (рис. 4.6.), який використовує 8-бітний режим програмної адресації до портів вводу/виводу.

В ньому використовуються дві мікросхеми паралельного вводу/виводу типу KP580BB55, шинний формувач, схема дешифрації базової адреси контролеру та ключові схеми.

Доступ до портів вводу/виводу здійснюється процесором у режимі програмного вводу/виводу, для виконання операцій у реальному масштабі часу використовується переривання від таймеру.

Дешифратор базової адреси вводу/виводу порівнює адресу, видану на шину ISA мікропроцесором, із внутрішнім (базовим) адресом контролера. При збігу старших дев'яти розрядів адреси (SA3-SA11), дешифратор видає сигнал /port i, у залежності від стану адресної лінії SA2, сигнал /port1 чи /port2. При відсутності сигналу /port на вході OE шинного формувача, його виводи B0-B7 знаходяться у високоімпедансному стані.

Сигнал на вході T шинного формувача, показує напрямок передачі інформації (при нульовому логічному рівні, передача здійснюється в напрямку $A > B$, а інакше, у напрямку $A < B$).

Шина молодших адрес являє собою два молодших розряди шини адреси і необхідна для адресації внутрішніх регістрів програмованих портів вводу/виводу.

Сигнали IOR та IOW видаються на шину ISA центральним процесором для доступу до порту (IOR - читання порту, IOW - запис у порт), на шині адреси встановлюється його адреса (SA0-SA11).

У даному контролері використовується діапазон адрес 4x0h-4x7h (x - встановлюється за допомогою перемикачів, що дозволяє використовувати кілька модулів вводу/виводу, збільшуючи, таким чином, технічні можливості системи).

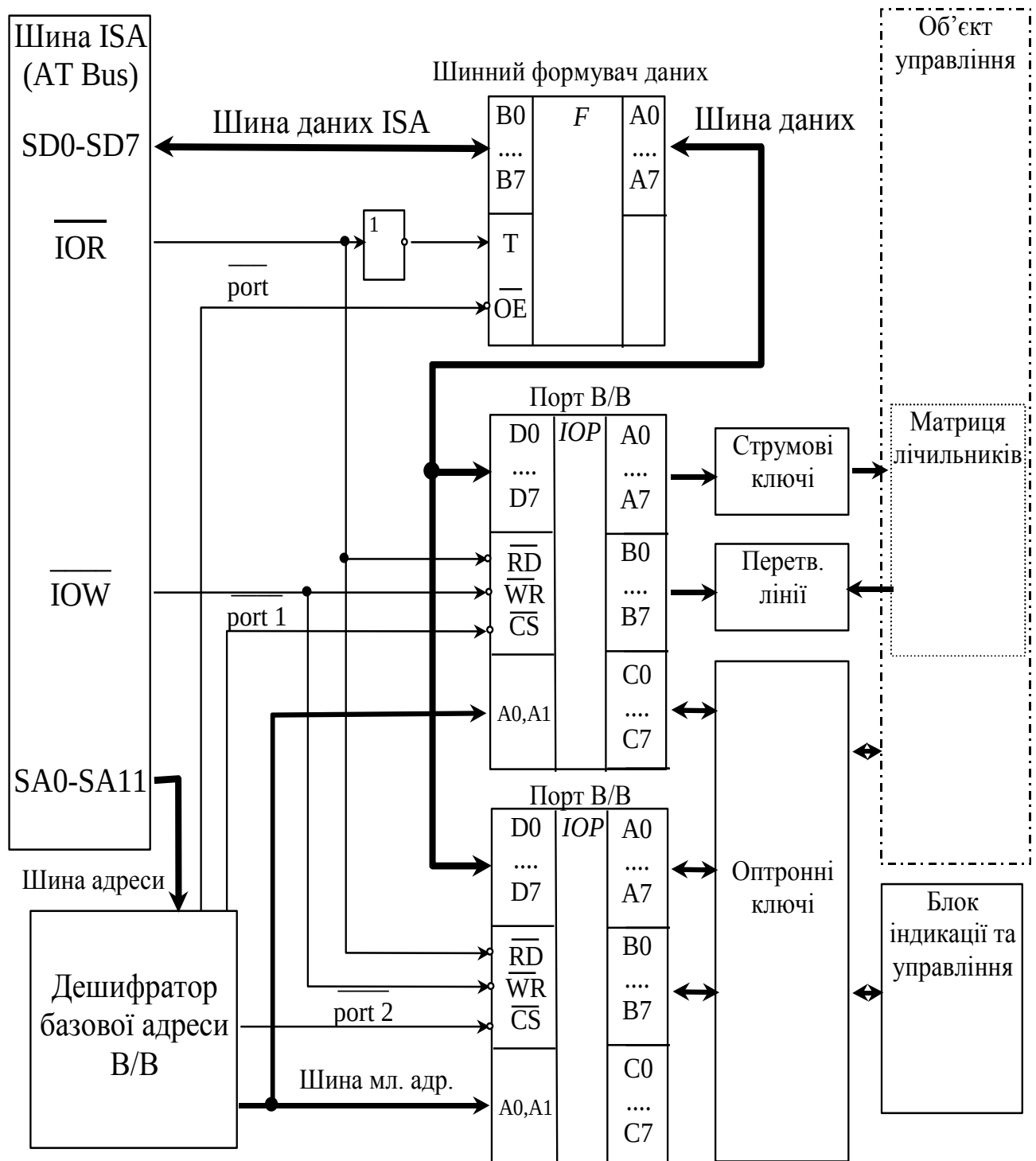
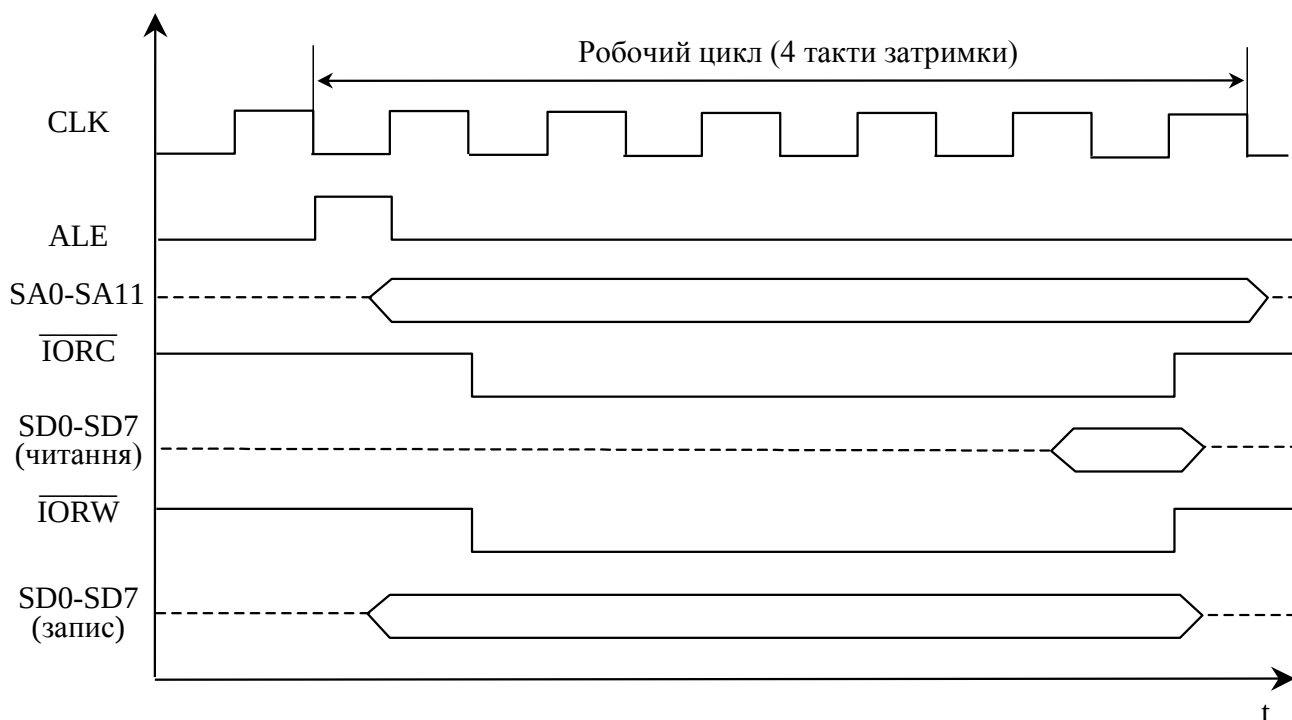


Рис. 4.6. Структурна схема контролеру керування та контролю енергоспоживання, яка входить в склад програмно-технічного комплексу АСКУЕ

Для забезпечення доступу к контролеру, центральний процесор по команді вводу/виводу (IN x , y ; OUT x , y ; де x - адрес порту, y - вхідна/вихідна інформація) на шину ISA видає сигнали управління (рис. 4.7).



CLK - тактові імпульси, ALE - ознака роботи з контролером прямого доступу в пам'ять ПДП, /IORC - сигнал операції програмного вводу інформації, /IORW - сигнал операції програмного виводу інформації, SD0-SD7 - шина даних, SA0-SA11 - шина адреси.

Рис. 4.7. Часові діаграми роботи контролеру управління та контролю з опитуванням матриці лічильників-датчиків з шиною ISA

4.2.3. Визначення та розробка структури програмного складу програмно-технічного комплексу АСКУЕ.

Розробка програмного забезпечення заснована на об'єктно-орієнтованій методології, яка має ряд переваг:

- можливість розширення системи;
- неодноразове використання програмного коду і компонент;

- застосування процесів абстракції, інкапсуляції, успадкування та поліморфізму.

Інформаційна зав'язка між процесами реального часу і програмою - супервізором, здійснюється за допомогою трьох динамічно - змінюваних потокових буферів (рис 4.8). Програма - супервізор організовує сумісну взаємодію різних моделей і об'єктів шляхом інформаційних об'єктно-орієнтованих повідомлень.

Для виконання процесів в реальному часі використовується апаратне відмикання від таймеру, що дає змогу виконувати критичні операції вводу/виводу в середовищі реального масштабу часу (рис. 4.9).

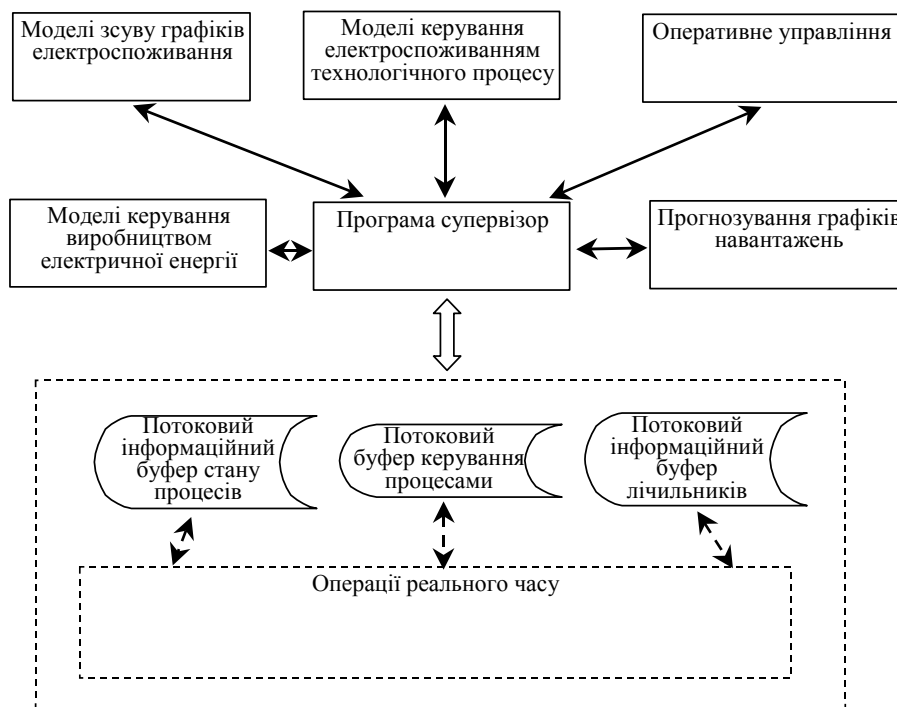


Рис 4.8. Взаємодія моделей і об'єктів в складі програмного забезпечення АСКУЕ

Запропонований програмно - апаратний комплекс контролю, обліку і управління енергоспоживанням для підприємств малої потужності може виконувати такі функції:

- технічний і комерційний облік перетоків потужності електроенергії;
- управління технологічним процесом для зниження витрат на електроенергію;

- керування нетрадиційними джерелами енергії.

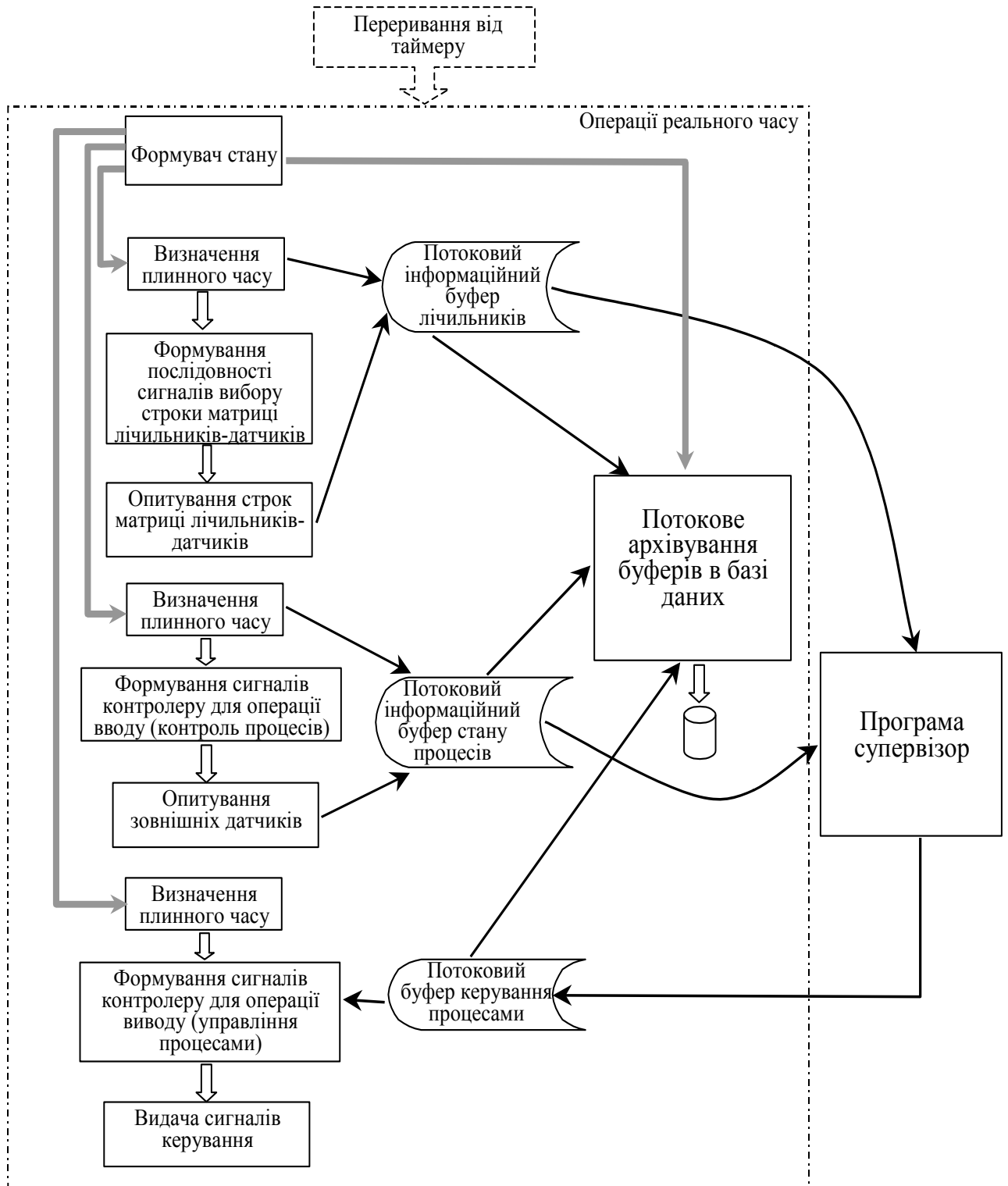


Рис 4.9. Взаємодія операцій реального часу з програмою - супервізором

Пропонована схема програмно-апаратного комплексу має забезпечувати такі технічні можливості:

- зняття інформації про споживання електроенергії та її вироблення нетрадиційними джерелами живлення, яке надають первинні вимірювальні перетворювачі з імпульсним виходом, з частотою імпульсів до 10 Гц (кількість каналів обліку - 64);

- отримання інформації про поточне становище керованого об'єкта (16 каналів);

- формування керуючих сигналів по 16 каналам (з можливістю збільшення числа каналів).

Автоматизована система контролю, обліку і управління енергоспоживанням, виконана на даному комплексі контролює виконання таких функцій:

1) Комерційний і технічний облік перетоків електроенергії по багатотарифній сітці.

Основні параметри, що розраховуються:

- споживання по каналу за обліковий період;
- споживання по групі за обліковий період;
- коєфіцієнт середня потужність;
- споживання енергії відповідно до відліку лічильників;
- значення півгодинної потужності за минулі 30 хвилин;
- перевищення договірної потужності за минулі 30 хвилин;
- показники енергії по тарифних зонах протягом поточних і минулих облікових періодів.

2) Отримання інформації щодо поточного стану керованого об'єкта чи джерела енергії. На основі отриманої інформації, і на основі даних про споживання електроенергії, формуються керуючі сигнали для об'єкта управління, з метою зниження витрат на електричну енергію.

3) Формування сигналів управління для керування об'єктами енергоспоживання та альтернативними джерелами енергії.

4) Отримання, збереження, обробка та резервна архівація отриманої інформації щодо режимів електроспоживання, безпека інформації та захист від несанкціонованого доступу.

5) Багаторівневий діалог з оператором, збереження необхідної інформацію на електронні носії.

6) Обмін інформацією за допомогою ліній зв'язку або по локальній мережі, в процесі роботи в складі автоматизованої системи обліку, контролю і управління енергоспоживанням.

4.3. Контроль та управління електроспоживанням на підприємствах малої потужності за тарифами реального часу.

Для контролю та обліку спожитої електроенергії, окремо по трьох часовим зонам доби - пікової, полупікової і нічної зони провалу споживання електроенергії в розробленій системі контролю та автоматичного управління електроспоживанням, в якості датчиків, використовуються індукційні та електронні лічильники, обладнані пристроєм формування імпульсів.

При цьому, лічильник виконує попереднє інтегрування потужності , яка представлена на виході лічильника кількістю імпульсів (рис. 4.10)

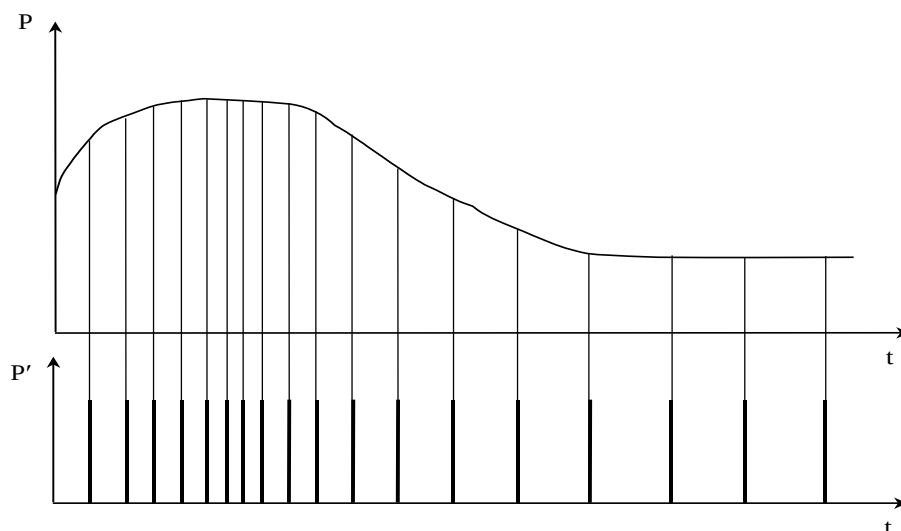


Рис. 4.10. Представлення інформації на виході лічильників-датчиків

Кількість імпульсів на виході лічильника буде визначатись виразом:

$$n_i = \frac{A_i}{C_i}, \quad (4.18)$$

да A_i - спожита енергія по i -тому каналу, C_i - коефіцієнт передачі вимірювальної ланки.

Коефіцієнт передачі вимірювальної ланки, дорівнює:

$$C_i = K_i \cdot K_u \cdot Li_B, \quad (4.19)$$

де K_i - коефіцієнт трансформації i -го трансформатора струму, K_u - коефіцієнт трансформації i -го трансформатора напруги, Li - ціна одного імпульсу лічильника-датчика.

З метою не перевищення заданого навантаження, використовується автоматичне управління навантаженням.

Навантаження можливо регулювати по дискретним напівгодинним інтервалам часу, або по поточним значенням усередненого навантаження .

При регулюванні навантаження по дискретним напівгодинним інтервалам, визначається потужність P_M , яку можна спожити до кінця напівгодинного інтервалу, не перевищуючи задану потужність P_3 :

$$P_M = \frac{P_3 - 2 \int_0^T P dt}{1 - 2\tau}. \quad (4.20)$$

Величина дійсного значення потужності наприкінці інтервалу τ :

$$P_d = \frac{P_3 - 2 \int_{\tau-t_c}^{\tau} P dt}{t_c} \quad \text{або} \quad P_d = \frac{\sum_{i=1}^m n_{tci} \cdot C_i}{t_c}, \quad (4.21)$$

де t_c - час усереднення (1, 3, 6 хв.); n_{tci} - кількість імпульсів, по i -тому каналу, за проміжок часу від $\tau-t_c$ до τ .

Порівнюючи можливе значення потужності P_M , с дійсною величиною потужності P_d на інтервалу τ , знаходимо величину регулюючої потужності:

$$\Delta P = P_M - P_d \quad (4.22)$$

або

$$\Delta P' = \frac{P_3 - 2 \sum_{i=1}^m n_{ti} \cdot C_i}{1 - 2\tau} - \frac{\sum_{i=1}^m n_{tci} \cdot C_i}{t_c}, \quad (4.23)$$

де P_3 - задана потужність; n_{ti} - кількість імпульсів по i -тому каналу, за час τ ; C_i - коефіцієнт передачі i -го каналу; m - кількість каналів; t_c - час усереднення (1, 3, 6 хв.); n_{tci} - кількість імпульсів, каналу i , за проміжок часу від $\tau - t_c$ до τ .

При визначенні величини регулюючої потужності по поточним значенням усередненого навантаження, визначається величина $P_{0.5}$ поточної півгодинної потужності:

$$P_{0.5} = 2 \int_{t-0.5}^t P dt \quad (4.24)$$

або

$$P_{0.5}' = 2 \sum_{i=1}^m n_{0.5,i} \cdot C_i, \quad (4.25)$$

де $n_{0.5,i}$ - кількість імпульсів по каналу i за проміжок часу від $t-0.5$ до t .

Величина регулюючої потужності ΔP :

$$\Delta P = P_3 - P_{0.5} + \Delta P_{\text{пр}}, \quad (4.26)$$

де P_3 - задана величина потужності, $P_{0.5}$ - поточна півгодинна потужність, $\Delta P_{\text{пр}}$ - прогнозована зміна навантаження.

На основі розрахунків регулюючої потужності визначаються задачі управління технологічним процесом та вибирається алгоритм управління електроспоживання. Так як вартість електричної енергії залежить від часу споживання потужності, то перехід до тарифів реального часу за допомогою системи контролю та автоматичного управління енергоспоживання, дозволяє оптимізувати виробництво і споживання електричної енергії в сільськогосподарському виробництві.

4.4. Міжрівневі інтерфейси АСКУЕ підприємств малої потужності.

Згідно прийнятій концепції побудови автоматичних систем обліку електроенергії, в трьохрівневій структурі АСКУЕ підприємств малої потужності нижчий рівень (первинні перетворювачі - лічильники) зв'язані з середнім (АСКУЕ) каналами зв'язку.

Типова схема інтерфейсу каналу зв'язку показана на рис. 4.11.

Первинні перетворювачі (лічильники-датчики) мають гальванічно розв'язані виходи, а живлення лічильників-датчиків виконується напругою 12 В, через стабілізатори струму (КК) комплексу первинного контролю параметрів електроспоживання (рис 4.1).

Послідовність чергувань з'єднань – роз'єднань вихідного лічильника-датчика обумовлює появу на вході КК АСКУЕ послідовності двійкових імпульсів постійного струму ($i_{\min}$, $i_{\max}$), яка використовується для цифрового відтворення вимірювальної величини витрати електроенергії.

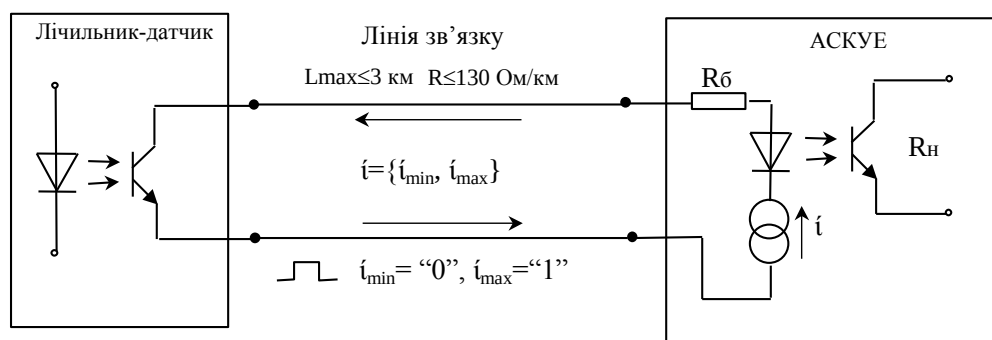


Рис. 4.11. Схема підключення лічильника-датчика з число-імпульсним виходом до АСКУЕ

В якості каналів зв'язку на підприємствах можна використовувати телефонні канали, фізичні (виті) пари проводів та лінії мереж напругою 0,4-35 кВ.

Розподільчі мережі 0,4-35 кВ в зв'язку з їх широким розгалуженням, представляють значний інтерес для використання їх в якості каналів зв'язку для передачі телеметричної інформації в АСКУЕ. Як показали дослідження

[97], передача сигналів по розподільчим електричним мережам утруднена через дії перешкод різного характеру на телемеханічні приймачі.

В зв'язку з тим, що на приймач сигналів діють перешкоди різні як по структурі, так і по своїй природі виникнення, використаємо комплексний підхід для боротьби з ними. Придушення гармонійних та комбінаційних перешкод, а також перешкод розподілених по частоті (радіопередаючі центри, канали височастотного зв'язку по лініям електропередач), виконуємо шляхом вибору оптимального частотного діапазону (10 - 50 кГц).

Придушення флуктуаційних перешкод виконуємо методом обмежування сигналу знизу. Цей метод можна використати, якщо амплітуда перешкоди значно менша від амплітуди сигналу. Для збільшення перешкодостійкості приймача, використаємо метод селекції по тривалості. Так як імпульсні перешкоди значно коротші чим сигнал, використовують селектор тривалості, який пропускає більш довгі імпульси і перешкоджає проході коротших.

Основним фактором, який заважає передачі сигналів в лініях електропостачання 10 кВ, є електрична дуга, виникаюча як під час комутації, так і в режимі замикання на землю. Якщо в першому випадку перешкоди носять більш короткочасний характер, то в режимі замикання на землю, переміжна дуга може існувати тривалий час, який залежить від характеру замикання, і створювати інтенсивні перешкоди.

У вибраному частотному діапазоні 10-50 кГц електрична дуга викликає збільшення шумової складової загалом за рахунок підвищення рівня вищих гармонійних складових напруги та їх комбінацій, а також появи височастотних імпульсів. Передача сигналів в цьому випадку виявляється ускладненою, так як підвищення рівня корисного сигналу для того, щоб одержати достатнє перевищення його над рівнем імпульсної перешкоди, практично неможливо.

В той же час проведені автором дослідження показують, що синхронність перешкод при замиканні мережі під напругою на землю

зумовлюють їх відсутність в зоні переходу напруги через нуль, що послугувало основною для створення приймача і передавача, діючих синхронно з напругою в мережі (Рис. 4.12, 4.13).

Передавач формує сигнальну посилку в лінію тільки при напрузі на опрацьованій фазі близькій до нуля. Сигнальні посилки передавача з частотою 100 Гц, розподілені поміж пачками перешкод, викликаних дуговими замиканням на землю. В приймальному напівкомплекті в ці інтервали часу відбувається передача сигналів з демодулятора до декодера. В інший час декодер виявляється відключеним від демодулятора, що зменшує ймовірність похибки при декодуванні повідомлення. Але успішне використання описаного принципу передачі сигналів, пред'являє жорсткі вимоги до синхронізації приймаючого та передаючого пристрою.

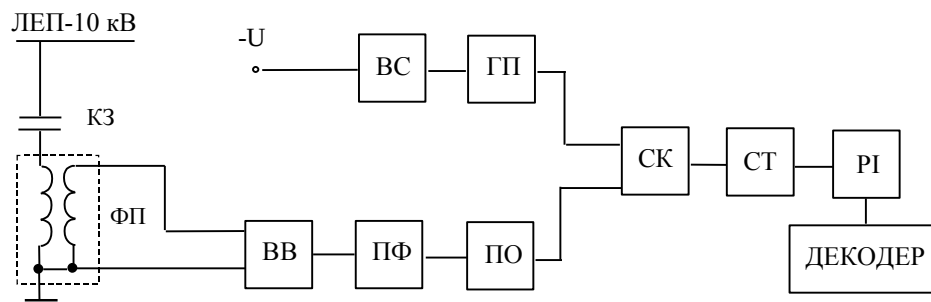


Рис. 4.12. Функціональна схема приймального пристрою каналу телемеханіки

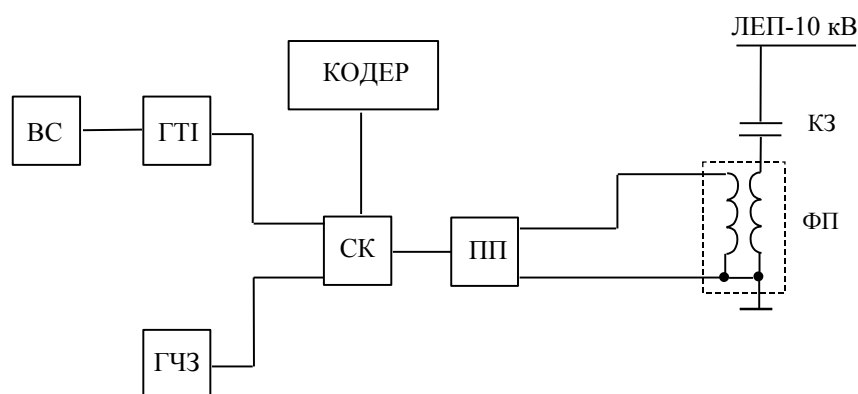


Рис. 4.13. Функціональна схема передаючого пристрою каналу телемеханіки.

Пристрій містить в собі: вхідний вузол (ВВ), смговий фільтр (ПФ), пороговий орган (ПО), схема керування (СК), селектор тривалості (СТ),

розширювач імпульсів (РІ), вузол синхронізації (ВС), генератор тактових імпульсів (ГТІ), вузол синхронізації (ВС), генератор тактових імпульсів (ГТІ), генератор частоти заповнення (ГЧЗ), схема керування (СК) і підсилювач потужності (ПП).

Для здійснення викладеного методу перешкодостійкої передачі сигналів розроблено схеми пристроїв УТС-3 та УТН-РСІ, які крім функцій телеуправління та телесигналізації дають змогу використовувати їх для створення каналу зв'язку АСКУЕ.

Регулювання навантаження програмно-технічний комплекс АСКУЕ може виконувати по 16 незалежних каналах (з можливістю розширення до 48 каналів) в наступних режимах:

- видача керуючих сигналів відповідно до алгоритмів, закладених в програмно-технічний комплекс;
- видача керуючих сигналів по командам оператора, чи системи вищого рівня.

Для комутації навантаження програмно-технічний комплекс обладнано 16 безконтактними електронними ключовими схемами з оптичною розв'язкою. Використання схем з оптичною розв'язкою на основі оптронів, дозволяє електрично розділити цифрові ланки від комутаційних ланок, що сприяє підвищенню живучості системи.

Електронні ключі забезпечують комутацію при напрузі в ланці до 27 В. Максимальний струм в відкритому стані не повинен перевищувати 100 мА.

На рис. 4.14 показана схема реалізації одного каналу управління навантаженням з допомогою додаткових елементів.

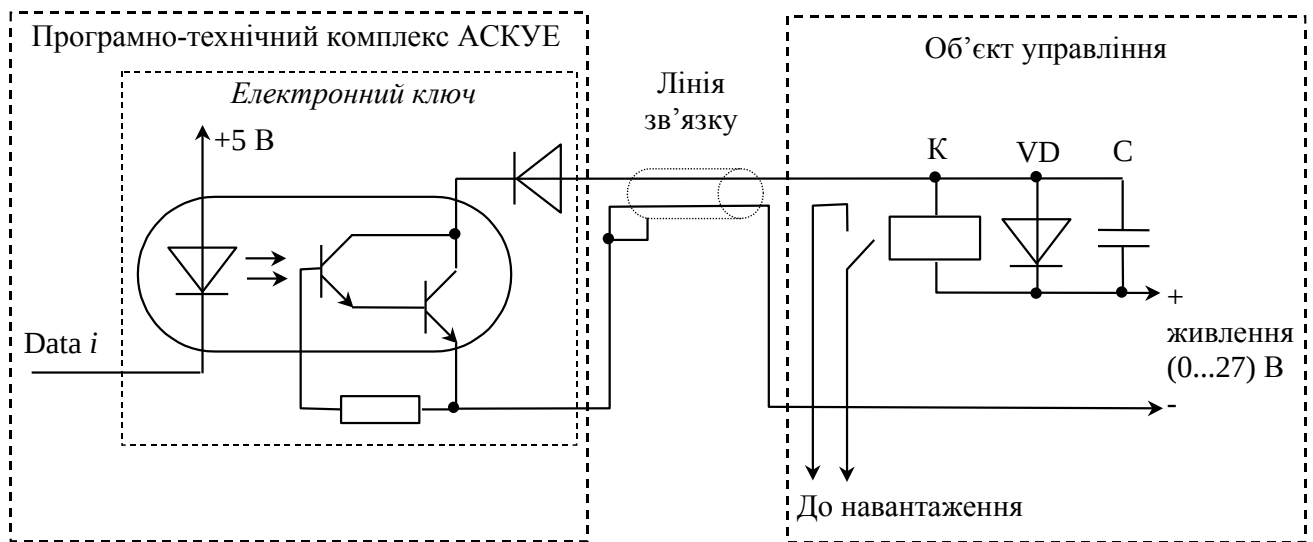


Рис. 4.14. Схема управління навантаженням

При роботі програмно-технічного комплексу АСКУЕ, для визначення величин енергетичних потенціалів сонячного опромінення та вітрового потоку, можна виділити декілька підходів:

- використання вимірюючих приладів з цифровим виходом;
- використання датчиків з число-імпульсним виходом.

При використанні вимірюючих приладів з цифровим виходом, в цих приладах виконується попередня обробка аналогового сигналу, перетворення його в цифрову форму, видача сигналів по декільком табульованим значенням (мінімальна, максимальна величина потенціалу та інш.). При такому підході, в АСКУЕ вводиться інформація о величині потенціалів в паралельному цифровому вигляді (від 6 до 12 ліній зв'язку), або інформація про табульовані значення потенціалу (1-2 лінії зв'язку). В якості вимірюючих приладів для вітрового потоку використовуються прилади типу РС34 та ін.

При використанні датчиків з число-імпульсним виходом, в програмно-технічний комплекс вводиться інформація о величині потенціалів в число-імпульсному вигляді, що потребує одну лінію зв'язку на кожен датчик. В цьому випадку програмно-технічний комплекс повинен виконувати попереднє сумування імпульсів за одиницю часу, і визначення середнього

значення потенціалу, по методиці аналогічній для лічильників-датчиків електричної енергії.

В якості датчиків з число-імпульсним виходом для сонячного опромінення використовуються датчики типу TSL235, TSL245 та ін. Технічні характеристики датчиків даного типу: напруга живлення 5 В, світловий спектр 300-1100 нм, вихідна частота 0,25 Гц - 500 кГц, споживання струму 2 мА.

Технічні характеристики датчика вітрового потоку М-127: напруга живлення 12В, амплітуда вихідних сигналів не менш 5 В, діапазон перетворення швидкості вітру від 1,5 до 60 м/с.

На рис. 4.15 показана схема реалізації одного інформаційного каналу по величинам енергетичних потенціалів, з використанням число-імпульсних датчиків.

Для зв'язку середнього рівня (АСКУЕ) з верхнім (ПЕОМ) використовується типовий цифровий інтерфейс RS-232C [80] .

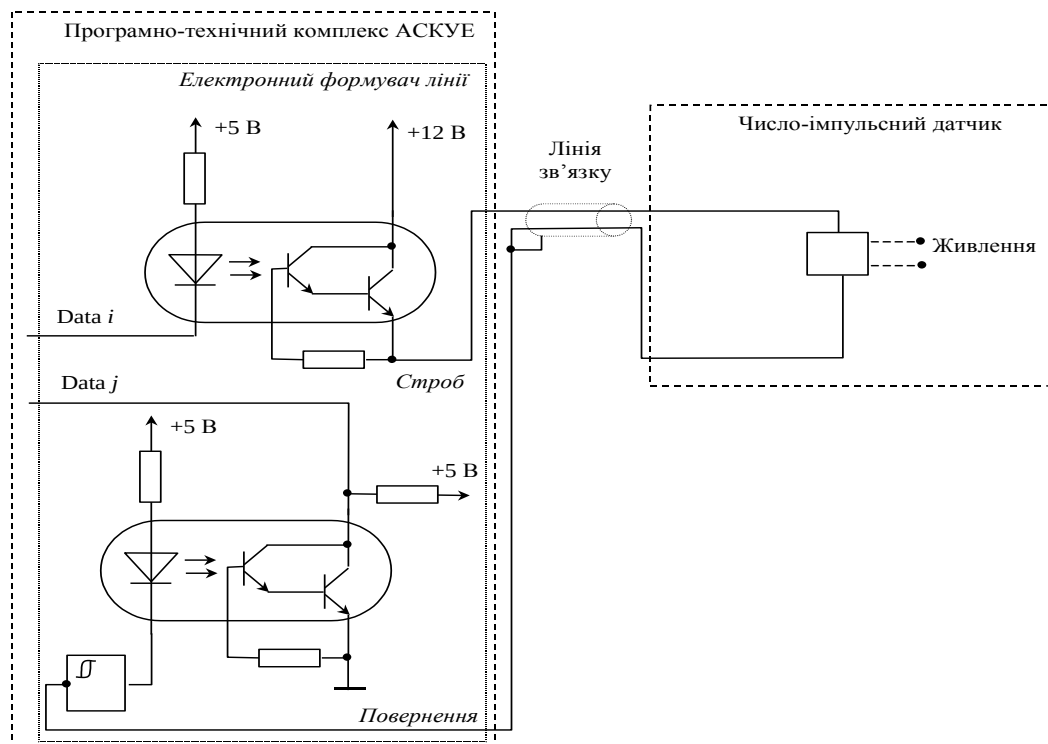


Рис. 4.15. Схема інформаційного каналу АСКУЕ

З викладеного в даному розділі можна зробити такі висновки:

1. На основі сформованих положень та вимог запропонована архітектура АСКУЕ підприємств малої потужності області, яка включає систему контролю та аналіз інформаційних потоків про енергоспоживання, систему моделювання і прогнозування графіків електричних навантажень та системи оптимального управління вироблення та споживання енергії.
2. Розроблені вимоги до програмно - технічного комплексу АСКУЕ та показана необхідність використання буферного накопичувача інформації.
3. Визначений та розроблений апаратний склад програмно-технічного комплексу АСКУЕ.
4. Розроблена функціональна та електрична принципова схема контролера контролю та управління енергоспоживанням.
5. Обґрунтовано вибір інтерфейсів для передачі інформації по лініям зв'язку, включаючи електричні мережі.

5 ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ІЗ ВДЕ

Використання енергозберігаючих технологій вимагає докорінної зміни науково-технічної політики, удосконалення та оснащення технологічних процесів сільськогосподарського виробництва програмно - технічними системами контролю, обліку та управління енергоспоживанням.

Необхідні негайні міри по удосконаленню систем управління технологічними процесами, розробка та освоєння нової техніки та програмно - технічних систем для підвищення економічної ефективності підприємств малої потужності. Нова техніка повинна бути не тільки технічно досконалою, мати сучасну елементну базу, але й бути економічно вигідною, що зумовлює можливість її практичного використання в технологічних процесах.

5.1. Розрахунки економічної ефективності АСКУЕ на підприємствах малої потужності

При розрахунку економічного ефекту від впровадження АСКУЕ, необхідно визначитися з наступними чинниками:

1. Застосування точного і достовірного комерційного і технічного обліку електроенергії та перехід на диференційовані тарифи реального часу.
2. Зниження оплати за електроенергію шляхом автоматичного управління зсувом технологічних процесів підприємств малої потужності для скорочення електроспоживання в пікові і напівпікові періоди тарифних зон;
3. Оптимізація розподілення ресурсів отримання електроенергії від різних джерел живлення (енергосистема, дизель-електричні станції, вітроелектричні установки, сонячні електричні установки) в залежності від потужності споживачів, тарифних зон і ціни виробленої електроенергії.

Вихідними даними для розрахунків економічної ефективності являються підприємства малої потужності з характерною типовою

структурою споживання (максимальне навантаження $P_m=100$ кВт, $P_m=80$ кВт, $P_m=125$ кВт).

Собівартість програмно - технічного комплексу АСКУЕ складається з собівартості його основних вузлів та робіт по монтажу і програмуванню:

- програмно - апаратний пристрій збору та обробки інформації;
- контролера контролю та управління енергоспоживання;
- розробки програмного забезпечення.

Проектна ціна розробленої системи визначається з урахуванням попиту на продукцію у відповідності з державним регулюванням цін. Орієнтовну ціну встановлюємо за допомогою граничного рівня рентабельності, який визначається по відношенню до повної собівартості системи.

Розрахунки проектної ціни та собівартості системи визначались на основі фактичних витрат.

Калькуляція витрат по монтажу, наладці та розробці програмного забезпечення та адаптації програмно - технічного комплексу розраховувалась згідно нормативів (Табл. 5.2).

Таблиця 5.1. Кошторис комплектуючих виробів програмно - технічного комплексу АСКУЕ.

№ п/п	Найменування обладнання та робіт	Вартість, грн.
1.	Мікро - ПЕОМ	2100
2.	Контролер управління та контролю електроспоживання з	600
3.	опитуванням розподілених лічильників-датчиків	
4.	Адаптер локальної мережі E3-312 ISA	120
5.	Корпус, блок живлення, конструкційні матеріали	213
6.	Блок безперервного живлення UPS APC Back Pro 420VA	960
	Всього	3993

Таблиця 5.2. Калькуляція витрат на виконання робіт по інсталяції, налагодженню та адаптації системного прикладного програмного забезпечення АСКУЕ

№ п/п	Найменування робіт та операцій	Один. вимір.	Кільк.	Вартість одиниці, грн.	Загальна вартість, грн.
1.	Монтаж та налагодження програмно - технічного комплексу	Опер.	100	4,62	462
2.	<u>Статичне налагодження</u>	Опер.	1000	1,29	1290
3.	Програмний комплекс з кількістю операторів проблемно-орієнтованої мови (IV категорії складності) до 1500 команд	Опер.	500	2,58	1290
4.	<u>Динамічне налагодження</u> Програмний комплекс з кількістю операторів проблемно-орієнтованої мови (IV категорії складності) до 1500 команд Комплексне тестування в обчислювальному комплексі (ПЕОМ-АСКУЕ) (IV категорії складності)	Опер.	100	3,87	387
	Всього				3429

Проектна ціна розробленої системи визначається з урахуванням попиту на продукцію у відповідності з державним регулюванням цін. Орієнтовну ціну встановлюємо за допомогою граничного рівня рентабельності, який визначається по відношенню до повної собівартості системи.

При рентабельності розробленої системи $P_m=10\%$, ціна розробленої системи:

$$C_m = C_p + C_p \cdot (P_m/100) . \quad (5.1)$$

Звідси $C_m=7422+7422 \cdot (10/100)=8164,2$ грн.

Балансова вартість розробленої системи визначається з урахуванням витрат на транспортування, підготовку, експлуатацію виробу:

$$С_{\text{бал}} = Ц \cdot K_{\text{тп}}, \quad (5.2)$$

де $Ц$ - ціна виробу; $K_{\text{тп}}$ - коефіцієнт витрат на транспортування, підготовку ($K_{\text{тп}} = 1.05$).

Балансова вартість розробленої системи:

$$С_{\text{бал}} = Ц_{\text{м}} \cdot K_{\text{тп}} = 8164,2 \cdot 1.05 = 8572,4 \text{ грн.} \quad (5.3)$$

При використанні розробленої АСКУЕ, поточні витрати являють собою річні експлуатаційні витрати на їх утримання, які включають наступні затрати:

- заробітна плата обслуговуючого персоналу з нарахуваннями у розрахунку на рік;
- амортизаційні відрахування;
- оплата електроенергії;
- витрати на поточні ремонти.

Річна зарплата обслуговуючого персоналу (основна і додаткова) з нарахуваннями, визначається в розрахунку на рік за формулою:

$$Вз = 12 \cdot (1 + 0.01 \cdot Нс) \cdot (1 + 0.01 \cdot Нд) \cdot З_{\text{м}} \cdot K_{\text{р}}, \quad (5.4)$$

де $Нс$ - коефіцієнт, враховуючий відрахування в пенсійний та інші фонди; $Нд$ - норматив додаткової зарплати; $З_{\text{м}}$ - місячний оклад робітника, грн.

$K_{\text{р}}$ - коефіцієнт, враховуючий зайнятість обслуговуючих робітників, котрий однаковий для обох варіантів:

$$K_{\text{рі}} = \text{Трф} / \text{Тр}, \quad (5.5)$$

де Трф - річний фонд робочого часу системи зайнятої у експлуатації; Тр - загальний річний фонд робочого часу. Розраховане значення $K_{\text{рі}} = 1400 / 8760 = 0,16$.

Річні витрати на заробітну плату обслуговуючого персоналу АСКУЕ:

$$В = 27202 \text{ грн.}$$

Розміри оплати електроенергії за рік складають:

$$\text{Вел} = \text{Тр} \cdot \text{М} \cdot \text{Цел} , \quad (5.6)$$

де Тр - кількість годин роботи АСКУЕ на рік; М - середня споживана потужність; Цел - встановлена оплата за 1 кВт/год електроенергії.

Розраховане значення $\text{Вел} = 8760 \cdot 0.25 \cdot 2,7 = 5913$ грн.

Величину амортизаційних затрат розрахуємо згідно з нормою амортизаційних відрахувань:

$$\text{Ва} = (\text{Ам} \cdot \text{Сбал}) / 100 , \quad (5.7)$$

де Сбал - балансова вартість виробу; Ам - норма амортизаційних відрахувань (Ам=25%).

Для розробленої системи $\text{Ва} = (25 \cdot 8572,4) / 100 = 2143,1$ грн. Витрати на поточні ремонти обчислюються за нормативом Нпр:

$$\text{Врем} = 10^{-5} \cdot \text{Нпр} \cdot \text{Тр} \cdot \text{Сбал} , \quad (5.8)$$

де Нпр - норматив витрат на поточні ремонти на 1000 годин роботи; Тр - річний фонд робочого часу.

Витрати на поточні ремонти для розробленої системи: $\text{Времр} = 10^{-5} \cdot 2.5 \cdot 140 \cdot 8572,4 = 30$ грн. Витрати на матеріали для технологічних цілей не проводяться.

Інші витрати складають 1.5% від суми усіх попередніх витрат:

$$\text{Вінр} = 0.015 \cdot (622,5 + 5913 + 8572,4 + 30) = 227,06 \text{ грн.}, \quad (5.9)$$

Результати обчислення поточних експлуатаційних витрат зведені у табл.5.3.

Таблиця 5.3. Кошторис експлуатаційних витрат

СТАТТІ ВИТРАТ	Позначення	АСКУЕ витр. грн.
1. Річна зарплата (основна і додаткова) обслуговуючого персоналу	Вз	27202
2. Матеріали для технологічних цілей	Змт	0
3. Електроенергія	Вел	5913
4. Амортизація	Ва	2143,1
5. На поточні ремонти	ВР	30
6. Інші	Він	227,06
Усього витрат		35515,16

Для організації в системі АСКУЕ комерційного (за диференційованими тарифами) та технічного обліку електроспоживання, в калькуляції витрат потрібно врахувати лічильники багатотарифного обліку класу точності 1 і лічильники для технічного контролю (Табл. 5.4).

Таблиця 5.4. Кошторис та калькуляція витрат на придбання та монтаж лічильників

№ п/п	Найменування обладнання та робіт	Один. вимір	Кільк.	Вартість одиниці, грн.	Загальна вартість, грн.
1.	Лічильники багатотарифного обліку типу	шт.	13	2540	33020
2.	СТКЗ	шт.	10	1466	14660
3.	Лічильники технічного обліку типу СА4-5001	м.	100	1197	119700
4.	Перевірка опору ізоляції, зв'язку, підключення лічильників до АСКУЕ Комплексне тестування АСКУЕ (програмний комплекс - лічильники)	опер.	50	10	500
	Всього				167880

Річні експлуатаційні витрати на лічильники складають 4300,5 грн.

Таким чином, повна собівартість АСКУЕ з врахуванням програмно-технічного комплексу і лічильників, становить 172180,5 грн. а річні експлуатаційні витрати 10810,5 грн.

Економічна ефективність АСКУЕ підприємства малої промисловості визначається :

$$E_{\text{АСКУЕ}} = (\Pi_1 - \Pi_2) - Z_{\text{АСКУЕ}}, \quad (5.10)$$

де Π_1 - оплата за річну спожиту електроенергію за одноставочним тарифом, грн.; Π_2 - оплата за річну спожиту електроенергію за диференційованим тарифом, грн.; $Z_{\text{АСКУЕ}} = E_n \cdot C_{\text{бал}} + V_r$ - річні приведені затрати на АСКУЕ.

Оплата електроенергії за одноставочним тарифом визначається:

$$\Pi_1 = b \cdot \sum_{i=1}^4 (W_1 + W_2 + W_3) \quad (5.11)$$

де b - тарифна ставка за кВт·год спожитої електроенергії; W_1, W_2, W_3 - планове електроспоживання підрозділів в і-тому сезоні року.

Оплата за електроенергію за тарифами, диференційованими по годинам доби і сезонам року (без автоматичного управління електроспоживання) розраховується:

$$\Pi_2 = b_1 \cdot \sum_{i=1}^4 (W_1^1 + W_2^1 + W_3^1) + b_2 \cdot \sum_{i=1}^4 (W_1^2 + W_2^2 + W_3^2) + b_3 \cdot \sum_{i=1}^4 (W_1^3 + W_2^3 + W_3^3), \quad (5.12)$$

де b_1 - тарифна ставка в нічній зоні; b_2 - тарифна ставка в напівпіковій зоні; b_3 - тарифна ставка в піковій зоні; W_1^1, W_2^1, W_3^1 - річні витрати електроенергії підрозділів в нічній зоні; W_1^2, W_2^2, W_3^2 - річні витрати електроенергії в напівпіковій зоні; W_1^3, W_2^3, W_3^3 - річні витрати електроенергії в піковій зоні.

Після упорядкування режимів роботи технологічних установок, агрегатів і автоматичного управління АСКУЕ перерозподілу електроспоживання ($W_{\text{пер}}$) з пікової в напівпікову і нічну зони, витрати електроенергії зміняться на величину:

В нічній зоні:

$$\Delta W_1 = \sum_{i=1}^n (W_1^1 + W_{nep}^1) + \sum_{i=1}^4 (W_2^1 + W_{nep}^1) + \sum_{i=1}^4 (W_3^1 + W_{nep}^1) . \quad (5.13)$$

В напівпіковій зоні:

$$\Delta W_2 = \sum_{i=1}^n (W_1^2 \pm W_{nep}^2) + \sum_{i=1}^4 (W_2^2 \pm W_{nep}^2) + \sum_{i=1}^4 (W_3^2 \pm W_{nep}^2) . \quad (5.14)$$

В піковій зоні:

$$\Delta W_3 = \sum_{i=1}^n (W_1^3 - W_{nep}^3) + \sum_{i=1}^4 (W_2^3 - W_{nep}^3) + \sum_{i=1}^4 (W_3^3 - W_{nep}^3) . \quad (5.15)$$

Оплата за електроенергію після автоматичного управління АСКУЕ перерозподілом навантажень розраховується:

$$\Pi_2^{nep} = b_1 \Delta W_1 + b_2 \Delta W_2 + b_3 \Delta W_3 . \quad (5.16)$$

Економічний ефект за рахунок впровадження комерційного обліку електроспоживання від енергосистеми та підвищення точності обліку за рахунок заміни індукційних лічильників класу точності 2 на електронні, з класом точності 1, визначається згідно:

$$E_{\text{пт}} = W \cdot b (\delta_1 - \delta_2) , \quad (5.17)$$

де $\delta_1=0,02$ - відносна похибка обліку електроенергії індукційного лічильника; $\delta_2=0,0025$ - відносна похибка обліку електроенергії електронного лічильника; W - кількість спожитої електроенергії; b - тарифна ставка.

Враховуючи данні добового та сезонного електроспоживання було розраховано річну оплату за спожиту електроенергію (Табл. 5.5). Аналіз даних показує, що простий перехід з одноставочного на диференційований тариф, без систематизації режимів роботи технологічних установок і агрегатів, та автоматичного управління АСКУЕ перерозподілом навантажень по тарифним зонам економічно недоцільний. Розрахунок економічної ефективності впровадження АСКУЕ проводимо при величині перерозподілу споживання енергії з пікової в напівпікову і нічну зони на 20%.

Економічна ефективність розробленої АСКУЕ визначається по формулі 5.10 :

$$E_{\text{АСКУЕ}} = (4503263,9 - 4261769,9) - (0,12 \cdot 172180,5 + 10810,5) = 210021,8 \text{ грн.}$$

5.2. Визначення показників оплати за електроенергію.

Таблиця 5.5. Розрахункові величини електроспоживання та оплати за електроенергію

	1	2	3	Всього
Одноставочний тариф за рік, грн	178491,06	123636,38	148198,95	450326
Диференційований тариф за рік, грн	180991,05	128266,52	172342,65	481600
Диференційований тариф за рік, зсув 20%, грн	160103,7	113381,79	152691,52	426177
Спожита енергія за рік, кВт·год	591030	409392	490725	1491147
Спожита енергія за рік, пік, кВт·год	137340	98640	159300	395280
Спожита енергія за рік, полупік, кВт·год	309960	220104	261113	791177
Спожита енергія за рік, полупік, кВт·год	143730	90648	70313	304691
Спожита енергія за рік, пік, зсув 20%, кВт·год	109872	78912	127440	316224
Спожита енергія за рік, полупік, зсув 20%, кВт·год	275436	195811	240750	711997
Спожита енергія за рік, ніч, зсув 20%, кВт·год	205722	134669	122535	462640

Економічний ефект за рахунок підвищення точності та впровадженні комерційного обліку, розраховується згідно (5.17):

$$E_{\text{пт}} = 4261769,9 \cdot (0,02 - 0,0025) = 74580,9 \text{ грн.}$$

Сумарна економічна ефективність впровадження АСКУЕ сільськогосподарського виробництва, складає :

$$E_{\Sigma} = E_{\text{АСКУЕ}} + E_{\text{пт}} = 210021,8 + 74580,9 = 284602,7 \text{ грн.}$$

Період окупності додаткових капітальних витрат на впровадження АСКУЕ визначається:

$$T_{\text{ок}} = \frac{C_{\text{АСКУЕ}}}{(P_1 - P_2) + E_{\text{пт}}} = \frac{172180,5}{(4503263,9 - 4261769,9) + 74580,9} \approx 0,7 \text{ міс.}$$

Економічна ефективність від оптимізації багатокритеріального розподілення ресурсів генерації електроенергії від різних джерел живлення визначається при наступних припущеннях:

1. Наявність комплексної електроенергетичної системи у сільськогосподарського виробника, і АСКУЕ виконує автоматичне управління джерелами енергії (ВЕУ $P_H=20$ кВт, ДЕС $P_H=30$ кВт, СЕУ $P_H=10$ кВт).

2. В умовах значного і постійного підвищення цін та ненадійного централізованого електропостачання, с/г виробник поніс витрати на придбання ВЕУ, СЕУ, ДЕС.

Економія, досягнута на підприємствах в результаті автоматичного управління АСКУЕ, буде дорівнювати:

$$E = \Delta P_E - Z_{\text{АСКУЕ}} - Z_1 \quad (5.18)$$

де ΔP_E - різниця в оплаті за електроенергію при наявності КЕЕС, Z_1 - річні витрати на експлуатацію КЕЕС. Для другого випадку в формулу (5.18) вводяться додаткові витрати на придбання та експлуатацію ВЕУ, СЕУ, ДЕС.

$$E = \Delta P_E - Z_{\text{АСКУЕ}} - Z_1 - (E_H \cdot K_{\Sigma} + B_{\Sigma}), \quad (5.19)$$

де K_{Σ} - вартість ВЕУ, СЕУ, ДЕС; B_{Σ} - сума експлуатаційних витрат на ВЕУ, СЕУ, ДЕС.

Зміни в електроспоживанні сільськогосподарського виробництва від енергосистеми за рахунок оптимізації розподілу ресурсів електроенергії виробленої ВЕУ, СЕУ, ДЕС, визначаються:

в нічній зоні

$$\Delta W'_1 = \Delta W_1 - \sum_{j=1}^4 W_{BEV} ; \quad (5.20)$$

в полупіковій зоні

$$\Delta W'_2 = \Delta W_2 - \left(\sum_{j=1}^4 W_{BEV} + \sum_{j=1}^4 W_{CEV} \right) ; \quad (5.21)$$

в піковій зоні

$$\Delta W'_3 = \Delta W_3 - \left(\sum_{j=1}^4 W_{BEV} + \sum_{j=1}^4 W_{CEV} + \sum_{j=1}^4 W_{DEC} \right) ; \quad (5.22)$$

де W_{BEV} - електроенергія вироблена БЕУ в j-тому сезоні року, W_{CEV} - електроенергія вироблена СЕУ в j-тому сезоні року, W_{DEC} - електроенергія вироблена ДЕС в j-тому сезоні року.

Кількість отриманої електроенергії від БЕУ, СЕУ, з врахуванням добових посезонних графіків вироблення електроенергії в залежності від вітрового і сонячного потенціалу регіону (рис. 3.3) розраховувались по формулі:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{24} P \cdot T_c , \quad (5.23)$$

де P - потужність БЕУ, СЕУ, в залежності від добового вітрового, сонячного потенціалу; T_c - кількість годин роботи БЕУ, СЕУ в сезоні.

Електроенергія, вироблена ДЕС в піковій зоні визначалась:

$$W_{DEC} = \sum_{i=1}^n P_n \cdot \eta_{ген} \cdot T_c , \quad (5.24)$$

де P_n - номінальна потужність генератора ДЕС; $\eta_{ген}$ - ККД генератора.

Результати розрахунків вироблення електроенергії БЕУ, СЕУ та ДЕС, приведені в табл. 5.6.

Таблиця 5.6. Розрахункові величини вироблення електроенергії

Величини вироблення електроенергії по тарифним зонам за добу, кВт·год													Річне виробл. електроен., кВт·год	Зменш. оплати енерго- системі, грн.
Часова зона	Зима			Осінь			Весна			Літо				
	БЕУ	СЕУ	ДЕС	БЕУ	СЕУ	ДЕС	БЕУ	СЕУ	ДЕС	БЕУ	СЕУ	ДЕС		
пік	32,94	11,12	150	46,02	20	150	3,42	34,5	150	37,84	40,12	150	74338,8	40418
полупік	113,18	38,5	0	35,55	52,37	0	73,02	67,75	0	36,47	78,25	0	44560,1	13724,5
ніч	34,63	0	0	17,81	0	0	13,97	0	0	30,76	0	0	8746,58	660,36
Всього	180,76	49,62	150	99,39	72,37	150	90,42	102,2	150	105,0	118,3	150	127645	54802,86

Капітальні вкладення на КЕЕС промислового виробництва складаються із вартостей:

- основного обладнання;
- допоміжного обладнання.

Вартість основного обладнання складається з вартостей ВЕУ, СЕУ та ДЕС:

$$K_{осн} = K_{ВЕУ} + K_{СЕУ} + K_{ДЕС}. \quad (5.25)$$

Вартісні показники ВЕУ, СЕУ та ДЕС визначались по прайс-листам НПК “Ветрастар” $K_{ВЕУ} = 20000$ \$ (540000 грн.), ВАТ “Сатурн” $K_{СЕУ} = 20000$ \$ (540000 грн.), МНПО “Енергоспецтехніка” $K_{ДЕС} = 109000$ грн.

$$K_{осн} = 540000 + 540000 + 109000 = 1189000 \text{ грн.}$$

Вартість допоміжного обладнання разом з витратами на пусконаладжувальні роботи не перевищує 10% від вартості основного обладнання $K_{осн}$:

$$K_{доп} = 0,1 \cdot K_{осн} = 0,1 \cdot 1189000 = 118900 \text{ грн.}$$

Загальна вартість капітальних вкладів в КЕЕС:

$$K_{\Sigma} = K_{осн} + K_{доп} = 1189000 + 118900 = 1307900 \text{ грн.}$$

Амортизаційні відрахування на ВЕУ і СЕУ визначалися при нормі амортизаційних відрахувань $A_m = 2,5\%$, з середнім терміном служби ВЕУ та СЕУ 20 років:

$$B = (A_m \cdot K) / 100 = (2,5 \cdot 1080000) / 100 = 27000 \text{ грн.}$$

Амортизаційні відрахування на ДЕС розраховувалися згідно:

$$B = (A_m \cdot K) / 100 + Q \cdot B_p, \quad (5.26)$$

де Q - річні витрати палива, т.; B_p - вартість палива, грн./т.

При питомих витратах палива 260 гр./кВт·год. та річному часі роботи 1400 годин $Q = 10,2$ т.; B_p складає 12000 грн./т.; норма амортизаційних відрахувань $A_m = 3,4\%$, тоді $B = (3,4 \cdot 109000 / 100 + 10,2 \cdot 12000 = 126106$ грн. Таким чином, економічна ефективність АСКУЕ з врахуванням наявності у сільськогосподарського виробника КЕЕС, визначалася згідно (5.18):

$$E = (4503263,9 - 3955235,2) - (0,12 \cdot 172180,5 + 10810,5) - (27000 + 126106 + 27202) = 336248 \text{ грн.}$$

Економічний ефект від впровадження комерційного обліку:

$$E_{\text{пт}} = 3955235,2 \cdot (0,02 - 0,0025) = 69216,6 \text{ грн.}$$

Сумарна економічна ефективність становить:

$$E_{\Sigma} = 336248 + 69216,6 = 405464,6 \text{ грн.}$$

При придбанні для КЕЕС ВЕУ $P_{\text{ном}} = 20$ кВт, СЕУ $P_{\text{ном}} = 10$ кВт, ДЕС $P_{\text{ном}} = 30$ кВт, та впровадженні розробленої АСКУЕ, економічна ефективність розраховувалась по (5.19) з врахуванням ефекту від підвищення точності обліку електроспоживання:

$$E_{\Sigma} = (548028,6 + 69216,6) - 10810,5 - (0,12 \cdot 1307900 + 35515,16) = 413971,7 \text{ грн.}$$

Період окупності капітальних витрат на АСКУЕ та КЕЕС визначається:

$$T_{\text{ок}} = \frac{C_{\text{АСКУЕ}} + C_{\text{КЕЕС}}}{(P_1 - P_2) + E_{\text{пт}}} = \frac{172180,5 + 1307900}{548028,6 + 69216,6} = 2,4 \text{ роки} \quad (5.27)$$

Не зважаючи на не великий економічний ефект системи з ВДЕ в найближчому майбутньому доцільніше використовувати через такі фактори:

1. Споживання паливних ресурсів перевищило ріст видобутку палива.

Альтернативою дешевим джерелам викопних паливних ресурсів приходять стають родовища із складними геологічними умовами, що підвищує величину загальних витрат. Паралельно ростуть і оптові ціни на дані види палива, і найближчим часом ціни на електроенергію тільки зростатимуть.

2. Екстенсивна енергетична діяльність порушує екологічний рівень середовища.

3. Рівень енергозалежності України характеризується відсутністю вибору джерел постачання енергоносіїв, а саме нафти та природного газу.

Впровадження систем з ВДЕ дозволить:

- знизити енергетичну залежність і забезпечити енергетичну безпеку країни;
- зберегти власні запаси енергоресурсів.

Тож можна підсумувати, що такий стан справ спричинює пошук нових засобів та способів енергопостачання і енергозбереження, а також гармонійного їх поєднання з відомими (традиційними) способами.

6 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПО ОХОРОНІ ПРАЦІ

6.1. Заходи по охороні праці та техніці безпеки

Всі правові питання охорони праці у нашій країні вирішуються на основі Конституції. Законодавство по правовій охороні праці регламентує режим робочого часу і відпочинку робочих та службовців. Нормальна тривалість робочого часу для всіх працюючих не повинна перевищувати 41 год за тиждень як при п'ятиденному так і шестиденному робочому тижню. Робочим і службовцям у віці від 16 до 18 років встановлюється 36-годинний робочий тиждень. Така ж тривалість робочого тижня для робітників, зайнятих на роботах з шкідливими умовами праці. При роботі у нічний час з 22 по 6 год тривалість зміни зменшується на 1 год, за виключенням робочих та службовців для яких вже передбачено зкорочений робочий час, Застосування надурочних робіт допускається тільки у виняткових випадках і з дозволу місцевого профспілкового комітету. Для кожного працюючого загальна кількість надурочних робіт не повинна перевищувати 120 год на протязі року. На роботах у тяжких та шкідливих умовах і на об'єктах робіт, що відносяться до категорії підвищеної небезпеки забороняється використовувати осіб молодших 18 років.

Серед заходів, направлених на створення раціональних умов трудового процесу важливу роль відіграє режим праці і відпочинку.

Організаційні заходи по безпечній експлуатації електроустановок включають: оперативне обслуговування діючих електроустановок, що в свою чергу передбачає періодичні і позачергові огляди системи електропостачання; автоматичний контроль та облік електроенергії; оперативні перемикання у електричних мережах, забезпечуючи безперебійне живлення електроенергією. Оперативне обслуговування електроустановок

проводиться черговим, інженерно-технічним, і оперативно-ремонтним електротехнічним персоналом.

Правила закріплені за даною електроустановкою чергового персоналу визначаються місцевими інструкціями, у яких повинні бути викладені також основні конкретні міри по електронебезпеці і пожежній небезпеці, що стосуються даного обладнання.

Оперативне обслуговування електроустановок здійснюється як однією особою так і декількома. Чисельність персоналу для кожного цеху, ділянки, підстанції визначається енергетиком підприємства.

При обслуговуванні електроустановок напругою вище 1000 В старший у зміні (бригадир) або черговий повинні мати кваліфікаційну групу по ТБ не нижче, IV, а у електроустановках до 1000 В – не нижче III.

Організаційними заходами по забезпеченню проведення виробничих робіт у електроустановках являються: оформлення робіт нарядом чи розпорядженням, зазначення у наряді допуску робочих до роботи, контроль під час роботи, оформлення у наряді зупинок у роботі і переміщення бригади в інше робоче місце, оформлення у наряді завершення робіт, закриття наряду.

Оформлення наряду потрібно на ті роботи, які проводяться з повним або частковим зняттям напруги з електроустановки, що ремонтується, а також на ті роботи, що виконуються без зняття напруги поблизу або безпосередньо на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою. Ці роботи потребують, як правило, підготовки робочого місця і виконання ряду технічних заходів по забезпеченню безпечного їх виконання.

Організаційними заходами по забезпеченню безпеки робіт, що проводяться, в порядку поточної експлуатації, являються наступні:

- складання переліку робіт особою, відповідальною за електрогосподарство підприємства, з урахуванням конкретних місцевих умов виробництва, які затверджує головний механік підприємства;

- визначення необхідності тої чи іншої роботи виконавцем робіт і можливості її безпечного виконання.

Ці роботи вважаються постійно дозволеними і не потребують оформлення будь-якими додатковими розпорядженнями.

У електроустановках підприємства застосовуються слідуючі технічні захисні міри:

1. Малі напруги. Якщо номінальна напруга електроустановки не перевищує тривало припустимої напруги дотику, то навіть одночасний дотик людини до струмоведучих частин різних фаз чи полюсів буде безпечним. У технологічному процесі дистанції застосовується ручний електроінструмент з номінальною напругою 42 В. Однофазний дотик до струмоведучих частин, а також, дотик до корпусу, що опинився під напругою, навіть не заземленому буде безпечним, так як струм, який проходить через людину при доторканні до фази визначається опором ізоляції та малою напругою. Однак у сирих приміщеннях де опір людини може бути значно знижений, струм, що протікає через людину, при дотику до двох виводів чи фаз не буде відпускати. Тому приймаються інші міри захисту.

2. Електричний розділ мереж. Розгалужена мережа значної довжини має велику ємність і незначний активний опір ізоляції відносно землі, а отже струм замикання у такій мережі може бути великим. Тому однофазне доторкання у мережі навіть з ізольованою нейтраллю є, безумовно, небезпечним. Якщо єдину сильно розгалужену мережу з великою ємністю і малим опором ізоляції розбити на декілька невеликих мереж такої ж напруги, що будуть мати незначну ємність і високим опором ізоляції, небезпека різко знизиться. Так, струм через людину, що доторкнулася до однієї фази буде пропорційним високому опору фаз відносно землі, якщо у мережах напругою 380 В $Z > 63 \text{ кОм}$, а опір кола людини $R_{ch} = 1.0 \text{ кОм}$, струм через людину не перевищуватиме 10 мА.

Звичайно електричне розділення мереж виконується шляхом під'єднання окремих електроприймачів через роздільний трансформатор, що живиться від основної мережі.

Велику небезпеку представляє можливість продовження роботи електроустановки при глухому замиканні на землю, так як людина, що доторкнулася до справної фази, попадає під лінійну напругу. Щоб уникнути небезпеки необхідно постійно проводити контроль ізоляції.

3. Контроль і профілактика ушкоджень ізоляції. Приймально-здавальні випробування проводяться при вводі у експлуатацію нових та тих, що вийшли із ремонту електроустановок. Об'єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються ПУЕ, ПТЭ і ПТБ.

Періодичний контроль ізоляції – це виміри її опору при прийманні електроустановки після монтажу, періодично у строки встановлюємі Правилами, або ж у випадку виявлення дефектів. Вимірювання згідно повинно проводитися на вимкненій установці. Вимірюється опір ізоляції кожної фази на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту чи за останнім захисним апаратом. Для отримання уявлення про опір ізоляції всієї мережі необхідно, заміри проводити під робочою напругою. Такий контроль можливий тільки для мереж з ізольованої нейтраллю.

4. Захист від випадкового дотику. Щоб виключити можливість доторкання і небезпечного приближення до струмоведучих частин на підприємстві застосовуються огороження, розташування струмоведучих частин на недоступній висоті, а також електричні блокування. Огороження застосовуються як суцільні так й сітчасті. Електричні блокування виконуються на кінцевих вимикачах або герконах. Для захисту від дотику до частин, які нормально чи випадково опинилися під напругою застосовується також подвійна ізоляція - електрична ізоляція, що складається із робочої і додаткової. До робочої ізоляції передбачається додаткова ізоляція для захисту від ураження електричним струмом. Найбільш просто вона виконується покриттям ручок та певних місць корпусів електрообладнання шаром електроізоляційного матеріалу та використанням ізолюючих ручок.

5. Захисне заземлення. Застосування захисного заземлення у мережі з заземленою нейтраллю напругою до 1000 В неефективно, так як навіть при

глухому замиканні на землю струм не залежатиме від опору заземлення і зі зменшенням останнього зростає. Тому захисне заземлення застосовується у внутрішньоцеховій мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю.

6. Занулення. Застосовується у чотирьох-проводних мережах до 1000 В з заземленою нейтраллю. Для зменшення періоду режиму замикання на корпус монтується нульовий провід, що з'єднується з заземленою нейтраллю джерела та повторними заземлювачами. При зануленні корпуси електрообладнання поєднуються з нульовим проводом, а не з заземлювачами. Занулення переводить замикання на корпус електроприймача у однофазне коротке замикання у результаті чого спрацьовує МТЗ і селективно відключає ушкоджену ділянку мережі.

6.2. Розрахунок заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмоведучими частинами, але можуть опинитися під напругою, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Грунт - чорнозем, другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної полоси з розміщенням на плані.

Визначаємо норму на опір заземлення R_3'' .

Якщо заземлюючий пристрій застосовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом};$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повинен, бути не більше 4 Ом. Приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{ТАБЛ} \cdot \psi = 220 \cdot 1,3 = 286 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

де $\rho_{ТАБЛ}$ - табличне значення, для чорнозему $\rho_{ТАБЛ} = 220 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ табл. 7.14 [5]; ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,2 \dots 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_0 &= 0.336 \frac{\rho_{розр}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0.336 \frac{286}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2.5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 15.4 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

l - довжина заземлювача, приймаємо 5 м; d - діаметр заземлювача (приймаємо стержні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0.5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м};$$

де h - глибина прокладки полос (згідно ПУЕ - 0,5...0,8 м).

Приймаємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n_0 = \frac{R_e}{R_3'' \cdot \eta_0} = \frac{15,4}{4,054} = 6,9 \approx 7 \text{ шт.}$$

Де η_0 - коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $\frac{a}{l} = \frac{4}{5} = 0.8$, $\eta_0 = 0,54$ по рис. 7.5[5].

де $a = 4 \text{ м}$ — відстань між електродами згідно ПУЕ.

Довжина горизонтальної з'єднувальної полоси:

$$l_n = 1.05a \cdot n = 1.05 \cdot 4 \cdot 7 = 29.4 \text{ м.}$$

Опір полоси з урахуванням екранування:

$$R_n = 0.366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0.366 \frac{286}{29.4 \cdot 0.51} \lg \frac{2 \cdot 29.5^2}{0.01 \cdot 7} = 28.38 \text{ Ом};$$

де η_n - коефіцієнт використання з'єднувальної полоси шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм/

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної полоси:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_z''}{R_n - R_z''} = \frac{28,38 \cdot 4}{28,38 - 4} = 7,94 \text{ Ом};$$

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_0}{R_{mp} \cdot \eta_0} = \frac{15,4}{7,94 \cdot 0,59} = 3,6 \approx 4 \text{ штук.}$$

Проводимо перевірку опору заземлювача і порівнюємо отримане значення з нормою:

$$R_z = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{7,94} + \frac{1}{28,38}} = 3,98 \text{ Ом};$$

$$3,98 < 4 \text{ Ом.}$$

6.3. Захист вітрогенераторів від перенапруг.

Види пошкодження вітрогенератора можна умовно поділити на такі:

1. Пошкодження ротора або системи передачі.
2. Пошкодження енергосистеми генераторної установки і системи управління.
3. Пошкодження системи управління, яка дозволяє оптимально використовувати швидкість вітру в даному напрямку.
4. Пошкодження частин коробки передач, наприклад, підшипників, редуктора або валу.
5. Інші пошкодження.

Статистика пошкоджень показує, що ефективний захист від перенапруг є абсолютно необхідний.

Визначення захисних зон вітрогенератора.

Захисна зона LPZ 0a - ця зона знаходиться під загрозою прямих ударів блискавки і включає в себе ротор, вежу, гондолу, і внутрішні і зовнішні кабелі.

Захисна зона LPZ 0 b - у межах цієї зони є можливість часткового прямого удару блискавки. Відкритими є зовнішні датчики та світлова сигналізація, радіо антени, і т.д., і, у разі непровідного корпусу гондoli, також вали, підшипники, генератор, системи охолодження і гідравлічні системи.

Захисна зона 1-це зона в оточенні вітроелектростанції біля гондoli і башти і піддається частково-прямим ударам блискавки. При переході між LPZ 0 і LPZ 1 використання розрядників перенапруги першого класу обов'язково.

Захисна зона 2-це зона навколо вітроелектростанції (біля гондoli і башти) і піддається непрямим ударам блискавки. При переході між LPZ 1 і LPZ 2 використання розрядників перенапруги другого класу обов'язково.

Рівень небезпеки (LPL)

Міжнародні стандарти визначають чотири рівні небезпеки (від I до IV). Кожен LPL відображає параметри максимального і мінімального пікового значення струму блискавки.

Таблиця 6.1. Рівні небезпеки

Ступінь захисту	Одиниці вимірювання	I	II	III	IV
Макс.вірогідність макс.струму блискавки	P(%)	99	97	91	84
Макс. струм	I(кА)	3	5	10	16
Макс. струм	I(кА)	200	100	100	100
Радіус сфери	r(м)	20	30	45	60

Наступні мінімальні рівні небезпеки є передумовами для захисту від блискавки:

- берегові вітроелектростанції: рівень небезпеки I;
- вітроелектростанції заввишки > 60 м: рівень небезпеки II
- вітроелектростанції заввишки < 60 м: рівень небезпеки III / IV

Отже, захистом від пошкоджень є відповідні обмежувачі паренапруг, блискавковідводні системи.

6.4. Техніка безпеки при експлуатації сонячних систем

ТБ при експлуатації інвертора

Перш ніж приступати до установки або технічного обслуговування переконайтеся в тому, що клема знеструмлені, скориставшись вольтметром (з номіналом не менше 1000 В змінного струму і 1000 В постійного струму)

Небезпека опіку. Внутрішні деталі можуть сильно нагріватися під час роботи. Не знімати кришку під час роботи устаткування і не торкайтеся внутрішніх деталей. Перш ніж проводити роботи з технічного обслуговування, обов'язково дочекайтеся охолодження внутрішніх деталей.

Небезпека загорянь. Не розміщувати горючі або вогнеонебезпечні матеріали на відстані менше 3,7 м (12 футів від устаткування). Використовувати тільки кабелі рекомендованого перетину для провідників постійного і змінного струму згідно з місцевими нормативами. Усі провідники повинні бути в належному стані. Не використовувати обладнання з пошкодженими або нестандартними кабелями.

Підключаючи кабелі від інвертора до клем акумуляторної батареї, перевірити дотримання полярності. Неправильне підключення кабелів може призвести до пошкодження або руйнування устаткування.

ТБ при роботі з сонячними батареями

Напруга на виводах сонячної батареї може з'являтися при мінімальному зовнішньому освітленні. Отже, для безпечного відключення сонячних батарей від системи необхідно встановити вимикач, автоматичний вимикач або коробку запобіжників в доступному місці (в залежності від вимог місцевих нормативів).

Сонячні батареї слід підключати з дотриманням полярності. Неправильне підключення кабелів може призвести до пошкодження або руйнування устаткування.

ТБ при роботі з акумуляторними батареями

- Використовувати кабелі належних розмірів. Використання не належних кабелів може призвести до небезпеки пожежі.

- Дотримуватись вимоги щодо зазорів навколо акумуляторних батарей.

- Забороняється курити чи допускати виникнення іскор або полум'я поблизу акумуляторних батарей.

- Користуватися тільки ізольованими інструментами. Не допускати падіння інструментів на акумуляторні батареї або інші електричні частини.

- Слід передбачити достатню кількість свіжої мильної води для змивання акумуляторної кислоти в разі її потрапляння на шкіру, одяг або в очі.

- Для роботи з акумуляторними батареями одягати всі необхідні засоби захисту очей і захисний одяг. При виконанні робіт поблизу акумуляторних батарей уникати дотику до очей.

- При попаданні акумуляторної кислоти на шкіру або одяг негайно змити її мильною водою. При попаданні кислоти в очі негайно промити їх холодною проточною водою протягом не менше 20 хвилин і негайно звернутися до лікаря для отримання медичної допомоги.

- Забороняється зарядка заморожених акумуляторних батарей. Якщо необхідно зняти акумуляторну батарею, починайте з відключення клема заземлення. Зніміть зайві речі, щоб не допустити виникнення іскри.

ВИСНОВКИ

В паливно-енергетичному комплексі України склалася технологічно відстала ситуація, яка характеризується недостатньою політикою диверсифікації джерел нафто- і газопостачання тощо.

В роботі запропоновано один із шляхів поліпшення даної проблеми, який може бути заснований на застосуванні нетрадиційних (НДЕ) та відновлювальних (ВДЕ) джерел енергії. Так «Енергетичною стратегією України до 2030 року» передбачено широке впровадження НДЕ та ВДЕ в енергетику країни. До 2030 року частка НВДЕ у балансі держави має забезпечити до 10 % потреби у органічному паливі. А зважаючи на малу інтенсивність та розподіл НВДЕ по території потрібно або вживати додаткових заходів по концентрації ресурсів, або використовувати НВДЕ у порівняно дрібних та розподілених по території Кіровоградської області підприємствах малої потужності.

Таким чином сучасний стан енергетики України і ті виклики, які постали перед державою в енергетичній галузі, дають можливість зробити висновок, що крім виконання енергозберігаючих заходів, надійне та якісне енергозабезпечення неможливе без залучення нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії. Але разом з тим немає жодної можливості різко відмовитись від споживання традиційних енергоресурсів. Це примушує розвивати роботи з комплексного використання нетрадиційних видів енергії і традиційних систем енергозабезпечення.

В роботі було проведено аналіз доцільності використання таких систем на основі методики вибору оптимального якісного і кількісного складу енергосистем, в основі якої лежать економічні, технічні, екологічні показники або їх комбінація. Застосування прикладного програмного забезпечення дало змогу визначити показники різних варіантів комбінованого енергопостачання, а також дослідити їх взаємовплив.

В роботі вирішено питання оптимального вибору якісного та кількісного складу системи енергозабезпечення, що утруднювалось тим, що одне і теж саме підприємство можливо забезпечити електроенергією від різних джерел. Тому була розроблена загальна методика створення таких систем, в якій використовувались відповідні технічні засоби для спрощення розрахунків і аналізу результатів вибору устаткування.

В роботі проводився розрахунок вартості комбінованих систем. Зокрема проводилось порівняння ряду систем з генератором (сонячних, вітрових і вітро-сонячних) і аналогічних систем без генератора.

Дослідження і аналіз КЕЕС показали, що:

1. Чим більшою є ціна на паливо, тим вигідніше використовувати ВДЕ.
2. Із збільшенням сонячної активності і швидкості вітру діапазон використання СЕУ і ВЕУ розширюється, а загальна ціна на систему падає, що пояснюється більшим коефіцієнтом використання обладнання цих установок.

3. Аналіз чутливості дозволив визначити яким чином на кількість і потужність обладнання КЕЕС, а також чисту дисконтовану вартість впливають кліматичні фактори (інтенсивність сонячного випромінювання та середньорічна швидкість вітру), вартість палива для двигуна внутрішнього згоряння.

4. В роботі розроблена автоматична система управління зсувом опцій технологічних процесів, що привело до зниження споживання електроенергії в пікові і напівпікові періоди доби, проведено оптимізацію вироблення електроенергії СЕУ, ВЕУ, ДЕС та впроваджено точний комерційний та технічний облік електроспоживання. Цим визначено економічну ефективність розробленої системи АСКУЕ.

5. При придбанні для КЕЕС додатково СЕУ, ВЕУ, ДЕС, та впровадженні розробленої АСКУЕ, економічна ефективність буде складати понад 7 тис. грн., а період окупності капітальних витрат - 4,3 роки.

Таким чином, у магістерській роботі дано аналіз ключових проблем, що виникають при електропостачанні з використанням нетрадиційних джерел енергії, показані сучасні тенденції виробництва та застосування сонячних фотоелектричних установок, а також перспективність використання в системах енергозабезпечення СФЕУ з концентраторами випромінювання та багатоперехідними сонячними елементами. Проведено економічне обґрунтування та підвищення ефективності використання нетрадиційних джерел енергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні вказівки до виконання магістерських робіт на здобуття освітньо-кваліфікаційного рівня – магістр електротехніки за фахом 8.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання». /Укл.: П.Г.Плешков, Н.Ю.Гарасьова – Кіровоград: КДТУ, 2002-44 с.
2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року: <http://search.ligazakon.ua>
3. Кудря С О «Структурні тенденції в енергетиці Європи і відновлювальної енергетики» / С.О. Кудря, Б.Г. Тучинський// Відновлювана енергетика-2005
4. Інтернет ресурс: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article>
5. Інтернет ресурс: <http://old.niss.gov.ua/Monitor/november08/2.htm>
6. Плешков П.Г. «Підвищення енергоефективності сільськогосподарського виробництва на основі комплексної електроенергетичної системи».
7. John Twidell, Tony Weir «Renewable Energy Resources», 2nd Ed. – Maelstrom, London, 2006.
8. Інтернет ресурс: <http://www.mfa.gov.ua>
9. Дикий М.О. «Відновлювальні джерела енергії»: Підручник.- К.: ВШ,1993-351с
10. Мхитарян Н. М. «Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы».-К.: Наук. Думка,1999.-320с.
11. Анго А. Математика для электрорадиоинженеров. -М.: Наука, 1967. -778с.
12. Дубровін В.О. «Біопалива»/ В. О. Дубровін, Н.О.Корчелений, І.П. Масло та ін. - К.: «Енергія і електрифікація», 2004-256с
13. Інтернет ресурс: <http://www.ut.net.ua>
14. Інтернет ресурс: <http://crimea.prom.ua>
15. Інтернет ресурс: <http://solnechnie-batarei.com.ua>
16. Прайс на солнечные батареи ТМ "ЗЕЛЕНАЯ ЭНЕРГИЯ". 5, от 01.12.2010г. solnbat.xls

- 17.Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии. -Л:Выща школа. Изд-во при КГУ, 1983. -167 с.
- 18.Денисюк С.П. Принципи побудови автономних систем енергопостачання на базі нетрадиційних джерел енергії //Новітні технології в сфері нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії, №2. К.:Державний комітет з енергозбереження України, НАН України, АТ "Укренергозбереження", 1999, С.39-42.
- 19.Джонсон Н., Шош Ф., Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. -М.: Мир, 1980. -510с.
- 20.Дорф Р., Бишоп Р. Современные системы управления:Пер. с англ. Б.И. Копылова. – М.: Лаборатория Базовых Знаний, 2002.- 832с.
- 21.Дьяконов В., Абраменкова И. MatLAB Обработка сигналов. Специальный справочник – СПб.: Питер, 2001. – 352с.
- 22.Дьяконов В., Абраменкова И. MATLAB. Обработка сигналов и изображений. Специальный справочник – СПб: Питер, 2002. – 608с.
- 23.Дьяконов В., Круглов В. MATLAB. Анализ, идентификация и моделирование систем. Специальный справочник. – СПб: Питер, 2002. – 448с.
- 24.П.Г.Плешков, Ю.І.Казанцев, А.Ю.Орлович. Основи енергозбереження та енергозберігаючі режими в системах електропостачання промислових підприємств. – Кіровоград: РВЛ КНТУ 2007.
25. П.Г.Плешков, А.Ю.Орлович, Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств. Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007.

Додаток А. Звіт подібності.