

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ  
Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**до кваліфікаційної магістерської роботи  
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

**галузі знань 14 електрична інженерія**

**зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**на тему ОСОБЛИВОСТІ СУЧАСНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА  
ВПРОВАДЖЕННЯ КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID**

Виконав: студент групи ЕЕ-22дм

Стовба О.В.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_

Керівник

доц. Філімоненко К. В.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_

Київ  
2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

завідувач кафедри  
доц. Руднев Є. С.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Стовбі Олені Володимирівні

1. Тема проекту Особливості сучасних електричних мереж та впровадження концепції Smart Grid
2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Костянтин Вадимович  
( прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)  
затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023  
Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні данні визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз стану питання й літературних джерел; Класифікація електроенергетичних систем. Постановка задачі та обґрунтування вибору методу розв'язування. Метод проектування електроенергетичної системи на базі концепції Smart Grid. Впровадження концепції Smart Grid. Розробка методу проектування електроенергетичної системи. Оцінка моделі споживання електроенергії.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)  
Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи , презентація.

## 6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 - 3	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 16 жовтня 2023 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз технічного стану та загальних проблем об'єктів енергетики	16.10-25.10.2023	
2.	Обґрунтування вибору методу розв'язування задачі ЕЕС на базі концепції Smart Grid	25.10-05.11.2023	
3.	Обґрунтування впровадження концепції Smart Grid	05.11-15.11.2023	
4.	Розробка методу проектування електроенергетичної системи	15.11-01.12.2023	
5.	Узагальнення висновків.	01.12-05.12.2023	
6.	Оформлення магістерської роботи	01.12-06.12.2023	

Студент \_\_\_\_\_  
( підпис )

Стовба О. В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту \_\_\_\_\_  
( підпис )

доц. Філімоненко К.В.  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота Стовба О.В. «Особливості сучасних електричних мереж та впровадження концепції Smart Grid».

Сторінок – 82; Рисунків – 20; Таблиць –6; використаних джерел – 21.

Магістерська робота присвячена дослідженню сучасного стану електроенергетичних мереж та шляхів виходу із складної технічної та економічної ситуації. Під час роботи над магістерською дисертацією було вирішено такі завдання: Аналіз технічного стану та загальних проблем об'єктів енергетики; проведено обґрунтування вибору методу розв'язування задачі ЕЕС на базі концепції Smart Grid; обґрунтовано впровадження концепції Smart Grid; розроблено методика проектування електроенергетичної системи

КЛЮЧОВІ СЛОВА: АКТИВНО-АДАПТИВНА МЕРЕЖА, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЕКОНОМЕТРИЧНА МОДЕЛЬ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, МЕТОД АДАПТИВНОГОПРОГНОЗУВАННЯ, EVIEWS, ENERDATA, SMART GRID.

## SUMMERY

**Stovba Olena.** «Features of modern power grids and implementation of the Smart Grid concept»  
VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL  
ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22dm. – Kyiv, 2023.  
Pages – 82; Drawings – 20; Tables –6; Sources – 21.

The proposed master's paper is devoted to the study of the current state of electricity grids and ways out of the difficult technical and economic situation. While working on the master's thesis, the following tasks were solved: Analysis of the technical condition and general problems of energy facilities; justification of the choice of the method for solving the problem of the EPS based on the Smart Grid concept; justification of the implementation of the Smart Grid concept; development of a methodology for designing an electric power system

KEYWORDS: ACTIVE-ADAPTIVE NETWORK, RENEWABLE ENERGY SOURCES, ECONOMETRIC MODEL, ELECTRIC POWER SYSTEM, ADAPTIVE FORECASTING METHOD, EVIEWS, ENERDATA, SMART GRID.

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ</b>	6
<b>ВСТУП</b>	7
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ</b>	13
1.1 Класифікація електроенергетичних систем	13
1.2 Особливості сучасних електроенергетичних систем	15
1.3. Особливості ОЕС України	17
1.4 Передумови переходу до нової концепції розвитку електроенергетики	24
1.5 Фактори, що визначають необхідність змін системи енергопостачання	27
1.6 Ступінь розробленості теми	29
1.7 Постановка задачі та обґрунтування вибору методу розв'язування	32
<b>РОЗДІЛ 2 МЕТОД ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ НА БАЗІ КОНЦЕПЦІЇ Smart Grid</b>	42
2.1 Впровадження концепції Smart Grid	42
2.2 Формування вартісної оцінки проектування	54
<b>РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА МЕТОДУ ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ</b>	62
3.1 Оцінка моделі споживання електроенергії	62
3.2 Проектування економетричної моделі за трьома сценаріями	67
3.3 Створення оптимізаційної моделі впровадження Smart Grid під час проектування електроенергетичної системи	72
<b>ВИСНОВКИ</b>	78
<b>ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ</b>	80

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ААС – активно-адаптивне середовище.  
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії  
ВЕУ – вітроенергетичні установки.  
ГТУ – газотурбінної установки.  
ЕЕС – електроенергетична система.  
ІЕС – інтелектуальна енергетична система.  
ОЕС – об'єднані енергосистеми.  
ОПЕК – організації країн-експортерів нафти.  
ККД – коефіцієнт корисної дії.  
ЛЕП – лінія електропередачі.  
ЛЕС – локальні електросистеми.  
РЕС – районні енергосистеми.  
ТЕЦ – теплоелектроцентраль.  
DSO – distribution system operator.  
ISO – independent system operator.  
VPP – virtual power plant.

## ВСТУП

В кінці ХХ століття позначилася проблема вичерпності і браку природних ресурсів. Як тоді, так і зараз, особливо гостро стоїть проблема енергетичної безпеки і забезпеченості паливом. Про енергетичну проблему як глобальної заговорили після енергетичної кризи 1972-1973 рр., коли в результаті скоординованих дій держав-членів Організації країн-експортерів нафти (ОПЕК) ціна на продавану ними сиру нафту підвищилася в 10 раз. Повторення у 80-х роках, це дозволило говорити про другу хвилю світової енергетичної кризи. В результаті за 1972-1981 рр. ціни на нафту вирости в 14,5 рази. Деякими аналітиками ці події були розцінені як свідчення про виснаження світових невідновних природних ресурсів і вступу людства в епоху тривалого енергетичного і сировинного «голоду» [1].

Але після проведення робіт, пов'язаних із пошуком нових родовищ, песимістичні прогнози забезпеченості світових потреб в енергоносіях і мінеральній сировині змінилися більш оптимістичними розрахунками, заснованими на нових даних. Забезпеченість основними видами енергоносіїв в середньому оцінювалася спочатку в 30-35 років, потім вона збільшилася: до 50 років на нафту, природному газу – до 100 років, а по вугіллю – навіть понад 400 років [2].

Сама проблема надійного забезпечення людства сировиною та енергією залишилась. В даний час рішення проблеми ресурсів і енергозабезпечення залежать, по-перше, від динаміки, попиту, цінової еластичності на вже відомі запаси і ресурси; по-друге, від зміни під впливом науково-технічного прогресу потреб в енергетичних і мінеральних ресурсах; по- третє, від можливостей їх заміни альтернативними джерелами сировини та енергії і рівня цін на замінники.

Серйозним викликом для України є необхідність виходу із складної екологічної ситуації – великі площі території країни є надзвичайно забрудненими

і перебувають на межі екологічної катастрофи.

У світовій енергетиці обрано пріоритетний розвиток виробництва енергії з відновлюваних джерел енергії, що дозволяє подолати енергетичні, екологічні та економічні проблеми сучасності. Позитивні результати функціонування європейської енергетики за новим низьковуглецевим курсом засвідчують правильність стратегічних рішень щодо розвитку відновлюваної енергетики. Зважаючи на подібність багатьох нагальних проблем української і європейської енергетики, стратегічні рішення для української енергетики мають враховувати відповідний європейський досвід.

Стан традиційної енергетики України обумовлює необхідність виходу на сучасний технологічний рівень із застосуванням інноваційних відновлюваних технологій отримання енергії. Підвищення таким чином рівня вітчизняної енергетичної ефективності сприятиме диверсифікації забезпечення енергоносіями центральних і розподілених енергогенеруючих систем, що забезпечить створення низьковуглецевої національної економіки та підвищить роль вітчизняної енергетики в системі міжнародного співробітництва, у тому числі виходу на міжнародні ринки енергетичних товарів та послуг.

Відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) грають майже головну роль в переході світової енергетики на більш стійкій, надійний та безпечний путь розвитку. Особливо для сектору електроенергії відкриваються великі можливості щодо більш широкого використання ВДЕ. Однак задача впровадження ВДЕ в існуючу енергосистему, особливості проектування та удосконалення такої системи являють собою актуальну задачу, яка потребує комплексного вивчення.

Світовий попит на електроенергію щороку збільшується в середньому на 2,2 % та зростає, згідно з прогнозами аналітиків, з 20300 ТВт/год. сьогодні до 33000 ТВт/год. у 2030 році. Запаси органічного палива скорочуються, хоча воно як і раніше є основним джерелом енергії, забезпечуючи близько 85 % світової потреби [2, 3]. Істотні зміни в світовій енергетики останніх років, такі як: ускладнення топології енергосистем, збільшення частки відновлюваних джерел енергії, розвитку конкурентного ринку електроенергії, призводять до того, що



зміни основних параметрів режиму і різних характеристик ОЕС – набувають непередбачуваного, різкозмінного характеру.

Вирішити проблеми енергозабезпечення допоможуть інтелектуальні електроенергетичні системи (ІЕС) [4–17]. У США, Європейському Союзі, Канаді, Китаї концепція Smart Grid є по суті державною політикою технологічного розвитку електроенергетики майбутнього.

Загальноприйнятого визначення інтелектуальних енергетичних систем (Smart Grid) в даний час в світі не існує. Англійська аббревіатура SMART розшифровується як Self Monitoring Analysis and Reporting Technology, тобто технологія, яка передбачає саомоніторинг і можливість передачі результатів моніторингу. В іноземній практиці використовуються також поняття Future Grid, Empowered Grid, Wise Grid, Modern Grid, IntelliGrid. Термін «інтелектуальна мережа» (Smart Grid) став відомий з 2003 року, коли він з'явився в статті «Попит надійності буде керувати інвестиціями» Майкл Т. Burr [18]. У 1951 р. вчений Д. Мак-Кей ввів поняття самокерованих машин (такого поняття, як «штучний інтелект» тоді ще не було). За визначенням Д. Мак-Кея у навчання входить спостереження і керування власною ціленаправленою поведінкою [19, 20]. Ці функції, безумовно, є характерними для сучасної інтелектуальної системи, у тому числі і в електроенергетиці. З точки зору техніки найбільш цікавим і змістовним є визначення системи: «Системою можна назвати тільки такий комплекс вибірково залучених компонентів, у яких взаємодія та взаємовідношення приймають характер взаємодії компонентів на отримання фокусованого корисного результату» [19]. При цьому «фокусований корисний результат» можна розглядати як досягнення мети функціонування системи. Таке визначення системи пов'язує її з цілеспрямованою активністю. Інтелект з точки зору технічних систем слід розглядати як поєднання здатності передбачення середовища з можливістю вибору відповідної реакції з множини альтернатив з урахуванням результату передбачення і поставленої мети. Вважається доцільним визначати інтелект в термінах поведінки системи (живої або штучної), що прагне до мети, та вимірювати ступінь її інтелекту щодо адекватності рішень, які нею

приймаються. При відсутності мети прийняття рішень безпредметно і термін «інтелект» не має сенсу.

Згідно документу «Strategic research agenda of EPoSS – the European Technology platform on Smart Systems integration» [15] Smart Systems є самодостатніми інтелектуальними технічними системами або підсистемами з розширеною функціональністю, що включає у загальному випадку базові мікро-, нано- та біосистеми та інші компоненти. Вони здатні відчувати, діагностувати, описати, оцінити та керувати у даній ситуації, їх робота посилюється завдяки їх здатності до взаємодії одна з однією щодо вирішення, виявлення та відпрацювання збурення. Вони відрізняються високою надійністю, часто мініатюрні, мережоподібні, інтелектуальні та енергетично автономні. Smart Systems є автономними або співпрацюючими системами та об'єднують моніторинг (сенсорні датчики), актуалізацію та інформатику (зв'язок), щоб допомогти користувачам або іншим системи виконувати свою роль.

Три покоління Smart Systems, наведені нижче, не обов'язково слідують один за одним у часі (номенклатура «покоління» в даному випадку означає підвищення рівня з «інтелектуальності» та автономності, а не слідування одного покоління з іншого):

I покоління Smart Systems – включають зондування та / або актуалізацію в якості обробки сигналів або можливих дій;

II покоління Smart Systems – дозволяють прогнозувати і самонавчатися;

III покоління Smart Systems – моделювати людське сприйняття / пізнання.

Незважаючи на існування низки визначень концепції ІЕС, їх можна узагальнити, визначивши інтелектуальну енергосистему як об'єднання енергетичної інфраструктури і впроваджених / розподілених інформаційно-комунікаційних технологій (програмного забезпечення, автоматизації, обробки інформації). З'єднання двох інфраструктур забезпечує наявність необхідного «інтелекту». Даний інтелект може бути представлений на різних рівнях мережі (генерація, мережеве програмне забезпечення, споживання, моніторинг та керування). Три базові принципи Smart Grid: безпечність, стандартизація,

інтеграція. За поняттям «інтелектуальна енергетика» стоїть щось більше, ніж глибока інформатизація та автоматизація обладнання і процесів. Інтелектуальна енергетика це технологічний пакет, що забезпечує перехід до нового технопромислового та соціокультурного укладу.

Актуальність роботи: Реалізація концепції Smart Grid неможлива без масштабного фізичного оновлення генеруючого і мережевого устаткування, забезпечивши керування технологічними процесами та економічними взаємодіями від локального до національного рівня. Саме у сфері систем керування функціонуванням і розвитком електроенергетики, відбуваються найбільш масштабні зміни, які в результаті мають привести до якісної трансформації умов енергопостачання споживачів за рахунок підвищення рівнів автоматизації, інформатизації та інтелектуальності на всіх рівнях систем керування функціонуванням енергосистеми і ринковими операціями.

Об'єктом дослідження є процеси в електроенергетичній системі малої потужності.

Предмет дослідження – метод вирішення задачі розміщення складових ЕЕС на базі концепції Smart Grid, з метою покращення споживання, мінімізації витрат, соціального та екологічного впливу за рахунок використання елементів альтернативної енергетики.

Мета дослідження – ефективне розміщення елементів електроенергетичної системи на базі концепції Smart Grid з точки зору соціально-економічних та екологічних факторів. Досягнення визначеної вище мети передбачає постановку і послідовне вирішення таких основних завдань:

- уточнити теоретичні основи соціальної, економічної та екологічної ефективності в складній та динамічній системі електроенергетики;
- систематизувати основні чинники, що впливають на формування нового стратегічного напрямку розвитку електромереж;
- конкретизувати трактування поняття «розумних» мереж – Smart Grid і концепції інтелектуальних мереж;
- розкрити проблеми галузі, що перешкоджають розвитку «розумних»

мереж;

– розробити метод вирішення задачі розміщення складових ЕЕС на базі концепції Smart Grid, з метою оптимізації споживання, мінімізації витрат, соціального та екологічного впливу за рахунок використання елементів альтернативної енергетики;

– сформулювати експериментальну модель для оцінки запропонованого методу та проаналізувати результати тесту.

Методи дослідження– для дослідження було застосовано методи системного аналізу і синтезу, прогнозування та експертних оцінок, методи економіко-математичного аналізу і економетричного моделювання, багатофакторний аналіз, кореляційний аналіз, адаптивне прогнозування за методом Хольта-Уінтерс.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ

#### 1.1 Класифікація електроенергетичних систем

Сучасні електроенергетичні мережі характеризуються дуже складною структурою та конфігурацією. Через це їх неможливо класифікувати за якоюсь ознакою або фактором, що міг би виступити визначальним. За обсягом території, яку охоплює мережа, можуть бути визначені регіональні мережі, в яких номінальна напруга дорівнює 330 кВ, районні мережі, в яких  $U_{\text{ном}} - 110-120$  кВ, та місцеві мережі, в яких  $U_{\text{ном}} - 35$ кВ, та . Також виділяються лінії надвисокої напруги, що існують для зв'язку відносно невеликих енергосистем регіональних об'єднаних енергосистем (ОЕС) та віддалених районів. Але вони також можуть з'єднувати між собою великі об'єднання. [4]

За призначенням відрізняють системоутворюючі та розподільні мережі. Системоутворюючі здійснюють функції формування районних енергосистем (РЕС) через об'єднання їх електростанцій до паралельної роботи, а також об'єднання РЕЗ та ОЕС між собою. Вони також здійснюють передачу електроенергії до системних підстанцій, які виконують роль джерел живлення розподільних мереж. Розподільної лінією вважається лінія, яка живить ряд трансформаторних підстанцій або вводи до електроустановок споживачів. Такі лінії і є основою розподільчої мережі. Місцеві та розподільні мережі можуть відрізнятися за характером підключення до них споживачів. При цьому певну специфіку мають мережі, що здійснюють електропостачання промислових підприємств, міст і сільськогосподарських районів і так звані промислові, міські

та сільські. Сільські електричні мережі характеризуються значною протяжністю. Вони охоплюють території з порівняно невисокою щільністю навантаження, річне число годин використання максимуму якої також відносно невелике. Навпаки, чисто промислові мережі, будучи відносно короткими, постачають території з великою щільністю навантаження, причому, як правило, графіки навантаження промислових підприємств характеризуються високим ступенем заповненості. Міські мережі з певного погляду займають проміжне положення.

Поєднання комунально-побутових і промислових споживачів на міських територіях обумовлює значну нерівномірність графіків навантажень вузлів міської мережі. Ця нерівномірність в ряді випадків (коли основними джерелами живлення міста є ТЕЦ, що працюють по тепловому графіку) викликає необхідність залучення додаткових маневрових потужностей, що дозволяють системі своєчасно і швидко реагувати на різкі спади і підйоми навантаження.

Крім ознак, побічно пов'язаних із значенням номінальної напруги мережі, існують і інші. Мережі можуть бути класифіковані за родом струму, по конфігурації, по відношенню до приміщення і за конструктивним виконанням. З точки зору конфігурації розрізняють розімкнуті і замкнуті мережі. До розімкнених мереж відносяться мережі, утворені радіально-магістральними лініями, які здійснюють електропостачання до споживачів від одного джерела живлення, причому кожен споживач отримує споживання з одного напрямку. До числа замкнутих відносяться мережі, які забезпечують живлення споживачів не менше ніж з двох сторін. Найпростішою формою замкнутої мережі є одноконтурна (кільцева) мережа. Живильні мережі, як правило, є складно- замкнутими, тобто мають велике число контурів. По відношенню до приміщення іноді розрізняють внутрішні і зовнішні мережі. І, нарешті, по конструктивному виконанню мережі діляться на внутрішні проводки (до 1 кВ), кабельні (до 500 кВ) і повітряні (до 750-1150 кВ) мережі. Мережі всередині промислових підприємств іноді частково виконуються закритими комплектними струмопроводами, прокладаються уздовж колон і стін цехів на висоті, допустимої за умовами виробництва. Кабельні мережі 6-20 кВ в даний час є основою міських і промислових розподільних мереж.

Повітряні мережі характерні для електропостачання сільських споживачів, а також для районних і системоутворюючих мереж.

## **1.2 Особливості сучасних електроенергетичних систем**

На сьогодні є об'єктивні передумови для розвитку електроенергетики України XXI століття на новій технологічній основі, що характеризує перехід до нового розвитку світової економіки шляхом створення інтелектуальної енергосистеми з активно-адаптивною електричною мережею, яку побудовано на основі використання концепції Smart Grid («розумні мережі»). Розвиток електроенергетики в передових країнах світу супроводжується інтенсивним пошуком нових технологій для вирішення проблеми подальшого підвищення ефективності роботи магістральних електричних мереж з метою оптимального розподілу потоків потужності об'єднаної енергосистеми. У США, Індії, Європейському Союзі, Канаді, Китаї концепція Smart Grid є по суті державною політикою технологічного розвитку електроенергетики майбутнього. Таку ж політику почала реалізовувати Україна до міжсистемних ліній електропередавання надвисокої напруги (ЛЕП НВН) 500–750 кВ, що утворюють магістральні електричні мережі.

Виходячи з принципів системного підходу, електроенергетичну систему можна представити у вигляді сукупності мереж різного призначення та номінальної напруги, які утворюють певні ієрархічні рівні для потоків енергії. Розподіл потоків енергії між мережами пов'язаний із проявом фундаментального принципу найменшої дії, який в електротехніці реалізується через закони Кірхгофа. Тому при природному розподілі потоків енергії між мережами її втрати будуть найменшими. Але при використанні синусоїдного змінного струму це твердження є справедливим лише для повної потужності. В той же час економічний режим з мінімальними втратами активної потужності, які використано при оцінці ефективності транспортування енергії, встановлюється тільки в умовній схемі з активних опорів. Проведені дослідження показали, що

природний режим за величиною втрат значно поступається економічному (в 1,4–1,5 рази), і при цьому виникає перевантаження мереж більш низької напруги нетиповими для них транспортними потоками енергії, чим зменшується пропускна здатність електроенергетичної системи в цілому.

Електроенергетична система має особливості, якими не володіють інші інженерні системи, наприклад, системи газо- і водопостачання, транспорту, зв'язку. Електрична система являє собою складний об'єкт, складність якого обумовлена низкою специфічних особливостей [5]:

- постійний збіг за часом процесу вироблення, передачі і споживання електроенергії;
- безперервність процесу вироблення, передачі і споживання електроенергії та необхідність в зв'язку з цим безперервного контролю за цим процесом. Процес передачі електроенергії по ланцюгу «генератор-електроприймач» можливий лише при надійної електричної і магнітної зв'язку на всьому протязі цього ланцюга;
- підвищена небезпека електричного струму для навколишнього середовища і обслуговуючого персоналу;
- швидкий перебіг процесів, пов'язаних з відмовою різних елементів основного технологічного ланцюжка;
- різноманіття функціональних систем і пристроїв, які здійснюють технологію виробництва електроенергії; управління, регулювання та контроль. Необхідність їх постійної та чіткої взаємодії;
- велика відстань енергетичних об'єктів один від одного;
- залежність режимів роботи електричних систем від різних випадкових факторів (погодні умови, режим роботи енергосистеми, графіки роботи споживачів);
- значний обсяг робіт по ремонтно-експлуатаційного обслуговування великої кількості різнотипного обладнання.

Передача електроенергії від електростанції до споживача здійснюється за електричним лініями. Однак, коли споживачі віддалені від електростанції,



передачу електроенергії доводиться здійснювати при підвищеній напрузі. Тоді між електростанцією і споживачами необхідно споруджувати підвищуючі і знижуючі напругу підстанції.

При цьому виходять суттєві техніко-економічні переваги:

- можливість збільшення одиничної потужності генераторів і електростанції. Це знижує вартість 1 кВт встановленої потужності, дозволяє різко підвищити продуктивність електромашинобудівних заводів при тих же виробничих площах і трудовитратах;
- значне підвищення надійності електропостачання споживачів;
- підвищення економічності роботи різних типів електростанцій, при цьому забезпечуються найбільш ефективно використання потужності ГЕС і більш економічні режими роботи ТЕС;
- зниження необхідної резервної потужності на електростанціях

З цього випливає, що мережі електропостачання являють собою складний об'єкт, який має свої особливості, які необхідно враховувати при проектуванні та експлуатації об'єктів.

### **1.3 Особливості ОЕС України**

Особливістю ОЕС України є дефіцит маневрених і регулюючих потужностей. Частка гідроелектростанцій у загальному балансі потужностей не перевищує 9%, коли оптимальним для підтримки необхідного рівня маневрених потужностей вважається 15%. Структуру встановлених потужностей та генерації електроенергії на різних типах електростанцій за 2018 рік відображено на рис. 1.1 та 1.2.. Як видно з діаграм, значну частку в структурі виробництва електроенергії займають атомні електростанції, що не можуть бути використані в якості потужностей для покриття навантаження в вечірній час доби.

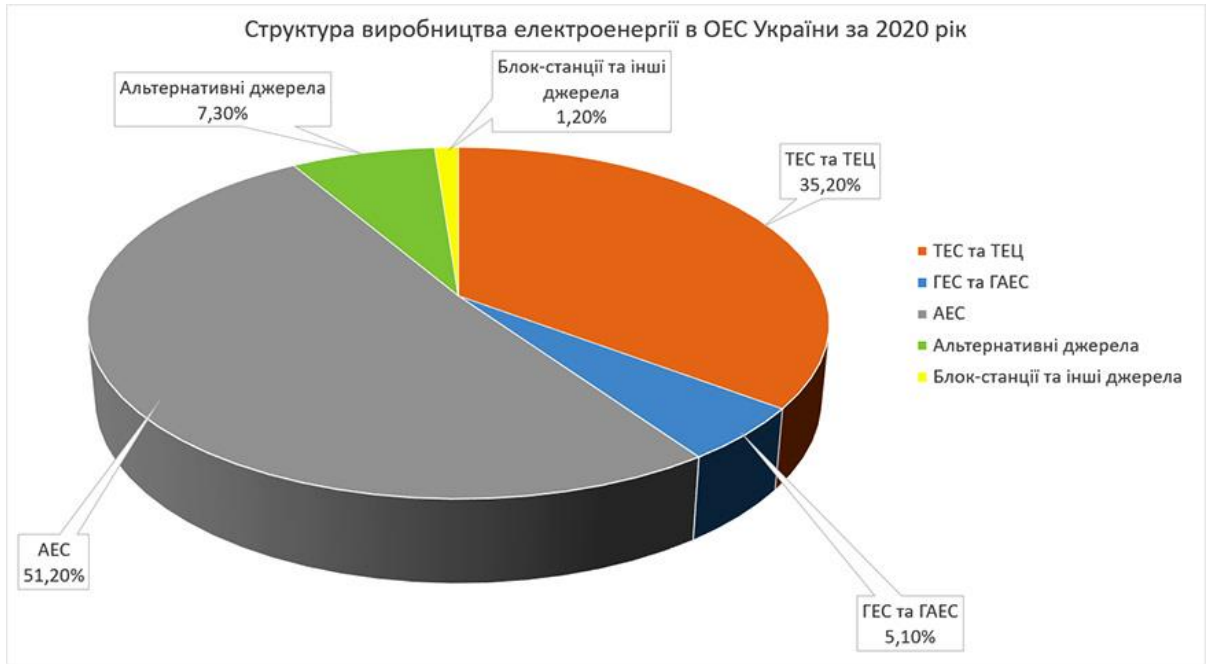


Рис. 1.1. Структура встановлених потужностей в Україні

**Структура генерації ОЕС на максимум електроспоживання 03.12.2020**

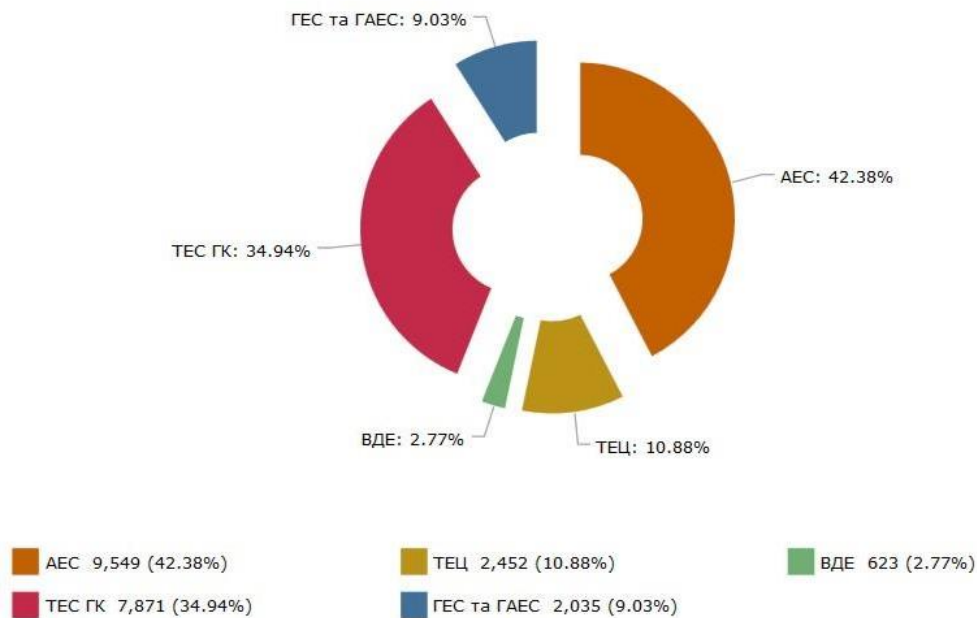


Рис. 1.2. Структура виробництва електроенергії в Україні за 2018 рік

Після 1991 року енергосистема України зіткнулася з певними труднощами, обумовленими: різким підвищенням цін на природний газ і мазут; майже двократним зниженням попиту на електричну енергію з боку промисловості і зовнішніх (експортних) споживачів електричної енергії; зниженням якості і зростанням вартості вугілля, що поставляється на електричні станції; істотним зниженням енергообміну з суміжними енергетичними системами, що ускладнило підтримку миттєвих, добових і сезонних балансів потужності виробництва і споживання електричної енергії; істотним скороченням попиту на теплову енергію з боку промисловості; збитковості роботи ТЕЦ і котелень центрального тепlopостачання.

Через зношеність обладнання об'єктів теплової електроенергетики, погіршення їх технічного стану та використання в непроєктних режимах: зростають питомі витрати палива; збільшується кількість відмов основного обладнання; підвищується рівень шкідливих викидів в атмосферу, що завдає великої шкоди довкіллю і здоров'ю людини.

Атомна генерація (АЕС). В Україні діють чотири АЕС, що належать до НАЕК «Енергоатом». На АЕС працюють 15 блоків сумарною встановленою потужністю 13 835 МВт. Коефіцієнт її використання складає 74,5% . Попри загалом задовільний технічний стан АЕС та позитивні оцінки безпеки їх роботи міжнародними інституціями, атомній енергетиці притаманні проблеми, що потребують вирішення найближчим часом, зокрема: 60% (дев'ять одиниць) енергоблоків АЕС загальною потужністю 9000 МВт у період до 2020р. потребують подовження терміну експлуатації; три з чотирьох АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) через мережеві обмеження не можуть працювати на повну потужність; залишаються проблеми в поводженні з відпрацьованим ядерним паливом і радіоактивними відходами.

Гідрогенерація (ГЕС і ГАЕС). Крупні ГЕС і ГАЕС об'єднані в ПАТ «Укргідроенерго». Це насамперед ГЕС Дніпровського каскаду (Дніпровська, Дніпродзержинська, Київська, Канівська, Каховська, Кременчуцька), а також Дністровська ГЕС та Київська і Дністровська ГАЕС. Названі ГЕС введені в

експлуатацію переважно в 1960-1970-х роках. Термін експлуатації понад 60% гідрогенераторів ГЕС перевищив 30 років. Модернізація об'єктів гідроенергетики здійснюється досить повільно: на цей час «Укргідроенерго» виконує II етап Програми реабілітації (реконструкції) ГЕС, що був розрахований до 2017 р.

Магістральні електромережі – одна з головних складових ОЕС України. Зокрема, мережі напругою 220-750 кВ забезпечують передачу до 90% електроенергії, яку виробляють українські електростанції.

Магістральні мережі (включно з міждержавними) налічували близько 23 тис. км різної напруги. Їх роботу забезпечували 133 трансформаторні підстанції.

При цьому, понад 60% об'єктів магістральних електромереж споруджені в 1960-1970-х роках і є морально та фізично застарілими. Так, понад 41% магістральних і міждержавних мереж, станом на початок 2011 р., експлуатувалися понад 40 років (до цього числа належать, зокрема, всі лінії електропередачі напругою 800 і 400 кВ (протяжність, відповідно, 98,5 та майже 339 км). Загалом, зношеність ліній електропередачі складала на той час 45,1%; обладнання підстанцій – 37,9%.

Міждержавні лінії електропередачі. ОЕС України поєднана міждержавними лініями електропередачі з енергосистемами сусідніх країн. Пропускна спроможність міждержавних мереж дозволяє значно збільшити обсяги експорту, але значна їх частина потребує реконструкції. Доцільним є також будівництво нових високовольтних ліній.

Транспортування та розподіл електроенергії здійснюється магістральними (у т.ч. міждержавними) мережами протяжністю близько 23 тис. км та розподільними (локальними) мережами (понад 890 тис. км повітряних і кабельних ліній). До складу електромереж належать трансформаторні підстанції, розподільні установки та власне лінії передачі. Магістральні електромережі перебувають в оперативному та технологічному управлінні ДП НЕК «Укренерго».

Розподільні (локальні) мережі належать енергопостачальним (розподільним) компаніям різних форм власності, яких на цей час налічується 29 підприємств. Ці компанії забезпечують транспортування і продаж електроенергії споживачам.

Обладнання електромереж характеризується високим рівнем зношеності, що зумовлює значні витрати електроенергії на її транспортування. У 2018 р., порівняно з 2017 р., загальні технологічні витрати зменшилися, але їх обсяг залишився високим, близько 20 млрд кВт·год., або майже 12% загального відпуску електроенергії в мережу (що в 1,5 разу більше, ніж у розвинутих країнах, де цей показник не перевищує 8%).

Проблемою є також недостатня спроможність ліній електропередачі у видачі потужності АЕС у мережу. Як зазначалося вище, саме через мережеві обмеження (брак ліній електропередачі напругою 750 кВ), насамперед, Рівненська і Хмельницька АЕС не можуть працювати на повну потужність.

Крім того, структура українських електромереж не дозволяє забезпечити повноцінний перерозподіл між регіонами, де є надлишок електроенергії (Захід країни), та енергодефіцитними (насамперед, Південь). Тому більшість напрямків передачі електроенергії між регіонами України працюють на межі забезпечення стійкості енергосистеми, що знижує її надійність, ускладнює регулювання та дотримання графіку ремонтних робіт.

Магістральний транспорт електричної енергії зв'язаний з наступними основними труднощами: недостатня пропускна спроможність ЛЕП для видачі в мережу електричної енергії, виробленої на Запорізькій, Рівненській та Хмельницькій АЕС; складність передачі виробленої в Західному регіоні електричної енергії у Центральний і Східний регіони; відсутність можливості виходу на паралельну роботу з енергетичними системами Європи.

Досвід роботи в умовах проходження осінньо-зимових максимумів навантаження показує, що коефіцієнт добового графіка навантаження, тобто відношення мінімального навантаження в нічний час до максимального, може сягати значення 0,72. Нестача в Україні маневрених потужностей змушує використовувати для регулювання добових графіків електричного навантаження потужні енергоблоки теплових електростанцій (200 та 300 МВт), що є неефективним як з точки зору втрати експлуатаційного ресурсу блоків, так і використання первинних енергоресурсів (перевитрати більше 100 млн тон

умовного палива на рік). Так, за рік в Україні відбувається приблизно 3600 зупинок блоків теплових електростанцій. Втрати від роботи в такому режимі, за орієнтовними оцінками, становлять: приблизно 1 млрд дол. США від роботи при режимі пуск-зупинка та близько 2 млрд дол. США від зменшення ресурсу роботи теплових блоків з урахуванням вартості компенсації заміни потужностей.

При передачі та розподілі електроенергії відбуваються значні комерційні та технологічні втрати. В Україні 35% повітряних ліній електропередач та 32% трансформаторних підстанцій потребують заміни. Так, за 2012 рік втрати електроенергії в мережах становили 11,82%. Проте в Японії вони становлять 5% від загального виробництва, в країнах ЄС – 4-9%, в США – 7-9%. Це свідчить про необхідність прийняття радикальних заходів щодо ефективності транспортування та розподілу електроенергії.

Недостатнє оснащення електромереж компенсаторами реактивної потужності та труднощі з підтримкою необхідного рівня напруги є причиною погіршення якості електроенергії. Оскільки Україною задекларовано напрям інтеграції в європейські ринки електричної енергії, необхідно відповідати вимогам щодо якісних характеристик електроенергії. Так, існуюче устаткування підтримує частоту в межах діючих норм  $50 \pm 0,2$  Гц. Аварійна автоматика ОЕС України спрацьовує у випадку зменшення частоти струму у мережі менш ніж 49,5 Гц та більш ніж 50,3 Гц. У той час, як за вимогами Європейської мережі системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E) потрібно дотримуватись  $50 \pm 0,02$  Гц. Не менш важливим є необхідність підтримання стабільності напруги у мережі. У деяких випадках перевищення напруги у розподільчих мережах може становити більш ніж 300 В, що призводить до виходу з ладу обладнання підприємств та приладів у побутовому секторі, а також до утворення пожеж. Проблеми якості електричної енергії в ЄС вирішуються в технологічному та нормативному напрямках. Це стосується не тільки прийняття технічних стандартів та регламентації відносин між постачальником та споживачем електроенергії, але й застосування систем контролю та управління якістю. В країнах ЄС почали впроваджувати системи моніторингу на рівні передачі та розподілу

електроенергії. Незадовільна якість електроенергії призводить до втрат в більшості галузей промисловості, виходу з ладу побутової техніки та аварійних ситуацій. На теперішній час вітчизняні енергетичні компанії не можуть повністю виконати умови стосовно постачання електроенергії відповідної якості в європейські країни, тому виникає потреба пошуку ринкових механізмів регулювання параметрів надійності та якості електроенергії. В Україні відсутній механізм компенсації збитків від електроенергії незадовільної якості. Питання відносин між споживачем та постачальником потребує подальшого врегулювання.

Базовим сценарієм нової Енергетичної стратегії України до 2030 року було передбачено збільшення виробництва електроенергії до 282 млрд кВт·год, що майже в 1,5 рази більше, ніж у 2012 році. Основним виробником електроенергії мають стати атомні електростанції, проте це не вирішить проблему маневреності при існуючих методах.

Порівняно з 1990р., змінилася структура виробництва електроенергії за джерелами генерації. Так, якщо у 1990р. на теплову генерацію припадало майже 71% загального обсягу виробництва електроенергії, то упродовж наступних років цей показник знижувався і склав у 2011 р. лише близько 48%. Натомість частка електроенергії АЕС зростає з майже 26% до 47%, відповідно. Останніми роками значно збільшилися темпи будівництва електростанцій, що працюють з використанням ВДЕ, однак частка виробленої ними електроенергії в загальному електроенергетичному балансі є незначною: у 2011 р. – 0,17% (у 2010р. – 0,13%).

Водночас, позиції основних споживачів електроенергії не зазнали змін. Як і в 1990 р., перші дві позиції за обсягами споживання посідають промисловість і побутовий сектор (населення). Так, у 2011 р. на промисловість припадало 48,4% загального обсягу споживання-нетто, на побутовий сектор – 25,6%.

В період з 2008 по 2013 роки відбувалися певні зміни в структурі споживання електроенергії, що відображені за допомогою діаграми на рис. 1.3. Поступово зменшується споживання в промисловості та збільшується споживання електроенергії населенням. Передбачається, що побутове споживання значно збільшиться, а це є основним фактором пікового навантаження в вечірній час

доби. Україна планує за наступні два десятиліття збільшити частку виробництва електроенергії з альтернативних та відновлювальних джерел енергії до 10%. Отже, передбачається значна зміна структури енергобалансу країни в цілому та електробалансу зокрема.

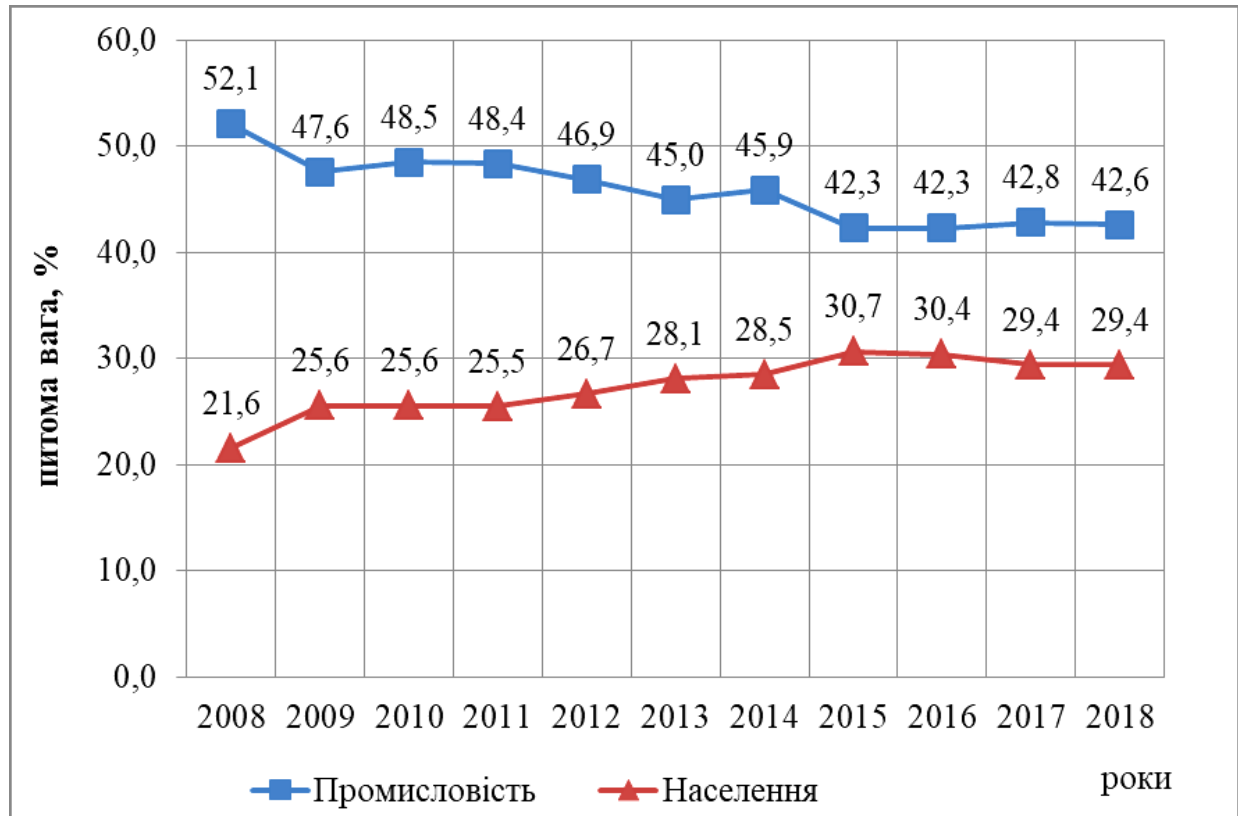


Рис. 1.3. Структура споживання електроенергії в Україні за 2008-2018 роки

#### 1.4 Передумови переходу до нової концепції розвитку електроенергетики

До числа найбільш істотних змін у розвитку суспільства і економіки, що впливають в тому числі на енергетичну галузь, зарубіжні вчені та дослідники відносять такі фактори, які розглянемо далі.

По-перше, це дефіцит джерел електричної енергії. В минулому столітті зростання електроспоживання було обумовлено бурхливим зростанням промисловості і економіки, і попит споживачів нескладно було спрогнозувати, а



отже, забезпечити оптимальне планування розвитку енергетичних об'єктів. За останні 10-20 років ситуація змінилася: з'явилася безліч нових і поліпшених технологій, пристосувань, приладів та інструментів, які живляться виключно за рахунок електричної енергії. Широке використання яких споживачами різко підвищує обсяги споживаної електричної енергії і створює перевантаження на тих ділянках мережі, на яких ще 15 років тому це було неможливо. Середній розмір енергоспоживання в побутовому секторі з 1970 р і до теперішнього часу збільшився приблизно вдвічі. Що стосується використання різних електропобутових приладів, то більше 15% сьогоденного споживання йде на обладнання, яке не застосовувалося до 1990 року, тобто на «цифрову енергетику». У найближчі роки одним з істотних джерел зростання споживання електричної енергії буде намітився перехід на електромобілі, про який заявили уряди багатьох країн, схваливши відповідні проекти розвитку електротранспорту у великих містах, які страждають від забруднення повітря.

По-друге, постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів, які, на думку експертів, в ряді випадків є надмірно завищеними [6]. Не так давно питання якості електропостачання був проблемою тільки для окремих категорій великих промислових споживачів. Сьогодні проблема якісного електропостачання зачіпає вже всіх споживачів: населення і комунальні споживачі висловлюють занепокоєння, обумовлене аварійними відключеннями, що наочно демонструють недостатньо високу якість електропостачання. На думку деяких зарубіжних експертів, в найближчі 20 років якість електропостачання стане найбільшою проблемою в галузі. Велика частина країн Європи і Америки потребує не тільки в надійних джерелах постачання паливом, але і в зниженні втрат в магістральних лініях електропередачі і системних обмежень, а також в безперервній модернізації мережі для більш ефективного забезпечення енергією споживачів. Крім того, старіння інфраструктури електропередачі і розподілених електростанцій в Європі, Америці, Росії та інших країнах все більше загрожує безпеці, надійності і якості електропостачання.

По-третє, постійне підвищення вартості електричної енергії у всьому світі: не дивлячись на політику стримування тарифів на електричну енергію, вони продовжують зростання по всьому світу. Цю тенденцію можна прослідити на звіті Європейської комісії за 2000-2030 роки (Рис.1.4).



Рисунок 1.4 – Прогноз цін на електроенергію в світі

По-четверте, старіння і наростаючий дефіцит кваліфікованих кадрів в енергетичній галузі. У більшості розвинених країн спостерігається різкий вплив кваліфікованих кадрів, спричинений такими причинами, як: вихід на пенсію працівників, що брали участь в створенні галузі; система вищої освіти і перепідготовки кадрів в даний час багато в чому не відповідає вимогам розвитку галузі і не дозволяє забезпечити належною мірою енергетичні компанії висококваліфікованими кадрами, здатними забезпечити інноваційний прорив в електроенергетиці; широке поширення трудосберігаючих технологій (автоматизація, обладнання, що не обслуговується).

По-п'яте, зростання вимог зацікавлених сторін – стейкхолдерів, до результатів діяльності енергетичних компаній. Зміна організаційних форм власності і формування ринкових умов зумовили виникнення для енергетичних компаній нової системи вимог стейкхолдерів (акціонерів, законодавців, регулюючих органів, споживачів, громадських та екологічних організацій), суть яких полягає в підвищенні надійності електропостачання, зниження операційних

витрат, підвищення доходів інвесторів, зниження чисельності персоналу і ін.

По-шосте, вимоги екологічної та промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів. Перераховані вище каталізатори (1-5) змін впливають як на сферу генерації електричної енергії, так і на діяльність електромережних і збутових компаній, які виступають головними гравцями, які балансують попит і пропозицію. Результати такого впливу проявляються в зміні клімату і глобальне потепління, зростанні збитку третім особам і навколишньому середовищу, забрудненні і виснаженні природних ресурсів, підвищення інвестиційних ризиків та інше.

По-сьоме, зниження загальносистемних витрат. У своєму сьогоденному стані більшість магістральних і розподільних мереж не в змозі забезпечити ефективно підключення великої кількості малих електростанцій (розподілена генерація), що працюють в тому числі на поновлюваних джерелах енергії. Виробляється цими електростанціями енергія на сьогодні, як правило, не забезпечена належним чином диспетчерським управлінням, а потужність що віддається в мережу електроенергії залежить від природних умов або від бажання власника електростанції. Останні повинні будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання частоти і напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для підтримки надійності електропостачання. Незважаючи на те що розподілені джерела можуть призвести істотну частку електроенергії в енергосистемі, при відсутності ефективного управління електричними мережами розподілені джерела не зможуть замінити існуючі класичні електростанції.

## **1.5 Фактори, що визначають необхідність змін системи енергопостачання**

Основні фактори, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці під впливом складних умов, на основі попереднього дослідження можна згрупувати наступним чином.

#### Фактори науково-технічного прогресу:

- поява і розвиток нових технологій, пристроїв і матеріалів (в тому числі в інших галузях), потенційно застосовних в сфері електроенергетичного виробництва, і в першу чергу зростання темпів і масштабів розвитку комп'ютерних та інформаційних технологій;
- інтенсивне зростання кількості малих генеруючих (в першу чергу відновлюваних) джерел енергії в світі;
- загальна тенденція до підвищення рівня автоматизації процесів. Фактори підвищення вимог споживачів:
  - підвищення вимог до набору (лінійці) і якості послуг;
  - очікування зниження цінових параметрів послуг галузі;
  - вимоги до інформаційної прозорості системи взаємовідносин суб'єктів електроенергетичних ринків, в першу чергу зі споживачами.

#### Фактори зниження надійності:

- наростаючий рівень зносу обладнання;
- необхідність масових інвестицій в реновацію основних фондів;
- зниження загального рівня надійності електропостачання;
- високий рівень втрат при перетворенні, передачі та розподілі електроенергії.

#### Фактори зміни ринку:

- зміна внутрішніх умов функціонування електроенергетичних ринків;
- економічна нестабільність;
- реформування організації функціонування електроенергетики в більшості країн;
- розвиток ринку квот на екологічно небезпечні випадки;
- тривалий інвестиційний і життєвий цикл активів і галузі в цілому, складові від 15 до 40 років.

Фактори підвищення вимог в сфері енергоефективності та екологічної безпеки:

- необхідність зниження впливу на навколишнє середовище;

- необхідність підвищення енергоефективності та енергозбереження.

Ідентифікація цих умов і факторів висунула на передній план проблему розвитку електроенергетики в рамках традиційних підходів і існуючих принципів і способів, включаючи технологічний базис.

## 1.6 Ступінь розробленості теми

Розглянемо перспективні та найбільш розвинуті досягнення вчених провідних країн світу, що доцільно використати в умовах України задля розвитку національної енергетичної сфери згідно положень концепції Smart Grid.

Стратегія ISO (Independent System Operator): На ринку DRX (Demand Response Exchange – обмін у відповідь на попит), ISO першим запускає модель IHED (інтегрованої диспетчеризації тепла та електроенергії) для визначення планування генераторних блоків і агрегаторів будівель протягом наступних кількох інтервалів часу [7]. Відомі методи комбінованої оптимізації електроенергії та теплової енергії можна знайти в роботах [8, 9]. Метою диспетчерської моделі є максимізація соціального добробуту, як показано в (1). Крім виходів генерації в реальному часі ( $P_{E,P}^{gen1}$ ,  $P_{H,\phi}^{gen1}$ ,  $P_{E,\phi}^{gen1}$ ), змінні, які повинні бути оптимізовані, є бажаною силою балансування ( $\Delta P_{E,i}^{req}$ ,  $\Delta P_{H,i}^{req}$ ) як різниця між потребами енергії до  $DR(P_{E,i}^{dem0}$ ,  $P_{H,i}^{dem0}$ ) і потребує енергії в реальному часі та після  $DR(P_{E,i}^{dem1}$ ,  $P_{H,i}^{dem1}$ ). Слід зазначити, що індекси “t” для всіх змінних пропущені для простоти. У співвідношенні (1) перша частина позначає загальну користь споживачів, тоді як друга і третя складові позначають собівартість генеруючих енергоблоків тільки для виробництва електроенергії та вартість генерації когенераційних установок відповідно. Слід зазначити, що вартість генерації енергії з ВДЕ тут дорівнює нулю.

$$\begin{aligned} \max F = & \sum_{t=1}^{NT_H} \left( \sum_{i=1}^{N_A} R_i (P_{E,i}^{dem0} + \Delta P_{E,i}^{req}, P_{H,i}^{dem0} + \Delta P_{H,i}^{req}) \right) \\ & - \sum_{\phi=1}^{N_\phi} C_\phi^{gen} (P_{E,\phi}^{gen1}, P_{H,\phi}^{gen1}) - \sum_{\phi=1}^{N_\phi} C_\phi^{gen} (P_{E,\phi}^{gen1}) \end{aligned} \quad (1.1)$$

Стратегія балансування потужності оператора розподільної системи.

Передбачається, що при наявності інформації про величину необхідної балансувальної потужності DSO (Distribution System Operator) буде заохочувати агрегаторів реагувати на вимогу балансування потужності шляхом коригування поведінки споживачів електроенергії [10]. З точки зору DSO, кожен агрегатор може розглядатися як прибутковий і незалежний агент; тому агрегатори можуть надати відповідну кількість балансувальної сили, якщо їм запропонують належні стимулюючі ціни. Стратегія DSO моделюється як оптимізаційна задача, яка мінімізує відхилення між бажаною потужністю балансування та фактичною балансувальною потужністю, що надається ДРГ. Задача формулюється як дворівнева, де задача нижнього рівня відображає оптимальну стратегію агрегатора, а задача на вищому рівні сприяє мінімізації відхилення між бажаною балансувальною потужністю і фактичною балансувальною потужністю, що забезпечується DRX.

Взаємодія з активним споживачем [11]. Поява активних споживачів змінює ролі кінцевих споживачів у системі розподілу енергії від пасивного придбання електроенергії, до активного планування попиту та генерації відповідно до індивідуальних потреб. Це також робить можливим вивчення місцевих ВДЕ, а також переваги як гравців, так і системи. Запропонована чотирьохшарова структура може вивчати інтерактивну поведінку активних споживачів під керівництвом мікро-гравців. Нова інтелектуальна мережа може відкрити нове бачення функціонування енергосистем і дозволить створити самоорганізовану спільноту активних споживачів з абсолютно новим підходом. Важливе значення в рамках злиття мають соціальні та технічні взаємодії, які впливають на глобальну продуктивність та потреби прагнути до макроконтролю власних зацікавлених мікро-гравців, які взаємодіють на соціальному та мережевому рівнях. Регулювання може бути здійснене за допомогою зовнішнього стимулювання як з точки зору цінових, так і соціальних цінностей. Іноді соціальні цінності можуть

бути більш ефективними, ніж цінові сигнали. Результати показують, що для максимізації ефективності політики слід ретельно розвивати відповідну соціальну культуру.

Інтелектуальні системи керування енергетичними об'єктами та процесами

Модель інтелектуального симулятора навантаження на житло (Smart Residential Load Simulator) – це новий симулятор на базі MATLAB, який представляє більшість важливих житлових навантажень та джерел живлення. Панель інструментів забезпечена повним графічним інтерфейсом [12]. Такі фактори, як температура навколишнього середовища, відіграють важливу роль в енергоспоживанні домогосподарства, розглядаються як входи споживачів для Smart-симулятора житлового навантаження. Іншими входами є ставки за електроенергією в часі (непікову, середню і на піку), що відображають тарифи часу використання; користувач також може визначати ціни в реальному часі. Всі прилади моделюються в інтелектуальному симуляторі навантаження на житло і можуть бути змодельовані окремо або як група. Симулятор дозволяє визначити характеристики сім'ї, тобто кількість та вік людей у домогосподарстві, так що рівні активності мешканців можуть бути представлені у відповідних моделях пристроїв, таких як водонагрівачі і домашня теплова модель.

Компенсація реактивної потужності для підвищення енергоефективності та надійності електричних мереж [13]. Була поставлена задача мінімізувати загальну вартість ЛЕС, що підключається до електромережі, яка містить фотоелектричні модулі, акумуляторні системи зберігання енергії та електростанції з електричною зарядкою з можливістю генерування реактивної потужності. Аналітичний метод до постачання реактивної потужності та енергетичного арбітражу, включаючи витрати реактивної потужності та втрати в лініях, що дозволяє ефективно обробляти велику кількість змінних, даючи майже оптимальне рішення в 100 разів швидше порівняно з існуючими методами. Даний метод підходить як для постачання електроенергії на день наперед, так і в режимі реального часу у великих системах. Також може бути використаний для загальної диспетчеризації енергії з різними параметрами та різними функціями витрат. Передбачається, що

ISO має контроль над системами акумуляції електроенергії і має право залучати невикористану потужність інверторів фотоелектричних систем і електричних бортових зарядних пристроїв, що належать третій стороні, для забезпечення реактивною енергією. Вартість активної потужності з електромережі вже включає в себе чисту вартість зарядки акумуляторних систем зберігання енергії та електромобіля. Останній вираховується з цільової функції, оскільки вартість зарядки електричного транспортного засобу оплачується приватними власниками. Фотоелектричні системи оплачуються за потужністю, яку вони виробляють для покриття основних інвестицій. Кожен розподілений енергетичний ресурс компенсується за виробництво реактивної потужності.

Мультиагентні системи керування в енергетиці [14]. Агентно-орієнтовані системи впроваджені в області електротехніки; були прийняті як нові концепції систем управління протягом останніх десятиліть. Ця концепція впливає з інформатики. Широке використання технології агента в електричній області призвело до неоднозначного використання та інтерпретації понять «агент» і «мультиагентні системи»; це особливо очевидно в дослідних роботах з інтелектуальних мереж. Загальне розуміння терміну інтелектуальна мережа в науково-дослідних роботах охоплює розробку нових стратегій управління потужністю та систем зв'язку для вирішення цієї проблеми. Це пов'язано з розширенням використання відновлюваних джерел енергії (наприклад, фотоелектричних систем, вітрових турбін, систем комбінованого теплопостачання) та нових електричних навантажень (наприклад, теплових насосів та електричних транспортних засобів) МАСК складається з ряду окремих суб'єктів, званих агентами, де агенти взаємодіють між собою. Кожна структура може бути агентом. Наприклад, агент може бути пристроєм, комп'ютерною системою, програмним забезпеченням або організацією, що їх володіє. Кожен агент може як самостійно працювати для досягнення певної особистої мети, так і взаємодіяти з іншим агентом, щоб вирішити спільну мету [15].



## 1.7 Постановка задачі та обґрунтування вибору методу розв'язування

Об'єктом дослідження є електроенергетичні системи малої потужності, тобто локальні електричні системи (ЛЕС). Локальною енергосистемою називається локальна розподільна мережа низької напруги, яка об'єднує, наприклад, один або кілька розосереджених енергетичних об'єктів, найчастіше використовуючи VPP (Virtual Power Plant) [16], накопичувачі енергії, паливні елементи, когенерацію, електромобілі, систему керування попитом, яка може працювати ізольовано або підключаючись до центральної енергосистеми. Розглянемо спрощену схему ЛЕС, що представлена на рисунку 1.5 [17].

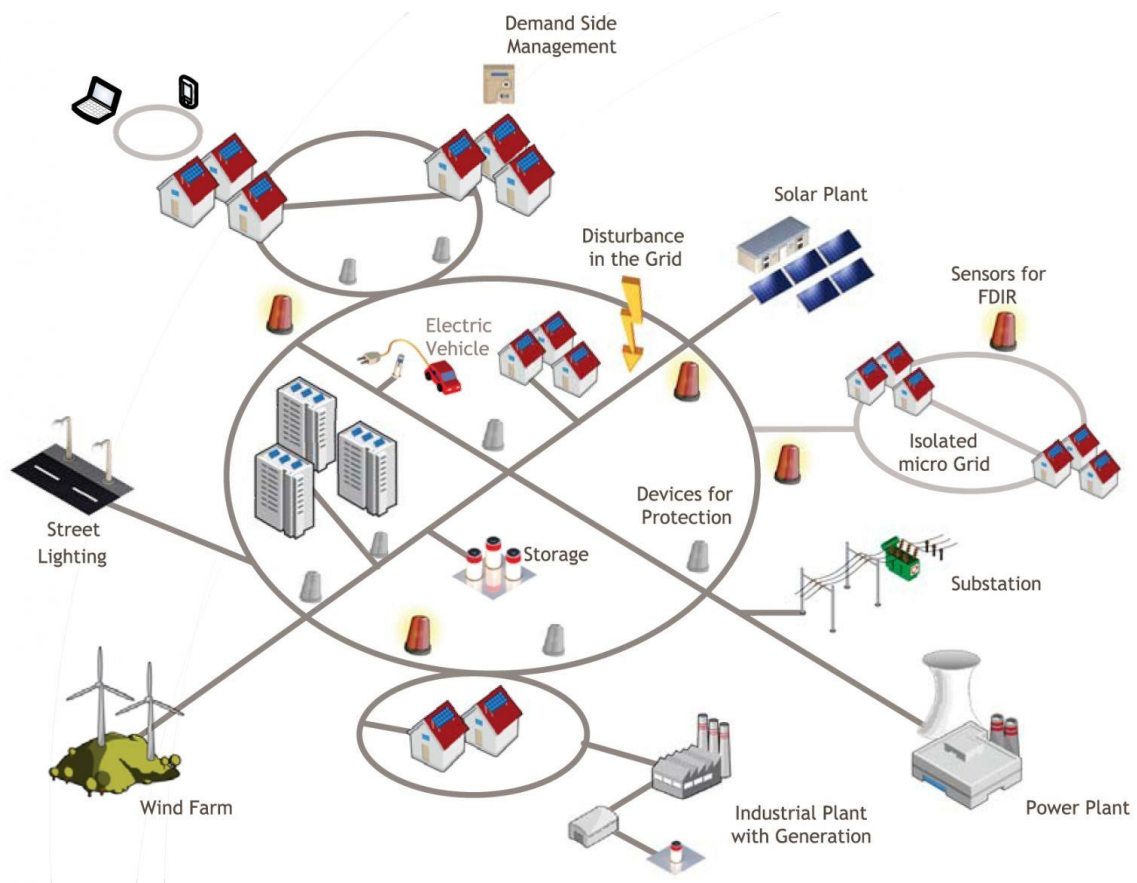


Рисунок 1.5 – Спрощена схема ЛЕС

Структура ЛЕС і системи керування нею залежить від кількості, потужності і роду розосереджених енергоресурсів, які входять в неї. Функції керування розосередженими енергоресурсами можуть виконувати локальні системи керування кожного агрегату [18]. Однак зі зростанням кількості об'єктів керування в ЛЕС неможливо обійтися без автоматизованої інформаційно-керуючої системи, яка повинна здійснювати координоване і оптимальне керування всіма розосередженими енергоресурсами, мінімізуючи витрати на паливо, закупівлю енергії на ринках і технічне обслуговування обладнання, підвищуючи доходи від продажу енергії та надання системних послуг (споживання, що залежить від ціни, регулювання частоти і напруги).

Малі генеруючі установки, що використовують газотурбінні технології, працюють на більш високій, в порівнянні із промисловою, частоті і підключаються до системи через випрямляючі інверторні блоки. Аналогічне підключення мають вітроагрегати, що відрізняються до того ж стохастичним характером генеруючої потужності. В результаті істотно змінюються частотні характеристики генерації в ЕЕС, знижується регулюючий ефект генерації по частоті. Установки розподіленої генерації мають малі, в порівнянні з традиційними генераторами великої потужності, постійні інерції ротора і спрощені системи регулювання. Це створює проблему забезпечення стійкості в ЕЕС. Підключення установок розподіленої генерації до розподільної електричної мережі радикально змінює її властивості, створюючи проблеми стійкості, формуючи необхідність істотного розвитку і принципової реконструкції систем релейного захисту і автоматики на цьому рівні. Свій внесок в розподілену генерацію вносять джерела електроенергії, що використовують поновлювані енергетичні ресурси [19]. На даний час в електроенергетичних системах можуть бути використані такі види енергії, як: сонячна енергія, енергія вітру, енергія біомаси, енергія малих річок, енергія морських хвиль, геотермальна енергія, енергія приливів, низько потенційне тепло. Використання ВДЕ, як правило, не робить серйозного негативного впливу на навколишнє середовище, в більшості своїй вони є екологічно чистими і повсюдно доступними джерелами енергії. До

серйозних недоліків ВДЕ, які обмежують їх широке застосування, відносяться невисока щільність енергетичних потоків і їх мінливість у часі і, як наслідок цього, необхідність значних витрат на устаткування, що забезпечує збір, акумулювання і перетворення енергії.

Зростання електроспоживання при розосереджуванні генеруючих джерел і споживачів по території призводить до збільшення щільності передавальних і розподільних електричних мереж [20]. В цілому, з урахуванням зазначених факторів, електроенергетичні системи майбутнього все в більшій мірі будуть купувати функції і властивості інфраструктурних систем (свого роду «електричного Інтернету»), які будуть в змозі надавати споживачам електроенергію в необхідному місці, необхідного якості і надійності електропостачання і за прийнятною ціною.

Концепція передбачає різноманіття типів електростанцій і систем акумулювання електроенергії (розподілена генерація): оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужностей шляхом підключення їх до енергосистеми за стандартизованими процедурами технічного приєднання і перехід до створення «мікромереж» (microgrid) на стороні кінцевих користувачів. На рисунку 1.6 схематично представлено таку структуру [21].



Рисунок 1.6– Структура розподіленої генерації

Для споживачів, які приймають рішення щодо використання послуг енергопостачальних організацій та керуються критерієм ефективності і корисності, повинні бути створені всі умови для створення власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу екологічно чистих джерел енергії, таких як вітрові, біо- і сонячні електростанції, які розглядаються як ключові в розвитку електроенергетики майбутнього. Енергетична система на базі концепції Smart Grid повинна спростити взаємозв'язок розподіленої генерації і систем зберігання електроенергії за допомогою створення стандартизованої взаємозв'язку «мережу - генерація», близької концепції Plug and Play («Підключи і працюй»), яка застосовується в сучасних комп'ютерних системах. Поширення розподіленої генерації створить нові виклики для мережі завдяки своїй більш мобільній природі і менш стабільним характеристикам, які здатні породжувати перебої і різкі зниження напруги в мережі.

Отже, ефективність електроенергетичної системи було вирішено оцінювати за наступними критеріями:

- соціальний критерій;
- екологічний критерій;
- економічний критерій.

В залежності від обору типу електроенергетичної системи, кожен з критеріїв переважає по своєму. Необхідно розібрати кожен з можливих видів підключення компонентів до модельованої системи. Нижче будуть описані можливі варіанти складових до підключення до енергосистеми, їх переваги та недоліки.

Основними елементами газотурбінної установки (ГТУ) є наступні елементи [22]. Компресор газотурбінних установок призначений для стиснення великих обсягів повітря до розрахункових тисків і забезпечення стійкої роботи на змінних режимах роботи установки. Ступінь стиснення сучасних компресорів досягає 16-30, а витрати повітря 300-700 кг/с. Найбільшого поширення в енергетичних газотурбінних установках отримали багатоступінчасті осьові компресори з складовими дисковими роторами. Камера згоряння забезпечує організацію

ефективного і стійкого спалювання палива в повітряному потоці від компресора. Камера згоряння повинна забезпечити повне спалювання палива незалежно від величини коефіцієнта надлишку повітря, мінімальні втрати тиску, рівномірне температурне поле за камерою, стійке запалювання і горіння на змінних режимах роботи установки. Найбільш поширеною є циліндрична конструкція камер згоряння з блочно-кільцевою компоновкою їх. Електричні потужності сучасних енергетичних ГТУ досягають 260-280 МВт. Оскільки температури газу перед турбіною в сучасних енергетичних ГТУ досягають досить високих значень (до 1200-1300°C), практично всі основні вузли й деталі газових турбін – статор, соплові і робочі лопатки, ротор – мають розвинені системи повітряного охолодження. У переважній більшості випадків використовуються складові дискові конструкції роторів газових турбін. Системи охолодження в стаціонарних енергетичних газотурбінних установках в якості охолоджувача використовують виключно циклове повітря, що відбирається з компресора. До числа найбільш важливих, визначальних працездатність і надійність двигуна слід віднести системи охолодження соплових і робочих лопаток, а також камер згоряння і роторів турбін.

Ефективність ГТУ малої потужності визначається [23]:

- порівняно низькою собівартістю виробництва електроенергії;
- відносно високим ККД;
- високою надійністю енергопостачання;
- незалежністю режиму роботи від завантаженості енергосистеми;
- зменшенням відчуження території під велике енергетичне будівництво;
- мобільністю використання;
- малий час розгортання (від виникнення потреби до введення в експлуатацію приблизно 2-3 роки);
- простота експлуатації в порівнянні з дизель-генераторами.

Питома вартість капітальних витрат на будівництво газотурбінних електростанцій в середньому становить 800 дол. США за 1 кіловат установлені

потужності, окупність вкладених інвестицій близько 2-3 років.

Щодо негативних чинників впливу ГТУ на зовнішнє середовище є шумовий вплив та забруднення атмосфери викидами палива (природного газу) під час роботи. Крім забруднень навколишнього середовища різними викидами природного газу, забруднення в не меншому ступені відбуваються завдяки шкідливим речовинам, які з'являються в результаті згоряння палива в газоперекачувальних агрегатах і котелень, розташованих на більшості компресорних станцій. В таких випадках до списку шкідливих речовин, що скидаються в навколишнє середовище, додаються: вуглекислий газ, двоокис вуглецю, сажа, оксиди азоту тощо. Крім шкідливих газових викидів в атмосферу, експлуатація компресорних станцій спричиняє скиди шкідливих забруднюючих речовин в наземні водойми, підземні горизонти. Також, сам факт того, що для роботи такої установки необхідно задіяти видобування ресурсів з вичерпних джерел енергії, є негативним фактором, як з екологічної точки зору, так і з соціальної.

Щодо використання більш екологічних джерел енергії, тобто невичерпаних, то з рисунку 1.7 видно, що для України за даними European- Ukrainian Energy Agency (EUEA) релевантним рішенням є розглядати сонячну енергетику, вітрову та малу гідроенергетику. Енергію біомаси та біогазу в даній роботі не буде розглянуто, адже технології видобування такої енергії є дуже новими і нераціонально застосовуваними до електростанцій малої потужності.



Рисунок 1.7 – Загальна потужність об'єктів ВДЕ в Україні на початку 2020 року

Сонячна фотоенергетика є прямим перетворенням сонячної радіації в електричну енергію. Перевагою сонячних електростанцій є доступність та невичерпність джерела енергії. Для покриття сьогоденних потреб людства в електроенергії достатньо лише 0,0004% [24], що надходить на Землю сонячної енергії. Також вона має високий рівень КПД. Сонячні електростанції найбільш ефективні в районах з високим рівнем сонячної радіації і малою хмарністю.

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що надходить на 1 м<sup>2</sup> поверхні, на території України знаходиться в межах від 1070 кВт на рік/м<sup>2</sup> в її північній частині до 1400 кВт на рік/м<sup>2</sup> і вище на півдні України. Істотним недоліком існуючих сонячних енергетичних установок є нерівномірність їх роботи, яка пов'язана зі зміною потоку сонячного випромінювання, що досягає поверхні Землі, викликаного погодними умовами, зміною пір року і часу доби. Також, недоліками плоских фотоелементів для отримання електричної енергії, що використовуються в електроенергетичних системах з використанням сонячної енергії, є їх висока вартість (до 5 дол.США/Вт) і значні площі, необхідні для розміщення фотоелектростанції. Ці властивості сонячного випромінювання ускладнюють створення ефективних енергетичних пристроїв, оскільки потрібна велика площа для приймачів сонячного випромінювання і створення акумуляторів енергії. В результаті, не дивлячись на «безкоштовність» самого сонячного випромінювання, вартість сонячних установок виявляється високою, що знижує їх конкурентоспроможність по відношенню до традиційних енергоустановки, що використовують дешеве органічне паливо. Але якщо розглядати сонячну енергетику з точки зору екологічного впливу, то вона звісно позитивно впливає на екологію, бо вирішує проблему вичерпаності природних ресурсів. Серед негативних факторів можна виділити наступні [25]:

- відчуження земель;
- забруднення природних середовищ при виробництві
- матеріалів станцій;
- забруднення середовища високотоксичними Хлорат і нітритами при

витоку робочих рідин;

- вплив на рослинність і ґрунти за умовою відкинення тіні на них сонячними концентраторами;
- зміна теплового балансу і вологості в районах розташування станцій;
- перешкоди теле- та радіозв'язку;
- тепловий вплив на середовище при охолодженні конденсату.

Але в порівнянні з видобування електроенергії завдяки природним джерелам, ці критерії є не настільки впливаючими з екологічної точки зору.

Вітроенергетичні установки (ВЕУ) забезпечують перетворення енергії вітрового потоку в механічну енергію обертового вітроколеса, а потім в електричну енергію [26]. Потужність ВЕУ пропорційна площі, захоплюваної вітроколесом або ротором, і кубу швидкості вітру. Настільки сильна залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру є критичною і суттєво обмежує райони ефективного практичного використання ВЕУ. Так, якщо в одному районі середня швидкість вітру дорівнює 4 м/с, а в іншому - 8 м / с, то відмінність потужності, що генерується для однієї і тієї ж вітроустановки складе 8 разів. Ця обставина вимагає ретельного підходу до вибору місця будівництва вітрової електростанції з урахуванням фактичних характеристик місцевого вітрового режиму. Таким чином, для забезпечення значної одиничної потужності вітроагрегата необхідно істотно нарощування діаметра і висоти ротора. Досвід створення і експлуатації вітрових енергоустановок показав, що «вітрова ферма» в українських кліматичних умовах може забезпечити генерацію 12-16 МВт електроенергії з 1 км<sup>2</sup> займаної нею площі з наступними економічними показниками (2019 рік) [27]:

- капітальні витрати 650 євро/кВт;
- вартість виробленої енергії 24 євро/МВт;
- поточні експлуатаційні витрати 5-11 євро/МВт;
- тривалість роботи мережевих ВЕУ 2500-3000 ч/рік при гарантованій тривалості роботи (терміні служби) ВЕУ до 120 000 годин.

Основними недоліками ВЕС є:

- непостійне і нерівномірне вироблення електроенергії як в розрізі доби,



так і по сезонах року, що пов'язано з наявністю вітру і його швидкістю;

- використання значних площ земельних ресурсів, так як для ВЕС потужністю 1000 МВт знадобиться загальна площа 70-200 км<sup>2</sup>, хоча велика частина цих земель може бути використана в сільському господарстві та ін. (Сама ВЕС займає 1% загальної площі).

Під геотермальної енергією розуміють фізичне тепло глибинних шарів Землі, що мають температуру, яка перевищує температуру повітря на поверхні. В якості носія цієї енергії можуть виступати як рідкі флюїди (вода і/або пароводяна суміш), так і сухі гірські породи, розташовані на відповідній глибині. З гарячих надр Землі на її поверхню постійно надходить тепловий потік, інтенсивність якого в середньому по земній поверхні становить близько 0,03 Вт/м<sup>2</sup>.

Найбільш підготовленими до економічно ефективного практичного використання є технології перетворення енергії водних потоків: мікро, міні- і малі гідроелектростанції, а також енергоустановки, що використовують енергію морських припливів і хвильові енергоустановки [28]. Основними перевагами таких систем є:

- забезпечення роботи установок як в автономному режимі, так і на місцеву електричну мережу;
- робота установок повністю автоматизована і не вимагає постійної присутності обслуговуючого персоналу;
- такі установки володіють підвищеним ресурсом роботи (до 40 років, міжремонтний період до 5 років).

Перевагою малих ГЕС також є низька абсолютна капіталомісткість короткої інвестиційний цикл. Вони можуть споруджуватися практично на будь-яких водних об'єктах, що мають більш-менш значущий гідроенергетичний потенціал: на малих річках і струмках, водозбірних спорудах меліоративних систем, водоскидах ТЕЦ, а також в питних водоводах, продуктопроводах підприємств, каналізаційних колекторах і ін. Але через залежність від розташування такої установки поряд із джерелом води, її важко уявити для праці в гібридному режимі з якимось іншими установками, наприклад із повітряною або

газотурбінною.

Отже для вирушення задачі проектування малої ефективної електроенергетичної станції на базі концепції Smart Grid буде використано соціально-економічний-екологічний підхід, в якому усі складові можливої модельованої системи будуть оцінені за соціальним, екологічним та економічним критерієм.

До соціальних відносяться критерії:

- виявлення потреб у тих чи інших видах енергії;
- виявлення ресурсів ВДЕ в місці розташування станції;
- виявлення дивлячись зі специфіки регіону перспективних районів для будівництва установок ВДЕ;
- аналіз традиційних джерел енергії (органічного палива, електричної енергії);
- районування и картування території регіону за щільністю ресурсів;
- необхідність стійкої паралельно роботи енергосистеми з існуючими мережами.

До екологічних відносяться критерії:

- забруднення атмосфери;
- забруднення поверхових та стічних вод;
- забруднення та порушення земель та геологічної середи, відчуження земель під будівництво, вирубка лісів, забруднення ґрунтів;
- складування і захоронення відходів;
- акустичне забруднення через шум;
- вплив електромагнітного поля. До економічних відносяться критерії:
- витрати на можливі ускладнення в організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування;
- важливість оснащення засобами диспетчерського та технологічного управління;
- встановлення засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики;

- впровадження автоматичної системи управління, контролювання та моніторингу;
- оснащення автоматичною системою контролю та обліку електроенергії.

Методологія оцінки економічної ефективності в енергетичному секторі ґрунтується на особливостях галузі, специфіки проекту. Суть оцінки економічної ефективності полягає у визначенні одержуваного суспільством ефекту в разі реалізації проекту. Розрахунки, в основному, проводяться на етапі техніко-економічного обґрунтування об'єктів в схемі розвитку єдиної енергетичної системи. І, як правило, за основу в розрахунках приймаються «Методичні рекомендації з проектування розвитку енергосистем» [29].

Порівняння різних інвестиційних проектів в енергетичному секторі і вибір кращого проводиться на основі критерію економічної ефективності з використанням різних показників: максимум економічної ефективності ( $E_{\text{еф}}$ ), загальносистемний індекс дохідності ( $ID_{\text{зс}}$ ), загальносистемна внутрішня норма дохідності ( $ВНД_{\text{зс}}$ ), загальносистемний термін окупності вкладення капіталу ( $T_{\text{оц}}$ ). Економічна ефективність визначається як різниця між дисконтованим системним ефектом ( $E$ ) і дисконтованими витратами ( $Z$ )  $E_{\text{еф}} = E - Z$ , де позитивне значення  $E_{\text{еф}}$  говорить про ефективність проекту.

Загальносистемний індекс прибутковості представлений співвідношенням дисконтованого системного ефекту до дисконтованих витрат  $ID_{\text{зс}} = E/Z$ . Загальносистемний індекс прибутковості тісно пов'язаний з економічною ефективністю, спостерігається лінійна залежність, в разі якщо  $ID_{\text{зс}} > 1$  і проект ефективний і навпаки. Загальносистемна внутрішня норма прибутковості являє собою ставку дисконтування, при якій  $ЕЕФ$  дорівнює нулю. Ефективність проекту вважається позитивною якщо  $ВНД_{\text{оц}}$  більше необхідної норми прибутковості. Загальносистемний термін окупності капіталовкладень  $T_{\text{зс}}$  – найчастіше рік, в якому різниця між дисконтованим системним ефектом ( $E$ ) і дисконтованими витратами ( $Z$ ) стає позитивною і залишається такою до кінця розрахункового періоду.

Системний ефект в електроенергетиці має дуже складну структуру, однак, його величина є одним з найважливіших критеріїв економічної ефективності проекту в енергетичному секторі. При інтеграції енергоефективних рішень виділяють наступні складові системного ефекту: потужносний, структурний, частотний, режимний і екологічний. Потужносний ефект досягається за рахунок зниження встановленої потужності електростанції, шляхом поєднання максимумів навантаження, зменшення резервної потужності, збільшення гарантованої потужності виробника і зниження обмеження потужності. Структурний ефект досягається за рахунок раціоналізації структури енергокомпаній, використанням більш дешевих енергетичних ресурсів, впровадження нових технологій в електричні мережі. Частотний ефект є зниження впливу на частоту електричного струму окремого суб'єкта в разі укрупнення енергосистеми. Режимний ефект залежить від рівня експлуатаційних витрат і досягається шляхом оптимізації роботи електростанцій, збільшення сумарної щільності графіків навантаження енергосистем. Екологічний ефект являє собою поліпшення екологічної ситуації та зниження впливу на навколишнє середовище.

Необхідно розробити метод та алгоритм вирішення задачі ЕЕС на базі концепції Smart Grid, з метою оптимізації споживання, мінімізації витрат, соціального та екологічного впливу за рахунок використання елементів альтернативної енергетики.

Оцінка економічної ефективності в енергетичному секторі дозволяє комплексно розрахувати величину системного ефекту, що виникає за рахунок оптимізації навантаження електростанцій і надійності електропостачання споживачів. Розрахунок здійснюється за формулою [30]:

$$E = \sum_{t=0}^T (\Delta Cn_t + \Delta Cw_t + \Delta Cu_t + \Delta Cp_t) * (1 + p)^{-t}, \quad (1.2)$$

де  $\Delta Cn_t$  – зниження витрат на введення потужностей;

$\Delta Cw_t$  – зниження витрат на вироблення і транспортування електроенергії;

$\Delta Cu_t$  – зниження збитку у споживачів;

$\Delta C p_t$  – додатковий прибуток від експорту електроенергії;

$t$  – поточні роки експлуатації об'єкта;

$T$  – термін служби об'єкта;

$p$  – ставка дисконтування витрат (норма дисконту).

Норма дисконту при оцінці економічної ефективності висловлює мінімальні вимоги до ефективності проекту. Вона повинна встановлюватися централізовано, в разі її відсутності використовують комерційну норму дисконту, яка використовується для оцінки економічної ефективності проекту в цілому. При розрахунках збитку у споживачів гуртуються на досвіді зарубіжних країн, вартість збитку варіюється від 1,5 до 4 дол./кВт на рік [31]. Економічна ефективність спорудження об'єкта мережевої інфраструктури визначається шляхом порівняння з витратною частиною проекту. При цьому витрати визначаються наступним чином:

$$Z = \sum_{t=1}^T Z_t (1 + p)^{-t} = \sum_{t=1}^T (K_t + I'_t) * (1 + p)^{-t}, \quad (1.3)$$

де  $t$  – поточні роки будівництва та експлуатації об'єкту,

$K_t$  – капітальні витрати на рік  $t$ ;

$I'_t$  – експлуатаційні витрати на рік  $t$  без амортизації.

## РОЗДІЛ 2

### МЕТОД ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ НА БАЗІ КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID

#### 2.1 Впровадження концепції Smart Grid

Економічна оцінка ефектів від впровадження концепції Smart Grid. Результати досліджень, проведених Науково-дослідницького інституту електроенергетики (EPRI) [32], показують, що перетворення сьогоденної енергетичної системи в енергетичну систему на базі концепції Smart Grid призводить до численних ефектів. EPRI оцінює додаткову виручку електромережних компаній в розмірі 1,8 млрд дол. за 2020 р за рахунок такої більш ефективної і надійної мережі. За даними Galvin Electricity Initiative, технології Smart Grid можуть скоротити витрати в системі розподілу електроенергії США на 49 млрд дол. в рік, а також дозволять знизити необхідність в масштабних інфраструктурних інвестиціях між 46 і 117 млрд дол. протягом 20 наступних років. До того ж ефективні технології можуть значно знизити загальне споживання палива і, як результат, ціни на паливо для всіх споживачів. Фактично будь-яка національна економіка залежить від надійності електропостачання. Оцінки економічних і екологічних ефектів від формування енергосистеми на базі концепції Smart Grid економіки США в майбутньому, виконані американськими дослідниками, представлені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Ефект від впровадження енергосистеми на основі концепції Smart Grid

Параметри	2000г.	2025 г.		
	Базис	Енергетична система без Smart Grid (сценарій 1)	Енергетична система на базі Smart Grid (сценарій 2)	Відношення показників сценарію 2 до сценарію 1, %
Споживання електроенергії (Млрд кВт·рік)	3,800	5,800	4,900-5,200	10-15, зниження
Енергоємність ВВП (кВт·рік/дол.ВВП)	0,41	0,28	0,20	29, зниження
Зниження попиту в пікову навантаження (%)	6	15	25	66, зріст
Викид CO <sub>2</sub> (млн т вуглецю)	590	900	720	20, зниження
Рівень зростання продуктивності (%/рік)	2,9	2,5	3,2	28, зріст
Реальний ВВП (млрд дол.)	9,200	20,800	24,300	17, зріст
Розмір економічного збитку бізнесу (млрд дол.)	100	200	20	90, зниження

В Євросоюзі до ключових цінностей у системі енергоменеджменту відносять [2] гнучкість з точки зору відгуку на зміни потреб споживачів і виникаючі проблеми з електропостачанням; доступність електроенергії для споживачів, зокрема відновлювальних джерел електроенергії і високоефективної локальної генерації з нульовими або низькими втратами; надійність електропостачання та якість електроенергії при забезпеченні захисту від небезпек і невизначеності; економічність за допомогою впровадження інновацій, ефективного управління, раціонального поєднання конкуренції і регулювання. Smart Grid як концепція представляє собою світогляд електроенергетики майбутнього, що заснована на енергозбереженні та побудована на методологічній платформі, яка складається з наступного: принципи побудови, ключові вимоги (цінності), функціональні властивості (атрибути), а також основні елементи базису їх реалізації (рис. 2.1).

Модель концепції Smart Grid повинна спиратися на базис: технологічний (науково-технічний прогрес у сфері енергозбереження), нормативний (розробка методологічного та методичного забезпечення даної концепції на національному рівні), інформаційний (інформаційні зв'язки перетворюються у системоутворюючий фактор, що забезпечує перехід від енергетичної до енергоінформаційної системи на засадах інформаційно-комунікаційних та комп'ютерних технологій) та управлінський (керування як окремих елементів енергоінформаційної системи, так і всієї системи взагалі).[13]

Крім того, енергосистема на базі концепції Smart Grid створює нові ринки в міру того, як приватний бізнес розробляє енергоефективні та інтелектуальні пристрої, «розумні» лічильники, нові можливості зчитування і комунікації, пасажирський транспорт.

Оцінка екологічних ефектів впровадження концепції Smart Grid. Країни всього світу за допомогою жорсткості законодавства вирішують проблеми забруднення навколишнього середовища і зростання обсягів викидів парникових газів. Згідно Державною лабораторією з поновлювальних джерел енергії США (NREL) «Щоб адаптувати свій бізнес до умов глобального навколишнього середовища, компанії стикаються з різними труднощами». За даними NREL, викиди вуглецю в США збільшаться до 2300 млн. т. до 2030



року. У зв'язку з цим NREL показує, що компанії за допомогою впровадження програм енергоефективності та використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) не тільки можуть зупинити це зростання, але і мають можливість знизити викид вуглецю до рівня нижче ніж 1000 млн т вуглецю 2030 г.

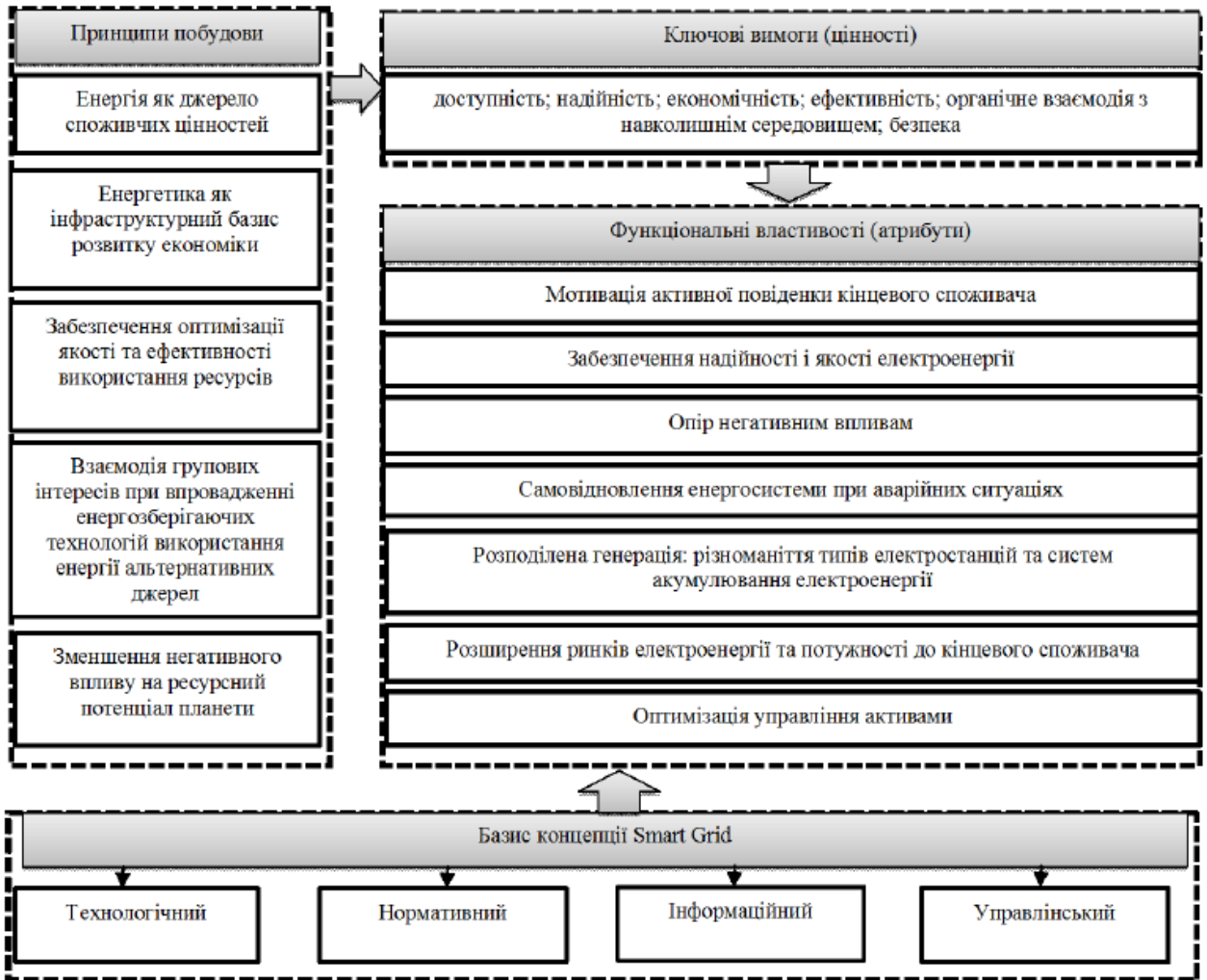


Рисунок 2.1 – Модель концепції Smart Grid

Застосування технологій Smart Grid дозволить скоротити викид вуглецю зарахунок:

- посилення відповідної реакції на попит/управління навантаженням з метою мінімізації використання дорогої пікової електроенергії, для вироблення якої використовуються енергоблоки, які мають порівняно низьку ефективність використання палива;

- сприяння підвищенню енергоефективності за допомогою інформування споживачів в результаті здійснення роз'яснювальних

інформаційних програм і тарифного меню;

- зменшення мінливості (мінливості) продуктивності відновлюваних джерел енергії;

- інтеграції електромобілів, розподілених джерел енергії, що грацюють за рахунок енергії вітру і сонця, і інших форм розподіленої генерації. Оцінка ефектів від зниження операційних і експлуатаційних витрат енергетичних компаній. Основними джерелами зниження операційних і експлуатаційних витрат в енергетичній системі на базі концепції Smart Grid є:

- зниження кількості виїздів працівників на аварії та проведення оперативної діагностики, числа перебоїв і високою плати за електроенергію за рахунок автоматичного відключення і повторного включення;

- перехід від планового технічного обслуговування за часом до обслуговування за станом обладнання за рахунок проведення спостережень за станом активів в режимі реального часу;

- зниження ризику перевантаження устаткування шляхом використання оперативної інформації про стан мережевих активів завдяки технологіям моніторингу Smart Grid;

- зниження втрат при розподілі електроенергії більш ніж на 30% за рахунок оптимізації продуктивності електростанцій і балансу енергосистеми [33].

Що стосується зниження ризику перевантаження устаткування, то найбільший ефект досягається у випадку з силовими трансформаторами, так як ці багатомільйонні активи мають реальний термін служби близько 40 років, а значний відсоток парку трансформаторів наближається або вже переступив через цю позначку.

Зниження витрат промислових споживачів. Комерційні і промислові споживачі зможуть отримати значні вигоди від впровадження концепції Smart Grid. так, електродвигуни, які споживають приблизно 65% електроенергії, за рахунок невеликих удосконалень ефективності своєї роботи можуть привести до значних заощаджень витрат на електроенергію. Проведені в США дослідження показують, що щорічно можуть бути заощаджені 85 млрд кВт на рік при

використанні вискоефективних двигунів для приводів з регулюванням швидкості обертання. Приводи з регулюванням швидкості обертання можуть скоротити споживану двигуном електроенергію на 60%. Надалі такі приводи зможуть автоматично відповідати на цінові сигнали підприємства; це може мати серйозний вплив на загальні потреби фірми в електроенергії і на її витрати, а також на вигоди, одержувані суспільством в цілому.

Підвищена ефективність і якість електропостачання. Північноамериканська корпорація по забезпеченню надійності в електроенергетиці (NERC) [34] розробила стандарти Основ безпеки інфраструктури, спрямовані на вирішення проблем ефективності електропостачання. Технології Smart Grid можуть ввести свої власні вирішення питань безпеки:

- залучити великі інвестиції і поглибити запровадження інформаційних технологій в роботу мережі, таким чином дозволяючи підприємствам вирішувати питання кібербезпеки більш ефективно;
- підвищити стійкість мережі до збоїв в роботі окремих компонентів внаслідок зовнішнього природного впливу, віку і умов експлуатації активів або внаслідок умисного нанесення шкоди;
- компоненти мережі і системи на базі інформаційних технологій матимуть можливість вчасно визначати перші ознаки спроб вторгнення в систему і оповіщати організації, що відповідають за кібербезпека, в режимі реального часу.

Згідно з дослідженнями Galvin Electricity Initiative «енергетична система США спроектована і функціонує за принципом, відповідальному стандарту надійності з відмовою 0,03%. Це означає, що енергосистема надійна на 99,97%. На практиці сказане призводить до перебоїв в електропостачанні, які стоять американським споживачам 150 млрд дол. » У табл. 2.2. представлені середні витрати, що виникають у зв'язку з однією годиною перебою в електропостачанні.

Таблиця 2.2 – Витрати в різних галузях, що виникають у зв'язку з однією годиною перебою в електропостачанні

Галузь	Середні витрати, що виникають в зв'язку з однією годиною перебоюв електропостачанні, дол.
Мобільний зв'язок	41 000
Продажі телефонних квитків	72 000
Система резервування авіаквитків	90 000
Виробництво напівпровідників	2 000 000
Операції по кредитних картах	2 580 000
Брокерські операції	6 480 000

Ефекти від підвищення частки використання відновлюваних джерел енергії та розподіленої генерації. Технології Smart Grid дозволять енергосистемі краще адаптуватися до динамічним розподіленим джерелам генерації, в тому числі і поновлюваних, тим самим спрощуючи доступ підприємств і споживачів до цих ресурсів. При цьому і підприємства, і споживачі отримують певні вигоди. Сьогоднішня мережа була спроектована таким чином, що поставка електроенергії здійснюється від централізованих генеруючих джерел до споживачів з певною, заздалегідь встановленим навантаженням. У такій системі постачання електроенергії від багатьох розподілених джерел ускладнена. Обумовлено це тим, що поновлювані джерела, що використовують енергію сонця або вітру, мають вкрай нерівномірний графік генерації електроенергії. Стабільна робота мережі в цьому випадку забезпечується за рахунок інтегрування функції моніторингу та контролю. Автоматизація підстанцій дозволяє контролювати графік видачі електроенергії і планувати підключення в разі потреби резервних джерел енергії. Можливості Smart Grid дозволять полегшити процес контролю двосторонніх потоків електроенергії, а також моніторингу, контролю і підтримки цих ВДЕ.

Новий принцип функціонування енергосистеми дає можливість споживачам енергопідприємств більш раціонально використовувати електроенергію,

знижувати попит і покращувати стан довкілля; за допомогою РГ цей принцип може дозволити їм стати виробниками електроенергії. Активи розподіленої генерації переважно належать споживачам і ґрунтуються на ряді технологій вироблення, які доставляють електроенергію безпосередньо споживачеві. Сонячні батареї і вітрові генератори – типові приклади джерел розподіленої генерації. Слід зазначити також і інші види джерел електроенергії розподіленої генерації: геотермальна енергетика, енергія біомаси, водневі паливні елементи і акумуляторні батареї великої потужності.

У той час як витрати на традиційні джерела енергії продовжують рости, а витрати розподіленої генерації – знижуватися, остання стає більш доступною. Поновлювані джерела енергії не тільки сприятливі для навколишнього середовища – вони створюють можливість економити витрати споживачів, які можуть виробляти більше електроенергії, ніж їм потрібно, а залишки продавати енергопостачальним компаніям [35]. На нашу думку, цікавим аспектом оцінки ефектів від впровадження концепції Smart Grid в електроенергетиці є система ефектів для бізнесу в розрізі ланцюжка створення цінності. Вона зображена на рисунку 2.2 [14].

В цілому ефекти і вигоди для бізнесу, отримані завдяки впровадженню концепції Smart Grid, можуть приймати різні форми:

- безпечніший процес виробництва продукції за рахунок підвищення надійності електропостачання; у підвищення ступеня задоволеності споживачів;
- зростання обсягів продажів внаслідок підвищення рівня обслуговування споживачів;
- зниження виробничих витрат внаслідок скорочення простоїв через збої роботи енергетичної системи;
- зниження рівня використання невідновлюваних джерел енергії;
- зниження екологічного навантаження на зовнішню середу;
- підвищення рівня продуктивності, якості і безпеки праці за
- рахунок віддалених автоматизованих систем контролю.
- можливість модернізувати енергетичну систему на основі інтеграції

енергетичних активів в сфері генерації, передачі і розподілу і акумулювання електроенергії.



Рисунок 2.2 – Концептуальні засади та передумови кластеризації електроенергетичного ринку України

## 2.2 Формування вартісної оцінки проектування

Зовнішні ефекти можуть мати кількісну оцінку, проте не завжди можлива їх коректна вартісна оцінка. Існуючі зараз підходи дають високий рівень невизначеності. Тому для правильного технічного обґрунтування впровадження інтелектуальної енергетичної системи на базі активно-адаптивної мережі доцільно брати за основу прямі економічні ефекти, використовуючи експертні оцінки зовнішніх ефектів як додаткові умови. Створення інтелектуальної енергетичної системи на базі активно-адаптивної мережі буде супроводжуватися рядом загальносистемних ефектів, що безпосередньо впливають на збалансовану ситуацію в єдиній енергетичній системі України. Загалом це пов'язано з якісними

змінами в управлінні енергосистемою. Для попередньої оцінки потенційних ефектів в єдиній енергетичній системі України при впровадженні інтелектуальних механізмів і технологічних елементів на базі активно-адаптивної мережі були використані дані і результати пілотних проектів в різних країнах. Дослідження загальносистемного ефекту продемонстровано в табл. 2.3. Важливо відзначити, що з багатьох причин зберігається високий рівень невизначеності очікуваних ефектів від впровадження елементів Smart Grid.

Таблиця 2.3 – Загальносистемні ефекти впровадження елементів інтелектуальної енергосистеми

Елемент інтелектуальної енергосистеми	Результат загальносистемного ефекту
Управління попитом	Дозволяє змінювати режим електроспоживання, завдяки чому знижує пікові навантаження та ущільнює графік енергоспоживання
Управління втратами енергії під час транспортування та розповсюдження	Скорочує навантажувальні втрати за рахунок нових типів дротів та силового обладнання
Управління пропускними здібностями мереж	Забезпечує збільшення перетоків потужності енергії за рахунок впровадження гнучких передач та систем моніторингу якості
Контроль генерації	Дозволяє досягнути ефективного спільного використання великої та розподіленої генерації; підвищує керованість потоками енергії за рахунок додаткового вироблення із ВДЕ
Управління надійністю та якістю енергії	Дозволяє на високому рівні підтримувати безпечність електромережевого комплексу, швидко вирішувати аварійні ситуації, підвищувати якість енергії, що поставляється; допомагає споживачам знижувати економічні втрати через втрачену вигоду, псування ресурсів, обладнання та супутніх матеріалів

Сумарні характеристики змін балансових умов електроенергетики наведені в таблиці 2.4, дані демонструють середні і нижні характеристики пілотних проектів.

Характеристики для 2020 року мають на увазі реалізацію проекту інтелектуальної енергетичної системи (ІЕС) на базі активно-адаптивного середовища (ААС) в обсязі 25% від рівня 2030 року.

Таблиця 2.4 – Параметри змінення балансових умов, що прийнято до оцінки ефектів розвитку %

Умова	Пілотні проекти Smart Grid	Цільові показники інтелектуальної енергосистеми України	
		2020 рік	2030 рік
Зниження прогнозного максимуму навантаження	10-20	2,5	10
Зниження кінцевого електроспоживання	5-15	2	8
Зниження втрат в мережах (відносно звітнього рівня)	20-50	7,5	30
Зниження необхідних резервів потужності в генерації (відносно звітнього рівня)	20-30	5	20
Збільшення пропускних здібностей міжсистемних зав'язків	5-10	2,5	10

Вплив вищеописаних ефектів кількісно позначається на змінній встановленої потужності єдиної енергетичної системи України через кількісне змінення потреби в електроенергії. Аналізуючи дані, важливо відзначити, що спільний вплив технологічних ефектів на балансову структуру електроенергетики призводить до синергії, тобто взаємного позитивного впливу один на другого.

Згідно досліджень відділу розвитку та реформування електроенергетики ІНЕД РАН, для базового варіанту генеральної схеми розміщення об'єктів електроенергетики до 2030 р, реалізація основних заходів щодо створення інтелектуальної енергетики із застосуванням поновлюваних джерел енергії (частка 4,5% до 2030 р.), буде можливо зменшення обсягів встановленої



потужності більш ніж на 10% (на 34,1 ГВт) [37], як зображено на рисунку 2.3.

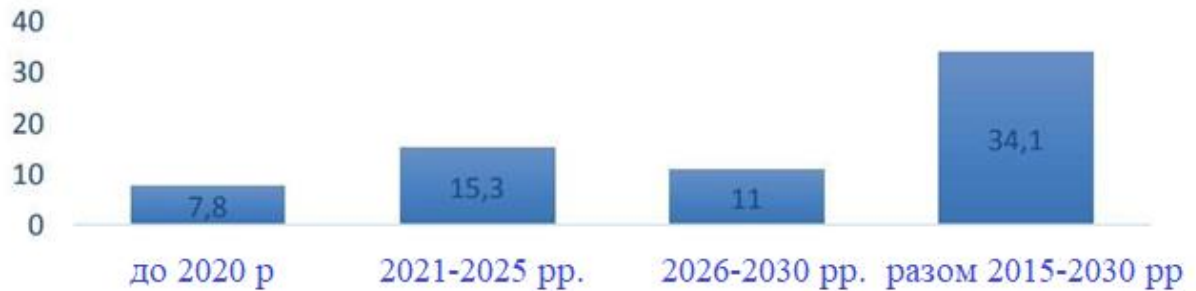


Рисунок 2.3 – Зниження споживання в ЄЕС до 2030 року при розвитку ІЕС на базі ААС

Важливо також, що відносний рівень втрат в мережах може зменшитись з 30% до 8% в 2030 році. Економічна ефективність від розвитку Smart Grid, в управлінні попитом на ресурси, втратами при передачі енергії, великої і розподіленої генерації, надійністю і якістю енергопостачання відображаються в зменшенні:

- капітальних витрат на проектування і впровадження нових потужностей генерації, ґрунтуючись на динаміці змін до потреби ресурсів;
- капітальних витрат на проектування і запуск технологічних елементів в електромережах, на базі чого змінюються потужності в піковій навантаженні;
- операційних витрат в генерації і ЛЕП, за рахунок зниження завантаження ТЕС.

На основі досліджень Київського інституту енергетичних досліджень (KERI) було кількісно охарактеризовано якісну зміну параметрів єдиної енергетичної системи України (до 2030 року) [38]. На основі динамічної моделі оптимізаційного розвитку електроенергетичного комплексу в рамках енергетичної галузі країни (в цінах 2019 року) сформовано дані економічного ефекту за умовою розвитку Smart Grid в Україні, які наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Економічний ефект за умовою розвитку Smart Grid в Україні, ціни наведено в гривнях

Ефект	До 2020 р.	2021-2025 р.	2026-2030 р.	Усього за 2015-2030 р.
Зниження потреби від генеруючої потужності, ГВт/г	2,91	5,1	4,11	12,73
В цінах 2019 року для оптового ринку (млн.грн.)	3,11	6,09	4,38	13,57
Економія палива на ТЕС за рахунок зниження необхідної виробки та оптимізації (млн т.у.т)	1,75	16,46	46,58	64,79
Економія палива на ТЕС за рахунок зниження необхідної виробки та оптимізації (ГВт/г)	14,28	134,1	397,18	562,48
В цінах 2019 року для оптового ринку (млн.грн.)	15,23	142,89	404,36	562,48
Зниження емісії парникових газів (млн.т.) CO <sub>2</sub> за рахунок зниження витрат палива	3,17	28,21	83,45	111,07
В цінах 2019 року при розрахуванні 223 грн. за тону (млн.грн.)	1881,1	16928,9	47830,86	62640,75
Економія капіталовкладень в галузь за рахунок масштабів необхідного приросту потужності, (млн.грн.)	254530,64	277669,79	196682,77	728883,2
В цінах 2019 року, індекс 1,147 (млн.грн.)	291946,64	318487,25	225595,13	836067,47
Разом в цінах 2019 року в млн.грн				903245,83

Аналізуючи отримані вартісні оцінки, можна виділити, що поступова модернізація електромережевого механізму в рамках впровадження базисних елементів концепції Smart Grid дозволить скоротити обсяг введення нових

електростанцій, а також супутніх мережевих об'єктів з видачі потужності. Важливо відзначити, що найбільшим системним економічним ефектом буде зменшення капітальних витрат на загальну суму близько 840 трлн.грн. у 2030 році. Ще одним значущим економічним ефектом стане зменшення паливних витрат при експлуатації електростанцій на суму близько 560 млрд.грн. до 2030 року. Введення інноваційного обладнання дозволить надати позитивний екологічний ефект, економія коштів за рахунок зниження тарифів за емісією парникових газів складе 66,67 млрд.грн. за середньою ціною 223 грн./т. CO<sub>2</sub>. Впровадження в українській електроенергетиці інтелектуальної системи на базі активно-адаптивної мережі дозволить досягти сумарного економічного ефекту в розмірі 90 млрд.грн. до 2030 року. Однак, величина економічного ефекту повинна бути співвіднесена з інвестиціями в масштабному впровадженні технологічних елементів концепції, засобів і систем управління.

Згідно генеральній схемі розміщення енергооб'єктів та енергетичної стратегії-2030 вкладення в створення і розвиток інтелектуальної енергомережі на базі активно-адаптивної мережі, з урахуванням масштабної модернізації існуючої електроенергетичної інфраструктури, в тому числі культури споживання ресурсу та впровадження систем управління в галузі до 2030 року оцінюється в 83 млрд.грн. Очевидним стає той факт, що до 2030 року реалізація проекту з модернізації електроенергетики дозволяє порівняти потенційні економічні вигоди з необхідними інвестиціями (НЕ дисконтовані значення). У разі високих витрат при реалізації проекту, позитивні ефекти повністю компенсують ці витрати. У разі ж оптимізації витратної частини, можна домогтися підвищення сумарного ефекту від реалізації проекту. Однак є і більш обережні оцінки. Для всіх експертів очевидно, що комплекс електромереж як в Україні, так і в більшості інших країн світу потребує глобального оновлення. Ряд експертів вважає, що використання терміну Smart Grid в національних програмах по реконструкції і модернізації електроенергетики не має великого сенсу, так як на реалізацію таких програм буде потрібно кілька десятиліть протягом яких техніка і технології кардинально зміняться, а крім того це зажадає величезних інвестицій. Таким чином, вони

вважають, що сьогодні реально обговорювати лише окремі компоненти концепції Smart Grid [39]. З економічної точки зору це означає, що є ризики, що кошти вкладатимуться в поліпшення спочатку неефективних технологій. У підсумку вийде стара система з дещо кращими показниками функціонування. Однак порівняння поліпшеної системи з абсолютно новим проектом, виконаними за сучасними енергоефективними стандартами, в горизонті 5-10 років, останній істотно виграє. Очевидно, що вигідніше не локально поліпшувати поточну інфраструктуру, а інвестувати в енергетику майбутнього, так як це дає ефект в перспективі, тим більше що багато інфраструктурних проектів будуть експлуатуватися 20-30 років і більше. В такому випадку доцільно думати не тільки про енергоефективність, а й про перехід підприємств до нової технологічної платформи. В даний час наша країна не здійснює широкого практичного впровадження елементів Smart Grid. Тим часом, реальна поточна ситуація в енергетичних мережах така, що вони сильно зношені. Якщо в країнах Заходу відносні втрати в мережах складають 4-8% від відпуску електроенергії, то в Україні, за даними Міжнародного енергетичного агентства, – 10%, а по оцінках експертів – 13-15%, а в деяких мережах – 30% і більше [40].

Для обґрунтування економічної ефективності впровадження інтелектуальної енергосистеми на базі активно-адаптивної мережі, розроблена економетрична модель на основі статистичних даних незалежної інформаційно- консалтингової компанії Enerdata, що спеціалізується на енергетиці в світовому масштабі. Динаміка виробництва, використання та втрат електроенергії наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Динаміка виробництва, використання та втрат електроенергії в Україні

Роки	Виробництво е/е в ГВт/Г	Використання е/е в ГВт/Г	Виробництво е/е з ВДЕ в ГВт/Г	Втрати е/е в ГВт/Г
1995	1082152	917409	28	84261
1996	1068163	898511	29	83927
1997	1008450	838323	29	84093
1998	956587	781570	28	87713
1999	875914	706808	31	85446
2000	860027	696988	30	83475
2001	847183	681006	28	84456
2002	834132	667926	29	84389
2003	827158	649717	30	93232
2004	846226	669173	30	96168
2005	877766	692869	60	101641
2006	891284	700089	94	105490
2007	891285	699311	162	107576
2008	916286	721223	333	110503
2009	931865	739053	410	112591
2010	953086	759860	417	112587
2011	995794	797813	468	107589
2012	1015333	820698	492	104855
2013	1040379	843370	470	109240
2014	991980	807937	468	106792
2015	1038030	850661	462	104933
2016	1054765	856239	490	105002
2017	1070734	874739	482	106667
2018	1062235	869520	509	106994
2019	1063695	872886	527	107715

## РОЗДІЛ 3

### РОЗРОБКА МЕТОДУ ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

#### 3.1 Оцінка моделі споживання електроенергії

На основі наявних статистичних даних, було складено модель споживання електроенергії, передумови якої такі: споживання електроенергії залежить від обсягів виробництва з усіх джерел генерації та кількості електроенергії, втраченої при передачі кінцевого споживача. Так як нас цікавить внесок відновлюваних джерел енергії до кінцевого споживання, то виробництво представлено двома величинами: виробництво з традиційних джерел генерації, і частки електроенергії, що виробляється з ВДЕ (без гідрогенерації). Отже, споживання електроенергії, як залежну змінну, можна виразити у вигляді нелінійної функції виду:

$$EL\_CONS = f(PROD\_UNRE, LOSSES, RE\_TOTAL), \quad (3.1)$$

де  $EL\_CONS$  – обсяг споживання електроенергії, ГВт/г;

$PROD\_UNRE$  – обсяг вироблення електроенергії,

ГВт/г;  $LOSSES$  – обсяг втрат електроенергії, ГВт/г.

$RE\_TOTAL$  – частка виробництва електроенергії з ВДЭ (без гідрогенерації), у відсотках.

Для отримання оцінки багатofакторної економетричної моделі було застосовано метод найменших квадратів – це метод знаходження оптимальних параметрів лінійної регресії, таких, що сума квадратів помилок (регресійних

залишків) мінімальна. Метод полягає в мінімізації евклідової відстані  $|Aw - y|$  між двома векторами – вектором відновлених значень залежної змінної і вектором фактичних значень залежної змінної [41]. Задача методу найменших квадратів полягає в виборі вектору  $\omega$ , що мінімізує помилку  $S = |Aw - y|^2$ . Ця помилка є відстанню від вектору  $y$  до вектору  $A\omega$ . Вектор  $A\omega$  лежить в просторі стовпців матриці  $A$ , так як  $Aw$  є лінійна комбінація стовпців цієї матриці з коефіцієнтами  $w_1, \dots, w_N$ . Знаходження рішення  $w$  за методом найменших квадратів еквівалентно задачі знаходження такої точки  $p = Aw$ , яка лежить ближче усього до  $y$  і при цьому знаходиться в просторі стовпців матриці  $A$ . Таким чином, вектор  $p$  має бути проекцією  $y$  на просторі стовпців та вектор нев'язки  $Aw - y$  має бути ортогональним цьому простору. Ортогональність складається в тому, що кожен вектор в просторі стовпців є лінійною комбінацією стовпців з деякими коефіцієнтами  $v_1, \dots, v_N$ , тобто є вектор  $Av$ , ці вектори мають бути перпендикулярними до нев'язки  $Aw - y$ .

$$(A_v)^T(Aw - y) = v^T(A^T Aw - A^T y) = 0 \quad (3.2)$$

Так як це рівність має бути справедливо для довільного вектору  $v$ , то:

$$A^T Aw - A^T y = 0. \quad (3.3)$$

Рішення по методу найменших квадратів несумісної системи  $Aw = y$ , що складається з  $M$  рівнянь з  $N$  невідомими, є рівняння:

$$A^T Aw = A^T y, \quad (3.4)$$

яке називається нормальним рівнянням. Якщо стовпці матриці  $A$  є лінійно незалежними, то матриця  $A^T A$  оборотна і єдиним рішенням є:

$$w = (A^T A)^{-1} A^T y. \quad (3.5)$$

Проекція вектору  $y$  на простір стовпців матриці має вид:

$$p = Aw = A(A^T A)^{-1} A^T y = Py. \quad (3.6)$$

Матриця  $p = A(A^T A)^{-1} A^T$  називається матрицею проектування вектору  $y$  на простір стовпців матриці  $A$ . Ця матриця має дві основні властивості: вона ідемпотентна,  $p^2 = p$ , та симетрична,  $p^T = p$ . Зворотне також вірно: матриця, що володіє цими двома властивостями є матриця проектування на свій простір стовпців.

Також до методу найменших квадратів було застосовано коригування стандартних помилок за методом Ньюї-Уеста. Таке коригування застосовується в економетричній оцінці коваріаційній матриці МНК-оцінок (зокрема і стандартних помилок) параметрів лінійної моделі регресії. Це альтернативна стандартної (класичної) оцінці, яка спроможна при гетероскедастичності та автокореляції випадкових помилок моделі (на відміну від неспроможною в цьому випадку класичної оцінки і стандартних помилок в формі Уайта) [42]. Справжня коваріаційна матриця МНК-оцінок параметрів лінійної моделі в загальному випадку дорівнює:

$$V(\hat{b}_{OLS}) = (X^T X)^{-1} (X^T V X) (X^T X)^{-1}, \quad (3.7)$$

де  $V$  – коваріаційна матриця випадкових помилок. У випадку, якщо нема гетероскедастичності та автокореляції (тобто коли  $V = \sigma^2 I$ ) формула спрощується:

$$\hat{V}(\hat{b}_{OLS}) = \sigma^2 (X^T \cdot X)^{-1} \quad (3.8)$$

Тому для оцінки коваріаційної матриці в класичному випадку досить використовувати оцінку єдиного параметру – дисперсії випадкових помилок:  $\hat{\sigma}^2 = RSS/(n - k)$ , яка, як можна довести, є незміщеною і заможною оцінкою. При наявності гетероскедастичності, але без автокореляції, матриця  $V$  діагональна



і замість цих діагональних елементів можна використовувати квадрати залишків і отримати спроможні оцінки (стандартні помилки в формі Уайта). У загальному випадку, крім гетероскедастичності, може мати місце також і автокореляція деякого порядку. Отже, крім діагональних елементів, необхідно оцінити зовнідіагональні елементи, віддалені від діагоналі на  $L$ . Ньюї і Уест показали, що заможними є оцінки такого вигляду:

$$\hat{V}(\hat{b}_{OLS}) = (X^T X)^{-1} \left( \sum_{t=1}^n e_t^2 x_t x_t^T + \sum_{j=1}^L \sum_{t=j+1}^n w_e e_t e_{t-j} (x_t x_{t-j}^T + x_{t-j} x_t^T) \right) (X^T X)^{-1}. \quad (3.9)$$

Дана оцінка, як видно з формули, залежить від обраної «ширини вікна»  $L$  і вагових коефіцієнтів  $w_j$ . Найпростіший варіант вибору ваг – вибрати їх рівними одиниці. Однак в цьому випадку не забезпечується необхідна позитивна визначеність матриці. Другий варіант ваги Бартлета  $w_j = 1 - j/(L + 1)$ . Однак більш переважним варіантом враховуються ваги Парзена:

$$w_j = \begin{cases} 1 - 6\left(\frac{j}{L+1}\right)^2 + 6\left(\frac{j}{L+1}\right)^3, & j \leq (L+1)/2 \\ 2\left(1 - \frac{j}{L+1}\right)^2, & j > (L+1)/2. \end{cases} \quad (3.10)$$

Існує також проблема вибору «ширини вікна»  $L$ . Зазвичай рекомендована оцінка  $L = [4(n/100)^2]$ .

Отже, за допомогою програмного забезпечення EViews була отримана оцінка нелінійної багатофакторної економетричної моделі по методу найменших квадратів (МНК) з коригуванням стандартних помилок за методом Ньюї-Уеста.

$$\begin{aligned} \ln(EL_{CONS}) = & -1,35 + 1,2\ln(PROD_{UNRE}) - \\ & -0,14\ln(LOSSES + 0,14RE\_TOTAL), \end{aligned} \quad (3.11)$$

при  $R^2 = 0,998$ ,  $n = 25$ ,  $DW = 1,71$ .

Виконана оцінка моделі на основі існуючих тенденцій за двадцятип'ятирічний період дозволяє зробити наступні висновки:

1) еластичність споживання електроенергії по її виробництву становить 1,2, що означає, що при зростанні виробництва електроенергії з традиційних джерел на 1% її споживання при незмінних двох інших екзогенних змінних збільшиться на 1,2%;

2) еластичність споживання електроенергії по втратах електроенергії негативна – -0,14, тобто при зниженні втрат на 1% і постійному виробництві електроенергії споживання збільшиться на 0,14%.

3) зростання частки виробленої електроенергії з ВДЕ на 0,1 процентний пункт при незмінному загальному обсязі виробництва електроенергії призводить до зростання споживання на 1,4% за рахунок якісних характеристик джерел енергії (доступність, екологічність, гнучкість, контроль генерації електроенергії тощо). Даний показник має значення лише на рівні 15%, проте можливе застосування отриманої оцінки як прийнятну для складання прогнозу.

Результати наведено на рисунку 3.1. Видно, що рівняння статистично значимо (F-statistic = 4924.195, р-значення = 0,00). коефіцієнт детермінації  $R^2=0.9986$  показує, що 99,86% загальної варіації залежної змінної відтворюється варіаціями незалежних змінних.

Variable	Coefficient	Std.Error	t-Statistic	Prob.
LOG(PROD_UNRE)	1.200443	0.009097	131.9642	0.0000
LOG(LOSSES)	-0.141371	0.011624	-12.16226	0.0000
RE_TOTAL	0.136084	0.092073	1.478006	0.1542
C	-1.351476	0.221862	-6.091525	0.0000

R-squared	0.998580	Mean dependent var	13.55698
Adjusted R-squared	0.998378	S.D. dependent var	0.108468
S.E. of regression	0.004369	Akaike info criterion	-7.882971
Sum squared resid	0.000401	Schwarz criterion	-7.687950
Log likelihood	102.5371	Hannan-Quinn criter.	-7.828880
F-statistic	4924.195	Durbin-Watson stat	1.707961
Prob(F-statistic)	0.000000		

Рисунок 3.1 – Результати оцінки моделі в EViews.

### 3.2 Проектування економетричної моделі за трьома сценаріями

Модель було оцінено в програмному середовищі EViews, дані для оцінки розраховано за допомогою Enerdata – незалежної інформаційно-консалтингової компанії. EViews (Quantitative Micro Software IHS Global Inc.) – це статистичний пакет для Windows, який використовується в основному для економетричного аналізу, орієнтованого на тимчасові ряди. Дана програма має наступну низку переваг:

- містить величезний набір сучасних методів для економетричних розрахунків;
- докладна (але не русифікована) довідкова система;
- легкий в освоєнні командний синтаксис і інтерфейс;
- швидкодія;
- легка відтворюваність моделей і отримання графіків;
- можливість створення власних макросів;
- можливість одночасної роботи з декількома файлами.

Отримана економетрична модель може бути використана для складання сценарних прогнозів споживання електроенергії. Визначимо ряд логічних припущень кожного з факторів, що визначають рівень споживання.

Модернізаційний сценарій – це перший сценарій, що ґрунтується на трендовому прогнозі вироблення електроенергії та частки електроенергії з поновлюваних джерел. Період для ідентифікації тренда визначено з 1999 року, для того, щоб зменшити вплив кризи 90-х рр. Втрати в електромережах скорочуються згідно з прогнозом фахівців з KERI: рівень зниження становить 22% до 2030 р порівняно з 2012 роком за рахунок впровадження інтелектуальної енергосистеми. Однак, з огляду на статистичні дані по втратах електроенергії, зниження рівня за останні 3 роки не спостерігається, тому запропоновано зробити припущення, що зниження втрат буде відбуватися з 2019 року по 2030 рік із середньорічним темпом 1,6%. Даний сценарій відображено на рисунку 3.2.

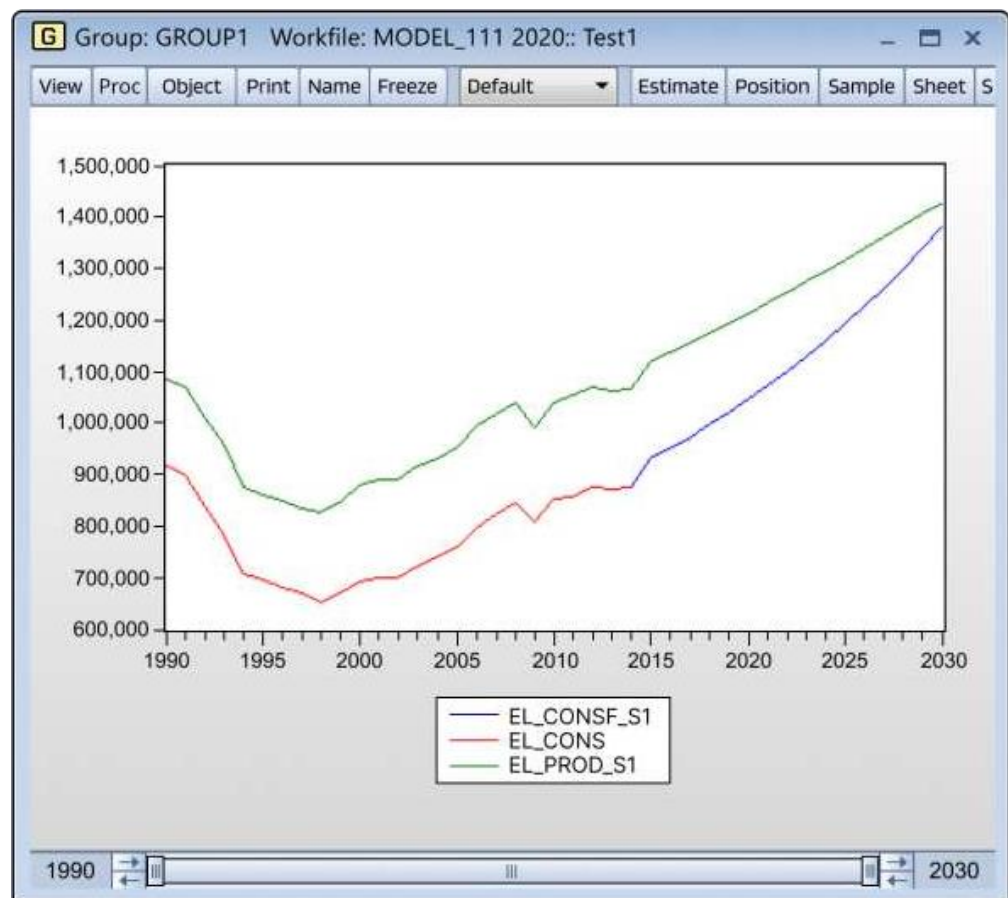


Рисунок 3.2 – Результати прогнозу виробництва та споживання електроенергії в Україні за модернізаційним сценарієм

Даний сценарій характеризується стрімким зростанням виробництва (1428854 ГВт/рік) і споживання (1381808 ГВт/рік) електроенергії до 2030 року.

Адаптаційний сценарій. Результати другого сценарію отримані з використанням методу адаптивного прогнозування Хольта-Уінтерс. Вироблення електроенергії без обліку обсягів енергії з поновлюваних джерел і втрати в мережі прогнозуються по методу Хольта-Уінтерс на підставі 25 періодів з 1990 року. Вироблення електроенергії з використанням ВДЕ прогнозується з урахуванням середньорічного темпу приросту (1,158%) за період 1995-2019 роки, а загальний обсяг виробництва електроенергії – за методом адаптивного прогнозування. Даний сценарій відображено на рисунку 3.3.

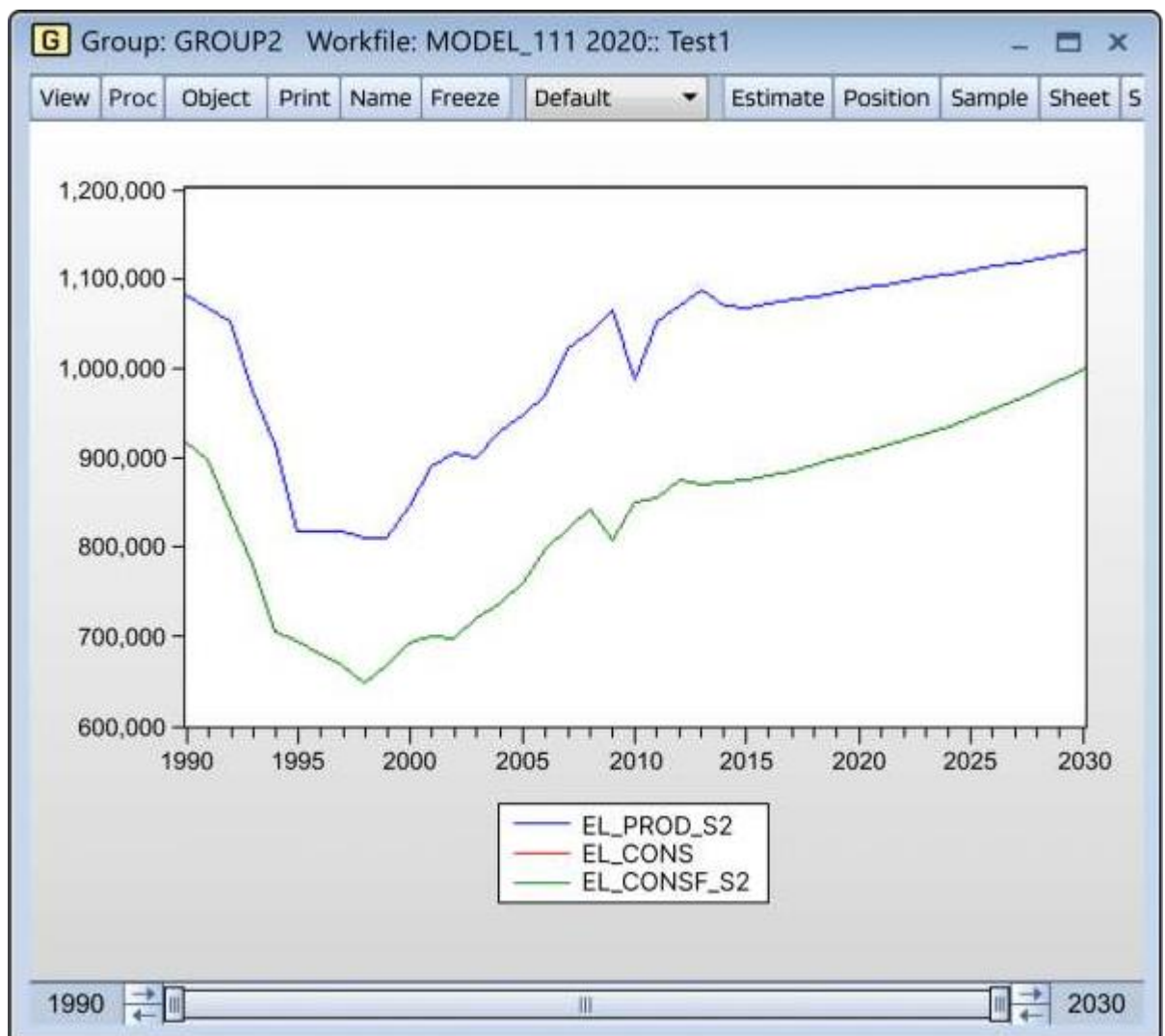


Рисунок 3.3 – Результати прогнозу виробництва та споживання електроенергії в Україні за адаптаційним сценарієм

Даний сценарій характеризується помірним зростанням виробництва (1131186 ГВт/рік) і споживання (1000382 ГВт/рік) електроенергії до 2030 року.

Інерційний сценарій. Третій сценарій передбачає негативний розвиток енергетичної галузі, зокрема відсутність модернізації. Прогнозний період виробництва і втрат електроенергії розраховується на підставі тенденції з 1990 року, зростання частки енергії з використанням ВДЕ розраховується на підставі тенденції з 1999 року. Даний сценарій відображено на рисунку 3.4.

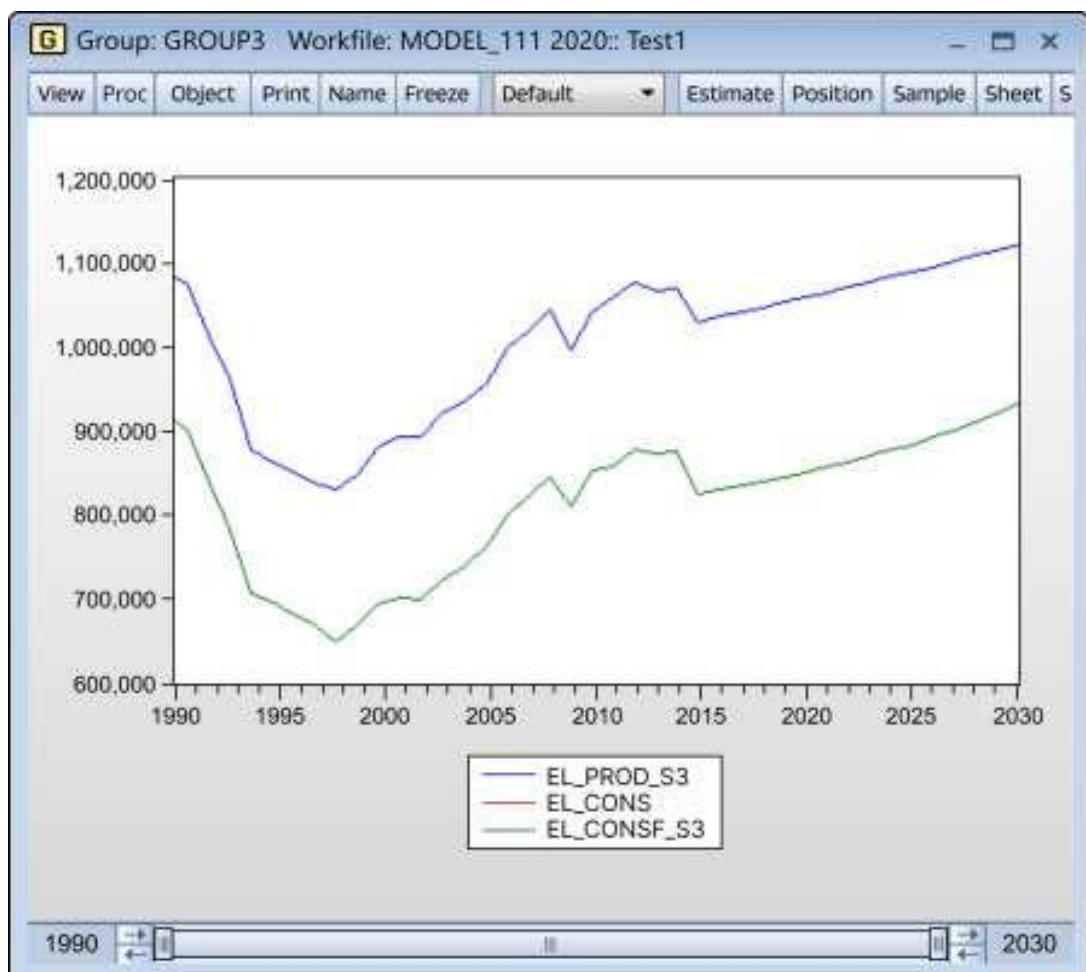


Рисунок 3.4 – Результати прогнозу виробництва та споживання електроенергії в Україні за інерційним сценарієм

Даний сценарій характеризується низьким зростанням виробництва (1116237 ГВт/рік) і споживання (929247,9 ГВт/рік) електроенергії до 2030 року.

В основі проведених розрахунків є наочні сценарні прогнози обсягів споживання електроенергії в Україні до 2030 року. Їх наведено на рисунку 3.5.

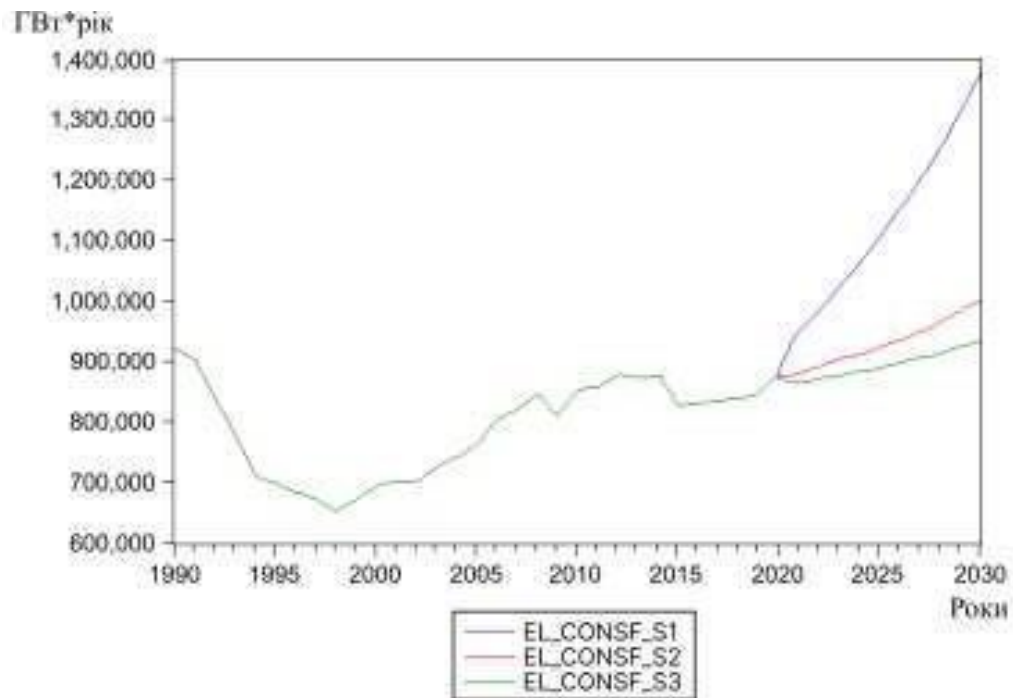


Рисунок 3.5 – Сценарні прогнози споживання електроенергії в Україні

Виконані на базі економетричної моделі розрахунки показують, що в трьох сценаріях відносини прогнозного споживання електроенергії до її прогнозного виробництва становить 0,9670, 0,8840 і 0,8320 відповідно, що вище фактичного відношення виробництва і фактичного споживання електроенергії в 2019 році (0,8210). Результати сценарних прогнозів з застосуванням технологій Smart Grid свідчать про ефективність курсу з впровадження інтелектуальної енергетичної системи на основі активно-адаптивної мережі. Відношення прогнозного споживання електроенергії до її прогнозного виробництва зображено на рис. 3.6.



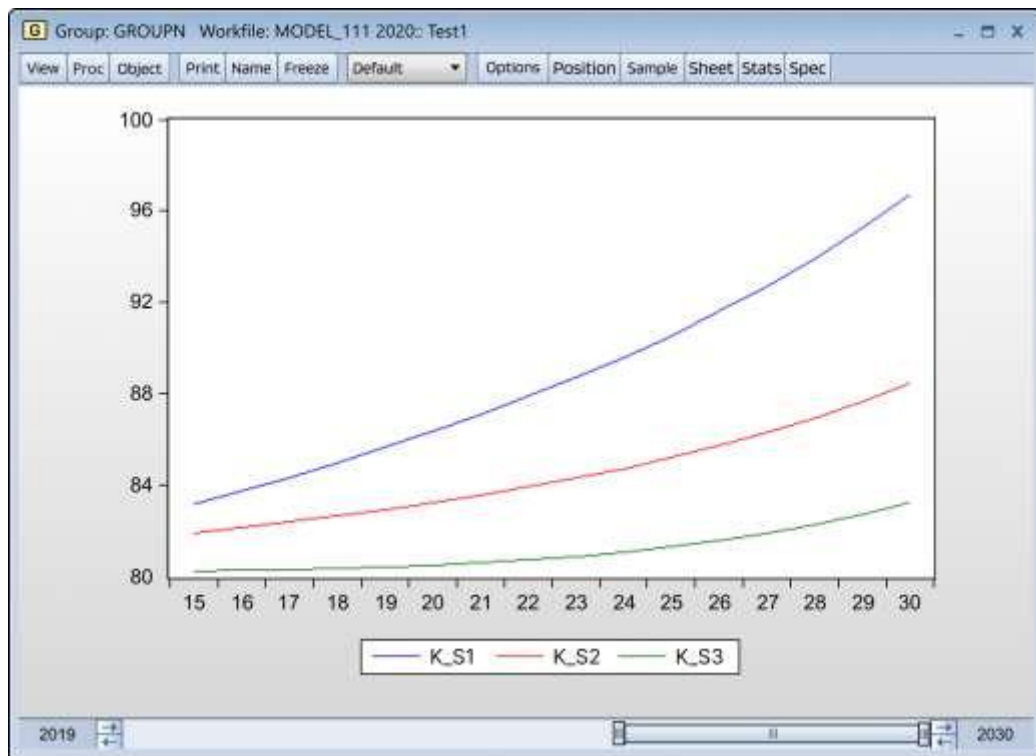


Рисунок 3.6 – Відношення прогнозного споживання електроенергії до її прогнозного виробництва

### 3.3 Створення оптимізаційної моделі впровадження Smart Grid під час проектування електроенергетичної системи

Для наочного відображення ефективності впровадження Smart Grid під час проектування електроенергетичної системи із застосуванням поновлюваних джерел енергії, було складено дві оптимізаційні моделі.

Оптимізаційну модель раціонально розглядати на прикладі локального проекту, де передача енергії можлива між споживачами. Дана модель буде розрахована виходячи з мінімальних параметрів для того, щоб була показана ефективність при мінімальних витратах на введення потужностей. У моделі будуть присутні кілька важливих факторів:

- 1) джерело енергії – вітрова установка, сонячні батареї і енергія з мережі, інвертор;



- 2) акумулюючий елемент – літієві батареї;
- 3) розподільний механізм подачі енергії – «мозок» Smart Grid. Схема модельованого локального проекту зображено на рисунку 3.7.

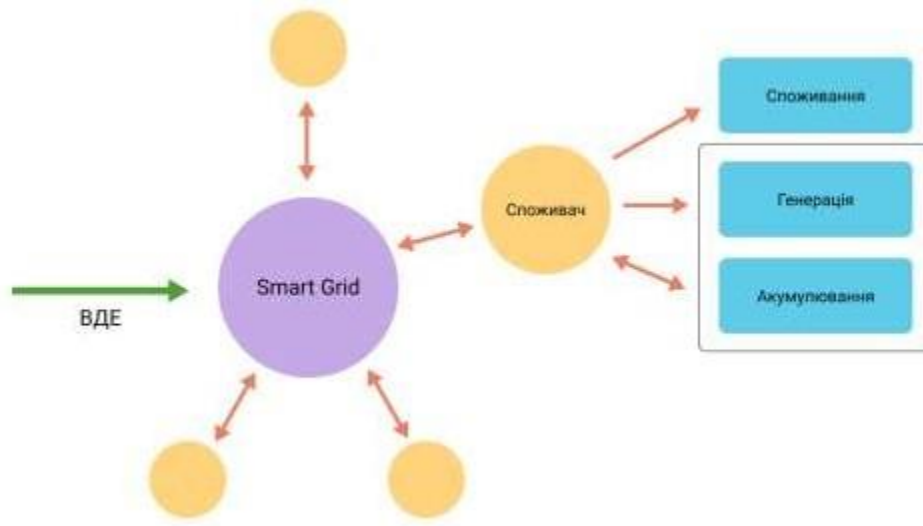


Рисунок 3.7 – Схема модельованого локального проекту організації Smart Grid

Стан системи: група споживачів з 3-4 споживачів, господарюючий суб'єкт, вартість подачі енергії з мережі у двох тарифах – 1,01 грн. – день (з 07:00 до 23:00), 0,26 грн. – ніч (з 23:00 до 07:00). Згідно зі статистикою, для такої системи нормальним є споживання в рік 1850 кВт/рік енергії, що становить 5,1 кВт/ч на добу або 69,55 грн. (55,80 грн. вдень і 13,75 грн. вночі).

Розглянемо ефективність кожного введеного елемента в систему в окремо (всі ціни є актуальними на 2020 рік):

Літієві акумуляторні батареї. Мають високу вартість, через те що виробництво літію обмежено. Мають короткий експлуатаційний термін і малу ємність: при найнижчій ціні в 200 дол.США, середня кількість циклів (заряд-розряд) становить 1000.

Припустимо, що система споживання стабільна. Споживання відбувається з мережі змінного струму. Необхідна і достатня кількість акумуляторів виходячи з потужності 1 кВт/год. складає 5 шт., що в грошовому еквіваленті 11744 грн.,

термін служби при щоденному використанні 2,8 року. Амортизація акумулятора

– ціна використання на добу, становить 11,73 грн. Для заряду такого акумулятора необхідно 8 годин, що в нічний час в грошовому еквіваленті становить 13,75 грн. Даного заряду вистачить на денне використання споживачами. При цьому вигода з урахуванням амортизації в грошовому еквіваленті складе 30,32 грн., що за терміном експлуатації складає 30324 грн., рентабельність складає 258%.

Вітрова установка з інвертором. Характеризується тривалим терміном служби, мінімальний термін експлуатації 15 років. Припустимо, що система споживання стабільна. Джерелом енергії є вітрова установка RKWT-5000 з потужністю 5 кВт і ринковою вартістю 18000 дол.США. Згідно характеристикам даної установки, за мінімальною швидкістю 3-4 м/с, місячне вироблення складає 1167 кВт/год. на місяць з цього впливає, що при споживанні 5,1 кВт/год. енергії господарюючим суб'єктом, необхідним і достатнім часом для роботи установки повинно бути 3,2 години. Середньомісячна виробка вітроелектростанції зображено на рисунку 3.8.

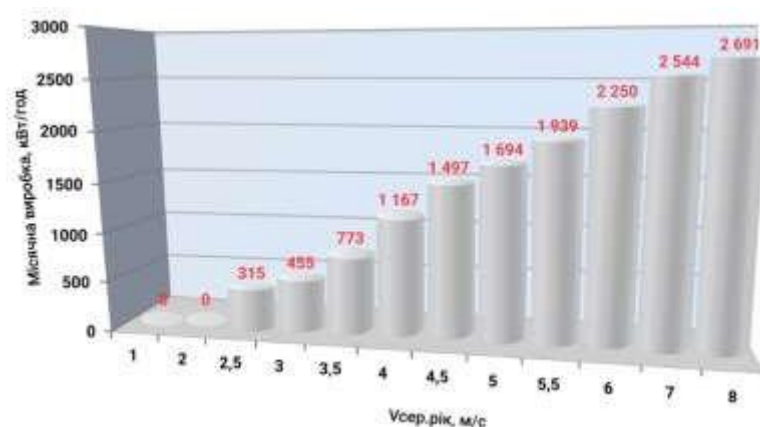


Рисунок 3.8 – Середньорічна виробка вітроелектростанції, кВт/рік

Якщо враховувати термін експлуатації 15 років, то щоденна амортизація складе 38 грн. При цьому прибуток від введення з урахуванням амортизації складе 33 грн./добу. Відповідно, термін окупності складе 8,22 року, рентабельність 82,6%.

Сонячні батареї. Фотоелектричні панелі – це такі джерела енергії, що вимагають мінімального обслуговування і ремонту, так як не містять ніяких рухомих частин. Вони не створюють шуму і мають високий рівень екологічності. Фотоелектричні панелі (або сонячними батареї, як їх ще називають) виконані з полікристалічних кремнієвих елементів. Ця технологія виробництва панелей забезпечує відносно високий ККД вироблення електричної енергії 9-24%. Припустимо, що система споживання стабільна. Джерелом енергії є сонячна батарея РКМС-180, потужністю 192,24 Вт та вартістю 1500 дол.США. Для задоволення потреб потрібна мінімальна кількість панелей – 5 шт. і інвертор потужністю 10 кВт вартістю 1500 дол.США. Термін служби складає 20 років. З огляду на потужність панелей, необхідний час для задоволення споживачів 6 годин. При цьому амортизація на добу складає 12,47 грн, прибуток від впровадження ВДЕ 57,14 грн./добу, строк окупності 3,65 року, рентабельність 548%.

Рентабельність поновлюваних джерел очевидна. Але існує недолік – мінливість системи (погодні умови, клімат, географічне становище). Для того, щоб ефективно використовувати ВДЕ необхідно комплексно підходити до цього питання, а саме, розвивати системи генерації та акумулювання енергії. Так само важливим є управління джерелами живлення. Тут і показує свою значущість технологія Smart Grid. За умовою стабільного споживання енергії, введення комбінованого використання і управління джерелами енергії, ситуація буде наступна: сума інвестиційних витрат на побудову мережі потужністю 15 кВт/рік за терміном служби 20 років складе 458870 грн. Вартість споживання енергії від мережі при нинішніх тарифах складе 511169 грн. Рентабельність становить 10%. Якщо система Smart Grid передбачає споживача в ролі джерела енергії, то при повному завантаженні мережі, рентабельність може досягти 202% протягом 20 років. У даній моделі не був врахований фактор технологічного прогресу, зниження вартості компонентів мережі та підвищення потужності енергії, що виробляється з відновлюваних джерел. Розрахунки показали, що впровадження саморегульованої мережі можливо і ефективно.

Метою другої оптимізаційної моделі є розрахунок собівартості електроенергії в залежності від географічного розташування генеруючих потужностей, а саме, рівня інсоляції території і швидкості вітру. Стан системи: використання конкретної площі земельних угідь для вироблення електроенергії з ВДЕ (вітру і сонця). Під час моделювання було обрано площу 10000 кв.м., обсяг інвестицій 40000000 грн., використані вітрові установки RKWT-5000 вартістю 206670 грн., використані сонячні панелі RKMC-180 вартістю 14926 грн. за 1 м.кв. Знаючи технічні параметри обладнання необхідно оптимально використати виділені інвестиційні кошти і земельну площу для отримання електроенергії з ВДЕ за максимально вигідною ціною. Розрахуємо ефективність вироблення електроенергії вітрогенератором виходячи з технічних характеристик. Прибуток від кількості енергії з ВДЕ, що можна отримати, зображено на рис. 3.9.

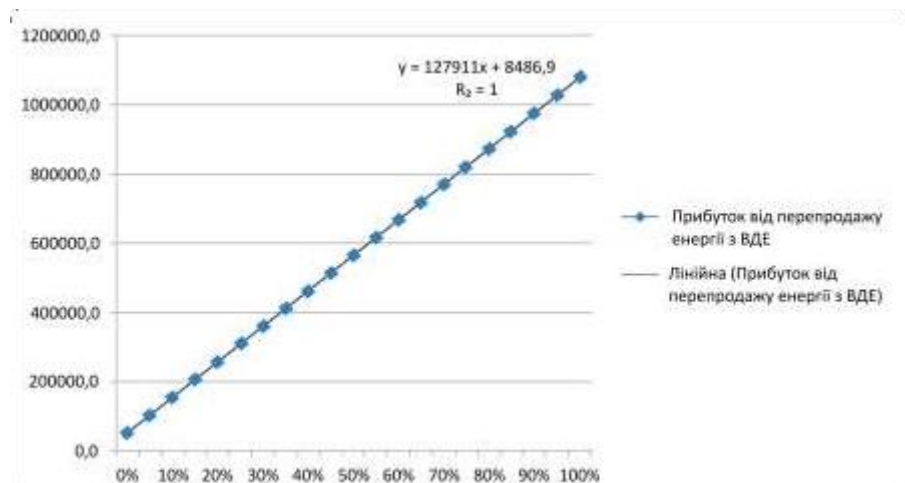


Рисунок 3.9 – Прибуток від кількості перепродувати енергії з ВДЕ

$$E_1 = -2,4437x^3 + 63,496x^2 - 238,41x + 190,37, \quad (3.12)$$

де  $E_1$  – це ефективність вироблення електроенергії (кВт/год);

$x$  – швидкість вітру (м/с).

$$E_1 = 87,8 \text{ кВт/год.}$$

Ефективність вироблення сонячною панеллю, згідно з технічними характеристикам 14,3кВт/год. Маючи вищевказані параметри можна

розрахувати собівартість електроенергії, що виробляється даними установками, з урахуванням 10% непередбачених витрат. Залежність собівартості енергії від середньорічної швидкості вітру і рівня інсоляції зображено на рис. 3.10.

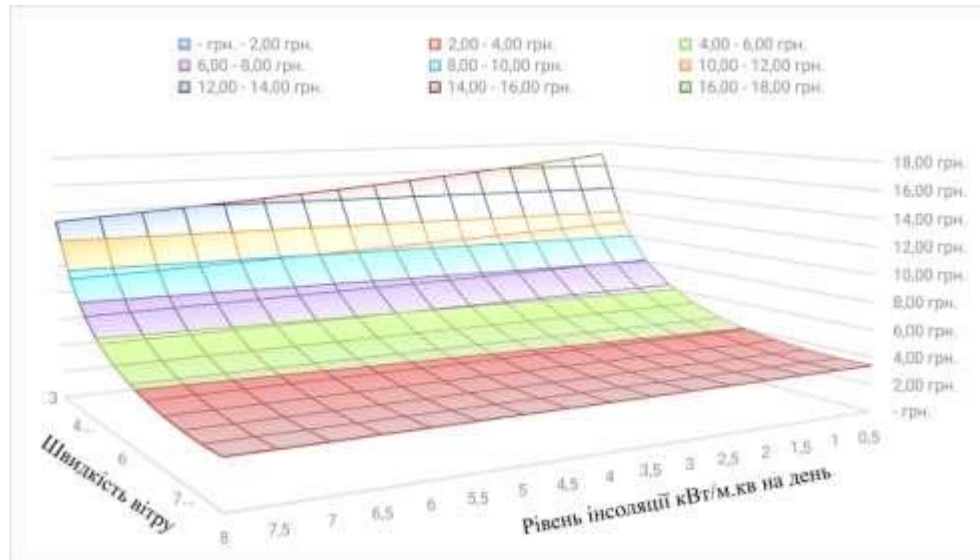


Рисунок 3.10 – Залежність собівартості енергії від середньорічної швидкості вітру і рівня інсоляції

Дана оптимізаційна модель показує, що при підборі ефективного обладнання, а також вдале географічне розташування генеруючих потужностей, можливе створення локальної мікромережі за концепцією Smart Grid з використанням ВДЕ, здатної конкурувати за собівартістю електроенергії з існуючими традиційними джерелами енергії.

## ВИСНОВКИ

Підчас виконання атестаційної роботи було систематизовано основні чинники формування «розумних» мереж, тобто Smart Grid – нового стратегічного напрямку розвитку енергомереж: з одного боку, це – очікуваний дефіцит первинних джерел енергії, зростаючі вимоги енергетичної безпеки, постійне зростання вартості електроенергії в світі, брак кваліфікованих кадрів галузі, зростання вимог всіх учасників енергетичної діяльності, підвищення рівня екологічної безпеки, з іншого боку, це – поява і розвиток нових технологій, пристроїв і матеріалів, застосованих в сфері виробництва енергії; активне зростання малої генерації, в тому числі на основі ВДЕ; автоматизація та комп'ютеризація більшості процесів.

Перерахована сукупність факторів дає поштовх до динамічного розвитку енергетичної галузі як системи, внутрішньої гармонізації цієї системи і підвищенню її ефективності. Виявлено проблеми галузі, що перешкоджають розвитку «розумних» мереж, в їх числі: високий рівень зносу систем транспортування, передачі і розподілу енергії; низька інноваційна активність підприємств; зниження рівня технологічного регламенту на експлуатацію та сервісне обслуговування обладнання; дефіцит інвестиційних ресурсів в галузі; нецільове витрачання коштів; технологічне відставання в створенні сучасного обладнання для парогазових, вугільних і технологій електромереж.

Розроблена багатofакторна економетрична модель споживання електроенергії в Україні з урахуванням втрат електроенергії і її виробництва та в тому числі з використанням ВДЕ, тобто екологічний фактор теж враховано. Виконана оцінка моделі на основі тенденцій, що склалися за двадцятип'ятирічний період дозволяють зробити наступні висновки:

– еластичність споживання електроенергії з її виробництву становить 1,2, що означає, що при зростанні виробництва електроенергії з традиційних

джерел на 1% її споживання при незмінних двох інших екзогенних змінних збільшиться на 1,2%;

– еластичність споживання електроенергії по втратах електроенергії негативна -0,14, тобто при зниженні втрат на 1% і постійному виробництві електроенергії споживання збільшиться на 0,14%.

– зростання частки виробленої електроенергії з ВДЕ на 0,1 процентний пункт при незмінному загальному обсязі виробництва електроенергії призводить до зростання споживання на 1,4% за рахунок якісних характеристик джерел енергії (доступність, екологічність, гнучкість, контроль генерації електроенергії та ін.).

На базі економетричної моделі виконані модернізаційний, адаптаційний та інерційний сценарій споживання електроенергії в Україні до 2030 року. Розрахунки показують, що в трьох сценаріях відносини прогнозного споживання електроенергії до її прогнозного виробництва становить 0,9670, 0,8840 та 0,8320 відповідно, що вище фактичного відносини виробництва і фактичного споживання електроенергії в 2019 році (0,8210). Це свідчить про ефективність курсу з впровадження інтелектуальної енергетичної системи на основі активно-адаптивної мережі.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Перспективи розвитку світової енергетики на довгостроковий період: основні тренди та показники Режим доступу: [https://razumkov.org.ua/upload/1446026764\\_file.pdf](https://razumkov.org.ua/upload/1446026764_file.pdf)
2. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С. О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.
3. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навчальний посібник / Ф. П. Шкрабець, Держ. вищий навч. закл. "Нац. гірничий ун-т". Ін-т електроенергетики. – Дніпропетровськ : НГУ, 2015.– 539 с.
4. Праховник А. В. Автоматизовані системи обліку та якості електроенергії в оптовому ринку / А. В. Праховник, Ю. Ф. Тесик, А. Ф. Жаркін, В. О. Новський, О. Г Гриб. – Харків.: ПП «Ранок- НТ», 2012.– 516 с.
5. Загальні проблеми та довгострокові перспективи розвитку енергетики України / Б.С. Стогній, М.М. Кулик // Наука та інновації. — 2006. — Т. 2, № 2. — С. 5-18. Режим доступу: [https://scinn.org.ua/sites/default/files/pdf/2006/N2/2\\_06\\_5.pdf](https://scinn.org.ua/sites/default/files/pdf/2006/N2/2_06_5.pdf)
6. Концепція впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року. Розпорядження КМУ від 14.10.2022 р. № 908-р. – 18 с
7. Кучанський В.В. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж: монографія/ В.В. Кучанський, Д.О. Малахатка. – Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. – 120 с.
8. Thomas Morstyn, , Branislav Hredzak, Vassilios G. Agelidis, “Network Topology Independent MultiAgent Dynamic Optimal Power Flow for Microgrids With Distributed Energy Storage Systems,” IEEE Режим доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7752983> TRANSACTIONS ON SMART GRID, Vol. 9, No. 4, July 2018.
9. Биконя О. С. Організаційно-економічний механізм формування інтелектуальної енергетичної системи України: дис. ... канд. екон. наук / Державна



установа «Інститут економіки та прогнозування НАН України». – Київ, 2019. 208 с.

10. Правила роздрібного ринку електричної енергії [електронний ресурс] / Режим доступу: <https://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18>

11. Кириленко О. В. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж / Кириленко О.В., Денисюк С.П. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит 2016.–№4 (147) – С.2-14

12. Денисюк С.П. Оптимізація режиму роботи системи електроживлення з перетворювачами електроенергії/ Денисюк С. П., Сафроненко Є. В., Радиш І. П. // Київ Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України Спеціальний випуск – 2010

13. Матвійчук В. А., Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О.: Інтелектуалізація електроенергетичних систем. Навчально-методичний посібник для підготовки студентів в галузі знань 14 «Електрична інженерія» спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка» – Вінниця, видавничий центр ВНАУ:2019 р. – 109 с.

14. Єлісеєва О. К. Аналіз і перспективи розвитку енергетичної платформи на засадах концепції Smart Grid / О. К. Єлісеєва, Т. В. Гільорме, М. В. Водоп'ян // Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки. – 2016. – № 5(1). – С. 70-73. – Режим доступу:

[http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vchnu\\_ekon\\_2016\\_5\(1\)\\_\\_16](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vchnu_ekon_2016_5(1)__16).

15. Гулак Д.В. Розвиток електроенергетичного ринку України на засадах регіональної кластеризації. – Черкаси: Видавець Пономаренко Р.В., 2018. – 224 с.

16. Arvind Kumar, Lokesh Tiwari, Devendra Somwanshi, “Design Architecture and Optimization of Multi Agent based Smart Grid,” presented at 2018 IEEMA Engineer Infinite Conference (eTechNxT), New Delhi, India, 14 – June 2018, Режим доступу: <https://site.ieee.org/engineer-infinite2018/files/2018/05/2018-IEEMA-Engineer-Infinite-Conference-eTechNxT-Abstract-Book.pdf>

17. Shaun Howell, Yacine Rezgui , Jean-Laurent Hippolyte , Bejay Jayan, Haijiang Li, “Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-

agent management of distributed energy resources,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 77, Pages 193-214, September – 2017, Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392> 41.

18. “Electricity «Prosumers»,” Brief of the Europe. Electricity «Prosumers»,” Brief of the European Parliament, November 2016. Режим доступа: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS\\_BRI\(2016\)\\_593518\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS_BRI(2016)_593518_EN.pdf).

19 Operational, short-term and long-term optimization of the schedules of distributed energy in a locally regionalized power system, Automation and IT in powerengineering, –№11, – 2016. Режим доступа: <http://www.rtsoft.ru/press/articles/detail.php?ID=2929/>.

20. National Renewable Energy Laboratory, Projected Benefits of Federal Energy Efficiency and Renewable Energy Programs — FY 2008 Budget Request, 2007. Режим доступа: [https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc828725/m2/1/high\\_res\\_d/1056740.pdf](https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc828725/m2/1/high_res_d/1056740.pdf)

21. Tom Standish. Visions of the Smart Grid: Deconstructing the traditional utility to build the virtual utility // Washington DC: U. S. Department of Energy. Smart Grid Implementation Workshop, June 19, 2008, Keynote address. 2008 Режим доступа: <https://www.slideserve.com/matia/visions-of-the-smart-grid-deconstructing-the-traditional-utility-to-build-the-virtual-utility>