

УДК 303.832.3

УКПП

№ держреєстрації 0118U003583

Інв. №

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
(СумДУ)

40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова, 2; тел. 687878

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-дослідної роботи
д-р фіз.-мат. наук,

_____ проф. А.М. Черноус

ЗВІТ

ПРО НАУКОВО - ДОСЛІДНУ РОБОТУ

МОДЕЛЬ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ
ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

(проміжний)

Керівник НДР

д-р тех. наук.

М.І. Сотник

2019

Рукопис закінчено 23 грудня 2019 р.

Результати цієї роботи розглянуто науковою радою СумДУ протокол № 6 від 26 грудня 2019 р.

СПИСОК АВТОРІВ

Керівник теми, д-р. тех. наук, с.н.с	_____	М. Сотник (заг. редакція, розділ 1.1, 2.1)
Д-р.екон. наук, головн.н.с.	_____	О. Теліженко (розділ 1.1, 2.1, 3.2)
Д-р.екон. наук, с.н.с.	_____	А. Жулавський (розділ 2.2)
Д-р.екон. наук, с.н.с.	_____	І. Сотник (розділ 3.2)
К.ф.-м.н., с.н.с.	_____	І. Коплик (розділ 1.2, 3.1)
К.ф.-м.н., н.с.	_____	О. Дрозденко (розділ 1.2, 3.1)
К.е.н. за дог. ц.п.х.	_____	Т. Курбатова (розділ 3.2)
К.е.н., н.с.	_____	Н. Байстрюченко (розділ 1.1)
К.е.н., н.с.	_____	Ю.Опанасюк (розділ 2.2)
Доц., к.е.н. за дог. ц.п.х.	_____	Д. Смолейніков (розділ 1.1, 2.2)
Асист. каф. ЕПтаБА, за дог. ц.п.х.	_____	А. Павлік (розділ 2.2)
Відповідальний виконавець, інж. 2 кат.	_____	А. Черноброва (розділ 2.1, 3.1)

За дог. ц.п.х	_____	О. Молошний (розділ 3.2)
Студент, за дог. ц.п.х.	_____	Д. Григоренко (інформаційне забезпечення)
Студент, за дог. ц.п.х.	_____	О. Данильченко (інформаційне забезпечення)
Студент, за дог. ц.п.х.	_____	А. Гасай (інформаційне забезпечення)
Аспірант за дог. ц.п.х.	_____	С. Шендрик (інформаційне забезпечення)

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 66 стор., 11 рис., 9 табл., 66 джерел.

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, УПРАВЛІННЯ, ПРОГНОЗУВАННЯ,
МОДЕЛЮВАННЯ, ОБМЕЖЕННЯ, ЕКОНОМІЧНИЙ МЕХАНІЗМ, ВИТРАТИ,
ЕФЕКТИВНІСТЬ.

Об'єкт дослідження - принципи і методи логіко-структорного моделювання системи управління ефективністю та прогнозування використання теплової і електричної енергії.

Мета роботи - моделювання системи управління та прогнозування використання теплової і електричної енергії та апробація отриманих результатів на прикладі закладів освіти.

Предмет дослідження – система внутрішніх (техніко-економічних, структурних режимних) та зовнішніх (метеорологічних, екологічних, паливно-енергетичних, макроекономічних) факторів, що обумовлюють обсяги і режими споживання енергії та відносини між суб'єктами управління з приводу ефективного використання електричної енергії.

Методи дослідження. Вирішення завдань проекту базується на міждисциплінарному системному підході до формування системи енергетичного менеджменту, створенні та підтримці систем збору та моніторингу інформації щодо споживання енергії, використання поглиблених схем енергоаудиту на базі енергетичних моделей об'єктів, моделюванні короткострокового прогнозування та довгострокового планування споживання електричної енергії на основі ретроспективних даних.

Головна ідея проекту полягає у розробці моделі прогнозування та планування споживання електричної енергії на основі ретроспективних даних з урахуванням комплексу внутрішніх (техніко-технологічних) та зовнішніх (метеокліматичних, екологічних, макроекономічних) факторів.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	8
1.1 Оцінка витрат на державне управління предохранною діяльністю в енергетиці	8
1.2 Аналіз сучасних підходів до прогнозування споживання електроенергії.....	15
2 ФАКТОРИ ТА ОБМЕЖЕННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ	22
2.1 Врахування екологічних факторів при формуванні енергозберігаючих стратегій.....	22
2.2 Показники ефективності техніко-технологічних та організаційних заходів з енергозбереження в населених пунктах	28
3 МОДЕЛЮВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	34
3.1 Моделювання короткострокового прогнозування та довгострокового планування споживання електричної енергії на основі ретроспективних даних	34
3.2 Економічне обґрунтування генерації електроенергії з відновлюваних джерел	44
ВИСНОВКИ.....	58
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	59

ВСТУП

Практичні питання прогнозування та довгострокового планування споживання електричної є надзвичайно важливими як з точки зору формування ефективної системи генерації, так і з точки зору врахування комплексу факторів споживання електричної енергії.

Рішення таких актуальних проблем, як зниження енерговитратності, забезпечення енергонезалежності, зменшення обсягів викидів парникових газів, вимагає впровадження таких методів прогнозування споживання і виробництва різних видів енергії, які були б інтегровані з існуючими інформаційними системами прийняття управлінських рішень. При вирішенні задач прогнозування споживання електричної енергії неодмінно постає ряд суміжних завдань. Серед таких задач, перш за все, постає питання дослідження можливих структурних змін в джерелах генерації електроенергії, формування політики державного управління природоохоронною діяльністю в енергетиці, додержання міжнародних угод щодо зниження викидів парникових газів, врахування екологічних факторів при формуванні енергозберігаючих стратегій.

Аналіз сучасних підходів до прогнозування споживання електроенергії свідчить про стрімкий розвиток інтелектуальних систем управління процесами енергоспоживання. Такі системи моделювання дозволяють інтегрувати їх з існуючими інформаційними системами для поточного регулювання енергоспоживання виробничих систем з врахуванням, наприклад, короткострокових змін метеокліматичних умов. Це, в свою чергу, потребує вдосконалення організаційно-економічного механізму енергетичного аудиту з визначенням базових внутрішніх і зовнішніх контрольних показників.

Важливим аспектом прогнозування споживання електроенергії є запровадження системи енергозбереження в населених пунктах. Так, наприклад, апробація (на прикладі закладів освіти м. Суми) моделі системи регулювання

використання теплової та електричної енергії свідчить про значні перспективи реальної економії енергоресурсів.

1 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Оцінка витрат на державне управління предохранною діяльністю в енергетиці

Як свідчать наукові дослідження, категорія «економічна безпека» є багатокомпонентним поняттям, тому її доцільно розглядати як суму окремих складових елементів, поєднання яких формує її загальний рівень. Відповідно, її характеризують такі компоненти, як енергетична безпека, фінансова, інвестиційна, інноваційна, соціальна, інформаційна та ін.

Цілком очевидно, що обмежуватися розглядом виключно економічних загроз при забезпеченні стійкого соціально-економічного розвитку регіону не можливо. Необхідно враховувати і інші загрози. При такому підході проблемне поле економічної безпеки суттєво розширюється за рахунок екологічних, гуманітарних, соціальних та інших детермінант стійкого економічного розвитку.

Як правило, екологічна безпека розглядається як стійкий стан соціо-еколого-економічної системи, за рахунок оптимізації господарської діяльності, що дозволяє запобігти негативного впливу на життєдіяльність людини і відображається в політико-правовій захищеності інтересів громадянина, суспільства та держави від негативної діяльності, яка є реальною загрозою здоров'ю людей і функціонуванню екосистем [1].

Важливим є питання щодо структури екологічної безпеки. На наш погляд основними елементами структури екологічної безпеки є: об'єкти, суб'єкти забезпечення екологічної безпеки, державна і регіональна екологічна політика, система заходів (інструментів) її реалізації. Коли мова йде про державу як політичний інститут то вона, на наш погляд, виступає колективним суб'єктом екологічної безпеки, займаючи особливе місце і відіграючи особливу роль в її забезпеченні.

В цьому відношенні актуальним є питання оцінки ефективності управлінських рішень на державному рівні щодо забезпечення екологічної безпеки.

В економічній теорії виділяють два основних підходи до забезпечення еколого-економічної безпеки регіону.

Відповідно до першого підходу проблема трактується як відхилення стану системи від встановлених норм і нормативів. Цей підхід є статичним, тому що він створює умови для закріплення деякого стану регіону (у тому числі економічного, техніко-технологічного, екологічного і т.д.), яке вважається безпечним.

Другий підхід пов'язаний з іншим розумінням проблеми, – зі змінами потреб людей і економічних систем. Цей підхід за своїми ознаками є динамічним, тому що процес зміни потреби є загальною причиною виходу соціо-еколого-економічної системи з рівноважного стану і пошуку нового стану рівноваги.

Очевидно, що категорія «еколого-економічна безпека» нерозривно пов'язана з категоріями національних потреб та національних інтересів.

Так, зокрема, в роботі [2] досліджуються питання ролі державноуправлінських механізмів у забезпеченні екологічної безпеки держави. Автор наголошує на необхідності суттєвого вдосконалення економічних, організаційних та інформаційних механізмів забезпечення екологічної безпеки держави.

Надзвичайно важливими, на наш погляд, є результати дослідження оприлюднені в роботі [3]. Автором розроблено науково-методичний підхід до формування організаційно-економічного механізму управління екологічною безпекою на засадах маркетингу. При цьому, запропоновано, як показник оцінки ефективності розробленого механізму, використовувати рівень екологічної безпеки регіону, співвіднесений із витратами на формування, підтримання функціонування та розвиток даного механізму. Такий підхід, на наш погляд, закладає підґрунтя дослідження ефективності управлінських витрат на забезпечення екологічної безпеки.

Забезпечення еколого-економічної безпеки регіону формулюється як визначення ефективного узагальненого вектора управління $U = \langle U^{екн}, U^{екл} \rangle$, який забезпечує досягнення мети G при заданому узагальненому еколого-економічному критерії K і обмеженнях Ω з урахуванням умов невизначеностей і ризиків. Змістовне наповнення категорії «еколого-економічна безпека» полягає в її позиціонуванні в системі безпеки як підсистеми, що поєднує в собі економічні і екологічні суб'єктно-об'єктні взаємодії, спрямовані на забезпечення сталого соціально-економічного розвитку суспільства. У рамках еколого-економічної безпеки ідентифікуються екологічно та соціально спрямовані дії інститутів влади як сукупність програмних установок сталого розвитку, що містять заходи еколого-економічної політики, сегментовані за їх значимістю у ліквідаційній здатності усунути або знизити загрози безпеки країни в цілому та її регіонів.

При дослідженні умов забезпечення еколого-економічної безпеки головна увага приділяється дослідженню вектору забруднень $y^q = y^q(t)$ та впливу на нього двох головних змінних, – технологічних витрат та витрат на забезпечення виконання функцій державного управління в галузі охорони навколишнього середовища. При цьому останні розглядаються, перш за все, як фінансове забезпечення організаційно-управлінських функцій державних інститутів, які забезпечують нормативний рівень еколого-економічної безпеки регіону [4].

Економічний критерій в загальному вигляді можна задати як:

$$Z_o = (Z_{вир} + Z_{упр}) - S_y + U \rightarrow \min, \quad (1)$$

де Z_o – витрати приведені до річної розмірності;

$Z_{вир}$ – технологічні витрати;

$Z_{упр}$ – витрати на управління в галузі охорони навколишнього середовища;

S_y – вартість продукту утилізації;

U – збиток, нанесений викидами шкідливих речовин (по кожному інгредієнту).

При цьому екологічний критерій можна представити у вигляді:

$$Q(y, k, m, \tau) \rightarrow \min_{(\cdot) \in \Omega}, \quad (2)$$

де $Q(y, k, m, \tau) = \sum_{i=1}^n Q_i(y, k, m, \tau)$ – сумарна концентрація від всіх джерел забруднення;

$Q_i(y, k, m, \tau)$ – концентрація від i -го джерела забруднення, (y, k, m, τ) – вектор технологіко-економічних змінних.

Таким чином, можна отримати еколого-економічний критерій як комбінацію у вигляді:

$$\langle Z_0, Q \rangle \rightarrow \min, \quad (3)$$

за умови $\Omega = \{y, k, m, \tau | Z_0(y, k, m, \tau) \leq Z_0^*, Q(y, k, m, \tau) \leq Q^*\}$,

де Z_0^* – максимально можливі витрати;

Ω – область допустимих рішень;

Q^* – гранично припустима концентрація забруднюючих речовин.

Враховуючи, що структурно до критерію (1) включаються технологічні витрати та витрати на управління в галузі охорони навколишнього середовища, з практичної точки зору важливою є оцінка відносної ефективності цих витрат щодо забезпечення умов (3).

Оцінка відносної ефективності технологічних витрат. З цією метою в роботі розглядається окремий промисловий (теплоенергетичний) об'єкт. З урахуванням критерію (5) досліджується взаємозалежність: яким чином змінюється показник приведенного навантаження на комплекс реципієнтів [5] при зменшенні викидів із стаціонарних джерел на одну одиницю (тону) і на яке значення, при цьому, зростають технологічні витрати? (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 - Відносна зміна атмосфероохоронних витрат та приведенного навантаження

Зміна викидів	Зміна приведенного навантаження	Зміна витрат	Відносна зміна витрат	Відносна зміна приведенного навантаження
172,83	3,22	2280	1,00582	1,0216
171,83	3,15	2299	1,00585	1,04
170,83	3,03	2307	0,029%	1,8%

З практичної точки зору аналіз модельного об'єкту свідчить, що при зменшенні викидів на одну одиницю (тону) приведене навантаження на комплекс реципієнтів зменшується на 1,8% відносно базового його значення. Таке зменшення забезпечується відповідним приростом технологічних витрат на 0,029% відносно базового значення. Це свідчить про високу економічну ефективність додаткових атмосфероохоронних витрат. Цілком очевидно, що має місце мінімізація цільового еколого-економічного критерію $\langle Z_0, Q \rangle \rightarrow \min$.

Разом з тим, оцінка відносної ефективності технологічних витрат містить ряд суттєвих припущень. По-перше, співвідношення атмосфероохоронних витрат та рівня приведеного навантаження на комплекс реципієнтів приймається як середньогалузеве. Таке припущення може бути цілком прийнятним для макроекономічних розрахунків. По-друге, до критерію (1) включаються технологічні витрати та витрати на управління в галузі охорони навколишнього середовища. При цьому залишається не вирішеною проблема виділення і оцінювання ефективності управлінських витрат.

Виходячи із загальної моделі оцінювання ефективності управлінських витрат як відношення економічного ефекту до сумарних річних витрати на управління, пропонується результуючу складову розглядати як відповідне зниження рівня приведеного навантаження на комплекс реципієнтів, а витрати на державне управління приймати за офіційними статистичними даними (метод «витрати –

випуск») в розрізі видів економічної діяльності в структурі проміжного споживання (табл. 1.2).

Відносний коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат був розрахований як середньозважене значення середньогалузевого коефіцієнту ефективності природоохоронних витрат ($1,8/0,029 = 62,1$) за показником питомої ваги витрат на державне управління та з урахуванням витрат на охорону навколишнього природного середовища підприємствами, організаціями та установами в 2017 році 18490,7 млн. грн.

Значення відносного коефіцієнту ефективності природоохоронних управлінських витрат свідчить про високу їх ефективність у виробництві та розподіленні електроенергії, газу та води, роботі транспорту та зв'язку, в добувній промисловості.

При цьому, забезпечення екологічної безпеки полягає у дотриманні інтересів всіх агентів господарської діяльності, населення і ресурсно-екологічною витривалістю (асеміляційним потенціалом) території. Цілком очевидно, що високий коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат свідчить про необхідність підвищення ролі і статусу державного управління в галузі охорони навколишнього середовища.

Таблиця 1.2 – Відносний коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат

Показники	Види економічної діяльності							
	Сільське господарство, мисливство, лісове господарство	Рибальство, рибництво	Добувна промисловість	Переробна промисловість	Виробництво та розподілення електроенергії, газу та води	Будівництво	Торгівля ремонт автомобілів, побутових виробів та предметів особистого вжитку	Діяльність транспорту та зв'язку
Проміжне споживання, млн. грн.	42272	457	20478	233760	18090	15548	23275	24903
Витрати на державне управління, млн. грн.	19	3	79	703	200	14	38	244
Питома вага витрат на державне управління, %	0,045	0,065	0,39	0,3	1,1	0,09	0,16	0,98
Відносний коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат	1,0	1,5	8,7	6,7	24,5	2,0	3,6	21,8

1.2 Аналіз сучасних підходів до прогнозування споживання електроенергії

Створення інноваційних інтелектуальних систем управління процесами енергоспоживання є життєво важливим завданням як для окремих об'єктів (установ), країн, так і для глобальної економіки в цілому. Рішення таких актуальних проблем, як зниження енерговитратності, забезпечення енергонезалежності, зменшення обсягів викидів парникових газів, вимагає ідентифікації адекватних методів аналізу, моделювання і прогнозування часових рядів споживання і виробництва різних видів енергії, їх інтеграції з існуючими інформаційними системами для прийняття управлінських рішень в масштабах окремих підприємств, міст, галузей економіки та держав. Недостатній ступінь розробки теоретико-методологічних підходів і практичних аспектів застосування систем прогнозування та оцінювання ефективності використання електроенергії актуалізують необхідність створення комплексних автоматизованих систем енергоменеджменту з використанням сучасних методів машинного навчання.

Повсюдне поширення сучасних технологічних пристроїв для вимірювання обсягу спожитої енергії сприяло розвитку інженерних і статистичних методів аналізу, що дозволяє ефективно планувати, передбачати і контролювати зростаючу навантаження на електромережу. В останнє десятиліття активізувалися наукові дослідження як в області прогнозування споживання електроенергії для промислових, комунальних та енергорозподільчих підприємств, житлових комплексів, бізнес структур, так і окремих будинків [6], [7], [8], [9], [10]. Це обумовлено необхідністю забезпечення енергоефективності будівель, визнаної Міжнародним енергетичним агентством як одне з п'яти умов, що забезпечують зменшення кінцевого споживання енергії та пов'язаних з нею викидів CO₂ [11]. Екологічні передумови і економічна доцільність сприяли розробці національних правил енергоефективного дизайну для різних типів будівель, що дало поштовх розвитку комп'ютерного програмного забезпечення для енергоефективного

проектування нових будинків, таких як EnergyPlus, DOE-2, eQUEST, IES, ECOTEST и т. д. [12].

Підтримка енергоефективності будівель вимагає постійного моніторингу показників енергоспоживання та визначення факторів, які на них впливають в режимі реального часу. Більшість дослідників виділяють погодні умови як головні чинники, що визначають динаміку попиту на електроенергію. До них відносять: показники температури (повітря, навколишнього середовища, температури в приміщеннях); показники вологості, тиску, швидкості і напрямку вітру, хмарності та яскравості сонця; атмосферні опади [13]. Серед додаткових незалежних факторів автори використовують в моделях змінні електричного навантаження, теплопередачі або теплового індексу; календарні змінні; показники розміру і операційні характеристики будівель, розвитку міської інфраструктури; показники рівня життя і соціально-економічного розвитку [13]. Наприклад, для прогнозування попиту на електроенергію в житловому секторі автори роботи [9] використовують дані середньоденного споживання енергії в кВт в якості залежної змінної. Для відображення календарних ефектів дослідники включають фіктивні змінні, а саме змінну для всіх субот, змінну для всіх недільних днів і змінну для свят в інтервалі дослідження [9]. Слід зазначити, що періодичність часових рядів, які використовуються в моделях, визначається джерелом і доступністю даних. Так, в роботі [10] представлені часові ряди споживання електроенергії, в дослідженні [14] – півгодинні дані з річним часовим інтервалом. Відповідно, прогнози, отримані на такій вибірці, можуть бути тільки короткостроковими, наприклад на тиждень. Для отримання середньострокових і довгострокових прогнозів використовують моделі, які оцінюються на даних більшої частоти (наприклад, місячні [14]) і більш тривалого часового інтервалу (кілька десятиліть). Прогнозування в режимі реального часу вимагає отримання даних з вимірювальних приладів щохвилини або посекудно.

Аналіз відкритої статистичної інформації по споживанню електроенергії в Україні [15], [16] показує, що статистичні дані про валове споживання електроенергії всіма секторами економіки доступні тільки по роках; показники

кінцевого споживання з урахуванням джерел відновлюваної енергії в розрізі домогосподарств, секторів промисловості, транспорту, послуг, сільського, лісового і рибного господарств, а також неенергетичного споживання енергії, є тільки з 2007 р. При цьому зі звітів профільних міністерств [17] можна отримати місячні показники по валовому споживанню енергії в країні, і тільки в межах останнього десятиліття. Одним з варіантів вирішення проблеми малої вибірки даних для отримання адекватних, статистично значущих результатів, і якісних прогнозів може бути використання панельних моделей, які оцінюють аналогічні показники по групі об'єктів, наприклад, одночасно по всіх навчальних закладах регіону, регіонах країни або по країнах зі схожими параметрами розвитку. Так, в статті [18] використана панельна вибірка річних даних по споживанню електроенергії житловими будинками в розрізі міст Китаю для виявлення найбільш значущих чинників будівництва «зелених будинків». Автори роботи [19] досліджують попит на електрику в промисловості і сфері послуг Тайваню, аналізуючи панельні дані по 23 промисловим галузям і 9 секторам послуг за 1998-2015 рр. У статті [20] оцінюється ефективність споживання електроенергії для незбалансованої групи з 27 країн з перехідною економікою та 6 країн-членів ОЕСР в Європі в період з 1994 по 2007 рр. Таким чином, можна зробити висновок, що для України, найбільш прийнятними є моделі на основі панельних даних. При цьому, фокус наукових досліджень повинен бути зміщений в сторону моделювання попиту на електроенергію окремими об'єктами, що мають відповідне обладнання для вимірювання споживання електроенергії високочастотної фіксації, з подальшою екстраполяцією отриманих результатів на більш високі рівні (галузеві, регіональні).

Зазначений вище підхід детально представлений в роботі канадських вчених [18], які виділили дві методики моделювання попиту на електроенергію в житловому секторі: «зверху вниз» і «знизу вгору». Перший підхід фокусується на виявленні ключових факторів і прогнозуванні споживання електроенергії по житловим об'єктам різного рівня в залежності від історичних даних по житловим будівлям і змінних верхнього рівня, які включають макроекономічні показники

(валовий внутрішній продукт, показники безробіття і інфляції), ціни на різні види енергії, кліматичні чинники. Другий підхід заснований на використанні статистичних і інженерних методологій для передбачення споживання електроенергії на регіональному та національному рівнях за допомогою екстраполяції показників репрезентативного набору окремих будинків [21].

Слід зазначити, що інженерні моделі, які описують кінцеве споживання енергії як природне явище, ґрунтуючись на фізичних законах і не вимагають історичних даних енергоспоживання, зараз практично не використовуються. Стрімке збільшення джерел і обсягів даних, технологій їх обробки і потужностей обчислювальних систем, сприяли зміщенню наукових інтересів в сторону статистичних методик. Різноманіття статистичних моделей обумовлено як відмінностями в структурі даних (лінійні і нелінійні; дискретні, і безперервні моделі), так і розвитком методів машинного навчання і програмних засобів, які їх реалізують. Широкого поширення набули параметричні і непараметричні методи, які можна класифікувати на регресивні, авторегресійні методи, моделі Фур'є, нейронні мережі, моделі нечіткої логіки, Вейвлет аналіз, Байєсовські методи. Використання параметричних методів передбачає наявність інформації про характер розподілу даних, що загрожує отриманням зміщених оцінок параметрів і помилкових висновків в разі неправильно обраної моделі. Для тих випадків, коли даний розподіл даних невідомо, використання непараметричних методів є кращим. Істотним недоліком і обмеженням непараметричних моделей, орієнтованих скоріше на тестування гіпотез, ніж на оцінювання параметрів, є складність їх обчислень і високі вимоги до програмного і апаратного забезпечення [9].

Аналіз публікацій в області прогнозування споживання електричної енергії показує, що традиційні параметричні методи, такі як регресивні моделі (лінійна регресія і множинна регресія) і авторегресійні методи (моделі авторегресії і ковзного середнього, ARMA, інтегровані моделі, ARIMA, векторні авторегресії, VAR, і коінтеграційні моделі, VEC) останнім часом використовуються рідше. Проте, деякі автори все ще відзначають високу ефективність і точність як

одновимірних сезонних інтегрованих моделей авторегресії-ковзного середнього, SARIMA [6], [22] так і моделей SARIMAX [9], які включають, крім даних самого споживання електроенергії, додаткові екзогенні змінні.

ARIMA модель використовує відому методологію Боксу-Дженкінса, яка передбачає, що майбутні значення часового ряду є лінійною функцією його попередніх значень і випадкових помилок [23]:

$$y'_t = c + \varphi_1 y'_{t-1} + \dots + \varphi_p y'_{t-p} + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q} + \varepsilon_t \quad (4)$$

де y'_t і ε_t представляють фактичні значення і випадкову помилку в період часу t ;

$\varphi_{1,\dots,p}, \theta_{1,\dots,q}$ – параметри моделі;

p – лаг моделі;

d – порядок інтеграції (порядок диференціювання ряду для приведення до стаціонарності);

q – порядок змінного середнього.

Все більшої популярності в науковому і бізнес середовищі набувають методи штучного інтелекту (штучні нейронні мережі, ІНС, і метод опорних векторів, SVM) [24]. Сучасним модельним надбанням ANN є їхня здатність моделювати нелінійні зв'язки. Прогнозні значення часового ряду в період часу t , одержані з використанням нелінійної авторегресійної моделі нейронних мереж, описуються наступним рівнянням [25]:

$$y'_t = f(y(t-1), y(t-2), \dots, y(t-p), +\varepsilon_t \quad (5)$$

Моделі нейронних мереж часто дають ідеальну апроксимацію фактичних і модельних даних в межах тренувальної вибірки, але в разі недостатнього обсягу даних для навчання – великі помилки прогнозу. Для вдосконалення прогнозних якостей ANN використовує цілий ряд методів, у тому числі різні варіанти (*cross-*

validation), зменшення шуму, регулювання помилок, методу зворотнього розподілу помилок [26], оптимізований алгоритм апроксимації, а також SVM-моделі.

В даний час вчені пропонують цілий ряд гібридних моделей, які засновані на двох або більше методах машинного навчання традиційного типу або штучного інтелекту. Традиційно методи прогнозування часових рядів, такі як ІНС, Аріма доповнюють оптимізаційними методами, до яких відносять метод рою частинок, ПСО, генетичний алгоритм, мурашиний алгоритм, АСО. Прикладом може бути гібридна модель, представлена в роботі малайзійських вчених [13], яка комбінує модель Аріма для ідентифікації періодичності, сезонність і лінійність з еволюційним алгоритм (ЕА) для ефективного визначення та оптимізації залишку, або гібридна модель гармонійної регресії [9].

В ході проведення аналітичного огляду визначено основні положення теорії моделювання систем управління ефективністю і прогнозування використання електричної енергії споживачів, які базуються на оцінюванні закономірності динаміки часових рядів внутрішніх (техніко-економічні, структурні, режимні) і зовнішніх (метеорологічні, екологічні, енергетичні, макроекономічні) факторів систем «генерація – кліматичні умови – енергоспоживання».

Виявлено два напрямки досліджень: прогнозування попиту на електроенергію на підставі панельних даних по місяцях (в розрізі країни, регіонів, галузей) і моделювання споживання електричної енергії окремими об'єктами, що мають відповідне обладнання для вимірювання споживання електроенергії високочастотної фіксації. Встановлено, що основним напрямком поліпшення якості прогнозів є поєднання різних підходів моделювання (авторегресійний, структурне моделювання, нейромережеве прогнозування, методи штучного інтелекту), а також використання гібридних моделей. На основі обраних теоретичних моделей передбачається розробка науково-методичного забезпечення (інструментарію) для створення багаторівневої системи управління процесами ефективного споживання електроенергії. Оцінювання динаміки попиту на електроенергію і можливих причинно-наслідкових зв'язків для різних об'єктів і

рівнів, екстраполяція і сценарний аналіз отриманих результатів дозволить виробити основні механізми політики енергоефективності та принципи їх практичної реалізації.

2 ФАКТОРИ ТА ОБМЕЖЕННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

2.1 Врахування екологічних факторів при формуванні енергозберігаючих стратегій

Проблеми раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів є актуальними для багатьох країн світу, які відчують нестачу у власних енергоносіях. Як правило, у більшості економік, поряд з промисловістю (для промислово розвинених держав) і сільським господарством (для аграрних країн) сектор домогосподарств є одним з значущих споживачів енергії.

Теплова енергія для обігріву житлових об'єктів може бути отримана з використанням різних технологій, що передбачають використання природного газу, вугілля, торфу, електроенергії (у т.ч. з поновлюваних джерел енергії) і таких альтернативних джерел тепла, як теплові насоси, геотермальна енергія і т. п. У зв'язку з цим, уряди північних країн розробляють і реалізують власні національні стратегії, що дозволяють максимально ефективно задіяти місцеві енергетичні ресурси і підвищити енергоефективність процесу опалення, оптимізувати витрати домогосподарств на них [27]. Реалізація таких стратегій підкріплюється системою державного стимулювання та регулювання використання домогосподарствами різних енергоносіїв, націлюючи ці суб'єкти господарювання на застосування найбільш перспективних, з точки зору національної енергобезпеки, енергоресурсів. Крім того, в останні десятиліття особливої уваги при розробці енергостратегії в розвинених країнах приділяється питанням охорони навколишнього середовища, у зв'язку з чим стратегії передбачають розвиток та використання, поряд з традиційними, поновлюваних джерел енергії. Прикладами найбільш популярних інструментів регулювання структури та обсягів енергоспоживання домогосподарств в цих країнах, з метою екологізації процесів виробництва і споживання енергії, є введення «зелених» тарифів і сертифікатів, квотування споживання і виробництва енергії з поновлюваних джерел, впровадження державних і місцевих програм підтримки розвитку локальних

об'єктів «зеленої» енергогенерації, компенсації домогосподарствам частини витрат на установку енергоефективного обладнання з державного і місцевих бюджетів і т.п. [28].

У даному розділі на прикладі типового українського домогосподарства досліджуються можливості оптимізації витрат господарюючого суб'єкта на опалення з і використанням різних можливостей, що надаються урядом в рамках економічного стимулювання підвищення енергоефективності та розвитку поновлюваних джерел енергії в країні, а також із застосуванням традиційних вичерпних джерел енергії, доступних в рамках існуючої системи енергопостачання.

Особливістю даного дослідження є те, що використовуючи комбінації різних видів доступних енергоресурсів, як відновлюваних, так і невідновних з урахуванням поточних цін на них, існуючих пілг на використання енергії та її виробництво домогосподарствами, інвестицій в енергетичне обладнання, вибудовується найбільш ефективні стратегія споживання для домогосподарства, і на цій основі оцінюється ефективність державної стимулюючої політики в цілому, окреслюючи її майбутні результати. Крім того, на підставі проведених розрахунків розробляються рекомендації для подальшого стимулювання розвитку та використання відновлюваних джерел енергії. Основний внесок даного дослідження в існуючу теорію і практику енергетичного регулювання полягає в тому, що на цій підставі в подальшому можна створити методіку побудови енергетичної стратегії для будь-якого домогосподарства і визначити, якою буде структура енергоспоживання в секторі домогосподарств при даному наборі інструментів державного економічного стимулювання енергетичних процесів, тобто яких результатів варто очікувати від проведеної державної енергетичної політики в житловому секторі. Отримані результати дослідження і пропозиції можуть стати серйозною підмогою для державних і місцевих органів влади в сфері реформування енергетичної системи країни в напрямі підвищення енергетичної безпеки територій та досягнення сталого розвитку.

Досліджуване типове домогосподарство є двоповерховим приватним будинком з опалювальною площею 200 м², розташований на північному сході України, в м Суми. Будинок має сонячну електростанцію встановлену потужністю 10 кВт, ліміт використання потужності електроенергії становить 10 кВт. Сонячні панелі встановлені стаціонарно на даху будинку і генерують електроенергію, що надходить в загальну електромережу і оплачується домогосподарству по «зеленому» тарифу [29], [30]. Сонячна електростанція введена в дію в червні 2017 року, дохід домогосподарства від продажу згенерованої електроенергії за чинним «зеленим» тарифом [31] за вирахуванням податків становить на кінець червня 2018 року 4,76 грн за кВт год.

За умовами договору з місцевою енергокомпанією, надлишок згенерованої «зеленої» електроенергії, неспожитий домогосподарством, надходить у загальну енергомережу і оплачується домогосподарству по «зеленому» тарифу. У разі дефіциту електроенергії власного виробництва, домогосподарство купує електроенергію у місцевої енергокомпанії за встановленим двозонним тарифом: з 23.00 до 7.00 - до вартості електроенергії застосовується понижуючий коефіцієнт в розмірі 0,5, а з 7.00 до 23.00 - оплата йде за повним тарифом [32].

Для опалення будинку в холодну пору року використовується газовий котел тепловою потужністю 15 кВт. Опалювальний період триває 187 діб.

При існуючому тарифі на газ для населення в розмірі 6,9579 грн/ м³ [33], витрати домогосподарства тільки на опалення за сезон складають (при витраті газу 2317 м³ 16121,45 грн). Середнє споживання газу на інші побутові потреби становить 27 м³/ місяць, тобто 27 м³×12 місяців = 324 м³ на рік або 324 м³ × 6,9579 грн / м³ = 2254,36 грн у вартісному еквіваленті.

З урахуванням доходів, що надходять від продажу згенерованої електроенергії за «зеленим» тарифом, домогосподарство має можливість покрити всі свої витрати на використання газу і електроенергії за рік, при цьому чистий дохід, що залишається в його розпорядженні, становить 35542,73 - 16121,45 - 2254,36 = 17166,92 грн або 48,3% від доходу внаслідок продажу електроенергії за «зеленим» тарифом.

В умовах північного сходу України найбільш доступні варіанти опалення будинку передбачають використання таких енергетичних ресурсів: 1) природного газу, 2) електроенергії (в тому числі тієї, що генерується домогосподарством); 3) низькопотенційної енергії навколишнього середовища із застосуванням теплового насоса; 4) твердого деревного палива, а також комбінацій цих ресурсів.

В якості базової стратегії опалення будинку приймається використання природного газу. В якості інших варіантів стратегій опалення будинку приймаються такі: опалення з використанням тільки електричної енергії (електрокотел); комбіноване опалення газом і електроенергією; комбіноване опалення газом і тепловим насосом; опалення твердим паливом (деревні пелети).

Найбільш можливою та доступною організацією опалення будинку є застосування твердопаливного котла, в якому в якості палива використовуються дрова, деревні пелети і брикети. Ринкова вартість 1 т деревних пеллет коливається в діапазоні 2800-3000 грн.

При роботі твердопаливного котла використовується електрична енергія і пелети. Нормативний термін служби котла - 20 років.

При встановленій потужності електроустаткування котла 260 Вт добове споживання електроенергії становить $0,26 \text{ кВт} \times 24 \text{ години} = 6,24 \text{ кВт год}$, місячне: $187,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, за опалювальний сезон: $1166,88 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. Оскільки для твердопаливного котла ліміт в $3000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ не передбачається в рамках діючої нормативної бази, добові витрати домогосподарства на електроенергію, пов'язані з роботою котла, з урахуванням двозонного тарифу складуть: з 23.00 до 7.00 - $0,26 \text{ кВт} \times 8 \text{ годин} \times (1,68 \times 0,5) \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 1,75 \text{ грн}$; з 7.00 до 23.00 - $0,26 \text{ кВт} \times 16 \text{ годин} \times 1,68 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 6,99 \text{ грн}$, тобто $1,75 + 6,99 = 8,74 \text{ грн} / \text{добу}$. Місячні витрати складуть $8,74 \text{ грн} / \text{добу} \times 30 \text{ діб} = 262,08 \text{ грн}$, за опалювальний сезон: $8,74 \text{ грн} / \text{добу} \times 187 \text{ діб} = 1633,63 \text{ грн}$.

Питома теплота згоряння пелет становить $17,17 \text{ МДж} / \text{кг}$, природного газу - $33,5 \text{ МДж}$. Таким чином, кількість пелет, еквівалентна спалюванню 1 м^3 газу з урахуванням ККД твердопаливного котла, становить $33,5 \text{ МДж} / 17,17 \text{ МДж} / 0,9 = 2,17 \text{ кг}$. З огляду на те, що обсяг природного газу, використаного за

опалювальний сезон, досягає 2317 м^3 , необхідна кількість пелет складе $2,17 \text{ кг} / \text{м}^3 \times 2317 \text{ м}^3 = 5022,94 \text{ кг}$, а у вартісному вираженні - $5022,94 \text{ кг} \times 3000 \text{ грн} / \text{т} = 15068,82 \text{ грн}$ за опалювальний сезон без урахування транспортних витрат.

Сумарні витрати на тверде паливо і електроенергію для роботи котла (без урахування транспортних витрат) складуть за сезон: $1633,63 + 15068,82 = 16702,45 \text{ грн}$. Вартість транспортних витрат (мінімум 2 поставки за сезон) складе $2 \times 800 \text{ грн} = 1600 \text{ грн}$. Таким чином, підсумкові витрати по використанню твердопаливного котла складуть $16702,45 + 1600 = 18302,45 \text{ грн}$. Порівнюючи ці витрати з базовим варіантом газового опалення, вартість опалення будинку пелетами перевищує витрати на газове опалення на $18302,45 - 16121,45 = 2181 \text{ грн}$ або на 13,53%.

Розрахуємо закупівельну ціну на пелети, при якій поточні витрати на опалення із застосуванням твердопаливного котла будуть еквівалентні витратам на газове опалення: $(16121,45 - 1633,63 - 1600) \text{ грн} / 5022,94 \text{ кг} = 2565,79 \text{ грн} / \text{т}$. З огляду на капітальні витрати на покупку і монтаж твердопаливного котла, а також термін його нормативної служби, зазначена ціна повинна бути скоригована з урахуванням цих витрат: $(16121,45 - 1633,63 - 1600 - 55224/20) \text{ грн} / 5,02294 \text{ т} = 2016,07 \text{ грн} / \text{т}$, тобто як мінімум на 28-33% нижче в порівнянні з існуючою. З урахуванням дисконтування грошових потоків ціна на пелети повинна бути в 7-8 разів нижче існуючих.

Таким чином, використовувати деревні пелети для опалення будинку з придбанням і установкою твердопаливного котла в порівнянні з базовим варіантом при поточних цінах на пелети (при їх теплотворної здатності не менше $17,17 \text{ МДж/кг}$) котельне обладнання для палет стає нерентабельним.

Особливістю проведених розрахунків стало те, що домогосподарство використовує двозонний тариф на споживану електроенергію. Крім того, на даху будинку встановлена сонячна електростанція, яка генерує електроенергію, що продається власником місцевої енергокомпанії за «зеленим» тарифом.

Порівняння результатів виконаних розрахунків показує, що при оснащенні системи опалення індивідуального будинку в кліматичних умовах північного

сходу України газовим і електричним котлами, використанні домогосподарством двуставочного тарифу на електроенергію, доцільно застосовувати комбіноване опалення: з 23.00 до 7.00 - робота електрокотла та газового котла. У цьому випадку загальні витрати на опалення за сезон в порівнянні з базовим варіантом використання тільки газового опалення знижуються на 28,18 %. Електрокотел можна використовувати протягом всього опалювального сезону.

Для підтримки позитивних тенденцій розвитку використання альтернативних джерел опалювання доцільно рекомендувати органам державної влади:

- створювати сприятливі умови для розвитку внутрішнього ринку електрокотельного обладнання для домогосподарств, стимулюючи появу найбільш енергоефективних моделей електрокотлів, підтримувати розвиток мереж сервісного обслуговування електроустаткування;

- продовжувати підтримувати розвиток сонячних і вітрових електростанцій в домогосподарствах із застосуванням «зеленого» тарифу, проводити стимулюючу кредитну політику для забезпечення інвестування населення в об'єкти відновлюваної енергетики;

- для стимулювання переходу населення на використання твердого палива для опалення з установкою твердопаливних котлів в домогосподарствах необхідно, використовуючи економічні регулятори, забезпечити зниження ринкових цін на тверде деревне паливо, поряд із здешевленням самих твердопаливних котлів, розвивати мережу постачальників деревних пеллет, стимулювати виробників твердопаливних котлів розробляти і пропонувати ринку більш енергоефективні, економічні та недорогі моделі котельного обладнання;

- з огляду на високу вартість теплових насосів, стимулювати наукові розробки в цій сфері зі створенням нових зразків обладнання, адаптованих до кліматичних умов України.

На рівні домогосподарств необхідно постійно впроваджувати енергозберігаючі заходи, а саме: утеплювати огорожувальні конструкції будівель, мінімізуючи тепловтрати; економно використовувати наявні енергоресурси на основі розробки оптимальних температурних режимів

приміщень і графіків опалення; максимально залучати поновлювані джерела енергії, наприклад, енергію сонця, вітру, тепла землі та ін.

Практична імплементація вказаних рекомендацій на мікро- і макроекономічних рівнях дозволить забезпечити подальші енергетичні трансформації в житловому секторі України на принципах енергоефективності та економічної доцільності, підвищуючи рівень енергетичної безпеки країни, диверсифікуючи використовувані енергоресурси і стимулюючи розвиток поновлюваних джерел енергії.

Слід зазначити, що додатково до економічних аспектів вибору енергозберігаючих стратегій необхідно враховувати екологічні аспекти, що, при відповідному жорсткому національному природоохоронному законодавстві, може істотно змінитися рішення домогосподарств щодо вибору конкретного енергоресурсу або їх комбінації, оскільки вплив на навколишнє середовище процесів опалення будівель значний для північних країн. З урахуванням існуючих міжнародних зобов'язань щодо охорони навколишнього середовища та розвитку відновлюваної енергетики в Україні, досягнення сталого розвитку, дослідження екологічних аспектів формування енергетичних стратегій домогосподарств має стати невід'ємною частиною обґрунтування ефективності дії інструментів державної економічної політики в цій сфері.

2.2 Показники ефективності техніко-технологічних та організаційних заходів з енергозбереження в населених пунктах

Комунальній теплоенергетиці належить одне з провідних місць у системі пріоритетів національної енергетичної безпеки. Це зумовлено необхідністю вироблення теплової енергії безпосередньо біля об'єктів її реалізації, а також неможливістю її накопичення. В цій галузі короткострокове припинення

енергопостачання з будь-яких причин може призвести до соціальної напруги, чи непередбачуваних наслідків.

У відповідності до Закону України «Про енергозбереження» [34], Розпорядження Президента України від 20.10.2005 р. № 1199 «Про заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки України» [35], Наказу Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України №147 від 26.04.2006 р. «Про затвердження Методичних рекомендацій з розроблення енерго- та екологоефективних схем теплопостачання населених пунктів України» [36] передбачається розробка схем теплопостачання населених пунктів.

В новому проекті «Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів» пропонуються підходи до оцінки економічної ефективності інженерних рішень. Зокрема зазначається, що при розробці схем теплопостачання для кожного проекту розробляється техніко-економічна модель. Такі моделі мають стати інструментом для вирішення двох взаємопов'язаних задач. По-перше, визначити взаємозв'язок між техніко-економічними показниками окремих інженерних рішень і впливовими факторами, такими, зокрема, як ціни на паливно-енергетичні ресурси; ціни на обладнання, характеристики палива; температура зовнішнього повітря та потоків скидної теплової енергії; показники тривалості роботи обладнання; показники енергетичної ефективності обладнання; характеристики режимів експлуатації обладнання та ін. По-друге, – сформувати інформаційну базу та спростити вибір ефективних заходів з енергозбереження на передінвестиційній стадії.

Досвід розробки «Регіональної програми модернізації системи теплопостачання Сумської області на 2016-2020 роки» [37] дозволив, на основі методичних рекомендацій [38], сформувати узагальнені показники техніко-економічної ефективності заходів (груп заходів) з енергозбереження (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 - Узагальнені показники техніко-економічної ефективності заходів (груп заходів) з енергозбереження

№ п/п	Найменування груп заходів	Заощадження газу, тис. т.ум.п./рік	Відсоток до загального річного споживання природного газу	Термін окупності, років	Обсяг капітало-вкладень, тис. грн.
1	Переведення котелень теплопостачальних підприємств з газового на тверде або альтернативне паливо	69,71	22	1,9	133352,2
2	Приведення до відповідності роботи систем теплогенерації з технічними вимогами щодо їх експлуатації	1,94	0,6	0,6	525,5
3	Запровадження постійного моніторингу контролю роботи систем теплопостачання. Впровадження системи енергетичного менеджменту.	4,29	1,4	1,2	14666,7
4	Виведення з експлуатації малоефективних котлів. Заміна застарілих котлів на сучасні.	1,54	0,5	5,2	25983,5
5	Заміна трубопроводів теплових мереж на попередньо теплоізовані	40,58	12,8	5,5	779735,5
6	Утеплення огорожувальних конструкцій будівель бюджетної сфер	11,07	3,5	1,7	36428,8
7	Реконструкція центральних теплових пунктів: впровадження індивідуальних теплових пунктів; встановлення підмішувальних насосів	2,33	0,7	1,2	27755,2
8	Заміна газових пальників застарілого типу на сучасні автоматичні. Установлення пальників СНТ	15,61	4,9	1,9	18430,3
9	Встановлення системи глибокої рекуперації теплоти від вихідних газів на потреби ГВП	0,19	0,1	0,02	22,6
10	Кільцювання та оптимізація теплових мереж. Перепідключення теплового навантаження з закриттям нерентабельних котелень	6,56	2,1	3,6	85618,9

Пріоритетність фінансування заходів пропонується визначати на основі індексу рентабельності. Спочатку реалізуються заходи, які мають запобігти аварійним ситуаціям та виникненням суттєвих збитків, а потім решта заходів у порядку спадання прибутковості (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 - Пріоритетність фінансування заходів з енергозбереження

Найменування груп заходів	Відсоток заходів з високою рентабельністю (PI>4)	Відсоток заходів з середньою рентабельністю (2<PI<4)	Відсоток заходів з низькою рентабельністю (1<PI<2)	Нерентабельні заходи* (PI<1)
Переведення котелень теплопостачальних підприємств з газового на тверде або альтернативне паливо (Категорія 2)	35	47	18	0
Приведення до відповідності роботи систем теплогенерації з технічними вимогами щодо їх експлуатації (Категорія 1)	100	0	0	0
Запровадження постійного моніторингу контролю роботи систем теплопостачання. Впровадження системи енергетичного менеджменту. (Категорія 1)	100	0	0	0
Виведення з експлуатації малоефективних котлів. Заміна застарілих котлів на сучасні.* (Категорія 3)	0	28	72	0
Заміна трубопроводів теплових мереж на попередньо теплоізовані* (Категорія 3)	0	17	33	50
Утеплення огорожувальних конструкцій будівель бюджетної сфери* (Категорія 2)	70	10	10	10

Продовження таблиці 2.2

Найменування груп заходів	Відсоток заходів з високою рентабельністю ($PI > 4$)	Відсоток заходів з середньою рентабельністю ($2 < PI < 4$)	Відсоток заходів з низькою рентабельністю ($1 < PI < 2$)	Нерентабельні заходи* ($PI < 1$)
Реконструкція центральних теплових пунктів: впровадження індивідуальних теплових пунктів; встановлення підмішувальних насосів* (Категорія 2)	89	0	11	0
Заміна газових пальників застарілого типу на сучасні автоматичні. Установлення пальників СНТ* (Категорія 2)	0	100	0	0
Встановлення системи глибокої рекуперації теплоти від вихідних газів на потреби ГВП* (Категорія 1)	100	0	0	0
Кільцювання та оптимізація теплових мереж. Перепідключення теплового навантаження з закриттям нерентабельних котелень (Категорія 3)	0	50	25	25

* До нерентабельних заходів, як правило, входять ті, які потребують реалізації через загрозу отримання збитків у випадку аварії. Ліквідація збитків потребує більших фінансових ресурсів, ніж впровадження даних проектів.

Категорія 1 – Найбільш пріоритетні групи заходи (за рентабельністю).

Категорія 2 – Пріоритетні заходи (за рентабельністю).

Категорія 3 – Ефективні заходи (за рентабельністю).

Слід зазначити, що в табл. 2.1 наведені усереднені показники техніко-економічної ефективності заходів (груп заходів) з енергозбереження. В залежності від умов населеного пункту, техніко-технологічних параметрів існуючої системи

теплопостачання, такі показники можуть мати певну варіацію значень. За окремими групами заходів значення варіації наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Варіація показників техніко-економічної ефективності заходів (груп заходів) з енергозбереження

Група заходів	Показники	Варіація значень
Заміна трубопроводів теплових мереж на попередньо теплоізовані	тис. грн./м	0,6 - 2,7
Встановлення ІТП у споживачів бюджетної сфери	Строк окупності, років/місяців	0/9 - 2/5
Утеплення огорожувальних конструкцій будівель бюджетної сфери	Строк окупності, років/місяців	1/1 - 2/8
	тис. грн./м ²	0,27 - 0,31

На наш погляд, наведені в табл. 2.1 і 2.2 дані, мають певну інформаційну значущість та можуть суттєво спростити обґрунтування прийняття рішень щодо впровадження заходів з енергозбереження на передінвестиційній стадії.

3 МОДЕЛЮВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Моделювання короткострокового прогнозування та довгострокового планування споживання електричної енергії на основі ретроспективних даних

Прогнозування генерації, споживання і балансу паливно-енергетичних ресурсів є актуальною глобальною проблемою. Згідно з даними BP Statistical Review of World Energy [39] споживання первинних джерел енергоресурсів в світі зросло за останні 20 років в 1,5 рази: з 9 млрд. метричних тонн нафтового еквівалента в 1998 р до 13,5 млрд. тонн в 2017 р. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства ЕІА, [40] енергоспоживання збільшиться ще на 40% до 2050 р насамперед в країнах Азії, що не входять в Організацію економічного співробітництва та розвитку (non-OECD Asia). У розрізі джерел енергії очікується найбільше зростання споживання натурального газу, гідроенергетики та відновлюваних джерел [41].

На думку експертів, задоволення зростаючого попиту на енергію, при значному вичерпанні традиційних джерел, має забезпечуватися збільшенням вироблення електроенергії з відновлюваних джерел – сонячного випромінювання, біомаси, енергії вітру, геотермальної енергії, гідроенергетики, енергії хвиль, припливів і відливів, розсіяною теплової енергії. Їх раціональне використання, а також підвищення енергоефективності економіки, повинна сприяти сталому економічному розвитку, зниження шкоди для майбутніх поколінь, скорочення викидів парникових газів, підвищення енергетичної безпеки та незалежності.

Як показує успішний досвід розвинених Європейських країн, основними факторами забезпечення енергоефективності та безперебійних безпечних поставок електроенергії є конкурентна модель енергоринку, що сприяє залученню інвестицій, і прогнозування попиту на електроенергію в розрізі основних секторів економіки і суб'єктів господарювання.

Розвиток інформаційних технологій, комп'ютерних потужностей і аналітики даних сприяли бурхливому розвитку досліджень в сфері прогнозування попиту на електроенергію на макро і мікро рівнях. Оскільки основні підходи базуються на моделях, які досліджують історичні дані енергоспоживання, велика увага приділялася вивченню факторів, які пояснюють його динаміку. Зокрема, предметом дослідження багатьох вчених в останні роки було моделювання причинно-наслідкових зв'язків між факторами економічного зростання і споживанням енергії. Слід зазначити, що висновки щодо того, що є причиною, а що наслідком – зростання економіки стимулює збільшення енергоспоживання, або навпаки, відрізняються [42].

Саме тому актуальними є питання дослідження чинників, що впливають на кінцеве споживання енергії і підбір оптимальних моделей для прогнозування споживання електроенергії на рівні держав і регіонів.

Прогнозування споживання електроенергії має вирішальне значення при експлуатації і управлінні енергосистемами і, таким чином, є основною областю досліджень на енергетичних ринках. Існує багато статистичних методів, які застосовуються для прогнозування поведінки електричних навантажень, зі змінним залежно від ринку продажу [43]. У цьому підході схема навантаження обробляється як сигнал часового ряду, де застосовуються різні методи часових рядів. Найбільш поширеним підходом є модель ARIMA Бокса-Дженкінса і SARIMAX [44], [45]. SARIMA використовує прогнозування з подвійною сезонністю (внутрішньодобові та внутрішньонедільні цикли), властивої даними про навантаження. Нейронні мережі (NN) і штучні нейронні мережі (ANN) [46], [47] корисні для багатовимірного моделювання, але вони не є настільки ефективними при однофакторному короткостроковому прогнозуванні.

Сезонна (або мультиплікативна) модель SARIMA є розширенням моделі (ARIMA) [44], [45] коли ряд містить як сезонну, так і не сезонну поведінку. Така поведінка навантаження робить типову модель ARIMA неефективною для використання. Це пов'язано з тим, що вона може бути не в змозі «вловити» поведінку продовж сезонної частини ряду навантажень і тому не може

забезпечити прийнятний результат прогнозування при неправильному виборі несезонного складової.

При використанні машинного навчання при прогнозуванні споживання електроенергії, нами застосовувалось два найбільш поширених підходи: штучні нейронні мережі (ANN) і машини опорних векторів (SVM).

Методи машинного навчання є основою сучасних розробок в області короткострокового прогнозування навантаження. Ці методи забезпечують надійні результати за дуже короткий період прогнозування.

Кількість нейронів у кожному шарі може варіюватися і зазвичай вибирається алгоритмом оптимізації. Кожен нейрон має один вхід, а його вихід пов'язаний з усіма нейронами наступного шару, створюючи з'єднання мережі. Модель нейронної мережі з 28-денним прогнозуванням енергосистем наведена на рисунку 3.1.

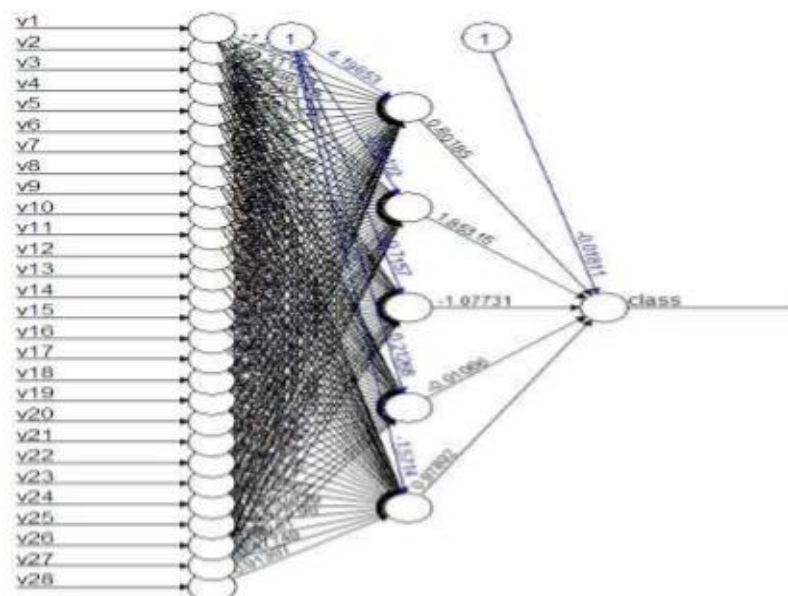


Рисунок 3.1 - Модель нейронної мережі з 28-денним прогнозуванням енергосистем.

Для аналізу були використані панельні ряди 31 фактора (табл. 3.1) по 46 країнам Європи та Центральної Азії за 2000-2019 рр. Загальна кількість спостережень – 920. Джерелами даних виступили статистичні вибірки Світового банку [48] і оцінки індексу економічної свободи Фонду спадщини США [43].

Аналіз динаміки споживання електроенергії на душу населення в розрізі окремих країн Європи і Центральної Азії (рис. 3.2) показує зростання показника для більшості країн (крім Азербайджану) до 2014 р. При цьому вивчення статистики ВВП на душу населення обраних країн (рис. 3.3) вказує на можливий взаємозв'язок між показниками економічного зростання і енергоспоживанням.

Зокрема, експерти АТФ Банку оцінюють, що зростання ВВП країни на 1% провокує зростання споживання електроенергії на 0,5% [49]. Це пояснюється, перш за все, низькою доданою вартістю та високим споживанням електрики видобувних і сільськогосподарських галузей, які формують більшу частину ВВП таких країн, як Казахстан, Україна, Росія, Азербайджан. У таких країнах енергоресурси формують значну частину витрат споживачів. Розрив у показниках енергоефективності, що визначаються в обсязі споживання електрики на одиницю виробленої продукції, між країнами пострадянського простору і розвиненими країнами складає в середньому 200-300% (рис. 3.4) [48].

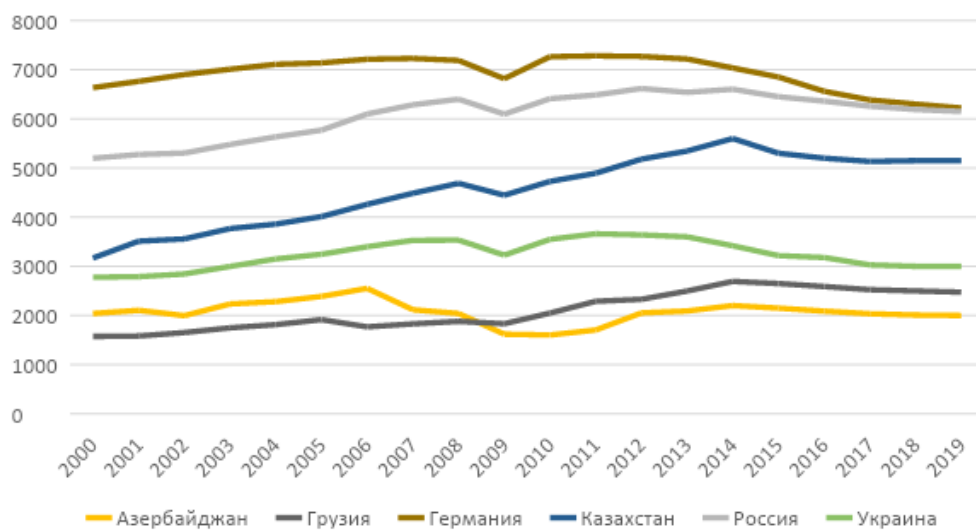


Рисунок 3.2 - Споживання електроенергії кВт на душу населення [48], [45]

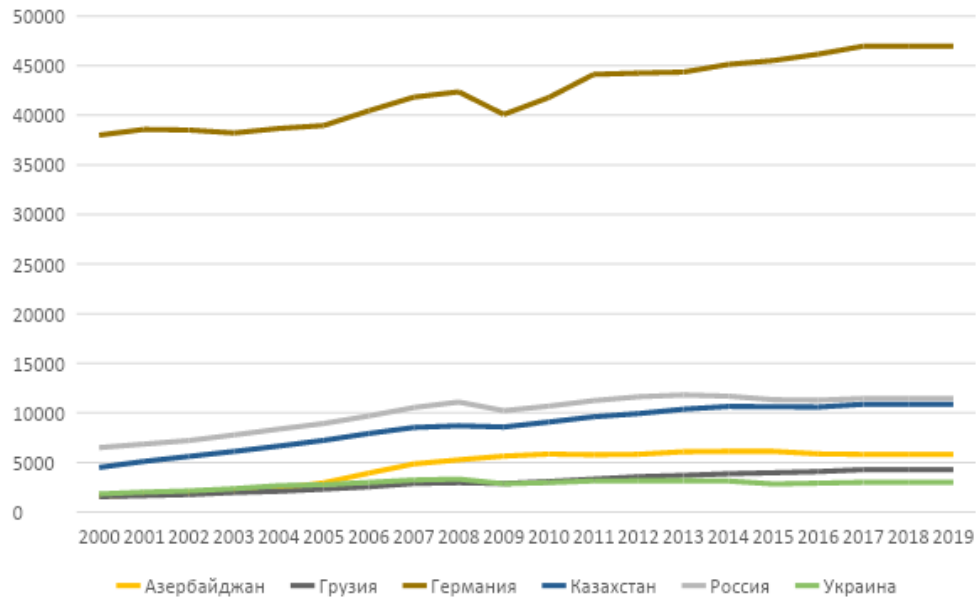


Рисунок 3.3 - ВВП на душу населення в постійних цінах 2010 р. дол. США [48], [45]

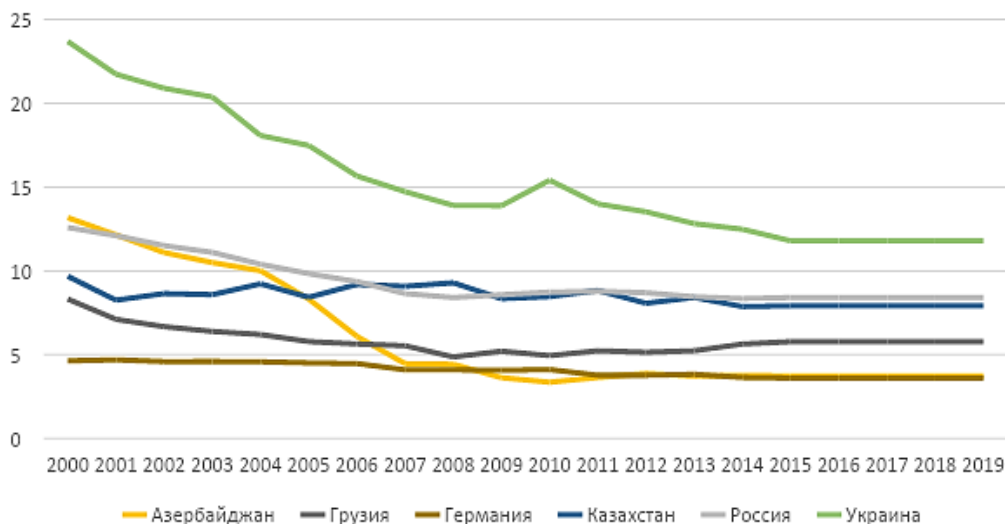


Рисунок 3.4 - Обсяг енергоспоживання на одиницю ВВП (МДж / 2011 \$ ППС) [48]

Дослідження розподілу споживання електрики в залежності від параметрів ціни і географічного розташування. Групування за критерієм ціни вище середнього рівня відображає відмінності між Європейськими країнами з ринковим конкурентним ціноутворенням і пост-радянськими країнами, де, в більшості випадків, все ще діє централізований ринок з державним регулюванням цін. Аномально високі значення електроспоживання характерні для північних

країн з найменшою кількістю сонячних днів в році і водночас відносно невисокою ціною електрики (Норвегія, Ісландія, частково Фінляндія).

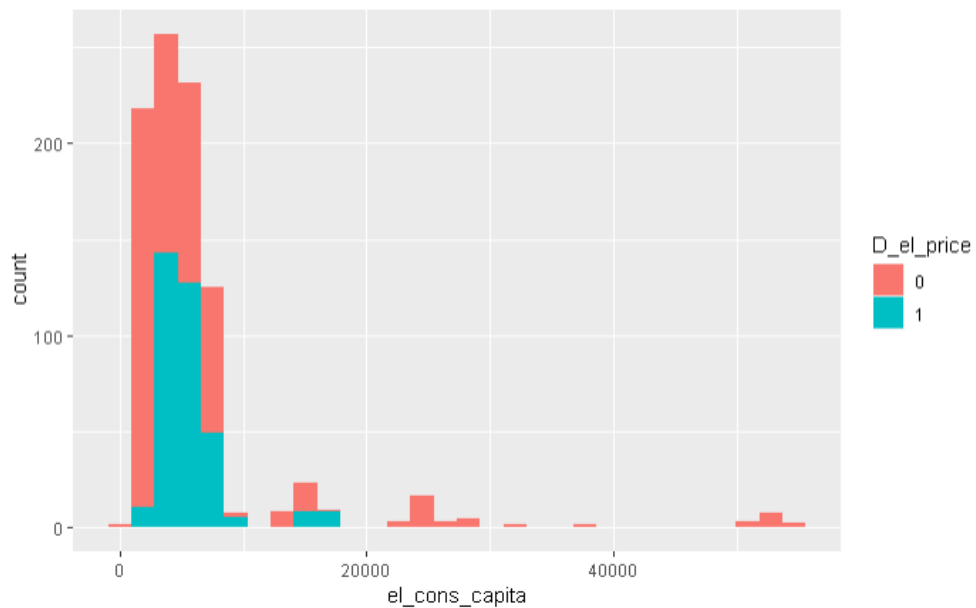


Рисунок 3.5 - Розподіл споживання електроенергії в залежності від ціни на електроенергію [48]

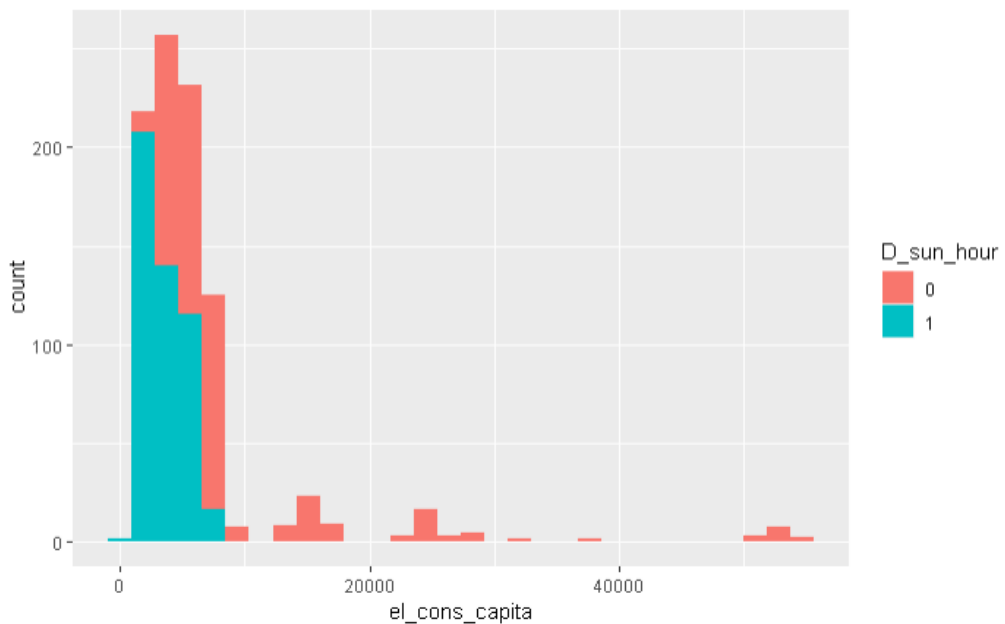


Рисунок 3.6 - Розподіл споживання електроенергії в залежності від кількості сонячних днів в році [48], [50]

Порівняльний аналіз середніх значень споживання електроенергії по країнах, представлений на рис. 3.7, дає можливість кластеризувати держави в групи зі споживанням вище 7000 кВт; в діапазоні 4000 - 7000 кВт; щонайменше 4000 кВт на душу населення.

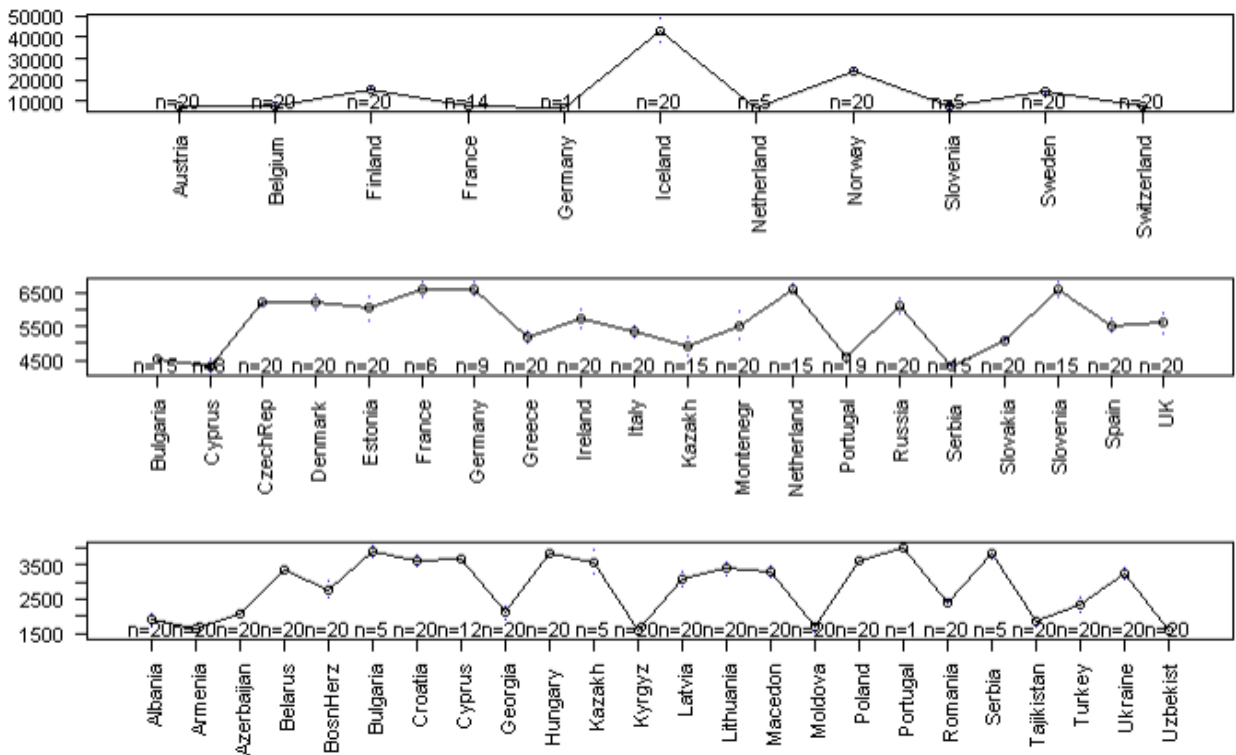


Рисунок 3.7 - Порівняльний аналіз середніх значень споживання електроенергії на душу населення по країнам [48]

Порівняльний аналіз по роках, представлений на рис. 3.8, показує зміщення центральної тенденції споживання енергії в Європі і Центральній Азії вгору з незначними зниженнями в кризовий 2009 рік і починаючи з 2014 р., а також збільшення довірчих інтервалів середніх значень за досліджуваний період.

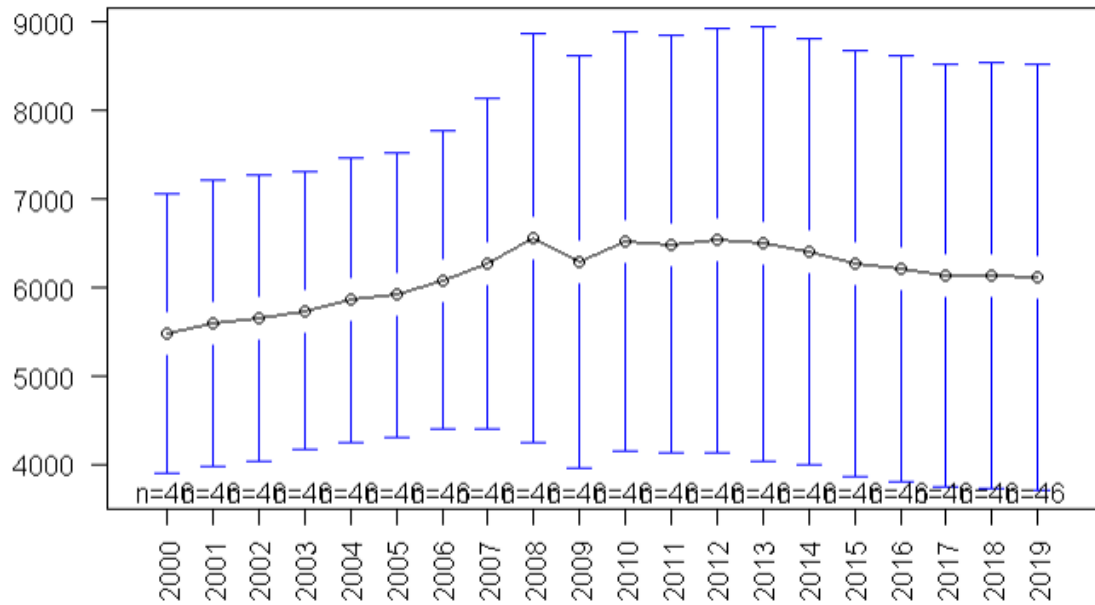


Рисунок 3.8 - Порівняльний аналіз середніх значень споживання електроенергії на душу населення по роках [48]

Для побудови адекватних моделей проведені статистичні тести на кореляцію і каузальність. Аналіз діаграм розсіювання (рис. 3.9-3.10) показує наявність прямо пропорційних лінійних стохастичних взаємозв'язків між споживанням електроенергії та ВВП на душу населення, зростанням населення і його старінням. Повний перелік значущих лінійних стохастичних залежностей представлений в кореляційній матриці на рис. 3.10. Примітно, що такі показники як ціна на електроенергію, питома вага промисловості у ВВП мало впливають на споживання електроенергії. Значні прямо пропорційні взаємозв'язку виявлені також з показниками питомої ваги відновлюваних джерел енергії, доступності електроенергії, ступенем державного втручання в економіку і свободою ведення бізнесу.

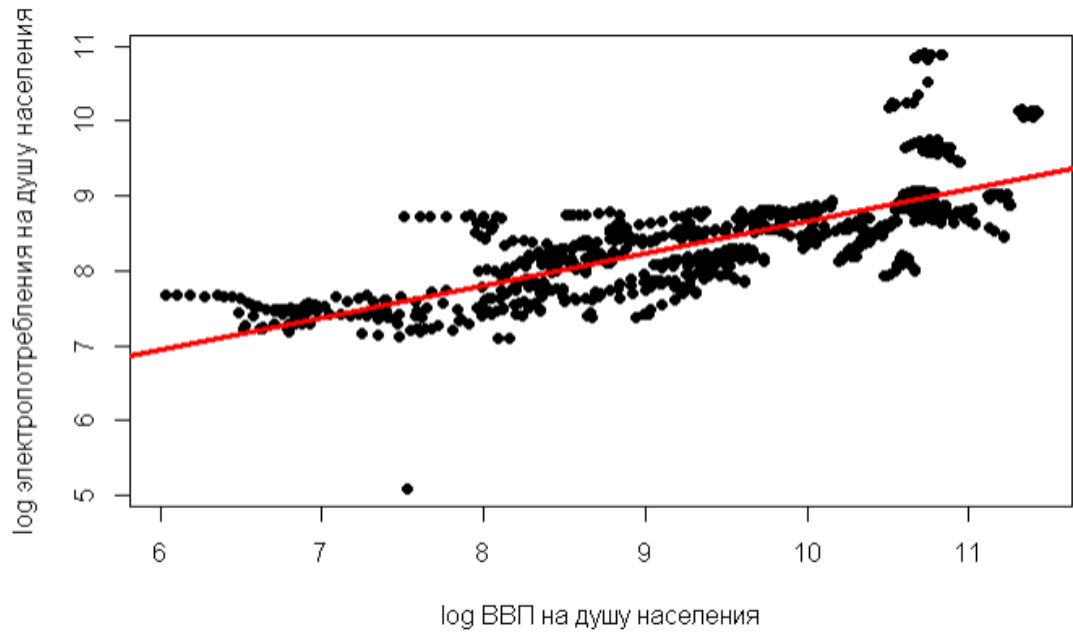


Рисунок 3.9 - Залежність споживання електроенергії від ВВП на душу населення [48]

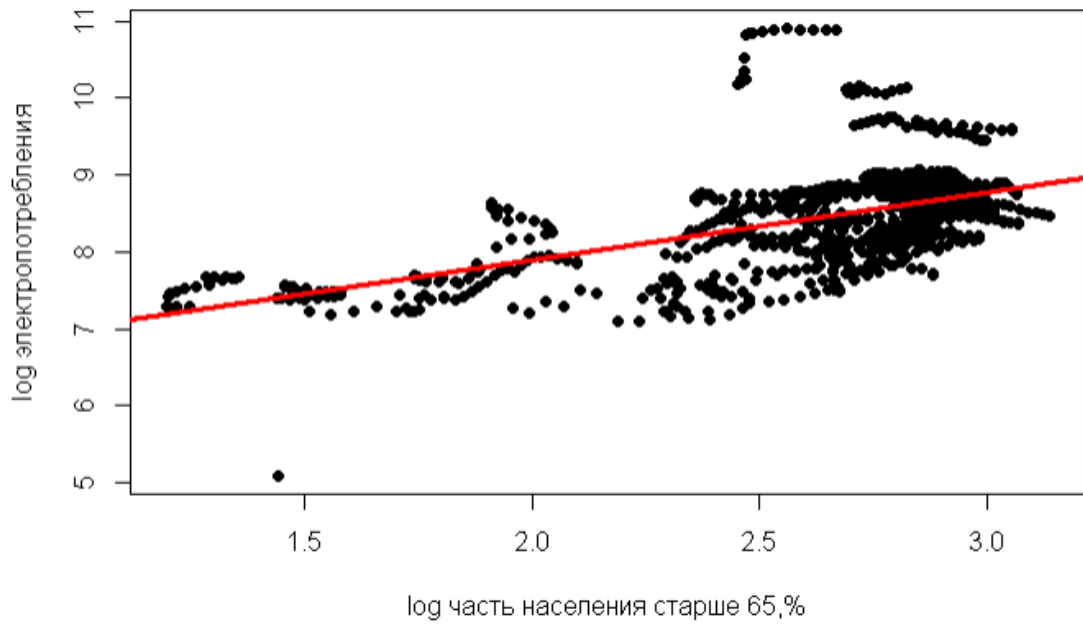


Рисунок 3.10 - Залежність споживання електроенергії від старіння населення [48]

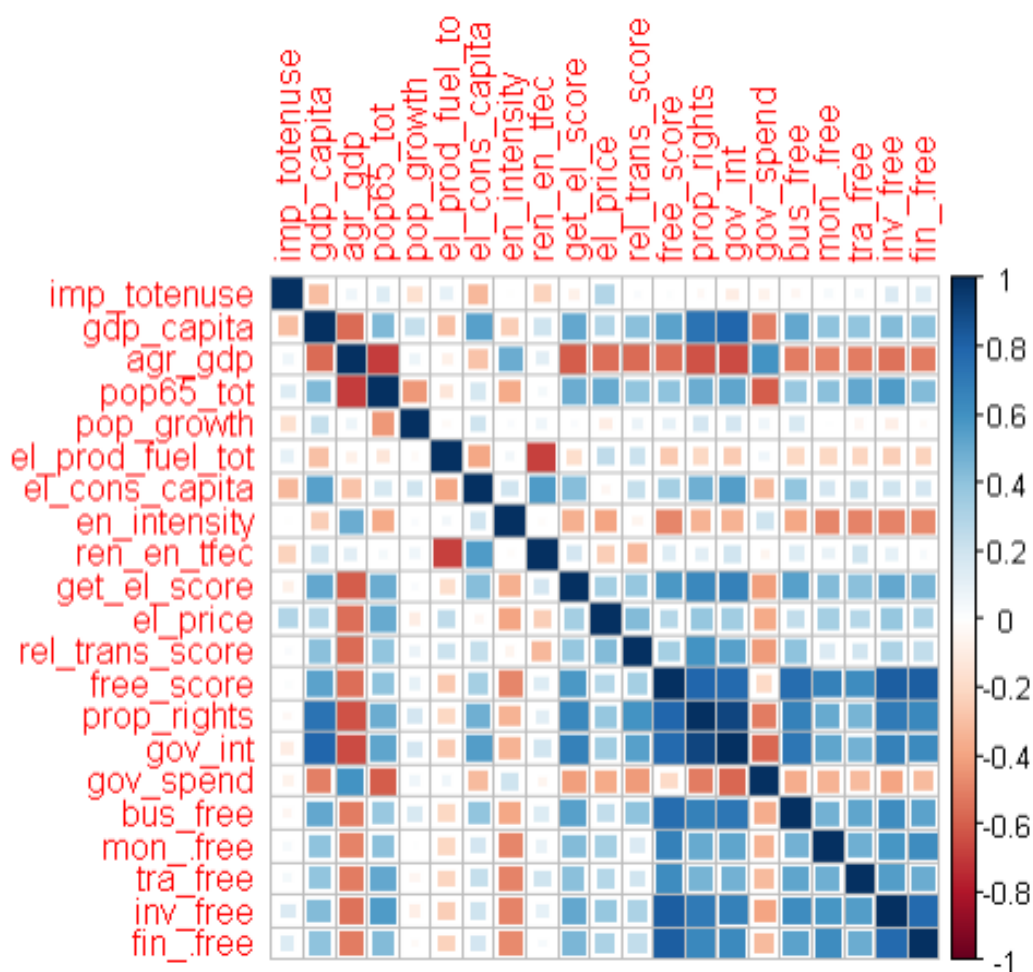


Рисунок 3.11 - Кореляційна матриця [48]

В кореляційній матриці та при проведенні моделювання використані наступні позначення змінних факторів (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Позначення змінних факторів моделювання

№	Позначка показника	Сутність показника
Макроекономічні відносні показники		
1	gdp_growth	річне зростання ВВП, %;
2	gdp_capita	ВВП на душу населення в постійних цінах 2010 р. доларів США;
3	ind_gdp	питома вага промисловості у ВВП країни, %;
4	agr_gdp	частка сільського господарства у ВВП країни, %.
Демографічні показники		
5	pop_growth	річне зростання населення, %;
6	pop65_tot	питома вага населення старше 65 років.
Показники енергетичного балансу, ефективності і споживання		
7	el_cons_capita	споживання електроенергії кВт на душу населення, обчислюється як сума виробництва електростанцій і теплостанцій, чистого імпорту (імпорт-експорт) за вирахуванням втрат при транспортуванні та технічному обслуговуванні, кВт;

Продовження табл. 3.1

№	Позначка показника	Сутність показника
8	en_intensity	енергоємність ринку – міра енергетичної неефективності, яка визначає кількість одиниць енергії в МДж на одиницю ВВП в доларах США за паритетом купівельної спроможності, МДж / 2011 \$ ППС;
9	total	валове виробництво електроенергії, ГВт;
10	imp_totenuse	питома вага енергетичного імпорту у валовому використанні енергії, %;
11	el_prod_fuel_tot	питома вага виробництва електроенергії з нафти, газу і вугілля в валовому виробництві електроенергії, %;
12	tfec	кінцеве споживання енергії, ТДж;
13	ren_el	виробництво електроенергії з поновлюваних джерел, ГВт;
14	ren_en_cons	споживання електроенергії з поновлюваних джерел, ТДж;
15	ren_en_tfec	питома вага відновлюваних джерел в кінцевому споживанні енергії, %;
16	ren_el_totel	питома вага відновлюваних джерел у валовому виробництві електроенергії, %;
17	get_el_score	індекс доступності електроенергії за 100-бальною шкалою;
18	rel_trans_score	надійність доставки електроенергії та прозорість тарифів за 100-бальною шкалою;
19	el_price	ціна електрики, центів долара США за 1 кВт;
20	D_el_price	фіктивна змінна, що приймає значення 1, якщо ціна електрики вище середньої, 0 – в іншому випадку.
Показники економічної свободи (за 100-бальною шкалою)		
21	free_score	загальний індекс економічної свободи;
22	prop_rights	індекс захисту прав власників;
23	gov_int	індекс державного втручання в економіку і частки державного сектора;
24	gov_spend	частка витрат держави в загальному споживанні;
25	bus_free	індекс свободи бізнесу;
26	mon_free	індекс монетарної свободи;
27	tra_free	індекс свободи торгівлі;
28	inv_free	індекс інвестиційної свободи;
29	fin_free	індекс фінансової свободи.
Показники особливостей клімату і географічного положення		
30	sun_hours	середньорічна кількість сонячних годин;
31	D_sun_hour	фіктивна змінна, що приймає значення 1, якщо кількість сонячних днів в році вище середнього, 0 – в іншому випадку.

3.2 Економічне обґрунтування генерації електроенергії з відновлюваних джерел

TGCS – це економічний механізм сприяння розвитку енергоресурсів, який базується на встановленні мінімальної обов'язкової вимоги до споживання

електроенергії з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Типова ринкова модель TGCS базується на наступних двох ключових ознаках. По-перше, вона відокремлює фізичний потік зеленої електроенергії від її екологічних переваг, відображених у вартості зелених сертифікатів (ЗС). Це дозволяє використовувати ЗС як інструмент для досягнення відповідних цілей у різних схемах підтримки розвитку відновлюваної енергетики (РЕ). По-друге, це приносить ринкову конкуренцію зеленому виробництву або споживанню електроенергії з метою формування оптимальної ціни на електроенергію з ВДЕ на основі взаємодії попиту та пропозиції [51].

Слід зазначити, що підходи на основі TGCS були успішно прийняті у багатьох розвинених країнах, таких як США, Австралія, Японія, Швеція, Данія, Нідерланди, Великобританія та інші [52]. Прийняття TGCS до певної національної юрисдикції потребує ряду коригувань, щоб відповідати конкретним особливостям національного ринку електроенергії, національним та субнаціональним цілям політики та реаліям національного правового та регулятивного режиму.

Ключовим завданням впровадження TGCS є вибір найбільш підходящих організацій, необхідних для виробництва або споживання електроенергії з ВДЕ, та придбання ЗС. Як показує міжнародний досвід, така відповідальність може бути покладена на будь-якого учасника ринку електроенергії. В Австралії відповідальність несуть національні оптові ринки електроенергії, тоді як у Великобританії та Румунії це енергопостачальні компанії, а в Швеції та Данії - кінцеві споживачі [53]. Інші суттєві відмінності, пов'язані з типами ВДЕ і щодо яких поширюється TGCS, включають формування цін на GC [54], взаємодію декількох національних ринків електроенергії з TGCS та особливості додаткових схем підтримки на основі використання ЗС.

GC – комерційний продукт, який представляє екологічну цінність електроенергії з ВДЕ [55]. GC надається виробнику зеленої електроенергії в обмін на певну кількість виробленої електроенергії. Відповідно, це доводить, що певна

кількість відновлюваної електроенергії була вироблена та спожита тоді, коли вона була придбана суб'єктом господарювання, що вимагає вимог TGCS.

Ціна GC залежить від середньої ринкової ціни на звичайну електроенергію та вартості виробництва електроенергії з ВДЕ. Одним з недоліків TGCS є складність формування ціни на електроенергію, вироблену з різних видів ВДЕ. У будь-який момент ціна GC повинна відповідати ціні електроенергії, виробленої з найдорожчих ВДЕ в межах TGCS, щоб покрити витрати на виробництво електроенергії з усіх включених ВДЕ. Середня ціна на електроенергію, що базується на всіх ВДЕ, охоплених TGCS, призводить до використання найменш дорогих варіантів через стимул до отримання максимального прибутку. У той же час, оскільки ціна GC покриває вартість найдорожчих ВДЕ, дешеві ВДЕ користуються необґрунтованими прибутками.

Ступінь втручання держави у процес формування цін на ЗС також має велике значення. В даний час у цьому плані є два основні підходи. По-перше, це дозволяє ринковому саморегулюванню ціни виходячи з пропозиції та попиту на зелену електроенергію до тих пір, поки конкуренція не буде обмежена. У цьому випадку TGCS спрямований на досягнення поставленої мети (необхідної кількості електроенергії, виробленої з ВДЕ) будь-якою ціною [56]. При такому підході TGCS діє з ціновими ризиками, оскільки у випадку дефіциту або надлишку ЗС на ринку їх вартість може призвести до економічно невиправданої ціни. По-друге, саме уряд визначає мінімальні та максимальні ціни в ГК [56]. Цінова «підлога» (P_{min}) використовується для захисту виробників від низької ціни електроенергії, що може поставити під загрозу повернення інвестицій. Цінова «стеля» (P_{max}) використовується для захисту кінцевих споживачів від необґрунтовано високої ціни електроенергії. При такому підході ціна GC обчислюється на основі взаємодії зеленого попиту та електропостачання та може змінюватися в межах ($P_{min} \div P_{max}$) [57].

Якщо суб'єкти господарювання, які зобов'язані придбати ГК, не в змозі виконати вимогу повністю, вони повинні сплатити штраф за кожну не придбану ГК, встановлену урядом, як правило, у розмірі, що перевищує встановлену ціну

GS. Як правило, торгівля ГК відбувається на спеціалізованому ринку (обмін електроенергією), що вимагає створення окремого ринку [58].

Перший описаний вище підхід до формування цін вимагає розвиненого ринку РЕ. Оскільки такий ринок в Україні досі розвивається, а частка електроенергії, виробленої з ВДЕ, залишається низькою, перший підхід видається непридатним. Однак доцільно сформувати модифікований TGCS, який, як правило, базується на другому підході, який містить як звичайні ГК, так і кредитні ГК. Наразі цей механізм політики, ймовірно, створить надійну базу та оптимальні умови для динамічного розвитку сектору РЕ в Україні. Коли TGCS розвивається і національний сектор РЕ набуває значного значення, TGCS може почати відходити від прямого втручання уряду до класичного ринку.

Запропонований TGCS є механізмом стимулювання вироблення та споживання електроенергії з ВДЕ, виходячи з вимоги (квоти) придбати встановлену кількість зеленої електроенергії, що накладається українським енергопостачальним компаніям. Вимога встановлюється пропорційно кількості електроенергії, що продається кінцевим споживачам кожною постачальниковою компанією. Виконання накладеного зобов'язання підтверджується фактом володіння необхідною кількістю ГК, придбаних відповідно до умов TGCS.

Відповідно до запропонованих TGCS, зелена електроенергія продається на національному оптовому ринку електроенергії за середньою ринковою ціною. Ця ціна включає як ціну на вироблену електроенергію, засновану на всіх традиційних технологіях вироблення енергії, представлених на українському ринку електроенергії (звичайні електростанції, що працюють на викопному паливі та комбінованих теплоелектростанціях, атомних електростанціях, великих гідроелектростанціях), так і ціна ГК, що допоможе компенсувати додаткові витрати на ВДЕ. Дохід від цих двох джерел також не допоможе досягти розумного прибутку власниками ВЕС, тим самим створивши стійкий стимул для зростання ВДЕ.

Деякі країни встановлюють ціну GS, виходячи із середньої вартості всіх РЕ-технологій, що беруть участь [59]. Однак ми пропонуємо дотримуватись іншого

встановлення ціни на GC для кожного виду участі в технологіях PE [57]. Хоча такий підхід ускладнює розрахунок ціни на ГК, він може забезпечити справедливе ціноутворення на електроенергію та формування більш конкурентоспроможної та різноманітної суміші ВДЕ. Ми рекомендуємо, щоб ринок ГК в Україні був окремим сегментом національного оптового ринку електроенергії, де здійснюються операції з ГК на основі домовленостей між виробниками екологічної та енергопостачальної компаній.

Для ефективного впровадження TGCS в Україні необхідно зробити це через ряд організаційних етапів. Ми розглянемо кожну з них більш докладно нижче:

1. Створення департаменту розвитку енергетичних ресурсів (НРЕД) в рамках Національної комісії з державного регулювання енергетики та комунальних послуг (НКРЕСПУ) та надання йому повноважень щодо моніторингу та контролю за ТГКС.

2. Акредитація потужностей з генерування PE. Акредитація спрямована на ідентифікацію та оцінку РЕЗ, які мають право на отримання ГК. Ми пропонуємо включити сонячні, вітрові, біомаси (тверда біомаса, біогаз для сміттєзвалища та сільськогосподарський біогаз) та невеликі гідроелектростанції (загальною встановленою потужністю до 10 МВт).

1. Встановлення річної потреби (квоти) на споживання зеленої електроенергії. DRED NCSREPU розраховує передбачувані показники частки зеленої електроенергії у загальній суміші електроенергії за звітний рік на основі встановлених довгострокових цілей щодо збільшення частки ВДЕ у загальному споживанні електроенергії та відстеження динаміки показників розвитку PE. Це слугує основою для вимоги (квоти) щодо споживання відновлюваної електроенергії на кожен рік.

2. Ідентифікація всіх суб'єктів господарювання, необхідних для споживання зеленої електроенергії та придбання ГК. Усі споживачі електроенергії отримують певну частку зеленої електроенергії, що відображається на їхніх рахунках за електроенергію. Усі енергопостачальні компанії, які купують електроенергію оптом, зобов'язані купувати ГК.

3. Формування єдиного реєстру та системи обліку ТГКС. DRED формує та веде єдиний електронний реєстр, який веде облік усіх об'єктів генерації РЕ, їх власників та операторів, а також усіх суб'єктів господарювання, зобов'язаних придбати ГК. Ці рахунки необхідні не тільки для полегшення обігу ГК серед суб'єктів господарювання, які беруть участь у TGCS, а й для звітування перед NCSREPU щодо відповідності вимогам TGCS.

4. Збір інформації про кількість електроенергії, виробленої з ВДЕ. Щомісяця енергопостачальні компанії надають НКРЕСПУ інформацію про електроенергію з ВДЕ та постачають споживачам, підключеним через мережу в межах своєї зони обслуговування (дозвільний орган).

5. Випуск ГК. NCSREPU сприяє видачі ГК в електронній формі, термін дії ГК - один рік.

6. Трансфerti GC. Виходячи з даних компаній енергопостачальних підприємств на початку кожного місяця, НКРЕСПУ передає відповідну кількість ГК компаніям-виробникам зеленої електроенергії, виробленої та постачаної до енергосистеми в попередньому місяці.

7. Вимога GK про придбання. Енергопостачальні компанії, які зобов'язані придбати відновлювану електроенергію, повинні придбати відповідну кількість ГК, щоб задовольнити вимогу на встановлений рік.

10. Купівля та продаж ГК. Як було сказано вище, купівля та продаж ГК повинні здійснюватися за договорами між придатними виробниками електроенергії та компаніями, що беруть участь у постачанні енергії на централізованому ринку ГК.

11. Виконання зобов'язань щодо придбання ГК. Кінцеві споживачі повинні щомісяця сплачувати за електроенергію з ВДЕ, відображеної у рахунку за електроенергію. Компанії, що постачають енергоносії, повинні задовольнити свої вимоги щодо придбання ГК до кінця звітнього року. До кінця першого кварталу кожного звітнього року NCSREPU спирається на оцінки, які ґрунтуються на історичних продажах ГК та постачанні відновлюваної електроенергії для визначення відповідності вимогам TGCS. Енергопостачальні компанії, які

зобов'язані придбати ГК, повинні перерахувати відповідну кількість ГК на спеціальний рахунок в НКРЕСПУ для подальшого їх погашення. Якщо відновлювана електроенергія, вироблена за звітний рік, перевищує необхідну суму, власник об'єкта РЕ має право застосовувати нереалізовані ГК у наступному звітному періоді.

12. Штрафи за недотримання. Компанії, що постачають енергоносії, які зобов'язані придбати ГК і не виконали вимоги протягом звітного року, повинні сплатити штраф за кожен викуплений сертифікат.

Відповідно до чинного законодавства України, схема підтримки на основі розвитку FIT залишатиметься до 1 січня 2030 року. Оскільки це налагоджений та працюючий механізм, який передбачає низку завершених та майбутніх проектів, не піддається лікуванню запропоновано TGCS як його заміну. Швидше ми бачимо, що запропоновані TGCS доповнюють та допомагають існуючій схемі для прискорення розвитку нових потужностей з РЕ.

FIT за допомогою TGCS ми пропонуємо додаткове зобов'язання (до вимоги TGCS), згідно з яким енергопостачальні компанії купуватимуть електроенергію, що продається суб'єктами, що підтримуються FIT, для подальшої перепродажі споживачам першого класу напруги, які є найбільшими споживачами електроенергії та користуються ними тарифи на електроенергію (ставки), які на 20% нижчі, ніж для споживачів напруги другого класу [60]. Відповідно до резолюції NCSREPU [60]. До першокласного споживача напруги належать суб'єкти, які:

- отримувати електроенергію від постачальника енергії в точці продажу електроенергії з рівнем напруги 27,5 кВт і вище;
- підключені до автобусів електростанцій (крім гідроелектростанцій, які страждають від переривчастої потужності) та до автобусів підстанцій електростанцій потужністю 220 кВт і більшою напругою незалежно від ступеня напруги в точці продажу електроенергії;

- це промислові підприємства із середньомісячним споживанням електроенергії 150 млн. кВт год для промислового застосування незалежно від рівня напруги в точці продажу електроенергії.

До споживачів напруги першого класу відносяться переважно промислові споживачі, які є найбільшими випромінювачами парникових газів, за принципом "забруднювач платить" виправдовує додаткове зобов'язання. Це є життєздатним стимулом зменшити споживання електроенергії за рахунок підвищення енергоефективності та запровадження управління попитом, а також інвестування в проекти РЕЕ для отримання ГК для виконання зобов'язань за TGCS. Ми не передбачаємо значного негайного фінансового навантаження на промислових споживачів, оскільки частка відновлюваної електроенергії, виробленої в рамках схеми FIT, в Україні сьогодні низька. Крім того, у 2016–2019 роках звичайні тарифи (тарифи) на електроенергію зросли більш ніж удвічі, і їх планується зростати поступово в майбутньому [60]. Таким чином, додаткове зобов'язання не тільки допоможе досягти екологічної вигоди, але й надасть сильний ринковий сигнал для промислових об'єктів, щоб відмовитися від все більш дорогих викопних палив на користь все більш дешевого ПЕ [61].

Як вже було сказано вище, запропоновані TGCS засновані на обігу як звичайних ГК, так і кредитних ГК. Основна мета, що стоїть за ГК, - отримати додаткові фінансові ресурси інвесторами для розробки нових засобів РЕ. Враховуючи зародженість ринку РЕ в Україні; цілком ймовірно, що кількість електроенергії, виробленої від ВДЕ за рахунок експлуатації існуючих ВЕЕС, буде недостатньою для досягнення навіть скромної мети щодо РЕ. Кредитні ГК надають платіжне рішення для зародження українського РЕ, але не альтруїстичне.

Кредитні ГК мають форму цінних паперів з терміном погашення на один рік. Коли вони продаються та купуються на ринку GC, кінцеві споживачі ефективно платять за не вироблену електроенергію з ВДЕ. В результаті інвестори отримують безпроцентний або низький відсотковий кредит, щоб частково компенсувати загальновисокий капітал, вартість проектів РЕ.

DRED, запропоноване агентством, відповідальним за регулювання та нагляд за сектором РЕ, оголошує конкурсний тендер проектів РЕ, переможці яких можуть отримати доступ до фінансування кредитних ГК. Процес відбору повинен враховувати поточну загальну встановлену потужність РЕ, ціну, бажані типи ВДЕ (з точки зору надійності та стійкості), просторовий розподіл об'єктів РЕ та інші фактори. Інвестор укладає угоду з ДРЕД про підтримку його проекту РЕ шляхом видачі певної суми кредитних ГК. Агентство випускає кредитні ГК відповідно до середньорічної прогнозованої кількості електроенергії, яка буде вироблена цим об'єктом РЕ. Це відкриває двері для суб'єктів енергопостачання, які мають TGCS зобов'язання виконувати їх з виданими кредитними ГК. Угода відбувається за тими ж правилами, що і у випадку зі звичайними ГК. Кошти, отримані від продажу кредитних ГК, передаються інвестору, який використовує їх для фінансування нових планів РЕ. Після введення в експлуатацію ПЕЕ власник також видає звичайні ГК пропорційно виробленої відновлюваної електроенергії. На відміну від кредитних GC, ці сертифікати повинні бути погашені негайно, минаючи ринок GC, поки їх кількість не дорівнює сумі кредитних GC, що продаються з метою фінансування будівництва заводу РЕ.

Для підрахунку LCOE ми використовували дані щодо проектів РЕ, які реалізовувались в Україні протягом 2015-2017 років. Ці дані були надані Українською асоціацією відновлюваної енергетики [62], Українською асоціацією вітроенергетики [63] та інженерною компанією «Rentechno». Крім того, були використані рекомендації Українського фонду сталого енергетичного кредитування та Міжнародного енергетичного агентства. Ставка дисконтування була розрахована на основі середньозваженої вартості капіталу та премії за ризик відповідно до Moody's та Standard & Poor's за 2018 рік [64] у розмірі 12% у євро (EUR). Варто зазначити, що висока дисконтна ставка обумовлена високим ризиком ведення бізнесу в Україні, що значною мірою пов'язаний із збройним конфліктом на сході країни. Офіційний курс Національного банку України станом на 1 лютого (31,8 грн за 1 євро) використовувався для конвертації валюти (НБУ,

2019). LCOE_i для електроенергії, виробленої на основі різних технологій РЕ, представлена в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 - LCOE та GC ціна на різні типи ВЕС в Україні

Типи установок генерації електроенергії з відновлюваних джерел	Вартість генерації електроенергії (EUR / МВт-год)	Ціна GC, (EUR / МВт-год)
Сонячні електростанції	188,52	212,81
Вітрові електростанції	79,44	76,46
Малі гідроелектростанції	77,01	73,42
Біоенергетичні установки (біогаз для звалищ)	48,42	37,69
Біоенергетичні установки (тверда біомаса)	85,19	83,65
Біоенергетичні установки (сільськогосподарський біогаз)	49,94	39,58

Ціна на звичайну електроенергію була розрахована на основі аналізу продажу електроенергії на оптовому ринку електроенергії в Україні з 1 вересня 2018 року до 1 лютого 2019 року. Середньозважена оптова ціна на придбання звичайної електроенергії за цей період становила 22,84 EUR / МВт-год [65].

З таблиці 3.2 видно, що різні технології РЕ мають різну вартість. Щоб спростити коливання цін під час випуску та обігу ГК, ми пропонуємо встановити єдину ціну GC. Доцільно використовувати ціну на ГК для найдешевшої технології РЕ, що є біоенергетичними установками (біогаз для сміттєзвалища) – 37,69 EUR / МВт год.

Регулювання витрат на електроенергію на основі різних видів ВДЕ може здійснюватися шляхом видачі виробникам різної кількості ПГ на одиницю виробленої електроенергії.

Таблиця 3.3 - Кількість ГК, яку отримували б виробники електроенергії з різних видів ВДЕ за 1 МВт год та вартість виробництва електроенергії з ВДЕ

Типи установок генерації електроенергії з відновлюваних джерел	Кількість ГК, яку отримали б виробники електроенергії з ВДЕ, (Одиниці / МВт-год)	Вартість виробництва електроенергії з ВДЕ з боку виробників (EUR / МВт-год)
Сонячні електростанції	5,65	235,65
Вітрові електростанції	2,03	99,30
Малі гідроелектростанції	1,95	96,26
Біоенергетичні установки (біогаз для звалищ)	1,00	60,53
Біоенергетичні установки (тверда біомаса)	2,23	106,49
Біоенергетичні установки (сільськогосподарський біогаз)	1,05	62,42

Для перевірки запропонованої методології було зроблено наступні припущення та досягнуті результати:

1. Прогнозоване споживання електроенергії за даними 2018 року становить 128,39 ТВт-год (Держспецзв'язок, 2019).

2. Вимога споживання електроенергії, що відновлюється (квота) становить 2% або 2,57 ТВт-год.

3. Прогнозований обсяг електроенергії, виробленої діючими ВЕЕ, складає лише 75% річної потреби в ПЕ. Для того, щоб задовольнити решту 25%, НКРЕСПУ видає кредитні ГК.

4. Кількість електроенергії, що виробляється від різних ВДЕ, передбачається відповідно до суміші ВДЕ в Україні станом на 2018 рік: сонячні електростанції на 24,2% вітрових електростанцій на 58,3%, малі гідроелектростанції на 12,5%, біоенергетичні установки (тверда біомаса) на 3 %, біоенергетичні установки (біогаз із сільськогосподарських відходів) на 1%, а біоенергетичні установки (біогаз звалищ) на 1% (NCSREPU, 2019).

5. Структура поновлюваної електроенергетичної суміші, що підтримується кредитними ГК, встановлюється відповідно до державних пріоритетів розвитку РЕ з сонячними електростанціями на 15,3%, вітровими електростанціями на 40,4%, малими електростанціями на 25,3%, біоенергетичними установками (тверда біомаса) на 8%, біоенергетичні установки (біогаз із сільськогосподарських відходів) на 4%, а біоенергетичні установки (біогаз для сміттєзвалища) на 7%.

6. Обсяг електроенергії, придбаної енергопостачальною компанією, для якої проводиться розрахунок на національному оптовому ринку електроенергії у звітному році, становить 106,92 ГВт-год.

7. Компанія з постачання енергоносіїв, 95% свого зобов'язання придбати ГК у звітному році, придбавши 5648 сертифікатів.

8. Штраф за невиконане зобов'язання встановлюється в розмірі 20% від вартості ГК за електроенергію, вироблену на основі найдешевшої технології РЕ, представленої на ринку електроенергії.

9. Кінцевий споживач, для якого проводиться розрахунок, належить до тієї категорії, яка притягує більше 100 кВт * год на місяць на споживача та в середньому 300 кВт год на місяць. Станом на січень 2019 року тарифи (ставки), встановлені [60], становлять: 0,02 EUR за 1 кВт * год електроенергії (без податку на додану вартість), якщо споживання менше 100 кВт / год на місяць та 0,04 EUR за 1 кВт / год електроенергії, якщо споживання становить понад 100 кВт * год на місяць. Таким чином, щороку споживач платить 20 євро за 1 МВт-г за 1,2 МВт-год і 40 євро за 1 МВт-год для решти 2,4 МВт-год у розмірі 120 євро (33,33 EUR за 1 МВт-год) за 3,6 МВт-год.

Виходячи з припущень, наведених вище, прогнозований річний обсяг виробленої електроенергії діючими ТЕЦ, прогнозований річний обсяг виробленої електроенергії, підтримуваний кредитними ЗС, та середньозважена кількість сертифікатів, що знаходяться в обігу у звітному році, представлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Прогнозований річний обсяг виробленої електроенергії діючими енергоблоками; прогнозований річний обсяг виробленої електроенергії, підтримуваний кредитними ЗС; та середньозважена кількість сертифікатів в обігу у звітному році

Типи установок генерації електроенергії з відновлюваних джерел	Річний обсяг виробленої електроенергії з ВДЕ, МВт год		Загальна кількість сертифікатів, що знаходяться в обігу у звітному році, (Одиниці / МВт-год)	Середньозважена кількість обігу сертифікатів у звітному році, (Одиниці / МВт-год)
	На діючих установках РЕ	Підтримується кредитними ЗС		
Сонячні електростанції	466046,02	98216,82	3128995	2,78
Вітрові електростанції	1122747,23	259343,76	2853354	
Малі гідроелектростанції	240726,25	162410,82	785791	
Біоенергетичні установки (біогаз для звалищ)	19258,10	44935,80	64194	
Біоенергетичні установки (тверда біомаса)	57774,30	51355,20	251166	
Біоенергетичні установки (біогаз сільського господарства)	19258,10	25677,60	48065	
Всього	1925810	641940	7131566	

Розрахунок загальної кількості сертифікатів, які були б в обігу у звітному році, ґрунтуються на кількості електроенергії, виробленої з ВДЕ, що важко оцінити з упевненістю. Таким чином, НКРЕСПУ повинен використовувати нижчу оцінку прогнозованого обсягу виробленої електроенергії діючими електростанціями РЕ, а також кількості електроенергії, що підтримується за допомогою кредитних ЗС. Якщо фактичні дані про генерацію варіюються від прогнозів, то NCSREPU наприкінці року врівноважить відхилення за допомогою видачі кредитних GC.

Запропонований TGCS є новим політичним механізмом сприяння розвитку РЕ в Україні. Впровадження системи TGCS, ймовірно, стикається з низкою проблем. Однак продуманий сценарій, заснований на ретельній оцінці важливих критеріїв, таких як ціноутворення та формування конкурентного середовища, може генерувати ефективну політику, яка підтримує розвиток сектору РЕ в Україні.

Розрахунки показують, що запровадження вимог (квот) щодо споживання зеленої електроенергії призведе до підвищення тарифу на електроенергію (ставки) на 3% для кінцевих споживачів. Це збільшення є незначним, особливо зважаючи на подвоєння цін на електроенергію протягом останніх кількох років в Україні. Крім того, щоб зменшити фінансове навантаження на кінцевих споживачів у короткостроковій перспективі, уряд міг би підтримати розвиток найдешевших технологій РЕ за допомогою кредитних ЗС. У довгостроковій перспективі ми не очікуємо суттєвого підвищення тарифів (тарифів) на електроенергію із розширенням потреби (квоти) через постійно зменшується LCOE від RE.

Крім того, для ефективного впровадження запропонованого ТЗСК розгортання об'єктів ВПД необхідно доповнити широкими енергоефективними та заходами щодо управління попитом. Коливання частки відновлюваної електроенергії у загальній суміші електроенергії залежать не тільки від кількості електроенергії, виробленої з ВДЕ, але й безпосередньо від обсягу її споживання за звітний період. Тому реалізація таких заходів є важливою, оскільки вона підвищує загальний успіх політики, спрямованої на швидкий розвиток РЕ за допомогою TGCS.

ВИСНОВКИ

В ході проведення аналітичного огляду визначено основні положення теорії моделювання систем управління ефективністю і прогнозування використання електричної енергії споживачів, які базуються на оцінюванні закономірності динаміки часових рядів внутрішніх (техніко-економічні, структурні, режимні) і зовнішніх (метеорологічні, екологічні, енергетичні, макроекономічні) факторів систем «генерація – кліматичні умови – енергоспоживання».

Виявлено два напрямки досліджень: прогнозування попиту на електроенергію на підставі панельних даних по місяцях (в розрізі країни, регіонів, галузей) і моделювання споживання електричної енергії окремими об'єктами, що мають відповідне обладнання для вимірювання споживання електроенергії високочастотної фіксації.

Встановлено, що основним напрямком поліпшення якості прогнозів є поєднання різних підходів моделювання (авторегресійний, структурне моделювання, нейромережеве прогнозування, методи штучного інтелекту), а також використання гібридних моделей.

Все більшої популярності в науковому і бізнес середовищі набувають методи штучного інтелекту (штучні нейронні мережі, ІНС, і метод опорних векторів, SVM). Сучасним модельним надбанням є їхня здатність моделювати нелінійні зв'язки.

Практичне моделювання прогнозних показників електроспоживання показує наявність прямопропорційних лінійних стохастичних взаємозв'язків між споживанням електроенергії та ВВП на душу населення, зростанням населення і його старінням. Такі показники як ціна на електроенергію, питома вага промисловості у ВВП мало впливають на споживання електроенергії. Значні прямопропорційні взаємозв'язку виявлені також з показниками питомої ваги відновлюваних джерел енергії, доступності електроенергії, ступенем державного втручання в економіку і свободою ведення бізнесу.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

- 1 Хлобистов Є.В. Підходи до створення управлінської системи екологічної безпеки регіону / Є.В. Хлобистов, І.В. Шевченко // Економічні науки. Серія: Регіональна економіка. – 2009. – Вип. 6, Ч. 2. – С. 20-28.
- 2 Омаров А. Е. Управлінські механізми державної політики забезпечення екологічної безпеки // Теорія та практика державного управління. – 2016. – № 3(54). – С. 1-7. Режим доступу – <http://www.kbuapa.kharkov.ua/e-book/tpdu/2016-3/doc/5/01.pdf>.
- 3 Кучмійов А. В. Механізм управління екологічною безпекою економічних систем на засадах маркетингу //Маркетинг і менеджмент інновацій. – 2013. – №2. – С. 251-259. Режим доступу-, http://mmi.fem.sumdu.edu.ua/sites/default/files/mmi2013_2_251_259.pdf.
- 4 Федірко В.М. Оцінка відносної ефективності витрат на управління в галузі охорони навколишнього середовища / Економіка та менеджмент: перспективи розвитку: матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції, м. Суми, 22-24 червня 2012 року /, за заг. ред. О. В. Прокопенко. – Суми: СумДУ, 2012. – С. 143-144..
- 5 Телиженко А.М. Экономика чистого воздуха: международное управление. – Сумы: ИТД «Университетская книга», 2001. – 326 с..
- 6 Application of ARIMA for forecasting energy consumption and GHG emission: A case study of an Indian pig iron manufacturing organization / P. Sen, M. Roy, P. Pal. //, Energy. – 2016. – Vol. 116, – P. 1031–1038. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.068>..
- 7 Калінчик В. П. Методологія оперативного управління споживанням електричної енергії / В. П. Калінчик // Енергетика. – 2013. – № 1. – С. 49–53. – Режим доступу:, http://nbuv.gov.ua/UJRN/eete_2013_1_10_2..

- 8 Time series forecasting for building energy consumption using weighted Support Vector Regression with differential evolution optimization technique / [F. Zhang, C. Deb, S. Lee and oth. // *Energy and Buildings*. – 2016. – Vol. 126. – P. 94–103., <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.028>.
- 9 Statistic linear parametric techniques for residential electric energy demand forecasting. A review and an implementation to Chile / H. Verdejo, A. Awerkin, C. Becker, G. Olguin // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 74. – P., 512–521. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.110>..
- 10 Predicting electricity consumption for commercial and residential buildings using deep recurrent neural networks / A. Rahman, V. Srikumar, A. Smith // *Applied Energy*. – 2018. – Vol. 212. – P. 372–385. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.051>..
- 11 OECD/IEA 2015 Energy and Climate Change – World Energy Outlook Special Report, IEA Publishing. – Mode of access: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>..
- 12 A review on time series forecasting techniques for building energy consumption / [C. Deb, F. Zhang, J. Yang and oth. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 74. – P. 902–924. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.085>..
- 13 Building electrical energy consumption forecasting analysis using conventional and artificial intelligence methods: A review / [M. Daut, M. Hassan, H. Abdullah and oth. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016., <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.015>..
- 14 Son H. Short-term forecasting of electricity demand for the residential sector using weather and social variables / H. Son, C. Kim // *Resources, Conservation and Recycling*. – 2017. – Vol. 123. – P. 200–207., <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.01.016>..
- 15 Официальный сайт Государственной службы статистики Украины. – Режим доступа: <http://www.ukrstat.gov.ua>..

- 16 Официальный сайт Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан. – Режим доступа:, <http://stat.gov.kz..>
- 17 Режим, Официальный сайт Министерства энергетики и угольной промышленности Украины. –, доступа:, <http://mpe.kmu.gov.ua..>
- 18 Policies to enhance the drivers of green housing development in China / L. Zhang, J. Wu, H. Liu // *Energy Policy*. – 2018. – Vol. 121. – P. 225–235. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.029..>
- 19 Su Y.–W. Electricity demand in industrial and service sectors in Taiwan / Y.–W. Su // *Energy Efficiency*. – 2018. – Vol. 11, Issue 6. – P. 1541–1557. <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9615-y..>
- 20 Carvalho A. Energy efficiency in transition economies: A stochastic frontier approach / A. Carvalho // *Economics of Transition*. – 2018. – Vol. 26, Issue 3. – P. 553–578. <https://doi.org/10.1111/ecot.12152..>
- 21 Swan L. Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques / L.Swan, V. Ugursal // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2009. – Vol. 13, Issue 8. – P. 1819–1835., <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.033..>
- 22 Старкова Г. Методы и модели прогнозирования электропотребления на региональном уровне / Г. Старкова // *International Journal «Information Theories and Applications»*, Vol. 19, Number 4, 2012. pp. 378-383. – Режим доступа:, <http://www.foibg.com/ijita/vol19/ijita19-4-p10.pdf..>
- 23 Hyndman, R. J. and Athanasopoulos, G. *Forecasting: principles and practice*. 2013. Mode of access: <https://www.otexts.org/fpp..>
- 24 Energy Consumption Forecasting Using ARIMA and Neural Network Models / C. Nichiforov, I. Stamatescu, I. Fagarasan, G. Stamatescu // *5th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE)*. – 2017., <https://doi.org/10.1109/ISEEE.2017.8170657>.

- 25 An Application of Non-Linear Autoregressive Neural Networks to Predict Energy Consumption in Public Buildings / [L. Ruiz, M. Cu'ellar, M. Delgado and oth. // Energies. – 2016. – Vol 9, Issue 9, P. 684..
- 26 Multifactor-influenced energy consumption forecasting using enhanced back-propagation neural network / Y. Zeng, Y. Zeng, B. Choi, L. Wang // Energy. – 2017. – Vol. 127. – P. 381–396. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.094..>
- 27 Sotnik, M., Khovanskyu, S., Grechka, I., Panchenko, V., Maksimova, M. (2015). Simulation of the thermal state of the premises with the heating system «heat-insulated floor». Eastern European Journal of Enterprise Technologies, 6(5): 22–27..
- 28 Kurbatova, T., Sotnyk, I., Khlyap, H. (2014). Economical mechanisms for renewable energy stimulation in Ukraine. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31: 486-491..
- 29 Верховна Рада України (2018). Про альтернативні джерела енергії: закон України від 20.02.2003 № 555-IV (в ост. ред. від 11.06.2017), <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/555-15/page> (2018, accessed 28 July 2018)..
- 30 Верховна Рада України (2018а). Про ринок електричної енергії: закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII (в ост. ред. від 10.06.2018), <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19/page> (2018, accessed 28 July 2018)..
- 31 Сумиобленерго (2018а). Інформація про «зелений» тариф на електричну енергію для приватних домогосподарств, <https://www.soe.com.ua/spozhivacham>.
- 32 Сумиобленерго (2018). Тарифи для побутових та юридичних споживачів на 3 квартал 2018 року, <https://www.soe.com.ua/spozhivacham/tarifi/820-tarifi-dlya-pobutovikh-ta-yuridichnikhsposzhivachiv-na-3kvart-2018-roku> (2018, accessed 28 July 2018)..
- 33 Сумигаззбут (2018). Стоимость природного газа, <https://smgaszbut.104.ua/ru/gas-supply/gas-cost/id/vartist-prirodnogo-gazu-17902> (2018, accessed 28 July 2018)..

- 34 Закон України «Про енергозбереження». Режим доступу – <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-вр..>
- 35 Розпорядження Президента України від 20.10.2005 р. № 1199 «Про заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки України». Режим доступу – <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1199/2005-рп..>
- 36 Наказ Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України №147 від 26.04.2006 р. «Про затвердження Методичних рекомендацій з розроблення енерго- та екологоефективних схем тепlopостачання населених пунктів України», Режим доступу – <http://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0147667-06..>
- 37 Регіональна програма модернізації системи тепlopостачання Сумської області на 2016-2020 роки. Режим доступу – <http://www.gkh.sm.gov.ua/images/depo/doc/finans/regProg.pdf..>
- 38 Теліженко О. М. Методичні підходи до оцінки соціо-еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів з енергозбереження / О. М. Теліженко, І. А. Вакуленко, Ю. О. Мирошниченко // *Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит = Energy saving., Energy saving. Power engineering. Energy audit.* – 2014. – № 11. – С. 40-51. Режим доступу – <http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/14609..>
- 39 Fernandez-Villaverde J. The Econometrics of DSGE Models / J. Fernandez-Villaverde // *NBER Working Paper.* – 2009. – № 14677 <http://www.nber.org/papers/w14677.pdf>. 25.03.2018..
- 40 Hyndman R. J. Forecasting: principles and practice / R. J Hyndman, G. Athanasopoulos. – *Otexts*, 2013. <https://www.otexts.org/fpp>. 20.01.2018..
- 41 Sims C. Macroeconomics and reality / C. Sims // *Econometrica.* – 1980. – Series 48 (1). – 48 p..
- 42 Engle R. Cointegration and Error-Correction: Representation, Estimation and Testing / R. Engle, C. Granger // *Econometrica.* – 1987. – No. 55. – P. 251–276..

- 43 Хайкин С. Нейронные сети: 2-е изд. / пер. с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2006. – 1104 с..
- 44 Адомавичюс В.Б., Харченко В.В. Микросеть с ветроэлектростанциями для энергообеспечения местных потребителей // Труды международной научно-технической конференции Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве. - 2010. - Т.4. - С. 209–214..
- 45 Кулик В.В., Магас Т.Е., Малогулко Ю.В. оптимальное управление рассредоточенными источниками электроэнергии с асинхронными генераторами средствами smart grid// Наукові праці ВНТУ. – 2011. - № 4. – С.125-140..
- 46 Монетарний трансмісійний механізм в Україні: Науково-аналітичні матеріали. Вип. 9 / В.І. Міщенко, О.І. Петрик, А.В. Сомик, Р.С. Лисенко та ін. – К.: НБУ. Центр наукових досліджень, 2008. – 144 с..
- 47 Калінчик В. П. Аналіз показників нерівномірності графіків навантаження промислових підприємств / В. П. Калінчик, В. П. Розен, О. В. Скачок // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. – 2014. – Випуск 2 (85). – С. 67-72..
- 48 Johansen S. Modelling of Cointegration in the Vector Autoregressive Model / S. Johansen // Economic Modelling. – 2000. – No. 17. – P. 359–373..
- 49 Kalogirou S. A. Applications of artificial neural-networks for energy systems / S. A. Kalogirou // Applied Energy. – 2000. – Vol. 67. – Iss. 1-2. – P. 17-35..
- 50 Alireza Zakariazadeha, Shahram Jadida, Pierluigi Siano Stochastic operational scheduling of smart distribution system considering wind generation and demand response programs // Electrical Power and Energy Systems, № 63, 2014, P. 218–225..
- 51 Schaeffer, G., Boots, M., Martens, J. and Voogt, M. (1999). Tradable green certificates: a new market-based incentive scheme for renewable energy. Retrieved from <https://www.ecn.nl/docs/library/report/1999/i99004.pdf>.

- 52 REN21 (2017). Renewables. Global Status Report”. Retrieved from http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399GSR_2017Full_Report_0621_Opt.pdf.
- 53 Nilsson, M. and Sundqvist, T. (2007). Using the market at a cost: How the introduction of green certificates in Sweden led to market inefficiencies. *Utility Policy*, 15, pp. 49–59. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2006.05.002>.
- 54 Hanne, S. (2010). A Green Certificate Market in Norway and its implications for the market participants. Retrieved from <https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/cepe/cepe-dam/documents/education/selected-term-papers/Goldstein.pdf>.
- 55 Holt, E. and Bird, L. (2005). Emerging markets for renewable energy certificates: opportunities and challenges. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37388.pdf>.
- 56 Lukosevicius, V and Werring, L. (2011). Building for Sustainable Energy Regulation in Eastern Europe and Central Asia, ERRA, Budapest, 113 p..
- 57 Imbrescu, C. and Codruta, P. (2013). Accounting treatment of green certificates. *Lucrări Științifice*, 18, pp. 119–126..
- 58 Abolhosseini, S. and Heshmati, A. (2014). The main support mechanisms to finance renewable energy development. Retrieved from <http://repec.iza.org/dp8182.pdf>..
- 59 Devenyi, R, and Mladenova, I. (2012). International markets for renewable energy certificates., Retrieved from http://sustainround.com/library/sites/default/files/SRER_Member%20Briefing_International%20Markets%20for%20Renewable%20Energy%20Certificates_2012-07-16.pdf .
- 60 NCSREPU: National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities (1998). Resolution: on the procedure for determining the classes of consumers № 1052, 3.08. 1998. Retrieved from http://search.ligazakon.ua/1_doc2.nsf/link1/GK014.html.

- 61 Sovacool, B., Sidortsov, R. and Jones. B. (2014). Energy security, equality, and justice. Routledge, 240 p. <https://doi.org/10.4324/9780203066348>.
- 62 Baker tilly (2015). Report on the assessment of impact of feed-in tariff change on investment attractiveness of renewable energy projects, 13 p..
- 63 UWEA: Ukrainian Wind Energy Association (2016). Technical and economic characteristics of wind power plant with a total installed capacity of 1 MW: information letter № 34, 1 p..
- 64 Damodaran, A. (2018). Country Default Spreads and Risk Premiums Retrieved from http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html.
- 65 WEMU: Wholesale Market of Electricity in Ukraine (2019). Analysis of prices on the WEM from September, 1, 2018 till February, 1, 2019. Retrieved from <http://www.er.gov.ua>..
- 66 Альфа Инвест (2018). Сравнительная таблица теплотворности некоторых видов топлива, <https://a-invest.com.ua/aktualno/tablitca-teplotvornosti.html> (2018, accessed 28 July 2018)..