

Дослідження

«Забезпечення енергетичної стійкості громад шляхом впровадження розподіленої генерації в Україні»

Том 1

Аналіз сучасного стану розподіленої генерації в Україні

Це дослідження розроблене Всеукраїнською громадською організацією «Асоціація малих міст України» за підтримки проекту «Просування енергоефективності та імплементації Директиви ЄС про енергоефективність в Україні», що виконується Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH за дорученням Федерального міністерства економічного співробітництва та розвитку Німеччини (BMZ) та співфінансуванням Державного секретаріату Швейцарії з економічних питань (SECO).

Авторський колектив: Вадим Чернишенко, Анжеліка Слободян, Владислав Міхнич

Керівник: Юлія Усенко

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
1. Поточний стан ситуації у секторі електроенергетики	7
1.1. Узагальнені дані про основні характеристики енергосистеми	7
2.2. Потенційні переваги трансформації об'єднаної енергосистеми України	25
3. Тенденції розвитку розподіленої генерації в Україні	33
3.1. Проєкти розподіленої генерації для критичної інфраструктури	33
3.2. Доступність обладнання для об'єктів розподіленої генерації	39
3.3. Програми підтримки проєктів	41
3.4. Роль ключових стейкхолдерів у розвитку сфери розподіленої генерації	48
3.5. Аналіз ефективності застосовуваних технологій та перспективи їх масштабування	64
3.5.1. Стратегічний підхід до обґрунтування екологічно чистих технологій у громадах	64
3.5.2. Основні критерії для оцінки потенціалу розвитку технологій	68
3.5.3. Потенціал для впровадження розподіленої генерації у різних регіонах за співставленням основних критеріїв	92
4. Міжнародний досвід щодо розвитку розподіленої генерації з урахуванням технічних вимог	107
4.1. Досвід Німеччини. Розвиток розподіленої сонячної та вітрової генерації	107
4.2. Досвід Данії. Розвиток розподілених систем біоенергетики	123
4.3. Досвід Італії. Розвиток розподіленої гідрогенерації	127
4.4. Розвиток розподіленої газової генерації та когенерації	133
4.4.1. Досвід Нідерландів. Розвиток когенерації на природному газі	133
4.4.2. Досвід Польщі. Модернізація централізованого теплопостачання за допомогою газової когенерації	138
4.5. Розвиток мікромереж. Досвід Великої Британії	142
5. Умови для розвитку розподіленої генерації та мікромереж в громадах України	148
5.1. Основні технічні, організаційні та фінансові бар'єри	148
5.2. Рекомендації для усунення технічних, організаційних та фінансових бар'єрів	152
ВИСНОВКИ	169
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	175
ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ	197
ДОДАТОК Б. КАРТА СТЕЙКХОЛДЕРІВ У СФЕРІ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	199

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АЕС – атомна електростанція
БГУ – біогазові установки
ВДЕ – відновлювані джерела енергії
ВЕС – вітрова електростанція
ВРУ – Верховна Рада України
ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ГПУ – газопоршнева установка
ГТУ – газотурбінна установка
дСЕС – сонячні електростанції приватних домогосподарств
ЕСКО – енергосервісна компанія
ЄС – Європейський Союз
ЖБК – житлово-будівельні кооперативи
ЗАЕС – Запорізька атомна електростанція
КГУ – когенераційна установка
ККД – коефіцієнт корисної дії
КМУ – Кабінет Міністрів України
ЛЕП – лінія електропередачі
МАГАТЕ – Міжнародне агентство з атомної енергії
МГЕ – об'єкти малої гідроенергетики
мГЕС – малі гідроелектростанції
НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (Регулятор)
ОВА – обласна військова адміністрація
ОЕС України – Об'єднана енергетична система України
ОМС – орган місцевого самоврядування
ОСББ – об'єднання співвласників багатоквартирних будинків
ОСП – оператор системи передачі
ОСР – оператор системи розподілу
РЕР – розподілені енергетичні ресурси
СЕС – сонячна електростанція
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування
ТЕС – теплова електростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
УЗЕ – установка зберігання енергії
ФОП – фізична особа - підприємець
ЦОВВ – центральні органи виконавчої влади
ЛСОЕ – нормована вартість електроенергії

ВСТУП

Енергетична система України четвертий рік поспіль стикається зі значними викликами в умовах повномасштабної війни, розгорнутої російською федерацією. Внаслідок систематичних обстрілів енергетичної інфраструктури значна частка генеруючих потужностей була виведена з ладу, що негативно позначається на загальній стабільності функціонування енергосистеми.

З вересня 2022 року по грудень 2024 року російською стороною було здійснено 29 масштабних ударів ракетами та безпілотними літальними апаратами по об'єктах енергетичної інфраструктури України. 2024 рік став найскладнішим періодом для енергосистеми України: загальна кількість випущених ракет перевищила 1400 одиниць, а ударних дронів – 500 одиниць.

Однією з основних причин вразливості ОЕС України є її централізований характер, який робить великі об'єкти легкою ціллю для атак. Історично Україна успадкувала енергосистему, спроектовану ще за радянських часів, що передбачало потужні електростанції, сконцентровані у кількох регіонах, та рух електроенергії переважно «зі сходу на захід». Така структура є вразливою у реаліях війни: знищення одного великого енергооб'єкта залишає без електроенергії тисячі споживачів на різних територіях.

У відповідь на зазначені виклики дедалі більшої актуальності набуває політика децентралізації енергосистеми, або так звана енергетична трансформація. В свою чергу це передбачає розгортання розподіленої генерації – менш вразливих об'єктів малої потужності, інтегрованих в загальну мережу. Такий підхід дозволяє мінімізувати втрати при передачі енергії, знижує залежність енергосистеми від великих електростанцій та робить її менш вразливою до атак.

Розподілена генерація, яка базується на принципах локального виробництва енергії поблизу місця її споживання, є основою цієї трансформації. Децентралізація включає розосередження генерації та створення мікромереж – локальних систем, здатних функціонувати автономно у разі виходу з ладу центральної мережі.

В межах дослідження «Забезпечення енергетичної стійкості громад в Україні шляхом впровадження розподіленої генерації» визначено основні переваги енергосистеми із додатковою інтеграцією технологій розподіленої генерації та систем зберігання енергії за результатами моделювання різних сценаріїв, що демонструють основні відмінності такої системи від централізованої моделі.

За структурою дослідження охоплює два основні компоненти: (1) аналіз сучасного стану розподіленої генерації в Україні (Том 1) і (2) аналіз законодавства та основних бар'єрів розвитку розподіленої генерації (Том 2).

Цей аналітичний звіт стосується завдань першого компоненту. На їх виконання проведено оцінку загального стану енергосистеми на кінець 2024 року та визначено ключові виклики для підтримки її стабільності в умовах воєнних загроз. Досліджено роль розподіленої генерації у відповідь на вирішення завдання з посилення енергостійкості, в тому числі на місцевому рівні. Під час аналізу існуючих умов для розгортання проєктів розподіленої генерації та мікромереж у громадах було визначено основні поточні тенденції, що відповідають сучасним викликам. На практиці пріоритетними є потреби об'єктів критичної інфраструктури як в електричній, так і у тепловій енергії в період опалювального сезону. Водночас держава та місцева влада стимулюють різних суб'єктів до застосування технологій розподіленої генерації, в тому числі бізнес та населення, за рахунок розробки відповідних програм. Серед іншого, йдеться про спрощення умов для будівництва нових об'єктів, встановлення спеціальних умов кредитування та надання інших видів підтримки для реалізації таких проєктів. Окремо у звіті приділена увага питанню щодо розвитку обладнання для різних технологій розподіленої генерації та систем зберігання енергії, що так само потребує державної підтримки і безпосередньо впливає на динаміку розвитку цього стратегічно важливого напрямку.

Визначено ключових стейкхолдерів, які впливають на подальший розвиток сфери розподіленої генерації. Ланцюг взаємодій різних учасників пов'язує різні процеси: створення технологій, місцеве енергетичне планування та розвиток проєктів, фінансування, будівництво та експлуатація генеруючих об'єктів, законодавче регулювання на різних етапах впровадження проєктів, залучення споживачів та різних спільнот до просування ініціатив енергетичної стійкості. Тому важливе розуміння ролі, компетенцій та спроможності кожного з них. На виконання цього завдання розроблено карту стейкхолдерів, яка охоплює основні групи задіяних учасників в усіх пов'язаних процесах.

У цьому звіті містяться основні підходи до оптимального вибору технологій, спрямованих на посилення енергостійкості як окремого об'єкту, так і громади в цілому. Відповідні рекомендації можуть використовуватися громадами під час розробки місцевих енергетичних планів та стратегій розвитку. Запропоновані підходи враховують не лише критерії, що спрямовані на подолання наслідків енергокриз в умовах воєнного стану, а й пріоритети кліматичної нейтральності, які одночасно повинні дотримуватися ті громади, що прагнуть до втілення сучасних стратегій розвитку, цілі яких поєднують енергетику і клімат. Крім того, автори дослідження враховують специфічні умови для розвитку технологій малої генерації та зберігання енергії у різних регіонах.

Розглянуті міжнародні практики дозволяють врахувати як успіхи, так і певні особливості, які вимагають створення належних умов та попередження чи уникнення потенційних ризиків, що можуть виникати під час масштабування, наприклад проєктів відновлюваної енергетики або мікромереж. У звіті наведені приклади щодо поширення таких технологій у різних країнах та надані відповідні рекомендації, які варто поширювати у громадах.

Головним завданням за підсумками проведених оцінок щодо умов впровадження проєктів розподіленої генерації та мікромереж в Україні стало виявлення основних технічних, організаційних та фінансових бар'єрів, які гальмують прискорене створення нових генеруючих потужностей. До кожного напрямку запропоновано комплекс рішень та необхідних інструментів, які покликані поживати динаміку розвитку таких проєктів та створити умови для стрімкого поширення успішних практик у різних регіонах.

Практичність результатів виконаних завдань досягнута за рахунок поєднання різних методів: кабінетного дослідження, проведення глибоких інтерв'ю з ключовими стейкхолдерами, онлайн-опитування громад, експертних обговорень. Всі ці заходи дозволили оцінити запит на посилений розвиток місцевої енергетики та спроможність різних задіяних учасників його задовольнити.

В цілому цей звіт (Том 1) є основою для розробки комплексу заходів щодо вдосконалення технічної політики в енергетичній галузі, посилення інституційної спроможності громад та забезпечення належних фінансових умов для розвитку сфери розподіленої генерації. Правові аспекти та законодавче врегулювання пов'язаних питань є предметом другого компоненту (Том 2) цього дослідження.

Розроблені пропозиції є частиною рекомендованої дорожньої карти заходів для активного розвитку розподіленої генерації у громадах.

1. Поточний стан ситуації у секторі електроенергетики

1.1. Узагальнені дані про основні характеристики енергосистеми

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України охоплює широкий спектр елементів: енергогенеруючі об'єкти, магістральні лінії електропередачі (ЛЕП) напругою 220 кВ і вище, що перебувають під управлінням оператора системи передачі (НЕК «Укренерго», ОСП), та розподільчі мережі, якими опікуються оператори систем розподілу (ОСР). Усі ці об'єкти діють у єдиному режимі виробництва, передачі та розподілу електроенергії, утворюючи розгалужену багаторівневу систему без чітко вираженого центрального вузла; при цьому кожен окремих генеруючий об'єкт відпускає свій вироблений ресурс у загальну мережу.

Станом на 31 грудня 2021 року сумарна генеруюча потужність електростанцій в ОЕС України становила 56,2 ГВт. Ця потужність була розподілена між різними джерелами енергії: найбільша частка припадала на теплові електростанції та теплоелектроцентралі (ТЕС і ТЕЦ) – 49,7%, за ними йшли атомні електростанції (АЕС), частка яких становила 24,6%. Гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) становили 11,2% від загальної потужності. Нарешті, відновлювані джерела енергії (ВДЕ), включаючи вітрову, сонячну, біоенергетику, малі ГЕС, становили 14,5% від загального енергетичного балансу. [1]

Однак, варто зазначити, що 56,2 ГВт – це так звана номінальна встановлена потужність, тоді як фактична потужність ще до війни вважалася близько 37 ГВт (не враховуючи потужності об'єктів ВДЕ). Повний потенціал номінальної потужності часто недосяжний в мережі через такі фактори, як ремонтні роботи на блоках атомних та теплових електростанцій, коливання доступності гідроресурсів, обмежена потужність установок ВДЕ-генерації. Крім того, номінальна встановлена потужність може охоплювати потужності енергоблоків, які вже не працюють через вичерпання ресурсів або інші фактори.

На особливу увагу заслуговує також те, як організована ОЕС України та як розподілена власність на ключові генеруючі об'єкти. Атомні та великі об'єкти гідроенергетики перебувають у державній власності. На противагу цьому, значна частина об'єктів теплової генерації та станцій, що використовують ВДЕ, перебувають у приватній власності.

Атомна енергетика була і залишається ключовим джерелом виробництва електроенергії в Україні, забезпечуючи понад половину загального обсягу споживання. Теплові електростанції, гідроелектростанції та інші види генерації відіграють допоміжну роль в енергосистемі, забезпечуючи її гнучкість, маневровість і можливість регулювати обсяги виробництва електроенергії відповідно до змін у рівні споживання.

Станом на зараз енергосистема України характеризується значними викликами, спричиненими в першу чергу чинниками, пов'язаними з регулярними атаками на енергетичну інфраструктуру росією. Внаслідок атак на енергетичну інфраструктуру за останні три роки повномасштабної війни росії проти України, значна частина згаданих вище потужностей вийшла з ладу, що позначається на загальній стабільності енергосистеми (див. рис. 1.1).

З вересня 2022 року впродовж двох років поспіль російська сторона завдала 25 масштабних ударів ракетами та безпілотними літальними апаратами по енергетичній інфраструктурі України. За наявними даними, протягом 2022 року відбулося 11 таких атак, у 2023 році – 5, а до вересня 2024 року додалося ще 9, внаслідок чого загальна кількість випущених ракет перевищила 1 400, а ударних дронів – 500 одиниць. [2] До кінця 2024 року ворог здійснив додатково чотири подібні атаки (по дві в листопаді та грудні). Загальна кількість масованих обстрілів упродовж 2024 року склала 13 атак, що зробило цей рік найскладнішим для національної енергосистеми.

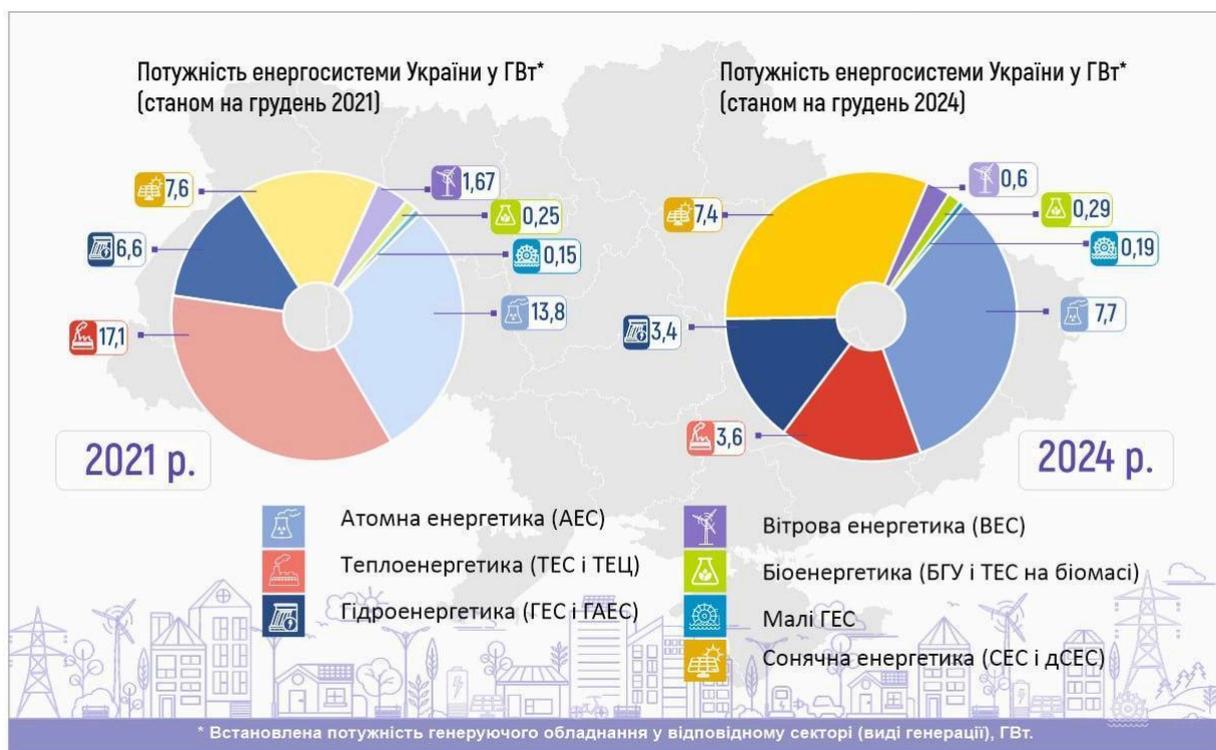


Рис. 1.1 – Встановлена потужність генеруючого обладнання в ОЕС України станом на кінець 2021 року та на кінець 2024 року

Внаслідок окупації, пошкоджень та атак на енергетичну інфраструктуру у перший рік повномасштабної війни (2022 р.) Україна втратила приблизно половину своїх генеруючих потужностей. [3][4]

До зими 2022/2023 рр. в енергосистемі залишалось близько 18 ГВт доступної потужності.

Подальші ремонтні роботи у 2023 році дещо покращили ситуацію й дали змогу увійти в зимовий період 2023/2024 рр. із показником понад 20 ГВт. [4]

Однак у березні 2024 року чергова хвиля атак спричинила втрату додаткових 9,2 ГВт, і вже станом на червень того ж року в експлуатації залишалось менше 40% встановлених потужностей, тоді як близько 60% – або перебували в окупації, або були зруйновані чи серйозно пошкоджені. [5][6]

Це призвело до відчутного дефіциту між наявним попитом на електроенергію та фактичними споживанням, що вкупі з плановою ремонтною кампанією влітку 2024 року, вилилося у регулярні планові відключення електроенергії протягом двох місяців по всій країні.

Ремонтна кампанія 2024 року, головним чином орієнтована на відновлення теплової генерації, дозволила підвищити встановлені потужності приблизно до 14-15 ГВт станом на початок опалювального сезону 2024/2025 рр., що узгоджується з оцінками кількох незалежних джерел. [7][4]

За оцінками станом на грудень 2024 року, наявна встановлена потужність диспетчеризованої генерації електроенергії в Україні складала ~14-15 ГВт. Утім, після останніх ударів по генераційних об'єктах у тому ж місяці, ці показники, найімовірніше, знизилися.

Порівняння встановленої потужності обладнання об'єктів генерації у різних секторах – атомної, теплової, гідро-, сонячної, вітрової, біо- та гідроенергетики – станом на кінець 2021 року та на кінець 2024 року наведено на рис. 1.2.

Порівняння потужностей в енергосистемі України станом на кінець 2021 та 2024 років

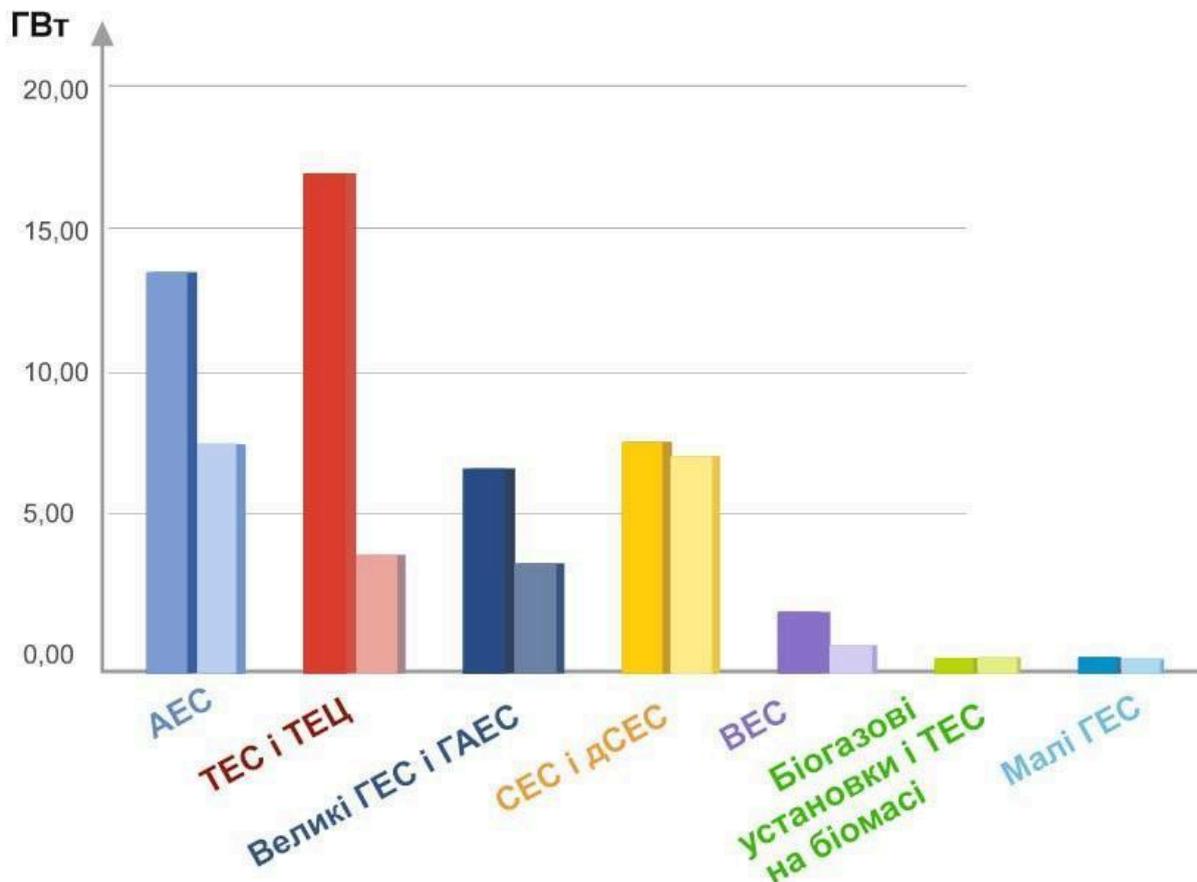


Рис. 1.2 – Порівняння встановленої потужності обладнання об'єктів генерації у різних секторах – атомної, теплової, гідро-, сонячної, вітрової, біо- та гідроенергетики – станом на кінець 2021 року та на кінець 2024 року

Атомна енергетика

Атомні електростанції (АЕС) були і залишаються ключовими елементами енергосистеми. До війни Україна мала атомну енергетичну потужність 13,8 ГВт, що складалася з 15 енергоблоків чотирьох АЕС, що забезпечували 55% загального виробництва електроенергії. [7][8]

У період з 2022 по 2025 роки цей сектор зазнав серйозних викликів, спричинених повномасштабною війною. Основними факторами цих проблем стали окупація деяких об'єктів атомної енергетики, що призвело до зниження доступної потужності, а також обстріли підстанцій та іншої критичної інфраструктури. Ці події суттєво вплинули на стабільність та надійність ОЕС України.

На початковому етапі широкомасштабного вторгнення деякі АЕС були захоплені силами агресора, що створило серйозні ризики для ядерної та фізичної безпеки. Запорізька АЕС потужністю 6 ГВт (ЗАЕС) окупована з березня 2022 року та є найбільшим об'єктом атомної енергетики в Європі. Окупація призвела до зупинки всіх 6 реакторів з міркувань безпеки та створила значні ризики екологічних та ядерних катастроф. До окупації ця станція забезпечувала приблизно 20% потреб України в електроенергії. Наразі на території України функціонують три діючі АЕС: Хмельницька, Рівненська та Південноукраїнська.

Окупація ЗАЕС призвела до скорочення загальної операційної потужності АЕС України з 13,8 ГВт до 7,7 ГВт вже станом на кінець 2022 року. Протягом 2023 року ЗАЕС

продовжила перебувати під контролем російських сил, які перепрофілювали об'єкт на військову базу, зберігали на території зброю та змушували український персонал виконувати свої обов'язки в небезпечних умовах. Міжнародне агентство з атомної енергії (МАГАТЕ) неодноразово попереджало про ризики ядерної катастрофи. [9]

Однак, у 2024 році росія знову посилила атаки на інфраструктуру, пов'язану з ядерною галуззю, в тому числі на підстанції та мережі, якими здійснюється передача виробленої електроенергії АЕС в енергосистему. Не дивлячись на те, що росія не атакувала безпосередньо АЕС, атаки на магістральні електричні мережі іноді призводили до тимчасової зупинки, відключення або зниження потужності ядерних блоків. Ця ситуація викликала серйозне занепокоєння серед міжнародних організацій, дотичних до ядерної безпеки та енергетики, зокрема у МАГАТЕ. [10] Ці атаки мали на меті дестабілізувати енергосистему України та обмежити можливість передачі електроенергії з функціонуючих атомних станцій до ключових регіонів, знаючи, що ядерна енергетика залишається основним джерелом виробництва електроенергії. До того ж, цілеспрямовані напади на об'єкти інфраструктури АЕС значно підвищили ризик ядерної катастрофи, яка мала б непоправні наслідки для цивільного населення та довкілля.

Попри виклики, Україна стабілізувала залишкову атомну потужність на рівні 7,7 ГВт. На початку 2025 року такі АЕС як Рівненська, Хмельницька та Південноукраїнська продовжували працювати, забезпечуючи усю країну електроенергією. Станом на січень 2025 року сумарна потужність АЕС в Україні склала 7,7 ГВт, тобто не змінилася з 2022 року, але все ще була значно нижчою довоєнного рівня, скоротившись на 44% від початкового рівня. [7]

Теплоенергетика

Об'єкти теплової генерації перебувають у власності трьох основних компаній в Україні. Близько 80% цих потужностей – під контролем групи ДТЕК, решту забезпечувала державна компанія «Центренерго» та найменше – ПАТ «Донбасенерго» (частка держави складає 25%).

До початку повномасштабної війни, ТЕС в Україні забезпечували приблизно 23,7% від загального обсягу виробництва електроенергії. [11] У 2021 році генерація електроенергії ТЕС становила 37,2 ТВт·год. [12] Цей сектор характеризувався використанням великих генеруючих об'єктів. Основними ресурсами для виробництва електроенергії на ТЕС є вугілля та природний газ.

ТЕЦ традиційно відігравали значно меншу роль у загальному виробництві саме електроенергії, забезпечуючи лише близько 5,5% від загального обсягу генерації. [12] Основна функція ТЕЦ полягає у забезпеченні тепловою енергією житлових будинків, підприємств і соціальної інфраструктури. Це робить їх особливо важливими для стабільного енергозабезпечення в опалювальний сезон, коли значно зростає споживання тепла та електроенергії. Комбіноване виробництва теплової та електричної енергії ТЕЦ дозволяє ефективніше використовувати паливні ресурси, такі як вугілля, природний газ або мазут. Окрім того, ТЕЦ забезпечують гаряче водопостачання споживачам та тепlopостачання для систем вентиляції.

Російські атаки на енергетичну інфраструктуру України завдали нищівного удару по тепловій генерації, що призвело до масового знищення або серйозного пошкодження більшості ТЕС країни. Сектор теплової генерації зазнав найбільших втрат у порівнянні з іншими секторами енергетики. Станом на червень 2024 року, після чергової масштабної атаки на генеруючі об'єкти, було підтверджено, що близько 90% ТЕС вийшли з ладу. [13] Ця ситуація мала важкі наслідки для енергетичної системи України, оскільки теплові електростанції до війни забезпечували значну частину електроенергії, особливо в зимовий період, коли попит на електроенергію був на найвищому рівні.

Попри руйнування, енергетичний сектор України не залишався бездіяльним. Уряд та енергетичні компанії розробили плани з відновлення теплової генерації, передбачивши

повернення 60-70% потужностей завдяки реалізації масштабної літньої ремонтної кампанії. [14] Ці зусилля дали певний результат: у травні 2024 року загальна потужність теплової генерації складала 2,5 ГВт, тоді як у листопаді того ж року – досягла 3,6 ГВт. [7]

Для порівняння, до початку повномасштабного вторгнення, фактичні потужності ТЕС і ТЕЦ в Україні були значно вищими й становили 17,1 ГВт. Зменшення до 3,6 ГВт станом на листопад 2024 року свідчить про падіння на 79% від довоєнного рівня. Це зниження має серйозні наслідки для стабільності енергосистеми, особливо враховуючи, що об'єкти теплової генерації відіграють важливу роль у балансуванні енергосистеми, забезпечуючи її гнучкість і стабільність.

Гідроенергетика

Гідроенергетика в Україні традиційно залишається одним із ключових компонентів енергетичного балансу, хоч і поступається за виробництвом електроенергії атомним і тепловим потужностям. Гідроелектростанції відіграють важливу роль у покритті пікових навантажень та зміцненні загального балансу ОЕС України, проте їх реальна продуктивність залежить від водності річок і погодних умов, що суттєво варіюються залежно від пори року.

ПрАТ «Укргідроенерго» є найбільшою гідрогенеруючою компанією України, яка об'єднує 9 ГЕС та ГАЕС на річках Дніпро та Дністер. Значущість великих ГЕС зумовлена здатністю швидко реагувати на коливання споживання та підтримувати стійкість у надзвичайних ситуаціях, а ГАЕС виконують роль своєрідних «акумуляторів», змінюючи насосний режим на генераторний – залежно від наявного профіциту або дефіциту електроенергії.

До 2022 року сумарна потужність ГЕС та ГАЕС сягала близько 6,6 ГВт, однак унаслідок інтенсивних атак на енергетичну інфраструктуру протягом 2022–2024 років значну частину об'єктів було пошкоджено чи знищено. [7] Зокрема, у червні 2023-го було повністю зруйновано Каховську ГЕС (343 МВт), що, окрім прямих збитків, ускладнило забезпечення охолодження Запорізької АЕС через втрату водних ресурсів Каховського водосховища. [11] Навесні 2024 року постраждали Канівська, Дніпровська та Дністровська ГЕС, а серйозні ушкодження греблі Дніпровської ГЕС у Запорізькій області стали додатковим ударом по енергосистемі. [15] Більш того, в серпні 2024 одне з влучань припало на Київську ГЕС у Вишгороді, але рівень пошкоджень не був підтверджений. [16]

Загальний обсяг утрачених гідропотужностей експерти оцінювали у 2 500 МВт. [17][11] На додаток, за підрахунками станом на листопад 2024 року реальна сукупна потужність гідрогенерації скоротилася майже до 3,4 ГВт. [7] Ця оцінка сходиться з інформацією, що близько 50% гідроенергетичних потужностей країни було виведено з ладу. [18] При цьому ПрАТ «Укргідроенерго» офіційно повідомляло станом на 1 червня 2024 року про 5 863 МВт потужностей, проте ці цифри, за припущеннями фахівців, не враховували окремих ушкоджень через обмеження у публікації даних. [19]

Відновлювана енергетика

Сектор відновлюваної енергетики в Україні є одним із ключових напрямків розвитку енергетичної інфраструктури, що має забезпечити стійкість, екологічність та енергетичну безпеку держави. Ключові напрями у сфері відновлюваної генерації охоплюють, зокрема, сонячні та вітрові проекти, біоенергетику, а також малі гідроелектростанції. За останніми оцінками Інституту відновлюваної енергетики НАН України у 2024 році, сукупний потенціал ВДЕ становить 3 313 МВт. [20] Відчутна частка наявного потенціалу припадає на сонячну й вітрову генерацію, що створює передумови для розбудови сталого «зеленого» фундаменту енергетичної системи.

Починаючи з 2014 року, на державному рівні було запроваджено комплекс правових, економічних та управлінських заходів, які сприяли розширенню сектору відновлюваної енергетики. У 2019–2021 роках сфера відновлюваної енергетики в Україні

характеризувалася швидким зростанням (в понад три рази), чому сприяло запровадження «зеленого» тарифу, що істотно посилив інвестиційну привабливість галузі. [21] Але у той же час, стрімке зростання «зеленої» генерації ускладнилося низкою фінансових і технічних викликів: брак коштів для виплат за «зеленим» тарифом ускладнив своєчасні розрахунки з виробниками, а нестача маневрових і накопичувальних ресурсів зробила складнішим балансування змінного виробництва на сонячних і вітрових електростанціях. [21] Водночас, після розгортання повномасштабних бойових дій у 2022 році, галузь зазнала значних втрат, які досі позначаються на її стабільності та функціонуванні, суттєво обмеживши інвестиційну активність.

Попри це, Україна поступово починає переорієнтуватися на розподілену генерацію, що підсилює її стійкість перед зовнішніми викликами та зміцнює енергетичну безпеку.

В умовах війни потреба у розвитку «зеленої» генерації суттєво зросла, адже чисті джерела енергії слугують додатковою опорою для системи та надають змогу громадам і приватному сектору забезпечувати власні потреби завдяки встановленню сонячних панелей, вітрових турбін або біоенергетичних установок. Більш того, у контексті післявоєнної відбудови й наближення до єдиного європейського енергетичного простору розвиток відновлюваної генерації виступає одним із визначальних чинників.

На кінець 2021 року частка ВДЕ в енергетичному балансі країни становила близько 14%, а до 2030 року прогнозується її збільшення до 25-30%. [21] [22] Водночас Енергетична стратегія України на період до 2050 року передбачає ще більш масштабну ціль – досягти кліматичної нейтральності для енергетичного сектору до 2050 року. [23]

Реалізація стратегічної цілі щодо розширення використання ВДЕ до 2030 року здатна знизити залежність від викопного палива, підвищити надійність енергосистеми та сформувані умови для поглиблення інтеграції України в європейський енергетичний простір.

На початку 2022 року сукупна потужність генеруючих установок у секторі відновлюваної енергетики в Україні досягала близько 9,655 ГВт, а з урахуванням об'єктів, розташованих на окупованих раніше територіях, цей показник перевищував 10,1 ГВт. [21]

При цьому найбільшу частку відновлюваної генерації займала сонячна енергетика із показником 7 586,3 ГВт, з урахуванням СЕС приватних домогосподарств (дСЕС), чому сприяли відносно низькі витрати на встановлення та сприятливі кліматичні умови [24].

Вітроенергетика посідала другу позицію за встановленими потужностями, досягнувши 1 672,9 МВт [24].

У секторі біоенергетики сукупна потужність сягала 245 МВт [24]. Окремим напрямом ВДЕ виділялись малі гідроелектростанції (ГЕС), які на початку 2022 року мали приблизно 151,8 МВт встановлених потужностей. [21] [24]

За даними станом на листопад 2024 року, сумарна потужність відновлюваної генерації знизилася до 7 ГВт – на 28% порівняно з початком 2022 року [7].

Наступний аналіз передбачає докладний огляд стану окремих секторів ВДЕ-генерації.

А) Сонячна енергетика

На кінець 2021 року загальна встановлена потужність у сфері сонячної енергетики, включно з дСЕС, сягнула 7 586,3 МВт. [24] На початок 2022 року в Україні функціонувало близько 45 тисяч домогосподарств (загальна встановлена потужність – 1 205,15 МВт), які належали до категорії так званих «прос'юмерів». Концепція прос'юмерства базується на ідеї енергетичної самодостатності, що дозволяє домогосподарствам самостійно виробляти електроенергію для задоволення власних потреб. При цьому надлишки, які генеруються такими системами, спрямовуються до електромережі. Це забезпечує можливість використання додаткової енергії іншими споживачами у періоди підвищеного попиту, сприяючи оптимізації енергетичного балансу в країні. [25]

Унаслідок бойових дій втрачено близько 1,5 ГВт встановлених потужностей, з яких 950 МВт (62 промислові СЕС) перебувають на окупованих територіях. [26] Орієнтовно 280 МВт із 1,2 ГВт усіх приватних об'єктів сонячної енергетики були зруйновані чи пошкоджені.

Попри масштабні втрати через війну, в Україні протягом 2022–2023 рр. запустили понад 650 МВт нових ВДЕ-потужностей, зокрема 371 МВт сонячної енергетики. [27] [28]. Більшість із них встановили бізнеси для власних потреб або приватні домогосподарства (до 287 МВт). Під час війни найперспективнішими областями для будівництва сонячних електростанцій в Україні стали Івано-Франківська, Кіровоградська, Львівська та Київська області. На ці регіони припадає приблизно 60% ліцензій, виданих на виробництво електроенергії СЕС, що свідчить про їхню ключову роль у розвитку цього сегмента енергетики. [26]

У 2024 році в Україні активно впроваджувалися дахові СЕС у різних секторах бізнесу, закладах освіти та охорони здоров'я тощо. За перше півріччя 2024 року, підприємства згенерували додаткові 200 МВт потужностей у вигляді дахових СЕС. Загалом, за оцінками Асоціації сонячної енергетики України (АСЕУ), протягом 2024 року було встановлено до 850 МВт нових СЕС, значна частина яких створена з метою задоволення власних енергетичних потреб бізнесу та домогосподарств. [29] Варто зазначити, що все вказує на те, що поки що більшість із цих нових об'єктів функціонують автономно, без відпуску надлишків виробленої енергії в зовнішні електричні мережі.

Попри всі виклики, повномасштабне вторгнення стимулювало активний розвиток сонячної енергетики в Україні, сприяючи підвищенню доступності та спрощенню використання дСЕС. Якщо раніше такі установки розглядалися здебільшого як джерело пасивного доходу в межах «зеленого» тарифу, сьогодні їх основна роль змістилася до забезпечення надійного та безперебійного енергопостачання, що стало критично важливим в умовах сучасних викликів. За різними оцінками, станом на кінець 2024 року кількість «прос'юмерів» перевищила 54 тисячі. [25] Державні банки сприяли подальшому розширенню цього сегмента, профінансувавши у 2024 році будівництво автономних СЕС сумарною потужністю 83 МВт.

Наприкінці 2024 року загальна доступна потужність СЕС становила 6,2 ГВт. Водночас, у 2024 році виявилось, що навіть ті промислові СЕС, які залишилися в експлуатації, не функціонують на повну потужність. Це зумовлено тим, що задля забезпечення стабільності енергосистеми вони часто отримували диспетчерські команди на обмеження генерації. Тобто, хоча сонячна енергетика в Україні має значний потенціал і численні переваги, її розвиток супроводжується низкою викликів. Однією з ключових проблем є недостатньо розвинена інфраструктура, необхідна для ефективного виробництва та розподілу енергії з відновлюваних джерел. Наявні труднощі в балансуванні значних обсягів електроенергії, що генеруються СЕС, створюють ризики для стабільності енергомережі, особливо у періоди пікових навантажень. [22]

В) Вітрова енергетика

На початку 2022 року вітроенергетика залишалася другою за обсягами встановленої потужності у національному секторі ВДЕ, поступаючись лише сонячній генерації. Так, станом на кінець 2021 року, потужність вітроенергетичного сектору сягала 1 672,9 МВт. До повномасштабного вторгнення на території України діяли 34 вітроелектростанції (ВЕС), які об'єднували 699 вітрових турбін із середньою одиничною потужністю 3,5 МВт, відіграючи відчутну роль у виробництві «зеленої» електроенергії. [24] Основні вітропарки були зосереджені в південних і західних регіонах країни, зокрема в Запорізькій, Миколаївській, Одеській та Львівській областях, які виступали ключовими центрами генерації енергії вітру.

Однією з визначальних переваг ВЕС є відносна стабільність генерації протягом усього року, а також підвищений коефіцієнт використання встановленої потужності у

зимовий період. [21] Це особливо актуально з огляду на збільшення споживання в опалювальний сезон. Водночас робота ВЕС характеризується непостійним графіком генерації електроенергії, який значною мірою залежить від сезонних та погодних умов, передусім від швидкості вітру. Це створює потребу в інтеграції додаткових маневрових потужностей у енергосистему або впровадженні установок для зберігання енергії (УЗЕ). Крім того, будівництво та введення в експлуатацію таких об'єктів є тривалим процесом, що зазвичай займає від двох до трьох років. [30]

Незважаючи на значні втрати, спричинені війною, у 2022–2023 роках в Україні все ж було введено в експлуатацію 227 МВт додаткових вітрових потужностей. [27] Зокрема, у період повномасштабного вторгнення було введено Тилігульську ВЕС (114 МВт) і Сколівську ВЕС (54,6 МВт).

У підсумку, загальна встановлена потужність ВЕС в Україні досягла 1,9 ГВт. Водночас, за даними Української вітроенергетичної асоціації (УВЕА), понад дві третини цих потужностей були виведені з експлуатації через військову агресію росії. Станом на початок 2024 року, сумарна потужність об'єктів вітроенергетики, розташованих на підконтрольних територіях України, становила 512 МВт. [21]

Станом на вересень 2024 не функціонувало 1 162,5 МВт встановлених потужностей, тоді як у робочому стані було залишено лише 372,5 МВт, більшість із яких розташовані в Одеській та Львівській областях.

Загалом, близько 71% вітрової генерації країни нині зосереджено на тимчасово окупованих територіях, а кількість підтверджених повністю зруйнованих або серйозно пошкоджених турбін сягнула 11 одиниць.

Наразі всі існуючі об'єкти вітроенергетики в Україні збудовані на суходолі. За планами бізнесу, у 2025 році може з'явитися ще до 800 МВт потужностей наземної вітроенергетики.

Окрім того, в Україні присутній значний технічний потенціал для розвитку морської (офшорної) вітроенергетики на мілководних ділянках акваторій Азовського і Чорного морів, у затоці Сиваш, а також у лиманах і водосховищах Дніпровського каскаду. Однак цей потенціал залишається невикористаним насамперед через активні воєнні дії. [21]

С) Біоенергетика

Біоенергетичний сектор України має значний потенціал, зумовлений насамперед сприятливими кліматичними умовами та розвинутим аграрним виробництвом. Найбільш перспективними видами біомаси вважають сільськогосподарські залишки та спеціально вирощувані енергетичні культури, які використовують для виготовлення твердого біопалива й біогазу. [21]

Станом на початок 2022 року сукупна встановлена потужність об'єктів біоенергетики, що охоплюють як ТЕС на біомасі, так і біогазові установки (БГУ), сягала 245 МВт. [24] У більшості випадків такі проєкти розташовували неподалік агропідприємств або поблизу великих населених пунктів, щоб мінімізувати логістичні витрати на біопаливо.

Порівняно з іншими ВДЕ, біомаса та біогаз характеризуються повільнішими темпами розвитку.

У 2022–2023 роках ввелось близько 50 МВт нових біоенергетичних потужностей, і вже у 2024-му загальна встановлена електрична потужність біоенергетичних об'єктів досягла 319 МВт, не враховуючи тих, що опинилися на окупованих територіях.

Зокрема, на початок 2024 року в Україні налічувалося 68 БГУ загальною потужністю 135 МВт (усі за «зеленим» тарифом). Ще 24 об'єкти, що генерували енергію з біомаси, мали сумарну потужність 178 МВт (також за «зеленим» тарифом). [21]

За різними експертними оцінками, внаслідок воєнних дій, були втрачені або зазнали пошкоджень від 10 до 15% біоенергетичних потужностей. Зокрема, зруйновано котельню в Житомирі, пошкоджено ТЕС на біомасі у районі Миколаєва, а «енергоефективне» село

Веселе на Харківщині опинилося під окупацією. Крім того, заміновані поля й лісові масиви обмежують доступ до біомаси, що негативно впливає на загальну виробничу спроможність галузі. Відтак, станом на кінець 2024 року, доступні біоенергетичні потужності оцінюються приблизно у 280 МВт.

Біоенергетичні установки здатні забезпечити енергетичні потреби як аграрного сектору, так і систем муніципального теплопостачання. Одним із перспективних підходів до розширення частки ВДЕ є інтеграція біоенергетики в існуючі об'єкти традиційної генерації, зокрема переобладнання ТЕС і ТЕЦ під біопаливо.

Крім того, біометан може слугувати паливом для високоманеврових електростанцій, а також ТЕЦ та інших генеруючих установок, які наразі використовують природний газ.

Водночас розвиток виробництва електро- та теплоенергії з біомаси гальмують нестабільні ціни на біопаливо, ненадійні ланцюги його постачання та недостатня якість вихідної сировини. [21]

D) Мала гідроенергетика

Гідроенергетичні установки характеризуються найвищим рівнем маневровості. Щоб задовольнити нагальну потребу України в диспетчеризованій потужності, такі технології як малі ГЕС, можуть відігравати не останню роль у майбутньому. [31]

Відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії», до малих ГЕС відносять станції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГЕС – 200–1000 кВт, а до мікро-ГЕС – не більше 200 кВт [32]. Водночас на практиці всі ці установки зазвичай об'єднують під спільним терміном «малі ГЕС».

На початку 1960-х років на території України функціонувало близько 1,5 тисячі малих ГЕС. Згодом, із поширенням централізованого електропостачання, більшість із них припинили роботу. Сьогодні, через невелику частку у загальному енергетичному балансі, мала гідроенергетика поки не може суттєво вплинути на структуру енергозабезпечення держави. При цьому її потенціал залишається реалізованим далеко не повністю: за деякими оцінками, технічні можливості для спорудження нових станцій сягають 375 МВт. Наприклад, гідропотенціал річок західних регіонів може забезпечити вагому економії паливно-енергетичних ресурсів.

Окрім того, розширення малої гідроенергетики сприятиме децентралізації енергетичної системи, допомагаючи налагодити енергопостачання у віддалених чи важкодоступних районах та зміцнюючи стійкість загальної енергомережі. Мікро-, міні- та малі ГЕС потенційно відіграють важливу роль у розвитку західних областей України. Утім, такі проекти потребують уважного оцінювання екологічних наслідків, зокрема ризиків затоплення та зміни природних водотоків, щоб забезпечити ефективне поєднання технологічних переваг і збереження довкілля. [33]

Станом на початок 2022 року загальна потужність об'єктів малої гідроенергетики в Україні становила 151,8 МВт, а вже за два роки, тобто до початку 2024 року, цей показник досяг близько 193 МВт. [24][21]

Утім, мала частка сектора малої гідроенергетики у загальному енергобалансі обмежує його вплив на енергозабезпечення країни, а масштаб потенційних пошкоджень від воєнних дій залишається невідомим.

Отже, аналіз поточного стану енергосистеми України чітко демонструє значні втрати генеруючих потужностей та пошкодження ключової інфраструктури внаслідок військової агресії.

Ці руйнівні наслідки актуалізують низку критично важливих викликів, що постають перед державою та енергетичним сектором у контексті забезпечення стабільної та надійної роботи енергосистеми в умовах воєнного стану та в перспективі післявоєнної відбудови.

Детальний розгляд головних викликів, їхнього взаємозв'язку та потенційних шляхів подолання стане предметом наступних розділів.

1.2. Головні виклики для забезпечення стабільної роботи енергосистеми

ОЕС України зіткнулася з беспрецедентними викликами через повномасштабну військову агресію росії, що триває з лютого 2022 року. Постійні атаки на енергетичну інфраструктуру, включаючи підстанції, трансформатори та об'єкти генерації, призвели до суттєвих втрат, дисбалансів, дефіциту електроенергії та у підсумку дестабілізації енергетичного сектору.

У цьому розділі ми детально розглянемо ключові виклики, що виникають перед енергетичним сектором України, і окреслимо можливі шляхи подолання цих проблем у контексті впровадження політики розподіленої генерації.

1. Пошкодження критичної мережевої інфраструктури та підстанцій. Одним із найбільших викликів є систематичні атаки на об'єкти енергетичної інфраструктури, зокрема магістральні та розподільчі підстанції, трансформатори та транскордонні ЛЕП, які забезпечують імпорт електроенергії з ЄС. Систематичні атаки та руйнування ключових мережевих вузлів призводять до порушення енергетичного балансу, коли регіони з надлишковою генерацією не можуть передати електроенергію до тих регіонів, де її бракує [34]. Така ситуація унеможливує доставку виробленої електроенергії до кінцевих споживачів, що спричиняє масштабні відключення. Це створює ризики виникнення додаткових обмежень на ринку електроенергії, а також загрожує розбалансування системи, коли генерація та споживання не узгоджуються в режимі реального часу. [35] Окрім цього, ворожі атаки спрямовані на об'єкти видобувної промисловості.

2. Кібератаки. Поряд із фізичними руйнуваннями, українська енергосистема стикається зі значними викликами у сфері кібербезпеки. За даними Міністерства енергетики, кожного разу перед фізичними обстрілами фіксується до сотень тисяч потужних кібератак на енергетичні підприємства. Такі дії вказують на комплексний характер агресії, спрямованої на знищення як фізичної, так і цифрової інфраструктури країни [35] Це значно ускладнює підтримання стабільної роботи енергосистеми та посилює ризики її розбалансування.

3. Втрата генеруючих потужностей та дефіцит електроенергії. Руйнування та пошкодження об'єктів генерації призводять до дефіциту потужностей, що унеможливує повне забезпечення існуючого попиту на електроенергію. До початку повномасштабної війни потреби електроенергії взимку перебували на рівні 26 ГВт. У той період об'єкти генерації в ОЕС України виробляли достатній обсяг електроенергії, а її надлишок іноді навіть експортувався [36]. У зимовий сезон 2023/2024 рр. пікове споживання знизилося до 18 ГВт [37]. Як було зазначено вище, тільки за першу половину 2024 року Україна втратила половину з цих необхідних потужностей. За прогнозами, у зимовий період 2024/2025 років цей показник коливається в межах 18-19 ГВт, залежно від погодних умов.[38] Станом на сьогодні енергосистема не в змозі стабільно закривати навіть власний зимовий попит без експорту. Окрім того, за умов дефіциту електроенергії в системі та підвищення споживання в холодну пору року НЕК «Укренерго» та ОСР запроваджують планові й аварійні відключення, щоб утримати баланс та захистити систему від каскадного обвалу. Особливо складною є ситуація в регіонах, які повністю залежать від централізованої енергосистеми. Це підтверджує потребу у впровадженні децентралізованої моделі, яка дозволить мінімізувати наслідки відключень. [39]

Попит на електроенергію влітку зазвичай має тенденцію знижуватися на 40-45%, що дозволяє зменшити навантаження на систему. [40] За нормальних умов, це близько 12 ГВт у найспекотніші дні.[41] У той же час, на літній період зазвичай припадають планові ремонти енергоблоків АЕС для їх належної підготовки до роботи взимку. Тому, як показує досвід літа 2024 року, навіть попри значне зниження попиту, дефіцит в енергосистемі може залишатися. Для його покриття вдаються до імпорту електроенергії або, знову ж таки, аварійних та планових відключень споживачів.

4. Брак маневрових потужностей та роль газової генерації. Атомні енергоблоки, котрі покривають базовий попит, не можуть оперативно змінювати обсяг генерації. Водночас, «зелена» генерація також не є маневровою і залежить від погодних умов та сезонних коливань, що ускладнює планування стабільного енергопостачання в умовах війни. Саме тому в такій ситуації особливо великого значення набуває маневрова генерація.

Маневрові потужності можуть швидко змінювати обсяги виробництва електроенергії у відповідь на коливання попиту в енергосистемі. Зазвичай, такі об'єкти, як ТЕС, ГЕС та ГАЕС використовуються для покриття пікового попиту, бо вони здатні швидко реагувати на пікові навантаження. Однак, як було вже зазначено вище, саме ці об'єкти й стали головною ціллю агресора, що позбавило систему важливого інструменту гнучкого балансування.

Для вирішення цієї проблеми наразі активно впроваджується газова генерація. Зокрема, йдеться про нові газотурбінні та газопоршневі установки (ГТУ та ГПУ відповідно), які відповідають критеріям балансувальної потужності та можуть відігравати важливу роль в оновленій енергосистемі України. Слід зазначити, що газова генерація впроваджується як перехідна технологія, оскільки в перспективі планується її адаптація для роботи на зеленому водні, що забезпечить ефективне балансування нової «зеленої» енергетики. [42]

У червні 2024 року було заявлено, що Україна, за підтримки міжнародних партнерів, планує запустити до 1 ГВт маневрових газових потужностей, а в перспективі – ще додатково 4 ГВт [42]. Проте, станом на кінець 2024 року, було зазначено, що вдалося реалізувати лише близько 30% від запланованого на цей період обсягу маневрових газових потужностей. При цьому з 300 МВт нових потужностей у стабільній експлуатації перебуває лише половина – близько 150 МВт.

Налагодження маневрової генерації на місцях, зокрема газової генерації, допомагає частково розв'язувати проблему, проте не усуває головної причини – централізованості системи, яка в умовах війни стала вразливою як ніколи.

5. Загроза розбалансування системи та каскадні відключення. Одним із ключових викликів є розбалансування системи, що виникає через пошкодження об'єктів генерації та магістральних мереж. ОЕС України функціонує як єдиний механізм, де всі компоненти – від електростанцій до розподільних мереж – взаємопов'язані. Зокрема, щоб забезпечити баланс виробництва і споживання, диспетчер НЕК «Укренерго» має підтримувати сталу частоту електроструму на рівні $50,0 \pm 0,2$ Гц практично цілодобово. Якщо внаслідок атак, пошкоджень або різкого падіння генерації виникає відхилення від цих параметрів, автоматичні системи починають відключати споживачів та/або генеруючі установки від централізованої електромережі. [42]

Подібні відключення можуть мати каскадний характер: ушкодження ключових підстанцій чи ліній передачі унеможливує постачання енергії з інших регіонів, що своєю чергою провокує додаткові перебої в інших регіонах та відхиляє частоту. Наприклад, магістральні мережі, які дозволяють передавати електроенергію зі сходу на захід, часто стають ціллю ворога під час здійснення ним атак, що впливає на енергобаланс по всій країні. [34] Через пошкодження магістральних і розподільчих підстанцій частина регіонів може залишатися без доступу до електроенергії, навіть якщо на іншій території країни є надлишок генерації. Особливо важливими є об'єкти маневрової генерації – їх пошкодження унеможливує швидке реагування на енергетичні кризи. Це змушує диспетчерів оперативно перерозподіляти навантаження, а за необхідності залучати імпорту або аварійну допомогу із країн ЄС. Крім того, у разі значних пошкоджень ліній та підстанцій транснаціонального з'єднання імпорту може бути не завжди доступним, що додатково ускладнює відновлення балансу.

В умовах високої централізації, яка притаманна існуючій моделі енергосистеми України, руйнування кількох ключових вузлів може призвести до масштабних збоїв,

включаючи непідготовлений розпад системи на окремі «острови». У цьому випадку відбувається аварійне роз'єднання вузлів або цілих регіонів без узгодження та планування. Часто генерація в таких «островах» не відповідає рівню споживання (надлишок або дефіцит), що може призвести до колапсу навіть локальних сегментів.

Підсумовуючи вищевказане, **трансформація ОЕС України передбачає не повну відмову від централізованої системи, а перехід до збалансованої моделі генерації, яка полягає в оптимальному доповненні системи розподіленими потужностями різних технологій для забезпечення стійкого енергобалансу**, що дозволить ефективніше долати виклики і проблеми, з якими стикається українська енергетика сьогодні.

В цілому проведений аналіз поточного стану сектору електроенергетики України чітко засвідчив глибоку кризу, спричинену військовою агресією, та виявив низку критичних викликів для забезпечення стабільної роботи енергосистеми. В умовах постійних загроз централізованій інфраструктурі особливої актуальності набуває пошук альтернативних підходів до організації енергопостачання. Адже найбільша загроза протягом останніх двох років мала місце саме для генерації, яка відповідає за балансування енергосистеми. Трансформація енергосистеми в сучасних умовах спрямована на підвищення стійкості та надійності. Саме таку роль має виконати розподілена генерація у наступні роки розвитку ОЕС України, про що детально розглядається у наступному розділі.

2. Роль розподіленої генерації для забезпечення стійкості енергосистеми

2.1. Основні характеристики та умови

Розподілена генерація є сучасним напрямком розвитку енергетичних систем, який набуває все більшого значення у світі, зокрема в умовах децентралізації та підвищення енергостійкості громад.

У найзагальнішому сенсі, розподілена генерація охоплює генеруючі установки відносно невеликої потужності (до 20 МВт), що виробляють електроенергію безпосередньо поблизу місця її споживання, зменшуючи залежність від централізованої енергосистеми та мінімізуючи втрати під час транспортування електроенергії.

Щоб краще зрозуміти концепцію розподіленої генерації, розглянемо декілька ключових визначень цього терміну, які подаються у національних та міжнародних документах.

Закон України «Про ринок електричної енергії» надає таке визначення:

розподілена генерація – це електростанція встановленої потужності 20 МВт та менше, приєднана до системи розподілу електричної енергії.

Міжнародна електротехнічна комісія (IEC) визначає розподілену генерацію через поняття «розподілені енергетичні ресурси» (distributed energy resources, DER), надаючи наступне визначення [43]:

розподілені енергетичні ресурси – це генератори (разом із допоміжним обладнанням, захисними та з'єднувальними пристроями), включаючи споживачів, що можуть функціонувати в режимі генерації (наприклад, системи зберігання електроенергії), які підключені до мережі низької або середньої напруги.

Визначення Національної лабораторії з відновлюваної енергетики США (NREL) [44]:

розподілені енергетичні ресурси – це малі, модульні технології генерації та зберігання енергії, які забезпечують електричну потужність або енергію там, де це потрібно. Зазвичай такі системи виробляють менше 10 МВт електроенергії, можуть бути адаптовані до конкретних потреб та встановлені безпосередньо на об'єкті споживання.

З наведених визначень, енергетична трансформація у світі значною мірою спрямована на децентралізацію та інтеграцію розподілених енергетичних ресурсів (PER).

Це широка концепція, що включає не лише розподілену генерацію, але й системи зберігання енергії, гнучкість на стороні попиту, а також активну участь споживачів у балансуванні енергосистеми.

У той час, як міжнародні фахівці прагнуть максимально розкрити потенціал усіх цих компонентів, Україна зосереджується переважно на відновленні енергосистеми та нарощуванні розподіленої генерації. Такий фокус обумовлений специфікою сучасної енергетичної ситуації в країні, про що вже згадувалося вище. РЕР розглядаються як основа майбутніх енергетичних систем, здатних забезпечити інтеграцію ВДЕ, підвищення енергоефективності та зниження викидів вуглецю.

РЕР охоплюють ширший спектр технологій порівняно з розподіленою генерацією та включають: малі електрогенеруючі установки; установки зберігання енергії (УЗЕ), які забезпечують гнучкість і стабільність у часи пікових навантажень; механізми управління попитом (demand-side management), що дозволяють споживачам змінювати моделі використання електроенергії залежно від сигналів ринку.

Ці ресурси відіграють критичну роль у децентралізованих енергетичних системах завдяки двом ключовим характеристикам: гнучкості та інтеграції. РЕР здатні забезпечувати енергопостачання там, де це необхідно, реагувати на зміни попиту та адаптуватися до специфічних умов споживання. Вони також сприяють формуванню активних енергетичних спільнот, де споживачі стають «проактивними споживачами» (prosumer), одночасно виробляючи й споживаючи енергію.

Такі об'єкти як дахові СЕС, УЗЕ, електромобілі та теплові насоси мають значний вплив на споживання електроенергії «за лічильником». Цей термін вказує на енергетичні процеси, що відбуваються на стороні споживача, тобто безпосередньо на його об'єкті або в межах його території. У цьому випадку електроенергія може бути використана для власних потреб або накопичена для подальшого використання. Також, надлишкова енергія може бути продана в загальну мережу. Однак для системних операторів ці технології залишаються своєрідними «чорними скриньками». Така ситуація ускладнює моніторинг впливу цих ресурсів на енергосистему, особливо порівняно з ресурсами «перед лічильником» (front of the meter DERs), які краще контролюються.

До моменту, коли РЕР стали відповідати сучасним вимогам глобального розвитку енергетичних систем, виробництво електроенергії зосереджувалося на великих централізованих електростанціях, що підключалися до магістральних мереж і забезпечували постачання енергії споживачам у односторонньому режимі. Попит на електроенергію характеризувався відносною стабільністю та передбачуваністю. Основними викликами для системних операторів були аварії великих електростанцій або збої у магістральних мережах. Для запобігання таким проблемам магістральна інфраструктура оснащувалася сучасними системами моніторингу, такими як SCADA, АСКПЯЕ та АСКОЕ¹, що забезпечують спостереження за станом електростанцій і мереж у режимі реального часу.

Розподільчі мережі здебільшого створювалися з урахуванням концепції «побудуй і забудь». Такий підхід полягав у забезпеченні достатньої пропускної здатності для пікових навантажень без інтеграції активного управління або постійного моніторингу. Ця модель роботи залишається актуальною в багатьох регіонах України, де розподільчі мережі ще не адаптовані до сучасних викликів, таких як двосторонні потоки енергії чи інтеграція об'єктів генерації з використанням змінних ВДЕ (СЕС і ВЕС).

¹ SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – система диспетчерського керування та збору даних – програмно-апаратний комплекс для моніторингу та керування промисловими процесами в режимі реального часу.

АСКПЯЕ – автоматизована система комерційного обліку постачання електроенергії – для точного обліку споживання електроенергії з метою комерційного розрахунку.

АСКОЕ – автоматизована система контролю та обліку електроенергії – забезпечує збір, обробку, зберігання та передачу даних про споживання електроенергії.

В енергетичному секторі України значна частина обладнання є застарілою та потребує модернізації. Згідно з Планом розвитку системи передачі на 2021–2030 роки НЕК «Укренерго» на підстанціях близько 60% обладнання відпрацювало свій технічний ресурс та морально застаріло, а на повітряних ЛЕП цей показник перевищує 80%. Схожа ситуація спостерігається і в мережах обласних енергокомпаній (обленерго), які здійснюють роль операторів систем розподілу (ОСР) [45].

До того ж, енергетична система потребує змін для адаптації до нових умов. Розподілена генерація відіграє ключову роль у забезпеченні гнучкості сучасних енергосистем, особливо в умовах зростання частки ВДЕ. Гнучкість системи – це здатність надійно та економічно ефективно управляти варіативністю та непередбачуваністю попиту та пропозиції на всіх часових інтервалах: від миттєвої стабільності до довгострокової безпеки енергопостачання [46]. Із зростанням частки ВДЕ енергосистеми потребують адаптації для забезпечення балансу між короткостроковими коливаннями генерації та попиту, а також для підтримання стабільності системи у пікові періоди.

Одним із найважливіших аспектів є використання розподіленої генерації для локальної та системної гнучкості. Розподілені ресурси, розташовані на периферії мережі, завдяки інверторній технології здатні оперативнo реагувати на зміни попиту чи пропозиції, забезпечуючи локальну стабільність у низьковольтних мережах, наприклад, шляхом підтримки напруги. Додатково диспетчеризована розподілена генерація, така як акумулятори (УЗЕ) чи малі газові турбіни, може ефективно забезпечувати необхідну гнучкість у різних часових горизонтах, включаючи балансування потужностей у періоди пікових навантажень та оптимізацію попиту.

Проте реалізація цього потенціалу вимагає впровадження відповідних інфраструктурних змін, які забезпечують видимість, передбачуваність і керованість розподіленої генерації. Важливо інвестувати в модернізацію існуючої інфраструктури задля покриття потреб у гнучкості. Адже, не дивлячись на те, що міжсистемні з'єднання є важливим джерелом гнучкості, їх обмеження у пропускній здатності й висока вартість підкреслюють необхідність розвитку національних рішень для збалансування попиту і пропозиції в умовах значного дефіциту потужностей.

Згідно з глобальним сценарієм досягнення вуглецевої нейтральності Міжнародного енергетичного агентства (IEA) середні світові потреби в гнучкості системи до 2050 року зростуть у 4 рази порівняно з 2020 роком, головним чином через зростання частки змінної (стохастичної) генерації вітрової та сонячної енергії [47].

Ці глобальні тенденції, окрім втрачених генеруючих потужностей внаслідок воєнних обстрілів, вимагають від України не лише модернізації застарілого обладнання, але й переходу до сучасних підходів управління енергосистемами для забезпечення стабільності та ефективності.

Процес відновлення втрачених потужностей є тривалим, вимагає значних фінансових ресурсів і не завжди відповідає плану розвитку енергосистеми. Наприклад, відбудова великих вугільних енергоблоків може тривати роками, що в умовах переходу до вуглецево-нейтральної енергетики втрачає актуальність.

У такій ситуації **розподілена генерація виступає одним із найефективніших рішень**. Її впровадження є **значно швидшим порівняно з відбудовою великих об'єктів** генерації електроенергії. До того ж, об'єкти малої потужності, такі як, наприклад модульні когенераційні установки (міні-ТЕЦ або КГУ), мають компактний і мобільний характер, що дозволяє оперативнo забезпечувати електроенергією навіть найбільш віддалені або постраждали регіони.

Основні технології розподіленої генерації представлені наступними видами генеруючих установок:

- газової генерації на основі ГТУ та ГПУ;
- сонячної генерації, зокрема даховими та наземними СЕС;
- вітрової генерації у вигляді ВЕС;

- об'єктами біоенергетики, до яких відносять БГУ і ТЕС на біомасі;
 - гідроенергетичними об'єктами малої потужності (наприклад, мГЕС).
- Також до технологій РЕР, окрім генеруючих установок, відносять УЗЕ (див. рис. 2.1).

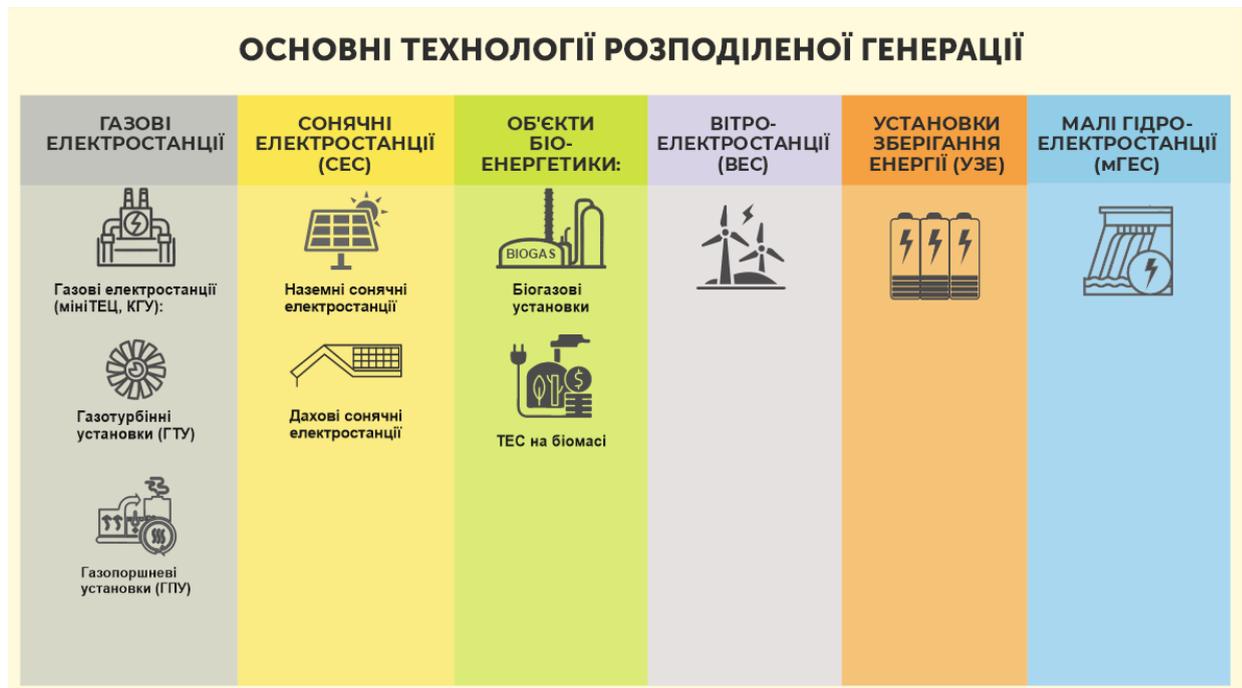


Рис. 2.1 – Основні види технологій, що використовуються у сфері розподіленої генерації: генеруючі установки та УЗЕ

Усі вищевказані технології більш детально описані у розділі 3.5.2.

Основні переваги розвитку розподіленої генерації на місцевому рівні

Енергетична автономія та національна безпека.

Локальні джерела енергії дозволяють об'єктам критичної інфраструктури (лікарні, водоканали тощо) функціонувати автономно навіть у разі перебоїв у ОЕС України, забезпечуючи базові потреби громадян.

Швидкість впровадження.

Малі генеруючі установки можна встановити доволі швидко порівняно з будівництвом більш потужних станцій, що особливо важливо для відновлення енергопостачання в постраждалих регіонах.

Зменшення втрат у мережах.

Локальне виробництво енергії поблизу місця споживання мінімізує втрати під час розподілу електроенергії.

Інтеграція об'єктів генерації з ВДЕ.

Розподілена генерація сприяє використанню ВДЕ, що знижує залежність від викопного палива та сприяє досягненню цілей зі зниження вуглецевих викидів (CO₂).

Економічний розвиток громад.

Розвиток розподіленої генерації енергії в громадах не лише підвищує надійність електропостачання, але й стимулює економічне зростання завдяки залученню інвестицій та створенню нових робочих місць, покращуючи при цьому якість життя мешканців.

Об'єктивно, контексти для розгортання проєктів розподіленої генерації в Україні та відповідна міжнародна практика мають відмінні особливості.

Міжнародна енергетична політика орієнтується на довгострокову трансформацію енергосистем, підвищення гнучкості та досягнення кліматичних цілей. У цьому контексті РЕР є універсальним інструментом для побудови стійких, інтегрованих та децентралізованих енергетичних мереж.

Україна, у свою чергу, змушена вирішувати термінові завдання, пов'язані із відновленням та (або) заміщенням пошкоджених електрогенеруючих потужностей. У цьому контексті, в умовах невідкладної необхідності забезпечення електропостачання, технології РЕР залишаються перспективними. Вони можуть та мають **доповнити існуючі рішення**, сприяючи підвищенню енергетичної стійкості та досягненню стратегічних цілей щодо кліматичної нейтральності, зокрема у сфері енергетики, як уже згадувалося в попередніх розділах.

Також, розглядаючи РЕР, окрім застосування технологій генерації для створення додаткових потужностей, варто звернути увагу на інші переваги, які можуть бути корисними для України в довгостроковій перспективі. Зокрема, гнучкість на стороні попиту, серед іншого, дозволяє споживачам адаптувати моделі споживання залежно від зовнішніх сигналів. Це може бути корисним для зниження навантаження на систему під час пікових годин або для інтеграції об'єктів з використанням ВДЕ.

Основні відмінності між об'єктами розподіленої та централізованої генерації

Енергетичні системи сучасності ґрунтуються на двох підходах до виробництва електроенергії – централізовано та з додатковою інтеграцією розподіленої генерації, кожна з яких має свої технічні, економічні та регуляторні особливості (див. рис. 2.2).

Централізована генерація представлена великими електростанціями – АЕС, ТЕС і ТЕЦ, ГЕС і ГАЕС, – потужності яких сягають сотень або тисяч мегаватт. Такі об'єкти, як правило, розташовуються у місцях із доступом до необхідних ресурсів (паливо, сировина), але часто знаходяться далеко від кінцевого споживача, що потребує розвиненої мережі передачі електроенергії.

Розподілена генерація представлена установками з меншою потужністю, яка зазвичай не перевищує 20 МВт. Ці об'єкти розташовані поблизу кінцевого споживача та підключені до мереж середньої або низької напруги. Локальність таких об'єктів мінімізує втрати під час розподілу електроенергії та знижує навантаження на магістральну інфраструктуру.

Більшість установок розподіленої генерації базується на ВДЕ, що зменшує залежність від викопного палива та сприяє декарбонізації. Водночас, такі об'єкти як газові електростанції та УЗЕ можуть швидко адаптувати виробництво електроенергії до зміни попиту чи умов у мережі. СЕС та ВЕС також можуть миттєво зменшити виробництво електроенергії (вручну або дією автоматики), якщо режим роботи мережі цього вимагає. Натомість базові джерела генерації мають високу інерційність – процес запуску або зупинки може займати години чи навіть дні, що обмежує їхню здатність реагувати на динамічні зміни в енергосистемі.

Роль інерції в енергосистемі

Енергосистема – це складна синхронізована мережа, яка працює з підтриманням частоти 50 Гц. Стабільність цієї частоти залежить від балансу між генерацією та споживанням електроенергії. Ключову роль у підтримці стабільності відіграють синхронні генератори, встановлені на великих електростанціях (ТЕС, ГЕС, АЕС). Ці генератори забезпечують інерцію системи – енергію, що зберігається у великих обертових масах турбін і генераторів, яка дозволяє протистояти раптовим змінам у попиту або генерації.

Інерція надає енергосистемі критично важливу тимчасову підтримку. Коли велика електростанція або ЛЕП раптово виходить з ладу, інерція великих обертових машин

дозволяє тимчасово підтримувати частоту на стабільному рівні. Цей час використовується для активації механізмів частотного регулювання, таких як резерви підтримки та відновлення частоти на інших електростанціях. Традиційні електростанції – атомні, теплові та гідроелектростанції – історично забезпечували значну частину інерції, яка сприймалася як належне під час планування та експлуатації мережі.



Рис. 2.2 – Підходи до влаштування енергосистеми:

централізована енергосистема – виробництво електроенергії забезпечується переважно за рахунок потужних об'єктів, приєднаних до магістральних мереж, якими оперує ОСП, з подальшою передачею вироблених обсягів до споживачів на далекі відстані;

енергосистема з розподіленою генерацією – додатково передбачає інтеграцію об'єктів розподіленої генерації потужністю до 20 МВт, що приєднуються до розподільчих мереж, якими оперують ОСР, а також мають можливість об'єднуватися у локальні мікромережі, здатні працювати в різних режимах - як автономно, так і паралельно із ОЕС України.

Втрата основних потужностей в Україні значно зменшила інерцію системи, що створює ризики для стабільності. Зокрема, без достатньої інерційності системи, частота може різко знижуватися в разі раптового дисбалансу, що може призвести до масштабних аварійних відключень.

Зруйновані маневрові потужності обмежили здатність енергосистеми швидко реагувати на зміну попиту та забезпечувати резерви для стабільної роботи мережі. Водночас, змінна генерація на основі ВДЕ, таких як сонячна та вітрова енергія, характеризується залежністю від погодних умов і не може забезпечити стабільну генерацію.

Виклики, пов'язані зі зростанням частки ВДЕ

Зростання частки ВДЕ, з яких виробляється електроенергія СЕС і ВЕС, додає ще один виклик. Об'єкти генерації з ВДЕ, підключені через інвертори, не забезпечують фізичної інерції, яка є характерною для синхронних генераторів. Це означає, що із заміщенням традиційних станцій на СЕС і ВЕС зменшується загальна інерція системи.

Сучасні дослідження та впровадження мережоформуючих інверторів (grid-forming inverters) відкривають нові можливості для енергетичних систем. Ці інвертори можуть

активно брати участь у підтриманні частоти, імітуючи поведінку синхронних генераторів, що дозволяє компенсувати втрату традиційної інерції в енергосистемах. Важливо зазначити, що ці технології вже знаходяться на етапі активного розвитку, і після їхнього запуску в серійне виробництво їхнє впровадження не потребуватиме значного часу.

Враховуючи поточні тенденції розвитку ВДЕ, мережоформуєчі інвертори є надзвичайно привабливими для інвесторів, які орієнтуються на енергетичний сектор. Ці технології дозволяють розширити можливості участі в нових нішах енергетичних ринків, які раніше були недоступні через обмеження традиційних технологій. Зокрема, вони відкривають перспективи для інвестицій у ВДЕ-проекти, що не тільки забезпечить розвиток цього сектору, але й принесе значну фінансову вигоду.

Супутні технології для розвитку розподіленої генерації: роль цифровізації

В умовах зростаючих вимог до надійності енергопостачання, підвищення ефективності використання енергоресурсів та інтеграції об'єктів енергогенерації з ВДЕ, цифровізація електромереж стає невід'ємною складовою енергетичних реформ. Тож одним із ключових напрямів модернізації енергетичного сектору, в тому числі і в Україні, є розвиток розумних мереж (smart grid).

Цифровізація електричних мереж передбачає впровадження технологій, які забезпечують інтеграцію розподіленої генерації, оптимізацію потоків енергії та мінімізацію втрат у мережах. Основними елементами цього процесу є:

- розумні лічильники – автоматизують облік споживання енергії, дозволяють споживачам керувати енергоресурсами та зменшувати пікові навантаження;
- інтелектуальні системи управління:
 - SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) забезпечує моніторинг та управління в реальному часі;
 - DERMS (Distributed Energy Resource Management System) оптимізує роботу розподілених енергоресурсів;
 - EMS (Energy Management System) підтримує баланс попиту та пропозиції;
- інтернет речей (IoT) та аналіз даних – підключення пристроїв до мережі створює інтерактивну екосистему для прогнозування та управління енергією;
- мікромережі – локальні енергетичні системи, які можуть працювати як у складі загальної електромережі, так і автономно.

Впровадження супутніх технологій успішно реалізується в багатьох країнах світу. Наприклад, згідно зі звітом Міжнародного енергетичного агентства ключовими трендами є цифровізація, розвиток систем зберігання енергії та використання штучного інтелекту (AI) для управління енергосистемами [48].

Розумні лічильники як ключовий елемент впровадження розподіленої генерації

В сучасних умовах, таких як швидке поширення розподіленої генерації, змінні погодні умови, нові технології (електромобілі, накопичувачі тощо) та динамічне ціноутворення, доволі непросто прогнозувати потоки електроенергії в низьковольтних мережах. У цьому контексті розумні лічильники виступають важливим інструментом для забезпечення видимості та інтеграції розподіленої генерації.

ОСР часто не мають достатнього доступу до даних про роботу розподіленої генерації через їхнє розташування на стороні споживача «за лічильником». Це створює додаткові виклики для підтримки надійності мережі. Крім того, для координації між ОСП та ОСР у випадках, коли розподілена генерація використовується для балансування системи, необхідно мати чітку картину стану мережі та функціонування ресурсів на низьковольтному рівні.

Розумні лічильники забезпечують два ключові рівні видимості:

- **ідентифікація та прогнозування** – аналіз даних для оцінки роботи системи в середньостроковій перспективі;

- **моніторинг у реальному часі** – оперативне виявлення аномалій і підтримка надійності мережі.

Розумні лічильники надають багатофункціональні переваги, які виходять за межі лише моніторингу розподіленої генерації. Завдяки детальній інформації про споживання електроенергії споживачі можуть оптимізувати свої звички, знижуючи витрати та навантаження на мережу (особливо у випадку динамічного ціноутворення). Окрім цього, лічильники дозволяють швидко виявляти та реагувати на локальні збої або перевантаження. Завдяки детальним даним про потоки енергії розподілена генерація може бути ефективніше (з точки зору режимних параметрів) інтегрована у мережу. Варто зазначити, що **розумні лічильники також є основою для впровадження передових технологій, таких як мікромережі та реагування на попит.**

Досвід Європи демонструє ефективність впровадження розумних лічильників. Наприклад, Швеція та Данія вийшла на рівень впровадження розумних лічильників на 100%, що допомогло цим країнам створити взаємодію зі своїми споживачам задля подолання енергетичної кризи на користь як клієнту, так і постачальнику у 2022 році [49]. Європейська Комісія рекомендує мінімальні функціональні вимоги до розумних лічильників, зокрема передачі даних з дискретністю 15 хвилин, для покращення обслуговування споживачів [50]. Для порівняння, в Україні встановлено близько 10% розумних лічильників, і більшість із них є застарілими системами, які дозволяють дистанційно зчитувати дані про споживання електроенергії лише раз на день або, у більшості випадків, лише раз на місяць.

Таким чином, розподілена генерація з її характерними особливостями та умовами впровадження являє собою перспективний напрямок для модернізації енергетичної системи України. Однак, для повної реалізації її потенціалу необхідно глибоко проаналізувати ті ключові переваги, які може отримати ОЕС України внаслідок її трансформації на основі принципів розподіленої генерації. Саме це стане предметом розгляду у наступному підрозділі.

2.2. Потенційні переваги трансформації об'єднаної енергосистеми України

В умовах сучасних викликів для ОЕС України, зокрема під час ракетно-дронових атак, необхідно переосмислити підходи до забезпечення енергетичної стійкості. Ефективним інструментом для цього є моделювання енергосистем із централізованою та розподіленою генерацією, яке дозволяє оцінити можливості альтернативних рішень для стабільної роботи енергосистеми.

За допомогою спеціалізованого сучасного програмного комплексу DlgSILENT PowerFactory, який використовується для моделювання, аналізу та оптимізації роботи електроенергетичних систем, у додатку А (рис. А.1) наведено узагальнені математичні моделі, які характеризують енергосистеми із централізованою та розподіленою генерацією.

У цій системі джерела генерації – централізовані електростанції, а електроенергія передається до споживачів через магістральні електричні мережі. Однак, у разі масованих атак, значних пошкоджень зазнають як мережеве обладнання для передачі електроенергії, так і самі централізовані джерела генерації. Це призводить до одночасного виходу з ладу кількох елементів енергосистеми, що ускладнює завдання диспетчерів із забезпечення її стабільної роботи.

Моделювання показало, а практичний досвід підтвердив, що ракетно-дронові атаки можуть серйозно ускладнити забезпечення безперебійного електропостачання для енергосистем, що мають централізовану структуру та великі електростанції. Основними проблемами є одночасне відключення кількох елементів магістральної мережі, що може спричинити перебої у передачі виробленої електроенергії до споживачів. Крім того,

можливі труднощі через дефіцит потужності, спричинений атаками на великі електростанції.

Розподілена генерація здатна суттєво зменшити негативний вплив таких атак на енергосистему та забезпечити стабільну роботу навіть у кризових ситуаціях.

За результатами моделювання виокремлено два ключових сценарії, в яких розподілена генерація виявляє свою високу ефективність.

Основні параметри моделювання: мережеві обмеження, миттєвий дефіцит потужності в разі відключення найбільшої електростанції, дефіцит потужності в енергосистемі.

1. Мережеві обмеження

У випадках, коли виробництво електричної енергії є достатнім, але її постачання до споживачів неможливе через пошкодження локального або магістрального обладнання, розподілена генерація може відігравати вирішальну роль.

Наприклад, пошкодження магістральних мереж у центральних регіонах країни може унеможливити передачу електроенергії від західних до східних областей. У таких умовах розподілена генерація в дефіцитних регіонах зменшує навантаження на магістральні мережі та знижує або повністю усуває необхідність знеструмлення споживачів через застосування графіків відключень (Додаток А, рис. А.2).

Важливість даного сценарію підтвердив НЕК «Укренерго» під час оголошення конкурсу на будівництво високоманеврової генеруючої потужності. Було визначено, що в Україні існують області як першого, так і другого пріоритету щодо будівництва об'єктів маневрової генерації [51].

2. Загальний дефіцит генерації

За умови, коли велика централізована генерація зазнає пошкоджень або через нестачу палива на станціях (наприклад, ТЕС), знижується обсяг генерації, який не відповідає рівню існуючого попиту на енергоспоживання. У таких ситуації об'єкти розподіленої генерації стають критично важливими та, незалежно від виду джерела енергії чи їх розташування, сприяють задоволенню енергетичних потреб споживачів. Ключовим аспектом є підключення додаткових джерел електроенергії до мережі для компенсації дефіциту потужності.

Результати моделювання зведені в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Порівняння ключових показників при централізованій та розподіленій генерації у разі виникнення аварійних ситуацій

Параметр	Централізована енергосистема	Енергосистема з централізованою та розподіленою генерацією
Мережеві обмеження	Присутні. Аварійно відключено 17 % споживачів в енерговузлі	Відсутні. Аварійні відключення споживачів не застосовуються
Миттєвий дефіцит потужності в разі відключення найбільшої електростанції	Близько 30%	Близько 20%
Дефіцит потужності в енергосистемі	Близько 30%	Близько 5%

На основі узагальненої математичної моделі енергосистеми та сценарного моделювання пошкоджень інфраструктури було зроблено висновок, що розподілена генерація:

- значно підвищує стійкість енергосистеми до зовнішніх атак;

- дозволяє ефективніше реагувати на надзвичайні ситуації, зменшуючи кількість споживачів, які залишаються без електроенергії. Це є критичним фактором для забезпечення надійності електропостачання, особливо в умовах постійних загроз обстрілів;

- дозволяє досягати зменшення втрат електричної енергії в мережах з розвинутою розподіленою інфраструктурою, що дозволяє підключити більше відповідних генеруючих установок.

Отже, дослідження підтверджує, що інтеграція розподіленої генерації є стратегічним напрямом для підвищення стійкості енергосистеми України до зовнішніх загроз.

Міксування джерел розподіленої генерації, вплив на гнучкість енергосистеми

Розвиток сучасної енергетики дедалі більше орієнтується на інтеграцію об'єктів розподіленої генерації. Цей підхід є особливо актуальним для громад, які прагнуть забезпечити свої потреби в електроенергії в умовах застосування графіків аварійних і погодинних відключень, а також зниження витрат на закупівлю електроенергії у постачальників.

Основні заходи для досягнення цієї мети спрямовані на посилення політики енергоефективності в усіх секторах та розвиток локальних джерел генерації.

Серед об'єктів з використанням ВДЕ переважають СЕС і ВЕС. Також затребуваними є об'єкти розподіленої генерації у вигляді установок газової генерації (міні-ТЕЦ або КГУ), які здатні виробляти не лише електричну, але й теплову енергію, чим можуть значно підвищити ефективність використання палива та знизити вартість виробленої енергії.

Одні споживачі встановлюють генеруючі установки виключно для покриття власних потреб, тоді як інші – реалізують надлишки електроенергії, зокрема виробленої змінними ВДЕ, в ОЕС України.

Отже, одним із ключових чинників, що визначає трансформацію умов функціонування ОЕС України, є стрімке зростання кількості електростанцій, що виробляють електроенергію з ВДЕ, із негарантованою потужністю. Це зростання не супроводжується пропорційним введенням в експлуатацію регулюючих потужностей, які б забезпечили балансування системи.

Окрім цього, змінюється також структура споживання електроенергії: промисловість зменшує свою частку, в той час як населення та комунально-побутовий сектор – збільшує. Це додатково призводить до збільшення нерівномірності графіка електричних навантажень (споживання) та зменшення так званого базового навантаження.

Для наочного відображення змін у споживанні електроенергії протягом доби в ОЕС України на рис. 2.3, 2.4 наведено добові графіки споживання електроенергії у різні місяці року – зимовий та літній відповідно. На цих графіках можна побачити, коли споживачі найбільше використовують електроенергію (так звані ранкові і вечірні піки), а коли споживання зменшується (денні години та нічний провал).

На рис. 2.5 представлено динаміку споживання електроенергії в Україні у різні роки: 2019, 2020, 2021 [53]. Цей графік дозволяє простежити зміни у споживанні електроенергії протягом року та порівняти їх.

З усіх наведених років на графіку (рис. 2.5) простежуються чіткі сезонні коливання. У зимові місяці споживання традиційно зростає через підвищену потребу в опаленні, а в літній період – знижується. Ця закономірність повторюється кожного року, що свідчить про стабільний вплив погодних умов на попит на електроенергію.

Проблема відсутності достатніх резервів потужності була оприлюднена 2019 року НЕК «Укренерго» у Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, де так само було зазначено про профіцити потужності, що виникають внаслідок роботи ВДЕ у певні періоди доби.

Це означає, що навіть до початку систематичних ракетно-дронових атак в деякі періоди в енергосистемі не вистачало потужності, щоб покривати потреби в електроенергії із дотриманням меж операційної безпеки. А в інші періоди виникав надлишок електроенергії в мережі, що спричиняло примусове обмеження генерації. Траплялося, що такі ситуації могли виникати впродовж однієї доби.

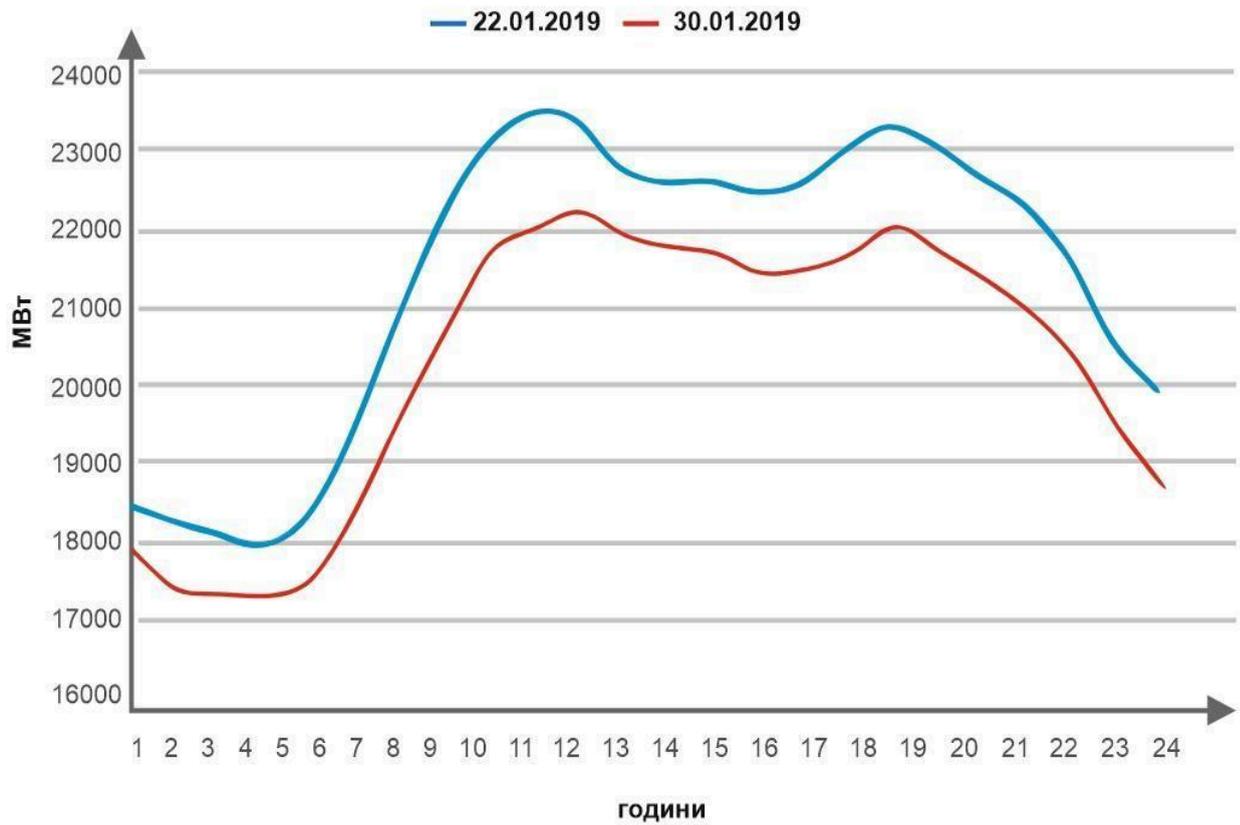


Рис. 2.3 – Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня січня 2019 року при температурі $1,5^{\circ}\text{C}$ та $-9,4^{\circ}\text{C}$ [52]

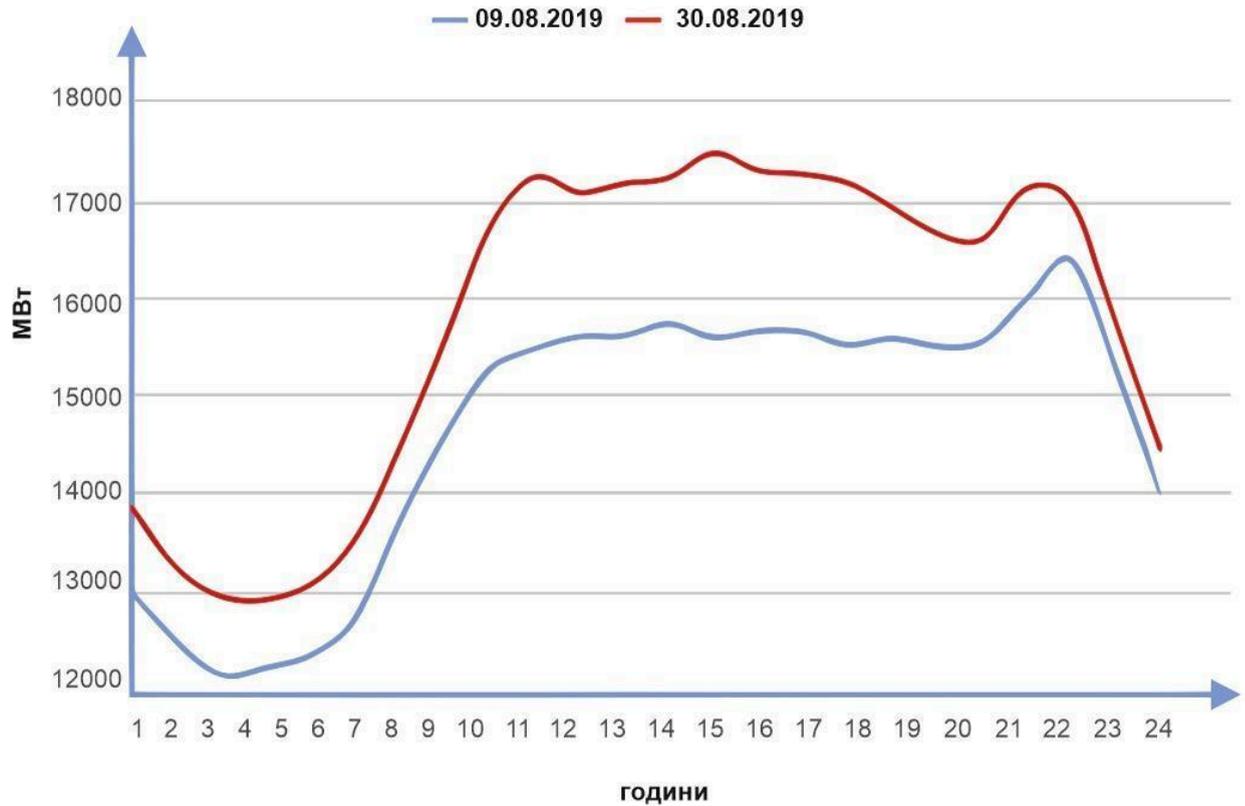


Рис. 2.4 – Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня серпня 2019 року при температурі $+23,9^{\circ}\text{C}$ та $+17,2^{\circ}\text{C}$ [52]

Електроенергетична система повинна підтримувати баланс між виробництвом і споживанням, але застарілі технології ТЕС і ТЕЦ роблять цей процес енерговитратним та екологічно несприятливим.

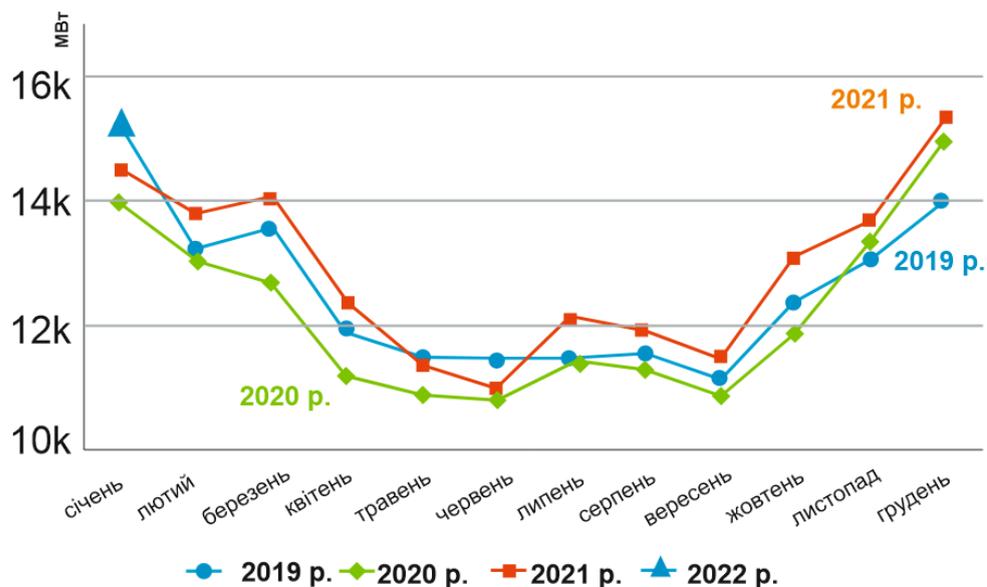


Рис. 2.5 – Динаміка споживання електроенергії в Україні у 2019, 2020, 2021, 2022 роках [53]

Добові коливання навантаження та їх вплив на енергосистему

Типова ситуація для літнього періоду дозволяє краще зрозуміти проблеми балансування. У **нічний час** попит на електроенергію мінімальний, і навантаження

покривається базовими джерелами генерації, переважно АЕС, які працюють з рівним графіком навантаження. Частково можуть бути задіяні ТЕС та ТЕЦ.

Вранці, зі зростанням споживання, для покриття пікового навантаження підключаються додаткові генеруючі потужності, зокрема теплові енергоблоки, ввімкнення яких вимагає планування заздалегідь через тривалий час набору потужності.

В обідній період, після ранкового піку, попит на електроенергію знижується, особливо в літні сонячні дні. Це обумовлено двома основними чинниками:

- зниженою активністю насамперед побутових споживачів у використанні електроенергії в денний період;
- зростанням кількості СЕС, встановлених як домогосподарствами, так і підприємствами, для покриття власних потреб, що зменшує обсяги відбору електроенергії з мережі. У деяких випадках вироблена енергія СЕС не лише повністю задовольняє споживання, а й дозволяє споживачам віддавати надлишки в загальну мережу.

У цей період базова генерація (АЕС та ТЕС) працює та створює надлишок електроенергії, який необхідно реалізовувати. Паралельно зростає генерація від комерційних СЕС (виробників, які є учасниками ринку електричної енергії), які додатково відпускають значні обсяги електроенергії до мережі. Таким чином, за умов, коли в енергосистемі вже спостерігається суттєвий надлишок електроенергії через зниження споживання та технічну неможливість оперативного зменшення виробництва на ТЕС і АЕС, додаткова генерація від великих СЕС лише ускладнює ситуацію.

У таких обставинах ОСП змушений спочатку знижувати навантаження енергоблоків ТЕС (теплових блоків) до технічного мінімуму, а за необхідності — повністю відключати їх від мережі. Наприклад, тепловий блок, який був запущений для покриття ранкового піку споживання, може бути відключений одразу після декількох годин роботи. Однак навіть після виконання таких заходів баланс в енергосистемі не завжди досягається. Якщо профіцит електроенергії все ще залишається, диспетчер змушений віддавати команду на відключення комерційних станцій, що виробляють електроенергію з ВДЕ, зменшуючи їх генерацію.

У вечірній період доби попит на електроенергію суттєво зростає. Потреби в електроенергії споживачів збільшуються, а обсяг виробленої електроенергії СЕС знижується через низьку сонячну активність. Відповідно, обсяги відбору електроенергії з зовнішньої мережі зростають. Це змушує ОСП знову вводити в роботу теплові енергоблоки, щоб задовольнити потреби в енергії у вечірній пік споживання.

Після завершення вечірнього максимуму, приблизно **після 22:00**, споживання електроенергії поступово знижується. Це призводить до повторного вимкнення теплових енергоблоків, які згодом доводиться знову запускати вранці для покриття нового пікового навантаження.

Наявності маневрових потужностей, таких як ГЕС та ГАЕС, не вистачає для ефективного балансування енергосистеми. Значна частка СЕС у загальному енергетичному балансі весни-літа, без інтеграції високоманеврових електростанцій (наприклад, газотурбінних) та УЗЕ, створює низку проблем:

- 1) часті увімкнення та вимкнення теплових блоків призводять до підвищеного зносу обладнання, значних витрат палива та, як результат, — зростання вартості електроенергії;
- 2) відключення від мережі встановлених СЕС знижує ефективність їх використання в енергосистемі, що в тому числі підвищує вартість електроенергії на ринку;
- 3) використання ТЕС для балансування енергосистеми не відповідає сучасним вимогам до зниження викидів парникових газів (CO₂).

Тож, для покращення стабільності та ефективності енергосистеми необхідно розвивати розподілену генерацію.

До ключових заходів належать:

- введення в експлуатацію ГТУ та інших технологій, що дозволяють швидко реагувати на зміни навантаження;

- впровадження УЗЕ для акумулювання надлишків енергії у періоди профіциту та її використання у години пікового навантаження;
- розширення існуючих об'єктів та будівництво нових для підтримки маневровості системи (ГТУ, ГАЕС).

В свою чергу ОСП наприкінці січня 2024 року оприлюднив важливі дані щодо існуючих потреб у нових потужностях в енергосистемі (див. рис. 2.6).



Рис. 2.6 – Інфографіка щодо існуючих та планових встановлених потужностей різних технологій розподіленої генерації та УЗЕ, необхідних для посилення стійкості ОЕС України. Джерело: НЕК «Укренерго» [54]

З наведеної інфографіки на рис. 2.6 випливає, що **розвиток розподіленої генерації та об'єктів з використанням ВДЕ є критично важливим** для ОЕС України у поточних умовах.

Основні аспекти:

1. **Потужності СЕС слід збільшити майже вдвічі.**
2. **Пріоритетним є спорудження високоманеврових електростанцій**, здатних оперативно реагувати на зміни навантаження в електромережі.
3. **Розвиток ВЕС має стратегічне значення**, оскільки вони можуть ефективно задовольняти потреби споживачів як у вечірній час, так і в зимовий період, коли потужності СЕС знижуються.
4. **Впровадження систем накопичення електроенергії (УЗЕ) є ключовим** для підвищення ефективності використання ВДЕ. Такі системи дозволяють зберігати надлишок електроенергії, виробленої під час пікових періодів, і використовувати її в часи низького попиту.

За даними НЕК «Укренерго», потреба у будівництві нових генеруючих потужностей оцінена загальним обсягом **1 400 МВт** високоманеврових електростанцій зі швидким пуском для забезпечення в ОЕС України гарантованих резервів вторинного регулювання (резервів відновлення частоти) [51].

Для підвищення надійності роботи окремих великих енерговузлів та наявних обмежень внутрішньої мережі ОЕС України, за оцінкою НЕК «Укренерго», пріоритетним є розміщення нових об'єктів генерації на сході від певних перетинів ОЕС України, в межах контрольованих територій наступних областей (див. рис. 5):

області першого пріоритету – Київська, Чернігівська, Черкаська, Полтавська, Сумська, Кіровоградська, Миколаївська, Одеська, Харківська, Дніпропетровська, Запорізька, Донецька, Луганська та Херсонська;

області другого пріоритету – Тернопільська, Чернівецька, Вінницька, Житомирська, Івано-Франківська, Львівська та Закарпатська.

Також допускається розміщення нових об'єктів генерації в межах наступних регіонів, що **не відносяться до пріоритетних**, – Волинської, Рівненської, Хмельницької областей.

Стратегічна роль розподіленої генерації у досягненні енергетичних та кліматичних цілей

Однією з основних переваг розподіленої генерації є її здатність ефективно використовувати локальні ресурси. Наприклад, потенціал сонячної енергетики в Україні, за оцінками Інституту Відновлюваної Енергетики НАН України сягає 2,448 ГВт, а всіх видів ВДЕ загалом – 3,313 ГВт [20]. Тобто Україна може задовольнити свій попит на електроенергію, використовуючи лише 1% придатної території для установок ВДЕ.

Крім того, розподілена генерація є важливим елементом декарбонізації енергетики. Заміщення традиційного викопного палива чистими джерелами енергії сприяє значному скороченню викидів CO₂.

Енергетичний сектор залишається головним джерелом глобальних викидів CO₂, на нього припадає приблизно 85% усіх світових викидів. У 2020 році загальний обсяг викидів CO₂ у цьому секторі склав 12,3 Гт, з яких 9,1 Гт припадало на вугільні електростанції, 2,7 Гт – на газові та 0,6 Гт – на нафтові [47].

У 2023 році викиди CO₂, пов'язані з енергетикою, зросли на 1,3% порівняно з попереднім роком, що становило приблизно на 1 Гт більше, ніж у 2020 році [55]. Основним чинником цього зростання стали викиди від вугілля. Це свідчить, що світ досі не досяг переломного моменту у зменшенні викидів. Однак позитивний вплив технологій чистої енергії є очевидним: зростання викидів CO₂ після 2020 року могло б бути утричі більшим, якби не розширення використання інновацій у сфері чистої енергетики [55].

За даними Міжнародного енергетичного агентства, впровадження 1 ГВт СЕС дозволяє зменшити викиди на 1,4 млн тонн вуглекислого газу, а ВЕС – на 2,8 млн тонн [56].

Соціально-економічний ефект від впровадження розподіленої генерації також є вагомим аргументом на її користь. Цей сектор створює нові робочі місця, зокрема у сфері проектування, будівництва та обслуговування енергетичних установок. За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA), у 2022 році сектор ВДЕ забезпечив понад 13,7 мільйонів робочих місць у світі, значна частка з яких припадає на сонячну енергетику [57]. В Україні реалізація подібних проєктів може стати драйвером регіонального розвитку, залучення інвестицій та підвищення конкурентоспроможності економіки.

Окрім того, **розподілена модель генерації відкриває доступ до кліматичного фінансування**. Багато міжнародних організацій, таких як Світовий банк, Європейський банк реконструкції та розвитку (ЄБРР), Німецьке товариство міжнародного співробітництва (GIZ) та ін., надають пріоритетне фінансування проєктам, які сприяють розвитку відновлюваної енергетики та скороченню викидів парникових газів. Підтримка щодо залучення інвестицій у регіони, де традиційні джерела фінансування обмежені, особливо під час дії воєнного стану, є надзвичайно важливою для України.

Модернізація мережі вимагає значних інвестицій, особливо у сфері автоматизації та впровадження технологій «розумних мереж». Водночас **розподілена генерація може створити можливості для відстрочення частини витрат на зміцнення розподільчих мереж**. Йдеться про перенесення капітальних витрат на оновлення або розширення інфраструктури на пізніший період. Це стає можливим завдяки інтеграції нових об'єктів розподіленої генерації в існуючу мережу, що частково зменшує навантаження на розподільчу систему.

Приєднання об'єктів розподіленої генерації потребує також інтеграції супутньої інфраструктури, зокрема, розумних мереж, які дозволяють ефективно управляти енергетичними потоками та оптимізувати їх розподіл. Завдяки цьому **ОСР отримує**

можливість зменшити необхідність у термінових капітальних витратах на модернізацію мереж. Це дозволяє здійснювати послідовний розвиток розподільчих мереж, за рахунок чого забезпечується плавне інтегрування нових джерел енергії без необхідності одночасного фінансування великих масштабних проєктів. Згідно з дослідженням IRENA зростання кількості РЕР, підключених до мережі, створює можливості для інноваційної експлуатації розподільних систем. Використання гнучкості попиту та вдосконалення управлінських технологій можуть дозволити оптимізувати роботу мережі. Це, в свою чергу, може призвести до значної економії, оскільки відтермінує необхідність великих інвестицій у зміцнення мережевої інфраструктури [58].

Підсумовуючи цей розділ, трансформація ОЕС України шляхом активного впровадження розподіленої генерації має значні потенційні переваги. Моделювання енергосистем показало, що розподілена генерація суттєво підвищує стійкість енергосистеми до зовнішніх загроз та аварійних ситуацій, мінімізуючи кількість відключених споживачів та знижуючи втрати електроенергії. Окрім того, розвиток розподіленої генерації є критично важливим для ефективної інтеграції ВДЕ та забезпечення необхідної гнучкості енергосистеми. Впровадження маневрових потужностей на основі розподіленої генерації та систем накопичення енергії (УЗЕ) сприяє стабілізації енергетичного балансу та зменшенню залежності від традиційних, менш екологічних джерел. На стратегічному рівні підкреслено соціально-економічні вигоди від розвитку розподіленої генерації, включаючи декарбонізацію енергетичного сектору, створення нових робочих місць, залучення інвестицій та оптимізацію витрат на модернізацію мережевої інфраструктури.

Отже, аналіз основних характеристик та потенційних переваг розподіленої генерації (розділи 2.1 та 2.2) переконливо свідчить про її важливу роль у підвищенні стійкості та надійності ОЕС України в умовах сучасних викликів. Однак, для розуміння перспектив впровадження цієї концепції необхідно дослідити існуючі тенденції розвитку розподіленої генерації в Україні, що і стане предметом наступного розділу дослідження.

3. Тенденції розвитку розподіленої генерації в Україні

3.1. Проєкти розподіленої генерації для критичної інфраструктури

У контексті забезпечення енергетичної стійкості на рівні громад, особливо в умовах надзвичайних ситуацій, важливо відзначити суттєву актуальність пошуку ефективних рішень для безперервного електропостачання. Внаслідок системних знеструмлень, викликаних пошкодженнями енергетичних об'єктів, відключення від зовнішнього електропостачання об'єктів, в тому числі критично важливих для життєдіяльності громад, можуть тривати від лічених годин до декількох днів і довше. У таких умовах громади змушені застосовувати резервні джерела енергії, зокрема дизельні генератори. Однак варто зазначити, що ці рішення мають суттєві обмеження у вигляді високої вартості пального, екологічних наслідків та обмеженої автономності, що ставить під сумнів їхню ефективність у довгостроковій перспективі.

У зв'язку з цим, важливим кроком стало впровадження гібридних СЕС, які поєднують інверторне обладнання із системами накопичення енергії (УЗЕ). Таке комбіноване використання дозволяє значно підвищити енергетичну стійкість в умовах системних відключень, забезпечуючи можливість автономної роботи за рахунок акумуляторних систем. Гібридні СЕС здатні не лише забезпечити резервне електропостачання, але й оптимізувати навантаження на централізовану енергосистему, сприяючи зменшенню витрат на електроенергію.

Попри всі переваги таких технологій, необхідно зазначити, що навіть гібридні СЕС не можуть повністю покрити енергетичні потреби об'єктів критичної інфраструктури в деяких випадках, зокрема в періоди високих навантажень або в умовах несприятливої погоди. Тому, для повного забезпечення енергетичної безпеки цих об'єктів, необхідно використовувати додаткові резервні джерела енергії, зокрема дизельні генератори. Однак,

на жаль, існуюча проблема з фінансуванням резервного палива для таких генераторів часто ставить під сумнів економічну ефективність цієї технології.

З огляду на викладене, необхідність впровадження розподіленої генерації та мікромереж на рівні громад стає очевидною. Ці технології не лише підвищують енергетичну стійкість, а й сприяють зменшенню залежності від централізованої енергомережі, що є важливим кроком у напрямку зміцнення енергетичної безпеки національного масштабу. Тому **впровадження таких рішень має бути невід'ємною складовою національної політики у сфері енергетичної безпеки**, що дозволить забезпечити стабільність енергопостачання на всіх рівнях – від місцевого до державного.

Варто відзначити, що за останні три роки спостерігається позитивна динаміка встановлення об'єктів розподіленої генерації саме в муніципальному секторі, зокрема, для потреб медичних та освітніх закладів, водоканалів, інших об'єктів критичної інфраструктури та соціальної сфери. Нижче наведені приклади таких ініціатив, що надають чітке уявлення про успіхи та перспективи використання розподіленої генерації на місцевому рівні для підвищення енергетичної стійкості громад.

Проекти енергетичної стійкості для водоканалів

Відсутність електропостачання на об'єктах водоканалу ставить під загрозу стабільність роботи систем водопостачання та водовідведення. Окрім того, при цьому припиняється процес очистки та подачі води, що порушує санітарні норми і стандарти, важливі для життєдіяльності населення. Відсутність електропостачання каналізаційних насосних станціях може призвести до переповнення та виходу з ладу каналізаційних мереж, що, в свою чергу, веде до забруднення навколишнього середовища, поширення хвороботворних бактерій та вірусів, що потрапляють у водні джерела. Таким чином, порушення роботи водоканалів має не лише гігієнічні, але й екологічні наслідки, які можуть мати серйозні соціальні та економічні впливи.

Враховуючи ці фактори, водоканали потребують стабільного електропостачання, яке здатне забезпечити безперервний процес централізованого водопостачання та водовідведення. У зв'язку з постійними ризиками перебоїв у електропостачанні, використання гібридних енергетичних систем стає критично важливим для підвищення надійності водопостачальних підприємств.

Гібридні системи, що поєднують СЕС з УЗЕ, дозволяють зберегти функціональність водоканалів навіть при тривалих відключеннях, зменшуючи ймовірність виникнення надзвичайних ситуацій, пов'язаних з перебоями у водопостачанні.

Економічна ситуація у сфері централізованого водопостачання в Україні залишається складною, оскільки тарифи на воду для населення часто є дотаційними та не покривають повних витрат підприємств. За даними НКРЕКП, частка витрат на електричну енергію, яку споживають водоканали, в структурі тарифів на водопостачання та водовідведення складають 26% [59]. В той же час, на практиці, тарифи на водопостачання залишаються непереглянутими впродовж тривалого часу, незважаючи на постійне підвищення цін на електроенергію для юридичних осіб та зростання витрат на інші ресурси. Це спричиняє значні заборгованості за електричну енергію, оскільки вона є основною складовою витрат водоканалів. У результаті багато підприємств не в змозі повністю розрахуватися за спожиту електроенергію, що негативно впливає на їх фінансову стабільність і здатність до розвитку.

Інтеграція гібридних енергетичних систем може стати потужним інструментом для пом'якшення цієї проблеми. Виробництво власної електроенергії дозволяє водоканалам значно зменшити витрати на електрику, яка є основною статтею витрат підприємств. Про такі результати дозволяють свідчити вже реалізовані проекти в Україні.

Наприклад, потужність СЕС КП «Водопостачання м. Вознесенська» (Миколаївська обл.) наразі складає 367 кВт [60]. Проект був ініційований майже 5 років тому зі спорудженням СЕС 50 кВт у відповідь на високу вартість електроенергії, яка у 2020 році

складала до 40% у тарифах на водопостачання та водовідведення [61]. Потужність СЕС збільшували поступово у 2022 та 2024 роках відповідно (див. таблицю 3.1) за рахунок різних джерел фінансування: власних коштів підприємства, місцевого бюджету та грантової підтримки. СЕС дозволяє водоканалу покривати 25% загального обсягу електроспоживання та, відповідно, оптимізувати фінансові показники [62].

Таблиця 3.1 – Характеристика проекту «Водопостачання м. Вознесенька» [60-62]

Рік	2020	2022	2024
Встановлена потужність	50 кВт	150 кВт	167 кВт
Джерело фінансування	450 000 грн внесок міської ради Вознесенька 430 000 грн кошти гранту Норвезького посольства 300 000 внесок Водоканалу	Внесок міської ради Вознесенька	Федеральне міністерство економічного співробітництва та розвитку Німеччини (BMZ) та Державний секретаріат Швейцарії з економічних питань (SECO) за підтримки GIZ
Вартість проекту	1 180 000 грн	7 000 000 грн	150 000 євро

Серед інших прикладів реалізованих проектів з 2022 року, які насамперед спрямовані на забезпечення стабільного водопостачання та водовідведення під час знеструмлень, є встановлені СЕС на водоканалах зокрема у таких областях як: Вінницька (місто Жмеринка), Волинська (місто Луцьк), Житомирська (місто Житомир), Закарпатська (місто Мукачево), Івано-Франківська (міста Долина, Рогатин), Київська (міста Богуслав, Боярка, Вишгород), Одеська (місто Білгород-Дністровський), Полтавська (місто Кременчук), Сумська (місто Суми), Тернопільська (місто Чортків), Хмельницька (місто Нова Ушиця), Чернівецька (місто Глибока), Чернігівська (місто Сосниця) та ін.

Відповідно до Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств водопостачання та водовідведення, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2030 року, визначено важливе завдання впровадження систем виробництва теплової та електричної енергії з альтернативних джерел [63]. Це передбачає встановлення технологій, наведених у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Перспективи встановлення розподіленої генерації для водоканалів відповідно до Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств водопостачання та водовідведення, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2030 року [63]

Тип генерації	К-ть, од.	Роки						
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
СЕС	500	0	0	0	50	100	150	200
Теплові насоси	250	0	0	0	30	50	100	70
Міні ГЕС	5	0	0	0	0	1	1	3
КГУ	20	0	0	0	2	5	5	8

Згідно з Державною цільовою економічною програмою до 2030 року на об'єктах водопостачання та водовідведення мають бути встановлені 775 одиниць генерації, що дозволить значно знизити залежність від централізованого енергопостачання та забезпечити автономне виробництво енергії для внутрішніх потреб. Впровадження цих систем розпочнеться лише з 2027 року. Однак, з 2024 року водоканали активно займаються

підвищенням енергоефективності своїх підприємств. Це включає модернізацію існуючих енергетичних систем, впровадження енергозберігаючих технологій, а також оптимізацію використання енергоресурсів для зниження витрат на електричну та теплову енергію.

Розвиток власної генерації на водоканалах не обмежується лише цією програмою. Завдяки грантовим та кредитним програмам, фінансованим як державними фондами, так і міжнародними організаціями, водоканали вже почали впроваджувати сонячні електростанції про які ми згадували раніше.

Також більшає практики реалізації проєктів СЕС для об'єктів критичної інфраструктури за механізмом енергосервісних контрактів (ЕСКО). Зокрема, у 29 містах України на 48 об'єктах критичної інфраструктури вже впроваджено 6,5 МВт потужності СЕС та 1 МВт УЗЕ в рамках ЕСКО-контрактів. Окрім того, наразі тривають тендерні процедури закупівлі енергосервісу для реалізації 14 МВт СЕС на 51 об'єкті критичної інфраструктури [64]. За даними Асоціації ЕСКО, у 2024 році укладено 30 ЕСКО-контрактів на встановлення СЕС у 18 містах. Серед них 13 контрактів стосуються лікарень, зокрема 22 додаткових контрактів очікується в найближчий час, та 17 контрактів – водоканалів, з яких 11 ще знаходяться на етапі очікування. Крім того, для водоканалів актуальними є ЕСКО-контракти на модернізацію насосного обладнання. Зокрема, у 2024 році укладено 3 таких контракти у місті Житомир. За даними сайту Prozorro, лідерами серед кількості укладання ЕСКО-контрактів за 2024 рік є міста: Київ, Одеса, Запоріжжя, Миколаїв та Луцьк [65].

Проєкти енергетичної стійкості для закладів освіти

Уряд також наголошує на важливості підвищення енергетичної стійкості закладів освіти різних рівнів. Влітку 2024 року відповідне звернення рекомендаційного характеру було адресоване Міністерством освіти і науки України до керівників закладів освіти [66]. Зокрема йшлося про рекомендації встановити об'єкти СЕС, ВЕС, УЗЕ, забезпечивши безперерйну діяльність відповідних закладів.

Водночас варто звернути увагу на деякі аспекти, які можуть вплинути на доцільність впровадження таких заходів. Найбільша сонячна активність, а отже й генерація електроенергії від СЕС, припадає на літній період, коли в школах канікули і споживання енергії є мінімальним. Це може призвести до того, що вироблена енергія в цей час буде не повністю використана. У той же час, влітку в період високої сонячної активності все частіше спостерігається профіцит генерації, за рахунок СЕС, внаслідок чого ОСП змушені обмежувати ВДЕ для збалансування системи. Тому реалізація таких проєктів не забезпечить енергонезалежності для шкіл, оскільки основне споживання таких установ припадає на зиму, коли обсяг виробленої енергії СЕС є мінімальним. Але може спричинити зростання локальних проблем із балансуванням ВДЕ. Що стосується встановлення малопотужних вітрових систем на дахах будівель, можна очікувати лише покриття потреб у освітленні, що обмежує можливості для забезпечення інших енергетичних потреб освітніх закладів.

Проєкти енергетичної стійкості для лікарень

Навантаження медичних закладів повинні забезпечуватися резервним живленням. Це надзвичайно важливо, оскільки в умовах відключень електроенергії лікарні повинні зберігати безперервність роботи для надання медичних послуг, зокрема для підтримки роботи операційних і реанімаційних відділень, апаратів життєзабезпечення, холодильних установок для зберігання медикаментів тощо.

Зазвичай лікарні оснащуються генераторами, які автоматично вмикаються під час знеструмлень за допомогою автоматичного включення резервного живлення (АВР). Однак, і в таких випадках можуть виникати проблеми. Це пов'язано з недостатнім фінансуванням для закупівлі пального, необхідного для тривалого використання

генераторів у разі численних відключень, що ставить під загрозу стабільність роботи лікарень під час знеструмлень.

Тому інтеграція гібридних систем, таких як СЕС та УЗЕ, для забезпечення резервного живлення є важливою складовою стратегії енергетичної безпеки медичних закладів.

Нижче наведено декілька прикладів реалізованих проєктів СЕС для медичних закладів.

У Хмельницькій інфекційній лікарні у 2024 році встановлено СЕС потужністю 54 кВт (див. таблицю 3.3), яка забезпечує стабільне електропостачання трьох корпусів медзакладу під час аварійних відключень. Завдяки цьому проєкту лікарня заощаджуватиме близько 400 000 гривень на рік за рахунок зниження витрат на електроенергію [67]. Далі лікарня планує розширювати використання сонячних електростанцій на своїх дахах і використовувати надлишкову електроенергію для заощаджень та подальшого розвитку.

Таблиця 3.3 – Характеристика проєкту Хмельницької інфекційної лікарні [67]

Встановлена потужність	54 кВт
Ємність акумуляторів	28,8 кВт·год
Очікуваний результат економії електроенергії	400 000 грн щороку
Джерело фінансування	1 942 000 грн – Yellowblue Force Foundation 258 000 грн – внесок громади
Вартість проєкту	2 200 000 грн

Конотопська громада стала прифронтовою та постійно перебуває під обстрілами ворога. СЕС потужністю 30 кВт, що встановлена для центральної районної лікарні у 2024 році (див. таблицю 3.4), сприяє забезпеченню стабільної роботи обладнання дитячого відділення та місця зберігання донорської крові [68].

Таблиця 3.4 – Характеристика проєкту Конотопської центральної районної лікарні [68]

Встановлена потужність	30,68 кВт
Очікуваний результат економії електроенергії	290 000 грн щороку
Джерело фінансування	1 043 500 грн Посольство Німеччини 573 940 грн – внесок громади
Вартість проєкту	1 617 440 грн

Окрім наведених прикладів, варто зазначити, що тенденції розвитку проєктів СЕС для енергозабезпечення закладів медичної сфери підтримуються на національному рівні за допомогою міжнародних партнерів.

Зокрема, в межах проєкту МОЗ України та Світового банку «Зміцнення системи охорони здоров'я та збереження життя в Україні HEAL» планується встановлення СЕС на 130 закладах первинної медичної допомоги по всій Україні. Обладнання буде включати сонячні панелі, інвертори та акумулятори, що дозволить забезпечити стабільне енергопостачання для медичних закладів в умовах перебоїв з електроенергією. Цим проєктом охоплюються Волинська, Рівненська, Житомирська, Вінницька, Закарпатська, Івано-Франківська, Тернопільська, Чернівецька, Київська, Чернігівська, Черкаська, Сумська, Кіровоградська, Полтавська, Харківська, Дніпропетровська, Запорізька, Миколаївська та Одеська області [69].

За підтримки Європейського Союзу (ЄС) в рамках програми «Промінь надії» для 1 500 закладів охорони здоров'я були надані сонячні панелі, монтаж яких наразі знаходиться на стадії підготовки. Таким чином, загальна кількість медичних закладів, які отримають СЕС, значно збільшиться, і це дозволить покращити енергетичну автономність лікарень та інших критичних медичних установ [70].

Перші кроки до мікромереж

Мікромережа являє собою локалізовану енергетичну систему з чітко визначеними електричними межами, здатну функціонувати як у складі загальної енергомережі, так і в автономному режимі. Її впровадження дозволяє ефективно використовувати наявну інфраструктуру та ВДЕ, що є критично важливим в умовах сучасних викликів, зокрема з огляду на постійні атаки на енергетичну інфраструктуру України.

На сьогодні ведеться розробка техніко-економічних обґрунтувань (ТЕО) мікромереж в декількох регіонах України, насамперед з метою зменшення залежності від централізованого постачання енергії для протидії блекаутам, а також для прифронтових регіонів, де мікромережі можуть забезпечити енергетичну автономію в умовах надзвичайних ситуацій.

Нижче наводимо три приклади пілотних проєктів мікромереж, які вартують уваги в контексті створення та поширення практик у різних громадах.

Пілотний проєкт мікромережі для АТ «Миколаївобленерго»

У вересні 2024 року USAID Проєкт енергетичної безпеки (ПЕБ) представив концепцію пілотної мікромережі для одного з енергетичних вузлів у Миколаївській області. Ця ініціатива спрямована на підвищення надійності енергопостачання та інтеграцію розподілених енергетичних ресурсів на рівні розподільчих мереж.

У межах пілотного проєкту для АТ «Миколаївобленерго» передбачалося виділення частини мережі в автономний енергетичний острів. Ця мікромережа базуватиметься на інтеграції кількох джерел розподіленої генерації та системи зберігання енергії. Для забезпечення стабільної роботи мікромережі в умовах ізольованого режиму використовуватимуться розумні системи управління, які забезпечуватимуть балансування виробництва та споживання енергії.

Основною метою проєкту було продемонструвати можливість створення стійкої локальної енергетичної системи, яка могла би працювати незалежно від основної мережі під час надзвичайних ситуацій, таких як аварії чи пошкодження інфраструктури. У результаті реалізації цього проєкту було розроблено та опубліковано загальну концепцію методології створення мікромереж [71]. Ця концепція стала важливим інструментом для подальшого проєктування подібних рішень в інших регіонах України, сприяючи підвищенню енергетичної незалежності та безпеки.

Проєкт розвитку розподіленої генерації в місті Хмельницький

У 2023 році місто Хмельницький розпочало активну реалізацію проєкту з розвитку розподіленої генерації, орієнтуючись на підвищення енергетичної стійкості та зменшення залежності від централізованих енергомереж. Проєкт включає використання КГУ для забезпечення енергопостачання міських котелень та об'єктів критичної інфраструктури.

Місто вже має значний досвід у використанні власної генерації, починаючи з 2003 року, коли була встановлена перша КГУ українського виробництва. За даними Хмельницької міської ради, на цей час у Хмельницькому працює 19 таких установок, що дозволяє місцевому теплокомуненерго виробляти електроенергію для потреб міста і відпускати надлишки в мережу на ринкових умовах [72]. В межах проєкту місто розвиває мікромережі для передачі цієї енергії, що забезпечить стабільне постачання енергії для локальних споживачів. Агентство USAID фінансувало закупівлю необхідних трансформаторів і кабелів, а місто продовжує роботи з їх монтажу. Прогнозується, що в майбутньому ця мережа з'єднає всі генеруючі потужності міста, що дозволить забезпечити

надійне енергопостачання для об'єктів критичної інфраструктури і підвищить енергетичну безпеку громади.

Проект впровадження розподіленої генерації в місті Тернопіль

У вересні 2024 року USAID ПЕБ у співпраці з Міністерством розвитку громад та територій України (Мінрозвитку) ініціював проєкт розподіленої генерації в місті Тернопіль. Метою цієї ініціативи є забезпечення безперебійного енергопостачання об'єктів критичної інфраструктури під час надзвичайних ситуацій шляхом створення так званих «енергетичних островів» [73].

Експерти USAID ПЕБ представили комунальному підприємству «Тернопільміськтеплокомуненерго» фінансову модель створення п'яти «енергетичних островів» на базі міської теплоенергетичної інфраструктури. Ці острови забезпечуватимуть енергією об'єкти критичної інфраструктури, такі як інші котельні, лікарні та стратегічні підприємства, у випадку екстрених відключень.

Фінансова модель передбачає встановлення КГУ замість існуючих газових котлів. Очікується, що це дозволить підприємству досягти річної економії близько 103,6 млн грн за рахунок власного споживання електроенергії, продажу надлишків на ринку та підвищеної ефективності КГУ порівняно з газовими котлами [73].

Цей проєкт є частиною ширшої ініціативи, що реалізується також у Вінниці та Хмельницькому, спрямованої на забезпечення стабільного тепло-, електро-, водопостачання та водовідведення для понад 800 тисяч мешканців у разі надзвичайних ситуацій. Наприкінці 2024 року у стані розробки перебували попередні ТЕО щодо впровадження розподіленої генерації з можливістю її інтеграції у мікромережі, або так звані «енергетичні острови».

Загалом, усі вищевказані приклади проєктів та ініціатив демонструють зростаючу тенденцію впровадження проєктів розподіленої генерації для забезпечення енергетичної стійкості критичної інфраструктури в Україні. Успішні приклади реалізації СЕС та гібридних систем на водоканалах, у закладах освіти та лікарнях підтверджують ефективність цих рішень у забезпеченні безперебійного електропостачання та зменшенні залежності від централізованої мережі. Перші кроки у створенні мікромереж у різних регіонах засвідчують прагнення до побудови більш автономних та стійких енергетичних систем на місцевому рівні.

Темпи розвитку таких проєктів значною мірою залежать від наявності та доступності необхідного обладнання. Тому наступний розділ буде присвячений аналізу поточної ситуації з доступністю обладнання для об'єктів розподіленої генерації в Україні, виявленню потенційних проблем та перспектив у цій сфері.

3.2. Доступність обладнання для об'єктів розподіленої генерації

Розвиток розподіленої генерації в Україні вимагає застосування сучасного енергетичного обладнання, яке включає генератори, інвертори, системи зберігання енергії, засоби автоматизації, трансформатори, релейний захист та інші компоненти. Виробниками та постачальниками такого обладнання є як вітчизняні, так і міжнародні компанії. Однак розвиток внутрішнього виробництва набуває стратегічного значення для посилення енергетичної незалежності країни.

В Україні функціонує велика кількість компаній, які займаються проєктуванням, виробництвом, встановленням та обслуговуванням обладнання для розподіленої генерації. Переваги локального виробництва очевидні: адаптація обладнання до специфічних умов експлуатації, зменшення залежності від імпорту, стимулювання економічного зростання через створення нових робочих місць. Водночас високотехнологічні компоненти, наприклад, системи зберігання енергії або інвертори з високим коефіцієнтом корисної дії (ККД), здебільшого імпортуються через недостатній розвиток технологічної бази.

Сонячні електростанції (СЕС)

В Україні вже реалізовано проекти СЕС, основні комплектуючі яких, включно із сонячними панелями, виготовлено всередині країни. Виробництво фотовольтаїчних модулів є високотехнологічним і потребує значних капіталовкладень. Заводи в Україні виготовляють панелі типу «скло-скло» з номінальною потужністю 270–370 Вт, використовуючи імпортовані фотоелементи.

Опорні системи для наземних та дахових сонячних станцій відіграють значну роль у будівництві СЕС, забезпечуючи надійність та стабільність конструкцій. В Україні функціонують компанії, що спеціалізуються на розробці, виготовленні та постачанні металоконструкцій для сонячних станцій. Ці компанії пропонують рішення, які адаптуються до різноманітних рельєфів земельних ділянок для наземних станцій, а також до різних форм і типів покрівель для дахових електростанцій.

Шафи з'єднань для сонячних фотоелектричних модулів, які виробляються в Україні, є ще одним важливим компонентом сонячної енергетичної інфраструктури. Вони забезпечують збір струму з декількох фотоелектричних модулів у спільний вихід, що подається на інвертор для перетворення постійного струму на змінний. Ці шафи оснащені системами захисту, такими як запобіжники, вимикачі та обмежувачі перенапруги, що гарантує безпечну і стабільну роботу електростанції.

Крім апаратного забезпечення, в Україні активно розробляються та впроваджуються програмні рішення для автоматизації СЕС. Системи Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), створені українськими фахівцями, дозволяють у режимі реального часу збирати, обробляти та зберігати інформацію про роботу об'єкта. Такі системи забезпечують автоматизоване управління сонячною електростанцією, виконуючи оперативні команди для балансування потужності та регулювання напруги шляхом зміни споживання або генерації реактивної потужності інверторним обладнанням.

В Україні також працюють багато компаній, які спеціалізуються на проектуванні, монтажних та налагоджувальних роботах, а також обслуговуванні СЕС. Завдяки висококваліфікованим фахівцям із досвідом реалізації численних проектів, ці компанії сприяють активному розвитку розподіленої генерації з ВДЕ.

Вітрові електростанції (ВЕС)

За даними Української вітроенергетичної асоціації (УВЕА), у проектах ВЕС, реалізованих на території України, переважно використовується іноземне обладнання, не дивлячись на наявність локального виробництва компонентів для вітротурбін. Іноземні компанії залишаються лідерами у виробництві вітротурбін та реалізації проектів ВЕС «під ключ» у всьому світі. Як і сонячна генерація, сектор вітрової енергетики є відносно новим для України. Однак трансформація енергетичної сфери, яка передбачає розвиток ВДЕ, стимулювала виробничо-науковий потенціал країни до активного розвитку технологій і виробництва вітротурбін. Уже впроваджено та підключено до енергосистеми вітроустановки мегаватного класу, з номінальною потужністю понад 1 МВт.

Україна поступово налагоджує виробництво ключових компонентів для вітротурбін. Зокрема, виготовляються вежі, анкерні кошики, склопластикові kabіни гондол і обтічники маточин. Також здійснюється механічна обробка литих маточин, виробництво різноманітних металевих деталей і конструкцій для вітротурбін мегаватного класу. У країні організовано повний цикл складання гондол і маточин, а також монтаж і введення в експлуатацію вітроустановок. Важливим досягненням стало виробництво валів роторів для вітрогенераторів, що охоплює весь технологічний процес – від виплавки сталі до механічної обробки, який повністю реалізується в межах країни.

Будівництво фундаменту для вітроустановок є важливою складовою проекту ВЕС. В Україні функціонують компанії, які спеціалізуються на проектуванні та підготовки фундаментів для вітротурбін. При цьому використовують бетонні суміші українського виробництва.

Крім великих вітроустановок, в Україні активно розвивається сектор виробництва машин малої потужності для вітроенергетики. Це зокрема вітрогенератори з горизонтальною віссю обертання, які працюють практично безшумно. Їхня потужність варіюється від кількох сотень ватів до десятків кіловат, що робить такі установки ідеальними для локального використання.

Газотурбінні установки (ГТУ)

ГТУ є однією з найбільш розвинених галузей енергетичного машинобудування в Україні. За десятиліття накопичено значний досвід у розробці, виробництві та експлуатації таких установок, що використовуються для військових, транспортних, комерційних та побутових потреб. У країні створено замкнутий цикл виробництва, який включає проєктування, випробування та серійне виготовлення ГТУ, що експортуються до багатьох країн світу. Технічні характеристики українських ГТУ дійсно вражають своєю ефективністю. Вони відзначаються високою маневровістю, швидким запуском і виходом на повне завантаження, що може займати до 15 хвилин. Крім того, існують модифікації, що працюють на двох типах палива, забезпечуючи гнучкість у використанні ресурсів.

Українські ГТУ відповідають сучасним екологічним стандартам, зокрема вимогам директив 2010/75/ЄС, яка регулює інтегрований підхід до запобігання та контролю промислового забруднення, 2015/2193, яка визначає обмеження для викидів забруднюючих речовин із середніх спалювальних установок, сприяючи захисту довкілля.

Виробництво газотурбінних електростанцій в Україні добре адаптоване до локальних потреб. Заводи здатні виготовляти модульні електростанції для потреб громад та промислових об'єктів. Окрім генерації електроенергії, такі станції можуть одночасно використовуватися для теплопостачання житлових районів завдяки спеціальним утилізаційним котлам. ГТУ мають широкий діапазон потужностей, який можна адаптувати залежно від конкретних вимог споживачів. Завдяки швидким термінам виробництва, технічній надійності та відповідності міжнародним стандартам, українські газотурбінні установки є конкурентоспроможними на світовому ринку й мають значний потенціал для подальшого розвитку.

Інше обладнання

В Україні налагоджено виробництво як окремих компонентів для облаштування електричних підстанцій, так і повноцінних комплектних трансформаторних підстанцій (КТП). До складу таких підстанцій можуть входити інвертори, трансформатори, комплектні розподільчі пристрої, системи обліку електроенергії, моніторингу та інше допоміжне обладнання, необхідне для забезпечення стабільної та ефективної роботи енергетичної інфраструктури. Вітчизняні виробники здатні забезпечити виробництво силових трансформаторів практично будь-якої потужності та рівня напруги, задовольняючи потреби як внутрішнього, так і зовнішнього ринків. Окрім трансформаторів, українські підприємства виробляють розподільчі пристрої, вимикачі, роз'єднувачі, шафи та панелі релейного захисту та автоматики (РЗА), кабельну продукцію, а також опори для ліній електропередавання.

Окрім того, на українському ринку широко представлені вітчизняні виробники обладнання для систем опалення. У спектрі пропонованих рішень найбільшим попитом користуються теплові насоси та твердопаливні котли.

Теплові насоси є більш складною та дорогою технологією, яка використовує низькопотенційну теплову енергію навколишнього середовища (грунту, води або повітря) для обігріву та охолодження приміщень. В Україні діють компанії, що спеціалізуються на проєктуванні, монтажі та обслуговуванні таких установок, а локальне виробництво переважно орієнтоване на складання систем на основі імпортованих комплектуючих.

Отже, попри певну залежність від імпорту високотехнологічних компонентів, в Україні існує значний та зростаючий потенціал вітчизняного виробництва

обладнання для об'єктів розподіленої генерації у ключових секторах, зокрема таких як відновлювана енергетика та газова генерація.

Розвиток вітчизняного виробництва обладнання та модернізація енергетичного комплексу, включно з розбудовою розподіленої генерації, тісно пов'язані з державними програмами підтримки галузі. Значну роль у цьому процесі відіграють ухвалені на законодавчому рівні рішення про скасування мита та ПДВ на імпорт енергетичного обладнання. Ці пільги поширюються на ввезення електрогенераторного обладнання, установок для вітрової та сонячної генерації, а також акумуляторів. Окрім того, для населення та бізнесу діють програми підтримки проєктів розподіленої генерації, про що детальніше зазначається у наступному розділі.

Наявність та ефективність програм підтримки проєктів як для бізнесу, так і для населення є важливим фактором, що стимулює розвиток розподіленої генерації в Україні. У наступному розділі буде детально розглянуто існуючі програми підтримки.

3.3. Програми підтримки проєктів

У процесі розвитку розподіленої генерації на місцевому рівні важливим аспектом є забезпечення фінансування для впровадження відповідних технологій. Під час комунікації з громадами на платформі «Супермаркет рішень» та в рамках глибинних інтерв'ю було виявлено, що головними бар'єрами для реалізації проєктів є саме відсутність необхідних фінансових ресурсів. Громади висловлюють побоювання щодо складнощів у залученні інвестицій, а також недостатньої підтримки з боку держави для розгортання таких ініціатив.

Зважаючи на ці виклики, важливим кроком є реалізація програм підтримки, передбачених Стратегією розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року. Однією з основних цілей є стимулювання розміщення газових електроустановок на майданчиках, де вже є необхідна інфраструктура – як електрична, так і газова. Це дозволяє значно знизити початкові витрати на розбудову, забезпечуючи оптимальні умови для впровадження нових енергетичних об'єктів. Крім того, важливою складовою стратегії є сприяння залученню інвестицій у ці проєкти, а також забезпечення страхування проєктів, що дозволяє знизити ризики для інвесторів.

Особливу увагу приділено підтримці ініціатив зі встановлення гібридних СЕС з УЗЕ для об'єднань співвласників багатоквартирних будинків та житлово-будівельних кооперативів. Це має на меті забезпечення стабільного електропостачання для споживачів, що використовують енергію для життєво важливих систем багатоквартирних будинків, таких як опалення, водопостачання, освітлення, ліфти та інші інфраструктурні об'єкти.

Будівництву та введенню в експлуатацію нової розподіленої генерації та УЗЕ сприятимуть заходи з надання податкових і митних пільг під час ввезення на територію України енергетичного обладнання. Також спрощуються умови будівництва та розміщення ГПУ та ГТУ. Додатково передбачено спрощення процедур закупівель генеруючого обладнання з можливістю придбання без тендерних процедур. Регулятор (НКРЕКП) спростив процедури приєднання електроустановок до систем розподілу електроенергії, газорозподільних систем та тепломерж, про що більш детально розглядається у Розділі II цього дослідження.

Уряд активно стимулює розбудову розподіленої генерації з метою насамперед забезпечення населення та бізнесу доступними фінансовими ресурсами для придбання, встановлення та експлуатації енергетичного обладнання. Додатково спрощуються процедури, пов'язані з імпортом, будівництвом, введенням в експлуатацію та підключенням об'єктів генерації до мереж.

Українські банки за червень – березень 2024 року отримали 3 879 заявок від бізнесу на кредитування проєктів із відновлення енергетичної інфраструктури на загальну суму 81,7 млрд грн та розпочали фінансування проєктів (надали кредити та відкрили ліміти) на

суму 14,1 млрд грн. Загальна профінансована з червня потужність генерації за наданими бізнесу позиками становить понад 549 МВт. Найбільші обсяги коштів виділено на придбання та монтаж КГУ (219 МВт), побудову СЕС (162 МВт), купівлю дизельних та бензинових генераторів (124 МВт). Проекти фінансуються у 21 області країни [74].

Крім того, банки кредитують і населення. Упродовж лютого 2025 року громадянам надано 558 кредитів на енергетичні потреби на суму 105 млн грн, а загалом із червня 2024 року – 6266 кредитів на суму 836 млн грн. Обсяг валового портфеля кредитів фізичним особам на зазначені цілі з урахуванням погашення становить 712 млн грн [74].

Основні програми, спрямовані на розвиток розподіленої генерації

Кредитування домогосподарств під 0% здійснюється у відповідності до постанови Кабінету Міністрів України (КМУ) від 7 червня 2024 р. № 673 «Про затвердження Порядку надання фінансової державної підтримки фізичним особам, які встановлюють у власних домогосподарствах генеруючі установки, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії» [75].

Державна підтримка надається з метою здешевлення вартості кредитів, залучених для придбання та встановлення фотоелектричних модулів та/або вітрових електроустановок, встановленою потужністю від 1 кВт до 10 кВт, разом із гібридними інверторами, що здатні працювати як в автономному, так і в синхронному з зовнішньою мережею режимі, та установками зберігання енергії ємністю від 1 кВт·год на кожен 1 кВт встановленої потужності генеруючої установки. Проте, відповідні установки не можуть генерувати електроенергію за «зеленим» тарифом. Держава компенсує 100% кредитної ставки. Максимальний строк кредитування – не більше 10 років. Максимальна сума кредиту – не більше 480 тис. грн.

Урядова програма «Доступні кредити 5-7-9» для бізнесу (див. таблицю 3.5) розроблена відповідно до Порядку надання фінансової державної підтримки суб'єктам підприємництва, затвердженого постановою КМУ від 24 січня 2020 року № 28 [76], та є однією з основних програм пільгового кредитування в Україні. З моменту її запуску у 2020 році підписано близько 100 000 кредитних договорів на суму понад 300 млрд грн. Програма фінансує майже всі сектори бізнесу. Підприємства, діяльність яких стосується експлуатації та розвитку об'єктів генерації та електрозарядної інфраструктури, мають пріоритет з можливістю отримання кредиту на суму до 150 млн грн.

Таблиця 3.5 – Умови кредитування за програмою 5-7-9 для бізнесу¹

Бізнес	Мікро- ² , малий ³	Мікро-, малий, середній ⁴ та корпоративний ⁵	Малий, середній та корпоративний
Цільове призначення	електрогенератори, джерела безперебійного живлення, акумулятори, СЕС, ГПУ, твердопаливні котли, вітрова енергетика тощо		
Сума фінансування	до 1 млн грн	1–10 млн грн	від 10 млн грн
Строк кредиту	від 12 до 24 місяців	до 60 місяців	
Аванс	від 10% від вартості обладнання		від 20% від вартості обладнання
Платність	мікро-, малий бізнес – 7%; середній та корпоративний бізнес – 9% або перший рік – 3М UIRD + 1,0%; з другого року – 3М UIRD + 2%.		
Комісія	1–1,5% залежно від програми підтримки бізнесу		
Застава	без застави	обладнання, що купується	

Примітки.

¹Умови можуть змінюватися в залежності від обраного банку

²Мікробізнес (фізичні особи – підприємці (ФОП)/юридичні особи) – < 30 млн грн;

³малий бізнес – 30–300 млн грн;

⁴середній бізнес – 300–1500 млн грн;

⁵корпоративний – \geq 1500 млн грн.

Для деокупованих і прифронтових територій Уряд запровадив покращені умови. Збільшений термін кредиту та ліміт та знижена відсоткова ставка. Компенсація відбувається до 1% на перші два роки, 5% з наступного року на інвестиційні цілі.

Програма «Доступні кредити 5-7-9» для ОСББ та ЖБК підтримує об'єднання співвласників багатоквартирних будинків (ОСББ) та житлово-будівельні кооперативи (ЖБК). Вона дає можливість отримати пільгові кредити для придбання й встановлення енергообладнання, зокрема сонячних панелей, вітряків, газотурбінних і газопоршневих установок із системами зберігання енергії. Умови: сума кредиту – до 5 млн грн; строк кредиту – до 5 років; процентна ставка – 7% річних. Програма працює у комбінації із «ГрінДІМ».

Програма «ГрінДІМ», яка запроваджена Фондом енергоефективності, передбачає часткову компенсацію для ОСББ та ЖБК на встановлення теплових насосів, сонячних панелей і супутнього обладнання. Проте Фонд енергоефективності не надає фінансування на витрати, пов'язані з виконанням будь-яких видів робіт (послуг), а тільки на придбання необхідного обладнання та проведення енергоаудиту.

За умовами програми, фінансування учасникам надається у формі гранту на безоплатній та безповоротній основі. Сума гранту становить 70% вартості обладнання, аудиту та сертифікації енергетичної ефективності будинку. На момент затвердження нової програми, із встановлення СЕС учасники можуть отримати до 1 млн грн, а на встановлення теплових насосів – до 2 млн. грн. Додатково компенсуються витрати на сертифікацію енергетичної ефективності будинку до 15 тис. грн. Також встановлені граничні суми грантів на одиницю потужності обладнання.

Станом на березень 2025 року програми Фонду енергоефективності, в тому числі «ГрінДІМ», призупинені через відсутність фінансування [77].

Місцеві програми створені за ініціативою органів місцевого самоврядування у різних громадах та областях на підтримку населення і бізнесу у використанні розподілених енергоресурсів, яка полягає у компенсації частини вартості обладнання СЕС, УЗЕ, генераторів тощо. Джерелом фінансування таких програм є місцеві бюджети. До прикладу подібні програми працюють у таких громадах та областях:

- місті Вінниці на встановлення обладнання СЕС – 40 % вартості для ОСББ і 30 % вартості для підприємців [78];
- місті Києві на встановлення генераторів в якості резервного живлення - до 75 % вартості для потреб багатоквартирних житлових будинків [79];
- місті Львові – 50 % вартості електрогенераторів, а також обладнання гібридних СЕС для ОСББ [80];
- місті Миколаєві – до 50 % вартості генераторів та мобільних електростанцій для потреб багатоквартирних житлових будинків [81];
- Закарпатській області – 20 тис. грн на встановлення гібридних СЕС для приватних домогосподарств [82].

АТ «Фонд декарбонізації України» надає фінансову підтримку для реалізації проєктів, спрямованих на зменшення викидів парникових газів та підвищення енергоефективності. Відповідно до Постанови КМУ № 761 від 21.06.2024 року, підтримка надається товариством шляхом [83]:

1) кредитування заходів у сфері енергоефективності, збільшення використання ВДЕ та альтернативних видів палива і скорочення обсягу викидів вуглецю;

2) фінансового лізингу обладнання, необхідного для здійснення заходів у сфері енергоефективності, збільшення використання ВДЕ та альтернативних видів палива і скорочення викидів CO₂, відповідно до укладених договорів фінансового лізингу;

3) факторингового фінансування позичальників за кредитами у сфері енергоефективності, збільшення використання ВДЕ та альтернативних видів палива і скорочення обсягу викидів вуглецю або виконавців енергосервісу;

4) фінансування у 2025 і 2026 роках проведення енергетичної сертифікації та/або енергоаудитів об'єктів, що перебувають на балансі (у володінні) органів державної влади, державних організацій (установ, закладів), а також державних унітарних підприємств, установ, організацій, що належать до сфери їх управління, та господарських товариств, у статутному капіталі яких більше 50% акцій (часток) належать державі (максимальний розмір державної підтримки до 40 тис. грн для проведення енергетичної сертифікації будівлі та до 500 тис. грн для проведення енергоаудиту процесів та/або транспорту);

5) фінансування у 2025 і 2026 роках встановлення на об'єктах, які перебувають на балансі (у володінні) установ, фотоелектричних модулів разом із гібридними інверторами, які здатні працювати в автономному або синхронному із зовнішньою мережею режимі, та УЗЕ ємністю від 1 кВт·год на кожен 1 кВт встановленої потужності генеруючої установки.

Детальні критерії відбору та умови надання коштів визначені відповідно до Порядку використання коштів фонду, затвердженого Постановою КМУ від 21.06.2024 № 761 [83].

Розгляд заявок та прийняття рішення про надання фінансування здійснюється спеціальною комісією, яку очолює Голова Держенергоефективності. При цьому визначені наступні умови щодо фінансування [83]:

1) кредити повинні відповідати таким вимогам:

- відсоткова ставка – до 9% річних (для проєктів, за якими використовується обладнання національного виробництва, – до 7% річних);
- розмір кредиту – від 120 тис. грн до 90 млн грн;
- максимальний строк кредиту – до 10 років;
- мінімальний внесок, який самостійно сплачує позичальник, встановлюється у розмірі не менш як 15% вартості товарів, робіт і послуг, передбачених проєктом;

2) лізинг енергоефективного обладнання здійснюється на таких умовах:

- винагорода лізингодавця становить до 9% річних;
- розмір фінансового лізингу за одним договором – від 100 тис. грн до 90 млн грн;
- мінімальний строк договору фінансового лізингу – 1 рік;
- максимальний строк договору фінансового лізингу – до 7 років;
- мінімальний перший лізинговий платіж, який сплачує лізингоодержувач – не менше 15% вартості енергоефективного та/або енергозберігаючого обладнання;

3) щодо проведення факторингового фінансування:

- обсяг факторингового фінансування – від 150 тис. грн до 25 млн грн;
- базова винагорода за факторингове фінансування – не більше 7%;
- відстрочка платежу щодо сплати клієнтом на користь фактора визначених договором факторингу платежів не допускається;

4) умови здешевлення вартості зобов'язань за кредитними договорами, які укладені для здійснення енергоефективних заходів та енергосервісу, збільшення використання ВДЕ та альтернативних видів палива і скорочення обсягу викидів вуглецю:

- максимальна сума кредиту, за яким надається державна підтримка шляхом здешевлення кредитів суб'єкту господарювання разом з учасниками групи пов'язаних з ним контрагентів, не перевищує 60 млн грн, крім тих, що надаються: (1) ФОП, який не перевищує 5 млн грн; (2) підприємствам - виробникам теплової енергії, підприємствам водопостачання та водовідведення, який не перевищує 90 млн грн; (3) виконавцю енергосервісу, у т.ч. ФОП, який не перевищує 20 млн грн;

- максимальний строк кредитування за кредитами, за якими надається державна підтримка, не повинен перевищувати 10 років включно;

- максимальна відсоткова ставка за кредитом встановлюється не більше 21% річних.

5) для отримання суб'єктом господарювання державної підтримки обов'язковою вимогою є укладення ним з Держенергоефективності добровільної угоди з енергоефективності, де істотні умови враховують наступне:

- для виробників теплової енергії, підприємств водопостачання та водовідведення, у тому числі державної та комунальної власності, проектів із здійснення енергосервісу для підприємств з виробництва продукції, надання послуг: (1) зниження не менш як на 15% енергоємності виробництва (технічного об'єкта, технологічного етапу, вузла та/або процесу виробництва) одиниці відповідної продукції (надання послуг) порівняно з показниками, що діяли; (2) зменшення обсягу викидів вуглецю на 15% і більше;
- для проектів, за якими використовуються альтернативні види палива та ВДЕ (зокрема за механізмом енергосервісу): (1) заміщення горючих корисних копалин, крім торфу та газу (метану) вугільних родовищ, альтернативними видами палива та альтернативними (відновлюваними) джерелами енергії у перерахунку на виробництво 1 МВт на 50% і більше; (2) зменшення обсягу викидів вуглецю на 20% і більше;
- для проектів із здійснення енергосервісу у будівлях – досягнення класу енергетичної ефективності будівлі вище мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівлі;
- для проектів з використанням обладнання національного виробництва – частка такого обладнання складає не менше 70%, що підтверджується відповідним документом;
- для проектів заміщення споживання громадським транспортом моторного палива електроенергією за рахунок використання транспорту з електротягою – обсяг такого заміщення більше ніж 20%.

Важливо зазначити, що відповідно до Постанови КМУ № 38 від 17.01.2025, були внесені зміни до Порядку використання коштів фонду, що розширюють перелік пріоритетних напрямків фінансування та уточнюють умови надання підтримки. Рекомендується ознайомитися з останніми редакціями нормативних документів для отримання актуальної інформації.

Відповідно до інформації, наданої представниками Держенергоефективності в ході проведення інтерв'ю в межах даного дослідження, станом на 31.12.2024 р. АТ «Фонд декарбонізації України» профінансовано 17 проектів на загальну суму 180,9 млн грн.

За напрямками фінансування проекти розподілилися наступним чином: 1 проект у сфері ВДЕ; 11 проектів за механізмом енергосервісу (ЕСКО); 5 проектів, спрямованих на заміщення викопного палива альтернативними джерелами енергії, включаючи ВДЕ.

Географічний розподіл профінансованих проектів: Дніпропетровська область – 1 проект; Львівська область – 5 проектів; Одеська область – 6 проектів; Київська область – 4 проекти; Миколаївська область – 1 проект.

Енергосервісні контракти

ЕСКО – це енергосервісна компанія, яка виконує роботи із впровадження енергоефективних заходів (наприклад, утеплення фасадів, заміна вікон та дверей на енергоефективні, модернізація системи опалення, встановлення ІТП тощо). Завдяки цим заходам замовник починає економити ресурси та, відповідно, гроші, частину (або всі) яких отримує ЕСКО як плату за свої послуги та повертає вкладені інвестиції.

Важливо, що бюджетні зобов'язання щодо повернення коштів ЕСКО наступають лише після того, як встановлено факт досягнення економії, передбаченої енергосервісним договором. Тобто, якщо в результаті енергоефективних заходів не вдалось досягнути економії, то енергосервісна компанія не отримує плати.

Таким чином, енергосервісна компанія повністю бере на себе фінансові ризики і відповідальність за реалізацію проекту з підвищення енергоефективності.

В Україні застосовуються дві основні моделі енергосервісу (ЕСКО), які дозволяють реалізовувати проекти з підвищення енергоефективності та впровадження відновлюваної енергетики:

1. Класична модель ЕСКО. У межах цієї схеми фіксований відсоток від отриманої економії енергоресурсів передається ЕСКО-компанії, і зазвичай він становить від 80% до 100%. Класична модель є найбільш поширеною на ринку України – на її основі укладено близько 95% усіх ЕСКО-договорів.

2. Модель поглибленого партнерства. Цей підхід базується на принципі співфінансування енергоефективних проєктів між громадою та енергосервісною компанією. Така модель дає можливість громадам суттєво скоротити витрати на енергомодернізацію, оскільки розподіл економії здійснюється залежно від частки фінансування кожної зі сторін. На відміну від класичного механізму, тут відсутній фіксований відсоток економії – розподіл залежить від конкретних умов співпраці.

Протягом терміну дії ЕСКО-договору громади можуть отримувати частину зекономлених коштів, що в окремих випадках сягає до 20% щорічно. Водночас ЕСКО-компанія несе відповідальність за досягнення запланованого рівня економії, оскільки від цього залежить повернення її інвестицій.

На сьогодні в межах механізму ЕСКО активно реалізуються проєкти комплексної енергомодернізації громадських об'єктів із застосуванням розподіленої генерації. Основні напрямки включають: (1) термомодернізацію громадських будівель; (2) встановлення СЕС та систем накопичення енергії для критичної інфраструктури (лікарень, водоканалів тощо); (3) енергомодернізація насосних станцій водоканалів; (4) оновлення вуличного освітлення; (5) поглиблене партнерство у впровадженні СЕС. Ця модель дозволяє громадам, які отримують грантові сонячні панелі, але не мають фінансування для їх встановлення та інтеграції в локальні енергомережі, скористатися механізмом співфінансування з боку ЕСКО-компаній.

Максимальний термін договору – 15 років.

Міжнародна підтримка

Міжнародні організації та партнери відіграють критично важливу роль у забезпеченні України необхідним обладнанням і ресурсами для підтримки її енергетичної системи. В умовах масштабних руйнувань енергетичної інфраструктури, спричинених військовою агресією, така допомога є життєво необхідною. Партнери, зокрема USAID, GIZ, Світовий банк та інші, надають генератори, трансформатори та інші технологічні рішення, які сприяють відновленню й стабілізації енергопостачання. Окрім цього, міжнародні донори забезпечують Україну фінансовою допомогою для закупівлі обладнання та ремонту пошкоджених об'єктів, а також надають експертну підтримку у розробці стратегій швидкого реагування на енергокризи. Така співпраця зміцнює здатність країни зберігати функціональність енергосистеми навіть за умов постійних загроз.

Німецьке товариство міжнародного співробітництва (GIZ) підтримує Україну за дорученням Федерального уряду Німеччини з 1993 року, сприяючи демократичним перетворенням та розвитку ключових секторів. У сфері енергетики співпраця з GIZ здебільшого відбувалась у межах Німецько-українського енергетичного партнерства, яке спрямоване на більш ефективну співпрацю між двома країнами у питаннях енергетики, клімату та енергоефективності.

Станом на сьогодні, через російські атаки, основна увага GIZ зосереджена на ремонтах і підтримці працездатності енергетичної інфраструктури України. Водночас енергетичне партнерство продовжує слугувати платформою для трансформації ОЕС України та реалізації стратегічних ініціатив, які включають:

- сприяння розвитку нормативно-правової бази України, зокрема у напрямку розвитку розподіленої генерації;
- впровадження практичних заходів у громадах, а також інтеграцію теми енергоефективності в навчальні програми та програми підготовки кадрів на підприємствах;

- організацію навчальних курсів із енергоменеджменту для працівників муніципальних органів влади;
- підтримку впровадження систем енергоменеджменту та розробку муніципальних енергетичних планів

Проект енергетичної безпеки USAID ПЕБ спрямований на зміцнення енергетичної безпеки України, інтеграції енергетичного сектору України до енергетичних ринків ЄС та системи європейської енергетичної безпеки, підвищення конкурентоспроможності національного енергетичного сектору на європейському ринку шляхом технічної модернізації об'єктів енергетичної інфраструктури та створення сприятливих умов для залучення інвестицій.

З 20 січня 2025 цей проєкт призупинено на 90 днів відповідно до Указа Президента США про тимчасову зупинку всіх програм зовнішньої допомоги.

В межах діяльності проєкту USAID ПЕБ свого часу окрему увагу було приділено імплементації проєктів із розподіленої генерації, з наданням для потреб громад енергетичного обладнання, такого як: генератори, трансформатори, мобільні та стаціонарні котельні, когенераційні установки.

Були розроблені попередні ТЕО [71-73] для впровадження розподіленої генерації з можливістю створення «енергетичних островів» у певних регіонах. Основні етапи роботи включали: (1) техніко-економічний аналіз кількох когенераційних технологій, (2) розробку схем монтажу та підключення установок, (3) оцінку капітальних і експлуатаційних витрат, (4) створення економічної моделі впровадження проєкту.

Проєкти, які передбачають створення «енергетичних островів», сприятимуть розвитку інфраструктури громад. Вони забезпечать робочий стан об'єктів критичної інфраструктури навіть в умовах відключень електропостачання. Крім того, такі проєкти сприятимуть скороченню використання природного газу, зменшенню річних витрат завдяки використанню електроенергії власного виробництва та створюють можливість реалізації її надлишків на ринку електроенергії.

Отже, в Україні існує розгалужена система програм підтримки розвитку розподіленої генерації на різних рівнях. Державні програми пільгового кредитування, місцеві ініціативи з компенсації вартості обладнання, а також фінансова підтримка від державних фондів створюють фінансові стимули для впровадження проєктів розподіленої генерації як домогосподарствами, так і бізнесом. Механізм ЕСКО відкриває додаткові можливості для енергомодернізації без значних початкових інвестицій з боку громад та бюджетних установ. Крім того, значну роль у забезпеченні необхідними ресурсами відіграє міжнародна підтримка від партнерських організацій. Попри наявність цих програм, їхня ефективність та доступність для широкого кола зацікавлених сторін залишаються важливими аспектами подальшого розвитку сфери розподіленої генерації в Україні.

В той же час для успішного розвитку сфери розподіленої генерації в Україні потрібна злагоджена взаємодія різних зацікавлених сторін. Тому наступний розділ буде присвячений розгляду ролі ключових стейкхолдерів у формуванні та реалізації політики у сфері розподіленої генерації, включаючи державні органи, органи місцевого самоврядування, операторів енергосистеми, інших учасників енергетичних ринків та споживачів, бізнес, наукові установи, громадські організації тощо.

3.4. Роль ключових стейкхолдерів у розвитку сфери розподіленої генерації

Розподілена генерація є новим напрямом, що динамічно розвивається та сприяє створенню по суті нового сектору гравців на енергетичних ринках. Розвиток цього напрямку також дозволяє поживляти місцеві економіки за рахунок посилення енергостійкості споживачів й модернізації локальної інфраструктури у громадах. Окрім того, зростання попиту на розподілену генерацію стимулюватиме розвиток як виробників і

постачальників обладнання, так і надавачів послуг, пов'язаних із впровадженням таких проектів. Важливою є зацікавленість і підтримка держави у розвитку цього напрямку та усвідомлення споживачів як на рівні побуту, так і бізнесу про переваги, які дозволяють реагувати на енергетичні виклики, пов'язаними з вимушеною трансформацією енергетичної системи.

Основні суб'єкти, які задіяні у розвитку сектору, або ринку, розподіленої генерації виділені в окремі групи:

- 1 група** – органи державної влади;
 - 2 група** – громади;
 - 3 група** – гравці на енергетичному ринку;
 - 4 група** – інвестиційний сектор;
 - 5 група** – профільні асоціації та інші неурядові організації.
- Розглянемо кожен з них детальніше.

1 група – Органи державної влади

До органів державної влади, які мають суттєвий вплив на розподілену генерацію, належать Президент України, Верховна Рада України (ВРУ), Кабінет Міністрів України (КМУ), Міністерство енергетики України (Міненерго), Міністерство розвитку громад та територій України (Мінрозвитку), НКРЕКП (Регулятор), а також інші державні агентства, такі як Держенергоефективності та Держенергонагляд.

Вплив органів державної влади на цю галузь охоплює широкий спектр питань починаючи від формулювання стратегічних напрямків і закінчуючи регулюванням конкретних технічних стандартів, що забезпечують ефективне впровадження і експлуатацію розподіленої генерації.

Верховна Рада України (ВРУ), як основний орган законодавчої влади, здійснює прийняття законів, що регулюють енергетичні ринки, встановлюють правові рамки для функціонування розподіленої генерації та визначають умови для впровадження нових технологій. Закони, що стосуються розвитку ВДЕ та інфраструктури розподіленої генерації, створюють правову базу для залучення приватних інвестицій, що є необхідною умовою для розвитку інноваційних проектів. Важливою функцією ВРУ є забезпечення ефективного функціонування законодавчих механізмів, що стимулюють інтеграцію нових джерел енергії в існуючу енергетичну інфраструктуру країни.

Кабінет Міністрів України (КМУ) на виконання завдань з енергетичної трансформації відповідає за комплексне та системне забезпечення розвитку розподіленої генерації, починаючи від формування стратегічних напрямків та законодавчої бази, до спрощення адміністративних процедур та створення фінансових стимулів для всіх учасників ринку. КМУ відіграє важливу роль у законодавчому процесі, що є важливим інструментом для реалізації державної політики, зокрема у сфері енергетики, а саме: вносить проекти законів, в тому числі розроблених Міненерго, на розгляд ВРУ та визначає члена Кабінету Міністрів України для представлення внесеного законопроекту у парламенті. КМУ координує роботу всіх органів виконавчої влади.

Міненерго формує та забезпечує реалізацію державної політики в енергетичній сфері, а також відповідає за створення нормативно-правового середовища, яке регулює процеси інтеграції нових енергетичних технологій та стимулює інвестиції у цю сферу.

На виконання стратегічних завдань держави щодо трансформації енергетичної системи України Міненерго розроблено Стратегію розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року. Нормативно-правове регулювання у сфері енергетики має сприяти виконанню цієї Стратегії. Тому відповідні стимули та спрощення закріплюються як у базових законах, так і в регуляторних актах.

Отже, основним органом, який формує політику у сфері енергетики, є Міненерго.

Водночас важливу роль у розвитку розподіленої генерації в Україні відіграє **Мінрозвитку**. Серед основних його завдань є сприяння розвитку регіонів. Мінрозвитку

підтримує проекти розподіленої генерації, які спрямовані на використання місцевих ресурсів для забезпечення енергетичних потреб громад. Це забезпечується через, по-перше, методологію місцевого енергетичного планування, по-друге, платформу DREAM, яка допомагає громадам залучати фінансування для проєктів, надаючи доступ до інформації про потенційні інвестиційні можливості.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – Регулятор), є постійно діючим центральним органом виконавчої влади зі спеціальним статусом, який утворюється КМУ. Для здійснення державного регулювання Регулятор застосовує наступні повноваження відповідно до Закону України «Про НКРЕКП»: розробляє нормативно-правові акти на виконання законодавства у сферах енергетики та комунальних послуг, які регулюють взаємодію учасників енергетичних ринків, здійснює ліцензування діяльності, формує цінову і тарифну політику у цих сферах. Зокрема для розвитку розподіленої генерації Регулятор має створювати сприятливі умови шляхом державного регулювання та контролю виконання технічних стандартів.

Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності) є центральним органом виконавчої влади, діяльність якого спрямовується і координується КМУ і який реалізує державну політику у сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження та альтернативних видів палива. Координацію роботи Держенергоефективності забезпечує Міністр КМУ. У контексті розподіленої генерації Держенергоефективності займається розробкою та реалізацією програм, спрямованих на стимулювання встановлення енергоефективних технологій в локальних енергетичних системах. Це включає підтримку проєктів, які використовують ВДЕ, а також інші технології, що знижують витрати енергії споживачів [84].

Державна інспекція енергетичного нагляду України (Держенергонагляд) є центральним органом виконавчої влади, діяльність якого спрямовується і координується КМУ через Міністра енергетики, та який реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) у галузях електроенергетики та теплопостачання, а також на ринку природного газу [85]. Це включає контроль за дотриманням технічних стандартів, норм і вимог, що регулюють діяльність суб'єктів енергетичного ринку, зокрема у сфері розподіленої генерації. Держенергонагляд також вносить пропозиції на розгляд Міністра енергетики щодо формування державної політики в зазначених сферах, забезпечуючи інтеграцію та вдосконалення нормативно-правових актів. Важливою функцією органу є організація та здійснення політики нагляду, яка має забезпечувати відповідність об'єктів розподіленої генерації вимогам безпеки, технічних стандартів та інших нормативно-правових актів. Держенергонагляд розглядає скарги замовників приєднання в частині щодо порушення технічних вимог під час підключення в тому числі генеруючих установок до зовнішніх мереж.

В цілому варто зазначити, що державна політика спрямована на дотримання енергобезпеки як важливого суспільного інтересу. Органи державної влади відповідають за усунення перешкод та створення сприятливих умов для розвитку розподіленої генерації, з метою посилення енергобезпеки на місцевому рівні та країни в цілому. Їхня діяльність включає розробку та ухвалення необхідної правової бази, підтримку інвестицій у технології, визначення стратегічних напрямків і контроль регуляторного середовища. Від їх ефективної взаємодії залежить успішне функціонування та розвиток розподіленої генерації як ключового інструменту забезпечення енергетичної стійкості та сталого розвитку енергетичних систем країни.

Огляд нормативно-правової бази, яка регулює розвиток розподіленої генерації в Україні, наведено в Розділі II цього дослідження.

2 група – Громади

Органи місцевого самоврядування (ОМС) та споживачі як місцеві зацікавлені сторони відіграють важливу роль у розвитку та впровадженні проєктів розподіленої генерації на регіональному та локальному рівнях. Вони є основними імплементаторами енергетичних ініціатив на місцях, визначають пріоритети у сфері енергозбереження та розвитку ВДЕ, а також контролюють виконання місцевих нормативів і стандартів, що регулюють розміщення енергетичних об'єктів.

ОМС, включаючи сільські, селищні, міські ради та їх виконавчі органи, мають вирішальне значення у прийнятті рішень щодо реалізації проєктів розподіленої генерації на територіях громад. Вони відповідають за визначення місцевих енергетичних стратегій, що повинні відповідати загальнодержавним цілям у сфері сталого розвитку та енергетичної безпеки. Місцеві органи влади здійснюють контроль за відповідністю проєктів місцевим нормам та стандартам, а також регулюють питання, пов'язані із наданням дозволів на розміщення енергетичних об'єктів на місцевих територіях.

Місцеві органи влади також беруть участь у процесі формування умов для залучення інвестицій у розподілену генерацію, особливо у малих та середніх громадах.

Інші учасники цієї групи, такі як місцеві бізнеси, енергетичні кооперативи та громадські організації, активно підтримують розповсюдження ініціатив щодо впровадження розподіленої генерації. Місцеві підприємства можуть інвестувати в енергоефективні та відновлювальні технології, що дозволяє знижувати витрати на енергоспоживання та сприяти розвитку енергетичної інфраструктури на території громади. Залучення місцевих зацікавлених сторін допомагає створити ефективну платформу для співпраці між органами місцевого самоврядування, підприємствами та громадськістю, що сприяє ефективній реалізації проєктів розподіленої генерації.

Таким чином, органи місцевого самоврядування та місцеві зацікавлені сторони відіграють вирішальну роль у розвитку та впровадженні проєктів розподіленої генерації на місцевому рівні. Вони не тільки забезпечують необхідні умови для реалізації таких проєктів, але й сприяють розвитку інфраструктури та інвестицій у зелені технології, що в результаті підвищує енергетичну незалежність громад та сприяє сталому розвитку регіонів.

3 група – Гравці на енергетичному ринку

До основних гравців на енергетичному ринку належать учасники ринку електричної енергії, учасники відносин у сфері тепlopостачання, а також компанії, які постачають обладнання та надають супутні послуги.

Ринок електричної енергії є важливою платформою для інтеграції розподілених джерел енергії. Одним із головних завдань в контексті трансформації енергетичної системи у відповідь на енергетичні виклики для України є створення умов для безпечного та ефективного підключення малих генераційних потужностей до існуючої інфраструктури, а також стимулювання інвестицій у ВДЕ.

На відміну від ринку електричної енергії, у сфері тепlopостачання існує набагато більше обмежень для стрімкого розвитку об'єктів розподіленої генерації. Насамперед відсутні подібні ринкові механізми та єдині правила. Водночас, нові об'єкти, наприклад, які одночасно генерують електричну енергію і тепло, можуть інтегруватися в існуючі муніципальні або локальні системи централізованого тепlopостачання та частково покривати потреби споживачів у тепловій енергії.

ПРАТ «НЕК «Укренерго» є учасником ринку електричної енергії, що виконує функцію ОСП та забезпечує баланс між виробництвом і споживанням електроенергії в Україні. ОСП здійснює централізоване диспетчерське управління енергосистемою, забезпечуючи передачу електричної енергії через магістральні та міждержавні мережі, підтримує функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг, а також здійснює планування та створення технічної можливості інтеграції нових потужностей, що є важливою умовою для розвитку розподіленої генерації.

Оператори систем розподілу (ОСР) (переважно обласні енергокомпанії) приєднують споживачів та виробників електроенергії до мереж, а також здійснюють розподіл енергії споживачам. Від якості надання цих послуг, що безпосередньо залежить від рівня утримання та розвитку мереж, залежить технічна спроможність та вартість приєднання об'єктів розподіленої генерації.

Виробники електричної енергії – це учасники, які безпосередньо генерують електричну енергію. В контексті розподіленої генерації, вони формують енергетичну карту країни, доповнюючи централізовані джерела енергії і зменшуючи навантаження на магістральні енергомережі. Важливою складовою діяльності виробників є відпуск електроенергії до мережі на умовах, визначених ринковими правилами, а також дотримання стандартів і вимог до енергоефективності, що регулюються державними органами. Стимулювання таких виробників через встановлення «зелених» тарифів та інші економічні інструменти є однією з важливих складових державної політики щодо розвитку розподіленої генерації.

Учасники відносин у сфері тепlopостачання так само відіграють важливу роль у розвитку об'єктів розподіленої генерації, що виробляють тепло (наприклад, теплові насоси, міні-ТЕЦ на біопаливі, КГУ тощо). Вони безпосередньо задіяні у реалізації рішень, які по суті сприяють формуванню нового ринку технологій та їх інтеграції у локальні системи тепlopозабезпечення. Поступовий розвиток вимагатиме ефективних механізмів для створення ринку тепла в Україні.

Споживачі є кінцевими отримувачами енергії та безпосередньо створюють попит на неї. Формування у споживачів енергоефективної поведінки, дотримання платіжної дисципліни та свідоме ставлення до кліматично нейтральних технологій є важливими елементами впливу на розвиток енергетичних ринків як технологічно, так і економічно.

Опис усіх учасників ринку електричної енергії та гравців у сфері тепlopостачання міститься у Розділі II цього дослідження.

Не менш важливими гравцями є **постачальники обладнання та супутніх послуг**, які забезпечують технічне оснащення та інфраструктуру для реалізації проєктів розподіленої генерації. Вони постачають технології, що дозволяють ефективно генерувати, передавати та зберігати енергію. Ці компанії також займаються проєктуванням, монтажем, обслуговуванням та ремонтом енергетичних систем, що є необхідним для забезпечення стабільності та ефективності роботи об'єктів розподіленої генерації. Ринок обладнання для розподіленої генерації активно розвивається завдяки інвестиціям у нові технології, що дає можливість знижувати витрати на впровадження таких проєктів, покращувати їх економічну ефективність і доступність для кінцевих споживачів.

Отже, гравці на енергетичному ринку формують інфраструктуру для розвитку та функціонування розподіленої генерації в Україні. Їхня взаємодія на всіх етапах – від створення та експлуатації об'єктів до споживання енергії – посилює енергетичну стійкість, стимулює розвиток інноваційних технологій та модернізацію існуючих мереж, сприяє сталому розвитку енергетичного сектору в цілому. Одночасно діяльність усіх гравців визначає технічну та економічну доцільність реалізації проєктів з розподіленої генерації та є індикатором ефективності вже існуючих умов для розвитку цих проєктів на практиці.

4 група – Інвестиційний сектор

Можна виділити три основні компоненти: приватні інвестиції, банківське фінансування, міжнародна підтримка.

Приватні і державні комерційні банки, міжнародні фінансові організації надають фінансування через різні механізми: прямі інвестиції, кредити, «зелені» облігації та інші інструменти, що дозволяють знизити фінансові ризики та залучити необхідні ресурси для реалізації енергетичних проєктів. Банки, зокрема, мають вирішальне значення для забезпечення ліквідності на етапах будівництва та впровадження нових технологій. Вони пропонують кредитні продукти, адаптовані до потреб бізнесу, з урахуванням державних

програм з підтримки проєктів розподіленої генерації та ВДЕ як для бізнесу, так і побутових споживачів, а також надають консультаційні послуги з управління фінансовими ризиками. Окрім того, створене АТ «Фонд декарбонізації України», 100% акцій якого належать державі (в особі Держенергоефективності), надає пільгове кредитування бізнесу та органам місцевого самоврядування для проєктів з використанням ВДЕ-генерації та альтернативних видів палива. Фонд фінансує проєкти за рахунок надходжень від податку на викиди вуглецю. Фонд енергоефективності

Надання зовнішньої підтримки в межах міжнародної технічної допомоги урядів інших країн та грантових програм міжнародних організацій, про які вже згадувалося вище, так само є вкрай важливим для розвитку демонстраційних проєктів та поштовху до масштабування розподіленої генерації у громадах. Йдеться не лише про підтримку об'єктів критичної інфраструктури, а й про відповідні програми для бізнесу та побутових споживачів. Наприклад, діяльність Фонду енергоефективності, що є державною установою, частково фінансується за підтримки ЄС та уряду Німеччини.

Інвестиційний сектор не лише забезпечує фінансові ресурси для розвитку розподіленої генерації, але й формує сприятливі умови для залучення інвесторів, стимулюючи зростання ринку «зелених» інвестицій.

5 група – Профільні асоціації та інші неурядові організації

Асоціації, які об'єднують бізнес, зацікавлений у розвитку проєктів розподіленої генерації, здійснюють внесок у формування сприятливого регуляторного середовища, подолання інвестиційних та інших бар'єрів для створення відповідних технологій та об'єктів. Зокрема **Асоціація сонячної енергетики України (АСЕУ)**, **Українська вітроенергетична асоціація (УВЕА)**, **Біоенергетична асоціація України (UABIO)**, а також інші громадські організації сприяють розвитку ВДЕ шляхом розробки та просування законодавчих ініціатив, створення майданчиків для навчання та обміну досвідом між учасниками ринку. Асоціації, підтримуючи інноваційні та енергоефективні технології, сприяють розвитку нових бізнес-моделей, що дозволяють оптимізувати енергоспоживання, а також забезпечити сталий розвиток енергетичної інфраструктури на всіх рівнях.

Громадський сектор також активно сприяє підвищенню обізнаності споживачів щодо переваг використання ВДЕ, що сприяє залученню більшої кількості учасників до ринку та стимулює попит на «зелену» енергію.

Таким чином, ця група суб'єктів є важливими стейкхолдерами, які забезпечують лобювання інтересів галузі, підтримку інвестицій, розробку стандартів та сприяють розвитку розподіленої генерації. Важливо відзначити, що активна діяльність профільних асоціацій та неурядових організацій дозволяє досягати збалансованості інтересів усіх учасників на різних рівнях, зокрема через співпрацю з державними органами, науковими установами, інвестиційним сектором, муніципалітетами, гравцями енергетичного ринку, споживачами енергоресурсів.

Основна інформація про ключових стейкхолдерів у сфері розподіленої генерації, із зазначенням відповідних компетенцій та інтересів, зведена в таблицю 3.6. Карта ключових стейкхолдерів у сфері розподіленої генерації наведена схематично у Додатку Б. Зведена інформація у відповідному вигляді дозволяє визначити ролі усіх задіяних стейкхолдерів та взаємодію між ними.

Підсумовуючи ролі усіх груп суб'єктів, зазначимо, що основним аспектом взаємодії між учасниками у сфері розподіленої генерації є координація їх планів і дій, що безпосередньо пов'язані з інтересами кожного з них. Ефективність такої взаємодії залежить від досягнення балансу інтересів усіх учасників: держави, бізнесу, інвесторів, споживачів.

Державні органи формують політику і стратегії, та забезпечують їх реалізацію через нормативно-правову базу для розвитку розподіленої генерації.

Відповідно до ухвалених стратегій на національному рівні, органи місцевого самоврядування формують місцеві політики та програми для стимулювання бізнесу і побутових споживачів. Учасники цих програм отримують підтримку у забезпеченні своїх енергетичних потреб. На рівні громад в цілому мінімізуються ризики виникнення енергокризи за рахунок збільшення локальних генеруючих потужностей, насамперед з використанням ВДЕ. В свою чергу це сприяє досягненню місцевих енергетичних планів та кліматичних цілей.

Гравці енергетичного ринку орієнтуються на трансформацію енергосистеми та адаптуються до оновлених правил, отримуючи сигнали від держави про сприятливі умови для проєктів розподіленої генерації. Зростає попит на відповідні технології і послуги, що стимулює енергобізнес розвиватися та прагнути бути конкурентноспроможним у цьому сегменті ринку. Формується запит на фінансові ресурси та взаємодію з інвестиційним сектором, розвиток інновацій та науки, впровадження сучасних стандартів для енергетичної інфраструктури, створення нових робочих місць, підготовку галузевих фахівців у спеціалізованих закладах освіти.

Важливу роль у адвокації такого запиту виконують галузеві асоціації, які опікуються інтересами своїх учасників, а також неурядові організації, які взаємодіють з ОМС за напрямом енергетики і клімату. Окрім того, завдяки постійній комунікації з різними учасниками, вони сприяють створенню діалогу між владою, бізнесом, провідними фахівцями галузі з метою вдосконалення умов для стрімкого розвитку розподіленої генерації в структурі ринку та для потреб окремих об'єктів. Інвестиційний сектор враховує розроблені програми державної підтримки та у відповідь розробляє фінансові продукти для проєктів розподіленої генерації. Темпи фінансування так само залежать від умов, які розробляє і впроваджує держава для стимулювання інвесторів і розробників таких проєктів.

Отже, лише за умов налагодженої співпраці між усіма задіяними учасниками можливе ефективне впровадження розподіленої генерації, що стане важливою складовою енергетичної стійкості та безпеки країни. Ключовими напрямами такої взаємодії є:

- стабільність регуляторного середовища;
- доступність фінансування;
- технічна підтримка проєктів.

Збалансування інтересів усіх учасників та налагодження конструктивного діалогу є важливим для забезпечення сприятливого середовища розвитку розподіленої генерації.

Водночас ключова роль у впровадженні, зокрема, екологічно чистих енергетичних рішень на локальному рівні належить муніципалітетам, які відповідають за стратегічне планування та розвиток громади в цілому.

Для якісного енергетичного планування, з одночасним поєднанням цілей з декарбонізації та енергостійкості, потрібно проаналізувати ефективність різних технологій, що вже застосовуються в Україні, та визначити перспективи їхнього ширшого впровадження. Саме ці питання стануть предметом розгляду у наступному розділі.

Таблиця 3.6 – Ключові стейкхолдери у створенні технологій, розвитку проєктів та експлуатації об'єктів розподіленої генерації

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
1 група – Органи державної влади			
Президент України	Суб'єкт законодавчої ініціативи, що подає на розгляд парламенту законопроекти, які стосуються впровадження економічних, соціальних та інших напрямів функціонування держави. Реалізація намірів ініціатора законопроектів через прийняття відповідних законодавчих актів.	Забезпечення стійкого розвитку енергетики на виконання Стратегії національного розвитку України в межах повноважень відповідно до статті 13 Закону України «Про національну безпеку України».	Офіс Президента України
Верховна Рада України (ВРУ)	Здійснює розробку, реєстрацію, розгляд та прийняття проєктів Законів України.	<p>Реалізація основної законодавчої функції, розгляд підготовлених законопроектів щодо створення нормативно-правової бази для розвитку розподіленої генерації, забезпечення енергетичної стійкості громад, регулювання впровадження ВДЕ та стимулювання інвестицій у енергетичну інфраструктуру.</p> <p>Головним у цій сфері є Комітет ВРУ з питань енергетики та житлово-комунальних послуг.</p>	<p>Апарат ВРУ;</p> <p>Комітет з питань енергетики та житлово-комунальних послуг;</p> <p>Робоча група з моніторингу за виконанням Закону України «Про ринок природного газу» та державним регулювання ринку природного газу;</p> <p>Робоча група щодо контролю за станом виконання Закону України «Про енергетичну ефективність»;</p> <p>Робоча група щодо спрощення приєднань до електричних мереж</p>

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
Кабінет Міністрів України (КМУ)	<p>Відповідає за комплексне та системне забезпечення розвитку розподіленої генерації, починаючи від формування стратегічних напрямків та законодавчої бази, до спрощення адміністративних процедур та створення фінансових стимулів для всіх учасників ринку.</p> <p>Розробляє цільові програми розвитку та здійснює моніторинг їх виконання профільними міністерствами та іншими відповідальними органами.</p> <p>Є суб'єктом урядової законодавчої ініціативи.</p>	<p>Підвищення енергетичної безпеки та стійкості, що безпосередньо впливає на стабільність економіки держави та є елементом національної безпеки.</p> <p>Розвиток територіальних громад та підтримки місцевої економіки.</p> <p>Ефективні стратегії розвитку на місцевому рівні.</p>	
Міністерство енергетики України (Міненерго)	<p>Є головним органом у системі центральних органів виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізує державну політику в паливно-енергетичному комплексі, у сферах ВДЕ, альтернативних видів газового палива, нагляду (контролю) у галузях електроенергетики і теплопостачання, а також на ринку природного газу.</p>	<p>Реалізація енергетичної політики з урахуванням стратегічного розвитку розподіленої генерації.</p> <p>Розробка галузевих стратегій та законодавчих ініціатив, що включають проекти нормативно-правових актів, спрямованих на підтримку і розвиток розподілених джерел енергії.</p> <p>Вдосконалення енергетичної інфраструктури та створення умов для залучення інвестицій у цю сферу.</p>	<p>Міністр енергетики України;</p> <p>Директорат електроенергетичного комплексу та розвитку ринку електричної енергії;</p> <p>Директорат стратегічного планування та європейської інтеграції;</p> <p>Відділ нормативно-правової роботи;</p> <p>Консультаційно-дорадчий орган при Штабі з ліквідації наслідків воєнної надзвичайної ситуації державного рівня в електроенергетичних системах з питань відновлення та розвитку енергетичного сектору</p>

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
Міністерство розвитку громад та територій України (Мінрозвитку)	<p>Розробка та впровадження державної політики у сфері контролю житлово-комунального господарства, а також у забезпеченні енергетичної ефективності будівель.</p> <p>Формування нормативно-правової бази для регулювання житлово-комунальних послуг, стимулювання впровадження енергозберігаючих технологій та підвищення енергоефективності в житлових і комунальних об'єктах.</p>	<p>Реалізація політики щодо сталого розвитку регіонів через стимулювання інвестицій у «зелені» проекти та модернізацію громадських і житлових будівель.</p> <p>Розробка галузевих стратегій та законодавчих ініціатив, спрямованих на покращення енергоефективності будівель, модернізацію систем теплопостачання та відновлення енергетичної інфраструктури.</p> <p>Забезпечення участі регіонів у міжрегіональних та транскордонних проєктах розвитку.</p>	<p>Міністр розвитку громад та територій України;</p> <p>Державне агентство відновлення та розвитку інфраструктури України;</p> <p>Департамент впровадження пріоритетних проєктів регіонального розвитку та критичної інфраструктури;</p> <p>Департамент стратегічного планування та регіональної політики</p>
Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП, Регулятор)	<p>Здійснює державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю суб'єктів господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг, зокрема: регулювання енергетичних ринків, встановлення тарифів, ліцензування діяльності компаній, а також формування нормативно-правової бази для розвитку розподіленої генерації та інтеграції ВДЕ, для забезпечення ефективного функціонування енергетичної системи та захист інтересів споживачів.</p>	<p>Розробка підзаконних актів для застосування учасниками ринку та споживачами прийнятих на законодавчому рівні умов для розвитку розподіленої генерації.</p> <p>Регулювання енергетичних ринків та вдосконалення правил з урахуванням практичної реалізації проєктів розподіленої генерації, забезпечення контролю за дотриманням усіх розроблених умов та правил учасниками ринку відповідно до їх ролей.</p>	<p>Член комісії з питань функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>Член комісії з політики у сфері теплопостачання;</p> <p>Департамент із регулювання відносин у сфері енергетики;</p> <p>Департамент із регулювання відносин у сферах теплопостачання та забезпечення енергетичної ефективності в галузях енергетики та комунальних послуг</p>

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
<p>Державна інспекція енергетичного нагляду України (Держенергонагляд)</p>	<p>Реалізація державної політики у сфері нагляду та контролю в галузях електроенергетики, тепlopостачання та на ринку природного газу.</p> <p>Організація та здійснення контролю за діяльністю учасників енергетичних ринків. Забезпечення дотримання стандартів та правил в енергетичному секторі для стабільного та безпечного функціонування енергетичної інфраструктури.</p>	<p>Забезпечення дотримання стандартів та правил серед учасників енергетичних ринків, створення умов для безпечної інтеграції розподілених джерел енергії в існуючу інфраструктуру.</p> <p>Внесення пропозицій щодо формування ефективної політики нагляду та контролю, що сприятиме стабільному функціонуванню енергетичної системи та підтримці інноваційних рішень у сфері розподіленої генерації.</p>	<p>Голова Державної інспекції енергетичного нагляду України;</p> <p>Департамент державного нагляду у галузі електроенергетики;</p> <p>Департамент державного нагляду у галузі тепlopостачання та на ринку природного газу;</p> <p>Територіальні Управління</p>
<p>Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності)</p>	<p>Реалізує державну політику у сфері ефективного використання енергетичних ресурсів.</p> <p>Забезпечує сприяння декарбонізації та «зеленому» переходу відповідно до принципів європейської політики сталого розвитку.</p>	<p>Розробка державних норм і технічних регламентів для ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження та розвитку альтернативних видів палива.</p> <p>Забезпечення збільшення частки альтернативних видів палива в енергетичному балансі України.</p> <p>Підвищення рівня енергоефективності в усіх секторах національної економіки.</p>	<p>Голова Держенергоефективності</p> <p>Департамент розвитку енергоефективності</p> <p>Департамент розвитку альтернативної енергетики;</p> <p>Департамент міжнародного співробітництва, інвестицій та євроінтеграції;</p> <p>Управління регіонального розвитку та роботи з ОМС</p>

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
2 група – Громади			
Органи місцевого самоврядування (ОМС)	<p>Розробка місцевих енергетичних стратегій і планів, які, зокрема, визначають пріоритетність розвитку розподіленої генерації у громадах та регіонах.</p> <p>Сприяння розробці проєктів та залученню інвестицій в межах законних повноважень.</p> <p>Розробка програм підтримки (фінансової, інформаційної тощо) для місцевих споживачів у розвитку проєктів.</p> <p>Державне регулювання та формування тарифів у сфері теплопостачання в межах повноважень відповідно до законодавства України.</p>	<p>Розробка та впровадження місцевих енергетичних політик і програм, що відповідають національним стратегічним завданням, зокрема щодо енергобезпеки та декарбонізації.</p> <p>Стимулювання бізнесу та домогосподарств до ефективного використання енергоресурсів і впровадження розподіленої генерації.</p> <p>Демонстрація успіху розроблених програм підтримки з метою підвищення попиту на «зелену» енергію серед споживачів.</p> <p>Створення умов для залучення інвестицій у розвиток енергоефективної інфраструктури.</p> <p>Розвиток нових проєктів та модернізація існуючих муніципальних мереж.</p> <p>Надійне енергопостачання усіх споживачів та подолання енергетичних викликів, що має позитивний вплив на бізнес-клімат та місцевих жителів, а також покращує інвестиційну привабливість громади.</p>	Сільські, селищні, міські ради та їх виконавчі органи; районні та обласні ради

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
Місцеві бізнеси та інші споживачі	<p>Впроваджують енергоефективні технології та власні генеруючі установки.</p> <p>Сприяють модернізації муніципальних та зовнішніх інженерних мереж.</p>	<p>Оптимізація витрат на енергоспоживання за рахунок існуючих стимулів від держави та участі в місцевих програмах з підтримки використання технологій розподіленої генерації та УЗЕ.</p> <p>Стабільне та доступне енергопостачання власних потреб як бізнесу, так і побутових споживачів.</p> <p>Доступність технологій та фінансових ресурсів для реалізації проектів розподіленої генерації, в тому числі з використанням ВДЕ та УЗЕ, та впровадження заходів з підвищення енергоефективності.</p>	
3 група – Гравці на енергетичному ринку			
ПрАТ «НЕК «Укренерго» (Оператор системи передачі, ОСП)	<p>Забезпечує баланс виробництва та споживання електроенергії в енергосистемі України через виконання функцій оператора системи передачі.</p> <p>Контролює централізоване диспетчерське управління</p> <p>Підтримує функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг.</p>	<p>Планування міксу генерації з урахуванням розвитку балансуючих потужностей для виконання стратегічних завдань щодо трансформації енергосистеми.</p> <p>Забезпечення збалансованого розвитку розподіленої генерації, формулювання вимог для ефективної інтеграції нових джерел енергії в ОЕС України.</p>	<p>Дирекція з експлуатація та розвитку мережі;</p> <p>Департамент стратегічного планування та управління</p>

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
	<p>Забезпечує передачу електроенергії через магістральні та міждержавні мережі.</p> <p>Здійснює приєднання потужних об'єктів до магістральних мереж та відповідає за їх розвиток.</p>		
Оператори системи розподілу (ОСР)	<p>Відповідають за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток систем розподілу електричної енергії.</p> <p>Приєднують замовників приєднання до електромереж.</p>	<p>Забезпечення безперешкодного доступу та приєднання об'єктів розподіленої генерації до електричних мереж на виконання вимог кодексів, правил ринку та інших нормативно-правових актів.</p> <p>Ефективний розподіл відпущеної в мережу електроенергії, виробленої об'єктами розподіленої генерації, з дотриманням технічних стандартів та вимог щодо енергоефективності.</p>	В Україні станом на 1 лютого 2025 року діють 32 оператори систем розподілу.
Виробники електричної енергії (об'єктами розподіленої генерації)	<p>Забезпечення функціонування об'єктів розподіленої генерації.</p> <p>Зниження навантаження на централізовані енергомережі, сприяння зростання частки ВДЕ в загальному енергетичному балансі.</p>	<p>Забезпечення стабільного та безперешкодного відпуску виробленої енергії в мережу на умовах, визначених правилами ринку, затвердженими Регулятором.</p> <p>Отримання економічної вигоди від ефективного використання ВДЕ та інших розподілених енергоресурсів.</p> <p>Стабільність в регуляторному середовищі для планування інвестицій у нові технології та інфраструктуру.</p>	

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
Виробники та постачальники обладнання і супутніх послуг	<p>Виготовлення та постачання обладнання та матеріалів для об'єктів розподіленої генерації.</p> <p>Безпосередній вплив на технічні можливості та ефективність розподіленої генерації, доступність та вартість технологій для кінцевих споживачів.</p> <p>Забезпечення супроводу та виконання проєктів на всіх етапах, що дозволяє здійснити інтеграцію нових джерел енергії в існуючу інфраструктуру.</p>	<p>Розвиток ринку розподіленої генерації з необхідними технологіями та інфраструктурою для реалізації проєктів.</p> <p>Створення умов, що сприятимуть розвитку локальних виробничих потужностей та підтримці місцевих інсталяторів і надавачів послуг.</p>	<p>Проєктні організації;</p> <p>Виробники обладнання;</p> <p>Дистриб'ютори обладнання;</p> <p>Монтажні компанії;</p> <p>Сервісні компанії;</p> <p>Консалтингові та інжинірингові компанії</p>
Споживачі електричної енергії, виробленої об'єктами розподіленої генерації	<p>Змінюють структуру споживання та впливають на баланс між генерацією та споживанням.</p> <p>Вплив на розвиток ринку розподіленої генерації через попит на електроенергію з ВДЕ та готовність інвестувати в інфраструктуру для споживання цієї енергії.</p> <p>Просування ініціатив щодо підвищення енергоефективності та залучення інвестицій у розподілену генерацію.</p> <p>Формування попиту на «чисту» енергію.</p>	<p>Забезпечення власних енергетичних потреб, з правом реалізації надлишків виробленої електричної енергії відповідно до механізмів, встановлених законодавством.</p> <p>Автономне використання енергії, виробленої власними генеруючими установками, оптимізації витрат на енергію та участь у ринках через агреговані групи.</p>	<p>Активні споживачі (домогосподарства та бізнес);</p> <p>Енергетичні кооперативи</p>

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
Учасники відносин у сфері теплопостачання (теплогенеруючі та теплопостачальні організації, споживачі тепла)	Безпосередня участь у реалізації рішень, які по суті сприяють формуванню ринку технологій розподіленої генерації та їх інтеграції у локальні системи теплозабезпечення.	Ефективні механізми для створення ринку тепла в Україні, в тому числі з використанням ВДЕ та інших РЕР, які збалансують інтереси усіх учасників та відповідатимуть стратегічним цілям і завданням держави.	
4 група – Інвестиційний сектор			
Банківські та фінансові установи, міжнародні організації	Надання фінансових ресурсів для реалізації проєктів. Кредитування, інвестування та інші фінансові інструменти, необхідні для впровадження інфраструктурних рішень у сфері енергетики. Формування сприятливих фінансових умов для залучення інвестицій та підтримку енергетичних реформ.	Фінансування проєктів розподіленої генерації. Диверсифікація своїх портфелів через інвестиції в екологічно чисті та інноваційні технології, що відповідають глобальним цілям сталого розвитку. Стимулювання ринку «зелених» інвестицій та сприяння створенню сприятливих політичних і регуляторних умов для фінансування енергетичних проєктів.	Комерційні банки; Інвестиційні компанії; Міжнародні фінансові організації (Світовий банк, Європейський інвестиційний банк та ін.); Інші міжнародні фінансові установи ; АТ «Фонд декарбонізації України»; Фонд енергоефективності
5 група – Профільні асоціації та інші неурядові організації			
Профільні асоціації та неурядові організації	Лобювання інтересів галузі відновлюваної енергетики. Розробка та адвокація законодавчих ініціатив, які сприяють «зеленому» енергетичному переходу, одночасно	Посилення політик енергоефективності, декарбонізації, енергетичної безпеки на місцевому рівні та країни в цілому. Усунення бар'єрів для інвестицій у відповідні технології, сприяння розвитку інфраструктури, створення	Асоціація сонячної енергетики України (ACEU); Українська вітроенергетична асоціація (УВЕА); Біоенергетична асоціація України (UABIO);

Заінтересована сторона	Компетенції	Ключовий інтерес	Ключові структурні підрозділи/ організації
	<p>посилюючи енергобезпеку на всіх рівнях.</p> <p>Підтримка ОМС у розробці місцевих енергетичних планів, а також створенні умов, сприятливих для розвитку проєктів розподіленої генерації у громадах.</p>	<p>сприятливого регуляторного середовища.</p> <p>Розвиток стандартів, що забезпечують високі технічні та екологічні показники для галузі.</p> <p>Підвищення обізнаності споживачів щодо переваг ВДЕ та використання розподілених енергоресурсів.</p> <p>Розробка ефективних місцевих політик і програм, які забезпечують розвиток енергоефективних технологій та об'єктів розподіленої генерації зі збільшенням частки ВДЕ.</p>	<p>Асоціація малих міст України (АММУ) та інші</p>

3.5. Аналіз ефективності застосовуваних технологій та перспективи їх масштабування

3.5.1. Стратегічний підхід до обґрунтування екологічно чистих технологій у громадах

Розвиток енергетичної стійкості та незалежності територіальних громад в Україні вимагає стратегічного переходу до екологічно чистих технологій. Враховуючи висновки розділу 3.4, місцева влада на рівні ОМС, відіграє ключову роль у цьому процесі, здійснюючи енергетичне планування, аналізуючи потреби та можливості, залучаючи громаду до обговорення та впровадження сталих енергетичних рішень. Відмова від застарілих та екологічно шкідливих технологій, таких як масове використання дизельних генераторів, на користь ВДЕ та УЗЕ є не лише запорукою надійного та безперебійного енергопостачання, але й важливим кроком на шляху до кліматичної нейтральності та підвищення якості життя мешканців громад.

Одночасно, виклики, що постають перед енергосистемою, безпосередньо впливають на доступність та вартість електричної енергії для кінцевих споживачів у громадах. Для стратегічного та ефективного розвитку місцевої енергетики громади мають аналізувати структуру попиту і пропозиції електроенергії в різні періоди року, особливості сезонного енергобалансу, а також обсяги та типи потужностей, яких потребує енергосистема зараз і в майбутньому. Для цього потребується тісна співпраця ОМС, приватного сектору, державних органів, наукових установ та фахівців енергетичної галузі, громадськості. Тільки спільна, скоординована робота усіх зацікавлених сторін може гарантувати надійне, економічно привабливе та екологічно стале електропостачання споживачів. **Завдяки розвитку розподіленої генерації на місцевому рівні громади мають можливість не лише зменшувати залежність від зовнішніх постачальників електроенергії, але й відіграють ключову роль у формуванні стійкої енергетичної системи України.**

Розвиток енергетичної стійкості громад повинен передбачати не лише локальні ініціативи, спрямовані на покращення енергозабезпечення окремих об'єктів, наприклад, встановлення СЕС для забезпечення потреб освітніх закладів, лікарень тощо. Хоча такі дії є важливими і сприяють енергонезалежності на місцевому рівні, вони залишають поза увагою системні виклики та можливості енергетичної інфраструктури в масштабах країни.

Громадам варто не лише користуватися ресурсами енергосистеми, а й активно брати участь у її трансформації через ініціативи, що гармонізують локальні потреби з національними стратегіями. Це може включати створення мікромереж, підвищення обізнаності мешканців щодо принципів роботи енергомережі, а також підтримку проєктів, спрямованих на розвиток гнучкості та стійкості загальної енергосистеми. При цьому ОМС відіграють центральну роль у процесі розвитку розподіленої генерації, оскільки саме вони є безпосередніми бенефіціарами цих енергетичних змін.

З початком атак на енергетичну інфраструктуру України у 2022 році держава зіткнулася з необхідністю швидкого впровадження рішень для забезпечення безперервності електропостачання. Масове використання електрогенераторів стало одним із перших оперативних рішень, яке дозволило забезпечити резервне живлення критично важливих об'єктів та домогосподарств. Відміна мит на імпорт генераторів сприяла швидкому насиченню ринку цими установками, що тимчасово пом'якшило проблему відключень електроенергії.

Однак, із плином часу, після детального аналізу та оцінки всіх переваг і недоліків, а також врахування нових технологічних можливостей та змін у законодавстві, стало очевидним, що **початкове рішення стимулювати масове використання генераторів не є оптимальним у довгостроковій перспективі.** Високі експлуатаційні витрати, необхідність постійного постачання пального, екологічна шкода, шумове забруднення та залежність від ринку нафтопродуктів вказують на те, що використання дизельних генераторів може бути лише тимчасовим заходом. У зв'язку з цим постала потреба у

пошуку більш стійких та довготривалих альтернатив, що забезпечать стабільність енергопостачання громад та підприємств.

Станом на 2025 рік дедалі більше громад в Україні впроваджують механізми підтримки використання екологічно чистих джерел електроенергії, сприяючи їх розвитку у громаді. Прикладом таких ініціатив є вже розглянуті у дослідженні програми підтримки автономних джерел енергії у різних громадах, зокрема співфінансування встановлення СЕС та УЗЕ (див. розділ 3.3).

Розглянуті у розділі 3.3 тенденції показують, що громади України активно впроваджують СЕС на комунальних підприємствах, що відкриває перспективу **відмови від дизельних генераторів як основного резервного джерела електроенергії**. Інтеграція УЗЕ та СЕС дозволяє ефективно накопичувати енергію у пікові періоди генерації та використовувати її в години підвищеного споживання або під час аварійних відключень. Це суттєво зменшує залежність від дизельного пального та дозволяє оптимізувати витрати на електроенергію в довгостроковій перспективі, оскільки вартість виробленої електроенергії з СЕС є значно нижчою за ринкові тарифи в пікові години електроспоживання. Крім того, на розвиток проєктів із впровадження СЕС та УЗЕ наразі спрямовуються значні інвестиції як з боку держави, так і від міжнародних партнерів. Це дозволяє громадам отримати фінансування для реалізації стійких енергетичних рішень, що сприяє їх енергетичній незалежності та підвищенню надійності електропостачання.

Перехід на ВДЕ потребує не лише фінансових стимулів, а й ефективної комунікації з населенням. Наприклад, обговорення з мешканцями переваг різних типів електрообладнання, особливості їх експлуатації, можливих сценаріїв відключення централізованого електропостачання, екологічних наслідків та економічних показників. Щоб обрати найбільш доцільні варіанти енергозабезпечення, громадянам слід мати доступ до аналітичних та актуальних даних у галузі енергетики. Це завдання покладається насамперед на ОМС.

Порівнюючи електрогенератори та УЗЕ, необхідно враховувати технічні, економічні та екологічні аспекти.

Дизельні генератори мають перевагу у можливості тривалої безперервної роботи за умов наявності достатніх запасів пального. Вони також менш залежні від погодних умов та можуть працювати за низьких температур. Проте вимагають постійного технічного обслуговування, зокрема заміни фільтрів, мастила та інших витратних матеріалів, що збільшує операційні витрати.

Екологічні показники генеруючої установки є важливим фактором при виборі резервного джерела живлення. Дизельні генератори є джерелом значного рівня забруднення атмосфери, оскільки спалювання пального супроводжується викидами CO₂, оксидів азоту (NO_x) та інших шкідливих речовин. Побутові генератори не підлягають оподаткуванню за викиди, якщо споживають менше 200 тонн дизельного пального на рік, проте навіть менші обсяги використання створюють значний негативний вплив на навколишнє середовище [86]. Окрім забруднення повітря, дизельні установки спричиняють шумове навантаження, яке може сягати 90 дБА, що перевищує допустимі норми для житлових забудов (50-60 дБА вдень та 40-50 дБА вночі) [87]. Особливо проблематичними є генератори великої потужності, які створюють високий рівень шуму в густонаселених районах, що може негативно впливати на здоров'я та якість життя мешканців.

Натомість УЗЕ мають низку переваг, що робить їх більш перспективними для громад та підприємств:

- **комфортна експлуатація** – відсутність шуму дозволяє використовувати УЗЕ навіть у густонаселених районах без дискомфорту для мешканців;
- **вуглецева нейтральність** – УЗЕ не виробляють шкідливих викидів у повітря, що позитивно впливає на якість навколишнього середовища;

- **економічна ефективність** – (1) заряджання в періоди низьких тарифів та використання в пікові години допомагає суттєво скоротити витрати на електроенергію; (2) робота УЗЕ у складі агрегації дає можливість отримувати додатковий прибуток від використання електроустановки;
- **джерело безперебійного живлення** – УЗЕ здатні миттєво перемикатися між режимами роботи без перерви в електропостачанні;
- **мінімальні вимоги до обслуговування** – відсутність потреби в регулярній заміні пального та витратних матеріалів;
- **модульність та масштабованість** – завдяки модульній конструкції, УЗЕ можна легко масштабувати, додаючи акумуляторні модулі для збільшення ємності згідно з потребами;
- **якість електроенергії** – стабільні параметри напруги та частоти, що критично важливо для чутливого обладнання та підприємств.

Отже, зменшення використання традиційних електрогенераторів і перехід на екологічно чисті джерела електроенергії має перспективи стати загальною тенденцією розвитку громад. Повна заборона використання генераторів є неможливою і недоцільною, проте ключовим питанням залишається їх безпечна експлуатація.

Окрему увагу варто звернути на основні ризики, пов'язані з неправильним використанням генераторів, що часто має місце на практиці та створює загрози для здоров'я й безпеки населення. З цієї причини посилення контролю за дотриманням правил експлуатації бензинових та дизельних генераторів є важливим інструментом стимулювання переходу на більш екологічні рішення, серед яких УЗЕ, які потребують менш суворих вимог до розміщення та експлуатації.

Електрогенератори потужністю до 20 кВт з паливними баками об'ємом до 100 л мають відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), тоді як обладнання потужністю понад 20 кВт регулюється будівельними нормами. Крім того, експлуатація будь-якого енергогенеруючого обладнання повинна здійснюватися відповідно до інструкцій виробника.

Особливу увагу необхідно приділити дотриманню правил пожежної безпеки при використанні електрогенераторів [88]. Встановлення генераторів усередині будівель, на дахах та балконах категорично заборонено. Генератори потужністю від 3,01 до 6 кВт мають розміщуватись на відстані: не менше 4 м – від суцільних стін будівель, виконаних з негорючих матеріалів, і не менше 8 м – від інших стін. Для генераторів потужністю від 10,01 до 20 кВт мінімальна протипожежна відстань має становити 10 та 12 м відповідно. Також 12 метрів має становити відстань між генератором будь-якої потужності та малою архітектурною формою (МАФом), або модульним, наметовим містечком. Передбачена обов'язкова наявність засобів первинного пожежогасіння поруч із установкою, а місце зберігання палива повинно бути розташоване на відстані **щонайменше 7 м від будинків**. Крім того, зберігання пального у МАФах, на ринках, ярмарках та в житлових чи адміністративних будівлях заборонене [88].

Для економічного порівняння було розроблено **спрощений алгоритм розрахунку економічних показників для УЗЕ та дизельного генератора**, приклад якого наведений в таблиці 3.7. Алгоритм дозволяє моделювати різні сценарії використання резервного живлення з урахуванням тривалості відключень, вартості палива та потужності навантаження. Окрім цього, враховано вартість обладнання та його монтажу, а також основні технічні параметри різних рішень. Моделювання здійснювалося в програмі Excel. Внесення вхідних даних дає змогу миттєво отримати розрахунок, який охоплює амортизаційні відрахування, виконані за методом лінійної амортизації, а також визначення повної собівартості виробленої електроенергії для кожного варіанта резервного живлення.

При моделюванні передбачається, що навантаження споживача є сталим, а ємність акумуляторної установки у чотири рази перевищує потужність інверторного обладнання. Останнє відповідає інструкції про складання та застосування графіків погодинного

відключення електроенергії, згідно з якою тривалість відключення не може перевищувати чотирьох годин [89].

Таблиця 3.7 – Приклад розрахунку та порівняння вартісних та інших показників генератора та УЗЕ в якості резервного джерела живлення

Розрахунок вартості резервного джерела живлення			
Сценарії відключень електроенергії	Годин на добу	12	
	Днів на рік	180	
	Кількість років	5	
Сумарна робота резервного джерела живлення, годин		10 800	
Вартість палива	Електроенергії на зарядку УЗЕ, грн/кВт·год	10,7	
	Дизеля для генератора, грн/л	59	
Характеристика споживача	Потрібна резервна потужність, кВт	18	
Параметри резервного джерела живлення	Капіталовкладення на УЗЕ, грн	1 200 000	
	Капіталовкладення на генератор, грн	490 000	
	ККД УЗЕ, %	80	
	Витрата палива генератором, л/кВт·год	0,3	
	ТО Генератора (олива, фільтра, інше), грн	2500	
	Періодичність ТО, годин роботи	300	
	Заявлений ресурс роботи генератора, годин	12 000	
	Заявлений ресурс роботи УЗЕ, циклів	6 000	
Лінійна амортизація	Ресурс роботи	Генератор, кВт·год	216 000
		УЗЕ, кВт·год (4 годин роботи УЗЕ = 1 цикл)	432 000
		УЗЕ, годин	24 000
	Амортизаційні відрахування генератора	за 1 кВт·год, грн	2,27
		за 1 годину роботи, грн	40,83
	Амортизаційні відрахування УЗЕ	за 1 кВт·год, грн	2,78
за 1 годину роботи, грн		50,00	
Повна собівартість роботи резервного джерела живлення:	за 1 кВт·год	УЗЕ, грн	16,15
		Генератор, грн	20,43
	за 1 годину роботи	УЗЕ, грн	290,75
		Генератор, грн	367,77
	за розрахунковий період роботи (10 800 год)	УЗЕ, грн	3 140 100
		Генератор, грн	3 971 880
Екологічні параметри	Викиди CO ₂ генератора, тон	146	
	Викиди CO ₂ УЗЕ, тон	0	

Примітка:

Позначення у таблиці: комірки без кольору – змінні дані в залежності від вихідних умов; жовті комірки – розраховані величини на основі змінних даних.

Варто зазначити, що цей метод є спрощеним і не враховує всіх можливих факторів, таких як зміни вартості енергоносіїв, зміни ККД обладнання чи додаткові витрати на обслуговування. На ці аспекти впливають якість обраного обладнання, умови експлуатації та навколишнє середовище, у якому працює електроустановка. Детальне ТЕО створюється для конкретного об'єкта навантаження, що потребує резервного джерела живлення.

Натомість основна мета наданого алгоритму розрахунку – надати попередню оцінку економічної доцільності використання резервного живлення, зокрема, акцентуючи увагу

на екологічності рішень та підходах до оцінки їх собівартості. Це допоможе власникам об'єктів спростити процес прийняття рішень або ж спонукатиме їх до пошуку альтернатив вже наявним джерелам резервного живлення.

Наданий приклад демонструє можливі підходи до обґрунтування переходу територіальних громад України до екологічно чистих енергетичних технологій.

Інші підходи до вибору технологій розподіленої генерації та УЗЕ, а також до визначення доцільності їх комбінування наводяться у наступному розділі.

3.5.2. Основні критерії для оцінки потенціалу розвитку технологій

Для аналізу ефективності та доцільності впровадження різних технологій розподіленої генерації розроблено систему оцінювання за ключовими критеріями.

Усі параметри зведені у таблицю 3.8, з приведенням рівнів оцінювання для кожного критерію за уніфікованою 3-бальною шкалою: Високий (3 бали), Середній (2 бали) та Низький (1 бал).

Таблиця 3.8 – Огляд критеріїв та визначення рівнів оцінювання

Критерій	Рівні оцінювання		
	Високий (3 бали)	Середній (2 бали)	Низький (1 бал)
Техніко-економічні показники			
Ефективність у зимовий період (генерації)	$>0,8 \times P_{ном}^*$	$0,4-0,8 \times P_{ном}^*$	$<0,4 \times P_{ном}^*$
Балансування енергосистеми	Гнучке регулювання	Обмежена здатність	Низька, потребує підтримки
Інтеграція з теплопостачанням	Висока	Середня	Низька
Автономність роботи (ізолюваний режим мікромережі)	Повна автономність, здатність до балансування навантажень	Може працювати автономно, але з резервним живленням	Неможливість роботи в ізолюваному режимі
Вимоги до мережевої інфраструктури	Мінімальні	Помірні	Значні
Мобільність (для релокації)	Легко та швидко	Помірно	Важко та довго
Умови постачання компонентів і матеріалів	Короткий термін (<3 місяців)	Середній термін (3-6 місяців)	Довгий термін (>6 місяців)
Тривалість монтажу	Короткий термін (<3 місяців)	Середній термін (3-6 місяців)	Довгий термін (>6 місяців)
Кваліфікаційні вимоги до персоналу	Мінімальні	Середні	Високі
Стійкість до воєнних ризиків	Висока (легко захистити)	Середня	Низька (важко захистити)
Фінансово-економічні аспекти			
Нормована вартість електроенергії (LCOE)	Низька (економічно вигідна)	Середня	Висока

Критерій	Рівні оцінювання		
	Високий (3 бали)	Середній (2 бали)	Низький (1 бал)
Локалізація виробництва	Високий рівень локалізації	Помірна залежність	Висока залежність від імпорту
Ризик постачання палива	Мінімальний (наявні місцеві ресурси)	Помірний	Високий (імпортна залежність)
Регуляторні та екологічні фактори			
Регуляторні та дозвільні вимоги	Мінімальні	Помірні	Високі
Екологічні показники (викиди CO ₂ , NO _x , SO ₂ , тверді частки)	Мінімальні викиди (до 200 г CO ₂ /кВт·год)	Помірні викиди (200-600 г CO ₂ /кВт·год)	Високі викиди (понад 600 г CO ₂ /кВт·год)
Рівень шумового забруднення	Низький	Середній	Високий
Площа розміщення (м ² /МВт)	Мала	Середня	Велика

Примітка:

*- Рном – номінальна потужність генеруючого обладнання.

Огляд критеріїв, врахованих під час аналізу та оцінки різних типів генерації

1. Ефективність у зимовий період. Цей критерій оцінює ефективність роботи конкретного типу генерації взимку, як у період з максимальними навантаженнями на енергосистему через зростання енергоспоживання. Враховує стабільність виробництва обсягів енергії при низьких температурах та інших погодних умовах, таких як сніг, ожеледь, зменшена сонячна активність.

2. Балансування енергосистеми. Оцінює здатність генеруючої установки оперативно змінювати навантаження, частоту включення/вимкнення та можливість інтеграції в енергосистему в поточному її стані.

3. Інтеграція з тепlopостачанням. Оцінює можливість інтеграції цього типу генерації в централізовану систему тепlopостачання та гарячого водопостачання.

4. Автономність роботи (ізолюваний режим). Оцінює здатність енергогенеруючої установки працювати автономно (в ізолюваному режимі). Це особливо актуально для резервного живлення об'єктів критичної інфраструктури у випадку припинення зовнішнього електропостачання. Також враховується необхідність додаткового обладнання для забезпечення автономного режиму роботи.

5. Вимоги до мережевої інфраструктури. Визначає необхідну інфраструктуру, включаючи електричні, газові, теплові мережі, а також логістику для постачання палива для генеруючої установки.

6. Мобільність. Аналізує, наскільки легко установку можна демонтувати, транспортувати та встановити на новому місці з мінімальними витратами часу та ресурсів. Це особливо важливо для прифронтових громад та регіонів із нестачею генеруючих потужностей.

7. Нормована вартість електроенергії (LCOE). Розрахунок середньої вартості електроенергії, виробленої установкою протягом усього її життєвого циклу, відповідно до термінів експлуатації, визначених виробником.

8. Умови постачання та встановлення обладнання. Оцінює тривалість поставки основного та допоміжного обладнання електростанції, що впливає на терміни реалізації проекту. Враховує виробничі потужності постачальників, логістика, регуляторні обмеження та наявність локальних виробників.

9. Тривалість монтажу. Характеризує тривалість будівельно-монтажних та пуско-налагоджувальних робіт після отримання всіх необхідних дозволів.

10. Локалізація виробництва. Аналізує наявність вітчизняного виробництва обладнання та компонентів. Визначає рівень залежності від імпортного обладнання та можливі ризики, пов'язані з його постачанням.

11. Кваліфікаційні вимоги до персоналу. Визначає вимоги до персоналу, необхідного для експлуатації та технічного обслуговування установки. Оцінюється рівень кваліфікації та кількість потрібних спеціалістів.

12. Регуляторні та дозвільні вимоги. Аналізує складність регуляторних процедур, необхідних для впровадження проєкту, зокрема отримання ліцензій, дозволів, екологічних та технічних погоджень.

13. Ризик постачання палива. Оцінює потенційні ризики щодо постачання палива, як на загальнодержавному рівні, так і локально для конкретної громади або регіону. Враховує залежність від імпорту, наявність транспортної логістики та альтернативні джерела палива.

14. Екологічні показники (викиди CO₂, NO_x, SO₂, тверді частки). Визначає рівень екологічного впливу генерації, включаючи обсяги викидів парникових та забруднюючих газів. Враховує відповідність сучасним екологічним стандартам та потенційні витрати на компенсаційні заходи (плата за викиди парникових газів).

15. Рівень шумового забруднення. Аналізує акустичний вплив роботи електроустановки на довкілля. Враховує відстань до населених пунктів, рівень шуму та можливі заходи щодо його зниження.

16. Площа розміщення (м²/МВт). Оцінює місцеві вимоги до встановлення генеруючої установки. Це критично для об'єктів розподіленої генерації, що мають розташовуватись якомога ближче до споживачів, зважаючи на обмежену доступність вільних площ у міських та промислових зонах.

17. Стійкість до воєнних ризиків. Враховує здатність генеруючої установки до функціонування в умовах військових загроз. Оцінює можливість маскування, розміщення в укриттях, підвищена захищеність від атак, а також ризики виведення об'єкта з ладу у випадку цілеспрямованих ударів.

Нижче наводиться загальний опис технологій розподіленої генерації, визначених у розділі 2.1, з урахуванням результатів оцінювання за вищевказаними критеріями.

Оцінка технологій розподіленої генерації за різними критеріями

А. Газова генерація

В Україні найбільшого поширення набули газопоршневі та газотурбінні установки (ГПУ та ГТУ відповідно) потужністю від десятків кіловат до декількох мегават і застосовуються для резервного живлення або як основне джерело енергії.

ГТУ функціонують на основі газових турбін. Потужність таких установок зазвичай – від кількох мегават. ГТУ відзначаються високим рівнем оперативності запуску, мобільності та маневровості. Ці характеристики зумовлюють доцільність їх використання у режимах пікового навантаження, для резервного електрозабезпечення, в автономних енергетичних системах, а також у промислових комплексах. Завдяки таким особливостям ГТУ є ефективним рішенням для забезпечення стабільності та гнучкості енергопостачання в умовах змінного споживання. В цілому, враховуючи переваги високої швидкодії, маневровості та компактності ГТУ мають стати одним із ключових елементів енергосистеми України.

ГПУ базуються на газових поршневих двигунах та, на відміну від ГТУ, мають повільніший запуск та реагування на зміни навантаження, але вищу ефективність при частковому навантаженні, а також ефективніше використовують паливо, є простішими в обслуговуванні. Також ГПУ більш придатні до роботи до когенерації – одночасного

виробництва теплової та електричної енергії, що дозволяє підвищити загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) такої установки до 80% і вище. У порівнянні з роздільним виробництвом електроенергії та тепла економія може досягати 40%. Це не лише зменшує витрати на паливо, але й сприяє зниженню рівня викидів парникових газів, що робить використання КГУ екологічно привабливішою технологією.

Опис та оцінювання характеристик для газової генерації

Ефективність у зимовий період. Газові турбіни та двигуни забезпечують стабільну генерацію електроенергії в холодні місяці завдяки використанню природного газу як палива. За умови його доступності, деякі такі установки можуть працювати безперервно, окрім періодів планового або аварійного ремонту. Враховуючи специфіку роботи газових станцій, технічне обслуговування проводять переважно весною, коли попит на електроенергію нижчий. Діапазон потужності роботи електроустановки зазначається в технічному паспорті, а фактична потужність визначається оператором станції.

Балансування енергосистеми. Газові двигуни та газові турбіни мають високу маневровість, що дозволяє швидко запускати й зупиняти генерацію, що особливо важливо для балансування енергетичної системи у пікові періоди навантаження. Окрім того, наявність газової генерації у структурі електропостачання дозволяє балансувати систему та компенсувати нестабільність генерації ВДЕ.

Швидкодія газових електростанцій є однією з ключових переваг над іншими типами електроустановок. На відміну від традиційних теплоелектростанцій, яким потрібно значний час для виходу на номінальну потужність, газові двигуни та турбіни можуть запускатися за лічені хвилини (деякі установки потребують до 15 хв до виходу на номінальну потужність).

Інтеграція з теплопостачанням. Зазвичай ГТУ та ГПУ оптимізовані під виробництво виключно електричної енергії. Вони здебільшого не мають систем для взаємодії з централізованим теплопостачанням, адже їх тепло, яке утворюється в процесі виробництва електроенергії, розсіюється в навколишнє середовище. Тоді як КГУ здатні ефективно взаємодіяти з тепловими мережами. Вони можуть передавати відпрацьоване тепло для систем гарячого водопостачання, централізованого теплопостачання або промислового використання.

Автономність роботи (ізолюваний режим). Об'єкти газової генерації у більшості випадків здатні до автономної роботи (без підключення до зовнішньої мережі), проте необхідно враховувати низку важливих технічних аспектів. Величина навантаження, яка підключена до такої генеруючої установки, має знаходитись в діапазоні, що відповідає межах регулювання потужності генерації згідно з паспортними характеристиками. Це питання вимагає детального опрацювання на етапі проєктування.

Вимоги до інфраструктури мереж. Інфраструктурні вимоги для розглянутого типу генерації охоплюють три ключові складові: електричні, газові та теплові мережі. Забезпечення надійного функціонування ГТУ і ГПУ вимагає ретельного опрацювання параметрів підключення до цих мереж з урахуванням їхньої пропускної здатності та можливості підключення нових установок.

Приєднання електрогенеруючого обладнання до енергосистеми значною мірою залежить від його встановленої потужності. Чим більша потужність установки, тим вищі вимоги до параметрів електричної мережі, зокрема рівня напруги. Як і для інших типів генерації, таких як СЕС та ВЕС, збільшення потужності означає необхідність підключення до мережі більш високого класу напруги (10 кВ, 20 кВ, 35 кВ, 110 кВ), що впливає на складність пошуку відповідного місця (точки) підключення.

На відміну від ВДЕ, газові електростанції мають додаткові вимоги щодо газової інфраструктури. Для їхньої стабільної роботи необхідне підключення до газорозподільної мережі, що забезпечує подачу палива з відповідними параметрами тиску. Рівень необхідного тиску залежить від типу генераторної установки: ГПУ, як правило, працюють

на меншому тиску, ніж ГТУ. Відповідно, вибір місця встановлення електростанції повинен враховувати можливість забезпечення належного тиску газу, що може вимагати додаткового будівництва обладнання для газової інфраструктури.

Інтеграція КГУ потребує не лише підключення до електромережі та газової інфраструктури, а й до системи централізованого теплопостачання. Використання відпрацьованого тепла в комунальних або промислових мережах теплопостачання потребує наявності відповідних трубопроводів. У випадку відсутності розвиненої теплової інфраструктури ефективність КГУ значно знижується.

Мобільність. Газові електростанції невеликої потужності відзначаються високим рівнем мобільності порівняно з іншими типами енергогенеруючих установок. Зазвичай такі установки виконуються у вигляді контейнерних блоків або мають монолітну модульну конструкцію, що значно спрощує їх оперативне відвантаження, транспортування автомобільним чи залізничним транспортом.

Умови постачання та встановлення обладнання. Газові електростанції є високотехнологічним обладнанням, виробництво якого орієнтоване переважно на індивідуальні замовлення, що відповідають конкретним технічним вимогам і умовам експлуатації. Кожен проєкт потребує врахування характеристик інженерних мереж, навантажувальних режимів, вимог до ефективності та екологічних стандартів, що зумовлює необхідність адаптації конструкції та параметрів обладнання під специфічні умови використання.

У більшості виробників відсутні значні складські резерви готових установок, які можна було б використати для оперативного постачання замовнику. Це суттєво збільшує терміни реалізації проєктів, оскільки після оформлення замовлення виробництво електростанції розпочинається з нуля. Така ситуація є типовою для високотехнологічного енергетичного обладнання, де стандартизація можлива лише у певних межах, а ключові елементи потребують точного узгодження з вимогами замовника.

Тривалість монтажу. Для установок великої потужності (2-5 МВт і вище), після постачання газового двигуна та турбіни на об'єкт, усі технічні роботи зі встановлення займуть близько 26 тижнів, навіть якщо турбіна або двигун поставляється у вигляді модуля. Це пов'язано з тим, що майданчик потрібно підготувати до будівництва, можливо побудувати дороги до станції, інженерні комунікації та іншу необхідну інфраструктуру. Газові двигуни малої потужності до 1 МВт можуть поставлятися в контейнерній системі, і процес їх монтування може займати до місяця часу. У порівнянні з іншими технологіями, час встановлення обладнання газових електростанцій перебуває у середньому діапазоні.

Кваліфікаційні вимоги до персоналу. Газові двигуни та турбіни є складними механізмами, які потребують регулярного технічного обслуговування та підтримання у робочому стані. Для їхнього обслуговування необхідне залучення фахівців у галузі контрольно-вимірювальних приладів, електроніки та механіки. Як правило, технічний персонал виконує обслуговування установок за потреби, під час планових технічних оглядів або у разі виникнення аварійних ситуацій. Водночас диспетчеризація та контроль за роботою електростанції можуть здійснюватися віддалено. Оскільки ці технології вже давно використовуються в Україні, наявний ринок праці може забезпечити потребу у відповідних спеціалістах. Проте висока технологічна складність таких установок та необхідність у значній кількості вузькопрофільних фахівців певною мірою знижують конкурентні переваги цього виду генерації у порівнянні з іншими джерелами електроенергії.

Стійкість до воєнних ризиків. Модульні ГПУ та ГТУ демонструють значний потенціал для створення захищених об'єктів. Їх компактні розміри та гнучкість у розміщенні дозволяють інтегрувати такі установки в існуючу інфраструктуру, мінімізуючи їхню видимість.

Завдяки можливості розміщення в промислових будівлях, ангарах або навіть підземних приміщеннях, модульні установки забезпечують високий ступінь захисту від

зовнішніх загроз у вигляді повітряних ракетно-дронових ударів. На відміну від СЕС та ВЕС, які через свої розміри та відкритий характер розташування важко приховати, газові установки мають значно більші можливості для маскування.

Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації. Для ГТУ з простим циклом LCOE протягом усього терміну експлуатації становитиме приблизно 175 євро/МВт·год. Для газового двигуна LCOE становитиме близько 135 євро/МВт·год [90]. Це у два-три рази вище, ніж у СЕС та ВЕС. Витрати на паливо складають більшу частину витрат, і тому очевидно, що собівартість генерації за допомогою газових технологій дуже чутлива до зміни ціни на газ. Собівартість виробництва електроенергії КГУ врахувати важче, адже необхідно врахувати вартість одночасно згенерованої теплової енергії.

Газові двигуни та турбіни характеризуються тим, що основна частка їхніх витрат протягом експлуатаційного періоду припадає на споживання палива, тоді як капітальні витрати, а також витрати на експлуатацію та технічне обслуговування є відносно низькими. У разі обмеженого терміну експлуатації або не частому включенні в роботу установки, вплив інвестиційних витрат на кінцеву вартість електроенергії зменшується, оскільки основним фактором формування LCOE залишається споживане паливо.

Локалізація виробництва. Рівень локалізації виробництва ГТУ та ГПУ в Україні залишається помірним. ГТУ є складним високотехнологічним обладнанням, виробництво якого зосереджене переважно в країнах із розвиненим машинобудівним сектором, таких як США, Німеччина, Велика Британія, Японія та Китай. В Україні також існують підприємства, що займаються виробництвом таких установок, але їхній модельний ряд є доволі обмеженим, а досвід у створенні невеликих електростанцій поки що залишається недостатньо розвиненим. Унаслідок цього західні виробники створюють суттєву конкуренцію на українському ринку.

Ризик постачання палива. З огляду на військову агресію росії проти України та використання енергетичних ресурсів як інструменту політичного тиску на європейські країни, постачання природного газу залишається вразливим до зовнішніх загроз.

Водночас Україна має власний видобуток природного газу, що може частково компенсувати ризики зовнішніх поставок. Однак військові дії та цілеспрямовані атаки на енергетичну інфраструктуру створюють додаткові ризики для транспортування та розподілу газу. Удари по газопроводах та компресорних станціях можуть призводити до тимчасового зниження доступності палива в окремих регіонах, що потенційно може спричинити необхідність тимчасового відключення частини газових електростанцій до моменту відновлення інфраструктури.

Таким чином, ризик постачання палива для газової генерації оцінюється як середній: з одного боку, існує значна залежність від іноземних постачальників, які можуть зіштовхнутися з власними енергетичними викликами, а з іншого – внутрішній видобуток газу дозволяє підтримувати стабільність генерації, хоча й із загрозою знищення газотранспортної інфраструктури.

Регуляторні та дозвільні вимоги. Процедура отримання дозвільної документації для газових електростанцій потребує комплексу заходів, які пов'язані не лише з приєднанням до електричних мереж, а й з підключенням до газової інфраструктури, а у разі відпуску вироблених обсягів теплової енергії – окремо з приєднанням до теплової мережі.

З метою спрощення процедур з приєднання об'єктів розподіленої генерації до мереж, створюючи сприятливі умови для енергетичної трансформації, КМУ запровадив заходи для спрощення регуляторних процедур, зокрема щодо будівництва, підключення до газових, теплових та електричних мереж, про які детально наведено у юридичній частині цього дослідження (див. Том 2, розділ 1.2).

Водночас, попри скорочення терміну на виконання процедур, пов'язаних із приєднанням, та зменшення кількості документів, впровадження необхідних заходів

вимагає комплексного підходу для фактичного запуску таких установок в роботу та видачі необхідної потужності.

Екологічні показники (викиди CO₂, NO_x, SO₂, тверді частки). У порівнянні з традиційними вугільними або мазутними електростанціями, газові установки мають значно нижчий рівень забруднення, що робить їх ефективним проміжним рішенням у процесі декарбонізації енергетичного сектору. Однак, незважаючи на переваги в порівнянні з іншими викопними джерелами енергії, вони все ще залишаються джерелами викидів парникових газів та забруднюючих речовин.

Рівень шумового забруднення. Джерелами шуму в установках є самі двигуни або турбіни, генератори, системи охолодження та вентиляційні установки. ГПУ характеризуються вищим рівнем шумового впливу в порівнянні з ГТУ, оскільки вони працюють на основі циклічних вибухових процесів у циліндрах двигуна внутрішнього згоряння, що створює імпульсні акустичні коливання. ГТУ, хоча і працюють на більш рівномірному режимі згорання, також генерують значний рівень шуму через високу швидкість обертання турбіни.

Значення шумового впливу газових електростанцій може значно перевищувати гранично допустимі рівні для житлової забудови та потребує використання спеціальних заходів шумозахисту. У порівнянні з деякими іншими технологіями розподіленої генерації, рівень шумового впливу газових електростанцій є суттєво вищим.

Таким чином, ГТУ та ГПУ є одними з найбільших шумних серед технологій розподіленої генерації, що потребує ретельного підходу до їхнього розміщення, особливо у міських зонах та поблизу житлових масивів.

Площа розміщення (м²/МВт). Установки газової генерації характеризуються високою щільністю потужності, що означає, що для їх розміщення потрібно значно менше простору, ніж для більшості інших видів розподіленої генерації. Типові установки в контейнерному виконанні займають площу приблизно 10–25 м² на 1 МВт, що робить їх одними з найкомпактніших варіантів енергетичних рішень. Завдяки високій щільності потужності вони ідеально підходять для обмежених територій, таких як промислові підприємства та критична інфраструктура, де розмір доступного простору відіграє важливу роль.

В. Генерація з енергії вітру

Завдяки бурхливому розвитку вітрових технологій на сьогоднішній день у світі існує велика кількість типів вітрових електростанцій. У даному дослідженні розглянуто три основні типи ВЕС, які найбільш оптимально відповідають потребам громад та концепції розподіленої генерації:

- **ВЕС малої та середньої потужності (до 1 МВт)** – призначені для забезпечення електроенергією окремих домогосподарств, малих підприємств або локальних енергетичних об'єднань.
- **Великі ВЕС (1–20 МВт)** – використовуються в межах більш масштабних проєктів, що здатні забезпечити електроенергією кілька населених пунктів, промислові об'єкти або регіональні мережі.
- **ВЕС, що вже були у використанні** – мають значну нижчу початкову вартість.

Вітроустановка – це складний технологічний комплекс, що перетворює кінетичну енергію вітру в електричну енергію. Конструкція установки включає такі основні компоненти:

- 1) ротор складається з аеродинамічних лопатей, що закріплені на хабі (концентраторі) і з'єднані з валом. Головна функція ротора – уловлювати кінетичну енергію вітру та передавати її у вигляді механічної енергії на вал генератора;
- 2) гондола розташована у верхній частині опори (щогли) і є ключовим конструктивним елементом, що містить основні функціональні вузли вітроустановки;

- 3) опора виконує функцію підтримки гондоли і ротора на певній висоті, яка вибирається залежно від швидкості вітру у конкретній місцевості;
- 4) опорно-повертальний пристрій використовується для орієнтації гондоли у напрямку вітру;
- 5) трансмісія використовується для передачі крутного моменту від ротора до генератора. У сучасних безредукторних установках трансмісія може бути відсутня, а генератор підключений безпосередньо до вала.

Опис та оцінювання характеристик для ВЕС

Ефективність у зимовий період. Хоча виробництво електроенергії ВЕС значною мірою залежить від погодних умов, Україна має географічну перевагу завдяки своїй великій території, що дозволяє компенсувати локальні періоди низької вітрової активності за рахунок генерації в інших регіонах.

За даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (IRENA) [91], коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) ВЕС в Україні в зимові місяці досягає близько 50%, тоді як у літній період він знижується приблизно вдвічі – до 25%. У середньому за рік цей показник становить 34%. Таким чином, ВЕС мають хороший потенціал для генерації електроенергії навіть у зимовий період, коли енергетична система України має збільшений попит на електроенергію.

Балансування енергосистеми. ВЕС мають середню здатність до балансування енергосистеми. Це зумовлено їхньою залежністю від погодних умов, зокрема від швидкості вітру. Хоча прогнозування вітрових ресурсів і відповідної генерації електроенергії в Україні постійно вдосконалюється, на сьогодні його точність залишається відносно низькою.

Водночас, ВЕС можуть ефективно доповнювати розвинуту сонячну генерацію, оскільки пікові періоди інтенсивності вітру часто припадають на часи зменшення сонячної активності, що сприяє збалансуванню енергосистеми. Ще однією важливою перевагою ВЕС є маневровість: вони можуть бути швидко відключені від мережі за командою диспетчера і так само оперативно повернуті в роботу. Це суттєва перевага порівняно з АЕС, для яких процеси зупинки та відновлення генерації є тривалими і складними.

Інтеграція з теплопостачанням. ВЕС виробляють виключно електричну енергію. Відсутність теплової енергії в процесі виробництва електроенергії виключає можливість їх інтеграції в системи централізованого теплопостачання та гарячого водопостачання.

Автономність роботи (ізолюваний режим). ВЕС можуть працювати в ізолюваному режимі без підключення до мережі, але для цього необхідні додаткові технічні рішення. Оскільки генерація електроенергії ВЕС залежить від швидкості вітру, стабільна автономна робота можлива лише за умови використання гібридних інверторів, УЗЕ або резервних генераторів. Також може знадобитись додаткове електротехнічне обладнання для забезпечення стабільної частоти та напруги в автономній мережі.

Вимоги до мережевої інфраструктури. Для підключення ВЕС необхідна електромережа з достатньою пропускною спроможністю мережі. У разі необхідності можуть бути здійснені реконструкція та будівництво додаткових трансформаторних підстанцій та ЛЕП.

Мобільність. ВЕС суттєво відрізняються за рівнем мобільності залежно від їхньої потужності та конструктивних особливостей. Великі ВЕС, що мають потужність у діапазоні 1–20 МВт, проєктуються індивідуально під конкретне місце встановлення. Їхній монтаж є складним і вимагає значних часових та фінансових ресурсів, що унеможливує швидкий демонтаж і переміщення на іншу локацію. Додатково, логістика (перевезення) великогабаритних вітрових турбін може стати справжнім викликом.

Водночас деякі малі вітрові турбіни мають значно вищу мобільність, оскільки їх встановлення не потребує спеціалізованого проєктування або складних інженерних рішень. Такі турбіни можна відносно швидко монтувати та демонтувати. Особливо

мобільними є невеликі установки, які можуть бути встановлені на дахах будівель чи інших конструкціях, що суттєво підвищує їхню адаптивність до змін у локації чи потребах споживача.

Умови постачання та встановлення обладнання. Значною мірою ця характеристика залежить від потужності ВЕС. Установки малої потужності здебільшого мають коротші строки постачання та реалізації проекту. У разі відсутності готових рішень виробничий цикл таких турбін, включно з виготовленням та доставкою, зазвичай становить від двох до чотирьох місяців.

Натомість великі вітрові турбіни потребують значно більшого часу для постачання, оскільки їхнє виробництво виконується під конкретні проекти з урахуванням індивідуальних технічних вимог. Залежно від масштабів і складності проекту, постачання комплектуючих, включаючи генератори, лопаті та вежі, може тривати понад рік. Враховуючи необхідність проведення проектних і монтажних робіт, реалізація проекту ВЕС потужністю 20 МВт може займати два і більше років.

У разі використання вживаного обладнання ВЕС, час постачання залежить від термінів доставки, без потреби очікування виробництва. Важливим початковим етапом у прийнятті рішення щодо використання таких об'єктів є їх перевірка спеціалізованими місцевими компаніями, які мають відповідний досвід, сертифіковане обладнання, персонал. За результатами перевірки складається звіт з описом технічного стану та висновками щодо оцінки ефективності та терміну використання основних агрегатів та електростанції в цілому. Результати такої оцінки є важливими, оскільки дають змогу також оцінити і додаткові заходи та витрати, необхідні для повного укомплектування та запуску об'єкта.

Кваліфікаційні вимоги до персоналу. Будівництво та експлуатація ВЕС потребує залучення висококваліфікованого персоналу у різних сферах. Реалізація проектів наземних вітропарків в Україні вже має значний досвід, це свідчить про наявність фахівців у галузі, здатних здійснювати реалізацію нових проектів. Варто зазначити, що навіть у період війни в Україні було успішно збудовано вітропарки, що підтверджує життєздатність сектора та доступність професійних кадрів.

Щодо малої вітроенергетики, встановлення вітрових турбін для домогосподарств також вимагає залучення спеціалізованих компаній для проведення монтажних робіт та введення обладнання в експлуатацію.

У разі використання вживаного обладнання, варто зазначити, що спеціалізовані компанії в Україні, які можуть якісно надати комплексну перевірку європейського зразка, невідомі.

Стійкість до воєнних ризиків. ВЕС потужністю до 1 МВт, як правило, мають більш децентралізований характер розміщення та можуть бути інтегровані в локальні енергетичні системи, такі як мікромережі або об'єкти критичної інфраструктури. Додатково, компактні розміри та простота транспортування компонентів дозволяють відносно швидко відновлювати пошкоджене обладнання або здійснювати заміну окремих елементів. Однак досягти фізичного захисту таких установок за допомогою інженерних споруд на сьогоднішній день не є можливим.

ВЕС потужністю 1–20 МВт зазвичай є складнішими об'єктами з масштабнішою інфраструктурою. Це робить їх більш вразливими до воєнних загроз, особливо в разі цілеспрямованого ураження об'єктів енергетики. Водночас, висока ступінь розподілу турбін на великій площі та незалежність від постачань палива знижує ймовірність повного виведення станції з ладу після локальних пошкоджень

LSOE протягом усього терміну експлуатації. При терміні експлуатації 20 років, LSOE становить близько 170 євро/МВт-год для вітроенергетичних турбін невеликої потужності, що вважається хорошим показником порівняно з альтернативами. LCOE ВЕС потужністю 1-20 МВт за відсутності непередбачуваних ситуацій складає близько 38 євро/МВт-год. Це низький показник порівняно з альтернативними варіантами [90].

Вітроустановки, які вже були в експлуатації, відрізняються нижчими капіталовкладеннями, адже нова електростанція такої ж потужності вартує дорожче. Однак, враховуючи і менший (залишковий) термін експлуатації установки, яка вже була у використанні, нормована вартість електроенергії, виробленої за весь період експлуатації вживаною ВЕС, буде співмірна з вартістю електроенергії, яку згенерує нова ВЕС з ідентичними характеристиками за встановлений термін.

Локалізація виробництва. Україна має власне виробництво вітрових турбін та окремих їхніх компонентів, що стосується як малих, так і великих установок. Проте, виробники українського обладнання є відносно новим гравцем на ринку, що створює певні виклики з точки зору конкурентоспроможності з іноземними компаніями, які давно впізнавані на глобальному ринку.

Ризик постачання палива. ВЕС не залежать від постачання палива, оскільки їхня генерація базується на кінетичній енергії вітру.

Екологічні показники. ВЕС є одним із найчистіших джерел виробництва електроенергії. Вплив на довкілля обмежується лише етапами виробництва, транспортування, встановлення та утилізації обладнання, що супроводжується певними непрямими викидами, проте ці показники є значно нижчими, ніж у традиційних джерел енергії. Водночас, вітрові парки, що мають дві і більше турбіни або висота яких становить 50 метрів і більше належать до об'єктів, які можуть мати значний вплив на довкілля та підлягають оцінці впливу на довкілля [92].

Рівень шумового забруднення. Генерація шуму від вітроустановок відбувається головним чином через аеродинамічний ефект обертання лопатей та механічну роботу генератора. Величина шумового навантаження залежить від потужності турбіни, швидкості вітру та конструктивних особливостей.

ВЕС потужністю до 1 МВт зазвичай мають менші розміри лопатей, що призводить до зниженого рівня шуму. Такі установки часто використовуються у сільській місцевості або в межах невеликих енергетичних проєктів, де їхній акустичний вплив є мінімальним.

ВЕС в діапазоні потужності 1-20 МВт мають значно більші розміри, що збільшує рівень шумового навантаження. У зв'язку з цим у нормативних документах встановлені мінімальні відстані між вітротурбінами та житловими зонами для запобігання надмірному шумовому впливу. Це є однією з важливих вимог, які потрібно враховувати при виборі земельної ділянки для розміщення ВЕС.

Площа розміщення. Однією з ключових особливостей ВЕС є те, що більша частина їхньої конструкції розташовується над рівнем земної поверхні. Це суттєво знижує безпосередній вплив на земельні ресурси порівняно з іншими видами генерації.

Розміщення окремої вітроустановки та цілої ВЕС відрізняється за просторовими характеристиками. Поодинокі турбіни потребують відносно невеликої площі для фундаменту та обслуговування, тоді як об'єкти ВЕС займають значно більшу територію. Це зумовлено необхідністю розташування вітроустановок на оптимальній відстані одна від одної для мінімізації аеродинамічної взаємодії між агрегатами. Попри значні просторові потреби, територія ВЕС залишається придатною для альтернативного використання. Зокрема, вона може бути залучена для сільськогосподарських потреб.

С. Сонячна генерація

Сонячна енергетика охоплює всі технології, які спрямовані на використання сонячного випромінювання для виробництва електроенергії або тепла. У сучасному світі саме фотовольтаїчні технології отримали найбільше поширення завдяки можливості безпосереднього перетворення сонячної радіації на електроенергію.

Сонячні панелі виготовляють із різних напівпровідникових матеріалів, серед яких найпоширенішими є монокристалічний і полікристалічний кремній, аморфний кремній, телурид кадмію та арсенід галію.

Монокристалічні панелі є найбільш ефективними, але водночас найдорожчими. Полікристалічні – мають нижчий ККД, але є доступнішими.

Тонкоплівкові панелі мають гнучку структуру та найменшу ефективність, однак можуть використовуватись у специфічних умовах.

В Україні умови для використання сонячної енергії є доволі сприятливими. Сумарна річна сонячна радіація змінюється від 1 070 кВт·год/м² на півночі країни до 1 400 кВт·год/м² і більше на півдні.

Світові тенденції демонструють стрімке зростання частки сонячної енергетики в загальному балансі виробництва електроенергії. Це обумовлено не лише розвитком технологій і зниженням вартості фотоелектричних систем, але й необхідністю зменшення викидів парникових газів.

Опис та оцінювання характеристик для СЕС

Ефективність у зимовий період. Основною характеристикою СЕС є залежність виробництва електроенергії від рівня сонячної активності. Генерація можлива лише за наявності сонячного випромінювання, а її інтенсивність прямо пропорційна кількості сонячного світла, яке потрапляє на поверхню панелей.

Середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності для СЕС становить близько 10%, що свідчить про значну різницю між номінальною потужністю та фактичним обсягом виробленої енергії [91]. У зимовий період ця різниця стає ще більш вираженою через кілька природних факторів. По-перше, скорочується тривалість світлового дня, що обмежує час генерації електроенергії. По-друге, зменшується сонячна інсоляція внаслідок низького кута падіння сонячних променів, підвищеної хмарності, туманів і атмосферних опадів. Сніг і лід можуть покривати панелі, значно знижуючи їх ефективність. Унаслідок цих факторів у зимовий період спостерігається значне зниження обсягів генерації електроенергії. Це особливо актуально в години пікового навантаження, які взимку припадають на вечірній період, коли сонячна генерація майже відсутня. Таким чином, в моменти найбільшого попиту на електроенергію продуктивність СЕС є мінімальною, що знижує їхню ефективність як джерела стабільного енергопостачання.

Балансування енергосистеми. СЕС без встановлення УЗЕ мають обмежену здатність до балансування енергосистеми. Залежні від сонячного випромінювання СЕС не можуть оперативнo регулювати свою генеруючу потужність для задоволення змін попиту в режимі реального часу. Їхня маневровість, у більшості випадків, обмежується можливістю примусового відключення або підключення до мережі за вказівкою диспетчера електромережі. Такий підхід дозволяє певною мірою регулювати баланс потужності, проте не забезпечує гнучкого управління, необхідного для стабільної роботи енергосистеми.

Водночас, є ефективним поєднання роботи СЕС з ГЕС та ГАЕС в Україні. Така комбінація дозволяє ефективно використовувати переваги кожного з джерел для балансування енергосистеми. У години високої сонячної активності, коли СЕС виробляють значну кількість електроенергії, ГЕС можуть працювати з малою потужністю, в режимі збереження води. У цей час ГАЕС працюють у насосному режимі, закачуючи воду у верхній резервуар, використовуючи надлишкову електроенергію від СЕС. У вечірній період, коли сонячна генерація зменшується або повністю припиняється, балансування енергосистеми забезпечується за рахунок запуску ГЕС та переходу ГАЕС у турбінний режим, при якому вода зі сховища скидається для генерації електроенергії.

Інтеграція з тепlopостачанням. СЕС, що виробляють електричну енергію шляхом перетворення сонячного випромінювання за допомогою фотогальванічних панелей, не мають можливості додатково виробляти теплову енергію. Це обмежує їхню інтеграцію з системами гарячого водопостачання та централізованого тепlopостачання.

Автономність роботи (ізолюваний режим). СЕС мають обмежену здатність до автономної роботи без підключення до централізованого електропостачання. Основною

причиною цього є неможливість оперативного регулювання генеруючої потужності для задоволення змін попиту в режимі реального часу. Для забезпечення автономної роботи необхідно інтегрувати СЕС із УЗЕ. Також (або додатково) можуть застосовуватись високоманеврові установки, такі як газові електростанції. Обов'язковою умовою є наявність гібридних інверторів.

Вимоги до мережевої інфраструктури. Основні вимоги до електричних мереж залежать від потужності СЕС та рівня напруги підключення. Невеликі дСЕС, встановлені на приватних домогосподарствах, зазвичай підключаються до низьковольтних мереж з напругою 0,4 кВ. Це дозволяє споживачам використовувати вироблену енергію для власних потреб, а надлишки продавати в мережу за умовами «зеленого» тарифу чи інших контрактних умов. Для середніх та великих промислових СЕС підключення здійснюється до мереж середньої (10-35 кВ) або високої напруги (110 кВ і більше), залежно від встановленої потужності.

Мобільність. СЕС відзначаються помірним рівнем мобільності, що дозволяє їх демонтаж і переміщення за потреби. Основною перевагою є те, що сонячні панелі мають відносно невеликі розміри та вагу, що спрощує транспортування окремих елементів. Однак процес демонтажу та повторного встановлення все ж потребує значних часових і трудових ресурсів, особливо для середніх та великих систем.

Найбільше часу займає не сам демонтаж панелей, а підготовчі та завершальні роботи, пов'язані з інфраструктурою. Це монтаж та демонтаж конструкцій, систем кріплення, інверторного обладнання, кабельних мереж та систем захисту. Додаткові зусилля також вимагає підготовка нової ділянки для встановлення, зокрема створення нових фундаментів для опорних конструкцій та підключення до електромережі.

Умови постачання та встановлення обладнання. Процес постачання компонентів є відносно швидким завдяки широкій доступності основного обладнання на ринку. Фотоелектричні модулі, інверторні установки, системи кріплення та інше допоміжне обладнання зазвичай знаходяться на складах постачальників та можуть бути доставлені на об'єкт у короткі терміни після укладення контрактів. Монтажні роботи – встановлення панелей, підключення інвертора та налаштування системи – для дСЕС 10-30 кВт зазвичай тривають 3-5 днів. Для середніх та великих промислових СЕС (від кількох сотень кіловат і більше) терміни встановлення можуть варіюватися від кількох тижнів до кількох місяців, залежно від складності інфраструктури, особливостей ділянки.

У порівнянні з іншими типами електростанцій реалізація проєктів СЕС займає значно менше часу. Загальний термін реалізації від отримання дозволів до введення в експлуатацію, зазвичай не перевищує кількох місяців, що робить такі проєкти привабливими для швидкої інтеграції в енергосистему.

Кваліфікаційні вимоги до персоналу. В Україні реалізовано велику кількість проєктів сонячної енергетики різних масштабів, що свого часу сприяло формуванню ринку кваліфікованих фахівців для проєктування, встановлення та технічного обслуговування.

Однією з ключових переваг СЕС є низька потреба в залученні персоналу для повсякденної експлуатації. Після введення в експлуатацію, СЕС функціонує в автоматизованому режимі з мінімальним втручанням людини. Системи моніторингу та управління дозволяють віддалено контролювати роботу електростанції, виявляти несправності та оцінювати продуктивність у режимі реального часу. Це значно знижує потребу в постійній присутності персоналу на об'єкті, і навіть виключає таку потребу для малопотужних об'єктів.

Водночас потрібно враховувати ризики у контексті якості і термінів виконання робіт на різних етапах реалізації проєкту, зокрема постачання і монтажу обладнання. У цьому сегменті послуг в Україні меншає фахівців із досвідом, враховуючи наслідки війни. Натомість попит на реалізацію проєктів сонячної генерації зростає. Окрім того, можуть мати місце логістичні затримки імпортованого обладнання.

Стійкість до воєнних ризиків. Основною вразливістю СЕС є їхня необхідність працювати на відкритому повітрі для забезпечення максимальної інсоляції. Це унеможлиблює ефективне маскування або створення захисних споруд без суттєвого зниження потужності, що генерується. Відкрите розміщення, значна площа встановлення та крихкість фотоелектричних модулів, роблять СЕС особливо вразливими до фізичних пошкоджень внаслідок воєнних дій. Проте є можливість захистити певне обладнання, таке як інвертори та трансформаторні підстанції. Варто зазначити, що певну стійкість до воєнних ризиків сонячна генерація може забезпечити завдяки можливості створення розподілених енергетичних систем. СЕС дозволяють встановлювати велику кількість невеликих електроустановок, інтегрованих у локальні мікромережі, що значно підвищує загальну надійність енергосистеми. У разі пошкодження окремих елементів, решта сонячних панелей продовжує працювати, забезпечуючи електропостачання.

LCOE протягом усього терміну експлуатації. СЕС вирізняються однією з найнижчих нормованих вартостей електроенергії серед усіх джерел генерації. Станом на сьогодні, середній показник LCOE для СЕС становить близько 70 євро/МВт·год. За останні роки відбулося помітне здешевлення фотоелектричних модулів, інверторів та монтажних систем, що дозволило зменшити загальні інвестиційні витрати на будівництво. Додатковою перевагою є тривалий термін експлуатації сонячних установок, який зазвичай перевищує 20 років. Протягом цього часу витрати на обслуговування залишаються відносно низькими, а деградація панелей відбувається повільно, забезпечуючи стабільну генерацію електроенергії.

Вживані СЕС характеризуються меншим капіталовкладенням. Однак нормована вартість електроенергії залишається приблизно такою ж, як і в нових, адже термін експлуатації компонентів СЕС є нижчим порівняно з новими.

Ступінь локалізації виробництва та імпортна залежність. Україна залишається значною мірою залежною від імпортних комплектуючих для будівництва СЕС. Хоча в країні налагоджено процес складання фотоелектричних модулів, основні компоненти, такі як кремнієві пластини, сонячні елементи та інші ключові матеріали, переважно імпортуються. Основним постачальником цих комплектуючих є Китай, який домінує на світовому ринку виробництва сонячних елементів завдяки масштабним виробничим потужностям та конкурентним цінам. Водночас в Україні існує виробництво деяких компонентів для СЕС, що дозволяє частково зменшити імпортну залежність. Зокрема, системи кріплення для сонячних панелей часто виготовляються українськими виробниками з використанням місцевих матеріалів. Також вітчизняні підприємства виготовляють трансформаторне обладнання.

Ризик постачання палива та екологічні показники. Генерація електроенергії відбувається шляхом перетворення сонячного випромінювання за допомогою фотоелектричних модулів, відсутня потреба в постачанні енергоресурсів. З екологічної точки зору СЕС демонструють одні з найкращих показників серед усіх джерел генерації. Під час виробництва електроенергії сонячними електростанціями відсутні прямі викиди парникових газів, що робить цей вид генерації вуглецево нейтральним.

Регуляторні вимоги в процесі розробки проєкту. Основні вимоги формуються залежно від того, чи планується підключення СЕС до загальної енергосистеми, або вона працюватиме в автономному режимі. Підключення до мережі передбачає додаткові етапи, що передбачають взаємодію з ОСР в частині реалізації приєднання станції до зовнішньої електричної мережі, а також дотримання технічних умов для інтеграції в енергомережу.

Рівень шумового забруднення. У СЕС відсутнє шумове забруднення.

Площа розміщення. Одним із основних недоліків СЕС є значна площа, необхідна для їх розміщення. Для встановлення наземної сонячної електростанції потужністю 1 МВт потрібно близько 1 га площі. Це пов'язано з необхідністю забезпечення оптимального кута нахилу панелей для максимальної інсоляції, а також для уникнення затінення між рядами модулів. Водночас ефективною альтернативою, що дає змогу раціонально використовувати

наявні площі, є дахові СЕС. Вони монтуються на покрівлях будівель і не потребують додаткового виділення земельних ділянок. Дахові СЕС є ефективним рішенням для комунальних установ, приватних домогосподарств та бізнесу.

Д. Об'єкти біоенергетики

До об'єктів біоенергетики, що являють собою біоенергетичні комплекси, призначені для виробництва теплової та/або електричної енергії, відносяться БГУ і ТЕС на біомасі.

БГУ – це інженерний комплекс, призначений для перетворення органічних відходів із лісового, сільськогосподарського (рослинництва та тваринництва), рибного господарств та споріднених галузей промисловості у біогаз. Цей процес здійснюється шляхом анаеробного бродіння, тобто без доступу кисню. Утворений біогаз слугує джерелом, що може бути перетворено на теплову або електричну енергію, та/ або використано для отримання біометану – очищеного біогазу до рівня, що за фізичними властивостями та характеристиками прирівнює його до природного газу. Для цього біогаз проходить спеціальну процедуру очищення, під час якої з нього видаляються домішки, зокрема діоксид вуглецю та сірководень. У результаті отримується високоякісний біометан, придатний для подачі в газотранспортні мережі, використання як автомобільне паливо або для транспортування в зрідженому вигляді.

У лютому 2025 року Україна вперше експортувала партію біометану трубопроводом до Європи, що відкриває нові можливості для енергетичного сектору країни. Це досягнення підкреслює потенціал БГУ у контексті розвитку відновлюваної та розподіленої енергетики. БГУ відіграють важливу роль у зменшенні кількості органічних відходів, скороченні викидів парникових газів та створенні добрив для сільськогосподарських земель. Використання біогазу сприяє циркулярній економіці та забезпечує додаткові економічні вигоди для аграрного сектору та муніципалітетів.

Класифікація БГУ відбувається за кількома критеріями. За сферою застосування їх поділяють на установки для приватних домогосподарств, сільськогосподарських підприємств, муніципальних об'єктів (очисні споруди, сміттепереробні заводи) та промислових підприємств. Ще одним критерієм є вміст води в сировині, що визначає тип ферментації – суху або вологу.

Основними компонентами БГУ є система подачі сировини, ферментер, система перемішування субстрату, система збору та очищення біогазу, а також система перетворення енергії. Система подачі сировини забезпечує транспортування органічних відходів до ферментера – ємності для анаеробного бродіння, яка адаптована до конкретного типу сировини. Процес перемішування субстрату забезпечує однорідність середовища, підтримку температурного балансу та підвищення виходу біогазу. Система збору та очищення біогазу складається з обладнання для видалення домішок і сірководню, а система перетворення енергії – з енергогенеруючого обладнання.

Біогаз можна використовувати для генерації електроенергії за допомогою двигунів внутрішнього згорання, турбінних установок, а також когенераційних систем. Для теплогенерації біогаз використовують у котлах, що забезпечують опалення, гаряче водопостачання, опалення теплиць і промислові потреби.

Біометан, отриманий шляхом очищення біогазу, може бути використаний як автомобільне паливо (аналогічно CNG) або зріджений за технологією LNG для транспортування без трубопроводів.

Успішність біогазових проєктів значною мірою залежить від правильного вибору технології та наявності сировини. Оптимальним є підхід, коли установка проєктується під наявні органічні ресурси, забезпечуючи стабільне постачання сировини. Побудова установок без чіткої стратегії постачання сировини може призвести до економічної неефективності.

Станом на 2024 рік, за даними Біоенергетичної асоціації України, в Україні функціонує 92 БГУ. Очікується, що до кінця 2025 року буде збудовано додатково 10

установок, що свідчить про стабільне зростання сектору. Експорт біометану до Європи відкриває нові ринки та стимулює подальший розвиток галузі.

ТЕС на біомасі класифікуються за типом використовуваної сировини (деревина, аграрні відходи, енергетичні культури) та технологічними рішеннями (паротурбінні установки, котли прямого спалювання, когенераційні системи). На відміну від БГУ, ТЕС на біомасі використовують тверді органічні відходи – деревину, соломку, аграрні залишки, які можуть бути спалені для генерації теплової та електричної енергії без попереднього перетворення у газоподібний стан. Основні компоненти обладнання: системи подачі твердого палива, котли для спалювання біомаси та електрогенератори для виробництва електроенергії.

Опис та оцінювання характеристик для об'єктів біоенергетики

Ефективність у зимовий період. Для забезпечення стабільної роботи БГУ необхідна постійна подача сировини, такої як сільськогосподарські відходи, органічні відходи харчової промисловості, тваринні та рослинні відходи. Деякі з цих ресурсів є доступними протягом усього року у відносно рівномірній кількості, наприклад, гній або органічні залишки з харчової промисловості. Однак інші види сировини мають сезонний характер, зокрема рослинні відходи, які доступні переважно в літньо-осінній період. Для забезпечення безперервної роботи установки в зимовий період застосовують технології зберігання біомаси, наприклад силосування рослинних залишків. Проте ці методи мають певні недоліки: зберігання сировини призводить до її поступової деградації, зниження вмісту органічних речовин і, як наслідок, зменшення об'єму виробленого біогазу. Крім того, організація складування на зиму вимагає додаткових фінансових витрат.

Ще одним суттєвим аспектом для ефективності БГУ взимку є необхідність підтримки оптимальної температури в анаеробному реакторі, яка зазвичай знаходиться в діапазоні 35-55 °С. У зимовий період, коли температура навколишнього середовища значно знижується, витрати енергії на обігрів реактора істотно зростають, що знижує загальну енергетичну ефективність процесу та може вплинути на економічну доцільність експлуатації установки.

На відміну від БГУ, ТЕС на біомасі можуть використовувати тверду біомасу як паливо протягом усього року, що забезпечує стабільне енергопостачання навіть у зимовий період без необхідності складного зберігання сировини.

Балансування енергосистеми. ТЕС на біомасі можуть адаптувати графіки виробництва електроенергії до потреб енергосистеми, оскільки тверда біомаса може бути використана для регульованого спалювання у періоди пікового попиту на електроенергію. БГУ можуть потребувати встановлення додаткових газгольдерів для зберігання біогазу. Це дозволить накопичувати біогаз у періоди надлишкового виробництва та використовувати його для генерації електроенергії у години пікових навантажень в мережі. Окрім цього, може виникнути необхідність у збільшенні потужності газових електроустановок для забезпечення можливості спалювання всього об'єму накопиченого біогазу у пікові години.

Інтеграція з теплопостачанням. Основним продуктом БГУ є газ, який може бути використаний не лише для виробництва електроенергії, але й для отримання тепла. Найбільш доцільним підходом до інтеграції є використання КГУ, які одночасно виробляють електроенергію та тепло. Робота та оцінка критеріїв таких установок вже була розглянута в цьому дослідженні.

ТЕС на біомасі також застосовують комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, використовуючи тверду біомасу як паливо.

Автономність роботи (ізолюваний режим). Однією з ключових умов забезпечення автономного режиму роботи БГУ є наявність газгольдера – резервуара для зберігання біогазу. Газгольдер виконує роль буфера, що дозволяє накопичувати надлишковий біогаз у періоди низького енергоспоживання та використовувати його під час пікових навантажень або у випадках зупинки процесів біогазоутворення. В електричній частині, газова

електроустановка повинна бути оснащена відповідними системами керування навантаженням, стабілізації напруги та частоти. Таким чином, автономний режим роботи БГУ є цілком реальним та ефективним.

Для ТЕС на біомасі автономний режим роботи також є досяжним, оскільки такі установки можуть використовувати тверду біомасу як паливо та зберігати її у вигляді паливних гранул чи брикетів для подальшого використання у періоди пікових навантажень.

Вимоги до мережевої інфраструктури. Мережева інфраструктура, що необхідна для ефективної роботи об'єктів біоенергетики, визначається функціональними завданнями станції та обраною моделлю її експлуатації. Для відпуску виробленої електричної енергії необхідний доступ до зовнішніх електричних мереж із достатньою спроможністю. У разі одночасного виробництва теплової енергії потребується доступ до існуючої системи теплопостачання, що забезпечує розподіл тепла кінцевим споживачам. БГУ додатково потребують підключення до газових мереж, щоб отримувати природний газ для підтримки роботи в разі нестачі біогазу, забезпечуючи стабільність виробництва енергії. Окрім того, у разі виробництва біометану станція здійснює його відпуск у газову мережу.

Мобільність. БГУ і ТЕС на біомасі зазвичай мають низький рівень мобільності, що обумовлено їхньою конструкцією та технічними особливостями. Переважна їх більшість таких об'єктів біоенергетики є стаціонарними. До їх складу входять споруди та системи, які вимагають значних капіталовкладень на будівництво та монтаж. Такий комплексний підхід забезпечує високу продуктивність та надійність роботи, але водночас унеможлиблює їх переміщення без демонтажу і значних витрат.

Однак, з розвитком технологій, на ринку почали з'являтися малі мобільні БГУ, які демонструють значно вищий рівень мобільності порівняно зі стаціонарними установками. Їх перевагою є суттєво нижчі капіталовкладення, спрощена логістика та можливість експлуатації у віддалених районах або на об'єктах із сезонним виробництвом біомаси. Незважаючи на низку переваг, мобільні БГУ мають і певні недоліки. Одним з основних обмежень є їх нижча продуктивність у порівнянні зі стаціонарними установками. Також присутня складність експлуатації у зимовий період. Через обмежену теплоізоляцію мобільних установок, підтримання необхідного температурного режиму всередині ферментатора може стати проблемою для деяких установок.

Умови постачання та встановлення обладнання. Проектування та будівництво об'єктів біоенергетики є складним інженерно-технологічним процесом, оскільки здебільшого тут відсутні універсальні рішення. Кожен об'єкт розробляється з урахуванням специфіки сировини, обсягів її надходження, технологічного процесу, а також запланованої потужності станції. Це потребує індивідуального підбору обладнання, що безпосередньо впливає на терміни постачання матеріалів та компонентів. У випадку великих стаціонарних установок термін реалізації проєкту – від початкового проектування до завершення монтажних робіт – зазвичай займає до двох років.

Кваліфікаційні вимоги до персоналу. Проектування, будівництво та експлуатація об'єктів біоенергетики є складним процесом, який вимагає залучення висококваліфікованих спеціалістів. В Україні, завдяки реалізації значної кількості проєктів в цій галузі, сформовано ринок кваліфікованих фахівців, які володіють необхідними знаннями та практичним досвідом для обслуговування таких станцій..

Стійкість до воєнних ризиків. Об'єкти біоенергетики, з огляду на їх розміри та необхідність розміщення всіх ключових компонентів на одній території, мають обмежену стійкість до воєнних ризиків. Основною проблемою є те, що пошкодження навіть одного з ключових елементів, наприклад, у випадку БГУ – ферментатора чи газгольдера, може призвести до зупинки роботи всієї станції. Проте, завдяки особливостям конструкції таких об'єктів, існують можливості для будівництва інженерних оборонних споруд для їх захисту.

LSOE протягом усього терміну експлуатації. Для БГУ, яка виробляє тільки електроенергію, LCOE варіюється в залежності від типу використовуваної сировини (130-240 євро/МВт·год) [90]. Це один із найвищих показників серед усіх ВДЕ, розглянутих у цьому дослідженні. Висока вартість обумовлена значними капітальними інвестиціями, витратами на підготовку сировини, експлуатацію систем зброджування, очищення газу, генеруючого обладнання.

Незважаючи на високий показник LCOE, економічна доцільність експлуатації БГУ значною мірою залежить від ринкової кон'юнктури – вартості електроенергії, природного газу та інших енергоресурсів. Оператори БГУ можуть адаптувати свої виробничі процеси залежно від ринкових умов, обираючи найбільш вигідний напрямок – виробництво електроенергії або комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, або виробництво біометану.

Для ТЕС на біомасі показник LCOE зазвичай є дещо нижчим порівняно з БГУ, оскільки витрати на підготовку твердого палива є менш трудомісткими, а генерація електроенергії може здійснюватися з використанням відносно дешевої біомаси, такої як деревні відходи чи аграрні залишки.

Ступінь локалізації виробництва та імпортна залежність. В Україні відсутні комплексні рішення для БГУ, розроблені за власними технологіями. Проте значна частина компонентів для таких установок виготовляється вітчизняними підприємствами, що свідчить про певний рівень локалізації виробництва. Зокрема, одне з українських підприємств здійснює виробництво ключових елементів БГУ на власних виробничих потужностях. До асортименту виготовленого обладнання входять реактори анаеробного зброджування, міксери, теплообмінники, котли та інші технологічні компоненти. Окрім виробництва обладнання, українські компанії забезпечують повний цикл реалізації біогазових проєктів. Це включає проєктування БГУ, спорудження будівельних конструкцій, монтаж обладнання, проведення пусконаладжувальних робіт, а також подальше технічне обслуговування об'єктів.

Незважаючи на певний рівень локалізації виробництва, український ринок БГУ все ще залежить від імпортних технологій.

Для ТЕС на біомасі ситуація є дещо кращою, оскільки більшість котельного обладнання, систем подачі біомаси та інших компонентів можуть бути виготовлені українськими підприємствами, що знижує рівень імпортозалежності та сприяє розвитку локальної промисловості.

Ризик постачання палива. БГУ проєктується та будується з урахуванням використання певних видів палива, зокрема органічних відходів. За умов безперервного виробництва та постачання органічної сировини, потенційні ризики щодо достатності палива для БГУ є мінімальними.

Для ТЕС на біомасі ризик постачання палива може бути більш вагомим, оскільки стабільність генерації електроенергії залежить від регулярних поставок твердих видів біомаси, таких як деревні відходи, аграрні залишки чи пелети, що може створювати логістичні виклики в умовах порушення ланцюгів постачання.

Регуляторні вимоги в процесі розробки проєкту. Загальні регуляторні вимоги для БГУ і ТЕС на біомасі багато в чому збігаються з нормами, що регулюють інші об'єкти енергетичної інфраструктури та були вже описані в цьому дослідженні. Йдеться зокрема про вимоги в частині приєднання установок до електричних, теплових та газових мереж, залежно від функціонального призначення.

Екологічні показники. Об'єкти біоенергетики здатні вирішувати низку екологічних проблем, пов'язаних із переробкою органічних відходів та зменшенням впливу на довкілля. Основним екологічним ефектом є утилізація органічних відходів.

Рівень шумового забруднення. Сучасні об'єкти енергетики характеризуються відносно низьким рівнем шумового забруднення.

Площа розміщення. Об'єкти біоенергетики займають помірні площі для розміщення порівняно з іншими видами електростанцій аналогічної потужності.

У порівнянні з газовою електростанцією тієї ж потужності, БГУ потребує більшої площі. Це обумовлено тим, що газова електростанція отримує паливо безпосередньо з газової мережі, тоді як БГУ самостійно виробляє біогаз із органічної сировини.

Е. Малі ГЕС

Україна володіє значним водним ресурсом – на її території протікає близько 60 000 річок і струмків, однак лише частина з них придатна для будівництва гідроелектростанцій [93]. Найбільший гідроенергетичний потенціал зосереджений у Карпатському регіоні, де розташована велика кількість гірських річок з високими швидкостями течії.

Принцип роботи мГЕС аналогічний роботі великих ГЕС. Напір води спрямовується на лопаті турбіни, яка перетворює кінетичну енергію води на механічну. Турбіна приводить в дію генератор, що виробляє електроенергію. Сучасні мГЕС можуть оснащуватися різними типами турбін залежно від умов річки – радіально-осьовими, осьовими або діагональними. Основними перевагами мГЕС є високий ККД (80%), низька собівартість виробленої електроенергії, відсутність викидів вуглецевого газу при виробництві електроенергії та висока маневровість у роботі.

Водночас, незважаючи на ці переваги, мГЕС мають низку суттєвих недоліків, головним з яких є їхній екологічний вплив. Найбільш поширеними негативними наслідками є осушення русел річок, збільшення частоти паводків, погіршення якості води, а також шкода для іхтіофауни – зокрема, зникнення деяких видів риб через зміну природних умов середовища.

Сучасна потреба у розвитку розподіленої генерації робить актуальним відновлення мГЕС особливо у громадах, де такі об'єкти діяли раніше. Однак важливо враховувати екологічні аспекти під час планування відновлення та будівництва нових станцій. Впровадження сучасних природоохоронних технологій та дотримання суворих екологічних стандартів є обов'язковими умовами для запобігання негативному впливу на довкілля.

Опис та оцінювання характеристик для мГЕС

Ефективність у зимовий період. Зимовий період для більшості малих річок України характеризується маловодністю, що істотно впливає на ефективність роботи гідроенергетичних установок. Зниження рівня води в річках зменшує об'єм доступних водних ресурсів для генерації електроенергії.

Балансування енергосистеми. Об'єкти малої гідроенергетики відіграють важливу роль у балансуванні енергосистеми на локальному рівні, забезпечуючи надійність мереж ОСР. Завдяки високій маневровості, станції здатні оперативно змінювати рівень генерації електроенергії у відповідь на коливання попиту або нестабільність виробітку з інших джерел, зокрема відновлюваних. Їхній внесок у загальнодержавне балансування енергосистеми є обмеженим, але важливим для інтеграції ВДЕ на локальному рівні.

Інтеграція з теплопостачанням. Об'єкти малої гідроенергетики не виробляють теплову енергію, відповідно не підключені до теплових мереж та мереж гарячого водопостачання.

Автономність роботи (ізолюваний режим). Об'єкти малої гідроенергетики відзначаються високою маневровістю, що робить їх ідеальним рішенням для автономної роботи в ізолюваному режимі. Завдяки швидкій реакції на зміну споживання та можливості регулювання потужності, мГЕС забезпечують стабільне та надійне електропостачання навіть в умовах відсутності доступу до централізованої мережі.

Вимоги до мережевої інфраструктури. Вибір місця встановлення мГЕС значною мірою обмежений природними умовами річки, такими як рельєф, водний потік та екологічні фактори. Це значно ускладнює можливість адаптації гідропорути до вже

існуючої електричної інфраструктури. Внаслідок цього часто виникає потреба у будівництві нових ліній електропередач, інколи значної протяжності.

Мобільність. Об'єкти малої гідроенергетики є стаціонарними будівельними спорудами, призначеними для тривалої експлуатації на конкретному водному об'єкті. Їхня релокація практично неможлива. Окремі елементи електростанції, такі як турбіна, генератор та допоміжне обладнання, можуть бути демонтовані та перевезені для подальшого використання. Найбільша складність полягає в тому, що гідротехнічні споруди зазвичай мають унікальні конструктивні особливості, враховуючи рельєф, глибину води, витрату річки та інші параметри. Це ускладнює інтеграцію демонтованого обладнання на іншому об'єкті без проведення значних реконструкцій.

Умови постачання та встановлення обладнання. Будівництво мГЕС вимагає значного часу на виконання будівельно-монтажних робіт через стаціонарний характер конструкції. Обладнання для таких електростанцій зазвичай виготовляється на замовлення з урахуванням специфіки проєкту. Проте, завдяки відносно невеликим розмірам та простішій конструкції в порівнянні з великими ГЕС, терміни виготовлення та постачання обладнання можуть бути помірними.

Кваліфікаційні вимоги до персоналу. Будівництво мГЕС вимагає залучення інженерів-гідротехніків для проєктування та спорудження гідроспоруд, таких як дамби, водоводи та водозливи. В Україні сформовано потужну базу кваліфікованого персоналу для проєктування, будівництва, експлуатації та обслуговування таких об'єктів через майже столітній досвід експлуатації ГЕС.

На етапі експлуатації мГЕС не потребують великої кількості обслуговуючого персоналу. Відносно проста конструкція та високий рівень автоматизації дозволяють мінімізувати людське втручання у повсякденну роботу станції.

Стійкість до воєнних ризиків. Основні ризики для мГЕС включають можливі пошкодження гідротехнічних споруд (дамб, шлюзів), руйнування генераторного обладнання та систем електропостачання. Водночас, конструктивні особливості мГЕС дозволяють спорудження інженерних укріплень основних елементів споруди, облаштування захисних укриттів для основного обладнання.

Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації. LCOE для мГЕС становить 70 євро/МВт·год [90], що робить її конкурентоспроможною на рівні з сонячними та вітровими електростанціями. Особливістю розрахунку LCOE для мГЕС є значні початкові капіталовкладення, необхідні для будівництва гідроспоруд, встановлення обладнання та підключення до мережі. Проте подальша експлуатація таких станцій характеризується мінімальними експлуатаційними витратами, оскільки мГЕС не потребують палива, мають низькі витрати на обслуговування та тривалий термін служби обладнання.

Ступінь локалізації виробництва та імпортна залежність. В Україні існує база виробництва основного обладнання для мГЕС, зокрема турбін та генераторів. Українські підприємства не лише забезпечують внутрішній ринок, але й активно експортують свою продукцію на міжнародний ринок. Крім основного обладнання, українські виробники пропонують системи моніторингу, автоматизації та широкий спектр електричного обладнання.

Ризик постачання палива. Ризик постачання палива для мГЕС оцінюється як низький, оскільки основним енергоресурсом є вода – відновлюване джерело енергії, доступне безперервно в умовах стабільного гідрологічного режиму. Окремим ризиком є сезонне замерзання води під час зимового періоду та посухи, що може призвести до зниження ефективності роботи станції або навіть до тимчасового зупинення виробництва електроенергії.

Регуляторні вимоги в процесі розробки проєкту. Спорудження ГЕС на річках незалежно від потужності, а також ГАЕС вимагає обов'язкового проведення оцінки впливу на довкілля (ОВД) відповідно до Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» [92].

Також для використання водних ресурсів необхідно отримати дозвіл на спеціальне водокористування, який видає Державне агентство водних ресурсів України. Так само, як і для інших технологій, потрібно враховувати вимоги до приєднання станцій до електричних мереж та організації продажу електроенергії за ринковими правилами, які встановлює Регулятор.

Екологічні показники. Екологічний аспект ГЕС залишається предметом активних дискусій, що обумовлює оцінку їхнього впливу на довкілля на середньому рівні. З одного боку, ГЕС мають значні переваги з точки зору зменшення викидів шкідливих речовин – під час виробництва електроенергії відсутні викиди парникових газів, твердих часток та інших забруднюючих речовин, що робить їх важливим елементом у боротьбі зі змінами клімату. З іншого боку, можуть мати істотний негативний вплив на екосистеми. Основні екологічні ризики пов'язані зі змінами природного гідрологічного режиму – затопленням територій, що призводить до втрати природних ландшафтів, порушенням місць існування флори та фауни, а також змінами русел річок. Це може спричинити деградацію водних екосистем, порушення міграційних шляхів риб та зниження біорізноманіття.

Рівень шумового забруднення. Об'єкти малої гідроенергетики зазвичай не створюють значного рівня шумового забруднення. Робота турбін і генераторів супроводжується відносно низьким рівнем шуму. Крім того, мГЕС, як правило, розташовуються поза межами щільної житлової забудови, поблизу річок або в сільській місцевості, що додатково мінімізує ризик впливу шуму на людей.

Площа розміщення. Площа, яку займає мГЕС, значною мірою залежить від типу станції, її конструктивних особливостей та наявності водосховища. У випадку використання водосховища площа збільшується в рази. Наявність водосховища також передбачає додаткові зони охорони та захисту навколишнього середовища.

Ф. УЗЕ

УЗЕ набувають дедалі більшої потреби в енергетичній системі України, особливо в умовах швидкого зростання частки ВДЕ та руйнувань маневрових електростанцій. Хоча УЗЕ не є джерелами генерації електроенергії, вони відіграють ключову роль у балансуванні енергетичної системи, акумулюючи надлишкову електроенергію та забезпечуючи її подачу у моменти пікових навантажень або аварійних відключень.

У контексті енергетичної безпеки України, де інтеграція великої кількості ВДЕ створює певні труднощі для енергосистеми, впровадження УЗЕ стає необхідною умовою для забезпечення балансової надійності мережі. Коливання генерації від СЕС та ВЕС, що залежать від погодних умов, спричиняють нерівномірне постачання електроенергії. У таких умовах УЗЕ відіграють роль буфера, здатного поглинати надлишкову енергію під час її перевиробництва та віддавати її назад до мережі під час дефіциту, підтримуючи частоту в енергосистемі.

УЗЕ характеризуються рядом технічних параметрів, що визначають їхню ефективність та сферу застосування. Основними з них є потужність та ємність. Потужність УЗЕ визначає максимальну кількість енергії, яку система може видавати або споживати в конкретний момент часу. Ємність, у свою чергу, визначає загальний обсяг енергії, яку можна накопичити для подальшого використання.

Використання УЗЕ відкриває низку можливостей для громад та муніципальних підприємств. Однією з ключових переваг є забезпечення безперебійного електропостачання для об'єктів критичної інфраструктури. Наявність зарядженого УЗЕ дозволяє гарантовано забезпечити живлення важливих об'єктів у разі аварійного відключення від центральної мережі, що є необхідним для лікарень, водоканалів та інших установ.

Ще однією важливою перевагою є можливість зменшення витрат на електроенергію. УЗЕ дозволяють накопичувати електроенергію у періоди з найнижчими тарифами та використовувати її під час пікових навантажень, коли ціна на електроенергію зростає.

Крім того, УЗЕ відкривають можливість для участі у ринку допоміжних послуг. Є можливість брати участь в аукціонах «Укренерго» з надання балансуєчої потужності, отримуючи додатковий дохід від надання послуг на ринку допоміжних послуг, зокрема автоматичного резерву відновлення частоти (aPВЧ).

УЗЕ також сприяють розвитку мікромереж, зменшенню залежності від викопного палива, та покращенню екологічної ситуації, слугуючи якісною альтернативою дизельним генераторам.

Незважаючи на численні переваги, впровадження УЗЕ супроводжується і певними недоліками. Одним з основних бар'єрів є висока вартість таких систем. Сучасні літій-іонні батареї з допоміжним обладнанням коштують у середньому від 200 до 500 доларів США за 1 кВт·год ємності, що вимагає значних початкових капіталовкладень. Проте з розвитком технологій та збільшенням обсягів виробництва спостерігається поступове зниження вартості, що робить УЗЕ дедалі доступнішими. Ще одним викликом є обмежений термін служби акумуляторних систем. Їхній життєвий цикл обмежений кількістю циклів заряд-розряд, після чого відбувається деградація ємності.

В Україні діють державні та міжнародні програми для підтримки впровадження УЗЕ. Скасування мит та податкових зборів на імпорт обладнання для енергетики значно полегшує фінансовий тягар для інвесторів. Крім того, міжнародні та вітчизняні фінансові інституції пропонують кредитні програми для громад та підприємств, які впроваджують інноваційні енергетичні проекти. Таким чином, розвиток ринку УЗЕ в Україні має хороші перспективи, а сама технологія – потенціал до вдосконалення та здешевлення.

Опис та оцінювання характеристик для УЗЕ

Ефективність у зимовий період. У холодні місяці ефективність роботи УЗЕ зазвичай знижується через низькі температури, однак варто зазначити, що зниження ефективності може спостерігатися й влітку під час екстремально високих температур. Важливою особливістю комплексу УЗЕ є наявність спеціальних пристроїв, які здатні підтримувати бажану температуру за будь-яких погодних умов, що дозволяє мінімізувати вплив сезонних коливань температур.

Балансування енергосистеми. УЗЕ мають найкращі характеристики для ефективної та надійної роботи з балансування енергосистеми. Однією з головних переваг є здатність оперативно реагувати на зміну частоти в енергосистемі. Час залучення таких установок для підтримки стабільної частоти вимірюється мілісекундами, що дозволяє забезпечити миттєву компенсацію дефіциту або надлишку потужності.

Інтеграція з теплопостачанням. УЗЕ не виробляють теплову енергію, відповідно не підключені до теплових мереж та мереж гарячого водопостачання.

Автономність роботи (ізолюваний режим). Установки зберігання електроенергії демонструють високу ефективність під час роботи в автономному режимі, ізолюваному від зовнішньої енергосистеми. Завдяки своїм унікальним можливостям балансування енергоспоживання та генерації, такі системи забезпечують надійне електропостачання навіть за відсутності підключення до магістральної мережі.

Вимоги до мережевої інфраструктури. Оскільки УЗЕ не вимагають значних земельних ресурсів чи складних підготовчих робіт, вибір місця для їхнього розміщення часто базується на близькості до існуючих електричних підстанцій. Це дозволяє мінімізувати витрати на будівництво нових ЛЕП.

Мобільність. УЗЕ вирізняються високою мобільністю, що забезпечує гнучкість їх використання в різних регіонах країни. Завдяки модульній конструкції та компактним розмірам, такі системи можна легко перемістити без значних витрат ресурсів. Транспортування установок є досить простим завдяки контейнерним та модульним конструкціям, які легко перевозити.

Підключення УЗЕ на новому місці також не викликає труднощів. Основна вимога – наявність електричної підстанції з відповідним рівнем напруги та здатністю передати

необхідну потужність. Завдяки вбудованим системам управління та інверторам, сучасні УЗЕ можуть бути інтегровані як у централізовані мережі, так і в автономні мікромережі.

Умови постачання та встановлення обладнання. Цей показник значною мірою залежить від її потужності та складності проекту.

Невеликі акумуляторні системи, зокрема мобільні або контейнерні рішення потужністю до кількох сотень кіловат, часто є наявними на складах виробників або постачальників. Це дозволяє скоротити терміни постачання до кількох тижнів і забезпечити швидкий монтаж і введення в експлуатацію.

Для установок середньої потужності, наприклад, до 1 МВт, виробництво під замовлення є стандартною практикою.

Загальний термін встановлення УЗЕ, включаючи виготовлення, транспортування компонентів та проведення будівельно-монтажних робіт, зазвичай не перевищує одного року.

Кваліфікаційні вимоги до персоналу. Експлуатація та обслуговування зазвичай не вимагає залучення високоспеціалізованого персоналу, оскільки сучасні системи спроектовані з акцентом на автоматизацію процесів управління та моніторингу.

Стійкість до воєнних ризиків. УЗЕ завдяки своїм компактним розмірам та модульній структурі демонструють відносно високу стійкість до воєнних ризиків. Їхні конструктивні особливості дозволяють ефективно реалізовувати захисні споруди (бетонні укриття, підземні сховища), спрямовані на мінімізацію впливу зовнішніх загроз, таких як обстріли, вибухові хвилі чи інші пошкодження, спричинені воєнними діями.

LSOE протягом усього терміну експлуатації. LSOE для УЗЕ є достатньо висока та складає 270 євро/МВт-год [90]. Однією з ключових причин високого LSOE є значна вартість самих установок. Крім того, УЗЕ виконують функцію накопичення енергії, виробленої іншими джерелами.

Ще одним фактором є відносно невеликий термін експлуатації акумуляторних батарей, який зазвичай складає 10–15 років залежно від типу батарей та умов експлуатації. З часом відбувається деградація акумуляторів, що призводить до зниження їхньої ємності. Це, у свою чергу, потребує періодичної заміни батарей, що підвищує загальні експлуатаційні витрати.

Ступінь локалізації виробництва та імпортна залежність. На даний момент рівень локалізації виробництва установок зберігання електроенергії в Україні залишається низьким, що зумовлює високу імпортну залежність. Ключовим фактором є відсутність вітчизняного виробництва акумуляторних батарей, які становлять основний компонент УЗЕ. Більшість акумуляторних систем імпортується з країн Азії.

Ризик постачання палива. Для УЗЕ "паливом" виступає власне електроенергія, яка акумулюється для подальшого використання у періоди пікового навантаження або під час аварійних відключень. Одним із основних ризиків є можливість тривалих відключень електроенергії, які можуть тривати понад 4 години. У таких випадках, після повного розрядження, УЗЕ не здатні відновити роботу до моменту відновлення подачі електроенергії для їх заряджання. Це створює ситуації, коли установка не може виконувати свою функцію резервного джерела живлення у найбільш потрібні моменти.

Регуляторні вимоги в процесі розробки проекту. Процес розробки проектів УЗЕ в Україні супроводжується відносно спрощеними регуляторними вимогами порівняно з типовими джерелами генерації електроенергії. Це обумовлено тим, що УЗЕ не здійснюють безпосереднього впливу на довкілля, не спалюють викопні палива та не потребують підключення до газових або теплових мереж.

Екологічні показники. УЗЕ мають відносно сприятливі екологічні характеристики під час експлуатації. Оскільки їх робота не супроводжується процесами спалювання палива, УЗЕ не продукують шкідливих викидів в атмосферу. Однак екологічний вплив УЗЕ стає більш складним, якщо розглядати повний життєвий цикл акумуляторних систем, особливо літій-іонних батарей, які є найпоширенішими в сучасних рішеннях зберігання

енергії. Виробництво літій-іонних акумуляторів вимагає значних обсягів природних ресурсів. Видобуток і переробка цих матеріалів часто супроводжуються значним негативним впливом на довкілля, включаючи деградацію земель, забруднення водних ресурсів та високі викиди CO₂. Крім того, літій-іонні батареї мають відносно низький термін експлуатації, після чого виникає проблема утилізації або переробки.

Рівень шумового забруднення. УЗЕ характеризуються низьким рівнем шумового забруднення. Основним джерелом шуму в УЗЕ є система охолодження акумуляторних батарей та інверторів.

Площа розміщення. УЗЕ вирізняються високою компактністю.

Результати оцінювання усіх вищевказаних технологій зведені в таблицю 3.9, що дозволяє швидко оцінити відповідність кожної технології ключовим вимогам енергетичної системи та обрати найбільш оптимальні рішення для конкретного споживача або для розвитку локальної енергосистеми у громаді.

Таблиця 3.9 – Оцінювання критеріїв для кожної технології розподіленої генерації та УЗЕ

Критерій	Тип генерації та оціночний бал									
	ГТУ/ ГПУ	КГУ	ВЕС до 1 МВт	ВЕС 1-20 МВт	Вживані ВЕС	Дахові СЕС до 30 кВт	Промислові СЕС	БГУ і ТЕС на біомасі	Малі ГЕС	УЗЕ
Техніко-економічні показники										
Ефективність генерації у зимовий період	Високий	Високий	Середній	Середній	Середній	Низький	Низький	Середній	Середній	Високий
Балансування енергосистеми	Високий	Високий	Середній	Середній	Середній	Середній	Середній	Високий	Високий	Високий
Інтеграція з тепlopостачанням	Низький	Високий	Низький	Низький	Низький	Низький	Низький	Високий	Низький	Низький
Автономність роботи (ізолюваний режим)	Високий	Високий	Середній	Середній	Середній	Середній	Середній	Високий	Високий	Високий
Вимоги до мережевої інфраструктури	Середній	Низький	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Середній	Середній	Високий
Мобільність (для релокації)	Високий	Високий	Середній	Низький	Середній	Високий	Середній	Низький	Низький	Високий
Час постачання компонентів і матеріалів	Низький	Низький	Середній	Низький	Високий	Високий	Високий	Низький	Середній	Середній
Тривалість монтажу	Середній	Середній	Середній	Низький	Середній	Високий	Середній	Низький	Низький	Високий
Кваліфікаційні вимоги до персоналу	Середній	Середній	Середній	Середній	Середній	Високий	Високий	Середній	Середній	Високий

Критерій	Тип генерації та оціночний бал									
	ГТУ/ ГПУ	КГУ	ВЕС до 1 МВт	ВЕС 1-20 МВт	Вживані ВЕС	Дахові СЕС до 30 кВт	Промислові СЕС	БГУ і ТЕС на біомасі	Малі ГЕС	УЗЕ
Стійкість до воєнних ризиків	Високий	Високий	Середній	Середній	Середній	Середній	Низький	Середній	Низький	Високий
Фінансово-економічні аспекти										
Нормована вартість електроенергії LCOE	Низький	Середній	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Низький	Високий	Низький
Локалізація виробництва	Середній	Середній	Середній	Середній	Середній	Низький	Низький	Середній	Високий	Низький
Ризик постачання палива	Середній	Середній	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Середній	Високий	Середній
Регуляторні та екологічні фактори										
Регуляторні та дозвільні вимоги	Середній	Низький	Високий	Середній	Середній	Високий	Високий	Середній	Низький	Високий
Екологічні показники (викиди CO ₂ , NO _x , SO ₂)	Середній	Середній	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий
Рівень шумового забруднення	Низький	Низький	Високий	Середній	Середній	Високий	Високий	Середній	Високий	Високий
Площа розміщення (м ² /МВт)	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий	Середній	Низький	Середній	Середній	Високий

Примітка:

Для аналізу ефективності та доцільності впровадження різних технологій розподіленої генерації розроблено систему оцінювання за ключовими критеріями, наведеними у даній таблиці, з приведенням рівнів оцінювання для кожного критерію за уніфікованою 3-бальною шкалою: Високий (3 бали), Середній (2 бали) та Низький (1 бал).

Окремо варто зазначити, що для довгострокового планування розвитку розподіленої генерації, з максимальним використанням місцевих ресурсів, для забезпечення енергетичних потреб споживачів громади необхідно одночасно розглядати як технології, що виробляють електроенергію, так і ті, що здатні одночасно або окремо генерувати теплову енергію. При цьому, у разі наявності існуючих систем централізованого тепlopостачання доцільно розглядати розвиток проєктів когенерації із визначенням технічної можливості інтегрувати відповідні установки безпосередньо в такі системи, що значно підвищить ефективність реалізації таких проєктів.

Так само, плануючи розвиток локального електрозабезпечення потреб місцевих споживачів, **рекомендовано розглядати можливості та розробляти концепції розвитку мікромереж**, які здатні функціонувати автономно у разі виникнення аварійних ситуацій або планових відключень у зовнішніх мережах ОСР. Важливим є підготовка вихідних даних для розробки таких концептуальних документів. Зокрема, йдеться про визначення переліку та основних характеристик пріоритетних об'єктів енергоспоживання, робота яких є критичною для громади. Розгляд можливостей для створення локальної системи, що об'єднує цих споживачів з метою забезпечення енергопостачання, стане предметом подальших досліджень на основі підготовленої концепції на муніципальному рівні.

Загальні висновки з порівняльного аналізу наступні.

Газова генерація є гнучкою та надійною технологією, додатково здатна забезпечити споживачів тепловою енергією, але має високу собівартість виробництва енергії, що залежить від значних капіталовкладень, експлуатаційних витрат та паливної складової (ціни на природний газ), а також потребує доступу до газової інфраструктури.

ВЕС мають доволі низьку собівартість виробництва електроенергії (особливо установки більшої потужності), виключаючи паливно складову, але залежні від вітрових умов та займають значні площі у разі розгортання великих потужностей.

СЕС також характеризуються низькими експлуатаційними витратами, відсутністю паливних ризиків, простотою монтажу але обсяги виробництва електроенергії ними залежать від сонячної активності; для станцій великої потужності потребуються значні площі.

Об'єкти біоенергетики використовують місцеві ресурси відходів, забезпечуючи як електроенергію, так і тепло, але вимагають налагодженої системи збору та переробки біомаси.

УЗЕ є ключовими для інтеграції змінних ВДЕ, таких як СЕС і ВЕС, підвищуючи надійність та автономність енергопостачання, але наразі мають високу вартість.

Малі ГЕС здатні забезпечувати стабільну генерацію за наявності водних ресурсів, але обмежені географічними умовами, а також можуть мати значно змінювати екосистеми.

Вибір оптимальної технології розподіленої генерації має враховувати місцеві умови, наявні ресурси, потреби споживачів, економічну доцільність та екологічні пріоритети. Комбінування різних технологій розподіленої генерації, а також використання систем зберігання енергії (УЗЕ) може забезпечити більш стабільне та надійне енергопостачання на місцевому рівні.

Наступним кроком є аналіз потенціалу впровадження різних технологій розподіленої генерації у різних регіонах України. Розділ 3.5.3 буде присвячений співставленню основних критеріїв з регіональними особливостями та потребами, що дозволить виявити найбільш перспективні технології для розвитку розподіленої генерації в контексті специфіки кожного регіону.

3.5.3 Потенціал для впровадження розподіленої генерації у різних регіонах за співставленням основних критеріїв

Враховуючи технічно здійснений потенціал різних технологій розподіленої генерації, оцінений за даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України [20], проведено комплексний аналіз перспектив їх впровадження в Україні. Оцінка базується на результатах порівняння технологій за основними критеріями, визначеними у розділі 3.5.1.

У таблиці 3.10 наведено технічно здійснений потенціал кожної з розглянутих технологій у різних областях України. Ці показники дають можливість провести детальне порівняння потенціалу різних технологій у контексті регіональних особливостей, що сприяє вибору найбільш оптимальних рішень для розвитку розподілених енергетичних систем на локальному рівні. За результатами такого порівняння розроблено карту потенціалу впровадження розподіленої генерації в Україні, яка дозволяє візуалізувати найбільш перспективні регіони для застосування кожної технології (див. рис. 3.1). Це дає змогу розробити стратегії впровадження та оптимізації енергетичних систем на рівні окремих областей.

Таблиця 3.10 – Потенціал потужності ВДЕ в Україні, МВт [20]

Область	Енергія Сонця	Енергія вітру	мГЕС	Енергія біомаси
АР Крим	175 330	51 852	1	165
Вінницька	79 979	25 687	24	1601
Волинська	105 898	852	1	384
Дніпропетровська	241 750	49 293	2	1298
Донецька	132 321	61 705	5	558
Житомирська	135 026	8 742	8	871
Закарпатська	24 686	812	132	116
Запорізька	72 863	88 295	0	959
Івано-Франківська	38 447	2 305	59	268
Київська	52 244	12 574	3	1118
Кіровоградська	51 057	35 824	15	1286
Луганська	165 254	11 353	2	346
Львівська	52 372	469	46	521
Миколаївська	42 501	68 600	3	956
Одеська	212 547	67 681	1	1130
Полтавська	109 018	45 373	6	1388
Рівненська	119 421	1 991	3	418
Сумська	74 275	2 764	2	1071
Тернопільська	25 675	19 567	12	784
Харківська	95 588	54 801	10	1261
Херсонська	157 476	70 760	1	846
Хмельницька	63 856	15 379	8	1267
Черкаська	35 611	15 813	8	1194
Чернівецька	18 247	2 882	24	218
Чернігівська	167 451	10 990	1	1407

Газова генерація, у свою чергу, є основною складовою розподіленої генерації, оскільки вона забезпечує необхідну маневровість енергосистеми.

За попередніми підсумками, порівнюючи потенціал та результати оцінки відповідності різних технологій основним критеріям, в цілому можна стверджувати, що для усіх областей України рекомендовано впровадження СЕС, оскільки вони демонструють високий потенціал у більшості регіонів. Однак для досягнення максимального ефекту продуктивності, особливо в умовах змінної генерації від СЕС, надзвичайно важливо інтегрувати ці установки з УЗЕ.

*рівень потенціалу розвитку технологій визначається та порівнюється в межах конкретної області

На основі аналізу розроблених критеріїв оцінки, потенціалу ВДЕ [20], потреб енергосистеми, визначених НЕК «Укренерго» [51], рівня газифікації регіонів, аграрного та промислового профілю областей [94], а також врахування воєнних ризиків, розроблено таблицю оцінки пріоритетності впровадження різних технологій розподіленої генерації по кожній області України.

Потенціал розвитку **газової** генерації визначити надзвичайно складно через обмежений доступ до інформації в умовах дії правового режиму воєнного стану. Основним критерієм оцінки стало поєднання таких чинників як: рівень газифікації регіону; наявність і щільність газотранспортної інфраструктури (газопроводи середнього і високого тиску, компресорні та газорозподільні станції); рівень завантаженості мереж; стратегічні оцінки НЕК «Укренерго» щодо потреби в маневровій генерації.

Оцінку потенціалу **сонячної та вітрової** генерації здійснено на основі кліматичних та географічних даних (середньорічна інсоляція, вітрове навантаження, наявність прибережних районів) [95], а також з урахуванням уже існуючих потужностей та перспектив розширення. Визначено області з найвищим потенціалом [20]:

- **СЕС:** Дніпропетровська, Херсонська, Одеська області;
- **ВЕС:** Запорізька, Херсонська, Миколаївська, Одеська;
- **Об'єкти біоенергетики:** аграрно орієнтовані області – Вінницька, Дніпропетровська, Київська, Кіровоградська, Одеська, Полтавська, Сумська, Хмельницька, Харківська, Чернігівська, Черкаська.

У прифронтових регіонах розвиток сонячної генерації доцільно орієнтувати на розосереджену модель – з перевагою дахових установок та СЕС малої потужності. Такий підхід дозволяє підвищити стійкість енергетичної інфраструктури в умовах загрози з боку військової агресії.

Малі ГЕС мають потенціал переважно у передгірських та гірських регіонах (Івано-Франківська, Чернівецька, Закарпатська, Львівська), де зберігається значна кількість природних ресурсів для гідроенергетики.

УЗЕ особливо доцільно впроваджувати у регіонах:

- із високим рівнем інтеграції ВДЕ (наприклад, південні області), де виникає потреба в балансуванні нестабільної генерації;
- на прифронтових територіях (Запорізька, Херсонська, Донецька області), де зростає потреба у підвищенні стійкості енергопостачання;
- із обмеженим потенціалом ВДЕ, де УЗЕ та газові електростанції можуть компенсувати дефіцит генерації.

Таблиця 3.11 узагальнює оцінку пріоритетності розвитку кожної технології розподіленої генерації на рівні областей. Водночас варто враховувати, що кожна громада є унікальною за своїм природно-ресурсним, інфраструктурним та соціально-економічним потенціалом. Тому під час планування проєктів розподіленої генерації на місцевому рівні важливо здійснювати додаткові дослідження з оцінки локальних ресурсів та інших умов.

Ці дані можуть слугувати відправною точкою для стратегічного планування розвитку енергетики громад, реалізації проєктів у рамках міжнародної допомоги та державних ініціатив щодо трансформації енергетичної системи України.

Загалом, розділ 3 підтвердив значний потенціал розвитку розподіленої генерації в Україні як важливого інструменту підвищення енергетичної безпеки, стійкості та декарбонізації енергетичної системи. Успішна реалізація цього потенціалу вимагає комплексного підходу, включаючи вдосконалення нормативно-правової бази, забезпечення фінансової підтримки, стимулювання міжсекторної співпраці та врахування регіональних особливостей при виборі технологій.

Наступний розділ присвячений вивченню міжнародного досвіду щодо розвитку розподіленої генерації з урахуванням технічних аспектів, що дозволить адаптувати найкращі світові практики до українських реалій.

Таблиця 3.11 - Оцінки пріоритетності впровадження технологій розподіленої генерації по областях України

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
АР Крим	2 •Дефіцитний енергорайон, високий попит на маневрову генерацію	4	3	6	5	1 •Попит на балансування значної кількості ВДЕ
Вінницька	4 •Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	3	5	1 •Найбільший потенціал біогазу в країні	2	6

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Волинська	6 ● Не входить до пріоритетів НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	4	1	3	5	2
Дніпропетровська	5 ● Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	4	1 ● Найбільший потенціал для СЕС в країні	3	6	2 ● Потреба балансування ВДЕ
Донецька	2 ● Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	4	3 ● Дахові СЕС (за безпековим критерієм, що враховує ризик для скупчення наземної генерації в одному місці)	5	6	1 ● Критично важливо через воєнні ризики

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Житомирська	4 ●Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	6	2	1 ●Відносно високий потенціал біомаси	3	5
Закарпатська	2 ●Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	5	4	6	1 ●Найбільший потенціал для мГЕС в Україні	3

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Запорізька	4 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	1 ●Найбільший потенціал для ВЕС в Україні	5	3	6 ●Найменший потенціал для мГЕС в Україні	2 ●Потреба балансування ВДЕ
Івано-Франківська	4 ●Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	6	5	3	1 ●Гірські річки мають потенціал для мГЕС	2

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Київська	<p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> •Високий рівень газифікації (95%) •Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренаерго» для будівництва високоманеврової генерації 	5	4	<p>2</p> <ul style="list-style-type: none"> •Високий потенціал біомаси 	6	3
Кіровоградська	<p>3</p> <ul style="list-style-type: none"> •Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренаерго» для будівництва високоманеврової генерації 	2	6	<p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> •Значний ресурс для виробництва біогазу 	4	5

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Луганська	2 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	5	3 ●Дахові СЕС (за безпековим критерієм, що враховує ризик для скупчення наземної генерації в одному місці)	4	6	1 ●Критично важливо через воєнні ризики
Львівська	5 ●Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	6	3	2	1 ●Високий потенціал річок	4

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Миколаївська	4 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	1 ●Морське узбережжя з потужним вітровим потенціалом	5	3	6	2
Одеська	5 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	1 ●Один із найвищих вітропотенціалів в Україні, поступається лише потенціалу в Запорізькій області	2 ●Високий потенціал для СЕС в південному регіоні	4	6	3 ●Потреба балансування ВДЕ

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Полтавська	<p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Майже половина газовидобутку України ● Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації 	3	5	2	6	4
Рівненська	<p>6</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Не входить до пріоритетів НЕК «Укренерго» 	5	1	2	4	3

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Сумська	2 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	5	4	1 ●Аграрна область з наявним ресурсом біомаси	6	3
Тернопільська	1 ●Високий рівень газифікації, ●Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	4	6	2	3	5

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Харківська	<p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Розвинута газова інфраструктура та газовидобуток ● Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації 	<p>2</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Відносно високий потенціал вітру серед північно-східних регіонів 	<p>5</p>	<p>3</p>	<p>6</p>	<p>4</p>
Херсонська	<p>5</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації 	<p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Входить до трійки лідерів за потенціалом вітру в Україні 	<p>2</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Дахові СЕС (за безпековим критерієм, що враховує ризик для скупчення наземної генерації в одному місці) 	<p>4</p>	<p>6</p>	<p>3</p>

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Хмельницька	6 ●Не входить до пріоритетів НЕК «Укренерго»	5	3	1 ●У списку областей з найбільшим потенціалом біогазу	4	2
Черкаська	2 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	6	4	1 ●Значна присутність агросектору ●Високий потенціал біомаси	5	3
Чернівецька	3 ●Входить до областей другого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	6	5	4	1 ●Регіон з придатними річками	2

Область	Технології розподіленої генерації					
	Газова генерація (ГТУ/ГПУ/КГУ)	ВЕС	СЕС	Об'єкти біоенергетики (БГУ і ТЕС на біомасі)	Малі ГЕС	УЗЕ
Чернігівська	3 ●Входить до областей першого пріоритету НЕК «Укренерго» для будівництва високоманеврової генерації	5	2	1 ●У списку областей з найбільшим потенціалом біогазу	6	4

Примітка:

Цифри в комірках показують рівень потенціалу розвитку відповідної технології розподіленої генерації у кожній області України, де, зокрема, 1 – найбільший потенціал для розвитку в межах конкретної області, 6 – найменший потенціал для розвитку порівняно з іншими технологіями в межах конкретної області.

4. Міжнародний досвід щодо розвитку розподіленої генерації з урахуванням технічних вимог

4.1. Досвід Німеччини. Розвиток розподіленої сонячної та вітрової генерації

Німеччина є однією з провідних країн, що здійснила масштабний перехід до розподіленої сонячної генерації. Цей процес відбувався у рамках національної програми **Energiewende** – енергетичного переходу, що передбачав поступову відмову від атомної та вичерпної енергетики на користь відновлюваних джерел [96]. Основною метою програми було не лише зниження викидів парникових газів, а й посилення енергетичної незалежності країни, а також розширення участі громад у виробництві енергії [97].

Мотивацією до цього переходу стало поєднання факторів: потужний антиядерний рух, який значно активізувався після катастрофи на Чорнобильській АЕС; зростання екологічної свідомості у 1980–1990-х роках; а також поступове розуміння потреби у зменшенні викидів парникових газів [98]. Сонячна генерація швидко стала одним із ключових напрямів, що отримали підтримку як на національному, так і на локальному рівнях [99].

У 1991 році Німеччина запровадила один із перших у світі законів, орієнтованих на розвиток відновлюваної енергетики – «Закон про постачання електроенергії в мережу» («**Stromeinspeisungsgesetz**»). Цей закон зобов'язував енергетичні компанії викуповувати електроенергію з ВДЕ за фіксованими тарифами. Виробникам надавалась компенсація в розмірі від 65% до 90% середньої роздрібною вартості електроенергії. Зокрема, для електроенергії, виробленої з сонячної та вітрової енергії, тариф становив 90%, а для інших джерел – таких як малі ГЕС і біоенергетика – 65–80%. Такий підхід значно підвищив інвестиційну привабливість сектору відновлюваної енергетики [99].

Паралельно розпочалися державні програми підтримки, зокрема «Тисяча сонячних дахів» і згодом масштабніша «100 тисяч сонячних дахів». Ці ініціативи продемонстрували потенціал дахів приватних будинків як платформи для децентралізованого виробництва електроенергії. Це також заклало фундамент для культури громадської участі в енергетиці [97].

Однак закон 1991 року був недостатньо ефективним для стимулювання дорожчих технологій, таких як фотовольтаїка, яка була основним джерелом розподіленої сонячної генерації. Незважаючи на фіксовані тарифи до 90 % роздрібною ціни, закон 1991 року не стимулював практично дорогі фотовольтаїчні системи, тому інвестори сумнівалися в економічній доцільності, а темпи розгортання СЕС лишалися помірними. Тому у 2000 році було ухвалено **Закон про відновлювані джерела енергії (EEG)**, який встановлював гарантовані фіксовані «зелені» тарифи терміном на 20 років, забезпечував пріоритетний доступ ВДЕ до електромереж і передбачав диференціацію тарифів залежно від типу, розміру та географії об'єкта. Цей закон став справжнім катализатором масштабного впровадження розподіленої генерації у країні [99].

Це дозволило місцевим громадам, енергокооперативам і приватним домогосподарствам інвестувати в СЕС з передбачуваною окупністю та мінімальними ризиками [99]. Цей закон фактично відкрив шлях до масового залучення приватних домогосподарств, кооперативів і місцевих громад до процесу виробництва енергії. З'явилася широка мережа енергетичних кооперативів, а власники домогосподарств почали масово інвестувати у власні сонячні системи, знаючи, що кожен кіловат-година буде оплачений за передбачуваним тарифом.

Це заклало основу для децентралізованої енергетичної системи з високим рівнем соціальної підтримки та участі. Масове встановлення СЕС на дахах житлових будинків, розвиток кооперативів, участь домогосподарств у генерації – все це стало основою моделі, що отримала підтримку суспільства та довіру до політики енергетичного переходу. **Результатом стало формування децентралізованої енергетичної архітектури, орієнтованої на участь громад.** В результаті, у 2000-х і 2010-х роках, Німеччина

продемонструвала стрімке зростання сектору сонячної енергетики, тривалий час залишаючись глобальним лідером розподіленої сонячної генерації.

А. Розвиток розподіленої сонячної генерації

Технічні виклики та рішення

Перевищення допустимих рівнів частоти. Проте поширення розподіленої сонячної генерації створило низку серйозних технічних викликів. Однією з перших суттєвих технічних проблем, з якою зіштовхнулася Німеччина в процесі масового розвитку сонячної енергетики, стала так звана «**проблема 50,2 Гц**». Електромережа Німеччини працює на стандартній частоті 50 Гц. Відповідно до тодішніх норм, інвертори у фотовольтаїчних системах автоматично вимикалися, якщо частота в електромережі перевищувала 50,2 Гц – показник трохи вищий за стандартні 50 Гц – щоб забезпечити обладнання [100]. За невеликого обсягу СЕС це не створювало ризику, але із зростанням їх кількості ситуація змінилася. Однак зі зростанням встановлених потужностей СЕС стало зрозуміло, що навіть незначне коливання частоти може спричинити масове й одномоментне відключення величезного обсягу сонячної генерації, що становило серйозну загрозу для стабільності енергосистеми. Тобто замість захисту це створювало ризик «ефекту доміно» або так званий ризик каскадного вимкнення [101].

Уже на початку 2010-х років масштаб цього ризику був критичним: настільки велика кількість сонячних установок була налаштована на вимкнення при досягненні 50,2 Гц. З метою уникнення такого сценарію, німецька влада спільно з представниками енергетичної галузі вжила низку важливих кроків. Насамперед було оновлено технічні стандарти для нових сонячних установок. Так з 2011 року були запроваджені нові технічні стандарти: нові СЕС мали налаштовувати інвертори на поступове зниження потужності замість миттєвого вимкнення [102]. Зокрема, була видана оновлена «Застосовна норма для енергоблоків, підключених до мережі низької напруги» VDE-AR-N 4105:2011, яка вперше зобов'язала нові СЕС підтримувати мережу через активне регулювання потужності та реактивної потужності замість простого відключення [103].

Крім того, Постанова 2012 року поширила ці вимоги й на вже діючі системи, зобов'язавши провести їх технічну модернізацію. У межах цієї ініціативи упродовж 2012–2014 років планувалося оновити налаштування контрольованої реакції на підвищення частоти приблизно у 315 000 сонячних електростанцій [104]. Такий підхід дозволив уникнути масових синхронних відключень сонячної генерації та забезпечити більшу гнучкість і стабільність роботи енергомережі.

Запроваджені заходи виявилися ефективними у вирішенні «проблеми 50,2 Гц». І хоча ці заходи вимагали значних витрат, вони були необхідним для забезпечення надійності енергетичної інфраструктури. Цей інцидент наочно продемонстрував, що широке впровадження розподіленої генерації потребує нових підходів до управління електромережею. Сучасні інвертори наразі працюють за оновленим алгоритмом, поступово знижуючи потужність подачі в мережу зі зростанням частоти, що значно підвищує стабільність енергосистеми. Починаючи з 2018 року, цей підхід був уніфікований на рівні Європейського Союзу, що дозволило забезпечити узгоджену та прогнозовану реакцію енергетичних систем на частотні коливання по всьому континенту [105]. Сьогодні Європейський кодекс RfG (Requirements for Grid Connection), вимагає від інверторів так званий «fault ride-through» (FRT). Інвертори повинні залишатися підключеними в діапазоні частот 47–52 Гц і лише поступово знижувати активну потужність при частотах від 50,2 до 51,5 Гц із коефіцієнтом приблизно 40 %/Гц, а відключення необхідно лише при частотах нижче 47,5 Гц або вище 51,5 Гц [106].

Механізм поступового обмеження потужності інверторів у відповідь на зростання частоти вже довів свою ефективність на практиці. У ряді випадків, коли частота в енергомережі перевищувала норму, саме плавне зниження потужності інверторами сприяло швидкій стабілізації ситуації без втручання додаткових регулювальних

механізмів. Такий алгоритм дій не лише зменшує ризики для мережі, але й підтверджує, що технологічна адаптація відновлюваної генерації може ефективно працювати в умовах реальних викликів [107].

Сучасні симуляції (2023–2024 рр.) демонструють, що за конструкції інверторів з «fault ride-through» і вбудованою “синтетичною інерцією” навіть при розподіленій потужності понад 100 ГВт ризик каскадних вимкнень залишається низьким. Однак для гарантування безпеки мережі впроваджують додаткові заходи — моніторинг реальної частоти в реальному часі та централізоване керування реактивною потужністю [106], [108].

Перенапруга в мережі. Різке зростання виробництва електроенергії з систем розподіленої сонячної генерації (переважно СЕС на даху приватних домогосподарств), особливо у сонячні дні з низьким споживанням, часто призводило до перевищення допустимих рівнів напруги в розподільчих мережах [109], [110]. Тому іншою нагальною проблемою стала **перенапруга в мережах низької напруги**, зокрема у сільських районах, де споживання енергії було низьким, а виробництво в сонячні години — високим [111], [109]. У години пікової генерації виникали перенапруги, які перевищували допустимі межі ($230\text{ В} \pm 10\%$). Це активувало захисні механізми інверторів, що створювало потенційну загрозу для роботи обладнання та порушувало стабільність енергосистеми [109].

Особливо гострою ця проблема стала у мережах низької напруги, які не були спроектовані для двостороннього потоку енергії. Наприклад, станом на 2013 рік, більше 70 % PV-потужності у Німеччині було під’єднано до LV-мереж, спроектованих на односторонню подачу — що призводило до зворотних потоків та перенапруг [112]. Мережі низької напруги почали зазнавати перевантажень у години пікової генерації. Дослідження показували, що в регіонах із великою концентрацією сонячної розподіленої генерації, трансформатори локальних мереж часто виходили за межі допустимого рівня напруги. У більшості випадків перевищення фіксувалося навіть при відносно невеликій кількості підключених систем, оскільки інфраструктура не була адаптована до зворотного потоку електроенергії.

Традиційна енергосистема функціонувала за принципом одностороннього постачання – від великих електростанцій до кінцевого споживача. Проте з поширенням децентралізованої сонячної генерації, частішали випадки надлишкового зворотного живлення. Це означає, що енергія, яку виробляли СЕС-установки, поверталася в мережу, що спричиняло підвищення напруги в точках підключення – іноді до понад 253 В при нормі $230\text{ В} \pm 10\%$. Таке підвищення запускало захисні функції інверторів, які автоматично відключають систему, щоб уникнути пошкодження.

Трансформатори із функцією регулювання напруги (VRDT). Рішенням стало широке впровадження **трансформаторів із функцією регулювання напруги (VRDT)** – пристроїв, які здатні змінювати коефіцієнт трансформації в реальному часі залежно від поточного навантаження мережі. Це дозволяє знижувати напругу в періоди високого виробництва електроенергії, стабілізуючи її параметри та запобігаючи аварійним відключенням [113].

VRDT-технологія пройшла успішне тестування саме в німецьких умовах і нині вважається стандартним рішенням для мереж низької (LV) та середньої (MV) напруги. Крім того, додатковий ефект дає локальна оптимізація розподілу потужності в поєднанні з цифровими системами моніторингу. Такий комплексний підхід дозволив не лише знизити ризики перенапруги, а й почати формування більш гнучкої, адаптивної інфраструктури, здатної витримувати подальше зростання частки відновлюваної енергетики, особливо в сегменті розподіленої сонячної генерації [109], [113].

Більш того, станом на зараз, вимоги до генераторів щодо забезпечення реактивної потужності для регулювання напруги містять два різних аспекти: здатність генератора забезпечувати реактивну потужність і здатність реалізовувати різні схеми регулювання (наприклад, постійний коефіцієнт потужності, вольт-варіаційне регулювання (Volt-VAR),

ватт-варіаційне регулювання (Volt-Watt)). Тому з прийняттям вимог EN 50549 та EU RfG (2018) інвертори повинні забезпечувати функції Volt-VAR і Volt-Watt, що дає змогу зменшити перенапруги в LV-мережах та суттєво скоротити їхню кількість [108].

З імплементацією реактивного та активного регулювання інверторів майже всі LV-мережі утримують відхилення напруги в межах $\pm 5\%$, і екстремальні перенапруги майже не фіксуються [114].

Диспетчерське керування генерацією. Додатковим кроком, який дозволив інтегрувати розподілену сонячну генерацію у Німеччині без шкоди для стабільності енергосистеми, стала система **диспетчерського керування генерацією**, яка дозволяє операторам обмежувати генерацію з розподілених джерел у разі загрози перевантаження мережі. Це пов'язано з тим, що у Німеччині працює понад 2 мільйони дахових СЕС і виникали ситуації, коли висока концентрація сонячних електростанцій у певних регіонах призводила до ситуацій, коли обсяги виробленої електроенергії перевищували пропускну здатність місцевих мереж. І в цьому випадку виникала необхідність обмеження генерації сонячних систем (Cuttrailing). Все це спонукало до рішень з розширення та модернізації мережевої інфраструктури для збільшення пропускну здатності та впровадження інтелектуальних систем керування мережами для оптимізації потоків енергії.

Для запобігання цим проблемам була впроваджена система диспетчерського керування генерацією. Вона дозволяє ОСР тимчасово обмежувати виробництво електроенергії з відновлюваних джерел. Це стало обов'язковою умовою підключення до мережі, з якою мають погоджуватись власники СЕС. Практично це виглядає так: інвертори сонячних систем інтегруються з системами диспетчеризації, які дозволяють операторам надсилати команди – наприклад, обмежити вироблену потужність до 70% чи 50%. Такий підхід дає змогу ефективно керувати напругою в мережі та зменшити ризики перевантажень. Водночас важливо, що ці тимчасові обмеження не створюють фінансового тиску на власників установок. У разі якщо обмеження перевищують певний поріг, їм передбачена компенсація втрат. Завдяки цьому динамічне керування є ефективним як з технічної, так і з економічної точок зору.

Варто також зазначити, що у новіших системах процес обмеження потужності відбувається автоматично. Зокрема, якщо спостерігається перевантаження локального трансформатора, система управління може автоматично зменшити вихідну потужність усіх або окремих підключених сонячних установок. Такий підхід усуває потребу в ручному втручанні, як-от фізичне відключення, і суттєво підвищує гнучкість та оперативність у керуванні мережею.

Цифрова точка підключення. Наступним етапом еволюції систем динамічного обмеження генерації поступово стає концепція так званої **цифрової точки підключення**. Вона представляє собою більш розвинене і координоване рішення порівняно з класичними методами диспетчерського керування генерацією та дозволяє об'єднувати віртуально в один енергетичний ресурс десятки або сотні ВДЕ. Замість індивідуального управління кожною СЕС, диспетчер керує однією точкою, яка всередині розподіляє команди.

Суть цієї технології полягає в тому, що замість надсилання індивідуальних команд до кожного інвертора, ОСР взаємодіє лише з однією цифровою точкою. Ця точка вже всередині себе розподіляє навантаження між кількома десятками або сотнями генераторів, утворюючи єдиний віртуальний енергетичний ресурс. Такий підхід забезпечує не лише швидшу та більш точну реакцію на зміни в мережі, а й значно спрощує комунікаційну інфраструктуру, зменшуючи потребу у складних індивідуальних підключеннях.

Пілотні проекти, зокрема в Баварії, продемонстрували, що впровадження цифрових точок підключення дозволяє ефективно підтримувати баланс напруги, зменшити частоту обмежень або вимкнень джерел енергії, а також інтегрувати різні технології – від сонячних панелей до акумуляторних систем і теплових насосів – в єдиний енергетичний кластер. Це створює умови для гнучкого, автоматизованого керування як генерацією, так і споживанням на місцевому рівні. У підсумку, цифрова точка підключення є значним

кроком уперед у напрямку створення інтелектуальних енергетичних мереж майбутнього, які здатні стабільно функціонувати навіть за високого рівня децентралізації.

Системи зберігання енергії. Варто також відзначити, що паралельно з модернізацією розподільчих мереж, Німеччина активно підтримувала розвиток **систем зберігання енергії**, як важливого інструменту для балансування надлишкової децентралізованої сонячної генерації. Станом на 2023 рік, в країні було встановлено понад 1 мільйон акумуляторних систем при приватних домогосподарствах [115].

Ці системи зберігання акумулюють надлишок енергії, виробленої протягом дня, і віддають її назад у мережу під час вечірнього споживання або в пікові години. Такий підхід не лише знижує навантаження на мережу у години інтенсивної генерації, але й підвищує рівень самоспоживання енергії на місцевому рівні. Власники таких систем отримують змогу значно скоротити свої витрати на електроенергію та зменшити залежність від зовнішніх постачальників.

Крім того, уряд Німеччини все частіше розглядає акумуляторні рішення як невід’ємну складову нової енергетичної системи – на рівні з виробництвом та передачею електроенергії. Це стратегічне бачення підкреслює важливу роль зберігання енергії у створенні стійкої, гнучкої та незалежної енергосистеми майбутнього.

Прогнозування сонячної генерації. Не менш важливим чинником ефективного управління сучасною енергетичною системою є більш точне прогнозування генерації. Окрему роль у стабільності енергосистеми відіграє точне **прогнозування сонячної генерації**. Адже достовірні прогнози дають змогу ОСР заздалегідь планувати обсяги резервних потужностей та ефективно балансувати попит і виробництво електроенергії. У Німеччині, де частка сонячної енергії постійно зростає, ця задача набула особливого значення, і країна активно вдосконалює відповідні аналітичні інструменти.

Прикладом цього є німецький проєкт MetPVNet, у межах якого PV-батареїні системи, розташовані в різних регіонах, були задіяні як джерела даних у пілотному дослідженні. Один із перспективних напрямків полягає в застосуванні самих установок як сенсорних точок: нові алгоритми обробляють реальні вимірювання для оцінки горизонтальної сонячної іррадіації. Це дозволяє створювати більш точні прогнози як щодо інтенсивності сонячного випромінювання, так і щодо обсягів майбутньої генерації.

Розгортання розумних мереж. Паралельно триває розгортання **розумних мереж (smart grids)**. З раннях 2010-х років у Німеччині розпочався поступовий розвиток «розумних мереж» із пілотними регіонами по всій країні [116]. Це передбачає інтеграцію не лише генераторів і акумуляторів, а й споживачів – наприклад, їх теплових насосів або зарядних станцій для електромобілів – у єдину цифрову екосистему. Федеральне мережеве агентство (BNetzA) з 2024 р. уповноважило ОСР тимчасово обмежувати електропостачання до теплових насосів і зарядних станцій для електромобілів, щоб балансувати навантаження й генерацію. Це робиться для підтримки стабільності мережі та прискорення інтеграції цих пристроїв у місцеві мережі. В обмін на це, оператори мають пропонувати знижені тарифи та не можуть відмовляти у підключенні нових пристроїв через потенційні перевантаження. Ці заходи спрямовані на прискорення інтеграції цих «керованих споживчих пристроїв» у місцеві мережі, які ще не готові до значного зростання попиту на електроенергію. Нові правила гарантують мінімальну необхідну потужність для роботи пристроїв, не впливаючи на звичайне побутове електропостачання, і є компромісом для забезпечення швидкого підключення сотень тисяч пристроїв та збереження високого рівня безпеки постачання. Ця можливість обмежувати споживання навантажень є ключовою характеристикою активного управління мережею, що є центральним елементом розумної мережі. Традиційні мережі є переважно пасивними, тоді як розумні мережі дозволяють здійснювати двосторонній зв’язок та контроль для оптимізації роботи системи [117].

Хоча країна вже має досвід реалізації окремих проєктів у цій сфері, масштабне впровадження ще триває. Наразі діють пілотні ініціативи, які тестують децентралізоване

управління генерацією, гнучке реагування на локальний попит, зберігання енергії та створення локальних енергетичних кластерів. Ідея полягає у поєднанні генерації, накопичення та управління попитом у межах цифрової мережевої інфраструктури. У цих проектах сонячна генерація виступає важливим елементом, що взаємодіє з іншими ресурсами, формуючи гнучку, стабільну та адаптивну енергомережу нового покоління.

Більш того, закон про цифровізацію енергетики в Німеччині, який набрав чинності навесні 2023 року, передбачає обов'язкове розгортання «розумних лічильників» і інфраструктури смарт-мереж: 20% живильних точок мають бути обладнані до кінця 2025 року, 95% – до 2030 року [118]. Станом на зараз, Німеччина відстає від багатьох інших європейських країн у впровадженні розумних лічильників через юридичні та бюрократичні проблеми, а також питання безпеки та конфіденційності даних [119].

Сполучення секторів. Нарешті, перспективним напрямом є **сполучення секторів (sector coupling)** – поєднання енергосистеми з транспортом, теплопостачанням та іншими сферами. Наприклад, теплові насоси, оснащені буферним тепловим накопиченням, допомагають інтегрувати відновлювану електроенергію. Навіть невелике теплосховище дозволяє тепловим насосам вирівнювати їхнє споживання електроенергії з періодами пікової генерації сонячних фотоелектричних систем. Це відбувається, наприклад, в середині дня, коли спостерігається надлишок сонячної енергії. Тому теплові насоси із буферним накопиченням здатні споживати надлишкову сонячну енергію в години піку, зменшуючи потребу в дорогих батареях [120], [121]. Зокрема, все більше приватних домогосподарств поєднують сонячні електростанції з тепловими насосами та системами зберігання енергії, знижуючи залежність від зовнішніх джерел та обмежуючи зворотний експорт у мережу. Так, наприклад, у 2023 році комбінація «фотовольтаїка (PV) + теплові насоси» почала відігравати ключову роль у Німеччині, зокрема в перших кварталах 2023 було встановлено понад 91 500 теплових насосів, а 36% з обстежених установок були скомбіновані з PV та/або накопичувачами енергії [122].

Дослідження свідчать, що саме сектор теплопостачання є одним із найефективніших напрямків поглинання надлишкової сонячної енергії в громадах [123].

Насамперед заміна викопних нагрівачів на теплові насоси дозволяє перетворювати надлишок PV-генерації на тепло, ефективно поглинаючи надлишкову електроенергію. Гнучке сполучення секторів дозволяє краще використовувати встановлені сонячні/вітрові установки, тим самим зменшуючи обмеження (curtailment) [124].

Окрім того, електромобілі дедалі частіше розглядаються як мобільні накопичувачі енергії, здатні гнучко реагувати на надлишок генерації та слугувати елементами стабілізації локальних мереж [125].

Висновок

Закон про відновлювані джерела енергії (EEG) відіграв значну роль у ранньому зростанні відновлюваної енергетики в Німеччині. Згідно з переглядом EEG у 2022 році, до 2030 року Німеччина має досягти 80% частки ВДЕ в електроспоживанні та 100% – до 2035 року [126].

У 2023 у Німеччині році було встановлено близько 14 ГВт нової PV потужності, з яких майже половина припала на сегмент приватних домогосподарств, що підтверджує успішність моделі розподіленої генерації на рівні приватних інвесторів [127], [128]. На відміну від традиційних великих і централізованих виробників, десятки тисяч малих операторів сонячних панелей стали важливою частиною енергетичної системи Німеччини. Все більше власників будинків встановлюють панелі на своїх дахах, часто в поєднанні з системами накопичення [129]. У тому ж 2023 році, у глобальному рейтингу найбільших ринків розподіленої PV-енергетики Німеччина з встановленими 51 ГВт розподілених сонячних потужностей утримувала 2-ге місце після Китаю (~225 ГВт) і випереджала США (47 ГВт) [130]. Станом на початок 2024 року загальна інсталювана потужність PV-сектору в Німеччині перевищила 82 ГВт, з яких 53,6 ГВт – це системи розподіленої сонячної

генерації (домогосподарства, малі комерційні проекти) [131]. Станом на кінець 2024 року загальна інсталювана PV-потужність у Німеччині перевищила 99 ГВт [132].

У той час, коли іноземні лідери ринку часто зосереджені на великомасштабних проєктах, які приносять високий прибуток, але, ймовірно, становитимуть лише частину майбутнього зростання, в якому, як очікується, важливу роль відіграватимуть саме малі споживачі або «прос'юмери». І хоча німецькі компанії сонячної енергетики намагаються конкурувати з азійськими виробниками, вони зберігають перевагу, коли справа доходить до впровадження інноваційних застосувань, в яких розподілена сонячна генерація займає центральну роль.

Сонячна розподілена генерація є центральним стовпом мети Німеччини досягти 80% відновлюваної енергії у споживанні електроенергії до 2030 року. За оцінками MaStR і Fraunhofer ISE, загальна встановлена PV-потужність лишається набагато менше теоретичної місткості LV-мереж (~248 ГВт), завдяки чому пік перевантажень тепер контролюється без масштабних фізичних підсилень [133].

Розумні лічильники є ключовим фактором для заохочення гнучкості попиту та розблокування величезного потенціалу розподіленої генерації. Вони визнаються ключовим фактором для оптимізації зростаючої електричної системи. Німеччина відстає у впровадженні смарт-лічильників через юридичні та бюрократичні проблеми, але новий закон від 2023 року має прискорити їх впровадження.

Зберігання енергії дедалі більше ставатиме наріжним каменем німецької електричної системи зі зростанням залежності від змінної відновлюваної генерації. 80% домашніх сонячних установок у 2023 році були супроводжені системами зберігання, що демонструє прямий зв'язок між PV та акумуляторами на рівні домогосподарств [119]. Крім того, масштабні акумулятори важливі для допоміжних послуг та управління мережевими заторами.

Підсумовуючи, **досвід Німеччини показує, що розвиток розподіленої сонячної генерації – це про комплексну трансформація всієї енергосистеми, яка передбачає гнучкість, інновації, технологічну модернізацію та активну участь громад.** Йдеться не лише питання тарифів чи політики. Наукові публікації підкреслюють, що саме проблеми інтеграції розподіленої ВДЕ генерації (від частотних стрибків до перенапруг) стали імпульсом для розробки нових алгоритмів інверторів (fault ride-through, droop-контроль) та розумних мереж. Саме така модель забезпечила країні лідерство в енергетичному переході і може слугувати прикладом для інших держав, включаючи Україну.

В. Розвиток розподіленої вітрової генерації

Розвиток вітрової енергетики в Німеччині має багато спільного з історією розподіленої сонячної генерації. Вже у 1990-х роках країна почала активно розвивати децентралізовану вітроенергетику в межах стратегії Energiewende – енергетичного переходу, який передбачав поступову відмову від ядерної енергетики та активне впровадження відновлюваних джерел. Крім кліматичних цілей, уряд прагнув також пожвавити економіку сільських регіонів, створюючи стимули для місцевих громад і землевласників.

Потужний імпульс розвитку забезпечив Закон про відновлювані джерела енергії (EEG) 2000 року, який запровадив щедрі «зелені» тарифи – фіксовану ціну викупу електроенергії, в тому числі вітрової генерації. Це стимулювало хвилю інвестицій, насамперед з боку фермерів, кооперативів і громадських ініціатив, які масово почали встановлювати вітрові турбіни. До початку 2010-х років Німеччина вже посідала провідні позиції в Європі за встановленими потужностями вітрової генерації. Важливо, що модель розвитку передбачала демократизацію енергетики: практично кожна громада чи власник землі мав можливість встановити вітротурбіну середньої потужності і продавати вироблену електроенергію до мережі за гарантованим тарифом.

Станом на 2024 рік у Німеччині встановлено майже 29 тисяч вітрових турбін з сукупною потужністю 63 ГВт [134]. Істотною особливістю на початкових етапах було те, що значна частина потужностей перебувала у громадській власності. Концепція *Bürgerwindparks* – громадських вітропарків – стала однією з характерних особливостей німецького підходу до розвитку відновлюваної енергетики на початку 2000-х. Ця модель передбачала пряму участь громадян у фінансуванні, управлінні та володінні вітровими електростанціями, що сприяло високому рівню суспільної підтримки проєктів і ширшій децентралізації енергетичного сектору. Вже у той період громадські вітропарки стали своєрідною «візитною картою» німецької стратегії енергетичного переходу, поєднуючи екологічні цілі з локальним економічним розвитком. Саме такі проєкти виступили рушійною силою початкового розширення вітроенергетики в Німеччині, оскільки дозволяли залучити великі обсяги інвестицій від приватних осіб, не залежачи від великих корпорацій чи зовнішніх інвесторів [135].

Технічні виклики та рішення

У Німеччині як малі вітрові електростанції, так і розподілені сонячні фотоелектричні системи пройшли схожий шлях подолання основних інженерних викликів. Незважаючи на відмінності в технологіях, обидва типи генерації мали справу з проблемами інтеграції у місцеві енергетичні мережі, балансуванням виробництва й споживання, а також технічними вимогами до підключення. У кожному випадку були потрібні окремі рішення, проте в основі лежала спільна задача: зробити розподілену генерацію стабільною, ефективною і сумісною з існуючою інфраструктурою.

Зворотний потік електроенергії та перенапруга. У Німеччині розвиток розподіленої вітрової генерації призвів до появи **зворотних потоків електроенергії** – коли локальне виробництво перевищує споживання, надлишкова енергія спрямовується з розподільчої мережі до магістральної [136]. До 95% усіх установок, що працюють на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) в Німеччині, під'єднано не до високовольтних магістральних ліній, а саме до розподільчих мереж. Це в свою чергу ускладнює контроль напруги та створює додаткове навантаження на трансформатори й комутаційне обладнання. Для забезпечення стабільності системи необхідні нові технічні рішення та гнучкі стратегії управління.

Зворотний потік енергії, спричинений розподіленою генерацією, може призводити до перенапруги в електричних мережах. У стандартних умовах напруга знижується вздовж фідера в напрямку від підстанції до споживача. Однак, коли локальне виробництво (зокрема від вітрових або сонячних установок) перевищує місцеве споживання, напруга на фідері зростає. Таке підвищення може перевищити регламентовані межі верхнього порогу регульованих лімітів (тобто 90-110%), що створює ризики для стабільної роботи мережі та надійності електрообладнання [136].

Відповіддю на ці виклики стало поетапне **оновлення та цифровізація розподільчих мереж** з метою їх перетворення на «інтелектуальні» мережі. Починаючи з 2015 року, в Німеччині реалізується законодавчо затверджена програма цифрової трансформації енергетичного сектору [137]. У її межах впроваджуються **розумні лічильники** (smart meters), автоматизовані елементи керування, а також сенсорні системи, здатні в режимі реального часу передавати дані про поточне навантаження та рівень генерації. Ці цифрові технології дають змогу ОСР дистанційно відстежувати й регулювати потоки електроенергії, що дозволяє попереджати перенавантаження, уникати перенапруги й оперативно реагувати на коливання в мережі. Таким чином, цифровізація стає не просто модернізацією інфраструктури, а необхідним інструментом для забезпечення надійності та гнучкості системи з високим рівнем розподіленої генерації.

До завершення масштабного будівництва нових високовольтних ліній постійного струму, федеральний уряд Німеччини запровадив додаткові тимчасові рішення для підвищення ефективності існуючої передавальної мережі. Зокрема, був започаткований

процес залучення зацікавлених сторін, спрямований на збільшення коефіцієнта навантаження діючих мереж без необхідності негайного розширення їхньої фізичної інфраструктури [137].

Цей підхід базується на впровадженні низки технічних засобів, серед яких: системи FACTS (гнучкі системи передачі змінного струму), моніторинг температури повітряних ЛЕП, фазозсуваючі трансформатори (phase-shifters) та оптимізація роботи в рамках механізмів редиспетчеризації². Такі технології дозволяють підвищити гнучкість і керованість передавальної мережі, покращити балансування навантажень та підвищити ефективність роботи наявної інфраструктури, зменшуючи ризики перевантажень.

Перехід до автоматизованих систем та цифрових технологій, здатних краще керувати двосторонніми потоками енергії, дозволяє уникнути значних капітальних витрат і водночас забезпечує більшу гнучкість в управлінні мережею з великою кількістю малих джерел генерації. І хоча впровадження таких систем відбувається повільніше, ніж планувалося, зокрема через складнощі у сфері стандартизації та кібербезпеки, розвиток технологій розумних мереж лишається ключовим напрямом у технічній стратегії Німеччини щодо інтеграції розподіленої генерації в існуючу інфраструктуру. Це особливо важливо в умовах швидкого зростання частки відновлюваної енергії та потреби забезпечити її стабільне і безпечне постачання.

Обмежена пропускна здатність магістральних мереж та географічний дисбаланс. Водночас, однією з головних інфраструктурних проблем у німецькому енергетичному контексті залишається **географічний дисбаланс** між зонами генерації (переважно північ) і зонами споживання (промисловість на південному заході) [138]. Основна частина розподіленої вітрової генерації зосереджена переважно на узбережжі та півночі, тоді як основні осередки споживання розташовані на півдні та заході, де домінує промисловість і густонаселені регіони [139]. Це обумовлює потребу в будівництві нових міжрегіональних ЛЕП.

Більш того, через затримки в оптимізації та розширенні мережі, **перевантаження мережі** є реальною проблемою. Швидке зростання вітрових потужностей у північних регіонах Німеччини суттєво випередило темпи модернізації та розбудови електромережі. Через брак достатніх ліній передачі регіони виробництва та споживання електроенергії з'єднані недостатньо, що призводить до перевантаження існуючих мереж у вітряні дні. Через це оператори мережі змушені вдаватися до редиспетчеризації. Це відбувається шляхом купівлі генеруючої потужності на півдні Німеччини та вимкнення відновлюваних джерел енергії на півночі, що є максимально не вигідним з економічної точки зору [140].

У таких випадках операторам доводиться застосовувати аварійні заходи: примусово обмежувати генерацію на вітропарках (так званий curtailment) або здійснювати редиспетчеризацію – змінювати режим роботи інших електростанцій, щоб розвантажити лінії. Наприклад, у 2015 році обсяги втраченої вітрової генерації через обмеження сягнули 4000 ГВт·год, що свідчить про значні нерозкриті резерви системи [141], [142]. За даними на 2023 рік, близько 4% загального обсягу виробленої відновлюваної електроенергії в країні доводилося періодично обмежувати через обмежену пропускну здатність мереж [134]. Це обмеження було спричинене ситуаціями, коли виробництво розподіленої електроенергії перевищувало попит і пропускна здатність мережі була недостатньою для її передачі. Оскільки 2024 рік виявився менш вітряним в Німеччині, порівняно з попереднім роком, обсяги обмеження вітрової генерації суттєво знизилися – з 4 562 до 3 384 ГВт·год. Попри це, загальний рівень обмеження для всіх відновлюваних джерел електроенергії залишався помітним і становив 3,5% від їх сукупного виробництва [143].

Відповіддю на ці виклики стає масштабна модернізація та розширення мережі передачі плюс залучення гнучких засобів балансування. Уряд визначив розширення електромережі як пріоритетне завдання для збереження високого рівня надійності енергопостачання [137].

² Редиспетчеризація означає перерозподіл навантаження в мережі

Щоб зменшити дисбаланс, німецький регулятор електромереж планує затвердити будівництво 9 600 км нових ліній високої напруги, з яких 4 400 км очікують на схвалення протягом 2025 р., аби забезпечити необхідну міжрегіональну пропускну здатність. Окрім цього, регулятор схвалив важливий проєкт A-Nord, спрямований на передачу вітрової енергії з півночі на південь країни, який має запрацювати в середині 2027 року. Ця нова підземна лінія постійного струму (2 ГВт DC) є частиною масштабного оновлення інфраструктури для підтримки переходу Німеччини до відновлюваних джерел енергії. Використання технології передачі постійного струму дозволяє зменшити втрати та підвищити швидкість доставки енергії. A-Nord має з'єднати порт офшорної вітрової енергетики Емден з Меербушем поблизу Дюссельдорфа. Регулятор також очікує схвалення другої лінії, Ultrahigh Voltage DC, що прискорить розширення мережі та забезпечить ефективну передачу електроенергії, зокрема, до значних промислових споживачів на південному заході. A-Nord і Ultrahigh Voltage DC разом утворять коридор довжиною приблизно 600 км для передачі вітрової енергії на південь [144].

Такі інвестиції є критично важливими для забезпечення стабільного перетоку енергії до центрів попиту, а також для згладжування пікових навантажень, кращої інтеграції ВДЕ та підтримки стабільності національної енергосистеми.

У 2023 році північні регіони Німеччини продовжили стикатися із серйозними мережевими обмеженнями: понад 10% усієї вітрової генерації в регіоні довелося обмежити через нестачу пропускну здатності мережі. Відповіддю на цю проблему стали масштабні інфраструктурні проєкти на кшталт «Коридор В» – **системи ЛЕП високої напруги постійного струму (HVDC)**, що мають на меті ефективно транспортувати надлишкову енергію до промислово розвинених південних регіонів.

«Коридор В» включає дві незалежні HVDC-лінії потужністю 2 ГВт кожна. Перша лінія з'єднає Гайде (Heide) з Пользумом (Polsum), друга – Вільгельмсгафен (Wilhelmshaven) із Гамм-Унтропом (Hamm-Uentrop). Обидві реалізуються за принципом «точка-до-точки», що забезпечує пряме і контрольоване передавання енергії без надмірного навантаження на проміжні ділянки мережі [145].

Ці HVDC-коридори виконують кілька ключових функцій: вони усувають зворотні потоки в розподільчих мережах, зменшують втрати при передачі енергії на великі відстані та розвантажують існуючу інфраструктуру змінного струму. Для інтеграції з національною мережею змінного струму проєкт передбачає встановлення спеціалізованих перетворювальних станцій. Таким чином, «Коридор В» не просто технічне рішення – це приклад системної відповіді на виклики розподіленої генерації у вітровому секторі. Він демонструє, як розширення потужностей відновлюваної енергетики неможливе без синхронного розвитку мережевої інфраструктури, яка забезпечить ефективне включення нових джерел до загальнонаціональної енергосистеми.

До реалізації масштабних проєктів з модернізації мереж Німеччина змушена була застосовувати тимчасові компенсаторні заходи, аби уникнути поділу країни на окремі цінні зони. Одним із таких рішень стало активне використання наявних міждержавних з'єднань. Завдяки участі в інтегрованому європейському енергоринку, країна змогла частково вирівнювати регіональні дисбаланси: надлишок електроенергії, згенерований у північних регіонах, експортувався до сусідніх країн, тоді як у разі нестачі енергії в інших частинах країни імпорт допомагав компенсувати дефіцит. Такий підхід дозволяє тимчасово стабілізувати систему до завершення критичних інфраструктурних проєктів.

Останніми роками в енергетичній стратегії Німеччини зростає увага до **систем зберігання енергії** як ключового інструменту підвищення гнучкості та стабільності мережі. Зі збільшенням частки відновлюваних джерел (насамперед вітру та сонячної енергії) зростає потреба в технологіях, здатних балансувати нерівномірну генерацію. У цьому контексті системи зберігання енергії дозволяють зміщувати подачу електроенергії в часі, адаптуючи її до попиту, а також забезпечують частотну стабілізацію, згладжуючи короткострокові піки навантаження.

8 грудня 2023 року Федеральне міністерство економіки та захисту клімату (BMWK) оприлюднило національну стратегію розвитку систем зберігання енергії. У документі підкреслюється, що Німеччина особливо залежить від ринкового масштабування цих технологій для досягнення кліматичних і енергетичних цілей до 2030 року [146]. Серед домінуючих рішень — гідроакумуючі електростанції, великі акумуляторні системи, а також децентралізовані домашні накопичувачі.

Зокрема, масштабні батареїні ферми інтегрують у мережі поблизу сонячних і вітрових електростанцій, передусім у північних регіонах, де вони акумулюють надлишок генерації в години пік і повертають його у мережу в моменти зниженого виробництва. Такі системи можуть функціонувати як «буфери», що розвантажують мережу і сприяють зниженню кількості ситуацій, коли надлишкова генерація обмежується. У промисловості великі акумулятори розглядають як інструмент оптимізації енергоменеджменту на об'єктах з високим навантаженням.

Поряд із технологічними зрушеннями, значну роль у розвитку галузі відіграє **законодавча підтримка**. Для великомасштабних систем зберігання створено сприятливі ринкові умови: вони можуть бути повністю або частково звільнені від сплати мережових тарифів, енергетичних зборів та податку на електроенергію – за умови дотримання певних технічних критеріїв. Крім того, в останні роки знижено бар'єри у сфері дозволів на встановлення таких систем, що прискорює їхню інтеграцію. У результаті системи зберігання енергії в Німеччині перетворюються з додаткової опції на структурний елемент енергосистеми, покликаний забезпечити її гнучкість, надійність і стійкість у контексті зростаючої ролі відновлюваних джерел.

У підсумку, розширення мережевої інфраструктури в поєднанні з розвитком локальних систем накопичення енергії має забезпечити стабільну роботу енергосистеми навіть у періоди надмірної генерації. Такий підхід дозволяє уникнути вимушених зупинок вітрових турбін під час рекордно вітряної погоди – надлишкова електроенергія або накопичується для подальшого використання, або ефективно передається до регіонів з вищим попитом. Це дає змогу краще використовувати потенціал відновлюваних джерел, не перевантажуючи мережу.

У якості істотних проблем у мережі, для забезпечення стабільної роботи енергосистеми та уникнення перевантажень, до жовтня 2021 року в Німеччині застосовувався механізм *Einspeisemanagement* – адміністративна процедура тимчасового обмеження генерації з відновлюваних джерел енергії та когенераційних установок [147]. Вона дозволяла операторам мереж втручатись у роботу генеруючих об'єктів лише у виняткових випадках – коли навантаження на мережу перевищувало допустимі межі й загрожувало надійності постачання. Вітрові електростанції, особливо розміщені в північних регіонах, найчастіше ставали об'єктами таких обмежень. Усі втрати генераторів компенсувалися згідно з положеннями Закону про відновлювані джерела енергії (EEG), а витрати покривалися за рахунок мережових тарифів.

Однак 1 жовтня 2021 року цей підхід було скасовано і замінено уніфікованою системою *Redispatch 2.0*, що діє відповідно Закону про енергетику (EnWG) та в межах Закону про прискорення розвитку мереж (NABEG) [148]. З того моменту всі генератори потужністю від 100 кВт, включно з об'єктами розподіленої вітрової генерації, підпадають під нову систему управління. **Redispatch 2.0** передбачає більш прогнозоване та системне втручання в генерацію задля уникнення перевантажень: замість реактивного обмеження, як у випадку *Einspeisemanagement*, тут застосовується попереднє планування на базі моделювання, телеметрії та кластеризації установок.

Ключовою особливістю *Redispatch 2.0* стало не лише технічне уніфікування процедур, а й інтеграція нових цифрових вимог – зокрема, розширення обов'язкових телеметричних даних для генераторів та розвиток кластерної логіки керування. Це створює основу для подальшого вдосконалення, зокрема в межах майбутньої концепції *Redispatch 3.0*, яка в тестовому режимі реалізувалась протягом 2022–2024 років. Станом на

зараз концепція Redispatch 3.0 залишається експериментальною і не має юридичної сили, тоді як Redispatch 2.0 залишається чинною системою.

Нестабільність параметрів мережі (частоти та напруги). Зростаюча частка вітрової генерації, яка за своєю природою є нестабільною, поставила нові вимоги до забезпечення надійності енергосистеми. Вітер змінюється нерівномірно – його сила може істотно зрости або впасти протягом лічених годин або навіть хвилин. Такі різкі коливання у виробництві електроенергії ускладнюють підтримання частоти 50 Гц і створюють ризики для стабільності мережі, особливо в умовах поступового виведення з експлуатації традиційних теплових і ядерних електростанцій.

Ця проблема має дві основні складові: перша – миттєвий баланс між генерацією та споживанням; друга – інерція енергосистеми, тобто її здатність протистояти раптовим змінам частоти. Вітрові турбіни, які зазвичай працюють через електронні інвертори, не забезпечують тієї природної інерції, яку раніше давали великі генератори. зростаюче проникнення вітрової генерації призводить до зменшення інерції в мережі та більших і швидших відхилень частоти після збоїв [149]. У результаті система потребує нових підходів до регулювання частоти й напруги, аби зберігати стабільність у реальному часі.

Німеччина запровадила технічні правила підключення відновлюваних джерел енергії до мережі. Зокрема, для об'єктів, що під'єднуються до високовольтних мереж, діє стандарт VDE-AR-N 4120, запроваджений у 2015 році, а для середньої напруги – VDE-AR-N 4110, прийнятий у 2018 році [150]. Обидва стандарти були розроблені відповідно до європейського Network Code on Requirements for Generators і стали обов'язковими для всіх нових об'єктів генерації.

У стандарті VDE-AR-N 4110 особливу увагу приділено поведінці генераторів під час короткочасних відхилень у мережі. Зокрема, передбачено вимогу щодо так званої «витримки при короткочасному зниженні напруги» (fault ride-through), тобто навіть у разі падіння напруги генератори – зокрема розподілені вітрові турбіни – мають залишатися підключеними до мережі. Також у цьому ж стандарті закладена вимога щодо надання реактивної потужності розподіленими генераторами [151]. Це означає, що відновлювані джерела повинні не лише виробляти активну електроенергію, але й підтримувати напругу в мережі, допомагаючи її стабілізувати на місцевому рівні.

Окрім нормативних змін, технологічні інновації також роблять свій внесок у підвищення стабільності мереж з великою часткою відновлюваної генерації. Зокрема, провідні виробники вітротурбін розробили системи так званої **синтетичної інерції** – інженерне рішення, що дозволяє турбінам імітувати інерційний відгук, типовий для класичних синхронних генераторів. У разі раптового падіння частоти такі системи можуть миттєво підвищити віддачу потужності, використовуючи накопичену кінетичну енергію ротора.

Серед доступних на ринку прикладів таких рішень – технологія «інерційної емуляції» від німецької компанії ENERCON, а також WindINERTIA™ від General Electric [152]. Принцип роботи синтетичної інерції полягає в тому, що контролер вловлює момент зниження частоти і миттєво реагує, вивільняючи додаткову активну потужність [153]. Це здійснюється шляхом тимчасового використання енергії, накопиченої в обертовій масі турбіни. Такий імпульс підтримки імітує поведінку традиційного генератора, забезпечуючи критично важливу стабілізацію в перші секунди системного відхилення.

Поряд із технічними інноваціями в самих турбінах, оператори енергосистеми в Німеччині поступово інтегрували інші види генерації та зберігання для забезпечення стабільності частоти в мережі. В першу чергу, це стосується газових та гідроелектростанцій, які традиційно використовувалися для первинного (FCR) та автоматичного (aFRR) регулювання частоти. Завдяки здатності швидко змінювати обсяг генерації – від кількох десятків секунд до кількох хвилин – ці потужності відігравали ключову роль у стабілізації системи [154].

Однак із розвитком технологій дедалі більшого значення набувають батарейні системи зберігання енергії, особливо літій-іонні установки. Станом на початок 2023 року близько 630 МВт потужностей таких батарей вже були сертифіковані для участі в ринку FCR [155]. Основна перевага батарей у цьому контексті — їхня миттєва реакція. Це дозволяє їм ефективно поглинати надлишок енергії у випадку перенапруги, або, навпаки, оперативно додавати її у разі зниження частоти, без інерційних затримок традиційних турбін.

Завдяки своїй гнучкості батареї можуть функціонувати симетрично – тобто працювати як у режимі поглинання, так і в режимі генерації. За даними операторів, значна частина необхідного FCR у Німеччині вже забезпечується батарейними системами [156].

Ще одним ключовим елементом у зміцненні стабільності енергосистеми стали **синхронні компенсатори** – спеціальні електромеханічні пристрої, які виконують одразу кілька важливих функцій [157]. Це синхронні машини, що працюють у холостому режимі, використовуючи обертальну масу для створення інерції в мережі. Крім того, вони здатні як генерувати, так і споживати реактивну потужність, а також забезпечувати потужність короткого замикання – усе це критично важливо для підтримки напруги й загальної стійкості мережі [158].

У Німеччині оператори передавальних мереж почали активно впроваджувати такі системи в ключових точках інфраструктури. Зокрема, компанія TenneT уклала контракт із Siemens Energy на постачання трьох комплексів для стабілізації мережі. До складу замовлення входять два синхронні компенсатори, які планується встановити на підстанціях у Großkrotzenburg (земля Гессен) та Würgassen (Північний Рейн-Вестфалія) [158]. Їх введення в експлуатацію було заплановано на 2025 рік.

У підсумку, попри істотне скорочення сумарної інерції в енергосистемі, Німеччина змогла зберегти стабільність роботи мережі: частота та напруга залишаються в межах допустимих норм. Надійність електропостачання при цьому залишається на високому рівні – у 2019 році середня тривалість відключень на одного споживача (SAIDI) становила лише 12 хвилин, а в 2024 році – 12,8 хвилин [137], [159].

Ці показники свідчать про те, що країна успішно адаптувала свою енергосистему до умов із великою часткою нестабільної генерації, насамперед з вітрової розподіленої генерації. Така трансформація стала можливою завдяки поєднанню технологічних інновацій, запровадженню нових стандартів підключення та розвитку систем автоматичного регулювання і моніторингу на всіх рівнях енергетичної інфраструктури.

Залучення Громад

У Німеччині розвиток вітрової енергетики, особливо на місцевому рівні, з самого початку мав набагато ширше підґрунтя, ніж виключно кліматичні цілі. Успішне просування відновлюваних джерел енергії базувалося на розумінні, що енергетичний перехід може забезпечити широкий спектр економічних і соціальних переваг. Йдеться не лише про зменшення викидів, а й про реальні вигоди для окремих регіонів та громад: нові виробництва, податкові надходження, робочі місця й, головне, створення локальної доданої вартості.

Саме з такою логікою багато федеральних земель Німеччини вибудовували свої програми підтримки ВДЕ. Вони прагнули зберегти економічні дивіденди енергетичного переходу на своїй території. Наприклад, у Баварії одним з ключових елементів регіональної енергетичної стратегії було спрямування прибутків від виробництва відновлюваної електроенергії на користь місцевих громад, що вигідно не тільки виробникам обладнання та працівникам, а й фермерам, які отримують додатковий дохід від відновлюваної енергії [160].

Одночасно розвивалась і модель широкого залучення громадян. Громадяни мали змогу інвестувати у вітроенергетику напряму – через акції, членство у кооперативах або участь у локальних енергетичних системах. Такий підхід не тільки зміцнював фінансову

базу проєктів, а й формував високу суспільну підтримку. Люди бачили, що відновлювана енергетика – це не «чужий» інфраструктурний проєкт, а джерело особистої вигоди та впливу на життя громади.

Успіх цієї моделі продемонстрував, що участь громад у власності та управлінні енергетичними активами не лише посилює підтримку з боку місцевого населення, а й забезпечує стабільний розвиток сектора на основі довгострокової лояльності та соціальної відповідальності. Колективна форма власності, зокрема через енергетичні кооперативи, відіграла помітну роль у фінансуванні проєктів з відновлюваної енергетики, особливо у сфері вітрової генерації [161].

Ці мотивації частково пояснюють, чому багато німецьких муніципалітетів на сьогодні виробляють більше електроенергії з ВДЕ, ніж самі споживають [160]. Для них контроль над локальною генерацією – це не лише питання енергетичної автономії, а й спосіб утримати інвестиції, створити нові робочі місця, уникнути залежності від зовнішніх постачальників і цінових ризиків. Крім того, багато муніципалітетів сприймають розвиток вітроенергетики як інструмент громадянської мобілізації – спосіб залучити жителів до ухвалення важливих рішень у сфері енергетики та розвитку територій.

У перші десятиліття німецької *Energiewende* (енергетичного переходу) **основну частину чистої енергії виробляли низові енергетичні проєкти та приватні особи**, тоді як комунальні підприємства «трималися осторонь». У 2012 році 50,4% усієї наземної вітрової потужності в Німеччині належало безпосередньо громадянам – через енергокооперативи та приватні ініціативи [162]. Станом на 2017 рік близько 40% встановлених потужностей відновлюваної енергетики в Німеччині перебувало у власності приватних осіб, фермерів або колективних ініціатив [163]. Однак у подальші роки ситуація помітно змінилася. Частка локальної участі в генерації зменшилася – зокрема через бурхливий розвиток великих офшорних вітрових парків у Північному та Балтійському морях. Можна констатувати, що після впровадження системи аукціонів, частка громадської участі дещо зменшилася, оскільки нові правила ускладнили доступ до ринку для малих гравців. Проте громадяни залишаються важливими інвесторами у секторі, зокрема через такі механізми, як енергетичні кооперативи, місцеві фонди та партнерства із сільськогосподарськими підприємствами. Таким чином, навіть попри трансформацію ринку, громадська власність досі є характерною рисою німецької моделі розвитку вітрової енергетики.

У Гайльбронні, містечку в південно-західній Німеччині, перехід до відновлюваної енергетики став частиною повсякденного життя. Маючи близько 126 тисяч жителів, місто демонструє приклад організованої децентралізації енергетики: сонячні панелі з'явилися не лише на житлових будинках, а й на дитсадках, школах, муніципальних установах та промислових об'єктах. Це стало можливим завдяки місцевій енергетичній кооперації, створеній у 2010 році 46 активістами, які виступали проти ядерної енергетики. За трохи більше ніж десятиліття вона зросла до понад 1 150 учасників, що спільно володіють двома вітровими турбінами та 48 сонячними електростанціями різної потужності. Об'єкти кооперативу охоплюють не лише територію самого міста, а й прилеглі громади. Сумарно ці установки забезпечують близько третини міських домогосподарств електроенергією з відновлюваних джерел [164].

Дослідження, проведене у 2024 році в Нижній Саксонії – одному з провідних регіонів Німеччини за обсягами вітрової генерації – підтвердило, що нові вітрові електростанції створюють значні економічні вигоди для місцевих громад. Крім прямого внеску у вигляді доходів від будівництва, обслуговування та експлуатації вітропарків, проєкти вітроенергетики сприяють зростанню місцевої економіки завдяки побічним ефектам, таким як створення нових робочих місць та підвищення доступності недорогої відновлюваної енергії, що особливо важливо для розвитку промислового виробництва на місцях [134].

Ці ефекти демонструють потенціал вітроенергетики не лише як джерела розподіленої генерації, але й як інструменту розвитку громад. Громадська відновлювана енергетика **стимулює місцеву економічну діяльність** через інвестиції, робочі місця та податкові надходження. Дослідження в Німеччині показали, що громадський вітровий парк приніс значно вищий регіональний дохід, ніж парк того ж розміру, розроблений комерційними забудовниками [164]. У тих випадках, коли вітрові електростанції перебувають у власності місцевих громад або кооперативів, вони зазвичай викликають більше довіри з боку мешканців, ніж проекти, реалізовані великими комерційними компаніями. Такий фактор довіри набуває особливого значення у контексті розподіленої генерації, оскільки її об'єкти розташовані безпосередньо в середовищі, де живуть і працюють люди.

Зростання масштабів проектів у сфері відновлюваної енергетики прискорюється через зміни в законодавстві та політиці в таких країнах, як Німеччина. Оскільки субсидування розвитку відновлюваної енергетики призвело до зростання вартості електроенергії, уряд відмовився від системи «зелених» тарифів – гарантованої ціни для малих виробників, яка свого часу значно стимулювала громадський енергетичний рух. Натомість у 2017 році Німеччина запровадила систему аукціонів для розвитку великих проектів у сфері ВДЕ, що суттєво змістило баланс на користь великих комерційних гравців. За словами представників місцевих енергетичних кооперативів, сама бюрократична складність участі в аукціонах практично унеможливила доступ для невеликих, волонтерських ініціатив. Внаслідок цих змін за останні кілька років **було запущено менше громадських проектів з відновлюваної енергетики** [164].

Великі енергетичні корпорації та національні уряди часто наголошують: для досягнення кліматичних цілей Європа повинна активно розгорнути масштабні офшорні ВЕС. З їхньої точки зору, поклатися виключно на малі ініціативи – наївно, адже вони не здатні забезпечити стабільне енергопостачання для потужних промислових кластерів і великих міст. Водночас, експерти наполягають: жодна з моделей не є достатньою самостійно – для досягнення сталого, надійного і конкурентного енергопостачання до 2050 року потрібно розумне поєднання централізованої та децентралізованої генерації [164].

Саме на таку модель орієнтується Європейський зелений курс, який відкрито підтримує розвиток громадської енергетики. Відповідно до нової Директиви ЄС, держави-члени мають не просто дозволити громадське виробництво енергії, а створити умови, за яких воно буде економічно вигідним. Стратегічна мета – перетворити десятки мільйонів європейців на «прос'юмерів» – споживачів, які одночасно є виробниками енергії. У цьому контексті розвиток розподіленої вітрової генерації є не лише доцільним, а й стратегічно необхідним. За оцінками Європейської комісії, до 2030 року громадські кооперативи можуть забезпечити до 17% встановленої вітрової потужності в ЄС.

На початковому етапі дії Закону про відновлювану енергетику (EEG) в Німеччині умови для розвитку малих об'єктів розподіленої генерації були особливо привабливими завдяки системі «зелених» тарифів, яка підтримувала широкий спектр громадських і локальних проектів. Проте з часом ці умови суттєво змінилися: зелені тарифи були поступово замінені системою аукціонів, заснованою на конкуренції, яка була запропонована у 2016 році. Цей перехід пояснювався тим, що сектор відновлюваної енергетики став стабільним та достатньо зрілим, щоб бути конкурентоспроможним на енергетичному ринку. Як результат, доступ до ринку для багатьох малих ініціатив став складнішим [165].

Замість запровадження окремої квоти в аукціонах, Закон про відновлювані джерела енергії EEG 2023 (§ 22b) надає спеціальні умови для затверджених енергетичних кооперативів («Bürgerenergiegesellschaften»). Відповідно до нових правил, такі кооперативи можуть будувати вітрові електростанції потужністю до 18 МВт без необхідності брати участь в аукційному процесі [166]. Це означає, що вони можуть

реалізовувати свої проекти без конкуренції за квоти в аукціонах, дотримуючись лише встановлених процедур і технічних вимог.

Водночас були запроваджені або посилені інші механізми підтримки, орієнтовані на моделі самоспоживання або локального постачання енергії, які залишають можливості для розвитку нових типів розподілених проектів. Особливо перспективним є розвиток таких моделей всередині громад, що дозволяє не лише зберігати локальний контроль над енергетичними ресурсами, а й посилювати економічну стійкість місцевих спільнот.

Опитування проведені у 2024 році демонструють, що більшість респондентів (81%) підтримує подальший розвиток вітроенергетики та вважає це важливим або дуже важливим для енергетичного майбутнього країни [134]. При цьому істотних відмінностей у ставленні між міськими та сільськими районами або між східними та західними землями фактично не спостерігається. У минулому поширеним явищем були судові позови, ініційовані громадськими активістами та екологічними організаціями проти будівництва нових вітрових електростанцій. Основні аргументи противників стосувалися впливу на ландшафт, шумового навантаження та обмеженнями мінімальної відстані будівництва до житлових зон. Як результат, у 2019 році темпи будівництва нових наземних вітрових електростанцій досягли історичного мінімуму. Цей спад чітко показав, що *соціальна прийнятність* – ключовий фактор у реалізації проектів розподіленої генерації. Навіть при технічній та економічній доцільності, відсутність підтримки з боку місцевих жителів здатна серйозно загальмувати впровадження відновлюваних технологій. Однак із часом, завдяки змінам у законодавстві, така практика значною мірою скоротилася, що створює основу для подальшого розвитку галузі.

Висновок

Німеччина за кілька десятиліть вибудувала потужну вітроенергетичну інфраструктуру, ставши одним із глобальних лідерів у цій галузі. Станом на 2024 рік країна має понад 28 тисяч вітротурбін загальною потужністю 63,4 ГВт – це найбільший показник у Європі та третій у світі після Китаю і США. Вітрова енергетика забезпечує приблизно 23% виробництва електроенергії, що робить її ключовим компонентом енергетичного балансу країни. Водночас перехід до розподіленої генерації не послабив надійності мереж: середня тривалість відключень на одного споживача залишається на рекордно низькому рівні – 12-13 хвилин на рік. Це свідчить про успішну технічну інтеграцію великої кількості вітрових станцій.

Окрім технічного виміру, енергетичний перехід мав вагомі економічні наслідки: галузь створила понад 130 тисяч робочих місць, дала поштовх внутрішньому виробництву (зокрема, для компаній Siemens Gamesa, Enercon), а також стимулювала зниження вартості вітрових технологій. На соціальному рівні – модель громадянської участі посилила легітимність змін: понад 80% населення станом на 2024 рік підтримує подальший розвиток вітрової енергетики, включно з сільськими регіонами, де турбіни розміщуються найчастіше.

Це стало можливим завдяки відповідним інституційним змінам. Наприклад, Закон про вітроенергетику на суходолі (2022) зобов'язав кожен федеральну землю зарезервувати щонайменше 2% своєї території під вітроустановки (0,5% – для густонаселених місць). У підсумку сформувався стійкий консенсус між владою, бізнесом і громадянами щодо важливості розвитку галузі.

Однак досвід Німеччини не був бездоганним. У 2017–2019 роках темпи розгортання нових турбін різко знизилися через бюрократизовані дозволи (4–5 років від задуму до запуску), що змусило владу впровадити прискорені погоджувальні процедури. Ще одним слабким місцем стало недостатнє розширення мереж: північні регіони генерували більше електроенергії, ніж могла передати мережа, що призводило до обмежень генерації (наприклад, 4% у 2023 році) і високих витрат на редиспетчеризацію. Це спонукало уряд прискорити розвиток високовольтних ліній HVDC та спростити нормативну базу.

Сьогодні Німеччина входить у нову фазу: водночас із будівництвом міжрегіональних ліній з'єднання йде розвиток офшорних вітропарків (хоча вони не є розподіленими, їх роль у балансі – критична), а також активізація гнучких інструментів, зокрема систем зберігання енергії. У 2023 році країна ухвалила першу національну стратегію систем зберігання енергії, що передбачає масштабне впровадження батарей, здатних балансувати генерацію та забезпечувати гнучкість.

З огляду на остаточне виведення з експлуатації АЕС, система регулювання та стабілізації повністю базується на ВДЕ та газових об'єктах. Це означає, що всі напрацьовані технології – від накопичувачів до синхронних компенсаторів і механізмів частотного регулювання – проходять реальну перевірку ефективності.

Україні досвід Німеччини варто адаптувати із кількох причин. По-перше, Україна теж має значний вітровий потенціал, особливо в південних регіонах. По-друге, технічні виклики – нестабільність вітру, потреба в балансуванні, слабкі мережі – подібні. Зокрема, німецький підхід до розбудови smart grids і модернізації розподільчих мереж – це саме те, що необхідне Україні, де значна частина інфраструктури застаріла і має високі втрати.

Особливу увагу слід приділити залученню громад: правові та фінансові інструменти, які дають змогу фермерам, ОТГ та домогосподарствам інвестувати у невеликі турбіни, підвищують довіру й дозволяють зберігати додану вартість у регіонах. Це також шлях до енергетичної незалежності та стабільності на місцевому рівні.

Загалом, німецький шлях підтверджує: розподілена вітрова енергетика – це не лише технологія, а інструмент енергетичної демократії. Правильна політика, сучасна інфраструктура та залучення громад роблять її реальною і корисною для країни, яка прагне енергонезалежності, кліматичної відповідальності та сталого розвитку. Україна має всі шанси повторити цей шлях – і зробити його власним.

4.2. Досвід Данії. Розвиток розподілених систем біоенергетики

Данія стала одним із піонерів розвитку малої біоенергетики, розпочавши цей процес ще у 1970-х роках. Основним поштовхом до цього стала нафтова криза, яка актуалізувала питання енергетичної безпеки та зумовила переорієнтацію країни на пошук стабільних і незалежних джерел енергії. Поряд із розвитком видобутку нафти й газу в Північному морі, Данія також почала активно досліджувати альтернативні варіанти енергозабезпечення [167].

Вже у 1980-х роках відновлювана енергетика стала частиною державної енергетичної політики, що створило підґрунтя для системного розвитку біоенергетичного сектору. Одним із найважливіших факторів, що сприяли поширенню біогазових технологій у сільському господарстві, стали екологічні виклики. Зокрема, інтенсивне тваринництво призводило до значних проблем з утилізацією гною, включаючи забруднення ґрунтів поживними речовинами та викиди аміаку в атмосферу.

У цьому контексті біогаз розглядали як подвійне рішення: він дозволяв одночасно утилізувати аграрні відходи (як спосіб переробки гною) та виробляти енергію, тим самим зменшуючи екологічне навантаження та сприяючи децентралізованій енергогенерації.

Починаючи з середини 1980-х років, уряд Данії активно підтримував розвиток централізованих біогазових станцій – об'єктів, куди кілька фермерських господарств спільно постачали гній для процесу анаеробного зброджування [168]. Ці станції часто створювались у кооперативній формі й отримували державне фінансування у вигляді грантів.

У своїй структурі та функціонуванні такі установки були схожі на станції комбінованого виробництва тепла й електроенергії (ТЕЦ): вироблена електроенергія подавалась у національну електромережу, а надлишкове тепло – у локальні системи централізованого опалення. Така модель забезпечувала не лише ефективну утилізацію

органічних відходів, а й створювала локальні джерела відновлюваної енергії, що зменшували залежність від викопних палив.

Крім енергетичної вигоди, централізовані біогазові станції допомагали вирішити екологічні проблеми, пов'язані з інтенсивним тваринництвом. Анаеробне зброджування стало ефективним методом зменшення екологічних наслідків, а також забезпечило контрольоване поводження з великою кількістю гною, перетворюючи його на джерело енергії [169].

Варто також звернути увагу на давню і глибоко вкорінену традицію централізованого теплозабезпечення в Данії, яка бере початок ще з початку ХХ століття. У багатьох містах країни функціонували комунальні теплоелектроцентралі, що заклали основу для широкого охоплення системами централізованого опалення [170].

У 1980–1990-х роках уряд Данії активно сприяв переобладнанню цих ТЕЦ. Раніше вони працювали на мазуті чи вугіллі, але в межах нової енергетичної політики їх масово переводили на використання біомаси або відходів. У багатьох випадках ці зміни реалізовувались саме на місцевому рівні, що забезпечувало гнучкість та ефективне використання локальних ресурсів. Переобладнання мереж централізованого опалення в ті роки розглядалося як один із ключових елементів національної енергетичної стратегії. Це був цілісний державний процес, який інтегрував екологічні, енергетичні та соціальні цілі.

Цей підхід досі вважається одним із найуспішніших прикладів інтеграції розподіленої біоенергетики у теплопостачання як міських, так і сільських громад. Важливо також, що Данія активно розвивала напрям waste-to-energy – виробництва енергії шляхом утилізації побутових відходів [167]. Перші сміттєспалювальні установки в країні з'явилися ще на початку ХХ століття, і вже тоді тепло та електроенергія, отримані в результаті спалювання, подавались у локальні теплові мережі [171].

На сьогодні Данія має одну з найвищих часток використання waste-to-energy у Європі, з глибокою інтеграцією цієї технології в централізовані системи теплопостачання. Така стратегія дозволяє не лише зменшувати обсяги утилізації відходів, а й підвищувати енергоефективність у містах та громадах.

Біогаз та біомаса займають ключове місце в енергетичному переході Данії, особливо в тих секторах, які складно або неможливо повністю електрифікувати. Політика підтримки біоенергетики в країні була стабільною протягом багатьох років і постійно користувалася політичною підтримкою.

Серед основних інструментів стимулювання розвитку біогазу у різні часи були – «зелені» тарифи на електроенергію з біогазу, субсидії на доведення якості біогазу до рівня природного газу, а також регуляторні заходи. Наприклад, великі ферми були зобов'язані впроваджувати екологічно безпечні методи управління гноєм, що опосередковано стимулювало застосування анаеробного зброджування як рішення для переробки органічних відходів.

Поворотним моментом у розвитку галузі стало 2012 рік, коли Данія запровадила нову схему субсидування, що забезпечувала фіксований рівень підтримки для всіх виробників біогазу. Метою було масштабне нарощування виробництва для використання у генерації електроенергії, тепла, а також для переробки біогазу в біометан і подальшого його введення в газову мережу, де він міг заміщувати природний газ. Ця програма була закрита для нових заявок у 2018 році, але оскільки субсидії призначалися на 20 років, більшість поточної генерації біогазу в країні досі фінансується у межах цієї схеми [172].

На сьогоднішній день активні програми державного субсидування нових потужностей не діють, проте заплановано запуск тендерів на виробництво біогазу та інших зелених газів. Перехід до тендерної моделі свідчить про те, що сектор вийшов із фази становлення і вступив у фазу оптимізації, де пріоритетом стає економічна ефективність та забезпечення ефективності майбутнього виробництва біогазу.

Раніше більшість біогазу в Данії використовувалась для виробництва електроенергії. Проте в останні роки структура використання суттєво змінилася: на сьогодні близько 80%

біогазу проходить переробку до рівня біометану та подається безпосередньо в національну газову мережу [172]. Це свідчить про стратегічний зсув у пріоритетах – від локального виробництва електроенергії до створення масштабної альтернативи викопному природному газу. Очікується, що тенденція переробки біогазу в біометан і надалі зберігатиме актуальність, оскільки вона дозволяє забезпечити більшу гнучкість у використанні, підвищує ринкову цінність продукту та сприяє декарбонізації газової інфраструктури.

Станом на 2023 рік біометан уже складав майже 40% обсягу газу, що постачається через данську газову мережу [172]. Це свідчить про надзвичайно високий рівень інтеграції зелених газів у національну інфраструктуру.

Данія поставила перед собою амбітну мету – повністю замінити природний газ біометаном до 2030 року [173]. Такий план передбачає не лише нарощування виробництва, а й подальше вдосконалення систем очищення, зберігання й транспортування біометану, а також оптимізацію економічних механізмів підтримки нових установок. Досягнення цієї мети дозволить Данії стати першою країною ЄС, яка повністю відмовиться від викопного газу на користь відновлюваного аналога в межах існуючої газової інфраструктури.

Окремо варто згадати і про ще один важливий напрям біоенергетики в Данії – використання соломи для виробництва енергії, який почав активно розвиватися ще з 1980-х років. Завдяки чітко сформульованій стратегії та підтримці технологічного розвитку, країна стала світовим лідером у цьому сегменті. Головна перевага використання соломи як палива полягає в її вуглецевій нейтральності – під час спалювання викидається рівно стільки CO₂, скільки рослина поглинула під час росту, що дозволяє не збільшувати загальний обсяг парникових газів в атмосфері. Це робить солому особливо цінним джерелом для досягнення кліматичних цілей. Сьогодні солома забезпечує понад 2% загального виробництва енергії в Данії та близько 10% – у структурі відновлюваної енергетики. Вона використовується переважно у двох форматах: в індивідуальних фермерських установках та у великих централізованих теплоелектростанціях. Крім того, цей ресурс має перспективи подальшого використання для виробництва рідких біопалив, відновлюваних газів, біоматеріалів та різних екологічно чистих продуктів [174].

Технічні виклики та рішення

У процесі розвитку розподіленої біоенергетики в Данії, особливо тут мається на увазі формат кооперативних біогазових станцій, одним із головних викликів стала **логістика сировини**. Йшлося насамперед про ефективне збирання рідкого гною з десятків ферм, його транспортування до централізованого біореактора, а потім – повернення переробленого дігестату назад на поля як органічного добрива [168].

Цей виклик був не лише технічним, а й організаційним, оскільки вимагав тісної координації з місцевими громадами. Залежно від умов, окремі станції були з'єднані з фермами трубопроводами, що дозволяло перекачувати гній безперервно. Інші користувались парком автоцистерн, які працювали за ретельно оптимізованими маршрутами для мінімізації транспортних витрат і незручностей.

Злагоджене функціонування цієї системи вимагало точного планування, стабільної логістики та постійного діалогу з місцевими громадами. Такий підхід дозволяв централізовано переробляти гній, одночасно зменшуючи екологічне навантаження та виробляючи енергію, а також повертати поживні речовини у ґрунт у формі стабілізованого добрива.

У випадку з біоенергетикою, на відміну від моделі з великою кількістю дрібних установок, Данія свідомо зосередилась на близько 20 великих централізованих біогазових станціях, що працюють за уніфікованою технологією. Така модель дозволила скоротити витрати на обслуговування, стандартизувати технічні рішення та спростити навчання персоналу. Проте її ефективність виявилась можливою лише за умови постійної підтримки співпраці з громадами.

Ще одним технічним викликом у розвитку біогазових проєктів у Данії стали **неприємні запахи від роботи біогазових станцій**, що могло викликати занепокоєння серед місцевого населення. Враховуючи чутливість до цього питання, в країні було впроваджено ефективні системи контролю запаху на сучасних біогазових станціях.

Зокрема, нові установки оснащуються двоступеневими блоками біофільтрації, які очищають вентиляційне повітря із зон розвантаження та переробки [167]. Завдяки цьому повітря, яке потрапляє в атмосферу, практично не має неприємного запаху. У результаті великі біогазові комплекси стали майже непомітними в сенсі запахового впливу, що значно поліпшило їхнє сприйняття з боку громад.

Крім того, технологічна перевага анаеробного зброджування стала додатковим стимулом для залучення фермерів. Після переробки гній перетворюється на дигестат, який має набагато слабший запах у порівнянні з необробленим гноєм, а також характеризується більш стабільним хімічним складом. Практичні спостереження показували, що дигестат містить на 5–8 кг більше доступного азоту на тонну, що робить його більш ефективним добривом [167]. Це переконало багатьох фермерів долучатися до біогазових кооперативів, адже вони отримують не лише енергетичну вигоду, а й підвищують якість агрономічного ресурсу [169].

Цей соціальний та технічний аспекти – зменшення запахів і підвищення якості добрив – став критично важливим фактором соціальної підтримки та фермерської мотивації в успішній реалізації біогазових проєктів у Данії.

Ще однією важливою технічною проблемою, з якою зіткнулася біоенергетика в Данії, стала **надійність роботи двигунів і генераторів**, що використовують біогаз. Основна причина – високий вміст сірководню (H_2S) у біогазі, який є агресивним для металевих елементів, особливо в системах спалювання. Сірководень викликає корозію, що значно знижує термін служби обладнання та потребує частого ремонту. Для подолання цієї проблеми в Данії було впроваджено системи очищення газу, зокрема залізни фільтри та активоване вугілля, які ефективно видаляють сірководень.

Окрему роль у цій проблемі можуть відіграти новітні технології очищення, розроблені, зокрема, у Технічному університеті Данії (DTU). Ці системи дозволяють успішно видаляти до 99,96% сірководню без потреби у додаванні кисню, що робить їх особливо ефективними й безпечними [175]. Така висока якість очищення є критично важливою передумовою для ін'єкції біометану в газову мережу.

Інтеграція біогазових установок у локальні енергетичні мережі Данії значно полегшилась завдяки розвиненій системі централізованого теплопостачання, яка охоплює практично всі міста країни. Більшість теплоелектроцентралей працюють у режимі когенерації, тобто одночасного виробництва електроенергії та тепла. Це створює ідеальні умови для ефективного використання біогазу. У випадках, коли біогазові станції виробляють електроенергію, надлишкове тепло може подаватися через теплові мережі до локальних громад або використовуватись безпосередньо на фермах. Така система дозволяє мінімізувати втрати енергії та максимально використовувати потенціал біогазу. Проте влітку або у випадках, коли станція розташована далеко від споживачів тепла, попит на тепло різко знижується. Щоб уникнути марного викиду тепла, частина установок переходить на апгрейд біогазу до біометану – шляхом очищення та доведення його якості до рівня природного газу. Цей біометан потім подається у національну газову мережу. Такий підхід дозволяє установкам працювати цілий рік, навіть у теплі місяці, не залежачи від потреб у теплі.

Крім того, біометан все активніше використовується як транспортне паливо [176]. У Данії зростає кількість автобусів і вантажівок, що працюють на біометані, що сприяє декарбонізації транспортного сектору та розширює сфери використання зеленого газу.

У сфері твердої біомаси, зокрема використання соломи як палива, Данія зіткнулася з низкою технічних і експлуатаційних викликів. Солома є одним із головних аграрних ресурсів для біоенергетики в країні, активно застосовується в невеликих котельнях,

фермерських установках і когенераційних системах. Однак її використання не було безпроблемним.

Однією з головних складностей стало утворення шлаку при згорянні соломи, а також нестабільна якість соломи, пов'язана насамперед з вологістю. Висока вологість понижує ККД та може спричинити неповне згорання, що збільшує викиди. Тому оптимальна вологість для спалювання становить 15–20% [177]. Не так давно, ще одним важливим винаходом стало створення котлів, здатних працювати на соломі різної якості – як сухій, так і вологій [178]. Це зробило систему більш гнучкою, забезпечуючи надійність і безперервність роботи.

Протягом років данські інженери вдосконалювали конструкції решіткових печей, систем подачі та етап підготовки палива – зокрема, подрібнення й контроль вологості. Ці рішення значно підвищили ефективність спалювання тюків соломи в котельнях. Додатково, навіть у малих установках встановлювали електростатичні фільтри, які дозволяють вловлювати дрібнодисперсні частки золи та знижувати шкідливі викиди — що свідчить про високий рівень екологічної відповідальності галузі.

Водночас варто зазначити, що державні субсидії на малі котельні в Данії були тісно пов'язані з рівнем ефективності та викидів [179]. Це змусило виробників модернізувати обладнання, щоб відповідати вимогам щодо якості повітря та енергоефективності, що сприяло загальному технологічному прогресу в секторі.

У сфері технологій спалювання відходів (waste-to-energy, WTE) Данія досягла вражаючих результатів. Країна постійно модернізувала свою інфраструктуру, щоб відповідати стандартам ЄС. Зокрема, на WTE-станціях було встановлено високоефективні системи очищення димових газів, зокрема фільтри, конденсатори димових газів, а також каталітичні нейтралізатори. До середини 2010-х Данія досягла такого рівня ефективності, що обсяги внутрішніх відходів стали меншими за наявні потужності спалювання. Щоб уникнути зупинок установок, країна почала імпортувати побутові відходи з інших європейських країн для завантаження своїх WTE-комплексів [180].

З кліматичної точки зору, спалювання відходів поступово втрачає привабливість. У контексті загальної декарбонізації енергетики, кліматичні вигоди від WTE зменшуються, оскільки альтернативи – такі як біогаз та вдосконалена переробка – мають значно нижчий вуглецевий слід. Крім того, спалювання не дозволяє повернути поживні речовини з органічних відходів назад у сільське господарство, що обмежує потенціал циркулярної економіки [167].

У відповідь на це Данія зміщує фокус своєї стратегії: менше спалювання – більше повторного використання та біогазу, особливо для органічних відходів. Цей новий підхід поєднує кліматичні цілі з локальним управлінням ресурсами, де громади не лише споживають енергію, а й стають учасниками в ресурсному циклі. Таким чином, Данія – приклад країни, яка досягла вершини технічної ефективності у WTE, але прагне перейти до більш кліматично дружніх рішень.

4.3. Досвід Італії. Розвиток розподіленої гідрогенерації

Італія має глибокі історичні корені у сфері малої гідроенергетики й була однією з перших країн, яка індустріалізувалась завдяки саме гідроелектроенергії. Вже наприкінці XIX століття північні регіони країни – Ломбардія, Трентіно, П'ємонт – активно розвивали промисловість, яку живили локальні об'єкти малої гідроенергетики (МГЕ) [181].

На початку XX століття в Альпійських регіонах мало місце як масштабне будівництво великих, так і малих ГЕС, переважно в долинах, де річки мали природний перепад висот. МГЕ часто використовували потужність гірських річок і були типовими розподіленими джерелами електроенергії, орієнтованими на місцеві потреби [182]. У цих районах сформувалися гідроенергетичні кластери, що забезпечували не лише виробництво

електроенергії, а й локальний її розподіл — задовго до появи загальнонаціональної електромережі [183].

До Другої світової війни гідроенергія залишалася основним джерелом електропостачання в Італії. Лише після війни почалося поступове витіснення гідроенергії викопними видами палива. Проте створене на початку ХХ століття підґрунтя локальної генерації забезпечило умови для подальшого розвитку децентралізованої малої гідроенергетики.

Роль громад

Особливістю італійської моделі стало створення місцевих гідроелектричних кооперативів ще у 1920–30-х роках. Ці кооперативи будували й експлуатували громадські малі ГЕС [184], [185]. Вони мали важливу соціальну роль, даючи доступ до електроенергії у віддалені гірські села. Частина цих кооперативів функціонує й досі, зберігаючи традицію громадської участі у виробництві електроенергії [186].

Сучасний стан малої гідроенергетики в Італії

Мала гідроенергетика й надалі відіграє ключову роль в енергетичному ландшафті Італії, зберігаючи свою значущість у якості джерела розподіленої генерації, особливо для віддалених та гірських регіонів. Італія залишається одним із трьох основних виробників гідроенергії в Південній Європі. У країні МГЕ класифікуються на три категорії: мікро-ГЕС (до 0,1 МВт), міні-ГЕС (від 0,1 до 1 МВт), малі ГЕС (від 1 до 10 МВт).

У 2020 році установки МГЕ до 10 МВт сумарно виробили 12 727,468 ГВт·год електроенергії. Відповідно до даних 2022 року, встановлена потужність розподіленої гідрогенерації в Італії становить 3 648,4 МВт. Це забезпечується роботою 3 271 станції потужністю до 1 МВт та ще 922 станцій потужністю 1–10 МВт. Потенціал розвитку в цьому сегменті оцінюється у 7073 МВт, тобто наразі освоєно приблизно 52% [187], [188], [181].

Станом на 2023 рік в Італії діяло близько 4 850 гідроелектростанцій, і переважна більшість з них – це малі ГЕС [189].

Більшість цих малих і міні-ГЕС руслового типу (run-of-river) – тобто працюють без створення великих водосховищ і максимально використовують природний стік річок [190]. Це відповідає географічним умовам Італії, особливо в Альпійських і Апеннінських регіонах, і дозволяє органічно інтегрувати станції в ландшафт. Така модель добре зарекомендувала себе в електрифікації гірських регіонів, де забезпечується локальне виробництво й споживання енергії без потреби в масштабній інфраструктурі.

Крім технічного та енергетичного значення, багато об'єктів МГЕ в Італії є частиною історичної та культурної спадщини країни [191]. Більша частина об'єктів були побудовані вже понад 70 років та функціонують по цей день [181], [190]. Ці станції не лише забезпечують енергію, а й мають архітектурну й інженерну цінність, залишаючись знаковими елементами для місцевих громад.

Втім, велика кількість старих об'єктів створює нові виклики. Їхній вік часто означає зношене обладнання, невисоку енергоефективність та потребу в модернізації, що потребує значних інвестицій. З одного боку, це шанс для оновлення галузі, з іншого – проблема, оскільки модернізація має відбуватися делікатно, з урахуванням історичної цінності багатьох об'єктів МГЕ та бажань громад.

Попри наявні виклики, Італія демонструє стійке зростання у сфері малої гідроенергетики, активно впроваджуючи політики на підтримку модернізації та розвитку цього сектору. Протягом останніх десятиліть країна цілеспрямовано стимулювала відновлювану енергетику, включаючи оновлення застарілих малих ГЕС, що дало поштовх до модернізації старих об'єктів і будівництва нових [192]. Сьогодні Італія є безумовним лідером у Європі за сукупною встановленою потужністю малих гідроелектростанцій, а також посідає третє місце у світі, поступаючись лише Китаю та США [193]. Це свідчить про значний внесок країни у глобальний розвиток децентралізованої гідроенергетики.

Кількість об'єктів МГЕ в Італії подвоїлася з 2010 року, що свідчить про сталу динаміку зростання. Важливо, що ці об'єкти гармонійно вписуються в концепцію «зеленої» трансформації, яку реалізує ЄС.

Ринок МГЕ в Італії продовжує зростати. Значна увага приділяється використанню існуючих інфраструктур – зокрема водогонів: лише у 2020 році було авторизовано 24 нові проекти МГЕ на акведуках. Серед перспективних напрямків – подальший розвиток на базі акведуків, існуючих гребель та реконструкція старих млинів [187].

Крім того, Італія має потужну місцеву науково-промислову базу в галузі малої гідроенергетики: багато університетів беруть активну участь у дослідницьких проектах, спрямованих на розвиток технологій та подолання екологічних викликів у секторі.

Ринкові механізми підтримки

Ріст сектору МГЕ в Італії значною мірою стимулюється комплексними державними програмами підтримки, які включають системи «зелених» тарифів (Feed-in Tariffs, FITs), аукціони та інші інструменти.

Важливим чинником стала програма FIT, запроваджена у 2008 році, яка передбачала фіксовану оплату на рівні 0,22 євро/кВт·год строком на 15 років. Для станцій потужністю до 1 МВт FIT був альтернативою «зеленим» сертифікатам (GC), тоді як для більших установок застосовувалася комбінована модель підтримки: тариф плюс сертифікати. Сертифікат підтверджує виробництво 1 МВт·год електроенергії з ВДЕ і може вільно продаватися на ринку [187].

Однак уряд Італії, враховуючи фінансове навантаження на бюджет, поступово скорочує FIT для МГЕ. Згідно з указом про ВДЕ (FER) 2019 року нові ставки «зелених» тарифів зменшені на 15–65% залежно від потужності установки, але натомість подовжено строки контрактів на 5–15 років, що підвищує інвестиційну привабливість [187].

Технічні виклики та рішення

Застаріла інфраструктура. Основним технічним викликом для малої гідроенергетики Італії залишається застаріла інфраструктура – багато станцій функціонують понад 70 років і потребують глибокої модернізації. Це не лише обмежує їхню ефективність, а й призводить до втрати значного потенціалу генерації [194].

Звіти та дослідження показують, що модернізація турбін, оновлення генераторів, впровадження автоматизованих систем управління та цифрових технологій дозволили б суттєво підвищити ефективність роботи малих ГЕС [195]. Наприклад, дослідження, проведене на рівні регіону Аbruццо, довело, що комбінування оновлення старих об'єктів і будівництва нових може суттєво збільшити встановлену потужність у секторі малої гідроенергетики [196].

За деякими оцінками, за умови системного оновлення та підтримки, Італія може додатково залучити до 6 ГВт встановленої потужності до 2030 року – лише завдяки модернізації наявних об'єктів [181]. Це створює як можливість для зростання, так і виклик у сенсі потреби в інвестиціях та технічній адаптації.

Важливо, що енергетичні компанії та оператори вже активно інвестують у модернізацію – це не лише економічно виправдано, але й відповідає політичним цілям щодо переходу до стійкої, децентралізованої енергетики.

Адаптація до кліматичних змін. Ще одним суттєвим викликом для малої гідроенергетики Італії стала мінливість водного стоку, що обумовлена як природними рисами середземноморського клімату, так і наслідками зміни клімату. Часті та тривалі посухи, зменшення снігового покриву в Альпах і загальна нерегулярність водних ресурсів безпосередньо впливають на обсяг виробництва електроенергії з малих ГЕС [197], [198], [199].

Прогнозується зниження літніх опадів та стоку річок, особливо в Альпійському регіоні, де з 2016 року літній стік скоротився на 20–30% [187].

У відповідь на ці зміни оператори станцій впроваджують адаптивні стратегії управління. До них належать сезонне планування генерації, що враховує змінну доступність води; використання турбін, здатних ефективно працювати при широкому діапазоні витрат води; будівництво невеликих балансувальних резервуарів, які допомагають згладжувати коливання потоку; поєднання з іншими джерелами енергії [200].

З огляду на ці тенденції акцент розвитку поступово зміщується на модернізацію і оптимізацію існуючих установок. Модернізовані ГЕС зможуть ефективніше використовувати змінні обсяги води. Італійська система стимулювання включає спеціальні категорії для підтримки проєктів реконструкції та модернізації малих ГЕС. Відповідно до оцінок, додаткова генерація електроенергії, отримана завдяки модернізації старих об'єктів, має компенсувати очікуване зниження водності через кліматичні зміни.

Екологічні вимоги. Італійські об'єкти МГЕ повинні дотримуватись норм щодо екологічного стоку – мінімального об'єму води, що має залишатися в руслі для підтримки життя річкових екосистем. Кожна країна-член ЄС, включаючи Італію, має зобов'язання включити методика визначення екологічного стоку (e-flow) до своїх Планів управління річковими басейнами (RBMP). Це необхідно для того, щоб забезпечити та підтримувати Добрий екологічний стан (GES) річкових екосистем, відповідно до вимог Водної рамкової директиви ЄС [201]. Відбувається перехід від простих гідрологічних підходів до комплексних моделей, які враховують екологічний стан водойм. У зв'язку з цим багато станцій встановлюють автоматизовані системи контролю потоку, які дозволяють точно регулювати водозабір відповідно до екологічних вимог [202]. Таким чином, гнучкість та екологічна чутливість стають ключовими факторами життєздатності малих ГЕС в умовах кліматичних змін. Здатність адаптуватись до коливань водності – це не лише технічна задача, а й елемент довгострокової стійкості сектору [197].

Підвищені екологічні вимоги висувають додаткові технічні вимоги до проєктів МГЕ. Зокрема, обов'язковим є проведення Стратегічної екологічної оцінки (SEA) для нових установок [187]. МГЕ, попри свою скромну потужність, можуть помітно впливати на річкові екосистеми, особливо у частині порушення міграції риби, зменшення природного стоку вниз за течією та зміни у річковому середовищі. Саме порушення іхтіофауни залишається найбільш обговорюваним екологічним ризиком, навіть у малій гідроенергетиці.

Однак Італія впроваджує дедалі жорсткіші екологічні вимоги, що змушує розробників і операторів вживати комплексні заходи з пом'якшення впливу. До них належать:

- встановлення рибопропускних споруд (риболази, обвідні канали), які забезпечують безпечну міграцію риби в обхід турбін або водосховищ [203], [204];
- захисні решітки на водозаборах, які запобігають потраплянню риби до турбін та шандори для промивання наносів, що підтримують якість водного середовища та мінімізують осідання [205].

Також обговорюється можливість застосування системи електронних захисних бар'єрів, які створюють електромагнітне поле – воно не шкодить рибі, але направляє її в безпечні зони [206].

На етапі проєктування нових об'єктів все частіше віддається перевага використанню наявної інфраструктури – старих гребель, млинів або каналів – щоб уникнути втручання у незаймані річки. Такий підхід допомагає зменшити екологічний слід нових проєктів та зберегти природні водні артерії.

Тривають дослідження та розробки у сфері нових типів турбін, безпечних для риби, а також систем сталого управління водними ресурсами. Це важливо, оскільки гідроенергетичні об'єкти, навіть невеликої потужності, можуть негативно впливати на екосистеми річок.

Інтеграція до енергосистеми. Підключення малих гідроелектростанцій до загальної мережі в гірських або віддалених районах – одне з основних інфраструктурних завдань.

Щоб подолати ці труднощі, енергетичні компанії – часто за підтримки ЄС – модернізують сільські ЛЕП, зокрема підсилюють розподільчі мережі; встановлюють обладнання для регулювання напруги; впроваджують цифрові системи моніторингу та керування, щоб приймати генерацію з об'єктів МГЕ.

У деяких альпійських селах міні-ГЕС навіть інтегрувались у локальні «розумні мережі» (smart grids), які використовують акумулятори та сучасні інвертори для забезпечення стабільності мережі під час коливань річкового потоку [192].

Наприклад, у центральній Італії реалізовано проєкт автономної енергетичної громади, що базується на об'єкті МГЕ потужністю 220 кВт, інтегрованій із системою зберігання енергії. Завдяки смарт-мережі, така система здатна працювати незалежно від центральної енергосистеми, забезпечуючи баланс споживання і генерації навіть в умовах ізоляції [207]. Це демонструє, що розумні мікромережі – це не лише рішення для стабільності, а й інструмент енергетичної автономії у гірських і сільських регіонах.

Регуляторні та адміністративні складнощі

Однією з головних перешкод для розвитку нових проєктів малої гідроенергетики є складні та тривалі авторизаційні процедури. Процес отримання дозволів часто займає від двох до трьох років. Це пов'язано з розмиттям повноважень між різними департаментами та відсутністю єдиної процедури погодження, що ускладнює і затягує реалізацію нових ініціатив [208].

На тлі складних процедур країна акцентує на проєктах, які не потребують створення нової інфраструктури: використання існуючих дамб, акведуків, млинів, судноплавних шлюзів. Такий підхід пришвидшує дозвільні процедури та знижує адміністративні бар'єри [187].

Скорочення тарифної підтримки. Умови «зелених» тарифів, переглянуті відповідно до указу FER 2019 року, стали менш вигідними для нових інвесторів порівняно з умовами 2016 року. Зниження ставок стимулювання створює додаткові фінансові ризики для розробників об'єктів МГЕ. Ще одним обмежуючим фактором є висока конкуренція серед учасників аукціонів на отримання стимулів, що ускладнює залучення підтримки для невеликих або місцевих проєктів.

Хоча базові ставки зменшилися, нова система передбачає довші контракти – на 5–15 років довше, ніж раніше [187]. Це забезпечує додаткову стабільність для інвесторів. Крім того, для установок потужністю понад 1 МВт передбачене поєднання FIT і «зелених» сертифікатів, що створює гібридну модель підтримки.

Соціальні виклики. У деяких регіонах Італії, особливо в Альпах, зростає громадська опозиція проти будівництва нових малих гідроелектростанцій. Хоча вплив МГЕ на водні екосистеми і місцеві громади є меншим порівняно з великими дамбами, негативна суспільна реакція базується на врахуванні співвідношення між обсягом виробленої електроенергії та екологічним впливом, а також на кумулятивному ефекті при каскадному розташуванні декількох станцій уздовж одного водотоку. Є приклади проєктів МГЕ, які були скасовані або зупинені через громадський спротив [187]. У 2017 році в Італії був реактивований рух Комітет із захисту вод Трентіно (Committee for the Defense of Trentino Waters), який об'єднав громадян, екологічні організації (зокрема WWF Trentino, Legambiente), рибалок, каноїстів і місцеві громади [209]. Активізація руху стала відповіддю на зростання кількості запитів на будівництво міні-ГЕС та спроби зменшити мінімальний життєвий потік води у річках. Основними причинами протестів були побоювання щодо підвищення ризику повеней, негативного впливу на біорізноманіття та загрози сталим моделям розвитку альпійських долин, зокрема екотуризму, який залежить від природного стану річок.

Водночас існують успішні приклади сталого розвитку малої гідроенергетики, зокрема відновлення історичних млинів або встановлення станцій на існуючих греблях, водорозподільчих мережах та судноплавних шлюзах. Такі рішення суттєво зменшують

новий екологічний слід та підвищують соціальне схвалення. Також окремі проекти сприяють розвитку місцевих громад, створюючи додаткові джерела доходу, наприклад у регіоні Валле Майра (П'ємонт). Також підтримується принцип використання вже існуючої інфраструктури, де нові об'єкти будують лише на базі старих споруд, щоб мінімізувати втручання в екосистеми.

Висновок

Досвід Італії у розвитку малої гідроенергетики є яскравим прикладом того, як можна поєднувати історичні традиції локальної генерації, сучасні вимоги екологічної політики та економічну доцільність. Мала гідроенергетика відіграла важливу роль в індустріалізації країни й досі підтримує сільські економіки та стабільність електромережі. Використання наявної бази малих ГЕС дозволило Італії забезпечити значне розподілене виробництво електроенергії на базі ВДЕ, а завдяки модернізації об'єктів цей обсяг має потенціал для подальшого зростання.

Італія зуміла зберегти і модернізувати свою мережу МГЕ, зробивши її важливою складовою сталої енергосистеми. Основними рушіями цього процесу стали фінансова підтримка через механізми стимулювання, акцент на оновленні існуючих станцій, глибока інтеграція об'єктів МГЕ у місцеві громади та постійна увага до екологічного балансу. Проте на шляху розвитку країна зіткнулася з важливими викликами: старіння інфраструктури, тривалі та складні дозвільні процедури, конкуренція за ринкові стимули та зростаючий соціальний спротив у екологічно чутливих регіонах. Італія відповіла на ці виклики переходом до нових моделей розвитку, що мінімізують додатковий вплив на довкілля: першочергове використання існуючих водних споруд (акведуків, старих дамб, млинів) для розміщення нових ГЕС та впровадження адаптивних стратегій управління водними ресурсами.

Важливим уроком стало й те, що сталий розвиток малої гідроенергетики потребує стабільної державної політики. Щедрі тарифи в 2010-х роках стимулювали активне будівництво нових станцій, однак нестабільність правил призводила до невизначеності для інвесторів. Зміна клімату також внесла свої корективи: через зменшення стоку річок влітку країна змушена активніше модернізувати існуючі об'єкти та оптимізувати їхню роботу.

Окрема увага приділяється екологічним аспектам: Італія впроваджує системи збереження мінімального екологічного стоку, встановлює рибопропускні споруди та інтегрує ГЕС у smart grids, що забезпечує як захист річкових екосистем, так і підвищення енергетичної гнучкості.

Для України досвід Італії є особливо цінним. Наша країна, маючи велику кількість малих і середніх річок, може піти шляхом розвитку малої гідроенергетики через модернізацію, інтеграцію з місцевими громадами та екологічно виважене управління. Так само як Італія, наша країна має змогу інтегрувати принципи модернізації вже існуючих споруд, обираючи стратегію розвитку, яка мінімізує екологічний вплив і забезпечує підвищення локальної енергетичної стійкості.

Водночас італійський досвід наголошує на тому, що розвиток розподіленої малої генерації потребує комплексного підходу: спрощення регуляторних процедур, запровадження стимулюючих механізмів підтримки (зокрема через довгострокові контракти або сертифікати енергоефективності) та активного залучення громад. **Створення локальних енергетичних спільнот на базі малої гідроенергетики може стати важливою частиною енергетичної трансформації в Україні.**

Загалом, приклад Італії демонструє, що розвиток малої гідроенергетики – це не просто питання виробництва електроенергії, а елемент стратегії сталого розвитку, що об'єднує енергетику, екологію та місцевий економічний розвиток в єдину інтегровану систему. Для України, що має завдання щодо відновлення та модернізації енергетичної інфраструктури, такий досвід є доволі цінним.

4.4. Розвиток розподіленої газової генерації та когенерації

4.4.1. Досвід Нідерландів. Розвиток когенерації на природному газі

Нідерланди стали своєрідною лабораторією впровадження когенерації в сільському господарстві, де мала когенерація на природному газі перетворилася на ключовий інструмент розвитку тепличного сектору. Найактивніша фаза розгортання припала на 2003–2009 роки: за цей період загальна встановлена електрична потужність КГУ у агросекторі зросла з 1 000 до 3 000 МВт, що підтвердило дієвість технології на практиці [210].

Втім, перші експерименти із впровадженням КГУ датуються ще 1980–1990-ми роками. У той час голландські квіткові господарства, орієнтуючись на інші галузі, почали застосовувати КГУ для забезпечення теплиць світлом та теплом. Ці установки були локальними за масштабом, майже не взаємодіяли з електромережею і дозволяли суттєво скоротити витрати на енергоресурси. Водночас законодавчі зміни, зокрема Закон про електроенергію 1989 року, відкрили шлях для створення партнерств між енергорозподільчими компаніями та аграрними підприємствами: компанії встановлювали КГУ безпосередньо на виробництві та продавали тепло за вигідними умовами.

Рішучий зсув стався після лібералізації енергетичного ринку в 2002 році. Виробники отримали право продавати надлишкову електроенергію, що стимулювало інвестиції в універсальні КГУ, які одночасно забезпечували тепло, електроенергію та CO₂ для теплиць [210]. Саме останній компонент – вуглекислий газ – використовувався для прискорення росту рослин, що робило систему надзвичайно ефективною в умовах тепличного господарства [211].

Причини стрімкого поширення когенерації варто шукати у поєднанні економічних та технологічних факторів. Ринок енергетики дозволив фермерам продавати електроенергію за ринковими цінами, а значна різниця між ціною газу та вартістю електроенергії забезпечувала короткий період окупності – у межах 3–5 років. Тепличне виробництво природно потребує саме того, що генерує КГУ: тепло, електроенергію та CO₂. До цього додається ще й технологічна гнучкість – зокрема, можливість накопичення надлишкового тепла за допомогою теплових буферів, що давало змогу зберігати енергію та продавати електрику у періоди найвищих цін, підвищуючи рентабельність [211].

Соціальний контекст також відіграв свою роль: культура взаємної конкуренції та кооперації серед фермерів прискорила адаптацію КГУ. Аграрії активно ділилися досвідом, організовували спільні закупівлі, кооперативи укладали угоди на встановлення систем для своїх членів [210]. Це створювало умови, в яких технологія поширювалася не через тиск держави, а через практичну вигоду та динаміку ринку.

Станом на 2010 рік на площі в 10 500 га діяли установки сумарною потужністю близько 3 000 МВт [212]. А вже до 2020 року ці показники зросли до 4 000 МВт і 10,3 ТВт·год виробленої електроенергії [213]. Середня потужність КГУ варіюється між 0,5 та 5 МВт – оптимальні розміри для децентралізованої генерації.

Екологічний ефект також мав вагу: замість викидів CO₂ в атмосферу, його подавали у теплиці, знижуючи екологічний слід агровиробництва. Наприклад, станом на 2020 рік, впровадивши когенераційні системи у своїх теплицях, голландські виробники скоротили загальні викиди CO₂ приблизно на 1,76 мільйона тонн [214]. Водночас, збільшення числа установок викликало занепокоєння щодо викидів метану та NO_x – газові двигуни спричиняли еквівалент 1 мегатонни CO₂ лише за рахунок метану [211]. Міністерство інфраструктури та навколишнього середовища відреагувало запровадженням нормативів і підтримкою інновацій у сфері екологічних технологій.

Однак після 2010 року темпи впровадження КГУ знизились. Більшість підприємств вже інтегрували цю технологію, а економічна привабливість зменшилася. Зросла конкуренція на ринку електроенергії, зменшилась різниця між витратами на газ та прибутком від продажу струму, а окупність установок почала збільшуватись [210].

Попри це, приклад Нідерландів залишається показовим: когенерація у тепличному секторі стала основою моделі для енергоефективного процесу вирощування рослин. У той час як КГУ на природному газі використовуються також у харчовій промисловості чи системах опалення новобудов, саме тепличне господарство демонструє найвищий рівень інтеграції, масштабності та технологічної інноваційності.

Технічні виклики та рішення

Хоча когенераційні установки розглядаються як ефективний інструмент зменшення викидів CO₂ у порівнянні з окремим виробництвом тепла та електроенергії, їх широке впровадження в тепличному секторі Нідерландів супроводжувалося низкою технічних і економічних труднощів [215].

Однією з головних проблем стало перевиробництво електроенергії в певні періоди, коли ринкові ціни падали настільки, що дохід від продажу електроенергії ледь покривав витрати на газ для КГУ. У таких умовах КГУ переставали бути рентабельним джерелом електроенергії й починали працювати на межі економічної доцільності. Це створювало сильний стимул для адаптації режимів роботи до коливань цін [215].

Реакцією тепличного сектору стало впровадження гнучкої операційної стратегії. У години, коли ціна електроенергії була не вигідною, господарства зменшували навантаження на КГУ або взагалі зупиняли їх, перемикаючись на резервні котли чи закупівлю електроенергії з мережі. Натомість при зростанні ціни на ринку виробництво електроенергії суттєво збільшували, щоб компенсувати попередні втрати [215]. Ключовою для стабільної роботи системи виявилася здатність оперативно регулювати потужність обладнання. Наявність буферного або безперервно контролюваного котла й КГУ стала критичною умовою для збереження рентабельності [215].

Ще один виклик – надмірна теплогенерація вдень. Оскільки денний час є найефективнішим для роботи КГУ через потребу в CO₂ та виробництво електроенергії, накопичення тепла часто перевищувало його споживання [215]. Щоб відокремити момент генерації тепла від його використання, тепличні фермери почали встановлювати теплові буфери – великі резервуари з водою, які давали змогу зберігати тепло вдень, а використовувати вночі або в моменти підвищеного попиту. Такий підхід виявився особливо ефективним улітку, коли CO₂ для рослин потрібен, але потреба в теплі – мінімальна. Без буферів значна частина енергії просто втрачалася [215].

Через те, що попит на CO₂ припадає здебільшого на денний період, КГУ зазвичай працювали саме в ці години – як у робочі дні, так і у вихідні, коли діяли знижені тарифи. Вироблене при цьому тепло або відразу використовували в теплицях, або акумулювали в резервуарах. Проблема виникала влітку, коли через обмежений об'єм резервуарів частина тепла не могла бути збережена й просто втрачалася [212].

Динаміка ринку яскраво проявилася у 2008 та 2010 роках. У 2008 році, коли ціни на електроенергію були високими як у пікові, так і в базові години, виробники масово запускали КГУ понаднормово, щоби збільшити прибуток. А вже у 2010 році, за знижених цін, КГУ просто зупинялися – додаткове споживання газу було економічно невиправданим [212].

У відповідь на ці коливання сектор перейшов до більш точного енергоменеджменту. КГУ почали працювати гнучко – зменшувати виробництво в години низького попиту, активізуватися за сприятливої ціни, а також використовувати тепло від резервних джерел. Багато господарств також встановили акумулюючі резервуари, що дозволило роз'єднати процеси генерації й споживання тепла у часі – критичний крок для підвищення енергоефективності системи [215].

Ще одним серйозним викликом для тепличного сектора стали викиди оксидів азоту (NO_x), що виникали через велику кількість невеликих газових двигунів. Відповіддю на цю проблему стало широке впровадження технологій очищення: майже всі сучасні КГУ в теплицях тепер обладнані каталізаторами та системами очищення вихлопних газів. Це

дозволяє відповідати суворим вимогам щодо якості повітря, що діють у густонаселених регіонах Нідерландів. Підтвердженням цього слугує той факт, що викиди оксидів азоту у Нідерландах у 2023 році зменшилися на 62% порівняно з 2005 роком [216]. Окрім цього, самі газові двигуни суттєво вдосконалилися: нові моделі демонструють комбіновану ефективність на рівні понад 90% і здатні гнучко адаптувати свою потужність відповідно до реальних енергетичних потреб тепличних господарств.

Для подальшого підвищення стійкості енергоспоживання в тепличному секторі дедалі більше поширення отримують гібридні енергетичні рішення. Чимало теплиць встановили сонячні фотопанелі, а також великі теплові насоси, що дозволяє використовувати сонячну електроенергію в ясні дні, а в періоди недостатнього сонячного освітлення переходити на когенераційні установки. Сонячні панелі вже частково почали використовуватися як альтернатива газовим КГУ в нідерландській тепличній промисловості, що підтверджує, зокрема, досвід проєкту MOOI та опубліковані кейс-стаді [217].

Одночасно в країні розвиваються **інноваційні підходи до енергетичної кооперації**: за підтримки уряду Нідерландів та науково-дослідних установ розпочато проєкти, в яких кілька тепличних господарств об'єднують свої енергосистеми. У таких локальних енергетичних хабах надлишкове тепло або електроенергія, вироблена однією теплицею, може використовуватися іншими, оптимізуючи спільне енергоспоживання.

Окрім того, більше ніж 20 тепличних господарств у Нідерландах **стали частиною віртуальної електростанції** Next Pool, надаючи контрольовану потужність (Noodvermogen) для системного оператора (Tennet, ОСП). Керування цими ресурсами дозволяє надавати висхідну та низхідну потужність шляхом вмикання/вимикання ламп та КГУ, або збільшення/зменшення виробництва енергії КГУ. Ця система є **повністю автоматизованою**. Така інтеграція дозволяє ефективно балансувати енергосистему: когенераційні установки в теплицях можуть оперативнo змінювати обсяги виробництва або споживання електроенергії залежно від потреб мережі, підтримуючи її стабільність у реальному часі [218].

В останні роки питання постачання палива загострилося через **заплановане припинення використання природного газу** з родовища Гронінген. Неминуче припинення видобутку з родовища природного газу у провінції Гронінген радикально змінило енергозабезпечення країни. Через землетруси в районі Гронінгена, спричинені видобутком газу, та масові протести, у березні 2018 року уряд Нідерландів оголосив про мету повністю припинити видобуток на родовищі. І це в свою чергу **суттєво обмежує внутрішнє виробництво** природного газу. Частина потреби в газі може покриватися з менших родовищ у Північному морі, але їхній загальний видобуток також зменшився, змушуючи Нідерланди дедалі більше покладатися на імпорту LNG і трубопровідного газу [219]. У жовтні 2023 р. регулярне вилучення газу з Гронінгена було припинено, і в квітні 2024 року. Сенат ухвалив закон про остаточне закриття родовища до 1 жовтня 2024 року, що посилює залежність країни від імпорту [220].

Це стимулювало виробників і постачальників когенераційного обладнання шукати альтернативи: у тепличному секторі розпочалися випробування біогазу та водневих сумішей як нових видів палива для КГУ. Інтеграція водню в КГУ, зокрема в установки Jenbacher, стала важливим кроком у напрямку сталого енергопостачання в Нідерландах. Сьогодні такі газові двигуни вже здатні працювати зі стандартною сумішшю, що містить до 5% водню разом із природним газом, без потреби у будь-яких початкових модифікаціях. При переході до вищих рівнів водневого змішування – до 20–25% – потрібно лише мінімальне налаштування системи [221]. Це свідчить про високу адаптивність КГУ і їхню готовність до майбутнього повного переходу на водневе паливо.

КГУ, окрім того як адаптуватися для використання водню як перспективного чистого палива у майбутньому, можуть інтегруватися з ВДЕ, такими як біомаса або геотермальна енергія. Це робить КГУ гнучким рішенням, здатним підлаштуватися під зміну

енергетичного балансу та підтримувати перехід до більш сталих джерел енергії [221]. Такі технічні адаптації стали відповіддю на виклики енергетичного переходу й дозволили зберегти високий рівень ефективності та гнучкості розподіленої когенераційної мережі Нідерландів навіть в умовах поступового переходу до вуглецево-нейтральних джерел енергії (ВДЕ).

Вуглекислий газ (CO_2) є ключовим ресурсом для розвитку рослин у тепличному господарстві Нідерландів та однією з головних причин буму КГУ у свій час, проте сценарії переходу до вуглецево-нейтральної енергетики **вимагають пошуку альтернативних джерел CO_2** . У цьому напрямку працює Центр IDC CO_2 from Outdoor Air, відкритий Wageningen UR [222]. Дослідники та представники галузі активно працюють над розробкою технологій уловлювання CO_2 з атмосферного повітря для подальшого використання у тепличному виробництві. Це дослідження стало важливим кроком у процесі енергетичного переходу сільського господарства, оскільки традиційно теплиці отримували вуглекислий газ із процесу спалювання природного газу. Новостворений інноваційний центр випробовує різні системи для прямого захоплення CO_2 з повітря, щоб у майбутньому забезпечити стабільне й екологічне джерело цього ресурсу та допомогти галузі досягти кліматичної нейтральності до 2040 року.

Крім того, у межах проекту Frames застосовується технологія біомасового спалювання для уловлювання CO_2 , що потім використовується в тепличному виробництві. Це рішення дозволяє зробити весь процес постачання вуглекислого газу вуглецево-нейтральним. Під час спалювання біомаси утворюються так звані «флюїдні гази», з яких за допомогою технології Galloxol та передових систем уловлювання й очищення вуглецю витягується CO_2 , придатний для використання у теплицях [223].

Впровадження малих газових КГУ у розподіленому форматі суттєво змінило енергетичний та екологічний ландшафт Нідерландів. Станом на 2020 рік тепличні господарства в у країні використовували КГУ на природному газі сумарною потужністю майже 4 000 МВт для виробництва 10,3 млрд кВт·год, розміщених безпосередньо на місцях споживання [214]. Ці потужності склали значну частку енергетичного балансу тепличного сектору, забезпечуючи як електроенергію, так і тепло для виробничих потреб. Тепличні КГУ дозволили скоротити викиди CO_2 виробниками приблизно на 1,76 млн тонн на рік у порівнянні з окремим виробництвом електроенергії через мережу та тепла через традиційні котли [224].

Це допомогло Нідерландам залишатися конкурентоспроможним експортером продуктів харчування із відносно низькими енергетичними витратами на одиницю продукції. Станом на 2022 рік Нідерланди утримували друге місце у світі за обсягами експорту сільськогосподарської продукції, поступаючись лише США. Такий результат став можливим багато в чому завдяки надзвичайно високій енергоефективності тепличного сектору на базі КГУ та низьким витратам на одиницю продукції [225]. Країна має майже 24000 акрів посівів, що вирощуються під теплицями, що дозволяє отримувати врожай із одного акра, який за обсягами прирівнюється до врожаю з 10 акрів традиційного землеробства, використовуючи при цьому значно менше ресурсів. Розквіт цієї індустрії в минулі роки багато в чому був забезпечений доступною енергією, зокрема завдяки впровадженню когенераційних технологій на природному газі. Однак у сучасних умовах ситуація змінюється: Європа стикається зі стрімким зростанням цін на газ, що створює нові виклики для енергетичної стійкості тепличного виробництва в Нідерландах.

У періоди пікових навантажень на національну енергосистему розосереджені **КГУ підтримують стабільність мережі**: наприклад, у холодні зимові вечори багато тепличних КГУ подають електроенергію в систему. КГУ також мають здатність оперативно змінювати рівень виробленої потужності відповідно до поточного попиту на електроенергію та тепло. Така гнучкість є критично важливою для ефективного балансування електромережі [221]. Завдяки швидкій реакції на коливання споживання

енергії КГУ допомагають зменшити перевантаження мережі і водночас підвищують загальну стабільність енергосистеми.

Окрім цього, когенерація суттєво покращила загальну ефективність використання палива та зменшила енергетичні втрати. КГУ також забезпечують теплиці необхідним обсягом CO₂ для стимулювання росту рослин, скорочуючи потребу в зовнішніх постачаннях CO₂ [226].

Водночас така модель виявила свою вразливість через залежність від природного газу. Зі зобов'язанням Нідерландів досягти кліматичних цілей і поступовим припиненням видобутку газу всередині країни тиск на газову модель зріс. Так наприклад у 2022 році загальні викиди парникових газів у Нідерландах зменшилися на 7,6% порівняно з рівнем 2021 року [227]. Основним чинником такого скорочення стало зниження споживання природного газу в промисловості, домогосподарствах і сільському господарстві, що було спричинене зростанням цін на природний газ. Під час енергетичної кризи 2022 року багато тепличних господарств через надзвичайно високі ціни на газ змушені були тимчасово зупинити роботу своїх когенераційних установок, навіть попри потребу в теплі. Кілька великих тепличних компаній були змушені відключити свої когенераційні установки. Замість виробництва енергії вони продавали надлишкове паливо назад постачальникам, отримуючи вигоду від високих ринкових цін [228]. Це яскраво підсвітило вразливість залежності сектору від глобальних газових ринків. У 2022 році споживання газу в агросекторі скоротилося, однак уже у 2023 році знову зросло на 9%, оскільки виробники відновили роботу когенераційних систем для підтримки врожайності [226], [229].

Ця волатильність підкреслює, що локальне виробництво енергії через малі КГУ посилює енергетичну безпеку, і значну частину електроенергії, виробленої газовими КГУ у тепличному секторі, продають до загальної мережі. За оцінками, ці установки покривають до **11% національного попиту на електроенергію**, особливо підтримуючи стабільність мережі в години пікового навантаження [230].

Водночас таке рішення прив'язує сектор до ризиків глобальних газових ринків. Тому довгострокова сталість цієї моделі сьогодні активно переглядається. Вже реалізуються ініціативи зі забезпечення теплиць геотермальним теплом та переходу на біогазові когенераційні системи з **метою повної відмови від природного газу**.

Одним із цікавих напрямків підвищення сталості енергоспоживання в тепличному секторі стає використання залишкової теплоти від промисловості. Це дозволяє окремим тепличним господарствам отримувати необхідне тепло з зовнішніх джерел, замість традиційного виробництва його на місці шляхом спалювання природного газу [230]. Серед напрямків розвитку також активно розглядається перехід тепличного сектору на електричне опалення та освітлення, із пріоритетом використання «зеленої електроенергії». Однак на практиці повний перехід гальмується тим, що така електрика поки що або недоступна в необхідних обсягах, або залишається занадто дорогою для широкого впровадження. У процесі переходу на відновлювані джерела енергії, які не виробляють CO₂ як побічний продукт згоряння (зокрема при використанні відновлюваного тепла), виникає новий виклик: забезпечення теплиць необхідною кількістю вуглекислого газу. Оскільки CO₂ із димових газів у такому сценарії більше не утворюється, **зовнішнє постачання CO₂ стає критично важливим** для підтримки процесів росту рослин [231].

Висновок

Підсумовуючи, досвід Нідерландів із малою когенерацією демонструє реальні вигоди в плані енергоефективності, економії витрат та підтримки мережевої стабільності. Водночас, ця модель висвітлює необхідність стратегічного переходу до низьковуглецевих рішень у довгостроковій перспективі. Зокрема, у тепличному секторі очікується поступове зниження енергоспоживання до 2040 року завдяки поєднанню заходів із підвищення енергоефективності, ширшого використання відновлюваної енергії та скорочення

кількості прибуткових годин роботи газових КГУ. Досягти повної кліматичної нейтральності тепличного господарства до 2040 року на основі поточних технологій і підходів не вдасться – навіть за умов значного скорочення роботи КГУ залишатимуться залишкові викиди [232]. Але станом на зараз КГУ на природному газі все ще залишається найефективнішим джерелом енергії для виробників, однак сектор активно шукає стійкі альтернативні палива, щоби поєднати високу ефективність із низьковуглецевими характеристиками [226].

Проект **Voltiris** (2024), представлений як комплексна альтернатива традиційним газовим КГУ, демонструє можливості заміни викопного палива у тепличному секторі. У межах проекту випробовуються спеціальні фотоелектричні панелі та спектральні фільтри, оптимізовані для використання в теплицях. Такий підхід спрямований на підтримку процесу електрифікації тепличного господарства та підготовку до повної відмови від використання природного газу в майбутньому [217].

Приклад Нідерландів показує, як розподілена газова когенерація може трансформувати індустрію та забезпечити вигоди для громад, водночас підкреслюючи важливість продуманої стратегії відмови від викопного палива. З іншого боку, КГУ на природному газі можуть і надалі відігравати важливу роль у підтримці стабільності електромережі, особливо в умовах її поступової декарбонізації та зростання частки відновлюваних джерел енергії. Такі процеси можуть розвиватися паралельно: впровадження більш сталих технологій не обов'язково виключає продовження використання КГУ як елемента гнучкості енергосистеми. У контексті України саме такий сценарій виглядає найбільш реалістичним у найближчій перспективі.

4.4.2. Досвід Польщі. Модернізація централізованого теплопостачання за допомогою газової когенерації

У 2010-х роках Польща почала активно розвивати розподілену газову когенерацію як рішення для модернізації своїх систем централізованого теплопостачання (ЦТ). Цей рух був продиктований одночасним тиском на енергетичну безпеку країни та вимогами ЄС щодо зниження рівня забруднення повітря. Традиційно польські системи ЦТ базувалися на великих вугільних котельнях, через що країна регулярно стикалася з проблемами смогу та високих викидів парникових газів.

Після вступу до ЄС Польща отримала чіткі вимоги щодо зниження викидів і підвищення енергоефективності. Крім екологічних стимулів, одним із мотивів для розвитку розподіленої когенерації стала залежність Польщі від вугільної сировини та імпорту традиційного природного газу, переважно з росії. У відповідь на ці вимоги почалася програма заміни застарілих вугільних котлів на модульні когенераційні установки на природному газі – рішення, яке поєднувало виробництво тепла та електроенергії в одному процесі з підвищеним ККД і зменшеними викидами шкідливих речовин. У цьому контексті перехід на природний газ як паливо для когенерації став одним із важливих кроків до чистішого теплопостачання та виробництва локальної електроенергії [233]. Це також стало інструментом диверсифікації джерел енергопостачання, особливо на фоні розвитку інфраструктури з імпорту СПГ та будівництва нових газопроводів.

Водночас загальна структура паливного балансу залишалася традиційною: станом на 2020 рік вугілля продовжувало домінувати у теплопостачанні Польщі, забезпечуючи близько 69% виробництва тепла. Навіть на об'єктах, де тепло генерується за допомогою когенерації, вугільне паливо продовжувало домінувати, складаючи понад дві третини використаного палива. Частка природного газу на таких підприємствах залишалася помірною – лише близько 10,6% [234]. Це свідчить про те, що, попри поступову інтеграцію газових технологій, енергетична система країни у виробництві тепла й надалі суттєво залежить від вугілля [235].

Приклади реалізації

Важливим аспектом розподіленої когенерації стало встановлення малих та середніх газових КГУ. Муніципальні теплові компанії, переважно у власності місцевих органів влади, розпочали встановлення газових когенераційних установок у мережах, які забезпечували житлові квартали, лікарні та муніципальні об'єкти. Потужність таких установок варіювалася від кількох сотень кіловат до кількох мегават електричної енергії, що дозволяло адаптувати рішення під масштаби конкретного споживчого сегменту та місцеві потреби.

Шидловець (Szydłowiec). У рамках модернізації районної теплоелектростанції у 2021 р. було встановлено контейнерне рішення на базі газового двигуна MWM TCG 3016 V16 від TEDOM a.s в рамках модернізації системи опалення міста.. З потужністю 800 кВт електрики та більшою тепловою віддачею установка працює на природному газі, постачаючи тепло до будинків, лікарень і шкіл, а надлишок електроенергії передається до національної мережі. Двигун функціонує безперервно з січня 2022 року, значно зміцнюючи локальну енергетичну стійкість [236].

Любартів (PEC Lubartów). Іншим цікавим прикладом є реалізація проекту у місті Любартів (Польща) для PEC Lubartów, який передбачав будівництво високоефективної когенераційної установки у контейнерному виконанні. Комплекс складається з чотирьох газових двигунів Caterpillar CG170B-12, що працюють на природному газі [237]. Сукупна електрична потужність установки становить 4,8 МВт, а тепла потужність сягає приблизно 5,2 МВт. У межах проекту також було виконано низку важливих інфраструктурних заходів: підключення установки до місцевої тепломережі, будівництво розподільчої станції низької та середньої напруги, а також з'єднання з головною підстанцією (GPZ) та організація газового підключення. Вироблена електроенергія передається до енергетичної мережі через головну підстанцію, що дозволяє інтегрувати локальну генерацію до загальної енергосистеми у разі потреби. Завдяки цьому нова когенераційна установка забезпечує теплом місцеву мережу, яка обслуговує як житлові масиви, так і муніципальні установи. Надані рішення дозволили інтегрувати генеровану електроенергію у загальну енергосистему за потреби, водночас забезпечуючи надійне теплопостачання для містян.

Ініші. PEC Legionowo модернізує свою інфраструктуру, плануючи скорочення вугільної генерації через встановлення високоефективних КГУ для комбінованого виробництва тепла та електроенергії [238]. У місті Бялогард перехід на газову когенерацію дозволив підвищити **фінансову ефективність оператора на 33%** та знизити **викиди CO₂ на 78%**, що свідчить про вагомий екологічний ефект [239].

Технічні виклики та рішення

Перехід Польщі від застарілих вугільних теплогенераційних станцій до сучасних газових когенераційних установок став важливим кроком у напрямку зменшення викидів і підвищення енергоефективності, але водночас викликав низку технічних труднощів, особливо для муніципальних теплопостачальних компаній [240]. Перехід до газової когенерації вимагав не лише встановлення нових КГУ, а й глибокої модернізації старої інфраструктури до нових умов експлуатації.

Невідповідність мереж теплопостачання. Однією з основних проблем стала невідповідність існуючої інфраструктури теплопостачання – трубопроводів, теплообмінників, радіаторів – до нових режимів роботи газових когенераційних установок, які є найефективнішими при нижчих температурах, ніж ті, що традиційно використовувались з вугільними котлами. Традиційні мережі не були розраховані на нижчі температурні режими (4-го покоління централізованого теплопостачання), що потребувало їх модернізації [234], [241].

Гідравлічні обмеження. Інтеграція зовнішніх джерел тепла в існуючі розподільчі мережі часто стикається з гідравлічними обмеженнями. При плануванні інвестиційних

проектів у Польщі технічні обмеження – такі як робочі температури в мережі чи доступний тиск – є обов'язковими критеріями для врахування. Рішення щодо підключення нових джерел тепла приймаються лише після проведення системних аналізів гідравлічних характеристик існуючих мереж. Це підкреслює необхідність попередніх детальних гідравлічних розрахунків, які дозволяють оцінити можливість безпечної інтеграції нового джерела без ризику порушення роботи всієї системи.

Теплова модернізація будівель. У випадках, коли житлові будівлі залишаються погано ізольованими, навіть найефективніші когенераційні системи можуть втрачати частину тепла, що знижує загальну результативність переходу. Тому модернізація системи теплопостачання не може бути ефективною без паралельної термомодернізації будівель [242], [243]. Отже, успішна трансформація вимагає системного підходу – поєднання технічних оновлень джерел тепла з модернізацією кінцевих споживачів, зокрема житлового сектору.

Сезонне навантаження. Ще одним технічним викликом у розвитку газових когенераційних установок у Польщі стало забезпечення ефективного річного завантаження цих систем [239]. Оскільки попит на тепло в літній період різко знижується, когенераційні установки ризикують працювати з недовантаженням або простоювати.

Щоб вирішити цю проблему, у багатьох польських проєктах застосовуються відповідні технології і підходи:

- **Теплові акумулятори (TES).** Ці технології дозволяють зберігати надлишкове тепло, вироблене в нічні або малоспоживчі години, і використовувати його в пікові періоди доби. Впровадження TES дозволяє гнучко керувати виробництвом, підлаштовуючи його під коливання попиту на тепло протягом доби [244]. Більш того, наявність теплового акумулятора дозволяє більш гнучко адаптувати виробництво для максимізації виробництва електроенергії під час високих цін на ринку [245].

- **Піт-акумулювання (Pit Thermal Energy Storage, PTES)** – сезонна технологія, за якої тепло зберігається в неглибокому котловані, вистеленому водонепроникною мембраною, заповненому водою та утепленому зверху термоклайном для мінімізації тепловтрат [246]. Наприклад, у межах проєкту «Heating Plant of the Future – Euros Energy HC Plant» у Лідзбарку-Вармінському (Польща) було збудовано та введено в експлуатацію найбільшу сезонну систему зберігання тепла в Європі. Вона поєднує в собі низькотемпературне свердловинне акумулювання теплової енергії (BTES) та високотемпературне ямне акумулювання теплової енергії (PTES). Це перша та наразі єдина система сезонного PTES у Польщі, що відкриває нові можливості для сталого теплопостачання в країні [247];

- **Охолоджувачі.** Додаткові охолоджувачі розсіюють надлишкове тепло влітку, коли зберігання або споживання неможливе. Більш того, **абсорбційні охолоджувачі** пропонують ефективне рішення для проблеми низького літнього теплового навантаження на КГУ. У літній період, коли попит на тепло мінімальний, але потреба в охолодженні зростає, ці системи використовують гарячу воду для запуску процесу охолодження. Завдяки цьому надлишкове тепло, яке виникає під час виробництва електроенергії, більше не втрачається через звичайні охолоджувачі, а працює на користь. Встановлення абсорбційних охолоджувачів суттєво підвищує загальну енергоефективність КГУ, оптимізуючи використання тепла протягом усього року [248];

- **Сезонне планування роботи** – КГУ працюють лише у холодні місяці, а влітку відбувається перехід на імпорту електроенергії або використання альтернативних джерел. Розширення діяльності через продаж електроенергії, особливо в літні місяці, коли обсяги продажу тепла можуть становити менш як 10% від рівня зимового періоду, суттєво покращує фінансову ліквідність компанії. Завдяки цьому навіть у сезон низького попиту на тепло підприємство може підтримувати стабільний грошовий потік і зменшувати залежність від сезонних коливань доходів;

- **Вибір КГУ відповідної потужності** – з урахуванням літнього періоду, орієнтуючись на максимальне використання когенерації в цей час. Наприклад, якщо влітку потрібна теплова потужність на рівні 1 МВт, доцільно обрати двигун із близькою характеристикою. Після цього припущення можна скоригувати, підібравши додаткові установки для покриття теплового навантаження в зимовий період — бажано кратні за потужністю літньому варіанту. Такий підхід значно спрощує експлуатацію КГУ і дає змогу забезпечити роботу обладнання влітку під час профілактики чи ремонту. Вибір додаткових джерел для опалювального сезону залежить від теоретичної кількості годин роботи установки.

Стабільність газопостачання. Окремим завданням залишається забезпечення стабільного газопостачання: когенераційні системи потребують надійного тиску та постійного доступу до палива [239]. Це завдання вже стало частиною ширших національних зусиль у сфері модернізації енергетики, адже Польща позиціонує газову когенерацію як один із основних кроків у поступовій відмові від вугілля [249], [250].

Системи органічного циклу Ренкіна (ORC). Підтримка нових проєктів спонукала проєктувальників шукати рішення з максимальною енергоефективністю. Наприклад, вивчалася можливість застосування циклів Ренкіна (ORC), що дозволяють використовувати навіть низькопотенційне тепло [251]. Одним з прикладів є когенераційна система на основі ORC в місті Конін, яка демонструє як переваги з точки зору енергоефективності, так і екологічну ефективність [252], [239].

Резервні вугільні котли. У низці випадків модернізація старих вугільних ТЕЦ передбачала збереження існуючих котлів як резервних, які плануються для використання лише у разі сильних морозів [253]. Основну ж частину теплового навантаження поступово передали новим газовим КГУ, які забезпечують значно вищу ефективність і екологічність у порівнянні з використанням вугільного палива.

Ринкові механізми

Під час інтеграції газових КГУ до енергосистеми Польщі операторам тепломереж довелося не лише модернізувати технічну інфраструктуру, а й адаптуватися до нової ринкової ролі.

Взаємодія з ринком електроенергії. Теплопостачальні компанії, які раніше займалися винятково генерацією тепла, почали активно взаємодіяти з національною електромережею. Це вимагало встановлення сучасних систем автоматики й моніторингу, здатних контролювати обсяги постачання електроенергії та реагувати на команди оператора енергосистеми. Водночас, щоб мати право на участь у механізмах державної підтримки, когенераційні установки мали подавати електроенергію до мережі, що додатково стимулювало операторів до співпраці з ринком електроенергії. Окрім цього, когенераційні установки отримали доступ до ринку потужності, де вони могли брати участь в аукціонах та отримувати оплату за гарантовану готовність постачати електроенергію на вимогу. Це передбачало встановлення сучасної автоматики, а іноді й переговори з операторами мереж щодо доступу [254].

«Білі сертифікати». Окремою цікавою фінансово-технологічною інновацією стала система «білих сертифікатів» – свідоцтв енергоефективності, які могли отримувати вискоєфективні проєкти когенерації [249]. Продаж таких сертифікатів на Польській енергетичній біржі став додатковим джерелом доходу для компаній, скорочуючи термін окупності проєктів [239], [255].

Висновок

Польща має значний потенціал для подальшого розвитку когенерації як ключового елементу енергетичного переходу. Потенціал для збільшення виробництва тепла в режимі когенерації в країні є значним – шляхом заміни котлів вискоєфективними когенераційними системами. Це допоможе підвищити ефективність використання первинної енергії та зменшити ресурсоємність економіки [256]. Наразі основним

напрямом подальшої трансформації таких систем є перехід на КГУ на природному газі, доповнені об'єктами з використанням ВДЕ. Вибір відновлюваного джерела залежить від специфіки конкретної системи теплопостачання та доступності місцевих ресурсів, таких як біомаса чи геотермальна енергія [235].

Досвід Польщі у модернізації систем ЦТ є надзвичайно цінним для України, яка має схожі кліматичні умови та стикається з подібними викликами у сфері теплопостачання. З огляду на це, українські міста можуть ефективно адаптувати польські практики, зосередившись на кількох ключових напрямках:

- **Розгортання пілотних проєктів** у малих містах, базованих на використанні контейнерних когенераційних установок (КГУ) малої та середньої потужності (від 0,5 до 5 МВт). Це дозволить швидко оцінити ефективність технології в умовах української інфраструктури.
- **Модернізація теплових мереж** до стандартів 4-го покоління централізованого теплопостачання, що передбачає роботу на нижчих температурах і підвищує загальну енергоефективність систем.
- **Запровадження фінансових інструментів** для стимулювання інвесторів, таких як програми підтримки вискоєфективної когенерації, системи сертифікатів енергоефективності або участь у ринку потужності.
- **Впровадження систем акумулювання тепла та абсорбційних охолоджувачів**, що дозволить оптимізувати річне завантаження КГУ, збільшити їхню гнучкість та підвищити рентабельність навіть у періоди низького попиту на тепло.
- **Активне використання місцевих ВДЕ** – біомаси, сонячної енергії, геотермальних ресурсів – у комбінованих схемах з когенерацією для підвищення частки сталого теплопостачання.

У підсумку, впровадження розподіленої газової когенерації в Україні, адаптоване до національних реалій і підкріплене комплексними програмами модернізації інфраструктури та цифровізації управління, здатне не лише значно підвищити енергоефективність і екологічність, але й зміцнити енергетичну безпеку та економічну стійкість на місцевому рівні. Модернізація систем теплопостачання на основі розподіленої газової когенерації може стати ключовою перехідною технологією у переході до сталої та екологічно безпечної енергетики, що узгоджується з національними політиками.

4.5. Розвиток мікромереж. Досвід Великої Британії

Острів Ейгг

Мікромережа – це локалізована енергосистема, яка об'єднує виробництво, зберігання й розподіл електроенергії в межах конкретної території – наприклад, для однієї громади, району чи будівлі. Вона працює як зменшена копія національної електромережі, але зі здатністю діяти незалежно. На відміну від класичних мереж, які залежать від централізованих джерел, мікромережа може функціонувати як у підключеному стані до основної мережі, так і автономно, що забезпечує більшу гнучкість та енергетичну самостійність [257].

У Великій Британії мікромережі довгий час вважалися переважно рішенням для віддалених або ізольованих територій, оскільки більшість населення підключене до централізованої енергосистеми. Одним із найвідоміших прикладів впровадження мікромережі є шотландський острів Ейгг, де проживає близько 100 осіб. До кінця 2000-х років мешканці поклалися на дизельні генератори або міні-гідроелектростанції, не маючи доступу до електроенергії з материка [258].

У 2008 році тут запрацювала мікромережа «Eigg Electric» (що належить громаді), яка вперше забезпечила цілодобове електропостачання для всієї громади. В основі системи лежить поєднання енергії вітру, сонця та води. Основною мотивацією для її запуску було

бажання замінити дороги, шумні та шкідливі дизельні генератори більш стабільним і чистим джерелом енергії, що значно покращило якість життя мешканців. Фактично, острів Ейг став першою у світі громадою, яка мала автономну мікромережу на основі відновлюваних джерел енергії, не маючи підключення до національної енергосистеми [259].

Проект мав широкий спектр джерел фінансування: частину коштів надала сама громада через Isle of Eigg Heritage Trust і внески за підключення, а також підтримку надали національні організації, такі як Energy Saving Trust, Highland Council та The Big Lottery Fund. Крім того, вагому частку профінансовано з боку Європейського фонду регіонального розвитку. Загальний бюджет проекту склав приблизно £1,6 мільйона [257].

Хоча в останні роки інтерес до мікромереж у Великій Британії зріс через потребу підвищити енергетичну стійкість до погодних явищ і краще інтегрувати локальні ВДЕ, досвід острова Ейг залишається унікальним прикладом того, як невелика громада змогла самостійно створити автономну енергосистему «з нуля».

Одним із ключових факторів успіху енергетичної трансформації на острові Ейг стала активна участь самої громади. Саме місцеві жителі ініціювали створення автономної системи живлення на основі ВДЕ.

Важливу організаційну та координаційну роль відіграла Isle of Eigg Heritage Trust, яка після придбання острова в 1997 році розробила довгостроковий план енергетичної незалежності. Проект фінансували як самі мешканці, так і національні та європейські структури.

Окрім фінансової участі, жителі брали активну участь у практичних роботах, зокрема готували основи для встановлення сонячних панелей, що дозволило суттєво зменшити витрати [259].

Сама система енергозабезпечення управляється на місці: технічне обслуговування мікромережі виконується членами громади, які опанували необхідні навички. Керівництво Eigg Electric змінюється кожні три роки й також належить місцевим жителям. Такий підхід забезпечує не лише технічну, а й соціальну стабільність проекту.

Для підтримки енергетичної стабільності жителі свідомо погодились знизити споживання – у середньому на 47% завдяки заходам з енергоефективності та добровільним лімітам на побутове й комерційне споживання. У разі надлишку електроенергії акумулятори заряджаються, а після їх заповнення надлишок спрямовується на обігрів громадських приміщень. При цьому жоден мешканець не платить за споживання цієї додаткової енергії – користь розподіляється на всю громаду [259].

Така модель була одностайно підтримана усіма мешканцями, що свідчить про високий рівень громадської солідарності й зацікавленості. Ейг став прикладом, як маленька громада, маючи чітке бачення, спільну мету й доступ до інструментів фінансування, може досягти справжньої енергетичної незалежності [259].

Мікромережа на острові Ейг є повністю автономною енергосистемою, що поєднує кілька ВДЕ з системами зберігання та резервного живлення.

З моменту запуску у 2008 році вона базувалася на трьох основних типах генерації: приблизно 110 кВт гідроенергетичної потужності (включаючи головну турбіну на 100 кВт і кілька менших), 24 кВт вітрової енергії з чотирьох малих вітрогенераторів і 32 кВт сонячної енергії [258]. Система доповнена акумуляторними батареями, які забезпечують короткострокове зберігання енергії та згладжування коливань у генерації.

Для резервного живлення передбачено два дизельні генератори по 64 кВт кожен – один основний, інший резервний. Їх використання суттєво скоротилося після запуску мережі, оскільки більшу частину потреб покривають відновлювані джерела. Але вони запускаються, щоб забезпечити базову роботу мережі в періоди низького виробництва з ВДЕ та розряду батарей.

З часом мікромережу було вдосконалено: до 2015 року загальна гідропотужність зросла до 112 кВт, а сонячна – до 53,4 кВт. Вітрова генерація залишилась на рівні чотирьох турбін по 6 кВт кожна.

Загалом система демонструє високу надійність і гнучкість – завдяки комбінації різних типів генерації, накопичувачів та резервного живлення. Це дозволяє ефективно адаптуватися до змін погодних умов і споживчого навантаження без втрати стабільності.

Однією з ключових технічних проблем мікромережі на острові Ейгг була потреба в забезпеченні стабільної якості електроенергії та безперервного постачання, враховуючи коливання у виробництві від сонця і вітру та загалом обмежену потужність системи.

Особливість цього проєкту полягає в тому, що, на відміну від деяких інших мікромереж, він не має підключення до центральної енергосистеми Великої Британії. Це рішення було прийнято свідомо – через надто високу капітальну вартість встановлення електричного з'єднання між материком і островом. Замість цього роль резервного джерела виконує пара дизельних генераторів, які запускаються лише в крайньому разі – коли ВДЕ та акумулятори не забезпечують потрібного рівня постачання. Цей підхід забезпечує повну автономію, але водночас вимагає дуже чітко злагодженої роботи системи й активної участі мешканців.

У системі відсутній централізований контроль, однак на кожному будівлю встановлено обмеження потужності споживання: до 5 кВт для домогосподарств і до 10 кВт для підприємств. Це спонукає мешканців свідомо ставитися до власного енергоспоживання – перевищення ліміту автоматично призводить до тимчасового відключення, а повторне підключення вимагає оплати.

Ще одна проблема – використання надлишкової електроенергії, яка виробляється у періоди високої генерації. Коли акумулятори заповнені, а попит невеликий, система використовує надлишкову енергію для обігріву громадських приміщень (церков, залів тощо). Якщо це теж неможливо, електрика просто «скидається» через спеціальні нагрівальні елементи, розташовані безпосередньо на вітровій станції. Хоча такий підхід працює, скидання енергії розглядається як небажане явище, оскільки вказує на обмежений обсяг накопичення – а отже, на потенціал для подальшого розвитку систем зберігання [260].

Завдяки впровадженим технічним рішенням та активній просвітницькій роботі серед мешканців, острів Ейгг зумів побудувати стійку та ефективну систему енергозабезпечення, що базується майже повністю на відновлюваних джерелах. Починаючи з 2008 року, коли було запущено мікромережу, громада отримала цілодобовий доступ до електроенергії – те, що раніше здавалося недосяжним. На сьогодні понад 95% електроенергії на острові Ейгг генерується з ВДЕ (гідро-, сонячна та вітрова енергія), а дизельні генератори забезпечують лише близько 5% – і тільки у періоди, коли природні джерела тимчасово не можуть покрити попит [258].

Цей проєкт вважається пілотним прикладом саме для ізольованих територій, адже довів, що мікромережа на базі ВДЕ та акумуляторів здатна повністю замінити генерацію з ископного палива. Рішення, реалізоване на острові Ейгг, стало не лише технологічною інновацією, а й прикладом для інших громад, які прагнуть до енергетичної незалежності й сталого розвитку.

Інші приклади реалізації мікромереж у Великій Британії

У Великій Британії з'являються й нові приклади використання мікромереж для інтеграції розподілених джерел енергії, накопичувачів та розумного управління споживанням на рівні окремих житлових районів. Один із таких сучасних прикладів – *проєкт мікромережі Water Lilies у Kings-Lenston, неподалік Бристоля*. Тут забудовник, зацікавлений у створенні енергоефективного та екологічно сталого житла, об'єднався з організацією Microgrid Foundry, щоб реалізувати пілотну локальну енергосистему. Проєкт став першим у своєму роді, розробленим у рамках Microgrid Foundry, і охоплює 33 житлові

будинки та громадський центр, які відповідають найвищому класу енергоефективності – А. Усі об'єкти під'єднані до мікромережі загальною системною потужністю 344 кіловольт-ампер. У склад комплексу входять:

- 117 кВт-пік дахових сонячних панелей, встановлених на будинках;
- теплові насоси повітря-вода, які забезпечують опалення та гаряче водопостачання;
- акумуляторна батарея Tesla ємністю 444 кВт·год, яка дозволяє накопичувати надлишкову енергію та використовувати її в пікові години;

- зарядні станції для електромобілів, що інтегровані в систему мікромережі.

Станом на травень 2023 року проєкт ще перебував у стадії реалізації, але частина будинків уже була підключена до працюючої мікромережі. Важливим аспектом цього кейсу є його орієнтація на нове будівництво, що дозволило з самого початку передбачити всі необхідні елементи сталої енергосистеми й зробити мікромережу невіддільною частиною житлового проєкту [261].

Ще одним важливим прикладом сучасної мікромережі у Великій Британії є *проєкт у місті Брідпорт, графство Дорсет*. Цей проєкт стартував приблизно на півроку пізніше за ініціативу Water Lilies, але за масштабом та амбіціями її навіть перевершує. Він об'єднав кількох партнерів – житлову асоціацію, групу спільного проживання та забудовника – з метою створення доступного громадського житла з високим рівнем енергоефективності. Комплекс включає 53 житлові будинки та громадські приміщення, **усі з класом енергоефективності А**. Мікромережа, яка об'єднує всі об'єкти, має загальну потужність 580 кіловольт-ампер. До неї інтегровані:

- 210 кВт-пік сонячних панелей, встановлених на дахах будинків;
- теплові насоси повітря-вода для опалення та постачання гарячої води;
- акумулятор Tesla ємністю 566 кВт·год, що дозволяє зберігати надлишкову енергію для подальшого використання;

- зарядна інфраструктура для електромобілів, пов'язана з громадським автопарком.

Цей проєкт наразі вважається найбільшим мікромережевим житловим проєктом у Великій Британії, і він яскраво демонструє, що технології мікромереж можна успішно масштабувати для обслуговування цілих житлових спільнот. Окрім надання мешканцям дешевшої енергії, система також може виконувати важливу функцію стабілізації енергомережі, що особливо цінно з огляду на зростаючу частку ВДЕ у національному балансі [261].

Бар'єри та рішення

Подальші дослідження підтверджують, що мікромережі нині розглядаються як інноваційна та перспективна технологія, здатна суттєво змінити підходи до генерації та споживання енергії. Однак їхній розвиток у Великій Британії, попри зростаючий інтерес, стримується низкою бар'єрів. Однією з основних проблем залишається відсутність уніфікованих стандартів, особливо щодо процедур підключення до енергосистеми. Більшість проєктів реалізовано за ініціативи кінцевих споживачів, які часто мають обмежений доступ до зовнішнього фінансування, що ускладнює масштабування таких ініціатив. Окрім того, проєкти мікромереж є досить складними та часто потребують довгострокових інвестицій для розвитку.

Особливо гострою є ситуація в ізольованих громадах, де відчувається брак фахових знань, технічної підтримки та відповідної інфраструктури для експлуатації мікромереж. Проблеми фінансування також залишаються серйозним обмеженням.

Натомість спостерігається стійкий тренд до інтеграції децентралізованого накопичення енергії як ключового елементу мікромереж. Очікується, що політики та регулятори у Великій Британії поступово рухатимуться в бік системного підходу до інтеграції таких проєктів у загальну енергетичну структуру, щоб максимально використати їх гнучкість для балансування енергетичного ринку [262].

У цьому контексті велику роль відіграватимуть розумні мережі, а також цифрові інновації, зокрема блокчейн і peer-to-peer торгівля електроенергією, які сприяють більш гнучкому й ефективному управлінню попитом та пропозицією в децентралізованих умовах. Особливо важливим напрямом вважається партнерство між місцевими органами влади, житловими асоціаціями та громадами, що відкриває можливість для розширення локальної власності на ВДЕ – зокрема через реалізацію проектів мікромереж.

Таким чином, мікромережі залишаються актуальним інструментом енергетичного переходу у Великій Британії, однак їхній подальший розвиток вимагає вирішення регуляторних та економічних бар'єрів, зокрема щодо процедур підключення, стандартів та моделей фінансування.

Розглянувши вищевказані практики впровадження розподіленої генерації та мікромереж у різних країнах, вважаємо за доцільне врахувати відповідний досвід під час планування та розвитку місцевої енергетики на рівні громад:

• **Ключові аспекти успішної інтеграції значних обсягів сонячної та вітрової генерації з досвіду Німеччини:**

1. Розробка комплексної законодавчої та регуляторної бази:

1) забезпечення стабільних та привабливих механізмів підтримки, які гарантуватимуть пріоритетний доступ до мереж, зрозумілі та економічно обґрунтовані моделі підтримки (наприклад, аукціони), що стимулюватимуть інвестиції приватних домогосподарств, малих та середніх підприємств, а також енергетичних кооперативів та місцевих громад (енергетичних спільнот);

2) спрощення дозвільних процедур через мінімізацію бюрократичних перешкод для підключення об'єктів розподіленої генерації до мережі.

2. Запуск масштабних державних програм стимулювання:

1) впровадження програм, на зразок німецьким «Тисяча сонячних дахів», для стимулювання встановлення СЕС на дахах приватних будинків, громадських та комерційних будівель; це сприятиме швидкому зростанню потужностей та залученню широких верств населення до виробництва власної енергії,

2) фінансова підтримка для малих проектів через доступність кредитів, грантів або часткових компенсацій для реалізації проектів розподіленої генерації.

3. Активне вирішення технічних викликів та модернізація мереж:

1) оновлення технічних стандартів, які враховують сучасні технічні вимоги до інверторів та іншого обладнання, що дозволить ефективно інтегрувати розподілену генерацію в мережу та забезпечувати стабільність її роботи (наприклад, функція регулювання активної та реактивної потужності);

2) модернізація енергетичної інфраструктури через масштабне впровадження трансформаторів з регулюванням напруги (VRDT) та розгортання систем диспетчерського керування для ефективного управління потоками електроенергії в умовах високої частки ВДЕ;

3) розвиток «розумних мереж» (Smart Grids) за рахунок інвестування в цифровізацію та автоматизацію електричних мереж, що дозволить більш гнучко реагувати на коливання генерації та споживання.

4. Розвиток допоміжних технологій та концепцій:

1) стимулювання впровадження УЗЕ як для комерційного, так і для побутового використання, що є ключовим для балансування змінної генерації ВДЕ (СЕС та ВЕС);

2) розробка та впровадження сучасних систем прогнозування генерації СЕС та ВЕС для покращення планування та управління енергосистемою;

3) стимулювання сполучення секторів, які полягають у можливій інтеграції розподіленої генерації з системами теплопостачання та транспорту для підвищення загальної ефективності та гнучкості енергосистеми.

5. Залучення громадськості та формування енергетичних кооперативів та енергоспільнот:

1) підтримка розвитку місцевих енергетичних ініціатив, які дозволяють громадам інвестувати у власні об'єкти генерації та отримувати вигоду;

2) інформаційні кампанії та навчання для підвищення обізнаності населення щодо переваг розподіленої генерації та можливостей участі в енергетичному переході.

- **Підходи до розвитку біоенергетики**, які демонструє досвід Данії:

1) використання біогазових технологій для утилізації сільськогосподарських відходів з одночасним виробництвом біогазу для виробництва електроенергії та тепла може сприяти розвитку сільських територій, створенню нових робочих місць та зменшенню екологічного навантаження;

2) створення кооперативних або муніципальних біогазових станцій для ефективної переробки відходів та забезпечення енергією локальних споживачів, особливо в контексті відновлення систем теплопостачання;

3) заохочення використання місцевої біомаси (зокрема, соломи) для виробництва енергії в малих котельнях або ТЕЦ, особливо в регіонах з розвиненим сільським господарством.

- **Розвиток малої гідроенергетики**, з урахуванням досвіду Італії:

1) інвентаризація та модернізація існуючих малих ГЕС для підвищення їхньої ефективності та надійності;

2) стимулювання будівництва нових малих ГЕС, особливо руслового типу, через механізми підтримки, з урахуванням екологічних вимог та інтеграції в місцеві енергосистеми;

3) підтримка створення місцевих енергетичних кооперативів для будівництва та експлуатації малих ГЕС, що сприятиме залученню громад та підвищенню енергетичної автономності.

- **Поширення розподіленої газової когенерації**, з урахуванням досвіду Нідерландів та Польщі:

1) стимулювання впровадження КГУ на природному газі (а в перспективі – на біогазі та водні) на промислових підприємствах, у лікарнях, навчальних закладах та інших об'єктах з постійною потребою в теплі та електроенергії;

2) використання газових КГУ для модернізації систем ЦТ у громадах, що дозволить підвищити ефективність, знизити викиди та забезпечити гнучкість енергопостачання;

3) гнучкі операційні стратегії та теплові буфери щодо оптимізації роботи КГУ залежно від цін на енергоносії та впровадження теплових акумуляторів для підвищення рентабельності.

- **Розвиток мікромереж**, з урахуванням розглянутого досвіду Великої Британії:

1) використання досвіду острова Ейгг для створення автономних енергосистем на базі ВДЕ для невеликих та віддалених населених пунктів, які мають обмежений доступ до централізованої мережі;

2) заохочення інтеграції мікромереж у проєкти нового будівництва з використанням сонячних панелей, теплових насосів, акумуляторів та зарядних станцій для електромобілів для створення енергоефективних та стійких житлових середовищ;

3) усунення регуляторних бар'єрів та розробка уніфікованих стандартів для підключення мікромереж до існуючої енергосистеми;

4) створення механізмів фінансової та технічної підтримки для громадських ініціатив у сфері розвитку мікромереж та локальної генерації.

Під час врахування зазначених рекомендацій, варто звертати увагу не лише на переваги реалізованих рішень, але й на недоліки, з якими стикалися різні країни на практиці під час впровадження тих чи інших технологій.

Також потрібно враховувати вже отриманий в Україні досвід реалізації проєктів розподіленої генерації та мікромереж. Для цього потрібно визначити умови, з виявленням основних бар'єрів та ризиків, які можуть стримувати розвиток таких проєктів в громадах. Не дивлячись на присутній у громадах інтерес до використання гібридних СЕС, технологій когенерації, а також запит на створення мікромереж, існують бар'єри, що стримують їх масштабування.

Щоб надати поштовх стрімкому поширенню технологій розподіленої генерації та використанню РЕР на місцевому рівні, потрібно розробити комплекс заходів у відповідь на кожен виклик для енергетичної трансформації. Саме цим питанням присвячено наступні розділи.

5. Умови для розвитку розподіленої генерації та мікромереж в громадах України

5.1. Основні технічні, організаційні та фінансові бар'єри

За результатами цього дослідження, можна зробити висновок, що у громадах сформувалися два ключові тренди у сфері розвитку розподіленої генерації. Перший – це активне розширення використання СЕС, особливо через впровадження гібридних систем, які поєднують фотоелектричні установки з накопичувачами енергії. Другий – це поживлення інтересу до когенераційних рішень, зокрема у секторах з високим тепловим навантаженням, таких як заклади охорони здоров'я, водоканали та муніципальні теплопостачальні підприємства.

У громадах з'являються запити на розробку локальних енергетичних рішень у вигляді мікромереж, в основі яких закладено інтеграцію КГУ та гібридних СЕС. Це свідчить про формування нового етапу енергетичного планування на рівні громад – переходу від точкових рішень (джерело генерації для потреб конкретного об'єкту) до комплексних енергетичних кластерів із високим рівнем керованості, прогнозованості та стійкості.

Попри значні досягнення, в Україні досі залишаються певні технічні, організаційні та фінансові бар'єри, що стримують стрімкий розвиток розподіленої генерації та мікромереж. Позитивні зрушення в регуляторній політиці, спрощення дозвільних процедур на будівництво та підключення електроустановок, запровадження фінансових стимулів та інформаційна підтримка – усе це дозволило зменшити частину перепон для розвитку сектору. Проте залишаються недоліки, які стримують можливості для стрімкого розвитку та масштабування проєктів розподіленої генерації і мікромереж у громадах.

Технічні бар'єри

1. Застаріла мережева інфраструктура. Для стрімкого розвитку проєктів розподіленої генерації необхідно враховувати умови підключення нових генеруючих установок. Ризики можуть бути спричинені недостатньою пропускну здатністю електромереж, фізичним зношенням обладнання або відсутністю вільних комірок на підстанціях для здійснення приєднання нових об'єктів. Існуючі розподільні мережі України не розраховані на інтеграцію великої кількості малих генеруючих установок, що призводить до перевантаження обладнання та обмеження видачі потужності в мережу. Розподілена генерація також змінює традиційну концепцію управління електромережею, оскільки генеруючі потужності розташовані на рівні розподілу. Це створює складність управління потоками електричної потужності та потребує впровадження "розумних мереж", що дозволяють управляти потоками електроенергії, регулювати напругу та забезпечувати надійну роботу мережі.

Розподільчі мережі, які мають низькі показники надійності, створюють серйозні проблеми для електроустановок, підключених до цих мереж. Відповідно до звіту НКРЕКП [263] індекс середньої тривалості перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) у 2023 році становив:

- з вини компанії (внаслідок технологічних порушень у мережах компанії та запланованих без попередження споживачів перерв) – 536 хв;
- внаслідок запланованих перерв з попередженням споживачів – 549 хв;
- внаслідок форс-мажорних обставин та вини інших осіб – 12 389 хв.

У 2023 році індекс середньої частоти перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) становив внаслідок:

- технологічних порушень в мережах та запланованих без попередження споживачів перерв з вини ОСР – 5,64;
- запланованих перерв з попередженням споживачів – 2,4;
- форс-мажорних обставин та вини інших осіб – 58,76.

Ці показники є надзвичайно високими, навіть без врахування форс-мажорних обставин. Йдеться передусім про військові атаки на енергетичну інфраструктуру та, як наслідок, запровадження графіків відключень електроенергії. Наприклад, показники SAIDI у 2019 році у Хорватії були на рівні 193 хв, у Румунії – 179 хв, а в Німеччині – 12 хв [264]. В умовах частих аварійних відключень джерела генерації електроенергії, підключені до мереж ОСР, можуть не лише знижувати свою потужність через неможливість видати згенеровану електроенергію, але й залишатися ізольованими від енергосистеми протягом тривалого часу.

Додатково, важливим технічним викликом розподіленої генерації є **проблеми з регулюванням рівнів напруги в розподільчих мережах**, особливо на рівні 0,4 кВ [265]. Це стає критичним у періоди високої генерації, наприклад, у весняно-літній сезон, коли СЕС виробляють максимальну кількість електроенергії, а місцеве споживання залишається низьким. Наявні розподільчі мережі в Україні є застарілими, побудовані за радіальним принципом та не розраховані на двонаправлений потік потужності, що призводить до підвищення напруги понад допустимі межі. Це може спричинити аварійні відключення, зниження якості електропостачання та додаткові втрати електроенергії.

2. Складність балансування певних видів розподіленої генерації (СЕС і ВЕС). Станом на 2025 рік в Україні практично відсутні підключені до енергосистеми промислові об'єкти накопичення електроенергії, які могли б ефективно згладжувати коливання генерації від СЕС та ВЕС. УЗЕ не мають широкого впровадження через їх високу вартість і відсутність достатніх стимулюючих механізмів. Це призводить до нестабільності в роботі енергосистеми, особливо у години пікової генерації або низького споживання, а також ускладнює інтеграцію нових об'єктів розподіленої генерації, які без систем зберігання можуть спричинити небажані частотні коливання в мережі.

3. Терміни постачання імпортованого обладнання. Більшість сучасного обладнання для розподіленої генерації є імпортним та має тривалі терміни постачання. В окремих випадках очікування необхідних компонентів певних видів технологій може тривати понад рік.

4. Ризики для розвитку проєктів газової генерації. Газова розподілена генерація може відігравати важливу роль у забезпеченні гнучкості та стабільності енергосистеми. Однак реалізація таких проєктів супроводжується низкою ризиків.

Одним із основних викликів для стабільної роботи ГПУ та ГТУ в умовах воєнного стану є ризик створення дефіциту палива, тобто природного газу, що може бути спричинений внаслідок систематичних ворожих обстрілів газової інфраструктури. Нестача видобутого та імпортованого палива, а також проблеми з його транспортуванням та розподілом, можуть призвести до зменшення потужності або навіть до повного простою газових електростанцій.

Іншим важливим фактором є вартість природного газу, що використовується для експлуатації станцій. Оскільки значна частина блакитного палива імпортується, Україна залишається залежною від європейських цін на газ і практично не має можливості впливати на механізм його ціноутворення. Це, у свою чергу, може призвести до зростання

вартості виробленої електроенергії та ускладнити її реалізацію за економічно обґрунтованими цінами.

Організаційні бар'єри

Організаційні бар'єри відіграють вирішальну роль у тому, як швидко та ефективно громади можуть впроваджувати проекти розподіленої генерації. Хоча ці перешкоди не завжди помітні ззовні, саме вони часто гальмують ухвалення рішень або затримують реалізацію ініціатив. Їхня складність полягає в тому, що вони охоплюють не лише окремі адміністративні чи кадрові проблеми, а цілу систему взаємозв'язків – від доступу до інформації й рівня обізнаності населення до спроможності місцевої влади планувати й управляти енергетичними змінами.

1. Брак кваліфікованих фахівців. Розвиток розподіленої генерації зумовлює необхідність наявності проєктних менеджерів, інженерів, технічного персоналу, які мають досвід роботи з обладнанням об'єктів газової генерації та з використанням ВДЕ. Тоді як на практиці значна частина громад в Україні стикається з гострим браком кваліфікованого персоналу, здатного розвивати проекти розподіленої генерації – від розробки ТЕО до управління будівництвом, інтеграції у локальні мережі та подальшої експлуатації. Це знижує ефективність навіть тих ініціатив, які мають фінансову підтримку – нерідко комунальні підприємства виявляються неготовими прийняти обладнання, надане у межах грантової чи технічної допомоги, через відсутність спеціалістів, які могли б оперативно його інтегрувати та забезпечити сталу експлуатацію.

Особливо критичною є ситуація з інституційною спроможністю громад. Більшість територіальних громад не мають у штаті енергоменеджерів або фахівців з муніципального енергетичного планування [266]. Хоча відповідно до стратегічних орієнтирів, громади повинні розробляти місцеві енергетичні плани (МЕП), на практиці така документація здебільшого готується за участю зовнішніх консультантів або в рамках грантових проєктів. Часто енергетичні плани не інтегруються в системи стратегічного управління громадою, а місцева влада не має у своєму розпорядженні персоналу, здатного реалізувати ці документи на практиці.

Відповідно до Закону України “Про енергетичну ефективність”, усі громади зобов'язані розробити та затвердити МЕП до 13 листопада 2025 року, визначивши цілі сталого енергетичного розвитку, а саме – щодо підвищення енергоефективності та розвитку ВДЕ, на 10 років для 13 різних секторів. Практика розробки МЕП ще досить невелика, оскільки це нове завдання для громад. Бракує фахівців, які здатні швидко передати досвід щодо методології та якісного виконання МЕП [267].

Відсутність фахівців, які розуміють технічну, економічну та регуляторну специфіку енергетичних рішень, гальмує впровадження навіть попередньо визначених проєктів. Крім того, енергетична сфера потребує довгострокового планування, а це вимагає професійної спроможності на рівні муніципального управління, яка наразі відсутня у багатьох громадах, особливо малих містах.

2. Адміністративні ускладнення з боку операторів мереж. Одним із ключових викликів у реалізації проєктів розподіленої генерації залишається складна взаємодія їх замовників з ОСР. Попри позитивні зміни в законодавстві, спрямовані на спрощення процедур приєднання об'єктів розподіленої генерації до електричних мереж, на практиці громади та інвестори продовжують стикатися з низкою труднощів. Зокрема, процес отримання технічних умов може бути тривалим та недостатньо прозорим, а окремі вимоги до проєктів – технічно або економічно необґрунтованими, що ускладнює або затримує реалізацію інвестиційних ініціатив.

Крім того, ускладнений доступ до актуальної статистичної інформації про структуру та обсяги енергоспоживання на рівні громад. З міркувань безпеки, пов'язаних з дією воєнного стану, ОСР та оператори газових мереж часто відмовляють у наданні додаткових даних, що обмежує можливість здійснення повноцінної енергетичної оцінки територій. У

таких умовах громади змушені користуватися застарілою інформацією або загальнодоступними джерелами, які не завжди відображають реальний стан енергоспоживання та навантаження на інфраструктуру.

Така ситуація створює додаткові ризики на етапі планування розподілених систем, знижуючи точність розрахунків, ускладнюючи визначення пріоритетних напрямів інвестування та гальмуючи розвиток енергетичної автономії громад.

3. Недостатня обізнаність громадян. Низький рівень розуміння переваг розподіленої генерації та недостатня готовність до змін з боку споживачів, зокрема відсутність енергоефективної поведінки, сповільнюють трансформацію енергетичної системи України. Без належного стимулювання та заходів щодо роз'яснення актуальності енергетичної автономії, запровадження фінансових програм щодо розвитку ВДЕ-генерації для власних потреб місцевих споживачів, а також програм належної підтримки малозабезпеченого та незахищеного населення як споживачів електричної енергії, проекти розподіленої генерації та мікромереж не матимуть підтримки серед жителів міста та локальних бізнесів.

4. Відсутність доступу до об'єктивної та структурованої інформації. Низка територіальних громад відчуває брак інформації про наявні технологічні рішення та механізми, що сприяють розвитку проектів розподіленої генерації. Відсутність державних та регіональних інформаційних платформ, які б систематизували доступну інформацію про успішні кейси, фінансові інструменти та технічні аспекти реалізації проектів, значно уповільнює цей процес.

Фінансові бар'єри

Розвиток розподіленої генерації та мікромереж в Україні стикається з низкою фінансових бар'єрів, які значно ускладнюють реалізацію відповідних проектів. Якщо технічні аспекти здебільшого можуть бути вирішені на локальному рівні (хоча й потребують певних інвестицій), то більшість економічних перешкод потребують правового вирішення та знаходяться у компетенції центральних органів влади. Тому їх подолання можливе лише через системну взаємодію з державними інституціями, які формують політику в галузі енергетики та регулюють інвестиційний клімат.

1. Дефіцит фінансових ресурсів. Громади мають обмежені кошти, а їх основні витрати зосереджені у сферах освіти, охорони здоров'я та соціального захисту. Фінансування цих сфер є соціально важливим та часто становить значну частину місцевих бюджетів. Внаслідок цього енергетичні проекти, навіть якщо вони мають довгострокові економічні та соціальні переваги, не входять до переліку першочергових інвестицій. Малі та середні проекти стикаються з **проблемою залучення фінансування** від міжнародних донорів і фінансових організацій. Відсутність спеціалізованої підтримки з боку держави у розробці та пошуку інвесторів таких проектів суттєво ускладнює процес отримання грантів чи кредитів. Водночас кредити комерційних банків залишаються надто дорогими без спеціальних програм підтримки, що робить фінансування розподіленої генерації вкрай складним.

2. Страхування військових ризиків для енергетичних проєктів. Законодавчо запроваджено механізми страхування інвестицій від воєнних та політичних ризиків через діяльність Експортно-кредитного агентства (ЕКА). Водночас, на початок 2025 року відсутні дієві державні механізми страхування військових ризиків для будівництва нових об'єктів розподіленої генерації. Це значно ускладнює залучення капіталу, оскільки інвестори уникають високоризикових активів без відповідних механізмів захисту. А законодавство, яке спрямоване на підтримку проектів зі значними інвестиціями, **не поширюється на малі та середні енергетичні проєкти**. Таким чином інвестор залишається без підтримки з боку держави, яка визначена Законом України [9].

Усі виявлені бар'єри створюють перешкоди на шляху до стрімкого розвитку розподіленої генерації та мікромереж у громадах. Для розкриття повного потенціалу цих технологій та забезпечення енергетичної стійкості на місцевому рівні необхідні системні рішення, спрямовані на усунення існуючих перепон. У наступному розділі буде представлено комплексний набір практичних рекомендацій, які можуть бути впроваджені на різних рівнях – від державної політики до місцевих ініціатив – для подолання виявлених бар'єрів та стимулювання подальшого розвитку розподіленої генерації та мікромереж в Україні.

5.2 Рекомендації для усунення технічних, організаційних та фінансових бар'єрів

Для усунення визначених у розділі 5.1 бар'єрів для розвитку розподіленої генерації та мікромереж у громадах пропонуються наступні рішення та рекомендації.

I. Запропоновані рішення для усунення технічних бар'єрів

1) Рішення для розвитку розподільчих мереж як передумови інтеграції розподіленої генерації

1.1) Впровадження Національної програми реконструкції мереж із фокусом на інтеграцію розподіленої генерації та мікромереж

Необхідно ініціювати розробку та затвердження на рівні КМУ цільової державної програми «Мережі для розподіленої генерації – 2030», що передбачає:

- обов'язкову інвентаризацію мереж 0,4–35 кВ із картуванням доступної пропускної здатності й публічним рейтингом «hosting capacity» для кожного РЕМ;
- поетапну реконструкцію підстанцій із встановленням сучасних пристроїв телемеханіки, SCADA-систем, та розширенням комірок для можливості підключення нових електроустановок;
- модернізацію схем живлення – з переходом від радіального до кільцевого підходу, встановлення реклоузерів що дозволить забезпечити гнучкість при перевантаженнях та забезпечити стійкість при аварійних режимах;
- розгортання інтелектуальної системи обліку електроенергії серед кінцевих споживачів і виробників, здатних зчитувати дані з дискретністю 15 хвилин (або щонайменше щогодини) як передумову для динамічних тарифів і локальних балансуєчих сервісів.

1.2) Цифровізація мережевого планування та диспетчеризації, що полягає у запровадженні цифрових мережевих моделей (digital twin), що дозволяють:

- моделювати вплив нових джерел генерації на локальні мережі;
- виявляти вірогідні точки перевантажень;
- оцінювати оптимальні місця підключення нових установок.

ОСР разом з обласними військовими адміністраціями (ОВА) мають створити регіональні цифрові платформи планування, що працюватимуть на основі відкритих даних про технічний стан мереж та плани нових підключень. Мінцифри та Міненерго повинні забезпечити методичне керівництво та інтеграцію таких платформ у стратегічне планування сектору.

1.3) Впровадження регіонального підходу до планування мереж із залученням громад

Існуючий підхід, коли ОСР самостійно вирішує, які ділянки мереж модернізувати першочергово, виключає синхронізацію із планами громад щодо розвитку інфраструктурних проєктів. Тому необхідно:

- запровадити механізм міжмуніципального енергетичного планування, де декілька громад формують спільний енергетичний кластер, проводять аудит та подають колективні проєкти модернізації;
- забезпечити пріоритетне фінансування таких мережевих проєктів через державно-приватне партнерство, міжнародну допомогу, а також тарифи ОСР із стимулюючою складовою;
- зобов'язати ОСР публічно звітувати про прогрес виконання планів модернізації у форматі, доступному для громад.

Потенційні джерела фінансування модернізації розподільчих мереж

У довгостроковій перспективі грантове фінансування не може слугувати стабільним джерелом для системних проєктів модернізації мережевої інфраструктури України. Тому

основну роль мають відігравати внутрішні механізми фінансування, зокрема стимулююче тарифоутворення (Regulatory Asset Base – RAB), комбіноване з низкою інших фінансових інструментів, про що йдеться нижче.

1. Стимулююче тарифоутворення як базовий механізм

Основним джерелом фінансування модернізації розподільчих мереж в умовах обмеженості бюджетних коштів є запровадження стимулюючого тарифоутворення (RAB-регулювання). Відповідно до чинного законодавства (постанова НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009), ОСР можуть розраховувати на гарантовану дохідність (WACC) на рівні близько 16,74%, що створює прозорі й стабільні умови для залучення необхідних інвестицій. Водночас, щоб уникнути різкого зростання тарифів для населення, варто застосувати коригувальний коефіцієнт ефективності (X-factor) на рівні 1,5–2% на рік, що стимулюватиме ОСР до оптимізації витрат та підвищення ефективності своєї діяльності.

2. Диверсифікація джерел фінансування

Щоб уникнути надмірного зростання тарифів, необхідно також залучати кошти за рахунок більш вигідних фінансових інструментів, зокрема:

- **кредитні лінії міжнародних фінансових організацій** (EBRD, IFC, KfW) із низькими ставками, що дозволить суттєво знизити середньозважену вартість капіталу для проєктів модернізації мереж;
- **«зелені» облігації**, які можуть бути випущені ОСР чи муніципалітетами із частковими державними гарантіями, що зменшить ризики для інвесторів та дозволить залучити кошти на умовах, вигідніших порівняно з банківськими кредитами.

3. Перерозподіл тарифного навантаження та соціальні компенсатори

З метою уникнення соціального та політичного напруження через можливе зростання тарифів, необхідно забезпечити перерозподіл фінансового навантаження між різними категоріями споживачів через наступні механізми:

- **Запровадження тарифу, орієнтованого на потужність (capacity-based tariff)**, що дозволить уникнути різкого зростання витрат населення, створюючи більш прогнозоване і стабільне тарифне середовище.
- **Адресні державні субсидії** для найбільш вразливих груп населення, фінансування яких може бути здійснене за рахунок бюджету в обмежених і соціально обґрунтованих обсягах.

Таким чином, модернізація розподільчих мереж в Україні для інтеграції розподіленої генерації може бути стабільно профінансована через поєднання стимулюючого тарифоутворення, міжнародних кредитних ресурсів, цільових фондів та облігаційних запозичень, при збереженні помірного тарифного навантаження на населення та суттєвому економічному ефекті від підвищення надійності роботи електричних мереж.

2) Рішення для забезпечення балансування мережі через розвиток систем УЗЕ та гнучких ресурсів

Для забезпечення надійності роботи енергосистеми в умовах зростання частки нестабільної генерації, насамперед СЕС, необхідно прискорити впровадження систем накопичення енергії та інших гнучких ресурсів. З урахуванням поточних реалій і фінансових обмежень доцільно зосередитися на наступних стратегічних заходах:

2.1) Цільова державна підтримка УЗЕ для комунальних та державних підприємств на 5 років

Державна програма повинна сфокусуватися на підтримці соціально важливих об'єктів, таких як заклади охорони здоров'я та освіти, критична інфраструктура, а також на потребах багатоквартирних будинків. Тобто програма підтримки УЗЕ буде адресована до органів місцевого самоврядування, державних та комунальних підприємств, ОСББ.

Такий підхід дозволить максимально ефективно використати державні ресурси та за 5 років створити типові рішення, які можуть бути масштабовані у подальшому.

2.2) Фінансові стимули для приватних інвесторів у проєкти УЗЕ

Для стимулювання приватних інвестицій у проєкти накопичення енергії важливо залучити спеціалізоване кредитування від міжнародних фінансових установ (EBRD, IFC, KfW). Зниження вартості кредитних ресурсів дозволить суттєво покращити інвестиційну привабливість УЗЕ.

2.3) Запровадження вимог щодо інтеграції УЗЕ саме для сонячних електростанцій

Доцільно розглянути запровадження вимог, за якими нові великі сонячні електростанції (понад 10 МВт) при підключенні до мережі повинні або включати до свого складу системи накопичення енергії (на рівні не менше 20% від встановленої потужності), або мати укладені довгострокові договори на надання балансуєчих послуг з незалежними провайдерами УЗЕ. Це дозволить зменшити навантаження на енергосистему у періоди пікової генерації та підвищити прогнозованість роботи таких об'єктів.

2.4) Запровадження механізму реагування на попит із залученням УЗЕ

Доцільно розробити дорожню карту впровадження механізму «реагування на попит», яка охоплюватиме як технічні, так і регуляторні аспекти. Одним із ключових елементів такої моделі має стати використання УЗЕ як засобу для тимчасового зменшення навантаження на мережу або відтермінування споживання.

Реалізація таких підходів вимагає впровадження тарифів з часовою диференціацією, а також створення нормативної бази для участі споживачів з УЗЕ у програмах реагування на попит. Це дозволить залучити до балансування новий сегмент гнучких ресурсів без необхідності великих централізованих інвестицій.

2.5) Впровадження динамічного ціноутворення для стимулювання УЗЕ

Щоб стимулювати споживачів до впровадження УЗЕ доцільно забезпечити перехід від існуючої моделі фіксованих денних/нічних тарифів до динамічного багатозонного ціноутворення, яке враховуватиме погодинні коливання цін на ринку електроенергії. Такий підхід дозволить формувати для споживачів більш точні цінові сигнали, стимулюючи споживання в періоди надлишкової генерації та накопичення енергії для її використання в пікові години.

Впровадження динамічного тарифоутворення дасть можливість власникам УЗЕ реагувати на реальну ситуацію в енергосистемі, оптимізуючи власні витрати на споживання електроенергії, та одночасно підтримувати балансування мережі. Це підвищить економічну привабливість для встановлення акумуляторних систем на розподіленому рівні та сприятиме загальному підвищенню гнучкості енергетичного сектору.

3) Рішення для скорочення термінів постачання імпортного обладнання через локалізацію, стандартизацію та контрактні механізми

З метою скорочення термінів реалізації проєктів розподіленої генерації та зниження залежності від імпортного обладнання доцільно стимулювати локалізацію виробництва в Україні.

Для цього необхідно розширити державні програми пільгового кредитування на підтримку вітчизняних виробників енергетичного обладнання, а також передбачити критерії локалізації у процедурах закупівель для державних і муніципальних проєктів.

Водночас, важливо забезпечити активну роль громад у стимулюванні такого виробництва – зокрема, через встановлення знижених ставок місцевих податків (на землю, нерухомість), надання індустриальних площ або пріоритетного доступу до муніципальних програм, що підвищить інвестиційну привабливість для локальних виробничих ініціатив.

4) **Управління паливними ризиками для проєктів газової генерації**

Газові електростанції можуть відігравати критично важливу роль у балансуванні енергосистеми, особливо в умовах зростання частки нестабільної генерації з ВДЕ. Водночас, реалізація таких проєктів потребує належного управління ризиками, пов'язаними з надійністю постачання та вартістю природного газу.

З огляду на підвищену вразливість газотранспортної інфраструктури та високу залежність від імпортової ціни на паливо, доцільно впровадити інтегрований підхід до планування та реалізації газових проєктів, який включатиме **оцінку паливних ризиків на ранніх етапах планування проєкту**, зокрема доступність мереж, режимні обмеження постачання газу, вартісні сценарії. Для цього необхідно застосовувати аналіз чутливості з урахуванням коливань ціни газу, можливості зупинок постачання. Зокрема, важливо враховувати можливість заміщення або підтримки газових установок іншими джерелами генерації – через розвиток локальних об'єктів ВДЕ.

Оптимальною моделлю є сценарії, де газова генерація виконує роль резервного чи пікового джерела, що активується лише у випадках дефіциту з боку основного живлення від ВДЕ.

II. Запропоновані рішення для усунення організаційних бар'єрів

1) **Рішення для подолання дефіциту кваліфікованих фахівців**

1.1) **Формування державної політики кадрового забезпечення на потреби місцевої енергетики**

Уряд повинен визнати проблему браку місцевих кадрів у сфері енергетики як пріоритетну і ініціювати спеціальні програми. Зокрема, доцільно запровадити **державну програму підготовки енергоменеджерів для громад**. Така програма могла би працювати через регіональні центри підвищення кваліфікації або профільні університети і забезпечувати короткострокові інтенсивні курси для фахівців, що працюють із плануванням енергетичних потреб громад та розвитком проєктів на місцевому рівні. До прикладу, Національний Інститут енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ» імені Ігоря Сікорського" вже має курс, спрямований на підготовку та підвищення кваліфікації фахівців з побудови систем енергетичного менеджменту та енергетичного аудиту. Необхідно, щоб держава підтримала і масштабувала ці ініціативи [269].

1.2) **Якісна підготовка фахівців**

Системне вирішення кадрової проблеми неможливе без реформ в освіті. Необхідно оновити й розширити навчальні програми у закладах вищої освіти за напрямками відновлюваної енергетики, електротехніки, енергоефективності, управління проєктами в енергетиці. Важливо готувати не лише інженерів-енергетиків, а й фахівців з муніципального енергетичного менеджменту. Йдеться про міждисциплінарну підготовку, що поєднує технічні знання з навичками управління та економіки. Такі спеціалізації доцільно відкрити в технічних університетах кожного регіону. Також необхідне партнерство вищих навчальних закладів із ОМС, в межах якого студенти старших курсів могли би проходити стажування у відповідних структурних підрозділах, набуваючи досвіду та необхідних навичок в роботі, пов'язаній зі збором даних, енергомоніторингом, розробкою місцевих енергетичних планів тощо.

Розробка нових навчальних курсів, або ж надання доступу до вже існуючих програм (наприклад, на платформах Prometheus, Coursera), також допоможе швидко дати базові знання широкому колу, до якого залучені не лише студенти, а й фахівці, які повинні оновлювати вже отримані знання.

ОМС повинні бути зацікавлені у розвитку свого персоналу.

Одним із найбільш доступних та ефективних інструментів підвищення кадрової спроможності громад є організація навчальних заходів у форматі курсів, лекцій, вебінарів та практичних майстер-класів для працівників. Такі заходи дозволяють систематизувати

знання у сферах енергоменеджменту, муніципального енергопланування, енергоефективності, а також ознайомити фахівців із сучасними технологіями та управлінськими підходами у сфері розподіленої генерації. З огляду на обмежені ресурси більшості громад, найбільш раціональним є проведення таких навчальних заходів у форматі онлайн, із залученням широкої аудиторії з різних регіонів одночасно. Це дозволяє мінімізувати витрати, забезпечити регулярність навчання, а також залучити кваліфікованих викладачів, у тому числі міжнародних експертів. Подібні ініціативи можуть реалізовуватись як на базі національних освітніх платформ, так і за підтримки міжнародних проєктів. Регулярне проведення таких заходів сприятиме формуванню спільного професійного середовища серед фахівців громад і стане важливим кроком до подолання кадрового дефіциту.

Наприклад, подібні ініціативи започатковані в межах проєкту створення енерго-інноваційних хабів на базі навчальних закладів вищої освіти (зокрема, Луцького національного технічного університету, Придніпровської державної академії будівництва та архітектури та ін.), за підтримки Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

1.3) Посилення кадрової спроможності громад через міжнародну підтримку

Існують програми, які спрямовані на підсилення кадрової спроможності громад. Наприклад: (1) 48 громад за підтримки U-LEAD розробляють муніципальні енергетичні плани [270]; (2) Українська некомерційною енергетичною агенцією (УНЕА) розробила модель дистанційного енергоменеджменту для підтримки муніципального персоналу [271]. Варто масштабувати подібні проєкти, спонукаючи громади до активної участі у всіх грантових та конкурсних програмах, що містять компоненти навчання та експертизи. При цьому донорам слід співпрацювати для забезпечення **рівномірного розподілу допомоги**, спрямовуючи увагу на малі громади з найвищою потребою у навчанні.

2) Посилення механізмів реагування на адміністративні бар'єри з боку операторів мереж

Попри нормативно визначені строки та наявність типових технічних умов, на практиці громади та інвестори продовжують стикатися з необґрунтованими затримками, непрозорими вимогами або пасивністю ОСР у процесі приєднання об'єктів розподіленої генерації. Ефективне реагування на такі ситуації потребує активної участі замовників у захисті своїх прав та використання встановлених процедур контролю.

З метою усунення адміністративних ускладнень та забезпечення справедливого застосування регуляторних норм, доцільно:

- **посилити інформування громад та інвесторів** про їхнє право звертатися до Держенергонагляду та НКРЕКП, з наданням відповідних інструкцій щодо дій у разі виявлення порушень з боку ОСР – зокрема щодо затягування строків, неаргументованих відмов чи необґрунтованих технічних вимог;
- **сприяти формуванню регіональних платформ обміну досвідом** між громадами, де реалізуються проєкти РГ, з метою обміну практиками взаємодії з ОСР, виявлення типових проблем і координованого реагування.

Такі заходи сприятимуть активізації правозахисного інструментарію громад і замовників, створенню зворотного зв'язку з наглядовими органами, а також формуванню практики невідворотності реагування на порушення процедур, що, в свою чергу, знижуватиме ризики штучного стримування розвитку проєктів у сфері розподіленої генерації.

2.1) Рішення, спрямовані на підвищення рівня громадської поінформованості щодо енергетичних можливостей

Для підвищення рівня громадської обізнаності щодо можливостей розподіленої генерації, енергоефективності та енергоменеджменту доцільно впроваджувати системні

навчальні ініціативи, зокрема тренінги, семінари та інформаційно-просвітницькі заходи із залученням галузевих експертів, представників енергетичних компаній, фахівців з муніципального енергоменеджменту, профільних громадських організацій та об'єднань. Проведення таких заходів дозволить не лише поширити практичні знання серед населення, але й сформувані стійке розуміння економічних, технічних та правових аспектів впровадження проєктів у сфері відновлюваної енергетики на рівні домогосподарств та підприємств. Проведення тренінгів сприятиме підвищенню рівня довіри до нових технологій, зменшенню опору змінам і посиленню мотивації до створення енергетичних кооперативів, реалізації спільних проєктів з підприємцями або участі в секторах ринку електроенергії.

Організація таких заходів може здійснюватися за участі громадських організацій та профільних асоціацій. У цьому процесі вони можуть виступати організаторами або навчальними провайдерами. Фінансування подібних ініціатив можливо забезпечити за рахунок державного бюджету, обласних або місцевих програм підтримки сталого розвитку, а також шляхом залучення грантів міжнародних організацій. Системне підвищення рівня енергетичної грамотності громадян є необхідною умовою для розгортання широкомасштабної трансформації енергетичного сектору України.

Додатково, є потреба створення єдиної **онлайн-платформи** в Україні: з одного боку, платформа слугуватиме інформаційним порталом із перевіреною та структурованою інформацією, а з іншого — виконуватиме функції інтерактивного інструменту. Зокрема, користувачі повинні мати можливість провести попередню оцінку економічної доцільності встановлення сонячної панелі чи теплового насоса у себе вдома, розрахувати термін окупності інвестицій та порівняти різні сценарії. Важливо також передбачити інтеграцію платформи з функціоналом форумів або баз знань, де користувачі зможуть обмінюватися досвідом, ставити запитання, поширювати успішні кейси.

Необхідно **переглянути підходи до комунікації теми розподіленої генерації** на рівні ЗМІ. Станом на сьогодні ця тема подається з технічним ухилом, з орієнтацією на фахівців у сфері енергетики, що робить її незрозумілою для широкого загалу. Потрібно запуснути масштабну просвітницьку медіа кампанію, яка включатиме відеоісторії, про отриманий досвід конкретних споживачів серед бізнесу та населення щодо впровадження проєктів розподіленої генерації, доступну інфографіку про їх переваги та економічні вигоди, матеріали для соціальних мереж тощо. Ця комунікаційна стратегія має бути розроблена за участі професійних маркетологів та медіа компаній із досвідом просування соціальних інновацій. Важливо зробити акцент не лише на економіці, але й на свободі, автономії та безпеці – тобто на тих цінностях, які резонують із громадською думкою в умовах війни.

Також варто активно використовувати досвід інших країн у розвитку культури розподіленої генерації. Наприклад, у Німеччині важливу роль у цій сфері відіграють **енергетичні кооперативи**, які забезпечують громадянську участь у проєктах ВДЕ [272]. В Україні варто адаптувати цю модель, організовуючи пілотні кооперативи із залученням донорського фінансування та подальшою передачею досвіду іншим громадам. Це дозволить не лише підвищити обізнаність, а й створити реальні інструменти впливу громади на місцеву енергосистему.

3) Створення доступу до об'єктивної та структурованої інформації

3.1) Формування державної інформаційної платформи з розвитку розподіленої генерації

Одним із найефективніших кроків для подолання інформаційного вакууму є створення національної інтерактивної онлайн-платформи, яка систематизуватиме всі ключові аспекти розробки енергетичних проєктів для громад. Така платформа має включати модулі про:

- доступні технології розподіленої генерації (сонячні, вітрові, біоенергетичні установки, УЗЕ, мікромережі);
- типові техніко-економічні обґрунтування проєктів;
- джерела фінансування, зокрема державні та міжнародні програми;
- покрокові інструкції з процедур приєднання до мережі, ліцензування, публічних закупівель. Для цього доцільно передбачити розробку окремого блоку на існуючій платформі DREAM, який би враховував особливості реалізації проєктів розподіленої генерації саме для потреб громад, комунальних та бюджетних установ;
- кейси реалізованих проєктів по регіонах України.

Впровадження такої платформи доцільно здійснити під координацією Міненерго або Держенергоефективності з обов'язковим залученням фахівців з муніципального енергоменеджменту.

3.2) Розбудова регіональних центрів енергетичної підтримки громад

Не менш важливим кроком є посилення регіонального рівня підтримки через формування консультативно-експертної інфраструктури. Варто розглядати створення або розширення мережі регіональних центрів енергетичної підтримки, які функціонуватимуть як “енергетичні хаби” для громад.

Одним із рішень може бути створення таких центрів на базі існуючих агенцій регіонального розвитку. Центри можуть надавати практичні консультації щодо вибору моделей розподіленої генерації, супроводу технічної документації, пошуку інвесторів, участі в грантових програмах, а також проводити регулярні інформаційно-освітні заходи для працівників громад.

Вже започатковані ініціативи в цьому напрямі, зокрема в межах проєкту створення енерго-інноваційних хабів на базі закладів вищої освіти за підтримки GIZ, є позитивним прикладом інтеграції експертної та освітньої функцій в одному центрі. Надалі доцільно спрямовувати зусилля на їх трансформацію в постійно діючі регіональні експертні платформи.

Крім того, важливо підтримати формування мережі енергетичних консультантів — підготовлених фахівців, які можуть надавати місцевим органам влади та комунальним підприємствам супровід у технічному проєктуванні, виборі бізнес-моделей, залученні інвестицій, роботі з грантовими заявками тощо. Саме така модель кадрової підтримки може стати ключовим елементом інституційного підсилення людського капіталу для реалізації енергетичних стратегій на місцях [273].

Таким чином, замість створення нових структур "з нуля", стратегічно доцільно посилювати вже існуючі ініціативи, розширюючи їхній функціонал і географічне охоплення, а також забезпечуючи сталість та професійну підтримку через механізми співфінансування, партнерства з академічними установами та участь у національних програмах розвитку громад.

Для підвищення рівня довіри до технологій розподіленої генерації, а також забезпечення масштабування успішних практик, доцільно запровадити публічний реєстр реалізованих проєктів із відкритим доступом. Такий інструмент має слугувати джерелом верифікованої інформації про вже впроваджені рішення, сприяти обміну досвідом між громадами, а також бути орієнтиром для нових ініціатив.

До складу реєстру мають входити стандартизовані описи реалізованих об'єктів: тип застосованих технологій, технічні параметри, модель фінансування, загальні витрати, терміни реалізації, джерела фінансування, розрахункові та фактичні показники економічного ефекту, а також висновки щодо експлуатаційної надійності.

З огляду на специфіку муніципального сектору, доцільно забезпечити інтеграцію такого реєстру до цифрової екосистеми платформи DREAM, яка вже використовується для планування та моніторингу інвестиційних проєктів ОМС. Для інших категорій проєктів – зокрема тих, що реалізуються приватними підприємствами або у партнерстві з

громадами – відповідний модуль може стати частиною загальнонаціональної онлайн-платформи з розвитку розподіленої генерації, передбаченим вище.

Механізм наповнення реєстру має передбачати безпосередню участь громад-реалізаторів з можливістю самостійного внесення даних за уніфікованими шаблонами та подальшої верифікації відповідними профільними установами. Це забезпечить достовірність інформації, її уніфікацію та можливість аналітичної обробки в інтересах формування обґрунтованих рішень на національному та регіональному рівнях.

3.3) Інституційна підтримка формування енергетичних спільнот і кооперативів

Важливо забезпечити організаційну та юридичну підтримку формування громадських енергетичних кооперативів. Це передбачає створення шаблонів установчих документів, пояснення правових і фінансових моделей функціонування, а також надання консультаційної допомоги громадам щодо вибору форми власності, структури керування, моделі розподілу доходів. Особливу увагу слід приділити створенню пілотних проєктів енергетичних кооперативів у різних регіонах з подальшим масштабуванням через підтримку міжнародних партнерів.

III. Запропоновані рішення для усунення фінансових бар'єрів

1) Рішення для розширення фінансової спроможності громад

1.1) Створення змішаного фінансового механізму

Одним із найбільш ефективних фінансових рішень для муніципалітетів у контексті впровадження проєктів розподіленої генерації є формування спеціалізованої змішаної фінансової лінії. Цей механізм має поєднувати грантові ресурси міжнародних донорських програм (GIZ, USAID) з пільговими кредитами міжнародних фінансових установ (ЄБРР, NEFCO, KfW) та частковим співфінансуванням з боку громад. Такий підхід дозволяє знизити середньозважену вартість капіталу до рівня 2–4 %, що робить реалізацію енергетичних проєктів доступною навіть для малих та середніх громад з обмеженим фінансуванням.

Міжнародний досвід, зокрема в межах програм **EU City Facility** та **Western Balkans Green Recovery**, підтверджує високу ефективність змішаних моделей фінансування при реалізації проєктів енергетичної модернізації в умовах обмеженого доступу до ринкових інструментів фінансування.

1.2) Пільгове кредитування та державні гарантії

Ключовим інструментом подолання фінансового бар'єру є створення національного механізму пільгового кредитування муніципалітетів для реалізації проєктів у сфері розподіленої генерації. Цей механізм має забезпечити доступ до довгострокового фінансування у національній валюті строком не менше 10 років, із мінімальною або нульовою відсотковою ставкою. Джерелом ресурсів можуть виступати міжнародні фінансові організації, а розподіл коштів доцільно здійснювати через локальні банки.

Критичним елементом має бути державна участь у вигляді гарантій повернення кредиту, компенсації частини відсоткової ставки, а також залучення механізмів страхування воєнного ризику. Такий підхід дозволить мінімізувати інвестиційні ризики для банків та забезпечити доступ громад до фінансування на прийнятних умовах.

1.3) Консолідовані муніципальні зелені облігації

Малі громади, що реалізують локальні проєкти розподіленої генерації, часто не мають змоги самостійно залучати капітал через високу вартість супроводу облігаційних випусків. Ефективним рішенням у такому випадку є впровадження механізму консолідованих зелених облігацій, що передбачає об'єднання кількох муніципальних проєктів у спільний фінансовий портфель з єдиним випуском цінних паперів. Цей підхід

дозволяє скоротити транзакційні витрати порівняно з індивідуальними випусками та спростити вихід громад на ринок капіталу.

Успішні приклади подібних механізмів вже реалізовані у Польщі (програма **BGK Climate Bonds**) та країнах Балтії. Ефективність таких моделей базується на стандартизованому підході до підготовки проєктної документації та залученні незалежної екологічної верифікації відповідно до вимог **Climate Bonds Initiative**.

1.4) Відновлення довіри до механізму енергосервісних контрактів

Механізм ЕСКО-контрактів, що передбачає фінансування енергетичних заходів за рахунок досягнутої економії, тривалий час мав обмежене застосування через складність процедур та вузький перелік допустимих заходів. Проте оновлення нормативної бази протягом останніх років – зокрема, розширення переліку енергосервісних заходів на включення об'єктів розподіленої генерації та спрощення процедур через Prozorro.Енергосервіс – створили передумови для звернення до цього інструменту як фінансово доцільного.

Враховуючи позитивний досвід низки громад, які реалізували модернізовані ЕСКО-моделі з інтеграцією СЕС та УЗЕ, рекомендується активізувати використання цього механізму – передусім для об'єктів критичної інфраструктури, де відсутність первинного бюджету може бути компенсована через довгострокові контракти з оплатою на основі результату.

2) Страховий захист енергетичних інвестицій

Для забезпечення захисту інвестицій у сфері розподіленої генерації необхідне створення державної системи страхування воєнних ризиків, з гарантованим покриттям збитків, завданих збройною агресією або воєнними діями, для об'єктів енергетичної інфраструктури, включно з малими та середніми проєктами.

Ключовим кроком у цьому напрямі має стати **ухвалення законопроєкту № 12372 від 30.12.2024 р. «Про систему страхування воєнних ризиків»**, що передбачає запровадження комплексної моделі державного і змішаного (державно-приватного) страхування об'єктів критичної інфраструктури та інвестиційних активів. Законопроєкт має закласти механізм створення спеціального страхового фонду, який фінансуватиметься за рахунок сплачених авторизованими страховиками обов'язкових відрахувань із отриманих страхових премій за укладеними договорами страхування, міжнародних цільових грантів.

Усі вищевказані бар'єри, запропоновані рішення щодо їх усунення зведені у таблицю 5.1, із зазначенням відповідальних, зокрема, центральних органів виконавчої влади (ЦОВВ).

Основні підсумки полягають у наступному.

Технічна проблематика, пов'язана з неквапливими темпами розвитку розподільчої інфраструктури та іншими викликами в умовах воєнного стану, ускладнюється недостатністю маневрових потужностей, які є затребуваними особливо з розвитку так званої змінної генерації – ВЕС і СЕС. Для подолання технічних бар'єрів необхідна комплексна модернізація розподільчих мереж, впровадження інтелектуальних систем обліку та управління, розвиток систем зберігання енергії, стимулювання локалізації виробництва обладнання та управління ризиками газової генерації.

Брак фахівців на всіх рівнях – від енергетичного планування на місцевому рівні до експлуатації генеруючих установок, насамперед об'єктів газової генерації, є великою проблемою для створення і реалізації локальних ініціатив. Їхні темпи розвитку стримуються також адміністративним ускладненнями, що виникають на різних етапах впровадження проєктів, зокрема, під час взаємодії з ОСР, операторами теплових мереж та газових мереж. Низька обізнаність споживачів про переваги розподіленої генерації в

сучасних умовах та недостатній рівень поінформованості про доступні інструменти для енергетичної автономії так само не сприяє трансформації ОЕС України, яка покликана вирішувати енергетичні виклики на рівні громад. Усунення організаційних бар'єрів вимагає державної підтримки кадрового забезпечення, реформування освітніх програм, посилення кадрової спроможності громад, спрощення адміністративних процедур, підвищення обізнаності громадян та створення доступних інформаційних платформ.

Фінансові бар'єри, зокрема такі як дефіцит ресурсів, відсутність страхування воєнних ризиків, є найбільшим викликом для розвитку сфери розподіленої генерації в Україні загалом. Подолання цих бар'єрів можливе через створення змішаних фінансових механізмів, запровадження пільгового кредитування та державних гарантій, випуск муніципальних «зелених облігацій», поширення успішного досвіду використання механізму ЕСКО-контрактів для розвитку проєктів розподіленої генерації тощо. В умовах воєнного стану важливо створити державну систему страхування воєнних ризиків та і забезпечити її стабільність.

Реалізація запропонованих комплексних заходів на різних рівнях є критично важливою для стимулювання сталого розвитку розподіленої генерації та мікромереж в Україні.

Окремої уваги потребує низка регуляторних питань, яка насамперед стосується розвитку проєктів розподіленої генерації в умовах функціонування ринку електричної енергії та сфери теплопостачання в Україні. Не дивлячись на те, що використання РЕР стимулюється стратегічними документами національного рівня, на кожному етапі реалізації проєктів є потенційні ризики або вже існуючі регуляторні проблеми, які потребують законодавчого вирішення. Ці та інші питання, в доповнення усіх розглянутих вище, розглядаються у юридичній частині дослідження, яка формує основу для дорожньої карти заходів, спрямованих на стимулювання розвитку сфери розподіленої генерації в Україні (див. Том 2).

Таблиця 5.1 – Основні технічні, організаційні, фінансові бар'єри та рекомендації щодо їх усунення для активного розвитку розподіленої генерації в громадах

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
I. Технічні бар'єри			
1	Застаріла мережева інфраструктура	<p>1) Розробити та затвердити цільову державну програму «Мережі для розподіленої генерації – 2030» на рівні КМУ.</p> <p>2) Провести інвентаризацію мереж 0,4–35 кВ із публічним рейтингом пропускної здатності.</p> <p>3) Реконструювати підстанції зі встановленням сучасної телемеханіки, SCADA-систем та розширенням комірок для нових приєднань.</p> <p>4) Модернізувати схеми живлення, перейти до кільцевих мереж та розширити впровадження реклоузерів.</p> <p>5) Запровадити інтелектуальну систему обліку електроенергії з дискретністю щонайменше 1 годину.</p> <p>6) Впровадити цифрові мережеві моделі (digital twin) для моделювання навантажень і вибору оптимальних точок приєднання.</p> <p>7) Створити регіональні цифрові платформи мережевого планування на базі відкритих даних ОСР і ОВА.</p> <p>8) Забезпечити методичне керівництво Мінцифри та Міненерго щодо інтеграції цифрового планування у стратегічні документи.</p> <p>Потенційні джерела фінансування:</p> <ul style="list-style-type: none"> • RAB-регулювання (16,74% WACC для ОСР); • Міжнародні кредитні лінії від EBRD, IFC, KfW; 	<p>1) Ініціатива КМУ щодо створення державної програми «Мережі для розподіленої генерації – 2030».</p> <p>2) Розробка відкритого онлайн-реєстру пропускної здатності для всіх ОСР на платформі НКРЕКП або Держенергонагляду. Відповідальний ЦОВВ – Міненерго, за участі НКРЕКП, Держенергонагляду, ОСР.</p> <p>3) Проєкт «Модернізація підстанцій» з інтеграцією SCADA-систем та стандартів телемеханіки, під координацією Міненерго.</p> <p>4) Пілотні проєкти ОСР із впровадженням інтелектуальних лічильників з високою частотою передачі даних під координацією НКРЕКП.</p> <p>5) Національний проєкт «Digital Grid UA» – створення цифрових двійників мереж (digital twin) для моделювання навантажень і підключень. Відповідальний ЦОВВ: Міненерго.</p> <p>6) Платформи типу «Енергетичне майбутнє області» – цифрові платформи стратегічного планування при ОВА на основі даних ОСР та планів інвесторів. Відповідальний ЦОВВ: Мінрозвитку.</p>

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
		<ul style="list-style-type: none"> • «Зелені» облигації для ОСР і громад із частковими держгарантіями; • Державні субсидії для вразливих категорій населення; • Capacity-based тарифи для стабілізації навантаження на домогосподарства. 	
2	Складність балансування певних видів розподіленої генерації (СЕС і ВЕС)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Запровадити державну програму підтримки УЗЕ для комунальних і державних установ через часткову компенсацію капітальних витрат. 2) Стимулювати приватні інвестиції в УЗЕ за рахунок доступу до пільгового кредитування від міжнародних фінансових інституцій. 3) Встановити регуляторну вимогу: нові СЕС понад 10 МВт повинні мати накопичувачі (на рівні не менше 20% від встановленої потужності) або контракти на балансуєчі послуги з провайдерами УЗЕ. 4) Розробити національну дорожню карту впровадження механізму реагування на попит із залученням УЗЕ. 5) Запровадити динамічне багатозонне ціноутворення на електричну енергію для всіх категорій споживачів, як додатковий інструмент для економічного стимулювання використання УЗЕ, паралельно із пільговим кредитуванням. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Державна програма «УЗЕ для громад» – спрямована на лікарні, водоканали і ОСББ. Відповідальні ЦОВВ: Держенергоефективності, Мінрозвитку, Мінфін, Міністерство охорони здоров'я та ін. 2) Внесення змін до нормативно-правових актів щодо обов'язкової інтеграції УЗЕ до нових СЕС >10 МВт або укладення договорів на балансування. Зміни стосуються насамперед положень Кодексу систем розподілу та Кодексу системи передачі. Ініціатор змін: НКРЕКП. 3) Проєкт «Дорожня карта реагування на попит» – розробка нормативної бази для залучення побутових і промислових споживачів із УЗЕ до гнучких сервісів. Відповідальний ЦОВВ: Міненерго, за участі НКРЕКП, комітету ВРУ з питань енергетики та житлово-комунальних послуг, НЕК «Укренерго» (за згодою). 4) Реформа тарифної моделі – запровадження погодинних та динамічних тарифів із інтелектуальними лічильниками (синергія з програмами обліку). Відповідальний ЦОВВ: Міненерго, за участі НКРЕКП, комітету ВРУ з питань енергетики та житлово-комунальних послуг, НЕК «Укренерго» (за згодою). 5) Механізми підтримки на базі ENTSO-E та Energy Community – технічна допомога з впровадження політик попиту й гнучкості. Ініціатором може виступати НЕК «Укренерго» як член ENTSO-E.

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
			6) Гранти на пілотні проекти УЗЕ в громадах – фінансування типових рішень із масштабуванням. Координація дій щодо формування запиту до потенційних донорів на створення таких програм може забезпечити Держенергоефективності, за участі Мінрозвитку (за згодою).
3	Терміни постачання імпортованого обладнання	<p>1) Стимулювати локалізацію виробництва енергетичного обладнання в Україні для зниження залежності від імпорту.</p> <p>2) Розширити державні програми пільгового кредитування для українських виробників енергообладнання.</p> <p>1) Надати громадам інструменти для заохочення створення виробничих потужностей (через податкові пільги та інфраструктурну підтримку).</p> <p>2) Запровадити пріоритетний доступ локальних виробників до муніципальних програм та партнерських проєктів у сфері розподіленої генерації.</p>	<p>1) Муніципальні податкові пільги – зниження ставок на землю та нерухомість для підприємств, які виробляють енергообладнання.</p> <p>2) Ініціатива «Індустріальні кластери для енергетики» – виділення промислових майданчиків і підведення інженерної інфраструктури для локальних виробників.</p> <p>3) Партнерські меморандуми громад із виробниками – щодо довгострокового постачання обладнання для муніципальних об'єктів.</p> <p>4) Фінансування через Український фонд стартапів або міжнародні програми підтримки «зеленої» промисловості. Відповідальний ЦОВВ за розробку та координацію усіх вищевказаних ініціатив: Мінекономіки.</p>
4	Ризики для розвитку проєктів газової генерації у громадах	<p>1) Запровадити обов'язкову оцінку паливних ризиків на ранніх етапах розробки проєктів газової генерації.</p> <p>2) Застосовувати аналіз чутливості до змін вартості газу, режимних обмежень і можливих перебоїв постачання.</p> <p>3) У плануванні проєктів враховувати доступність інфраструктури – газопроводів, точки приєднання, технічних лімітів.</p> <p>4) Під час розробки проєктних рішень визначати техніко-економічну доцільність комбінування газових станцій з об'єктами ВДЕ для зниження паливозалежності.</p>	<p>1) Методичне забезпечення з боку Міненерго – розробка та поширення Міненерго (самостійно або у співпраці з профільними установами) методичних рекомендацій щодо оцінки паливних ризиків.</p> <p>2) Інструменти аналізу чутливості – розроблені шаблони з базовими сценаріями зміни цін на газ, ризиками постачання.</p> <p>3) Комбіновані моделі генерації (газ + ВДЕ) – проєктні шаблони або приклади ТЕО для резервної генерації.</p> <p>4) Програмні та консультаційні сервіси щодо оцінки режимів роботи (з урахуванням безпекових ризиків щодо доступу до стратегічної інформації в умовах дії воєнного</p>

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
		5) Розглядати газову генерацію як резервне або пікове джерело в умовах нестачі генерації з ВДЕ.	стану) – розроблені у співпраці з операторами систем (Оператором газотранспортної системи України, НЕК «Укренерго»).
II. Організаційні бар'єри			
1	Брак кваліфікованих фахівців	<p>1) Запровадити державну програму підготовки енергоменеджерів для громад через регіональні центри підвищення кваліфікації та профільні заклади вищої освіти.</p> <p>2) Оновити та розширити навчальні програми у вищих навчальних закладах за напрямками ВДЕ, енергоефективності, електротехніки та муніципального енергоменеджменту.</p> <p>3) Сприяти партнерству між громадами та закладами вищої освіти для стажування студентів та практичної підготовки кадрів.</p> <p>4) Забезпечити доступне та регулярне навчання для фахівців у муніципалітетах, задіяних у плануванні та розробці енергетичних проєктів у громадах.</p> <p>5) Активно залучати громади до участі в міжнародних програмах технічної допомоги та навчання (наприклад, U-LEAD, УНЕА).</p> <p>6) Заохочувати громади інвестувати у власний кадровий потенціал, плануючи відповідні бюджетні видатки, створювати умови для заохочення фахівців.</p> <p>7) Міжмуніципальні рішення – спільне наймання енергоменеджерів для кількох ОМС.</p> <p>8) Ініціювати створення та мережування професійної спільноти енергоменеджерів з різних громад для обміну досвідом і менторства, зокрема в частині розробки</p>	<p>1) Розробка державної програми «Енергоменеджер для громади» Держенергоефективності у співпраці з профільними закладами вищої освіти.</p> <p>2) Оновлення існуючих освітніх програм з енергетичного аудиту та систем енергоменеджменту на базі профільних закладів вищої освіти.</p> <p>3) Інструменти навчання для громад – залучення профільних ГО, асоціацій до проведення онлайн-вебінарів, майстер-класів і тренінгів для ОМС; використання платформ дистанційного навчання (Prometheus, Coursera); освітні компоненти міжнародних програм (U-LEAD – навчання та енергетичне планування; УНЕА – зовнішній енергоменеджмент); менторські програми між громадами.</p> <p>4) Формування об'єднань фахівців – під егідою Асоціації малих міст України: регулярні зустрічі, конкурси, обмін практиками.</p>

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
		місцевих енергетичних планів та проєктів розвитку муніципальної енергетики.	
2	Адміністративні ускладнення з боку операторів мереж	<p>1) Посилити поінформованість громад та інвесторів про їхні права при процедурі приєднання об'єктів, зокрема генеруючих установок з метою застосування механізму самовиробництва (набуття статусу активного споживача), до мережі та механізми захисту.</p> <p>2) Забезпечити регулярне інформування про можливість подання скарг до Держенергонагляду та НКРЕКП у випадках порушень або затягування.</p> <p>3) Сприяти створенню регіональних платформ обміну досвідом між громадами з метою виявлення типових порушень та узгоджених дій.</p> <p>4) Формувати зворотний зв'язок між замовниками та органами державного нагляду для забезпечення практики реагування на дії ОСР.</p> <p>5) Розробити типові шаблони скарг, рекомендацій та покрокових алгоритмів дій при порушеннях процедур приєднання.</p>	<p>1) Інформаційна кампанія НКРЕКП спільно з Держенергонаглядом – публічні роз'яснення щодо прав замовника, стандартів процедури приєднання та каналів подання скарг.</p> <p>2) Створення регіональних платформ взаємодії з ОСР – за участі асоціацій громад, проєктів підтримки. Ініціатива проведення необхідних заходів покладається на ОМС.</p> <p>3) Розробка Регулятором типових шаблонів звернень суб'єктів як замовників приєднання об'єктів розподіленої генерації за предметом виявлення ознак, що можуть вказувати на порушення з боку ОСР. Поширення необхідних інструкцій на широкий загал.</p> <p>4) Вебінари та навчальні онлайн сесії для ОМС та бізнесу, за участі НКРЕКП, проведення яких організовує ОМС, – з інструкціями, як фіксувати порушення, оформлювати документи, формувати запити та звернення.</p>
3	Недостатня обізнаність громадян	<p>1) Запровадити освітню кампанію з питань розподіленої генерації, енергоефективності та енергоменеджменту для населення і бізнесу.</p> <p>2) Організувати регулярні тренінги, семінари, інформаційно-просвітницькі заходи із залученням фахівців і громадських організацій.</p> <p>3) Розробити та запустити єдину інтерактивну онлайн-платформу з перевіреною інформацією, калькуляторами окупності та форумом для обміну досвідом.</p>	<p>1) Національна освітньо-комунікаційна програма з розподіленої генерації – розроблена під егідою Міненерго та Держенергоефективності.</p> <p>2) Цикл тренінгів та навчальних сесій для громадян і підприємців – реалізація ОМС спільно з профільними асоціаціями.</p> <p>3) Єдина онлайн-платформа «Енергетичні можливості громади» – з калькулятором окупності, базою знань, історіями успіху та роз'ясненнями. Відповідальні ЦОВВ: Мінрозвитку, Держенергоефективності.</p>

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
		<p>4) Розгорнути у ЗМІ та соцмережах інформаційну кампанію про переваги та умови використання розподіленої генерації, із фокусом на приклади з реальних громад.</p> <p>5) Сприяти формуванню енергетичних кооперативів як інструменту залучення громадян до місцевих проєктів ВДЕ.</p> <p>6) Адаптувати міжнародний досвід з розвитку енергетичної культури та громадської участі у ВДЕ-проєктах.</p>	<p>4) Комунікаційна стратегія з просування розподіленої генерації у ЗМІ – розроблена за участі медіа експертів і маркетологів (відеокейси, інфографіка, соцмережі, радіо). Відповідальні ЦОВВ: Мінрозвитку, Держенергоефективності.</p> <p>5) Програма «Уроки енергетики» для шкіл та ліцеїв – інтеграція тематики у середню освіту. Відповідальні ЦОВВ: Держенергоефективності, Міносвіти.</p> <p>6) Інформаційна підтримка через сайти ОМС, асоціацій громад, профільних громадських організацій – регулярне оновлення практичної інформації, успішних прикладів.</p>
4	Відсутність доступу до об'єктивної та структурованої інформації	<p>1) Створити національну онлайн-платформу з інформацією про технології розподіленої генерації, моделі реалізації, джерела фінансування, кейси та процедури впровадження.</p> <p>2) Посилити регіональні центри енергетичної підтримки громад – як постійно діючі консультаційні та освітні хаби на базі регіональних агенцій розвитку.</p> <p>3) Створити систему енергетичних консультантів, які забезпечуватимуть індивідуальний супровід проєктів у громадах.</p> <p>4) Впровадити публічний реєстр реалізованих проєктів розподіленої генерації з техніко-економічними характеристиками та результатами інтегрований до національної онлайн-платформи з розвитку розподіленої генерації. Для проєктів у бюджетному та муніципальному секторах передбачити окремий модуль у межах цифрової платформи DREAM.</p>	<p>1) Єдина платформа з розвитку розподіленої генерації, що містить основні модулі: техніка, інвестиції, процедури, кейси, фінанси. Координація забезпечується Міненерго або Держенергоефективності.</p> <p>2) Регіональні енергетичні хаби – на базі обласних агенцій регіонального розвитку, з постійними консультантами та методичними матеріалами. Відповідальні ЦОВВ: Держенергоефективності, Мінрозвитку (за згодою).</p> <p>3) Національна система енергетичних консультантів з урахуванням міжнародної практики (наприклад, досвіду Німеччини). Започаткувати роботу системи в тестовому режимі можливо за підтримки міжнародних донорських програм. Відповідальні ЦОВВ: Держенергоефективності, Мінрозвитку (за згодою).</p> <p>4) Відкритий реєстр успішних проєктів розподіленої генерації – інтегрований у платформу, наповнення за участі громад, доступний для публічного аналізу. Відповідальний ЦОВВ: Мінрозвитку, Держенергоефективності</p>

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
		5) Забезпечити інституційну та правову підтримку створення енергетичних кооперативів та спільнот у громадах.	5) Інформаційно-освітня кампанія з розвитку енергоспільнот – за участі громад, профільних громадських та інших організацій.
III. Фінансові бар'єри			
1	Дефіцит фінансових ресурсів	<p>1) Створити змішану фінансову модель для громад, що поєднує гранти, пільгові кредити та часткове співфінансування з місцевих бюджетів.</p> <p>2) Запровадити національний механізм довгострокового пільгового кредитування для реалізації муніципальних проєктів розподіленої генерації.</p> <p>3) Запровадити механізм консолідованих зелених облігацій для об'єднання малих проєктів громад у спільний фінансовий портфель.</p> <p>4) Використання ЕСКО-контрактів для розподіленої генерації, зокрема для об'єктів критичної інфраструктури.</p>	<p>1) Розробка типових моделей фінансування проєктів розподіленої генерації (модель «2+1» – грант + пільговий кредит + кошти громади) та шаблони бізнес-моделей (ЕСКО для СЕС/УЗЕ) з прогнозами, типовими договорами та алгоритмами впровадження. Відповідальні ЦОВВ: Держенергоефективності, Мінрозвитку.</p> <p>2) Національна програма пільгового кредитування муніципалітетів – з ресурсами міжнародних інституцій, через державні банки. Відповідальний ЦОВВ: Мінфін за участі Мінрозвитку, державних банків та Держенергоефективності.</p> <p>3) Консолідовані зелені облігації – формування спільного портфеля енергоефективних проєктів (приклад BGK Climate Bonds, стандарт Climate Bonds Initiative). Відповідальний ЦОВВ: Мінфін за участі Мінрозвитку, державних банків та Держенергоефективності.</p>
2	Страховання воєнних ризиків для енергетичних проєктів	<p>1) Створити державну систему страхування воєнних ризиків для енергетичних проєктів, включно з об'єктами розподіленої генерації.</p> <p>2) Ухвалити законодавчу базу, яка регулюватиме механізм відшкодування збитків інвесторам у разі воєнних дій.</p> <p>3) Створити спеціальний державний страховий фонд із гарантованим наповненням для компенсації втрат.</p>	<p>1) Прийняття ВРУ законопроєкту № 12372 від 30.12.2024 «Про систему страхування воєнних ризиків» – ключовий нормативний документ, що закладає законодавчі основи системи.</p> <p>2) Спеціальний страховий фонд – фінансування за рахунок: обов'язкових відрахувань, міжнародних грантів, державного бюджету. Відповідальні ЦОВВ: Мінфін, Мінекономіки (за згодою).</p>

№ за/п	Назва бар'єру	Рішення	Необхідні інструменти
		4) Забезпечити рівний доступ до страхового покриття як для великих, так і для малих проєктів на рівні громад.	

ВИСНОВКИ

Аналіз характеристик ОЕС України виявив її складну та розгалужену структуру, значну залежність від атомної та теплової генерації до початку повномасштабної війни. Військова агресія російської федерації призвела до катастрофічних наслідків для енергетики в Україні, спричинивши значні втрати генеруючих потужностей у всіх її ключових секторах. Окупація, руйнування та пошкодження інфраструктури призвели до **скорочення доступної потужності в ОЕС України практично удвічі**.

Критичність наслідків безпосередньо пов'язана з головними викликами для забезпечення стабільної роботи енергосистеми в умовах енергодефіциту та постійних загроз нових обстрілів. Систематичні атаки на мережеву інфраструктуру та об'єкти генерації, кіберзагрози, значний дефіцит електроенергії, брак маневрових потужностей та високий ризик розбалансування системи з можливими каскадними відключеннями є основними проблемами, що потребують негайного та комплексного вирішення. **Особливо вразливою виявилася централізована структура енергосистеми**, що робить її залежною від невеликої кількості ключових вузлів.

Таким чином, ОЕС України опинилася перед загрозою глибокої кризи, спричиненою зовнішньою агресією. Для забезпечення енергетичної безпеки та стабільного енергопостачання в умовах воєнного стану та майбутньої відбудови необхідна фундаментальна трансформація енергетичного сектору. **Ключовим напрямком цієї трансформації є перехід до більш децентралізованої та стійкої моделі генерації**, здатної мінімізувати наслідки системних атак та забезпечити гнучке реагування на зміни в споживанні електроенергії. Великі об'єкти генерації, насамперед ТЕС і ТЕЦ, стали доступною мішенню ворога. Розвиток розподіленої генерації, особливо в поєднанні з ВДЕ та маневровими потужностями, є стратегічно важливим для зменшення потенційного влучання внаслідок атак на такі об'єкти та, відповідно, для посилення енергетичної стійкості України.

Проведений аналіз в межах дослідження всебічно обґрунтував ключову роль розподіленої генерації у забезпеченні стійкості енергосистеми України, особливо в умовах триваючої військової агресії та її наслідків. Суть трансформації полягає у розвитку об'єктів розподіленої генерації, з їх інтеграцією в існуючу енергосистему, що одночасно потребує модернізації існуючої енергетичної інфраструктури із застосуванням супутніх технологій, зокрема цифровізації та розумних мереж. Така модель значно відрізняється від існуючої (централізованої моделі) енергосистеми. Результати моделювання (див. Додаток А) чітко продемонстрували значні переваги моделі з інтегрованим розвитком розподіленої генерації, які полягають у зменшенні негативного впливу аварійних ситуацій, спричинених зовнішніми атаками чи мережевими обмеженнями. **Збалансований розвиток розподіленої генерації в системі сприяє зміцненню енергобезпеки**, оскільки це дозволяє забезпечити більш надійне енергопостачання споживачів, знизити втрати в мережах та підвищити гнучкість енергосистеми, особливо в умовах зростання частки генерації з ВДЕ. Подальший інтенсивний розвиток розподіленої генерації може оптимізувати витрати на модернізацію мережевої інфраструктури шляхом більш ефективного управління енергетичними потоками.

Також акцентовано увагу на важливості досягнення кліматичних цілей відповідно до Національного плану дій з енергетики та клімату України на період до 2030 року. **Розвиток розподіленої генерації сприяє ефективному використанню місцевих ресурсів ВДЕ, декарбонізації енергетичного сектору, створенню нових робочих місць та залученню інвестицій**, включаючи можливості кліматичного фінансування.

Загалом, **перехід до більш децентралізованої моделі енергопостачання на основі розподіленої генерації є стратегічно важливим напрямком** для підвищення стійкості, надійності та екологічності енергетичної системи України в умовах воєнних викликів та в довгостроковій перспективі її розвитку.

Під час дослідження було визначено актуальність впровадження проєктів розподіленої генерації для забезпечення енергетичної стійкості критичної інфраструктури на рівні громад в Україні. В цілому, **протягом останніх трьох років спостерігається позитивна динаміка встановлення об'єктів розподіленої генерації в муніципальному секторі для потреб критичної інфраструктури.**

Наведено конкретні приклади реалізованих проєктів для водоканалів, закладів освіти та лікарень, що демонструють успішне використання гібридних СЕС для забезпечення стабільного електропостачання та зменшення витрат на енергоносії. **Поширення успішних практик у різних регіонах підвищує інтерес громад та окремих комунальних підприємств до таких проєктів.**

Так само **формується місцевий запит на планування та впровадження подібних ініціатив у секторі бізнесу та серед населення.**

Зроблені **перші кроки у створенні мікромереж в Україні на прикладі пілотних проєктів**, наприклад, у таких містах як Миколаїв, Хмельницький, Тернопіль та ін. Ці ініціативи спрямовані на підвищення надійності енергопостачання критичної інфраструктури шляхом інтеграції розподілених джерел генерації та створення локальних «енергетичних островів», здатних працювати автономно під час надзвичайних ситуацій. Розробка техніко-економічних обґрунтувань та фінансових моделей для таких проєктів є важливим кроком у напрямку зміцнення енергетичної безпеки громад та країни в цілому.

Огляд стану доступності обладнання для розвитку розподіленої генерації в Україні показав, що на ринку представлені як вітчизняні, так і міжнародні виробники та постачальники генераторів, інверторів, систем зберігання енергії та інших необхідних компонентів. **Розвиток внутрішнього виробництва є стратегічно важливим** для зміцнення енергетичної незалежності країни, хоча високотехнологічні елементи часто імпортуються.

Не дивлячись на це, **Україна має власне виробництво окремих компонентів** обладнання для об'єктів сонячної та вітрової енергетики. Розвивається також виробництво малих вітрогенераторів. Газотурбінні установки є однією з найбільш розвинених галузей енергетичного машинобудування в Україні, з повним циклом виробництва, включаючи проєктування, випробування та серійне виготовлення, що відповідає сучасним екологічним стандартам. Також існує значна кількість компаній, що надають послуги з проєктування, монтажу та обслуговування генеруючих установок. В Україні налагоджено виробництво трансформаторів, комплектних трансформаторних підстанцій, розподільчих пристроїв, кабельної продукції та опор для ЛЕП. На ринку представлені вітчизняні виробники обладнання для систем опалення, зокрема теплових насосів та твердопаливних котлів, хоча виробництво теплових насосів переважно базується на імпортних комплектуючих.

Розподілена генерація може забезпечити економічні вигоди за рахунок зниження витрат на передачу електроенергії, підвищення енергоефективності та створення нових робочих місць. Однак **високі початкові інвестиції та необхідність державної підтримки залишаються важливими факторами.** Огляд програм підтримки у розділі 3.3 виявив наявність як державних, так і місцевих ініціатив, спрямованих на фінансове стимулювання проєктів розподіленої генерації. Підкреслено важливу роль міжнародної допомоги та потенційні можливості для поширення успішних практик застосування механізму енергосервісних контрактів (ЕСКО) для розвитку проєктів розподіленої генерації в муніципальному секторі. Не дивлячись на це, опитування громад виявило брак фінансування одним із найбільших бар'єрів для реалізації відповідних ініціатив.

Дослідження дозволило виявити ознаки по суті **створення нового напрямку у сфері енергетики – розподіленої генерації.** Подальша динаміка його розвитку залежить від злагодженої взаємодії між ключовими стейкхолдерами, до яких належать 5 основних груп: 1) органи державної влади; 2) громади; 3) гравці на енергетичному ринку (йдеться про ринок електроенергії та сферу теплопостачання); 4) інвестиційний сектор; 5) профільні

асоціації та інші неурядові організації (див. розділ 3.4). Створення сприятливого середовища для розвитку розподіленої генерації дозволить масштабувати успішні практики та проекти у громадах. Розроблена карта стейкхолдерів дозволяє визначити ролі кожного учасника у відповідних процесах (див. Додаток Б). Ключова роль у стратегічному плануванні та розвитку розподіленої генерації на місцевому рівні відводиться ОМС.

Розділ 3.5.1 заклав основу для оцінки потенціалу розвитку технологій розподіленої генерації, визначивши та детально описавши **17 ключових критеріїв**. Ці критерії охоплюють широкий спектр аспектів, від техніко-економічної ефективності та впливу на енергосистему до фінансової доцільності, екологічних наслідків, регуляторних вимог та стійкості до зовнішніх загроз. Застосування уніфікованої 3-бальної шкали оцінювання для кожного критерію дозволило створити структуровану основу для подальшого порівняльного аналізу різних технологій розподіленої генерації. Загальні висновки такого аналізу показали основні переваги та недоліки кожної з технологій.

- **Газова генерація** є гнучким і надійним рішенням, особливо для додаткового отримання теплової енергії, але водночас мають високу собівартість енерговиробництва та залежні від доступності палива (природного газу) та газової інфраструктури.

- **ВЕС** мають низьку собівартість виробництва електроенергії (для установок більшої потужності) і не пов'язані з ризиками постачання палива, проте їх ефективність залежить від вітрових умов, а розміщення – може потребувати значних площ.

- **СЕС** також відзначаються низькими експлуатаційними витратами та відсутністю паливних ризиків. Однак їхня генерація істотно залежить від сонячної активності, особливо взимку, і для великих станцій необхідні значні земельні ділянки.

- **Об'єкти біоенергетики** (БГУ і ТЕС на біомасі) дозволяють використовувати місцеві відходи як паливо, забезпечуючи одночасно виробництво електроенергії та тепла. Водночас їх ефективність залежить від налагодженої системи збору та переробки біомаси.

- **УЗЕ** є ключовими для інтеграції змінних ВДЕ, підвищуючи стабільність та автономність енергопостачання, але широке впровадження цих технологій поки що стримується високою вартістю.

- **мГЕС** забезпечують стабільну генерацію за наявності відповідних водних ресурсів, але їхнє поширення обмежене географічними умовами, а також потенційним впливом на екосистеми.

Оптимальний вибір та комбінування різних технологій розподіленої генерації має враховувати місцеві умови, доступність ресурсів, потреби споживачів, економічну доцільність, екологічність, здатність до участі у балансуванні локальної системи.

Регіональний аналіз потенціалу впровадження (див. розділ 3.5.2) показав, що **різні області України мають специфічні переваги для розвитку певних технологій розподіленої генерації**, враховуючи наявні ресурси, інфраструктуру та потреби енергосистеми, з урахуванням відповідних оцінок НЕК «Укренерго», а також потенційні загрози й наслідки в умовах військової агресії росії проти України. Ключові висновки:

- **Газова генерація:** ключовими факторами для розвитку є рівень газифікації, наявність газотранспортної інфраструктури та потреби в маневровій генерації, визначені НЕК «Укренерго».

- **Сонячна генерація:** лідерами є Дніпропетровська, Херсонська та Одеська області. У прифронтових регіонах рекомендовано впроваджувати розосереджені моделі, такі як дахові установки та СЕС малої потужності, для підвищення стійкості до воєнних ризиків.

- **Вітрова генерація:** найбільш перспективними є Запорізька, Херсонська, Миколаївська та Одеська області.

- **Об'єкти біоенергетики:** значний потенціал мають аграрно орієнтовані області, зокрема Вінницька, Дніпропетровська, Київська, Кіровоградська, Одеська, Полтавська, Сумська, Хмельницька, Харківська, Чернігівська, Черкаська.

- **мГЕС:** доцільно розвивати переважно у передгірських та гірських регіонах, таких як Івано-Франківська, Чернівецька, Закарпатська та Львівська області.

- **УЗЕ:** критично важливі для підвищення стійкості енергосистеми, особливо у регіонах з високим рівнем інтеграції ВДЕ (на півдні країни), на прифронтових територіях (Запорізька, Херсонська, Донецька області) а також там, де є обмежений потенціал ВДЕ.

Наведені дані (див. таблицю 3.11) є відправною точкою для реалізації проєктів розподіленої генерації в рамках міжнародної допомоги та державних ініціатив з трансформації енергетичної системи України. Загалом, **стратегічне планування розвитку енергетики громад має базуватися на детальних локальних дослідженнях**, враховуючи унікальний природно-ресурсний, інфраструктурний та соціально-економічний потенціал кожного регіону та особливості кожної територіальної громади.

Для ефективного розвитку розподіленої генерації та мікромереж в Україні, а також враховуючи євроінтеграційні процеси, **необхідно системно підійти до вивчення успішних міжнародних практик**. Розділ 4 присвячено огляду відповідного досвіду таких країн як Німеччина – щодо збалансованого розвитку СЕС і ВЕС, Данія – в контексті оптимального використання біомаси для енергопотреб, Нідерланди та Польща – стосовно ефективного застосування когенерації, Італія – з розвитку малої гідроенергетики, Велика Британія – зі створення мікромереж. Відповідно, розроблено наступні загальні рекомендації для України:

- **Законодавче та регуляторне забезпечення для розвитку розподіленої генерації:** (1) впровадження стабільних механізмів підтримки (таких як аукціони); (2) гарантування пріоритетного доступу об'єктів з використанням ВДЕ до мереж; (3) спрощення дозвільних процедур через мінімізацію бюрократичних перешкод для підключення об'єктів розподіленої генерації.

- **Програмне стимулювання та технічна політика для розвитку сонячної та вітрової енергетики:** (1) запуск масштабних державних програм на зразок програмам з розвитку СЕС на дахах приватних, громадських та комерційних будівель у Німеччині для населення; (2) фінансова підтримка для малих проєктів через доступні кредити, гранти або часткові компенсації; (3) оновлення технічних стандартів для інверторів та іншого обладнання для ефективної інтеграції СЕС і ВЕС в мережу; (4) масштабна модернізація енергетичної інфраструктури, включаючи впровадження трансформаторів з регулюванням напруги та розвиток систем диспетчерського керування; (5) інвестиції у розвиток «розумних мереж»; (6) стимулювання впровадження УЗЕ; (7) розробка та впровадження сучасних систем прогнозування генерації СЕС і ВЕС; (8) стимулювання інтеграції розподіленої генерації із системами теплопостачання та транспорту.

- **Залучення громадськості та формування енергетичних спільнот:** (1) підтримка розвитку місцевих енергетичних ініціатив та кооперативів; (2) проведення інформаційних кампаній та навчання для населення щодо переваг розподіленої генерації.

- **Розвиток біоенергетики:** (1) використання біогазових технологій для утилізації сільськогосподарських відходів, з одночасним виробництвом електричної і теплової енергії; (2) створення кооперативних та муніципальних біогазових станцій; (3) заохочення використання місцевої біомаси (зокрема соломи) для виробництва енергії.

- **Розвиток малої гідроенергетики:** (1) інвентаризація та модернізація існуючих малих ГЕС для підвищення їх ефективності; (2) стимулювання будівництва нових малих ГЕС руслового типу з урахуванням екологічних вимог та інтеграції в місцеві енергосистеми; (3) підтримка створення місцевих енергетичних кооперативів для будівництва та експлуатації малих ГЕС.

- **Поширення розподіленої газової когенерації:** (1) стимулювання впровадження КГУ на промислових підприємствах, у закладах охорони здоров'я та інших об'єктах з постійною потребою в теплі та електроенергії; (2) використання КГУ для модернізації систем ЦТ у громадах; (3) розробка гнучких операційних стратегій та впровадження теплових акумуляторів для оптимізації роботи КГУ.

- **Розвиток мікромереж:** (1) створення автономних енергосистем на базі ВДЕ для невеликих та віддалених населених пунктів з обмеженим доступом до централізованої

мережі; (2) заохочення інтеграції мікромереж у проекти нового будівництва для створення енергоефективних та стійких житлових середовищ; (3) усунення регуляторних бар'єрів та розробка уніфікованих стандартів для підключення мікромереж; (4) створення механізмів фінансової та технічної підтримки для громадських ініціатив у сфері розвитку мікромереж.

Окрім міжнародних практик, розглянуто наявний досвід реалізації проектів в Україні, який виявив низку бар'єрів (див. розділ 5.1), що створюють системні перешкоди для стрімкого розвитку розподіленої генерації та мікромереж у громадах. **Ключові бар'єри** охоплюють три напрями, а саме:

- **Технічні бар'єри:** (1) застаріла мережева інфраструктура, не розрахована на інтеграцію великої кількості малих генеруючих установок, створює складність управління потоками електроенергії та потребує впровадження «розумних мереж»; (2) низькі показники надійності розподільчих мереж, призводять до частих аварійних відключень, особливо в умовах воєнних атак, що впливає на режими роботи енергогенеруючих об'єктів; (3) радіальний принцип побудови мереж (0,4 кВ) не дозволяє ефективно керувати двонаправленими потоками потужності, що спричиняє аварійні відключення та зниження якості електропостачання; (4) складність балансування СЕС та ВЕС обумовлена майже повною відсутністю промислових УЗЕ через відсутність стимулюючих механізмів для їх широкого впровадження; (5) тривале постачання імпортованого обладнання для розподіленої генерації може створювати значні затримки у реалізації проектів; (6) ризик дефіциту палива для об'єктів газової генерації через ворожі обстріли газосховищ і мереж та високу вартість природного газу, зумовлену залежністю від європейських цін.

- **Організаційні бар'єри:** (1) брак кваліфікованих фахівців та недостатня інституційна спроможність громад щодо муніципального енергетичного планування і розвитку проектів; (2) адміністративні ускладнення з боку операторів мереж під час взаємодії із замовниками приєднання, а також обмежений доступ до актуальної статистичної інформації про енергоспоживання громад, що ускладнює повноцінну енергетичну оцінку територій; (3) недостатня обізнаність громадян про переваги розподіленої генерації та відсутність енергоефективної поведінки сповільнюють трансформацію енергетичної системи; (4) відсутність доступу до об'єктивної та структурованої інформації про технологічні рішення та механізми розвитку проектів уповільнює процес.

- **Фінансові бар'єри:** (1) дефіцит бюджетного фінансування; (2) висока вартість кредитів комерційних банків; (3) відсутність дієвих державних механізмів страхування військових ризиків для будівництва нових об'єктів розподіленої генерації.

Для подолання цих бар'єрів запропоновано розгалужену систему рекомендацій, що охоплюють усі три ключові напрями (див. таблицю 5).

Комплекс рішень для усунення технічних бар'єрів в цілому пропонує масштабну модернізацію розподільчих мереж, впровадження інтелектуальних технологій управління, розвиток систем накопичення енергії (УЗЕ) та стимулювання локалізації виробництва обладнання. Основними інструментами для цього є державні ініціативи з розробки та впровадження (1) програм модернізації мережевої інфраструктури, (2) фінансових та інших стимулів для проектів УЗЕ, (3) комбінованих моделей генерації та ін. Впровадження таких заходів належить до компетенції переважно Міненерго та НКРЕКП.

Ключові рекомендації для вирішення організаційних бар'єрів загалом передбачають заходи з підготовки та перепідготовки кадрів для муніципальної енергетики, спрощення адміністративних процедур, підвищення рівня обізнаності громад та створення ефективних інформаційних платформ. Пропонуються такі основні інструменти відповідно: (1) створення та державна підтримка освітніх програм, (2) розширення онлайн-інструментів для муніципальних фахівців, (3) мережування професійних спільнот, (4) запровадження системи енергетичних консультантів із залученням міжнародної підтримки, (5) роз'яснювальні кампанії щодо взаємодії з операторами мереж, зокрема на

етапі приєднання об'єктів генерації до мереж, (6) створення інформаційних онлайн-платформ для широкої популяризації моделей енергетичної автономії та заходів з підвищення енергоефективності для всіх категорій споживачів, (7) інституційна підтримка енергетичних кооперативів та ін. До створення та реалізації таких ініціатив мають приєднуватися насамперед ОМС, а також Держенергоефективності.

Запропоновані рішення для усунення фінансових бар'єрів спрямовані на подолання дефіциту відповідних ресурсів для реалізації енергетичних проєктів та страхування воєнних ризиків. Серед основних інструментів: (1) розробка змішаних моделей фінансування проєктів, (2) створення програми підтримки громад з наданням пільгового кредитування та державних гарантій, (3) звернення до механізму консолідованих облігацій з подальшою розробкою та адаптацією до муніципальних проєктів (на зразок BGK Climate Bonds та ін.), (4) поширення успішної практики застосування механізму ЕСКО-контрактів для проєктів розподіленої генерації, насамперед для об'єктів критичної інфраструктури, (5) запровадження системи страхування воєнних ризиків зі створенням спеціального страхового фонду.

Загалом, розвиток розподіленої генерації в Україні є затребуваним і має значний потенціал. Енергетична трансформація має відбуватися зі збалансованим розвитком генеруючих установок з використанням ВДЕ на виконання національних цілей з енергетики й клімату та стратегічних завдань щодо посилення енергобезпеки країни в цілому. В свою чергу це залежить від належного стимулювання інтеграції УЗЕ та маневрової генерації в енергосистему. Динаміка розвитку таких технологій суттєво залежить від темпів та рівня осучаснення мереж, які потребують масштабної модернізації. На темпи втілення усіх необхідних заходів впливають також умови фінансування, привабливість яких з'являється у відповідь на належні ринкові стимули та попит. Тому регуляторна політика та державна підтримка мають бути спрямовані на розвиток розподіленої генерації, що сприяє посиленню енергостійкості як на рівні громад, так і ОЕС України в цілому. Роль громад є ключовою у поширенні ініціатив енергетичної незалежності серед місцевих споживачів та створенні необхідних для цього інструментів. Подальший розвиток цього напряму потребує **комплексного підходу до розробки та впровадження дієвих рішень для усунення виявлених бар'єрів та потенційних ризиків**, які гальмують подальший розвиток сфери розподіленої генерації в Україні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] GOPA International Energy Consultants GmbH, “Post war development of the renewable energy sector in Ukraine,” Energy Community, 2024. [Онлайн]. Доступно: <https://www.energy-community.org/dam/jcr:063d888c-dd3d-469c-a2b3-68d6130b30f5/intec%202024%20UA%20post%20war%20RE%20Development.pdf>
- [2] Energy Map, “Інформація щодо масованих ударів по критичній інфраструктурі України.” Січень 16, 2025. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <http://map.ua-energy.org/uk/resources/12f3148d-841a-478d-b9ed-72bf0764b286/>
- [3] “Міненерго оцінює втрати потужностей ТЕС у 78%, атомної генерації – у 44% | Українська Енергетика.” Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ua-energy.org/uk/posts/minenerho-otsiniuie-vtraty-potuzhnostei-tes-u-78-atomnoi-henerat-sii-u-44>
- [4] IEA, “Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System – Analysis,” IEA, Paris, Грудень 2024. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system>
- [5] Oleksii Mykhailenko, Igor Piddubnyi, “Ukraine against darkness: Pathways to a resilient and decentralised power system in Ukraine until 2030,” Instat, Kyiv, Policy paper, Листопад 2024.
- [6] Economichna Pravda, “Russia has destroyed 9.2GW of Ukrainian power generation, EU ambassador says,” Ukrainska Pravda. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.pravda.com.ua/eng/news/2024/06/3/7458900/>
- [7] DiXi Group, “Winter Outlook 2024/2025: Electricity,” DiXi Group. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://dixigroup.org/en/analytic/winter-outlook-2024-2025-electricity-2/>
- [8] IEA, “Ukraine - Countries & Regions. Sources of electricity generation,” IEA. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/countries/ukraine/electricity>
- [9] IAEA, “IAEA: Nuclear Safety, Security and Safeguards in Ukraine - Ukraine | ReliefWeb,” Analysis, Лютий 2023. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://reliefweb.int/report/ukraine/iaea-nuclear-safety-security-and-safeguards-ukraine>
- [10] IAEA, “Communication from the Permanent Mission of Ukraine to the Agency,” IAEA, Серпень 28, 2024. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iaea.org/publications/documents/infcircs/communication-from-the-permanent-mission-of-ukraine-to-the-agency-35>
- [11] Igor Piddubnyi, Dmytro Goriunov, “Assessment of damages and losses to Ukraine’s energy sector due to russia’s full-scale invasion,” KSE, Травень 2024. [Онлайн]. Доступно: https://dtek.com/content/upload/urc/Kyiv%20School%20of%20Economics_2024.pdf
- [12] Ministry of Economy of Ukraine and Kyiv School of Economics (KSE), “Investment guide ukraine,” KSE, Травень 2024. [Онлайн]. Доступно: [https://cdn.prod.website-files.com/621f88db25fbf24758792dd8/66673120c02fe81b61d75096_Ukraine%20Investment%20Guide%202024%20\(2\)_compressed.pdf](https://cdn.prod.website-files.com/621f88db25fbf24758792dd8/66673120c02fe81b61d75096_Ukraine%20Investment%20Guide%202024%20(2)_compressed.pdf)
- [13] “Унаслідок ворожих атак ДТЕК втратив 90% потужностей,” espreso.tv. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://espreso.tv/ekonomika-unaslidok-vorozhikh-atak-dtek-vtrativ-90-potuzhnostey-nazvano-poperednyu-sumu-zbitkiv>

- [14] “ДТЕК планує відновити до жовтня 60-70% зруйнованої через обстріли генерації,” Інтерфакс-Україна. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://interfax.com.ua/news/economic/1002216.html>
- [15] Kateryna Denisova, “Zelensky: Russia targets Kaniv, Dniester hydroelectric power plants overnight,” The Kyiv Independent. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://kyivindependent.com/zelensky-russia-targets-kaniv-dniester-hydroelectric-power-plants-overnight/>
- [16] “Удар росії: пошкоджена Київська ГЕС, Луцьк і відключення світла,” BBC News Україна. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.bbc.com/ukrainian/articles/cr7r92yу5nmo>
- [17] Ukraine Invest, “Investment Opportunity of Energy Sector,” 2024. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ukraineinvest.gov.ua/wp-content/uploads/2024/08/energy-sector-of-ukraine-1.pdf>
- [18] United Nations (UN), “Escalating Attacks on Ukraine’s Civilian, Energy Infrastructure Making Humanitarian Aid Delivery Even More Dangerous, Relief Chief Tells Security Council | Meetings Coverage and Press Releases.” Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://press.un.org/en/2024/sc15695.doc.htm>
- [19] “Установлена потужність гідроелектростанцій станом на 01.06.2024р.,” Укргідроенерго. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://uhe.gov.ua/>
- [20] Інститут відновлюваної енергетики НАНУ (за редакцією С. О. Кудрі), Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України, 3 вид. Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2024. doi: 10.36296/atlas-2024.
- [21] “Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання,” Офіційний вебпортал парламенту України. Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/761-2024-%D1%80>
- [22] Ігор Василик, “Перспективи використання сонячних електростанцій в Україні до 2030 року - Pravda.If.Ua: Новини твого міста,” <https://pravda.if.ua/>. Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://pravda.if.ua/perspektivi-vikoristannya-sonyachnikh-elektrostantsii-v-ukrayini-do-2030-roku/>
- [23] “Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року,” Офіційний вебпортал парламенту України. Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/373-2023-%D1%80>
- [24] В. Омельченко, “Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни,” Разумков Центр. Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://razumkov.org.ua/statti/sector-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
- [25] ДП «Гарантований покупець», “Сектор Сонячної Енергетики України: Поточний Стан Та Нові Виклики — ProfBuild,” “Prof Build” - Всеукраїнський діловий інформаційно - аналітичний журнал про сучасному будівництві. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.profbuild.in.ua/uk/vsi-statti-zhurnala-prof-build/5933-sektor-sonyachnoji-energetiki-ukrajini-potochnij-stand-ta-novi-vikliki>

- [26] Лариса Білозерова, “Сонячна генерація: змінюються масштаб та географія об’єктів | Українська Енергетика,” Українська Енергетика (UE). Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ua-energy.org/uk/posts/tryfonivska-ses-foto-dtek>
- [27] А. Мерзляков, “Стан та перспективи розвитку сектора зеленої енергетики в Україні з урахуванням європейського досвіду,” Економіка та суспільство, № 67, Вересень 2024, doi: 10.32782/2524-0072/2024-67-41.
- [28] Данило Крамаренко, “Зростання до 27%. Що саме пропонує план ‘зеленої’ енергетики України до 2030 року,” РБК-Україна. Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.rbc.ua/rus/news/zrostannya-27-shcho-same-proponue-plan-zelenoyi-1724000519.html>
- [29] Асоціація Сонячної Енергетики України, “Владислав Соколовський: ‘Ми вистояли, ми рухаємося вперед’ - Асоціація Сонячної Енергетики України.” Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://aseu.org.ua/vladyslav-sokolovskyj-my-vystoialy-my-rukhaemosia-vpered/>
- [30] “Про схвалення Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 - 2026 роках,” Офіційний вебпортал парламенту України. Дата звернення: Січень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/713-2024-%D1%80>
- [31] Danish Energy Agency (DEA), “Urgent technology catalogue for Ukraine,” Danish Energy Agency (DEA), Technology catalogue, Січень 2024. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ea-energianalyse.dk/en/cases/urgent-technology-catalogue-for-ukraine/>
- [32] “Про альтернативні джерела енергії,” Офіційний вебпортал парламенту України. Дата звернення: Січень 27, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/555-15>
- [33] Валерій Моїсєєв, “Вистояла під ударами агресора: як зараз виглядає гідроенергетика України,” The Page. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://thepage.ua/ua/economy/stan-gidroenergetiki-ukrayini-u-cherвні-2024-гоку>
- [34] Міністерство енергетики України, “В країні є мережеві обмеження через постійні російські атаки на підстанції - міністр енергетики | Міністерство енергетики України.” Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://mev.gov.ua/novyna/v-krayini-ye-merezhevi-obmezheniya-через-postiyni-rosiyski-ataky-na-pidstantsiyi-ministr>
- [35] Українська Енергетика (UE), “ТОП-5 викликів української енергетики у третю зиму великої війни | Українська Енергетика.” Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ua-energy.org/uk/posts/top-5-vyklykiv-ukrainskoi-enerhetyky-u-tretiu-zymu-velykoi-viin>
у
- [36] UN Human Rights, “Attacks on Ukraine’s Energy Infrastructure: Harm to the Civilian Population | United Nations in Ukraine,” UN, Bulletin, Вересень 2024. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ukraine.un.org/en/278992-attacks-ukraine%E2%80%99s-energy-infrastructure-harm-civilian-population>,
<https://ukraine.un.org/en/278992-attacks-ukraine%E2%80%99s-energy-infrastructure-harm-civilian-population>

- [37] “Energy crisis in Ukraine: Zelensky appeals for European support amid Russian devastation,” New Voice. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://english.nv.ua/nation/ukraine-lost-80-percent-of-heat-generation-and-a-third-of-hydro-generation-volodymyr-zelensky-50426203.html>
- [38] S. Nies, O.Savytskyi, “Six options to boost power grid transfers from Continental Europe to Ukraine, for the next two winters | GDU,” Green Deal Ukraina (GDU) - HZB, Berlin/Kyiv, Серпень 2024. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://greendealukraina.org/products/analytical-reports/six-options-to-boost-power-grid-transfers-from-continental-europe-to-ukraine-for-the-next-two-winters>
- [39] Альона Вишницька, “Чому відновлювана енергетика — це запорука безпеки для України під час та після війни | Heinrich Böll Stiftung | Київ – Україна.” Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ua.boell.org/uk/2023/02/22/chomu-vidnovlyuvana-enerhetyka-tse-zaporuka-bezpeky-dlya-ukrayiny-pid-chas-ta-pislya>
- [40] L. C. Hrazhdan Olena, “Explained: How Bad Is Ukraine’s Energy Situation?,” Kyiv Post. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.kyivpost.com/post/35398>
- [41] Andrian Prokip, “Three Key Pillars for Ukrainian Energy Supplies to Get Through Next Winter | Wilson Center,” Wilson Center. Дата звернення: Січень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.wilsoncenter.org/blog-post/three-key-pillars-ukrainian-energy-supplies-get-through-next-winter>
- [42] Міненерго, “Як влаштована енергосистема України та що на неї впливає - Міненерго,” Прикарпаття Обленерго. Дата звернення: Січень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.oe.if.ua/uk/articles/672497d159d90f4f6428dffa>
- [43] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary - Details for IEV number 617-04-20: ‘distributed energy resources.’” Дата звернення: Травень 16, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-20>
- [44] “Using Distributed Energy Resources, A How-To Guide for Federal Facility Managers,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO (US), DOE/GO-102002-1520, Травень 2002. Дата звернення: Травень 16, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.osti.gov/biblio/15000472>
- [45] Ю.М. Бондаренко, В.М. Гомонай, “Реконструкція підстанцій. Світові тенденції.” CIGRE Ukraine. [Онлайн]. Доступно: https://cigre.org.ua/wp-content/uploads/2021/02/Реконструкція-підстанцій.-Світові-тенденції.pdf?utm_source
- [46] IEA, “Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources – Analysis,” IEA, Paris, Травень 2022. Дата звернення: Травень 16, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>
- [47] IEA, “Net Zero by 2050,” IEA, Paris, Травень 2021. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [48] IEA, “Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Markets and Developing Economies – Analysis,” IEA, Paris, Червень 2023. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/reports/unlocking-smart-grid-opportunities-in-emerging-markets-and-developing-economies>

- [49] ACER, CEER, “Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report (MMR),” Вересень 2023. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_MMR_Energy_Retail_Consumer_Protection.pdf
- [50] The European Commission, “Recommendation 2012/148 - 2012/148/EU: Commission Recommendation of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems - EU monitor.” Official Journal of the European Union, Вересень 3, 2012. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012H0148&from=EN>
- [51] НЕК «Укренерго», “Конкурс на будівництво генеруючої потужності.” Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/konkurs-na-budivnytstvo-generuyuchoyi-potuzhnosti/
- [52] НЕК “Укренерго,” “Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей - 2019,” НЕК “Укренерго,” 2019. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ukrenergosexport.com/sites/default/files/2020-03/zvitotcinkividpovidnosti-generuyuchyh-potuzhnostey-2019-200313120710.pdf>
- [53] “Динаміка і структура споживання електроенергії в Україні,” Всеукраїнська Енергетична Асамблея. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://uaea.com.ua/dysp/ee-cons.html>
- [54] НЕК Укренерго, Форум «Децентралізована генерація. Нові можливості для бізнесу та громад» 5 серпня 2024 Частина I, (Серпень 8, 2024). Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн Video]. Доступно: <https://www.youtube.com/watch?v=BGRE0xbI6sg>
- [55] IEA, “World Energy Outlook 2024 – Analysis,” IEA, Paris, Жовтень 2024. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- [56] IEA, “Annual direct CO2 emissions avoided per 1 GW of installed capacity by technology and displaced fuel,” IEA. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-direct-co2-emissions-avoided-per-1-gw-of-installed-capacity-by-technology-and-displaced-fuel>
- [57] IRENA, “Renewable energy and jobs: Annual review 2023,” IRENA – International Renewable Energy Agency, 2023. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.irena.org/Digital-Report/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2023>
- [58] IRENA, “Smart electrification of end-use sectors: Benefits for distribution grids,” IRENA – International Renewable Energy Agency, Вересень 2024. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Smart-electrification-of-end-use-sectors-Benefits-for-distribution-grids>
- [59] НКРЕКП, “НКРЕКП підготувала відповіді на запитання по темі можливого перегляду тарифів на централізоване водопостачання та централізоване водовідведення (ЦВВ).” Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.nerc.gov.ua/news/nkrekp-pidgotuvava-vidpovid-na-zapitannya-po-temi-mozhlyvogo-pereglyadu-tarifiv-na-centralizovane-vodopostachannya-ta-centralizovane-vodovidvedennya-cv>
- [60] А. Коханчук, “Сонячні панелі допомагають водоканалу Вознесенська перекривати 25% споживання електроенергії,” МикВісті, Червень 12, 2024. Дата звернення: Травень 21,

2025. [Онлайн]. Доступно: <https://nikvesti.com/news/public/vstanovleno-novi-sonyachni-paneli-u-vozneseusku-ua>
- [61] Екоclub, “Історія успіху із Вознесенська: як працює перша в країні сонячна електростанція 50 кВт на міському водоканалі,” Екоclub - природоохоронна громадська організація. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://ecoclubrivne.org/vozneseusk_ses/
- [62] Іванна Антонюк, “Сонце для води: як водоканал у Вознесенську переходить на сонячну енергетику,” Еко.Район, Серпень 29, 2023. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://eco.rayon.in.ua/topics/628364-sontse-dlya-vodi-yak-vodokanal-u-vozneseusku-pereyshov-na-sonyachnu-energetiku>
- [63] Кабінет Міністрів України, “Про затвердження Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств водопостачання та водовідведення, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2030 року,” Офіційний вебпортал парламенту України. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1133-2024-%D1%80>
- [64] Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України, “Українські громади стали більш енергоефективними: підсумки восьмирічної співпраці Держенергоефективності та проекту ГЕФ/ПРООН.” Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://sae.gov.ua/news/ukrayinski-gromadi-stali-bils-energoefektivnimi-pidsumki-vosmiricnoyi-spivpraci-derzenergoefektivnosti-ta-projektu-gef-proon>
- [65] “Етап закупівель ESCO - Purchasing stage ESCO - Показники,” Qlik Sense Hub. Дата звернення: Травень 21, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://bi.prozorro.org/sense/app/d1761057-f10b-4450-a4ca-77c0a2416986/sheet/HbXjQep/state/analysis>
- [66] Міністерство освіти і науки України, “Про забезпечення виконання рішень із стабілізації роботи об’єднаної енергетичної системи України,” Липень 5, 2024. Дата звернення: Травень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://osvita.ua/legislation/other/92503/>
- [67] Аліна Мох, “Хмельницька інфекційна лікарня отримала власну сонячну електростанцію,” Сайт «Є». Дата звернення: Травень 23, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://ye.ua/sypilstvo/72140_Hmelnicka_infekciyna_likarnya_otrimala_vlasnu_sonyachnu_elektrostantsiyi.html
- [68] “У Конотопі встановлюють сонячну електростанцію для потреб лікарні – Конотопська міська рада,” Конотопська міська рада. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://konotop-rada.gov.ua/u-konotopi-vstanovliuiut-soniachnu-elektrostantsiiu-dlia-potreb-likarni/>
- [69] Міністерство охорони здоров’я України, “На 130 закладах «первинки» встановлять сонячні електростанції,” Міністерство охорони здоров’я України. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://moz.gov.ua/uk/na-130-zakladah-pervinki-vstanovlyat-sonyachni-elektrostantsiyi?utm_
- [70] “Україна отримала сонячні панелі для 1,5 тисяч медзакладів - Ляшко,” Укрінформ, Жовтень 16, 2024. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ukrinform.ua/rubric-society/3916602-ukraina-otrimala-sonacni-paneli-dla-15-tisac-medzakladiv-lasko.html>

- [71] USAID, “Методологія розроблення мікромереж,” USAID / Проєкт енергетичної безпеки (ПЕБ), Київ, Липень 2024. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2025/01/DER_Microgrid-Methodology-Report-UKR.pdf
- [72] Лариса Білозерова, “Уроки війни: як громади впроваджують об’єкти розподіленої генерації,” Українська енергетика (UA-Energy). Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ua-energy.org/uk/posts/uroky-viiny-iak-hromady-vprovadzhuut-objekty-rozpodilenoj-heneratsii>
- [73] USAID, “USAID Проєкт енергетичної безпеки допоможе впровадити розподілену генерацію в місті Тернопіль,” USAID Energy Security Project. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://energysecurityua.org/ua/novyny/usaid-proiekt-enerhetychnoi-bezpeky-dopomozhe-vprova-dyty-rozpodilenu-heneratsiiu-v-misti-ternopil/>
- [74] Національний банк України, “Банки за дев’ять місяців профінансували проєкти з відновлення енергетичної інфраструктури на понад 14 млрд грн – результати опитування банків,” Національний банк України. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://bank.gov.ua/ua/news/all/banki-za-devyat-misyatsiv-profinansovali-proyekti-z-vidnovlenn-ya-energetichnoyi-infrastrukturi-na-ponad-14-mlrd-grn--rezultati-opituvannya-bankiv>
- [75] Кабінет Міністрів України, Про затвердження Порядку надання фінансової державної підтримки фізичним особам, які встановлюють у власних домогосподарствах генеруючі установки, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, 2024. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/673-2024-%D0%BF>
- [76] Кабінет Міністрів України, Про надання фінансової державної підтримки. 2020. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/28-2020-%D0%BF>
- [77] Фонд енергоефективності, “‘ВідновиДІМ’ та ‘ГрінДІМ’: Підготовка до нового етапу,” Фонд Енергоефективності. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://eefund.org.ua/novyny/vidnovydim-ta-grindim-pidgotovka-do-novogo-etapu/>
- [78] “Вінниця компенсує 40% вартості встановлення сонячних станцій,” Телеканал ВІТА ТБ. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://vitatv.com.ua/misto/vinnytsya-kompensuye-40-vartosti>
- [79] О. Яворський, “Кияни можуть отримати компенсацію за придбання генераторів та сонячних батарей: як саме,” ШоТам. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://shotam.info/kyiany-mozhut-otrymaty-kompensatsiiu-za-prydbannia-heneratoriv-ta-soniac-hnykh-batarey-iak-same/>
- [80] Пресслужба ЛМР, “Мешканці Львова подають заявки на отримання від міста компенсацій за придбання сонячних панелей, інверторів та акумуляторів — Львівська міська рада,” Львівська міська рада (ЛМР). Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://city-adm.lviv.ua/news/economy/302975-meshkantsi-lvova-podaiut-zaiavky-na-kompensatsiiu-vartosti-za-soniachni-paneli-invertory-ta-akumulatory>

- [81] А. Бальчінос, “У Миколаєві вирішили компенсувати 50% вартості генераторів та електростанції,” Інтеніт. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://intent.press/news/localgovernment/2024/u-mikolayevi-virishili-kompensuvati-50-vartosti-generatoriv-ta-elektrostantsiy/>
- [82] Укрінформ, “На Закарпатті ухвалили програму компенсацій тим, хто встановлює сонячні електростанції,” Укрінформ, Липень 26, 2024. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ukrinform.ua/rubric-regions/3889351-na-zakarpatti-uhvalili-programu-kompensacij-tim-hto-vstanovlue-sonacni-elektrostantsii.html>
- [83] Кабінет Міністрів України, Постанова Кабінету Міністрів України №761 від 14 червня 2024 р. “Про затвердження Порядку використання коштів, передбачених у державному бюджеті для надання компенсації за встановлення приватними домогосподарствами генеруючих установок та/або систем накопичення енергії.” 2024. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/761-2024-%D0%BF>
- [84] Кабінет Міністрів України, Постанова Кабінету Міністрів України №676 від 10 вересня 2014 р. “Про затвердження Порядку використання коштів, передбачених у державному бюджеті для реалізації заходів, спрямованих на забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів та енергозбереження.” 2014. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/676-2014-%D0%BF>
- [85] Кабінет Міністрів України, Постанова Кабінету Міністрів України №77 від 14 лютого 2018 р. “Про Деякі питання Державної інспекції енергетичного нагляду України.” 2018. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/77-2018-%D0%BF>
- [86] “Податківці при використанні генераторів вимагають ще й сплату екоподатку,” Дебет-Кредит (ДТКТ). Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://news.dtkr.ua/taxation/other/80450-podatkivci-pri-vikoristanni-generatoriv-vimagaiut-shhe-i-splatu-ekopodatku>
- [87] Міністерство охорони здоров'я України, Наказ Міністерства охорони здоров'я України №463 від 22.02.2019 “Про затвердження Державних санітарних норм допустимих рівнів шуму в приміщеннях житлових та громадських будинків і на території житлової забудови.” 2019. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0281-19>
- [88] Міністерство Внутрішніх Справ України, Наказ Міністерства внутрішніх справ України № 1417 від 30.12.2014 “Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні”. 2014. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0252-15>
- [89] Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 654 від 15.10.2015 “Про затвердження Інструкції про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії.” 2015. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0153-16>
- [90] Міністерство енергетики України, Данське енергетичне агентство, “Каталог критично важливих технологій для енергетичного сектору України,” Міністерство енергетики України, Київ, Січень 2024. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно:

<https://www.mev.gov.ua/storinka/kataloh-krytychno-vazhlyvykh-tekhnologiy-dlya-enerhetychno-ho-sektoru-ukrayiny>

[91] “Коефіцієнт використання потужності українських СЕС становив 14%,” Ю-ГАЗ. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ug-gaz.com/news/novini-galuzi/koeficiyent-vikoristannya-potuzhnosti-ukrajinskih-s-es-stanoviv-14>

[92] Верховна Рада України, Закон України №2059-VIII від 23 травня 2017 р. “Про оцінку впливу на довкілля”. 2017. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2059-19>

[93] В.І. Осадчий, А.І. Шерешевський, “Поверхневі Води Та Водні Ресурси,” World Data Center. Дата звернення: Травень 24, 2025. [Онлайн]. Доступно: <http://wdc.org.ua/atlas/4090100.html>

[94] “Інвестиційна карта України,” Investment map of Ukraine. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://investmentmap.com.ua/ua/>

[95] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “About RE Explorer,” Renewable Energy (RE) Explorer. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.re-explorer.org/about>

[96] Energypedia, “Energy Transition in Germany ‘Energiewende,’” Energypedia. [Онлайн]. Доступно: https://energypedia.info/wiki/Energy_Transition_in_Germany_%E2%80%9CEnergiewende%E2%80%9D

[97] “Why Ukraine should develop distributed generation?” GOLAW Law Firm. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://golaw.ua/insights/energy-alert/chomu-ukrayini-varto-rozvivati-rozpodilenu-generacziyu/>

[98] Mareike Moraal, Lalitha Shan, “Understanding the German Nuclear Exit,” Heinrich Böll Stiftung, Washington, DC, Квітень 2023. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://us.boell.org/en/2023/04/21/understanding-german-nuclear-exit>

[99] “The German Feed-in Tariff,” FuturePolicy. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.futurepolicy.org/climate-stability/renewable-energies/the-german-feed-in-tariff/>

[100] Leonard Sanford, “Dealing with the 50.2 Hz problem,” Modern Power Systems, Січень 1, 2013. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.modernpowersystems.com/analysis/dealing-with-the-50-2-hz-problem/>

[101] Darryn Van Hout, “Retrofitting of pv systems to solve 50.2 hz problem planned,” Australian Solar Quotes, Вересень 20, 2011. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.australiansolarquotes.com.au/blog/2011/09/20/retrofitting-of-pv-systems-to-solve-50-2-hz-problem-planned/>

[102] Staff Writer, “Dealing with the 50.2 Hz problem,” NS Energy, Грудень 31, 2012. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.nsenergybusiness.com/analysis/featuredealing-with-the-50-2-hz-problem/>

[103] Tessa Beach, Alina Kozinda, Vivek Rao, “Advanced Inverters for Distributed PV: Latent Opportunities for Localized Reactive Power Compensation,” Cal x Clean Coalition Energy C226, 2013.

- [104] Markus Vrieling, “The 50.2 Hz. problem,” Premier Broker in Renewable Energy Sources in Europe. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://resbroker.wordpress.com/2012/07/15/the-50-2-hz-problem/>
- [105] Jack McGovan, “Solar power poses no risk to German grid stability even at peak feed-in times – industry,” Clean Energy Wire, Лютий 18, 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cleanenergywire.org/news/solar-power-poses-no-risk-german-grid-stability-even-peak-feed-times-industry>
- [106] Y. G. Landera et al., “A Review of Grid Connection Requirements for Photovoltaic Power Plants,” *Energies*, т. 16, № 5, Березень 2023, doi: 10.3390/en16052093.
- [107] PV Europe, “Fact check: No increased blackout risk when sun is out,” PV Europe, Травень 13, 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.pveurope.eu/markets/fact-check-no-increased-blackout-risk-when-sun-out>
- [108] IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems,” International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2022. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Grid_Codes_Renewable_Systems_2022.pdf?rev=986f108cbe5e47b98d17fca93eee6c86
- [109] B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas, A. Marian, “The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids,” *Renewable Energy*, т. 119, С. 129–141, Квітень 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.11.045.
- [110] K. Makinde, D. Akinyele, A. Amole, A. Amole, “Voltage Rise Problem in Distribution Networks with Distributed Generation: A Review of Technologies, Impact and Mitigation Approaches,” С. 575–600, Вересень 2021, doi: 10.52549/ijeei.v9i3.2971.
- [111] J. Holweger, L. Bloch, C. Ballif, N. Wyrsh, “Mitigating the impact of distributed PV in a low-voltage grid using electricity tariffs,” *Electric Power Systems Research*, т. 189, Грудень 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106763.
- [112] Jan von Appen et al., “Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, т. 11, № 2, С. 55–64, Квітень 2013, doi: 10.1109/MPE.2012.2234407.
- [113] Smolka, Thomas et al., “Solving the problem of excessive voltage rises caused by rooftop solar using voltage-regulating distribution transformers (VRDT): a regulatory and technical evaluation,” presented at the Techcon 2019, Sydney, NSW Australia: Techcon, Квітень 2019, с. 45. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://espace.library.uq.edu.au/view/UQ:86be273>
- [114] IEA PVPS, “Reactive Power Management with Distributed Energy Resources,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), IEA PVPS Task 14 IEA-PVPS T14-16:2024, Березень 2024. [Онлайн]. Доступно: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/04/Reactive_power_management_with_DERs.pdf
- [115] “Аналіз ринку зберігання енергії в 14 європейських країнах: майбутні гарячі точки - Німеччина, Італія, Польща,” Huntkey & GreVault Battery Energy Storage Systems. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.huntkeyenergystorage.com/uk/energy-storage-market-analysis-in-14-european-countries/>
- [116] Katerina Simou, Friederike Berger, Anastasiia Komshakova, “Smart grids in Germany: Current situation,” Sino-German Energy Partnership, Beijing, Серпень 2022. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно:

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Projektarchiv/Entrans/Smart_Grids_in_Germany_Current_Situation_EN.pdf

[117] Carolina Kyllmann, “German grid operators allowed to throttle electricity in bid for faster expansion of heat pumps, EV chargers,” *Clean Energy Wire*, Листопад 28, 2023. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно:

<https://www.cleanenergywire.org/news/german-grid-operators-allowed-throttle-electricity-bid-faster-expansion-heat-pumps-ev-chargers>

[118] J. S. Jones, “Germany mandates smart metering from 2025,” *Smart Energy International*. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно:

<https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/germany-mandates-smart-metering-from-2025/>

[119] IEA, “Germany 2025: Energy Policy Review,” International Energy Agency (IEA), Paris, France, Квітень 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7fea0ad0-1cc1-45e9-810b-2d602e64642f/Germany2025.pdf>

[120] A. Roth, C. Gaete-Morales, D. Kirchem, and W.-P. Schill, “Power sector benefits of flexible heat pumps in 2030 scenarios,” *Commun Earth Environ*, т. 5, № 1, С. 1–12, Листопад 2024, doi: 10.1038/s43247-024-01861-2.

[121] J. von Appen, M. Braun, “Sizing and Improved Grid Integration of Residential PV Systems With Heat Pumps and Battery Storage Systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, т. 34, № 1, С. 562–571, Березень 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2892396.

[122] Leo Ganz, “The Combination of Heat Pumps and PV Systems in Germany,” *Solar & Storage DigiCon*. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.solarstorage-digicon.com/main-events/the-combination-of-heat-pumps-and-pv-systems-in-germany/>

[123] A. Bloeb, “Enhanced energy system transformation through power and heat sector coupling,” Technische Universität Berlin, 2020, doi: 10.14279/depositonce-9877.

[124] Nikola Botzov et al., “Task 35 Flexible Sector Coupling by the Implementation of Energy Storage Executive Summary,” International Energy Agency – Energy Storage Technology Collaboration Programme (IEA ES TCP), Berlin, Germany, Листопад 2023. [Онлайн]. Доступно:

https://iea-es.org/wp-content/uploads/public/ES_TCP_Task_35_Executive-Summary_2024-10-14-1.pdf

[125] E. Blasius, “Possible role of power-to-vehicle and vehicle-to-grid as storages and flexible loads in the German 110 kV distribution grid,” *Front. Energy*, т. 11, № 2, С. 146–154, Червень 2017, doi: 10.1007/s11708-017-0475-5.

[126] IEA, “Germany - Countries & Regions,” International Energy Agency (IEA). Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.iea.org/countries/germany>

[127] S. Yuen, “Germany added 14GW of new solar capacity in 2023,” *PV Tech*. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.pv-tech.org/germany-added-14gw-of-new-solar-capacity-in-2023/>

[128] Lars Borchert, “Citizen participation as the key to energy transition success,” *Clean Energy Wire*, Березень 10, 2015. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cleanenergywire.org/news/citizen-participation-key-energy-transition-success>

- [129] Benjamin Wehrmann, “Solar power in Germany – output, business & perspectives,” Clean Energy Wire, Лютий 23, 2024. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives>
- [130] Bhawna Tyagi et al., “Global Perspectives on Rooftop Solar Energy: A Deep Dive on How Leading Economies Advance Rooftop Solar Energy Adoption,” Council on Energy, Environment and Water (CEEW), New Delhi, India, Вересень 2024. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ceew.in/publications/rooftop-and-distributed-solar-pv-development-of-leading-nations>
- [131] Global Solar Council, SolarPower Europe, “Distributed Solar in Germany,” Global Solar Council, Травень 2024. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <http://www.globalsolarcouncil.org/our-work/empowering-people-with-solar-pv/distributed-solar-in-germany/>
- [132] “Photovoltaik in Deutschland,” Wikipedia. Березень 22, 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Photovoltaik_in_Deutschland&oldid=254432556#cite_note-MaStR2024-16
- [133] E. Hartvigsson, M. Odenberger, P. Chen, E. Nyholm, “Estimating national and local low-voltage grid capacity for residential solar photovoltaic in Sweden, UK and Germany,” Renewable Energy, Elsevier, т. 171, С. 915–926, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.02.073.
- [134] Benjamin Wehrmann, “German onshore wind power – output, business and perspectives,” Clean Energy Wire, Січень 31, 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/german-onshore-wind-power-output-business-and-perspectives>
- [135] N. Enzensberger, W. Fichtner, O. Rentz, “Evolution of local citizen participation schemes in the German wind market,” IJGEI, т. 20, № 2, с.191, 2003, doi: 10.1504/IJGEI.2003.005303.
- [136] Leonard Hülsmann, Thomas Ackermann, Jan-David Schmidt, “International Good Practices in Renewable Distributed Generation,” GET.transform (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH), Bonn, Germany, GET.transform Technical Brief, Липень 2023. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.get-transform.eu/wp-content/uploads/2023/07/GET.transform-Brief_Good-Practices-in-RE-DG.pdf
- [137] Kerstine Appunn, Ruby Russell, “Set-up and challenges of Germany’s power grid,” Clean Energy Wire, Червень 10, 2021. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/set-and-challenges-germanys-power-grid>
- [138] S. Evans, Rosamund Pearce, “Mapped: How Germany generates its electricity,” Carbon Brief. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.carbonbrief.org/how-germany-generates-its-electricity/>
- [139] Bernhard Ernst et al., “Large-Scale Wind and Solar Integration in Germany,” Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA (United States), PNNL-19225, Лютий 2010. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/pnnl-19225.pdf
- [140] P. Lague, “Preparing Germany’s grid to bridge the north-south renewables gap,” Power Engineering International. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно:

<https://www.powerengineeringint.com/smart-grid-td/td-infrastructure/preparing-germanys-grid-to-bridge-the-north-south-renewables-gap/>

[141] M. B. Siddique, J. Thakur, “Assessment of curtailed wind energy potential for off-grid applications through mobile battery storage,” *Energy*, т. 201, Червень 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117601.

[142] Muhammad Bilal Siddique, “Techno-economic analysis of mobile battery storage systems to utilize curtailed wind energy in Germany for off-grid applications,” Master of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management, 2019. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2%3A1373049/FULLTEXT01.pdf>

[143] Julian Wettengel, “Germany’s needs and costs for grid management down in 2024 – network agency,” *Clean Energy Wire*, Квітень 4, 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-needs-and-costs-grid-management-down-2024-network-agency>

[144] Reuters, “New north-south German power line expected in mid-2027,” *Reuters*, Квітень 15, 2025. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.reuters.com/business/energy/new-north-south-german-power-line-seen-mid-2027-2025-04-15/>

[145] Reuters, “Amprion, Hitachi Energy sign over \$2 bln contract for German converter stations,” *Reuters*, Грудень 20, 2024. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.reuters.com/business/energy/amprion-hitachi-energy-sign-over-2-bln-contract-german-converter-stations-2024-12-20/>

[146] Baker McKenzie, “Germany: Energy storage strategy — more flexibility and stability,” Baker McKenzie InsightPlus. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/projects/germany-energy-storage-strategy-more-flexibility-and-stability>

[147] Next Kraftwerke, “Was sind Einspeisemanagement (Eisman) und Abregelung?,” Next Kraftwerke. Дата звернення: Травень 25, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement>

[148] Bundesverband WindEnergie e.V., “Redispatch 2.0,” BWE e.V. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.wind-energie.de/themen/netze/redispatch/>

[149] L. Li et al., “Review of frequency regulation requirements for wind power plants in international grid codes,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, т. 187, Листопад 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113731.

[150] VDE FNN, “Technical Connection Rules for High-Voltage (VDE-AR-N 4120),” VDE FNN. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/tar-for-high-voltage>

[151] VDE FNN, “Technical Connection Rules for Medium-Voltage (VDE-AR-N 4110),” VDE FNN. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/tcr-for-medium-voltage>

[152] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, W. Stemmet, K. Folly, “Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance,” in *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*, Липень 2012, С. 1–7. doi: 10.1109/PowerAfrica.2012.6498636.

- [153] ENERCON, “ENERCON Features | Flexible equipment options | Yield-optimised operating modes,” ENERCON. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.enercon.de/en/wind-turbines/features>
- [154] Next Kraftwerke, “What is Frequency Containment Reserve (FCR)?,” Next Kraftwerke. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/frequency-containment-reserve-fcr>
- [155] 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, “Präqualifizierte Leistung in Deutschland,” Regelleistung.net, Січень 2023. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland\(standard01.01.2023\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland(standard01.01.2023).pdf)
- [156] Vattenfall Energy Trading GmbH, “Control energy: How does the market work and which power plants does Vattenfall use?,” Vattenfall Energy Trading. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://energysales.vattenfall.de/en/publications/articles/control-energy-how-does-the-market-work-and-which-power-plants-does-vattenfall-use>
- [157] ENTSO-E, “Synchronous Condensers,” ENTSO-E Technopedia. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/synchronous-condenser/>
- [158] Siemens Energy, “Synchronous condenser,” Siemens Energy. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.siemens-energy.com/us/en/home/products-services/product/synchronous-condenser.html>
- [159] Bundesnetzagentur, “Versorgungsunterbrechungen Strom 2023,” Bundesnetzagentur. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241111_SAIDI_Strom.html
- [160] D. Ohlhorst, “Germany’s energy transition policy between national targets and decentralized responsibilities,” *Journal of Integrative Environmental Sciences*, т. 12, № 4, С. 303–322, Жовтень 2015, doi: 10.1080/1943815X.2015.1125373.
- [161] Ö. Yildiz et al, “Consumer (Co-)Ownership in Renewables in Germany,” in *Energy Transition: Financing Consumer Co-Ownership in Renewables*, J. Lowitzsch, Ed., Cham: Springer International Publishing, 2019, С. 271–293. doi: 10.1007/978-3-319-93518-8_13.
- [162] L. Gorroño-Albizu, “Ownership Models for Renewable Smart Energy Systems: Insights from Denmark and Sweden regarding Onshore Wind Farms and District Heating Systems,” PhD Thesis, Aalborg University, 2021. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://vbn.aau.dk/en/publications/ownership-models-for-renewable-smart-energy-systems-insights-from>
- [163] P. Hockenos, “Can Europe’s community-owned renewables compete with Big Energy?,” Trellis. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://trellis.net/article/can-europes-community-owned-renewables-compete-big-energy/>
- [164] Paul Hockenos, “As Big Energy Gains, Can Europe’s Community Renewables Compete?,” *Yale Environment 360*. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://e360.yale.edu/features/can-europes-community-renewables-compete-with-big-wind-and-solar>

- [165] Abi Morgan, “What is the Renewable Energy Sources Act (EEG)?,” Montel Energy. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://montel.energy/resources/blog/what-is-the-renewable-energy-sources-act-eeeg>
- [166] “Bürgerenergiegesellschaft,” Wikipedia. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=B%C3%BCrgerenergiegesellschaft&oldid=253260286>
- [167] Louise Hansen, Robert Spencer, Tony Barbagallo, “Deep Dive Into Danish Biogas,” BioCycle. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.biocycle.net/deep-dive-danish-biogas/>
- [168] S. Tafdrup, “Expanding centralized biogas plants in denmark for purposes of energy production, reducing greenhouse gas emissions, waste recycling, and other environmental and agricultural benefits,” in *Biomass for Energy and the Environment*, P. Chartier, G. L. Ferrero, U. M. Henius, S. Hultberg, J. Sachau, M. Wiinblad, Eds., Oxford: Pergamon, 1996, С. 1859–1864. doi: 10.1016/B978-0-08-042849-9.50071-9.
- [169] I. Angelidaki, L. Ellegaard, “Codigestion of manure and organic wastes in centralized biogas plants,” *Appl Biochem Biotechnol*, т. 109, № 1, С. 95–105, Квітень 2003, doi: 10.1385/ABAB:109:1-3:95.
- [170] K. Johansen, S. Werner, “Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, т. 158, Квітень 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112117.
- [171] J. Kirkeby et al., “Experiences with waste incineration for energy production in Denmark,” Червень 2014. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.semanticscholar.org/paper/Experiences-with-waste-incineration-for-energy-in-Kirkeby-Grohnheit/4fa73b93138707d38e45533187110b8b6b3eff07>
- [172] “Biogas production and use in Denmark,” SAF Ukraine. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://saf.org.ua/news/2174/>
- [173] Катерина Белоусова, “В Європі виробництво біометану зросло на 20% за рік,” ЕкоПолітика. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/v-ievropi-virobnictvo-biometanu-zroslo-na-20-za-rik/>
- [174] Torben Skøtt, Jørgen Hinge, Louise Krogh Johnson, Енергія з соломи: Технології, політика та інновації у Данії, 2nd ed. Food & Bio Cluster Denmark. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://uabio.org/wp-content/uploads/2021/02/Straw-to-Energy_AgroBioHeat_Ukrainian.pdf
- [175] S. Borgquist, S. N. B. Villadsen, P. L. Fosbøl, J. Abildskov, “Electrochemical Removal of Biogas Impurities with Absorption,” *Meet. Abstr.*, т. MA2024-02, № 29, с. 5078, Листопад 2024, doi: 10.1149/MA2024-02295078mtgabs.
- [176] УАВІО, “Автобуси на біометані вже курсують Європою,” УАВІО (Біоенергетична асоціація України). Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://uabio.org/news/13079/>
- [177] О.О. Азюковський та ін., Інноваційні джерела енергії: Навчальний посібник. Дніпро: НТУ “Дніпровська політехніка,” 2024. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://vde.nmu.org.ua/ua/lib/ide_2024.pdf
- [178] УАВІО, “У Данії сконструювали котел, який працює навіть на соломі низької якості,” УАВІО (Біоенергетична асоціація України). Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://uabio.org/news/13046/>

- [179] E. F. Kristensen, J. K. Kristensen, “Development and test of small-scale batch-fired straw boilers in Denmark,” *Biomass and Bioenergy*, т. 26, № 6, С. 561–569, Червень 2004, doi: 10.1016/j.biombioe.2003.09.006.
- [180] A. Pizarro-Alonso, C. Cimpan, M. Ljunggren Söderman, H. Ravn, and M. Münster, “The economic value of imports of combustible waste in systems with high shares of district heating and variable renewable energy,” *Waste Management*, т. 79, С. 324–338, Вересень 2018, doi: 10.1016/j.wasman.2018.07.031.
- [181] “Hydroelectric plants in Italy: which is the largest?,” *We Build Value*, Травень 13, 2021. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.webuildvalue.com/en/infrastructure-news/hydroelectric-plants-in-italy.html>
- [182] B. Cunningham, “Recent Hydro-Electric Developments in Northern Italy,” *Nature*, т. 126, № 3178, С. 473–475, Вересень 1930, doi: 10.1038/126473a0.
- [183] F. C. Toso, “A hydroelectric landscape in the Italian Alps: elements, meanings, and design cues in a historical hydroelectric development in Alta Valtellina,” *Journal of Landscape Architecture*, т. 9, № 2, С. 30–39, Травень 2014, doi: 10.1080/18626033.2014.931700.
- [184] A. Delicado et al., “David against Goliath? Challenges and opportunities for energy cooperatives in Southern Europe,” *Energy Research & Social Science*, т. 103, Вересень 2023, doi: 10.1016/j.erss.2023.103220.
- [185] C. Candelise, G. Ruggieri, “Status and Evolution of the Community Energy Sector in Italy,” *Energies*, т. 13, № 8, Січень 2020, doi: 10.3390/en13081888.
- [186] S. D. Pretto, “From Cadarese to Morasco: the creation of a Fascist hydroscape in alpine space after 1928,” *Modern Italy*, т. 30, № 1, С. 39–55, Лютий 2025, doi: 10.1017/mit.2024.34.
- [187] UNIDO, ICSHP, “World Small Hydropower Development Report 2022,” United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), International Center on Small Hydro Power (ICSHP), 2022. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-08/SOUTHERN_EUROPE_2022.pdf
- [188] Coordinamento Nazionale Tutela Fiumi – Free Rivers Italia, “An Overview of Hydropower in Italy,” Free Rivers Italia, Жовтень 2020. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.freeriversitalia.eu/news/201001_ITALY%20HYDROPOWER.pdf
- [189] Statista, “Number of hydroelectric power plants in Italy in 2023, by region,” Statista. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.statista.com/statistics/888390/number-of-hydroelectric-power-plants-by-region-in-italy/>
- [190] Premel, “Hydroelectric Power In Italy: Status and Overview for 2023,” Premel SA, Січень 27, 2023. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.premel.ch/IT/Hydroelectric-Power-In-Italy-Status-and-Overview-for-2023-78585600>
- [191] Enel Green Power, “History, culture, local areas and communities: the value of Italy’s mini-hydro plants,” Enel Green Power. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.enelgreenpower.com/stories/articles/2024/11/mini-hydro-italy>
- [192] S. Bracco, “A Study for the Optimal Exploitation of Solar, Wind and Hydro Resources and Electrical Storage Systems in the Bormida Valley in the North of Italy,” *Energies*, т. 13, № 20, Січень 2020, doi: 10.3390/en13205291.
- [193] Murthyvittala, “Helping small hydro make a bigger impact,” *International Water Power*, Грудень 20, 2023. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно:

<https://www.waterpowermagazine.com/analysis/helping-small-hydro-make-a-bigger-impact-11386549/>

- [194] S. Bojic, D. Bozic, M. Pavlica, “Refurbishment of small hydro power plant,” in 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Листопад 2012, С. 1–5. doi: 10.1109/ICRERA.2012.6477414.
- [195] “Feral 2030, ‘obiettivi lontani senza l’idroelettrico,’” Althesys, Червень 2018. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.althesys.com/wp-content/uploads/2018/07/staffetta-quotidiana-27-giu-18.pdf>
- [196] R. Carapellucci, L. Giordano, F. Pierguidi, “Techno-economic evaluation of small-hydro power plants: Modelling and characterisation of the Abruzzo region in Italy,” *Renewable Energy*, т. 75, С. 395–406, Березень 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.10.008.
- [197] M. Leone et al., “Setting an environmental flow regime under climate change in a data-limited Mediterranean basin with temporary river,” *Journal of Hydrology: Regional Studies*, т. 52, Квітень 2024, doi: 10.1016/j.ejrh.2024.101698.
- [198] M. Tariq et al., “Understanding future hydrologic challenges: Modelling the impact of climate change on river runoff in central Italy,” *Environmental Challenges*, т. 15, Квітень 2024, doi: 10.1016/j.envc.2024.100899.
- [199] M. Tariq et al., “Hydro-Climatic Trends in Central Italy: A Case Study from the Aterno-Pescara River Watershed,” *Sustainability*, т. 17, № 2, Січень 2025, doi: 10.3390/su17020493.
- [200] L. Stucchi et al., “Future hydropower production under the framework of NextGenerationEU: The case of Santa Giustina reservoir in Italian Alps,” *Renewable Energy*, т. 215, Жовтень 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.118980.
- [201] D. Moccia et al., “Implementation of the EU ecological flow policy in Italy with a focus on Sardinia,” *Advances in Oceanography and Limnology*, т. 11, № 1, Червень 2020, doi: 10.4081/aiol.2020.8781.
- [202] L. Milanese, M. Pilotti, G. Valerio, “The application of environmental flow regulations to small hydropower plants in alpine areas,” 2013. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.semanticscholar.org/paper/The-application-of-environmental-flow-regulations-Milanese-Pilotti/669f2c0eb11ffcfc39e473dd8d1610621f0af5fd>
- [203] C. Comoglio, A. Quaglino, “The Use of River Water and the Protection of Fluvial Ecosystems: Current Scenario and Future Trends in Piedmont Region (Italy),” 2008. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.semanticscholar.org/paper/The-Use-of-River-Water-and-the-Protection-of-and-in-Comoglio-Quaglino/7e2a16eb5dd8918e77cc5b5e6d065afebf7d6984>
- [204] European Small Hydropower Association (ESHA), “State of the Art of Small Hydropower in EU-25,” European Small Hydropower Association, Brussels, 2005. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/138218/State-art-small-hydropower-EU-25.pdf>
- [205] Bilby, Ethan, “Hydropower dams make a fish-friendly splash,” *Horizon Magazine*, Лютий 16, 2022. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://projects.research-and-innovation.ec.europa.eu/en/horizon-magazine/hydropower-dams-make-fish-friendly-splash>

- [206] Василь Вовчак, Олександр Тесленко, Олексій Самченко, Мала гідроенергетика України. Аналітичний огляд. Том I, Сергій Єрмілов., т. 1. Київ: ТОВ «Інститут проблем екології та енергозбереження», 2018. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://energyukraine.org/wp-content/uploads/2018/05/Otchet-MGES1.pdf>
- [207] L. Jin et al., “Integration of battery and hydrogen energy storage systems with small-scale hydropower plants in off-grid local energy communities,” *Energy Conversion and Management*, т. 286, Червень 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117019.
- [208] E. Quaranta, I. Kougiyas, “World Small Hydropower Development Report 2022 - Southern Europe - Italy,” United Nations Industrial Development Organization and International Center on Small Hydro Power, 2022, Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC126778>
- [209] N. Magnani, “Beyond NIMBY: Mobilization Against Mini-hydroelectric Power in the Italian Alps,” т. 40, № 3, Листопад 2020, doi: 10.1659/MRD-JOURNAL-D-20-00035.1.
- [210] R. A. C. van der Veen, J. Kasmire, “Combined heat and power in Dutch greenhouses: A case study of technology diffusion,” *Energy Policy*, т. 87, С. 8–16, 2015, Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v87y2015icp8-16.html>
- [211] M. De Zwart, G. Van Dijk, J. Klimstra, “Methane emissions from gas engines driving combined heat and power installations,” *Journal of Integrative Environmental Sciences*, т. 9, С. 113–125, Листопад 2012, doi: 10.1080/1943815X.2012.691885.
- [212] P. Vermeulen, C. van der Lans, “Combined heat and power (CHP) as a possible method for reduction of the CO2 footprint of organic greenhouse horticulture,” *Acta Horticulturae*, т. 915, Січень 2010, doi: 10.17660/ActaHortic.2011.915.7.
- [213] Bourgeois, Thomas et al., “Controlled Environmental Agriculture: Growing Local Food, Capturing Carbon with Flexible On-Site Power and Advanced Controls,” presented at the Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, ASHRAE (Summer Study on Energy Efficiency in Buildings Proceedings), 2022. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.pace.edu/sites/default/files/2024-06/law-cea-food-energy-esiliency.pdf>
- [214] David Kuack, “Is there a way for U.S. growers to avoid the high cost of energy?,” GLASE. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://glase.org/industry-news/is-there-a-way-for-u-s-growers-to-avoid-the-high-cost-of-energy/>
- [215] I. Seginer, P. J. M. van Beveren, G. van Straten, “Day-to-night heat storage in greenhouses: 3 Co-generation of heat and electricity (CHP),” *Biosystems Engineering*, т. 172, С. 1–18, Серпень 2018, doi: 10.1016/j.biosystemseng.2018.05.006.
- [216] Staats, N. et al., “Informative Inventory Report 2025. Emissions of transboundary air pollutants in the Netherlands 1990-2023,” Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu RIVM, RIVM rapport 2025-0007, Квітень 2025. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://rivm.openrepository.com/entities/publication/74557313-6a0e-4650-8827-5e31488005c3>
- [217] Thijmen Tiersma, “From CHP-driven horticulture to electrified solutions,” *HortiDaily*. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.hortidaily.com/article/9716274/from-chp-driven-horticulture-to-electrified-solutions/>
- [218] Next Kraftwerke, “A lucid cooperation,” Next Kraftwerke. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.next-kraftwerke.com/news/balancing-energy-market-netherlands>

- [219] B. Riemersma, A. F. Correljé, R. W. Künneke, “Historical developments in Dutch gas systems: Unravelling safety concerns in gas provision,” *Safety Science*, т. 121, С. 147–157, Січень 2020, doi: 10.1016/j.ssci.2019.08.040.
- [220] Reuters, “Groningen gas field in Netherlands to shut down as Senate approves law,” Reuters, Квітень 16, 2024. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.reuters.com/business/energy/dutch-senate-approves-law-permanently-close-groning-en-gas-field-2024-04-16/>
- [221] “Sustainable Energy and Grid Stability: Integration of Hydrogen-Ready CHP in Greenhouse Horticulture,” CHP Support. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.chpsupport.com/wkk/sustainable-energy-and-grid-stability/>
- [222] “Greenhouse horticulture is taking an important step in energy transition by capturing CO2 from outside air,” Wageningen University & Research (WUR). Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.wur.nl/en/newsarticle/greenhouse-horticulture-is-taking-an-important-step-in-energy-transition-by-capturing-co2-from-outside-air.htm>
- [223] “Netherlands: Commercial CO2 capture installation for horticulture applications,” HortiDaily. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.hortidaily.com/article/9107517/netherlands-commercial-co2-capture-installation-for-horticulture-applications/>
- [224] Bourgeois, Том, “Combined Heat and Power (CHP) Systems: Add Food Resiliency to the Menu,” Pace University, Червень 2022. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.pace.edu/sites/default/files/2024-06/law-chp-adds-food-resiliency-to-the-menu.pdf>
- [225] L. Reiley, “Cutting-edge tech made this tiny country a major exporter of food,” *Washington Post*, Листопад 21, 2022. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.washingtonpost.com/business/interactive/2022/netherlands-agriculture-technology/>
- [226] “Dutch grower’s CHP-peak occurred later in 2023,” HortiDaily. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.hortidaily.com/article/9600514/dutch-grower-s-chp-peak-occurred-later-in-2023/>
- [227] L. van der Net et al., “Greenhouse gas emissions in the Netherlands 1990-2022. National Inventory Report 2024,” 2024, Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://resolver.tn.nl/uuid:78c71e34-fe2-4019-99cc-4f62f2d3c157>
- [228] “Dutch grower profits from energy crisis by selling unused natural gas,” HortiDaily. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.hortidaily.com/article/9651600/dutch-grower-profits-from-energy-crisis-by-selling-unused-natural-gas/>
- [229] S. Netherlands, “Gas consumption in the Netherlands declines again,” CBS. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.cbs.nl/en-gb/news/2024/07/gas-consumption-in-the-netherlands-declines-again>
- [230] Wageningen University & Research, “Greenhouses can’t do without gas yet,” Wageningen University & Research (WUR). Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.wur.nl/en/show-longread/greenhouses-cant-do-without-gas-yet.htm>
- [231] “In 2022, Dutch greenhouse farms bought less CO2 from external sources,” *FloralDaily*. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно:

<https://www.floraldaily.com/article/9580340/in-2022-dutch-greenhouse-farms-bought-less-co2-from-external-sources/>

[232] “Greenhouse horticulture energy use falls, but not fast enough,” HortiDaily. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.hortidaily.com/article/9672686/greenhouse-horticulture-energy-use-falls-but-not-fast-enough/>

[233] S. Stec, E. J. Szymańska, J. Stec-Rusiecka, J. Puacz-Olszewska, “Transformation of the Polish Heating Sector Based on an Example of Select Heat Energy Companies Supplying Energy to Local Government Units,” *Energies*, т. 16, № 22, Січень 2023, doi: 10.3390/en16227550.

[234] K. Talarek, A. Knitter-Piątkowska, T. Garbowski, “Challenges for district heating in Poland,” *Discov Energy*, т. 3, № 1, с.5, Вересень 2023, doi: 10.1007/s43937-023-00019-z.

[235] Bolesta, Joanna et al., “Assessment of the impact of the EU „Fit for 55” package on the transformation of the district heating sector in Poland,” *Polish Association of Professional Combined Heat and Power Plants (PTEZ)*, Травень 2023. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ptec.org.pl/raporty/assessment-of-the-impact-of-the-eu-fit-for-55-package-on-the-transformation-of-the-district-heating-sector-in-poland/>

[236] “Modernization of a municipal boiler house in Poland: MWM TCG 3016 gas engine reduces carbon emissions by more than 6,000 t/year,” MWM. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.mwm.at/en/news/news-releases/modernization-of-a-municipal-boiler-house-in-poland-mwm-tcg-3016-gas-engine-reduces-carbon-emissions-by-more-than-6000-t-year/>

[237] “PEC Lubartów - 4,8MWe,” *Eneria*. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://eneria.pl/implementation/pec-lubartow-48mwe/>

[238] M. Widzinski, “Simulation of an alternative energy system for district heating company in the light of changes in regulations of the emission of harmful substances into the atmosphere.,” *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, т. 24, Жовтень 2019, doi: 10.5278/ijsepm.3354.

[239] D. Czajor, Ł. Amanowicz, “Methodology for Modernizing Local Gas-Fired District Heating Systems into a Central District Heating System Using Gas-Fired Cogeneration Engines—A Case Study,” *Sustainability*, т. 16, № 4, Січень 2024, doi: 10.3390/su16041401.

[240] M. Jaskólski, P. Bućko, “Modelling Long-Term Transition from Coal-Reliant to Low-Emission Power Grid and District Heating Systems in Poland,” *Energies*, т. 14, № 24, Січень 2021, doi: 10.3390/en14248389.

[241] E. Guelpa et al., “Reduction of supply temperature in existing district heating: A review of strategies and implementations,” *Energy*, т. 262, Січень 2023, doi: 10.1016/j.energy.2022.125363.

[242] R. Sekret, “Environmental aspects of energy supply of buildings in Poland,” *E3S Web Conf.*, т. 49, 2018, doi: 10.1051/e3sconf/20184900097.

[243] K. Stokowiec, S. Wciślik, D. Kotrys-Działak, “Innovative Modernization of Building Heating Systems: The Economy and Ecology of a Hybrid District-Heating Substation,” *Inventions*, т. 8, № 1, Лютий 2023, doi: 10.3390/inventions8010043.

[244] R. Zwierzchowski, “Characteristics of large thermal energy storage systems in Poland,” *E3S Web Conf.*, т. 22, 2017, doi: 10.1051/e3sconf/20172200206.

- [245] P. Żymełka, M. Szega, “Short-term scheduling of gas-fired CHP plant with thermal storage using optimization algorithm and forecasting models,” *Energy Conversion and Management*, т. 231, Березень 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113860.
- [246] “Pit Thermal Energy Storage (PTES),” Aalborg CSP. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.aalborgcsp.com/business-areas/thermal-energy-storage-tes/pit-thermal-energy-storage-ptes>
- [247] The National Centre for Research and Development, “Heating Plant of the Future – Euros Energy HC Plant,” Gov.pl website - The National Centre for Research and Development. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.gov.pl/web/ncbr-en/heating-plant-of-the-future--euros-energy-hc-plant>
- [248] K. Lepiksaar, V. Mašatin, I. Krupenski, A. Volkova, “Effects of Coupling Combined Heat and Power Production with District Cooling,” *Energies*, т. 16, № 12, Січень 2023, doi: 10.3390/en16124552.
- [249] Goujard, Antoine, “Improving transport and energy infrastructure investment in Poland,” OECD Publishing, Paris, Червень 2016. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.oecd.org/en/publications/improving-transport-and-energy-infrastructure-investment-in-poland_5j1wz8jrf89r-en.html
- [250] Ministry of Climate and Environment, “Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040),” gov.pl – Ministry of Climate and Environment. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.gov.pl/web/climate/energy-policy-of-poland-until-2040-epp2040>
- [251] M. Tańczuk, R. Ulbrich, “Implementation of a biomass-fired co-generation plant supplied with an ORC (Organic Rankine Cycle) as a heat source for small scale heat distribution system – A comparative analysis under Polish and German conditions,” *Energy*, т. 62, С. 132–141, Грудень 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.09.044.
- [252] W. Grabowska, Mróz, Tomasz, “Energy and Ecological Evaluation of ORC Based Geothermal CHP Plant in Poland – A Case Study,” Жовтень 24, 2019, Preprints: 2019100279. doi: 10.20944/preprints201910.0279.v1.
- [253] R. Gurklienė et al., BSAM Data-Driven Proactive Maintenance Handbook: Smart maintenance of district heating networks. Department of Biology and Environmental Science, Linnaeus University, 2023. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:lnu:diva-122812>
- [254] A. Lesniak, T. Surma, K. Szczepanska-Woszczyzna, K. Zamasz, “The Recent Development of High-Efficiency Cogeneration Units in Poland,” *Forum Scientiae Oeconomia*, т. 11, № 4, Грудень 2023, doi: 10.23762/FSO_VOL11_NO4_6.
- [255] “White certificate – what is it and how does it work?,” DB Energy. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.dbenergy.pl/en/knowledge-base/white-certificate-what-is-it-and-how-does-it-work>
- [256] Kapica, Katarzyna et al., “Energy efficiency trends and policies in Poland,” Statistical Office in Rzeszów; The National Energy Conservation Agency S.A., Січень 2025. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.odyssee-mure.eu/publications/national-reports/energy-efficiency-poland.pdf>
- [257] European Commission, “A community-owned off-grid island,” Clean energy for EU islands. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/news/community-owned-grid-island>

- [258] “Isle of Eigg Microgrid,” International Microgrid Symposium. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://microgrid-symposiums.org/microgrid-examples-and-demonstrations/isle-of-eigg-microgrid/>
- [259] Flavia Olivieri, “Eigg, how the small Scottish island achieved renewable energy self-sufficiency,” LifeGate. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.lifegate.com/eigg-scotland-renewable-energy-self-sufficiency>
- [260] Breen, Lewis, “Modelling, Optimisation and the Lessons Learned of a Renewable Based Electrical Network – The Isle of Eigg,” Master of Science, University of Strathclyde, 2015. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2015/Breen.pdf
- [261] D. Appleyard, “Microgrids for new eco-friendly housing developments in the UK,” Microgrid Knowledge. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.microgridknowledge.com/distributed-energy/article/11427445/microgrids-for-new-eco-friendly-housing-developments-in-the-uk>
- [262] J. Lowitzsch, Ed., Energy Transition: Financing Consumer Co-Ownership in Renewables. Cham: Springer International Publishing, 2019. doi: 10.1007/978-3-319-93518-8.
- [263] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), “Звіт щодо показників якості надання послуг у сферах електропостачання і централізованого водопостачання та водовідведення за 2023 рік,” НКРЕКП, Київ, 2024. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Monitoring/Zvit_yakist_poslulh/Zvit_yakist_poslulh_2023.pdf
- [264] “Тривалість перерв електропостачання з вини компаній зросла на 20%,” Українська енергетика (UA-Energy). Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://ua-energy.org/uk/posts/tryvalist-pererv-v-elektropostachanni-z-vyny-kompanii-zrosla-za-rik-na-20>
- [265] П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько, “Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ,” Енергетика: економіка, технології, екологія, № 3, С. 7–13, 2015, Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=URN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&S21P03=FILA=&S21STR=eete_2015_3_3
- [266] “Брак кадрів та відсутність даних про енергоспоживання - з чим зіштовхуються громади при розробці енергетичних планів,” Ukrinform. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3903888-brak-kadriv-ta-vidsutnist-danih-pro-energospozivanna-z-cim-zistovhuutsa-gromadi-pri-rozrobci-energeticnih-planiv.html>
- [267] Юлія Усенко, Олег Савицький, Владислав Міхнич, “Теплозабезпечення в українських громадах. Короткий огляд,” Green Deal Україна (GDU), Київ, 2025. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://greendealukraina.org/uk/events/keis-stadi-stanu-lokalnoho-teplozabezpechennia-mist-ukrainy>
- [268] Верховна Рада України, Закон України № 1116-IX від 17 грудня 2020 р. “Про державну підтримку інвестиційних проектів із значними інвестиціями в Україні.” 2020. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1116-20>

- [269] Д.Г.Дерев'янюк, М.М.Шовкалюк, “Центр підготовки енергоменеджерів – для вітчизняної енергетики,” Київський політехнік, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://kpi.ua/tsrem>
- [270] Гавриленкова, Марина, “48 громад розроблятимуть муніципальні енергетичні плани за підтримки експертів U-LEAD,” U-LEAD with Europe. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://u-lead.org.ua/news/235>
- [271] “Громада Володимира стала учасницею проєкту із зовнішнього енергетичного менеджменту,” Володимир - Офіційний сайт міста. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://volodymyrgrada.gov.ua/gromada-volodymyra-stala-uchasnyczeyu-proyektu-iz-zovnishnog-o-energetychnogo-menedzhmentu/>
- [272] Байко, Роксолана, “Енергетичні кооперативи: досвід Німеччини та Австрії,” Офіс фінансово-економічного аналізу при Верховній Раді України, Київ, 2016. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://energytransition.in.ua/library/enerhetychni-kooperatyvy-dosvid-nimechchyny-ta-avstrii/>
- [273] Костянтин Криницький, Юлія Усенко, “Енергетичні консультанти. Навіщо вони громадам?,” Дзеркало тижня | Mirror Weekly, Березень 11, 2025. Дата звернення: Травень 26, 2025. [Онлайн]. Доступно: <https://zn.ua/ukr/energetics/enerhetichni-konsultanti-navishcho-voni-hromadam.html>

ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ

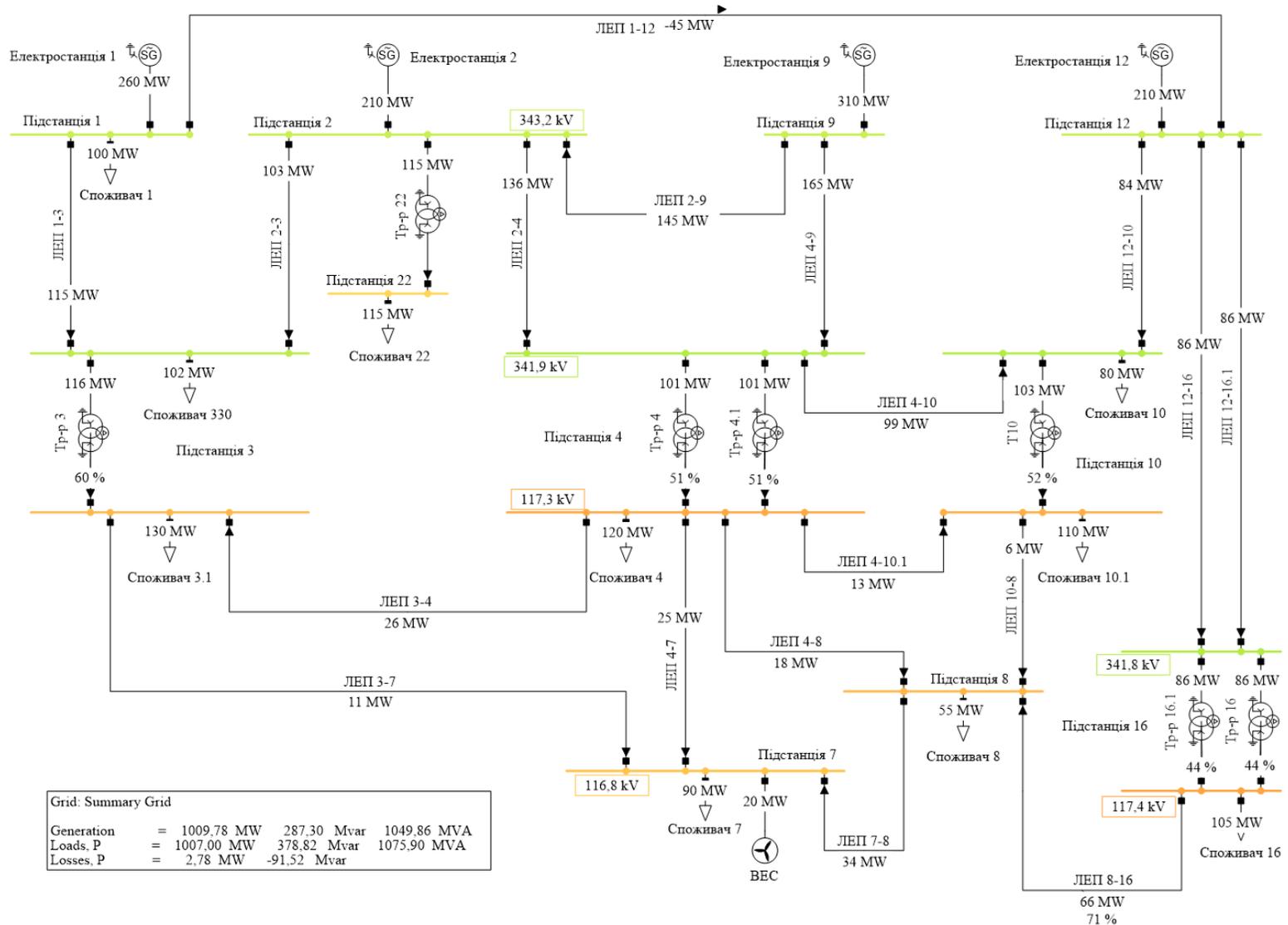


Рис. А.1. Узагальнена математична модель централізованої енергосистеми, яка ілюструє поточну конфігурацію ОЕС України

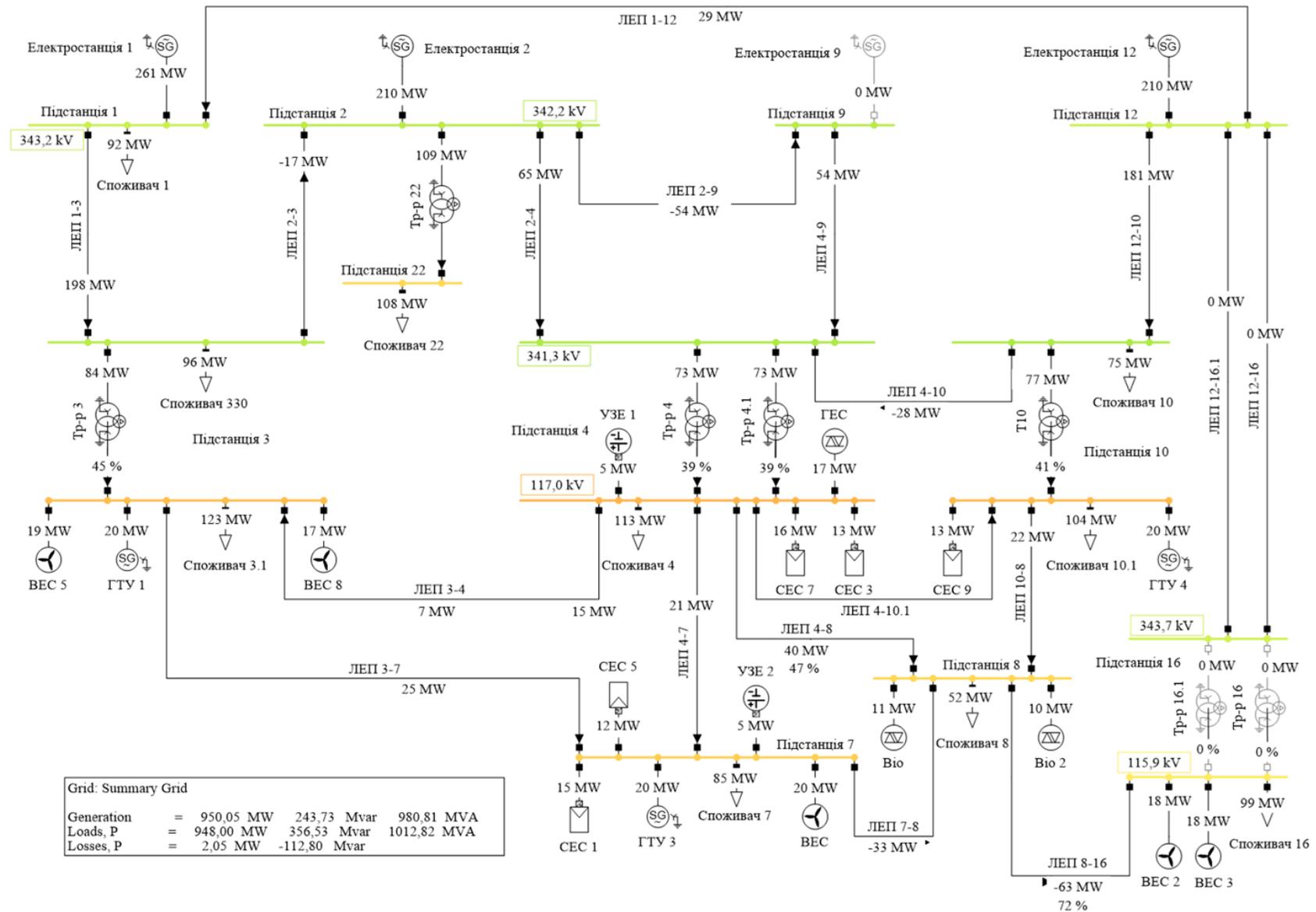


Рисунок А.2 – Узагальнена математична модель енергосистеми із розподіленою генерацією

ДОДАТОК Б. КАРТА СТЕЙКХОЛДЕРІВ У СФЕРІ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Додається електронний файл: Додаток Б.pdf