

Моделювання дефіциту електроенергії в Україні та можливих
регуляторних заходів реагування за період із червня 2024 по
травень 2025 років

Франк Майсснер, Роберт Карр, Владислав Міхнич, Георг Цахманн



Берлін, червень 2024 р.

SPONSORED BY THE



Federal Ministry
of Education
and Research

Ми висловлюємо подяку Сюзанні Ніс (Керівниця проєкту Green Deal Україна) та Єгору Рєпіну (Берлінський технічний університет) за комплексну підтримку та сприяння у проведенні цього аналізу. Ми також надзвичайно вдячні всім друзям і колегам, які знайшли час поділитися власними думками про стан української енергосистеми, а також планами та ідеями щодо її відновлення.

Версія 0.97

Green Deal Україна

Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie
Albert-Einstein-Str. 16, 12489 Berlin

greendeal.ua@helmholtz-berlin.de

Контактні дані авторів

Георг Цахманн – Науковий керівник: georg.zachmann@helmholtz-berlin.de

Франк Майсснер – Керівник відділу обробки та моделювання даних: frank.meissner@helmholtz-berlin.de

Зміст

Вступ	2
1 Методологія	3
1.1 Структура моделювання	3
1.2 Особливості та характеристики системи	3
1.3 Визначення сценаріїв	5
2 Результати сценаріїв	6
2.1 Сценарій: Базовий	6
2.2 Сценарій: Проведення обмеженого ремонту	8
2.3 Сценарій: Додаткові 1,5 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу	9
2.4 Сценарій: Додаткові 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу	11
2.5 Сценарій: Додатковий 1 ГВт потужності за рахунок вітрових електростанцій	11
2.6 Сценарій: Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій	12
2.7 Сценарій: Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій та 2,5 ГВт за рахунок встановлення батарей	13
2.8 Сценарій: Додаткові 0,5 ГВт імпорту	14
2.9 Сценарій: Додатковий 1 ГВт імпорту	15
2.10 Сценарій: Усе вищезгадане	16
3 Висновки	17
4 Додаток	18

Список аббревіатур:

АЕС: Атомна електростанція

ВВП: Внутрішній валовий продукт

ВЕС: Вітрова електростанція (наземна)

ГАЕС: Гідроакумлювальна електростанція

ГВт: Гігават

ГВт·год: Гігават-година

ГЕС: Гідроелектростанція

ГТВЦ: Газова турбіна відкритого циклу

ЛЕП: Лінія електропередачі

МВт: Мегават

МВт·год: Мегават-година

ПОРР: Проведення обмежених ремонтних робіт

ТВт·год: Терават-година

ТЕЦ: Теплоелектроцентрально

ФЕС: Фотоелектрична (сонячна) станція

Вступ

Від самого початку вторгнення Росія поставила за мету завдати суттєвої шкоди енергетичній інфраструктурі України. Окупація електростанцій, зокрема Запорізької АЕС (6 ГВт) із її подальшим відключенням від енергосистеми України, а також регулярне завдання повітряних ударів по об'єктах інфраструктури для передачі електроенергії, електростанціях та інших об'єктах енергетики призвели до підризу української енергосистеми. Черговим прикладом діяльності агресора у цьому напрямку є неодноразові повітряні удари, які Росія завдавала з кінця березня і до моменту складання цього звіту на початку червня 2024 року. Засоби масової інформації повідомляють про знищення теплових електростанцій, гребель, гідроелектростанцій та інших об'єктів генерації електроенергії.

Знищення та пошкодження електростанцій призвело до істотного скорочення кількості працездатних об'єктів інфраструктури та створило колосальне навантаження на енергосистему. Зрештою це призвело до запровадження планових віялових відключень електроенергії для підтримання балансу в системі з початку весни 2024 року. При цьому навантаження на систему зростатиме із наближенням зимового сезону — внаслідок підвищення попиту на електроенергію на фоні падіння генерації сонячної та гідроенергії.

У цьому документі команда проєкту «Green Deal Україна» при Берлінському центрі матеріалів та енергії імені Гельмгольца намагається окреслити об'єктивну та всебічну картину поточної ситуації, зокрема щодо балансу електроенергії. Крім того, подається системна перевірка різноманітних рішень, покликаних скоротити наявний дефіцит.

Цей звіт переслідує потрійну мету:

1. На основі проведеного моделювання, автори документа прагнуть підвищити поінформованість європейських політиків та громадськості про масштаби поточного дефіциту, а також закликати до вживання подальших безпекових та інших заходів, особливо у сфері енергетичної політики.
2. Завдяки аналізу різних доступних технічних можливостей автори документа прагнуть підкреслити наявність пропрацьованих рішень, сформувані уявлення про порядок необхідних потужностей і сприяти обговоренню пріоритизації.
3. Кінцева мета — внести свій вклад до дискусії навколо її мінімізування наслідків відключення електроенергії для населення України, зокрема, протягом зимового сезону 2024–2025 років.

З міркувань безпеки даних ми обмежимося результатами без надмірної деталізації часових та технічних параметрів. При цьому додаток до звіту із зазначенням комплексних даних може бути передано безпосередньо зацікавленим сторонам на двосторонніх засадах. Для отримання додаткової інформації звертайтеся до авторів документа.

Результати моделювання скидання навантаження в енергосистемі використовувались для пояснення поточної ситуації. Ключові параметри тут: загальний обсяг скидання навантаження протягом року в ТВт-год; кількість годин, протягом яких можна очікувати скидання навантаження в системі; а також розподіл обсягу скидання навантаження (представлено у вигляді гістограми).

Останніми тижнями спостерігається зростання випадків скидання навантаження. Це пов'язують із завданням Росією повітряних ударів протягом весняного періоду. Водночас, підвищення температури на фоні падіння попиту дозволило вивести (із затримкою) решту блоків АЕС на планове технічне обслуговування. Це призвело до зменшення доступних потужностей порівняно з показниками на початку року.

Результати нашого моделювання свідчать про існування низки варіантів, що можуть, попри загальні ризики для енергетичної безпеки, принаймні зменшити вплив на населення та енергетичну систему.

Ці варіанти не є еквівалентними за обсягом внеску в енергетичну безпеку, а також за рівнем фінансових і технічних ресурсів, що знадобляться для їхньої реалізації. Окрім базового сценарію та сценарію із проведенням обмеженого ремонту, вашій увазі представлено шість політичних сценаріїв. Вони відображають потенційні варіанти зменшення потреби у скиданні навантаження завдяки додатковому розгортанню малих газових турбін відкритого циклу, фотоелектричних станцій, а також збільшенню спроможностей імпорту.

1. Методологія

Метою проведення аналізу є моделювання ситуації, за якої попит на електроенергію в Україні у період з червня 2024 року по червень 2025 року буде неможливо задовольнити в умовах різних сценаріїв. Нас передусім цікавлять такі питання: 1) скільки часу триватиме потреба у скиданні навантаження (в годинах); 2) яку частку попиту неможливо задовольнити в цілому (в ТВт-год); та 3) з якою періодичністю виникає потреба в екстремальному скиданні навантаження.

Для пошуку відповідей ми використовуємо модель погодинної диспетчеризації електроенергії в Україні (див. 1.1), що ґрунтується на ретельно відібраних припущеннях щодо поточного стану енергосистеми та погодинних показників регіонального попиту на електроенергію (див. 1.2). Після цього ми перевіряємо спроможність різних рішень (див. 1.3) зменшити частку попиту на електроенергію, що залишається не задоволеною.

1.1 Структура моделювання

Ми використовуємо середовище з відкритим вихідним кодом PyPSA (Python for Power System Analysis) в якому використовується мова програмування Python. PyPSA надає інструментарій для моделювання та необхідних математичних розрахунків, як-от цільова функція мінімізації витрат, рівняння балансу, а також закони Кірхгофа та рівняння оптимального завантаження потужностей генерації. Це середовище дозволяє здійснювати моделювання енергетичних систем із високою деталізацією за часовими та просторовими параметрами, що своєю чергою дозволяє розрахувати оптимальний за показниками витрат рівень генерації електроенергії у порядку доцільності за наявного парку електростанцій.

PyPSA використовують для міжнародних дослідницьких та консалтингових проєктів, а також в університетах; ця платформа характеризується наявністю великої, активної та помічної спільноти. PyPSA розроблено на базі Технологічного інституту Карлсруе (KIT) (Німеччина) під керівництвом Тома Брауна (перейшов до Берлінського технічного університету).

Ми не використовуємо спроможності PyPSA для розрахунку оптимальних інвестиційних рішень. Натомість нас радше цікавить перевірка ефективності окремих короткострокових рішень, ніж комплексного інвестиційного напрямку.

1.2 Особливості та характеристики системи

Поточна модель відображає українську енергосистему, що складається з дев'яти регіонів (вузлів), які з'єднуються між собою лініями електропередач. Кожен вузол складається з об'єктів генерації і

траєкторій попиту на електричну та теплову енергію з погодинним відображенням. Горизонт планування для поточного аналізу — з червня 2024 року по травень 2025 року.

За відправну точку взято перелік об'єктів генерації станом на 2020 рік зі встановленою потужністю 55 ГВт. Ми оцінили статус зазначених об'єктів станом на червень 2024 року на основі великої кількості даних з відкритих джерел.

При цьому кожен з об'єктів віднесено до однієї з таких категорій: працює, пошкоджений внаслідок удару, знищений, окупований, законсервований внаслідок війни, не працює, проєктується або немає даних. Категорія «пошкоджений внаслідок удару» використовується на позначення об'єктів генерації, які (за підтвердженими даними) зазнали ураження (без зазначення ступеня ураження). Ми спромоглися перевірити значний список цих об'єктів за результатами двосторонніх зустрічей з українськими експертами у Києві в кінці травня. Для розрахунку потужностей відновлюваних джерел енергії використовувалися дані на момент червня 2024 року які були взяті з Глобального трекера вітрової енергії та Глобального трекера сонячної енергії від компанії «Global Energy Monitor».

З нового переліку нас цікавили об'єкти генерації з категорій «працює» та «пошкоджений внаслідок удару», оскільки саме вони становлять парк генераційних потужностей України або можуть бути (теоретично) відновлені до початку зимового періоду.

Для розрахунку базового сценарію використовувались лише об'єкти, які — з високою часткою імовірності — залишались у категорії «працює» станом на початок червня.

Для розрахунку решти сценаріїв використовувались об'єкти генерації з категорії «працює», а також 50% об'єктів генерації, що зазнали удару та (частково) пошкоджень (категорія пошкоджений внаслідок удару). Залежно від конкретного сценарію передбачалося додавання одного або кількох типів генераційної / зберігаючої / імпоротної потужностей як заходи реагування задля мінімізації наслідків.

Під час проведення моделювання було ухвалене свідоме рішення щодо використання новозбудованих потужностей із періодом введення в експлуатацію з 1 липня до 1 жовтня 2024 року, по завершенні якого потужність системи залишається сталою. Таким чином створюється додаткова мотивація завершити процес будівництва до початку істотного збільшення попиту в зимовий період.

Характеристики ліній електропередач і відповідна потужність передачі були отримані з робочого процесу моделювання в середовищі PyPSA-Eur,¹ що, наскільки відомо авторам документа, спирається на дані Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E). Оскільки мережеві обмеження не належали до пріоритетних напрямків цього дослідження, аналіз впливу пошкодження мережі на скидання навантаження не проводився. У цьому випадку лише проведення додаткового аналізу на основі достатньо надійних даних дозволить встановити, наскільки на реалізацію різних сценаріїв впливає обмеження пропускну здатності мережі.

Для проведення точної оцінки потенційного дефіциту електроенергії (скидання навантаження), профіль попиту має якомога точніше відображати поточну ситуацію.

Наступні кроки були зроблені для отримання скоригованої траєкторії попиту на період із червня 2024 року по травень 2025 року:

- 1) Загальний річний чистий попит на електроенергію взято із сукупного попиту за 2020 рік з урахуванням галузевого розподілу (114 ТВт-год відповідно до енергетичного балансу

¹ <https://pypsa-eur.readthedocs.io/en/latest/>

України), падіння ВВП, а також міграції та територіальних втрат внаслідок російської окупації.

- 2) Історичні показники погодинного попиту (сукупний показник по країні) за 2020 рік взято для відображення погодинних коливань.
- 3) З огляду на окупацію, падіння ВВП та міграцію, прогнозований (див. етап 1) рівень сукупного попиту на 2024/25 роки та тенденції погодинних коливань попиту на кожному вузлі були розподілені пропорційно до регіональної частки ВВП та населення.

За аналогічним принципом ми припускаємо, що чистий попит² за період із червня 2024 року по травень 2025 року становитиме приблизно 100 ТВт-год (на 20% менше порівняно з 2021 роком). Загальний обсяг постачання електроенергії (включаючи власне споживання національних генераційних потужностей, імпорт і компенсація втрат у мережі) зменшився з 158 ТВт-год у 2021 році до 128 ТВт-год, а чистий обсяг постачання (імпорт і компенсація втрат у мережі без власного споживання) — зі 131 ТВт-год до 115 ТВт-год. Зверніть увагу, що тенденції попиту залишаються незмінними для всіх сценаріїв.

Для відповідного відображення показників роботи ТЕЦ, траєкторія річного попиту на теплову енергію внаслідок експлуатації ТЕЦ із розрахунку на вузол була взята з історичних даних виробництва електроенергії на ТЕЦ, загальних показників тепlopостачання в 2020 році (енергетичний баланс) та інформації про ефективність генерації тепла/електроенергії.

Істотні потреби у перезавантаженні та обслуговуванні потужностей атомних електростанцій враховано шляхом виділення періодів технічного обслуговування під кожен окремий енергоблок. Наші припущення щодо тривалості та графіку зупинок для проведення технічного обслуговування на 2024/25 рік прийнято з урахування відповідних показників за 2023/24 рік. З цієї причини відключення окремих енергоблоків здійснюється на основі сукупного виробництва ядерної генерації

1.3 Визначення сценаріїв

Ми розробили десять сценаріїв, що відображають наслідки дефіциту потужностей і реалізації різних стратегій їх подолання напередодні зимового періоду:

- 1) **Базовий сценарій:** Доступна потужність обмежується об'єктами генерації, що зараховано до категорії «працює». Імпорт встановлено на рівні погодженого з ENTSO-E комерційного максимуму — 1,7 ГВт. Нові об'єкти генерації не розгортаються.
- 2) **Проведення обмеженого ремонту:** Доступна потужність складається з усіх об'єктів генерації з категорії «працює», а також із 50% об'єктів генерації з категорії «пошкоджений внаслідок удару». Імпорт встановлено на рівні комерційного максимуму — 1,7 ГВт. Нові об'єкти генерації не розгортаються.
- 3) **Додаткові 1,5 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу:** Наявна потужність відповідно до сценарію «Обмежений ремонт» із додатковим встановленням газових турбін відкритого циклу потужністю 1,5 ГВт, що розподіляється між вузлами пропорційно до попиту.
- 4) **Додаткові 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу:** Наявна потужність відповідно до сценарію «Обмежений ремонт» із додатковим встановленням

² Окрім втрат у мережі та власного споживання енергетичного сектора, що становлять приблизно 20% від чистого попиту.

газових турбін відкритого циклу потужністю 1,5 ГВт, що розподіляється між вузлами пропорційно до попиту.

- 5) **Додатковий 1 ГВт потужності за рахунок вітрових електростанцій:** Цей сценарій передбачає встановлення додаткових наземних вітрових електростанцій загальною потужністю 1 ГВт до кінця вересня.
- 6) **Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій:** Наявна потужність відповідно до сценарію «Обмежений ремонт» з додатковим встановленням нових фотоелектричних (сонячних) станцій потужністю 5 ГВт, що розподіляється між вузлами залежно від частки наявних фотоелектричних станцій.
- 7) **Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій та 2,5 ГВт за рахунок встановлення батарей:** Наявна потужність відповідно до сценарію «Обмежений ремонт» із додатковим встановленням фотоелектричних станцій потужністю 5 ГВт і батарей потужністю 2,5 ГВт.
- 8) **Додаткові 0,5 ГВт імпорту:** Наявна потужність відповідно до сценарію «Обмежений ремонт». Підвищення спроможності імпорту з Польщі на 0,5 ГВт із додаванням до вузла «UA_1» (регіон, що межує з країнами ЄС). Нові об'єкти генерації не розгортаються.
- 9) **Додатковий 1 ГВт імпорту:** Наявна потужність відповідно до сценарію «Обмежений ремонт». Підвищення спроможності імпорту з Польщі та Угорщини на 1 ГВт із додаванням до вузла «UA_1» (регіон, що межує з країнами ЄС). Нові об'єкти генерації не розгортаються.
- 10) **Усі вищезгадане (додаткові 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу, 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій та 2,5 ГВт за рахунок встановлення батарей і 1 ГВт імпорту):** Цей сценарій передбачає застосування всіх поданих заходів і перевірку того, чи можливо буде уникнути скидання навантаження у разі їхнього комплексного застосування.

Ці десять сценаріїв представляють ряд амбітних, однак все ще реалістичних варіантів дій уряду. Тестування кожного окремого сценарію дозволить оцінити вплив кожної окремої технології на необхідність скидання навантаження.

2. Результати сценаріїв

2.1 Сценарій: Базовий

Базовий сценарій є нижньою межею нашої оцінки і відображає мінімальний рівень доступних потужностей (із застереженням щодо можливого існування пошкоджень ліній електропередач і трансформаторів, які не були належним чином враховані). Скидання навантаження відбувається протягом 7900 з 8760 годин на рік, тобто у 90% часу. Загальний обсяг скидання навантаження — 18,3 ТВт-год, що становить близько 18% від загального річного попиту. Погодинне скидання навантаження коливається від кількох МВт до 6,5 ГВт в окремі години. Цей сценарій вказує на необхідність щоденного обмеження споживання електроенергії за допомогою скидання навантаження. Скидання навантаження відбувається протягом усього періоду, що зумовлено графіками технічного обслуговування АЕС улітку та підвищеним попитом узимку. Решта об'єктів генерації працює на максимальних потужностях (із урахуванням технічного обслуговування на АЕС), а імпорт становить 14,6 ТВт-год, що дорівнює приблизно 98% використовуваних потужностей.

Рис. 1: Погодинне скидання навантаження для базового сценарію

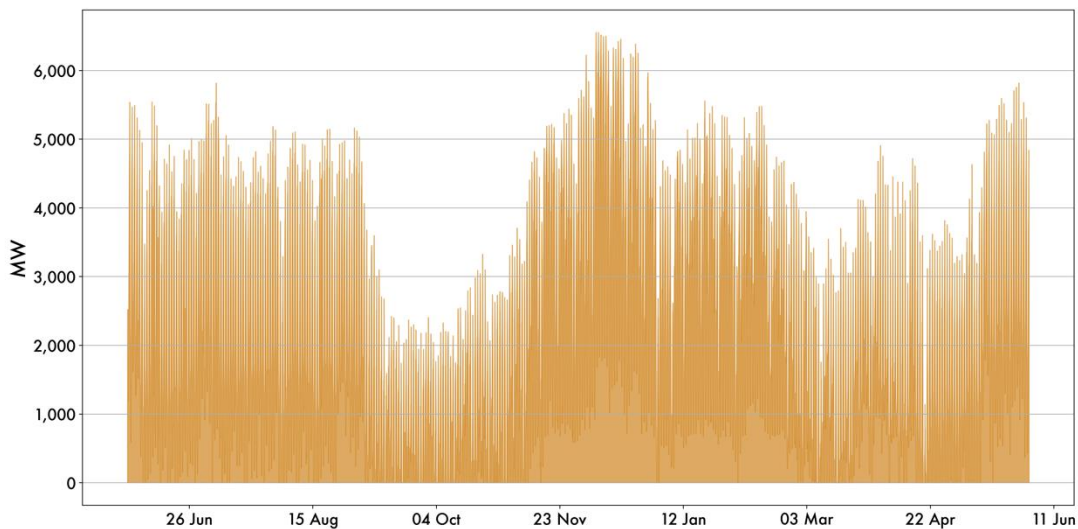
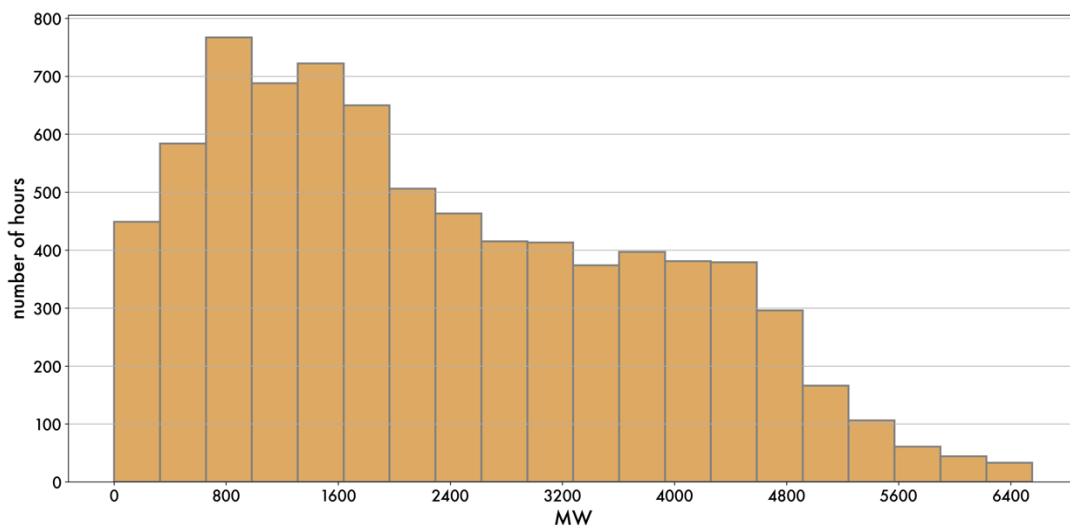


Рис. 2: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Базовий» — 89% годин, загальний обсяг 18,3 ТВт-год



На додаток до потреби у скиданні навантаження, цей сценарій передбачає дефіцит у 30% теплопостачання від ТЕЦ, який неможливо компенсувати за рахунок роботи решти ТЕЦ. Складна ситуація із теплопостачанням своєю чергою призведе до загострення проблеми з енергоспоживанням, якщо домогосподарства та інші споживачі перейдуть на використання електроенергії для опалення.

Цей сценарій є надзвичайно несприятливим і передбачає кілька ризиків, що можуть призвести до подальшого погіршення ситуації:

- Робота АЕС: найбільший ризик пов'язаний із несвоєчасною готовністю енергоблоків АЕС, на які за цим сценарієм припадають дві третини внутрішньої генерації електроенергії. Подібна ситуація може виникнути у разі позапланового або особливо тривалого технічного обслуговування окремих енергоблоків, а також з огляду на загальну нестабільність системи.
- Продовження атак на інфраструктуру: за відсутності належного захисту решта великих енергооб'єктів залишиться мішенями для російських негуманних ударів по критично

важливих об'єктах цивільної інфраструктури. Оскільки імпорт набуває статус другого за важливістю джерела постачання електроенергії та становить основу для формування гнучкості реагування системи за даного сценарію, всі необхідні об'єкти інфраструктури повинні бути особливо захищені.

- Електричне опалення: складна ситуація із теплопостачанням призведе до загострення проблеми з енергоспоживанням, якщо домогосподарства та інші споживачі перейдуть на використання електроенергії для опалення. Ця проблема може стати більшою в разі особливо холодного року: в минулому падіння температури на 1° протягом зимового періоду в Україні супроводжувалось підвищенням енергоспоживання на 400 МВт³.
- Постачання газу: недоступність газової інфраструктури (поки не спостерігається) або недостатнє постачання газу (так само поки не спостерігається) можуть негативно вплинути на роботу решти газових установок (переважно ТЕЦ) і призвести до загострення вищезазначеної проблеми з опаленням. Поширення відключень електроенергії на електрокомпресорні станції газотранспортної системи може спричинити негативні наслідки.
- Несприятливий відбір: наразі скидання навантаження в Україні здійснюється за рахунок віялових відключень електроенергії, тобто окремі регіони відключають від електропостачання на певну кількість годин. При цьому частина споживачів (оборонний сектор, об'єкти критичних послуг або інфраструктури) отримує преференційний режим за наявності поважних підстав. Однак подібна схема не є прозорою. Крім того, кожен споживач індивідуально оптимізує своє споживання таким чином, щоб підлаштувати споживання електроенергії під години підключення відповідного споживача до мережі. Більш заможні споживачі вдаються до використання акумуляторних батарей великого обсягу. Своєю чергою менш заможні споживачі або окремі служби, зокрема громадський електротранспорт, мають обмежену здатність до перерозподілу навантаження. Таким чином, перша категорія споживачів зрештою отримує більшу частку дефіцитної електроенергії з мережі, порівняно з іншими. У разі підвищення тривалості періодів скидання навантаження подібна нерівномірність при розподілі дефіцитного ресурсу створює ризик підриву згуртованості українського суспільства.
- Гідро- та вітроенергетика: ми взяли річні показники гідрогенерації за відносно малоефективний рік і припускаємо наявність незначної кількості гідропотужностей. Тому навіть за умов найгіршого за показниками гідрогенерації року, лише кілька сотень ГВт-год можуть бути доданими в умовах скидання навантаження. Аналогічна ситуація спостерігається у сфері вітрогенерації.

2.2 Сценарій: Проведення обмеженого ремонту

Сценарій із проведенням обмеженого ремонту передбачає відновлення експлуатації половини пошкоджених об'єктів генерації, що не були повністю зруйновані внаслідок ураження. Оскільки кожен об'єкт генерації зазнав різних ушкоджень, а доступ до подібної інформації залишається обмеженим з поважних причин, складно спрогнозувати імовірність реалізації цього процесу. Водночас широко повідомляється, що Україна реалізує комплексну ремонтну кампанію, використовуючи запасні частини з пошкоджених або законсервованих об'єктів генерації, а також ті, що були передані партнерами (зокрема, запасні частини, що стали доступні внаслідок виведення з

³ <https://greendealukraine.org/gd-tracker/figure-of-the-week/2024/daily-average-temperature-vs-peak-electricity-demand-ta-chp-generation>

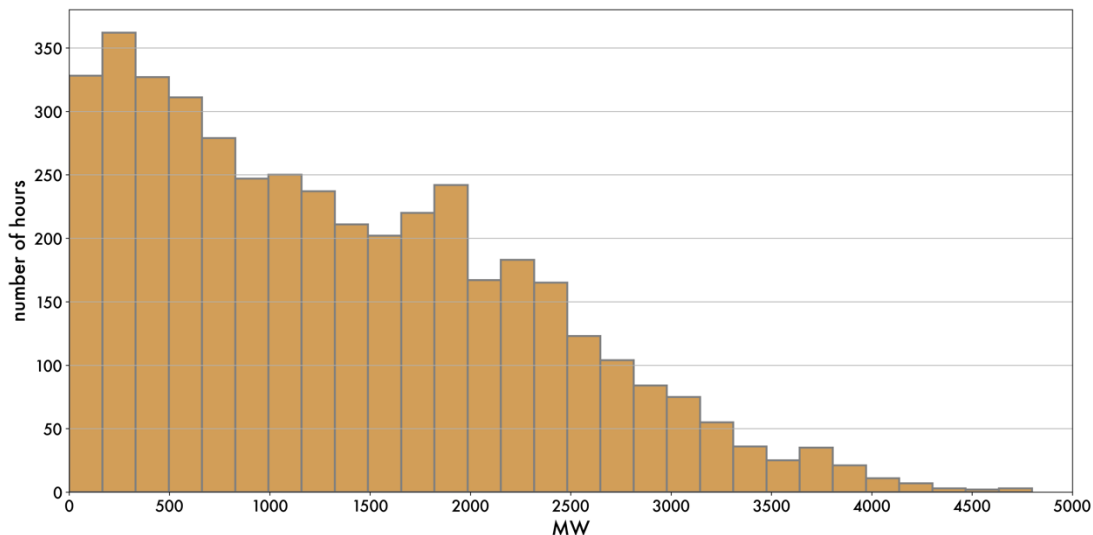
експлуатації об'єктів на території Німеччини). Про це свідчить наявність різноманітних переліків необхідних запасних частин.

Сценарій обмеженого ремонту передбачає зменшення кількості годин скидання навантаження з 89% до 49% (загальний обсяг — 5,8 ТВт-год). Отже, проведення ремонтних робіт є важливим та — в більшості випадків — найбільш швидким і рентабельним рішенням для відновлення потужностей напередодні зимового періоду. Зовні виглядає, що доправлення інженерів та оптимальних запасних частин до найбільш перспективних (з точки зору імовірності відновлення) об'єктів є складним завданням у контексті логістики та пріоритизації.

Водночас, навіть успішне відновлення половини генераційних потужностей не дозволить системі задовольнити наявний попит протягом половини годин роботи, що призведе до виникнення потреби у відключеннях електроенергії. Подібно до базового сценарію, скидання навантаження здійснюється протягом року, тоді як пік починає спостерігатись із настанням зимового періоду. Решта об'єктів генерації, окрім імпорту, працює на повну потужність. Загальний обсяг імпорту скорочується до 12 ТВт-год (80% потужності).

За даними останнього розподілу енергетичного балансу, який залишився у відкритому доступі, у 2020 році близько 30% (37 ТВт-год) електроенергії було спожито домогосподарствами, а 40% (46 ТВт-год) — об'єктами промисловості. Якщо припустити, що скидання навантаження на 5,8 ТВт-год припадатиме виключно на домогосподарства, їм доведеться зменшити споживання приблизно на 20%. Якщо скидання навантаження перекласти на об'єкти промисловості, необхідне зменшення споживання становитиме 15–18%.

Рис. 3: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Проведення обмеженого ремонту» — 49% годин, загальний обсяг 5,8 ТВт-год



Решта сценаріїв є продовженням сценарію «Проведення обмеженого ремонту» або порівнюються з ним (позначено сірим кольором на гістограмах).

2.3 Сценарій: Додаткові 1,5 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу

Додаткове розгортання 1,5 ГВт високоманевреної потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу до кінця вересня дозволить істотно скоротити потребу в скиданні навантаження протягом зимового періоду. Наразі розглядають різні типи «газових електростанцій»: від великих газових

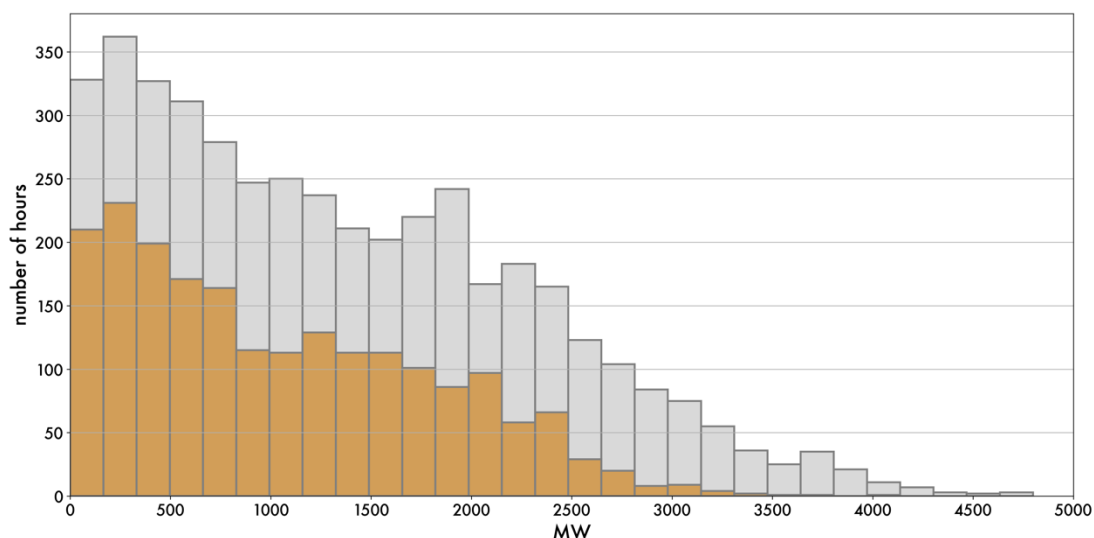
турбін відкритого циклу потужністю до 500 МВт, мобільних турбін потужністю 5–30 МВт (наприклад, турбіни потужністю 28 МВт⁴ від USAID) до газопоршневих електрогенераторів потужністю до 10 МВт (зокрема, контейнерного типу). Окремі типи обладнання мають статус «в наявності» та доступні для швидкого замовлення, решту можна придбати на вторинному ринку. Однак особливо великі системи можуть потребувати значного часу на постачання. Своєю чергою, подібно до решти аналогічних рішень, будівництво та підключення газових електростанцій передбачатиме конкуренцію за обмежені інженерні спроможності.

Створення великої кількості децентралізованих об'єктів малої потужності має чимало переваг — з огляду на підвищену стійкість до російських ударів і спроможність вирішення проблеми дефіцитів на місцевому рівні. Водночас, подібні рішення є дорожчими з розрахунку на МВт, менш ефективними (а тому споживають більше газу) та такими, що супроводжуються значними викликами, пов'язаними з централізованим управлінням подібною системою та забезпеченням її стабільності. При цьому аналіз та оцінка критеріїв формування оптимального комплексу генераційних потужностей виходить за межі цього дослідження.

Загальна кількість годин скидання навантаження скорочується до 2041 (або 23%) на рік. Однак подібний сценарій не матиме значного впливу на періодичність скидання навантаження протягом літа 2024 року, оскільки передбачає поступове встановлення нових генераційних потужностей. Іншим аспектом, який матиме вплив (але вже менший) на відключення електроенергії влітку 2024 року та з початку квітня 2025 року, є технічне обслуговування енергоблоків на АЕС.

Решта генераційних потужностей не змінюється, за одним винятком. Показник імпорту для сценарію з «обмеженим ремонтом» становить 12 ТВт-год, тоді як сценарій із додатковим встановленням 1,5 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу супроводжується зниженням імпорту до 8,6 ТВт-год.

Рис. 4: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додаткові 1,5 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу» — 23% годин, загальний обсяг 2,1 ТВт-год (у порівнянні зі сценарієм «Проведення обмеженого ремонту», який позначено сірим кольором)

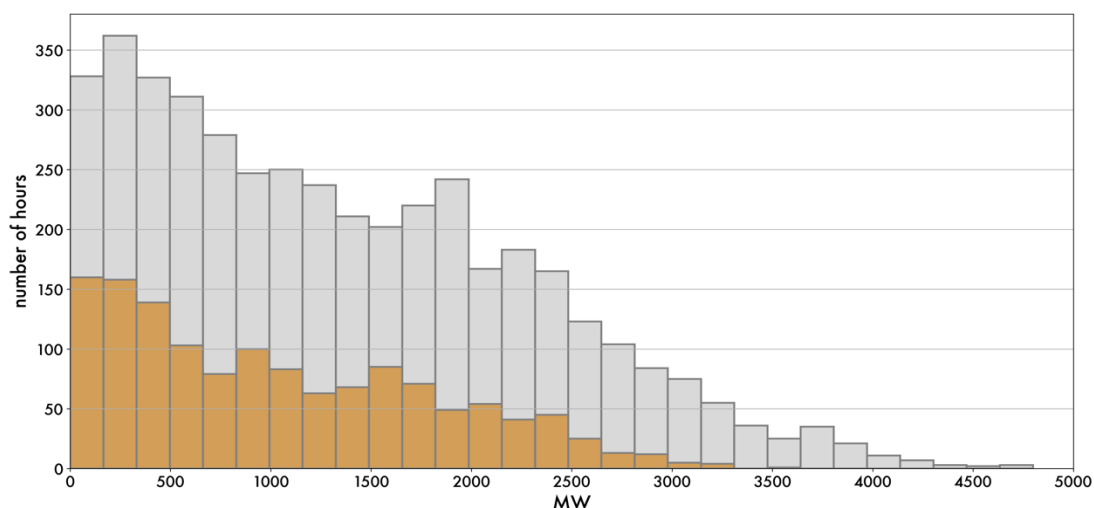


⁴ <https://energysecurityua.org/helping-ukraine/>

2.4 Сценарій: Додаткові 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу

Додаткове розгортання 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу до кінця вересня дозволить практично повністю уникнути подальших скидань навантаження. Очікувана загальна розрахункова тривалість скидань навантаження в годинах до кінця планового періоду становить 1357 (або 15% часу). Цей сценарій передбачає зниження імпорту до 4,4 ТВт-год, що становить лише 30% використовуваних потужностей. Решта генераційних потужностей продовжують працювати на заданих максимальних рівнях. Втілення цього сценарію створює реальну можливість стабілізувати рівень енергопостачання в Україні до наступної зими. Крім того, цей сценарій пропонує мінімальну тривалість скидання навантаження, порівняно з рештою сценаріїв.

Рис. 5: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додаткові 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу» — 15% годин, загальний обсяг 1,4 ТВт-год

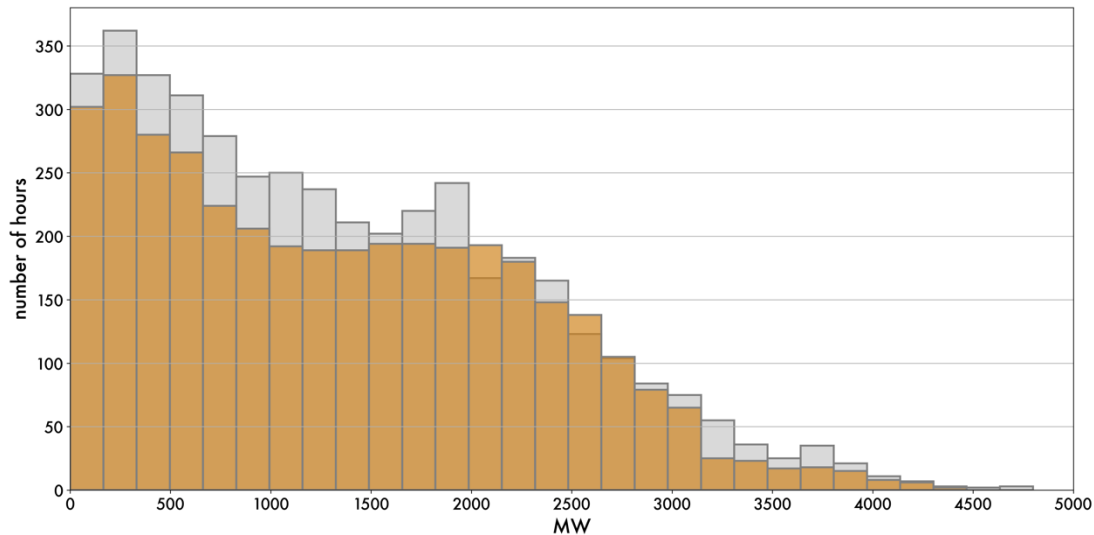


2.5 Сценарій: Додатковий 1 ГВт потужності за рахунок вітрових електростанцій

Додаткове розгортання 1 ГВт потужності за рахунок наземних вітрових електростанцій до жовтня 2024 року створить помітний, однак обмежений вплив на тривалість скидання навантаження протягом аналізованого періоду. Досягнення планки у 1 ГВт не слід вважати нереалістичним завданням — з огляду на існування кількох гігаватних проєктів із виділеними земельними ділянками та підписаними угодами про підключення. Крім того, можна скористатись іншим прагматичним рішенням, що передбачає закупівлю та встановлення вживаних вітрових турбін, які було виведено з експлуатації за результатами кампанії з технічного переоснащення систем у Західній Європі. Основні переваги цього рішення: низька вартість, швидка доступність, зменшення потреби в структурних інвестиціях (через меншу потужність одиниці обладнання). Основний недолік цього рішення — збільшена вартість логістики, сертифікації та інженерно-технічного забезпечення.⁵

⁵ Не слід нехтувати навіть меншим коефіцієнтом використання сонячної енергії протягом зимового періоду, наприклад, для забезпечення роботи систем водопостачання або опалення.

Рис. 6: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додатковий 1 ГВт потужності за рахунок вітрових електростанцій» — 43% годин, загальний обсяг 5,1 ТВт-год



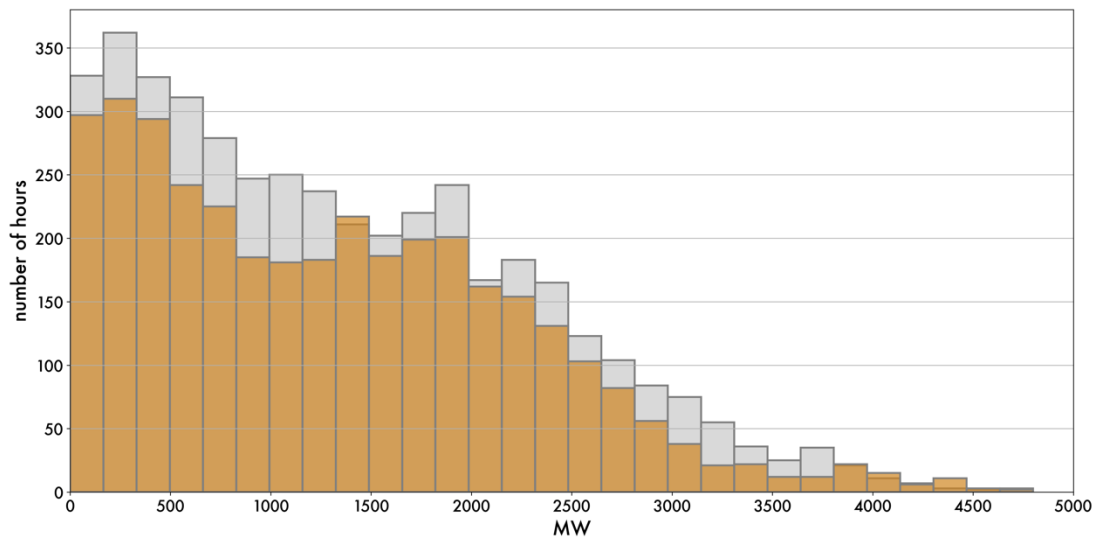
2.6 Сценарій: Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій

З огляду на значний потенціал фотоелектричної (сонячної) генерації в Україні, слід зазначити, що це джерело електроенергії відіграватиме важливу роль у післявоєнній декарбонізації країни. Саме тому його варто розглядати як варіант для забезпечення енергопостачання на найближчі місяці. Повідомляється, що на складах ЄС зберігаються нереалізовані фотоелектричні панелі загальною потужністю 80 ГВт.⁶ Тож навіть масове встановлення сонячних панелей загальною потужністю 5 ГВт до кінця вересня не видається нездійсненним завданням (Франція планує розгорнути додаткові 3 ГВт цього року, Німеччина розгорнула додаткові 3,5 ГВт лише за перший квартал 2024 року), особливо якщо реалізовувати проекти наземних станцій.

Водночас, з огляду на залежність графіку генерації від сонця, реалізація цього рішення не сприятиме значному скороченню потреби у скиданні навантаження протягом жовтня 2024 року — травня 2025 року. Натомість коефіцієнт використання встановленої потужності сонячної електростанції поступово зменшуватиметься по мірі скорочення світлового дня восени або внаслідок обмеженого сонячного випромінювання у зимовий період. Таким чином, появу реальних результатів можна очікувати не раніше наступної весни. Однак навіть у той час може виникати значна потреба у скиданні навантаження у період між пізнім вечором та раннім ранком. У такому разі скидання навантаження припадатиме на 41% часу і загалом становитиме 4,7 ТВт-год (приблизно 5% від чистого попиту). Фотоелектрична генерація збільшує використання гідроакумулювальних станцій приблизно на +50% (1,6 ТВт-год генерації на ГАЕС). Це свідчить про ефективну експлуатацію та розподіл фотоелектричної енергії з часом. Водночас, у періоди без значного сонячного випромінювання, не можна очікувати значного внеску у скорочення періодів скидання навантаження у період з вересня 2024 по травень 2025 року.

⁶ <https://www.pv-magazine.com/2023/10/05/european-warehouses-now-storing-more-than-80-gw-of-unsold-solar-panels/>

Рис. 7: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій» — 41% годин, загальний обсяг 4,7 ТВт-год

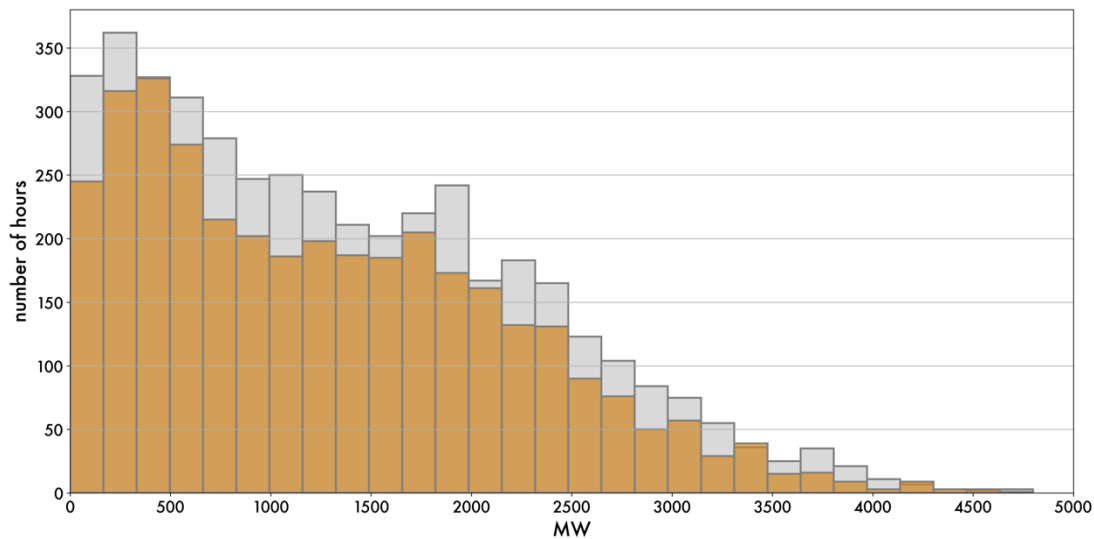


2.7 Сценарій: Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій та 2,5 ГВт за рахунок встановлення батарей

Результати активнішого використання гідроакумулювальних станцій за попереднього сценарію дозволяють стверджувати, що акумулювання може сприяти скороченню періодів скидання навантаження. Тому цей сценарій передбачає додаткове встановлення акумуляторних батарей ємністю 2,5 ГВт. Це дозволяє зменшити тривалість скидання навантаження приблизно на 5% у годинах або на 8% у ТВт-год порівняно зі сценарієм «Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій». При цьому додаткове зменшення порівняно зі сценарієм «Проведення обмеженого ремонту» становить приблизно 20%. Ефект є відносно незначним з огляду на невеликий обсяг надлишкової електроенергії навіть у позапіковий період. Зміна ситуації можлива лише за умови збільшення частки фотоелектричної / вітрової енергії. Гістограма показує відсутність значних змін у діапазоні скидання навантаження (у МВт).

Це може призвести до недооцінки важливості акумуляторних батарей, оскільки наш «погодинний аналіз» не враховує вартості допоміжних послуг (зокрема, відновлення та регулювання частоти), які відіграють важливе значення для системи та можуть реалізовуватися за рахунок використання акумуляторних батарей. Використання батарей на погодинному ринку не дозволить забезпечити їхню окупність.

Рис. 8: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додаткові 5 ГВт потужності за рахунок фотоелектричних станцій та 2,5 ГВт за рахунок встановлення батарей» — 40% годин, загальний обсяг 4,6 ТВт-год



2.8 Сценарій: Додаткові 0,5 ГВт імпорту

Вплив імпорту на скидання навантаження подібний до впливу розгортання малих газових турбін відкритого циклу. Після завершення процесу синхронізації електромереж України рівень доступної для обміну пропускної здатності було поступово підвищено до 1,7 ГВт (цей показник використано в усіх попередніх сценаріях). При цьому загальний показник чистої пропускної здатності становить 2,4 ГВт. Це обмеження пропускної здатності значною мірою пов'язане з обмеженнями на території сусідніх країн, зокрема Румунії та Угорщини. Водночас, існує низка технічних і нормативних заходів, реалізація яких дозволить підвищити пропускну здатність. Детальний аналіз зазначених заходів буде представлено в комплексному дослідженні GDU, що триватиме до жовтня 2024 року.⁷

До переліку таких заходів входять:

- Розвиток мереж в Угорщині та Румунії для наближення показників експорту до ліміту чистої пропускної здатності.
- Збільшення резерву ENTSO-E з 3 ГВт до принаймні 5 ГВт, що сприятиме збільшенню обсягів передачі електроенергії для України.
- Завершення будівництва спільно з Румунією лінії на 400 кВ «Південноукраїнськ–Ісакча» до 2026 року (замість запланованого 2028 року).
- Максимально швидке завершення будівництва спільно зі Словаччиною лінії на 400 кВ «Мукачево–Капушани» (до 2025 або 2026 року).
- Збільшити транскордонну пропускну здатність з Угорщиною за допомогою модернізації підстанції, що виступає стримувальним фактором для угорської системи.
- Розгорнути виробництво електроенергії на польській стороні ЛЕП «Замостя–Добротвір» в якості пілотного проекту для подальшого масштабування на решту сусідніх країн.

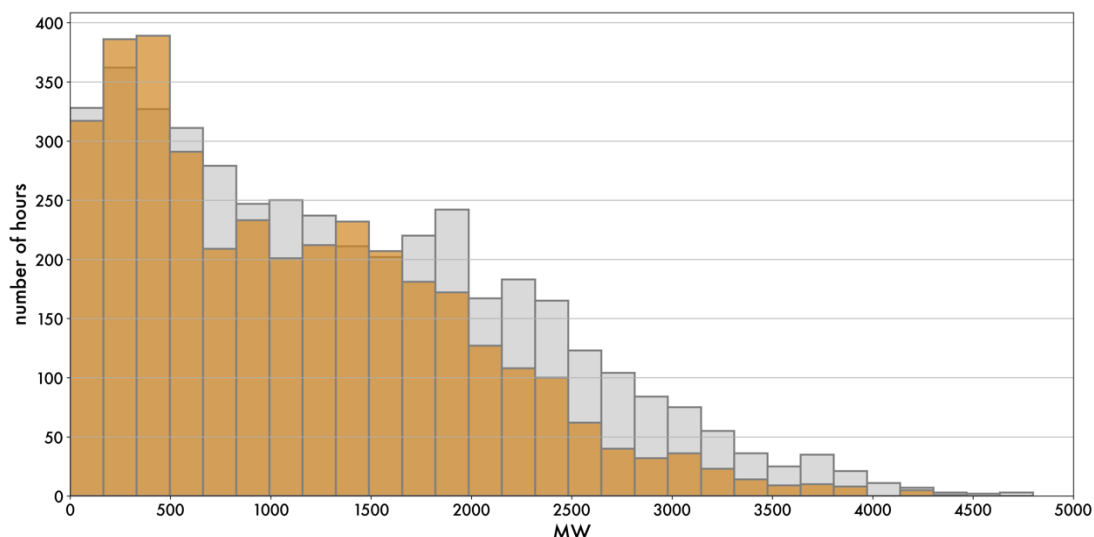
⁷ Наведений перелік ґрунтується на попередніх результатах роботи Сюзанни Ніс. Вона працює над комплексним дослідженням на тему «Регіональний обмін електроенергією між Україною та сусідніми країнами», що вийде в жовтні 2024 року.

- На кордоні з Польщею існує чимало транскордонних ЛЕП на 110 кВ, які можуть використовуватись для комерційної передачі електроенергії.
- Технічні аспекти: існують технічні рішення які дозволяють збільшити пропускну здатність існуючих ЛЕП. Динамічний принцип пропускної здатності ЛЕП дозволяє підвищувати навантаження лінії залежно від погодних умов (холодна погода, вітер) загалом на 10% від пропускної здатності (це буде надзвичайно корисно протягом критичного зимового періоду). До переліку економічно-ефективних рішень також зараховують використання пристроїв FACTS та Statcoms, які (в дуже спрощених термінах) покращують можливості управління енергетичними потоками. Це дозволяє зменшити безпекові межі та, отже, підвищити пропускну здатність тих самих ЛЕП.
- Будівництво європейського заводу з виробництва запасних частин у сусідній країні: з метою посилення спроможностей європейських промислових постачальників мережевого обладнання — задля ефективної та швидкої підтримки України.

Усі зазначені варіанти потребують ретельного техніко-економічного дослідження. Однак варто відзначити, що частину варіантів можна впровадити достатньо швидко.

Збільшення пропускної здатності ЛЕП з Польщі на 0,5 ГВт дозволить зменшити скидання навантаження на 700 годин. При цьому загальна кількість годин скидання навантаження знижується до 41% (порівняно з 49% за сценарієм «Проведення обмеженого ремонту»). Ці додаткові потужності можуть бути використані для підтримки української енергосистеми, однак є недостатніми для повноцінного подолання дефіциту. Рівень імпорту зростає до позначки у 15,4 ТВт-год (порівняно з 12 ТВт-год за сценарієм «Проведення обмеженого ремонту»). Використання імпоротної потужності залишається сталим на рівні 80%.

Рис. 9: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додаткові 0,5 ГВт імпорту» — 41% годин, загальний обсяг 4,1 ТВт-год

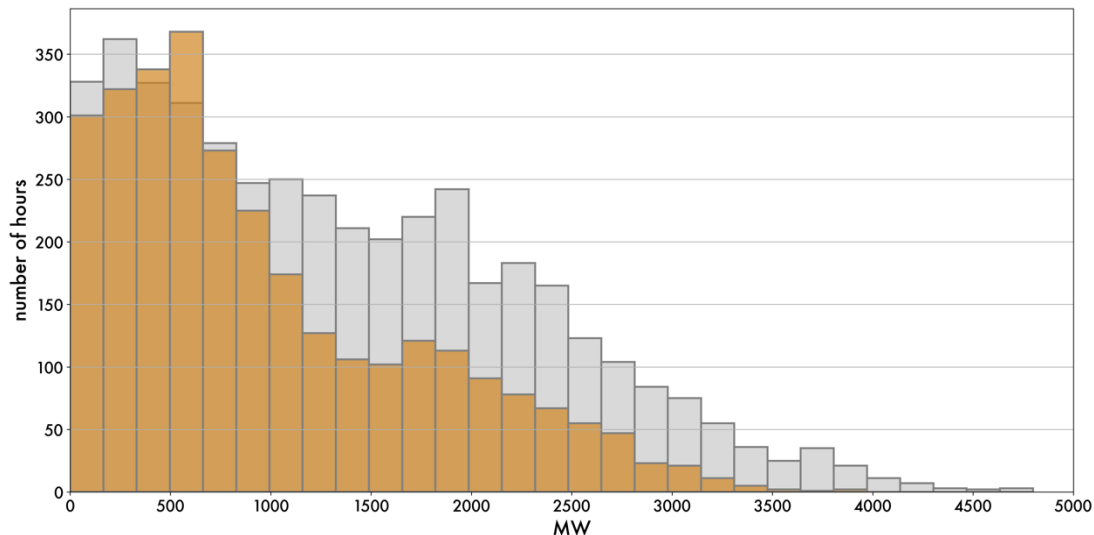


2.9 Сценарій: Додатковий 1 ГВт імпорту

Використання додаткових потужностей, зокрема з Угорщини, у вигляді додаткової пропускної здатності у 500 МВт, сприятиме подальшому скороченню періодів скидання навантаження на 600 годин (загальна кількість годин під скидання навантаження становитиме 34%). Використання

імпортних потужностей за цього сценарію зменшується до 70%. Загальний рівень скидання навантаження зменшується до 2,9 ТВт-год.

Рис. 10: Гістограма скидання навантаження за сценарієм «Додатковий 1 ГВт імпорту» — 34% годин, загальний обсяг 2,9 ТВт-год



2.10 Сценарій: Усе вищезгадане

Різні вищезгадані сценарії (+3 ГВт у вигляді ГТВЦ, + 1 ГВт у вигляді вітрової енергії, + 5 ГВт у вигляді ФЕС, + 2,5 ГВт у вигляді батарей, + 1 ГВт імпорту) теоретично можна поєднати між собою. Реалізація такого оптимістичного сценарію із відповідним комплексом політичних заходів може допомогти повністю уникнути скидання навантаження з моменту, коли будуть встановлені всі додаткові потужності, відповідно коли підвищиться енергогенерація на АЕС після технічного обслуговування енергоблоків⁸. Виходячи з наших припущень, подібна ситуація може виникнути наприкінці серпня 2024 року після відновлення роботи значної частини потужностей АЕС. При цьому нові потужності, заплановані до розгортання за цього сценарію, можуть використовуватись із різною інтенсивністю. Зокрема, фотоелектричні потужності та об'єкти вітрової генерації використовуються повною мірою, а обсяги виробленої газовими турбінами відкритого циклу та імпортованої енергії зменшуються. Це, наприклад, дозволить зменшити споживання газу на 0,5 млрд кубометрів порівняно зі сценарієм, що передбачає додаткове розгортання 3 ГВт потужності за рахунок газових турбін відкритого циклу.

Цей сценарій не є оптимізованим і не видається реалістичним з огляду на спроможності його швидкого впровадження на місцевому рівні. Тож необхідною стає пріоритизація використання обмежених ресурсів задля досягнення максимального результату, що дозволить реально зменшити потребу у відключеннях електроенергії.

⁸ Скидання навантаження до 4000 МВт на загальний обсяг 1,4 ТВт-год (див.

Таблиця 1) стосується виключно літнього періоду, тобто ще до залучення планових інвестицій в об'єкти генерації, збільшення імпорту та проведення ремонтних робіт.

Висновки

Росія рішуче налаштована на знищення енергетичної та теплопостачальної інфраструктури України, маючи на меті залишити населення та економіку без енергії. Від початку повномасштабного вторгнення понад 80% звичайних потужностей електростанцій України було окуповано, знищено або уражено, що призвело до виникнення значного дисбалансу між попитом та постачанням і, як результат, потребою у відключеннях електроенергії.

Якщо пошкоджені електростанції не буде відремонтовано, частина українців може постати перед викликом у вигляді відсутності електроенергії до 90% зимового періоду, що означатиме, зокрема, те, що незадоволеною залишиться п'ята частина від загального попиту на електроенергію. Однак такої складної ситуації можна уникнути. Головною запорукою забезпечення енергопостачання в Україні протягом наступного зимового періоду є посилення системи протиповітряної оборони. За відсутності надійної протиповітряної оборони проведення ремонтних робіт і залучення нових інвестицій виявиться марним, а пошук підрядників для їхньої реалізації — надзвичайно складним.

Додаткове зменшення ризиків у сфері енергетики вимагає проведення таких допоміжних заходів:

- Ремонт частково пошкоджених електростанцій: Це дозволить швидко та економічно ефективно відновити значну частину потужностей із числа об'єктів генерації. Саме тому забезпечення своєчасних поставок необхідних частин до України має надзвичайно важливе значення.
- Розгортання малих газогенераторних установок: Ці установки (розміром від контейнера до повноцінної газотурбінної системи) можуть посилити децентралізованість та стійкість системи без потреби значного інвестування у викопні ресурси. Водночас, використання даних установок залежить від наявності газу та об'єктів газової інфраструктури.
- Збільшення імпорту електроенергії з ЄС: Це рішення вимагає внесення змін до нормативної бази, а також залучення цільових інвестицій, зокрема, на модернізацію підстанцій в Угорщині. Крім того, слід розглянути можливість інтегрування підключених до мережі енергоблоків з-за меж України.
- Інвестиції у відновлювані джерела енергії та акумуляторні батареї: Ці технології пропонують довгострокові переваги, які не обмежуються поточною кризою. Вживані вітрові турбіни можуть виробляти електроенергію у зимовий період, а сонячні батареї — підтримувати рівень електропостачання під час літніх технічних обслуговувань АЕС.

Подібна комбінація рішень є досяжною та придатною для реалізації. В ідеальному світі, де не має ресурсних та часових обмежень, реалізація сценарію «Усе вищезгадане» дозволить фактично уникнути скидання навантаження, як тільки нові потужності будуть введені в експлуатацію. Враховуючи, що застосування практики скидання навантаження також очікується протягом наступного літнього періоду через проведення технічного обслуговування на АЕС, швидке впровадження поданих заходів набуває надзвичайно важливого значення. Ефективне використання обмежених інженерних, будівельних та матеріальних ресурсів України вимагає наявності чіткої стратегії та пріоритизації реальних кроків, спрямованих на зміцнення енергосистеми України.

Таблиця 1: Порівняльна характеристика потреб у скиданні навантаження за різних сценаріїв

	ТВт- год	% чистого попиту	годин	% часу	Макс. МВт
Базовий сценарій	18,3	18%	7893	90%	6550
Проведення обмеженого ремонту (ПОРР)	5,8	6%	4314	49%	4800
ПОРР + 1,5 ГВт ГТВЦ	2,1	2%	2041	23%	4000
ПОРР + 3 ГВт ГТВЦ	1,4	1%	1357	15%	3600
ПОРР + 1 ГВт вітрової енергії	5,1	5%	3774	43%	4300
ПОРР + 5 ГВт ФЕС	4,7	5%	3572	41%	4800
ПОРР + 5 ГВт ФЕС та + 2,5 ГВт батарей	4,6	5%	3535	40%	4700
ПОРР + 0,5 ГВт імпорту	4	4%	3603	41%	4300
ПОРР + 1 ГВт імпорту	2,9	3%	2971	34%	3900
Усе вищезгадане	1,4	1,4%	980	11%	6550

3 Додаток

З міркувань безпеки ми не публікуємо повний текст додатку для широкої аудиторії. Якщо вас зацікавила представлена інформація, зверніться до авторів цього документа.