



УКРЕНЕРГО
Національна енергетична компанія

ПРОЄКТ

Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей

2019

Зміст

Перелік умовних позначень, скорочень і термінів	4
ВСТУП	5
1. Методологія оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву	7
2. Аналіз змін рівнів, режимів споживання електричної енергії	14
3. Аналіз стану генеруючих потужностей ОЕС України, режимів їх роботи та проблем розвитку в контексті забезпечення відповідності (достатності) генерації	19
3.1. Поточний стан генеруючих потужностей ОЕС України	19
3.2. Аналіз режимів роботи генеруючих потужностей ОЕС України	24
4. Сценарії розвитку попиту та пропозиції	28
4.1. Попередні зауваження	28
4.2. Розвиток пропозиції на постачання електричної енергії на ринку відповідно до існуючих планів генеруючих компаній та інвесторів. Технології для нового будівництва	28
4.3. Розвиток попиту на електричної енергії	36
4.4. Сценарії розвитку попиту та пропозиції та їх аналіз	37
5. Базовий сценарій розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу, оцінка його відповідності(достатності) та ризиків при реалізації	43
5.1. Базовий сценарій розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу	43
5.2. «Вузькі» місця ОЕС України у контексті реалізації базового сценарію розвитку генеруючих потужностей	55
5.3. Аналіз ризиків щодо можливості реалізації базового сценарію розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу	56
6. Оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей ОЕС України на період 2021-2030 років за прийнятих сценарних припущень	61
ВИСНОВКИ	70
ПРОПОЗИЦІЇ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ	73
Список використаних джерел	74

Перелік умовних позначень, скорочень і термінів

БіоЕС	–	електростанції на біопаливі
ВВП	–	валовий внутрішній продукт
ВДЕ	–	відновлювані джерела енергії
ГЕН	–	графік електричних навантажень
ГК	–	генеруюча компанія
ЕАЕС	–	електроакумулюючі станції
НПРЧ	–	нормоване первинне регулювання частоти
НЕС	–	Нова Енергетична стратегія України до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність
НКРЕКП	–	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НПСВ	–	Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок
ПГ	–	парникові гази
ПЕР	–	паливно-енергетичні ресурси
САРЧП	–	система автоматичного регулювання частоти і потужності
ТНКТ	–	тимчасово неконтрольовані території
ENTSO-E	–	European Network of Transmission System Operators for Electricity

ВСТУП

Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (надалі — Звіт), розроблено відповідно до вимог Закону України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії», що, зокрема, передбачено пунктом 3 статті 19 «Баланс попиту та пропозиції на електричну енергію».

Відповідно до вимог Закону та Кодексу системи передачі (надалі — КСП) у Звіті наведено методологію підготовки цього Звіту, зроблено аналіз пропозиції та попиту на електричну енергію в Україні, опис сценаріїв розвитку попиту та пропозиції на довгострокову перспективу, а також ризиків щодо порушення вимог безпеки постачання та операційної безпеки у перспективі, пов'язаних з їх реалізацією.

З урахуванням отриманих результатів, відповідно до основної мети, передбаченої Законом та Кодексом системи передачі, затвердженим постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309, у Звіті визначено деталізований базовий (найбільш імовірний) сценарій розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову (десятирічну) перспективу з урахуванням запланованих заходів з розвитку генерації, необхідності реалізації додаткових заходів з її розвитку, впровадження заходів з керованого управління попитом для забезпечення вимог безпеки постачання та операційної безпеки на основі оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та зроблено аналіз ризиків щодо можливості їх порушення та визначені при можливості заходи їх мінімізації.

Сценарії розвитку попиту та пропозиції сформовані на основі аналізу прогнозних балансів потужності та електричної енергії ОЕС України на короткострокову, середньострокову та довгострокову перспективу за різних сценарних припущень стосовно майбутніх умов розвитку та функціонування економіки та енергетики країни, зокрема, щодо економічної та енергетичної політики, екологічних обмежень та вимог, можливостей залучення зовнішніх та внутрішніх інвестиційних ресурсів для вирішення завдань модернізації виробничих потужностей та структурної перебудови економіки та енергетики, наслідків впровадження нової моделі ринку електричної енергії, планів розвитку генерації тощо, з урахуванням вимог економічної та енергетичної безпеки.

Сценарії розвитку попиту та пропозиції сформовані на основі аналізу прогнозних балансів потужності та електричної енергії ОЕС України на короткострокову, середньострокову та довгострокову перспективу за різних сценарних припущень стосовно майбутніх умов розвитку та функціонування економіки та енергетики країни, зокрема, щодо економічної та енергетичної політики, екологічних обмежень та вимог, можливостей залучення зовнішніх та внутрішніх інвестиційних ресурсів для вирішення завдань модернізації виробничих потужностей та структурної перебудови економіки та енергетики, наслідків впровадження нової моделі ринку електричної енергії, планів розвитку генерації тощо, з урахуванням вимог економічної та енергетичної безпеки.

При формуванні груп альтернативних сценаріїв розвитку економіки та енергетики, були враховані положення «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», яка схвалена розпорядженням Уряду від 18.08.2017 р. № 605-р., Стратегії низьковуглецевого розвитку, Протокольне рішення засідання Кабінету Міністрів України від 18 липня 2018 року № 28, Програма дій Кабінету міністрів України, яка схвалена Верховною Радою України.

Згідно з вимогами КСП актуальна методологія оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей оприлюднена на офіційному сайті ПрАТ «НЕК «Укренерго», тому в цьому Звіті розглянуті методологічні особливості наведені у спрощеному (загальному) вигляді. Методологія моделювання попиту на електричну енергію та його покриття в ОЕС України ґрунтується на використанні сучасних математичних моделей, які розроблені в Україні на основі новітніх наукових досягнень щодо формування узгоджених прогнозів розвитку економіки та енергетики, урахування вимог балансової надійності при прогнозуванні розвитку генеруючих потужностей, урахування методологічних рекомендацій *ENTSO-E*, що є актуальним в контексті планованого об'єднання ОЕС України з енергосистемою континентальної Європи (*ENTSO-E*).

Методологія та зміст Звіту відповідає вимогам розділу II «Планування розвитку системи передачі» КСП.

Прогнозування розвитку генерації, оцінювання ризиків для ОЕС України щодо виникнення ситуацій з критичними умовами її функціонування, розрахунки режимів роботи ОЕС України за ймовірними та найгіршими сценаріями, визначення заходів із запобігання дефіциту генеруючої потужності здійснено з використанням доступних Оператору системи передачі засобів математичного моделювання та інформації, яка постійно підтримується ОСП, публічно-доступних наукових та аналітичних звітів, а також отриманої за окремими запитами.

Оператор системи передачі протягом розробки проєкту даного документу здійснював постійні консультації з учасниками ринку електричної енергії, які здійснюють ліцензовану діяльність з виробництва електричної енергії. Такі консультації дозволили врахувати плани перспективного розвитку генеруючих компаній. Також, ОСП врахував інформацію щодо виданих операторами систем розподілу технічних умов на приєднання до ОЕС України електрогенеруючих установок.

Також були проведені круглі столи за участю представників Верховної Ради України, центральних органів виконавчої влади, НКРЕКП, наукової спільноти та громадських організацій, учасниками ринку електричної енергії та інших зацікавлених сторін з питань методології підготовки Звіту, сценарних припущень та довгострокових прогнозів узгодженого розвитку економіки та енергетики, формування базового сценарію та ризиків його реалізації.

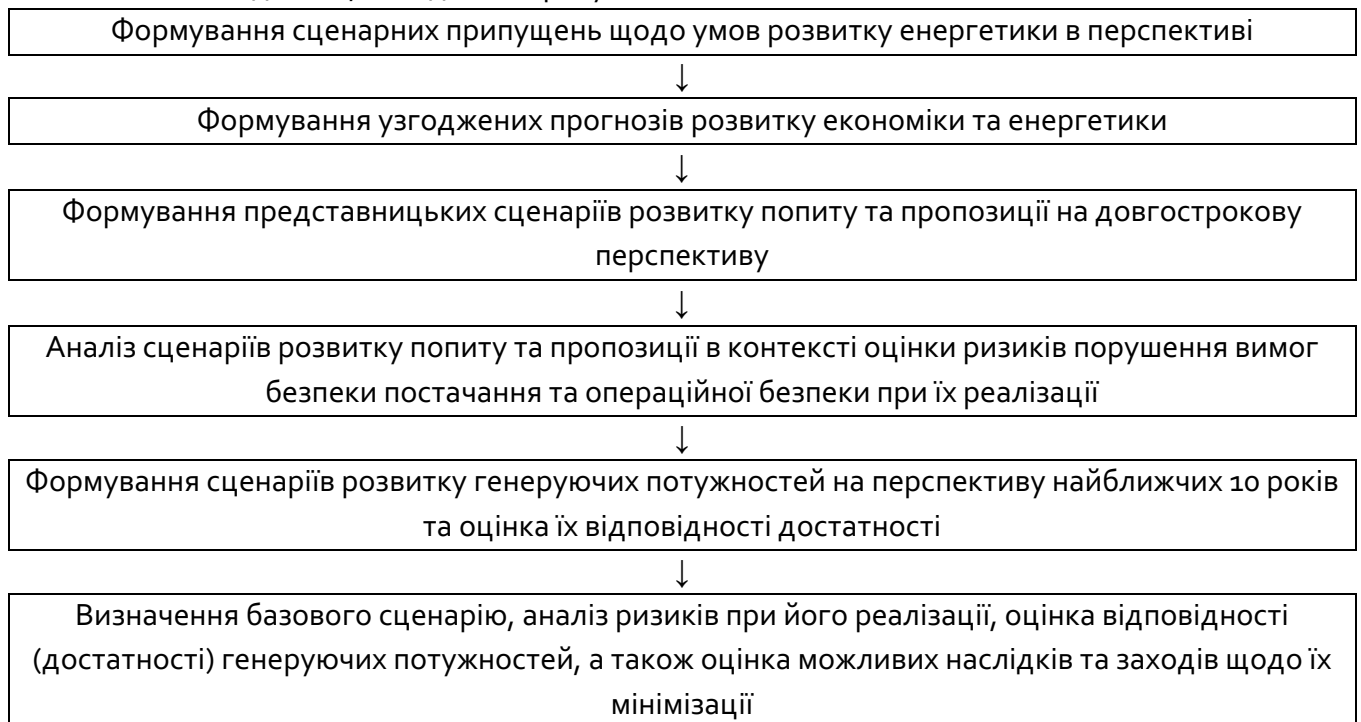
Для підготовки вхідної інформації ОСП надавав запити до користувачів системи передачі та органів виконавчої влади на отримання інформації за спеціально підготовленими формами, які були розміщені на офіційному сайті, і яка була використана при підготовці Звіту.

З огляду на те, що на сьогодні неможливо оцінити терміни та умови, на яких будуть повернені території, які на сьогодні не контролюються органами державного управління України — окремі райони Донецької та Луганської областей, а також Автономної республіки Крим, у Звіті вони не розглядаються.

1. Методологія оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву

Методологія, використана при підготовці цього звіту, враховує вимоги щодо забезпечення національної безпеки [1] та розроблена на основі сучасних наукових підходів до системних досліджень розвитку великих систем енергетики [2-18], оптимізації розвитку ОЕС України в умовах ринку електричної енергії та забезпечення вимог адекватності [19-44], враховує рекомендації *ENTSO-E* щодо оцінки адекватності енергосистеми, ефективну практику проведення досліджень з прогнозування та планування розвитку енергосистем в країнах-членах *ENTSO-E* [45-52].

Узагальнений алгоритм проведення досліджень при підготовці Звіту, який відповідає означеній методології, наведено на рисуюнок 1.1.



Рисуюнок 1.1 — Узагальнений алгоритм проведення досліджень при підготовці проекту Звіту

Для проведення досліджень використовувалися програмно-інформаційні комплекси *Antares by RTE*, *BACS-RVE* та *Plexos Energy Exemplar*, призначені для вирішення задач прогнозування розвитку та функціонування економіки та енергетики, оптимізації розвитку структури генеруючих потужностей об'єднаних енергосистем з урахуванням вимог балансової надійності та з використанням комплексу оптимізаційних, імітаційних та розрахункових моделей.

Комплекси забезпечують підтримку вхідної інформації необхідної для побудови математичних моделей у середовищі *MS Access/MS Excel*, в яких також реалізовані імітаційні та розрахункові моделі, зокрема, моделі життєвого циклу технологій виробництва продукції, товарів та послуг та моделі оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для специфічних умов формування графіків навантаження, тобто коли вони формуються не оптимальним чином з точки зору забезпечення вимог балансової надійності.

З використанням спеціалізованого програмного забезпечення на основі інформації, що формується та зберігається у середовищі *MS Access/MS Excel*, формується реляційна БД, яка використовується для побудови оптимізаційних моделей у форматі необхідному для оптимізаторів *Xpress-MP, CPLEX, EE LPS, GLPK, GLPSOL, Sirius_Solver*, які здійснюють розв'язок відповідних оптимізаційних задач. У переважній більшості результати оптимізації заносяться у означену БД і в подальшому переносяться у *MS Access/MS Excel* у вигляді формалізованих звітних форм.

На першому етапі робіт по підготовці Звіту була сформована та формалізована вхідна інформація необхідна для проведення досліджень.

Для формування сценарних припущень використовувалась як ретроспективна, статистична інформація, так і інформація, яка міститься в державних та наукових документах щодо стратегічних напрямів розвитку економіки, енергетики, соціально-економічної сфери, документів, в яких наведені цілі держави щодо екологічної політики та енергозбереження, а також нормативно-правова база, яка регламентує діяльність в економіці та енергетиці, міжнародні зобов'язання України тощо.

Зокрема, при підготовці Звіту використовувались статистична інформація, публікації та звітні форми, які підтримує Державна служба статистики України, і які є доступними на її офіційному сайті інформація з розділів сайту «Демографічна та соціальна статистика», «Економічна діяльність», «Паливно-енергетичні ресурси України» [80]. Для формування сценарних припущень крім публічно-доступних документів також використовувалась інформація, яка була надана ОСП за окремими запитами. Так були надіслані запити до Міністерства економічного розвитку і торгівлі, Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, Міністерства екології та природних ресурсів України, Інституту економіки та прогнозування НАН України, Відділенню фізико-технічних проблем енергетики НАН України, користувачам системи передачі. Також були використані такі основні публічно-доступні документи: «Цілі сталого розвитку: Україна. Національна доповідь» [79], Закон України «Про ринок електричної енергії» [81], зокрема, пункт 1 статті 5 Розділу II «Державна політика, регулювання у сфері електроенергетики та безпека постачання», «Національна енергетична стратегія до 2035 року» [74], «Енергетична стратегія як інструмент політики енергетичної безпеки» [82], «Політика енергоефективного розвитку і зміни клімату» [84], «Платформа економічного патріотизму: невідкладні заходи» [85] та інші. За окремими запитами була отримана інформація від Інституту економіки та прогнозування та Інституту загальної енергетики НАН України.

При формуванні вхідної інформації здійснювалось групування всієї вхідної інформації на дві основні групи: перша — показники, які не залежать від сценарних припущень стосовно розвитку економіки та енергетики, а друга — які формалізують означені сценарні припущення.

Показники першої групи описують фізико-технологічні особливості виробництва продукції (робіт, послуг) окремими технологіями галузей економіки, у тому числі і електроенергетики — питомі витрати ресурсів на виробництво продукції, діапазони їх можливих змін під впливом випадкових факторів — погодні умови, фактичний стан технології тощо, викиди забруднювачів та ПГ, технологічні особливості їх функціонування, зокрема для технологій генерації електричної енергії — наявність технічних мінімумів, діапазони регулювання, коефіцієнти готовності тощо, для чого використовуються відповідні математичні моделі життєвого циклу технологій [57; 72; 73; 87; 88].

Друга група показників розділяється на дві підгрупи.

Перша підгрупа описує рамкові умови діяльності в економіці країни — прогнозне податкове оточення, очікувані рівні вартості ПЕР на світових ринках, необхідні рівні інвестицій в створення нових та реконструкцію (модернізацію) існуючих виробничих потужностей, прогнозні рівні платежів за викиди забруднювачів та парникових газів та екологічних вимог та обмежень, прогнози щодо можливості залучення коштів від МФО та їх надходження від трудових мігрантів, потреби в обслуговуванні внутрішніх та зовнішніх фінансових зобов'язань тощо.

Друга підгрупа показників, які формалізують сценарні припущення описує умови функціонування виробництв національної економіки у перспективі — стан існуючих виробничих потужностей, можливість використання яких з плином часу зменшується через об'єктивний фізичний та моральний знос, щодо їх модернізації та реконструкції, введення нових виробничих потужностей тощо.

На основі аналізу вхідної інформації на другому етапі підготовки Звіту були сформовані сценарні припущення для чотирьох основних груп сценаріїв щодо таких основних чинників, які визначально впливають на формування варіантів узгодженого розвитку економіки та енергетики з використанням відповідної оптимізаційної моделі, а саме:

- нормативно-правової бази регулювання економічної діяльності, розвитку та функціонування енергетики, зокрема, можливих змін щодо міжнародних зобов'язань України — обмеження на викиди ПГ, розвиток відновлювальної енергетики, енергоефективність тощо;
- можливі обсяги експорту продукції, товарів та послуг;
- необхідні обсяги імпорту продукції, товарів та послуг;
- техніко-економічні та екологічні показники існуючих та нових (реконструйованих) виробництв продукції, товарів та послуг тощо;
- необхідні інвестиції у створення (реконструкцію) виробництв продукції, товарів та послуг.

З огляду на те, що в межах певних сценарних припущень конкретні значення окремих показників можуть певним чином змінюватись, вони задаються у вигляді певного діапазону, а варіанти узгодженого розвитку економіки та енергетики визначаються для сполучень їх представницьких значень в межах таких діапазонів з подальшим синтезом, на основі аналізу отриманих рішень, основного сценарію для відповідної групи сценарних припущень.

Для формування узгоджених прогнозів розвитку економіки та енергетики використовувалась оптимізаційна математична модель, яка описана в Методології, що розміщена на сайті НЕК «Укренерго» — далі Методологія. В ній в якості критерію оптимізації був використаний критерій максимізації споживання домогосподарствами та сектору державного управління, коди КВЕД N77-N82 та O84, продукції, товарів та послуг неенергетичних секторів економіки, бо саме це споживання визначає якість життя населення та спроможність бюджетної сфери виконувати свої зобов'язання щодо забезпечення, у першу чергу національної безпеки у найбільш широкому розумінні цього поняття. Рівень енергетичних потреб, в цьому контексті, визначається рівнем можливих витрат домогосподарств та сектору державного управління.

Розвиток економіки у перспективі визначався можливістю експорту продукції, яка для кожного сектору та сценарію визначалась виходячи з аналізу кон'юнктури на відповідних ринках, оцінки, за різних сценарних припущень щодо конкурентоспроможності існуючих та нових виробництв на зовнішніх ринках. Також враховувалась потреба в імпорті продукції, яка формується через відсутність виробництва певної продукції в Україні — реактори для АЕС та

палива для них, технології для зниження викидів SO_2 та NO_x , обладнання для впровадження ВЕС та СЕС тощо, недостатності виробничих потужностей або неконкурентоспроможність вітчизняних виробників на внутрішньому ринку. Необхідність у імпорті визначається відповідно до сценарію, бо можливо як створення виробництв, що заміщують імпорт, так і створення умов, що ліквідують необґрунтовані економічні переваги для імпортерів тощо.

З використанням сформованих даних, формуються обмеження задачі математичного програмування розрахунку узгоджених варіантів розвитку енергетики. Модель базується на використанні методів оптимізації міжгалузевого балансу (таблиць «витрати-випуск») у моделях типу Леонтьєва для прогнозування розвитку енергетики на макрорівні, та методів оптимізації розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) в цілому [35-37].

В цій моделі ОЕС представлена як концентрована енергосистема з наявними фізичними обмеженнями можливостей імпорту-експорту електричної енергії міждержавними перетинами.

Моделювання електроенергетичного сектору економіки здійснювалось в оптимізаційних моделях узгодженого розвитку економіки та енергетики і в оптимізаційних моделях формування структури генеруючих потужностей ОЕС України з використанням *Antares by RTE*, *BACS-RVE* та *Plexos Energy Exemplar*, які й забезпечують реалізацію наведених в Методології моделей.

Ці моделі відрізняються ступенем деталізації представлення процесів розвитку та функціонування ОЕС України, які більш детально представлені в моделі оптимізації структури генеруючих потужностей, тим що в моделі формування узгоджених потужностей попит на електричну енергію, потреба в паливі викиди ПГ оптимізуються, а в моделі оптимізації структури генеруючих потужностей вони задаються.

В цих моделях формалізуються вимоги щодо забезпечення балансів попиту-пропозиції в електричної енергії на ступенях ГЕН та потреби в резервах, які є критеріями оцінки відповідності (достатності генеруючих) потужностей, з урахуванням доступних (прогнозованих) потужностей генерації електричної енергії, технологій, що надають послуги з управління попитом, а також потужностей технологій збереження енергії з урахуванням можливості похибки прогнозу попиту на електричну потужність, необхідності і наявності резервів регулювання частоти та активної потужності (відповідно до вимог КСП) і компенсації коливань потужності вітрових та сонячних електростанцій та застосуванням коефіцієнтів готовності генеруючих потужностей для визначення їх можливої потужності для покриття потреби в електричної енергії.

З використанням моделі узгодженого розвитку економіки та енергетики було проведене багатоваріантне моделювання для груп обраних сценаріїв та визначено вплив різних стратегій розвитку на паливно-енергетичний баланс країни, на рівні попиту на електричну енергію та визначені драйвери його зростання тощо. Отримані результати наведені в матеріалах, що обґрунтовують показники наведені у Звіті.

На основі аналізу отриманих результатів багатоваріантного прогнозування розвитку економіки та енергетики країни були сформувані представницькі сценарії розвитку попиту та пропозиції, з використанням моделі оптимізації структури генеруючих потужностей визначені їх показники та оцінені ризики невиконання вимог відповідності (достатності) генеруючих потужностей.

На основі порівняльної оцінки представницьких сценаріїв розвитку попиту та пропозиції був визначений базовий сценарій розвитку генеруючих потужностей. При його розробці головна увага приділяється мінімізації ризиків порушення вимог безпеки постачання електричної енергії у перспективі найближчих 10 років та визначено необхідні заходи з розвитку генерації

ОЕС України та управління попитом, реалізацію яких (або початок реалізації) необхідно здійснити в цей період.

Методологія визначення рівнів та режимів споживання електричної енергії, її імпорту та експорту, формування графіків електричних навантажень, зокрема для днів з найбільш складними умовами роботи ОЕС України передбачає використання результатів реалізації методології формування сценаріїв розвитку попиту споживачів на електричну енергію на довгострокову перспективу, зокрема, обсягів споживання електричної енергії з використанням статистичних даних щодо режимів споживання електричної енергії та потужності (розділ 2 цього Звіту) як енергосистемою в цілому, так і для окремих секторів економіки (рисунки 1.2 — рисунок 1.4), а також проєкції цих даних для перспективного періоду. Моделювання покриття ГЕН для найбільш складних умов роботи генерації ОЕС України — діб з максимальним та мінімальним навантаженням, робочих та вихідних днів повені, ізольованої роботи енергосистеми.

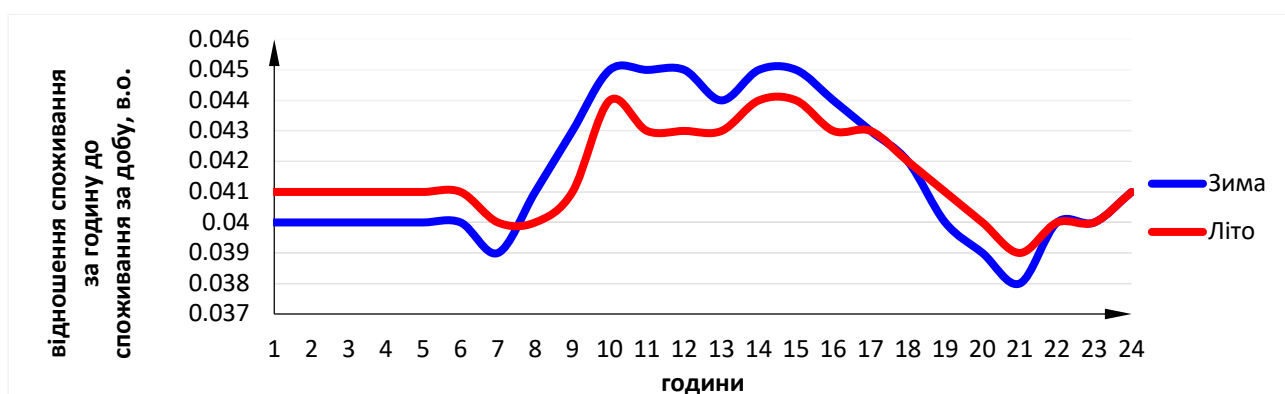


Рисунок 1.2 — Референтний профіль споживання електричної енергії протягом доби літнього та зимового замірного дня промисловості

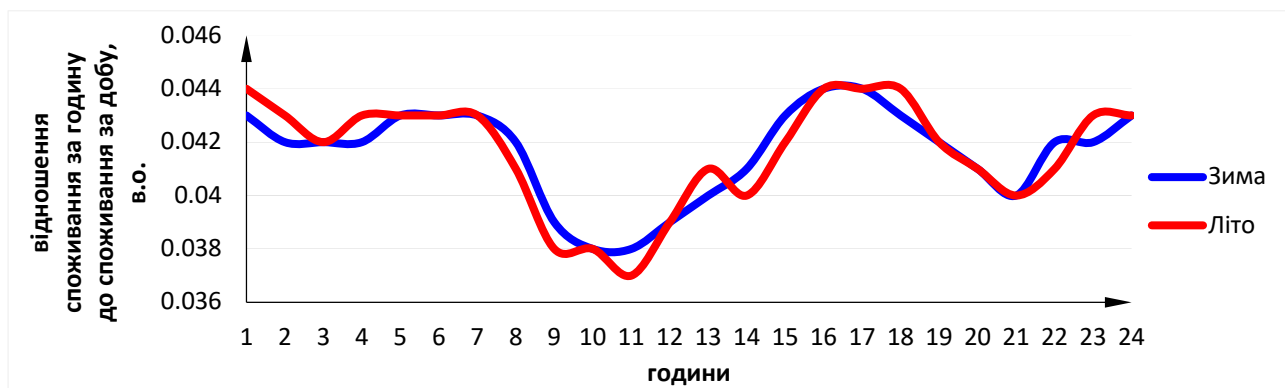


Рисунок 1.3 — Референтний профіль споживання електричної енергії протягом доби літнього та зимового замірного дня паливної промисловості, частка споживання за годину відносно споживання за добу

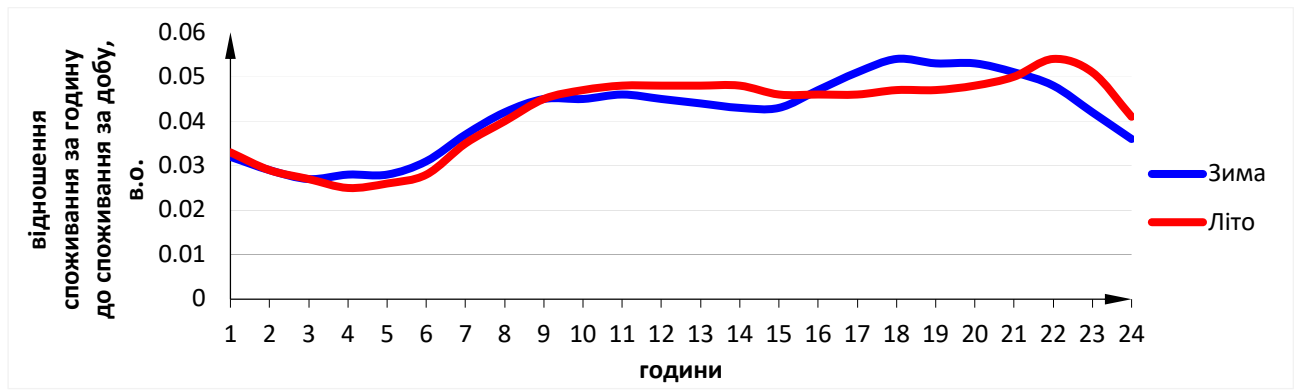


Рисунок 1.4 — Референтний профіль споживання електричної енергії протягом доби літнього та зимового замірного дня побутових споживачів, частка споживання за годину відносно споживання за добу

Основними рівняннями, що використовуються при побудові графіків електричних навантажень є:

$$P_{ing(t+s)} = k_{ingt}^D W_{i(t+s)}, \quad (1.25)$$

$$P_{ng(t+s)}^{OEC} = \sum_{i=1}^I P_{ing(t+s)} \quad (1.26)$$

де:

$P_{ing(t+s)}$ — потужність споживання електричної енергії i -м ($i=1 \div I$) споживачем для n -ступеня ГЕН для характерної доби g , $n=1 \div N$, $g=1 \div G$, у $(t+s)$ прогнозованому етапі розрахункового періоду;

k_{ingt}^D — коефіцієнт, що розраховується на основі статистичних даних, $t=1 \div T$, як відношення споживання потужності протягом певної години до загального споживання протягом доби для кожного типу споживача;

$W_{i(t+s)}$ — обсяг споживання електричної енергії протягом доби для прогнозованого періоду $(t+s)$;

$P_{ng(t+s)}^{OEC}$ — прогнозне споживання для кожної ступені ГЕН для ОЕС України.

Обсяг імпорту та експорту електричної енергії для прогнозованого періоду прийнято як усереднені дані на основі історичних даних за 2015-2018 рр., оскільки для перспективного періоду побудова формалізованої процедури є фактично неможливою, насамперед через запровадження ринку електричної енергії в Україні та майбутньої синхронізації ОЕС України із ENTSO-E, що призводить до суттєвої зміни перетоків на зовнішніх кордонах національної енергосистеми.

Методологія формування характерних графіків складнопрогнозованих технологій виробництва електричної енергії (ВЕС та СЕС) передбачає обробку наявних ретроспективних статистичних даних щодо генерації цих технологій. Для цілей моделювання найбільш складних умов роботи ОЕС України використано графіки генерації ВЕС та СЕС для періоду березень — травень, оскільки в цей період спостерігаються значні обсяги генерації електричної енергії на ВЕС та СЕС. Добовий профіль ВЕС було побудовано з припущення, що для кожної години коефіцієнт використання встановленої потужності становить 40 % з можливим відхиленням навантаження на наступну годину ± 50 % від потужності генерації поточної години. Добовий

профіль СЕС був прийнятий як середній (рисунок 1.5) для травня місяця з можливим відхиленням генерації для наступної години на $\pm 30\%$ від потужності генерації в поточну годину. Тривалість генерації електричної потужності СЕС протягом доби коригувалась відповідно до часу сходу та заходу Сонця для відповідного календарного періоду, що моделювався.

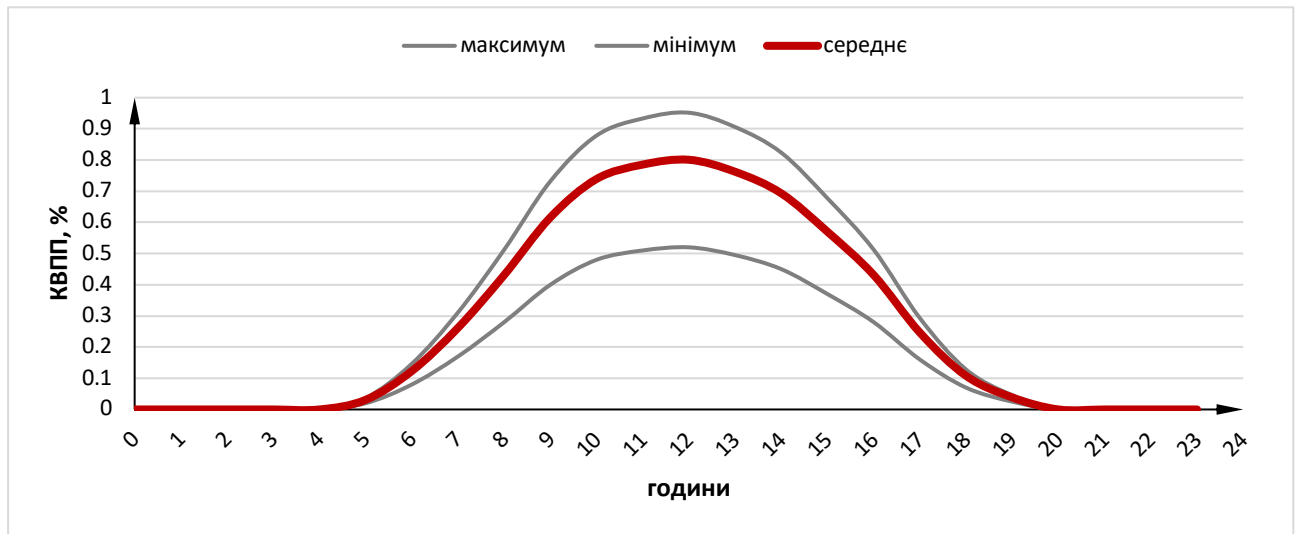


Рисунок 1.5 — Референтний профіль генерації електричної енергії СЕС протягом доби травня місяця

2. Аналіз змін рівнів, режимів споживання електричної енергії

Споживання електричної енергії в Україні є нерівномірним протягом року, що перш за все визначається змінами температури. Нерівномірність споживання протягом року також зумовлена значною часткою споживання населенням та комунально-побутових споживачів відносно обсягів споживання промисловістю (таблиця 2.1). Частка споживання промисловістю в загальному обсязі споживання протягом останніх п'яти років має стійку тенденцію до зниження (в 2013 р. частка дорівнювала майже 45 %, а в 2018 — 42,6 %). В цей самий період частка споживання населенням зросла з 28,1 % у 2013 р. до 29,4 % у 2018 р., також має тенденцію до зростання і частка споживання комунально-побутовим сектором. При цьому, в умовах відсутності сталих тенденцій розвитку економіки України, суттєвих змін доходів населення, знецінення національної валюти, значних рівнів інфляції, зробити надійну оцінку еластичності попиту на електричну енергію практично неможливо. У цих умовах обсяги споживання електричної енергії для промисловості залежать від завантаження основних засобів виробництва, що значною мірою залежить від кон'юнктури зовнішніх ринків для орієнтованих на експорт підприємств. В домогосподарствах наявна тенденція сталого споживання електричної енергії, що зумовлено поступовим насиченням домогосподарств побутовими електричними приладами.

Протягом 2016-2019 рр. форма профілів споживання електричної енергії в зимовий період суттєво не змінилась (рисунок 2.1 — рисунок 2.3). Аналогічна тенденція притаманна і для профілів у літній період.

Для літнього періоду протягом 2016-2019 рр. для профілів споживання в робочу добу спостерігається тенденція до зростання денного споживання при високій температурі, що перевищує вечірній максимум споживання потужності в ОЕС України (рисунок 2.4 — рисунок 2.6).

Таблиця 2.1 — Рівні та структура споживання електричної енергії в Україні за 2013-2020 роки

Основні галузі промисловості та групи споживачів	2013 р.		2014 р.*		2015 р.*		2016 р.		2017 р.		2018 р.		2019 р. (очік.)		2020 р. (прогн.)	
	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %	млн кВт·год	Питома вага, %
Споживання електричної енергії всього (нетто), у т.ч:	147264	100	134653	100	118727	100	118258	100	118720	100	122145	100	122150	100	123500	100
1. Промисловість	66339	45	60930	45,2	50200	42,3	49995	42,3	50898	42,9	52023	42,6	52200	42,7	52640	42,6
1.1. паливна	8525	5,8	7381	5,5	4285	3,6	3598	3	3629	3,1	3543	2,9	3400	2,8	3450	2,8
1.2. металургійна	35093	23,8	33933	25,2	28755	24,2	28872	24,4	28995	24,4	29560	24,2	29750	24,4	29850	24,2
1.3. хімічна та нафтохімічна	4893	3,3	3822	2,8	3085	2,6	2969	2,5	2890	2,4	3115	2,6	3670	3	3700	3
1.4. машинобудівна	5292	3,6	4368	3,2	3670	3,1	3706	3,1	3963	3,3	4085	3,3	3890	3,2	4030	3,3
1.5. будівельних матеріалів	2507	1,7	2221	1,6	2067	1,7	2199	1,9	2282	1,9	2231	1,8	2200	1,8	2220	1,8
1.6. харчова та переробна	4682	3,2	4493	3,3	4066	3,4	4214	3,6	4430	3,7	4536	3,7	4450	3,6	4500	3,6
1.7. інша	5348	3,6	4712	3,5	4273	3,6	4438	3,8	4710	4	4954	4,1	4840	4	4890	4
2. Сільгоспспоживачі	3936	2,7	3483	2,6	3342	2,8	3513	3	3636	3,1	3868	3,2	3790	3,1	3830	3,1
3. Транспорт	8690	5,9	7342	5,5	6807	5,7	6796	5,7	7011	5,9	6955	5,7	6840	5,6	6900	5,6
4. Будівництво	1003	0,7	852	0,6	748	0,6	814	0,7	879	0,7	964	0,8	980	0,8	990	0,8
5. Комунал.-побутові споживачі	18545	12,6	16581	12,3	15195	12,8	15191	12,8	14941	12,6	15506	12,7	15400	12,6	15560	12,6
6. Інші непромислові споживачі	7373	5	6493	4,8	5955	5	6032	5,1	6292	5,3	6880	5,6	7390	6	7480	6
7. Населення	41378	28,1	38972	28,9	36480	30,7	35917	30,4	35064	29,5	35947	29,4	35550	29,1	36100	29,2

* — 2014 рік (з квітня) без урахування АР Крим, 2015 рік (з травня) і без ТНКТ Донецької та Луганської областей

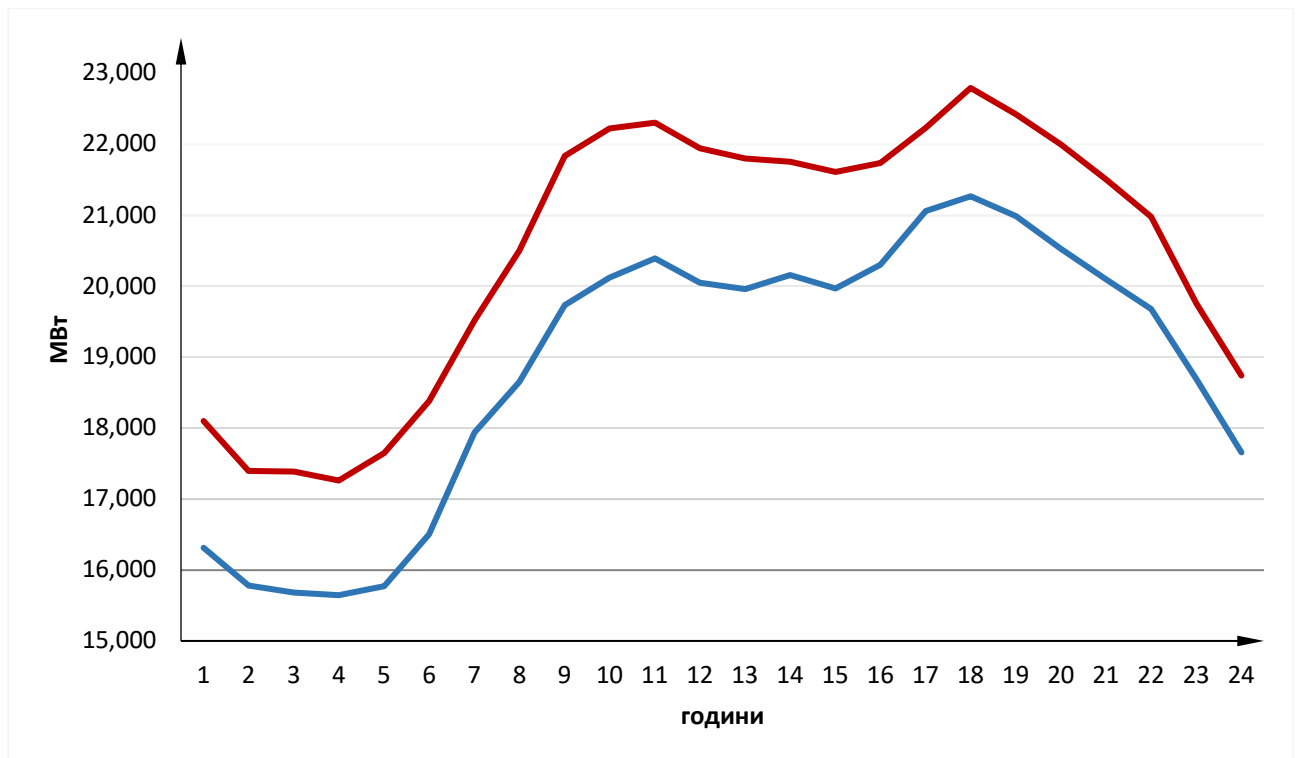


Рисунок 2.1 — Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня січня 2019 року при температурах вищій (-2 °C) і нижчій (-10 °C) від середньомісячної (-5,1 °C)

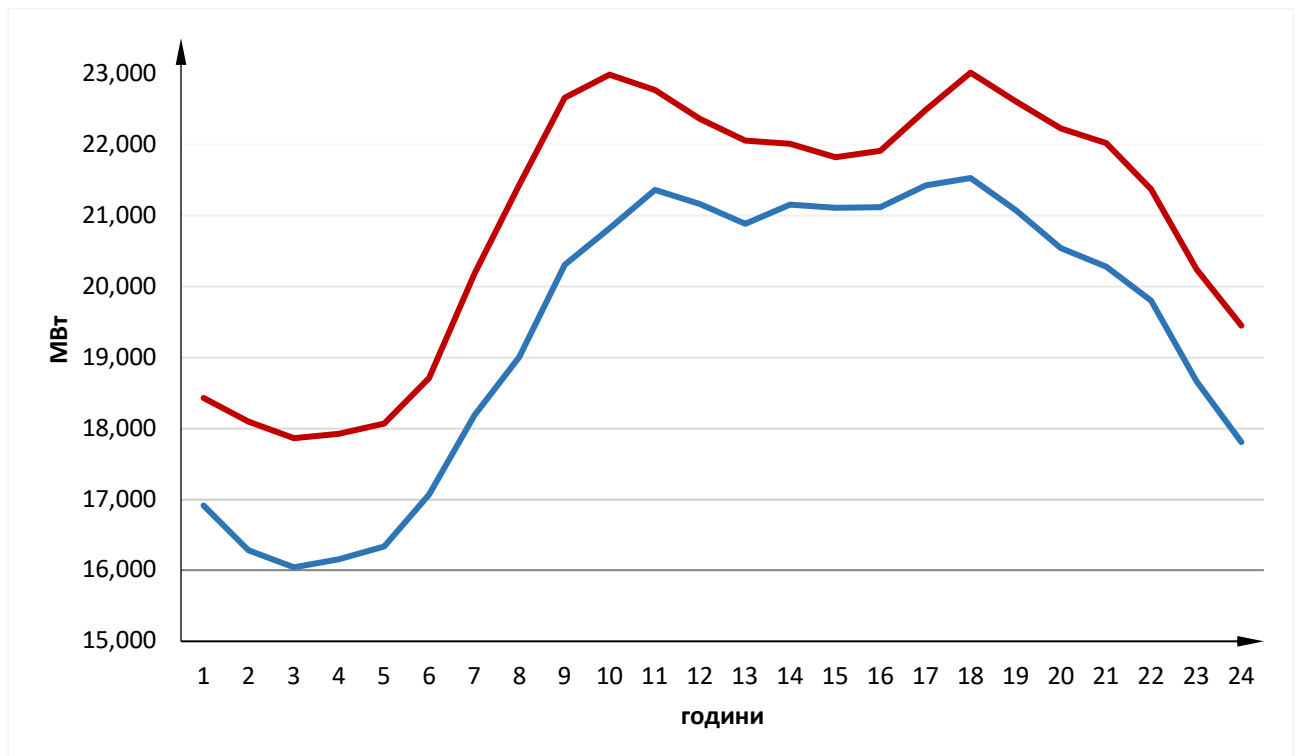


Рисунок 2.2 — Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня січня 2019 року при температурах вищій (-2 °C) і нижчій (-10 °C) від середньомісячної (-5,1 °C)

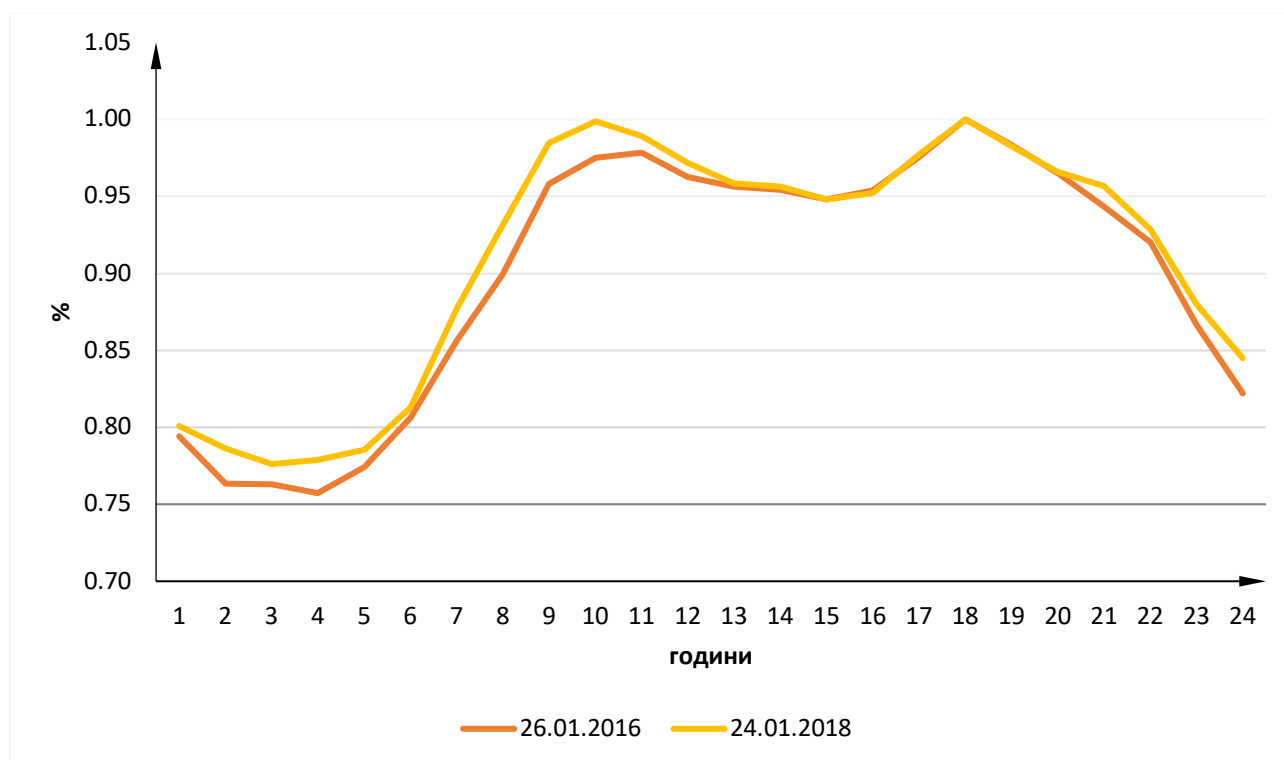


Рисунок 2.3 — Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня січня 2016 і 2019 років при низьких температурах у відносних одиницях

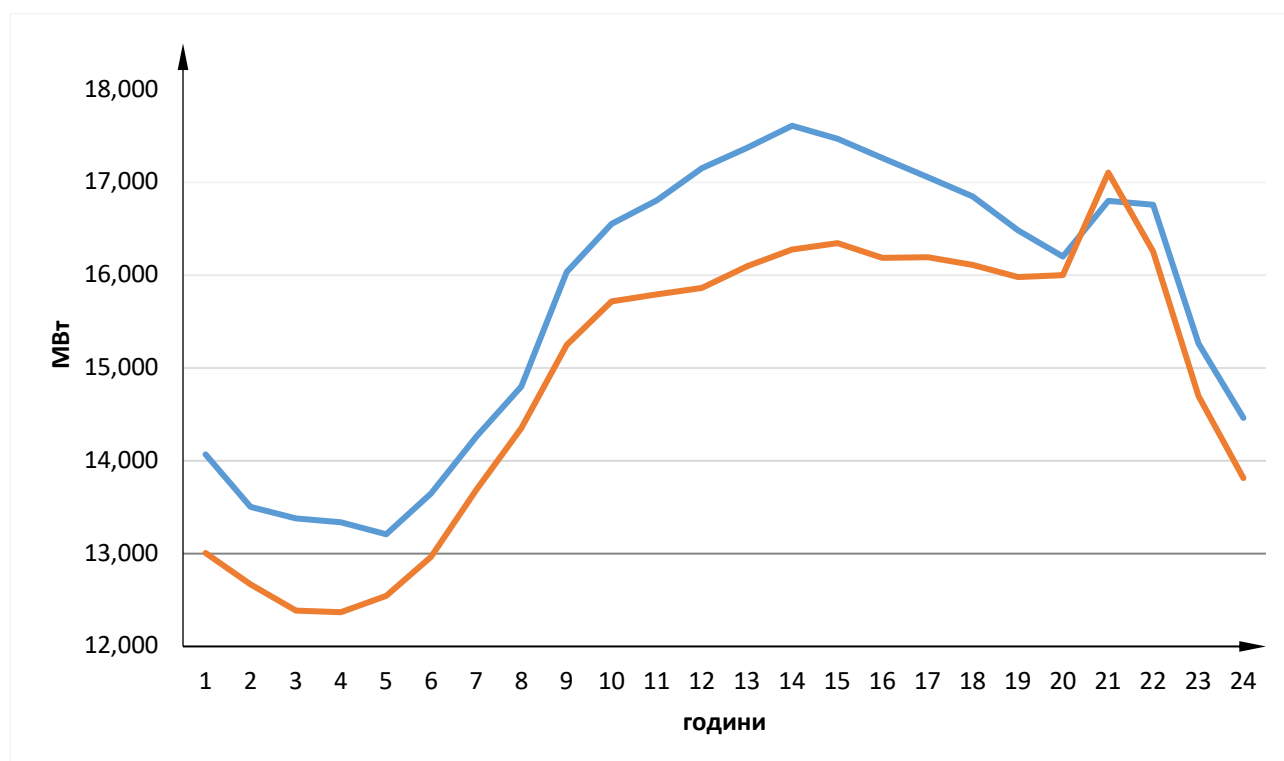


Рисунок 2.4 — Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня серпня 2019 року при температурах вищій (+24 °C) і нижчій (+20 °C) від середньомісячної (+22 °C)

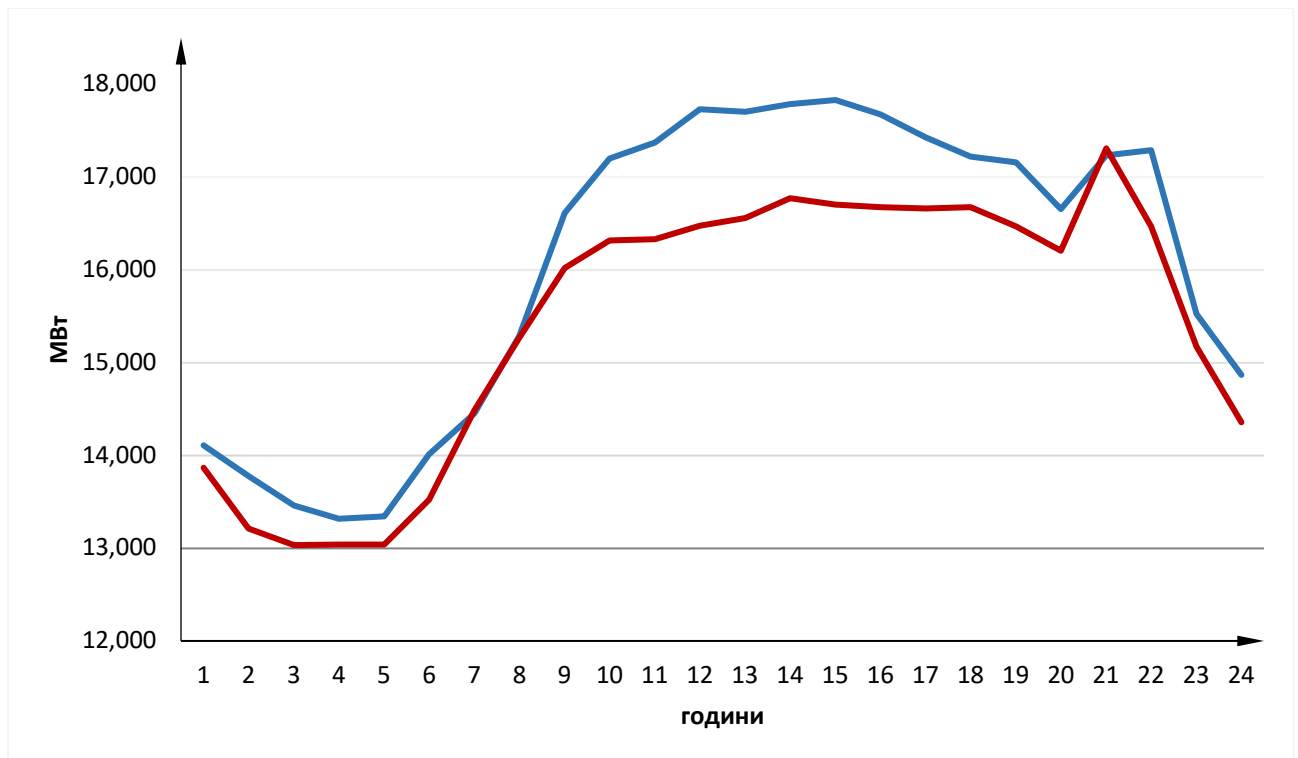


Рисунок 2.5 — Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня серпня 2019 року при температурах вищій (+24 °C) і нижчій (+20 °C) від середньомісячної (+22 °C)

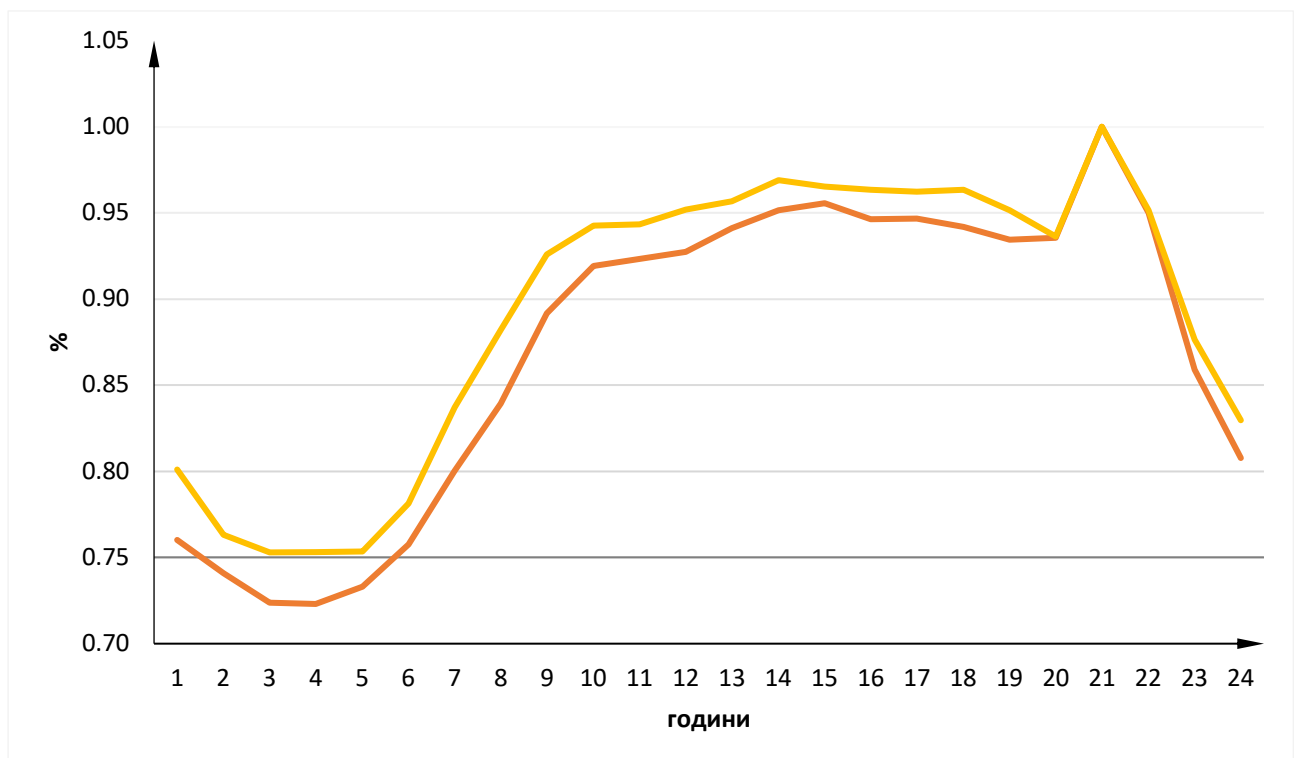


Рисунок 2.6 — Графік споживання електричної енергії в ОЕС України робочого дня серпня 2016 і 2019 років при низьких температурах у відносних одиницях

3. Аналіз стану генеруючих потужностей ОЕС України, режимів їх роботи та проблем розвитку в контексті забезпечення відповідності (достатності) генерації

3.1. Поточний стан генеруючих потужностей ОЕС України

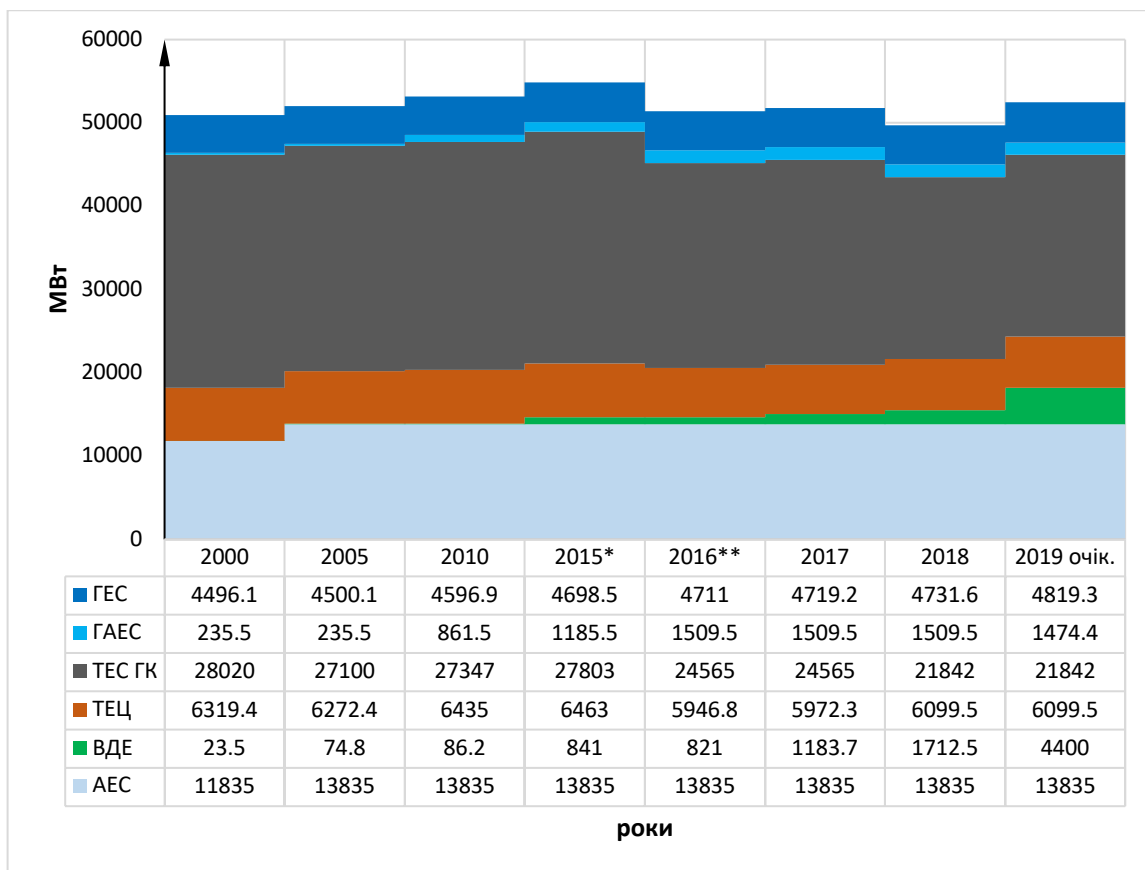
Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2019 року (без енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та тимчасово неконтрольованої території Донецької та Луганської областей) складає 52,4 ГВт, з яких 53,2 % припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 26,4 % — на атомні електростанції (АЕС), 12,0 % — на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), 8,4 % — на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії — ВЕС, СЕС, БіоЕС (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 — Встановлена потужність електричних станцій ОЕС України, ГВт

Рік	Сумарна встановлена потужність	АЕС	%	ТЕС ГК	%	ТЕЦ та інші ТЕС	%	ГЕС та ГАЕС	%	ВЕС СЕС та БіоЕС	%
2012	53,8	13,8	25,7	27,4	51,0	6,5	12,1	5,5	10,2	0,6	1,1
2013	54,5	13,8	25,4	27,6	50,7	6,6	12,2	5,5	10,0	0,9	1,7
2014	55,1	13,8	25,1	27,7	50,3	6,6	12,0	5,9	10,6	1,1	2,0
2015*	54,8	13,8	25,2	27,8	50,7	6,5	11,8	5,9	10,7	0,8	1,5
2016*	55,3	13,8	25,0	27,8	50,3	6,5	11,8	6,2	11,2	1,0	1,7
2017**	51,7	13,8	26,7	24,6	47,5	5,9	11,5	6,2	12	1,2	2,3
2018	49,7	13,8	27,8	21,8	43,9	6,1	12,3	6,2	12,6	1,7	3,4
2019 очік.	52,4	13,8	26,4	21,8	41,6	6,1	11,6	6,3	12	4,4	8,4
2020 прогн.	55,4	13,8	24,9	21,8	39,4	6,1	11,0	6,3	11,4	7,4	13,4

* — з 2015 року без урахування Кримської ЕЕС.

** — з 2017 року без урахування ТНКТ Донецької та Луганської областей.



**Рисунок 3.1 — Структура встановленої потужності електростанцій
ОЕС України**

* — з 2015 року без урахування Кримської ЕЕС.

** — з 2016 року без врахування ТНКТ Донецької та Луганської областей.

- Основні генеруючі потужності ОЕС України (станом на 01.10.2019) зосереджені на:
- чотирьох атомних електростанціях (15 енергоблоків, з яких 13 — потужністю по 1 000 МВт і 2 — потужністю 415 та 420 МВт);
 - каскадах з 7 гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів — 103 одиниці, а також з гідроакumuлюючих станціях (11 ГА з потужністю від 33 МВт до 324 МВт);
 - 12 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт (75 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт — 6, 200 МВт — 31, 300 МВт — 32, 800 МВт — 6 одиниць) та з турбогенератора, а також 3-х великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт.



Рисунок 3.2 — Розміщення основних генеруючих потужностей ОЕС України

На більшості енергоблоків АЕС встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (модель В-320), які за технічними характеристиками подібні до закордонних реакторів PWR. Десять атомних енергоблоків вже відпрацювали свій проектний 30-річний ресурс, і термін їх експлуатації подовжено ще на 10-20 років (**Error! Reference source not found.**). Найближчим часом закінчиться проектний термін експлуатації ще 3-х атомних енергоблоків. Одним із пріоритетних завдань діяльності експлуатуючої організації-оператора АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» є продовження термінів експлуатації діючих енергоблоків після вичерпання призначеного терміну служби. Обґрунтована тривалість додаткового строку експлуатації енергоблоків АЕС становить від 10 до 20 років і визначається в кожному конкретному випадку за результатами виконання переоцінки безпеки.

Таблиця 3.2 — Строки експлуатації Українських АЕС

Електрична станція	№ енергоблока	Електрична потужність, МВт	Тип реакторної установки	Дата введення в експлуатацію	Проектна дата закінчення терміну експлуатації	Стан виконання робіт з ПСЕ енергоблоків
Рівненська АЕС	1	420	В-213	22.12.1980	22.12.2010	Термін експлуатації продовжено до 22.12.2030
	2	415	В-213	22.12.1981	22.12.2011	Термін експлуатації продовжено до 22.12.2031
	3	1000	В-320	21.12.1986	11.12.2017	Термін експлуатації продовжено до 11.12.2037
	4	1000	В-320	10.10.2004	07.06.2035	Плануються
Южно-Українська АЕС	1	1000	В-302	31.12.1982	02.12.2013	Термін експлуатації продовжено до 02.12.2023
	2	1000	В-338	09.01.1985	12.05.2015	Термін експлуатації продовжено до 31.12.2025
	3	1000	В-320	20.09.1989	10.02.2020	Виконуються
Запорізька АЕС	1	1000	В-320	10.12.1984	23.12.2015	Термін експлуатації продовжено до 23.12.2025
	2	1000	В-320	22.07.1985	19.02.2016	Термін експлуатації продовжено до 19.02.2026
	3	1000	В-320	10.12.1986	05.03.2017	Термін експлуатації продовжено до 05.03.2027
	4	1000	В-320	18.12.1987	04.04.2018	Термін експлуатації продовжено до 04.04.2028
	5	1000	В-320	14.08.1989	27.05.2020	Плануються
Хмельницька АЕС	6	1000	В-320	19.10.1995	21.10.2026	Плануються
	1	1000	В-320	22.12.1987	13.12.2018	Термін експлуатації продовжено до 13.12.2028
	2	1000	В-320	07.08.2004	07.09.2035	Плануються

Найбільшою гідроенергуючою компанією України є ПрАТ «Укргідроенерго». До складу компанії входять дев'ять станцій на річках Дніпро — Київська, Канівська, Кременчуцька, Середньодніпровська, Дніпровська, Каховська ГЕС, Київська гідроакумулююча електростанція (ГАЕС) і Дністер — Дністровська ГЕС та Дністровська ГАЕС, перша черга якої введена в експлуатацію, а друга — тільки планується. Також в складі ОЕС працює Ташлицька ГАЕС (оператор — ДП «НАЕК «Енергоатом»), спорудження якої триває, і яка є однією зі складових Южно-Українського енергокомплексу.

Гідроенергетика відіграє винятково важливу роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС і ГАЕС є фактично єдиним джерелом її пікових потужностей, крім того, гідроакумуючі електростанції роблять внесок у згладжування нічних «провалів» споживання електричної енергії.

Технологічну основу генеруючих потужностей у тепловій енергетиці складають пилувугільні енергоблоки високих параметрів пари (13 МПа, 545 °С) потужністю 150-200 МВт та пилувугільні і газомазутні енергоблоки надкритичних параметрів (24 МПа, 545 °С) потужністю 300 та 800 МВт на конденсаційних електростанціях. Електростанції з енергоблоками 150 МВт збудовані і введені в експлуатацію в 1959-1964 роках, 200 МВт — у 1960-1975 роках, 300 МВт — у 1963-1988 роках і 800 МВт — у 1967-1977 роках.

Станом на 01.10.2019 ТЕС ГК налічують 75 енергоблоків встановленою потужністю 21562 МВт, з них:

- 68 вугільних блоків потужністю 16962 МВт, у тому числі 6 блоків в консервації та 1 блок в реконструкції (нижче наведена розбивка з урахуванням переведення блоків на спалювання вугілля марки ГД):
 - 23 блоки, що спалюють вугілля марки АШ і П потужністю 6439 МВт (5 бл. потужністю 1280 МВт перебувають в консервації);
 - 45 блоків, які працюють на вугіллі марки ГД потужністю 10523 МВт (1 блок потужністю 300 МВт в консервації та 1 блок потужністю 300 МВт в реконструкції);
- 7 газомазутних блоків потужністю 4600 МВт (1 блок 800 МВт перебуває в консервації).

За останні 4 роки газомазутні енергоблоки до роботи в ОЕС України не залучалися.

На сьогодні проведено реконструкцію близько 20 % енергоблоків, але при її проведенні не вирішені питання приведення екологічних характеристик до сучасних вимог.

Решта блоків підтримується в працездатному стані за рахунок капітальних та поточних ремонтів, але їх зношеність постійно зростає (**Error! Reference source not found.**) і сягає загрозової межі з точки зору можливості їх подальшої експлуатації без проведення реконструкції.

Таблиця 3.4 — Структура й обсяги виробництва електричної енергії в ОЕС України за 2013-2019 роки, млрд кВт·год

Роки	Усього	АЕС	%	ТЕС ГК	%	ТЕЦ і блок-станції	%	ГЕС і ГАЕС	%	ВЕС СЕС та БіоЕС	%
2013	193,6	83,2	43,0	78,9	40,8	16,6	8,6	14,2	7,3	1,2	0,6
2014*	181,9	88,4	48,6	78,3	43,0	14,3	7,9	9,1	5,0	1,7	0,9
2015**	157,3	87,6	55,7	49,4	31,4	12,3	7,8	6,8	4,3	1,5	1,0
2016	154,8	80,9	52,3	49,9	32,2	13,3	8,6	9,1	5,9	1,5	1,0
2017	155,4	85,6	55,1	45,0	29,0	12,4	8,0	10,6	6,8	1,9	1,2
2018	159,3	84,4	53,0	47,8	30,0	12,5	7,8	12,0	7,5	2,6	1,6
2019 очік	156,8	82,7	52,7	47,3	30,2	13,0	8,3	8,1	5,2	5,7	3,6

* — 2014 рік (з квітня) без урахування АР Крим.

** — 2015 рік (з травня) без урахування АР Крим, а також ТНКТ Донецької та Луганської областей.

Така структура виробництва обумовлена специфікою структури генеруючих потужностей української електроенергетики, яка переобтяжена базовими потужностями (АЕС та переважна частина енергоблоків теплової генерації) і характеризується гострим дефіцитом маневрових потужностей. Внаслідок цього в якості маневрових використовуються енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базових режимах, значна частина яких працює в непроекtnих пікових і напівпікових режимах. Крім того, маловодність останніх років, ще більше обмежила використання гідроресурсів. Частка генеруючих потужностей енергоблоків ТЕС потужністю 100-200 МВт, які традиційно використовуються як напівпікові потужності, складають 17 % (в порівнянні з необхідними 30–35 %). Тому поширеною практикою є використання в маневрових режимах, окрім пилувугільних енергоблоків ТЕС потужністю 100–200 МВт, пилувугільних блоків надкритичних параметрів потужністю 300 МВт.

За таких умов основними потужностями регулювання графіка навантаження є вугільні блоки 150-200-300 МВт ТЕС. У зв'язку з несприятливою структурою потужності (низька питома вага маневреної потужності, обмеження регульовального діапазону ТЕС), в енергосистемі практикуються щоденні зупинки 7-10 блоків на період нічного зниження навантаження з наступними їх запусками у період ранкового максимуму, зупинками у період в денній зоні (з метою для компенсації виробітку на СЕС) і запусками у період вечірнього максимуму навантаження. Такі режими призводять до додаткового спрацювання ресурсу устаткування, підвищеної аварійності та перевитрат палива.

У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у період повені, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС.

Загальна кількість запусків енергоблоків (корпусів блоків) ТЕС ГК 150-300 МВт продовжує залишатися на досить високому рівні, і за 12 місяців в 2017 році становила 1943, за 12 місяців у 2018 — 2255, за 10 місяців у 2019 — 1943 (проти 1746 пусків за 10 місяців 2018 року).

Структура генеруючих потужностей ОЕС України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності в енергосистемі є вкрай неоптимальною, що обумовлено наступним:

- значною часткою АЕС, які, згідно технологічного регламенту їх експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до добового регулювання;

- низькою маневреністю енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі внаслідок зносу і старіння обладнання;
- нерегульованим і змінним режимом роботи генеруючих потужностей на ВДЕ, що посилюється відсутністю їх відповідальності за спричиненням небалансів, а також підходів та засобів якісного (достовірного) прогнозу режимів їх генерації.

Таким чином, з урахуванням зазначених проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання поза межами раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом слід передбачити введення необхідних нових високоманеврових потужностей. При цьому, значний вплив на збільшення регулюючих можливостей може бути забезпечений шляхом впровадження ринку допоміжних послуг.

Окремо слід відзначити, що після подій 2014 року, коли практично всі шахти України, на яких видобувається антрацитове та пісне вугілля (А та П), опинилися на території, не підконтрольній органам державного управління України, виникла нова для електроенергетики країни проблема — перманентний дефіцит вугілля цих груп. Для зменшення залежності від імпортного вугілля генеруючими компаніями проведено роботи по переоснащенню енергоблоків, які працюють на антрацитовому вугіллі, на спалювання вугілля газової групи (таблиця 3.5).

Таблиця 3.5 — Блоки ТЕС ГК антрацитової групи, які переведено на спалювання вугілля марки Г і Д

ТЕС	№ блока	Встановлена потужність	Початок переоснащення	Кінець переоснащення	Тривалість, кал. днів	Примітка
2017 рік						
Зміївська ТЕС	2	175	01.12.2016	01.09.2017	274	
	5	185	15.04.2017	15.09.2017	153	
Придніпровська ТЕС	7	150	01.07.2017	26.10.2017	117	
	8	150	01.08.2017	01.12.2017	122	
2018 рік						
Трипільська ТЕС	4	300	26.10.2017	30.06.2018	247	
Зміївська ТЕС	6	185	15.06.2018	31.12.2018	199	
Придніпровська ТЕС	9	150	02.04.2018	31.10.2018	212	
2019 рік						
Трипільська ТЕС	3	300	06.06.2018	31.03.2019	298	
Придніпровська ТЕС	10	150	03.05.2018	05.03.2019	306	
	1	315	21.04.2019	31.10.2019	205	
Криворізька ТЕС						

З грудня 2017 року на Криворізькій ТЕС впроваджено сумісне спалювання вугілля марки АШ та ГД (70 % — АШ та 30 % — ГД).

Таким чином, за останні роки споживання антрацитового вугілля в Україні значно скоротилося: з 9,2 млн т в 2016 р. до 4,9 млн т в 2017 р., до 4,1 млн т у 2018 р., до 3,6 млн т у 2019 р. (очікуване значення) і було заміщене використанням вітчизняного вугілля газової групи.

В цих умовах актуальність доступності потужності енергоблоків, працюючих на вугіллі марок Г та Д для покриття ГЕН ОЕС України, значно зростає.

Поряд із цим, зростають витрати ТЕС ГК на підтримку у працездатному стані енергоблоків в умовах подальшого погіршення режимів їх експлуатації. При цьому, особливе значення має проведення таких ремонтних робіт на енергоблоках ТЕС ГК та технічного переоснащення електростанцій, які ведуть до відновлення (наближення) проєктних показників щодо потужності, та регулюючого діапазону маневреності енергоблоків відносно фактичних.

4. Сценарії розвитку попиту та пропозиції

4.1. Попередні зауваження

Специфічною особливістю поточного моменту розвитку економіки України, як показали виконані дослідження по формуванню узгоджених прогнозів розвитку економіки та енергетики, є значна залежність темпів та напрямків її розвитку у перспективі, і, як наслідок рівнів та режимів електроспоживання, від того, яким чином буде забезпечуватись потреби країни в електричній енергії.

Лібералізація ринків електричної енергії створила ситуацію значного зростання ризиків в розвиток генерації без гарантування можливості повернення вкладених інвестицій та отримання певного прибутку власниками генеруючих потужностей або інвесторами в їх розвиток, що обумовило розробку певних механізмів, які спрямовані на можливість забезпечити виконання вимог безпеки постачання та операційної безпеки, що є обов'язком ОСП.

На сьогодні, законодавством України передбачена можливість, після затвердження Звіту Регулятором, ініціювати проведення конкурсу на будівництво нових генеруючих потужностей, реконструкцію теплової генерації та подовження терміну роботи існуючих енергоблоків на АЕС — далі механізм гарантування інвестицій в потужність (МГІП). Розвиток пропозиції на постачання електричної енергії на ринку відповідно до існуючих планів генеруючих компаній та інвесторів. Технології для нового будівництва

На сьогодні енергетична політика України, яка визначена в НЕС передбачає активний розвиток генерації, яка використовує в якості первинного джерела енергії відновлювальні ресурси — біомаса, вітрова, сонячна та гідравлічна енергія, за рахунок значних преференцій наданих цим генеруючим потужностям — високий рівень «зеленого» тарифу на вироблену електричну енергію, який зберігається до 2030 року, відсутність курсових ризиків — прив'язка рівня тарифу в гривнях до курсу євро, пріоритетна участь у покритті ГЕН та практична відсутність відповідальності за небаланси в період найближчих 4-5 років та відсутність обмежень на їх розвиток, що закріплено на законодавчому рівні.

Прийняття Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» певним чином може сповільнити їх розвиток та надати можливість зниження цін на вироблену електричну енергію.

З огляду на високу зацікавленість інвесторів в будівництві нових генеруючих потужностей на основі використання ВДЕ, на 01.09.2019 року видано дозволів на приєднання нових потужностей ВДЕ на рівні біля 11 ГВт, можна очікувати, що за прийнятних умов ціноутворення на електричну енергію для цієї генерації, потенціал її розвитку в Україні є практично необмеженим.

Тому основним фактором перспектив розвитку генерації на ВДЕ у період після 2020-2021 років, є політичний, а саме — наскільки на рівні органів управління розвитком економіки та енергетики країни буде визначена доцільність подальшого прискореного розвитку цих генеруючих потужностей — великі обсяги квот на аукціони для нового будівництва, які забезпечать в найближчі роки суттєво вищий рівень виробництва електричної енергії, ніж

передбачені НЕС, оскільки на сьогодні обсяги виробництва електричної енергії на ВДЕ на період до 2035 року визначені в ній, розглядаються як певні зобов'язання щодо їх розвитку.

Перший сценарій такої «пропозиції» прийнятий згідно вимог НЕС щодо виробництва електричної енергії на ній з подовження закладених в НЕС тенденцій до 2050 року.

Цей сценарій розвитку «пропозиції» надалі будемо називати сценарій розвитку ВДЕ за НЕС.

Поряд з цим, в контексті задекларованих цілей сталого розвитку та політики енергетичного переходу від існуючої енергосистеми до енергосистеми побудованої на новітніх принципах та технологіях за відмови від використання викопного органічного палива, яка на сьогодні підтримується на рівні органів управління країною, частка генерації, яка використовує ВДЕ, на рівні 2050 року повинна становити не менш 50 % у виробництві електричної енергії, при цьому деякі країни передбачають перехід до 100 % використання ВДЕ для вирішення завдань електрозабезпечення власних споживачів.

З огляду на це та з урахуванням економічного стану країни, другий сценарій «пропозиції» щодо виробництва електричної енергії генерацією, яка використовує ВДЕ, передбачає досягнення виробництва нею електричної енергії на рівні 50 % від загального обсягу виробництва на рівні 2050 року.

Це складає приблизно 120 млрд кВт·год, без урахування великих ГЕС при усередненій оцінці попиту на електричну енергію в перспективі за сценаріями його розвитку, які передбачають реалізацію стратегії низьковуглецевого розвитку. Цей сценарій, прийнятий в якості максимального сценарію розвитку генерації від електростанцій, що використовують ВДЕ — сценарій активного розвитку ВДЕ.

Точно визначити структуру виробництва від різних типів генерації, яка використовує ВДЕ, на перспективу, звісно, неможливо.

З урахуванням існуючих тенденцій розвитку означеної генерації, структури виданих дозволів на приєднання були прийняті такі припущення:

- 1) співвідношення потужності ВЕС та СЕС приймається приблизно як 1 до 2 на початку етапу прогнозування та вирівнюється як 2 до 3 на рівні 2040-2050 рр.
- 2) темпи розвитку малої гідроенергетики складають біля 10 МВт на рік для сценарію розвитку ВДЕ за НЕС та 20 МВт на рік для сценарію активного розвитку ВДЕ, що обумовлено зниженням водності, певному супротиву громадських організацій та відносно великим питомим інвестиціям в будівництво малих ГЕС.
- 3) темпи розвитку електростанцій, що використовують біомасу складають 20 МВт на рік для сценарію розвитку ВДЕ за НЕС та 40 МВт на рік для сценарію активного розвитку ВДЕ, що обумовлено обмеженістю первинного енергоресурсу, необхідність впровадження вирощування енергетичних культур і, головне — більшою доцільністю експорту продуктів переробки біомаси.

З урахуванням означених припущень була визначена перспективна структура генерації, яка використовує ВДЕ, для означених сценаріїв, яка наведена на рисунок 4.1 та рисунок 4.2.

Необхідно відзначити, що навіть при дуже значних потужностях ВЕС та СЕС в умовах України вони не відіграють значної ролі у забезпеченні максимальних навантажень в опалювальний сезон, при цьому навіть при використанні систем переносу потужності зі ступенів ГЕН в яких є профіцит електричної енергії, до зон де є її дефіцит.

Пропозиція електричної енергії від інших видів генерації буде залежати від того, наскільки правила регулювання ринку електричної енергії зроблять доцільним інвестування в будівництво нових генеруючих потужностей або подовження терміну роботи існуючих за рахунок їх реконструкції (модернізації) та впровадження заходів з керованого управління попитом, підтримки достатньої потужності для забезпечення вимог безпеки постачання з низькими КВВП.

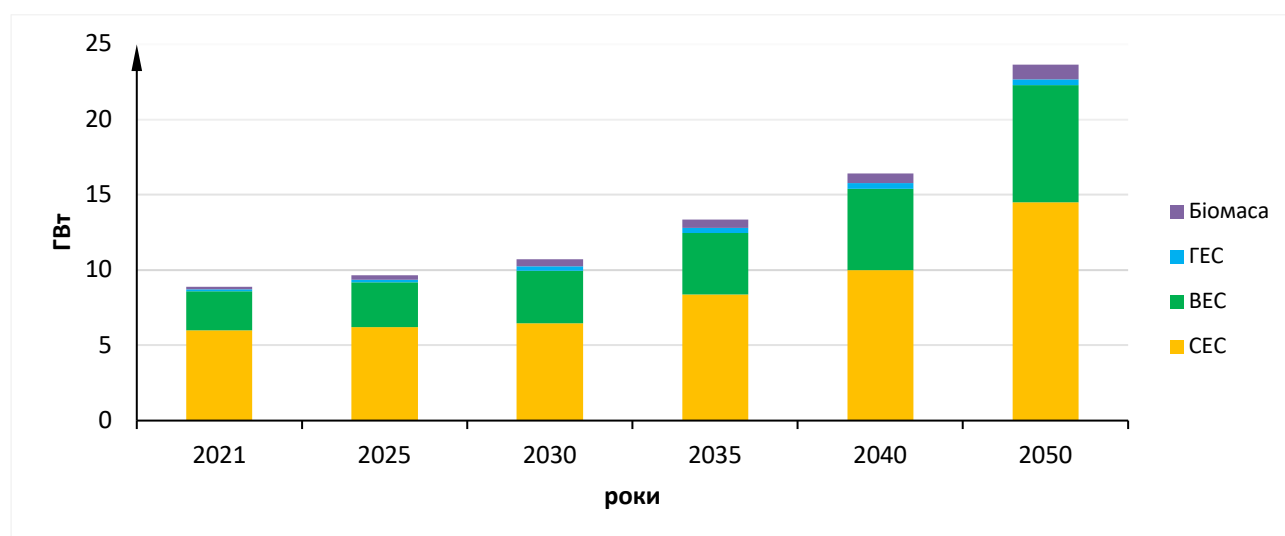


Рисунок 4.1 — Структура потужностей на ВДЕ для сценарію розвитку ВДЕ за НЕС

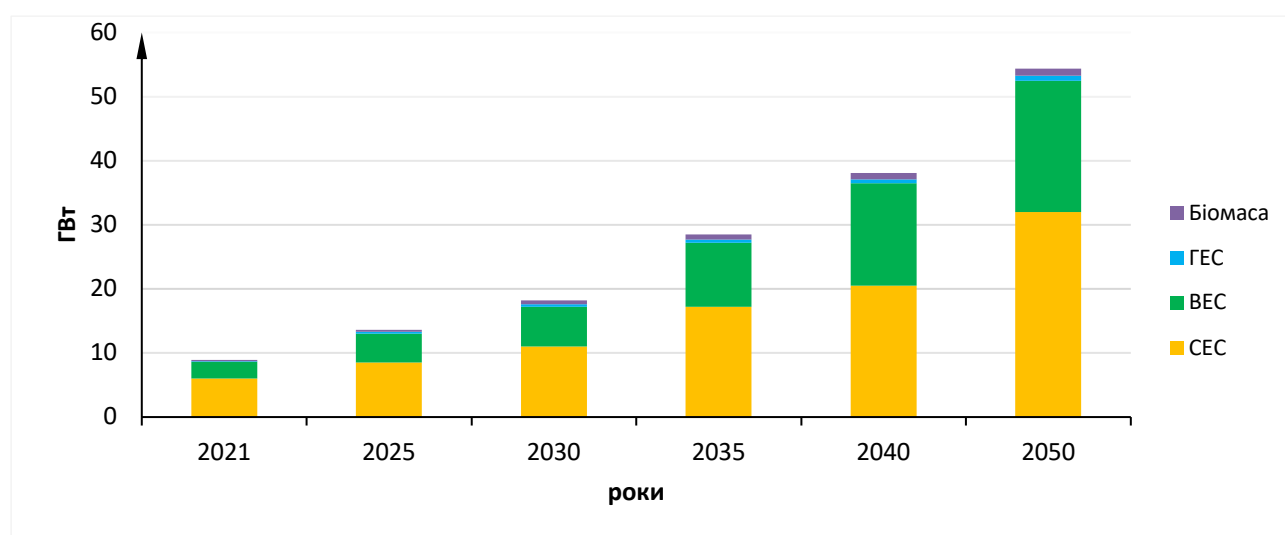


Рисунок 4.2 — Структура потужностей на ВДЕ для сценарію активного розвитку ВДЕ

Тому пропозиції щодо розвитку традиційної генерації здійснювалось для двох сценаріїв. Перший — оптимістичний, за якого заплановані заходи з розвитку генерації,

реалізація яких передбачена відповідними рішеннями Уряду щодо НПСВ, необхідності підтримки розвитку атомної енергетики та гідроенергетики згідно НЕС, будуть реалізовуватись, та песимістичного коли ці заходи не будуть виконуватись через фінансові, екологічні чи інші проблеми або будуть обумовлені політичними рішеннями.

Для підготовки оптимістичного сценарію відповідні напрямки розвитку традиційної генерації були визначені згідно проєкту Концепції розвитку атомної енергетики, яка надана була ДП «НАЕК «Енергоатом», узгоджених з ПрАТ «Укргідроенерго» пропозицій щодо розвитку гідроенергетики та згідно НПСВ розвиток теплової енергетики.

З урахуванням означеного, були розглянуті можливості забезпечення пропозиції поставки на ринок електричної енергії України традиційною генерацією згідно наявних планів її розвитку з урахуванням існуючих ризиків щодо можливості та доцільності реалізації запланованих заходів.

Атомна енергетика України потенційно, при запровадженні правил нової моделі ринку де-факто, тобто коли кожен споживачів буде оплачувати реальну вартість послуг з забезпечення платоспроможного попиту на електричну енергію, а також при відсутності обмежень на виробництво електричної енергії, яка не оплачується, має можливість зберігати свої позиції на ринку електричної енергії України за рахунок продажу найбільш дешевої електричної енергії та подовження терміну роботи існуючих енергоблоків.

На сьогодні ДП «НАЕК «Енергоатом» розглядає два сценарії формування пропозиції на електричну енергію виходячи з концепції подовження терміну роботи існуючих енергоблоків на АЕС (згідно стратегії розвитку компанії, що наразі перебуває на розгляді у КМУ). Перший базується на задекларованому терміні у 20 років подовження терміну роботи існуючих енергоблоків. Другий — на можливості подовження терміну роботи енергоблоків АЕС на 25-30 років, з огляду на отриманий досвід подовження терміну їх роботи.

В планах також є і добудова двох енергоблоків на Хмельницький АЕС в середньостроковій перспективі та будівництво нових потужностей.

Для нового будівництва розглядаються два сценарії. Перший — підтримка сумарної потужності АЕС на приблизно існуючому рівні, тобто потужність АЕС зберігається на рівні 14 ГВт. Другий передбачає, з огляду на можливість впровадження маневрових блоків великої потужності та високоманеврових малої потужності АЕС, підтримку потужностей достатніх для забезпечення виробництва електричної енергії на рівні біля 50 % з урахуванням впровадження електростанцій на ВДЕ, тобто збереження атомною енергетикою приблизно існуючої частки у загальних обсягах її виробництва в країні.

Таким чином існують такі можливі сценарії потенційної пропозиції атомної енергетики на ринку електричної енергії у перспектив до 2050 р.:

- 1) оптимістичні — сценарії розвитку атомної енергетики при збереженні частки у виробництва електричної енергії на АЕС на рівні 50 % від загального виробництва електричної енергії в країні;
- 2) базовий — підтримка потужності АЕС на існуючому рівні;
- 3) песимістичний — відмова від розвитку атомної генерації у перспективі.

З огляду на те, що АЕС відноситься до генерації, що не створює ПГ, прийнято до розгляду два сценарії з точки зору потреби у встановлених потужностях. Для подальшого

розгляду прийнято сценарії розвитку атомної енергетики з підтримкою виробництва на АЕС, що передбачає забезпечення їх потужності, з урахуванням вибуття з роботи — сценарій розвитку АЕС з вибуттям, та сценарій відмови від розвитку АЕС — сценарій песимістичного розвитку АЕС.

Зміна структури генеруючих потужностей АЕС наведена в таблиця 4.1.

Гідроенергетика відіграє ключове значення на сьогодні в контексті забезпечення операційної безпеки ОЕС України і її подальший розвиток є вкрай важливим з огляду на високі темпи впровадження генерації, яка використовує ВДЕ, при цьому потужності ВЕС та СЕС не є гарантованими навіть на протязі дуже коротких, хвилинних, інтервалів часу, як і, в загальному випадку, потужність малих ГЕС та електростанцій, що працюють на біомасі через відсутність можливості накопичення значних обсягів первинного енергоносія.

Таблиця 4.1 — Зміна потужностей АЕС за сценаріями розвитку атомної енергетики, ГВт

	2021	2025	2030	2035	2040	2050
Подовження роботи енергоблоків на 20 років та відмова від нового будівництва						
Існуючі енергоблоки (сценарій песимістичного розвитку АЕС)	13,8	13,8	13,8	10	3	2
Подовження роботи енергоблоків на 25-30 років та нове будівництво для заміщення вибуття блоків з роботи (сценарій з заміщенням вибуттям)						
Існуючі енергоблоки	13,8	13,8	13,8	12	9	2
Нові потужності	0	0	0	>2,18	>5	>12
Сумарні потужності АЕС (сценарій з заміщенням вибуттям)	13,8	13,8	13,8	14,18	14	14

При розгляді розвитку гідроенергетики було враховано, що на сьогодні не визначені джерела інвестицій та існує значний супротив громадських екологічних організацій щодо розвитку гідроенергетики в Україні.

З огляду на означене сформовано два сценарії розвитку гідроенергетики — сценарій максимального розвитку гідроенергетики, та мінімального розвитку — сценарій мінімального розвитку гідроенергетики.

За сценарієм максимального розвитку гідроенергетики, пропозиція електричної енергії виробленої великими ГЕС та ГАЕС базується на схваленому КМУ плану розвитку гідроенергетики скорегованому на терміни впровадження потужностей на ГЕС та ГАЕС з огляду на забезпеченість фінансуванням відповідних проєктів, термінів необхідної розбудови мереж на основі пропозицій, як відзначалось ПрАТ «Укргідроенерго».

За сценарієм мінімального розвитку гідроенергетики передбачається, що будуть реалізовані виключно ті плани, які на сьогодні забезпечені фінансуванням, а саме:

1. Реконструкція ГЕС Дніпровського каскаду.
2. Будівництво Каховської ГЕС-2.
3. Збільшення потужності Дністровської ГАЕС за рахунок впровадження 4 гідроагрегату.

В таблиця 4.2 наведена зміна структури генерації за цими сценаріями.

Таблиця 4.2 — Зміна потужностей в гідроенергетиці за сценаріями, ГВт

	2021	2025	2030	2035	2040	2050
Максимальний розвиток						
ГЕС	4,8	4,9	5,20	5,45	5,87	6,00
ГАЕС	1,5	1,8	2,8	2,8	3,5	4,1
Мінімальний розвиток						
ГЕС	4,8	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0

Розвиток пропозиції щодо поставок на ринок електричної енергії існуючими ТЕС буде визначатися можливістю виконання НПСВ та доцільністю підтримки в роботі електростанцій з невисокими КВВП.

Перший сценарій пропозиції в електричній енергії є оптимістичним — сценарій оптимістичного розвитку ТЕС, передбачає:

- 1) всі енергоблоки, екологічні показники яких будуть доведені до рівня вимог Директиви 2010/75/ЄС [57], будуть працювати після відповідної реконструкції не менше 30 років;
- 2) при проведенні робіт зі встановлення газоочисного обладнання на енергоблоках, реконструкція з подовженням терміну роботи яких не проводилась, будуть проведені також роботи з поліпшенням їх техніко-економічних показників, розширенням маневреного діапазону та підвищенням ефективності систем управління;
- 3) енергоблоки, екологічні показники яких не передбачається доводити до вимог Директиви 2010/75/ЄС, будуть виведені з роботи у передбачені НПСВ терміни, з урахуванням вже означених проблем щодо необхідності коригування НПСВ.

Загальна встановлена потужність енергоблоків ТЕС, які передбачається залишити в роботі в період 2021-2050 років, складає близько 12-15 ГВт.

Песимістичний сценарій розвитку ТЕС, передбачає, що через відсутність джерел інвестицій, при зростанні платежів за викиди забруднюючих речовин та ПГ, а також враховуючи прийнятий курс низьковуглецевого розвитку країни, НПСВ не буде виконуватись і енергоблоки будуть виводитись з роботи в рік, коли на них передбачалось виконання першого з передбачених ним заходів. За цим сценарієм потужність ТЕС швидко скорочується і на рівні 2025 року складе біля 10 ГВт, з урахуванням газомазутних ТЕС, знизиться до рівня 3,5 ГВт на рівні 2030 року, а на рівні 2050 року вона буде просто відсутня.

Між цими двома граничними сценаріями існує велика кількість проміжних сценаріїв, які передбачають часткове виконання НПСВ в обсягах які будуть визначенні доцільними власниками генерації для ефективної роботи.

Така потужність за існуючих умов оцінюється на рівня близько 9 ГВт, що забезпечує більш-менш прийнятний КВВП ТЕС — 55-60 %. Такий, прагматичний сценарій — підтримка в роботі найбільш ефективних енергоблоків та забезпечення прийнятного рівня КВВП позначається далі як сценарій розвитку ТЕС на прийнятному рівні.

Розвиток теплопостачання на базі ТЕЦ та режими їх роботи в перспективі будуть визначатися у першу чергу тим, наскільки ефективно спрацює механізм державної підтримки їх реконструкції або модернізації, та те, як вони зможуть адаптуватися до роботи при новій моделі ринку електричної енергії, з урахуванням того, що в неопалювальний сезон для багатьох ТЕЦ практично відсутнє теплове навантаження, наскільки зросте ефективність виробництва електричної та теплової енергії відносно стану до реконструкції або модернізації, а також відносно альтернативних можливостей — децентралізація теплопостачання.

Окремою проблемою є впровадження споживачів-регуляторів на основі технологій акумулювання теплової енергії. Їх впровадження є вкрай ефективним, але можливість їх ефективного використання протягом всього року визначається навантаженнями гарячого водопостачання, яке на сьогодні для централізованих систем тепlopостачання практично втрачене через масовий перехід домогосподарств країни на індивідуальне забезпечення гарячого водопостачання.

У звіті розглядався лише сценарій підтримки централізованого постачання від ТЕЦ на близькому до існуючого рівні, який прийнято як базовий.

Однією з найбільш актуальних задач, яка на сьогодні стоїть перед ОЕС України, в контексті забезпечення безпеки постачання та операційної безпеки, є значне підвищення маневрових можливостей енергосистеми, які і раніш були недостатніми, але в умовах стрімкого нарощування потужностей на ВДЕ, ця проблема стала найгострішою.

На сьогодні у світі є велика кількість технологій для вирішення цієї задачі, зокрема:

- 1) високоманеврова тепла генерація (на кшталт парогазових установок або газопоршневих двигунів) з можливістю швидкого запуску;
- 2) високоманеврові ГАЕС;
- 3) системи на базі систем акумулювання електричної енергії для підтримання та регулювання частоти (СПРЧ);
- 4) споживачі-регулятори на основі технологій акумулювання теплової енергії;
- 5) системи на базі систем акумулювання електричної енергії для перенесення потужності з періоду її «профіциту» в періоди її «дефіциту» («*Power to Power*») (СПП).

Впровадження таких технологій як високоманеврова газова генерація зі швидким стартом, високоманеврові ГАЕС, СПЧП та СПП достатньо умовно можна вважати збільшенням пропозиції електричної енергії, бо вони спрямовані на вирішення проблем, у першу чергу, інтеграції значних потужностей на ВДЕ до складу енергосистеми.

Окремо необхідно зупинитися на системах, які використовують енергію сонця та вітру для електролізних виробництв й реалізують концепцію «*Power to Gas*» (системи використання потужності ВЕС та СЕС — ЕАЕС) (рисунок 4.3).

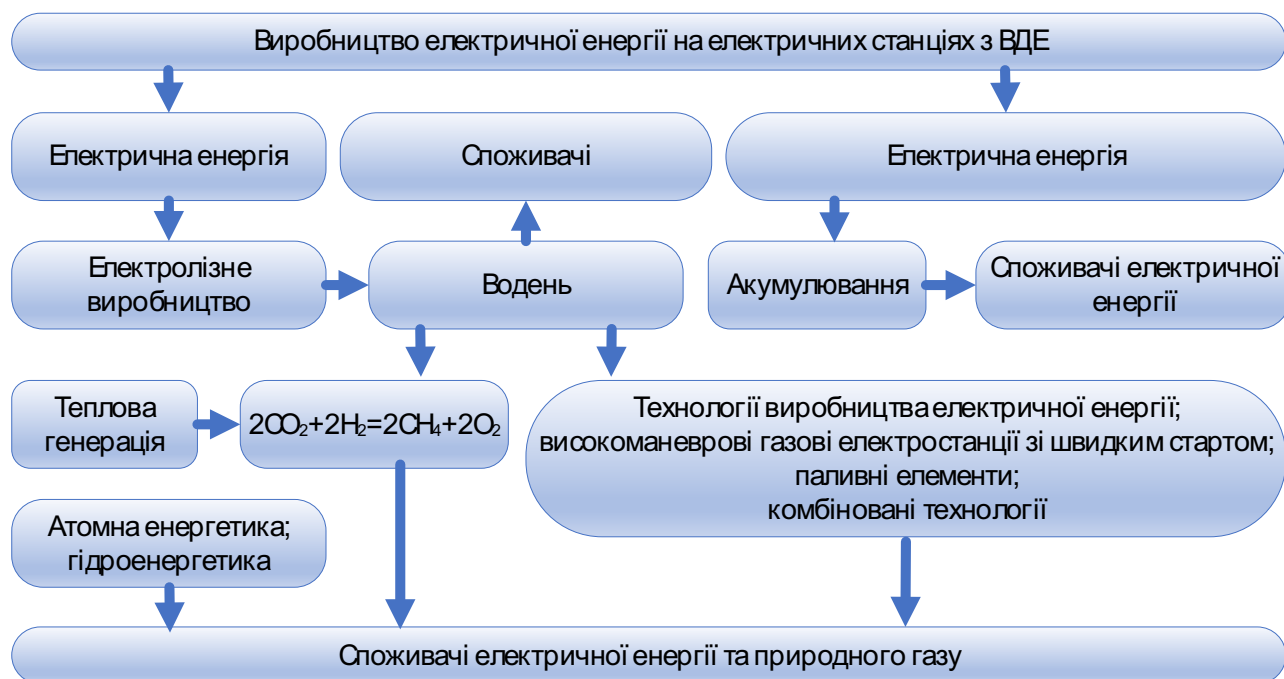


Рисунок 4.3 — Використання технологій «Power to Gas»

Ці технології, при значному зростанні потужності ВЕС та СЕС, дозволяють вирішити проблему неможливості використання СПП через відсутність можливості переносу потужності, тобто, коли загальне виробництво електричної енергії в певну добу перевищує її споживання, а експортувати її нікуди.

Ці технології фактично забезпечують можливість ліквідації цієї проблеми, але мають низку недоліків, зокрема, висока вартість продуктів електролізу — 10-15 тис. дол. США/т водню, що еквівалентно 2,5-3,75 тис. дол. США/т у.п., мають технічний мінімум — не менш ніж 20 % від номінальної потужності, що певним чином обмежує можливості їх використання, особливо взимку в умовах України.

Одним з потенційних джерел електропостачання, допоміжних послуг та послуг з балансування є їх імпорт.

Але орієнтація на імпорт створює значні загрози в контексті забезпечення вимог енергетичної безпеки — імпорт не може розглядатися надійним джерелом електричної енергії та означених послуг, імпортувати електричну енергію економічно доцільно або рівним графіком або в періоди мінімального попиту коли вона найдешевша — нічний «провал» навантаження або денний «надлишок» при високих потужностях ВЕС та СЕС, коли в енергосистемі України буде надлишок виробництва електричної енергії і вже у період 2021-2023 рр. постає питання необхідності обмеження роботи ВДЕ (та можливо АЕС залежно від умов, що складуться). Тому подібний імпорт лише загострить проблеми «перевиробництва» електричної енергії та регулювання.

Тому прийнятним може бути імпорт на внутрішньодобовому ринку.

4.2. Розвиток попиту на електричної енергії

На основі аналізу результатів виконаних досліджень по прогнозуванню узгодженого розвитку економіки та енергетики було визначено доцільність розгляду двох сценаріїв розвитку попиту:

- 1) сценарію з високими темпами зростання попиту (сценарій високого зростання попиту — СВЗП), що притаманне сценаріям, які належать до груп сценаріїв низьковуглецевого розвитку та сценаріїв **неопротекціонізму**;
- 2) сценарію з невисокими темпами зростання (сценарій помірному зростання попиту — СПЗП), які відповідають **сценаріям з груп оптимістично-інерційних та песимістично-інерційних сценаріїв розвитку економіки та енергетики**, як є достатньо представницьким, бо охоплюють широкий діапазон зміни перспективної потреби країни в електричній енергії.

Головними драйверами зростання за всіма сценаріями є:

- 1) зміни клімату, які обумовлюють зростання витрат електричної енергії на кондиціювання та охолодження;
- 2) розвиток агропромислового комплексу та оборонної промисловості;
- 3) електрифікація транспорту;
- 4) розвиток інформаційних технологій, зокрема — DATA-центри та майнінг;
- 5) зростання доходів домогосподарств — підвищення рівня оснащеності побутовими приладами, впровадження індивідуального тепlopостачання на базі електронагріву тощо;
- 6) розвиток сфери послуг;
- 7) реалізація інфраструктурних проєктів;
- 8) розвиток високоавтоматизованих та роботизованих виробництв.

Основними чинниками зниження електроспоживання відносно існуючого рівня є:

- 1) активна політика щодо зниження енергоемності та підвищення енергоефективності в усіх секторах економіки за рахунок технологічної та структурної перебудови економіки, формування відповідних стимулів для домогосподарств;
- 2) відмова від подальшого розвитку і поступова відмова від вугільної енергетики та екологічно-брудних енергоемних виробництв.

Ці тенденції мають найбільший прояв в прогнозах розвитку економіки, які відповідають сценаріям низьковуглецевого розвитку та неопротекціонізму, які передбачають темпи зростання економіки в середньому в період 2021-2024 року на рівні 7 %, а в подальшій перспективі на рівні 4-6 %, а в сценаріях помірному попиту — з середніми темпами зростання ВВП на рівні 2-4 % в період до 2050 року.

Основні характеристики попиту за цими сценаріями наведені на рисунок 4.4 та рисунок 4.5.

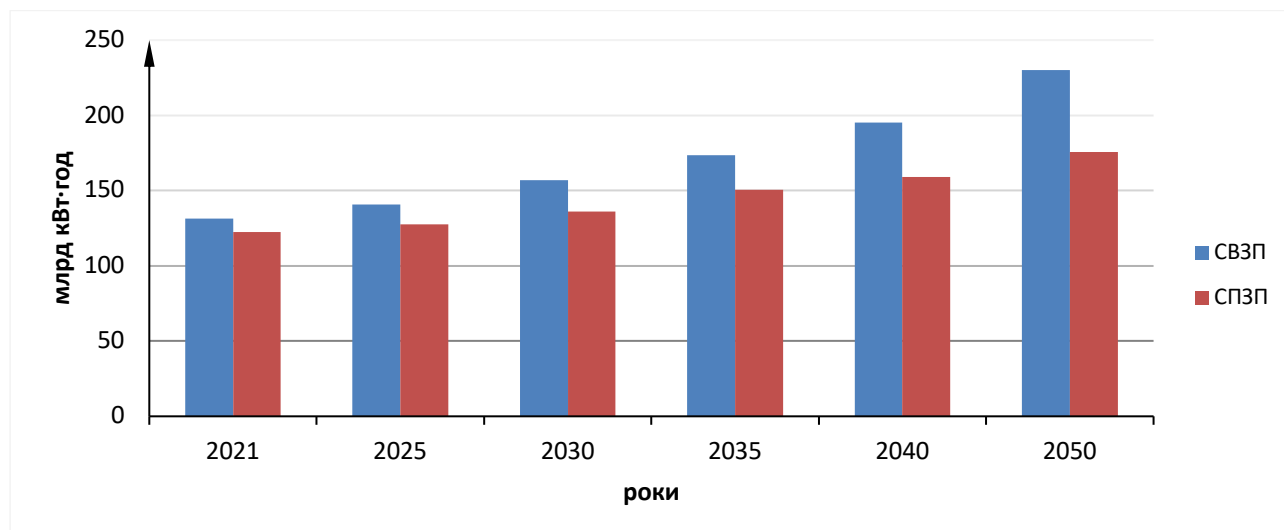


Рисунок 4.4 — Нетто споживання

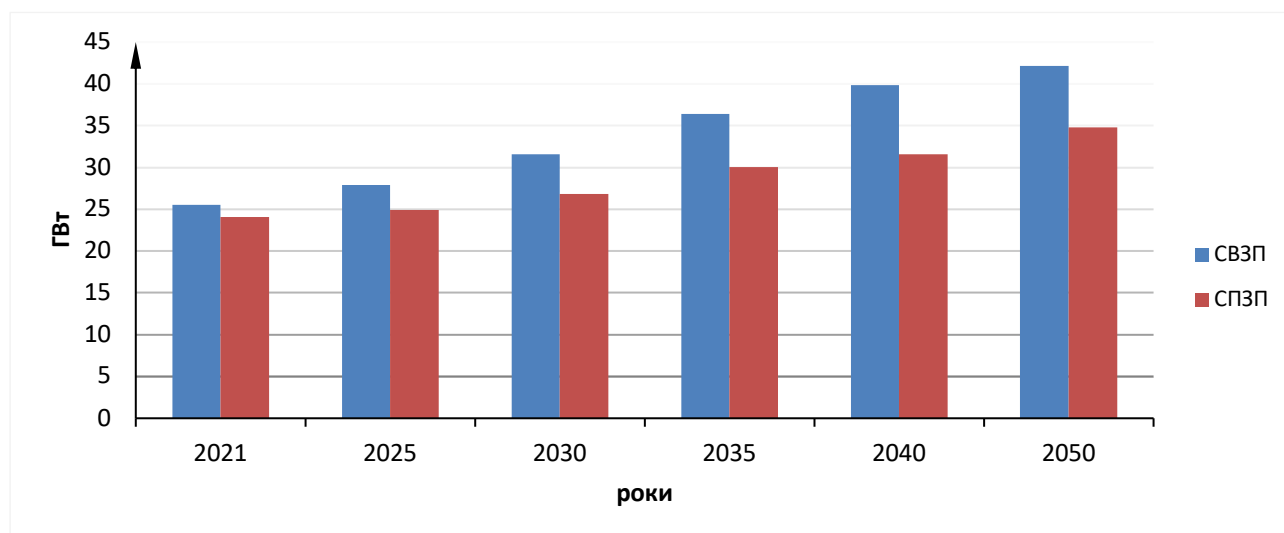


Рисунок 4.5 — Сумісний максимум навантаження

4.3. Сценарії розвитку попиту та пропозиції та їх аналіз

Було розглянуто 4 основних сценарії розвитку попиту та пропозиції (таблиця 4.3), показники яких наведені на рисунок 4.6 — рисунок 4.8.

Таблиця 4.3 — Сценарії розвитку попиту та пропозиції

Сценарій	Попит	АЕС	ВДЕ	ГАЕС	ТЕС	Жорсткість екологічних в
1	СВЗП	Максимальний	Максимальний	Максимальний	Немає НПСВ	Жорсткі
2	СВЗП	Мінімальний	Максимальний	Мінімальний	Немає НПСВ	Жорсткі
3	СВЗП	Максимальний	Мінімальний	Максимальний	НПСВ	М'які
4	СПЗП	Максимальний	Мінімальний	Максимальний	НПСВ	М'які

Виконані дослідження свідчать, що збільшення частки ВДЕ в структурі виробництва електричної енергії та реалізація необхідних для забезпечення балансу заходів з підвищення маневрових можливостей ОЕС країни, зокрема заміщення вугільної генерації газовою, а також зниження виробництва електричної енергії на АЕС, веде до зростання цін на електричну енергію відносно альтернативних варіантів.

При зростанні цін на електричну енергію, звісно, знижуються темпи зростання ВВП, і сценарії з вищою вартістю електричної енергії, особливо ті, в яких основна частка інвестицій приходить на імпортоване обладнання, в контексті забезпечення сталого економічного зростання країни, є неефективними.

Звісно, що сценарії розвитку генеруючих потужностей ОЕС України, які передбачають збереження пріоритетності орієнтації на вітчизняне вугілля, мають суттєво більші обсяги викидів ПГ, ніж при його заміщенні природним газом. Але з макроекономічної точки зору, якщо споживачі в змозі заплатити такий вуглецевий «податок», то це приведе виключно до перерозподілу ВВП, не впливаючи на ефективність щодо реалізації найбільш ефективних політик його максимізації, в той час як прийняття рішень на рівні окремих секторів економіки на основі цін на електричну енергію з урахуванням такого податку приведуть до скорочення ВВП за рівних умов.

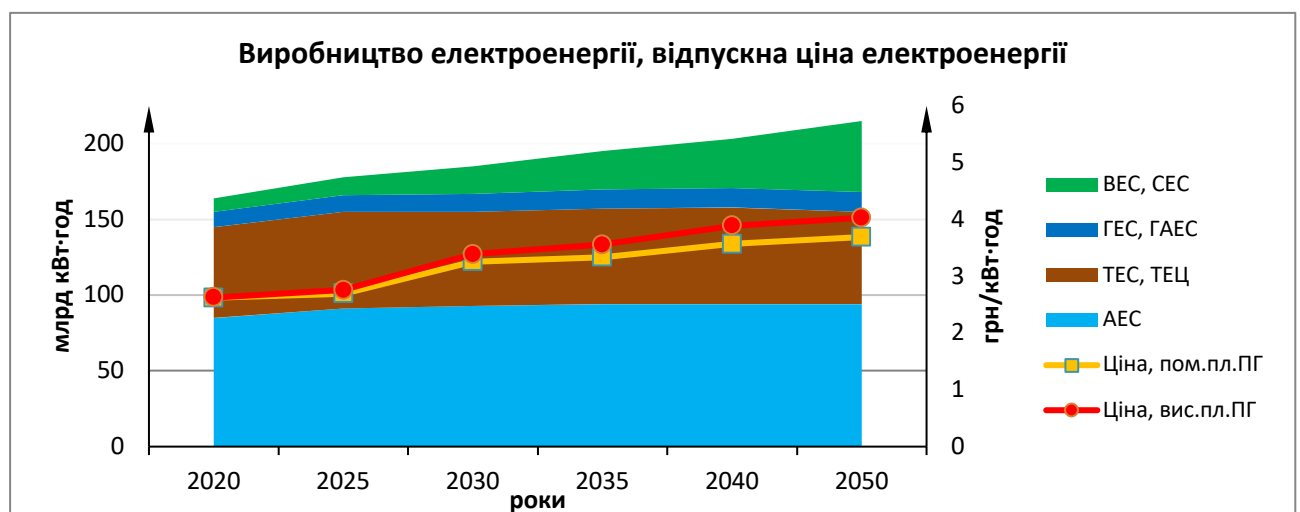
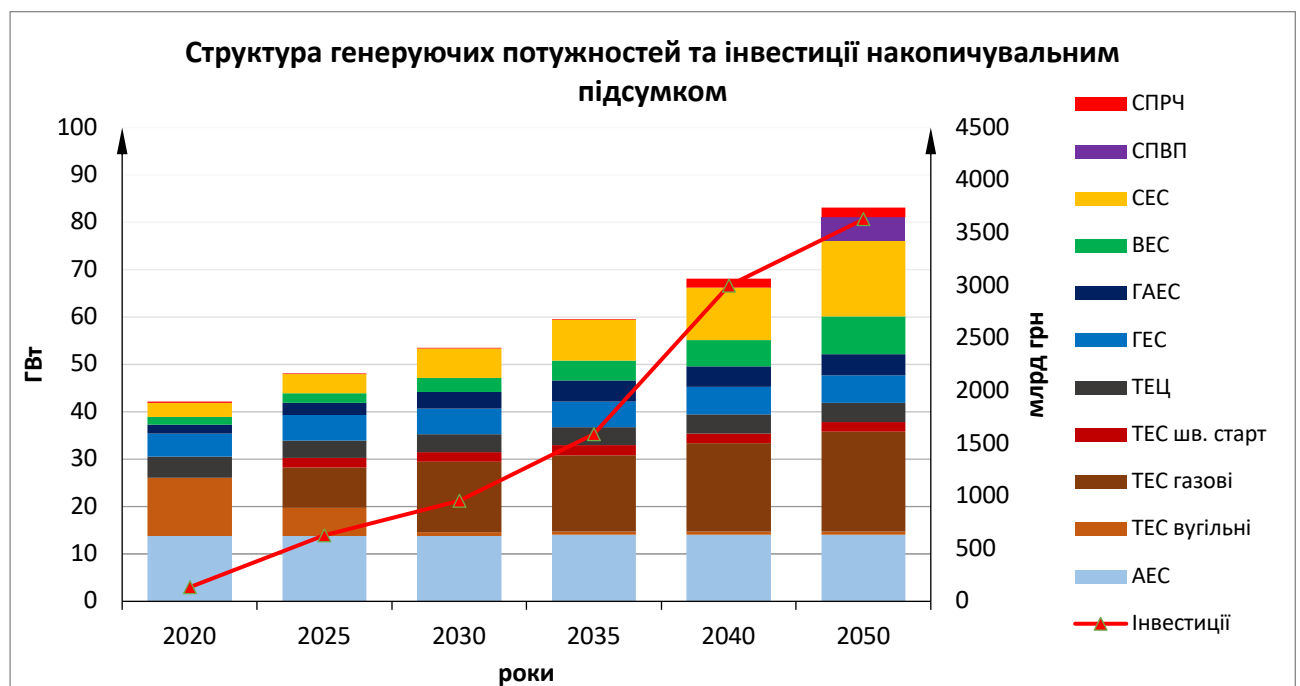
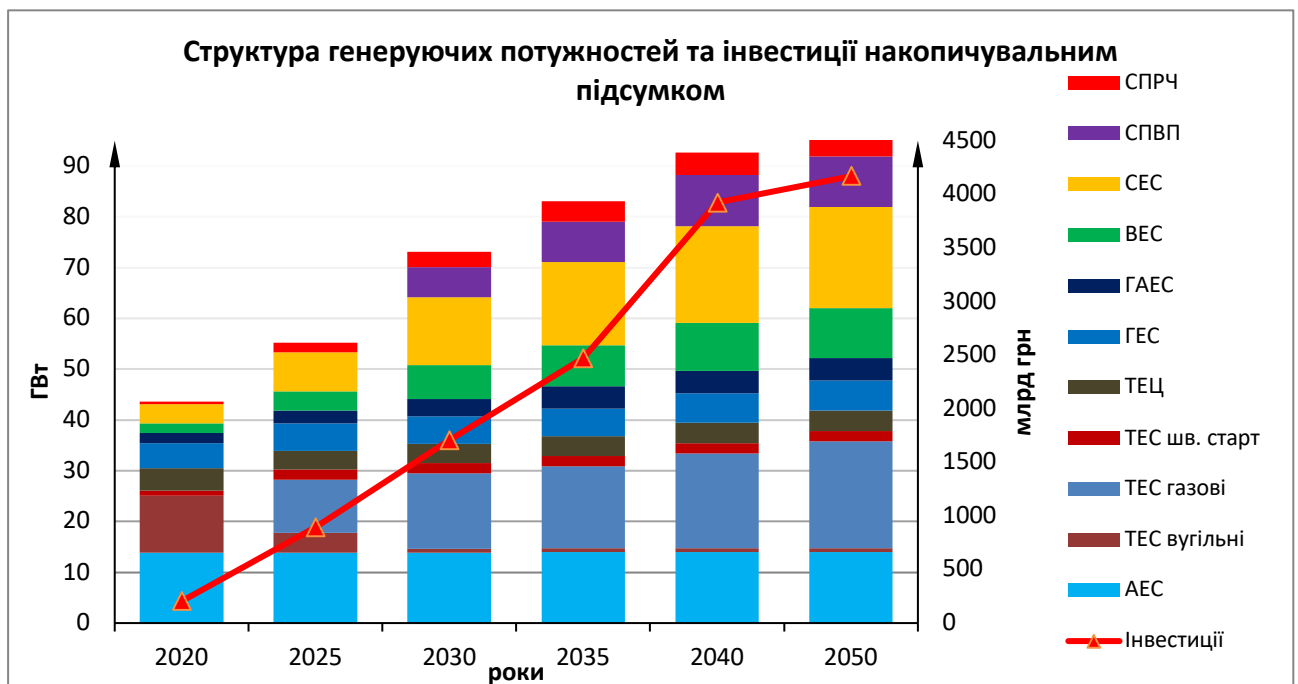




Рисунок 4.6 — Показники розвитку генеруючих потужностей для атомно-газових сценаріїв низьковуглецевого розвитку економіки при розвитку ВДЕ згідно скоригованих показників НЕС



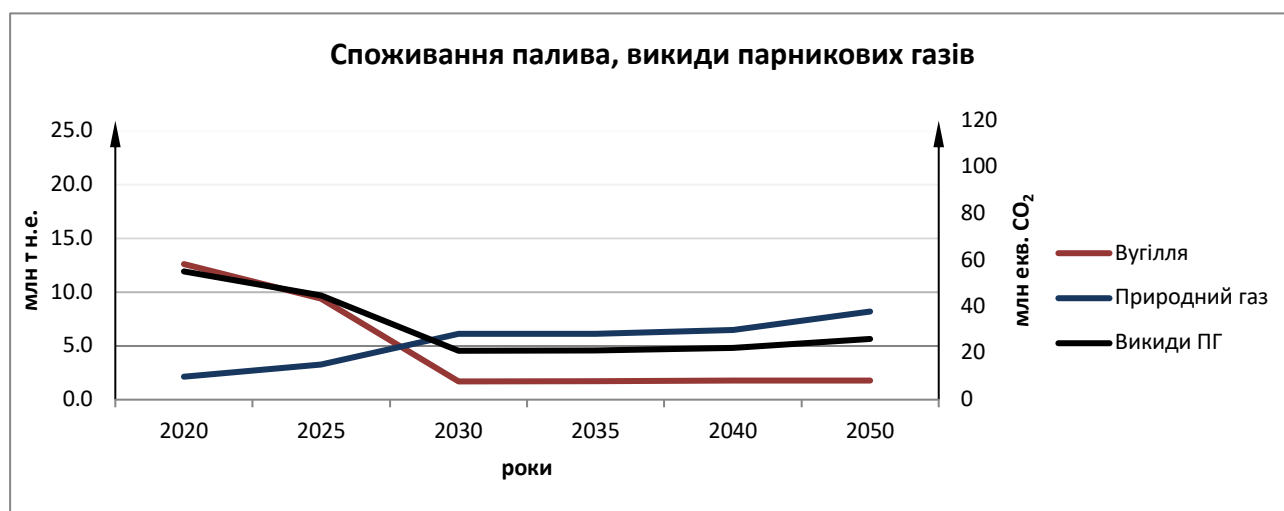
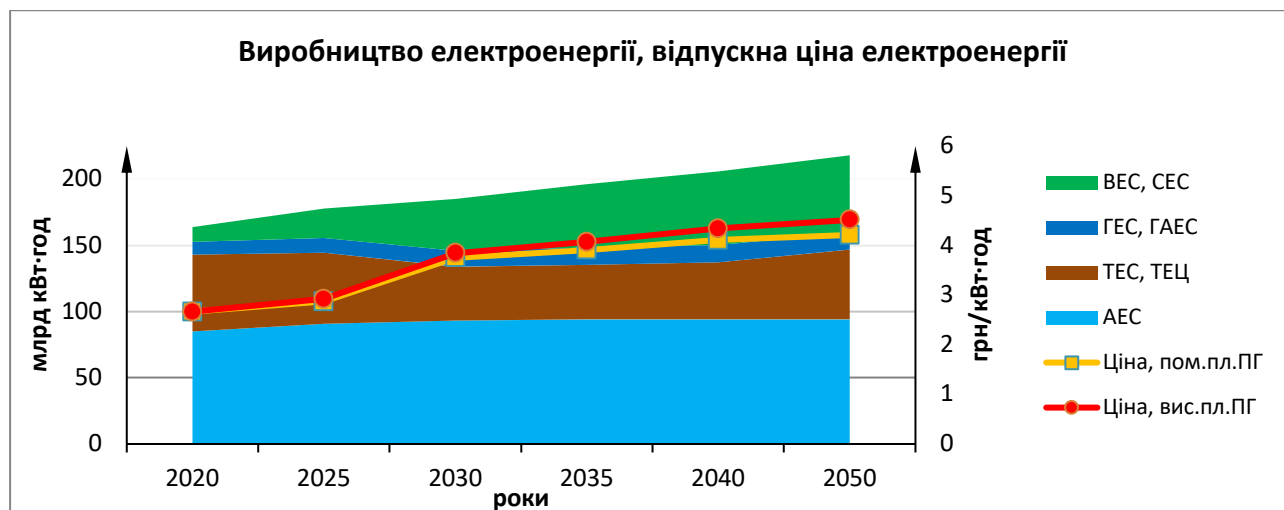
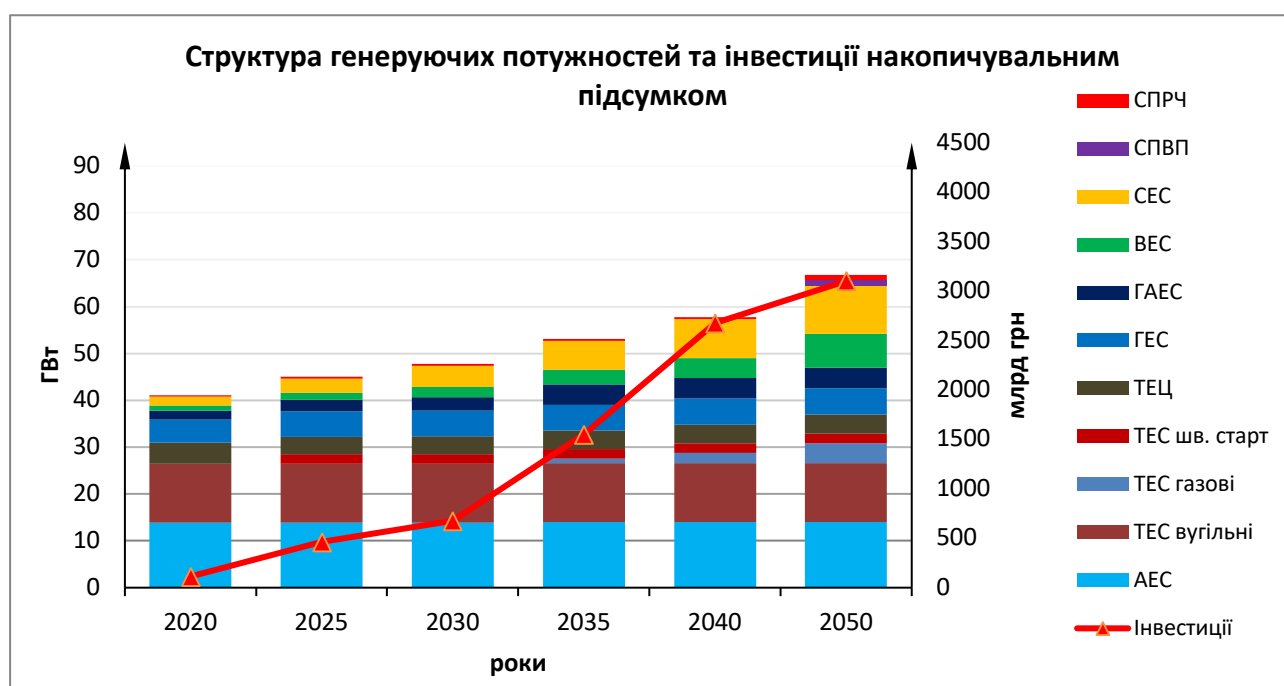


Рисунок 4.7 — Показники розвитку генеруючих потужностей для атомно-газових сценаріїв низьковуглецевого розвитку економіки при максимальному розвитку ВДЕ



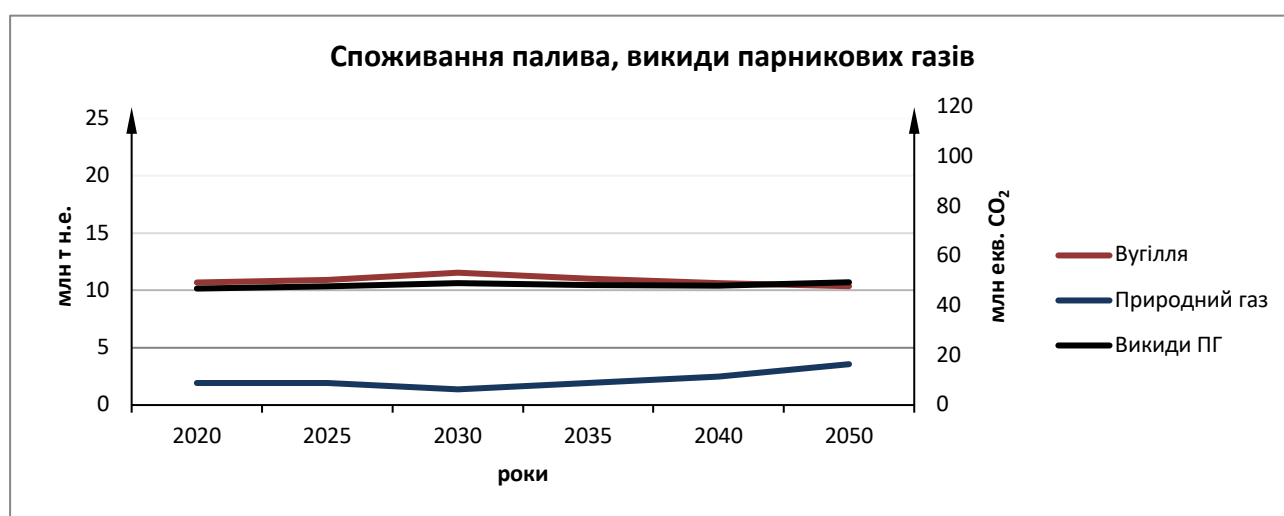
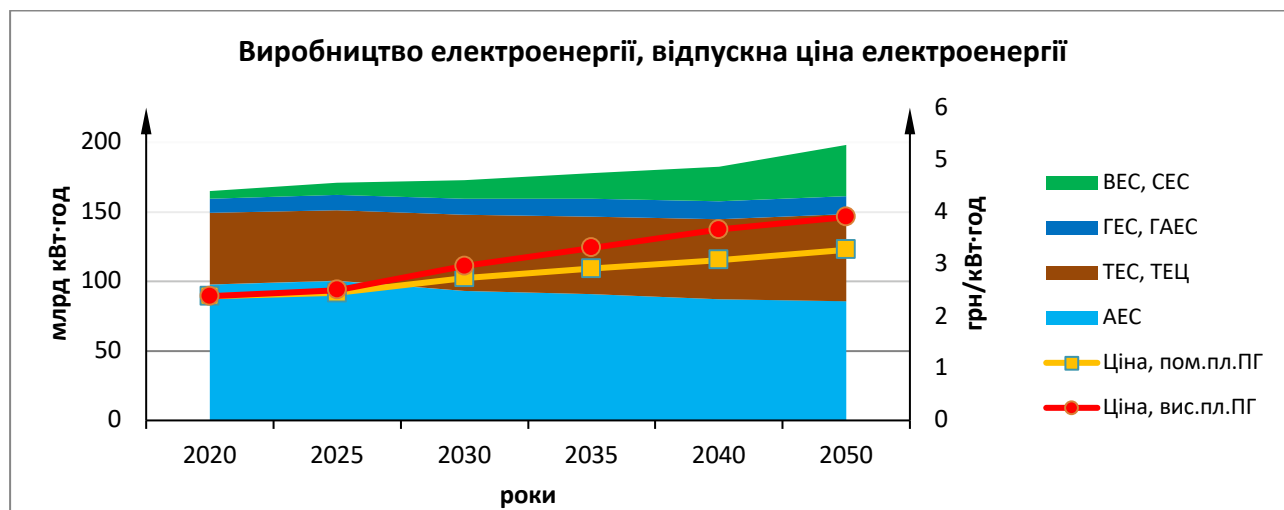


Рисунок 4.8 — Показники розвитку генеруючих потужностей для атомно-вугільних сценаріїв інерційно-оптимістичного розвитку економіки

Тому найбільш ефективним, в контексті забезпечення сталого зростання, є реалізація сценаріїв розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на довгострокову перспективу, які реалізують таку стратегію:

- 1) максимальне використання існуючих потужностей АЕС України та розвиток атомної енергетики для забезпечення підтримки потужностей АЕС на рівні близько 14 ГВт у довгостроковій перспективі, як найбільш ефективного засобу зниження викидів ПГ у перспективі та з прийнятними для споживачів цінами;
- 2) проведення робіт з реконструкції існуючих енергоблоків теплових електростанцій з поліпшенням їх техніко-економічних показників або будівництво нових блоків, зокрема, щодо маневрових можливостей, приведенням до нормативних вимог екологічних показників та подовженням термінів експлуатації не менш ніж на 20 років. Гарантована доступна потужність таких енергоблоків повинна складати не менше 10-12 ГВт. При цьому, максимально обґрунтоване використання потенціалу розвитку вугільної генерації та вугільної промисловості має розглядатись як фактор забезпечення економічної та енергетичної безпеки країни;

- 3) подальший розвиток гідроенергетики країни згідно існуючих планів, оскільки відмова від їх реалізації суттєво ускладнює виконання вимог забезпечення адекватності генерації та негативно впливає на ціну електричної енергії, при можливості певних зсувів термінів їх реалізації, як показали виконані розрахунки для сценаріїв «заморожування» стану гідроенергетики на існуючому рівні;
- 4) підтримка розвитку ВДЕ в обсягах, які не створюють технічних загроз та загроз можливості сталого економічного зростання країни, і в цьому контексті сценарій, якій відповідає скорегованим показникам НЕС, є граничним;
- 5) реалізація заходів з підвищення маневрових можливостей ОЕС України, зокрема:
 - впровадження високоманеврових електростанцій зі швидким стартом в якості гарантованого резерву на завантаження;
 - системи підтримки/регулювання частоти на базі акумулювання електричної енергії для компенсації швидких короткострокових змін потужності для забезпечення відсутності необхідності постійного використання резерву підтримки частоти на традиційних електростанціях та в якості швидкодіючого резерву на розвантаження;
 - поступове впровадження, по мірі нарощування потужностей ВЕС і СЕС, високоманеврових електростанцій;
- 6) впровадження технологій переносу/використання надлишкової потужності ВЕС і СЕС як заходів з управління попитом.

Реалізація означених заходів забезпечує можливість виконання вимог відповідності у перспективі до 2050 року, починаючи з 2023 року.

5. Базовий сценарій розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу, оцінка його відповідності(достатності) та ризиків при реалізації

5.1. Базовий сценарій розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу

При оцінці попиту на електричну енергію у перспективі найближчих 10-15 років визначено, що найбільш вірогідно розвиток економіки та енергетики буде відбуватись згідно сценарію помірному зростання попиту. Виходячи з отриманих результатів аналізу сценаріїв розвитку попиту та пропозиції, на 10-річну перспективу обсяг електроспоживання для забезпечення споживачів країни буде знаходитись в діапазоні, наведеному в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 — Мінімальна та максимальна оцінка попиту електроенергії (брутто) (млрд кВт-год)

Показник	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Електроспоживання (брутто) (мінімальна оцінка)	151	152	153	154	154,5	155	156	157	157,5	158,5
Електроспоживання (брутто) (максимальна оцінка)	155	156	158	160	161,5	162,5	164	166	167,5	169

При цьому сумісний максимум навантаження ОЕС України в цей період змінюється від 23,5 ГВт до 27 ГВт.

Для забезпечення необхідного обсягу виробництва електричної енергії з використанням ВДЕ для виконання положень НЕС, а саме виробництва 18 млрд кВт-год на рівні 2030 року, цілком достатньо того, щоб середньорічна потужність ВЕС складала близько 3,5 ГВт, а потужність СЕС — 6,5 ГВт. У той же час на сьогодні технічних умов на приєднання ВДЕ видано на загальну потужність більш ніж у 11 ГВт, а темпи впровадження потужностей на ВДЕ постійно зростають. На початок 2021 року очікується, що потужність СЕС може сягнути до 5,5 ГВт, а потужність ВЕС до 1,8 ГВт (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2 — Розвиток ВЕС та СЕС

Показник	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Встановлена потужність ВЕС на початок року, МВт	1 800	2 200	2 600	2 900	3 000	3 300	3 200	3 500	3 600	3 700
Встановлена потужність ВЕС на кінець року, МВт	2 200	2 600	2 900	3 000	3 300	3 200	3 500	3 600	3 900	4 300
Середньорічна потужність ВЕС, МВт	2 000	2 400	2 750	2 950	3 150	3 250	3 350	3 550	3 750	4 000
КВВП ВЕС, відносні одиниці	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Виробництво на ВЕС, млрд кВт-год	6,3	7,6	8,7	9,3	9,9	10,2	10,6	11,2	11,8	12,6
Встановлена потужність СЕС на початок року, МВт	5 500	5 600	6 000	6 150	6 300	6 350	6 500	6 550	6 700	6 750
Встановлена потужність СЕС на кінець року, МВт	5 600	6 000	6 150	6 300	6 350	6 500	6 550	6 700	6 750	6 900
Середньорічна потужність СЕС, МВт	5 550	5 800	6 075	6 225	6 325	6 425	6 525	6 625	6 725	6 825
КВВП СЕС, відносні одиниці	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147
Виробництво на СЕС, млрд кВт-год	7,1	7,5	7,8	8,0	8,1	8,3	8,4	8,5	8,7	8,8
Виробництво на ВЕС та СЕС разом, млрд кВт-год	13,4	15,1	16,5	17,3	18,0	18,5	19,0	19,7	20,5	21,4

До того ж у період до 2022 року існує значна ймовірність збереження високих темпів впровадження потужностей на ВЕС та СЕС з одиничною потужністю станцій понад 5 МВт (для ВЕС) та понад 1 МВт (для СЕС), що зумовлено тим, що власники таких проєктів будівництва зможуть отримати право на «зелений» тариф оминаючи необхідність участі в аукціонах, які для них запроваджуються Законом України № 2712-VII від 25.04.2019 р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії», та не нести до певного часу відповідальності за «небаланси».

При формуванні базового сценарію розвитку традиційної генерації (**Error! Reference source not found.**) враховувалась необхідність забезпечення достатності генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію. У цьому контексті, аналіз схвалених КМУ рішень щодо розвитку традиційної генерації та планів генеруючих компаній показав наступне.

З огляду на високу конкурентоспроможність атомної генерації на новому ринку електричної енергії, плани ДП «НАЕК «Енергоатом» щодо збереження встановленої потужності АЕС на рівні 13,835 ГВт є цілком реалістичними за рахунок подовження терміну роботи існуючих енергоблоків на період до 2030 року.

Як свідчать результати довгострокового прогнозування, доцільним є будівництво (добудова) двох нових енергоблоків на Хмельницькій АЕС з регульовальним діапазоном на рівні 50 % на період до 2030 року, але з огляду на відсутність поки що конкретних рішень стосовно реалізації відповідних інвестиційних проєктів (у тому числі незатвердженого КМУ плану розвитку ДП «НАЕК «Енергоатом»), можливість їх впровадження в роботу протягом означеного періоду у Звіті не розглядалась.

Розвиток теплової генерації згідно з НПСВ передбачає помірне зниження потужностей існуючих вугільних енергоблоків до 13,5 ГВт у 2030 році. З огляду на те, що необхідність реалізації НПСВ задекларовано в НЕС та є міжнародним зобов'язанням України, передбачається її реалізація в обсягах, необхідних принаймні для забезпечення вимог достатності з урахуванням необхідності проведення робіт з реконструкції вугільних енергоблоків, з метою подовження термінів їх експлуатації, і поступове приведення показників викидів забруднювачів повітря до нормативних вимог, поліпшення техніко-економічних показників та маневрових можливостей.

З урахуванням означеного, встановлена потужність вугільних енергоблоків передбачається на рівні близько 13,5 ГВт, при доступній — на рівні 12 ГВт в період до 2030 року.

Збереження в резерві газомазутних енергоблоків 800 МВт, як з економічної точки зору (через значні поточні витрати на підтримку в резерві та періодичні перевірки працездатності), так і через складні і тривалі умови їх запуску, зокрема, для забезпечення власними потребами при запуску такого блоку необхідно, щоб в роботі знаходилося щонайменше два- три пилувугільних блока 300 МВт на цій ТЕС є недоцільно. Зважаючи на те, що газомазутні блоки одиничною потужністю 300 МВт (2 одиниці) є більш маневровими їх необхідно залишати у резерві.

Введення потужностей на Канівській ГАЕС у проєктному обсязі 1000 МВт у період до 2026 року також малоімовірне через те, що забезпечити необхідну вчасну розбудову мереж

для надійного прийняття/видачі потужності для її роботи в турбінному та насосному режимах є малореалістичними. Тому у розрахунках передбачається впровадження лише двох енергоблоків в період до 2030 року. З метою можливості роботи Дністровської ГАЕС у складі 4 гідроагрегатів в нормальній схемі в насосному та генераторному режимах Планом розвитку системи передачі передбачено наступний розвиток електромережі:

- введення в роботу ПЛ 330 кВ «Західноукраїнська — Богородчани»;
- введення в роботу ПЛ 330 кВ «Тернопільська — Чернівецька»;
- введення в роботу ПЛ 330 кВ «Дністровської ГАЕС — Вінницька750»;
- встановлення другого АТ 750/330 потужністю 1000 МВА (3*333) на ПС 750/330 кВ «Вінницька».

Виходячи з зазначеного четвертий агрегат Дністровської ГАЕС врахований з 2023 року.

Таблиця 5.3 — Встановлена потужність традиційної генерації згідно з базовим сценарієм, МВт

Електричні станції	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Вугільні ТЕС ГК - ВСТАНОВЛЕНА	17240	17240	17240	16200	15600	15600	14850	14850	14250	13500
- в т. ч. вугільні ТЕС ГК - ДОСТУПНІ	15 000	15 000	15 000	14 000	14 000	14 000	13 000	13 000	12500	12000
Газомазутні ТЕС ГК	4600	4600	3800	3800	3800	600	600	600	600	600
ТЕЦ	6 100	5 800	5 500	5 200	4 900	4 600	4 300	4 000	3 700	3 400
ГЕС	4820	4840	4860	4880	4900	4900	4900	4900	4900	4900
ГАЕС	1470	1470	1800	1800	1800	1800	1800	1800	2050	2300
АЕС	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835
Всього потужність	48065	47465	47035	45715	44835	41335	40285	39985	39335	38535

На основі вище зазначених вхідних даних за допомогою програм оцінювання відповідності (достатності) генеруючих потужностей *Plexos by Energy Exemplar*, *BACS-RVE*, *Antares by RTE* були прораховані графіки покриття характерних днів та річні баланси електроенергії (таблиця 5.4 В таблицях 5.4 – 5.6 наведені баланси потужності для робочих днів та вихідних днів характерних періодів 2021,2025,2030 рр. Баланси потужності враховують середні значення генерації на СЕС та ВЕС, гідроресурси маловодного року, оптимальну для ОЕС генерацію по місяцях АЕС, оптимальний для ОЕС режим роботи (генерація/закачка) ГАЕС.

У балансі електричної енергії (**Error! Not a valid bookmark self-reference.7**) наведено використання швидкодіючих резервів та акумуляторних батарей, експлуатація яких передбачається не раніше 2023 року для акумуляторних батарей та не раніше 2025 року — для швидкодіючих резервів (маневрових потужностей). Значення розрядки/зарядки акумуляторних батарей в балансі електричної енергії близьке до нуля, оскільки передбачається їх використання, перш за все, для підтримки резервів (на розвантаження), а вже потім підтримки маневрової здатності ОЕС України (з метою балансування). Аналогічно їм використання швидкодіючих резервів (маневрових потужностей) в основному передбачається для підтримки резервів на завантаження й попутно для підтримки маневрової здатності. Як видно з балансу електричної енергії у період 2021-2023 рр. спостерігаються обмеження виробітку на ВДЕ, які у подальшому знижуються до нуля, що пов'язано із впровадженням та використанням швидкодіючих резервів, нових потужностей на ГЕС та ГАЕС та, головне, порівняно суттєвим приростом споживання електричної енергії в ОЕС України (порівняно з темпами розвитку генеруючих потужностей на ВДЕ). Окрім того, слід зауважити, що у наведених вище балансах вказані середні значення виробітку на ВДЕ, що вказує на те, що їх виробіток для наведених годин відповідних діб може бути як нижчим за вказані значення, так і вищим (як на рисунок 1.5 коливання можуть сягати $\pm 30\%$). Поряд з цим, покриття графіків електричних навантажень та, відповідно, балансів майбутніх періодів є можливими тільки за умови роботи ГАЕС України на адекватному, вільному ринку (з ринковими цінами), на якому ГАЕС зможуть беззбитково відпрацьовувати більш ніж кілька циклів закачування/генерації протягом однієї доби, що у свою чергу потребує зміни принципів розрахунків за роботу ГАЕС у таких режимах та, відповідно, змін до чинних правил ринку.

Таблиця 5.7 — Баланс електричної енергії ОЕС України на період до 2030 року, млрд кВт·год

Складові балансу	Роки									
	2021	2022	2023	2024*	2025	2026	2027	2028*	2029	2030
1. Виробництво електричної енергії — всього, у тому числі:	159,7	161,2	163,5	165,3	167,6	168,9	170,2	171,9	172,7	174,7
1.1. ТЕС енергогенеруючих компаній (вугільні)	43,8	40,2	37,7	37,1	36,9	37,2	37,8	38,3	38,2	38,4
1.2. Теплоелектроцентралі та когенераційні установки, блокстанції	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
1.3. ГЕС, з них:	8,5	8,6	8,6	8,7	8,7	8,8	8,8	8,9	8,9	9,0
1.3.1. ГЕС каскаду р. Дніпро, р. Дністер	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
1.3.2. інші ГЕС	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95
1.3.3. у тому числі ті, що працюють за «зеленим» тарифом	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75
1.4. ГАЕС	1,6	2,0	2,2	2,4	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,5
1.5. АЕС	85,0	85,0	86,0	86,2	87,0	87,0	87,0	87,2	87,0	87,0
1.5.1. Частка АЕС, %	53,22	52,73	52,60	52,15	51,91	51,51	51,12	50,73	50,38	49,80
1.5.2. КВВП АЕС	0,70	0,70	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
1.6. Альтернативні джерела прийняті в баланс	11,1	14,3	16,5	18,1	18,9	19,5	20,1	20,9	21,8	22,8
1.6.1. Частка ВДЕ (без урахування ГЕС), %	6,95	8,87	10,09	10,95	11,28	11,55	11,81	12,16	12,62	13,05
приріст до минулого року, %	23,33	28,83	15,38	9,70	4,42	3,17	3,08	3,98	4,31	4,59
з них:										
1.6.1.1. ВЕС	6,3	7,6	8,7	9,3	9,9	10,2	10,6	11,2	11,8	12,6
1.6.1.2. СЕС	7,1	7,5	7,8	8,0	8,1	8,3	8,4	8,5	8,7	8,8
1.6.1.3. інші	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
1.6.2. Частка ВДЕ з урахуванням ГЕС, %	12,3	14,2	15,4	16,2	16,5	16,8	17,0	17,3	17,8	18,2
1.7. Розрядка акумуляторних батарей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.8. Генерація швидкодіючих резервів	0	0	0	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2. Імпорт електричної енергії	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Експорт електричної енергії	4,0	4,0	5,0	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
4. Електроспоживання (брутто)	153,5	154,5	155,5	157,0	157,5	158,5	159,5	161,0	161,5	162,5
приріст до минулого року, %	0,32*	0,65	0,65	0,96*	0,32*	0,63	0,63	0,94*	0,31*	0,62
4.1. Споживання електричної енергії ГАЕС в насосному режимі	2,2	2,7	3,0	3,3	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	6,2
4.2. Зарядка акумуляторних батарей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Обмеження ВДЕ	2,8	1,4	0,7	0	0	0	0	0	0	0

* — 2024, 2028, а також 2020 роки є високосними, що збільшує загальне споживання більш ніж на 1/365, тому прирости (до минулого року) у зазначені роки є більшими, а у наступні після них — нижчими.

Таблиця 5.3 — Прогнозний баланс потужності ОЕС України на 2021 рік, МВт

Складові	опалюваний період			період повені (роб. день)			період повені (вих. день)			літній період			неопалюваний період (роб. день)			неопалюваний період (вих. день)		
	на 03:00	на 13:00	на 18:00	на 03:00	на 13:00	на 19:00	на 03:00	на 13:00	на 19:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00
Споживання (брутто)	17 500	22 500	23 500	13 000	16 300	17 300	12 500	15 000	16 300	13 300	17 500	17 500	12 800	16 800	17 800	12 500	15 600	17 000
Покриття:																		
ТЕС ГК	4 830	6 650	7 600	2 140	1 930	2 810	1 210	840	1 810	3 050	2 350	3 600	2 330	2 120	3 510	1 610	1 340	2 450
ТЕЦ і блокстанції	2 300	2 400	2 400	820	900	900	820	900	900	600	700	700	600	700	700	600	700	700
ГЕС	250	650	1 200	1 100	1 100	3 100	1 100	1 100	3 100	250	250	1 700	250	250	2 000	250	250	2 000
ГАЕС (генерація)	0	0	1 000	0	0	1 040	0	0	1 040	0	0	1 300	0	0	1 040	0	0	1 300
Акумуляторні батареї (розрядка)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Швидкодійні резерви (генерація)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СЕС	0	1 550	0	0	3 500	0	0	3 500	0	0	4 100	0	0	3 600	0	0	3 600	0
ВЕС	800	750	800	600	600	550	600	600	550	450	400	500	900	850	850	900	850	850
АЕС	11 000	11 000	11 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Експорт	500	500	500	100	100	100	100	100	100	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Імпорт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГАЕС (закачування)	1 180	0	0	560	630		130	840		750	0		980	420		560	840	
Акумуляторні батареї (зарядка)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв первинного регулювання	традиційні	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	акумуляторні батареї	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв відновлення частоти (на завантаження)	традиційні	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	300	1 000	1 000	300	1 000	500	200	1 000	500	200	1 000	500
	швидкодійні резерви	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв відновлення частоти (на розвантаження)	дефіцит	0	0	0	0	0	700	0	0	700	0	500	800	0	500	800	0	500
	традиційні	500	500	500	200	0	500	0	0	500	500	500	500	300	500	500	500	0
Резерв заміщення	акумуляторні батареї	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	дефіцит	0	0	0	300	500	0	300	500	0	0	0	0	200	0	0	500	0
Обмеження ВДЕ	традиційні	500	500	0	300	0	0	300	0	0	400	100	0	400	100	0	400	100
	швидкодійні резерви	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обмеження АЕС	0	0	0	0	0	0	500	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 5.4 — Прогнозний баланс потужності ОЕС України на 2025 рік, МВт

Складові		опалюваний період			період повені (роб. день)			період повені (вих. день)			літній період			неопалюваний період (роб. день)			неопалюваний період (вих. день)		
		на 03:00	на 13:00	на 18:00	на 03:00	на 13:00	на 19:00	на 03:00	на 13:00	на 19:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00
Споживання (брутто)		18 400	23 900	25 000	13 500	16 900	18 000	13 000	15 700	17 000	13 500	18 500	18 500	13 200	17 600	18 800	12 900	16 600	18 000
Покриття:																			
ТЕС ГК		4 080	6 200	7 500	2 190	1 900	2 830	1 270	1 120	1 510	2 950	2 950	3 950	2 430	2 070	3 650	1 710	1 490	2 850
ТЕЦ і блокстанції		2 300	2 400	2 400	820	900	900	820	900	900	600	700	700	600	700	700	600	700	700
ГЕС		250	650	1 300	1 100	1 100	3 100	1 100	1 100	3 100	250	250	1 800	250	250	2 100	250	250	2 100
ГАЕС (генерація)		0	0	850	0	0	1 370	0	0	1 690	0	0	1 550	0	0	1 550	0	0	1 550
Акумуляторні батареї (розрядка)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Швидкодійочі резерви (генерація)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СЕС		0	1 700	0	0	4 100	0	0	4 100	0	0	4 600	0	0	4 100	0	0	4 100	0
ВЕС		1 450	1 450	1 450	1 050	1 050	900	1 050	1 050	900	750	650	800	1 200	1 200	1 100	1 200	1 200	1 100
АЕС		12 000	12 000	12 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Експорт		500	500	500	100	100	100	100	100	100	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Імпорт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГАЕС (закачування)		1 180	0	0	560	1 050	0	140	1 470	0	750	350	0	980	420	0	560	840	0
Акумуляторні батареї (зарядка)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв первинного регулювання	традиційні	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	акумуляторні батареї	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Резерв відновлення частоти (на завантаження)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Резерв відновлення частоти (на розвантаження)	швидкодійочі резерви	1000	1000	1000	1000	500	300	1000	500	300	1000	1000	200	1000	800	200	1000	800	200
	дефіцит	0	0	0	0	500	700	0	500	700	0	0	800	0	200	800	0	200	800
	традиційні	500	500	500	500	0	500	100	0	500	500	500	500	500	300	500	0	0	500
Резерв заміщення	акумуляторні батареї	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	дефіцит	0	0	0	0	500	0	400	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	традиційні	1000	1000	0	100	0	0	100	0	0	300	500	0	300	500	0	300	500	0
	швидкодійочі резерви	0	0	1000	900	1000	1000	900	1000	1000	700	500	1000	700	500	1000	700	500	1000
Обмеження ВДЕ		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обмеження АЕС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 5.5 — Прогнозний баланс потужності ОЕС України на 2030 рік, МВт

Складові		опалюваний період			період повені (роб. день)			період повені (вих. день)			літній період			неопалюваний період (роб. день)			неопалюваний період (вих. день)		
		на 03:00	на 13:00	на 18:00	на 03:00	на 13:00	на 19:00	на 03:00	на 13:00	на 19:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00	на 03:00	на 13:00	на 21:00
Споживання (брутто)		19 600	25 800	27 000	14 200	17 800	19 000	13 700	16 700	18 000	13 700	19 500	19 500	13 500	18 800	19 800	13 200	17 800	19 000
Покриття:																			
ТЕС ГК		5 750	7 850	8 900	2 240	1 750	3 080	1 740	1 070	1 760	3 480	3 660	4 250	2 830	3 010	3 800	2 530	2 010	3 000
ТЕЦ і блокстанції		2 300	2 400	2 400	820	900	900	820	900	900	500	700	700	500	700	700	500	700	700
ГЕС		250	850	1 200	1 100	1 100	3 200	1 100	1 100	3 200	250	250	1 800	250	250	2 200	250	250	2 200
ГАЕС (генерація)		0	0	1 600	0	0	1 370	0	0	1 690	0	0	2 100	0	0	2 100	0	0	2 100
Акумуляторні батареї (розрядка)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Швидкодійні резерви (генерація)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СЕС		0	1 800	0	0	4 500	0	0	4 500	0	0	5 000	0	0	4 400	0	0	4 400	0
ВЕС		1 900	1 900	1 900	1 200	1 200	1 050	1 200	1 200	1 050	950	850	950	1 400	1 400	1 300	1 400	1 400	1 300
АЕС		12 000	12 000	12 000	9 500	9 500	9 500	9 500	9 500	9 500	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Експорт		1 000	1 000	1 000	100	100	100	100	100	100	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Імпорт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГАЕС (закачування)		1 600	0	0	560	1 050	0	560	1 470	0	1 180	660	0	1 180	660	0	1 180	660	0
Акумуляторні батареї (зарядка)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв первинного регулювання	традиційні	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	акумуляторні батареї	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Резерв відновлення частоти (на завантаження)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Резерв відновлення частоти (на розвантаження)	швидкодійні резерви	1000	1000	1000	1000	600	200	1000	600	200	1000	1000	0	1000	1000	0	1000	1000	0
	дефіцит			0	0	400	800	0	400	800	0	0	1000	0	0	1000	0	0	1000
	Резерв відновлення частоти (на розвантаження)	500	500	500	500	0	500	400	0	500	500	500	500	500	500	500	500	400	500
Резерв заміщення	традиційні	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	акумуляторні батареї	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	дефіцит	0	0	0	0	500	0	100	500	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0
Обмеження ВДЕ	традиційні	1000	1000	0	600	0	0	600	0	0	400	0	0	400	0	0	400	0	0
	швидкодійні резерви	0	0	1000	400	1000	1000	400	1000	1000	600	1000	1000	600	1000	1000	600	1000	1000
	Обмеження АЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

За базовим сценарієм теоретично можна забезпечити виконання вимог достатності генеруючих потужностей для покриття сумісного максимуму ОЕС України на період до 2030 року навіть за практичної відсутності участі потужностей на ВДЕ у покритті максимуму навантажень відповідного ГЕН (рисунки 5.1— 5.3), що відповідає безвітряній погоді за вірогідного зростання споживання електричної енергії.

Поряд з цим, додатковим фактором підвищення надійності є інтеграція ОЕС України до енергосистеми континентальної Європи *ENTSO-E*, що є складовою забезпечення інтеграції ринків електричної енергії України у внутрішній енергетичний ринок Європейського Союзу. Це надає можливість з одного боку підвищити рівень конкуренції на внутрішньому ринку та розширити можливість експорту вітчизняної електричної енергії, а з другого — у разі форс-мажорних обставин, зокрема, при нерозрахункових аварійних ситуаціях, імпортувати необхідні обсяги електричної енергії, що підвищить рівень надійності електропостачання споживачів.

На тлі швидкого зростання потужності на ВДЕ та складної ситуації з маневровими можливостями ОЕС України (у тому числі й з наявністю резервів), проблема забезпечення відповідності генеруючих потужностей постає вкрай гостро. Її вирішення потребує суттєвого підвищення маневрових можливостей ОЕС України як за рахунок реконструкції (модернізації) наявних потужностей традиційної генерації для забезпечення можливості повноцінної участі в роботі балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг, так і за рахунок стимулювання розвитку спеціальних технологій з підвищення маневрових можливостей енергосистеми — високоманеврової генерації зі швидким стартом, СПРЧ на базі технологій акумулювання електричної енергії (надалі — ЕАЕС) тощо. **Де Споживачі**

Окрім того, наразі існує проблема необхідності обмеження потужності АЕС або потужностей на ВДЕ протягом певних періодів. **в перспективі, з огляду на очікувані темпи зростання потужності на ВДЕ, необхідність таких обмежень суттєво зростає. При цьому, як відзначалось, імпорт електричної енергії «рівним» профілем на протязі доби або в години нічного «провалу» ГЕН та у денні періоди часу веде до необхідності збільшення обсягів таких обмежень з усіма негативними економічними наслідками, тому імпорт можливий виключно в межах внутрішньодобового ринку. При цьому, можливість експорту електричної енергії в період профіциту електричної енергії в ОЕС України малоімовірна навіть після інтеграції з *ENTSO-E*, оскільки в інших енергосистемах країн об'єднання *ENTSO-E* спостерігаються аналогічні ситуації.**

На сьогодні потенційно існує можливість використання ринку допоміжних послуг як інструменту вирішення наведеної вище проблеми, що надає можливість оптимізувати роботу АЕС (їх розвантаження або зупинка у періоди виникнення профіциту генерації в енергосистемі з відповідною оплатою втраченої ними економічної вигоди) та роботи гідроенергетики (підтримка резервів на розвантаження та зсув із зони нічного провалу навантаження «заряду» ГАЕС на години виникнення профіциту генерації в енергосистемі).

Однак використання АЕС для розвантаження з метою уникнення профіциту потужності (виробництва електричної енергії) в енергосистемі є неефективним як з технічної, так і економічної точки зору. Графіки не відповідають опису

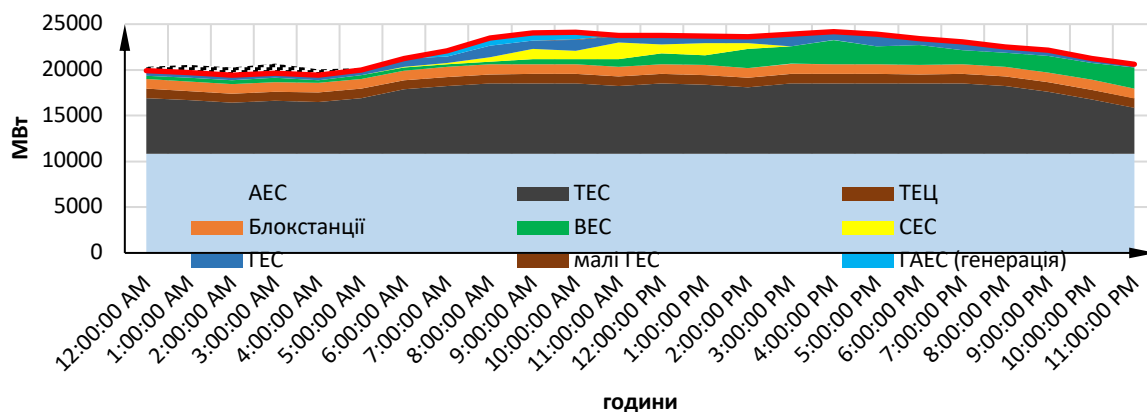


Рисунок 5.1 — Графік навантаження ОЕС України для доби максимальних навантажень опалювального сезону 2021 р.

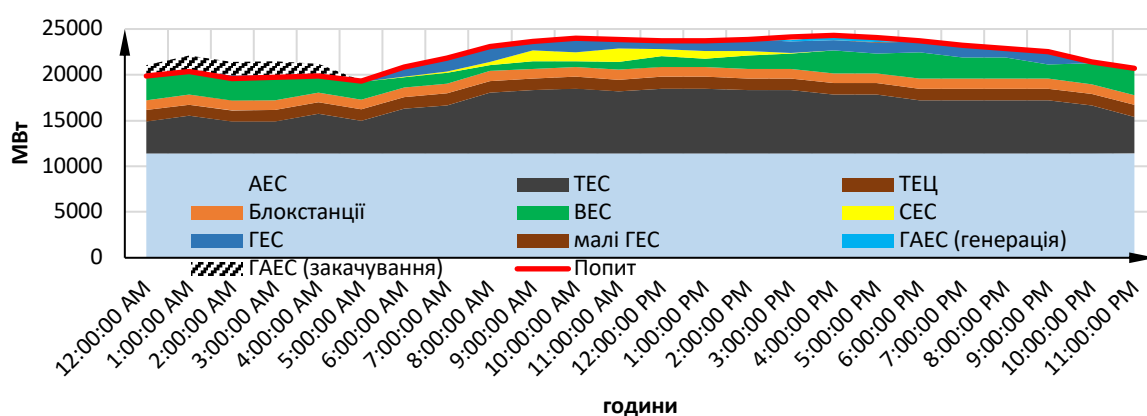


Рисунок 5.2 — Графік навантаження ОЕС України для доби максимальних навантажень опалювального сезону 2025 р.

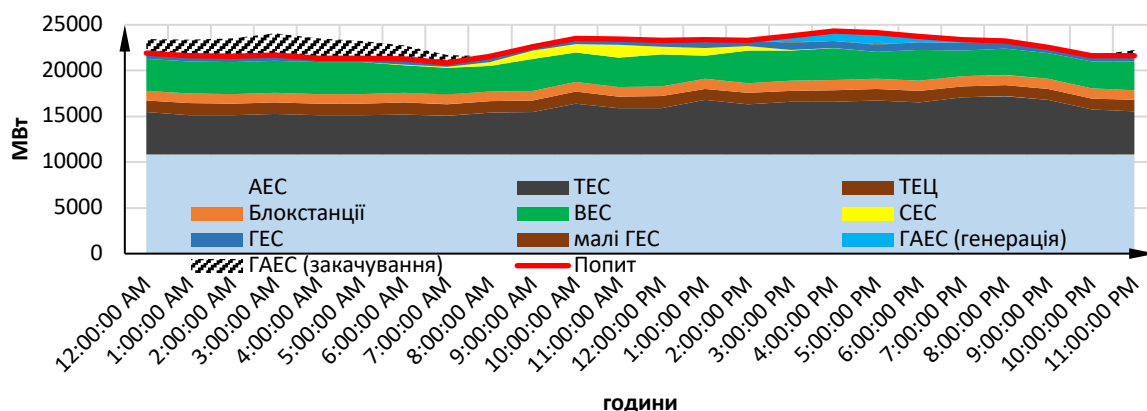


Рисунок 5.3 — Графік навантаження ОЕС України для доби максимальних навантажень опалювального сезону 2030 р.

З технічної точки зору, без модернізації енергоблоків АЕС, яка буде доцільна за умов гарантованого постійного використання можливості підвищення та зниження потужності на АЕС з відповідною оплатою (терміни модернізації сягатимуть 3 років), процедура зниження та збільшення потужностей енергоблоків АЕС є достатньо складною та потребує часу. Це не

гарантує можливість зниження їх потужності до необхідного рівня для ліквідації її профіциту в ОЕС України в необхідний термін часу. Тобто такі рішення необхідно заздалегідь планувати, як використання допоміжної послуги, а в період знаходження енергоблоків АЕС у розвантаженому (зупиненому) стані, виникає дефіцит потужності, яку не покривають потужності на ВДЕ через специфічні особливості їх роботи — непрогнозованість потужностей, циклічність виробництва на СЕС тощо.

Цей дефіцит необхідно буде покривати іншими джерелами постачання (виробництва) електричної енергії, що обумовлює економічну недоцільність ліквідації профіцитів потужностей в ОЕС, які обумовлені роботою потужностей на ВДЕ, зниженням потужностей (зупинкою) енергоблоків АЕС, через точки зору, через неможливість швидкого зниження та збільшення потужності енергоблоків АЕС, частково виробництва електричної енергії, яке заміщує її виробництво на АЕС, буде здійснюватись не ВДЕ, а альтернативними джерелами постачання електричної енергії — ТЕС або імпорту, що буде вести до зростання цін на електричну енергію для споживачів.

Поряд з цим, при обмеженні потужності на ВДЕ, а не АЕС, зменшується потреба в пусках-зупинках енергоблоків ТЕС і, як наслідок, спрацювання обладнання та ризики обумовлені аварійними зупинками при пусках енергоблоків.

Так, вже в період до 2023 року вже слід забезпечити впровадження високоманеврових потужностей зі швидким стартом загальною потужністю близько 2 ГВт та систем СПРЧ потужністю до 1 ГВт, що надасть можливість забезпечити виконання вимог щодо резервів заміщення та мінімізує ризики порушення вимог операційної безпеки при значних коливаннях потужності на ВДЕ та/або похибок прогнозу їх потужності та мінімізувати потребу у постійному використанні для компенсації коливань потужності на ВДЕ традиційної генерації тощо.

У подальшій перспективі зростання відповідальності за виникнення небалансів обумовить необхідність впровадження точного прогнозування власного відпуску електричної енергії, систем регулювання потужності та ЕАЕС власниками потужностей на ВДЕ (не менш ніж 2-2,5 ГВт на рівні 2030 року) та високоманеврових потужностей зі швидким стартом загальною потужністю біля 1 ГВт, чому буде сприяти можливість їх ефективного використання на внутрішньодобовому ринку, про що свідчить досвід країн де активно впроваджується ВДЕ.

Таким чином, до основних вимог, за яких може бути реалізований базовий сценарій є:

- 1) виконання НПСВ;
- 2) дотримання запропонованих в балансах строків та потужностей введення акумуляторних батарей, а також маневрових потужностей із швидким стартом;
- 3) розробка й дотримання оптимального графіка ремонтних кампаній на АЕС (відповідно до вимог/потреб ОЕС України та зміни попиту на електричну енергію);
- 4) збільшення обсягів експорту електричної енергії, що покращує загальну ситуацію в ОЕС України.

Як наслідок реалізації базового сценарію, очікується обмеження виробництва на ВДЕ в окремі періоди (особливо у вихідні та святкові дні), що потребує розробки відповідних

механізмів обмеження виробітку на ВДЕ та АЕС (за умови невиконання передумов базового сценарію) з метою забезпечення балансової надійності ОЕС України.

5.2. «Вузькі» місця ОЕС України у контексті реалізації базового сценарію розвитку генеруючих потужностей

Поряд з виникненням негативних ситуацій, викликаних стрімким розвитком генерації на ВДЕ та низькою забезпеченістю ОЕС України балансуєчими та резервними потужностями, забезпечення реалізації не тільки базового сценарію супроводжується низькою проблем (в іншому розумінні — ризиками), що виникають у зв'язку з недостатньою пропускною спроможністю ЛЕП.

Видача потужності теплових електростанцій

У квітні 2017 року синхронізовано роботу блоків Луганської ТЕС з ОЕС України по двом ПЛ 110 кВ «Сватово — Курилівка» та «Сіль — Бахмут». Через численні пошкодження ПЛ 220 кВ північної частини Луганської області надійність видачі Луганської ТЕС та, відповідно, електропостачання споживачів залишається низькою.

Підвищити надійність роботи Луганського енерговузла та збільшити потужність видачі станції можливо за рахунок відновлення пошкоджених та будівництва нових ПЛ.

Для підвищення надійності та гнучкості схеми живлення Луганського енерговузла та на виконання протоколу виробничої наради в ДП «НЕК «Укренерго» від 05.02.2018 щодо доцільності утворення схеми «кільця» ПЛ 220 кВ «ЛуТЕС — ПС Лисичанська — ПС Ювілейна — ЛуТЕС» планується виконати реконструкцію ПЛ 220 кВ «Луганська ТЕС — Ювілейна». Наразі виконується проектування даного об'єкту, з очікуванням завершенням на початку 2020 року.

Нове будівництво підстанції 500 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ «Донбаська — Донська» та ПЛ 220 кВ «Кремінська — Ювілейна». Схема забезпечення надійного електропостачання споживачів північної частини Луганської області, що наразі отримують живлення від шин Луганської ТЕС, а саме: будівництво нової підстанції 500/220 кВ «Кремінська» з заходами ПЛ 500 кВ «Донбаська — Донська» та ПЛ 220 кВ «Кремінська — Ювілейна».

Через аварійні пошкодження прилеглої мережі 110-330 кВ генерація Вуглегірської ТЕС може обмежуватись до рівня в 1040 МВт. Як перший етап вирішення проблеми, в 2017 році було введено в роботу нову ПЛ 330 кВ «Вуглегірська ТЕС — Донбаська № 3», створену з ділянок ПЛ 500 кВ «Донбаська — Перемога» та «Вуглегірська ТЕС — Михайлівка 330». Це надало можливість підвищити надійність роботи власних потреб станції та виводу в ремонт ПЛ 330 кВ «Вуглегірська ТЕС — Донбаська № 1, № 2». Однак, новостворена ПЛ 330 кВ «Вуглегірська ТЕС — Донбаська № 3» не надає можливості збільшити видачу Вуглегірської ТЕС через обмеження потужності енергоблоків № 1 та № 2, що підключені до ВРП 110 кВ. Наступним етапом, для видачі повної потужності Вуглегірської ТЕС, необхідна перефіксація одного з енергоблоків на ВРП 330 кВ.

Зв'язок між шинами 330 кВ та 110 кВ здійснюється через два АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА коден, що з'єднані між собою в блок (мають спільну точку приєднання до шин 330 кВ та 110 кВ). Це обумовлює знижену надійність постачання з боку приєднання до шин 110 кВ Курахівської ТЕС, так і з боку Білицького енерговузла.

Наразі, внаслідок проведення військових дій Курахівська ТЕС втратила частину ліній видачі потужності — двоколову ПЛ 330 кВ «КуТЕС — Чайкіно» та лінії 110 кВ в напрямку ПС 330 кВ «Центарльна» та ПС 220 кВ «Смолянка» і «ХБК». Внаслідок цього мають місце наступні зміни в умовах видачі потужності Курахівської ТЕС:

- втрата частини мережі зумовила зміни в електропостачанні ПС 330 кВ «Білицька», що спричиняє перенавантаження зв'язків 110 кВ між ПС 330 кВ «Білицька» та Курахівською ТЕС. Розмикання зазначених зв'язків обмежує генерацію на блоках № 3 та № 4 сумарно на величину до 100 МВт;
- при ремонтно-аварійному відключенні двох ліній 330 кВ, що залишаються в роботі, відключаються енергоблоки Курахівської ТЕС, що приєднані до шини 330 кВ (№ 5-9);

Проблема також загострена тим, що дві інші великі електростанції регіону Північної ЕС (Вуглегірська ТЕС та Луганська ТЕС) втратили основні зв'язки та райони видачі потужності. Так, Вуглегірська ТЕС наразі передає свою основну потужність трьома лініями на шини 330 кВ ПС 750 кВ «Донбаська». Далі, потужність передається до ПЛ 330 кВ «Донбаська — Слов'янська ТЕС» та на шини 750 кВ і далі через ПЛ 500 кВ «Донбаська — Донська». В зазначеній схемі при відключенні ПЛ 330 кВ «Донбаська — Донська» відбувається незначне довантаження ПЛ 500 кВ «Донбаська — Донська» та перетікання надлишків в мережі напругою 750 кВ. Це, у свою чергу, спричиняє додаткове завантаження АТ зв'язків 750/330 кВ ПС 750 кВ «Південнодонбаська» та «Запорізька». Завантаження ПС «Південнодонбаська» обумовлює перевантаження ПЛ 330 кВ «Запорізька 750кВ – Дніпровська 330 кВ». Будівництво ПЛ 330 кВ «Курахівська ТЕС — Білицька» забезпечить в основному вирішення описаних вище проблем.

5.3. Аналіз ризиків щодо можливості реалізації базового сценарію розвитку генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу

В умовах складної поточної ситуації в економіці та енергетиці країни, значної невизначеності майбутніх умов їх розвитку та функціонування у перспективі, зокрема, щодо наслідків впровадження нової моделі ринку електричної енергії та прискореного розвитку ВДЕ, існує низка ризиків щодо можливості реалізації базового сценарію, які певним чином можна мінімізувати.

До основних ризиків можна віднести такі:

- 1) зростання інвестиційних ризиків при реалізації проєктів з розвитку традиційної енергетики в умовах нової моделі ринку електричної енергії України;
- 2) гарантії повернення частки капіталовкладень не є достатнім стимулом для інвесторів при відсутності гарантованої участі у роботі ринку електричної енергії, яка дозволяла би отримувати достатній рівень прибутковості, особливо для проєктів підтримки достатніх «холодних» резервів;
- 3) відсутність механізму забезпечення підтримки потужності генерації на необхідному, для забезпечення вимог балансової надійності рівні, що може привести до виведення з роботи генеруючих потужностей, потреба в яких обумовлена вимогами

забезпечення вимог достатності (відповідності) генерації, але підтримка яких в роботі недоцільна з економічних причин для їх власників — необхідність їх підтримки в працездатному стані при низьких значеннях КВВП, при цьому в окремі роки потреба в такій потужності взагалі може бути відсутня;

4) відсутність джерел фінансування для проєктів з «екологізації» теплової генерації, незважаючи на те, що НПСВ схвалений КМУ і є міжнародними зобов'язаннями України. При цьому без подовження терміну роботи та підвищення маневреності енергоблоків та їх техніко-економічних показників, приведення їх показників до вимог КСП щодо участі у балансуванні енергосистеми, інвестування значних коштів в технології газоочищення не має сенсу, а це потребує додаткових значних інвестицій. При відсутності реалізації заходів, передбачених НПСВ, відповідні потужності повинні бути виведені з роботи;

5) неконкурентоспроможність «екологізованих» та реконструйованих енергоблоків ТЕС відносно тих, що можуть працювати 20 та 40 тисяч годин, що робить не ефективним проведення робіт з «екологізації» до «фізичного» зносу основної частки таких енергоблоків без впровадження заходів з «вирівнювання» їх конкурентоспроможності, що обумовлено необхідністю враховувати в ціні електричної енергії необхідність покриття значних інвестиційних витрат на її реконструкцію та «екологізацію»;

7) невирішеність питань щодо утилізації/захоронення відходів від спалювання вугілля та від установок по зниженню викидів окислів сірки;

8) можливість зсувів термінів впровадження потужностей на ГАЕС і ГЕС, відносно схвалених КМУ планів, та неповна реалізація запланованих заходів з розвитку гідроенергетики через екологічні або фінансові чинники;

9) існує можливість того, що термін роботи всіх існуючих енергоблоків АЕС не буде подовжено на заплановані ДП «НАЕК «Енергоатом» терміни;

10) на сьогодні невідомі стратегії, які будуть застосовувати власники генеруючих потужностей при роботі в новому ринку електричної енергії, зокрема, щодо участі у балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг. Якщо з точки зору власників генерації економічна ефективність участі у роботі означених ринків не буде достатньою, можуть виникнути проблеми щодо можливості забезпечення операційної безпеки при неможливості закупівлі резервів в необхідних обсягах та недостатності балансуєчох потужностей;

11) у найбільш складні періоди часу — паводок, мінімальні навантаження тощо, без суттєвого обмеження потужності АЕС та імпорту електричної енергії, будуть виникати значні загрози операційній безпеці до появи можливості використання СПВП та імпорту необхідних резервів;

12) при більш високих, ніж передбачає базовий сценарій, темпах нарощування потужності на ВДЕ, виникає необхідність у впровадженні додаткових спеціальних заходів з підвищення маневрових можливостей вітчизняної енергосистеми для забезпечення можливості їх інтеграції до складу ОЕС України, що приведе до зростання цін на електричну енергію;

13) при нижчих, ніж передбачено базовим сценарієм, рівнях зростання попиту на електричну енергію, виникає необхідність у впровадженні додаткових спеціалізованих

заходів з підвищення маневрових можливостей вітчизняної енергосистеми, що приведе до зростання цін на електричну енергію;

14) зростання цін на електричну енергію обумовлене, як очікуваним стабільним зростанням потужності на ВДЕ може обумовити виникнення кризи неплатежів, з огляду на купівельну спроможність споживачів електричної енергії та дуже негативно вплинути на загальноекономічну ситуацію в країні;

15) прийняття занадто амбітних цілей щодо обмеження викидів ПГ та розвитку відновлювальної енергетики, які стають міжнародними зобов'язаннями України, а виконання їх може зіштовхнутися зі значними складнощами;

16) за відсутності фінансування НПСВ виникає загроза того, що енергоблоки на ТЕС та ТЕЦ будуть виводитись з роботи, при цьому потужність вугільних енергоблоків на ТЕС ГК скорочується до приблизно 7,8 ГВт на рівні 2024 року, а на рівні 2026 року становитиме біля 5 ГВт. За такого сценарію вже на рівні 2024-2025 років покриття максимумів навантаження без використання імпорту та без використання газомазутних блоків (загальною потужністю 3,8 ГВт, які перебувають у тривалій у консервації, а тому можливість їх використання через 5-6 років маловірогідна) є суттєво ускладненим. Але навіть за можливості їх використання на рівні 2026 року виникає дефіцит власної генерації для покриття максимуму навантажень ОЕС, який, як очікується, буде зростати;

17) переведення вугільних енергоблоків на роботу на природному газі, при невиконанні НПСВ все-одно буде обумовлювати необхідність встановлення технологій зниження викидів NO_x , а вартість електричної енергії, виробленої на них, з використанням природного газу суттєво зросте;

18) якщо спеціальні заходи з підвищення маневрових можливостей ОЕС України не будуть реалізовані плани виконання вимог відповідності буде можливо забезпечити лише при практично повному заміщенні потужностей АЕС потужностями ТЕС та ГЕС (ГАЕС) або обмеженнях на виробіток з ВДЕ. Звісно, що необхідність обмеження потужності на АЕС або ВДЕ призведе до зростання цін на електричну енергію для споживачів. За такого розвитку подій надійна робота ОЕС України в ізолюваному режимі стає проблематичною, що робить ставить під сумнів можливість інтеграції останньої до *ENTSO-E*.

В таблиця 5.6 наведені основні ризики реалізації базового сценарію та відповідні заходи щодо їх мінімізації, при цьому можливості ОСП є суттєво обмеженими щодо їх мінімізації, щодо можливостей надання пропозиції стосовно необхідності будівництва нових генеруючих потужностей, впровадження заходів з управління попитом та щодо обсягів квот на проведення аукціонів на будівництво електростанцій на ВДЕ, а також можливістю ініціювати внесення змін до КСП, зокрема, щодо впровадження нових допоміжних послуг.

Таблиця 5.6 — Можливі ризики, наслідки та заходи з мінімізації їх впливу на відповідність (достатність) генерації обсягам та режимам споживання електричної енергії

Вид ризику	Наслідки і ризику	заходи з мінімізації ризику
Основні		
Темпи введення потужностей на ВДЕ випереджають прийняті в базовому сценарії	Додаткові обмеження виробітку на ВДЕ.	
Темпи впровадження маневрових технологій (маневрових потужностей) відставатимуть від темпів прийняті в базовому сценарії	Додаткові обмеження виробітку на ВДЕ.	
Невідповідність запропонованої ДП «НАЕК «Енергоатом» доступної потужності АЕС потребам ОЕС України	Додаткові обмеження виробітку на АЕС та ВДЕ	
Зменшення темпів росту споживання електричної енергії	Додаткове обмеження виробітку на ВДЕ та АЕС.	
Додаткові		
Розвиток ВДЕ не узгоджений з можливостями забезпечення їх балансування	Використання можливостей передбачених Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» для квотування обсягів впровадження ВДЕ. Прискорення реконструкції вугільних блоків з підвищенням їх маневрових характеристик. Впровадження електростанцій зі швидким стартом. Впровадження високоманеврової гарантованої генерації. Впровадження технологій компенсації нерівномірності генерації електричної потужності ВЕС і СЕС та змін їх потужності, перш за все у базовій та маневровій зонах ГЕН — швидкодіючі споживачі-регулятори, системи підтримки частоти на базі акумуляторних батарей тощо.	
Відсутність джерел інвестування в розвиток генеруючих потужностей та заходів з управління попитом		Створення ефективної системи підтримки/стимулювання інвестицій в необхідному для забезпечення виконання вимог безпеки постачання та операційної безпеки рівнях, зокрема, для реалізації заходів з «екологізації» та реконструкції існуючої теплової генерації або будівництва нової необхідної потужності
Виведення з роботи генеруючих потужностей, потреба в яких обумовлена вимогами забезпечення балансової надійності,		Забезпечення механізмів підтримки генеруючих потужностей на необхідному рівні з точки зору їх достатності для покриття перспективного попиту споживачів в електричній енергії, зокрема, шляхом введення допоміжної послуги щодо оплати необхідних холодних резервів.
Неконкурентоспроможність «екологізованих» та реконструйованих енергоблоків ТЕС відносно тих, що можуть працювати 20 та 40 тисяч годин.		
Невиконання міжнародних зобов'язань України щодо викидів забруднювачів в повітря		Забезпечення фінансування передбачених НПСВ заходів.

Вид ризику	Наслідки і ризику	заходи з мінімізації ризику
Жорсткі обмеження на викиди ПГ та високі зобов'язання щодо частки потужностей ВДЕ у перспективі	Об'єктивна оцінка реальних можливостей реалізації стратегії низьковуглецевого розвитку в умовах України з огляду на реальний потенціал розвитку її економіки з метою мінімізації ризиків прийняття на міжнародному рівні занадто амбітних зобов'язань, які країна не в змозі буде виконати.	
Неможливість захоронення відходів спалювання вугілля та відходів установок зниження викидів окислів сірки	Прийняття на загальнодержавному рівні рішень щодо вирішення проблем утилізації/захоронення відходів спалювання вугілля та відходів від установок зниження викидів окислів сірки.	
Високі платежі за викиди ПГ	Коректна оцінка наслідків впровадження високих платежів за викиди ПГ на загальнодержавному рівні та їх впливу на розвиток економіки. Заміна системи платежів системою торгівлі викидами.	
Дефіцит ядерного палива	Диверсифікація джерел постачання ядерного палива, створення необхідних запасів.	
Дефіцит вугілля, зокрема, марок АШ+Т	Переведення вугільних ТЕС на спалювання високореакційних марок вугілля та нарощування їх видобутку. Визначення довгострокових можливостей імпорту вугілля, оцінка можливої логістики, визначення та реалізація заходів з підвищення можливостей імпорту. Створення необхідних запасів вугілля.	
Дефіцит природного газу	Створення стратегічних запасів природного газу. Розбудова спроможності щодо його імпорту з європейських країн.	
Неплатежі за електричну енергію	Відсутні	
Відсутність зростання попиту на електричну енергію	Відсутні	
Відсутність можливості мати достатній рівень резервів та балансуючих потужностей через їх фізичну відсутність або проведення власниками генерації політик роботи на ринку електричної енергії, які не забезпечують можливість покупки необхідних резервів	Відсутні	
Невірна оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей у перспективі при підготовці Звіту	Підвищення можливостей оператора системи передачі по прогнозуванню та плануванню розвитку ОЕС України	

6. Оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей ОЕС України на період 2021-2030 років за прийнятих сценарних припущень

Для оцінки адекватності (у вітчизняній термінології — достатності та в деякій мірі відповідності) використовувалися загальноприйняті імовірнісні показники та критерії, які рекомендовані *ENTSO-E* та, відповідно, знайшли широкого застосування при оцінці адекватності енергетичних систем низки країн як в Європі, так і поза її межами. До числа таких показників та критеріїв відносять:

- 1) *LOLE (Loss Of Load Expected)*, діб — критерій ймовірності втрати навантаження або математичне сподівання втрати навантаження, що вказує середню кількість годин на рік, протягом яких очікується дефіцит потужностей, необхідних для покриття попиту на електричну енергію;
- 2) *LOLP (Loss Of Load Probability)*, % — імовірність втрати навантаження;
- 3) *EENS (Expected Energy Not Served)*, МВт·год — критерій очікуваної непоставленої енергії або ж (імовірний) дефіцит електричної енергії, що вказує на очікувану величину попиту на електричну енергію, що не буде забезпечена наявними генеруючими потужностями у визначеному році;
- 4) *EDNS (Expected Demand Not Served)*, МВт — очікуваний (імовірний) дефіцит потужності.

З яких тільки 2 показники, — *LOLE* та *LOLP*, — є показовими та характеризують енергетичну систему як адекватну або ж неадекватну. Саме до значення цих двох показників і застосовуються певні критерії. Інші ж два показники є більш індикативними та характеризують собою необхідність розвитку генеруючих потужностей, вказуючи на те, скільки слід додатково ввести генеруючих потужностей та на який рівень виробку для них слід розраховувати.

Оскільки в Україні законодавчо не визначені критерії адекватності енергетичної системи за показниками *LOLE* та/або *LOLP*, а у більшості країн, що використовують, ці показники як критерії адекватності, різняться, у Звіті встановлено за прийнятне таке значення *LOLP*, що не перевищує 0,03 % (співпадають з вимогами безпеки в енергосистемах Польщі, Франції, Бельгії та низки інших країн), а для *LOLE* — значення, що не перевищує 0,125 доби на рік.

Для обчислення зазначених вище показників були використані визнані у світі ПЗ *Plexos Energy Exemplar* та *Antares by RTE*¹. Для обох випадків обчислення показників адекватності у різних ПЗ використовувалися одні і ті ж підходи та набори даних (у тому числі й щодо роботи мережевого господарства, станцій та підстанцій), що надало можливість отримати ідентичні результати. В обох випадках були використані стохастичні методи моделювання в поєднанні з методом Монте-Карло. Так, для кожного року періоду 2021-2030 рр. з використанням

¹ Перейнявши досвід *ENTSO-E*, моделювання та оцінювання відповідності (достатності) генеруючих потужностей одночасно проводилося з використанням кількох різних ПЗ (для перевірки результатів моделювання та отримання співставних результатів), при цьому основним інструментом є *Plexos Energy Exemplar*, а додатковим — *Antares by RTE* (через порівняно меншу функціональність).

методу Монте-Карло було змодельовано 900 Монте-Карло-років, що надало можливість отримати збіжність результатів або ж достатню конвергенцію відповідно до теорії ймовірності (рисунок 6.1).

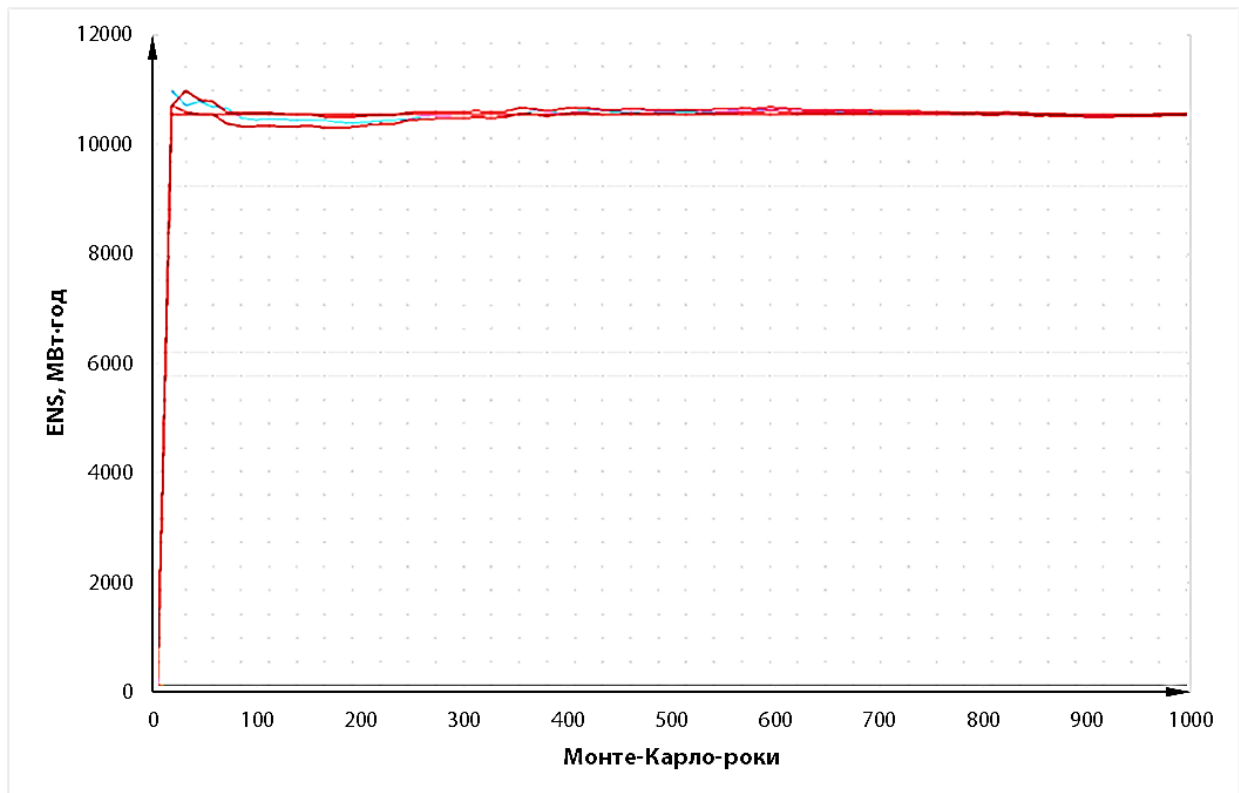


Рисунок 6.1 — Збіжність результатів стохастичного моделювання на прикладі показника ENS

Результати оцінювання адекватності за базовим сценарієм представлені у таблиці 6.1. Наведені показники вказують на те, що енергетична система України загалом у період 2021-2025 рр. за наведених вище сценарних припущень не є адекватною (характеризуються недостатністю генеруючих потужностей). У період 2026-2030 рр. проблеми з адекватністю ОЕС України не виникають з тієї причини, що у цей період очікується використання швидкодіючих резервів, а також паралельна робота ОЕС України з енергооб'єднанням континентальної Європи, а тому є можливість компенсації дефіциту потужностей за рахунок імпорту. У протилежному ж випадку, наведені у таблиці 6.1 показники будуть продовжувати зростати експоненційно (таблиця 6.2).

Зважаючи на те, що згідно з методологією *ENTSO-E* при розрахунку показників достатності генеруючих потужностей будь-які характеристики генеруючого обладнання, окрім встановленої потужності, коефіцієнта готовності та аварійності ігноруються, тому спираючись лише на ці показники, судити можна лише про достатність (без урахування відповідності) генеруючих потужностей.

Стосовно відповідності, так, для прикладу, в ОЕС України можуть виникати ситуації (наразі такі ситуації теж мають місце), коли за занадто швидкої зміни навантаження або зміни виробітку на ВДЕ диспетчеризовані потужності не в змозі достатньо швидко відреагувати на цю зміну (маючи порівняно низькі швидкості набору/скиду навантаження зі швидкостями зміни навантаження в системі чи виробітку на ВДЕ, як це показано на рисунку 6.2), що, в кінці кінців, призводить до непокриття частини графіка електричного навантаження. У свою чергу

наявність зон непокриття на графіку електричного навантаження потребує або ж збільшення швидкості набору/скиду навантаження (у тому числі і швидкості ввімкнення в роботу) на диспетчеризованих генеруючих потужностях, або ж ввімкнення генеруючого обладнання у період, що передує очікуваному піку навантаження. Складність реалізації першого варіанту пов'язана з потребою в модернізації існуючого генеруючого обладнання або ж в будівництві нового. Складність реалізації другого варіанту, у свою чергу, пов'язана з відсутністю механізмів компенсації витрат генеруючим компаніям за примусове включення їх до покриття графіка електричного навантаження та навмисного перевиробітку ними електричної енергії.

Таблиця 6.1 — Результати оцінювання адекватності ОЕС України у період 2017-2030 рр.* за базовим сценарієм

Роки	Показники			
	LOLE, дїб	LOLP, %	EENS, МВт·год	EDNS, МВт
2017	0,00	0,00	0,00	0,00
2018	0,00	0,00	0,00	0,00
2019	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	0,01	0,00	138,63	0,02
2021	0,05	0,01	743,74	0,08
2022	0,43	0,12	7347,98	0,84
2023	1,48	0,40	26312,38	3,00
2024	15,51	4,25	373856,98	42,68
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,00

* — період 2017-2020 років наведений довідково з метою відслідковування тренду.

Таблиця 6.2 — Результати оцінювання адекватності ОЕС України у період 2017-2030 рр.* за інерційного розвитку генеруючих потужностей в ОЕС України

Роки	Показники			
	LOLE, дїб	LOLP, %	EENS, МВт·год	EDNS, МВт
2017	0,00	0,00	0,00	0,00
2018	0,00	0,00	0,00	0,00
2019	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	0,01	0,00	17,75	0,01
2021	0,01	0,00	121,79	0,02
2022	0,01	0,00	138,63	0,15
2023	0,11	0,03	1660,02	0,19
2024	0,40	0,11	6193,37	0,71
2025	6,18	1,69	126660,85	14,46
2026	10,43	2,86	238911,12	27,27
2027	8,72	2,39	196518,31	22,43
2028	21,95	6,00	578840,30	65,90
2029	22,40	6,14	614449,87	70,14
2030	35,96	9,85	1083727,76	123,71

* — період 2017-2020 років наведений довідково з метою відслідковування тренду.

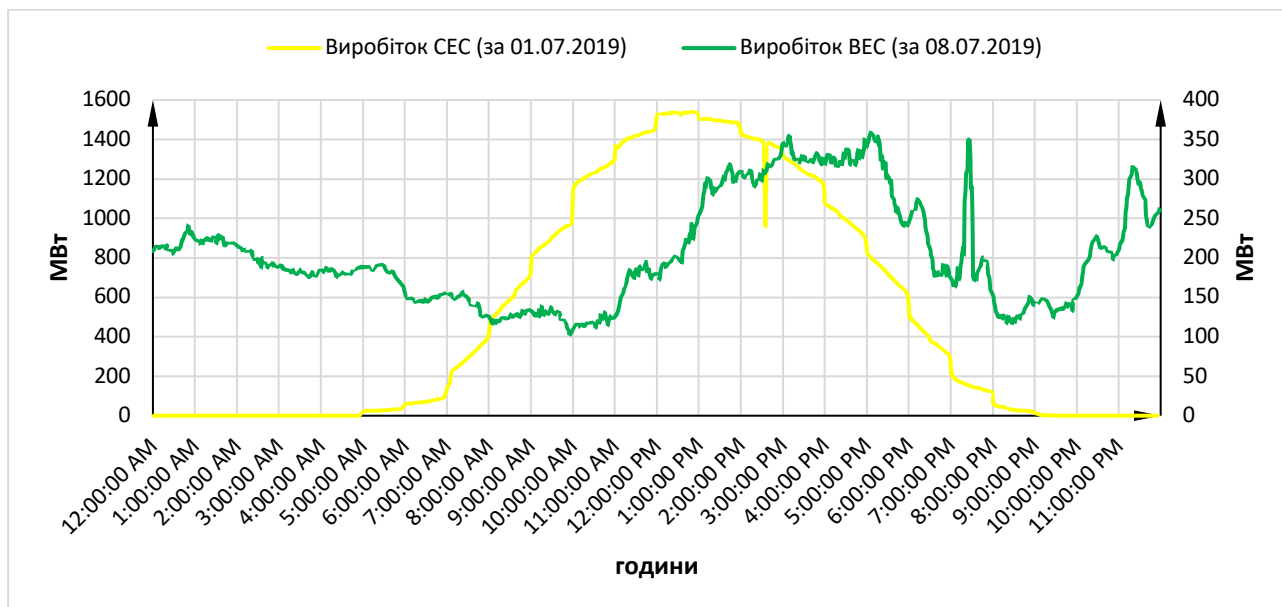


Рисунок 6.2 — Коливання фактичних графіків виробництва електричної енергії на СЕС та ВЕС України для певних днів 2019 року

Окрім того, відповідно до методології *ENTSO-E*, використання таких показників для визначення адекватності (достатності) генеруючих потужностей передбачає використання достовірних (точних) прогнозів виробітку на ВДЕ (принаймні на одну годину вперед), що віддаляє модель (розроблену згідно з методологією *ENTSO-E*) від реальних умов роботи як енергосистеми, так і диспетчера (котрий намагається передбачити зміни в навантаженні/виробітку та підлаштувати роботу енергетичної системи відповідно до цих змін, проте за сучасних умов доводиться діяти в режимі реального часу з високим рівнем непередбачуваності), оскільки наявні засоби прогнозування виробітку на ВДЕ характеризуються невисокою точністю прогнозів (як на рисунок 6.3 і рисунок 6.4), а тому наведені результати оцінки достатності (адекватності) є досить оптимістичними (суттєво заниженими).

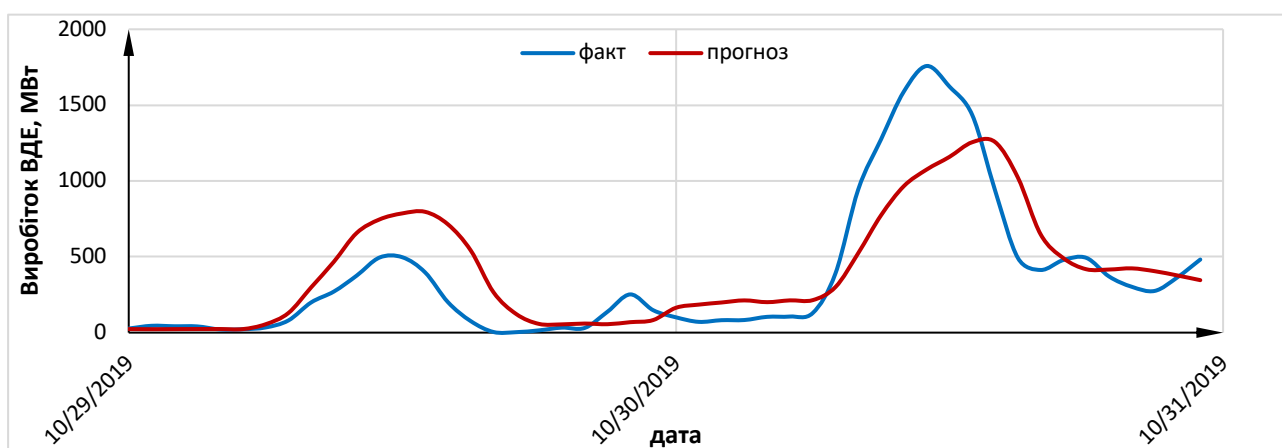


Рисунок 6.3 — Графік прогнозного та фактичного виробітку на ВДЕ за 29.10.2019-31.10.2019

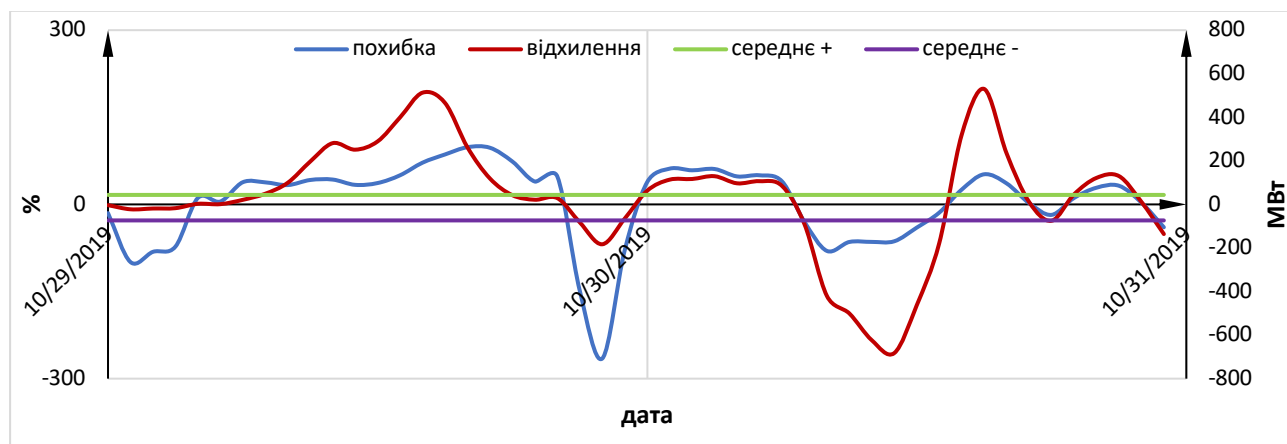


Рисунок 6.4 — Похибка прогнозу виробітку на ВДЕ за 29.10.2019-31.10.2019

Більш того, виникнення значних коливань виробітку на ВДЕ (як на рисунок 6.3 і рисунок 6.4), потребує спрацювання окрім балансуючих потужностей ще й резервів (чим частково і пояснюється поява дефіциту резервів як на **Error! Reference source not found.** та інших), які, перш за все, призначені для компенсації збурень в енергосистемі відповідно до критерію «N-1», а не для балансування енергосистеми у нормальному режимі її роботи.

Результати імітаційного моделювання покриття графіка електричного навантаження в ОЕС України для найбільш характерних діб (максимуму та мінімуму річного навантаження, а також весняної повені) 2021, 2025 та 2030 рр. за базовим сценарієм наведені на рисунок 6.5 — рисунок 6.10.

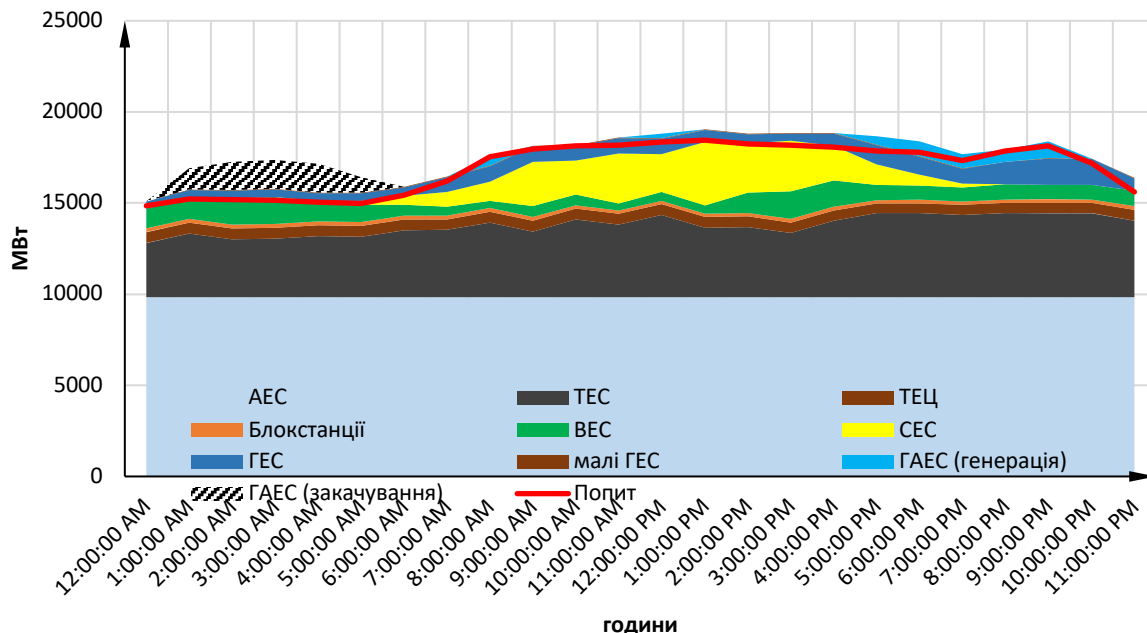


Рисунок 6.5 — Графік покриття імовірного навантаження неопалювального періоду (вихідного дня, 26 червня) 2021 року в ОЕС України

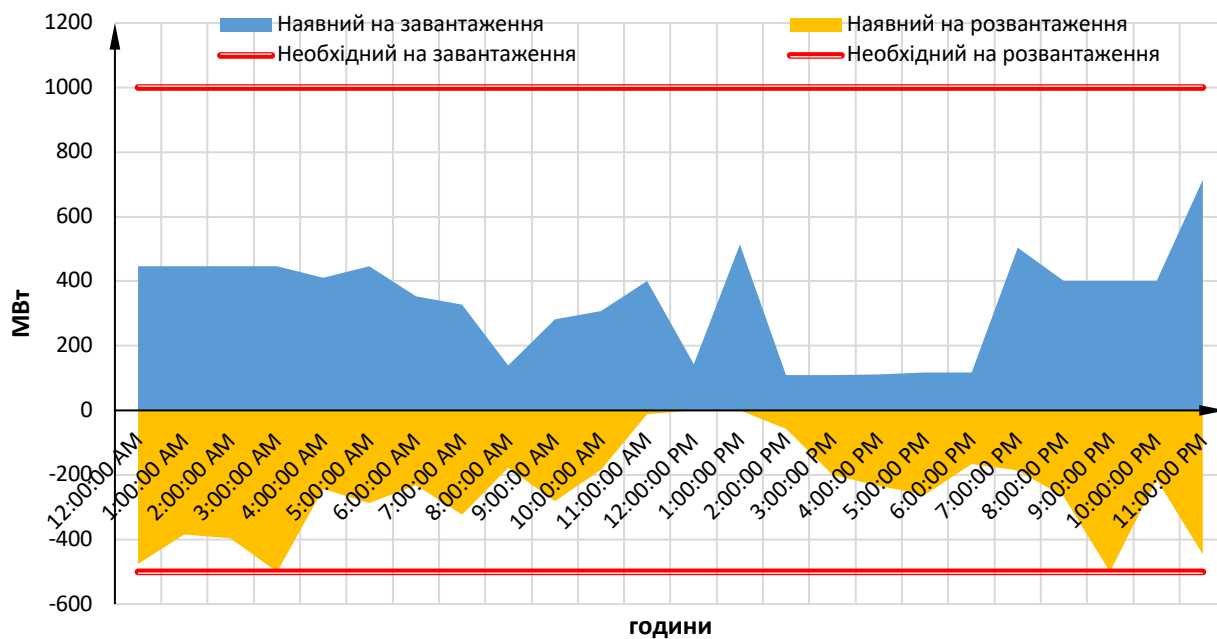


Рисунок 6.6 — Забезпеченість ОЕС України резервами у неопалювальний період за імовірного графіка навантаження (вихідного дня 26 червня) 2021 року

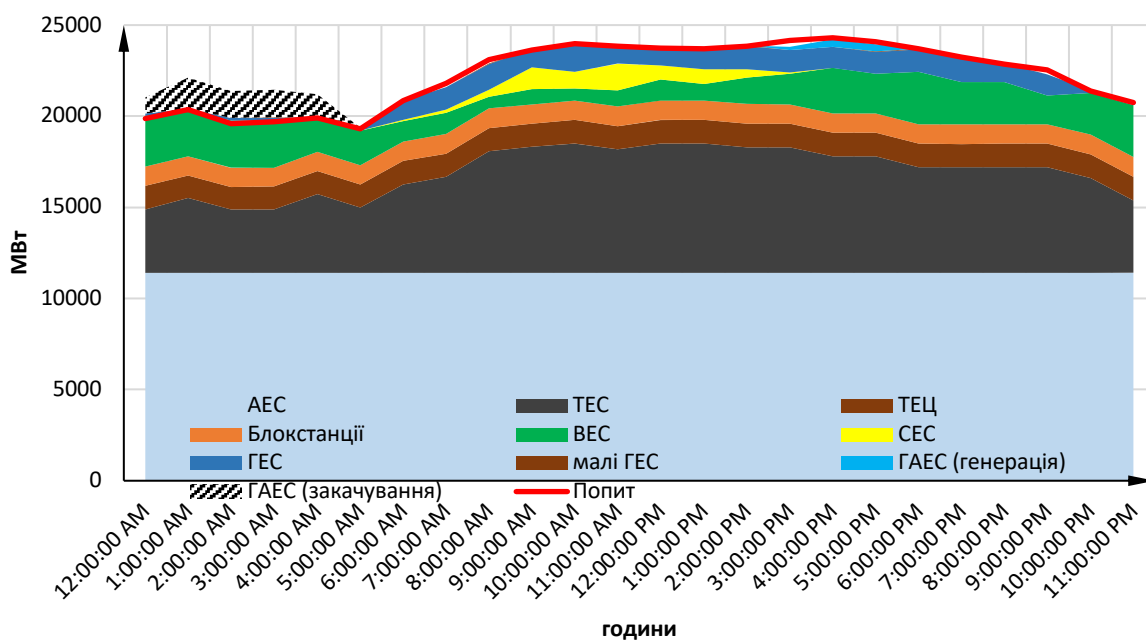


Рисунок 6.7 — Графік покриття імовірного навантаження опалювального періоду (робочого дня 24 грудня) 2025 року в ОЕС України

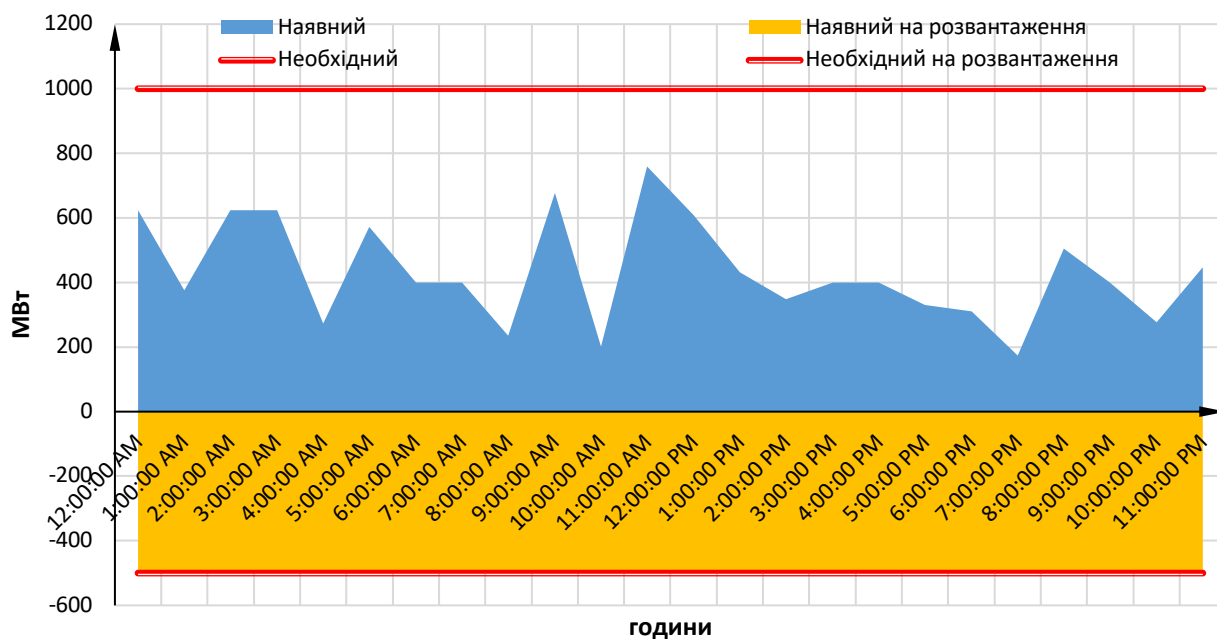


Рисунок 6.8 — Забезпеченість ОЕС України резервами у опалювальний період за імовірного графіка навантаження (робочого дня 24 грудня) 2025 року

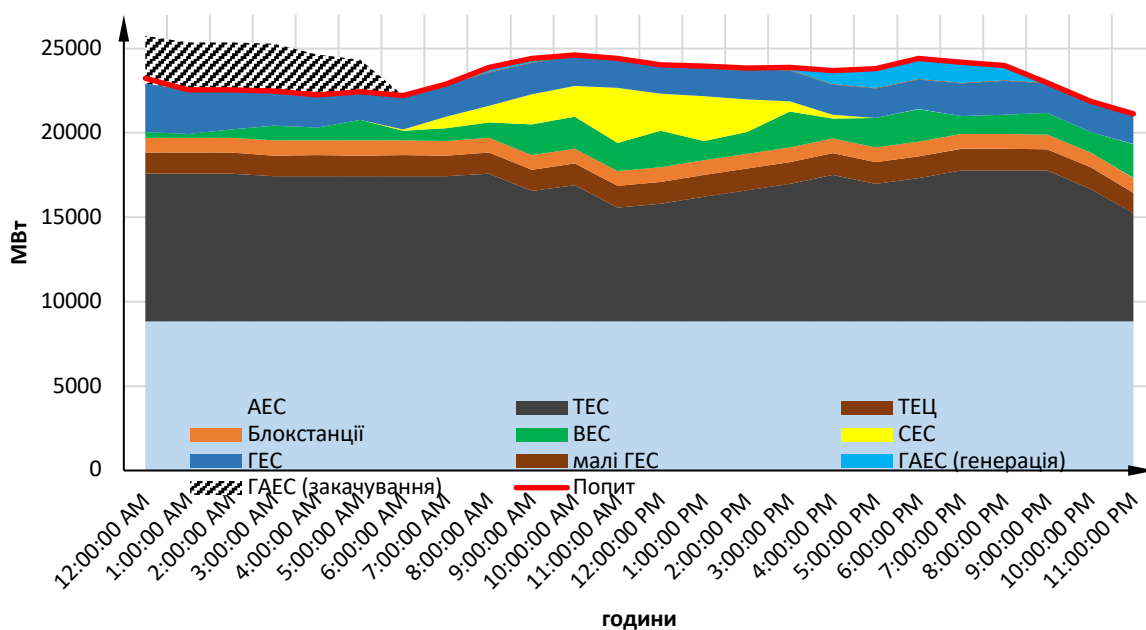


Рисунок 6.9 — Графік покриття імовірного навантаження періоду повені (20 березня) 2030 року в ОЕС України

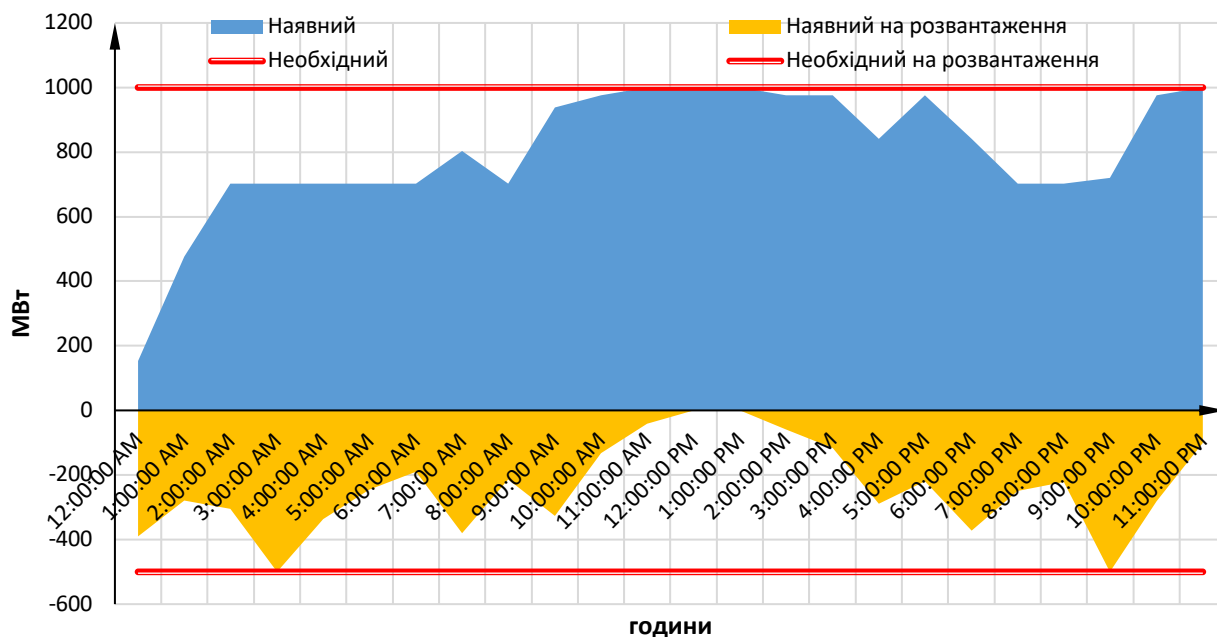


Рисунок 6.10 — Забезпеченість ОЕС України резервами у період повені за імовірного графіка навантаження (20 березня) 2030 року в ОЕС України

Як видно з наведеного вище за базового сценарію складається вкрай непроста ситуація із забезпеченістю резервами в ОЕС України (перш за все з резервами на завантаження), оскільки за аналізований період немає жодної доби, протягом якої не спостерігався б дефіцит резервів на завантаження.

Узагальнені результати розрахунків (за базовим сценарієм), що повною мірою відображають ситуацію з дефіцитом потужності та кількості годин у його потребі протягом року на перспективу найближчих 10 років наведені у таблиця 6.3.

Таблиця 6.3 — Максимум дефіциту потужності резервів та загальна кількість годин їх настання за базовим сценарієм

Роки	Показники			
	Дефіцит потужності резервів на завантаження	Загальна кількість годин дефіцитності потужності резервів на завантаження за рік	Дефіцит потужності резервів на розвантаження	Загальна кількість годин дефіцитності потужності резервів на розвантаження за рік
2021	802	4 198	486	1 825
2022	506	4 547	489	1 912
2023	540	4 780	0	0
2024	563	4 936	0	0
2025	0	0	0	0
2026	0	0	0	0
2027	0	0	0	0
2028	0	0	0	0
2029	0	0	0	0
2030	0	0	0	0

У таблиця 6.3 як і в таблиця 6.1 з 2023 року дефіцити потужності резервів на розвантаження не спостерігаються у зв'язку з очікуваним введенням в експлуатацію акумуляторних батарей, а з 2025 року — не спостерігаються дефіцити потужності резервів на

завантаження у зв'язку з очікуваним введенням в експлуатацію швидкодіючих резервів та паралельною роботою ОЕС України з енергооб'єднанням *ENTSO-E*.

Поряд з тим, варто зауважити, що навіть в умовах майбутньої ізольованої роботи енергетичної системи, що базуватиметься на достовірних (точних, без похибки) та головне завчасних прогнозах виробітку на ВДЕ, виникають ситуації, коли робота ОЕС України супроводжуватиметься появою зон непокриття частини графіку електричного навантаження та зон з надмірним виробітком електричної енергії (зон обмеження виробітку, перш за все на ВДЕ), як це показано на рисунку 6.5 та інших.

З одного боку, проблеми, пов'язані з появою дефіциту резервів на розвантаження, можна уникнути за рахунок реалізації проєктів з підключення акумуляторних батарей або розвитку систем управління попитом та диспетчеризованого навантаження, що на додачу до цього надає можливість частково вирішити проблеми з балансуванням в енергосистемі. З другого боку, введення нових балансуючих потужностей з широким регулювальним діапазоном та можливістю швидкого запуску — надають можливість вирішити проблеми дефіциту резервів на завантаження, а також, як і у випадку з підключенням акумуляторних батарей, надають можливість частково вирішити проблеми з балансуванням в енергосистемі.

ВИСНОВКИ

1. Аналіз поточного стану генерації та режимів роботи ОЕС України показав наявність значних проблем із забезпеченням балансової надійності через переобтяженість структури генеруючих потужностей базовими потужностями (АЕС та переважна частина енергоблоків теплової генерації) і гострим дефіцитом маневрових потужностей, який нарастає в умовах швидкого будівництва потужностей на ВДЕ та зниження частки базового навантаження.

2. Прогнозування розвитку енергетики України здійснювалось в умовах високого рівня невизначеності майбутніх умов функціонування та розвитку енергетики, що обумовлено низкою факторів, зокрема:

- агресією РФ та втратою контролю над частиною території країни, невизначеністю можливих термін та умов завершення конфлікту з РФ;
- відсутністю довгострокових стратегій розвитку країни та окремих її секторів, зокрема, щодо розвитку енергетики, які є відповідатимуть реальним можливостям економіки та зовнішньополітичній ситуації;
- наявністю значної кількості проблем в економіці та енергетиці країни тощо.

Це обумовлює можливість розвитку економіки та енергетики за принципово різними сценаріями у перспективі.

3. Виконані дослідження надали можливість визначити найбільш імовірні напрями розвитку ОЕС України та сформувані відповідні припущення щодо розвитку генеруючих потужностей енергосистеми України на довгострокову перспективу.

4. У межах цих припущень сформовано базовий сценарій розвитку генерації на найближчі 10 років, який передбачає:

- збереження «надлишку» встановленої потужності на енергоблоках вугільних ТЕС з огляду на необхідність проведення робіт з реконструкції та екологізації встановлених на них енергоблоків, а також необхідність мати можливість компенсації (за рахунок роботи ТЕС) проблем, що можуть виникнути при неможливості подовження терміну роботи всіх існуючих енергоблоків АЕС на 20 років, зсувів термінів реалізації проєктів збільшення потужності ГАЕС, швидкому нарощуванню потужностей на ВДЕ тощо. Встановлена потужність вугільних ТЕС повинна становити близько 16 ГВт, а доступна не менш 12 ГВт. В якості додаткового резерву забезпечення потужності енергосистеми доцільно залишити в стані резерву газомазутні блоки одиничною потужністю 300 МВт (2 одиниці);
- високі темпи нового будівництва електростанцій на ВДЕ та реалізація заходів щодо збільшення можливостей ОЕС України по їх інтеграції до свого складу за рахунок впровадження високоманеврових потужностей із швидким стартом загальною потужністю до 3 ГВт та СПРЧ та ЕАЕС на базі акумулювання електричної енергії загальною потужністю біля 3 ГВт в період до 2030 року;
- збільшення потужності ГЕС за рахунок реконструкції діючих електростанцій (Канівської, Кременчуцької, Дніпровської, Верхньодніпровської, Середньодніпровської ГЕС) — загалом 112 МВт, а також нового будівництва на Каховській ГЕС-2 (250 МВт).

- введення в роботу 4-го гідроагрегату на Дністровський ГАЕС та двох гідроагрегатів на Канівській ГАЕС;
- передбачається подальше виконання робіт з подовження термінів експлуатації та підвищення безпеки роботи енергоблоків на діючих АЕС.

5. Уникнення виникнення профіциту потужності (виробництва електричної енергії) в ОЕС України, обумовленого роботою значних потужностей на ВДЕ, можлива або за рахунок обмеження їхньої потужності, або потужності АЕС. З огляду на більшу ефективність обмеження потужності на ВДЕ протягом кількох годин на добу, ніж енергоблоків АЕС на кілька діб, для уникнення профіциту генерації необхідно передбачити удосконалення нормативно-правової бази для забезпечення такої можливості.

6. Імпорт електричної енергії «рівним» профілем або в часи потенційного профіциту потужності створює значні додаткові проблеми щодо можливості забезпечення вимог операційної безпеки та балансової надійності ОЕС України.

7. Головними проблемами (ризиками) щодо можливості реалізації сформованого базового сценарію розвитку генерації та впровадження заходів з управління попитом є:

- відсутність джерел фінансування відповідних проєктів;
- недоцільність підтримки в роботі потужностей теплової генерації, які не будуть постійно задіяні для покриття ГЕН;
- неконкурентоспроможність реконструйованих та «екологізованих» енергоблоків вугільних ТЕС відносно тих, що можуть працювати не більше 20 та 40 тис. год без необхідності досягнення нормативних вимог щодо викидів забруднюючих речовин у повітря;
- відсутність затверджених стратегії розвитку атомної енергетики щодо заміщення енергоблоків існуючих АЕС, що будуть вибувати з роботи.

8. Для забезпечення реалізації базового сценарію ОСП передбачає ініціювання проведення конкурсів щодо розвитку генерації та впровадження заходів з управління попитом.

9. З огляду на те, що НПСВ схвалено КМУ, доцільно з залученням Мінекоенерго України, НКРЕКП, ОСП та компаній-власників вугільних енергоблоків розробити загальний план їх реконструкції та «екологізації», з метою максимально ефективного використання можливостей фінансової підтримки заходів з «екологізації» енергоблоків вугільних ТЕС та їх реконструкції.

10. Для мінімізації ризиків щодо невиконання вимог забезпечення відповідності (достатності) генеруючих потужностей ОЕС України необхідно забезпечити реалізацію заходів, що знаходяться поза межами компетенції ОСП, зокрема, — паливозабезпечення, утилізація/використання відходів спалювання вугілля, зниження викидів забруднювачів в повітря, обґрунтованість платежів за викиди ПГ та зобов'язань по можливості їх викидів країною у перспективі, планів розвитку ВДЕ тощо.

11. За результатами оцінювання відповідності (достатності) генеруючих потужностей ОЕС України, останню не можна охарактеризувати як адекватну для періоду 2021-2025 рр.. Для періоду ж 2026-2030 рр. вона може бути адекватною тільки за умови впровадження та використання швидкодіючих резервів, а також синхронної роботи з *ENTSO-E*, за якої з'являється можливість компенсації дефіцитів генеруючих та резервних

потужностей за рахунок імпорту з країн континентальної Європи. Відповідно до цього, на період до початку 2026 року з'являється обґрунтована необхідність будівництва та використання в ОЕС України маневрових потужностей та систем акумулювання електричної енергії.

ПРОПОЗИЦІЇ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

На основі виконаного аналізу оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та сформованих висновків ОСП з метою забезпечення енергетичної безпеки, балансової надійності, живучості енергосистеми та її нормального режиму роботи при заданій (до тепер) та сформованій (у перспективі) структурі генеруючих потужностей (з урахуванням пропускної спроможності передавальної електричної мережі та можливості її розвитку) пропонує та рекомендує:

1. пропозиції щодо необхідності розвитку системи передачі (окремих її елементів) з метою забезпечення достатньої пропускної спроможності передачі електричної енергії та відпуску електричної енергії в енергосистему;
2. пропозиції щодо необхідності розвитку міждержавних перетинів;
3. рекомендації щодо необхідності будівництва, реконструкції, модернізації генеруючих потужностей;
4. пропозиції до цього Кодексу, Правил ринку, інших нормативно-правових актів з метою удосконалення роботи ринку електричної енергії та стимулювання розвитку заходів з управління попитом.

Список використаних джерел

1. 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 року про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень) (переглянута). Офіційний вісник ЄС, L 334, 17 грудня 2010 р., с. 17–119.
2. Billinton R., Allan R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
3. CIGRE Technical Brochure on Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems. Working Group 601 of Study Committee C4. — International Conference on Large High Voltage Electric Systems, March 2010.
4. Climate Change 2013 : The Physical Science Basis. IPCC Working Group I Contribution to AR5 : Approved Summary for Policymakers. WMO-IPCC — Режим доступу : http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf.
5. Climate Impacts on Energy Systems, 2011 : Key Issues for Energy Sector Adaptation (Eds. J. Ebinger and W. Vergara). The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Washington DC, USA. ISBN : 978-0-8213-8697-2, doi : 10.1596/978-0-8213-8697-2, 224 pp.
6. Decisions of the Ministerial Council of Energy Community D/2013/05/MC-EnC on the implementation of Directive 2001/80/EC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants — Режим доступу : <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2386185.PDF>.
7. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC [Електронний ресурс]. — Режим доступу : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2009.211.01.0055.01.ENG&toc=OJ:L:2009:211:TOC.
8. ENTSO-E 2015 Scenario Outlook and Adequacy Forecast, 30 June 2015 / ENTSO-E, 2015. — 138 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
9. ENTSO-E General Guidelines for Reinforcing the Cooperation between TSOs and DSOs [Електронний ресурс] / ENTSO-E. — 6 с. — Режим доступу : https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position_papers_and_reports/entsoe_pp_TSO-DSO_web.pdf.

10. ENTSO-E Research and Development Roadmap 2013 — 2022, Implementation Plan 2016 — 2018, March 2015 / ENTSO-E, 2015. — 36 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
11. ENTSO-E Statistical Factsheets 2015, Provisional values as of 4 May 2016 / ENTSO-E, 2016. — 8 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
12. ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment, Consultation Material, 14 July 2014 / ENTSO-E, 2014. — 13 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
13. ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment. 14 October 2014 // ENTSO-E. — Belgium, 2014. — 14 p.
14. ENTSO-E TYNDP 2016 Scenario Development Report, for public consultation, 21 May 2015 / Entso-E, 2015. — 57 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
15. ENTSO-E, ENTSO-G Overview of the selected/proposed gas and electricity TYNDP 2018 2040 story lines, 19 September 2016 / Entso-E. — 11 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
16. Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France. 2016 Edition // RTE. — France, 2016. — 129 p.
17. Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France. 2017 Edition // RTE. — France, 2017. — 44 p.
18. Krutsyak, M. (2019). Forecasting demand on the Ukrainian electricity market using socio-economic variables. Economics, Management and Sustainability, 4(1).
19. Mid-Term Adequacy Forecast, 2016 Edition / ENTSO-E, 2016. — 106 с. — (Препринт / ENTSO-E AISBL, Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium, www.entsoe.eu).
20. Mid-term Adequacy Forecast. Methodology and Detailed Results. 2018 // ENTSO-E. — Belgium, 2018. — 62 p.
21. Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition / 2010. 218 с. — (Препринт / Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France, Organisation for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency Le Seine Saint-Germain, 12, boulevard des Îles, F-92130 Issy-les-Moulineaux, France / — Режим доступа : https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf.

22. Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition / 30 September 2015. 215 с. — (Препринт / Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France, Organisation for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency Le Seine Saint-Germain, 12, boulevard des Îles, F-92130 Issy-les-Moulineaux, France / — Режим доступу : <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>.
23. Raptoun N., Kaletnik N., Kostenko D., Parasyuk N., Gnedoi N., Ivanenko N., Kostyukovski B., Kulik M., Laskarevski V. Mitigation Analysis for Ukraine : Global Climate Change Mitigation Assessment, Washington, D.C. USA, 1997. — p. 169-192.
24. Wilbanks, Thomas; Bhatt, Vatsal; Bilello, Daniel; Bull, Stanley; Ekmann, James; Horak, William; Huang, Y. Joe; Levine, Mark D.; Sale, Michael J.; Schmalzer, David; and Scott, Michael J., "Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States" (2008). US Department of Energy Publications. 12. <http://digitalcommons.unl.edu/usdoepub/12>.
25. Аккоф Р. Планирование в больших экономических системах. / пер. с англ. — М : Советское радио, 1972. — 223 с.
26. Балабух В. А. Проекції змінення кліматических середніх і показателів екстремальності терміческого режиму к середині ХХІ века в Україні/ В. А. Балабух, Л. В. Малицкая, С. Н. Ягодинец, Е. Н. Лавриненко //Природопользование.— Минск, Республика Беларусь, 2018.— № 1. — С. 97-113.
27. Барінов В.А., Совалов с.А. Режимы энергосистем : методы анализа и управления. М. : Энергоатомиздат, 1990. 440 с.
28. Бегун С. В. Виклики та пріоритети розвитку гідроенергетики в Україні // Стратегічні пріоритети -№ 3(36), 2015. — с.31-39.
29. В. П. Обоскалов. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем / Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. 210 с.
30. Верховна Рада України. Закон від 19.06.2003 № 964-IV Про основи національної безпеки України.
31. Волков Г. А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. М. : Наука, 1986. 117 с.
32. Вплив на стан та розвиток національної електроенергетики впровадження «зеленого тарифу» та нової моделі ринку електричної енергії в Україні / Б. А. Костюковський, Шульженко С. В., Нечаєва Т. П. та ін.// Проблеми загальної енергетики. — 2010. — № 23. — с. 18-22.

33. Гермейер Ю. Б. Введение в теорию исследования операций. — М. : Наука, 1971. — 212 с.
34. Директива 2001/80 / ЄС Європейського парламенту і Ради від 23 жовтня 2001 року про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих установок для спалювання. Офіційний вісник ЄС, L 309/1, 27.11.2001.
35. Доцільні напрямки удосконалення державного регулювання ринку електричної енергії в Україні / Б. А. Костюковський, О. Ю. Богославська, І. Ч. Лещенко та ін. // Проблеми загальної енергетики. — 2013. — № 33. — С. 25-31.
36. Енергетична стратегія України на період до 2035 року "Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність", схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р — Режим доступу : <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
37. Енергетична стратегія України на період до 2035 року, Збірник «Енергетична стратегія України як інструмент політики енергетичної безпеки», Київ, Національний інститут стратегічних досліджень при Президенті України, Київ, 2014 р. С. 89-167.
38. Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії України» / Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 26-27, 312 с.
39. Звіт про науково-дослідну роботу «Розроблення довгострокових, середньострокових та короткострокових прогнозів викидів парникових газів за різних сценаріїв розвитку економіки України», Інститут газу НАН України, ДР № 0112U006178, 2013. — 141 с. Науковий керівник д.ф.-т.н. В.А. Жовтянський, відповідальний виконавець к.т.н. Б.А. Костюковський.
40. Изменение климата, 2007г. : Обобщающий доклад. Вклад рабочих групп I, II и III в Четвертый доклад об оценке Межправительственной группы экспертов по изменению климата. [под ред. Пачаури р. К., Райзингер А. и др.]. МГЭИК, 2007.— 104 с.
41. Интрилигатор Н. Математические методы оптимизации и экономическая теория. — М. : Прогресс, 1975. — 245 с.
42. Кількісна оцінка та прогнозування стану кліматичної системи за даними спостережень та даних регіональних кліматичних моделей. Звіт про НДР (заключний), шифр роботи 1/14. — К. : УГМІ, 2016. № держреєстрації 0114U004595. — 306 с.
43. Клар Дж. Системология, автоматизация решения системных задач / пер. с англ. Зуева М. А., под ред. Горлина А. И. — М. : Радио и связь, 1990. — 539 с.

44. Ковалев Г. В., Сеннова Е. В., Чельцов М. Б. и др. Надежность систем энергетики : достижения, проблемы, перспективы /Под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск : Наука. Сибирское отделение РАН, 1999. 434 с.

45. Костюковський Б. А. Методи та засоби прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей об'єднаних електроенергетичних систем в умовах ринкового регулювання діяльності в електроенергетиці. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, Київ, 2007 р. 161 с.

46. Краковська С. В. Проекції приземної температури та відносної вологості повітря в областях України до середини XXI ст. за даними ансамблів регіональних кліматичних моделей / С. В. Краковська, Л. В. Паламарчук, Н. В. Гнатюк, Т. М. Шпиталь // Геоінформатика. — № 3 (67), 2018. — С.62-77.

47. Краковська С. В., Паламарчук Л. В., Білозерова А. В., Шпиталь Т. М. Загальна хмарність в Україні до середини XXI ст. за даними ансамблю регіональних кліматичних моделей. Геоінформатика. 2017. № 3(63). С. 56-66.

48. Краковська С. В., Паламарчук Л. В., Гнатюк Н. В., Шпиталь Т. М., Шедеменко І. П. Зміни поля опадів в Україні у XXI ст. за даними ансамблю регіональних кліматичних моделей. Геоінформатика. 2017. № 4(64). С. 59-71.

49. Краковська С. В., Паламарчук Л. В., Шедеменко І. П., Дюкель Г. О., Гнатюк Н. В. Верифікація даних світового кліматичного центру (CRU) та регіональної моделі клімату (REMO) щодо прогнозу приземної температури повітря за контрольний період 1961-90 рр. // Наук. праці УкрНДГМІ. — № 257, 2008. — С. 42-60.

50. Краковська С.В, Гнатюк Н.В. Зміни поверхневого річкового стоку в Україні до 2050 року за проекцією регіональної кліматичної моделі REMO // Геоінформатика. — № 3 (47), 2013. -С. 76-81.

51. Критерії та методичні засади формування варіантів розвитку паливно-енергетичного комплексу в умовах ринку / Костюковський Б. А. // Проблеми загальної енергетики. — 2010. — Вип. 2 (22). — с. 5-11.

52. Круцяк М. О. Проблеми та шляхи забезпечення стабільного функціонування ринку електричної енергії в Україні з урахуванням європейського досвіду. Науковий вісник Чернівецького національного університету імені Юрія Федьковича. Серія : економіка. 2018. Вип. 797. С. 63-67.

53. Кучеров Ю. Н., Федоров Ю. Г. Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях

либерализованной энергетики // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 6. С. 6–17.

54. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. — М. : Наука, 1979. — 414 с.

55. Месарович М., Мако Д., Такахара И. Теория иерархических многоуровневых систем / пер. с англ. Под ред. Шахина И.Ф. — М. : Мир, 1973.— 334 с.

56. Методи та засоби дослідження перспектив розвитку електроенергетики в умовах впровадження ринкових відносин / Костюковський Б. А., Шульженко С. В., Гольденберг І. Я. та ін. // Проблеми загальної енергетики : науковий збірник. — 2000. — № 2. — С. 6–13.

57. Мировой опыт выбора факторов, показателей определения исходных данных по расчету вероятностных характеристик потери энергоснабжения потребителей и оценка возможности применения критериев и показателей для расчета вероятности потери энергоснабжения потребителей ЕЭС России в целом и ее частях // Научный отчет компании «Charles River Associates», Boston Massachusetts 02116, USA. 2009. 76 с.

58. Михалевич В. С., Трубин В. А., Шор Н. З. Оптимизационные задачи производственно-транспортного планирования. — М : Наука, 1986. — 264 с.

59. Моделі оцінки техніко-економічної ефективності рішень з розвитку структури генеруючих потужностей та їх використання при прогнозуванні її розвитку / Гольденберг І. Я., Костюковський Б. А., Біленко М. С. та ін. // Проблеми загальної енергетики : науковий збірник. — 2001.— № 4. — С. 8–11.

60. Мулен Э. Кооперативное принятие решений : аксиомы и модели / Мулен Э. [пер. с фр.]. — М : Мир, 1991. — 464 с.

61. Науково-дослідна робота за договором № 06-4/2276-16 від 30.05.2016 р. між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та ТОВ «Карбон Емішн Партнершип» Визначення можливості забезпечення потреб національної економіки та суспільства у електричній енергії та потужності на середньострокову перспективу, з урахуванням стандартів операційної безпеки / Науковий керівник Б. А. Костюковський; відповідальний виконавець С. В. Шульженко [та ін.], ТОВ «Карбон Емішн Партнершип». — К. : 2016.

62. Науково-дослідна робота за договором № 06-4/3619-16 від 09.09.2016 р. між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та ТОВ «ДМСС-Інжиніринг» Аналіз планів розвитку європейських операторів системи передавання

та розробка основних положень Плану розвитку ОЕС України на наступні 10 років/науковий керівник В. А. Камінський [та ін.], ТОВ «ДМСС-Інжиніринг». — К. : 2016.

63. Науково-дослідна робота за договором № 45-12 від 22.02.2013 р. між Інститутом газу Національної академії наук України та ТОВ «Карбон Емішн Партнершип» Створення інформаційної підтримки для розроблення довгострокових, середньострокових та короткострокових прогнозів викидів парникових газів та різних сценаріїв розвитку економіки України/ науковий керівник А.А Верлань [та ін.], ТОВ «Карбон Емішн Партнершип». — К. : 2013.

64. Оптимизация республиканского топливно–энергетического комплекса и его отраслевых систем /АН Украины. Ин–т проблем энергосбережения; Кулик М. Н., Юфа А. И., Костюковский Б. А. и др. — К. : Наук. думка, 1992. — 215 с.

65. Оптимізаційні моделі прогнозування потреби в енергоресурсах на основі синтезу методів формування перспективного міжгалузевого та паливно-енергетичного балансів з урахуванням екологічних обмежень / Рубан-Максимець О. О. // Проблеми загальної енергетики. — 2010. — Вип. 2 (22). —С. 12-17.

66. Паламарчук Л. В., Краковська С. В., Шедеменко І.П., Дюкель Г. О., Гнатюк Н. В. Верифікація даних світового кліматичного центру (CRU) та регіональної моделі клімату (REMO) щодо прогнозу поля опадів в Україні за контрольний період 1961-1990 рр. // Наук. праці УкрНДГМІ. — № 258, 2009.

67. Паливно-енергетичні ресурси України. Статистичний збірник // Державна служба статистики України. — Київ, 2018. — 194 с.

68. Питання розвитку генерації з ВДЕ в «Острові Бурштинської ТЕС». <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/08/Pytannya-rozvytku-generatsiyi-z-VDE-v-Ostrovi-BuTES.pdf>.

69. Політика енергоефективного розвитку і зміни клімату. Монографія / В. Я. Шевчук, Н. Р. Малишева, Т. Т. Ковальчук, І. Г. Манцуров та ін. // За ред. В. Я. Шевчука — К. : ЦП «Компринт», 2014. — 218 с.

70. Расчет вероятностных характеристик потери энергоснабжения в ЕЭС России в целом и ее частях с учетом известных на момент расчета планов развития генерирующих и сетевых мощностей. Проект методических указаний // Москва, 2018. 38 с.

71. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. М. : Наука, 1986. 252 с.

72. Саати Т., Кернс К. Аналитическое планирование. Организация систем / пер. с англ. — М : Радио и связь, 1991. — 224 с.

73. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / под ред. Л. С. Беляева и Ю. Н. Руденко. — Новосибирск : Наука, 1980. — 310 с.
74. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101 :2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, ДП «НЕК «Укренерго», 2014 р.
75. Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики. / Под общей ред. Ю. Н. Руденко М. : Энергоатомиздат 1994.
76. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М. : Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
77. Сравнительный анализ вероятностных показателей балансовой надежности и методических принципов их определения при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев : Известия Коми научного центра УрО РАН Выпуск 3(11). Сыктывкар, 2012. с. 76 — 81.
78. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь // Національний інститут стратегічних досліджень. — Київ, 2014. — 111 с.
79. Тейл Г. Экономические прогнозы и принятие решений. — М. : Статистика, 1971.— 220 с.
80. Теоретико-методологические основы прогнозирования развития энергетики в условиях либерализации и глобализации мировой экономики и интернационализации экологических ограничений / Б. А. Костюковский, канд. техн. наук, Е. А. Рубан-Максимец, Д. П. Сас, М. В. Парасюк // Проблемы общей энергетики. — 2009. — № 19. — с. 31-38.
81. Теоретические основы системных исследований в энергетике / Гамм А. З., Макаров А. А., Санеев Б. Г. и др. — Новосибирск : Наука, 1986. — 331 с.
82. Теоретичні засади аналізу ефективності моделей регулювання діяльності в електроенергетиці та оцінка наслідків впровадження ринкових моделей в Україні / Б. А. Костюковський, І. Ч. Лещенко, А. І. Спітковський та ін. // Проблеми загальної енергетики. — 2012. — № 31. — С. 21-26.
83. Указ Президента України № 722/2019 про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року.
84. Формування узгоджених прогнозів розвитку економіки та енергетики з використанням оптимізаційних моделей / Б. А. Костюковський, О. О. Максимець,

С. В. Шульженко, Т. П. Нечаева, Д. П. Сас, М. В. Парасюк // Проблемы загальної енергетики. — 2008. — № 18. — с. 21-23.

85. Хант С., Шатлуорт Г. Конкуренция и выбор в электроэнергетике. ОЭСР/МЭА, 2005. — 256 с.

86. Цілі сталого розвитку : Україна. Національна доповідь // Міністерство економічного розвитку і торгівлі України. — Київ, 2017. — 176 с.

87. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Обеспечение надежности при управлении развитием электроэнергетических систем для условий реформирования электроэнергетики / Известия РАН. Энергетика. 2008. № 4. С. 39–48. Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.

88. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Обеспечение надежности электроэнергетических систем при управлении их развитием в условиях реформирования электроэнергетики. Сыктывкар, 2009. 44 с. (Новые научные методики и информационные технологии / Коми научный центр УрО Российской академии наук; Вып. 63).

89. Шосте Національне повідомлення України з питань зміни клімату / Ministry of Environment and Natural Resources of Ukraine, State Service of Ukraine of Emergencies, National Academy of Sciences of Ukraine, Ukrainian Hydrometeorological Institute / 30 December 2012. 323 с. — Режим доступу : <http://www.seia.gov.ua/seia/doccatalog/document?id=638134>.