Товариство з обмеженою відповідальністю
«Оператор газотранспортної системи України»

ПЛАН РОЗВИТКУ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ

Оператора газотранспортної системи
Товариства з обмеженою відповідальністю
«ОПЕРАТОР ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ»
на 2021 – 2030 роки

Генеральний директор _____ Макогон С.Л.

Київ 2020

Зміст

Розділ 1. Стан об'єктів газової інфраструктури та необхідні заходи для їх підтримання на належному рівні 3

1.1 Вступ 5

Опис оператора газотранспортної системи України. 5

Звернення керівництва Товариства 7

Розроблення плану розвитку газотранспортної системи на наступні десять років 9

Зміст та цілі плану розвитку газотранспортної системи на 2021 - 2030 рр. 9

1.2 Опис газотранспортної системи України 11

1.3 Ринок природного газу 12

Загальний енергетичний баланс 12

Споживання природного газу 13

Видобуток природного газу 16

Імпорт/експорт природного газу 18

Відбір та закачування природного газу 20

Загальний опис ринку природного газу та роль оператора ГТС 21

1.4 Попит на потужності в попередні періоди. 23

Міждержавні точки з'єднання 23

Внутрішні точки входу та виходу 27

1.5 Детальний опис газової інфраструктури та поточного стану об'єктів. 29

Лінійна частина 29

Компресорні станції 31

Газорозподільні станції 32

Вимірювальні пристрої 35

Енергетичне господарство 36

Опис засобів автоматизації та зв'язку 37

Розділ 2. Опис заходів направлених на розвиток газотранспортної системи 38

2.1 Зелений курс ЄС та Інтеграція енергетичних систем для сталого розвитку 39

2.2 Еволюція Українського та Європейського газових ринків 40

Споживання первинної енергії 40

Сценарії попиту на природний газ 41

Прогнозована динаміка виробництва та імпорту газу 43

Прогнози щодо транзиту природного газу 45

2.3 Прогнозована динаміка пікового споживання газу 47

2.4 Розвиток газотранспортної інфраструктури в Європі . 51

Газові мережі та LNG 51

«European Hydrogen Backbone» 53

2.5 Майбутнє ГТС України 56

Курс на чистий розвиток 56

Адаптація інфраструктури 59

Приєднання маневрових потужностей для ОЕС України 62

Природний газ на транспорті 65

Відновлювальні гази 70

2.6 Розвиток газотранспортної системи України 80

Додатки 94

Додаток 1. 95

Додаток 2. 96

Додаток 3. 97

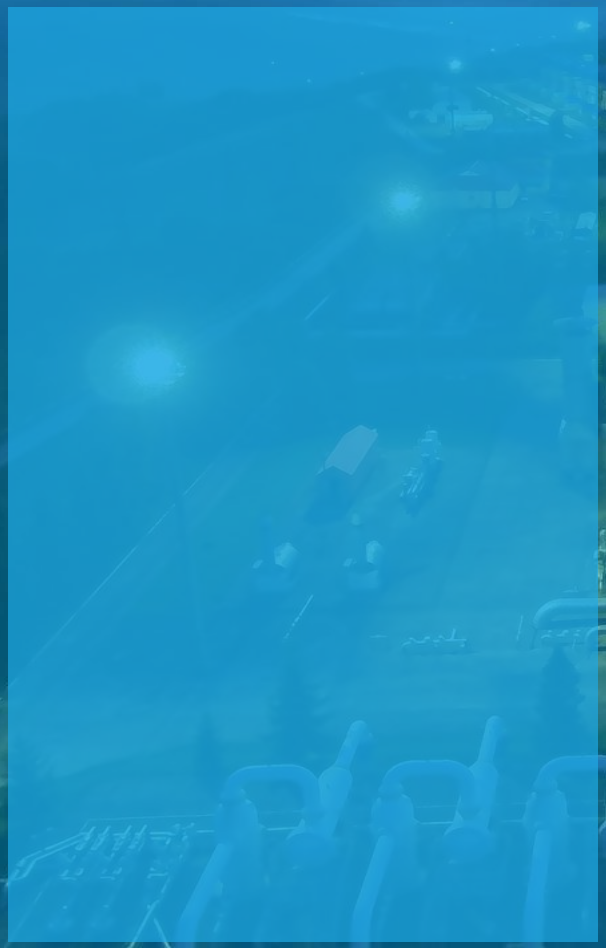
Додаток 1. Узагальнений технічний стан об'єктів газових мереж Оператора газотранспортної системи Товариства 99

Додаток 2. Узагальнений технічний стан колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі 101

Додаток 3. Узагальнений технічний стан приладів контролю та діагностики 104

Додаток 4. Узагальнений стан комп'ютерної техніки 106

Розділ 1. Стан об’єктів газової інфраструктури та необхідні заходи для їх підтримання на належному рівні



33,2 тис. км

довжина магістральних газопроводів

01.01.2020

дата початку роботи незалежного оператора ГТС компанії ТОВ «Оператор ГТС України»

65 од.

кількість активних промислових майданчиків в усіх регіонах України

11 000 осіб

чисельність персоналу Товариства

Список умовних скорочень в Плані розвитку:

АСК ТП	автоматизована система керування технологічними процесами
АСПГ	автоматична система пожежогасіння
БД	база даних
ВОЛЗ	волоконно-оптична лінія зв'язку
ВДЕ	Відновлювальні джерела енергії
ВТВ	виробничо-технологічні витрати
ВУПЗГ	виробниче управління підземного зберігання газу
ГВС	газовимірювальна станція
ГМК	Газомотокомпресор
ГПА	газоперекачувальний агрегат
ГРС	газорозподільна станція
ГТС	газотранспортна система
ГТД	газотурбінний двигун
в.п.	відсотковий пункт
ДП	диспетчерський пункт
ДПКС	диспетчерський пункт компресорної станції
ДКС	дотискувальна компресорна станція
ЄС	Європейський Союз
ЗППЕ	Загальне первинне постачання енергії – сума всіх видів енергії, що постачається споживачам
КПОП	комплексний повітря-очисний пристрій
КС	компресорна станція
КЦ	компресорний цех
МГ	магістральний газопровід
ПВВГ	пункт виміру витрат газу
ПКЦ	система МГ Північний Кавказ - Центр
ПСГ	підземне сховище газу
ПТГ	УМГ «Прикарпаттрансгаз»
САК	система автоматичного керування
СЕС	Секретаріат Енергетичного Співтовариства
СПГ/LNG	скраплений природний газ
СПС	система пожежної сигналізації
СМГ	система магістральних газопроводів
ТКГУ	Контракт №ТКГУ від 19.01.2009 р. між НАК «Нафтогаз України» та ПАТ «Газпром», щодо обсягів та умов транзиту природного газу через територію України на період з 2009 по 2019 роки
ЦСЄ	Держави центральної та східної Європи
CEE	Central Eastern Europe Держави центральної та східної Європи
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
GIE	Gas Infrastructure Europe
GRIP	Gas Regional Investment Plans – регіональний план інвестицій в газову інфраструктуру
TYNDP	Ten-year network development plan – десятирічний план розвитку мережі
CESEC	Central and South Eastern Europe Gas Connectivity – ініціатива газових з'єднань Центральної та Південно-східної Європи
PCI	Project of the common interest - проєкт спільного інтересу
PECI	Projects of Energy Community Interest - проєкт інтересу Енергетичного Співтовариства
PMI	Projects of mutual interest - проєкт спільного інтересу (між контрактними сторонами та членами Енергетичного Співтовариства)
CEGH	Central European Gas Hub
Регламент (ЄС) №703/2015	Регламент Ради (ЄС) 2015/703 від 30 квітня 2015 щодо створення кодексу мережі про принципи співпраці (взаємодії) та обміну даними

1.1 ВСТУП

ОПЕРАТОР ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

ТОВ «Оператор ГТС України» (далі: ТОВ «ОГТС»/Товариство) – природна монополія, яка забезпечує транспортування природного газу споживачам України та країн Європи.

Товариство було створене в 2019 році з метою виконання міжнародних зобов'язань перед Енергетичним Співтовариством щодо забезпечення незалежності оператора ГТС України.

Починаючи з 1 січня 2020 року, ТОВ «Оператор ГТС України» є сертифікованим за європейським стандартом оператором ГТС України (висновок СЕС № 4/19 від 17.12.2019 та постанова НКРЕКП №3010 від 24.12.2019).

Акціонером ТОВ «Оператор ГТС України» є АТ «Магістральні газопроводи України», що знаходиться у 100% володінні Міністерства фінансів України.

ТОВ «Оператор ГТС України» забезпечує:

- якісне та надійне транспортування природного газу для українських споживачів з районів його видобутку в Україні, місць зберігання в газосховищах та джерел імпорту;
- гарантування надійного транзиту природного газу до країн Європи;
- оцінка якості природного газу, що надходить та відбирається з газотранспортної системи;
- якісне та точне вимірювання обсягів природного газу (в т.ч. в енергетичних одиницях), що надходять та відбираються до/з газотранспортної системи, з метою контролю за дотриманням трейдерами та постачальниками законодавства України;
- комерційне та фізичне балансування системи, що є основою для надійного та безперебійного транзиту та постачання природного газу всім споживачам України та значної частини споживачів Європи;
- гарантування стабільності цін на ринку природного газу в Україні та Європі;
- забезпечення оптимальності тарифів на природний газ.

Транспортування та транзит природного газу

Оператор газотранспортної системи займає дуже важливе місце в діяльності усього енергетичного сектору та є гарантом енергетичної безпеки України. Оператор ГТС виконує функції центральної об'єднуючої ланки для всього газового ринку (див. рис. 1.2.) поєднуючи споживачів та Операторів ГРМ із локальними виробниками (видобуток природного газу, виробництво біометану, синтетичного газу чи водню) та усім глобальним або регіональним ринком газу. Виконанню даної задачі значно сприяє розвинена мережа точок підключення із виробниками газу, суміжними операторами газотранспортної системи, системи газосховищ.

Надійна робота газотранспортної системи, як технологічного комплексу є гарантом того що виробники або імпортери газу матимуть доступ до всіх споживачів, а споживачі газу в свою чергу матимуть доступ до великої кількості різних постачальників за справедливою ринковою ціною.

Рис. 1.1 Зовнішнє середовище оператора ГТС, а також суб'єкти взаємодії

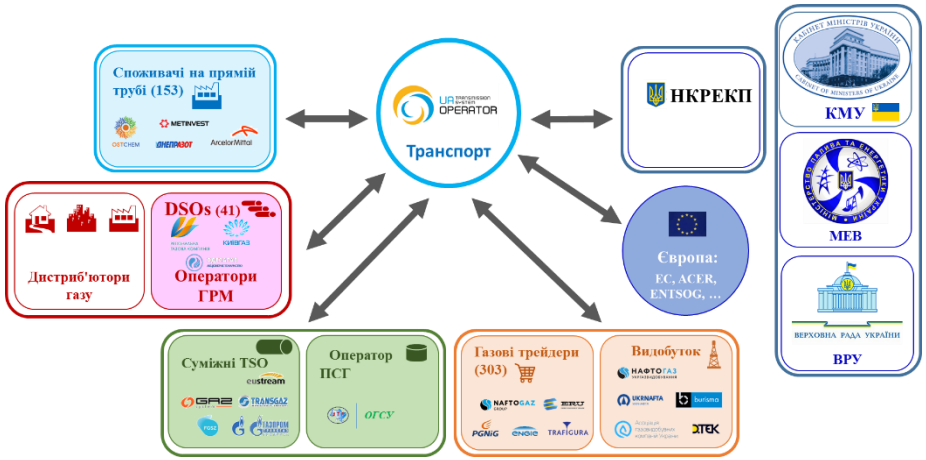
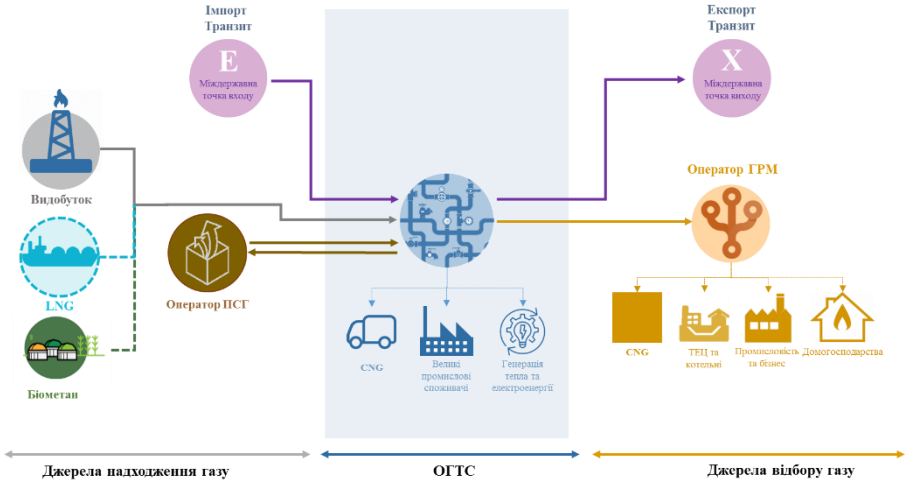


Рис. 1.2 Схема технічного середовища газового сектору



Контроль якості газу

ТОВ «ОГТСУ» забезпечує надійний контроль за якістю природного газу, що надходить та відбирається із газотранспортної системи. З цією метою на об'єктах товариства працює близько 54 хіміко-аналітичних лабораторій, які повністю забезпечують необхідний контроль за якістю газу по всій Україні та міждержавних точках входу/виходу. Окрім цього Товариство активно розширює мережу потокових хроматографів по всіх точках входу та виходу до/з газотранспортної системи, через які передається природний газ з максимальною витратою за стандартних умов, понад 30 000 куб. м/год, з метою забезпечення переходу на енергетичні одиниці при обліку природного газу в Україні.

Комерційне та фізичне балансування газотранспортної системи

Надійна робота будь-якої газотранспортної системи передбачає в першу чергу балансування системи, що є гарантією стабільної роботи системи.

Кодекс газотранспортної системи визначає, що балансування системи це діяльність, яка здійснюється оператором газотранспортної системи в рамках надання послуг транспортування, що полягає у врівноваженні попиту та пропозиції природного газу у газотранспортній системі, що охоплює фізичне балансування та комерційне балансування.

Фізичне балансування системи забезпечує:

- підтримки достатнього тиску в магістральних газопроводах для забезпечення транспортної здатності ГТС від чого залежить надійність та безперебійність поставок газу до побутових споживачів, котельнь та інших об'єктів теплової генерації;
- швидке та оперативне реагування на зміну режимів транспортування природного газу викликаних зовнішніми факторами – різке похолодання, порушення режимів роботи газотранспортних систем суміжних країн, газосховищ, тощо;
- достатність фізичного ресурсу для стабільної роботи ГТС та безперебійного транспортування газу споживачам;

Комерційне балансування забезпечує:

- дисципліну учасників ринку природного газу, що знижує ризики пов'язанні із порушенням надійності транспортування газу кінцевим споживачам;
- гарантує стабільність цін на ринку природного газу без різких коливань підчас дії зовнішніх факторів.

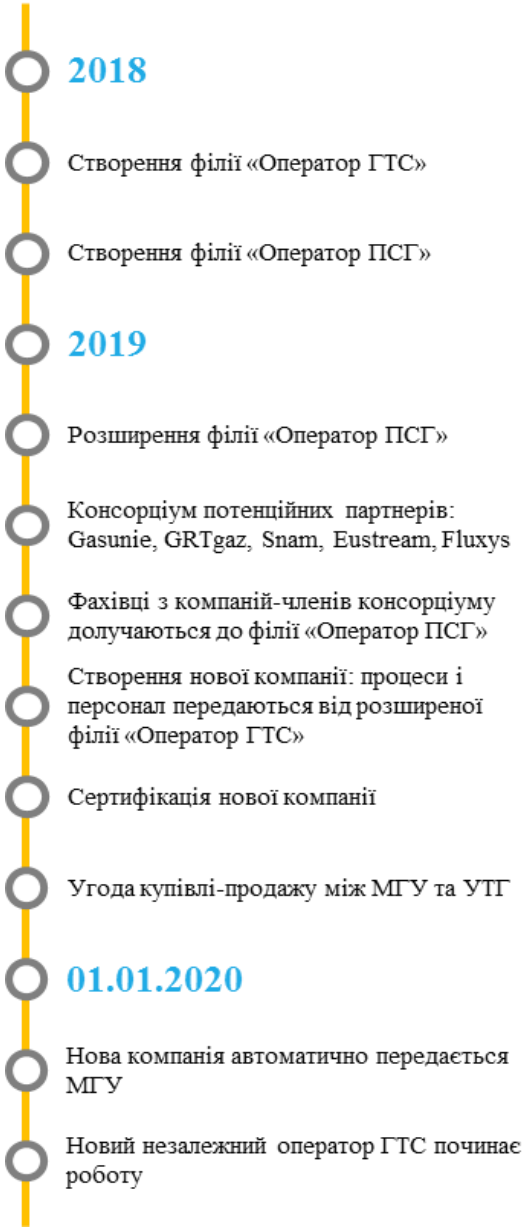
Відповідно всі ризики пов'язанні з балансуванням системи та надійністю її роботи, насамперед, лягають на ОГТСУ.

Гарантування стабільності цін на природний газ

Надійне функціонування будь-якого ринку природного газу в першу чергу передбачає стабільність надходження природного газу. Яскравий прикладом даної ситуації може бути криза кінця лютого та початку березня 2018 року в Європі, коли, у зв'язку з різким похолоданням в зазначений період значно виріс попит, а наявні потужності/надходження газу не змогли його задовільнити. В даній ситуації ціни на європейський хабах зросли більш ніж в 3 рази до понад 70 EUR/МВт (735 EUR/тис. куб. м).

Тому успішний ринок природного газу на пряму залежить від рівня інтегрованості газотранспортної системи до суміжних газотранспортних систем, LNG та газосховищ.

Рис. 1.3 Трансформація оператора ГТС



ЗВЕРНЕННЯ КЕРІВНИЦТВА ТОВАРИСТВА

Звернення генерального директора товариства

Сергій МАКОГОН
Генеральний директор ТОВ «ОГТСУ»

Від імені усіх працівників ТОВ «ОГТСУ» з великим задоволенням повідомляю про успішне створення в Україні незалежного оператора газотранспортної системи, який буде гарантом енергетичної незалежності та безпеки нашої країни.

Минулий рік видався для нас дуже цікавим та багатим на виклики, проте з іншої сторони він також був дуже результативним, особливо щодо здійснення основних рішучих кроків зі створення в Україні прозорого та відкритого ринку природного газу, як цього вимагає європейське законодавство.

Найбільш важливим досягненням минулого року було успішне завершення процесу відокремлення оператора газотранспортної системи від вертикально інтегрованої кампанії (НАК «Нафтогаз України») – «анбандлінг». ТОВ «ОГТСУ» було передано від АТ «Укртрансгаз» (компанії, що входить до Групи Нафтогаз») до державної компанії АТ «Магістральні газопроводи України», яка перебуває у власності Міністерства фінансів України. Процес анбалдінгу ТОВ «ОГТСУ» був нелегким, проте ми змогли в короткі терміни пройти всі етапи відокремлення, на що у наших європейських сусідів пішло значно більше часу.

Також потрібно пам'ятати, що проведення успішного анбалдінгу було б неможливим без участі наших партнерів з НАК «Нафтогаз України», АТ «Укртрансгаз», АТ «Магістральні газопроводи України», Кабінету міністрів України, Верховної Ради України (особливо Комітету з питань енергетики та житлово-комунальних послуг), НКРЕКП, Міністерства енергетики та захисту довкілля України, Міністерства фінансів України, Секретаріату Енергетичного Співтовариства, ACER, Європейської комісії та групи консультантів з провідних консалтингових компаній. Ми щиро вдячні всім сторонам та учасникам, залученим до цього процесу, за їхню активну участь та підтримку на шляху реформ.

ТОВ «ОГТСУ» пройшов успішну сертифікацію (постанова НКРЕКП №3010 від 24.12.19), згідно європейських правил та процедур (висновок Секретаріату Енергетичного Співтовариства №4/19 від 17.12.2019) на відповідність європейському законодавству.

Успішна сертифікація та підтримка Європейської комісії гарантувала нам сильні позиції на переговорах з ПАТ «Газпром», результатом яких стало підписання вигідного транзитного контракту, згідно європейських правил. Новий контракт передбачає постійну плату ПАТ «Газпром» за транспортні потужності до 2024 року включно, на рівні 65 млрд куб. м на рік в 2020 році та 40 млрд куб. м на рік в 2021-2024 роках. При цьому ПАТ «Газпром» платить повну вартість за вказаний обсяг потужності, навіть за умови часткового їх використання. Даний контракт генеруватиме щорічно USD 1,5 млрд доходу для української економіки.

Перша половина 2020 виявилося дуже багатою на події. Мабуть, що найбільшою з них, яка вплинула на життя кожного з нас стала пандемія вірусу COVID-19, яка охопила увесь світ та значно змінила систему ділових зв'язків. Пандемія внесла свої корективи в наші плани на 2020 рік, проте ми активно долаємо ці перешкоди та робимо все щоб Товариство не відставало від наміченого графіку реформ.

Цього року нам спільно з іншими учасниками ринку природного газу вдалося 01.08.2020 запустити відкритий ринок природного для побутових споживачів, коли звичайний громадянин України в змозі вибирати собі будь-якого постачальника газу, що робить його незалежним та активним учасником ринку природного газу.

Проте ми не можемо зупинятися на досягнутому, бо світ є динамічним та швидкозмінним середовищем де найбільш успішним є той хто здатний швидко пристосовуватися до змін. ТОВ «ОГТСУ», як успішна компанія усвідомлює це та готова впроваджувати в свою діяльність нові методи і правила, які зроблять нас більш успішнішими, ефективнішими та сильнішими.

Враховуючи вимоги нової міжнародної кліматичної угоди – Паризький договір – ратифікованої Верховною Радою України 14 липня 2016 року та запровадження «Зеленого курсу» ЄС (визначається прийнятою 11.12.2019 «Європейською зеленою угодою»), особливого значення набуває питання скорочення викидів парникових газів та переходу до безвуглецевої економіки. Забезпечення переходу вимагатиме значної трансформації енергетичних систем в Україні та Європі. В результаті трансформації енергетичної системи особливого значення набуває питання транспортування відновлювальних газів (біометан, синтетичний метан та водень).

Транспортування відновлювальних газів здатне збільшити завантаженість нашої газотранспортної системи, що позитивно вплине на розмір тарифів (вхід-вихід) та кінцеву вартість енергоносіїв для споживача.

Окрім цього слід розуміти, що Україна має значний потенціал у виробництві відновлювальних газів. Згідно оцінок «Біоенергетичної асоціації України» обсяг виробництва біометану в Україні може досягнути 8 млрд куб. м на рік. Також слід звернути увагу на прийняту 08.07.2020 Європейською Комісією «Водневу стратегію ЄС до 2050 року», в якій ЄС розглядає Україну в якості перспективного та надійного партнера в рамках проєкту «2x40 GW Green Hydrogen Initiative». Даний проєкт передбачає створення протягом наступних 5 - 10 років 80 ГВт генераційних водневих потужностей, з яких половина в Україні та Північній Африці.

Ці проєкти та плани із розвитку виробництва відновлювальних газів, гарантуватимуть Україні не лише енергетичну незалежність та перетворення нашої країни в чистого експортера енергії, про що ми вже багато років говоримо, але створить десятки тисяч нових висококваліфікованих та гарно оплачуваних робочих місць.

ТОВ «ОГТСУ» як оператор газотранспортної системи України готовий прикласти максимально зусиль для реалізації даного сценарію та створити найбільш сприятливі умови для виробництва, споживання та експорту відновлювальних газів.

Звернення головного інженера Товариства

Юрій ЗЯБЧЕНКО
Головний інженер ТОВ «ОГТСУ»

За своїми масштабами українська ГТС є другою в Європі. Вона тісно пов'язана з системами сусідніх європейських країн – Росії, Білорусі, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії та Молдови, і через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу.

Важливо розуміти, що ГТС України має значний запас маневреної потужності для перекачування газу магістральними газопроводами, який в рази перевищує теперішні потреби. З початку цього року для транспортування поточних обсягів природного газу використовувалось 15 компресорних станцій з 57 наявних в системі, решта станцій – в резерві та готові до пуску при першій необхідності.

Нашою основною метою є забезпечення надійної роботи всіх елементів газотранспортної системи (магістральних газопроводів, компресорних станцій, газорозподільчих станцій) щоб гарантувати безперебійність поставок газу українським та європейським споживачам.

Окрім запланованих робіт з діагностики та ремонтів, ми приділимо додаткову увагу газопроводам, які проходять поблизу населених пунктів. Для компанії важливо не допустити жодного інциденту, але ми безумовно, найбільше хвилюємося про гуманітарний вимір. Зараз розробляємо окрему програму додаткових обстежень та відповідно капітального ремонту трубопроводу з перевипробуванням на ділянках, де буде така необхідність. За нашими оцінками це дасть можливість трикратно підвищити надійність таких газопроводів та виключити повторення аварійних ситуацій з причин руйнування монтажних з'єднань, на яких був допущений брак при будівництві.

Більше того, ми постійно удосконалюємо методи діагностування, оновлюємо обладнання та впроваджуємо сучасні технології для збору більшого обсягу корисної інформації про стан наших трубопроводів. Плануємо розпочати програму масштабної реконструкції компресорних станцій (близько 8 од.) та провести заміну значної кількості застарілих ГРС на нові блочно-модульні, які є більш ефективнішими та вигіднішими в експлуатації.

Для досягнення поставленої мети ми забезпечуємо належне фінансування всіх проектів та програм, які сприяють підвищенню надійності, безпеки та економічності експлуатації ГТС. Тільки у 2021 році ми скеруємо близько 1,9 млрд грн в капітальне будівництво об'єктів ГТС, а за наступні 10 років плануємо інвестувати 42 млрд грн. Реалізація наших проектів створить додаткові робочі місця у будівництві, машинобудуванні та інших секторах економіки

Звернення заступника генерального директора Товариства

Павел СТАНЧИК
Заступник генерального директора з розвитку та трансформації ТОВ «ОГТСУ»

Для мене є великою честю бути частиною команди ТОВ «ОГТСУ» - команди, яка ставить собі за мету амбітні цілі із створення в Україні відкритого ринку природного газу та його повній інтеграції на всіх рівнях (законодавчому, технічному, економічному та діючих бізнес правил) до загальноєвропейського ринку.

Я з власного досвіду чудово розумію ті складнощі, які виникли перед Товариством та Україною, бо ці самі виклики свого часу стояли перед GAZ-SYSTEM (польський оператор газотранспортної системи) та Польщею. Ми зуміли пройти всі ці етапи та досягнути поставленої мети з реформації енергетичного ринку Польщі, важливою складовою якого є ринок природного газу.

Україна протягом останніх років змогла добитися значних успіхів у проведені реформ енергетичного ринку. На шляху реформ було закладено високий темп їх впровадження і хотілося б, щоб цей темп надалі зберігався. Також потрібно пам'ятати, що Україна є частиною європейської сім'ї, але без активних інтеграційних заходів направлених на гармонізацію законодавства та посилення взаємозв'язків між ринками, Україна не зможе в повній мірі розкрити свій потенціал.

Газотранспортна система України є однією з найбільш надійних ГТС Європи, яка неодноразово доказувала свою стійкість та надійність. Проте враховуючи глобальні тенденції в світі та Європі, вона повинна бути адаптована під нові умови експлуатації – визначених ринковими, законодавчими, технологічними та бізнесовими тенденціями. Ми повинні підвищити ефективність експлуатації ГТС за рахунок впровадження нових систем автоматизації та віддаленого управління (SCADA), провести оптимізацію режимів роботи ГТС та надлишкового обладнання, покращити систему планування розвитку ГТС. Досягнення даних поставлених цілей сприятиме встановленню оптимальних тарифів, при яких споживачі в Україні та Європі будуть платити справедливу ціну.

Мабуть, що найбільш складною задачею не лише для ТОВ «ОГТСУ» але і для інших операторів ГТС є перехід до транспортування відновлювальних газів – особливо водню – та створення для них належних умов транспортування. Досягнення успіху по цьому питанню потребуватиме залучення передових українських та європейських науково-дослідних установ до проведення досліджень, реалізації пілотних проєктів, створення нових енергетичних кластерів.

Без участі оператора ГТС реалізація «Зеленого переходу» буде не можливою, тому ми розумієм усю відповідальність, яка на нас лежить. Ми готові брати на себе лідерство із запуску в Україні ринків відновлювальних газів.

РОЗРОБЛЕННЯ ПЛАНУ РОЗВИТКУ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ НА НАСТУПНІ ДЕСЯТЬ РОКІВ

Цей план розвитку газотранспортної системи визначає стратегію діяльності Товариства на наступні 10-років, розробленого з метою ефективного виконання завдань з розвитку газотранспортної системи та базується на проведеній оцінці попиту на потужності у всіх точках входу та виходу (до/з прямих споживачів, операторів газорозподільчих мереж, оператора газосховищ, газовидобувних компаній та суміжних операторів газотранспортних систем), десятирічних планів розвитку суміжних операторів газотранспортних систем та планів з розбудови газової інфраструктури в Європі. Важливий аспект був приділений проведенню консультацій з основними учасниками енергетичного та газового ринку, а саме з НАК «Укренерго», Газовидобувними компаніями, Українською радою водню, Біоенергетичною асоціацією України.

Даний План розвитку також враховує результати відкритого обговорення проєкту, разом з учасниками ринку природного газу. Прогнози зміни попиту та видобутку газу, представлені в цьому Плані розвитку, були розроблені на основі Енергетичної стратегії України до 2035 року, Енергетичних стратегій ЄС до 2030 та 2050 року, «Зеленої угоди ЄС», «Водневої стратегії ЄС до 2050 року», ENTSOG TYNDP 2020, який формується на основі десятирічних планів розвитку всіх країн членів ЄС та основних принципів з безпеки постачання природного газу передбачених Регламентом (ЄС) №2017/1938.

Основним завданням Плану розвитку є проведення організаційно-технічних та інвестиційних заходів направлених на розвиток газотранспортної інфраструктури з метою забезпечення безперебійного постачання природного газу споживачам України та Європи, підвищення ефективності експлуатації, проведення трансформації газотранспортної системи, з метою забезпечення її відповідності поточним та майбутнім – законодавчим, економічним та ринковим – умовам. Для розрахунку пікових періодів споживання було використані умови, за яких температура навколишнього середовища по кожному регіону знижується до найнижчих кожні 20 років показників.

План розвитку газотранспортної системи розроблено з дотриманням законодавства України, а також з дотриманням наступних вимог:

- гарантованості недискримінаційного доступу до потужності ГТС України;
- забезпечення вільного ринку природного газу;
- відкритості та публічності;
- участі в розроблені цього Плану розвитку всіх зацікавлених сторін.

ЗМІСТ ТА ЦІЛІ ПЛАНУ РОЗВИТКУ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ НА 2021 - 2030 РР.

Метою даного десятирічного плану є проведення організаційно-технічних та інвестиційних заходів за чотирьома ключовими напрямками діяльності- основні цілі плану розвитку (Рис. 1.3).

Рис. 1.4 Основні стратегічні задачі розвитку газотранспортної системи

Гарантія безпеки поставок.

Гарантія безпеки поставок газу є основним завданням оператора газотранспортної системи. З цією метою протягом 2012 -2020 рр. Товариство уклало угоди про пряму взаємодію (Interconnection Agreements) по основних міждержавних точках з'єднання з Росією, Польщею, Словаччиною, Угорщиною, Румунією та Молдовою. Процес укладання угод про взаємодію з суміжними операторами було завершено до початку 2020 року. Всі діючі на сьогоднішній день угоди про взаємодію укладені у відповідності до Регламенту ЄС №703/2015 та Регламенту ЄС №2017/459.

Сталий розвиток та екологія.

У зв'язку з відчутними змінами клімату, забруднення навколишнього середовища стає першочерговим питанням, яке потребує значної уваги. З метою зниження негативного впливу від зміни клімату в 2015 році, в Парижі була підписана «Паризька кліматична угода» (ратифікована Верховною Радою України 14 липня 2016 року), яка передбачає значне скорочення до 2050 року викидів парникових газів та протистояння загрозі зміни клімату шляхом підтримання глобального підвищення температури значно нижче 2 °C, а також докласти максимальні зусилля щоб обмежити зростання до 1,5 °C в порівнянні з до індустріальним рівнем. Відповідно до цієї угоди рівень викидів парникових газів в Україні має скоротитися на 40% до 2030 року та на 70 % до 2050 року в порівнянні з рівнем викидів в 1990 р.

Також на сьогоднішній день Верховна Рада України ухвалила Закон України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів», який встановлює засади моніторингу викидів, а також сприятиме координації енергетичних стратегій України та ЄС, щодо розвитку зеленої енергетики та зелених технологій, основні положення вказаного закону будуть в обов`язковому порядку імплементовані в Товаристві.

Наступним важливим аспектом, що матиме значний вплив на діяльність Товариства є запровадження «Зеленого курсу» ЄС (який визначається прийнятою 11.12.2019 «Європейською зеленою угодою») спрямованого на скорочення викидів парникових газів та переходу до безвуглецевої економіки.

Реалізація такого переходу вимагатиме значної трансформації енергетичних систем Європи та в результаті України. У зв'язку з

цим особливого значення для ТОВ «ОГТСУ» набуває питання транспортування та зберігання відновлювальних газів.

В рамках реалізації даної цілі Товариство визначає для себе наступні пріоритети:

- реалізація заходів/проєктів з розвитку газотранспортної системи з урахуванням принципів енергозбереження та енергоефективності;
- створення системи живлення окремих інфраструктурних об'єктів ГТС за рахунок альтернативних джерел енергії;
- заміна неефективного, екологічно-шкідливого та матеріально застарілого обладнання на сучасне, яке відповідає усім екологічним вимогам;
- впровадження інших заходів з енергоефективності, енергозбереження та скорочення викидів парникових газів;
- створення технологічних та правових умов для транспортування та обліку біометану, що подається/відбирається до/з ГТС;
- створення технологічних та правових умов для транспортування суміші природного газу з різними концентраціями водню, а також чистого водню;
- створення технологічних та правових умов для транспортування синтетичного метану та інших відновлювальних газів;
- проведення науково-дослідних робіт;
- реалізація пілотних проєктів з вивчення технологічних можливостей ГТС транспортувати відновлювальні гази;
- використання активів Товариства та іншого енергетичного обладнання (турбодетандері установки, газотурбінні установки, ОРС турбіни, паротурбінні установки, кооперацийних установок) з метою генерації електричної енергії для власних потреб та участі на ринку допоміжних послуг (використовуючи незадіяне в транспортній роботі обладнання або використовуючи устаткування, яке використовує залишкове тепло та силу потоку для генерації електроенергії).

Ринкова інтеграція.

Українська ГТС має досить високий рівень інтегрованості, (широка мережа підключень з газотранспортними системами Росії, Білорусії, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії та Молдови). Метою даного проєкту є досягнення високого рівня безпеки постачання, як для України, так і для Європейського Союзу, а також створення сприятливих ринкових умови для ринків газу в Україні та Європи, Товариство розглядає наступні заходи/проєкти для реалізації:

- перенесення точок прийому російського/центрально-азійського природного газу на східний кордон України;
- налагодження ефективної взаємодії з оператором газосховищ України з метою ефективного балансування та управління газотранспортною системою;
- будівництво відповідних газопроводів-перемичок;
- проведення реконструкцій та інших заходів/робіт направлених на збереження або підвищення гнучкості та надійності роботи ГТС, а також рівня її інтегрованості.

Ефективність.

Газотранспортна система України є однією з найбільших та розгалуженіших газотранспортних систем Європи, що дозволяє оперативне маневрування потоками природного газу. В разі виникнення обмежень з постачання по одному з газопроводів/маршрутів, потоки можуть бути перенаправлені на інший, зі збереженням зобов'язань щодо постачання природного газу в конкретній точці виходу. Свою гнучкість та технологічну ефективність газотранспортної системи продемонструвала в 2009 р. коли було необхідно в короткі терміни змінити напрямок потоку газу. Також ГТС України підтвердила свою надійність в 2012 р. коли в Європі відбулося різке похолодання і обсяги споживання природного газу значно зросли, що привело до збільшення протягом 8 днів обсягів транзиту природного газу на 100 млн куб. м до 320 млн куб. м на добу і при цьому ГТС Україна повністю забезпечила потребу в транзиті. Наступним випробуванням для ГТС був 2018 р. коли в Європі та в Україні в кінці лютого – на початку березня відбулося значне похолодання та паралельно існував значний дефіцит газу по джерелах надходження, проте ГТС повністю перекрила потреби внутрішніх споживачів та забезпечила безперебійний транзит. Ще додатковою превагою Української ГТС є рівень її інтегрованості, а саме те що вона має підключення до газотранспортних систем Росії, Білорусії, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії та Молдови. З метою досягнення зазначеної цілі Товариство планує реалізувати наступні заходи/проєкти:

- впровадження IT-систем з управління роботою ГТС, потоками газу (SCADA);
- впровадження IT-систем з управління персоналом та організації робочого процесу (PIMS та TORO)
- встановлення сучасних та ефективних блочних ГВС та іншого газовимірювального обладнання;
- впровадження заходів зі скорочення витрат на експлуатацію ГТС, які при цьому не зменшують її гнучкість, надійність та стійкість;
- забезпечення відповідності ГТС економічно-обгрунтованим показникам.
- автоматизація необхідних технологічних процесів діяльності Товариства та ГТС, з метою забезпечення ефективнішій роботі системи;
- забезпечення оперативного щодобового/щогодинного вимірювання кількості природного газу в енергетичних одиницях, з метою забезпечення максимальної прозорості та відкритості ринку природного газу;
- оперативне управління системою на основі відповідного програмного забезпечення та систем автоматизованого управління, з метою підвищення гнучкості роботи та рівня оперативного реагування на добові коливання та надзвичайні ситуації;
- використання гнучкого обладнання з високим рівнем автоматизації, з метою ефективнішого управління ГТС та гарантування безпеки постачання;
- забезпечення захищеної роботи програмного забезпечення та систем автоматизованого управління Товариства, з метою уникнення хакерських атак та гарантування її безпечної роботи;
- покращення гнучкості роботи системи в рамках добового балансування;
- виконання заходів та використання обладнання, яке гарантуватиме роботу газотранспортної системи у відповідності до передових світових моделей.

1.2 ОПИС ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Газотранспортна система України є однією з найбільших систем Європи. Вона має точки підключення з російською, білоруською, польською, словацькою, угорською, румунською та молдовською газотранспортними системами, що свідчить про високий рівень її інтегрованості до європейської газової мережі.

Загалом газотранспортна система складається з мережі газопроводів протяжністю 33,2 тис. км, 57 компресорних станцій на яких встановлено 533[1] газоперекачувальних агрегатів загальною потужністю 4 654 МВт, 1389 газорозподільчих станцій, 21 газовимірювальних станцій та пунктів витрати газу, 3401 лічильників витрати газу.

Загальні технічні потужності на вході до ГТС становлять 435.2 (включно з переривчастими) млрд куб. м та 146 млрд куб. м на виході. Проте дані потужності є надмірними і не відповідають реальному попиту на потужності. Також варто враховувати, що окрім технічної спроможності/потужності на вході та виході до/з ГТС України, обсяг потужності визначається аналогічною спроможністю суміжної газотранспортної системи. Відповідно потужності в контрактній точці міждержавного з'єднання визначаються угодою про взаємодію, за правилом «меншого». Відповідно до угод про взаємодію потужності на вході становлять 219,5 млрд куб. м (з яких на гарантованій основі – 80,7 млрд куб. м) та виході 160,6 млрд куб. м (з яких на гарантованій основі – 140,4 млрд куб. м).

33,0 тис. км
довжина магістральних газопроводів

0,2 тис. км
довжина розподільних газопроводів

57 од.
Кількість компресорних станцій Товариства

524 од.
Кількість ГПА

4 581 МВт.
Встановлена потужність ГПА

1 389 од.
Кількість ГРС

21 од.
Кількість ГВС та ПВВГ

3 401 од.
Кількість витратомірних вузлів

[1] Не включає 6 ГПА на КС Шебелинка-1, які не були передані від АТ «Укртрансгаз» до Товариства.

Рис. 1.5 Карта газотранспортної системи України

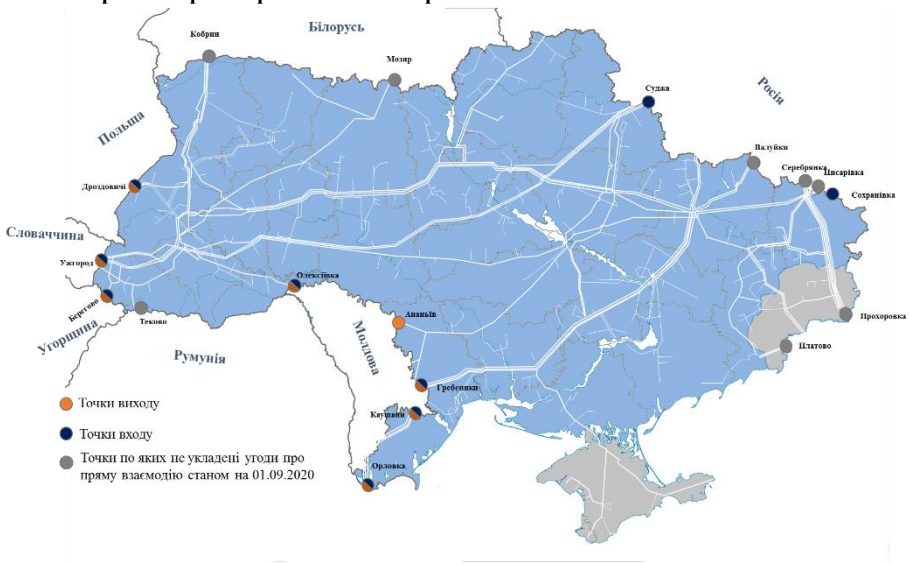
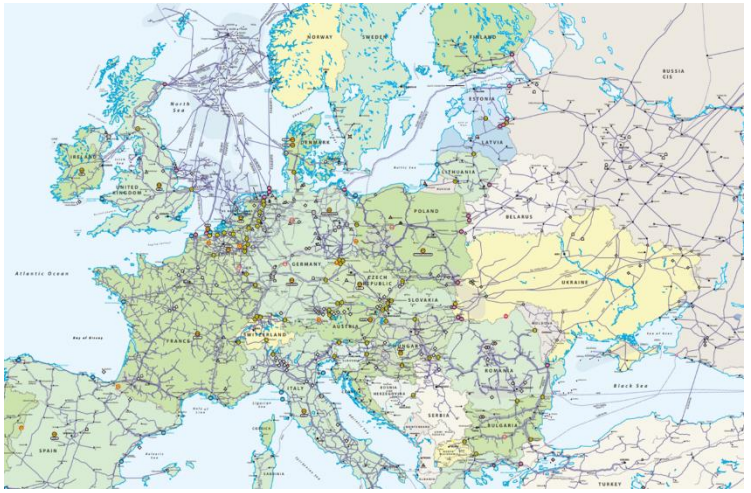


Рис. 1.6 Карта ГТС Європи (ENTSOG)



1.3 РИНОК ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Станом на сьогодні світовий ринок природного газу є дуже динамічним та ліквідним, особливо це простежується на європейському континенті. Проте надійність функціонування ринку та його успішність значно залежить від ролі на ньому оператора газотранспортної системи.

Важливими складовими ринку природного газу є:

- наявність надійних джерел надходження природного газу до яких відносять імпорт по трубопровідному транспорту та LNG рівень видобуток, продуктивність газосховищ;
- наявність розвиненої інфраструктури до якої належить рівень розгалуженості газотранспортної системи, рівень її інтегрованості та наявність можливості перенаправлення потоків на інші дублюючі маршрути, рівень розвитку мережі установок LNG, кількість та потужності газосховищ, сукупна потужність на вхід по всій газовій інфраструктурі в розрізі кожного із джерел надходження газу;
- наявність розвиненого газового хабу, який забезпечує встановлення ринкової ціни на природний газ;
- наявність прозорого законодавства гармонізованого із законодавством ЄС та незалежного Регулятора .

Також вважливо розуміти, що ринок природного газу є невід'ємною частиною загального енергетичного ринку/балансу, особливо стосовно питання споживання первинної енергії. Природний газ в значній мірі є конкурентом нафти, вугілля та атомної енергії.

ЗАГАЛЬНИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС

В енергетичному балансі Європи в 2019 році природний газ є другим після нафти джерелом енергії, де його частка становить практично 1/4 в споживанні первинної енергії. В Україні роль природного газу в енергетичному балансі за 2019 рік є ще більш вищою і становить до 30% споживання первинної енергії. Проте частка газу в енергобалансі України 2019 р. поступалася вугіллю, що викликано скороченням на 2.5 ТВт (2.3 млрд куб[2]) обсягів споживання природного газу у зв'язку з аномально теплою зимою та переходом на більш активне використання вугілля для генерації електричної енергії.

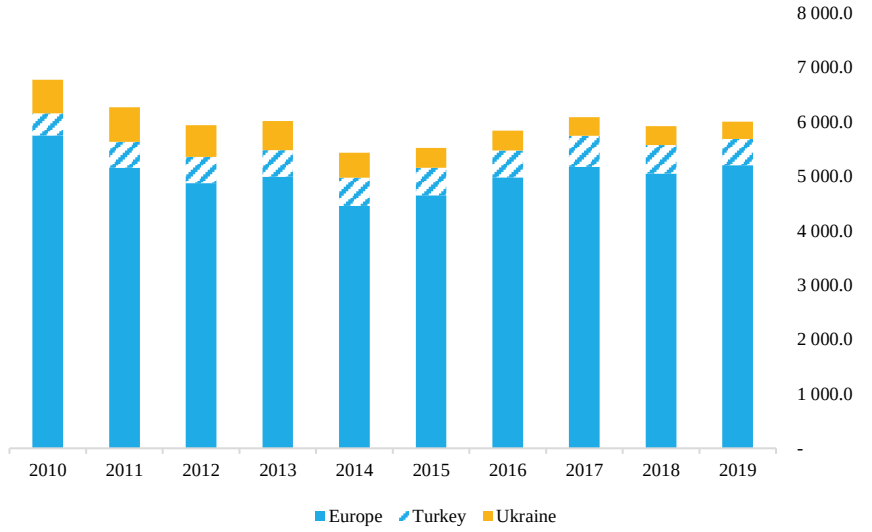
Загалом споживання первинної енергії в Європі за 2019 рік становило 22 984 ТВт, в Україні даний показник становив 1 007 ТВт[3].

Незважаючи на складну динаміку попиту на природний газ в Європі, його роль залишається значною. Споживання природного газу в Європі останнім часом визначається заходами направленими на скорочення видів парникових газів і в даній ситуації природний газ є більш чистим видом палива. Спалення природного газу не призводить до викидів сажі та вугільного пилу, має на 30 – 45% менший рівень викиду иCO_2 в порівнянні з мазутом та в 3 рази менший рівень викиду CO_2 в порівнянні з вугіллям, також природний газ значно знижує викиди в атмосферу оксидів сірки та діоксиду азоту.

Рис. 1.7 Баланс споживання первинної енергії в Європі (з Туреччиною)

Рис. 1.9 Баланс споживання первинної енергії в Україні

Рис. 1.8 Споживання природного газу в Європі, Туреччині та Україні протягом 2000 – 2019 рр. в ТВт*год[4].



[2] Дані АТ «Укртрансгаз» за 2019 рік.

[3] Дані для України, Європи та Туреччини взято зі «BP stats review 2020», з коригуванням до стандартних умов виміру.

[4] Дані Eurostat та АТ «Укртрансгаз» за попередні періоди. Також у загальний обсяг споживання в Україну включені ВТВ.

СПОЖИВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Споживання природного газу в Україні

Природний газ відіграє ведучу роль в споживанні первинної енергії в Україні, його частка в енергобалансі становить 29,8% та незначно уступає вугіллю (32,4%). Таким чином природний газ є важливою складовою економіки України та енергоспоживання.

Починаючи з 2005 року, споживання природного газу в Україні почало поступово скорочуватися, і вже в 2006 році знизилося до 67,0 млрд куб. м (споживання 2005 р. - 68,9 млрд куб. м). В наступні роки, ця тенденція тільки посилилися, що в першу чергу було викликано різким підвищенням вартості газу та більш широкого впровадження енергозберігаючих технологій та заходів. Загалом починаючи з 2005 року споживання скоротилося з 68,9 млрд куб. м до 26,6 млрд куб. м в 2019 році – найнижчого рівня споживання природного газу за вказаний період. В 2019 році відбулося найбільш різке скорочення споживання природного газу, протягом останніх п'яти років, що було викликано аномально теплою зимою 2018/2019 та 2019/2020 рр. коли навіть в грудні на території України панували плюсові температури.

Загальне споживання природного газу в Україні за 2019 рік без врахування ВТВ видобувних та транспортних компаній становило 26,6 млрд куб. м., при цьому обсяги газу, які були фізично протранспортовані операторам газотранспортної системи для українських споживачів склали 24,4 млрд куб. м. Загалом найбільшим регіонами за споживанням природного газу є Київська, Дніпропетровська, Харківська та Донецькі області де сконцентровано найбільша кількість платоспроможного населення та основні потужності промислового виробництва.

Основні промислові споживачі знаходяться в Дніпропетровській та Донецьких областях, в першу чергу це металургійні комбінати та підприємства Хімічної промисловості, на яких припадає до 39,0% усього промислового споживання України.

Також споживачів можна катетеризувати за типи підключення до газотранспортних мереж:

- підключені на пряму до газотранспортної системи (споживачі на прямій трубі), це категорія, зазвичай великих промислових споживачів або окремих ТЕЦ та супутня інфраструктура яка може бути підключена до їхніх мереж – гуртожитки, котельні, інші промислові об'єкти, тощо;
- підключені до розподільчих мереж Оператора ГРМ – це в основному побутові споживачі, малі та середні підприємства, котельні, тощо. Проте до газорозподільчих мереж можуть бути підключені також і великі промислові об'єкти та ТЕЦ, що мають високий рівень споживання природного газу.

Важливо особливістю природного газу, як будь-якого енергетичного продукту є коливання його сезонного споживання (до прикладу споживання в зимовий період може бути в кілька разів вищим ніж в літній період). Яшко порівнювати середній попит протягом літнього періоду (01.04. – 31.10) із середнім попитом в зимового періоду (1.11. – 31.03.) 2018 та 2019 років то різниця між середнім рівнем споживання в зимовий та літній періоди склала – 3 рази.

В 2018 році пікове споживання було досягнуте в лютому (а саме 27.02.2019) коли добове споживання породного газу становило 202,7 млн куб. м.

Рис. 1.10 Динаміка споживання газу в Україні в період з 2012 по 2018 роки в млрд куб. м/рік

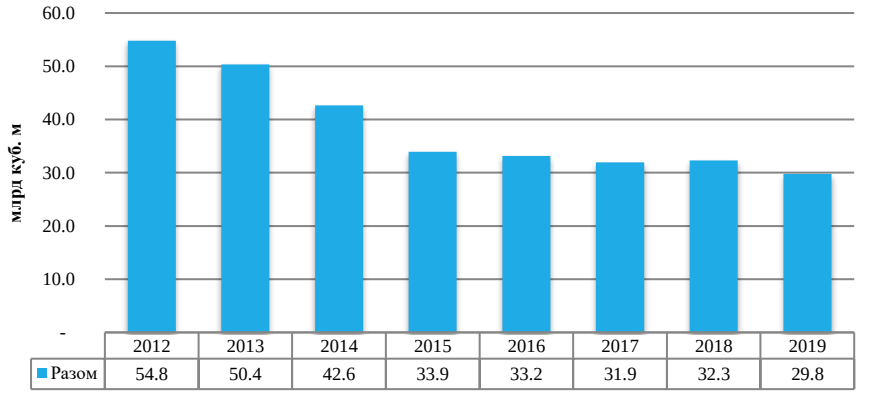


Рис. 1.11 Обсяги відбору природного газу з ГТС для споживання по кожному регіоні України в 2019 році

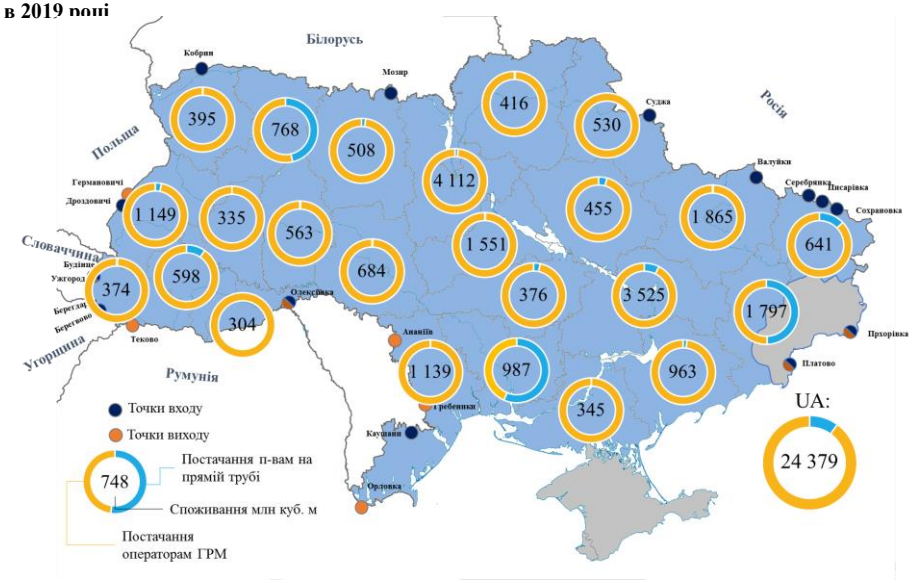
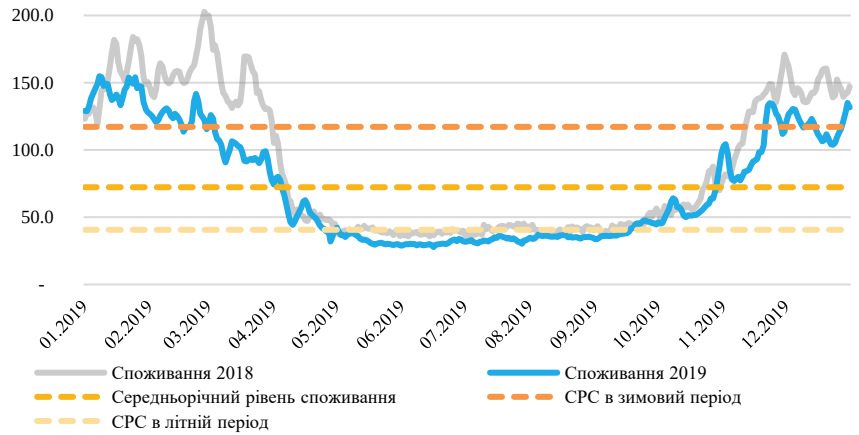


Рис. 1.12 Сезонне коливання споживання газу в 2018 – 2019 рр., млн куб. на добу



Споживання природного газу в Європі та Туреччині

В історичній перспективі російський газ частково транспортувався до Туреччини через Україну, однак цей транзит було припинено на початку 2020 р. після введення в експлуатацію газопроводу "Турецький потік". Проте динаміка споживання природного газу в Туреччині має значний вплив на потенційний транзит через газотранспортну систему України.

За останні десять років показники споживання газу в Європі коливалися від пікового рівня понад 561.0 млрд кубометрів газу в 2010 році до мінімального рівня, що в 2014 році становив 434.4 млрд кубометрів газу. Насправді в 2018 році був зафіксований попит на рівні середнього показника за цей період. В Туреччині зростання споживання газу протягом десяти років починаючи з 38.1 млрд кубометрів в 2010 році сягнуло пікового рівня, що становив 53.7 млрд кубометрів в 2017 році, після чого протягом 2018-2019 рр. році цей показник скоротився до 44.9 млрд кубометрів.

На сьогоднішній день основною тенденцією на ринку природного газу країн Європи є використання природного газу в якості доступнішої та ефективної альтернативи іншим видам «екологічно брудного» викопного палива, до прикладу такого, як вугілля та нафта. Відповідно попит на природний газ в Європі залишається в основному стабільним.

Загальне споживання природного газу в Європі та Туреччині за 2019 рік становило 547,9 млрд куб. м, що на 0,6%, або на 3,4 млрд куб. м. більше ніж в попередній період..

Поступове незначне зростання споживання природного газу пояснюється зростанням використання газу для виробництва електроенергії, а саме переходом з вугілля на природний газ під впливом низьких цін та підвищення ціни на викиди CO_2. Підвищення європейських цін на викиди CO_2, та зниження цін на газ, що підвищило конкурентоспроможність ТЕС, які працюють на газі в порівнянні з вугільними. Дана ситуація забезпечила значно вищу рентабельність найбільш ефективних газових електростанцій в порівняні з вугільними відповідно давши додатковий стимул для збільшення споживання природного газу електричною генерацією

Також на стимулювання споживання вплинули погодні умовами, які склались в Європі у 2019 р. Вони знизили ефективність використання відновлюваних джерел енергії, наприклад, ГЕС в Іспанії та Італії.

Все більш непередбачуваний характер нашої погоди робить великий вплив на використання газу та відновлюваних джерел енергії, які є одночасно конкуруючими та взаємодоповнюючими. Як результат, зростає потреба у гнучкому виробництві електроенергії та додаткових маневрових потужностей, де основну роль на сьогоднішній день грає природний газ.

В 2019 році основними споживачами природного газу в Європі були:

- Німеччина – 92,8 млрд куб. м
- Велика Британія – 81,8 млрд куб. м
- Італія – 73,8 млрд куб. м
- Франція – 45,6 млрд куб. м
- Нідерланди – 38,5 млрд куб. м

Найбільшою категорією споживання природного газу в більшості країн Європи та ЄС на сьогоднішній день є промисловість та генерація теплової і електричної енергії. Високий рівень споживання природного газу в Європі обумовлено значним поширенням ТЕС, які працюють на природному газі, у зв'язку з їх вищою продуктивністю, наявністю кращої газової інфраструктури та більшою екологічністю газу в порівняні з вугіллям та нафтою. Третьою категоріє споживання є побутові споживачі на частку, яких в ЄС припадає близько 27,1% обсягів споживання природного газу. Використання природного газу в транспорті є значно поширеним в Європі (загальна частка в ЄС становить 0,8%), що обумовлено нижчою вартість газу в порівнянні з іншими видами палива, а також його мобільністю та екологічністю.

Показники споживання з урахуванням погодних умов звертають увагу на те, що побутове та промислове споживання в ЄС зменшилося в середньому на 0,3% в період з 2010 по 2018 рр. До таких наслідків призвів поступовий перехід до електричного опалення та підвищення ефективності. Протягом цього періоду побутовий та промисловий попит на газ в Туреччині стрімко зростав приблизно на 10% на рік разом з одночасним впровадженням програми підключення газу та відмовою від дизельного палива.

Споживання природного газу в промисловому секторі ЄС переживає занепад, середньорічний приріст за період з 2010 по 2017 рр. становить 0,1%. В той час як в хімічній промисловості зареєстровано збільшення споживання газу, в чорній металургії та галузі машинобудування цей показник зменшився. На відміну від ЄС попит на газ в промисловості Туреччини зростає на 7,4% на рік.

Рис. 1.13 Споживання природного газу в країнах Європи в 2019 році[5]

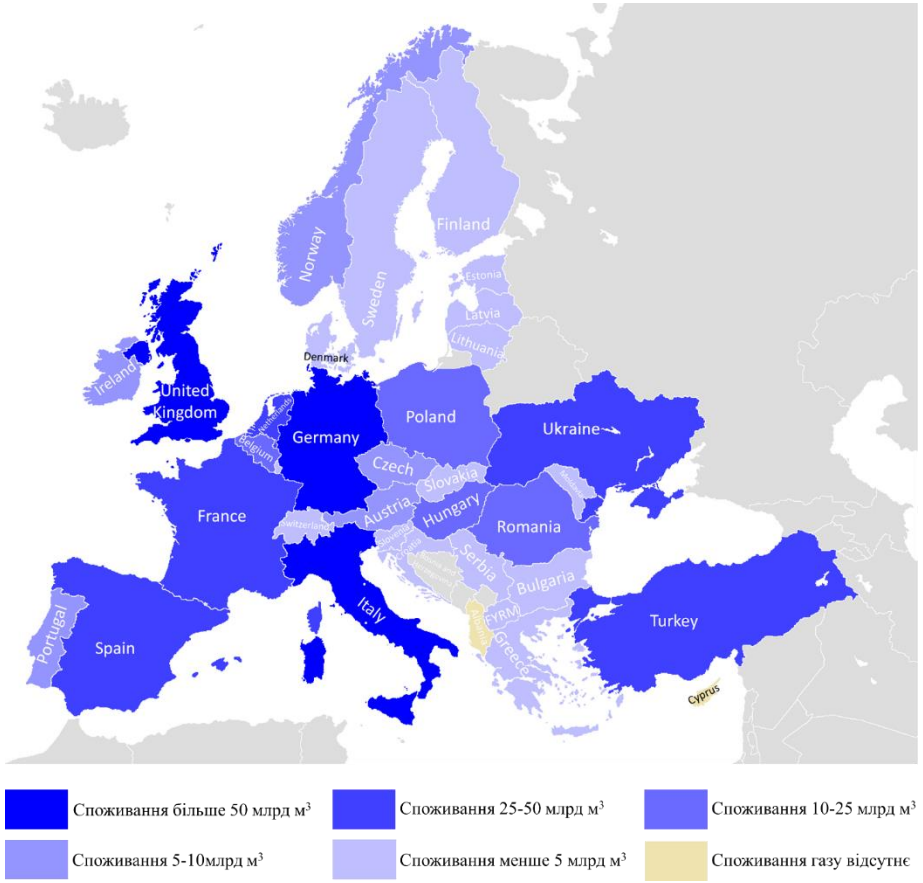
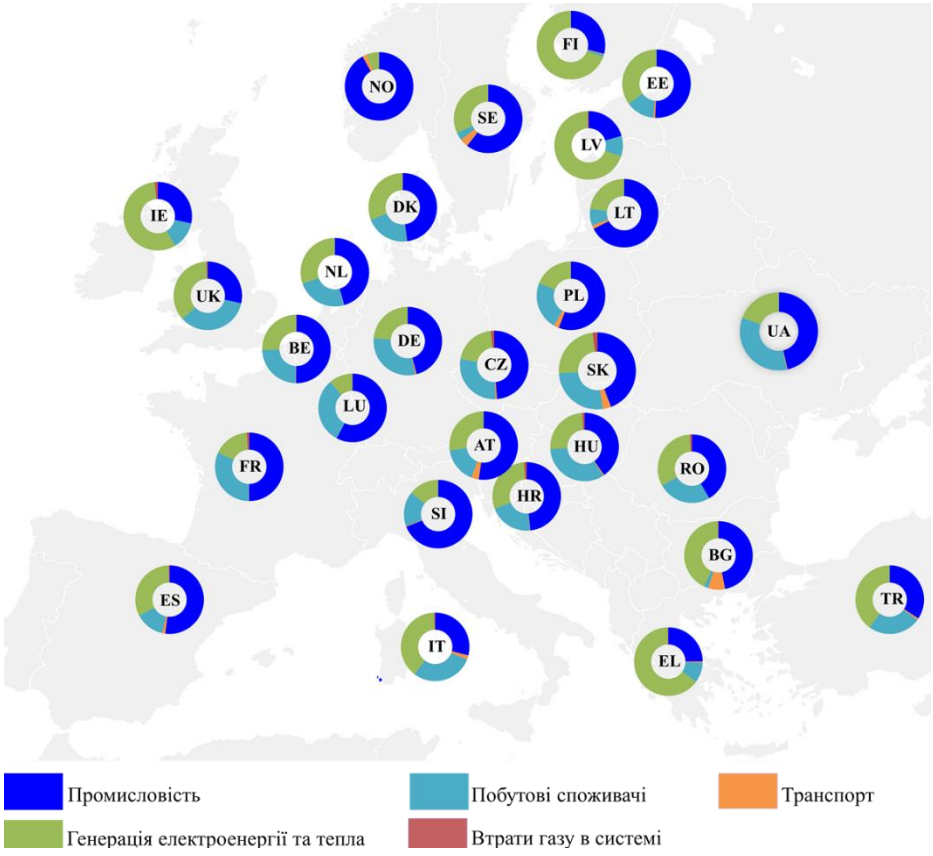


Рис. 1.14 Споживання природного газу в країнах Європи за категоріями в 2018 році



[5] Джерело: Eurostat

ВИДОБУТОК ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Видобуток природного газу в Україні

Україна є четвертою країною за обсягами видобутку за цим показником вона уступає лише Норвегії, Великобританії та Нідерландам.

Обсяги видобутку природного газу в чотирьох найбільших країнах виобувниках за 2019 рік, становили:

Норвегія – 119,1 млрд куб. м

Велика Британія – 39,9 млрд куб. м

Нідерланди – 33,7 млрд куб. м

Україна – 20,7 млрд куб. м

Румунія – 10,0 млрд куб. м

Більшість запасів та виробництва природного газу знаходяться на сході України, де також є високий потенціал для видобутку сланцевого газу та газу зі слабопроникних порід. Головними регіонами видобутку природного газу вважаються Харківська та Полтавська області, де видобуток природного газу становить понад 90% видобутку газу в Україні. Крім цих двох областей виробництво газу здійснюється в 10 інших областях: у Львівській (близько 3,5% загального виробництва), Дніпропетровській (близько 2,5% загального виробництва), Івано-Франківській (близько 2,5% загального виробництва) та інших (менше 1% загального виробництва).

Вже понад століття в Україні триває видобуток газу, попри це країна залишається багатою на традиційні та невикористані нетрадиційні запаси. Співвідношення запасів до виробництва (R/P) в Україні становить близько 39 років, а загальна кількість доведених запасів газу нараховує 0,8 трильйон кубометрів. Щорічний видобуток природного газу в Україні складає 2%, що набагато нижче, ніж в багатьох інших країнах - виобувниках газу. Це свідчить про геологічний потенціал України, достатній для задоволення власних газових потреб та розвитку в ролі постачальнику газу в сусідні країни.

Загалом видобуток природного газу в Україні протягом останніх років перебував на рівні 20,0 – 21,5 млрд куб. м. Проте варто відзначити, що частина природного газу, який видобувається, в подальшому також використовується для підтримання видобутку, транспортування внутрішніми мережами газотранспортних компаній та на компримування газу на ДКС з метою його подачі до газотранспортної системи (далі – ВТВ видобутку). Протягом останнього часу рівень ВТВ видобутку зростає у зв'язку з виснаженістю родовищ.

В 2019 році загальна кількість видобутого газу становила 20,7, що на 1% менше ніж в попередньому періоді. **Таким чином Український видобуток природного газу задовольняє потреби Українського ринку природного газу на 69,2 %.**

Важливим регіоном видобутку природного газу також була АР Крим, проте починаючи з II кварталу 2014 року, у зв'язку з тимчасовою окупацією даного регіону Російською Федерацією, надходження природного газу до газотранспортної системи України припинилося.

Рис. 1.15 Україні в період з 2012 по 2018 роки в млрд куб. м/рік[6]

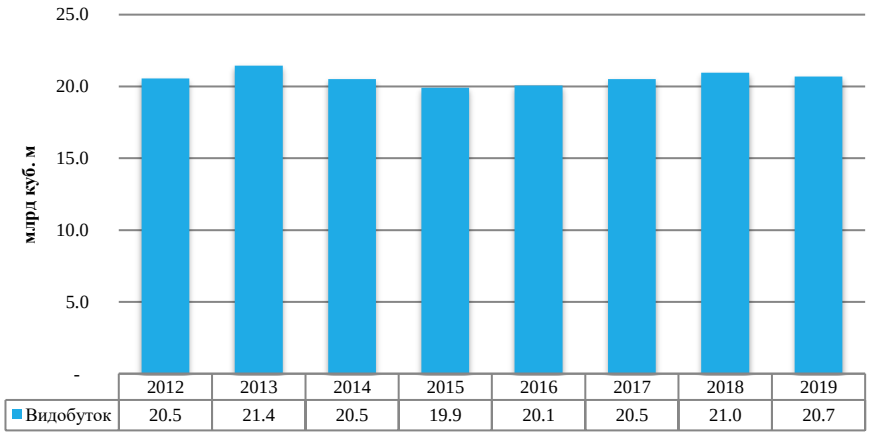
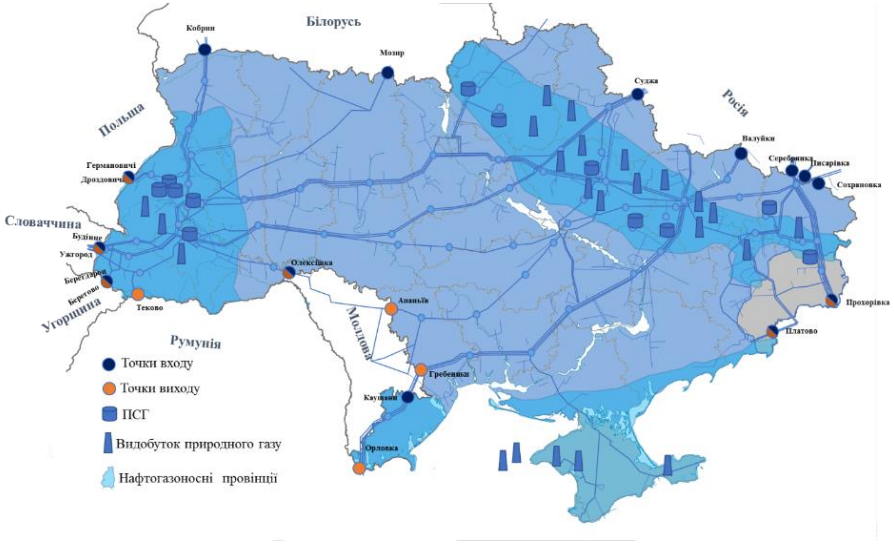
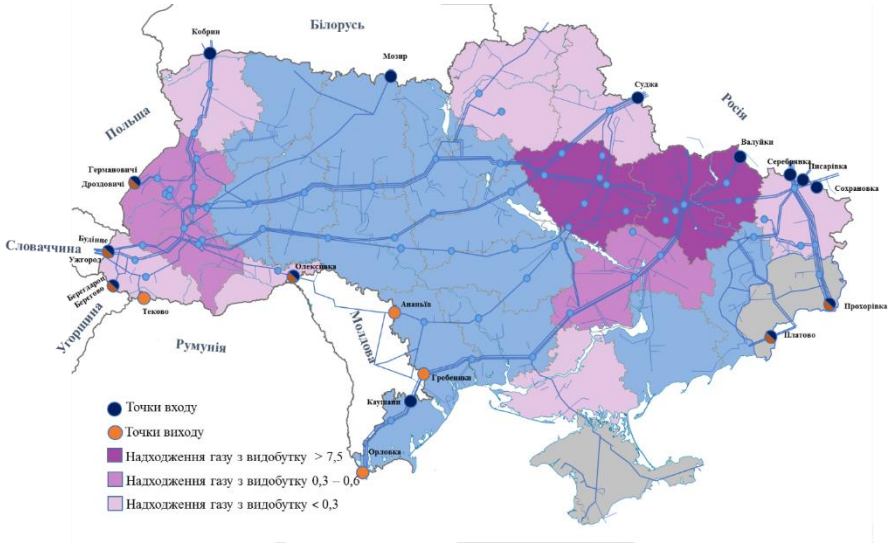


Рис. 1.16 Карта газової інфраструктури України та основних місць видобутку газу



[6] Джерело: АТ «Укртрансгаз»

Рис. 1.17 Надходження природного газу до ГТС від газовидобувних компаній в розрізі кожного регіону України в млрд куб. м/рік



Ви природного газу в Європі

Загальний видобуток природного газу в Європі в 2019 році становив 230,0 млрд куб. м природного газу (в т.ч. і Україна), з яких в країнах ЄС було видобуто 109,9 млрд куб. м. Загалом протягом останніх років в ЄС прослідковується чітка динаміка до скорочення видобутку природного газу, що в першу чергу пов'язано із виснаженням найбільш продуктивних родовищ природного газу, в особливості газового родовища Гронінген на території Нідерландів

За останні 5 років більше ніж на половину зменшилося виробництво газу в Нідерландах. Нідерланди, що в 2016 році посідали друге місце за обсягами виробництва газу в Європі, поступилися місцем Великій Британії та вперше в історії в 2018 році стали нетто-імпортером природного газу. Падіння виробництва на «унікальному» родовищі Гронінген з 54 млрд куб. м в 2013 р. до менше ніж 16 млрд куб. м в 2019 р. було основною причиною такого зниження. Причиною скорочення стало виникнення землетрусів спричинених активним видобуток природного газу, що в кінцевому результаті спонукало уряд Нідерландів направити свою політику на скорочення видобутку.

В період з 2013 по 2017 рр. відновлене виробництво природного газу в Великій Британії продемонструвало річне зростання на 3%. Однак у 2018 р. ситуація кардинально змінилася, видобуток газу впав на 3% й склав менше 41 млрд кубометрів газу. З іншого боку, за останні десять років зростання виробництва в Норвегії досягло пікового рівня в 2017 році й за прогнозами залишиться стабільним до 2024 року.

На сьогоднішній день важливого значення для країн Європи набуває виробництво біогазу та біометану.

Загалом в 2018 році в Європі було вироблено 22,787 ГВт біометану (бл. 2,0 млрд куб. м), що на 14% більше ніж в попередньому періоді. Найбільшими країнами виробниками біометану є Німеччина, Франція, Швеція та Велика Британія.

Загалом в Європі станом на 2020 рік нараховувалося 729 біометанових установок, з яких в Німеччині - 232 од., у Франції – 131 од., у Великій Британії – 80 од., Швеції – 70 од. Загалом згідно даних EBA та GIE до розподільчих мереж підключено 34% біометанових установок, до ГТС підключена лише 19 %, решта є непідключеними до жодної з мереж (34%), або по них відсутня інформація.

Рис. 1.18 Видобуток природного газу в країнах Європи в 2019 році

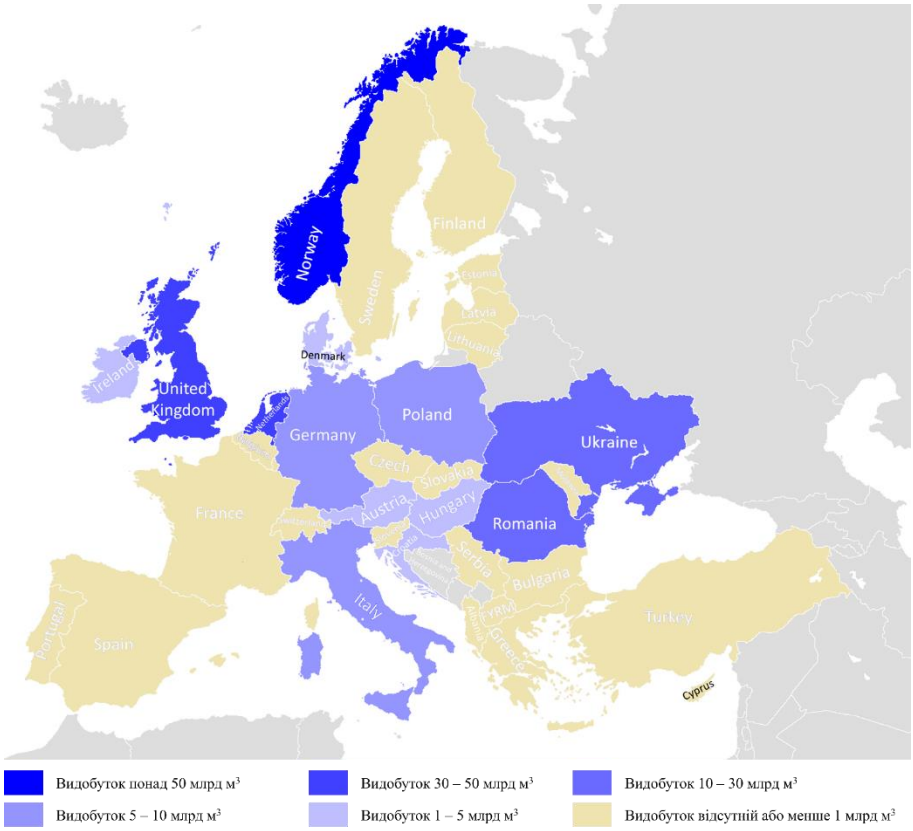
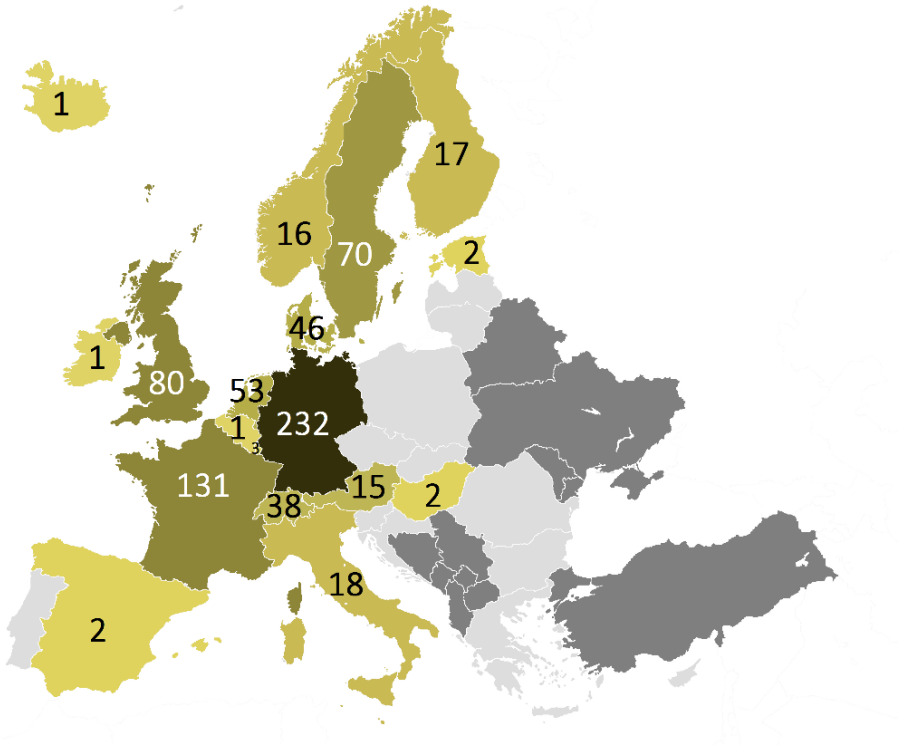


Рис. 1.19 Розміщення біометанових установок по країнах[7]



ІМПОРТ/ЕКСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Імпорт природного газу в Україну

Оскільки видобуток природного газу в Україні не повністю перекриває її потреби, наприклад станом на 2019 рік видобуток зміг перекрити потреби ринку лише на 69,2%, відповідно для України важливим залишається питання імпорту природного газу за зовнішніми джерелами.

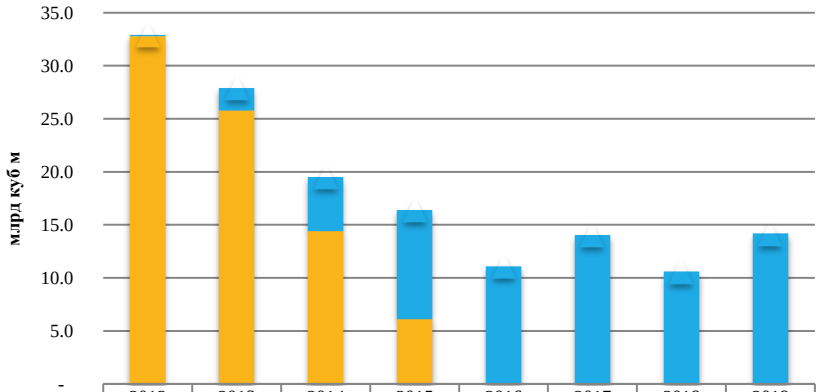
До 2015 року основним джерелом імпорту природного газу був східний кордон України, куди здійснювалося постачання російського природного газу. **Починаючи з 25.11.2015 року Україна припинала імпорт природного газу з Росії.**

За 2019 рік Україна імпортувала 14,2 млрд куб. м природного газу, при цьому весь газ було імпортовано з Європи. Станом на 2019 рік Україна мала три основні джерела/маршрути постачання природного газу – Словаччина, Угорщина, Польща.

Основним маршрутом надходження природного газу до України залишається словацький, на який в 2019 році припало 64,2% всього імпорту.

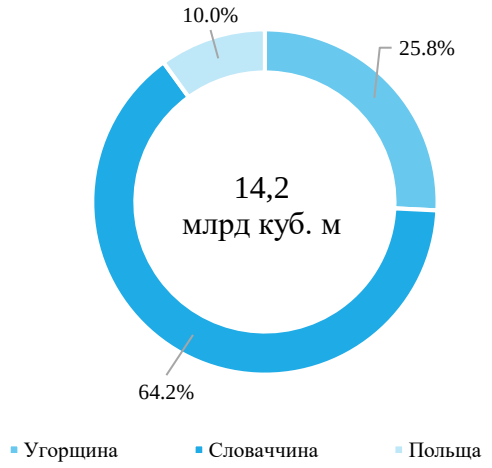
[7] Джерело: EBA,GIE

Рис. 1.20 Динаміка імпорту породного газу в Україну за період з 2012 по 2019 роки в млрд куб. м/рік



	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
з країн ЄС	0.1	2.1	5.1	10.3	11.1	14.1	10.6	14.2
з Росії	32.8	25.8	14.4	6.1				
Імпорт разом	32.9	27.9	19.5	16.4	11.1	14.1	10.6	14.2

Рис. 1.21 Імпорт природного газу за джерелами/маршрутами надходження



Імпорт природного газу на Європейський континент та до Туреччини

Більшість країн Європи разом з Туреччиною не в змозі повністю покрити внутрішні обсяги споживання природного газу за рахунок власного виробництва (крім Норвегії та Данії). Отже країнам Європи та Туреччині приходитеся імпортувати природний газ через газопроводи та LNG. В 2019 р. чистий імпорт газу у Європі становив 337,2 млрд куб. м з урахуванням виробництва та експорту газу в Норвегії. Туреччина є значно залежною від імпорту газу, оскільки власне виробництво газу в країні практично дорівнює нулю (станом на 2019 р. – 0.5 млрд куб. м).

Впродовж останніх років надходження газу до Європи через російські та норвезькі газопроводи лишається стабільним, проте, також спостерігається невелике зростання показників ПАТ «Газпрому».

ПАТ «Газпром» вдалося захопити частку зростаючого ринку імпорту газу, після падіння обсягів видобутку в Європі, хоча в 2019 р. у зв'язку з конкуренцією з боку LNG його частка ринку імпорту дещо зменшилася. Експорт алжирського газу через газопровідну мережу до Європи, в першу чергу до Іберійського півострова та Італії.

Після введення в експлуатацію Трансанатолійського газопроводу (TANAP) в 2018 році потужністю 6 млрд кубометрів газу на рік збільшилися обсяги транспортування азербайджанського газу до Туреччини.

В останні роки відбулося зростання імпорту LNG, в 2019 році цей показник нараховував близько 31.8% загального імпорту природного газу до Європи. В 2019 році найбільші обсяги імпорту LNG були зафіксовані з Катару (31.8%), Нігерії (17.1%) та Алжиру (12.1%). В 2019 р. найбільшими імпортерами LNG були Іспанія (19.9%), Франція (18.7%), Велика Британія (17.4%) та Італія (12.9%) . Збільшення імпорту СПГ до ЄС було пов'язане в першу чергу зі збільшенням експорту LNG з США до Європи у 2019 році. Одночасно обсяги постачання газу з Катару збільшилися до 23.8% - 34.1 млрд кубометрів газу на рік. Значно збільшився також об'єм СПГ, що постачається до Європи російським підприємством Ямал СПГ. В 2020 році планується максимальне збільшення щорічного видобутку в США (US Gulf) - промислове освоєння почнеться на початку 2020 р., збільшить світові показники постачання LNG на 80,7 млн кубометрів на добу та зростатиме до 157 млн. кубометрів на добу наприкінці року, отже найближчим часом доступні обсяги газу лишаться на тому ж рівні. Разом проєкти узбережжя US Gulf наприкінці 2020 р. зможуть забезпечити 272,4 млн. кубометрів газу на добу.

Станом на кінець 2019 р. на території ЄС є 29 великих терміналів для імпорту СПГ загальною потужністю регазифікації близько 241.0 млрд кубометрів газу на рік. В 2019 р. обсяг імпорту LNG країнами ЄС нараховував 107,3 млрд кубометрів газу, а це означає що в середньому термінал використовували на 48%. Це свідчить про значне збільшення імпорту LNG з 58 млрд кубометрів (середній показник експлуатації терміналу сягав 27%) в 2018 р. В Європі спостерігається розвиток додаткових потужностей регазифікації у розмірі 7 млрд куб. м на рік, наприклад, в 2019 р. збільшили потужності діючих терміналів та почали роботу над новим проєктом в Хорватії. В інших країнах Європи також розробляють проєкти LNG, Німеччина запропонувала чотири проєкти. Світовому ринку потрібно засвоїти всі ці значні обсяги експорту LNG, навіть з Катару.

Рис. 1.22 Імпорт природного газу за джерелами/маршрутами надходження

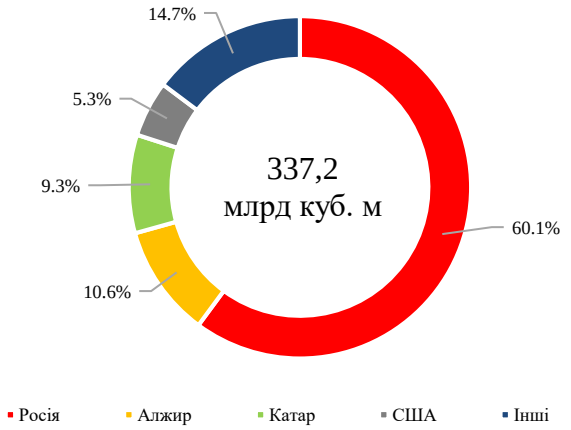
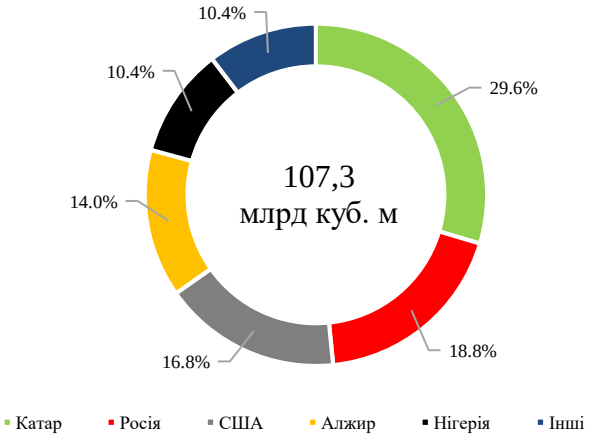


Рис. 1.23 Розподіл LNG за джерелами/маршрутами надходження



ВІДБІР ТА ЗАКАЧУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Відбір та закачування природного газу в Україні

Загалом споживання природного газу перекривається, насамперед, з видобутку, імпорту та LNG, проте в зимовий період часу споживання, як видно з Рис. 1.11 може значно зростати (більш ніж в 3 рази) в порівняні з літнім періодом часу. В даній ситуації зазначених джерел надходження природного газу є недостатньо, відповідно, з метою перекривання недостатнього ресурсу використовуються підземні газосховища, які додатково до цього стабілізують ціни в зимовий період часу та є гарантом стабільності постачання газу.

Також важливу роль в стабільності транспортування природного газу відіграє «Linepack» (обсяг технічного газу в трубі), який дозволяє оператору газотранспортної системи оперативно реагувати на зміни споживання природного газу в годинному та добовому режимах. Використання «Linepack» (далі - лайнпек) дуже добре проілюстровано на Рис. 1.23 коли фактично за рахунок лайнпеку оператор газотранспортної системи в найкоротші терміни зумів перекрити різкі коливання пікового споживання природного газу.

Україна має найбільші систему газосховищ в Європі – сумарною місткістю 30.6 млрд куб. м

Обсяги закачування/відбору газу напряму пов'язані з сумарним обсягом прогнозованого споживання природного газу.

Відбір та закачування природного газу на Європейському континенті

Європейська система газосховищ є однією з найбільш розвинутих в світі і забезпечує стабільність усього європейського ринку газу в зимовий період. Загальна місткість усієї системи газосховищ становить близько 105 млрд куб. м та продуктивність відбору при максимальному завантажені 1,84 млрд куб. м на добу. Найбільша система газосховищ знаходиться на території Німеччини (ємність 21,5 млрд куб. м) Італії (ємність 18,5 млрд куб. м) та Нідерландів (ємність 13,1 млрд куб. м)

Протягом другої половини 2019 року європейський ринок готувався до потенційної неспроможності Росії та України укласти транзитну угоду. У відповідь на стурбованість можливістю порушення транзиту російського газу через Україну до європейських підземних газосховищ були завантажені великі кількості природного газу. Тепла погода 2019 року дозволила збільшити запаси до рекордного рівня на початок зими. Кількість газу для завантаження у сховища додатково збільшилась за рахунок зрідженого газу, що постачається до Європи. Кількість газу в газосховищах перевищила 100 млрд куб. м наприкінці жовтня 2019 року, що є найбільшим показником в Європі за весь час. Запаси на кінець грудня були дещо більшими, ніж запаси на початок зими (наприкінці жовтня) за будь-який попередній рік.

Таке надмірне заповнення газосховищ по всій Європі було викликано побоюваннями зі сторони країн ЄС, що не буде досягнуто домовленості між ПАТ «Газпром» з однієї сторони та ТОВ «Оператор ГТС України» і НАК «Нафтогаз» з другої сторони, щодо продовження транзиту природного газу через територію України з 01.01.2020 після закінчення дії контракту №ТКГУ.

Рис. 1.24 Відношення обсягу відбору газу до річного споживання, млн куб. м на добу

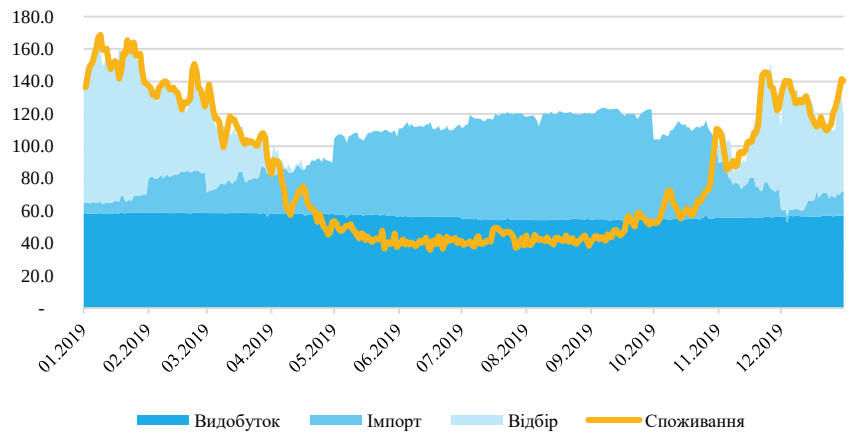


Рис. 1.25 Добова динаміка обсягів закачування/відбору газу в Україні за період з 2015 по 2019 рр., млн куб. м

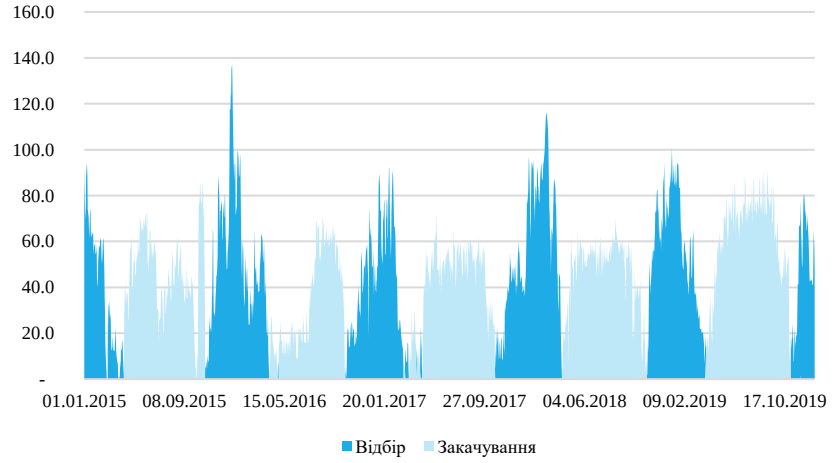


Рис. 1.26 Рівні запасів газу в ЄС млрд куб. м[8]

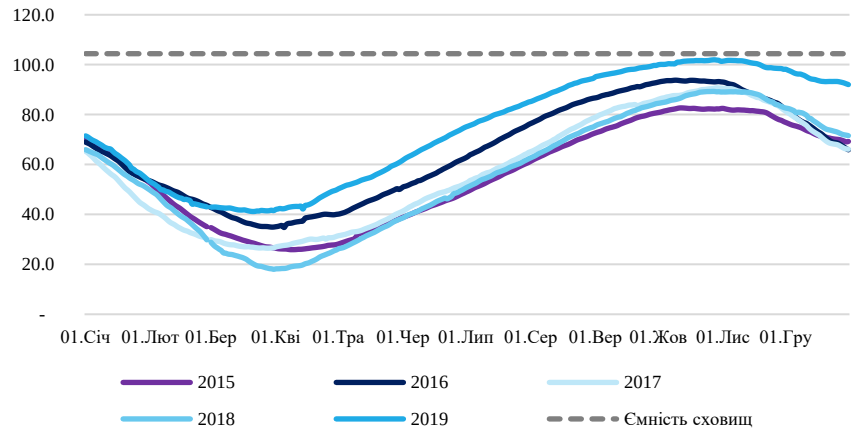
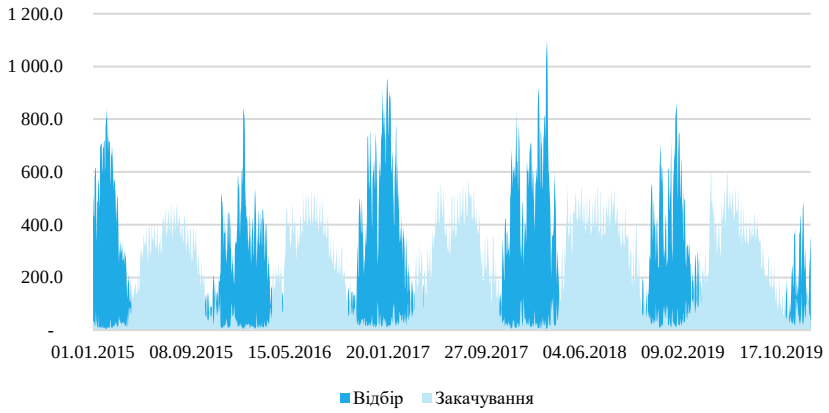


Рис. 1.27 Добова динаміка обсягів закачування/відбору газу в ЄС за період з 2015 по 2019 рр., млн куб. м



[8] Джерело: GIE

ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА РОЛЬ ОПЕРАТОРА ГТС

Український ринок природного газу

Український ринок природного газу розпочав свій активний розвиток з 2016 року, коли в Україні набрали чинності Закон України «Про ринок природного газу» та Кодекси газотранспортної системи, газосховищ і газорозподільчих систем.

Створення умов для імпорту газу з Європи (Словаччина, Угорщина і Польща) надали можливості для вільного постачання природного газу з Європи, тим самим ліквідувавши монополію ПАТ «Газпром» на постачання газу до України. Також це відкрило український ринок для іноземних трейдерів та сприяло розвитку новостворених українських трейдерів.

Відкриття ринку, яке відбулося в 2014 році було неповним. Ринок було відкрито лише для промисловості та бізнесу, в той же час залишивши його закритим для населення та ТКЕ, які здійснюють виробництва тепла для побутових споживачів – тобто даний ринок відносився до ПСО (публічні спецобов'язки). Єдиним постачальником газу в рамках ПСО був НАК «Нафтогаз України».

01.08.2020 було завершено перехід на відкритий ринок природного для побутових споживачів. Це означає, що кожний громадянин України має змогу вибирати собі будь-якого постачальника газу, який пропонує найбільш вигідні умови на ринку.

Протягом останніх років український ринок природного газу дуже розвивається, про що свідчить зростання обсягів торгівлі на VTP та кількості (Рис 1.27).

Ціни на газ в Україні є синхронними з основними європейськими хабами (Рис. 1.29). Проте фактична ціна на Українській енергетичній біржі є вищою, що викликано наявністю додаткових витрат на транспортування від європейських хабів до України через газотранспортні системи країн Європи.

Зазначена різниця є досить значною (для порівняння в Європі цінова маржа між хабами є незначною, що свідчить про високий рівень розвитку європейського ринку в порівнянні з українським) і для її усунення необхідно сприяти розвитку Української біржової торгівлі енергоресурсами, запустити на базі українських газосховищ Східноєвропейський газовий хаб, стимулювати збільшення видобутку власного природного газу та забезпечити за можливості бронювання потужності на східному кордонні європейськими трейдерами, які зможуть зберігати природний газ в українських газосховищах.

Основні нормативні документи, які визначають модель ринку природного газу України:

- Закон України «Про ринок природного газу»;
- Закон України «Про нафту і газ»;
- Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»;
- Закон України «Про трубопровідний транспорт»;
- Кодекс газотранспортної системи;
- Кодекс газосховищ;
- Кодекс газорозподільних систем;

Рис. 1.28 Об'єм «OTC market» на Українській VTP за період 2016 – 2018 рр.

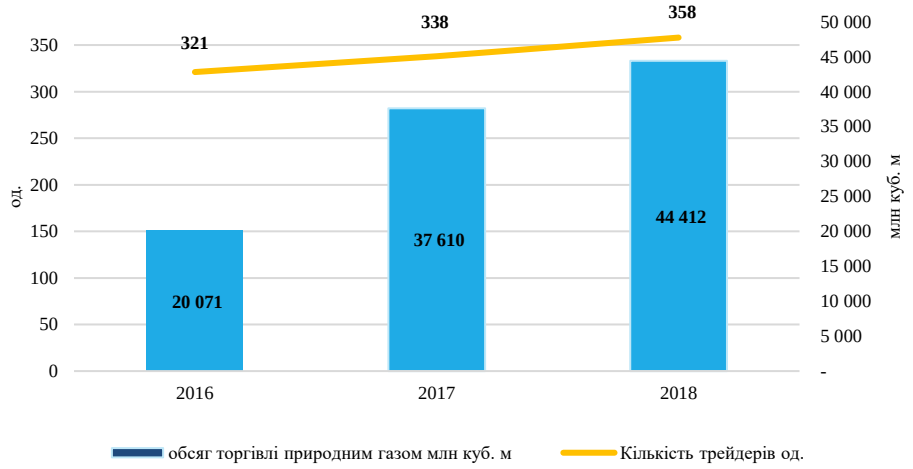
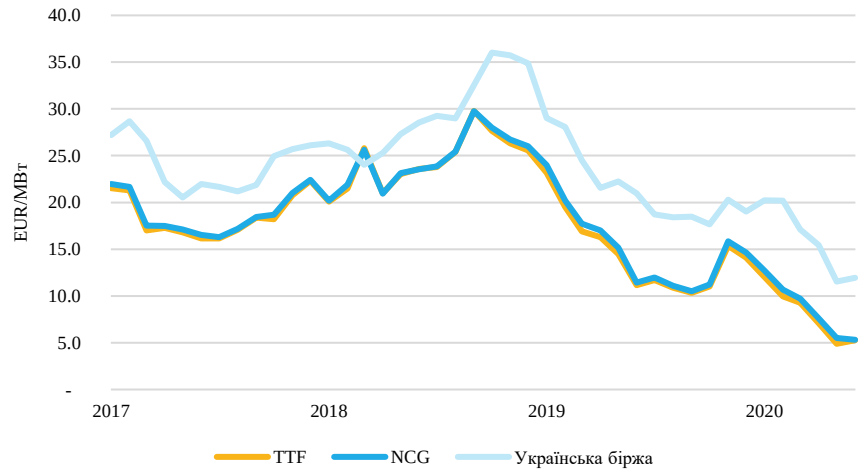


Рис. 1.29 Місячні котирування на українській біржі та європейських хабах[9]



[9] Джерело: TTF, Gaspool, УЕБ. Ціни скореговані до стандартних умов.

Європейський ринок природного газу та інтеграція

На сьогоднішній день на європейському континенті прослідковується тенденція до об'єднання різних газових хабів, які знаходяться в одному правовому полі (державі) в один. BNetzA (Німецьке федеральне мережеве агентство) та федеральний уряд Німеччини заявили про готовність об'єднати німецькі ринки NCG і Gaspool до 2022 року.

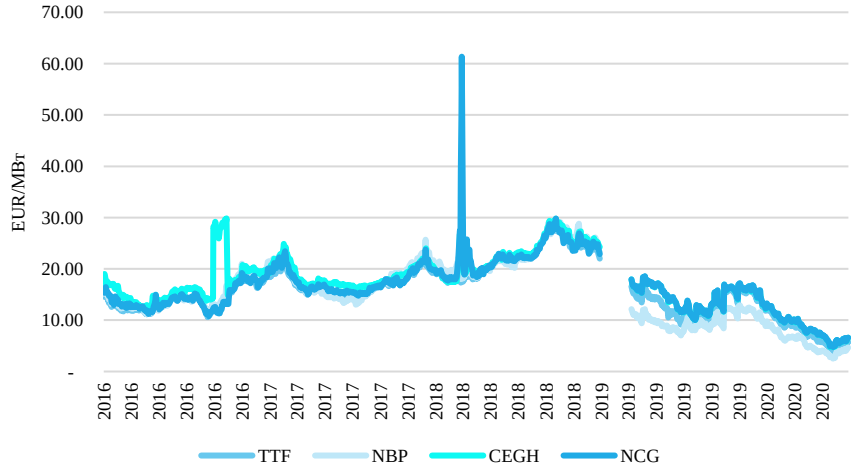
Станом на сьогоднішній день всі Регламенти (ЄС), що регулюють діяльність на ринку природного газу у відповідності до «Третього енергетичного пакету» є практично повністю імплементованими в національне законодавство. Ці регламенти створюють умови для гармонізації національного енергетичного законодавства із загальноєвропейським та створює умови для інтеграції національних ринків та єдиних принципів діяльності на них.

Відповідно основною моделлю усього європейського ринку є високий рівень його конкурентоспроможності та інтегрованості.

Газові хаби/біржі TTF та NBP є найбільшими та найбільш ліквідними торговими площадками на Європейському континенті. Саме вони є основними маркерами ціни на газ, проте в майбутньому можна прогнозувати зростання значення об'єднаного німецького хабу, у зв'язку з тим, що він працюватиме на найбільшому ринку Європи, а також вхідні потужності до нього по транзитним газопроводам будуть становити 142,6 млрд куб. м.

Як видно з рис. 1.24 найбільш стабільні ціни прослідковуються на газових хабах TTF та NCG, у зв'язку з тим, що ці хаби мають багато різних джерел надходження природного газу, а також наявні потужності здатні значно перекривати пікове споживання природного газу.

Рис. 1.30 Котирування на основних європейських газових



1.4 ПОПИТ НА ПОТУЖНОСТІ В ПОПЕРЕДНІ ПЕРІОДИ.

МІЖДЕРЖАВНІ ТОЧКИ З'ЄДНАННЯ

Станом на кінець 2019 року, точки з'єднання ГТС України з газотранспортними системами суміжних країн Європи можна умовно розділити на дві групи: точки, де вже були впроваджені європейські правила взаємодії та точки, де впровадження європейських правил взаємодії заблоковане умовами контракту № ТКГУ – даний контракт втратив свою чинність 01.01.2020 р.

Загальна потужність точок входу з територій Росії та Білорусі становить 838,3 млн кубометрів газу/добу, з яких з території Росії 732 млн кубометрів газу/добу Проте, завантаження потужностей в середньому склала 35% з 2012 по 2019 рік для російського входу. Для Білорусі це було нижче 7,5%. При цьому використання даних точок припинилося з 2016 року.

Європейські правила були введені протягом 2012-2016 років в наступному порядку, який забезпечив вільний доступ третіх сторін до потужностей цих зовнішніх точок підключення, які використовуються для імпорту газу в Україну:

- Германовичі (Польща)
- Берегдароц (Угорщина)
- Будінце (Словаччина)
- Орловка (Румунія)

Ситуація по міждержавних точках з'єднання станом на 01.07.2020[10]:

Інформуємо, що наразі з оператором ГТС Польщі компанією GAZ-System ltd. була укладена угода по об'єднаній віртуальній точці – ВТЗ Україна-Польща – яка об'єднує інші точки міждержавного з'єднання – Германовичі (ГВС на території Польщі) та Дроздовичі (ГВС на території України).

Перший імпорт природного газу через точку міждержавного з'єднання (по газопроводу Ду – 500) було розпочато з 1-го листопада 2012 року згідно з доповненням до "Операторської угоди" між операторами ГТС обох країн, яке передбачає можливість транспортування природного газу в Україну обсягом до 4,3 млн куб. м на добу.

В 2017 році між Операторами ГТС України та Польщі, було підписано доповнення до Диспетчерської угоди, яким було збільшено пропускну спроможність по точці міждержавного з'єднання Германовичі з 4,3 млн. куб. м на добу протягом року до 6,4 млн куб. м з 1.09 по 30.04, та 4,3 млн куб. м на добу протягом періоду з 1.05 до 31.08.

Total entry capacity:
15,5 mcm/d

Total exit capacity:
19,3 mcm/d

Firm entry capacity:
0,0 mcm/d

Firm exit capacity:
12,9 mcm/d

Інформуємо, що наразі з оператором ГТС Словаччини компанією Eustream a.s. укладені угод по міждержавних точках з'єднання «Ужгород»/«Будінце» та «Ужгород»/«Велки Капушани».

Відповідно до укладеної в 2014 році Угоди про взаємодію між операторами ГТС України та Словаччини в міждержавній точці з'єднання «Ужгород»/«Будінце» були проведені відповідні заходи для забезпечення поставок природного газу зі Словаччини в Україну. А вже з 16 серпня 2014 року розпочалися тестові поставки природного газу по даному напрямку. У 2016 році було підписано доповнення до угоди про взаємодію, які передбачали збільшення потужності з 40,0 млн куб. м до 42,5 млн куб. м на добу та забезпечення потужності в напрямку Словаччини на рівні 24 млн куб. м. В грудні 2019 року була підписана нова Угода про взаємодію по точці міждержавного з'єднання «Ужгород»/ «Велки Капушани», яка набрала чинності 01.01.2020.

Total entry capacity:
323,5 mcm/d

Total exit capacity:
305,0 mcm/d

Firm entry capacity:
27.0 mcm/d

Firm exit capacity:
300,0 mcm/d

Інформуємо, що наразі з оператором ГТС Угорщини компанією FGSZ ltd. була укладена угода (квітень 2020) по об'єднаній віртуальній точці – ВТЗ Берег – яка об'єднує інші точки міждержавного з'єднання – Берегово (ГВС на території України) та Берегдароц (ГВС на території Угорщини). По даних точках в 2013 році була підписана окрема угода про взаємодію, проте по точці Берегово дія угоди була обмеженою, у зв'язку з умовами контракту №ТКГУ. На сьогоднішній день укладені угоди повністю відповідають вимогам європейського законодавства, що дозволяє вільний доступ третіх сторін. На кінець 2019 року попередньою угодою була передбачена потужність на вхід до України на рівні 19,1 млн куб. м на добу. Згідно нової угоди потужності на вхід було розширено до 32,3 млн куб. м на добу. Проте дані потужності є переривчастими і значно залежать від наявності транзиту до Угорщини.

Total entry capacity:
32,3 mcm/d

Total exit capacity:
94,3 mcm/d

Firm entry capacity:
0,0 mcm/d

Firm exit capacity:
48,8 mcm/d

[10] Інформацію щодо вільної потужності можна отримати за посиланням: https://tsoua.com/en/transparency/available-capacities/

Інформуємо, що наразі з оператором ГТС Румунії компанією SNTGN «Transgaz» S.A. укладена угода про взаємодію покриває лише одну з п'яти точок міждержавного з'єднання, що створює штучне блокування наявної інфраструктури та блокує доступ десяткам компаній на ринок природного газу Румунії. Діюча угода була укладена у 2016 р. по точці з'єднання Ісакча I/Орловка (газопроводу транзит –1 (до Болгарії)). Проте до 01.01.2020 року по даній точці існували обмеження щодо можливості транспортування природного газу до України з території Румунії.

На даний момент оператори ГТС України та Румунії ведуть переговори щодо укладання угоди про взаємодію по точках міждержавного з'єднання Ісакча II-IV /Орловка (газопровід транзит II та III (до Туреччини), газопровід транзит IV (до Румунії)) та Теково/Медіаш Ауріт.

26 серпня 2020 року – Оператор ГТС України вперше здійснив на замовлення своїх клієнтів реверсне транспортування газу трансбалканським газовим коридором – з Греції через ГТС Болгарії та Румунії в Україну.

Total entry capacity:
11,5
mcm/d

Total exit capacity:
19,1
mcm/d

Firm entry capacity:
11,5
mcm/d

Firm exit capacity:
19,1
mcm/d

30.12.2019 року було підписано «Соглашения об оказании услуги по организации транспортировки природного газа через территорию Украины между ПАО «Газпром» и НАК «Нафтогаз Украины», передбачається транзит природного газу на рівні 65 – 40 млрд куб. м протягом 2020 – 2024 рр. Додатково даний договір передбачає можливість його подальшої пролонгації на 10 років.

Також з ПАТ «Газпром», було укладено Угоду про взаємодію по двох точках міждержавного з'єднання Суджа та Сохранівка. Угодою передбачається обмеження потужностей до 150,7 млн куб. м/добу по тмз Суджа та до 27,4 млн куб. м/добу по тмз Сохрановка – в 2020 році. Також угодою передбачається встановлення потужності на 2021 – 2024 рр. по тмз Суджа – 72 млн куб. м/добу, по тмз Сохрановка – 37,6 млн куб. м

Технічна потужність на вході до газотранспортної системи України по зазначених точках становить 467,2 млн куб. м/добу, таким чином існує значний запас потужності, що не використовується.

Total entry capacity:
109,6
mcm/d

Total exit capacity:
0,0
mcm/d

Firm entry capacity:
109,6
mcm/d

Firm exit capacity:
0,0
mcm/d

Наприкінці грудня 2019 року між ТОВ «Оператор ГТС України» та оператором ГТС Молдови компанією ТОВ «Молдоватрансгаз» і газовою компанією АТ «Молдовагаз» (власник: ТОВ «Молдоватрансгаз») було підписано підписали міжоператорську технічну угоду про взаємодію відповідно до європейських правил. Угода набрала чинності з 1 січня 2020 року по точках міждержавного з'єднання Олексіївка, Гребеники, Каушани, Ананьїв, Лиманське. Дана угода дозволяє використання точок в обох напрямках, що відкриває можливості для використання трансбалканського газового коридору, з метою транспортування природного газу до України з країн Балканського півострову.

Також сторони підписали договори на транспортування газу територіями України і Молдови для прикордонних споживачів обох країн.

Також молдавська сторона проявляє значний інтерес до використання потужностей українських ПСГ для зберігання природного, що збільшує надійність постачання газу молдавським споживачам.

Total entry capacity:
104,5
cm/d

Total exit capacity:
149,9
mcm/d

Firm entry capacity:
40,0
mcm/d

Firm exit capacity:
64,7
mcm/d

Інформуємо, що наразі з оператором ГТС Білорусії ПАТ «Газпром трансгаз Беларусь» немає укладених Угоду про взаємодію по двох точках міждержавного з'єднання Мозир та Кобрин. Оператор ГТС України не одноразово звертався до оператора ГТС з пропозицією укладання відповідної угоди, проте білоруська сторона повідомила, що дані угоди є предметом переговорів з їх власником – ПАТ «Газпром».

Також білоруській стороні було надано пропозиції про створення технічних умов для транспортування природного газу в обох напрямках через точки міждержавного з'єднання Мозир та Кобрин (наразі транспортування може здійснюватися за напрямком Білорусь – Україна). Проте дана пропозиція не була підтримана білоруською стороною.

На сьогоднішній день білоруська сторона змінила свою позицію та заявляє про зацікавленість збереження частини потужності на зазначених міждержавних з'єднаннях та створення технічних умов для транспортування газу в напрямку Білорусії.

Total entry capacity:
0,0
mcm/d

Total exit capacity:
0,0
mcm/d

Firm entry capacity:
106,3
mcm/d

Firm exit capacity:
106,3
mcm/d

Рис. 1.31 Тарифи оператора ГТС на точках міждержавного з'єднання

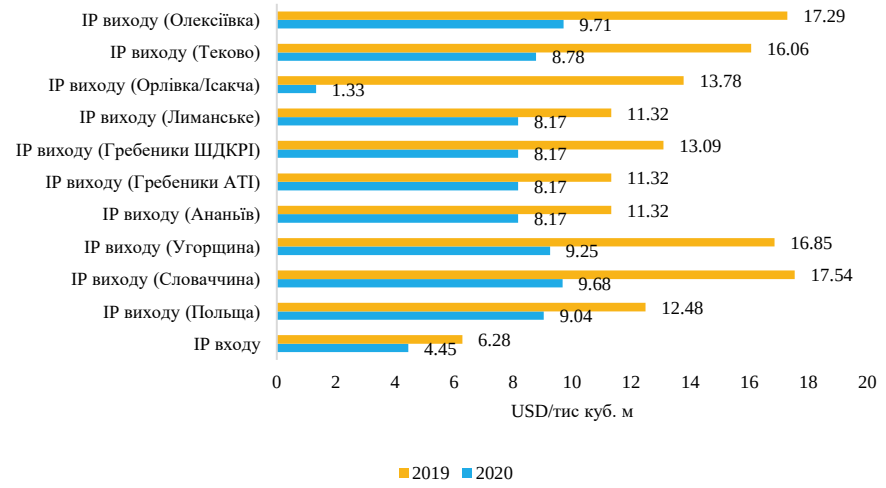


Рис. 1.32 щодобовий рівень завантаженості точок входу на кордонні Україна-Росія з 2012 по 2019.

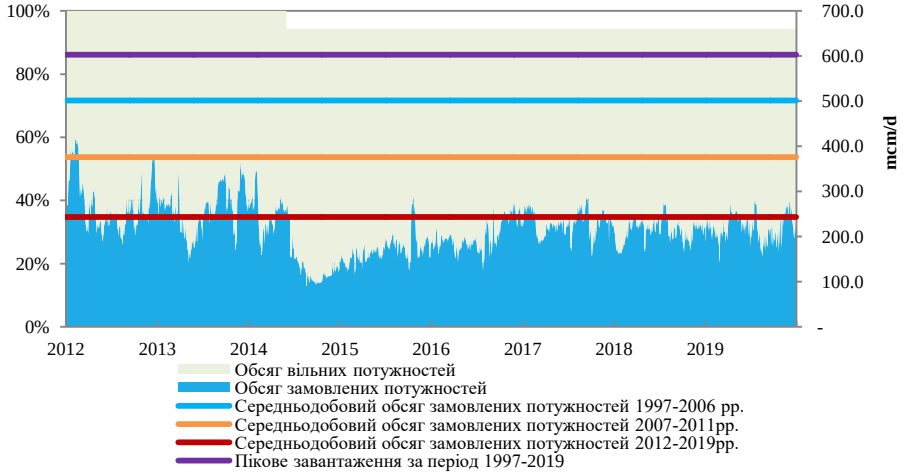


Рис. 1.33 щодобовий рівень завантаженості точок входу на кордонні Україна-Білорусія з 2012 по 2019.

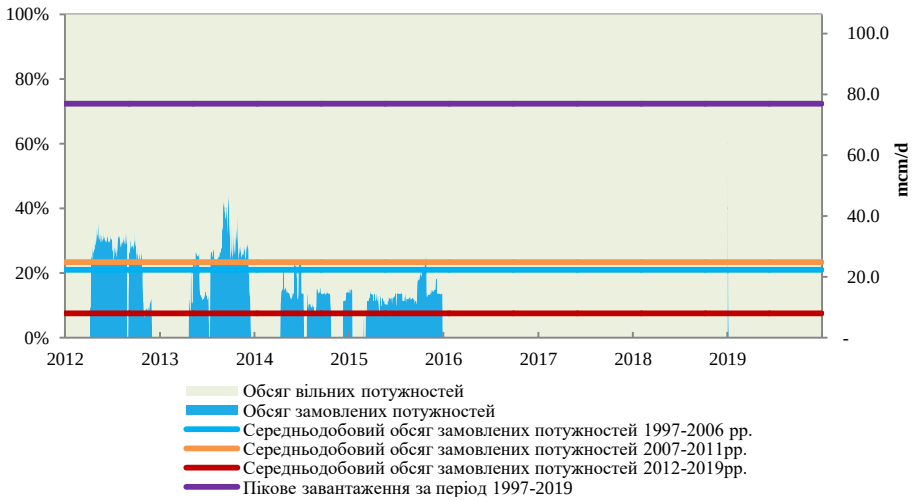


Рис. 1.34 щодобовий рівень завантаженості точок входу на кордонні Україна-Польща з 2012 по 2019.

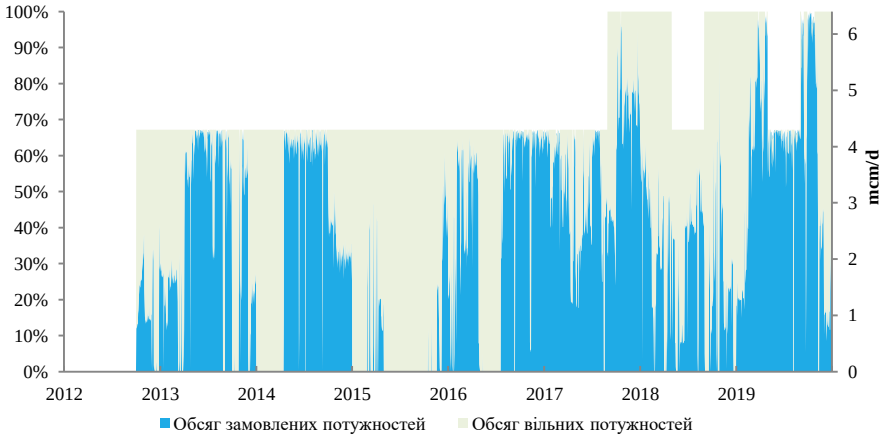


Рис. 1.35 щодобовий рівень завантаженості точок входу на кордонні Україна-Угорщина з 2012 по 2019.

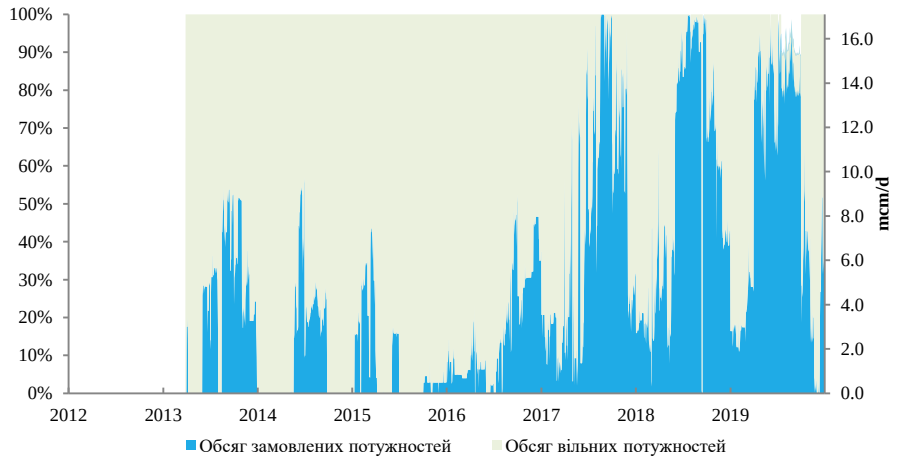


Рис. 1.36 щодобовий рівень завантаженості точок входу на кордонні Україна-Словаччина з 2012 по 2019.

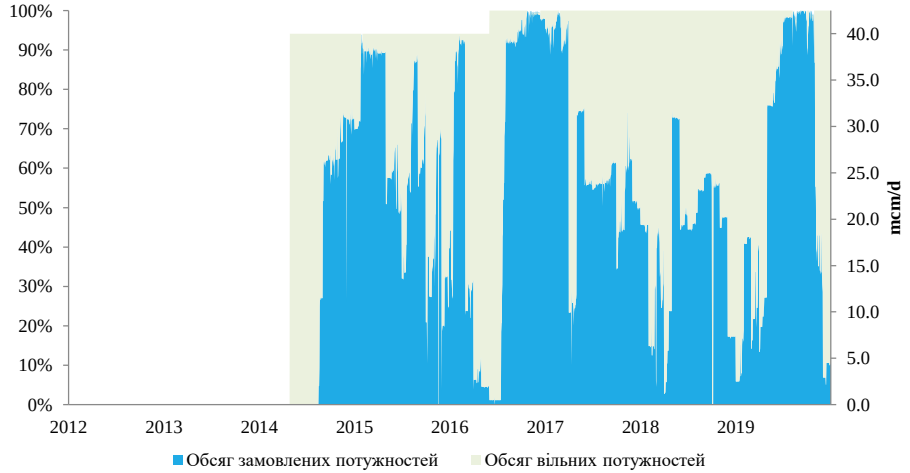


Рис. 1.37 щодобовий рівень завантаженості точок виходу на кордонні Україна-Польща з 2012 по 2019.

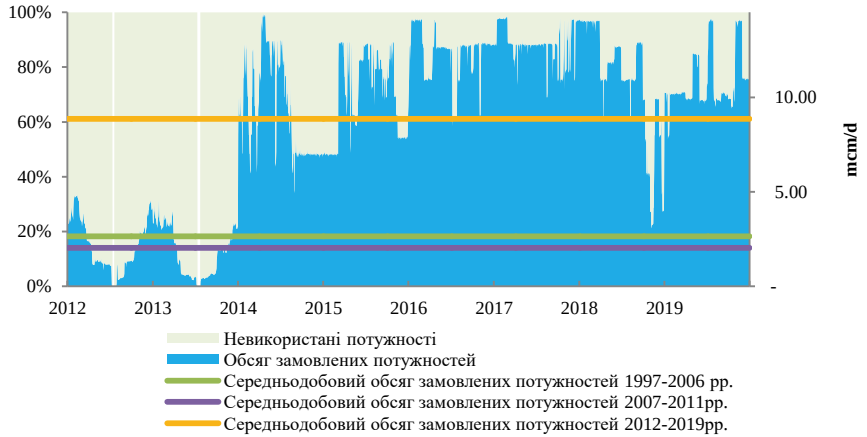


Рис. 1.38 щодобовий рівень завантаженості точок виходу на кордонні Україна-Словаччина з 2012 по 2019.

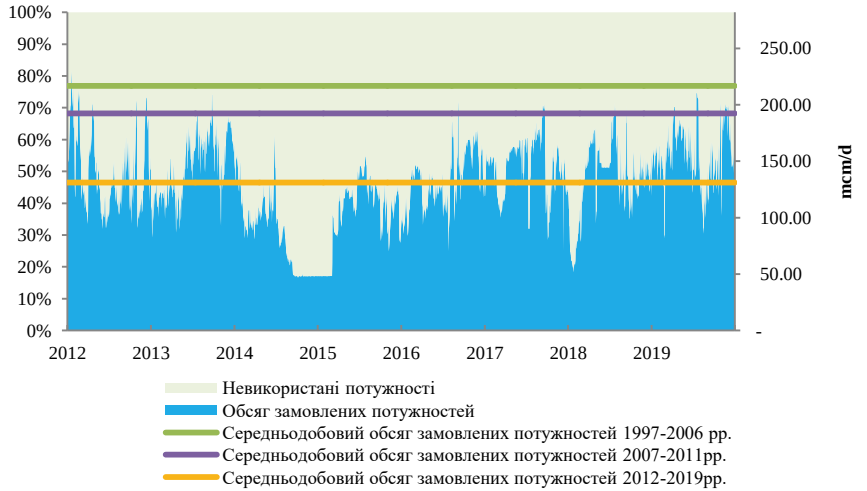


Рис. 1.39 щодобовий рівень завантаженості точок виходу на кордонні Україна-Угорщина з 2012 по 2019.

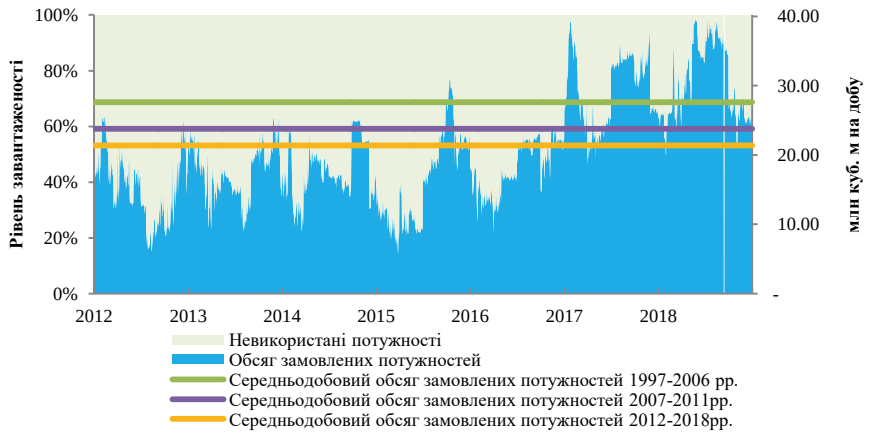
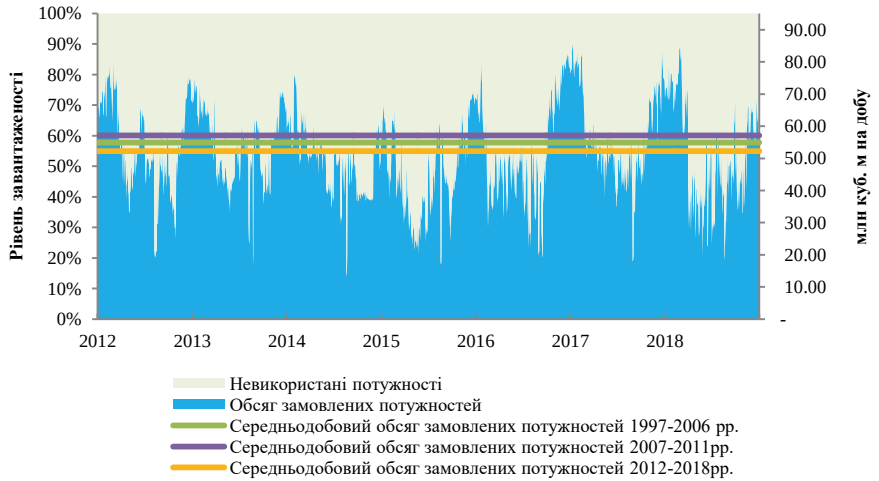


Рис. 1.40 щодобовий рівень завантаженості точок виходу на кордонні Україна-Румунія з 2012 по 2018.



ВНУТРІШНІ ТОЧКИ ВХОДУ ТА ВИХОДУ

Станом на 01.01.2020 року кількість точок виходу становило близько 1700 внутрішніх точок виходу та 140 точок входу від газовидобувних компаній.

Загальна потужність внутрішніх точок виходу з газотранспортної системи України до підприємств на прямій трубі та газорозподільчих мереж становить 664,6 млн куб м на добу, з яких потужності до підприємств на прямій трубі становить 93,6 млн куб м на добу. Середній рівень завантаженості за період з 2016 по 2018 рр. становив 10,9%.

Основні потужності точок виходу направлені до розподільчих мереж (571 млн куб. м). На сьогоднішній день в Україні діє 44 оператори газорозподільчих мереж.

Загальна потужність точок входу до газотранспортної системи від газосховищ (відбір) становить 257,1 млн куб. м на добу (без врахування ПСГ Вергунка, яка знаходиться на території проведення ООС), а потужності точок виходу (закачування) становить 252,0 млн куб. м.

За результатами проведеного аналізу пікової (максимальної) завантаженості внутрішніх точок входу та виходу (рис. 1.39 та 1.40), випливає бачення того, що більшість точок є незавантаженими. Наявність значної кількості вільних потужностей, свідчить про надлишок потужностей, який має бути скорегований у відповідність до потреб ринку.

З даною метою оператор на технічному рівні проводить активну співпрацю з операторами газорозподільних мереж, з метою визначення точок виходу, які потребують розширення або скорочення наявної потужності із врахуванням перспектив розвитку окремий районів та громад.

Дана концепція полягає у замін морально та технічно застарілих газорозподільчих станцій на но нові блочно-модульні, які є ефективнішими, економічними та забезпечують високу точність вимірювань.

Рис. 1.41 Максимальний рівень завантаженості внутрішніх точок входу за період 2016 - 2018 рр.

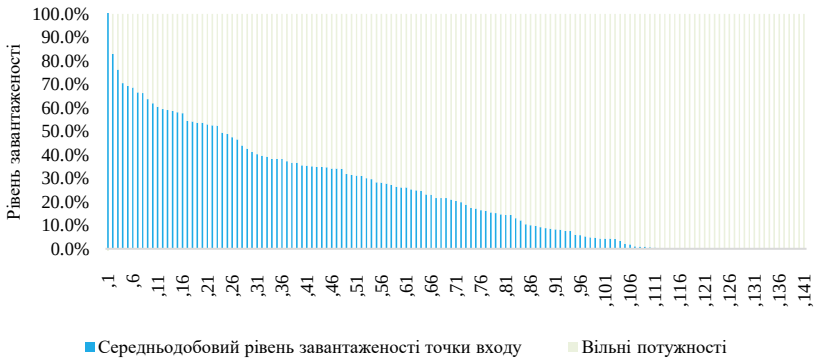


Рис. 1.42 Максимальний рівень завантаженості внутрішніх точок виходу за період 2016 - 2018 рр.

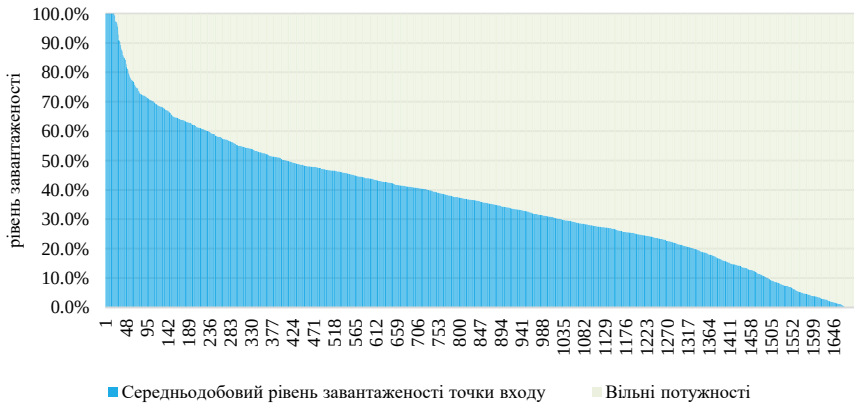
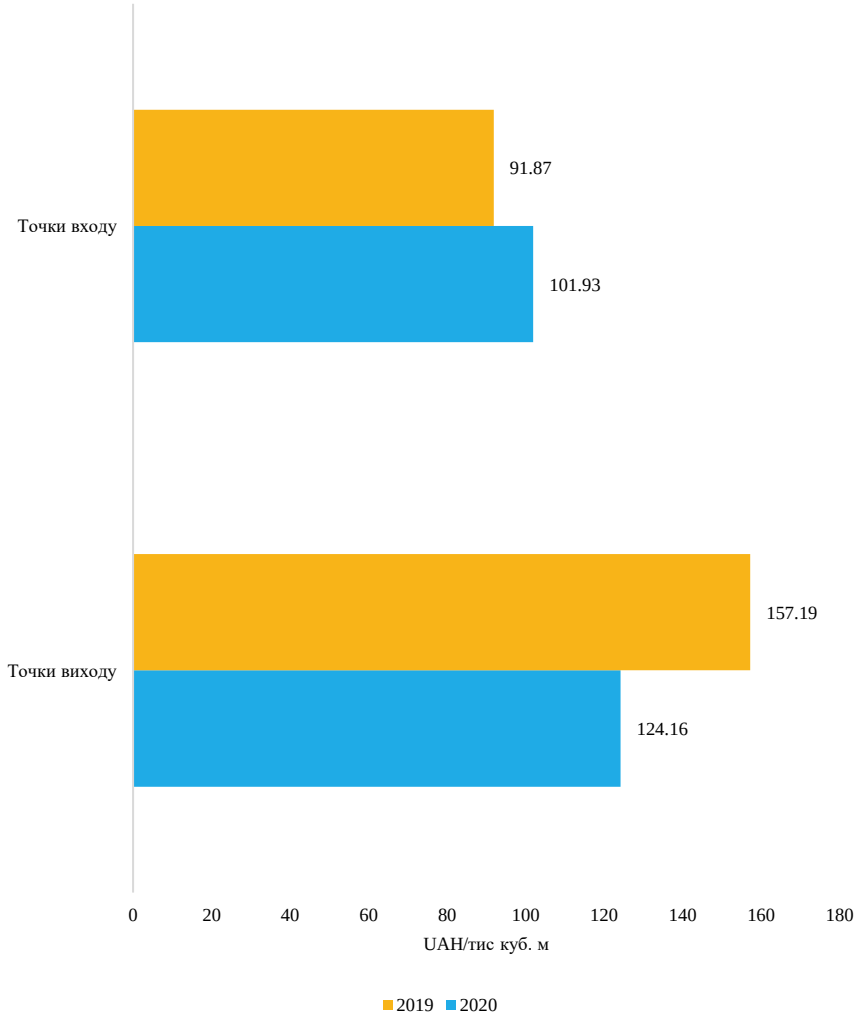


Рис. 1.43 Тарифи на внутрішніх точках входу та виходу



1.5 ДЕТАЛЬНИЙ ОПИС ГАЗОВОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ТА ПОТОЧНОГО СТАНУ ОБ'ЄКТІВ.

ЛІНІЙНА ЧАСТИНА

Найбільш важливою складовою любої газотранспортної системи є мережа магістральних газопроводів, що являє собою єдиний технологічний комплекс, який працює в безперервному робочому режимі.

Україна має широку мережу магістральних газопроводів, яка станом на 01.01.2020 мала протяжність 33 079 км.

Мережа магістральних газопроводів України є однією з найбільших в Європі і за своєю протяжністю поступається лише Німецькій (бл. 40 000 км). Решта газотранспортних систем Європи, якщо відносити їх до класу магістральних, значно уступають Українській за розмірами, гнучкістю та стійкістю.

Магістральними газопроводами по яким здійснюються транспортування основного обсягу природного газу наведене нижче по тексту:

- Союз;
- Уренгой-Помари-Ужгород (УПУ);
- Прогрес;
- Шебелинка – Полтава – Київ (ШПК);
- Шебелинка – Диканька – Київ (ШДК);
- Єлець – Диканька – Київ (ЄДК);
- Єлець – Курськ – Київ (ЄКК)
- Київ – Західна – Україна І нитка та ІІ нитка;
- Дашава – Київ;
- Єлець – Кременчук – Кривий-Ріг (ЄККР)
- Шебелинка – Дніпропетровськ – Одеса І нитка та ІІ нитка (ШДО І, ІІ);
- Шебелинка – Дніпропетровськ- Кривий-Ріг – Ізмаїл (ШДКРІ);
- Ананьїн-Тирасполь-Ізмаїл (АТІ);
- Кременчук – Ананьїн – Чернівці – Богородчани (КАЧБ) ;
- Долина – Ужгород – Держкордон І нитка та ІІ нитка (ДУД І,ІІ);

Дані газопроводи забезпечують надійне постачання природного газу Українським споживачам та транзит з території Російської Федерації до країн Європи.

Газопроводи Союз, УПУ та Прогрес є основними транзитними магістральними газопроводами, решта газопроводів забезпечують постачання природного газу для українських споживачів та внутрішнього видобутку.

Загалом більшість магістральних газопроводів з яких складається газотранспортна система мають діаметр понад 500 мм. Основні магістральні газопроводи мають діаметр понад 1000 мм та здатні забезпечувати транспортування природного газу в обсягах від 4,5 до 30 млрд куб. м., та розраховані на робочий тиск 5,5 МПа для 1000 мм та 7,5 МПа для 1200 мм і 1400 мм.

Більшість газопроводів мають значний термін експлуатації (понад 32 роки – 50,8%, понад 50 років – 20,7%). Незважаючи на значний термін експлуатації, проведені дослідження демонструють, що значна частина газопроводів не втратила своїх якісних властивостей та повністю відповідає вимогам до безпечної та надійної експлуатації магістральних газопроводів.

На рисунку 1.44 та 1.45 відображено структуру магістральних Товариства за діаметрами та за терміном експлуатації відповідно. Також на рисунку 1.46 зображено карту магістральних газопроводів із позначенням основних газопроводів.

Рис. 1.44 Структура МГ та газопроводів-відводів за діаметрами; в тис. км.

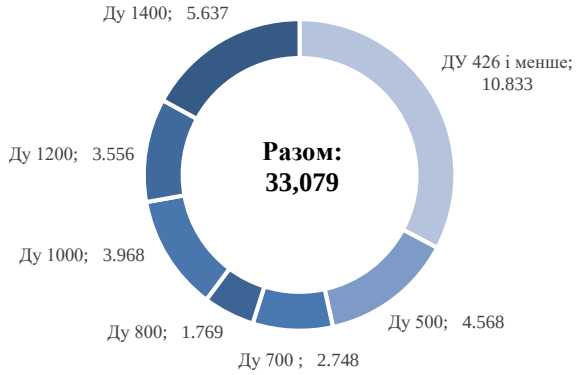
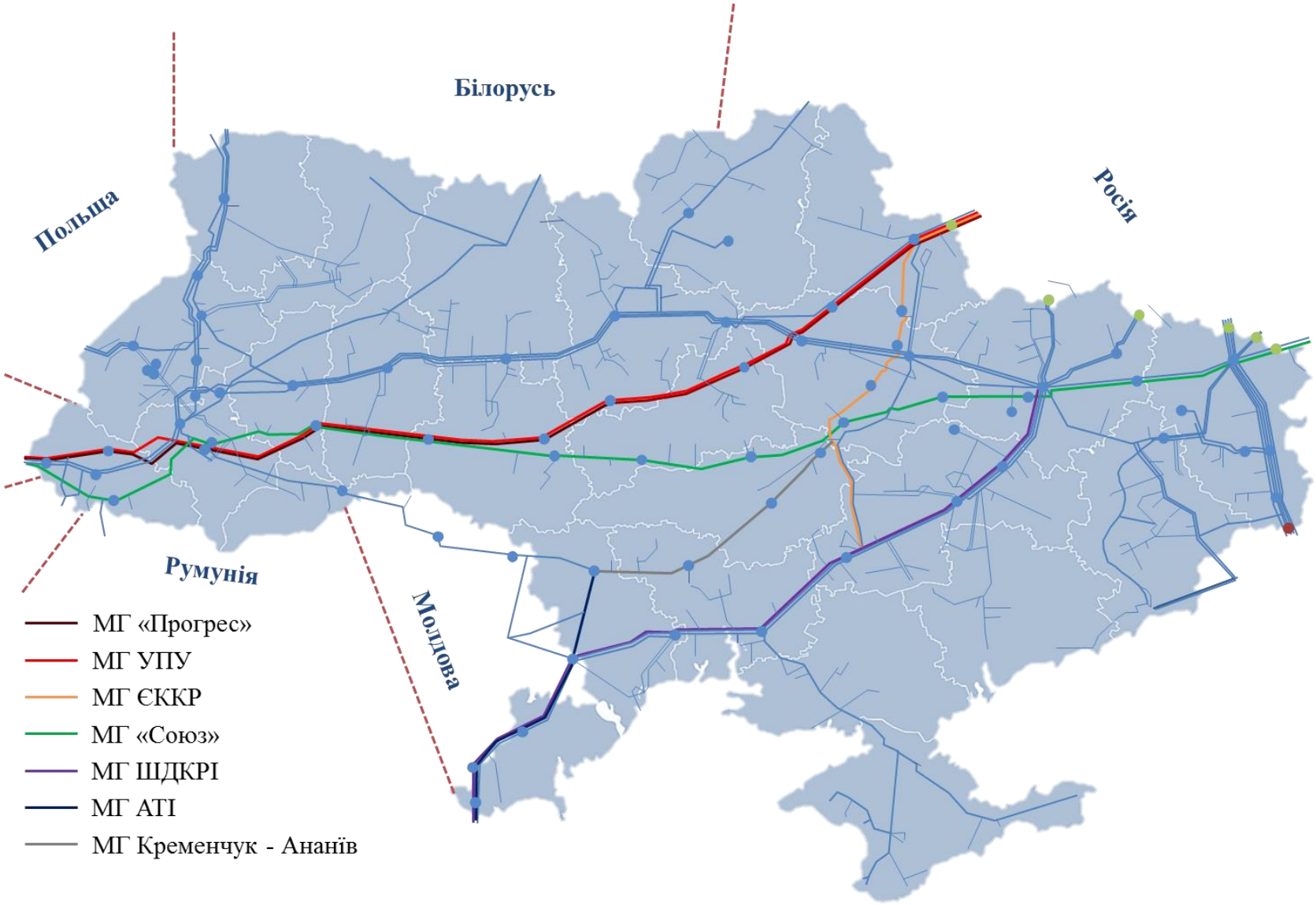


Рис. 1.45 Структура МГ та газопроводів-відводів за терміном експлуатації в тис. км.

Рис. 1.46 Карта магістральних газопроводів України



КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ

Компресорні станції є однією з найбільш важливих складових газотранспортної системи, які забезпечують збільшення енергії газового потоку, з метою його транспортування на значні відстані.

Компресорна станція, це комплекс споруд та технологічного обладнання призначеного для стиснення газу з метою його подальшого транспортування, за рахунок різниці тисків.

Окрім основного обладнання (ГТУ, електроприводних установок та нагнітачів) на компресорних станціях існує базове обладнання в якості виробничих приміщень, систем електроживлення, високовольтних ліній електропередачі, під'їзних доріг та іншої інфраструктури, яка може бути використана для пристосування під інші виробничі потреби.

Станом на 01.01.2020 до складу Товариства відноситься 57 КС (86 КЦ)[11], на яких встановлено 524 ГПА загальною потужністю 4 580,5 МВт (Станом на зазначену дату 9 ГПА було виведено з експлуатації,6 ГПА по КС Шебелинка КЦ-1 не було передано до Товариства).

Основні потужності компресорних станцій розташовані вздовж найбільших магістральних газопроводів, які використовуються для транзиту природного газу з території Російської Федерації до Європи:

- Прогрес – 8 КС, 36 ГПА, номінальною потужністю 594 МВт;
- Союз – 12 КС, 82 ГПА, номінальною потужністю 820 МВт;
- УПУ – 10 КС, 34 ГПА, номінальною потужністю 762,5 МВт.

Загалом компресорні станції розташовані вздовж зазначених газопроводів мають номінальну потужність 2176,5 МВт, що становить 47,5% від загальної потужності.

Станом на сьогодні, 2 компресорні станції (Луганська та Новодар'ївська) на яких розташовано 2 КЦ та 29 ГПА із загальною потужністю 162,5 МВт перебувають на теорії проведення ООС. Ще близько 9 ГПА були виведені з експлуатації (всі відносяться за типом до ГТУ) загальною потужністю 74 МВт.

Товариством експлуатується три типи ГПА – з газотурбінним (364 од. номінальною потужністю 3 795,9 МВт) та електричним приводом (145 од. номінальною потужністю 768,0 МВт.), також в експлуатації перебувають газомотокомпресори (15 од. номінальною потужністю 16,6 МВт).

На рисунку 1.46 наведено структуру парку ГПА за типом приводу. На рисунку 1.47 наведено потужність парку ГПА за типом приводу загалом по Товариству.

Переважна більшість ГПА має термін експлуатації від 31 до 40 років – в основному це ГПА транзитних газопроводів – Союз, УПУ, Прогрес, АТІ. Загалом Товариство має 471 ГПА термін експлуатації яких перевищує 25 років, що свідчить про те, що понад 89,0% встановлених ГПА мають значний термін експлуатації.

Незважаючи на значний експлуатаційний термін більшості ГПА, термін їх експлуатації продовжується за рахунок проведення своєчасного діагностування та регламентного технічного обслуговування.

Всього парк ГПА Товариства нараховує 26 типів газотурбінних ГПА та 4 типи електропровідних. Зазначені дані наведені в Додатку 3.

[11] Без врахування 2КС (2 КЦ) які знаходяться на території проведення ООС.

Рис. 1.47 Структура парку ГПА за типом приводу, од

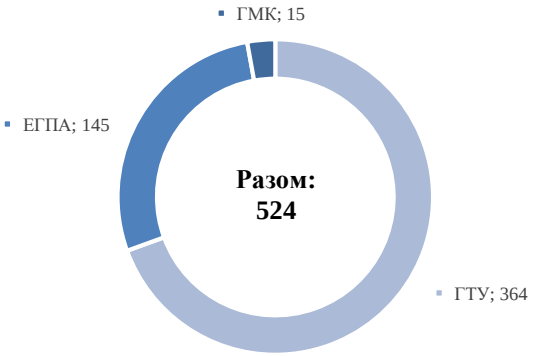


Рис. 1.48 Структура потужності парку ГПА за типом приводу, МВТ

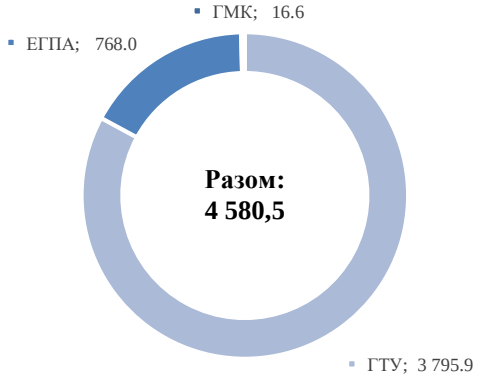


Рис. 1.49 Структура парку ГПА за терміном експлуатації

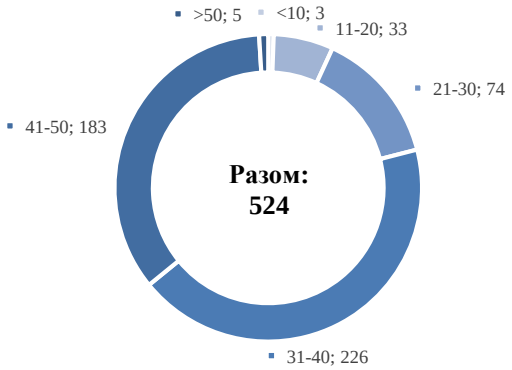
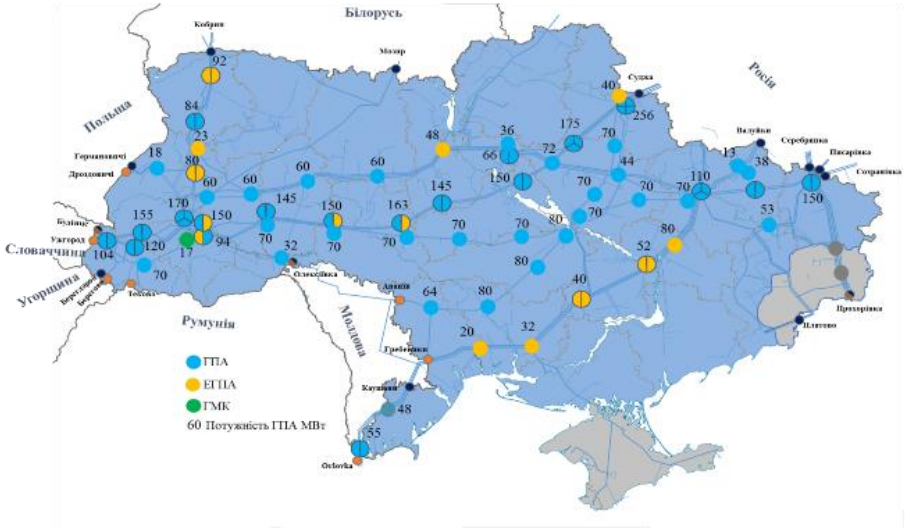


Рис. 1.50 Карта розташування КС та КЦ із зазначеним типом та потужністю



ГАЗОРОЗПОДІЛЬНІ СТАНЦІЇ

Основним призначенням газорозподільної станції є зниження тиску природного газу який подається з газотранспортної системи до газорозподільної, також на ГРС здійснюється одоризація газу та його облік. До прикладу тиск в магістральних газопроводах перебуває в діапазоні від 4,5 до 7,5 МПа – в залежності від конкретного МГ – що значно перевищує стандартний тиск при яких експлуатуються газорозподільні мережу. Зазвичай з метою подачі газу з ГТС до ГРМ тиск на ГРС знижується до 0,25 – 0,35 МПа. В окремих випадках коли на ГРС знаходяться великі промислові споживачі тиски можуть бути зниженими до 0,6 – 1,2 МПа, проте кількість таких ГРС не перевищує 10% від їх загальної кількості.

На балансі товариства знаходиться 1 389 ГРС. Проєктна потужність всіх ГРС, що експлуатуються товариством становить 1,3 млрд куб. м на добу (середня потужність становить 941 тис куб. м на добу). Дані потужності значно перевищують будь-яке пікове споживання України в кілька разів (в 2019 році пікове споживання склало 168,7 млн куб. м на добу). Загалом Товариством експлуатується близько 8 різних моделей газорозподільних станцій.

На рисунках нижче відображено структуру ГРС, які перебували під управлінням Товариства за типом і терміном експлуатації, а також за ступенем завантаженості в 2019 році.

Лише на 419 ГРС встановлено КП ГРС, що складає лише 30% від загальної кількості ГРС.

Щодо сучасного стану ГРС можливо зробити такі висновки:

- переважну більшість ГРС складають блочні газорозподільні станції випуску підприємств Радянського Союзу;
- абсолютна більшість ГРС індивідуально проєкту збудована також за часів Радянського Союзу, більшість з них реконструйована;
- абсолютна більшість ГРС недовантажені по продуктивності. 92,3% (1282 од.) експлуатуються з рівнем завантаженості нижче 50% від проєктної потужності;
- лише 8 ГРС від загальної кількості переведена на централізовану форму обслуговування. Для впровадження централізованої форми обслуговування на інших ГРС необхідна значна реконструкція з заміною технологічного обладнання та впровадження сучасних САК і каналів передачі даних;
- близько 427 ГРС блочного типу мають термін експлуатації понад 35 років, також понад 158 ГРС мають термін експлуатації понад 45 років. Відповідно 585 ГРС, мають термін експлуатації, що перевищує амортизаційні експлуатаційні норми.

Всі ГРС Товариства обладнано сучасними автоматичними приладами вимірювання витрати і обсягу газу.

Наразі товариство планує провести заміну частини ГРС на нові автоматичні блочно модульні. Нові ГРС мають підвищити ефективність експлуатації газорозподільних станцій та скоротити витрат на їх обслуговування за рахунок підвищення рівня автоматизації, посилення контролю за фактичним рівнем завантаженості та точністю комерційного обліку, оптимізації пропускної спроможності у відповідності до фактичних та планових потреб.

Рис. 1.51 Карта розташування ГРС Товариства

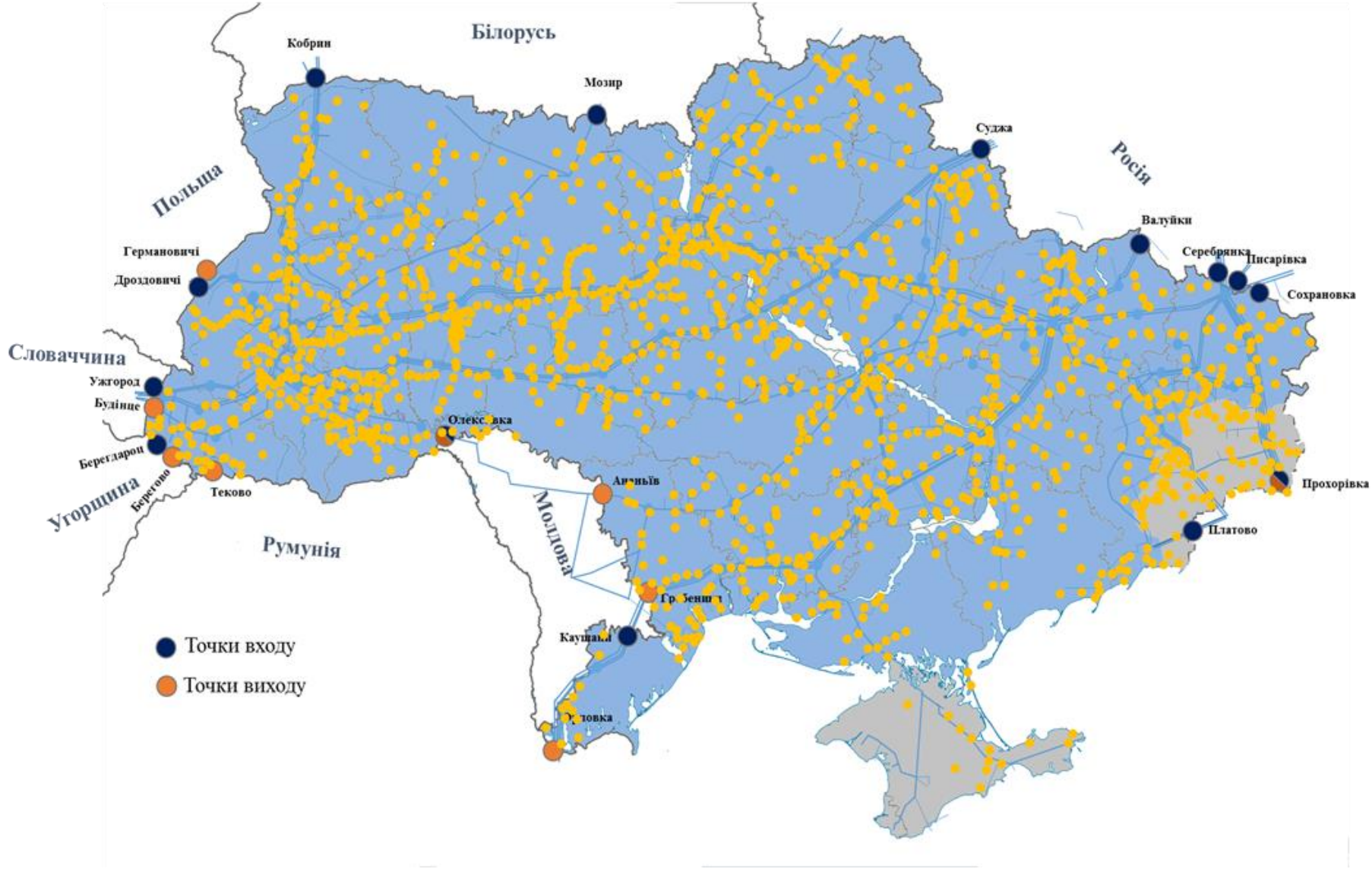


Рис. 1.52 Структура ГРС за ступенем завантаженості (від проєктної продуктивності)

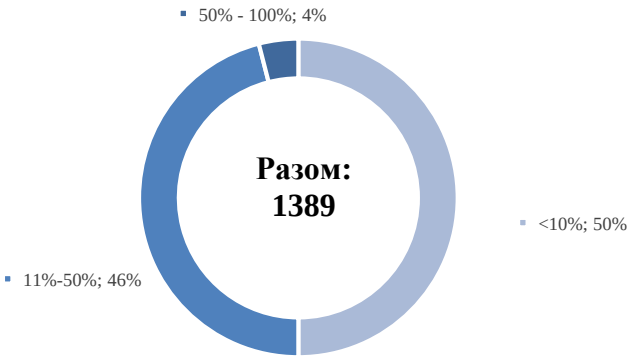


Рис. 1.53 Структура ГРС за формою обслуговування

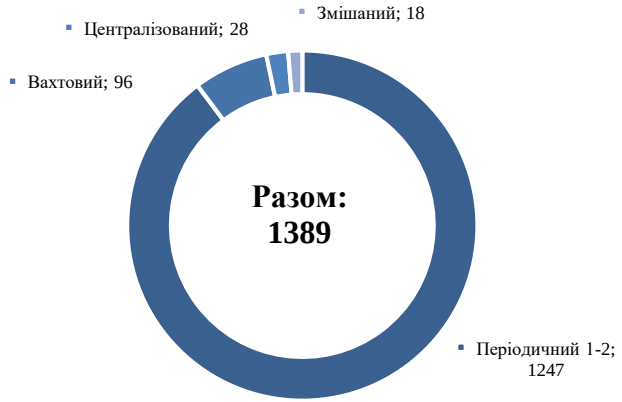


Рис. 1.54 Структура ГРС за типом

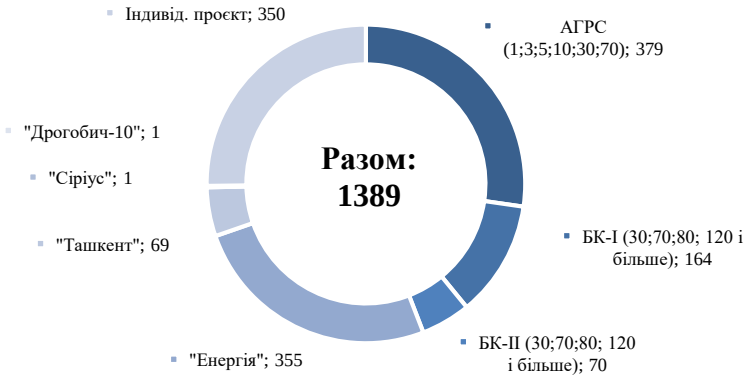


Рис. 1.55 Структура ГРС за періодом експлуатації

ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Газовимірювальна станція (ГВС) - комплекс технологічного обладнання, засобів і систем для безперервного вимірювання витрати (потоку) газу.

Станом на 01.01.2020 Товариство експлуатувало 10 газовимірювальних станцій на міждержавних з'єднаннях:

- ГВС Ужгород (Словацький напрямок);
- ГВС Берегово (Угорський напрямок);
- ГВС Текове (Румунський напрямок);
- ГВС Дроздовичі (Польський напрямок);
- ПВВГ Устилуг (Польський напрямок);
- ГВС Олексіївка (Молдовський напрямок);
- ГВС Гребеники (Молдовський напрямок);
- ГВС Ананьїв (Молдавський напрямок);
- ПВВГ Лиманське (Молдовський напрямок);
- ГВС Орловка (Молдовський напрямок)

В рамках реалізації програми із реконструкції газовимірювальних станцій 01.09.2019 року було введено в експлуатацію реконструйовану ГВС «Берегово». Оновлена станція після монтажу пройшла оцінку відповідності вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, та відповідає вимогам європейських та міжнародних стандартів. На станції встановили нове обладнання – основну та дублюючу системи вимірювання об'єму газу на основі сучасних високоточних ультразвукових лічильників газу виробництва компаній Sick AG та RMG Messtechnik.

На точках входу на міждержавних з'єднаннях вимірювання здійснюється на ГВС, які експлуатуються суміжними операторами ГТС. Проте, згідно угод про взаємодію, представники Товариства мають можливість постійного контролю за їх роботою.

Перелік ГВС, на яких здійснюється вимірювання природного газу, що надходить в Україну:

- ГВС Сохранівка (РФ);
- ГВС Суджа (РФ);
- ГВС Каушани (Молдова);
- ГВС Германовичі (Польща);
- ПВВГ Берегдароц (Угорщина);
- ГВС Будинце (Словаччина);
- ГВС Велке Капушани, Руска (Словаччина);
- ГВС Ісакча (Румунія)

Крім вищезгаданих ГВС Товариством експлуатується внутрішні ГВС та ПВВГ, які використовуються для балансування газу в системі.

Всі ГВС достатньою мірою обладнано сучасними автоматичними приладами вимірювання витрати обсягу газу.

Загалом Товариством експлуатується 3 610 лічильників природного газу, як ультразвукових, так і турбінних і роторних.

Для контролю якості природного газу в системі Товариства використовуються 54 хіміко-аналітичних лабораторії, що оснащені лабораторними хроматографами, вологомірами та іншими сучасним вимірювальним і аналітичним обладнанням. Крім того, безпосередньо на об'єктах – на ГВС і на ГРС зі значним обсягом потоку газу – встановлено 80 автоматичних потокових хроматографа та 83 потокових вологоміра.

В цілому на даний час стан вимірювання витрати, обсягу та якості газу відповідає поточним вимогам газового ринку.

Детальна інформація щодо кількості приладів обліку, типу коректорів (1 483 од.) та обчислювачів (1 794 од.), а також типів лічильників, що використовуються, надано на Рис. 1.55 – 1.57.

Рис. 1.56 Стан оснащення системи виміру витрати газу за типами коректорів, од.

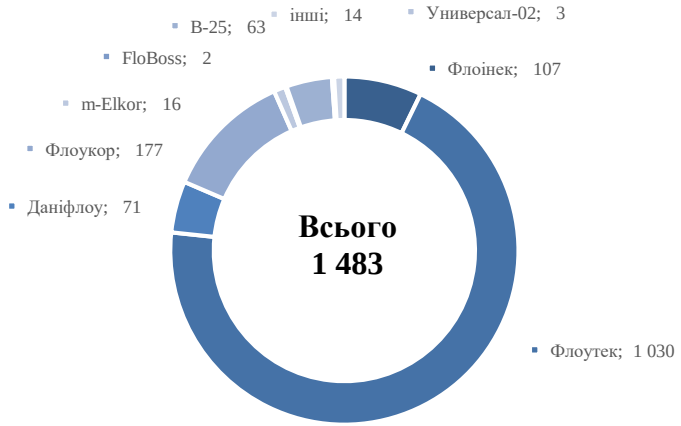


Рис. 1.57 Стан оснащення системи виміру витрати газу за типами обчислювачів, од.

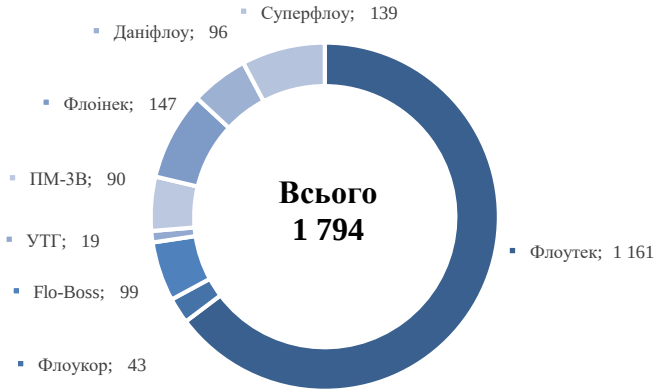


Рис. 1.58 Стан оснащення системи виміру витрати газу за типами лічильників, од.

ЕНЕРГЕТИЧНЕ ГОСПОДАРСТВО

Товариство експлуатує значне за обсягами та потужністю енергетичне господарство:

- Трансформатори силові – 2 337 од., встановлена потужність, яких становить 980,3 МВА;
- електричні підстанції – 2 035 од., встановлена потужність, яких становить 833,7 МВт;
- повітряні лінії електропередачі в одноланцюговому вимірі – 2 023,4 км;
- кабельні лінії – 3 716 км;
- електричні машини до 100 кВт – 19 728 од. сумарною потужністю 209,4 МВт;
- двигуни електропровідних ГПА – 145 од., сумарною потужністю 768 МВт;
- електричні машини потужністю вище 100 кВт (за виключенням електроприводів ГПА) - 200 од., сумарною потужністю 76,3 МВт.

Характеристики основного електроенергетичного обладнання Товариства наведена на рисунках нижче.

Одним з важливих напрямків стратегічного планування є зменшення витрат енергоносіїв, в тому числі на теплопостачання.

На об'єктах Товариство експлуатується теплогенеруюче обладнання:

- котли малометражні до 100 кВт – 2 382 од., сумарною тепловою потужністю 36,7 МВт.
- котли більше 100 кВт – 223 од.
- Іншими джерелами теплової енергії є утилізатори тепла вихлопних газів на КС в кількості 328 од. загальною тепловою потужністю 797 Гкал.

На даний час, у зв'язку з низьким завантаженням КС, основним джерелом генерації теплової енергії є котельні, а резервним джерелом – установки утилізації тепла.

Рис. 1.59 Характеристики силових трансформаторів Товариства за типом, од.

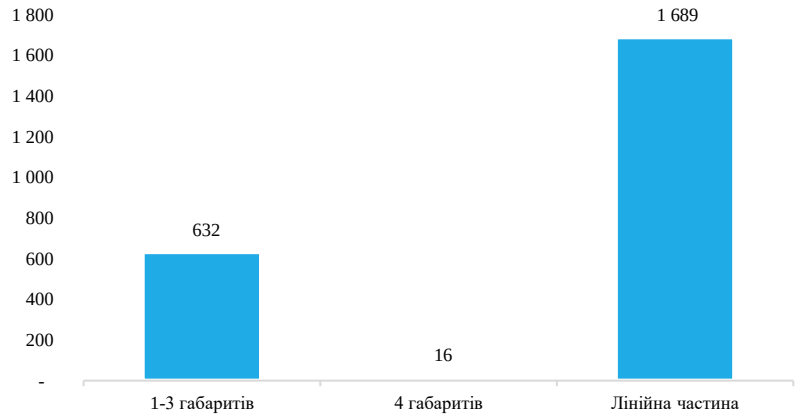


Рис. 1.60 Характеристики силових трансформаторів Товариства за типом, МВА

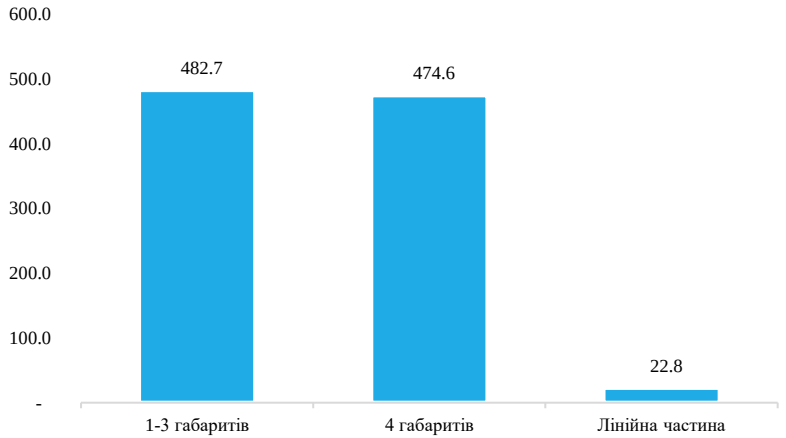


Рис. 1.61 Характеристики електричних підстанцій Товариства за типом, од.

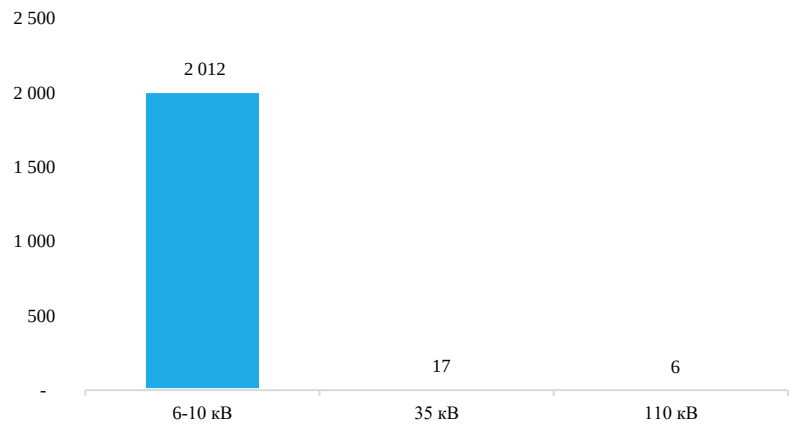
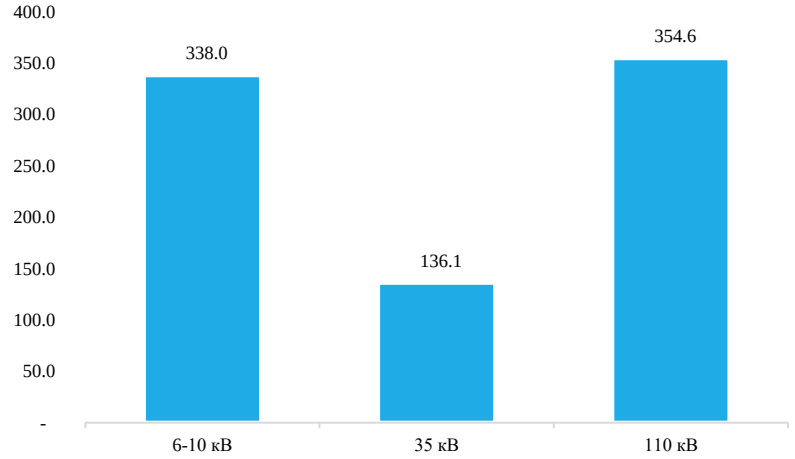


Рис. 1.62 Характеристики електричних підстанцій Товариства за типом, МВА



Розділ 2. Опис заходів направлених на розвиток газотранспортної системи

10 од.

кількість компресорних станцій, які буде реконструйовано в найближчі 5 років.

2.1 ЗЕЛЕНИЙ КУРС ЄС ТА ІНТЕГРАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ДЛЯ СТАЛОГО РОЗВИТКУ

11.12.2019 було презентовано Європейську Зелену Угоду, яка передбачає посилення заходів із скорочення викидів парникових газів до 2030 та 2050 років та розробки комплексу заходів із досягнення поставленої мети. Дана Угода визначає скорочення викидів діоксиду вуглецю до 2030 року на 55% в порівняні з 1990 роком, та досягнення до 2050 року кліматичної нейтральності (використання карбону який перебуває в межах циркулюючої економіки).

Рис. 2.1 Порядок прийняття рішень по основних нормативних документах в рамках Зеленої Угоди («ЗУ»).

- **11.12.2019** Презентація Європейської Зеленої Угоди
- **14.01.2020** Презентація Європейського інвестплану «ЗУ» та механізму переходу
- **04.03.2020** Громадські консультації (до 17.06.2020 року) щодо Європейського кліматичного пакту/закону
- **10.03.2020** Прийняття Європейської промислової стратегії, плану майбутньої економіки
- **11.03.2020** Пропозиція Плану дій кругової економіки, що зосереджується на стійкому використанні ресурсів
- **08.07.2020** Прийняття стратегій ЄС щодо інтеграції енергетичних систем та водню

Найбільш важливими для діяльності енергетичних систем (в т.ч. газотранспортних систем) є прийнятті Європейською Комісією інституційними документами є:

- стратегії з інтеграції енергетичних систем для сталого розвитку;
- Воднева стратегія для кліматично нейтральної Європи;
- Європейська промислова стратегія щодо плану майбутньої економіки.

8 липня 2020 року Європейська Комісія опублікувала свою Стратегію ЄС щодо інтеграції енергетичних систем. Стратегія ЄС щодо інтеграції енергетичних систем забезпечить основу для переходу на зелену енергію. Сучасна модель, в якій споживання енергії в транспорті, промисловості, газі та будівлях відбувається незалежно - кожен з окремими ланцюгами вартості, правилами, інфраструктурою, плануванням та роботою - не може забезпечити кліматичну нейтралітет до 2050 року економічно ефективним способом; мінливі витрати на інноваційні рішення повинні бути інтегровані в спосіб функціонування енергетичних систем.

Інтеграція енергетичної системи означає, що система планується та функціонує в цілому, поєднуючи різні енергоносії, інфраструктуру та сфери споживання. Ця підключена та гнучка система буде більш ефективною та зменшує витрати для суспільства. Наприклад, це означає, що електроенергія, яка споживає автомобілі Європи, може надходити від сонячних панелей на даху, в той час як будівлі опалюються теплом від розташованої поблизу фабрики, а фабрика заправляється чистим воднем, що виробляється від енергії вітру на березі. Стратегія визначає 38 дій для створення більш інтегрованої енергетичної системи. До них належать перегляд чинного законодавства, фінансова підтримка, дослідження та впровадження нових технологій та цифрових інструментів, вказівки державам-членам щодо фіскальних заходів та припинення субсидій на викопне паливо, реформа управління ринком та планування інфраструктури та покращення інформації для споживачів.

Енергетична система має вирішальне значення для досягнення цих цілей. Зниження вартості технологій у відновлюваної енергії, діджиталізація економіки та нові технології в галузі накопичення та збереження (особливо акумуляторів), теплових насосів, електромобілів або водню пропонують можливість прискорити протягом наступних двох десятиліть глибоку трансформацію енергетичної системи та її побудови. Енергетичне майбутнє Європи має спиратися на постійно зростаючу частку географічно розподілених відновлюваних джерел енергії, гнучкої інтегрувати різні енергоносії, залишаючись при цьому ресурсоефективними та уникаючи забруднення та втрати біорізноманіття.

Сьогоднішня енергетична система все ще побудована на кількох паралельних, вертикальних ланцюгах енергетичної цінності, які жорстко пов'язують конкретні енергетичні ресурси з конкретними секторами кінцевого використання. Наприклад, нафтопродукти переважають у транспортному секторі та є сировиною для промисловості. Вугілля та природний газ в основному використовуються для виробництва електроенергії та опалення. Електричні та газові мережі плануються та управляються незалежно один від одного. Ринкові правила також значною мірою характерні для різних секторів. Ця модель окремих шляхів не може забезпечити клімат-нейтральну економіку. Це технічно та економічно неефективно і призводить до значних втрат у вигляді відпрацьованого тепла та низької енергоефективності

Інтеграція енергетичних систем - скоординоване планування та функціонування енергетичної системи "в цілому" через безліч енергоносіїв, інфраструктури та секторів споживання - це шлях до ефективної, доступної та глибокої декарбонізації європейської економіки відповідно до Паризької Угода та Порядок денний ООН щодо сталого розвитку на 2030 рік.

Пакет політик ЄС «Чиста енергія», прийнятий у 2018 році, забезпечує основу для кращої інтеграції між інфраструктурою, енергоносіями та секторами; однак регуляторні та практичні бар'єри залишаються. Без жорстких політичних дій енергетична система 2030 року буде більше схожа на систему 2020 року, ніж відображення того, що потрібно для досягнення нейтральності клімату до 2050 року. Ця стратегія викладає бачення того, як прискорити перехід до більш інтегрованої енергетичної системи , яка підтримує кліматично нейтральну економіку за найменших витрат у різних секторах - одночасно зміцнюючи енергетичну безпеку, захищаючи здоров'я та навколишнє середовище, сприяючи зростанню, інноваціям та світовому лідеру в промисловості.

Системна інтеграції не буде єдиним для всіх процесом: незважаючи на загальну мету нейтральності клімату ЄС до 2050 року, країни-члени ЄС мають різні вихідні можливості. Таким чином, держави-члени будуть слідувати різними шляхами, залежно від їхньої відповідності обставини, кошти та вибір політики, які вже відображені у відповідних Національних планах щодо енергетики та клімату.

2.2 ЕВОЛЮЦІЯ УКРАЇНСЬКОГО ТА ЄВРОПЕЙСЬКОГО ГАЗОВИХ РИНКІВ

СПОЖИВАННЯ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ

Згідно оцінок, енергетичний баланс Європи до 2030 року зазнає відчутних змін, де значно посилять свої позиції відновлювальні джерела енергії (включаючи біогаз, біометан, водень та інші синтетичні гази) та природний газ. В Україні частка природного газу відповідно до «Енергетичної стратегії України до 2035» року не зазнає значних змін проте значно зросте частка атомної енергетики та відновлювальних джерел енергії.

Україна в рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони (Далі – Угода про асоціацію) взяла на себе зобов'язання з розвитку альтернативних джерел енергії, а також забезпечити надійну експлуатації АЕС. Також слід враховуючи, що значна частина атомних реакторів досягне закінчення терміну експлуатації в другій половинні 2020-х, навіть з продовженим терміном експлуатації вони мають бути закриті протягом 2030-х, виведення з експлуатації атомних ректорів та відсутність планів щодо побудови нових (окрім двох запланованих на Хмельницькій АЕС). Це дає підстави вважати, що частка атомної енергетики не зміниться або з високою вірогідністю скоротиться тим самим сприяючи пошукам екологічних альтернатив до яких відносять природний газ, біогаз, біометан, сонячні та вітрові електростанції, тощо. Відповідно в Україні, як і в Європейських країнах значну роль в споживанні первинної енергії буде грати природний газ, біометан, водень, інші відновлювальні гази.

На сьогоднішній день Європейський Союз активно впроваджує політику «Зеленого курсу», яка направлена на перехід до 2050 року на безвуглецеву економіку в країнах ЄС. У зв'язку з цим важливою цілю для краї Європи стає нарощування обсягів генерації чистої енергії з відновлювальних джерел.

Згідно прогнозів на 2030 рік споживання первинної енергії в Європі може скоротитися на 17% за рахунок підвищення енергоефективності та заходів з економії – що є пріоритетною задачею «Зеленого Курсу».

Прогнози скорочення/збільшення споживання первинної енергії на 2030 рік в порівнянні з 2020 роком:

Вугілля
↓ 68 %

Нафта
↘ 44%

Газ
↘ 35%

Атом
↘ 2%

ВДЕ
↑ 74%

Основна увага реалізації «Зеленого Курсу» ЄС на період наступних 10 років приділяється збільшенню частки ВДЕ у виробництві електричної енергії до 56 % та збільшення споживання електричної енергії в загальному балансі. Генерація такого обсягу «зеленої» енергетики потребуватиме створення відповідних засобів акумуляції чистої енергії та її подальшого споживання, до таких засобів відносяться – водень, синтетичний метан, біометан.

Рис. 2.2 Прогнозний енергетичний баланс України в 2030 р.

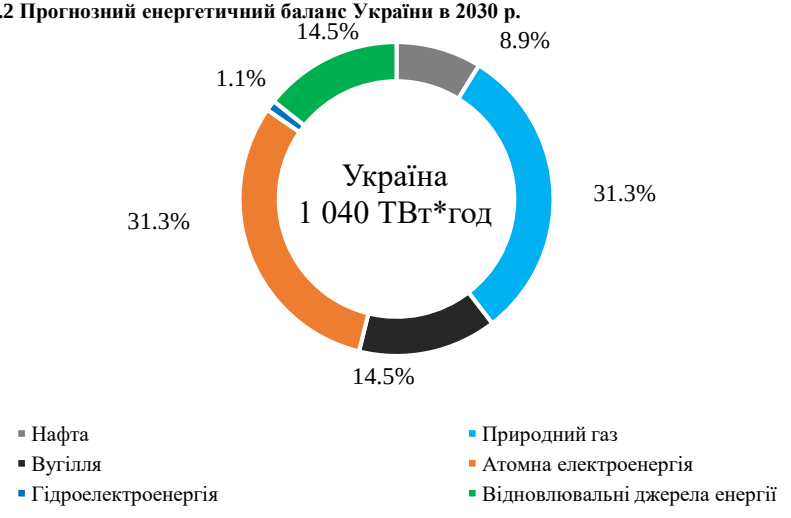
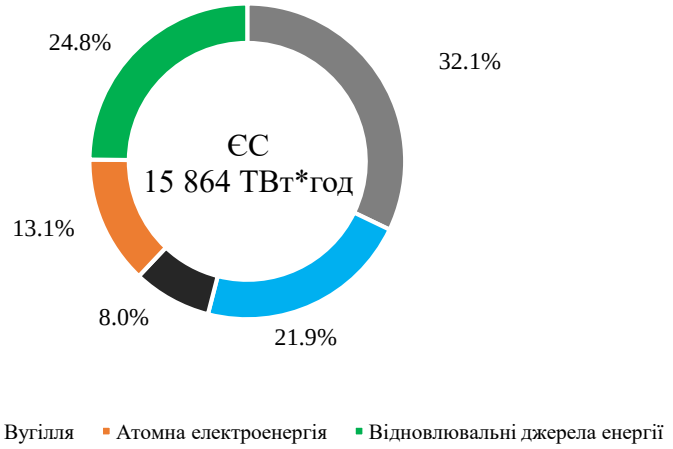


Рис. 2.3 Енергетичний баланс Європи в 2030 р. (BP energy outlook 2020 forecast 2050)



СЦЕНАРІЇ ПОПИТУ НА ПРИРОДНИЙ ГАЗ

Оператор газотранспортної системи проводив збір даних від учасників енергетичного ринку України, щодо перспектив розвитку ринку електроенергії та ринку природного газу на підставі якого було розроблено багаторічний прогноз споживання природного газу системи передачі та розподілення газу складають багаторічний прогноз споживання газу.

Оскільки Українські та Європейські ринки газу є пов'язаним і взаємозалежними то Товариство розглядає попит на потужності в усіх точках входу та виходу, в якості однієї системи транспортування без розподілу на транзит та транспортування природного газу Споживачам України.

Для оцінки попиту на потужності були використанні багаторічні прогнози попиту на природний газ зазначені в **TYNDP 2020 ENTSOG та BP energy outlook 2020 forecast 2050**.

Для розроблення багаторічних прогнозів зі споживання та виробництва газу (включаючи видобуток природного газу) в Україні ОГТСУ визначив чотири сценарії. Ці сценарії відображають різні зміни попиту на газ та його виробництво до 2030 року побудовані на основних керівних принципах, розроблення сценаріїв **TYNDP 2020 ENTSOG**.

Ці сценарії в першу чергу відображають різні підходи до оцінки споживання газу в Україні, що гуртуються на різних економічних, соціальних, екологічних сценаріях розвитку України. Також підчас оцінки сценаріїв, Товариство використовувало «Енергетичну стратегію України до 2035 року» для прогнозування розвитку енергетичного ринку в цілому та визначення ключових тенденцій на ньому.

Відповідно, ми розглядаємо чотири наступні сценарії:

- **Блакитний сценарій** – передбачає пришвидшення темпів економічного зростання, встановлення жорсткого контролю за викидами CO_2, других «парникових газів» та інших шкідливих речовин, як вугільний пил тощо, активне використання природного газу в промисловості за принципом газ-перед-вугіллям (GTC), компенсація частини генераційних потужностей виведених з експлуатації газовими установками або модернізація старих генераційних потужностей, які використовують вугілля на газові установки, активний перехід громадського та приватного транспорту на газ.
- **Фіолетовий сценарій** – передбачає швидке економічне зростання, з активним розвитком та впровадженням «Розумних» технологій та пристроїв, які здатні використовувати два види палива, гібридні теплові насоси, тощо. Споживачі значно скорочують споживання природного газу за рахунок заходів із енергозбереження та використання енергетичних ресурсів власної генерації, відбувається перехід до децентралізації генерації електроенергії та тепла.
- **Зелений сценарій** – передбачає швидке економічне зростання, з активним використанням відновлювальних джерел енергії, прийняття глобального рішення про різке скорочення викидів «парникових газів», з експлуатації виведені всі потужності атомних та вугільних електростанцій. Виведені з експлуатації потужності будуть перекриватися в першу чергу за рахунок ВДЕ, а потім газовими електростанціями, активно розвивається використання громадського та приватного електро - та газового транспорту. Споживання покривається за рахунок електроенергії та побутових теплогенераційних пристроїв.
- **Сірий сценарій** – передбачає середні та низькі темпи зростання економіки, використання газу метану серед транспортних засобів має незначні темпи зростання, газ використовується промисловістю та вугільними електростанціями за принципом вугілля-перед-газом (CTG), у зв'язку з його нижчою вартістю.

Кожен сценарій будується на основі припущень щодо ключових показників, таких як реалізація заходів з енергоефективності для кожної категорії споживачів таких, як населення, генерація тепла та промисловість, еволюція частки газу в загальному балансі споживання первинної енергії. Для кожного сценарію ключові припущення відображаються на рисунку 2.4.

На рисунку 2.5. відображено основні сценарії споживання природного газу згідно **TYNDP 2020 ENTSOG** (синій колір) та **BP energy outlook 2020 forecast 2050** (помаранчевий колір).

Згідно сценаріїв ENTSOG в ЄС споживання природного протягом 2020 – 2030 років не зазнає значних змін. Починаючи з 2025 року відбувається диверсифікація сценаріїв та відповідних прогнозів за ними. Найбільші обсяги споживання прогнозуються за сценарієм **Сталого переходу**, за яким прогнозується споживання в межах 5 346 – 5 402 ТВт*год (495 – 505 млрд куб. м) на рік. Найбільшого скорочення поживання природного газу до 2030 року відбудеться за сценарієм **Глобальної екологічної дії** та **Децентралізованої генерації**. до 4 990 ТВт*год (462 млрд куб. м).

Згідно сценаріїв British Petroleum споживання природного газу в ЄС до 2030 року має скоротитися до 4 741 ТВт*год (439 млрд куб. м) згідно сценарію «As-usial» та до 3 467 ТВт*год (321 млрд куб. м) згідно сценарію «Net-Zero» - основний сценарій, який передбачає досягнення до 2050 року нейтральності викидів. Базовим сценарієм – «Rapid» – передбачається скорочення споживання до 4 180 ТВт*год (387 млрд куб. м).

Відповідно до представлених чотирьох сценаріїв споживання природного газу в Україні, динаміка споживання природного газу коливається від 285 ТВт*год (26,4 млрд куб. м) до 32,7 млрд куб. м в 2025 році та від 26,7 млрд куб. м до 338,8 ТВт*год (31,4 млрд куб. м) в 2035 році. Найнижчого рівня споживання природного газу відбувається при **Фіолетовому сценарії**. Найвищий рівень споживання прогнозується при **Блакитному сценарію**.

При розрахунках сценаріїв споживання природного газу було включено «Погодний фактор» (**світло-сіра область на Рис. 2.6**) , який відображає можливі коливання споживання природного газу в залежності від очікуваних температур. Проте варто враховувати, що протягом останнього часу відбулися значні кліматичні зміни, які призвели до підвищення середньої температури зимового періоду. Також ці зміни значно посиляться в майбутньому, що ускладнює будь-яке точне прогнозування в майбутньому.

До прикладу: більш ніж зазвичай тепла зима 2019 – 2020 рр. привила до скорочення споживання природного газу на 11 – 16 ТВт*год (1,0-1,5 млрд куб. м). Відповідно допускаються коливання викликані погодними умовами (Погодний фактором) в зазначеному діапазоні.

Рис. 2.4 Припущення використані для розроблення сценаріїв

	Блакитний	Фіолетовий	Зелений	Сірий
Економічне зростання	↑ Середнє	↑↑ Високе	↑↑ Високе	↗ Низьке
Впровадження заходів з енергоефективності	↑ Середній	↑↑ Високий	↑↑ Високий	↗ Низький
Зміна споживання газу домогосподарствами	↘ Скорочення	↓↓ Високий рівень скорочення	↓ Значний рівень скорочення	↘ Скорочення
Зміна споживання газу промисловістю	↑ Значний рівень зростання	↘ Скорочення	→ Стабільний рівень	↘ Скорочення
Зміна споживання газу тепловою генерацією	↓ Значний рівень скорочення	↓ Значний рівень скорочення	↓↓ Високий рівень скорочення	↓ Значний рівень скорочення
Відповідний сценарій ENTSOG	**Національна тенденція**	**Децентралізована генерація**	Глобальна амбіція	

Рис. 2.5 Сценарії споживання природного газу в ЄС за сценаріями ENTSOG в 2020 – 2030 рр.

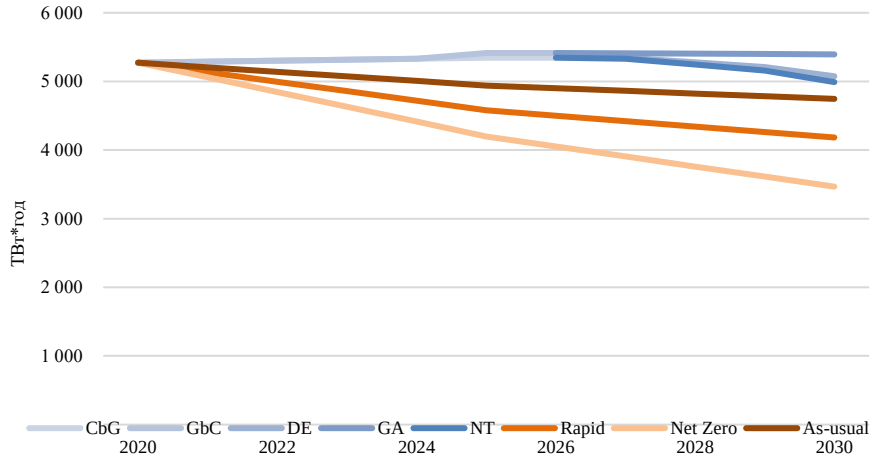


Рис. 2.6 Сценарії споживання природного газу в Україні на 2020 – 2035 рр.

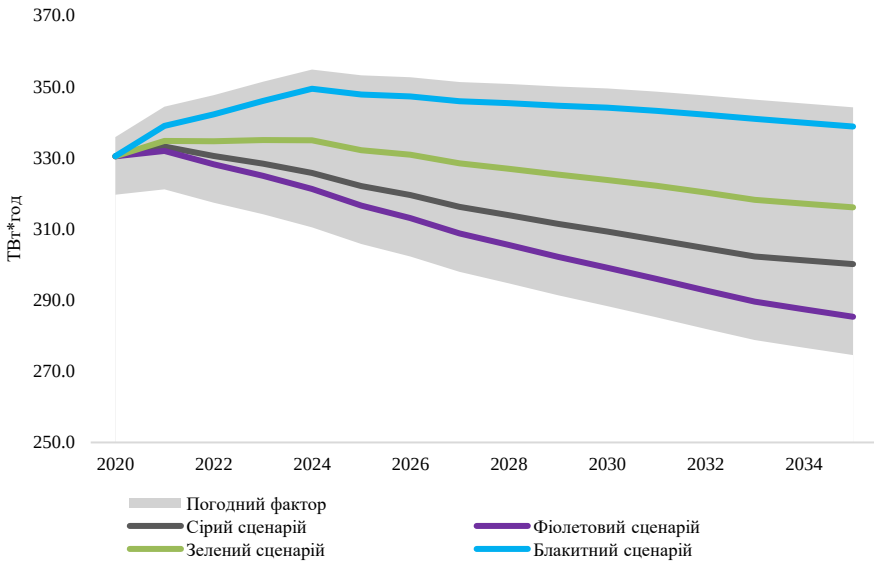
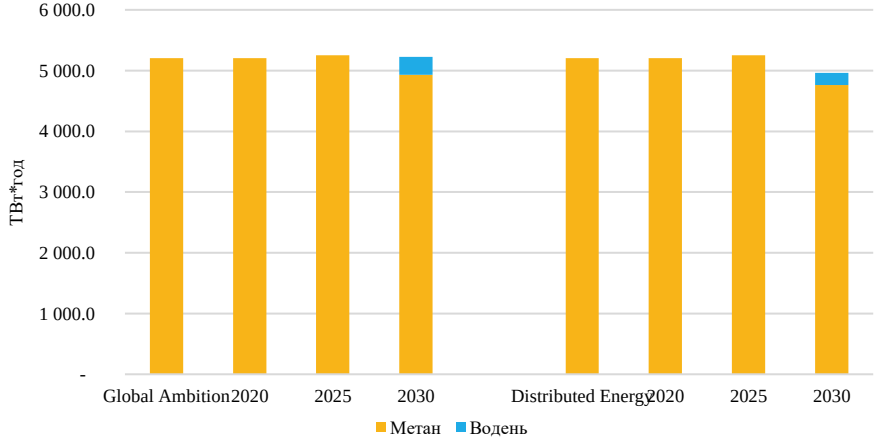


Рис. 2.7 Сценарії споживання різних газів в ЄС в 2020-2030 рр. згідно TYNDP 2020 ENTSOG



ПРОГНОЗОВАНА ДИНАМІКА ВИРОБНИЦТВА ТА ІМПОРТУ ГАЗУ

Основним регіоном видобутку природного газу в Європі є Північне море, де видобуток природного газу здійснюється Норвегією, Великою Британією та Нідерландами (родовище Гронінген). Проте більшість родовищ Європи є виснаженими а нові малопродуктивні (орім Норвегії), у зв'язку з цим прослідковується динаміка до скорочення видобутку і в наступні роки вони тільки пришвидшиться. Проте певний приріст видобутку природного газу в 2024-2025 року дасть початок розробки родовищ природного газу біля берегів Кіпру. За оцінкою Exxon Mobil, обсяги видобутку можуть становити 8-10 млрд куб. м на рік.

В країнах Європи значної уваги приділяють, акумуляції надлишкової електроенергії виробленої з відновлювальних джерел енергії (Power-to-Gas «P2G») та виробництву біометану.

Дефіцит власного видобутку та виробництва газу спонукає країни ЄС та Європи його імпортувати з інших джерел. Відповідно дефіцит перекривається газом з Норвегії, Лівії, Алжиру Росії та LNG. При формуванні прогнозів надходження газу до країн ЄС та Європи до 2040 року було використано максимальні сценарії надходження газу звід видобутку, виробництва біометану, Норвегії, Лівії, Алжиру та Росії передбачені **TYNDP 2020 ENTSOG**.

Згідно зазначених сценаріїв експорт природного газу з Росії до Європи буде коливатися на рівні 180 – 210 млрд куб. м

Виробництво газу в Україні займає важливе місце та є одним з найбільш стратегічно важливих елементів економіки України. Загалом можна відзначити тенденцію щодо збільшення обсягів видобутку природного газу більшістю компаній, та наявність відповідної державної політики по нарощуванню його видобутку.

Прогнози щодо видобутку природного газу були розроблені на основі інформації представленої частиною газовидобувних компаній щодо їхніх планів та прогнозів з видобутку природного газу до 2035 року. Також сценарії видобутку природного газу було опрацьовано спільно з Асоціацією газовидобувних компаній України[12].

Активний розвиток технологій пов'язаних з відновлювальними джерелами енергії формує значний вплив на виробництво первинної енергії, що визначає основні напрямки розвитку енергетичного ринку в цілому. Одним з основних джерел первинної відновлювальної енергії є біогаз та похідна від його очистки біометан, який є кінцевим продуктом виробництва.

На сьогоднішній день в Європі, як і в Україні більшість виробленого біогазу використовується для генерації електричної енергії (лише незначна частина підлягає очищенню та перетворенню в біометан), проте Європа приділяє значу увагу розвитку ринку біометану, як альтернативного палива, яке можна транспортувати та зберігати використовуючи поточну інфраструктуру без необхідності її модернізації. Також біометан можна легко накопичувати в газосховищах для його подальшого використання в зимовий період за рахунок мінімального його використання в літній період.

Виробництво біометану в Європі до 2050 року згідно прогнозів передбачених в **«Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050»**[13] може досягнути 1 170 ТВт або 100 млрд куб. м, що рівнозначно очікуваним обсягам постачання природного газу на європейський ринок.

Згідно трьох сценаріїв **TYNDP 2020 ENTSOG** прогнозується зростання обсягів виробництва біометану:

- **Сталого переходу** – 487 ТВт (47 млрд куб. м), до 2040 року;
- **Глобальної екологічної дії** – 545 ТВт (52 млрд куб. м), до 2040 та 742 ТВт (71 млрд куб. м), до2050;
- **Децентралізованої генерації** – 727 ТВт (69 млрд куб. м), до 2040 та 921 ТВт (95 млрд куб. м), до2050.

За оцінками Біоенергетичної асоціації України загальний потенціал виробництва біометану в Україні з відходів і побічних продуктів АПК, твердих і рідких відходів комунального сектора, спеціально вирощених енергетичних культур може становить близько 7,8 млрд куб. м.

В даний час основна частина біогазу використовується в Україні для виробництва електроенергії. У перспективі можливо доведення біогазу до якості природного газу з подальшою подачею в газорозподільчі мережі для використання в якості моторного палива, а також для експорту в країни ЄС[14].

Важливе значення в майбутньому енергобалансі Європи приділяється водню, який найбільш економічно вигідний засіб акумуляції чистої енергії з відновлювальних джерел енергії.

Обсяги постачання водню в Європі до 2050 року згідно прогнозів передбачених в **«Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050»** може досягнути 1 710 ТВт або 483 млрд куб. м чистого водню, у зв'язку з цим водень стане основним джерелом енергії для майбутнього енергоспоживання.

Згідно трьох сценаріїв **TYNDP 2020 ENTSOG** прогнозується зростання обсягів виробництва водню:

- **Сталого переходу** – 24 ТВт (прогнозований обсяг виробництва водню та синтетичного газу), до 2040 року;
- **Глобальної екологічної дії** – 112 ТВт (32 млрд куб. м), до 2040 та 141 ТВт (40 млрд куб. м), до2050;
- **Децентралізованої генерації** – 363 ТВт (102 млрд куб. м), до 2040 та 496 ТВт (140 млрд куб. м), до 2050.

Слід відмітити значні амбіції ЄС по створенню нових генераційних потужностей ВДЕ з метою генерації електричної енергії та подальшого її перетворення у водень.

Найбільш амбітним на сьогоднішній день проєктом є **NortH2**. Даний проєкт передбачає будівництво до 2030 року на шельфі Північного моря парку ВЕС потужністю 3-4 ГВт, який здатний виробляти 0,8 млн т водню (9,0 млрд куб. м). Також даний проєкт передбачає розширення потужностей до 10 ГВт.

Також згідно сценаріїв **TYNDP 2020 ENTSOG** значна увага приділяється виробництву синтетичного метану, який має перекрити дефіцит енергії:

- **Сталого переходу** – 24 ТВт (прогнозований обсяг виробництва водню та синтетичного газу), до 2040 року;
- **Глобальної екологічної дії** – 127 ТВт (12 млрд куб. м), до 2040 та 261 ТВт (25 млрд куб. м), до2050;
- **Децентралізованої генерації** – 303 ТВт (29 млрд куб. м), до 2040 та 463 ТВт (44 млрд куб. м), до 2050.

[12] http://agpu.org.ua
[13] https://gasforclimate2050.eu/gas-for-climate/

[14] Зазначена інформація стосовно біогазу та біометану, була надана Товариству Біоенергетичною асоціацією України.

Рис. 2.8 Прогнози виробництва газу в ЄС 2020 – 2035 рр. згідно TYNDP 2020 ENTSOG

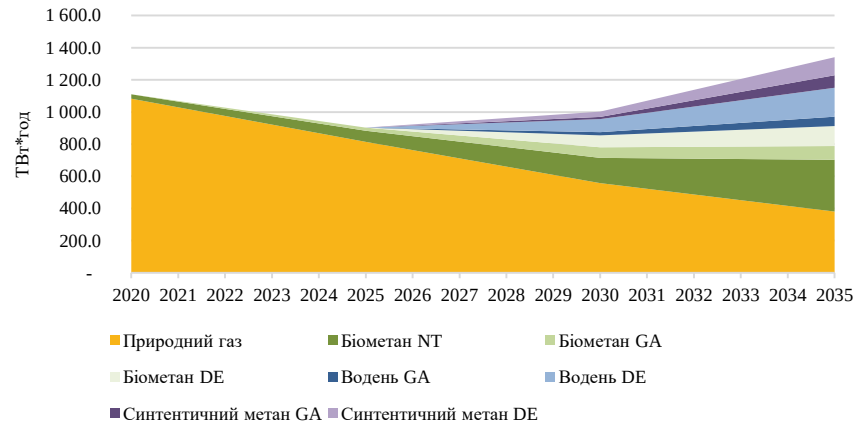
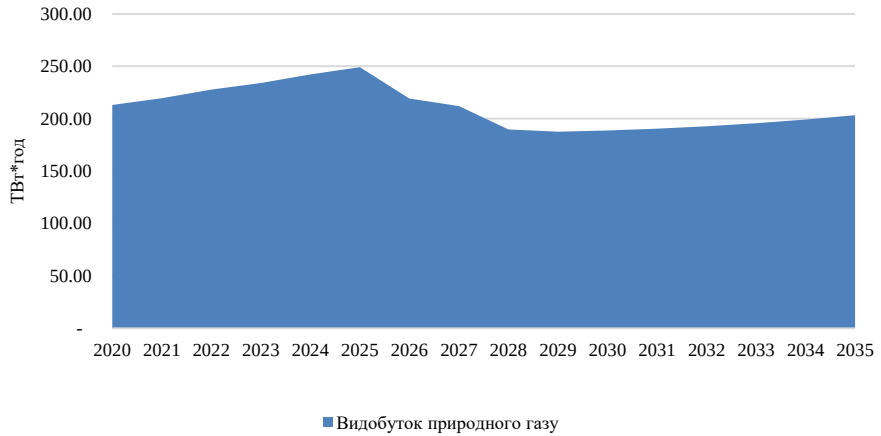


Рис. 2.9 Прогнози виробництва газу в Україні на 2020 – 2035 рр.



Незважаючи на значний потенціал Європи щодо заміщення природного газу «відновлювальними газами» (воднем, сингенетичним метаном та біометаном) та скорочення загального споживання енергії, «відновлювальні гази» не можуть повністю перекрити всі потреби в енергоресурсах. Також слід розуміти, що частина вироблених «відновлювальних газів» буде використано для заміщення нафтопродуктів, які використовуються в транспорті. Згідно прогнозів основним джерелом використання в транспортній сфері буде:

- важка техніка (50% одиниць техніки використовуватиме водень, 20% одиниць техніки – синтетичний метан та біометан);
- автобуси (25% одиниць техніки використовуватиме водень).

У зв'язку з цим ЄС передбачає існування потреби в імпорті водню та синтетичного метану. Для задоволення потреб в імпорті та сприяння реалізації «зеленого курсу» в суміжних країнах ЄС запускає програму вартістю 20 млрд EUR – «2x40 GW Green Hydrogen Initiative» (2x40) – яка передбачає створення 80 ГВт*год встановлених потужностей для генерації водню, з яких 40 ГВт передбачається розмістити в Північній Африці та України. Згідно очікувань в Україні буде розміщено половина (20 ГВт) таких потужностей, що еквівалентно 4 млн т водню, або 44,8 млрд куб. м.

Згідно прогнозів ENTSOG імпорт природного газу, водню та синтетичного метану або біометану в залежності від сценарію може становити:

- **Сталого переходу**
  Імпорт газу: 3 526 ТВт*год (326 млрд куб. м) в 2035 році та 3 446 ТВт*год (319 млрд куб. м) до 2040 році;
  Імпорт P2G: 24 ТВт*год в 2040 році.
- **Глобальної екологічної дії**
  Імпорт газу: 2 747 ТВт*год (254 млрд куб. м) в 2035 році та повної відмови від імпорту газу до 2050 року;
  Імпорт водню: 535 ТВт*год (151 млрд куб. м) в 2035 році та 938 ТВт*год (265 млрд куб. м) в 2050 році;
  Імпорт метану (синтетичний метан, біометан): 424 ТВт*год (41 млрд куб. м) в 2035 році та 1 735 ТВт*год (169 млрд куб. м) в 2050 році;
- **Децентралізованої генерації**

  Імпорт газу 2 561 ТВт*год (237 млрд куб. м) в 2035 році а повної відмови від імпорту газу до 2050року;
  Імпорт водню: 261 ТВт*год (74 млрд куб. м) в 2035 році та 543 ТВт*год (153 млрд куб. м) в 2050 році;
  Імпорт метану (синтетичний метан, біометан): 126,1 ТВт*год (12 млрд куб. м) в 2035 році та 507,0 ТВт*год (47 млрд куб. м) в 2050 році;

Згідно всіх прогнозів обсяги видобутку природного газу та виробництво біометану не зможе повністю перекривати потреби України в газі, відповідно існуючий дефіцит буде задовольнятися за рахунок інших джерел енергії (таких як водень або синтетичний метан) або імпорту.

В залежності від сценаріїв, потреба в імпортному газі буде становити від 8,0 млрд куб. м до 12,5 млрд куб. м. Відповідно Товариство повинно гарантувати наявність фізичних потужностей на гарантованій основі, по кожному з основних маршрутів імпорту.

Згідно очікувань основними маршрутами надходження природного газу залишаться точки міждержавного з'єднання Будінце та Велке-Капушани (Словаччина) Бререгдароц (Угорщина), Германовичі (Польща), Орловка (Румунія).

Рис. 2.10 Прогнози імпорту газу до ЄС в 2020 – 2035 рр.[15]

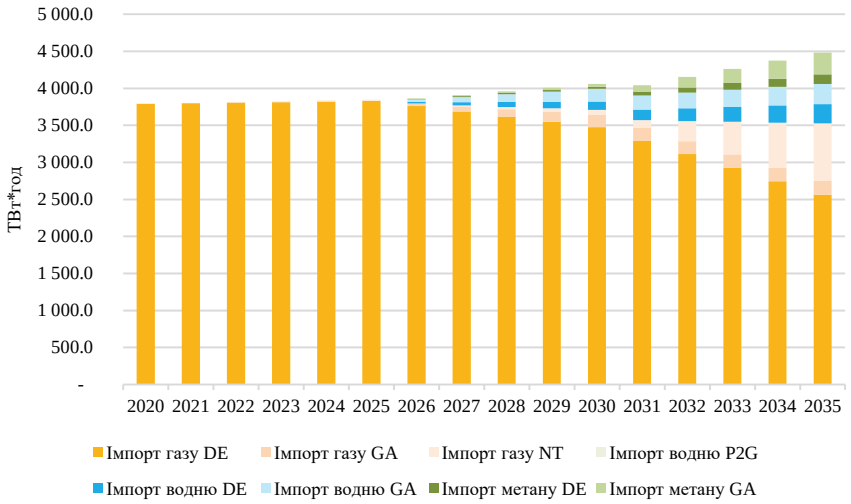
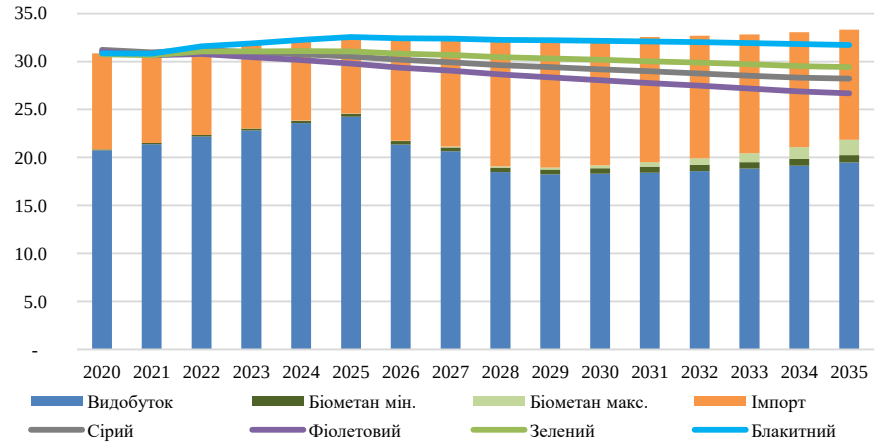


Рис. 2.11 Прогнози імпорту газу до України в 2020 – 2035 рр.



[15] З врахуванням імпорту із Норвегії

ПРОГНОЗИ ЩОДО ТРАНЗИТУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Відповідно до підписаного 30.12.2019 року «Соглашения об оказании услуги по организации транспортировки природного газа через территорию Украины между ПАО «Газпром» (далі – Договір) и НАК «Нафтогаз Украины», передбачається транзит природного газу на рівні 65 – 40 млрд куб. м протягом 2020 – 2024 рр. Також Договором передбачено можливість його подальшої пролонгації на 10 років. Проте перспективи після 2025 року в теперішній час є невизначеними. В разі реалізації такого сценарію в Україні після 2025 року вивільняються значні обсяги потужностей магістральних газопроводів.

Продовження транзиту після 2025 року та можливе збільшення обсягів замовлених потужностей на 2021-2024 рр. залежить від рівня використання поточної транспортної інфраструктури, яка здатна забезпечувати транзит російського природного газу до Європи, поза межами ГТС України та реалізації проєкту «Північний потік II».

Консалтинговою компанією «Tetra Tech ES, Inc.» в рамках програми USAID щодо проєктів енергетичної безпеки було розроблено 3 сценарії, транзиту природного газу:

- Сценарій транзиту 1: 2020 р. = 65 млрд куб. м (702 ТВт*год), 2021-2024 рр. = 40 млрд куб. м (432 ТВт*год), 2025-2029 рр. = 0 млрд куб. м;
- Сценарій транзиту 2: 2020 р. = 65 млрд куб. м (702 ТВт*год), 2021-2029 рр. = 40 млрд куб. м (432 ТВт*год);
- Сценарій транзиту 3: 2020 р. = 65 млрд куб. м (702 ТВт*год), 2021-2024 рр. = 40 млрд куб. м (432 ТВт*год), 2025-2029 рр. = 65 млрд куб. м (702 ТВт*год).

Зазначені сценарії були розроблені на основі проведеного аналізу рівня завантаженості газопроводів – «Турецький потік I та II», «Блакитний потік», «Північний потік I», «Ямал-Європа». З метою оцінку попиту на потужності слід розглянути

- **Турецький потік I**
  Дата початку впливу:
  01.01.2020
  Точка на яку має вплив:
  Орловка
  Максимальний вплив на скорочення транзиту:
  15 млрд куб. м
  Фактичний вплив:
  10,2 млрд куб. м в порівняні з транзитом через дану точку в 2019
  Коментарі:
  Транзит газу через точку міждержавного з'єднання Орловка був припинений. В майбутньому попит на потужності в цій точці зі сторони Газпрому буде відсутній.
- **Турецький потік II**
  Дата початку впливу:
  Четвертий квартал 2021 р.
  Точка на яку має вплив:
  Берегово
  Орловка
  Максимальний вплив на скорочення транзиту:
  11 млрд куб. м – Берегово
  4 млрд куб. м – Орловка
  Коментарі:
  Транзит газу через точку міждержавного з'єднання Берегово буде скорочено на 11 млрд куб. м, очікуваний попит на потужності може скоротитися до 4,1 млрд куб. м

- **Північний потік II**

Дата початку впливу:

Четвертий квартал 2022 р.

Точка на яку має вплив:

Ужгород

Ключові припущення для оцінки базового сценарію впливу «Північного потоку II» на транзит :

Використання «Газпромом» OPAL обмежено до 50%, в той час як попереднє використання (кінець 2017 – вересень 2019 року) становило 100% при вході в OPAL

Використання трубопроводу NEL було і залишається на рівні 100%

Використання трубопроводу EUGAL не обмежується нормативно, а отже, надається повна потужність в 55 млрд. куб. м на рік

Випускна потужність OPAL в Бранденбурзі в розмірі 4,5 млрд. куб. м продовжує використовуватися.

Пункт призначення пропускної здатності в 45,1 млрд. куб. м до чеського кордон на даний час не має фіксованого місця розташування, тобто частина її може бути використана для поставок до Німеччини через Gazelle і для споживання в Чехії – компенсуючи обмеження OPAL, а інша частина буде надходити на чесько-словацький кордон в Ланжот для відведення українських потоків

До введення в експлуатацію «Північного потоку 2» 1-а нитка газопроводу EUGAL буде використовуватися для компенсації обмеження потужності OPAL. Хоча до цих пір в 2020 році завантаження «Північного потоку 1» було вище номінальної потужності 55 млрд. куб. м, і тому таке використання EUGAL вплинуло на український об'єм, це не було враховано в транзитній моделі

Слід зазначити, що до звільнення від OPAL (до 2016/2017 року) вихідний об'єм з OPAL на чеському кордоні часто перевищував вхідний через додаткове заповнення з району газового басейну. Однак вважається, що оскільки це не впливає на постачання «Газпрому» по «Північному потоку 1», а використовується для забезпечення гнучкості руху газу в Німеччині, то це не впливає на український транзит. З 2020 року, незважаючи на відновлення обмежень, ця ситуація не повторилася, і випуск з OPAL в Чехії нижче, ніж вхід в Грайфсвальді

Пропускна здатність EUGAL, попередньо заброньована для виходу до Німеччини, включаючи JAGAL та/або NEL, становить 9,9 млрд. куб. м. Передбачається, що це не вплине на український транзит, оскільки він використовується, наприклад, для задоволення зростаючого імпортного попиту в Західній Європі і для конкуренції з поставками LNG.

Вихідне використання OPAL після NS2 = 50% від пропускної здатності OPAL – пропускна здатність Бранденбургу = 36.5/2 – 4.5 = 13,75

Потужність EUGAL, щоб компенсувати втрати потужності OPAL = випускній потужності OPAL – вихідне використання OPAL після NS2 =32 – 13.75 = 18.25

Вплив на український транзит = потужність EUGAL – потужність EUGAL для компенсації втрати потужності OPAL – випускна потужність EUGAL, заброньована для Німеччини та Західної Європи =55 – 18.25 – 9.9 = 26,85 млрд. куб. м

Очікуваний вплив на скорочення транзиту:

26,85 млрд. куб. м

Рис. 2.12 Прогнозований обсяг транзиту природного газу відповідно до Договору в млрд куб. м за період з 2020 – 2024 рр.

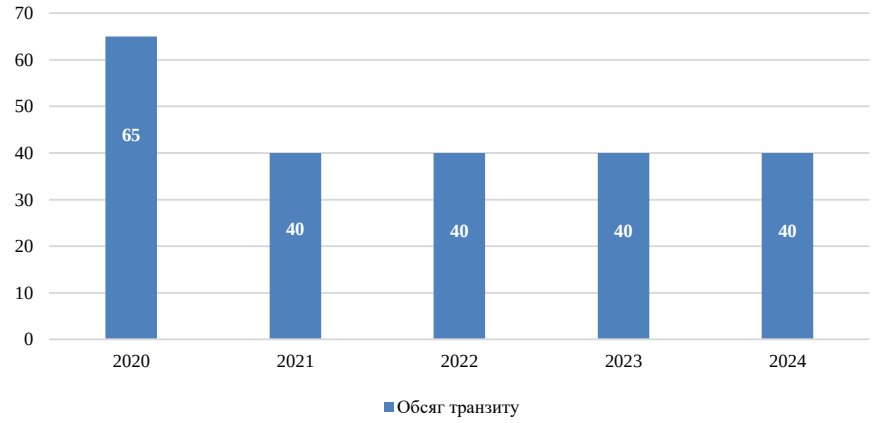
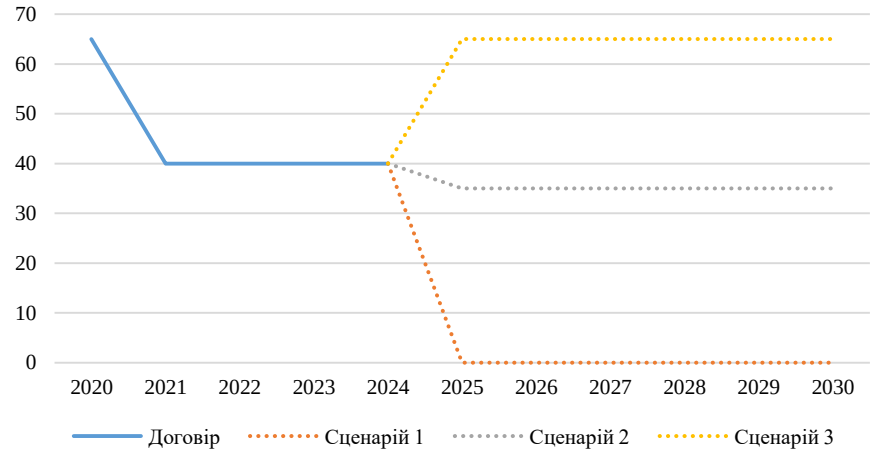


Рис. 2.13 Прогнозований обсяг транзиту природного газу відповідно до Договору в млрд куб. м за період з 2020 – 2030 рр.



2.3 ПРОГНОЗОВАНА ДИНАМІКА ПІКОВОГО СПОЖИВАННЯ ГАЗУ

Товариство несе відповідальність за надійну роботу газотранспортної інфраструктури, яка є критичною інфраструктурою, що гарантує енергетичну безпеку України та постачання природного газу всім категоріям споживачів. У зв'язку з цим, газотранспортна інфраструктура повинна повністю задовольняти збільшення обсягів споживання газу підчас різкого пікового похолодання до низьких температур, як це статистично відбувається з періодичністю раз на кожні 20 років. Відповідно ОГТСУ повинний забезпечувати розвиток газотранспортної системи на рівні необхідному для забезпечення передачі визначених обсягів газу за цих умов.

Оцінка пікового споживання з рівнем ризику 5%, проводиться для кожної області України окремо, з використанням відповідної для даного регіону мінімального значення температури, а також з оцінкою більшості точок виходу, які знаходяться в даному регіоні. Даний підхід дає можливість для оператора визначити «вузькі» місця газотранспортної системи та в подальшому визначити комплекс необхідних заходів, для гарантування стабільної та надійної роботи газотранспортної системи.

Розрахунок споживання природного газу при рівні ризику 5% розраховується відповідно до методики вказаної в «An Introduction to Statistical Modeling of Extreme Values» (Coles, 2001). А також побудови регресії споживання газу за попередні періоди.

Пікове споживання природного газу за 2018 рік надано на рисунку нижче, також на нижче наведених рисунках наведено прогнозовану динаміку пікового споживання газу за зазначених умов в Україні в цілому протягом періоду з 2020 по 2035 р. та прогнозоване пікове споживання при рівні ризику 5% природного газу в розрізі областей на 2020 рік.

Додатково інформуємо, що прогнози щодо пікового споживання при рівні ризику 5% побудовані виключно на основі чотирьох сценаріїв, які зазначені в даному Плані розвитку, та не враховують сукупність факторів, які на сьогодні є невизначеними та невідомими і можуть призвести до різкої зміни споживання газу в різних регіонах України.

За результатами проведених в травні 2020 року стратегічних сесій між НЕК «Укренерго» та ТОВ «Оператор ГТС України» нас було поінформовано щодо дефіциту в ОЕС України маневрової генерації і загострення проблеми із забезпечення операційної безпеки. Можливим рішенням від НЕК «Укренерго» було визначено введення в експлуатацію 2ГВт високоманеврових газових потужностей генерації зі швидким стартом, які наддадуть
можливість забезпечити ОЕС України необхідними резервами регулювання.
НЕК «Укренерго» було визначено наступні області для генерації:

- Полтавська;
- Київська;
- Харківська;
- Черкаська;
- Чернігівська.

Згідно заяв НЕК «Укренерго» зазначені потужності можуть бути встановленими рівномірно в кожній з областей або всі в одній із зазначених.

Додаткові пікові потужності:

- **2 – 3 млн куб. м на добу** – додаткового пікового споживання для кожної із областей або;
- **10 – 15 млн куб. м на добу** – додаткового пікового споживання для області де будуть розміщені зазначені потужності.

Рис. 2.14 Пікове споживання газу в Україні в 2019 р. по регіонах, млн куб. м на добу

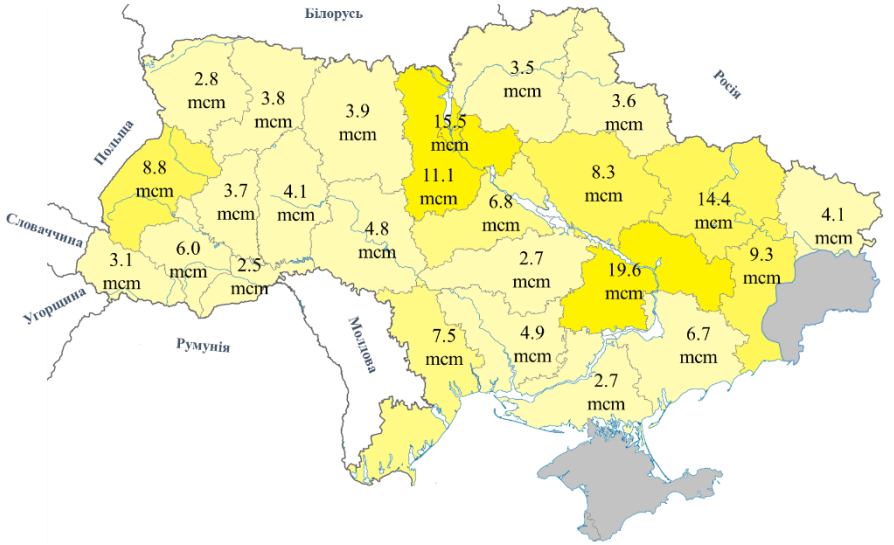


Рис. 2.15 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% на 2021 р. по регіонах, млн куб. м на добу

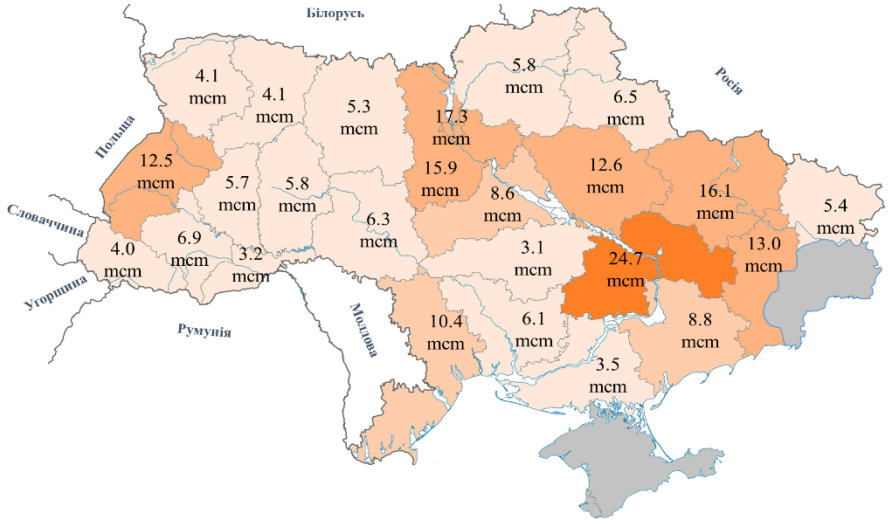


Рис. 2.16 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Блакитного сценарію в 2030 р. по регіонах, млн куб. м на добу

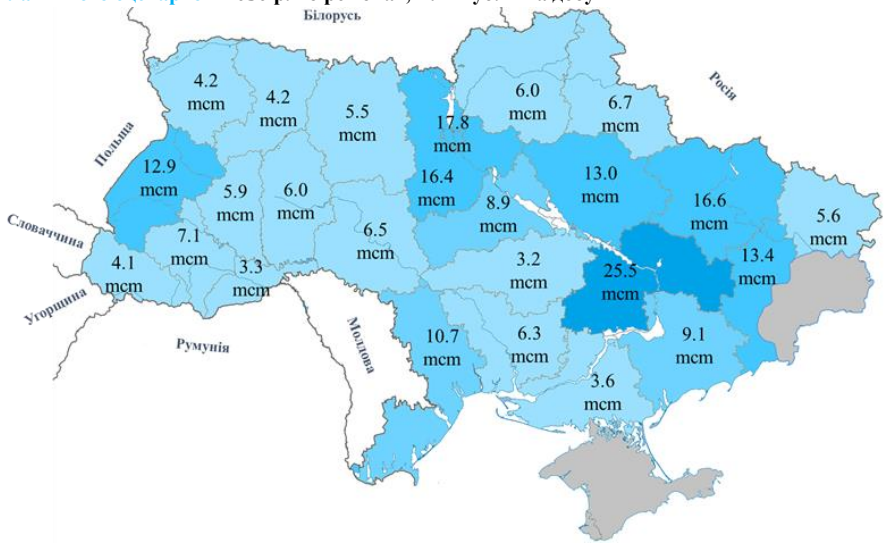


Рис. 2.17 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Блакитного сценарію в 2029 р. по регіонах

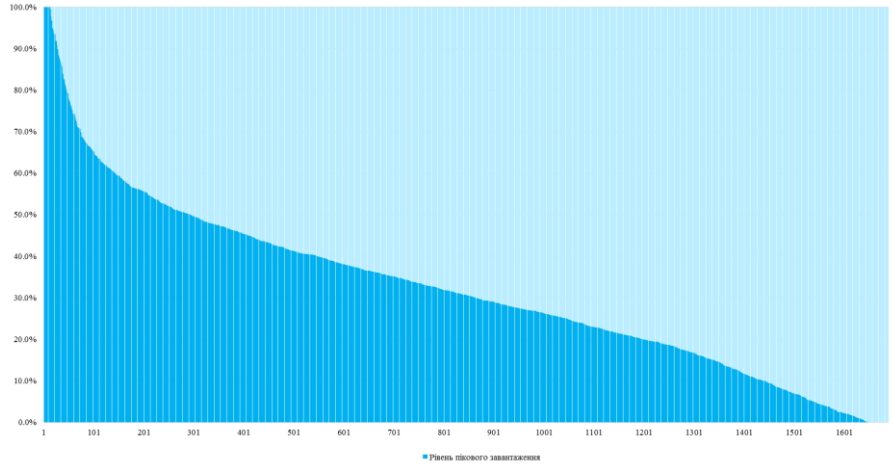


Рис. 2.18 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Зеленого сценарію в 2030 р. по регіонах, млн куб. м на добу

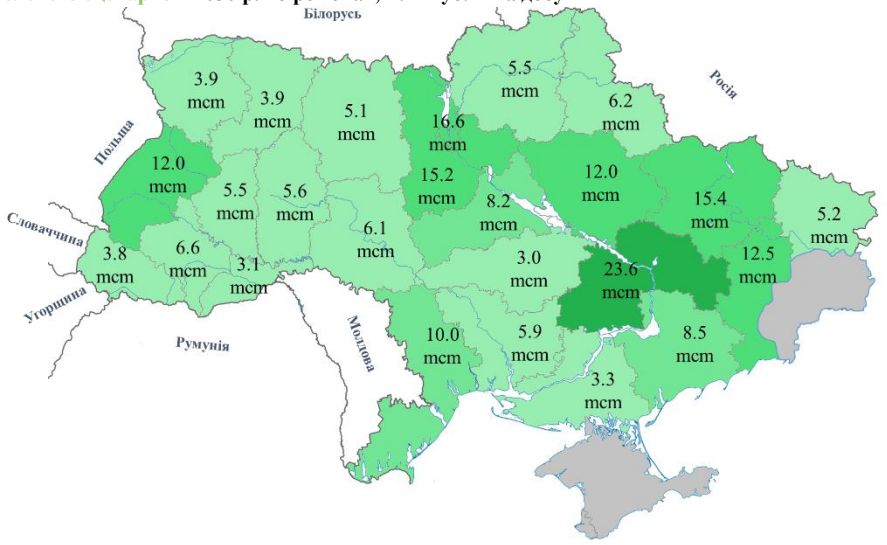


Рис. 2.19 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Зеленого сценарію в 2030 р. по основних точках виходу

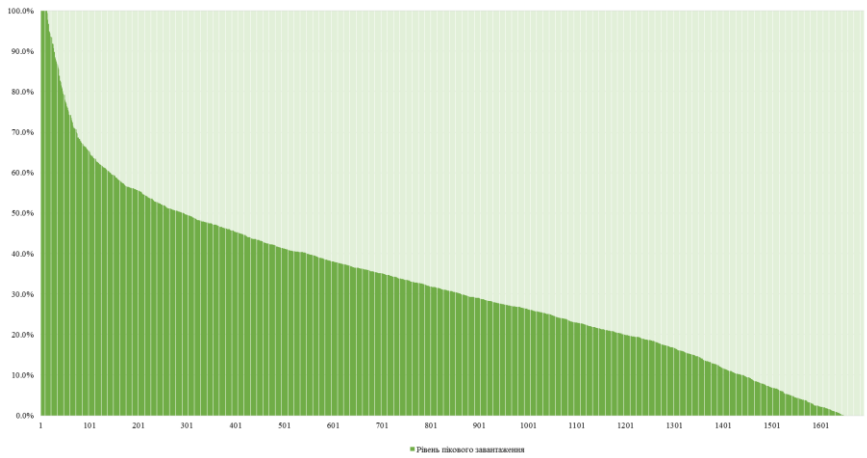


Рис. 2.20 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Сірого сценарію в 2030 р. по регіонах, млн куб. м на добу

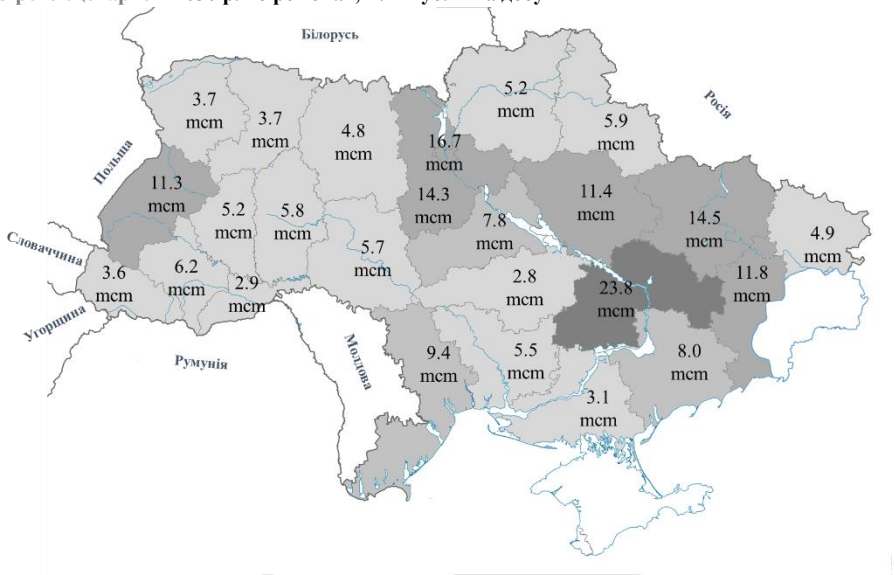


Рис. 2.21 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Сірого сценарію в 2030 р. по основних точках виходу

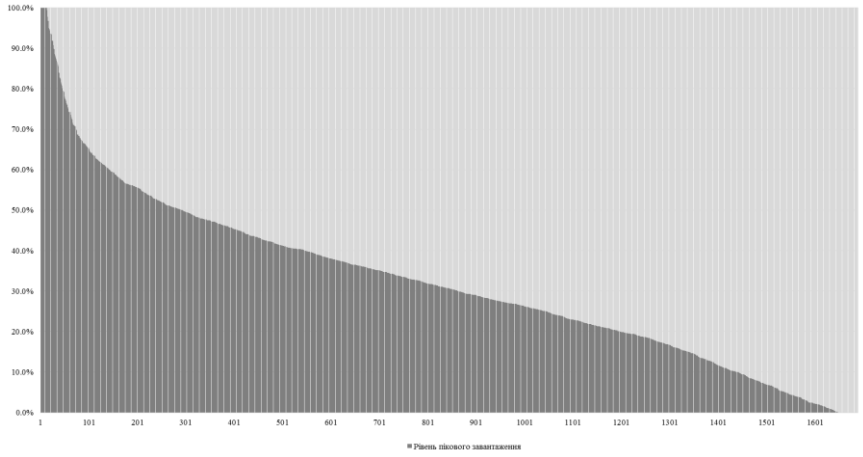


Рис. 2.22 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Фіолетового сценарію в 2030 р. по регіонах, млн куб. м на добу

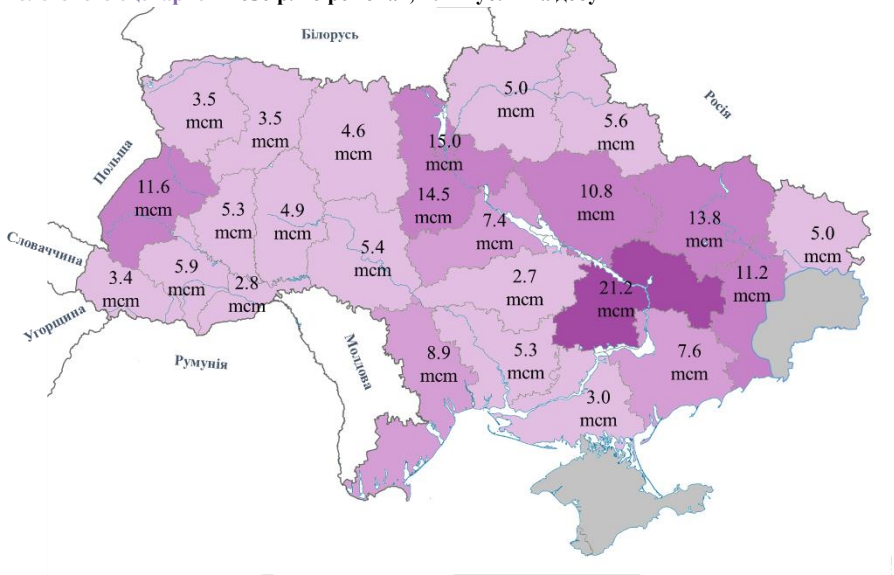


Рис. 2.23 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% відповідно до Фіолетового сценарію в 2029 р. по основних точках виходу

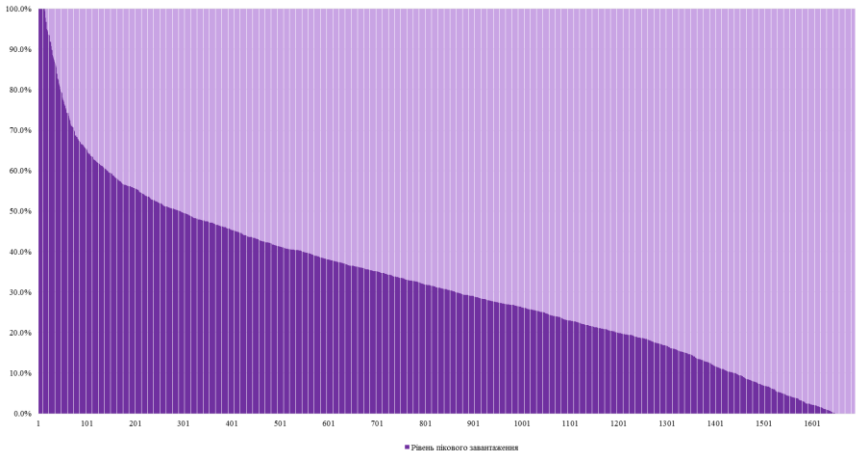
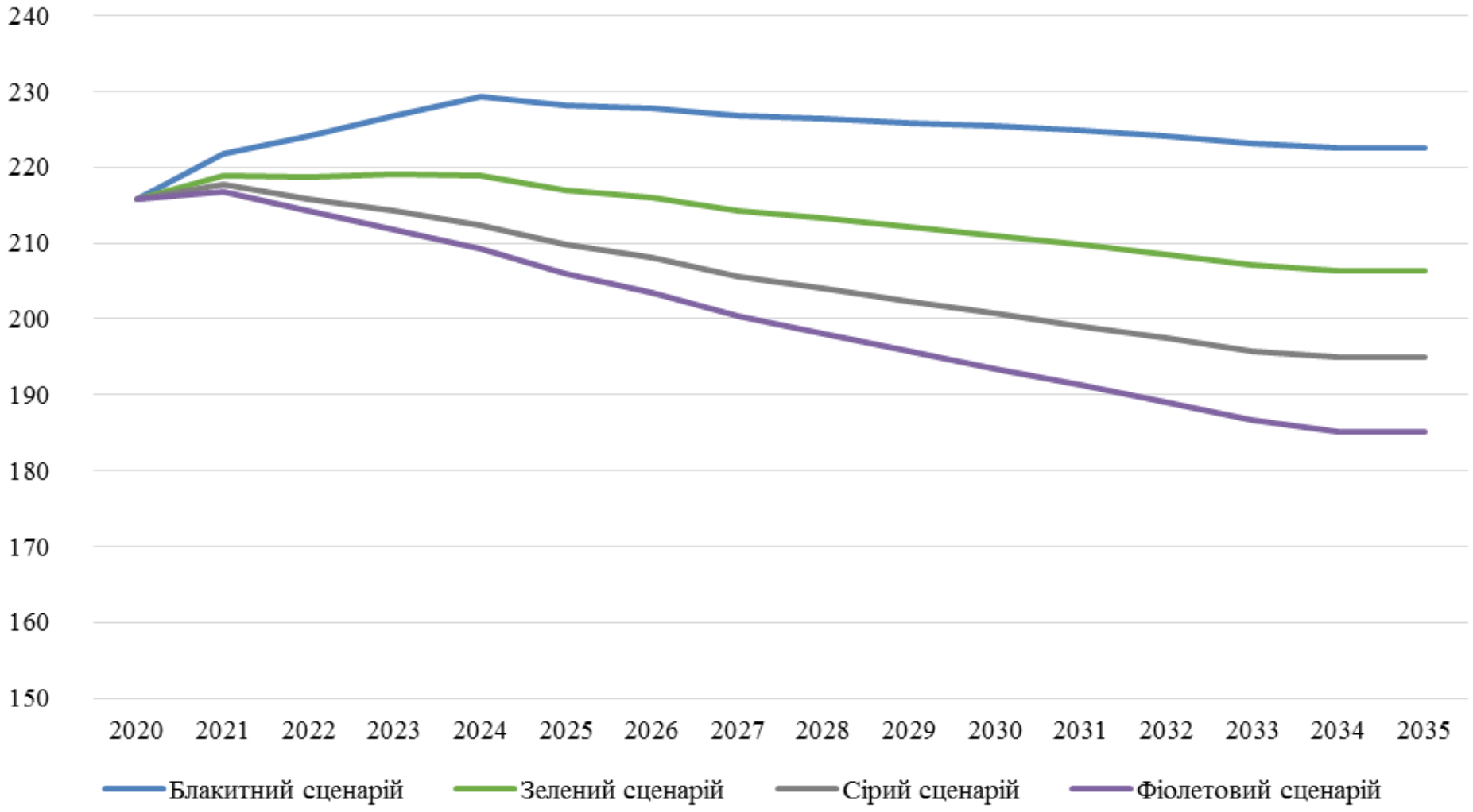


Рис. 2.24 Прогнози пікового споживання газу в Україні при рівні ризику 5% за сценаріями на 2020 - 2035 рр. , млн куб. м на добу



2.4 РОЗВИТОК ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ В ЄВРОПІ

ГАЗОВІ МЕРЕЖІ ТА LNG

Країни ЄС за підтримки Європейського Союзу, здійснюють активний розвиток внутрішньої газотранспортної інфраструктури. Окрім будівництва інфраструктурних об'єктів, які мають вплив на транспортування природного газу в середні країни та між двома країнами, реалізуються ряд проєктів, які матимуть значний на весь європейський ринок природного газу та режими роботи газотранспортної інфраструктури.

- **Турецький потік I – II**

Детальна інформація щодо впливу двох ниток **«Турецького потоку»** на транспортування природного газу надано в розділі 2.2. в підпункті «Прогнози щодо транзиту природного газу».

«Турецький потік» складається з двох морських паралельних трубопроводів (15,75 млрд куб. м на рік кожен), що з'єднують компресорну станцію Руська поблизу Анапи на російському узбережжі з приймальним терміналом у місті Київкьой на узбережжі Чорного моря Туреччини. Також існує два морські трубопроводи; один, що з'єднує термінал з турецькою газотранспортною системою на Лулебургазі, а інший йде від терміналу на турецькій території до кордону з Болгарією. Другий трубопровід надходить у пункт з'єднання (ПЗ) Странджа-Малкоклар, де створено другий ПЗ - Странджа-2. Існуючий ПЗ «Странджа» підключен до Трансбалканського газопроводу.

Будівництво двох морських трубопроводів, приймального терміналу та двох берегових трубопроводів підключення було завершено до кінця 2019 року. З 1 січня 2020 року ПАТ «Газпром» почав відправляти газ до Туреччини через першу нитку трубопроводу, а в Болгарію (і далі в Грецію та Північну Македонію) через другу нитку. Проте залишаються незавершеними проєкти із будівництва «приймаючих» газопроводів нижче по течії, які мають перенаправляти потоки з **«Турецького потоку»** до країн Європи.

Очікувані дати завершення будівництва газопроводів, що знаходяться нижче по течії:

- Болгарська ділянка від її кордону з Туреччиною до кордону з Сербією була присуджена у вересні 2019 року з терміном закінчення 26 травня 2021 року;
- Сербська ділянка від кордону з Болгарією до кордону з Угорщиною має бути завершена до листопада 2020 року. У листопаді 2019 року угорський ГТС, FGSZ, запропонував, щоб болгарська та сербська ділянки розпочали комерційну експлуатацію на повну потужність 1 жовтня 2021 року.

Розподіл потоків «Турецького потоку» матиме наступний вигляд:

- 20 млрд. куб. м на рік вихідних потужностей на кордоні Туреччини та Болгарії
- 14 млрд. куб. м на рік вихідних потужностей з Болгарії в Сербію
- 11 млрд. куб. м на рік вихідних потужностей на кордоні Сербії та Угорщини

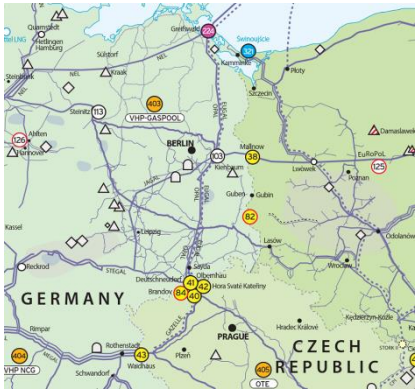
- **Північний потік II**

Один з проєктів, що матимуть найбільший вплив на Європейський газовий ринок є проєкт **«Північна потік II»**, який спрямований на імпорт російського газу через Балтійське море. Цей проєкт (довжина 1230 км, вартість 9 мільярдів EUR) удвічі збільшить потужність Північного потоку, який було введено в експлуатацію в 2012. **«Північний потік II»** складається з двох паралельних ліній загальною річною потужністю 55 млрд. куб.м. газу (27,5 млрд. куб.м. кожна).

- **EUGAL**

З метою забезпечення функціональності «Північного потоку II» іде будівництво «приймаючого» газопроводу нижче по течії – **EUGAL**. **EUGAL** – це новий газопровід протяжністю 480 км, що з'єднує вихід підводного газопроводу **«Північна потік II»** в точці входу Грейфсвальд та в точці виходу Дойчнойдорфа на німецько-чеському кордоні. Він складається з двох паралельних ниток до Бранденбурга (Кінбаумі і Рейленд), а потім з однієї нитки до Дойнойдорф.

Рис. 2.25 Карта маршруту трубопроводу EUGAL



Вхідний потенціал EUGAL становитиме 55 млрд куб. м на рік. Домовлені довгострокові контракти, які передбачають 45,1 млрд куб. м на рік випускної потужності на німецько-чеському кордоні та 9,9 млрд куб. м на рік вихідної потужності на захід для постачання у Німеччину. **EUGAL** буде підключений як до трубопроводів **NEL** (у Любміні), так і до **JAGAL** (у Бранденбурзі), щоб забезпечити вихід газу до Німеччини та Західної Європи, а також потужність виходу на точках підключення Кіенбаум та Раделанд. Трубопровід **JAGAL** доставляє газ з трубопроводу Ямал-Європа на польсько-німецькому кордоні до південної частини Німеччини. Таким чином, потоки через **«Північний потік II»** та EUGAL також можуть впливати на потоки до Німеччини через трубопровід «Ямал-Європа».

Трубопровід **EUGAL** не буде повністю використаний до тих пір, поки **«Північний потік II»** не буде завершено, фізичне з'єднання означає, що **EUGAL** може отримувати частину газу від **«Північного потоку I»**. Перша лінія трубопроводу **EUGAL** (потужністю 30,9 млрд куб. м) була введена в експлуатацію 1 січня 2020 року. Другу лінія, що забезпечує повну потужність **EUGAL**, планується ввести в експлуатацію в січні 2021 року

- **«Балтійський газопровід»**

Проєкт «Балтійський газопровід» - це газопровід з Норвегії до Північного моря на береговій зоні Польщі (через Данію). Цей проєкт є результатом співробітництва між Датським оператором ГТС «Energinet» та оператором ГТС Польщі «Gaz-System». Мета проєкту – створення нового коридору газопостачання на європейському ринку; проєкт отримав визнання Європейської комісії як пріоритетний інфраструктурний проєкт та фінансування ЄС. Наразі повне введення в експлуатацію заплановано 1 жовтня 2022 р. Трубопровід забезпечить транспортування 10 млрд кубометрів газу на рік з Норвегії до Данії та Польщі і 3 млрд кубометрів газу на рік з Польщі до Данії. Балтійський газопровід допоможе скасувати залежність Польщі від російського газу та відкриє можливості для розвитку країни в ролі регіонального газового центру, що зможе транспортувати надлишки газу до центральної та східної Європи.

Рис. 2.26 Схема маршруту проєкту Балтійського газопроводу

- **Польські проєкти LNG**

Заплановане розширення терміналу Свіноуйсьце з 5 млрд куб. м до 7,5 млрд куб. м газу на рік. Компанія "Polskie LNG" (дочірнє підприємство, що повністю належить компанії "Gaz-System") зазначила, що збільшення потужності терміналу на 50% планується завершити до кінця 2021 року, а будівництво третього бункера для зберігання газу - до 2023 року. Програма розширення передбачає будівництво другого причалу для завантаження та розвантаження танкерів СПГ, перевантаження СПГ, переміщення та обслуговування бункерів з СПГ.

Польський проєкт FSRU - Польське узбережжя Балтійського моря

"Gaz-System" розробляє ще один СПГ проєкт в Гданській затоці Балтійського моря. Цей проєкт передбачає будівництво плавучої установки для зберігання та регазифікації СПГ (FSRU). Головна роль установки FSRU полягає в забезпеченні державної мережі регазифікованим природним газом для внутрішнього споживання в Польщі та сусідніх країнах. Установка FSRU також зможе надати додаткові послуги, наприклад, перевантаження LNG в танкери меншого об'єму та переміщення природного газу в бункери. Установку FSRU потужністю 4 млрд куб. м на рік планується завершити до 2025 р. Держсекретар, відповідальний за проєкти в галузі енергетики, також наголосив, що потужність установки в майбутньому можна збільшити вдвічі до 8 млрд куб. м на рік. Проєкт посідає четверте місце в інвестиційному плані ЄС та має статус пріоритетного інфраструктурного проєкту.

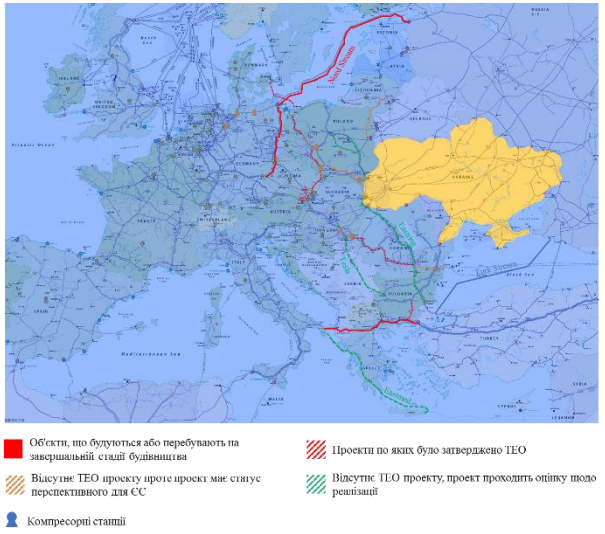
Рис. 2.27 Схема розташування діючих та проєктних польських LNG терміналів

- **Розвиток LNG в Європі**

В Європі спостерігається розвиток додаткових потужностей LNG. В Найближчим часом планується увести експлуатацію 9 млрд куб. м на рік додаткових потужностей LNG, з яких 3 млрд куб. м на рік припадає на Хорватський LNG термінал Крк, що має бути введений в експлуатацію в 4 кварталі 2020 р. Також планується додатково вести в експлуатацію LNG потужністю 130 млрд куб. м на рік з яких 108 млрд куб. м на рік в країнах ЄС та 14 млрд куб. м на рік в Туреччині. Із 130 млрд куб. м на рік планових потужностей LNG, в експлуатацію буде введено лише частину потужностей – статус цих проєктів є невизначеним.

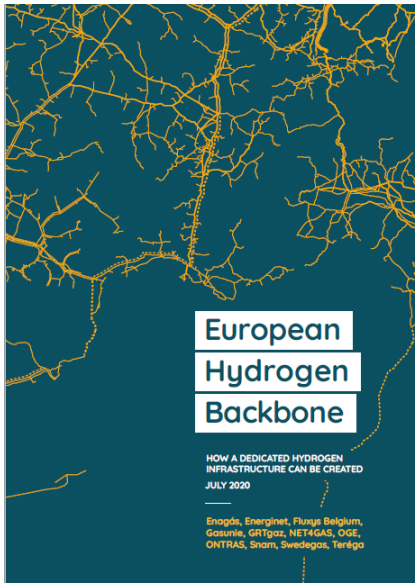
Рис. 2.28 Карта основних проєктів що реалізуються в суміжних країнах[16].

Рис. 2.29 Карта основних проєктів що реалізуються в суміжних країнах та матимуть вплив на ГТС України.



16 https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

«EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE»



Відповідно да «European Hydrogen Backbone»[17] – дорожня карта з розвитку інфраструктуру в Європі для транспортування водню, в тому числі використовуючи наявні газопроводи.

Для переходу енергетичної системи ЄС на нульовий рівень викидів важливого значення набувають водень та біометан разом з відновлюваною електроенергією. Також передбачається використанням існуючої добре розвиненої енергетичної інфраструктури ЄС. З метою використання можливостей водню у повному обсязі, має існувати чітке розуміння етапів розвитку та інтеграції європейського ринку водню. Швидке нарощування відновлюваної енергії для прямого попиту на електроенергію також забезпечить основу для поставки відновлюваного зеленого водню, особливо з кінця 2020-х років.

У середньо та довгостроковій перспективі більша частина водню буде зеленим воднем. Проте до того, як дешева електроенергія з відновлюваних джерел буде достатньо масштабною, низьковуглецевий синій водень буде корисним для прискорення декарбонізації з середини 2020-х років. Цей низьковуглецевий водень буде частково заснований на застосуванні CCS до існуючого виробництва сірого водню в промислових кластерах.

Для широкомасштабного споживання водню знадобиться добре розвинена транспортна інфраструктура. Десять європейських країн, які приєдналися до ініціативи «European Hydrogen Backbone» – Німеччина, Франція, Італія, Іспанія, Нідерланди, Бельгія, Чехія, Данія, Швеція та Швейцарія (***далі по тексту в даному розділі - Учасники***) – планують починаючи з середини 2020-х років поступово розвивати(створювати) необхідну інфраструктуру для транспортування чистого водню або його суміші з природним газом. Згідно планів учасників планується створити (в т. ч. включаючи проведену реконструкцію поточної газової інфраструктури) до 2030 року 6800 км газопроводів придатних для транспортування водню.

Реалізація першого етапу має розпочатися на початку 2020-х. На другому та третьому етапі інфраструктура має бути ще більше розширена до 2035 року і до 2040 року її довжина має бути збільшена до майже 23 000 км. Також в рамках цієї ініціативи планується прокласти, додаткові маршрути через країни, які ще (досі) не приєдналися до ініціативи «European Hydrogen Backbone», включені пунктирними лініями на карту 2040 року (Рис. 2.32). Подальший розвиток мережі очікується до 2050 року. Зрештою, буде створено дві окремі паралельні газотранспортні мережі:

- Воднева – для транспортування водню
- Біометанова – для транспортування біометану

Нова інфраструктура повинна забезпечити транспортування водню, виробленого із (офшорного) вітру та сонячної енергії, в межах Європи, а також дозволити імпорту водню з-за меж Європи.

Європейська газова інфраструктура складається з трубопроводів різних розмірів, від 500 дюймів у діаметрі до 1 200 мм і вище. Основу для нової інфраструктури буде створено за рахунок реконструкції існуючих трубопроводів. Переоснащення 900 мм і 1200 мм газопроводів, які на сьогоднішній день використовуються для транспортування газу, можуть забезпечити умови для транспорту 13 ГВт водню (слід враховувати нижчу енергетичну щільність водню в порівняні з воднем) по всій Європі, що вказує на величезний потенціал газової інфраструктури у майбутній енергетичній системі ЄС з нульовими викидами.

Створення водневої інфраструктури згідно аланів на 2040 р. вимагає загальних інвестицій в розмірі 27-64 млрд EUR. Основу для майбутньої інфраструктури (близько 75%) складуть реконструйовані існуючі газопроводи, решту 25% складуть нові трубопроводи.

Експлуатаційні витрати згідно оцінок оцінюється в межах 0,09-0,17 євро за кг водню на 1000 км, що дозволяє економічно ефективно транспортувати водень на великі відстані по Європі.

Створення транспортної інфраструктури для водню є лише невеликою частиною усієї необхідної інфраструктури яка також охоплює його виробництво, торгівлю та споживання і є основою для величезного за своїм масштабом ринку водню, проте роль транспортної інфраструктури є ключовою. У зв'язку з цим оператори країн Учасників розцінюють створення необхідної інфраструктури як «першого рушія», що сприятиме розвитку усього ринку водню, а саме формуванню попиту та пропозиції. Європейські оператори газотранспортних систем виявляють готовність очолити ці зміни та забезпечити необхідні інвестиції, щоб сприяти нарощуванню виробництва та споживання водню.

Створення інфраструктурної основи для ринку водню, також регламентуються Водневою стратегією Європейської комісії. У своїй Водневій стратегії Європейська Комісія вже заявила, що має на меті забезпечити включення водневої інфраструктури до процесу плануванні інфраструктури, в тому числі шляхом перегляду Трансєвропейських енергетичних мереж та роботи над Десятирічним розвитком мережі (TYNDP).

Вироблення політики щодо сталого фінансування та перегляд газового законодавства для конкурентних декарбонізованих ринків газу також повинні зіграти свою роль у забезпеченні довгострокових інвестицій у цю ключову європейську інфраструктуру.

«European Hydrogen Backbone» є відкритою ініціативою, до якої запрошуються інші оператори газотранспортних систем з усієї Європи та з сусідніх географічних регіонів, а також наші асоціації GIE та ENTSOG.

17 https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/

Рис. 2.30 Карта водневої інфраструктури в 2030 році згідно планів «European Hydrogen Backbone»

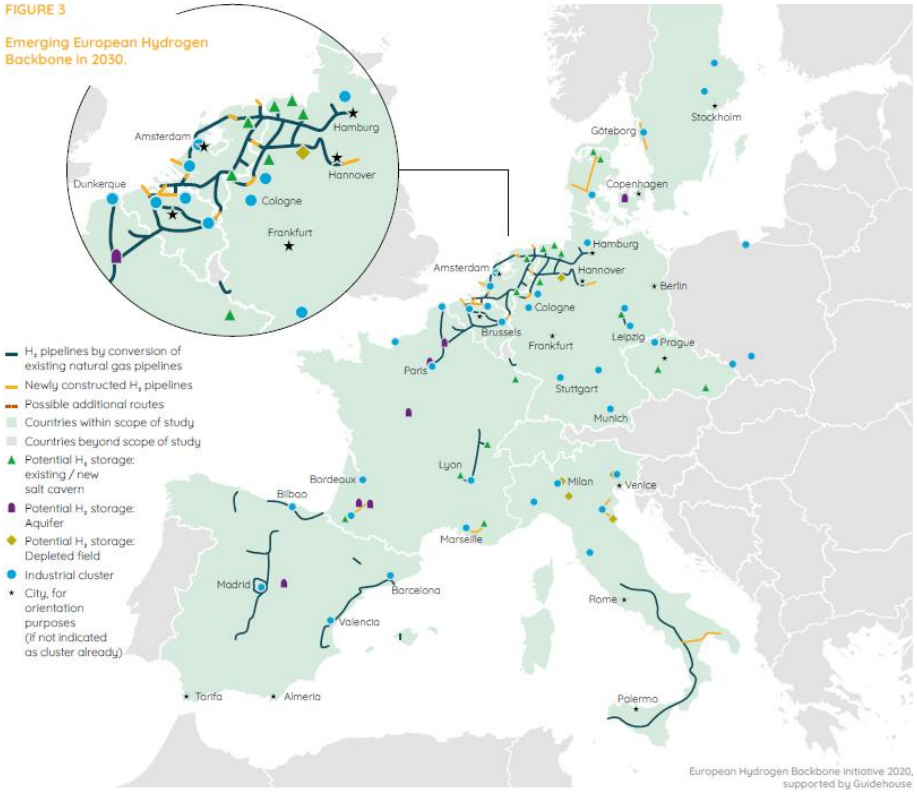


Рис. 2.31 Карта водневої інфраструктури в 2035 році згідно планів «European Hydrogen Backbone»

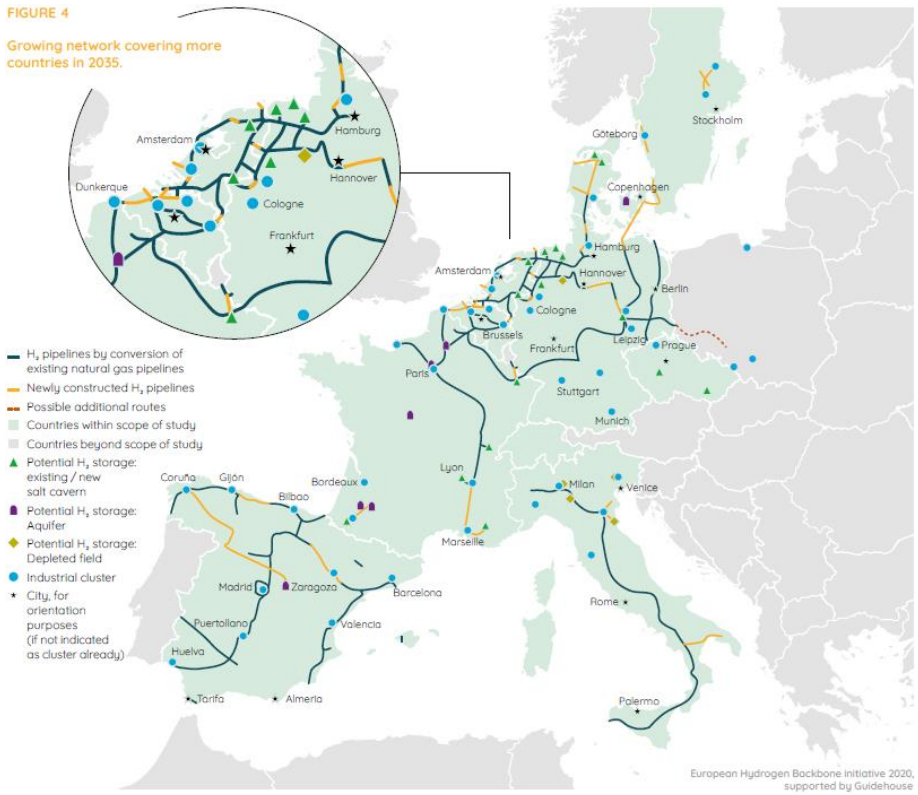
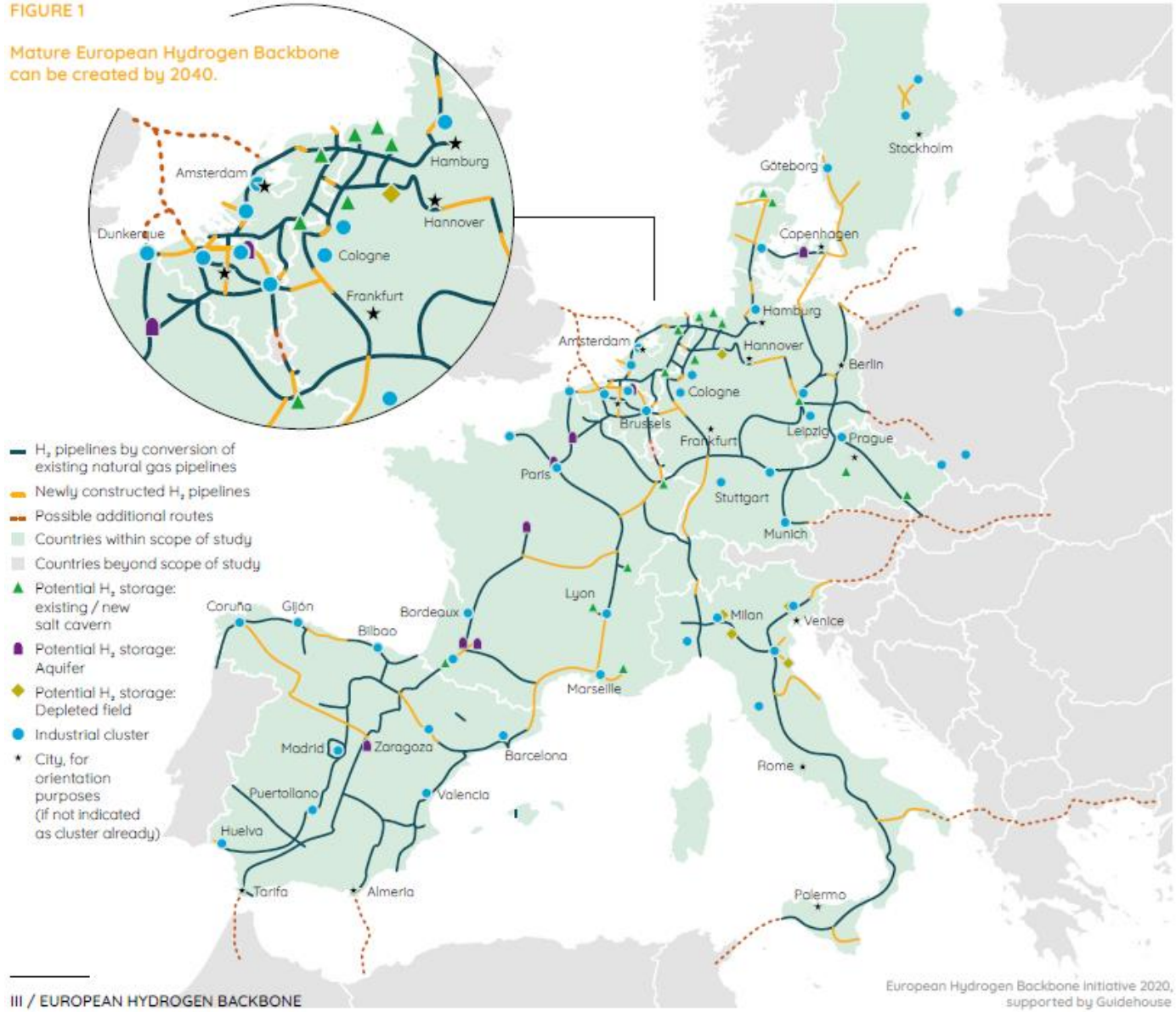


Рис. 2.32 Карта водневої інфраструктури в 2030 році згідно планів «European Hydrogen Backbone»



2.5 МАЙБУТНЄ ГТС УКРАЇНИ

КУРС НА ЧИСТИЙ РОЗВИТОК

Декарбонізація

На сьогоднішній день роль екології в економіці України значно уступає тієї ролі яка вона займає в найбільш розвинутих країнах світу, і даному питанню приділяється недостатня увага. Також, в традиційних галузях відсутня успішна бізнес-культура, яка приділяла значну увагу екологічним проблемам та рівню викидів шкідливих речовин, які продукує компанія. У зв'язку з усвідомленням цих проблем та стратегії нашої компанії в тому числі на екологічність та захист довкілля, Товариство потребує ефективної експертизи, впровадження нових технологій, які були б однаково ефективними як з точки зору економіки так і екології, постійної підтримки низьковуглецевої стратегії компанії, а також формування в Товаристві потужної бізнес-культури, яка б базувалася на низьковуглецевій відповідальності не лише Товариства, але і кожного працівника.

У зв'язку з цим в Товаристві була сформована «Робоча група з декарбонізації», до основних компетенцій якої належить:

- вироблення пропозицій щодо формування стратегії Товариства з декарбонізації та розвитку альтернативних джерел енергії;
- налагодження постійно взаємодії з державними органами України та зовнішніми організаціями щодо системних походів в сфері нових напрямків діяльності та зниження викидів парникових газів;
- сприяння адаптації газотранспортної інфраструктури до вимог майбутнього енергетичного ринку;
- сприяння впровадженню у виробництво сучасних науково-технічних досягнень та технологій направлених на зниження викидів парникових газів та реконструкцію ГТС для транспортування відновлювальних газів;
- підготовка в межах компетенції пропозицій до зміни законодавчої та правової бази України, пропозицій щодо внесення змін до внутрішніх розпорядчих документів;
- організація та/або проведення ознайомчих семінарів/доповідей щодо світових тенденцій із впровадження та використання сучасних науково-технічних досягнень, технологій та системних походів в сфері відновлювальних газів та зниження викидів парникових газів;
- розгляд шляхів реалізації програм і рішень, спрямованих на вирішення актуальних проблем розвитку Товариства.

Оператор ГТС України планує зосередити зусилля у стратегічному напрямі «Декарбонізація та чистий розвиток» за такими аспектами:

- **Перехідне паливо**. ЄС визначив природний газ як перехідне паливо (bridge fuel), що забезпечить стале крокування до безвуглецевої енергетики майбутнього. Транспортування природного газу шляхом використання потужностей Оператора ГТС України допомагає знизити шкідливі викиди в ЄС вже зараз. Зокрема, шляхом використання газу для заміщення вугілля в електроенергетиці і промисловості – для досягнення подальших цілей Паризької угоди і Зеленого курсу ЄС протягом наступних 5-15 років.
- **Інтеграція енергетичних систем**. В липні 2020 року Єврокомісія опублікувала «Стратегію інтеграції енергетичних систем», якою координується планування та функціонування розвитку цілісної енергетичної системи. Технологічна єдність газотранспортних та електричних систем є очевидною для формування спільного бачення перспективного розвитку. Погоджена стратегія розвитку електричних та газових мереж є наразі загальноєвропейською практикою, що спрямована на ефективне використання сильних сторін кожної окремої мережі. Співпраця операторів дозволить значно прискорити перехід України до декарбонізованої економіки. Магістральні газопроводи є необхідними для з'єднання секторів енергетики, враховуючи великий попит на газову маневрову генерацію в енергосистемі для балансування відновлювальних джерел енергії.
- **Відновлювальні гази**. Деякі гази можуть бути не тільки викопиними, а відновлювальними, й у майбутньому трубопроводи транспортуватимуть їх. Зокрема, водень переходить з категорії «промислових газів» – в «енергоносій», оскільки його визначено одним з ключових шляхів до декарбонізації ЄС, а отже попит на цю сполуку буде зростати. Вірогідно, воднева економіка почнеться з локальних індустріальних кластерів й масштабуватиметься та інтегруватиметься у подальшому. Відповідно до дорожніх карт ЄС, зростання транскордонної торгівлі, взаємопов'язаних мереж і транспортування водню заплановано після 2030 року. Таким чином визначення можливості транспортування та зберігання відновлювальних газів є однією з пріоритетних задач для України. Наразі в Операторі ГТС України ведеться робота із визначення усього спектру технологічних, нормативних та економічних перспектив і викликів та підготовка до такої стратегії.
- **Біометан**. Цей вид палива може стати важливим джерелом декарбонізації економіки, не створюючи конфлікту з харчовою безпекою України та землекористуванням, а також знижуючи викиди від сільськогосподарської діяльності. Для цього завданням національного рівня є легалізація біометану, узгодження і впровадження сертифікатів походження та визначення умов його допуску в ГТС України. А Оператор ГТС, зі свого боку, має забезпечити готовність своєї інфраструктури приймати та транспортувати таку хімічну сполуку.
- **Стиснений природний газ (CNG)**. Оператор ГТС України залишається надійним партнером екологічному, доступному і надійному транспорту на метані. Наразі в Україні працює 235 автомобільних станцій заправок природним газом. З них 58 розташовані на магістральних газопроводах ОГТСУ та можуть забезпечити обслуговування понад 160 тисячавтотранспортних засобів. Розвиток муніципального транспорту на метані допоможе знизити викиди шкідливих речовин в містах та зменшить залежність від імпортованого дизельного палива. ОГТСУ здатен забезпечити доступ до газотранспортної інфраструктури для громад, зацікавлених у розвитку екологічного міського транспорту.

Товариство спільно з ДП «Укравтогаз» розробило спільний бізнес-кейс, який дає змогу зробити попереднє обґрунтування розгляду автобусів на CNG в якості пріоритетних, в порівняні з автобусами на ДВС або Електроенергії. Розрахункову

модель бізнес-кейсу буде використано для аналізу ефективності використання CNG автобусів Товариством та сприяння закупівлі інших транспортних засобів для потреб Товариства.

В якості підтвердження власної прихильності розвитку чистого, економічного та надійного пасажирського транспорту на стисненому природному газі та бізнес-кейсу Товариство провило успішні публічні закупівлі 11 автобусів на CNG.

Екологія

Товариство приділяє значну увагу формуванню та реалізації єдиної комплексної політики з питань охорони навколишнього середовища та мінімізації негативного впливу на довкілля при провадженні виробничої діяльності, а також плануванню та обліку витрат паливно-енергетичних ресурсів і енергоефективності.

Основними напрямками у забезпеченні охорони довкілля є:

- Зменшення обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря;
- Забезпечення раціонального використання природних ресурсів у т. ч. водних ресурсів;
- Забезпечення раціонального поводження з відходами, що утворюються та впровадження заходів із зменшення обсягів їх утворення;
- Забезпечення організації проведення періодичних екологічних вимірів на технологічному обладнанні з метою контролю відповідності їх до вимог чинного законодавства та стандартів.

Також на сьогоднішній день Верховна Рада України ухвалила вцілому проєкт закону «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів», який встановлює засади моніторингу викидів, а також сприятиме координації енергетичних стратегій України та ЄС, щодо розвитку зеленої енергетики та зелених технологій, основні положення вказаного закону будуть в обов'язковому порядку імплементовані в Товаристві.

Оператор газотранспортної системи здійснює послідовну політику стосовно забезпечення реалізації державної стратегії у сфері раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів та енергоефективності в процесі транспортування природного газу магістральними газопроводами. Впровадження підрозділами Товариства енергоефективних технологій, обладнання та заходів, спрямованих на економію паливно-енергетичних ресурсів, є одним із важливих завдань їх виробничої діяльності.

В Товаристві ведеться робота з моніторингу витрат паливно-енергетичних ресурсів для виробничо-технологічних потреб за широким спектром технологічних операцій, що дає можливість визначати «вузькі місця» з точки зору енергоспоживання, можливі резерви для зменшення витрат і пріоритети для впровадження енергоефективних заходів.

З метою підвищення енергоефективності технологічного процесу транспортування природного газу в Товаристві розробляють перелік організаційно-технічних заходів, спрямованих на скорочення споживання паливно-енергетичних ресурсів.

Для забезпечення діяльності Товариства у сфері раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів та енергоефективності розроблена відповідна нормативна база.

Слід зазначити, що з метою зниження негативного впливу від зміни клімату в 2015 році в Парижі була підписана «Паризька кліматична угода», яка передбачає масове скорочення до 2050 року викидів парникових газів Відповідно до цієї угоди рівень викидів парникових газів в Україні має скоротитися на 40% до 2030 року та на 70 % до 2050 року в порівнянні з рівнем викидів в 1990р.

В рамках реалізації даної цілі Товариство визначає для себе наступні пріоритети:

- заміна неефективного, морально застарілого та екологічно-шкідливого обладнання на сучасне яке відповідає усім екологічним вимогам;
- впровадження альтернативних джерел енергії для енергопостачання інфраструктурних об'єктів ГТС;
- впровадження заходів з енергоефективності та енергозбереження на об'єктах ГТС.

Важливо зазначити, що при плануванні та реалізації проектів реконструкцій компресорних станцій Товариство обов'язково проводить оцінку впливу на довкілля та передбачає граничні обсяги викидів газоперекачувальних агрегатів на рівні європейських норм. Наразі ведуться роботи (на різних стадіях) по масштабній модернізації 8 компресорних станцій.

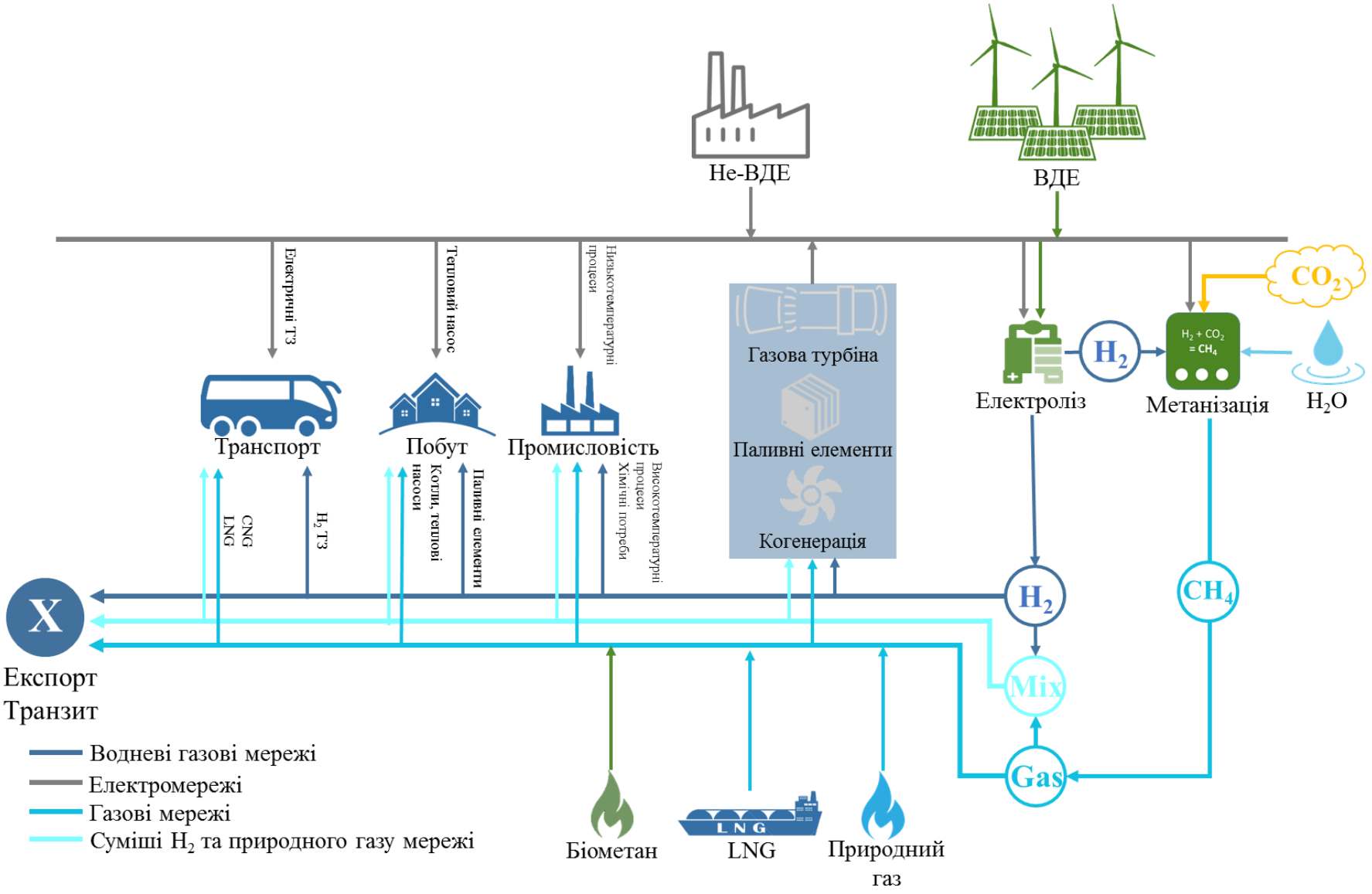
Стратегія Товариства передбачає значне скорочення викидів завдяки технічній модернізації інфраструктури, а також в цілому активно підтримує процеси декарбонізації економіки України. Товариство впровадить політику відповідального поводження з природними ресурсами та охорони навколишнього середовища, орієнтуючись на стандарти ЄС, кращі практики європейський операторів та на досвід прогресивних компаній світу.

Досягти цих цілей підприємство планує в тому числі завдяки діалогу з громадськістю та регулярному висвітленню екологічних аспектів своєї діяльності.

ОГТСУ використовує великі обсяги води – наразі дві третини із них для господарсько-побутових потреб та третину для виробничих потреб (гідравлічні випробовування, поливи території, мийні заходи). Розуміючи важливість ощадливого ставлення до природи, ОГТСУ планує за найближчі роки зменшити використання води для господарсько-побутових потреб, зокрема й шляхом встановлення лічильників води на всіх об'єктах та моніторингу показників витрат з метою аналізу і виявлення проблем.

«Ми прагнемо не тільки зменшити шкідливі викиди, а й перейти на більш сучасні екологічні технології, які дозволять Україні через 15-30 років бути невід'ємно інтегрованою складовою у сімействі європейських країн. Для цього ми створили робочу групу з декарбонізації, куди увійшли екологи та інженери компанії, які оцінюють можливість та перспективність впровадження нових технологій, в тому числі вивчають можливість використання ГТС України для транспортування біометану і водню. Ми запрошуємо до співпраці науково-дослідні інститути, компанії-виробники новітніх інженерних технологій та партнерів для обміну досвідом», – **зауважив Павел Станчак, заступник генерального директора з розвитку та трансформації ОГТСУ.**

Рис. 2.33 Схема ролі відновлювальних газів в енергетичній системі майбутнього



АДАПТАЦІЯ ІНФРАСТРУКТУРИ

Газотранспортна система України була розрахована на значні потужності, які на сьогоднішній день не використовується. Детальний аналіз поточної та історичної завантаженості точок входу та виходу (в т.ч. і внутрішніх) надано в **розділі 1.4.** Також було проведено оцінку внутрішнього пікового попиту на потужності відповідно до методології оцінки ризиків – **розділ 2.3.** Проведена оцінка засвідчує, що газотранспортна система України має значний надлишок потужностей, які на сьогоднішній день не використовуються і в майбутньому додаткового попиту на цю потужність не спостерігається.

Також, відповідно до чинного контракту з компанією ПАТ «Газпром» обсяги транспортування природного газу територією України з Російської Федерації до європейських країн будуть суттєво зменшуватися впродовж 2020-2025 років, а перспективи після 2025 року в теперішній час є невизначеними. В разі реалізації такого сценарію в Україні після 2025 року вивільняються значні обсяги потужностей магістральних газопроводів.

У зв'язку з цим Товариством був складений перелік об'єктів інфраструктури які не будуть задіяними в транспортуванні природного газу магістральними газопроводами, а також переліку компресорних станцій, які будуть переведеними в резерв для збереження надійної роботи ГТС при пікових навантаженнях.

Для проведення оцінки ефективного використання інфраструктури було проведене моделювання можливих режимів транспортування газу з врахуванням необхідності забезпечення маневреності при змінах режимів роботи технологічного обладнання у відповідності до умов діючої угоди про взаємодію з ПАТ «Газпром» від 30.12.2019 (коливання від 0 до 100% законтрактованої потужності), а також резервування потужностей на випадки ремонтних робіт, пікових навантажень газоспоживання або відмов. Результати розрахунків максимально ефективних варіантів транспортування газу МГ «УПУ», «Прогрес», «Союз» на період з 2021р.

З метою мінімізації виробничих витрат на утримання ГПА на резервних КС, зазначені ГПА будуть переведеними в «холодний резерв», що передбачає відсутність планування робіт на їх технічне переоснащення чи модернізацію без нагальної потреби, окрім робіт для їх підтримання в працездатному стані.

Також планується вивести з експлуатації 272 ГПА (включно з 15 ГПА, що вже були виведені з експлуатації).Загалом в роботі залишиться 267 ГПА з яких 72 ГПА як основні, що постійно будуть задіяними в транспортуванні природного газу, ще додатково 15 ГПА будуть використовуватися при змінах обсягів транзиту природного газу. Близько 180 ГПА буде переведено в резерв, з яких 23 ГПА в першочерговий резерв.

Проте точна кількість виведених з експлуатації ГПА та компресорних цехів буде визначеною після проведення ТЕО по кожному із об'єктів, які плануються бути виведеними з експлуатації або переведеними в резерв. Також при проведені ТЕО Товариство планує розглянути можливість використання ГПА, які планується вивести з експлуатації для генерації електричної енергії з метою забезпечення потреби ОЕС України в 2 ГВт балансувальних потужностей.

Рис. 2.34 Структура ГПА згідно плану виведення з експлуатації – газопровід УПУ, од.

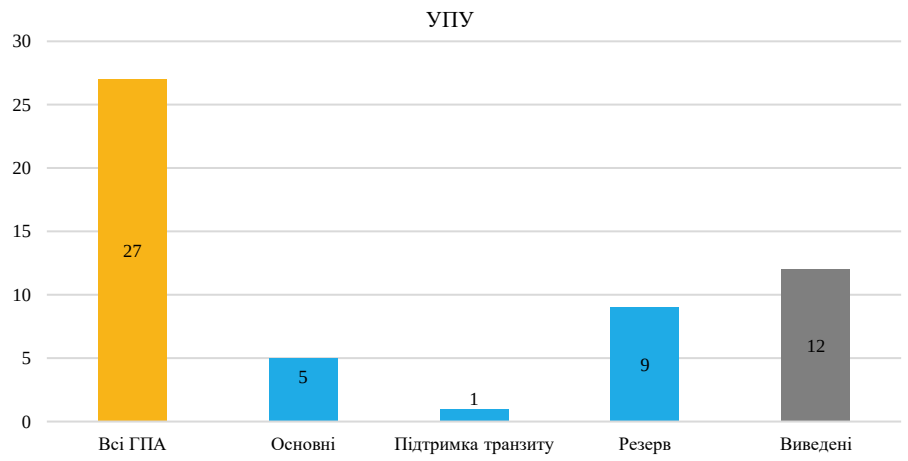


Рис. 2.35 Структура ГПА згідно плану виведення з експлуатації – газопровід Прогрес, од.

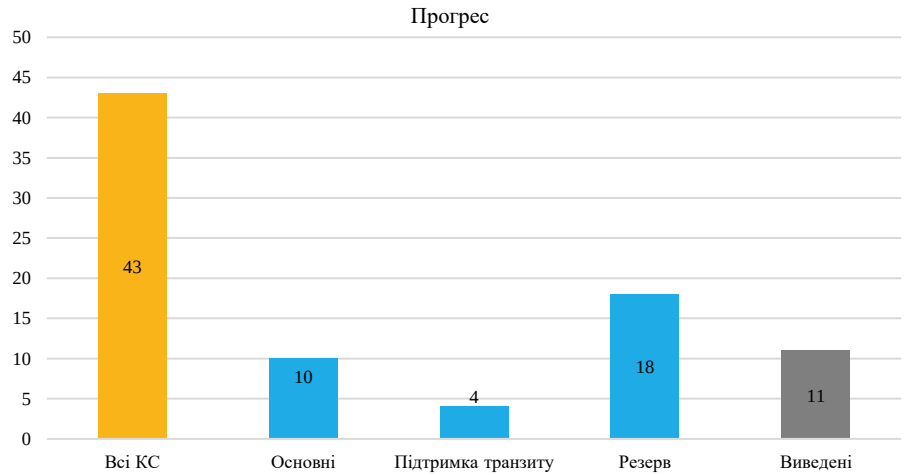


Рис. 2.36 Структура ГПА згідно плану виведення з експлуатації – газопровід Союз, од.

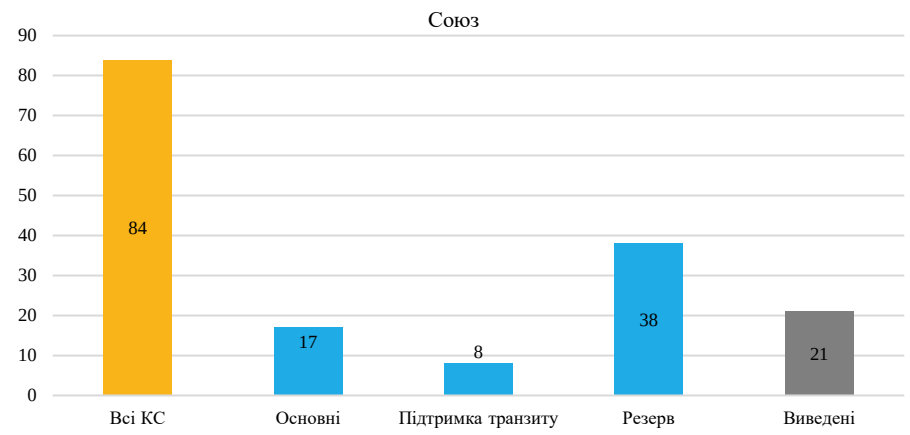


Рис. 2.37 Структура ГПА згідно плану виведення з експлуатації – Південний коридор, од.

Рис. 2.38 Структура ГПА згідно плану виведення з експлуатації – інші газопроводи, од.

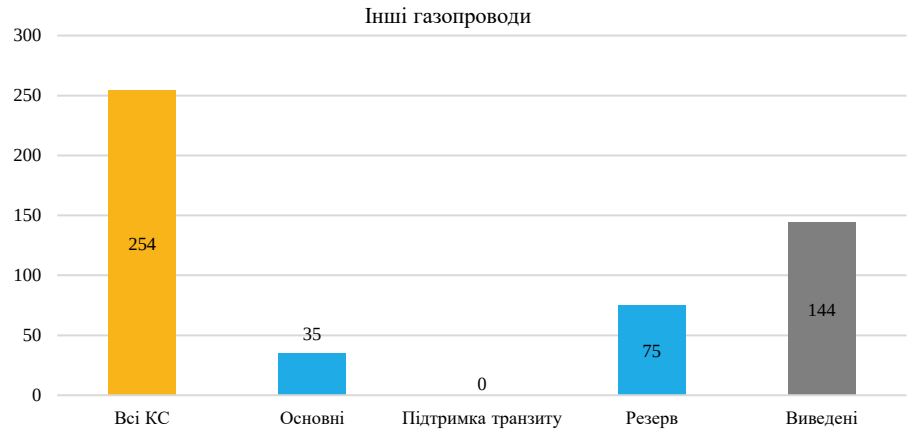


Рис. 2.39 Структура ГПА згідно плану виведення з експлуатації – Разом, од.

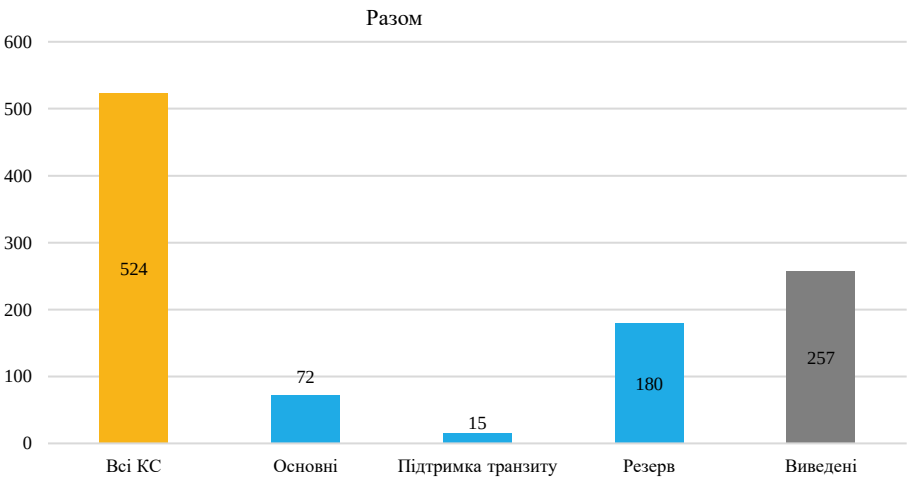
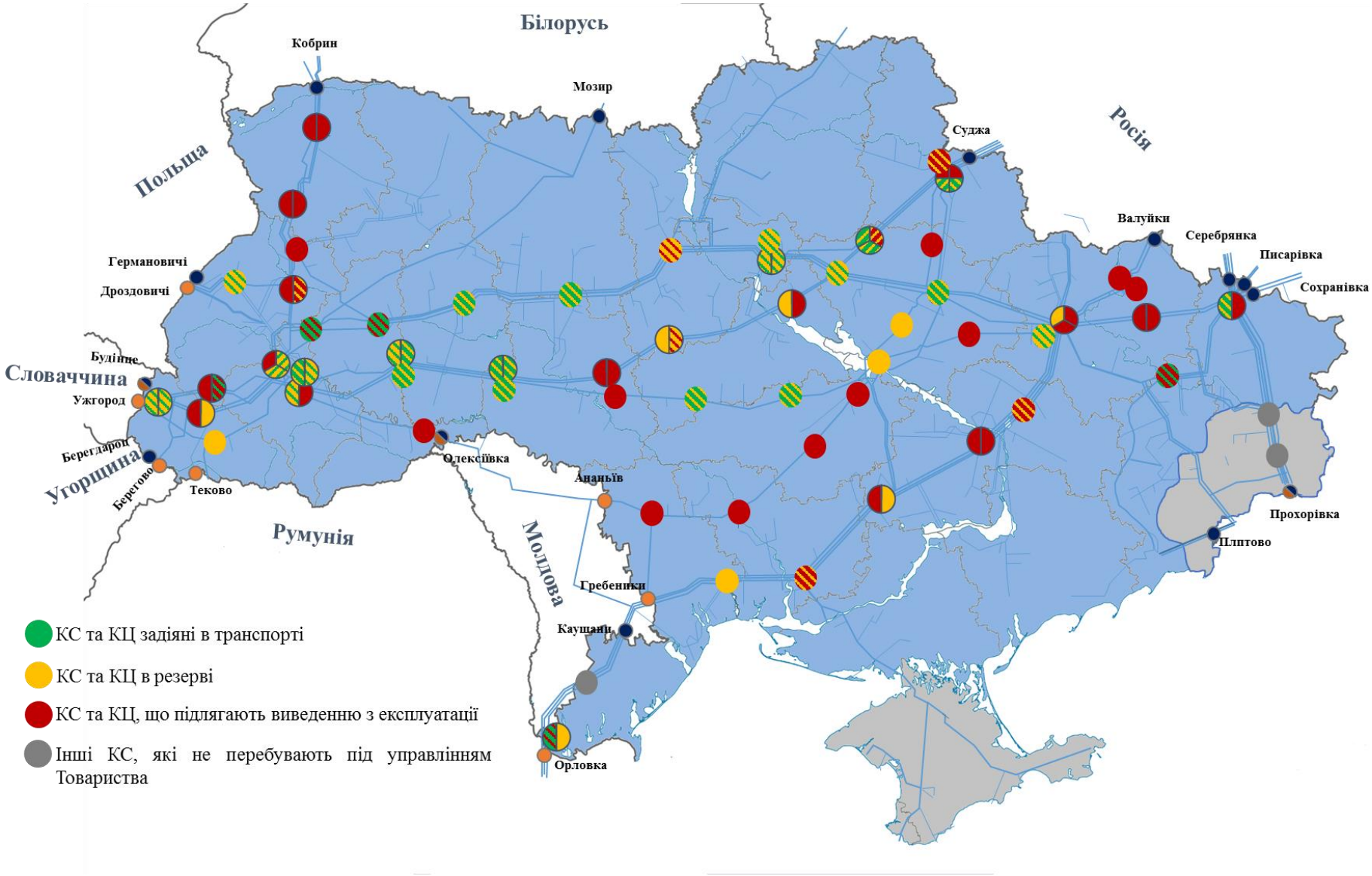


Рис. 2.40 Карта КС та КЦ, які згідно попередньої оцінки підлягають виведенню з експлуатації або виведенню в резерв



ПРИЄДНАННЯ МАНЕВРОВИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОЕС УКРАЇНИ

За результатами проведених стратегічних сесій між НЕК «Укренерго» та Товариством нас було поінформовано, що в ОЕС України сьогодні склався дефіцит маневрової генерації і при зростанні потужностей ВДЕ проблеми забезпечення операційної безпеки енергопостачання будуть загострюватись. Введення в експлуатацію 2 ГВт високоманеврових газових потужностей генерації зі швидким стартом наддадуть можливість забезпечити ОЕС України необхідними резервами регулювання. Частину цієї дефіцитної потужності можливо забезпечити за рахунок використання вивільнених майданчиків КС ГТС України для будівництва на них високоманеврових газових електростанцій, капітальні інвестиції у такі проєкти будуть значно меншими, враховуючи наявність усієї необхідної основної інфраструктури. Додатково, враховуючи вищезазначену стратегію щодо оптимізації інфраструктури та впровадження підходів до ефективного використання наявного обладнання, Оператор ГТС в теперішній час розглядає пропозиції стосовно можливості застосування існуючих ГТУ, які не задіяні в транспортуванні природного газу, для виробництва електричної енергії.

Технологічна специфіка газотранспортних та електричних систем має багато спільного, але раніше в операторів не було інституційної основи для формування спільного бачення перспективного розвитку. Погоджене бачення розвитку електричних та газових мереж є наразі загальноєвропейською практикою, що спрямована на ефективне спільне використання сильних сторін окремої мережі. У Європі газ (газова генерація) не тільки використовується для балансування електричних мереж, але й газотранспортні мережі розглядаються як можливість зберігання та транспортування надлишкової енергії від об'єктів ВДЕ («лайнпек») у вигляді синтетичних газів (водень чи метан). Співпраця операторів дозволить значно прискорити перехід України до декарбонізованої економіки.

Наразі НЕК «Укренерго» спільно з консультантом RTE International було визначено 4 потенційні майданчики для проєктів приєднання систем накопичення енергії, а саме:

- ПС Київська 750/330 кВ
- ПС Північноукраїнська 750/330 кВ
- ПС Новоодеська 330/110 кВ
- ПС Усатове 330/110/10/6 кВ

  та ПС Азовська (330) 220/110 спільного впровадження з СНЕ.

Майданчики 1 і 2 можуть розміщувати по 250 МВт систем накопичення енергії. ПС Північноукраїнська більше підходить, оскільки є достатньо вільного місця на ПС.

Майданчики 3 і 4 можуть розміщувати невелику потужність систем накопичення енергії, до 30 МВт. Підстанція Усатове є більш підходящою, оскільки не існує жодного іншого проєкту, і для підключення систем накопичення енергії є комутаційні пристрої 6 кВ і 10 кВ з наявними ЛЕП.

Оскільки Північний та Центральний регіони ОЕС України являються дефіцитними, як по потужності так і по електричний енергії, для можливості балансування негарантованої генерації відновлювальних джерел енергії ОЕС України доцільно впроваджувати високоманеврові генеруючі потужності саме в цих регіонах ОЕС України.

Аналізуючи карту розташування КС та КЦ, які згідно попередньої оцінки підлягають виведенню з експлуатації або виведенню в резерв, а також визначених НЕК «Укренерго» оптимальних місць розташування балансових потужностей для потреб ОЕС України (Рис. 2.42).

Регіони де можуть розташуватися балансувальні потужності та наявна інфраструктура ГТС:

- **Сумський**

  Неподалік від зазначеного НЕК «Укренерго» регіону розташовані два проммайданчика (Сумський та Ромненський), які складаються з 5 компресорних цехів загальною потужністю 296 МВт. Частина цих потужностей планується вивести в особливий режим експлуатації.

  Кількість об'єктів, що виводяться :

  2 КЦ (7 ГПА)

  ГПА, що виводяться :

  3 ГПА – ГТК-25І (введено в експлуатацію в 1985 р.) – потужністю 25 МВт кожний на КС-32 Ромни (переведення в особливий режим)

  6 ГПА – ГТН-6 (введено в експлуатацію в 1985 р.) – потужністю 6 МВТ кожний на КС-1 Ромни (переведення в особливий режим)

- **Харківський**

  У зазначеному районі знаходяться 5 проммайданчиків, з яких планується вивести 6 КЦ.

  Кількість об'єктів, що виводяться :

  1 КС (3 ГПА)

  ГПА, що виводяться :

  2 ГПА – ГПА-Ц-6.3С (введено в експлуатацію в 1996-2006 рр.) – потужністю 6.3 МВт кожний на КС Куп'янськ-1 (переведення в особливий режим)

  6 ГПА – ГПА-Ц-6.3 (введено в експлуатацію в 1980-1986 рр.) – потужністю 6.3 МВт кожний на КС Куп'янськ-2 (переведення в особливий режим)

  6 ГПА – ГТ-750-6 (введено в експлуатацію в 1982 р.) – потужністю 6 МВт кожний на КС Шебелинка-2 (повне виведення цеху)

  7 ГПА – ГТК-10 (введено в експлуатацію в 1979 р.) – потужністю 10 МВт кожний на КС Борова-1 (переведення в особливий режим)

  5 ГПА – ГТН-6 (введено в експлуатацію в 1984 р.) – потужністю 6 МВт кожний на КС Борова-2 (переведення в особливий режим)

- **Центральний**

  У зазначеному районі знаходяться 5 КС, з яких 2 КС залишються в резерві ще 2 КС буде виведено в особливий режим роботи.

  Кількість об'єктів, що виводяться :

  2 КС (15 ГПА)

  ГПА, що виводяться :

  8 ГПА – ГТК-10 (введено в експлуатацію в 1987 р.) – потужністю 10 МВт кожний на КС Задніпровська (переведення в особливий режим)

  7 ГПА – ГТК-10 (введено в експлуатацію в 1987 р.) – потужністю 10 МВт кожний на КС Машівка (переведення в особливий режим)

- **Північний**

  У зазначеному районі знаходяться 4 КС з яких виводиться 1 КС залишається у резерві, ще 1 КС буде переведено в особливий режим роботи.

  Кількість об'єктів, що виводяться :

  2 КЦ (3 ГПА)

  ГПА, що виводяться :

  3 ГПА – ГТК-25І (введено в експлуатацію в 1984 р.) – потужністю 25 МВт кожний, на КС-34 Софіївська (переведення в особливий режим)

Рис. 2.41 Карта НЕК «Укренерго» щодо орієнтованих місць розташування систем накопичення енергії (200 МВт) та високоманеврових генеруючих потужностей (2 000 МВт)

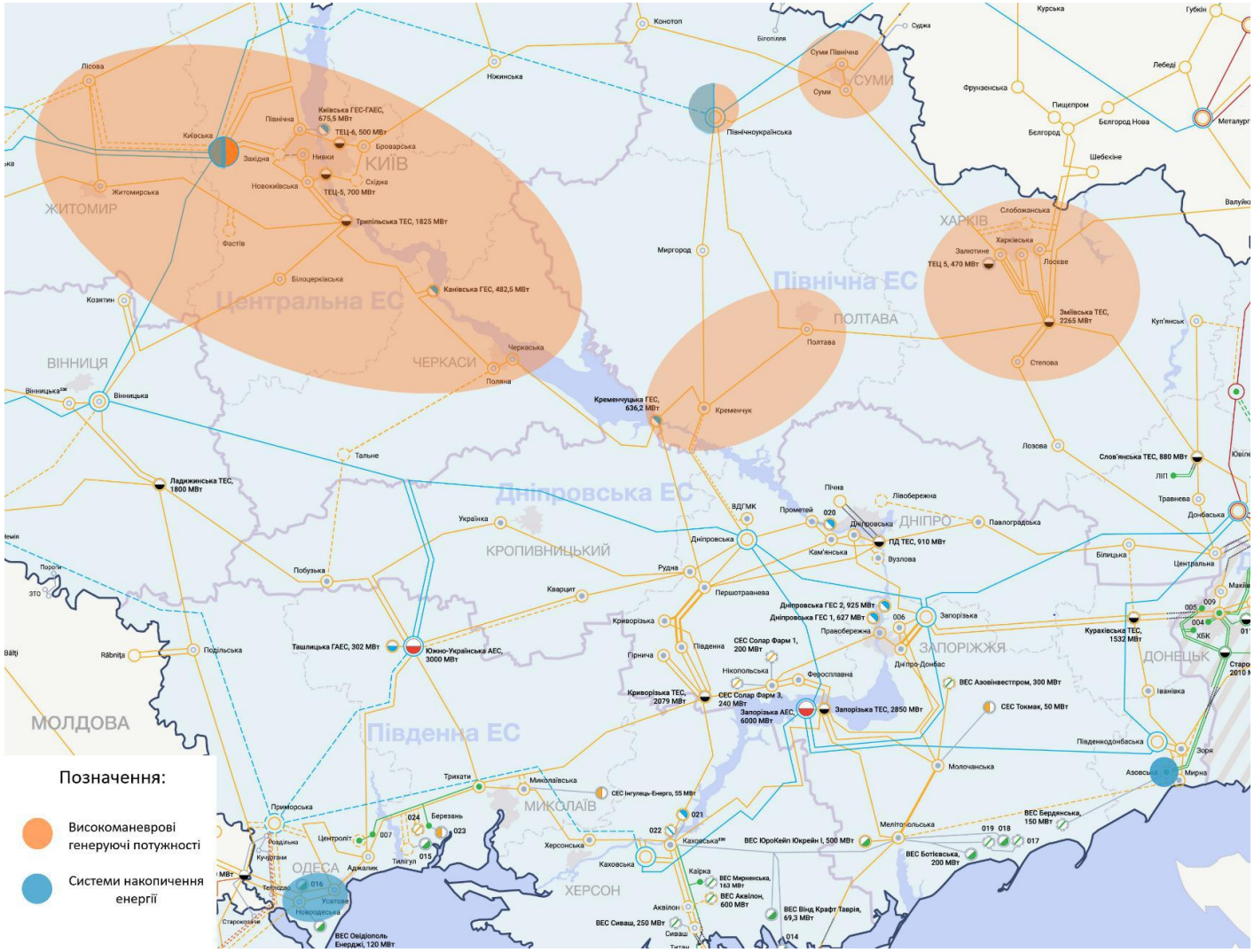
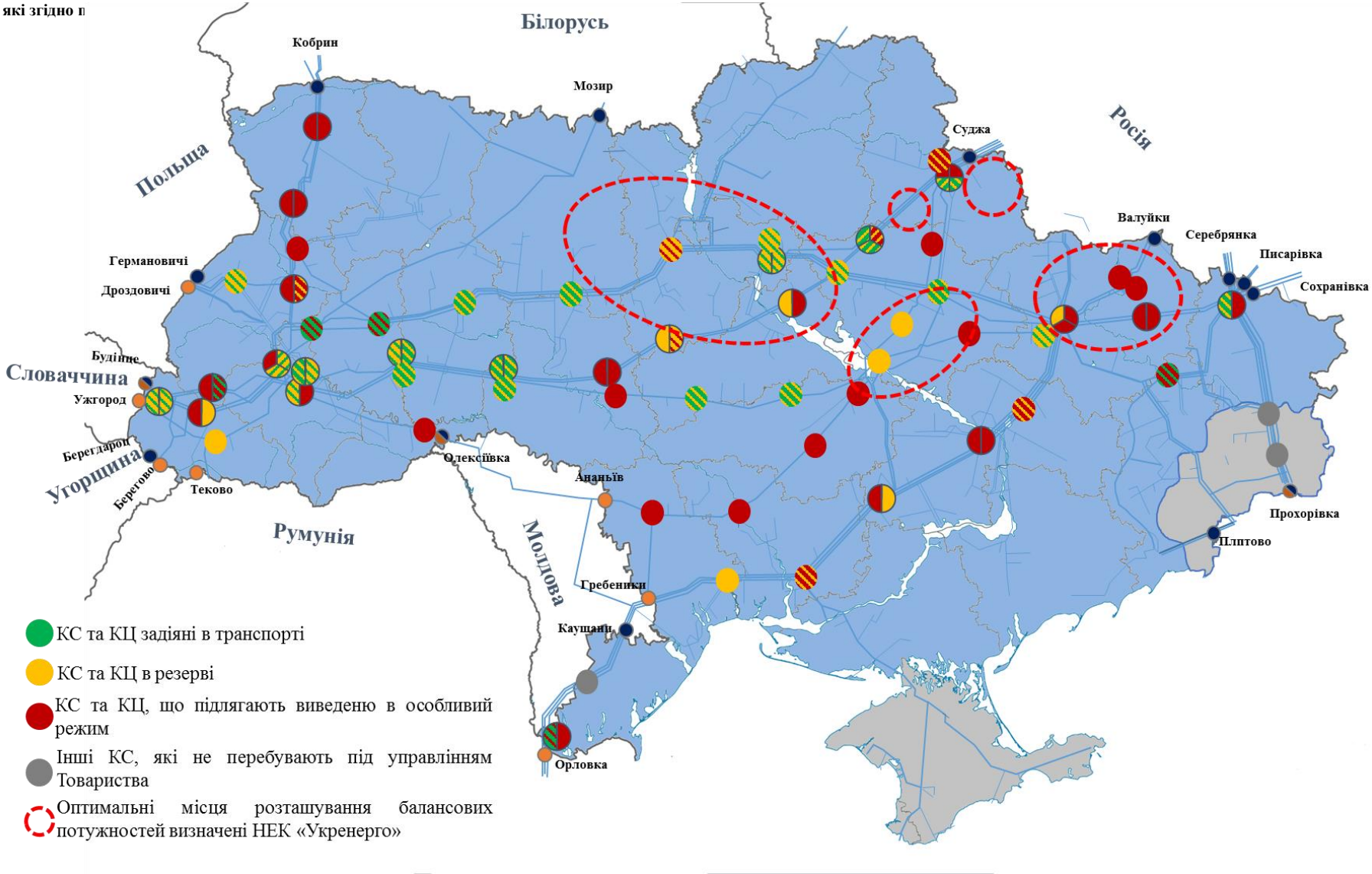


Рис. 2.42 Карта КС та КЦ, які згідно п
НЕК «Укренерго»



ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

У відповідності до пункту 1 глави 2 Розділ VI Кодексу ГТС, для приєднання об'єкта будівництва або існуючого об'єкта до газотранспортної системи їх власник або користувач (замовник приєднання) звертається до оператора газотранспортної системи із відповідною заявою, до якої додаються:

- заповнений опитувальний лист за формою оператора газотранспортної системи, у якому зазначаються технічні параметри об'єкта замовника, що має приєднатися до газотранспортної системи;
- копії документів, що підтверджують існування у замовника приєднання прав власності чи користування на об'єкт, що планується до приєднання, або на земельну ділянку, де планується збудувати такий об'єкт;
- копії документів замовника, що підтверджують повноваження представника на право укладання договору на приєднання.

Також зазначаємо, що відповідно до пункту 3 глави 1 Розділ VI Кодексу ГТС, Замовники приєднання мають право приєднатися до газотранспортної системи у випадку:

- відмови оператором газорозподільної системи замовнику приєднання у зв'язку з відсутністю або недостатністю вільної потужності;
- якщо замовник приєднання є газодобувним підприємством, який приєднує об'єкти видобутку/виробництва природного газу (біогазу);
- якщо замовник приєднання є оператором газорозподільної системи, межа території ліцензійної діяльності якого максимально наближена до точки приєднання;
- якщо тиск, необхідний для забезпечення потреб замовника, перевищує 1,2 МПа.

Одним з головних факторів, які можуть значно вплинути на кількість нових приєднань є розвиток нових родовищ природного газу та буріння нових свердловин. За останні 3 роки завдяки введення стимулюючої ренти 6% та 12% для нових свердловин, було пробурено близько 220 нових свердловин.

За оцінками Асоціації газовидобувних компаній України, за підсумками 2020 року, частка газу з нових свердловин складе майже 12%. Враховуючи тенденцію збільшення кількості видобутого газу з нових свердловин, Україна має всі шанси, в наступні 3-4 роки збільшити обсяги такого газу в два рази. Проте, потрібно враховувати і рівень природного падіння, що складає 10% в рік, адже таке зниження притаманне як для нових, так і для старих свердловин. Враховуючи високу частку природного газу, який видобувається зі старих свердловин, рівень виснаженості на родовищах (в середньому понад 84%), існує досить мала ймовірність, що нові свердловини зможуть мати значний вплив на загальний обсяг видобутку газу в Україні без додаткових стимулюючих заходів з боку держави.

Рис. 2.43 Видобуток природного газу з нових свердловин за 2018 – 2020 рр., млрд куб. м

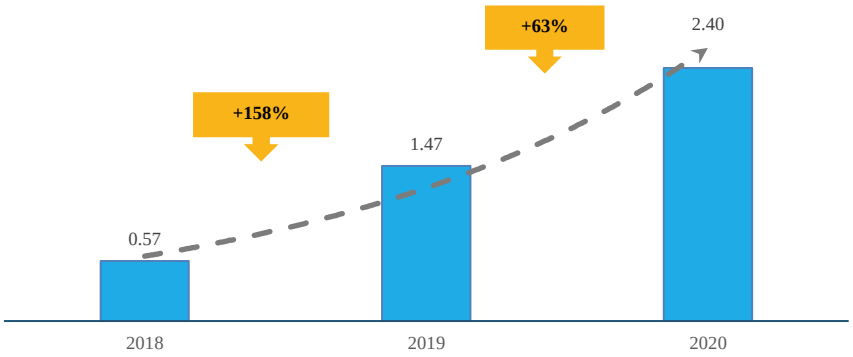
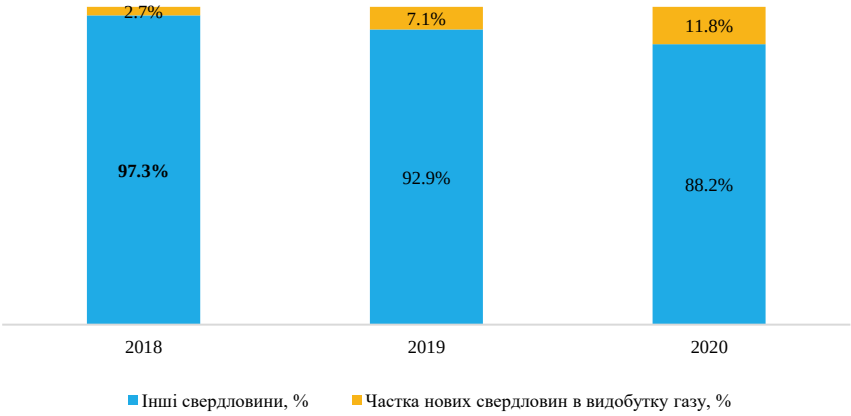


Рис. 2.44 Частка нових свердловин у видобутку природного газу за 2018 – 2020 рр., млрд куб. м



ПРИРОДНИЙ ГАЗ НА ТРАНСПОРТІ

Даний пункт було підготовлено спільно з ДП «Укравтогаз».

Оператор ГТС України є стабільним партнером екологічному, доступному і надійному транспорту на стисненому метані. Наразі в Україні працює 235 автомобільних газонаповнюючих станцій - заправок природним газом. З них 58 розташовані на магістральних газопроводах ОГТСУ. Розвиток муніципального транспорту на метані допоможе знизити викиди шкідливих речовин в містах та зменшить залежність від імпортованого дизельного палива. ОГТСУ в свою чергу здатен забезпечити доступ до газотранспортної інфраструктури для громад, зацікавлених у розвитку екологічного міського транспорту.

Згідно проведеного аналізу закупівлі комунальних підприємств на платформі Prozorro за 2016-2019 роки, у 25 з 26 лотів (а це 524 автобуси та 2,2 млрд грн) дизельний двигун являвся прямою тендерною вимогою у закупівлі, а у 100% випадків основним критерієм оцінки була ціна пропозиції, а не екологічність чи показник економічності. Це закладає небезпечне підґрунтя щодо зростання викидів шкідливих речовин в містах України на наступні 10 років, під час яких планується експлуатація зазначених транспортних засобів на дизельному паливі імпортного походження.

З метою поширення коректної інформації щодо ефективності вибору громадського трансопрту на метані спільна команда фахівців ДП «Укравтогаз», Оператора ГТС України та народних депутатів України, зацікавлених у розвитку чистого та надійного транспорту, розробила порівняльний техніко-економічний аналіз використання метану в якості моторного палива. Оцінка показника TSO (сукупна вартість володіння) продемонструвала, що автобус на CNG виявився на 13% дешевшим за дизельний по загальним витратам з урахуванням цін 2020 року та на 11% дешевше за поточними витратам з урахуванням дисконтування у 10%.

Додатково було опрацьовано питання залучення фінансування для реалізації проєктів оновлення міського автотранспорту на CNG – та отримано підтвердження від ЕБРР щодо можливості кредитування таких проєктів. В рамках роботи з органами виконавчої влади було запропоновано Міністерству інфраструктури врахувати необхідність розвитку транспорту на метані у Транспортній стратегії України. Також було напрацьовано пропозиції до законодавчої ініціативи щодо впровадження податкових та митних пільг для нового транспорту на стисненому метані, які дозволять підвищити економічну ефективність експлуатації такої техніки в порівнянні з не екологічним транспортом на дизелі. Результати проєктних робіт було публічно поширено для широкого кола стейкхолдерів. В якості підтвердження власної прихильності розвитку чистого, економічного та надійного пасажирського транспорту на стисненому природному газі Товариство успішно провів публічні закупівлі на придбання 11 автобусів CNG.

Станом на 2020 р загальний обсяг реалізації CNG через мережу всіх заправних станцій становить близько 150-170 млн. м3/рік. Мережа заправних станцій України- 300 автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС), з них 70 знаходиться на непідконтрольних територіях, 81 АГНКС належить ДП «Укравтогаз».

Кількість автомобілів в Україні, які використовують CNG в якості моторного палива оцінюється в 24 000 од.

Загальна потужність АГНКС України становить – 1,7 млрд куб. м на рік, або 200-250 тис. автомобілів на добу, завантаженість існуючої мережі АГНКС України не перевищує 10%.

Одна з основних причин зменшення попиту в Україні (Рис. 2.43), на використання природного газу, в якості палива для транспорту- це значне збільшення його ціни з 2006 р. та зменшення різниці у вартості в порівнянні з дизельним пальним та пропан-бутаном.

З 2015 р. в Україні, ціна на природний газ формується виходячи з ринкових умов. А з 2020 р. в Україні запрацював вільний ринок газу, що вплинуло на значне зменшення цін.

На сьогоднішній день майже усі світові виробники автотранспорту вже випускають автомобілі, у т. ч. вантажні, на природному газі (CNG, LNG та біометані),

Серед переваг використання природного газу CNG, LNG та біометану в якості моторного палива для України варто зазначити такі:

- 40-50% економія витрат на експлуатацію та обслуговування автотранспорту державними та комунальними підприємствами, організаціями та установами, а також фізичними особами-споживачами;
- Зменшення шкідливих викидів від основних міських джерел забруднення – автомобілів та як наслідок покращення екології міст;
- оновлення автопарку на більш сучасний та ефективний;
- існуюча інфраструктура заправних станцій дозволяє заправляти близько 200 000 авто на добу;
- розгалужена мережа газопроводів 33,1 тис. км, яка дозволяє легко розширити мережу;
- сукупна вартість володіння автобусом на CNG виявився на 13% нижчою за дизельний по загальним витратам з урахуванням цін 2020 року та на 11% дешевше за поточними витратам з урахуванням дисконтування у 10%;
- стратегія України із збільшення видобутку власного природного газу. Україна має значні запаси природного газу, яких за прогнозами, заснованими на геологічних дослідженнях, вистачить більш ніж на 200 років;
- зниження шкідливих викидів від транспорту;
- стимулювання розвитку відновлювальної енергетики-виробництво біометану;
- стимулювання розвитку виробництва в Україні автомобілів на CNG, LNG та біогазі, обладнання для заправних станцій та комплектуючих виробів до них;
- створення нових робочих місць.

Згідно зі стратегією ДП «Укравтогаз» планується до 2030 р:

- впровадження загальноукраїнської програми з популяризації використання природного газу (CNG/LNG), як моторного палива;
- впровадження на законодавчому рівні стимулюючих механізмів направлених на збільшення кількості транспорту на природному газі;
- впровадження комерційних стимулів, направлених на збільшення кількості транспорту на природному газі (лізинг, кредитування, переобладнання, обслуговування);
- збільшення кількості транспорту на природному газі на 20% щороку;
- розширення мережі заправних станцій ДП «Укравтогаз» до 150 АГНКС та загальної мережі до 500 АГНКС

Рис. 2.45 Структура викидів шкідливих речовин в атмосферу в залежності від виду палива грам/кВт*год

	CO_2	CO	SO_2	NO_X	PM
Бензин	245	6.8	0.4	0.7	0.0
Дизель	267	3.0	0.4	1.1	0.1
LPG	234	6.4	**0.0**	1.2	-
CNG/LNG	**206**	**0.5**	**0.0**	**1.0**	-
Електроенергія	470	4.2	2.0	1.0	0.5

Рис. 2.46 Кумулятивна вартість володіння на стисненому природному газі в порівняні з дизелем та електроенергією, млн грн

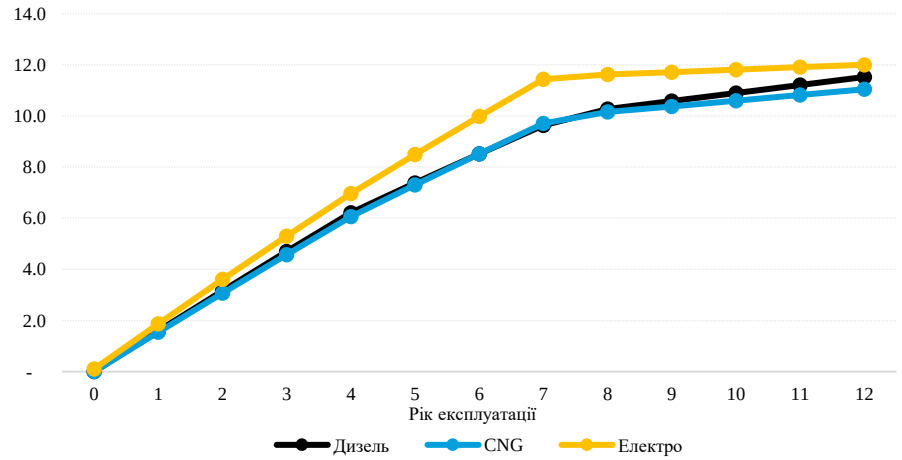


Рис. 2.47 Загальні та приведені витрати володіння автобусом на стисненому природному газі в порівняні з дизелем та електроенергією, млн грн

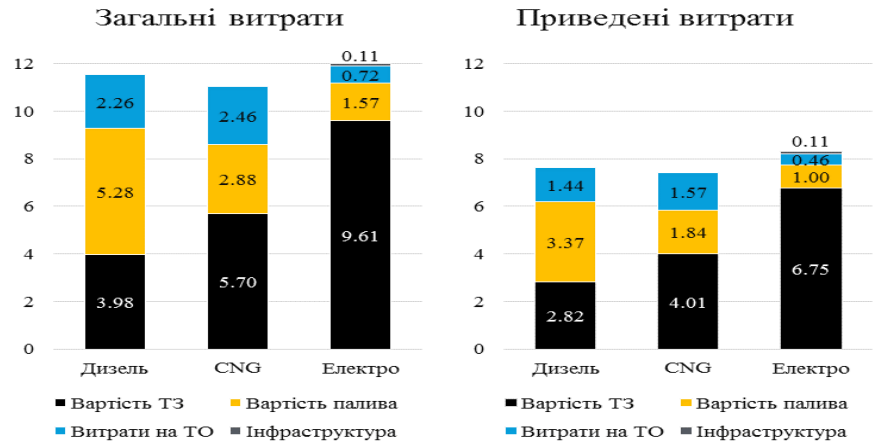


Рис. 2.48 Зміна вартості автобусу на CNG у порівнянні з дизельним залежно від вартості палива

Метан, грн/м3 без ПДВ \ Дизельне паливо, грн/л без ПДВ	12,8	14,7	16,5	18,3	20,2	22,0	23,8
5,3	2,4%	-2,8%	-7,4%	-11,7%	-15,5%	-19,1%	-22,3%
6,0	5,3%	0,0%	-4,8%	-9,2%	-13,1%	-16,8%	-20,1%
6,8	8,2%	2,7%	-2,2%	-6,7%	-10,8%	-14,5%	-17,9%
7,5	11,1%	5,5%	0,4%	-4,2%	-8,4%	-12,2%	-15,7%
8,3	14,0%	8,3%	3,1%	-1,7%	-6,0%	-9,9%	-13,6%
9,0	16,9%	11,0%	5,7%	0,8%	-3,6%	-7,6%	-11,4%
9,8	19,8%	13,8%	8,3%	3,3%	-1,2%	-5,3%	-9,2%

Рис. 2.49 Динаміка кількості транспорту на стисненому природному газі в Україні з 2002 по 2020 роки, од.

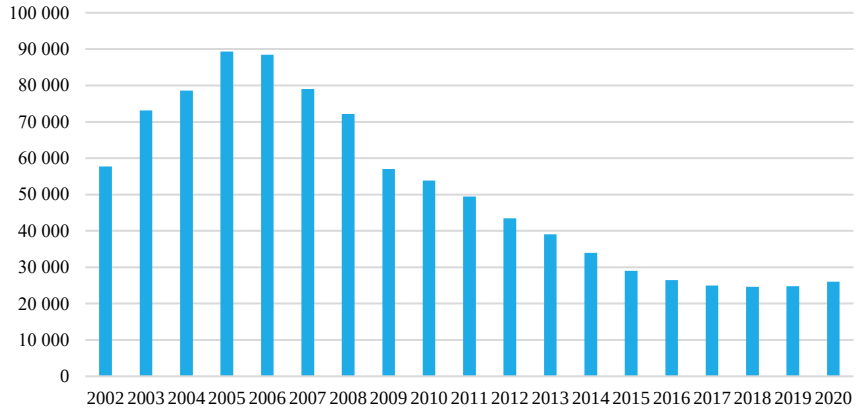


Рис. 2.50 Прогнозована динаміка збільшення кількості транспорту на CNG/LNG в Україні, од.

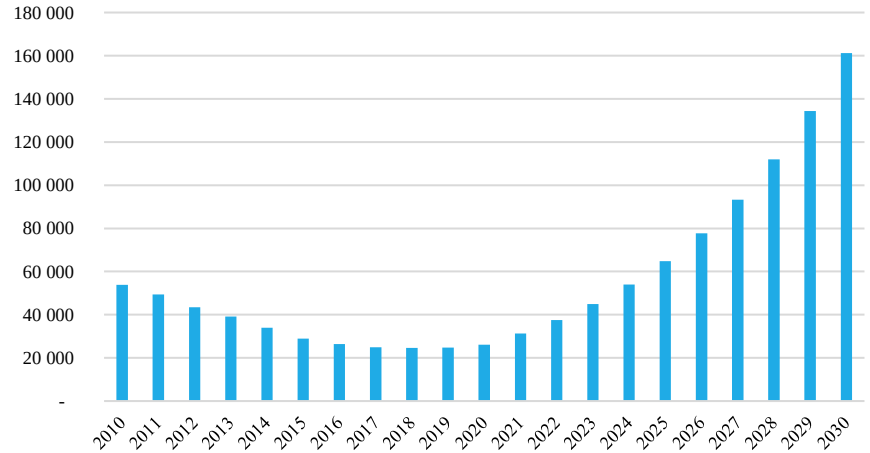


Рис. 2.51 Прогнозована динаміка збільшення використання природного газу, в якості моторного палива в Україні, млн куб. м

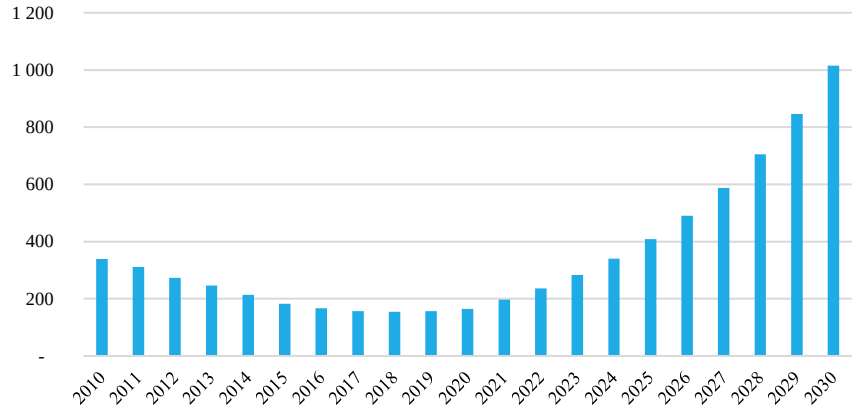


Рис. 2.52 Динаміка збільшення кількості заправних станцій природним газом в Україні, од.

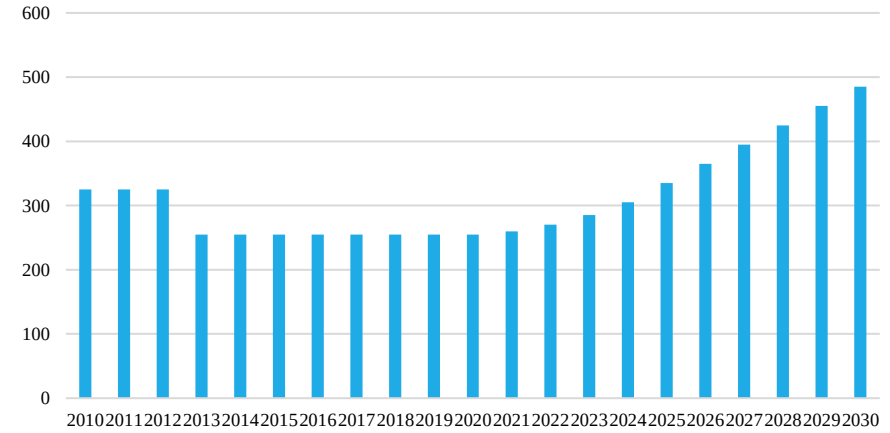
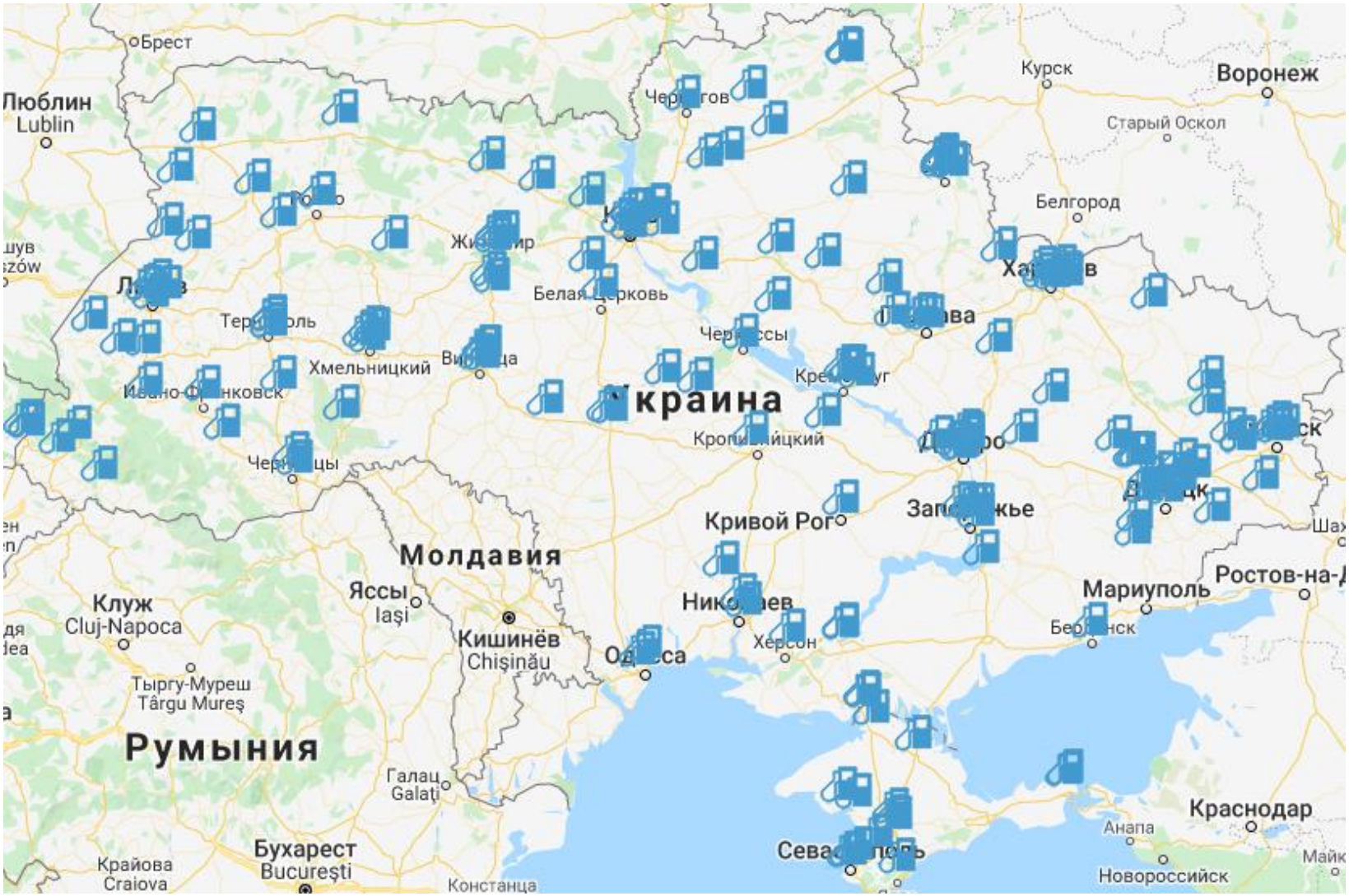


Рис. 2.53 Карта розміщення АГНКС в Україні, од[18].



[18] https://agnks.org.ua/karta-agnks-ukrainy.html

ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ГАЗИ

Біометан

Даний пункт було підготовлено спільно з неприбуткова громадською спілкою «Біоенергетична асоціація України» (UABIO)[19].

Що таке біогаз та біометан:

- Біогаз це газова суміш, яка за хімічним складом включає в себе 50% - 75% метану (CH_4), 25% -50% вуглекислого газу (CO_2); решта складається з водяної пари (H_2O), кисню (O_2), азоту (N_2) та сірководню (H_2S). Можливими джерелами біогазу є відходи тваринних ферм, стічні води чи органіка на сміттєвих полігонах. Біогаз можна використовувати для отримання електроенергії та для задоволення потреб в опаленні чи інших побутових потреб.
- Біометан це біогаз який за фізичними властивостями та компонентним складом приведений до якісних параметрів природного газу. Біометан це майже на 100%, метан, що утворюється або шляхом збагачення біогазу, або шляхом газифікації твердої біомаси. Збагачений біометан не відрізняється від природного газу, тому його можна транспортувати та використовувати таким же чином. Біометан має переваги природного газу, залишаючись при цьому вуглецево нейтральним.

Загальний потенціал виробництва біометану в Україні становить щонайменше 7,8 млрд куб. м або 25% від поточного споживання природного газу (розрахунки станом на 2018 рік).

Попри досить інтенсивний розвиток виробництва біометану в країнах ЄС (Німеччина, Італія, Франція, Нідерланди, Данія, Великобританія), в Україні цей напрям не розвивається належним чином.

Це обумовлено тим, що виробництво біометану з біогазу пов'язано з додатковими витратами на виокремлення метану. Тому одиниця енергії в біометані коштує дорожче, ніж у біогазі. Біогаз, як правило, використовують лише для виробництва електроенергії, а в окремих випадках частково й для виробництва тепла. Водночас біометану надає наступні можливості:

- виробництво електроенергії і тепла з біометану з використанням газотранспортної мережі;
- зберігання біометану в газотранспортній системі для виробництва електроенергії на балансуючому ринку;
- використання біометану як моторного палива для комунального транспорту та в сільському господарстві;
- зберігання біометану в газосховищах для задоволення пікового споживання в зимовий період, у зв'язку з тим, що біометан ідеально підходить для акумулювання енергії на зимовий період, коли попит на енергію зростає а потужності ВДЕ не здатні задовільнити цей попит.
- експорт біометану в ЄС з використанням Національного реєстру виробництва і споживання біометану;
- собівартість виробництва біометану.

Повна собівартість товарного біометану, з урахуванням виду сировини для виробництва біогазу, потужності установки та вартості логістики до кінцевого споживача, може сягати 313-1136 EUR/тис куб. м. Найбільш вагомою складовою собівартості біометану є витрати на сировину.

[19] https://uabio.org/

Рис. 2.54 Структура використання біопалив до 2050 р. згідно оперативних прогнозів UABIO

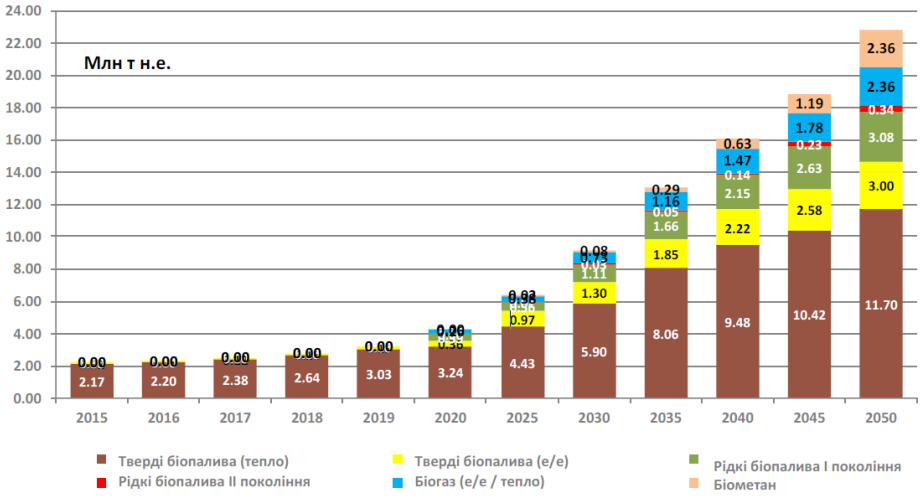


Рис. 2.55 Прогнози виробництва біометану в Україні до 2035 року

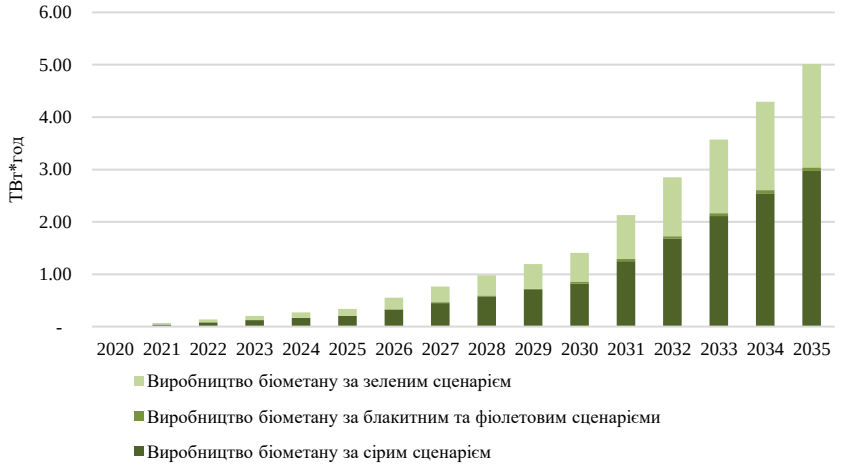


Рис. 2.56 Технологічна схема взаємодії газотранспортної та газорозподільних систем з виробниками біометану

На даному рисунку відображено технологічну схему взаємодії виробників біометану з газотранспортною системою та газорозподільною мережею.

На схемі відображено дві основні моделі подачі біометану до газової мережі:

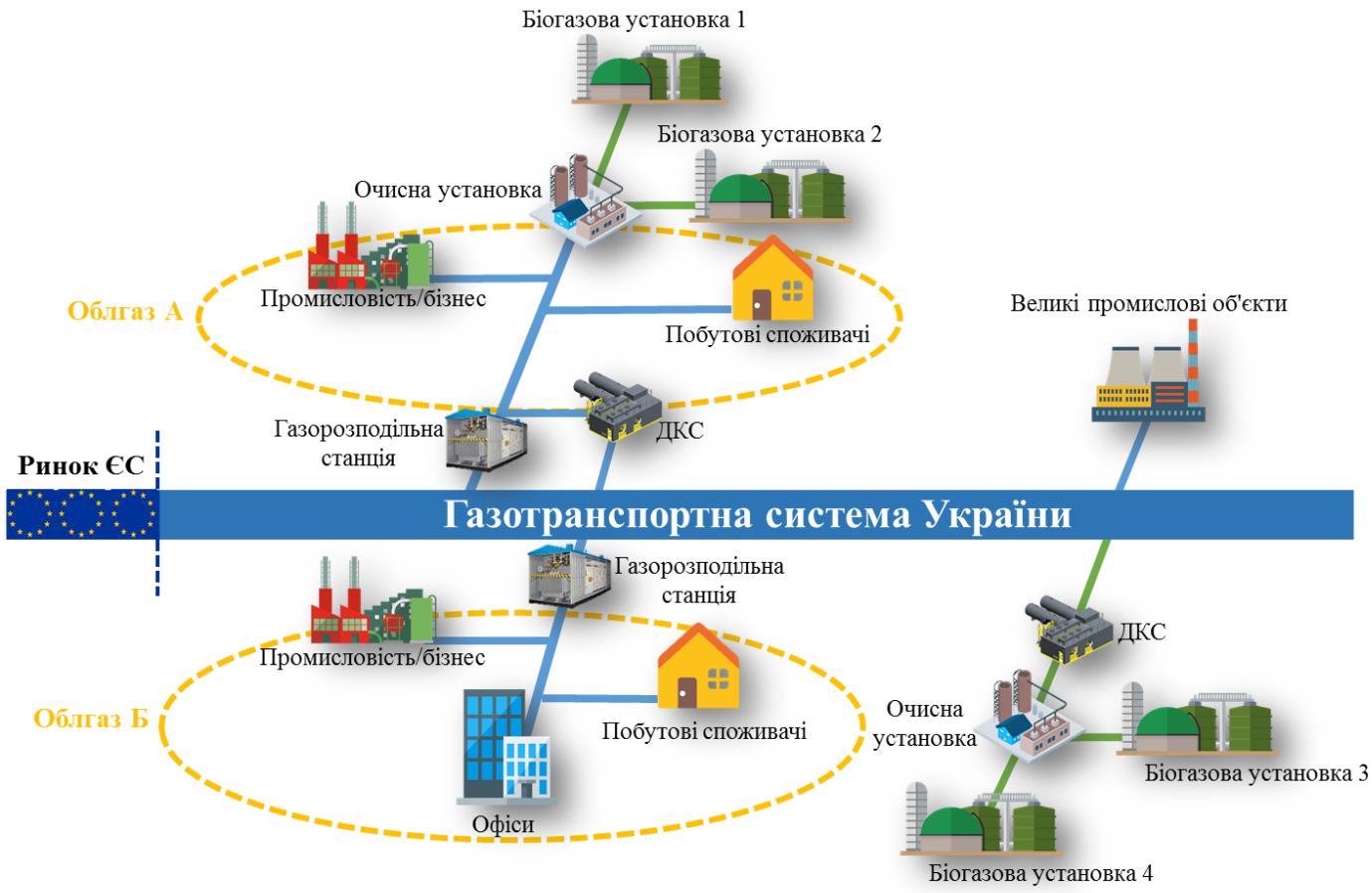
- пряме підключення до газотранспортної мережі;
- підключення до газорозподільної мережі (Облгаз);

Сам технологічний процес буде побудований наступним чином Біогазова установка здійснює виробництво біогазу, який потребує подальшої очистки на спеціальній установці, яка може здійснювати очистку біогазу з однієї біогазової установки або з декількох географічно близьких одна до одної (в Україні вже є приклади успішної реалізації біогазових газопроводів[20]).

Очищений біогаз/біометан подається до розподільної мережі після компримування до тиску 1,5 – 2,5 Бар (в окремих випадках можливе підвищення до 6 – 8 Бар), за іншої моделі очищений біометан подається до ГТС після компримування в дожимній компресорній станції (ДКС) до тиску 45 – 75 Бар.

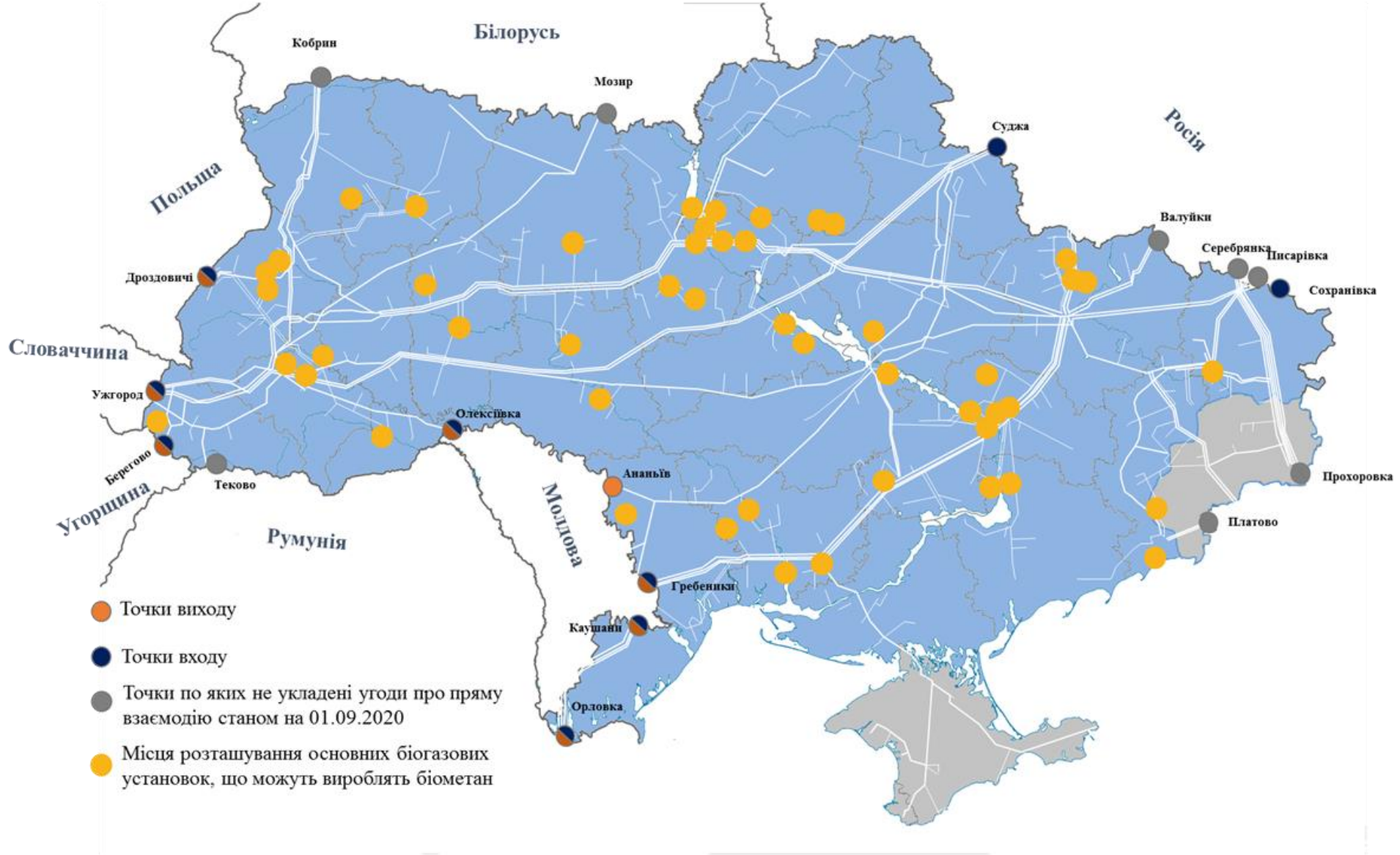
Надлишок біометану в газорозподільній системі буде подаватися через ДКС до ГТС. В разі дефіциту газу в газорозподільній системі – газ подається за стандартною моделлю роботи через ГРС.

Також біометан, який подається до розподільчої мережі може бути реалізований в Європі або в зоні діяльності іншої розподільчої мережі через торгівлю сертифікатами та використанням операцій «Бекхол».



[20] https://meat-inform.com/novyny-pro-miaso/mkhp-zavershuie-budivnytstvo-naibilshoho-v-yevropi-biohazovoho-kompleksu.html

Рис. 2.57 Технологічна схема взаємодії газотранспортної та газорозподільних систем з виробниками біометану



Синтетичний метан

Синтетичний метан це метан, отриманий в результаті процесу метанізації, який грунтується на хімічній реакції відкритої французьким хіміком П.Сабатьє в 1902 р., у зв'язку з цим дана реакція получила назву «Реакції Сабатьє».

Хімічна формула реакції:

$$CO_2 + 4H_2 \xrightarrow[Ni,\ Rh,\ Al_2O_3]{400\ ^oC,\ тиск} CH_4 + 2H_2O - 164\ kJ/mol$$

Згідно прогнозів **TYNDP 2020 ENTSOG** в 2035 році в ЄС існуватиме попит на синтактичний газ, на рівні 137,8 ТВт*год (13 млрд куб. м) згідно сценарію **Глобальної екологічної дії** та 391,8 ТВт*год (38 млрд куб. м) згідно сценарію **Децентралізованої генерації**. Попит на синтетичний метан ЄС в 2035 році буде задовольнятися за рахунок внутрішнього виробництва та імпорту:

- **Глобальної екологічної дії**
  Виробництво: 77,8 ТВт*год (8 млрд куб. м)
  Імпорт: 60,0 ТВт*год (6 млрд куб. м),
- **Децентралізованої генерації**
  Виробництво: 190,1 ТВт*год (19 млрд куб. м)
  Імпорт: 201,7 ТВт*год (20 млрд куб. м),

Як видно з прогнозів **ENTSOG** значна частина попиту ЄС в синтетичному метані буде задоволена за рахунок імпорту, що відкриває нові можливості для України.

З метою досягнення поставленої мети щодо перспектив використання синтетичного метану та опрацювання ефективності відповідних технологій, ЄС проводить відповідні науково-дослідні роботи та реалізує пілотні проекти. Одним з таких проектів розпочав реалізуватися в кінці 2017 в м. Фос-сюр-мер, що на півдні Франції – будівництво промислового демонстратора «Power-to-Gas», названого «Юпітер-1000», потужністю 1 МВт для електролізу і процесу метанізації з вловлюваного вуглецю.

Для отримання синтетичного метану буде використовуватися зелений водень, який буде отримуватися від двох електролізерів та електроенергії отриманої з офшорних ВЕС.

Синтез метану заснований на інноваційній технології метанізації, та захопленого CO_2 отриманого від найближчого промислового майданчику.

З метою визначення перспективи використання синтетичного метану в Україні Товариство планує реалізувати пілотний проект з виробництва синтетичного метану на базі промислового майданчику компресорної станції Краснопілля (Дніпропетровська область) з використанням електричної енергії отриманої від турбодетандерної установки встановленої на ГРС «Дніпро-7», та встановлених (в перспективі) на даху виробничого приміщення КС «Краснопілля» фотоелектричних панелей. CO_2 для даного проекту буде отримано за рахунок його захоплення від котельні, яка розташована на цьому промисловому майданчику. Також розглядається варіант захоплення CO_2 з повітря аналогічно до подібних проектів реалізованих в ЄС[21]

Даний пілотний проект повинний показати технологічну ефективність сьогоденних технологій із виробництва синтетичного метану, а також рівню економічної ефективності при застосуванні.

Рис. 2.58 Прогнози виробництва та імпорту синтетичного метану в ЄС до 2035 року

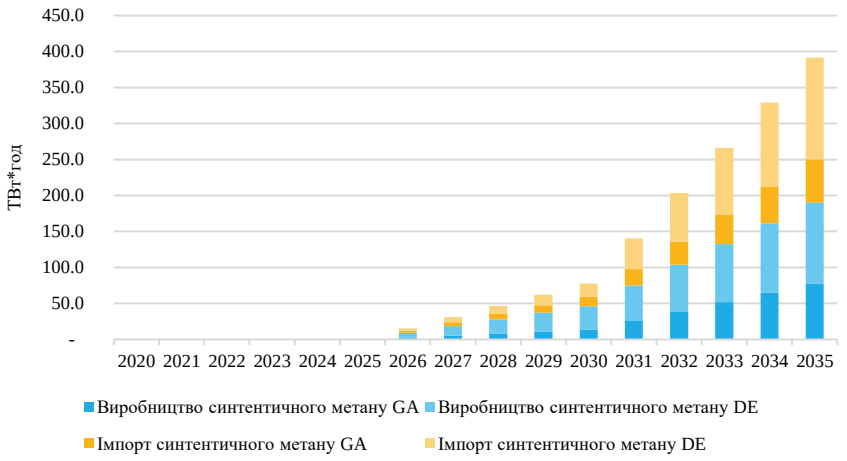


Рис. 2.59 Модель площадки «Юпітер-1000»

[21] https://www.youtube.com/watch?v=63S0t4k_Glw

https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/factsheet_direct_air_capture_04.pdf

Рис. 2.60 Карта розташування КС Краснопілля

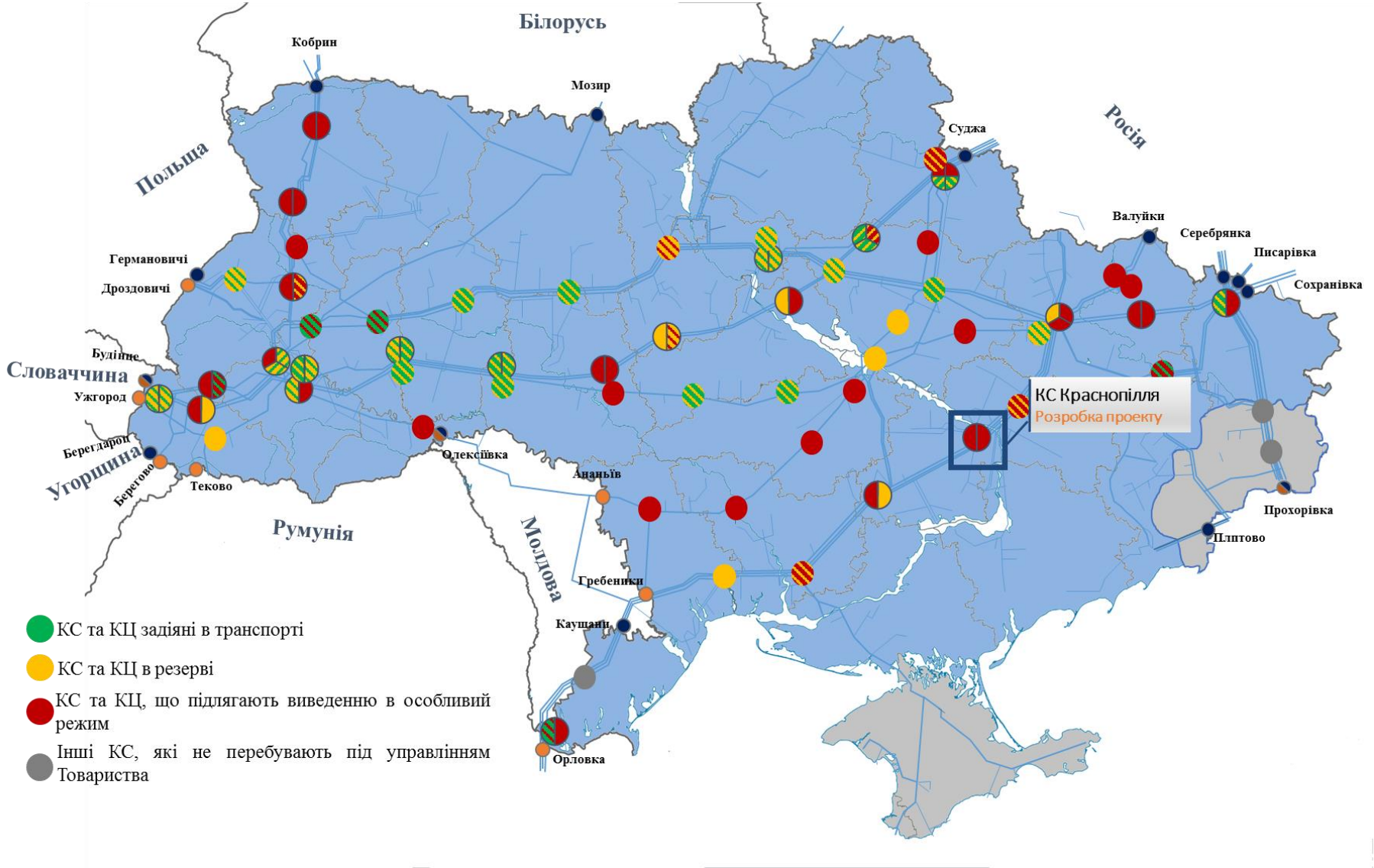


Рис. 2.61 Перспективна модель пілотного-проекту з виробництва синтетичного метану на промисловій площадці «Краснопілля»

Водень

Враховуючи вимоги нової міжнародної кліматичної угоди – Паризький договір – ратифікованої Верховною Радою України 14 липня 2016 року та запровадження «Зеленого курсу» ЄС (який визначається прийнятою 11.12.2019 «Європейською зеленою угодою»), особливого значення набуває питання скорочення викидів та переходу до безвуглецевої економіки. Особлива увагу серед відновлюваних газів приділяється водню та можливістю його транспортування в суміші з природним газом. У зв'язку з цим 08.07.2020 Європейською Комісією була прийнята «Воднева стратегія ЄС до 2050 року», в якій ЄС розглядає Україну в якості перспективного та надійного партнера в рамках проекту (дорожньої карти) «2x40 GW Green Hydrogen Initiative»[22]. Даний проект передбачає створення протягом наступних 5 - 10 років 80 ГВт*год генераційних водневих потужностей, з яких половина в Україні та Північній Африці.

До 2030 року, відповідно до Дорожньої карти даного проекту, в Україні має бути побудовано електролізери води загальною потужністю 9,8 ГВт*год, які будуть генерувати 6,7 ГВт*год водню або 58,7 ТВт*год на рік (≈16,6 млрд куб. м на рік або 45,2 млн куб. м на добу). Згідно оцінок **ENTSOG** значна частина водню до ЄС буде імпортуватися (274 ТВт*год на рік згідно сценарію **Глобальної екологічної дії**, або 535 ТВт*год на рік згідно сценарію **Децентралізованої генерації**).

Згідно дорожньої «2x40 GW Green Hydrogen Initiative» в Україні передбачається розподіл потужностей наступним чином:

- 1,8 ГВт*год для **внутрішніх потреб** або 10,9 ТВт*год водню на рік (≈3,0 млрд куб. м на рік або 8,3 млн куб. м на добу)
- 8,0 ГВт*год для **експорту** або 47,9 ТВт*год водню на рік (≈13,5 млрд куб. м на рік або 36,9 млн куб. м на добу)

Даний проект відкриває для України нові можливості в якості експортера чистої енергії, що сприятиме зростанню економіки створенню нових висококваліфікованих місць та технологічного розвитку.

Досягнення поставленої мети вимагатиме значної трансформації енергетичної системи України для задоволення власних потреб та реалізації експортних можливостей водню. В трансформації енергетичної системи особливого значення набуває засоби транспортування водню від виробників до споживачів. Вирішальну роль в транспорті буде відігравати газотранспортна система за аналогією її очікуваної ролі в транспортуванні водню в ЄС (Розділ 2.4, пункт «European hydrogen backbone»).

Питання можливості транспортування в майбутньому водню набуває для Товариства значної важливості. З цією метою Товариство розглядає різні технологічні способи організації транспортування водню, проведення науково-дослідних робіт, реалізації пілотних проектів та створення необхідної інфраструктури для забезпечення потреб споживачів, виробників, експортерів.

На першому етапі створення необхідної інфраструктури (за рахунок будівництва нових об'єктів або реконструкції вже існуючих) розглядається можливість реалізації пілотних проектів, на основі окремих з яких буде створено кластери за географічним принципом (на окремих територіях), де будуть виконуватися умови щодо можливості створення окремої енергетичної та відсутність будь-якого впливу на всю енергетичну систему (наявність наступної замкнутої системи):

- виробництво → транспортування → розподіл (за необхідності) → споживання;
- виробництво → транспортування → експорт;

Найбільш перспективним місцем в Україні для виробництва, транспортування та зберігання водню є:

- Західна Україна (див. Рис. 2.61), де на карті представленій в дорожній карті «2x40 GW Green Hydrogen Initiative» даний регіон визначений як перспективне місце виробництва електроенергії з сили вітру (ВЕС) та сонця (СЕС). Також даний регіон може бути перспективним для виробництва «Блакитного водню». «Блакитний водень» це чистий водень отриманий за допомогою парового риформінгу легких вуглеводнів (каталітична конверсія природного газу з водяною парою). Побічним парового риформінгу є вуглекислий газ, який є небезпечний для навколишнього середовища. Відповідно для зниження його впливу, вуглекислий газ потенційно можна закачувати можна його закачувати у пласти газосховищ, що не використовуються або до виснажених родовища газу, які вже не є продуктивними (дане питання потребує проведення окремих досліджень). Основні потужності газосховищ та виснажених родовищ знаходяться в Західній Україні, ще додатковою перевагою є наявність соляних каверн де можуть бути збудовані найбільш підходящі для зберігання водню сховища.
- Південна Україна (особливо Одеська область). Даний регіон має найважчий потенціал з усіх областей для виробництва відновлювальної енергетики. В даному регіоні будуть знаходитися основні виробничі потужності для «зеленого водню».

На другому етапі необхідно поєднати між собою існуючі кластера, тобто створення єдиної енергетичної системи.

На сьогоднішній день транспортування розглядаються два методи транспортування водню:

- транспортування суміші природного газу з різними концентраціями водню (як початковий та перехідний етап);
- транспортування чистого водню.

Змішування водню у існуючій мережі магістральних газопроводів пропонується, як засіб використання наявної інфраструктури без необхідності її значної реконструкції для забезпечення розвитку ВДЕ та поступового створення відповідного ринку.

В рамках проекту стосовно проведення науково-дослідних робіт з оцінки технічної можливості ГТС для транспортування суміші водню з природним газом Товариство розглядає наступні різні концентрації водню в суміші з природним газом за об'ємом - 2%, 5%, 10%, 15%, 20%, 23%.

Якщо розглядати використання відносно низьких концентрацій водню, від 2% до 5% (в перспективі 10%) за обсягом в суміші з природним газом, то ця стратегія

[22] https://static1.squarespace.com/static/5d3f0387728026000121b2a2/t/5e85aa53179bb450f86a4efb/1585818266517/2020-04-01_Dii_Hydrogen_Studie2020_v13_SP.pdf

транспортування представляється життєздатною без істотного збільшення ризиків та проведення реконструкції. Також згідно проведених досліджень європейськими інституціями та операторами газотранспортних систем існує граничний рівень концентрації водню в суміші з природним газом (без необхідності реконструкції):

- 20% для магістральних трубопроводів;
- 3% для ГПА старого зразку.

Можливості ГТС щодо транспортування суміші природного газу з різними концентраціями водню буде визначено після проведення наступних досліджень:

- проведення гідравлічних розрахунків впливу суміші водню з природним газом на обсяги транспортування, розподілу природного газу, швидкості потоку газу за різних тисків.
- визначення максимальної граничної концентрації водню для безпечного транспортування в суміші з природним газу по магістральним газопроводам з урахуванням конструктивних особливостей української ГТС.
- аналіз потенційного впливу на конструктивні матеріали газопроводів – процесів скрихчення сталі у газопроводі, її втоми під впливом газо-водневої суміші, швидкості росту тріщин та впливу вібрацій;
- аналіз впливу суміші водню та природного газу на вимірювальну здатність засобів вимірювальної техніки в точках входу/виходу до/з ГТС України;
- аналіз фізико-хімічних показників українського природного газу з урахуванням взаємодії водню з рідиною, мастилами, вуглеводнями, діоксидом вуглецю, меркаптановою сіркою, адорантом;
- аналіз дифузії водню через конструктивні матеріали магістрального газопроводу, компресорної станції та технологічного обладнання
- вивчення переліку інфраструктурних об'єктів (КС та промислових майданчиків) на яких є доцільним встановлення систем осушки водню – згідно технічних норм відстань між ними повинна становити до 200 км;
- аналіз впливу суміші водню та природного газу на захист від вибуху відповідно до правил вибухозахисту.

Важливим є дослідження проведені в Німеччині, Федерального інституту досліджень і випробувань матеріалів (BAM), у своєму звіті «Оцінки стійкості металевих матеріалів для контейнерів та полімерних ущільнювальних/покривних та облицювальних матеріалів» від 4 січня 2015 року. Це дослідження стійкісті деяких матеріалів до суміші природного газу з різними концентраціями водню за об'ємом, показує, що газопроводи, виготовлені із звичайних матеріальних сплавів (сталі) та всіх інших частин, що контактують із середовищем, таких як ущільнювальні кільця, стійкі до відповідної суміші за умов збереження на постійній основі якісних показників природного газу (температури роси за вологою природного газу не менше - 20 градусів та температури роси за вологістю для водню не менше - 30 градусів) та визначених безпечних умов експлуатації такої суміші.

На сьогоднішній день вже існують газові турбіні які здатні працювати на суміші природного газу з воднем до 30% (або навіть більше – залежить від типу турбіни та бажань замовника). Також існують засоби захисту внутрішньої стінки труби від негативного впливу водню, або полімерних труб розрахованих на високий тиск.

Рис. 2.62 Прогнози виробництва та імпорту синтетичного метану в ЄС до 2035 року

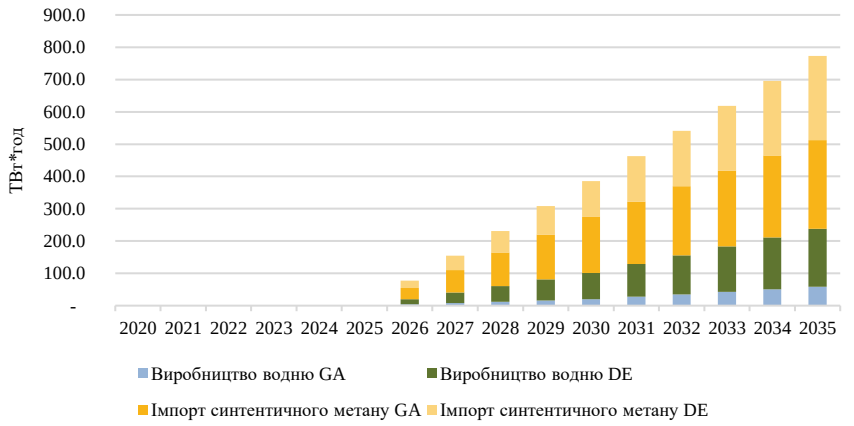


Рис. 2.63 Карта ресурсного потенціалу ВДЕ

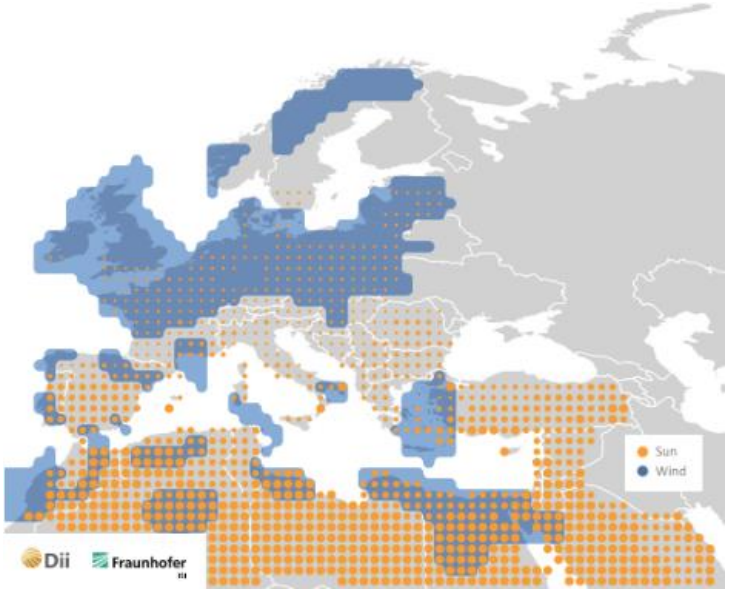


Рис. 2.64 Карта ресурсного потенціалу ВДЕ «2x40 GW Green Hydrogen Initiative»

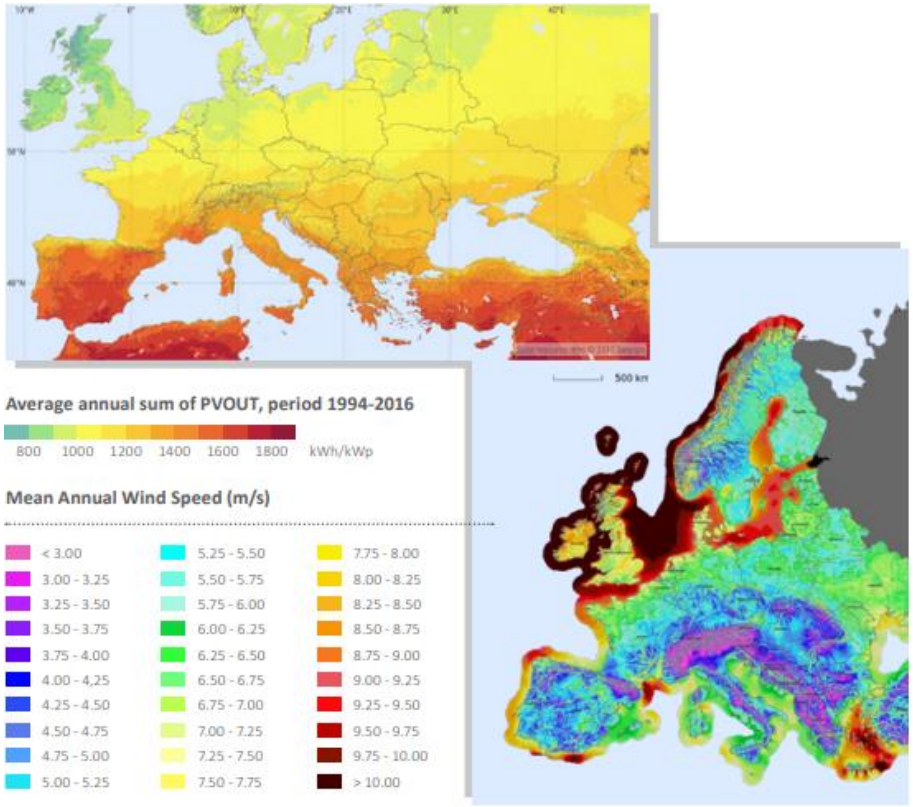


Рис. 2.65 Карта водневих газопроводів (помаранчеві) «2x40 GW Green Hydrogen Initiative»

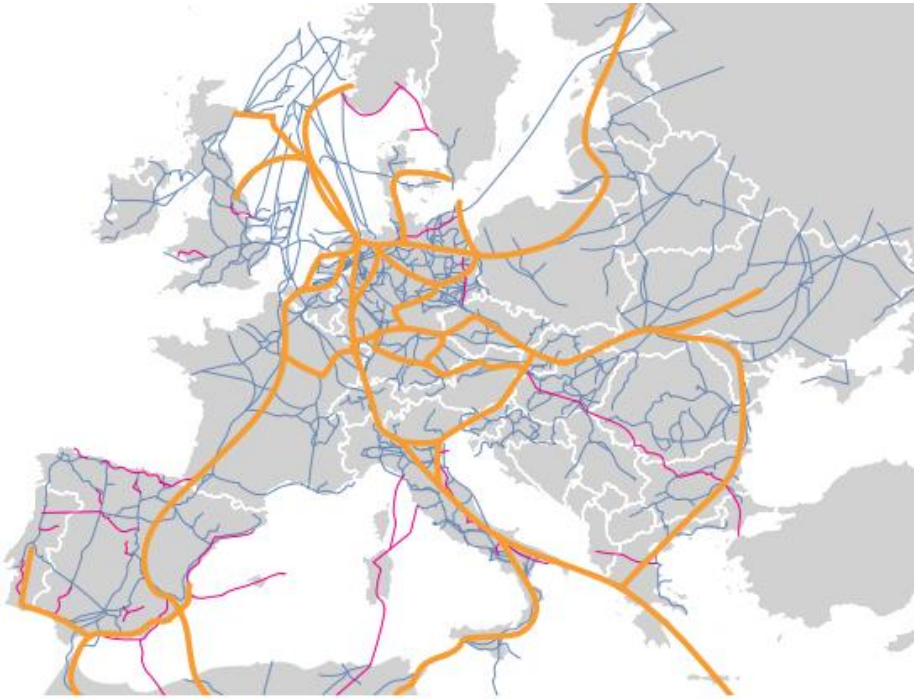
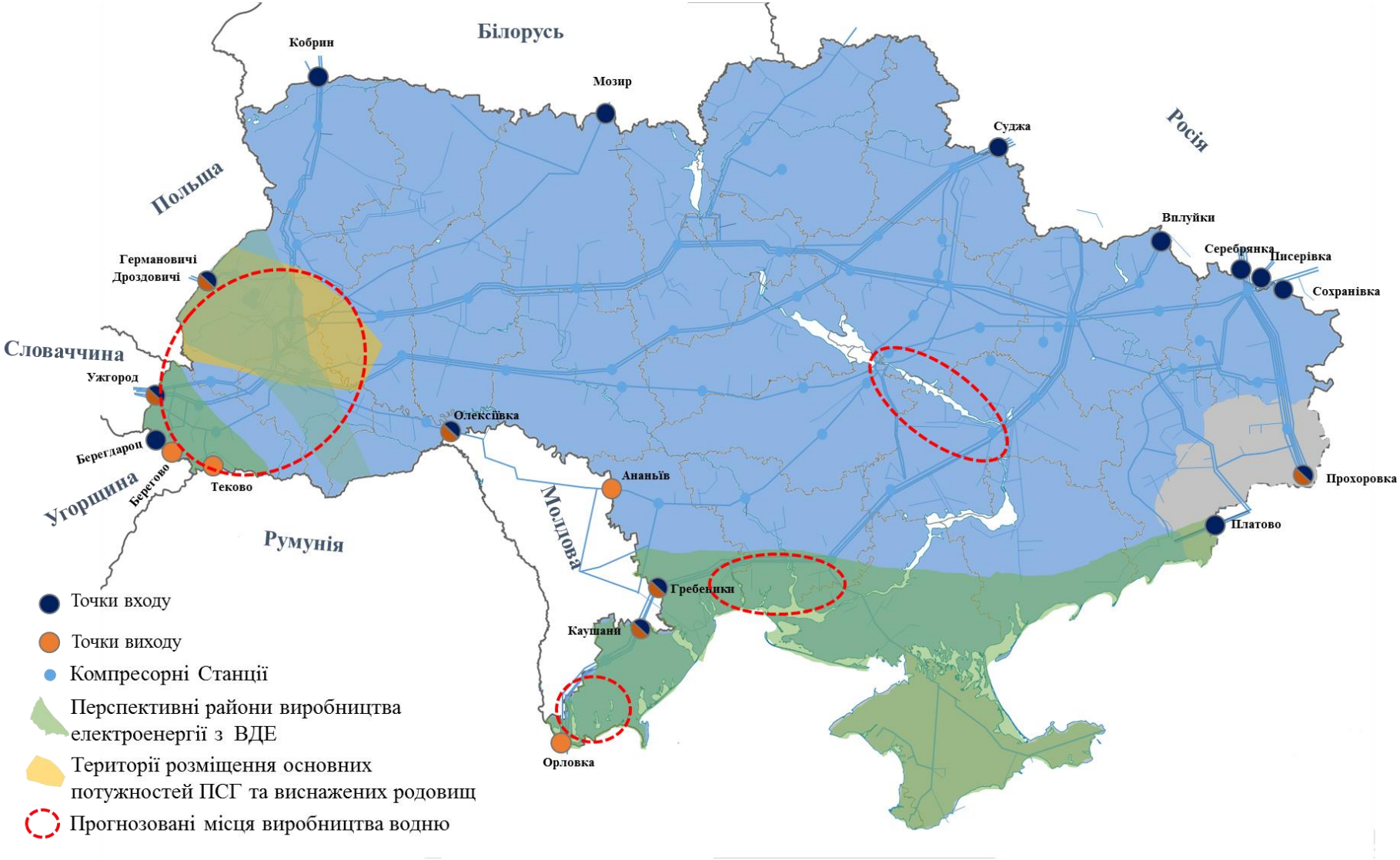


Рис. 2.66 Карта України щодо потенціалу виробництва водню



2.6 ОСНОВНІ ПРОЄКТИ З РОЗВИТКУ ГТС УКРАЇНИ

ПРОЄКТ «SCADA»

SCADA	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2021-2022

Мета проекту:

Впровадження сучасної централізованої, масштабованої та гнучкої системи SCADA з широкими інтеграційними можливостями та побудова на її основі інтегрованого комплексу оперативного диспетчерського керування технологічним процесом ГТС в режимі реального часу.

Основні компоненти інтегрованого комплексу:

- SCADA з розширеною функційністю адаптована до специфіки процесу ГТС та особливостей бізнес-процесу диспетчеризації Оператора ГТС
- On-line моделювання та off-line модельне прогнозування процесу ГТС
- Фізичне балансування ГТС

Функції компонентів

SCADA:

- Візуалізація та облік процесу ГТС в режимі реального часу на основі вимірюваних параметрів від систем газовимірювання, автоматики, телемеханіки та телеметрії та розрахункових параметрів від інтегрованої on-line моделі ГТС
- Оперативний (реальний час, щогодинно) облік фізичних обсягів надходження та розподілу газу на основі збору даних від інтегрованих систем газовимірювання
- Дистанційне керування процесом ГТС через видавання команд в системи автоматики та телемеханіки
- Архівування, відображення та аналіз історичних даних
- Журналювання процесу, подій (переключень, змін режиму, відмов) нотаток диспетчера та формування рапорту для приймання-передавання зміни
- Інтерфейс міжрівневої та горизонтальної диспетчерської взаємодії та її журналювання (приймання, передавання та контроль виконання команд ЦДС, запити ВДС до ЦДС та їх обробка, взаємне попереднє інформування суміжних ВДС про переключення та зміни режиму, координація дій суміжних ВДС, оперативне інформування про позаштатні ситуації тощо)

On-line моделювання та off-line модельне прогнозування процесу ГТС:

- Розразункові параметри процесу ГТС (потоки по всім ділянкам газопроводів та перемичкам, ФХП газу у всіх точках системи, робочі точки нагнітачів на їхніх характеристиках, потужність ГПА та витрата паливного газу тощо)
- Модельні значення параметрів процесу не забезпечених телеметрією (віртуальна телеметрія)
- Контроль відповідності телеметричних даних модельним
- Обсяг газу в трубах (linepack) в режимі реального часу
- Попередня оперативна модельна перевірка рішень з керування процесом ГТС
- Модельне планування та оптимізація режиму ГТС
- Модельна перевірка проектних рішень змін мережі
- Моделювання кризових ситуацій
- Тренування диспетчерських служб

Всі функції моделювання реалізує діючий комплекс імітаційного моделювання КІМ, котрий має засоби інтеграції зі SCADA

Фізичне балансування ГТС

- Прогнозування споживання газу
- Обробка номінацій та замовлень потужності
- Алокація та віртуалізація фізичних обсягів газу
- Контроль виконання номінацій та навантажень
- Визначення фізичного небалансу та його локалізація

Нефункційні вимоги до SCADA:

- Масштабовна архітектура
- Гаряче резервування
- Web-інтерфейс
- Потужні засоби дизайну та програмування
- Авторизація через AD, рольова модель
- Широкий набір стандартних комунікаційних протоколів та інтерфейсів взаємодії з базами даних (від архаїчних для зв'язку зі застарілими системами автоматизації до сучасних OPC UA та IoT протоколів)
- Не обмежена кількість точок обміну інформацією з суміжними системами управління виробництвом (ERP), комерційної диспетчеризації, інформаційною платформою Оператора

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС-19 БАР

Реконструкція КС-19 Бар	
Статус проєкту:	Завершальний етап будівництва
Планова дата реалізація проєкту:	2018-2020
Рік введення в експлуатацію	1979 р.
КПД	25-26%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	4/212 мг/нм3
Перенапрацювання призначеного ресурсу	79 686 год

Мета проєкту:

Необхідність реконструкції КС-19 Бар визначається назрілою потребою підвищення безпеки транспортування газу в аверсному/реверсному напрямку та значного покращення економічних показників транзиту ГТС України.

Більшість основного та допоміжного обладнання та систем КС експлуатується вже понад 40 років. Газоперекачувальні агрегати ГТК-10І відпрацювали початково призначений заводський моторесурс 100 000 мотогодин. Виконувались роботи з продовження їх моторесурсу згідно інструкцій підприємств-виготовлювачів. Фактичний ККД приводу ГПА ГТК-10І складає близько 25-26%, що значно менше ККД сучасних агрегатів. Враховуючи те, що більшість запасних частин та вузлів ГПА іноземного виробництва проведення ремонтів та ТО обладнання потребує значних капіталовкладень.

Опис проєкту/продукту:

Проєктом передбачена реконструкція газоперекачувальних агрегатів ГТК-10І ст.№1,2 потужністю 10 МВт з заміною на газоперекачувальні агрегати PGT-25-DLE потужністю 25МВт, газоперекачувальні агрегати ГТК-10І ст.№3,4 в резерві, вивід з експлуатації газоперекачувальних агрегатів ГТК-10І ст.№5,6,7. Тиск на вході КС – 53 кгс/см2, тиск на виході КС – 75 кгс/см2, об'ємна продуктивність КС – 85 млн. м3/добу. Передбачена 1 черга будівництва.

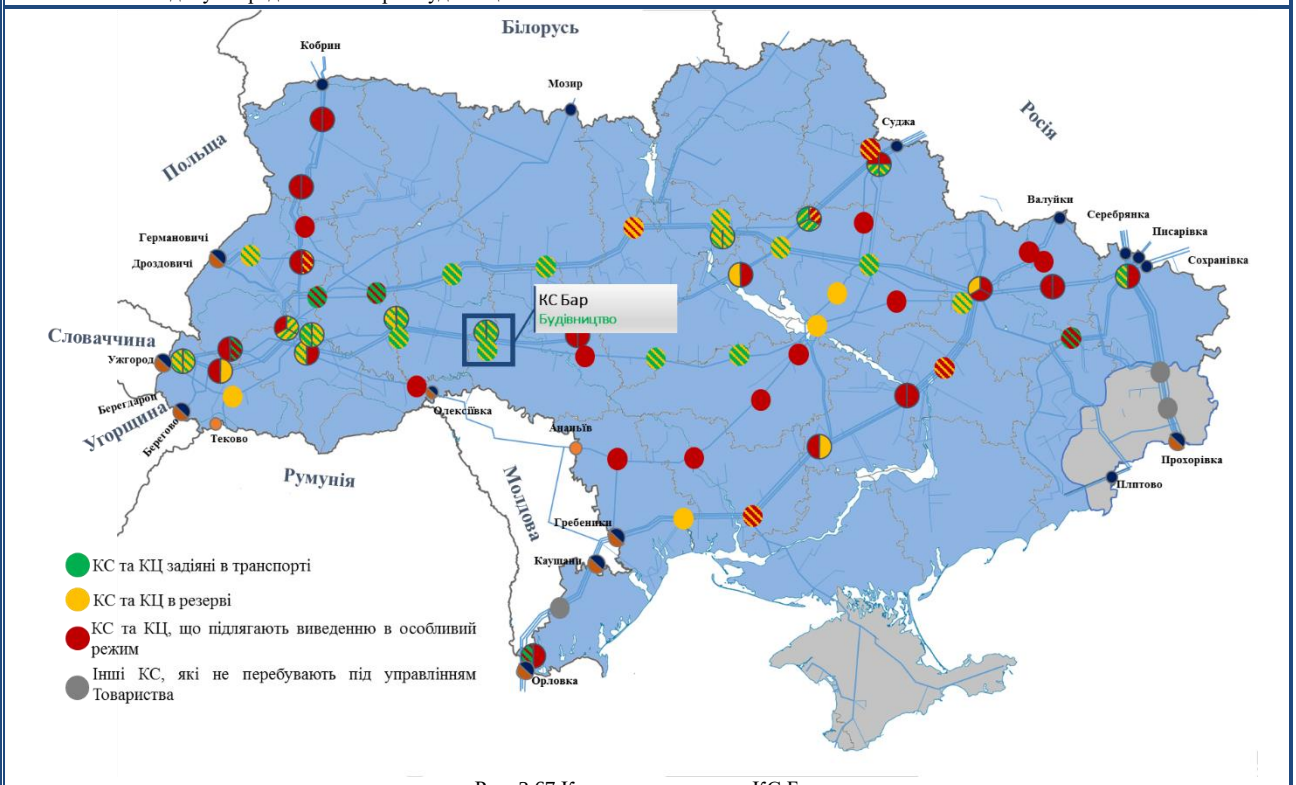


Рис. 2.67 Карта розташування КС Бар

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС ЯГОТИН

Реконструкція КС Бар	
Статус проєкту:	Підготовчі роботи
Планова дата реалізація проєкту:	2018-2020
Рік введення в експлуатацію	1974-76 рр.
КПД	25-26%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	243/174 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	123 741

Мета проєкту:

Необхідність реконструкції КС «Яготин» визначається назрілою потребою підвищення безпеки транспортування газу та значного покращення економічних показників транзиту газу.

Технологічне обладнання експлуатується вже понад 45 років. Газоперекачувальні агрегати ГТ-750-6 відпрацювали початково призначений заводський моторесурс 100 000 мотогодин (напрацювання ГПА – понад 200 тис мотогодин). Виконуються роботи з продовження їх моторесурсу. Фактичний ККД ГПА ГТ-750-6 складає близько 25-26%, що значно менше ККД сучасних агрегатів.

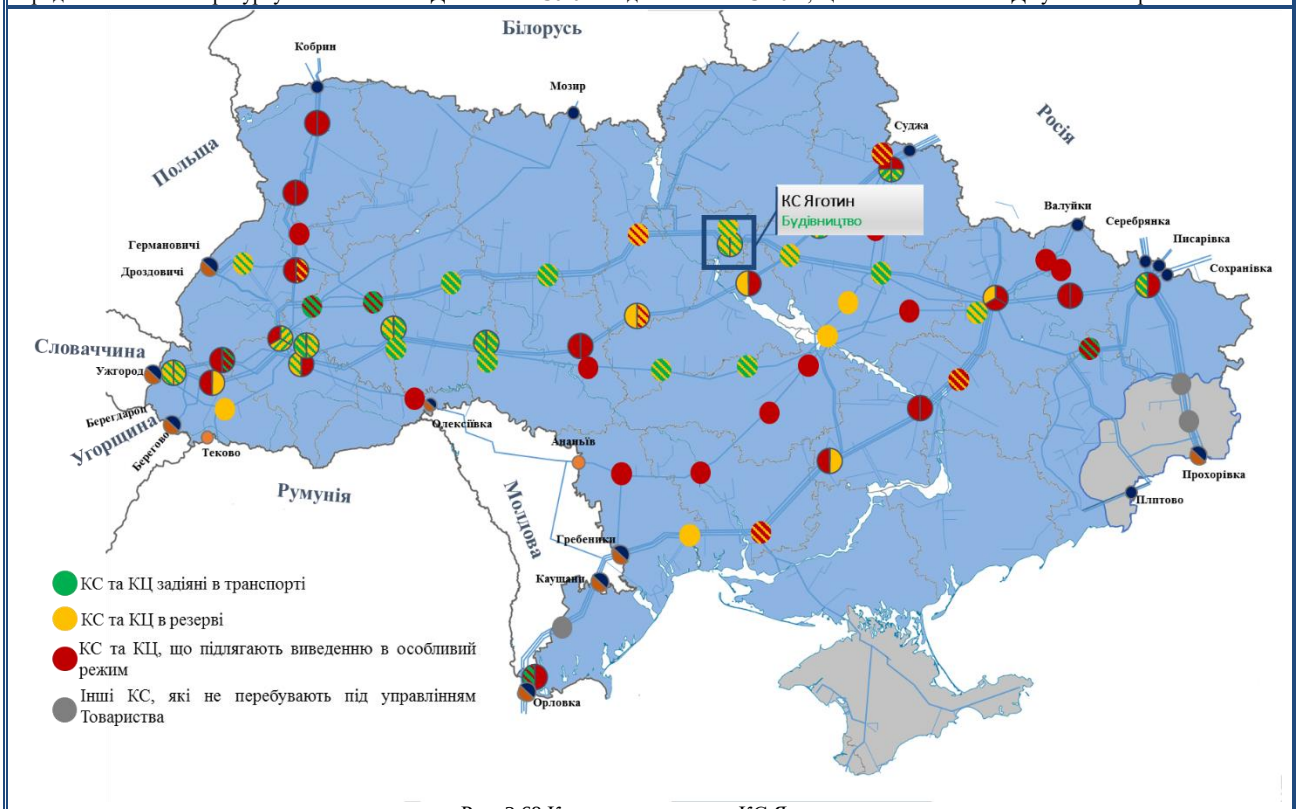


Рис. 2.68 Карта розташування КС Яготин

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС ДИКАНЬКА

Реконструкція КС Диканька	
Статус проєкту:	Підготовка до ТЕО
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	1-а черга
Рік введення в експлуатацію	2000 р.
КПД	29-30%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	248/244 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	4 082 год

Мета проєкту:

Існуюче обладнання має значний знос, яке експлуатується вже 20 років. Газоперекачувальні агрегати ГПА Ц-6,3С відпрацювали початково призначений заводський моторесурс 100 тис. годин. ГТД-ДТ71П3 більшість відпрацювали призначений ресурс 60 тис. годин. Термін експлуатації неодноразово продовжувався на основі проведення відповідних планових робіт, проте робочий ресурс навіть з цими роботами є значно вичерпаним, що зменшує надійність роботи КС в цілому. САК ГПА 1999р.в. фізично та морально застаріла (її термін експлуатації становить 12 років).

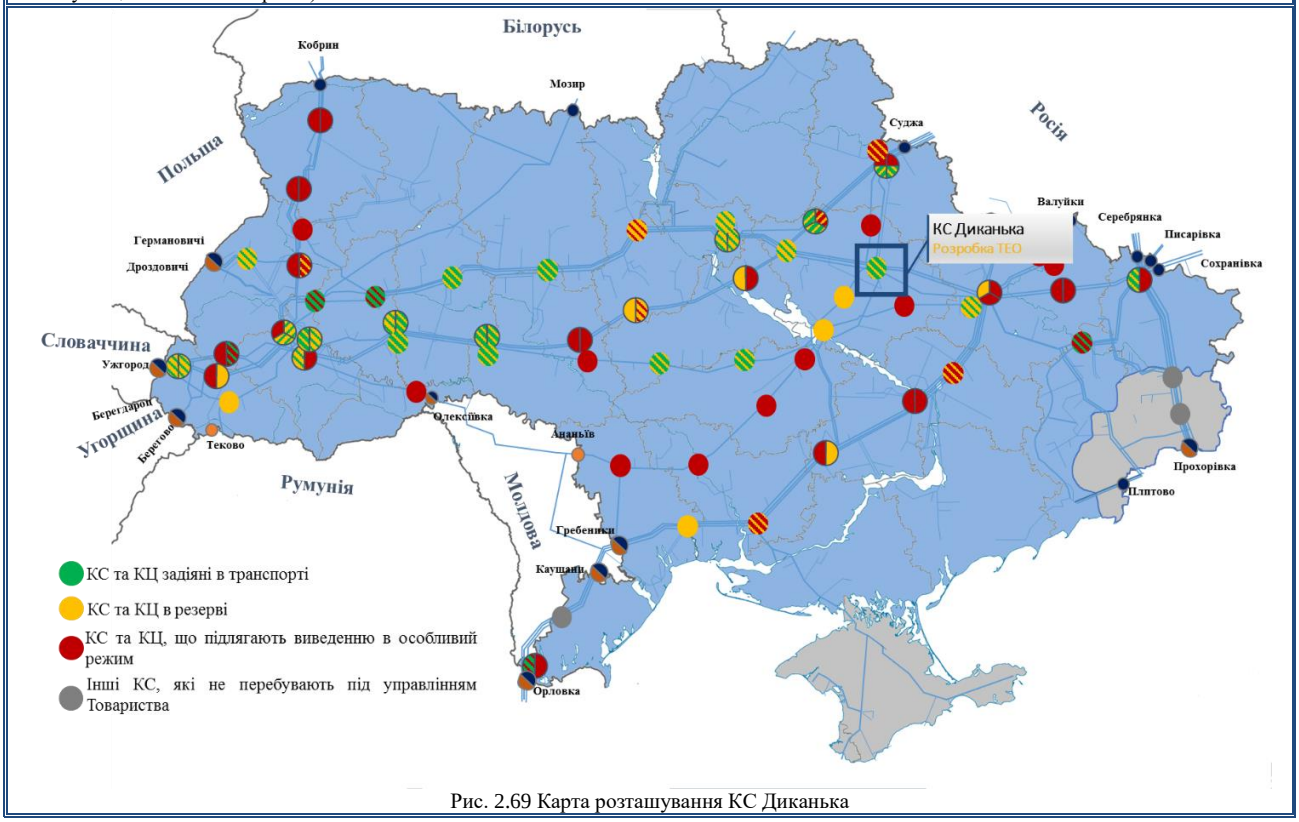


Рис. 2.69 Карта розташування КС Диканька

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС БЕРДИЧІВ

Реконструкція КС Бердичів	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	1-а черга
Рік введення в експлуатацію	1973 р.
КПД	27-28%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	247/310 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	115 350 год

Мета проєкту:

Необхідність реконструкції КС «Бердичів» визначається назрілою потребою підвищення безпеки транспортування газу та значного покращення економічних показників транспортування.

Технологічне обладнання експлуатується вже понад 40 років, найменший термін експлуатації обладнання складає понад 25 років Газоперекачувальні агрегати ГТК-10 відпрацювали початково призначений заводський моторесурс 100 000 мотогодин. Виконуються роботи з продовження їх моторесурсу. Фактичний ККД ГПА ГТК-10 складає близько 28%, що значно менше ККД сучасних агрегатів.

За результатами проєкту очікується значне підвищення ефективності роботи ГПА. Зниження витрати паливного газу, зменшення витрат на проведення ремонту ГПА, значне покращення екологічних показників.

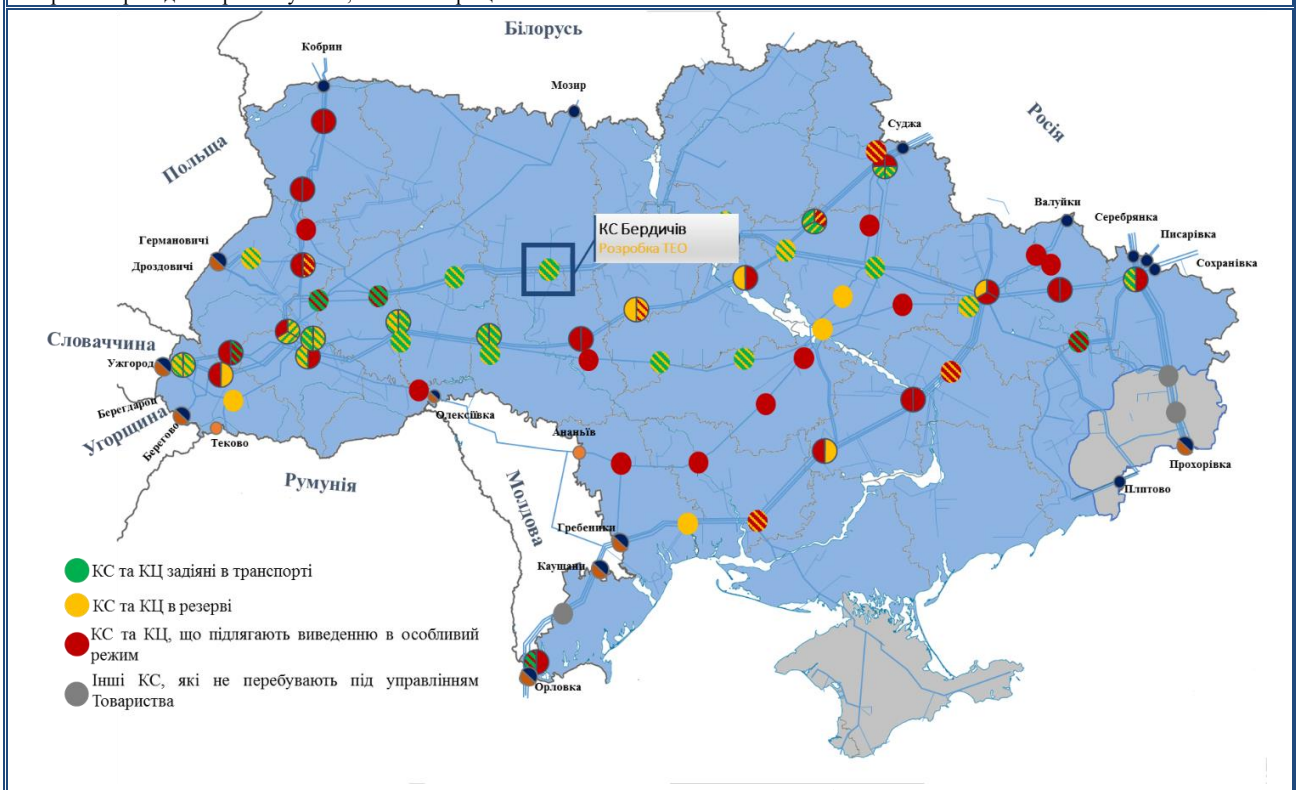


Рис. 2.70 Карта розташування КС Бердичів

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС-16 ОЛЕКСАНДРІВКА

Реконструкція КС-16 Олександрівка	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	1-а черга
Рік введення в експлуатацію	1979 р.
КПД	25-26%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	10/214 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	60 272 год

Мета проєкту:

Забезпечення надійної та ефективної роботи КС-16 Олександрівка, що викликано значним зносом обладнання, яке експлуатується вже понад 40 років. Газоперекачувальні агрегати ГТК - 10І відпрацювати початково призначений заводський моторесурс 100 тис. мотогодин. Термін експлуатації неодноразово продовжувався на основі проведення відповідних планових робіт, проте робочий ресурс навіть з цими роботами є значно вичерпаним, що зменшує надійність роботи КС. Фактичний ККД приводу ГПА ГТК-101 складає близько 25-26%, що значно менше ККД сучасних агрегатів. Враховуючи те, що більшість запасних частин та вузлів ГПА іноземного виробництва проведення ремонтів та ТО обладнання потребує значних капіталовкладень. САК компресорної станції 1978 р.в. фізично та морально застаріла (зазвичай її термін експлуатації становить 10 років), крім того на деяких ГПА термін корисного використання САК ГПА добігає кінця у 2018-2022 рр.

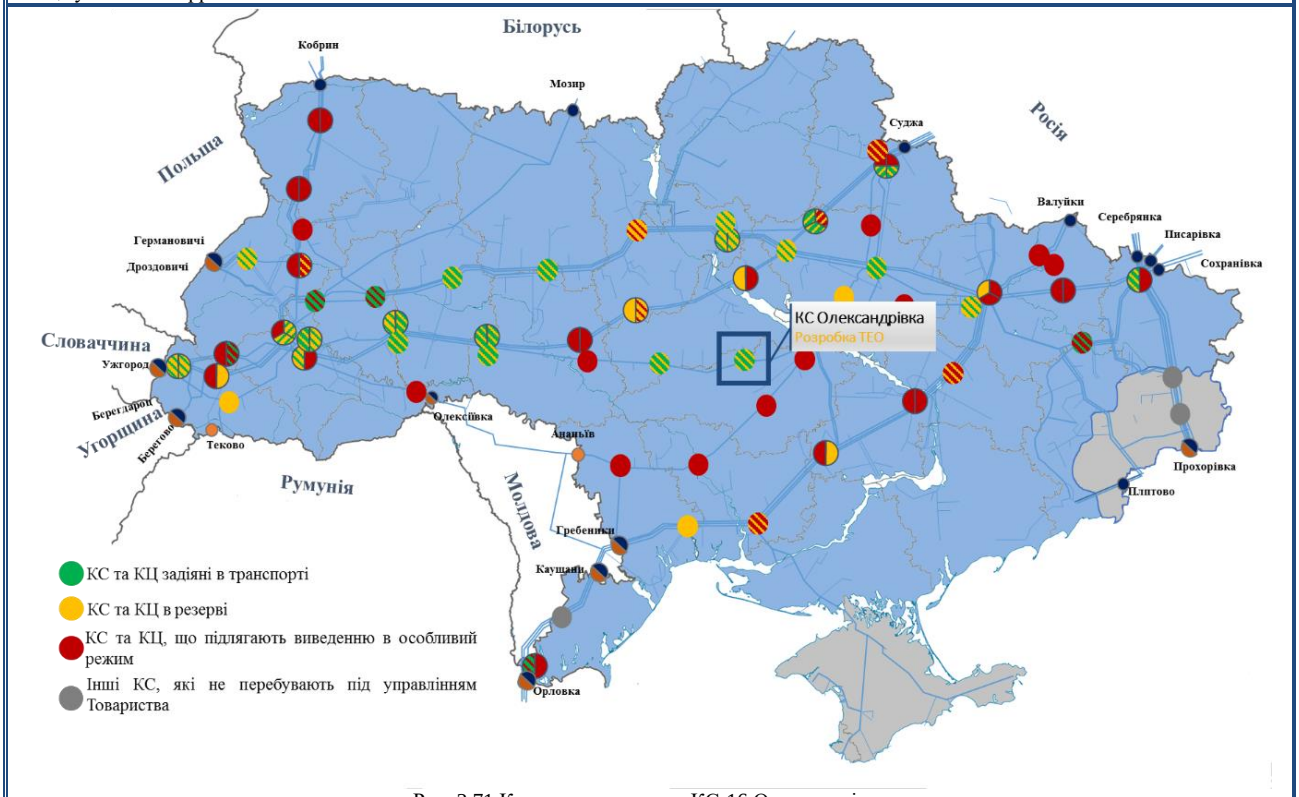


Рис. 2.71 Карта розташування КС-16 Олександрівка

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС КОМАРНО

Реконструкція КС Олександрівка	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	1-а черга
Рік введення в експлуатацію	1980 р.
КПД	21-22%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	239/103 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	63 117 год

Мета проєкту:

Компресорна станція Комарно з трьома ГПА ГТ-6-750 знаходиться в експлуатації з 1980 р. Наразі напрацювання агрегатів становить від 153 000 до 161 000 м/год. Даний тип ГПА був розроблений в 70 роках 20 ст., заводом УТЗМ ім. Ворошилова (Росія). Дані типи ГПА зняті з виробництва. На сьогоднішній час агрегати мають дуже низький фактичний ККД – 21-22% (проектний – 24 %).

Сучасний технічний стан ГПА характеризується низькою потужністю агрегатів, яка навіть після проведення середніх та капітальних ремонтів максимально складає від 4,9 до 5,4 МВт при проектному значенні 6,2 МВт.

Низький ККД, недостатня фактична потужність і той факт, що основні запасні частини та вузли ГПА російського виробництва ускладнює і збільшує вартість проведення ремонтів та ТО, і відповідно, приводить до висновку про моральну і фізичну зношеність агрегатів та необхідність їхньої заміни.

З метою підвищення продуктивності, ефективності та надійності КС Комарно необхідна заміна існуючих ГПА на сучасні економічні та високоефективні.

Використання сучасних ГПА з економічним приводом дозволить збільшити продуктивність, зменшити кількість аварійних зупинок ГПА, зменшить розхід паливного газу на роботу ГПА та витрати матеріалів і запасних частин для виконання відновлювального ремонту.

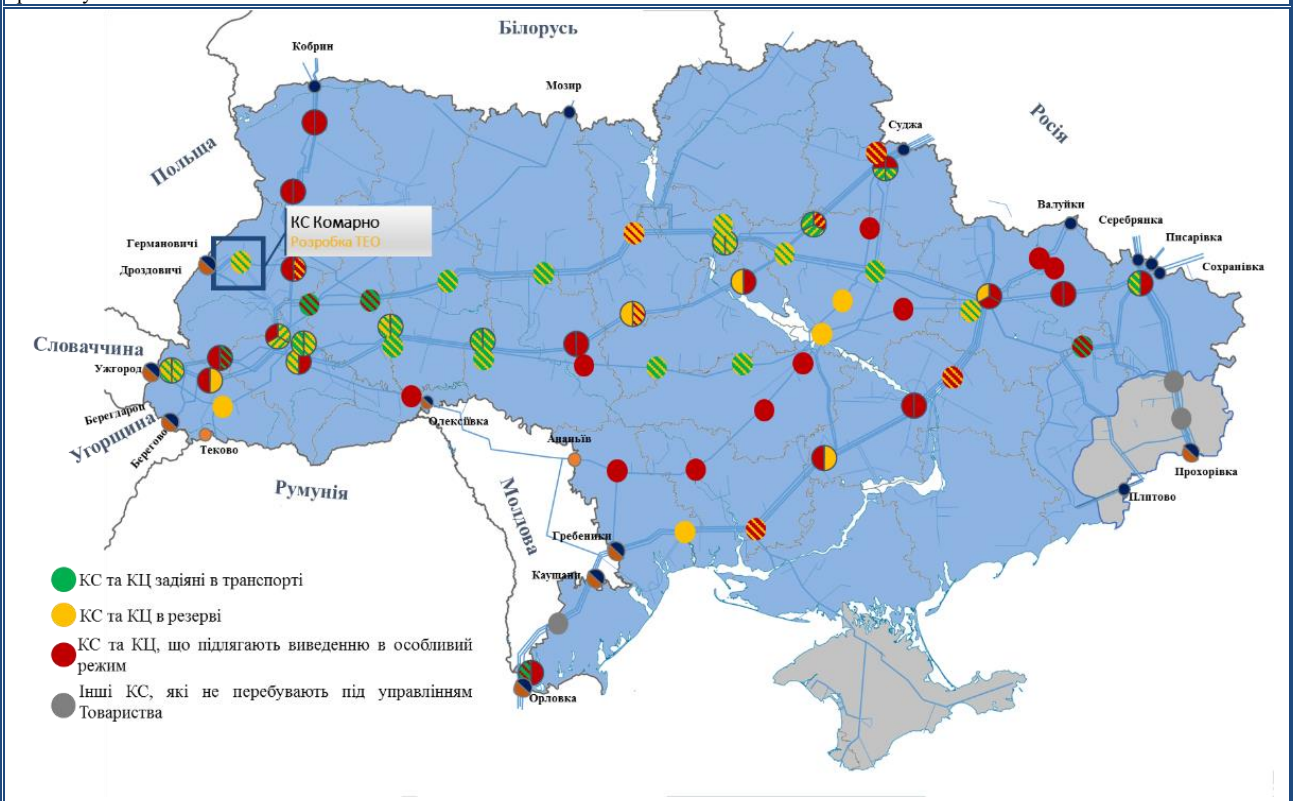


Рис. 2.72 Карта розташування КС Комарно

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС-21 БОГОРОДЧАНИ

Реконструкція КС-21 Богородчани	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	2-а черга
Рік введення в експлуатацію	1978 р.
КПД	25-26%
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	15/264 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	59 753 год

Мета проєкту:

Необхідність реконструкції КС-21 Богородчани (МГ "Союз") визначається назрілою потребою підвищення безпеки транспортування газу та значного покращення економічних показників транзиту ГТС України.

Робота КС-21 Богородчани розглядається в найближчій перспективі транзиту природного газу як до західних європейських споживачів так і для внутрішнього ринку України (реверсний режим роботи).

Більшість основного та допоміжного обладнання та систем КС експлуатується вже понад 40 років (КС введена в експлуатацію в 1978р). Газоперекачувальні агрегати ГТК-10І (привід MS3002, нагнітач RF-2BB-30) відпрацювали початково призначений заводський моторесурс 100 000 м/год. (станом на 01.10.2020 р. напрацювання т/а становить від 144 000 до 160 000 м/год.) Фактичний ККД приводу ГПА ГТК-10І складає близько 24%, що значно менше ККД сучасних агрегатів.

З метою підвищення продуктивності, ефективності, маневреності та надійності КС-21 Богородчани (МГ "Союз") необхідна заміна існуючих ГПА на сучасні економічні та високоефективні.

Використання сучасних ГПА з економічним приводом дозволить збільшити продуктивність, зменшити кількість аварійних зупинок ГПА, зменшить розхід паливного газу на роботу ГПА та витрати матеріалів і запасних частин для виконання відновлювального ремонту.

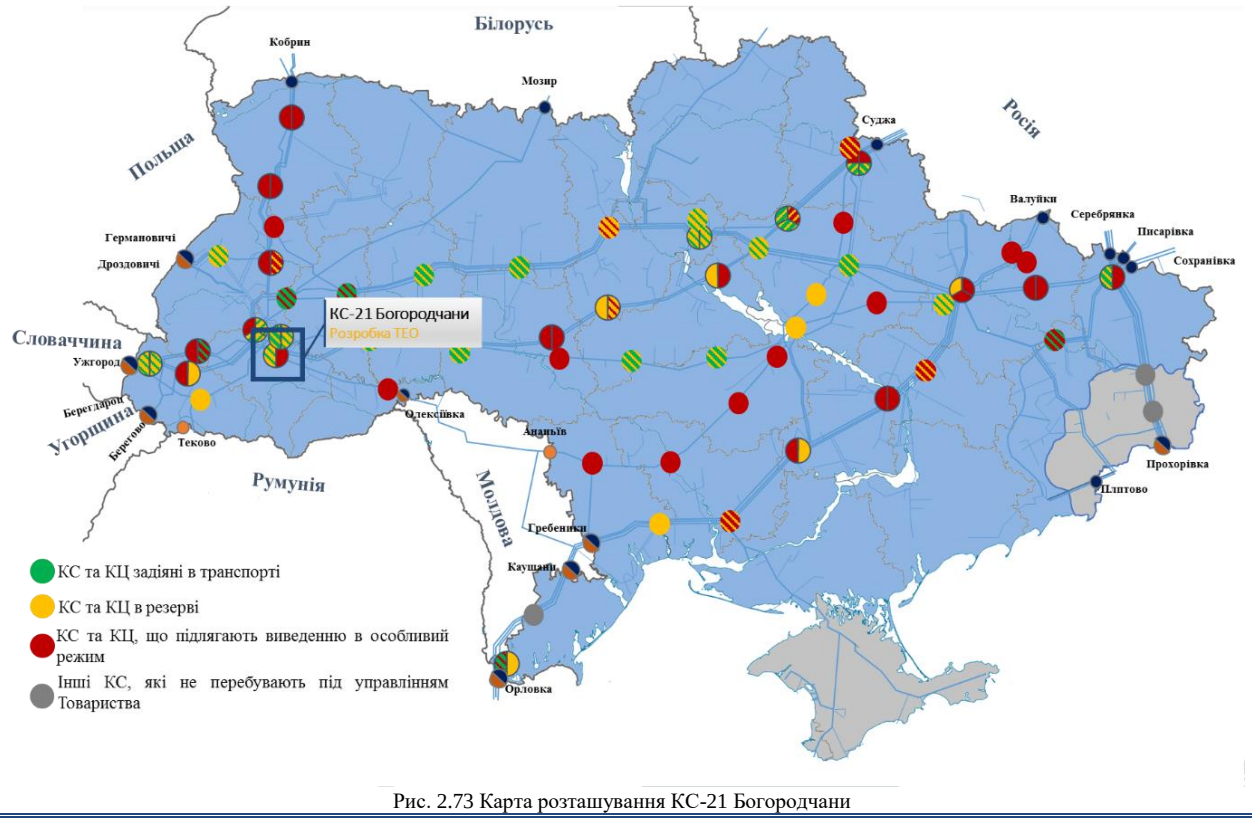


Рис. 2.73 Карта розташування КС-21 Богородчани

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС ДОЛИНА

Реконструкція КС Олександрівка	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	2-а черга
Рік введення в експлуатацію	1975-78 рр.
КПД	27-28 %
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	237/467 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	67 787 год

Мета проєкту:

Компресорна станція Долина є великим технологічним вузлом, який поєднує різні магістральні газопроводи і забезпечує транспортування російського газу до країн західної Європи а також закачування та відбір з підземних сховищ газу. Газоперекачувальні агрегати ГТК-10 виробництва СРСР експлуатуються з 1978р і є морально та фізично зношеними. Дані ГПА мають низький коефіцієнт корисної дії і працюють в парі з неповнонапірними нагнітачами та не забезпечують необхідної продуктивності в умовах динамічної зміни завантаження КС (частими змінами номінацій на транзит газу).

Робота КС Долина потрібна для ГТС України при будь яких режимах транспортування газу, особливо у випадку скорочення транзиту російського газу.

З метою підвищення продуктивності, ефективності та надійності КС Долина необхідна заміна існуючих ГПА на сучасні економічні та високоефективні.

Використання сучасних ГПА з економічним приводом дозволить збільшити продуктивність, зменшити кількість аварійних зупинок ГПА, зменшить розхід паливного газу на роботу ГПА та витрати матеріалів і запасних частин для виконання відновлювального ремонту.

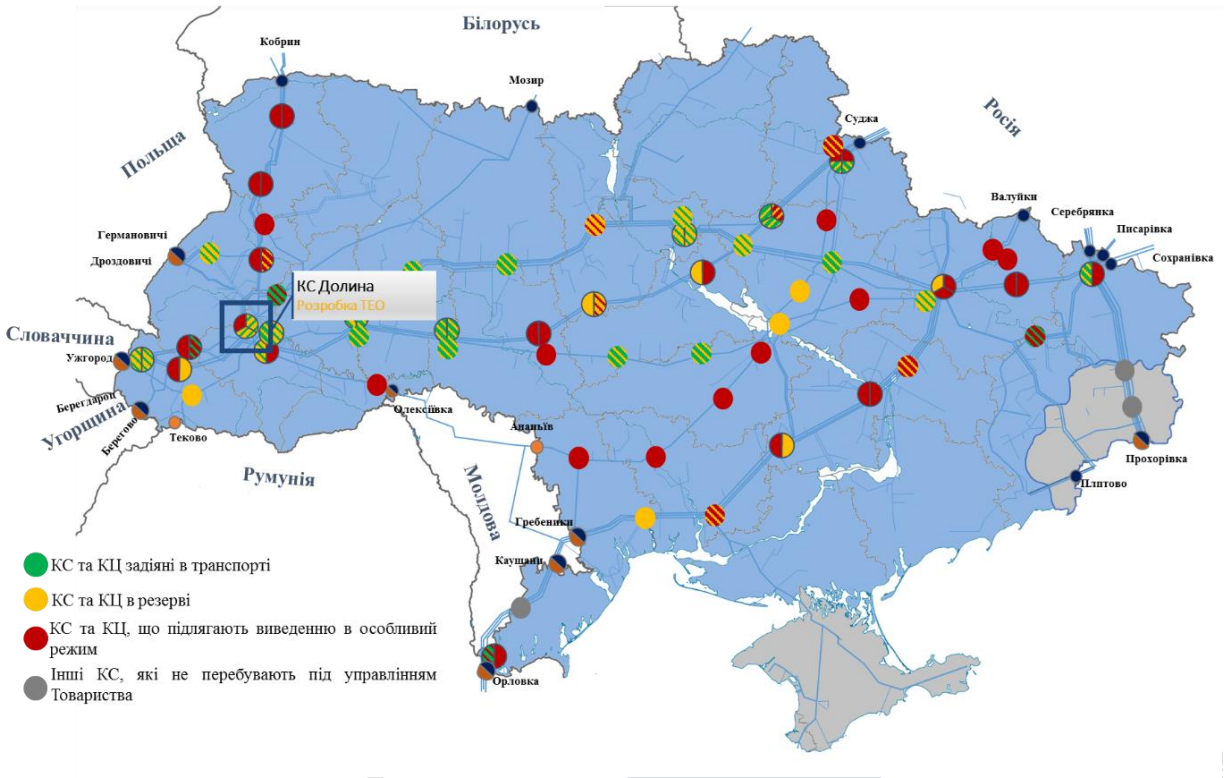


Рис. 2.74 Карта розташування КС Долина

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС КРАСИЛІВ

Реконструкція КС Олександрівка	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	2-а черга
Рік введення в експлуатацію	1974 р.
КПД	27-28 %
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	409/486 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	88 278 год

Мета проєкту:

Необхідність реконструкції КС «Красилів» визначається назрілою потребою підвищення безпеки транспортування газу та значного покращення економічних показників транспорту газу.

Технологічне обладнання експлуатується вже понад 45 років, найменший термін експлуатації обладнання складає понад 25 років. Газоперекачувальні агрегати ГТК-10 відпрацювали призначений заводський моторесурс 100 тис.год., наразі середнє напрацювання ГПА складає 138 тис.год.. Фактичний ККД ГПА ГТК-10 складає близько 27-28%, що значно менше ККД сучасних агрегатів. ГПА потребують періодичних ремонтів з використанням запасних частин іноземного виробництва.

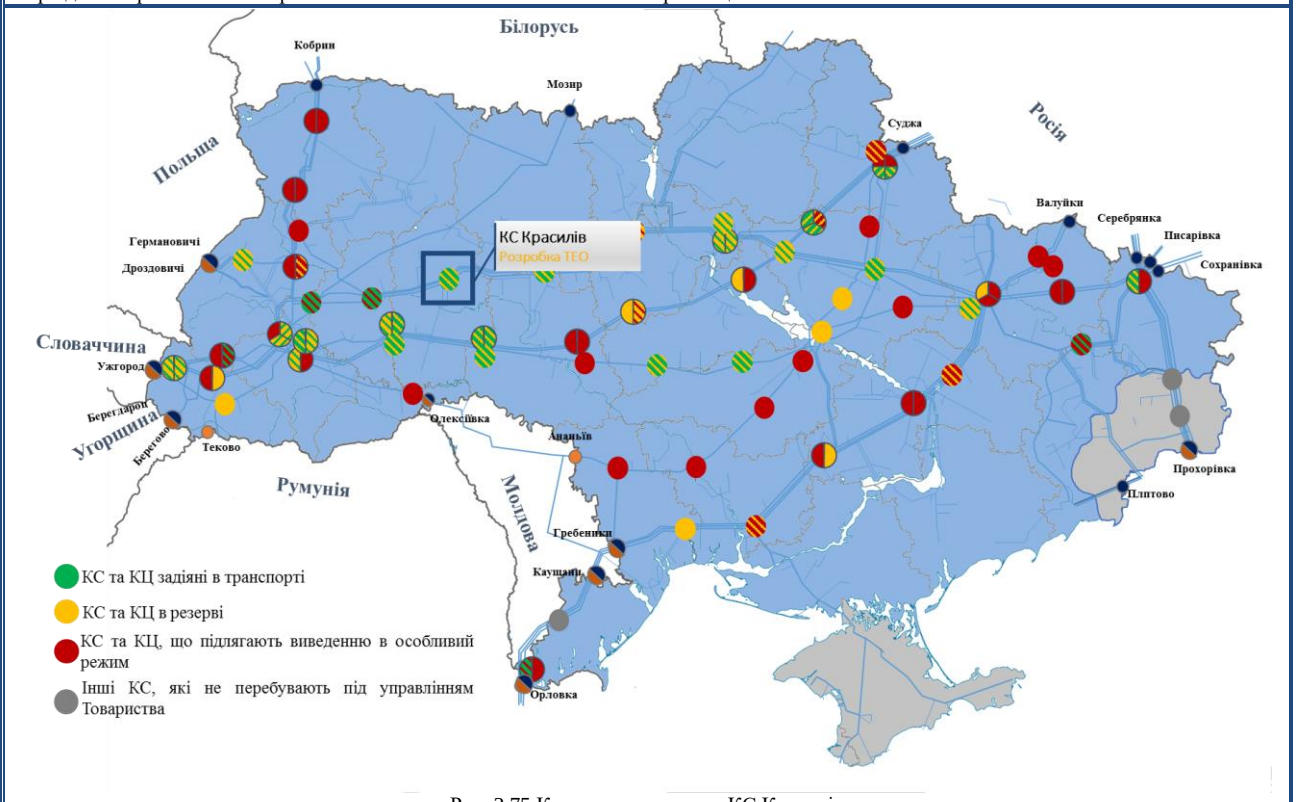


Рис. 2.75 Карта розташування КС Красилів

РЕКОНСТРУКЦІЯ КС УЖГОРОД

Реконструкція КС Олександрівка	
Статус проєкту:	Без остаточного інвестиційного рішення
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2023
Пріоритетність проекту	2-а черга
Рік введення в експлуатацію	1974 р.
КПД	28-30 %
Викиди CO/NOx (допустима норма по європейським директивам до 100/75 мг/нм3 -від50 МВт, до -/50 мг/нм3–від1-50 МВт теплової потужності)	239/466 мг/норм. куб. м
Перенапрацювання призначеного ресурсу	44 479 год

Мета проєкту:

Компресорна станція Ужгород побудована з семи ГПА Ц6,3С з двигунами ДТ71П, знаходиться в експлуатації з 2002р. Встановлений ресурс двигунів ДТ71П поступово вичерпується, крім цього дані ГПА не забезпечують необхідної продуктивності та маневреності в динамічному режимі та частими змінами замовлень на транзит газу європейськими споживачами (зі сторони Словаччини).

Робота КС Ужгород розглядається в найближчій перспективі транзиту природного газу як до західних європейських споживачів так і для внутрішнього ринку України (реверсний режим роботи)

З метою підвищення продуктивності, ефективності та надійності КС Ужгород необхідна заміна існуючих ГПА на сучасні економічні та високоефективні.

Використання сучасних ГПА з економічним приводом дозволить збільшити продуктивність, зменшити кількість аварійних зупинок ГПА, зменшить розхід паливного газу на роботу ГПА та витрати матеріалів і запасних частин для виконання відновлювального ремонту.

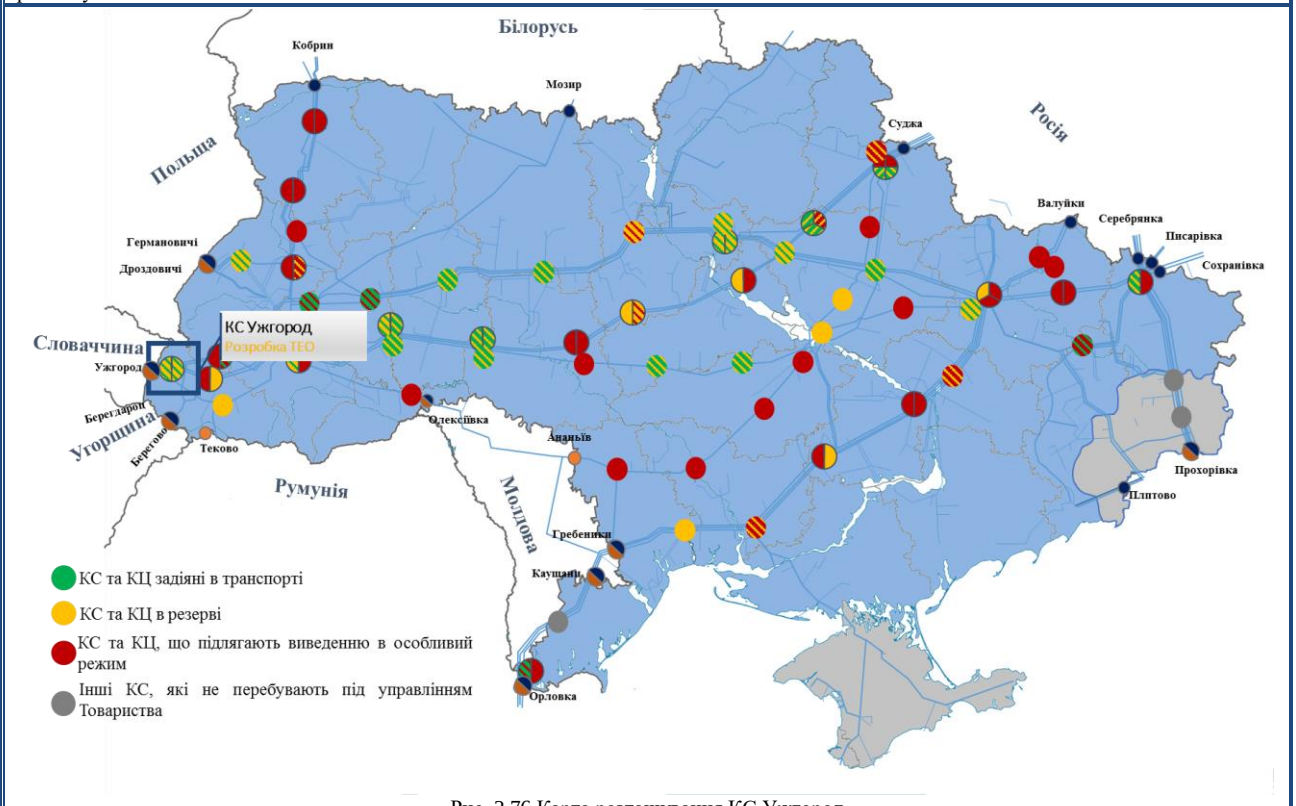


Рис. 2.76 Карта розташування КС Ужгород

РЕКОНСТРУКЦІЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ СТАНЦІЙ ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ»

Реконструкція ГРС (заміна діючих ГРС на нові АГНКС)	
Статус проєкту:	Розроблено ТЕО
Планова дата реалізація проєкту:	2020-2022

Мета проєкту:

Станом на 01.01.2020 року в ТОВ «Оператор ГТС України» експлуатується 1389 ГРС, з яких 838 од. (60%) – термін експлуатації частини з яких перевищує 30 років.

Орієнтовний термін експлуатації (амортизаційний термін) ГРС у цілому не повинен перевищувати 30 роки.

Виходячи з наведеного, навіть якщо зазначений термін завдяки функціонуванню системи технічного обслуговування та ремонтів подвоїти, щорічна по-треба в реконструкції (оновленні технічного стану) ГРС для забезпечення надій-ного газопостачання споживачів складає у середньому 22 одиниці, не враховуючи постійну зміну державних нормативів.

Фактичні умови експлуатації ГРС не відповідають проектним потужностям, що призводить до:

- неефективної роботи вузлів очищення газу на ГРС;
- неефективної роботи вузлів запобігання гідратоутворень на ГРС;
- неефективної роботи вузлів редукування тиску газу;
- велику похибку вузлів вимірювання витрати газу природного газу.

Крім того, враховуючи терміни експлуатації, обладнання ГРС (застосовано обладнання згідно з застарілими стандартами часів СРСР), незадовільний технічний стан запірної, регулюючої та запобіжної арматури (недосконала конструкція ущільнень та приводів), експлуатація підігрівачів природного газу «прямої дії» (що призводить до додаткових втрат газу та не відповідає вимогам без-пеки), невідповідність стану обладнання вимогам чинної нормативно-технічної бази, питання проведення заміни обладнання, капітальних ремонтів/реконструкції чи технічного переоснащення газорозподільних станцій є вкрай актуальним.

Опис проєкту/продукту:

Результати комплексного аналізу стану та умов експлуатації кожної ГРС свідчать про необхідність системного підходу з метою приведення окремих ГРС у відповідність до сучасних стандартів, згідно з кращими практиками країн Єв-ропи.

Враховуючи згадане вище, ТОВ «Оператор ГТС України» виділив 55 об'єкта ГРС, дотримуючись наступних принципів відбору:

- можливість досягнення підвищення ефективності експлуатації відповідно до фактичного завантаження ГРС;
- підвищення рівня автоматизації контролю параметрів та керування ГРС;
- підвищення точності комерційного обліку природного газу;
- мінімізація збитків, що можуть бути завдані споживачам;
- сукупність наявності технічних проблем, тощо.

Слід зазначити, що об'єкти ГРС є одним з ключових ланок газопостачання споживачів в Україні та не залежать від обсягів транзиту газу територією України.

Передбачається, що після проведення реконструкції ГРС буде змінена форма обслуговування ГРС на централізовану (безлюдну) форму обслуговування що дасть можливість зменшити операційні витрати на заробітну плату операторів ГРС.

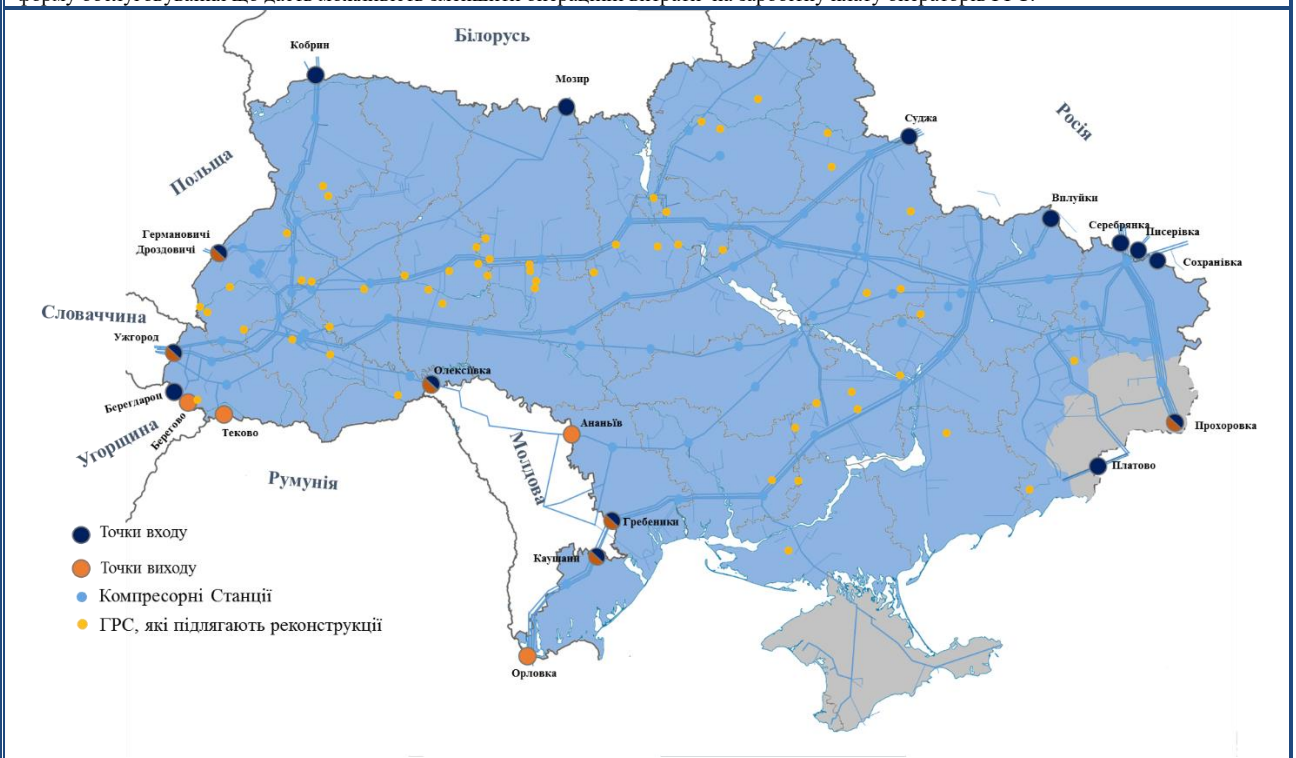


Рис. 2.77 Карта розташування ГРС які підлягають реконструкції

ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ДВОХ НАПРЯМКАХ ЧЕРЕЗ ТРАНС-БАЛКАНСЬКИЙ ТРУБОПРОВІД

Транспортування природного газу в двох напрямках через Транс-Балканський трубопровід	
Статус проєкту:	Завершений (I-II фази)/Обговорення доцільності реалізації III фази
Статус проєкту PMI/PECI:	PECI для Української та Молдовської частини
Код проєкту ENTSOG:	TRA-N-1169
Планова дата реалізація проєкту:	2019-2024 рр.

Точка підключення:
IP Орловка (Румунія)
Країни учасники: Греція, Болгарія, Румунія, Молдова,Україна.
Стадії/Фази проєкту:
I фаза – 1,5 млрд куб. м/рік
II фаза – 5,0 млрд куб. м/рік
III фаза – 20,0 млрд куб. м/рік
Дата введення в експлуатацію:
I фаза – 2020 рік
II фаза – 2021 рік
III фаза – 2024 рік

Мета проєкту:
підвищення пропускної спроможності на вході до України на румунському кордоні;
поглиблення інтеграції українського газового ринку до загальноєвропейського;
підвищення безпеки постачання природного газу;
розвиток Центральноєвропейського, Східноєвропейського та Балканського ринку природного газу.
створення фізичної можливості транспортування каспійського газу в напрямку України та ЄС.

Опис проєкту:

Проєкт може бути реалізований у межах розвитку газотранспортних систем країн Балканського регіону до 2027 року, а також програми збільшення видобутку природного газу в Румунії (видобутий газ також може бути протранспортований до ГТС України). З 2020 року прогнозується повне припинення транзиту природного газу по даному напрямку, у зв'язку із введенням в експлуатацію двох ниток газопроводу «Турецький потік» загальною продуктивністю до 31,75 млрд куб. м/рік (96 млн куб. м/добу) та газопроводу TANAP початковою продуктивністю 10 млрд куб. м/рік (30,8 млн куб. м/добу) на греко-турецькому кордоні.

У зв'язку з цим, реалізація даного проєкту зможе забезпечити завантаження Транс-Балканського трубопроводу за рахунок транспортування природного газу з Південного напрямку до української ГТС та далі через неї до країн Центральної та Східної Європи, а також і у зворотному напрямку.

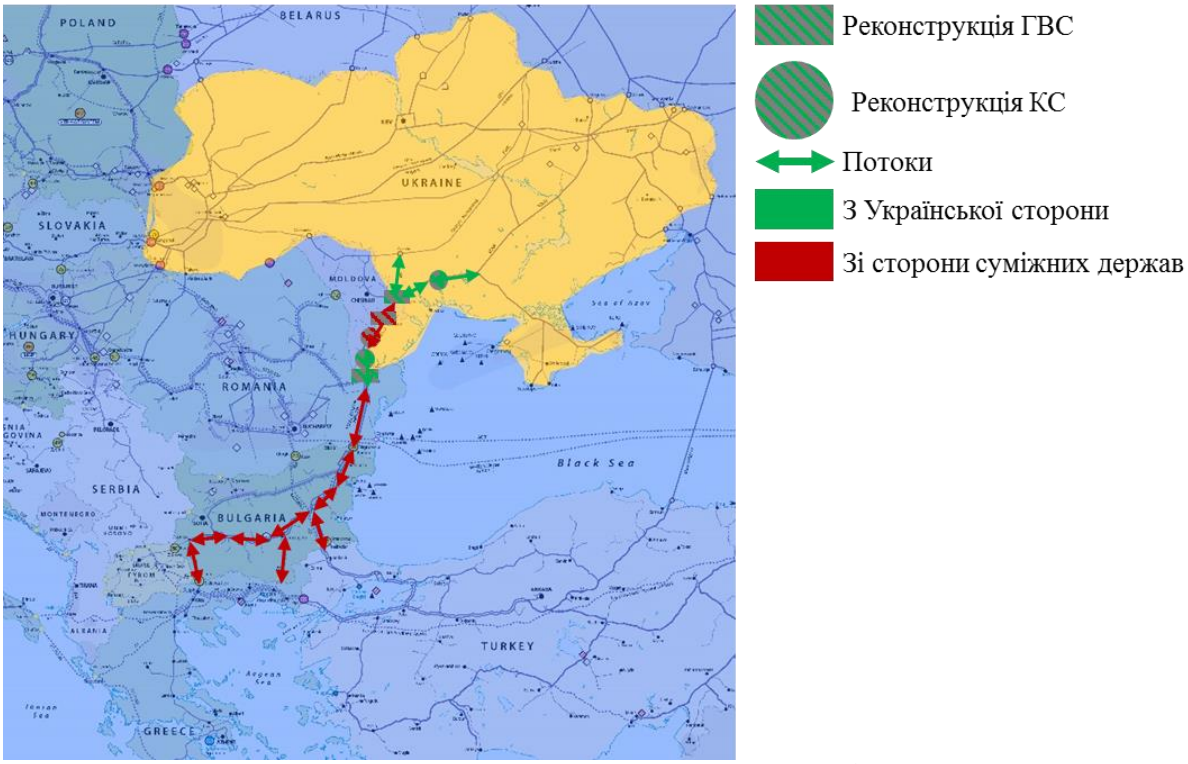


Рис. 2.78 Схема транспортування природного газу в реверсному напрямку через «Південний напрямок»

Необхідні заходи направлені на реалізацію проєкту:

Товариство спільно з АО «Молдовагаз» має можливість для технічного забезпечення транспортування природного газу в реверсному напрямку через ГВС Орловка.

При цьому необхідно забезпечити:

роботу в реверсному режимі ГВС Орловка, КС Орловка, ГВС Гребеники, та КС Березівка;

Транспортування природного газу в двох напрямках через Транс-Балканський трубопровід
угоду про взаємодію (ІА) між Товариство та оператором газотранспортної системи Молдови, а також врегулювання юридичних питань з молдовською стороною імплементації європейського енергетичного законодавства до відповідного національного законодавства Молдови; проведення можливої реконструкції на КС Вулканешти та ГВС Каушани, які розташовані на території Республіки Молдова, яке потребує залучення інвестицій зі сторони молдавського оператора газотранспортної системи; проведення робіт з розбудови наявного Балканського газотранспортного коридору на території Румунії і Болгарії, а також будівництво нової КС неподалік від точки міждержавного з'єднання Ісакча, яка зможе забезпечити надійну подачу природного газу до ГТС України.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК 1. ТРАНСПОРТНІ ПОТУЖНОСТІ ЗА НАПРЯМКАМИ НА ТОЧКАХ ВХОДУ ДО ГТС.

Точка	Основні МГ	Потужність, млн куб. м/добу
З Російської Федерації		
Суджа	УПУ, «Прогрес», ЄККР, ЄКК, ЄКД	327,2
Писарівка	Уренгой – Новопсков, Петровськ – Новопсков	147,6
Сохранівка	«Союз», Оренбург – Новопсков	140,0
Серебрянка	Острогозьк – Новопсков	39,6
Валуйки	Острогозьк – Шебелинка	77,6
Платово *	Таганрог – Маріуполь	-
Прохоровка *	ПКЦ	-
З Білорусі		
Мозир	Торжок – Долина	18,3
Кобрин	Івацевичі – Долина - II, -III	88,0
З Польщі		
Германовичі	Германовичі – Дроздовичі, Ду 500	4,3 (1.05 - 31.08) 6,4 (1.09 - 30.04)
З Угорщини		
Берегдароц	Берегдароц – Берегово, Ду 800	17,1
Зі Словаччини		
Будінце	Капушани – Ужгород	42,5
З Молдови		
Олексіївка	Ананьїв – Чернівці – Богородчани	26,5
Каушани	АТІ, РІ, ШДКРІ	82,2
Лиманське	Тираспіль – Одеса, Ду 500	4,6
Разом вхід[23]	-	**902,2 (1.05 - 31.08)** **904,3 (1.09 - 30.04)**

[23] Без врахування Молдови

ДОДАТОК 2. ТРАНСПОРТНІ ПОТУЖНОСТІ ЗА НАПРЯМКАМИ НА ТОЧКАХ ВИХОДУ З ГТС.

Напрямок	Основні МГ	Потужність, млн куб. м/добу
До Словаччини		
Ужгород	УПУ, «Прогрес», «Союз», ДУД – II	281,9
Будінце	Капушани - Ужгород	24,0
До Угорщини		
Берегово	відгалуження від УПУ, «Прогрес» на Угорщину	40,2
До Польщі		
Дроздовичі*	Комарно – Дроздовичі	14,5 (10,5)
Устилуг	Відгалуження від Івацевичі – Долина -II, -III до м. Устилуг	1,2
До Румунії		
Орловка	АТІ, РІ, ШДКРІ	81,4
Теково	Хуст – Сату-Маре	13,7
До Молдови		
Гребеники	АТІ, РІ, ШДКРІ	91,3
ПВВГ Лиманське	Тирасполь – Одеса, Ду 500	4,6
Ананьїв	Ананьїв – Чернівці – Богородчани	30,4
Олексіївка	Ананьїв – Чернівці – Богородчани	7,6
Разом вихід	**-**	**590,8**

ДОДАТОК 3. СТРУКТУРА ГПА ЗА КІЛЬКІСТЮ ТА ЗА ТИПОМ ПРИВОДУ

Тип ГПА	Західна дирекція	Північна дирекція	Східна дирекція	Центральна дирекція	Всього по типу
ГМК	**15**				**15**
10ГКНА	15				15
ГТУ	**100**	**92**	**60**	**112**	**364**
ГПА-10-01	8	21	7	5	41
ГПА-25С		6		6	12
ГПА-Ц-16С	5				5
ГПА-Ц-6,3	5		13	3	21
ГПА-Ц-6,3А			6		6
ГПА-Ц-6,3С	7	7	2		16
ГПУ-16		4		4	8
ГПУ-16К				1	1
ГТ-6-750	3				3
ГТ-750-6		23	6		29
ГТК-10	19	5		23	47
ГТК-10-2	9	5			14
ГТК-10Ai			1		1
ГТК-10i	14		20	47	81
ГТК-10С				1	1
ГТК-25i	6	3		12	21
ГТН-16				4	4
ГТН-6	13	16	5	6	40
ГТНР-10	10	2			12
ГТНР-12,5	1				1
ЕГПА	**57**	**22**	**51**	**15**	**145**
АФЗ-4500	5				5

Тип ГПА	Західна дирекція	Північна дирекція	Східна дирекція	Центральна дирекція	Всього по типу
ЕГПА-25РЧ	3			3	6
СТД-12500				7	7
СТД-4000	49	22	51	5	127
Всього по типу	**172**	**114**	**111**	**127**	**524**

УЗАГАЛЬНЕНИЙ ТЕХНІЧНИЙ СТАН ОБ'ЄКТІВ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРА ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ТОВАРИСТВА

Таблиця 2.1. Узагальнений технічний стан об'єктів газових мереж Оператора газотранспортної системи Товариства

№ з/п	Назва обладнання	Одиниці виміру	Технічний стан на початок прогнозного періоду	Обсяги запланованих робіт на 2020 рік, тис. грн без ПДВ	Обсяги запланованих робіт на 2021-2022 рр., тис. грн без ПДВ	Обсяги запланованих робіт на 2023-2029 рр., тис. грн без ПДВ	Прогнозний технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	**Газопроводи**	км	33 190	207 959	824 692	1 254 386	33 190
	у т. ч. з терміном експлуатації		-	-	-	-	-
	до 25 років		5 969	1 519	-	60 000	1 179
	від 25 до 40 років		12 023	34 439	405 811	126 882	6 204
	понад 40 років		15 198	172 001	418 881	1 067 504	25 807
2	**Газопроводи**	км	33 190	207 960	824 692	1 254 386	33 190
	у задовільному стані		31 938	-	-	-	33 190
	підлягає реконструкції		255	188 070	579 734	1 254 386	-
	підлягає капітальному ремонту		791	19 556	132 083	-	-
	підлягає повній заміні		206	333	112 875	-	-
3	**ГРС**	од.	1 390	15 760	2 020 061	3 816 354	1 390
	у задовільному стані		1 328	-	-	-	1 390
	підлягає реконструкції		61	15 760	2 013 561	3 800 854	-
	підлягає капітальному ремонту		1	-	6 500	15 500	-
	підлягає повній заміні		-	-	-	-	-
4	**Компресорні станції**	од.	57	663 941	15 228 393	4 040 260	57
	у задовільному стані		24	-	-	-	57
	підлягає реконструкції		11	435 787	14 851 673	3 368 421	-
	підлягає капітальному ремонту обладнання		7	18 710	104 098	-	-
	підлягає повній заміні обладнання		15	209 444	272 622	671 839	-

№ з/п	Назва обладнання	Одиниці виміру	Технічний стан на початок прогнозного періоду	Обсяги запланованих робіт на 2020 рік, тис. грн без ПДВ	Обсяги запланованих робіт на 2021-2022 рр., тис. грн без ПДВ	Обсяги запланованих робіт на 2023-2029 рр., тис. грн без ПДВ	Прогнозний технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6	7	8
5	**Відключаючі пристрої**	од.	-	-	-	-	0
	у задовільному стані		-	-	-	-	-
	підлягає реконструкції		-	-	-	-	-
	підлягає капітальному ремонту		-	-	-	-	-
	підлягає повній заміні		-	-	-	-	-
6	**Протикорозійний захист газопроводів**		33 190	748	-	-	33 190
	Захищеність газопроводів, %	%	100%	-	-	-	100%
	усього,	км	33 190	-	-	-	33 190
	Довжина газопроводу, де не забезпечено мінімально необхідний захисний потенціал на газопроводі згідно з ДСТУ	км	-	-	-	-	-
7	**Будови виробничого призначення**	од.	1865	25 368	107 354	93 666	1865
	у задовільному стані		1847	-	-	-	1865
	підлягає реконструкції		10	-	21 658	32 333	-
	підлягає капітальному ремонту		-	-	-	-	-
	підлягає повній заміні		8	25 368	85 696	61 333	-

УЗАГАЛЬНЕНИЙ ТЕХНІЧНИЙ СТАН КОЛІСНИХ ТРАНСПОРТНИХ ЗАСОБІВ, СПЕЦІАЛЬНИХ МАШИН ТА МЕХАНІЗМІВ, ВИКОНАНИХ НА КОЛІСНИХ ШАСІ

Таблиця 2.2. Узагальнений технічний стан колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	(базовий період-2) 2017 рік	(базовий період -1) 2018 рік	(базовий період) 2019 рік	(прогнозний період) з урахуванням обсягів запланованих робіт, 2020 рік
1	2	3	5	6	7	8
1	**Загальна кількість колісної техніки, з них:**	**од.**			2 449	2 647
	у задовільному стані	од.			2449	2 647
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				
2	***Вантажні автомобілі, з них:***	од.			765	851
	у задовільному стані	од.			765	851
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				
3	***Легкові автомобілі, з них:***	од.			421	484
	у задовільному стані	од.			421	484
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	(базовий період-2) 2017 рік	(базовий період -1) 2018 рік	(базовий період) 2019 рік	(прогнозний період) з урахуванням обсягів запланованих робіт, 2020 рік
1	2	3	5	6	7	8
	підлягають списанню	од.				
		%				
4	***Автобуси, з них:***	од.			193	213
	у задовільному стані	од.			193	213
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				
5	***Мікроавтобуси, з них:***	од.			90	90
	у задовільному стані	од.			90	90
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				
6	***Автокрани, з них:***	од.			109	109
	у задовільному стані	од.			109	109
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				
7	***Трактори та будівельна техніка, з них:***	од.			308	322
	у задовільному стані	од.			308	322

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	(базовий період-2) 2017 рік	(базовий період -1) 2018 рік	(базовий період) 2019 рік	(прогнозний період) з урахуванням обсягів запланованих робіт, 2020 рік
1	2	3	5	6	7	8
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				
8	***Інші види колісної техніки (спеціальні автомобілі), з них:***	од.			563	578
	у задовільному стані	од.			563	578
		%			100	100
	потребують капітального ремонту	од.				
		%				
	підлягають списанню	од.				
		%				

УЗАГАЛЬНЕНИЙ ТЕХНІЧНИЙ СТАН ПРИЛАДІВ КОНТРОЛЮ ТА ДІАГНОСТИКИ

Таблиця 2.3. Узагальнений технічний стан приладів контролю та діагностики

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Показник на кінець року			
			(базовий період-2) 2017 рік	(базовий період-1) 2018 рік	(базовий період) 2019 рік	(прогнозний період) з урахуванням обсягів запланованих робіт, 2020 рік
1	2	3	4	5	6	7
1	***Прилади діагностики та контролю, з них:***	од.			4 361	4 897
	у задовільному стані	од.			3961	4624
		%			90.8	94.4
	потребують капітального ремонту	од.			213	154
		%			4.9	3.1
	підлягають списанню	од.			187	119
		%			4.3	2.4
2	***Газоаналізатори, з них:***	од.			1990	2003
	у задовільному стані	од.			1824	1883
		%			91.7	94.0
	потребують капітального ремонту	од.			57	72
		%			2.9	3.6
	підлягають списанню	од.			109	48
		%			5.5	2.4
3	***Трасошукачі, з них:***	од.			207	257
	у задовільному стані	од.			149	220
		%			72.0	85.6
	потребують капітального ремонту	од.			18	14
		%			8.7	5.4
	підлягають списанню	од.			40	23
		%			19.3	8.9
4	***Дефектоскоп, з них:***	од.			119	131
	у задовільному стані	од.			107	122
		%			89.9	93.1

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Показник на кінець року			
			(базовий період-2) 2017 рік	(базовий період-1) 2018 рік	(базовий період) 2019 рік	(прогнозний період) з урахуванням обсягів запланованих робіт, 2020 рік
1	2	3	4	5	6	7
	потребують капітального ремонту	од.			10	8
		%			8.4	6.1
	підлягають списанню	од.			2	1
		%			1.7	0.8
5	***Осцилограф, з них:***	од.			103	104
	у задовільному стані	од.			94	93
		%			91.3	89.4
	потребують капітального ремонту	од.			8	9
		%			7.8	8.7
	підлягають списанню	од.			1	2
		%			1.0	1.9
6	***Віброметр, з них:***	од.			30	49
	у задовільному стані	од.			27	46
		%			90.0	93.9
	потребують капітального ремонту	од.			2	2
		%			6.7	4.1
	підлягають списанню	од.			1	1
		%			3.3	2.0
7	***Інші прилади, з них:***	од.			1 912	2 353
	у задовільному стані	од.			1760	2260
		%			92.1	96.0
	потребують капітального ремонту	од.			118	49
		%			6.2	2.1
	підлягають списанню	од.			34	44
		%			1.8	1.9

УЗАГАЛЬНЕНИЙ СТАН КОМП'ЮТЕРНОЇ ТЕХНІКИ

Таблиця 2.4. Узагальнений стан комп'ютерної техніки

Стан комп'ютерної техніки на початок прогнозного періоду		
Група за роком випуску	**Кількість, од.**	**%**
Комп'ютери (базовий період-3) року випуску до 2015 року[24]	4 000	70,6
Комп'ютери (базовий період-2) року випуску 2016 рік	250	4,4
Комп'ютери (базовий період-1) року випуску 2017 рік	1 391	24,5
Комп'ютери (базовий період) року випуску 2018 рік	30	0,5
Усього	5 671	**100**

[24] Вся комп'ютерна техніка по даному розділу були вироблена до 2012 року, за період з 2012 р. по 2016 рр. АТ «Укртрансгаз» не здійснював закупівлі комп'ютерної техніки відповідно більшість переданого від АТ «Укртрансгаз» до ТОВ «Оператор ГТС України» відповідне обладнання має термін експлуатації понад 8 років.

з/п	ПІБ	Посада	Підпис
1	Зябченко Ю.Д.	Головний інженер	
1	Чертіхін О.М.	Директор із забезпечення виробництва	
3	Стрельбицька Ю.С.	Начальник управління капітального будівництва	
4	Кушнір С.В.	Начальник відділу нормативного забезпечення розвитку мережі Управління розвитку мережі	