

Науково-виробничий журнал

ГІДРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ

Вступне слово президента ГС «Асоціація
«Гідроенергетика України» Вадима Рассовського

Матеріали 10-ї Міжнародної
конференції гідроенергетиків (МКГ-10)

Резолюція МКГ-10





Асоціація "Гідроенергетика України" - 23 роки спільної роботи зі сприяння розвитку гідроенергетики в Україні

Шановні колеги, партнери та друзі!

Для мене велика честь звернутися до вас зі сторінок нового числа журналу «Гідроенергетика України». Деякий час видання не виходило друком через об'єктивні причини, але сьогодні воно знову повертається до професійної спільноти. Це відновлення – не лише формальне продовження роботи, а й символ стійкості, неперервності та незламного розвитку нашої галузі.

Гідроенергетика завжди була й залишається однією з ключових складових енергетичної безпеки України. Вона поєднує в собі ефективність, екологічність та стратегічну значимість для держави. Саме тому так важливо мати власний майданчик для фахового діалогу, обміну досвідом, поширення новітніх науково-технічних рішень і формування спільного бачення майбутнього.

Журнал «Гідроенергетика України» відіграє в цьому процесі особливу роль. Його сторінки – це простір для професійного обговорення сучасних викликів, відновлення та розвитку гідроенергетичних об'єктів, впровадження інноваційних технологій та «зелених» рішень. Тут ми зможемо аналізувати успішні міжнародні практики, обговорювати перспективи інтеграції української енергетики до європейського енергетичного простору, визначати пріоритети державної політики у сфері сталого розвитку.

Сьогодні, в умовах трансформації енергетичного ринку та нових викликів, перед нами стоять масштабні завдання. Це і відновлення й модернізація діючих великих гідроелектростанцій Укргідроенерго, і розбудова системи акумулюючих потужностей, і розвиток малих ГЕС як важливого інструмента децентралізації енергосистеми. Ми маємо враховувати екологічні вимоги, зміни клімату, потребу у збалансуванні відновлюваних джерел енергії. Саме тому об'єднання зусиль науковців, інженерів-гідроенергетиків та державних інституцій є критично необхідним.

У свіжому випуску, присвяченому роботі X Міжнародної конференції гідроенергетиків, яка відбулася на початку вересня на Закарпатті, ви знайдете ґрунтовні матеріали про сучасний стан гідроенергетики



України, значення галузі в післявоєнному оновленні електроенергетики Карпатського регіону, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики в Закарпатській області України в контексті стійкого розвитку. Окрім того, ознайомтесь з практичними прикладами розвитку гідроенергетики в гірських регіонах на прикладі регіону Подгале в Польщі, а також дізнаєтесь про чесько-українське співробітництво у галузі гідроенергетики та підготовки висококваліфікованих кадрів.

Це – далеко не повний перелік матеріалів. У випуску читачі знайдуть також практичні кейси з модернізації та експлуатації гідроелектростанцій, а також авторські статті, присвячені екологічним і соціальним аспектам розвитку галузі.

Впевнений, що новий етап життя журналу стане важливим поштовхом до подальшої консолідації галузі. Його матеріали допоможуть нам не лише фіксувати здобутки, а й формувати бачення стратегічного розвитку. Адже тільки спільною працею ми зможемо забезпечити стабільність енергетичної системи України, сприяти її інтеграції у європейську спільноту та створити умови для майбутнього енергетичного суверенітету.

Закликаю кожного активно долучатися до наповнення журналу своїм досвідом, ідеями та експертними думками. Разом ми зможемо зробити його справжнім дзеркалом сучасного стану і майбутнього української гідроенергетики.

Вадим Рассовський,
президент Асоціації «Гідроенергетика України»
головний інженер ПрАТ «Укргідроенерго»

ЖУРНАЛ «ГІДРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ»

засновано в січні 2004 р.

Зареєстровано у Державному комітеті телебачення та радіомовлення України

18 березня 2004 р., реєстраційне свідоцтво KB №8552.

Видання журналу призупинено у лютому 2022 р.

СПІВЗАСНОВНИКИ ЖУРНАЛУ:

- ПрАТ «Укргідроенерго»
- ПрАТ «Укргідропроєкт»
- ПрАТ «НЕК «Укренерго»
- ТОВ «НТК Енпаселектро»
- Інститут електродинаміки НАН України

ВИДАВЕЦЬ:

Видання журналу відновлено у липні 2025 р.

за спільним рішенням

Президії та НТР Громадської спілки

«Асоціація «Гідроенергетика України»

Тел.: +38 (044) 456-00-24, + 38 (050) 330-04-88

Електронна пошта:

ukrhydropower2017@gmail.com

Сайт: www.ukrhydropower.com.ua

АДРЕСА РЕДАКЦІЇ:

офіс 15, офісний центр «Флора парк»

вул. Авіаконструктора І. Сікорського, 8

м. Київ, Україна, 04112

АДРЕСА ДРУКАРНІ:

Оригінал-макет: ТОВ «ВАЛКО СКФ»

Віддруковано: ТОВ «ВАЛКО СКФ»

Замовлення № 284

тираж: 400 прим.

РЕДАКЦІЙНА РАДА ЖУРНАЛУ:**Редактор:**

Рассовський Вадим

Заступник редактора:

Карамушка Олександр

Редактор науковий:

Зайцев Євген

Члени редакційної ради:

Бондаренко Юрій

Крайник Вадим

Ландау Юрій

Вакуленко Олексій

Рябенко Олександр

Осадчий Володимир

Третяк Корнелій

Поп Степан

Вишневський Віктор

Туліна Олександра

Вітер Іван

Камишна Наталія

Графічний дизайн:

Черняєва Вероніка

Комп'ютерна верстка:

Дєдов Олексій

**Окремі умови розміщення матеріалів у журналі:**

- експертами редакційної ради журналу здійснюється рецензування та наукове редагування статей;
- надіслані до журналу матеріали не повертаються;
- пріоритети у розміщенні рекламних матеріалів на сторінках журналу віддається юридичним особам – членам ГС «Асоціація «Гідроенергетика України».

Окремі застереження:

- передрук матеріалів з журналу дозволяється тільки за письмовою згодою редактора журналу;
- при цитуванні матеріалів з журналу посилання на журнал обов'язкове.

3. ВСТУПНЕ СЛОВО ПРЕЗИДЕНТА АСОЦІАЦІЇ.

Рассовський Вадим

7. РЕЗОЛЮЦІЯ УЧАСНИКІВ 10-Ї МІЖНАРОДНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ ГІДРОЕНЕРГЕТИКІВ.**10. Сучасний стан гідроенергетики України.**

Рассовський Вадим

14. Значення гідроенергетики в післявоєнному оновлені електроенергетики Карпатського регіону України, як основа його соціально-економічного розвитку.

Крайник Вадим, Ландау Юрій

20. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики у Закарпатській області України в контексті стійкого розвитку.

Поп Степан

28. Практичні приклади розвитку гідроенергетики в гірських регіонах на прикладі Регіону Підгалля у Польщі.

Кшишковські Міхал (Krzyszowski Michal)

32. Розподілена генерація та енергетичний менеджмент громади: як є і як має бути.

Кучер Сергій

40. Комплексне використання водних ресурсів водосховищ ГЕС і ГАЕС у гірських умовах.

Мошинський Віктор, Бондаренко Юрій, Рябенко Олександр, Цурик Сергій, Тимошук Володимир

44. Досвід освоєння гідроенергетичного потенціалу гірських річок, як основи соціально-економічного розвитку територій.

Мошинський Віктор, Хлапук Микола, Шинкарук Любомир

52. Гідротурбіни австрійської фірми GUGLER GmbH.

Фамін Максим (Famin Maksim)

54. Чесько-українське співробітництво у галузі гідроенергетики та підготовки висококваліфікованих кадрів.

Новак Петр (Nowak Petr), Білкова Єва (Bilkova Eva), Рябенко Олександр, Галич Оксана, Сафоник Анатолій, Сунічук Сергій

58. Використання меліоративних систем Закарпаття для реалізації розподільної відновлювальної електроенергетики.

Пересоляк Владислав

64. Використання протипаводкових акумулювальних ємкостей в якості басейнів для накопичення запасів прісної води та виробництва електричної енергії.

Мошинський Віктор, Хлапук Микола, Шинкарук Любомир

72. Інтелектуальна система керування режимами локальної електроенергетичної системи.

Лежнюк Петро, Комар Вячеслав, Підгорець Сергій., Насадюк Руслан

78. Самовідновлення електропостачання в локальній системі "Мала ГЕС-Фотоелектрична станція".

Лежнюк Петро, Ковальчук Олег, Кульматицький Олег, Нікіторович Євген, Лиса Тетяна.

84. Дослідження спіралеvidних турбін поліпшеного типу.

Герба Олександр

90. Використання трапецієвидних водомірів для визначення фільтраційних витрат.

Рябенко Олександр, Сунічук Сергій, Зайчук Роман, Пилипенко В

94. Концептуальний погляд на організацію процесу стимулювання та реалізації програм освоєння гідроенергетичного потенціалу гірських річок Карпатського регіону України на основі сучасного досвіду деяких європейських країн

Карамушка Олександр

10-та Міжнародна конференція гідроенергетиків

**«Розвиток гідроенергетики
в гірських районах,
як основа подальшого
розвитку регіонів.**

**Досвід країн Європейського Союзу
для України»**



Резолюція учасників 10-ї міжнародної конференції гідроенергетиків

10-та Міжнародна конференція гідроенергетиків була проведена 11-12 вересня 2024р. за ініціативи і організації Громадської спілки «Асоціація «Гідроенергетика України» та при підтримці Офісу Президента України, Міністерства енергетики України і Закарпатської обласної державної адміністрації.

У роботі конференції прийняли участь представники державних установ та інститутів України, члени Асоціації «Гідроенергетика України, інших громадських організацій, закладів вищої освіти та підприємств України, зарубіжних асоціацій і компаній з ряду країн Європейського Союзу, їхніх представництв в Україні та відповідних регіональних представництв банків і фондів зі Сполучених Штатів Америки.

Учасники конференції заслухали доповіді з питань сучасного стану гідроенергетики і Об'єднаної Енергетичної Системи в Україні, можливостей розвитку регіональної розподіленої генерації в Карпатському регіоні України з пріоритетним використанням чистої енергії з відновлюваних джерел на основі будівництва гідроелектростанцій (ГЕС) і гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС) різної

потужності, досвіду ряду Європейських країн в освоєнні гідроенергетичного потенціалу гірських річок та розвитку економіки відповідних регіонів цих країн та проблем і перспектив розвитку громад у гірських районах Карпатської України.

Учасники конференції вважають своїм обов'язком заявити, що агресивна повномасштабна війна проти України, яку веде російська федерація, має на меті, окрім прямого і неприкритого геноциду народу України, ще й руйнацію як окремих об'єктів енергетики країни, так і всієї Об'єднаної Енергетичної Системи (ОЕС) України, якої ми завжди пишалися і яка є дійсно великим здобутком нашої країни. І хоча ми впевнені, що ці жорстокі і цинічні по своїй суті ракетні удари не зможуть вивести з ладу саму енергосистему, все ж, на наш погляд, саме зараз на часі думати про її оновлення зі зміною конфігурації ОЕС в умовах прискореного розвитку відновлюваних джерел енергії, включаючи малу гідроенергетику, з переходом від суто централізованої до поступово децентралізованої, більш гнучкої та стійкої до воєнних конфліктів системи, основу якої будуть складати об'єкти регіональної розподіленої генерації.



Також ми хотіли би привернути увагу органів державної влади в Україні до необхідності подальшого і більш інтенсивного розвитку гідроенергетики, особливо у західній частині країни, враховуючи значний наявний гідроенергетичний потенціал басейнів малих річок у гірській місцевості, який, між тим, ще потребує додаткових сучасних польових досліджень у більшості областей Карпатського регіону.

Учасники конференції відмічають що на сьогодні показники розвитку гідроенергетики в гірській місцевості Карпатського регіону України значно поступається відповідним показникам розвитку галузі у більшості країн Європи.

Так, за даними Асоціації «Гідроенергетика України», на кінець 2021 року у 5-ти областях Карпатського регіону України (Закарпатська, Львівська, Івано-Франківська, Чернівецька і Тернопільська області) знаходилось у експлуатації 40 малих ГЕС загальною потужністю біля 35,5 МВт з загальним річним виробітком електроенергії біля 140 млн .кВт х годин при загальному технічному гідроенергетичному потенціалі малих річок Карпатського регіону України біля 1 млрд. кВт х годин навіть згідно офіційно затверджених досліджень Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України, проведених у 2015-2026 роках, які ми в Асоціації рахуємо за мінімально можливі. Тобто, на сьогодні показник освоєння потенціалу малих річок у регіоні, за наведеними вище даними, становить біля 14%.

В той же час, за даними збірника «World Atlas of Hydropower & Dams 2023», наданими нашими колегами з Польської гідроенергетичної Асоціації, відповідний відсоток освоєння технічного гідроенергетичного потенціалу в країнах Європи становить: Австрія – 68%, Франція – 52,5%, Німеччина – 49,0%, Італія – 55,6%, Норвегія – 64,3%, Швейцарія – 81, 7%, Польща – 19,2%.

Вражають і кількісні показники гідроелектростанцій, які розташовані в гірській місцевості країн Центральної і Західної Європи і працюють як у системі національних мереж своїх країн, так і локально для потреб окремих домогосподарств або невеличких підприємств. Так, наприклад, на території Австрії працюють біля 5000 гідроелектростанцій, більшість з яких, за нашими мірками, відноситься до категорії малих ГЕС, але багато з цих гідроелектростанцій мають потужність і понад 10 МВт. Аналогічна картина і в інших країнах де також, переважно у гірській місцевості, працюють тисячі ГЕС і ГАЕС.

Учасники конференції вважають, що основні причини такого значного відставання України у освоєнні гідроенергетичного потенціалу річок Карпатського регіону лежать, насамперед, у організаційній площині. І почати виправлення ситуації

ми пропонуємо зі зміни підходів держави до цього процесу, на наш погляд саме державні органи влади мають на законодавчому рівні вирішити питання організації процесу забезпечення територіальних громад електричною енергією з локальних відновлювальних джерел енергії, якими багатий Карпатський регіон, з метою його подальшого соціально-економічного розвитку у відповідності до світових тенденцій енергетичного забезпечення громад та розвитку рекреаційних і санаторно – курортних зон відпочинку і лікування населення країни.

Також, безумовно, необхідно відмітити, що серед тих проблем, які сьогодні перешкоджають розвитку гідроенергетики в гірській місцевості Карпатського регіону України, окрім організаційних, суттєвою і, можливо, найважливішою є проблема довіри інвестора до держави. Суть цієї проблеми лежить у економічній площині і пов'язана вона, насамперед, з функціонуванням «зеленого» тарифу, роботою нового Енергоринку і неможливістю 100-відсоткового повернення інвесторами своїх інвестицій, що були вкладені під гарантії держави і, що дуже важливо, ці гарантії, в свою чергу, були врегульовані на законодавчому рівні, але в останні роки вони ці гарантії і норми повернення інвестицій постійно переглядаються в порушення цього самого законодавства. Цю негативну практику теж має змінити саме держава своїм вольовим рішенням.

Серед інших проблемних питань, що стоять на заваді розвитку гідроенергетики Карпатського регіону, треба виділити ще й великий пласт «вічної» проблематики, пов'язаний з виділенням земель під будівництво енергетичних об'єктів і наданням дозволів на його початок, зі слабким взаєморозумінням і відсутністю практичної взаємовигідної співпраці з територіальними громадами і екологічними організаціями, які, на жаль, діють зі своїх міркувань і далеко не завжди на користь людей і благо розвитку регіонів.

Учасники конференції заявляють, що Україна має значний потенціал для швидкого покращення роботи у напрямку зміни підходів на можливості відновлюваної енергетики в цілому, і гідроенергетики, зокрема, у забезпеченні територіальних громад Карпатського регіону гарантованим постачанням екологічно чистої електроенергії з метою подальшого соціально-економічного розвитку та підвищення енергетичної безпеки. Ми маємо для цього все: передовий науковий та проектний потенціал і досвід будівництва гідроенергетичних об'єктів різної категорії складності і потужності.

На сьогодні потрібно вирішити ті проблемні питання, які стоять на заваді розвитку регіону і про які йшлося вище.



Підводячи підсумки дводенної роботи 10-ї Міжнародної конференції гідроенергетиків у Закарпатті, учасники конференції, маючи за основну мету досягнення позитивних змін у освоєнні гідроенергетичного потенціалу гірських річок Карпатського регіону задля подальшого соціально-економічного розвитку і покращення життя територіальних громад та підвищення енергетичної безпеки в регіоні рекомендують:

1. Подальший розвиток гідроенергетики в Карпатському регіоні України здійснювати на основі «Схем водогосподарського та гідроенергетичного використання малих річок України, виходячи з екологічних критеріїв», які мають бути розроблені окремо для кожної області і для кожного басейну річок регіону. Положення по розробці таких «Схем...» були у 2016 році підготовлені фахівцями Асоціації «Гідроенергетика України», затверджені її Науково-технічною радою і Президією. Також є позитивна практика у розробці таких «Схем...» для Львівської області у 2018 році.
2. З метою фінансування робіт з розробки «Схем...», попередніх техніко-економічних обґрунтувань будівництва ГЕС та ГАЕС у відповідності до цих «Схем...», підготовки тендерних пропозицій і проведення самих тендерів на будівництво гідроенергетичних об'єктів створити у кожній області окремо, або на рівні країни в цілому, «Фонд розвитку гідроенергетики», наприклад, у вигляді акціонерного товариства у відповідності до діючого законодавства України. Такий фонд, у свій час був створений у Грузії, і практика його застосування є на сьогодні дуже позитивною і ефективною.
3. На державному рівні розробити та затвердити «Положення про стимулювання процесу розвитку гідроенергетики в Карпатському регіоні України» і «Програму будівництва ГЕС і ГАЕС у Карпатському регіоні України на період до 2035 року».
4. На законодавчому рівні внести необхідні зміни у роботу нового Енергетичного ринку України і ДП «Гарантований покупець» з метою раз і назавжди вирішити питання взаєморозрахунків з продавцями чистої зеленої електроенергії поверненням ними своїх інвестицій у цю галузь.
5. Всіляко підтримувати зусилля з розробки та створення новітніх технологій профільних виробництв підприємств гідроенергетичної галузі та рекомендувати їм більш широко інформувати громадськість про свої можливості та здобутки.
6. Звернути увагу Міністерства енергетики України, Міністерства освіти та науки України та керівників закладів вищої освіти і підприємств гідроенергетичної галузі на необхідність всебічної підтримки на державному рівні та цільового фінансування підготовки спеціалістів-гідроенергетиків і гідротехніків, у тому числі й під час їхнього навчання, проходження виробничої практики та вирішення соціальних питань.

Сучасний стан гідроенергетики України

Рассовський Вадим

Головний інженер ПрАТ «Укргідроенерго»,
доктор філософії Україна, м. Вишгород

Гідроенергетика України забезпечує країну екологічно чистою енергією, є головним джерелом балансуєної енергії для ОЕС України, та основним джерелом аварійного резерву потужності для енергосистеми України.

Загальний гідроенергетичний потенціал України складає понад 44 млрд кВт•год., у тому числі малих ГЕС — приблизно 3,0 млрд кВт•год. Економічно ефективний потенціал становить біля 17,5 млрд кВт•год., з них станом на початок 2022 року вже використовувалось біля 11 млрд кВт•год. (більше 60 %).

За даними Інституту відновлювальної енергетики Національної академії наук України гідропотенціал малих річок становить біля 12,5 млрд кВт•год., що складає біля 28 % загального гідропотенціалу всіх річок України. Пріоритетним напрямом розвитку гідропотенціалу малих річок є будівництво гідровузлів з малими та середніми ГЕС, виходячи з прийнятих у світовій практиці підходів з комплексним вико-

ристанням водосховищ, забезпеченням захисту від паводків, мінімізацією площі затоплення і збитку навколишньому середовищу.

Іншим пріоритетом реалізації гідропотенціалу малих річок є реконструкції малих та середніх ГЕС на рівнинних річках України. Згідно звіту Оператора системи передачі за 2020 рік загальна встановлена потужність малих ГЕС в Україні становить 180 МВт. За приблизними оцінками в Україні збережено понад 170 малих гідроелектростанцій, із них працює 90 ГЕС із загальною потужністю 70-80 МВт. Більшість малих ГЕС, особливо недіючих, перебувають у занедбаному стані, із нечітко визначеною формою власності. Гідроспоруди перебувають в аварійному стані або зовсім зруйновані. Все це зумовлює потребу у суттєвих інвестиціях для реконструкції та модернізації малих та середніх ГЕС.

ПрАТ «Укргідроенерго» є найбільшою генеруючою компанією, яка виробляє електричну енергію з відновлюваних джерел. Товариство експлуатує всі великі гідроелектростанції України, крім Ташлицької ГАЕС, яка належить НАЕК «Енергоатом». Станом на 2022 рік ПрАТ «Укргідроенерго» експлуатувало 8 ГЕС і 2 ГАЕС з загальною встановленою



потужністю 6 173,5 МВт, що складало більше ніж 93% потужностей всіх великих гідроелектростанцій України.

Крім експлуатації побудованих раніше гідроелектростанцій, ПрАТ «Укргідроенерго» реалізує масштабний проект — будівництво Дністровської ГАЕС, яка після введення в експлуатацію всіх черг стане найбільшою гідроакumuлюючою станцією в Європі. За період з 2008 до 2022 року було здійснено будівництво та здано в експлуатацію чотири оборотних гідроагрегати потужністю кожного в генераторному режимі 324 МВт та в насосному 420 МВт.

Усі дніпровські ГЕС були побудовані в 30-80-х роках минулого сторіччя, за рахунок чого гідроенергетичний потенціал головної річки країни Дніпра та його притоків було використано практично повністю. ПрАТ Укргідроенерго, як власник та експлуатант, починаючи з 1996 року, при підтримці міжнародних фінансових установ в рамках комплексного проекту «Реабілітація гідроелектростанцій» проводить реконструкцію основного та допоміжного обладнання ГЕС з метою подовження терміну експлуатації ГЕС, підвищення надійності роботи обладнання і зменшення часу простою обладнання в планових та аварійних ремонтах, покращення якості електроенергії за рахунок вдосконалення систем регулювання та управління. В процесі реалізації вказаного проекту відбувається заміна основ-

ного та допоміжного обладнання на більш сучасне та ефективне. Завдяки цьому на дніпровських гідроелектростанціях вдалося збільшити встановлену потужність на 306,6 МВт.

На всіх електростанціях введено в роботу автоматичні системи контролю стану гідротехнічних споруд. Дані системи забезпечують необхідний рівень безпеки експлуатації гребель. Крім цього введені в експлуатацію системи автоматичних оповіщень про нештатні ситуації в приміщеннях будівель ГЕС.

З початком військової агресії РФ ПрАТ «Укргідроенерго» зазнало відчутних втрат. 24.02.2022 було окуповано, а 06.06.2023 внаслідок підриву зсередини було зруйновано Каховську ГЕС, при цьому було втрачено 343,2 МВт встановленої потужності. Від ракетно-дронових атак постраждали практично всі електростанції Товариства. В період з жовтня 2022 по кінець 2024 років по філіях ПрАТ «Укргідроенерго» було завдано більш ніж 150 ракетних ударів, які спричинили руйнування та пошкодження генеруючого та розподільчого обладнання, будівель, споруд, допоміжного технологічного обладнання тощо.

За оцінками фахівців Київської Школи Економіки тільки прямі збитки від руйнування Каховської ГЕС оцінено в \$586 млн, однак вартість відбудови нової ГЕС аналогічної потужності перевищуватиме



\$1 млрд. Враховуючи повне руйнування Каховської ГЕС та значні пошкодження інших ГЕС і ГАЕС, загальні прямі збитки гідроенергетики станом на середину 2024 року оцінені у розмірі \$2,4 млрд.

Руйнування дамби Каховського водосховища спричинило гибель 32 громадян на підконтрольній Україні території, спровокувало руйнування та проблеми в інших секторах економіки та соціальній сфері, підвищило ризики у сфері ядерної безпеки через унеможливлення поповнення ставка-охолоджувача Запорізької АЕС водою з Каховського водосховища. Наразі терміни відбудови Каховської ГЕС переносяться на невизначений термін через продовження військової агресії. Проте однозначно можна сказати, що відновлення Каховського водосховища і відбудова Каховської ГЕС є вкрай необхідними для забезпечення південних регіонів країни питною водою, при цьому орієнтовна встановлена потужність станції може становити біля 600 МВт, що забезпечить ОЕС України додатковими піковими та регулюючими потужностями і сприятиме якісному пропуску весняних водопіль.

Військова агресія рф і пошкодження, яких зазнали гідроелектростанції, значним чином вплинули на плани перспективного і стратегічного розвитку ПрАТ «Укргідроенерго». Першочергові зусилля наразі спрямовані на відновлення пошкодженого обладнання і максимальне посилення захисту персоналу

і генеруючого та розподільчого устаткування від потенційного силового впливу, забезпечення надійної видачі електричної енергії в ОЕС України. В рамках цього напрямку реалізується низка проєктів, які дозволять максимально ефективно захистити діюче та відновлене основне обладнання, розподільні установки, будівлі і споруди, що забезпечить високий рівень безпеки для працюючого персоналу, підвищить надійність роботи електростанцій в умовах військової агресії і потенційних збройних атак на гідроелектростанції.

Зважаючи на стрімкий ріст встановлених потужностей генерації електроенергії з відновлюваних джерел енергії, дедалі гостріше постає питання регулювання активної потужності та частоти в системі. Незважаючи на вдосконалення технології та зростання ринку акумуляторних пристроїв для зберігання енергії, більш ніж 90 відсотків ємностей для зберігання енергії у світі припадає саме на гідроакумулюючі електростанції.

ПрАТ «Укргідроенерго» продовжує будівництво Дністровської ГАЕС, реалізація будівництва 3-ї черги станції дозволить ввести додатково 972 МВт встановленої потужності і довести сумарну потужність станції до 2268 МВт.

Через бурхливий ріст сонячної генерації зараз фіксується максимальна пропозиція енергії в денні часи теплої періоду року (з квітня по вересень),

при цьому ціни на ринку електричної енергії в денні години опускаються нижче за рівень цін в нічні години. Цей фактор, а також потреба ОЕС України в швидкодіючих регулюючих потужностях обумовлюють необхідність будівництва агрегатів ГАЕС з максимально широким діапазоном регулювання активної потужності з можливістю регулювання активної потужності як в генераторному, так і в насосному режимі, що досягається застосуванням агрегатів зі змінною частотою обертання.

Наразі здійснюється коригування як технічної частини проєкту будівництва Канівської ГАЕС з урахуванням змін додаткових вимог до генеруючого обладнання, так і будівельної частини, що дозволить збільшити об'єм верхової водойми, максимальних захист усього обладнання станції від потенційного силового впливу.

ПрАТ «Укргідроенерго» приймає активну участь у розробці та планує долучитися до практичних кроків з реалізації «Програми розвитку гідроенергетики Карпатського регіону України на період до 2035 року». У разі реалізації вказаного проєкту Україна отримає додаткові генеруючі та регулюючі потужності для виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел.

В ПрАТ «Укргідроенерго» на стадії розробки ТЕО та підготовки до тендерних процедур знаходиться проєкт встановлення гібридних систем з виробництва електричної енергії, який передбачає встановлення сонячних електростанцій і систем накопичення електроенергії на декількох філіях Товариства. Реалізація цього проєкту дозволить забезпечити підвищення швидкості і якості надання допоміж-

них послуг з регулювання активної потужності та частоти, підвищення надійності експлуатації електростанцій, наявності альтернативного джерела живлення для власних потреб станцій і заряджання систем накопичення енергії.

Незважаючи на триваючу військову агресію рф і значну кількість пошкоджень обладнання, ПрАТ «Укргідроенерго» ефективно працює на ринку електричної енергії, забезпечуючи відрахування в бюджет України значних коштів. В рейтингу найбільш прибуткових компаній за 2024 рік ПрАТ «Укргідроенерго» займає третю сходинку, а за підсумками першого півріччя 2025 року Товариство увійшло у Топ-5 українських експортерів електричної енергії.

Важливим напрямком діяльності Товариства є застосування діючих міжнародних стандартів в сфері гідроенергетики. В рамках впровадження системи енергетичного менеджменту в найближчі терміни планується проведення енергетичних аудитів на філіях Товариства, результатом яких будуть конкретні кроки та заходи, які ляжуть в основу комплексної програми з підвищення енергоефективності Товариства.

Слід відзначити, що навіть в умовах військової агресії, постійних обстрілів і важких економічних умов, ПрАТ «Укргідроенерго» робить все можливе для забезпечення країни електричною енергією, надійним резервом регулюючих та аварійних потужностей і відновлює пошкоджене обладнання за принципом «краще ніж було». При цьому головним завданням діяльності Товариства є збереження життя та здоров'я українських громадян.



Значення гідроенергетики в післявоєнному оновленні електроенергетики Карпатського регіону, як основи його соціально-економічного розвитку та енергетичної безпеки

Крайник Вадим

Голова правління ПрАТ
«Укргідропроєкт»,
Україна, м. Харків.

Ландау Юрій

Головний радник ПрАТ
«Укргідропроєкт»,
Доктор технічних наук,
Україна, м. Харків.

В XXI столітті в умовах глобальних змін клімату перед людством стоять виклики, як зберегти нашу планету від екологічної катастрофи. Ситуація ускладнюється безперервним зростанням світового енергоспоживання, яке по прогнозам повинно збільшуватися до 2050 р. в 1,5 рази.

Вирішення проблеми недопущення екологічної катастрофи, в першу чергу знаходиться в енергетичній сфері, де необхідні корінні зміни з забезпеченням надійного та доступного електропостачання при одночасному скороченні викидів парникових газів і декарбонізації.

Це призвело в умовах енергетичного переходу до різкої зміни тренду розвитку світової електроенергетики, виходячи з принципів безвуглецевої енергетики, яка базується на використанні відновлювальних джерел енергії (ВДЕ): сонці, вітру, води, - і ядерній енергетиці, з прискореним розвитком, в першу чергу саме сонячних (СЕС) та вітроелектростанцій (ВЕС), які в той же час мають суттєвий недолік, пов'язаний з нестійким виробітком електроенергії, яка залежить від погодних змін, як добових, так і сезонних. Це потребує паралельного введення регулюючих потужностей для балансування та акумуляції електроенергії СЕС та ВЕС.

Аналіз показує, що в світовій електроенергетиці більше половини електроенергії вироблюється на органічному паливі, а в ЄС у 2021 р. частка електроенергії з органічного палива становила 37 %, АЕС — 25%, ВДЕ, включаючи ГЕС, ВЕС, СЕС) — 38%.

Електроенергетика України. Роль гідроенергетики

Україна слідує світовому тренду розвитку електроенергетики.

«Енергетична стратегія України на період до 2050 р.», 2023 р., передбачає:

- Зменшення шкідливого впливу електроенергетики на довкілля для досягнення максимального рівня кліматичної нейтральності.
- Оновлення електроенергетики за найкращими світовими стандартами після повномасштабної війни росії проти України.
- Забезпечення енергетичної безпеки країни.
- Впровадження інноваційних рішень.
- Поглиблення інтеграції з електроенергетичними ринками ЄС.
- Швидкий розвиток ВДЕ з установками балансування та зберігання електроенергії в умовах становлення розподіленої генерації.
- Зростання атомної генерації.
- Розвиток гідроенергетики для забезпечення енергосистеми безвуглецевою генерацією, балансує потужностями для балансування та зберігання електроенергії ВДЕ, допоміжними послугами.

Відповідно ЕСУ 2050 станом на 31.12.2021 р. загальна встановлена потужність електростанцій ОЕС України складала 56,2 ГВт, з яких 49,7 % припадало на теплову генерацію, 24,6% — на АЕС, 11,2% — на ГЕС та ГАЕС, 14,5% — на ВДЕ (СЕС, ВЕС та інші).

В 2021 р. загальне виробництво електроенергії складало 156,6 млрд.кВт·год, в тому числі: 55,1% — АЕС, 30,3% — теплова генерація, 6,7% — ГЕС та ГАЕС, 8% — ВДЕ. При цьому при загальній потужності ГЕС в ОЕС України 5 млн.кВт потужність 184 МГЕС складала 0,12 млн.кВт з виробітком в середньому біля 0,36 млрд.кВт·год. Експорт електроенергії в країні ЄС складав біля 5 млрд.кВт·год.

При різкому дефіциті маневрових потужностей ГЕС і ГАЕС, які виконували важливу роль в ОЕС в якості основного джерела пікових, регулюючих потужнос-

тей, допоміжних послуг, також для регулювання ОЕС використовувались енергоблоки ТЕС з роботою в не-проектних неефективних і неекономічних режимах.

В умовах війни з російським агресором, коли електроенергетичний сектор став однією з головних цілей російських атак, в результаті яких, електросистема зазнала великих втрат (біля 50% потужностей зі зменшенням виробітку і попиту на 30-35% в порівнянні з 2021 р.), українська енергосистема демонструє велику стійкість.

При цьому саме високоманеврові ГЕС та ГАЕС відіграють важливу роль в її стабілізації, виробляючи частину електроенергії, покриваючи пікові навантаження, регулюючи частоту та потужність, забезпечуючи її живучість в критичних ситуаціях.

Російські окупанти на окупованій території підірвали і повністю зруйнували Каховську ГЕС, що призвело до найбільшої в XXI столітті техногенної і екологічної катастрофи у Європі. Від ракетних терористичних атак агресора зазнали значні пошкодження Дніпрогес, Кременчуцька, Канівська, Дністровська ГЕС, Дністровська ГАЕС, зазнала величезних втрат теплоенергетика, де були зруйновані Зміївська, Трипільська, Бурштинська та інші крупні ТЕС.

В умовах війни саме крупні об'єкти генерації та підстанції централізованої енергосистеми виявились найбільш вразливими для атак агресора, їх руйнування приводило до критичної ситуації в ОЕС.

Важливе значення під час війни мала інтеграція і взаємодія ОЕС України з Європейською енергосистемою для стабілізації ОЕС в критичних ситуаціях.

Забезпечення енергетичної безпеки стало сильною додатковою мотивацією для прискорення розвитку ВДЕ при післявоєнному оновленні електроенергетики України.

Після завершення війни очікується стрімке зростання економіки України, де ріст попиту на електроенергію покривається, в першу чергу, за рахунок ВДЕ та атомної генерації.

При післявоєнному оновленні електроенергетики, де її безпека стає головним пріоритетом, передбачається:

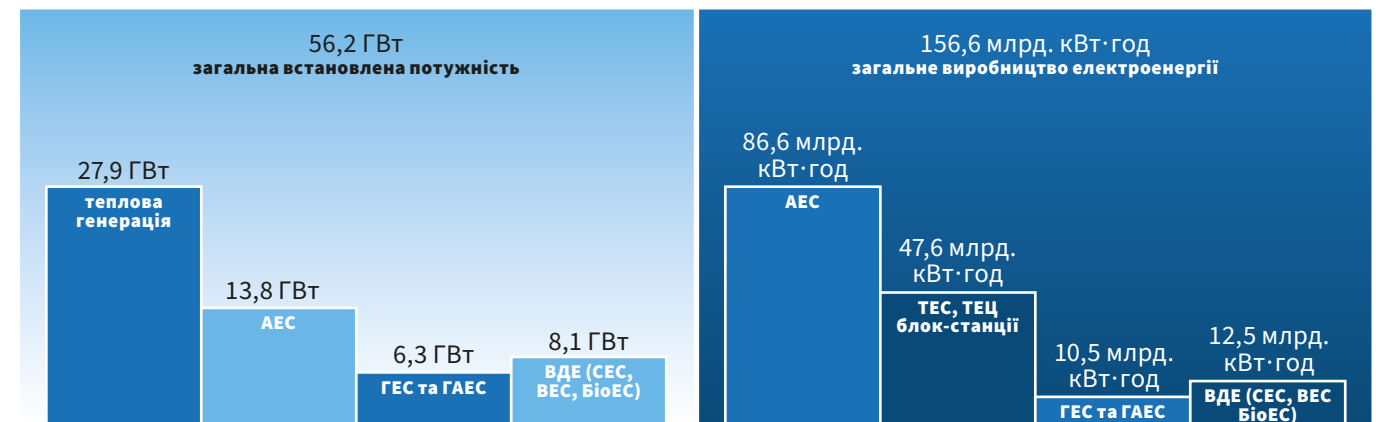
- значне прискорення вводу ВДЕ та паралельно балансує потужностей, в першу чергу ГАЕС;
- створення на основі ВДЕ розподіленої генерації з локальних електромереж з розосередженими невеликими ВЕС, СЕС, ГЕС, ГАЕС, промисловими акумуляторами та інш., наближеними до споживача та найменш вразливими до ворожих атак, саме децентралізація енергосистеми зможе забезпечити високий рівень її стійкості та безпеки в умовах постійної загрози зі сторони росії.

Створення оновленої електроенергетики передбачає:

- корінні зміни структури генеруючих потужностей, де атомна енергетика залишається основою енергосистеми, покриваючи базову частину графіку навантажень, а на розподілену генерацію з ВДЕ приходить значна частина виробництва електроенергії, що забезпечить зменшення техногенного навантаження на довкілля і відповідає стратегії низьковуглецевого розвитку;
- регулювання енергосистеми при нестійкому виробництві електроенергії ВЕС і СЕС за рахунок ГЕС та ГАЕС з швидким нарощуванням потужностей ГАЕС, а також інших балансує систем.

Для забезпечення стійкої надійної роботи енергосистеми при швидкому зростанні до 2032 р. потужностей ВЕС до 12,5 млн.кВт та СЕС до 10,1 млн.кВт з нестійким виробництвом електроенергії для їх балансування передбачається паралельне введення регулюючих та акумуляючих потужностей, в першу чергу, найбільш ефективних та розповсюджених в світі ГАЕС (біля 90% від всіх світових регулюючих потужностей). Широке будівництво ГАЕС ведеться в Китаї, Австралії, країнах ЄС.

В Україні, де потужності ГАЕС складають 2 млн.кВт, при завершенні будівництва Дністровської ГАЕС



Загальна встановлена потужність ОЕС та виробництво електроенергії в Україні в 2021 р.

(3 черги потужністю 0,97 млн.кВт) та Ташлицької ГАЕС (3 черги потужністю 0,45 млн.кВт), при будівництві Канівської ГАЕС потужністю 1 млн.кВт, загальна потужність ГАЕС зростає до 4,42 млн.кВт. Для подальшого зростання потужностей ГАЕС в Україні є майданчики перспективних ГАЕС.

При наявності значного невикористаного технічного гідроенергетичного потенціалу біля 4 млрд. кВт·год. передбачається його використання для середніх та малих ГЕС з урахуванням впливу на довкілля.

Розвиток гідроенергетики Карпатського регіону. Перспективні проекти ГЕС та ГАЕС

Карпатський регіон знаходиться в Західній та Південно-Західній регіональних енергосистемах.

В Карпатському регіоні найсприятливіші в Україні природні умови для швидкого розвитку без вуглецевої генерації з ВЕС, СЕС, середніх і малих ГЕС, ГАЕС, завдяки наявності великого вітро, сонячного потенціалу і гідроенергетичного потенціалу, а також в гірських умовах майданчиків високо напірних ГАЕС.

Саме створення на основі ВДЕ децентралізованої енергосистеми з розподіленої генерації: з розосередженими невеликими ВЕС, СЕС, ГЕС та ГАЕС, найближчими до споживача та найменш вразливих до ворожих атак, — зможе забезпечити високий рівень її стійкості та енергетичної безпеки в умовах постійної загрози зі сторони росії.

З урахуванням великих втрат потужностей ТЕС (зруйнованої російським агресором Бурштинської ТЕС, зазнавших значних пошкоджень Добротворської ТЕС) Карпатський регіон є енергодефіцитним.

Післявоєнне оновлення електроенергетики Карпатського регіону, де її безпека стає головним пріоритетом, відбуватиметься на новій основі прискореного розвитку відновлюваних джерел енергії.

В регіоні, де найбільший в країні невикористаний технічний гідроенергетичний потенціал біля 3 млрд.кВт·год, в тому числі малих ГЕС біля 1,3 млрд.кВт·год, значний гідроакumuлюючий потенціал ГАЕС та найбільш привабливі умови для будівництва середніх та малих ГЕС, а також ГАЕС, в той же час край обмежено його використання.

В регіоні в 2021 р. працювали середня Теребля-Рицька ГЕС в Закарпатській області потужністю 27 МВт з виробітком 139 млн.кВт·год. та лише 73 малих ГЕС загальною потужністю 45 МВт (37% від потужності всіх МГЕС в Україні), загальним виробітком 173 млн.кВт·год.

Як основа для використання значних гідроенергетичних ресурсів регіону виконані попередні

проектні роботи по ГЕС і ГАЕС, при виконанні яких при прийнятті рішень по спорудам та водосховищам на річках ґрунтувались на сучасних прийнятих в світовій практиці підходах по мінімізації негативного впливу на довкілля та забезпеченню соціально-економічного розвитку регіону.

При прийнятті рішень по ГАЕС виходили також з забезпечення ефективних умов їх роботи в енергосистемі при невеликій потужності гідроагрегатів (25-85 МВт), значній енергетичній ємкості водосховищ з можливістю безперервної роботи встановленою потужністю в генераторному режимі 6 годин, кількості перехідних режимів на добу до 20 і у рік до 6000.

При післявоєнному оновленні електроенергетики Карпатського регіону на принципово новій основі прискореного розвитку ВДЕ важливе значення матиме гідроенергетика.

Основні напрямки розвитку гідроенергетики включають:

- *Забезпечення надійного електропостачання та підвищення енергетичної безпеки регіону на основі використання ВДЕ з балансуванням ГАЕС нестійкої електроенергії ВЕС і СЕС.*
- *Зростання використання гідроенергетичних ресурсів регіону з забезпеченням екологічних умов.*
- *Прискорення соціально-економічного розвитку.*
- *Зменшення техногенного навантаження на довкілля за рахунок вироблення «зеленої» електроенергії на ВДЕ замість виробітку на ТЕС зі зменшенням викидів CO₂ та інш. забруднюючих речовин.*
- *Збільшення експорту «зеленої» електроенергії в країни ЄС.*

Виходячи з виконаних попередніх проектних робіт, виділені перспективні ГЕС та ГАЕС:

- *В Львівській області 35 низьконапірні МГЕС загальною потужністю 37 МВт та 11 високонапірних середніх ГАЕС на р. Стрий потужністю від 75 до 340 МВт з МГЕС.*
- *В Івано-Франківській, Тернопільській та Чернівецькій областях на ділянці верхнього Дністра довжиною 200 км (вище Дністровського водосховища) 7 високонапірних середніх ГАЕС потужністю від 200 до 280 МВт з ГЕС.*
- *В Тернопільській області на р. Серет 2 середні ГАЕС: Кашпарівська та Більче Золота на існуючих водосховищах.*
- *В Закарпатській області МГЕС потужністю біля 40 МВт, каскад ГЕС на р. Тиса потужністю 220 МВт та велика Закарпатська ГАЕС потужністю 1 млн.кВт з напором 500 м на Тереблянському водосховищі.*

В цілому в регіоні розглянуті:

- *Перспективні середні і малі ГЕС, в тому числі, що входять до складу ГАЕС, загальною потужністю біля 190 МВт з річним виробітком біля 1 млрд.кВт·год, а з урахуванням каскаду ГЕС на р. Тиса — біля 1,67 млрд.кВт·год.*

- *Перспективні ГАЕС загальною потужністю біля 5,2 млн.кВт, які можуть забезпечити балансування електроенергії ВЕС, СЕС загальною потужністю біля 12 млн.кВт з річним виробітком біля 26 млрд.кВт·год.*

Відповідно ЕСУ 2050 розроблені та представлені на розгляд проект «Програми розвитку гідроенергетики Карпатського регіону на період до 2035 р.»

З розглянутих перспективних ГЕС і ГАЕС включені до Програми найбільш ефективні першочергові з будівництвом до 2035 р.:

- *В Львівській області 9 МГЕС загальною потужністю 13 МВт та 5 ГАЕС на р. Стрий: Івашківська потужністю 340 МВт, Синьовидна — 340 МВт, Ясеницька — 300 МВт, Ластівська — 200 МВт та Підгородня — 75 МВт, — загальною потужністю біля 1,3 млн.кВт з МГЕС потужністю біля 11 МВт. В чудових природних та кліматичних умовах гірських Карпат в складі ГАЕС на основі їх водосховищ та розвинуті інфраструктури передбачені оздоровчо-туристичні комплекси.*
- *На ділянці верхнього Дністра 3 ГАЕС: біля с. Мостище потужністю 200 МВт, с. Михальче — 280 МВт та с. Горошівка — 230 МВт, — загальною потужністю біля 0,7млн.кВт з ГЕС загальною потужністю біля 40 МВт.*
- *На р. Серет на існуючих водосховищах Кашпарівська та Більче Золоте ГАЕС загальною потужністю біля 0,27 млн.кВт.*
- *В Закарпатській області перша черга Закарпатської ГАЕС загальною потужністю 1 млн.кВт, МГЕС потужністю 20 МВт та ГЕС на р. Тиса потужністю 44 МВт.*

Виділені першочергові ГЕС загальною потужністю біля 128 МВт з річним виробітком біля 0,56 млрд.кВт·год. та ГАЕС загальною потужністю біля 2,23 млн.кВт (таблиці 1 і 2) забезпечать балансування електроенергії ВЕС, СЕС загальною потужністю біля 5 млн.кВт з виробітком біля 11 млрд.кВт·год, а разом з ГЕС 11,5 млрд.кВт·год. з ВДЕ замість вироблення електроенергії на вугільних ТЕС.

Для реалізації проектів будівництва ГЕС і ГАЕС необхідно здійснити такі заходи:

- *розробити ПредТЕО;*
- *залучити інвесторів для фінансування;*
- *розробити проектну документацію з проведенням державної експертизи, включаючи екологічну, та затвердженням, що є передумовою будівництва.*
- *будівництво ГЕС і ГАЕС.*

Ефективність та очікуванні результати реалізації Програми

Загальним результатом здійснення комплексу заходів при реалізації Програми стане створення в регіоні на принципово новій основі оновленої електроенергетики з ВДЕ: ВЕС, СЕС, ГЕС та ГАЕС, на основі розподіленої генерації шляхом ефективного розвитку гідроенергетики за найкращими світовими стандартами зі зростанням використанням гідроенергоресурсів, з балансуванням ГАЕС загальною потужністю 2,23 млн.кВт введених потужностей ВЕС і СЕС, з загальним річним виробітком ВДЕ біля 11,5 млрд.кВт·год. «зеленої» електроенергії, забезпеченням надійного і сталого електропостачання регіону та підвищення його енергетичної безпеки, з відповідно зменшенням спалювання вугілля на ТЕС, викидів забруднюючих речовин та техногенного навантаження на довкілля для досягнення кліматичної нейтральності, прискорення соціально-економічного розвитку регіону.

Виконання поставлених завдань забезпечить суттєві позитивні результати енергетичного, економічного, соціального та екологічного характеру.

Надійне електропостачання та енергетична безпека регіону досягається завдяки створенню в регіоні децентралізованої генерації з ВДЕ, з ефективним розвитком гідроенергетики з введенням біля 128,0 МВт потужностей ГЕС з виробітком біля 0,56 млрд.кВт·год. та 2,23 млн. потужностей ГАЕС для балансування потужностей ВЕС і СЕС, з розсердженими ВЕС, СЕС, ГЕС та ГАЕС, зменшенням їх уразливості перед загрозами. Ці об'єкти з ВДЕ, виробляючи «зелену» електроенергію, в умовах розподіленої генерації працюючи на місцеві мережі, забезпечують надійне електропостачання, також при аварійних ситуаціях в ОЕС України та в умовах воєнного стану, та в цілому підвищення енергетичної безпеки.

При цьому досягається підвищення рівня ефективності використання електроенергії на всіх етапах: генерації, транспортування та споживання.

В Карпатському регіоні, куди в результаті війни перебазувалась велика кількість підприємств, складаються оптимальні умови для швидкого зростання економіки на основі «зеленої» електроенергетики.

В цих умовах важливим результатом реалізації інфраструктурних проектів ГЕС та ГАЕС відповідно Програми буде прискорення соціально-економічного розвитку регіону з покращенням умов життя населення за рахунок:

- *Створення в прилеглих районах розвинутої інфраструктури, включаючи:*
 - *транспортну з мостовими переходами через гідровузли, новими автодорогами та покращенням існуючих;*

- будівельну інфраструктуру з підприємствами будіндустрії;
- покращення соціальної і комунальної інфраструктури з забезпеченням надійного електропостачання, водопостачання, водовідведення, благоустрою територій прилеглих населених пунктів та інше.
- Притоку великих інвестицій під час будівництва ГЕС та ГАЕС, а також заходів по покращенню соціальних і екологічних умов, розвитку рекреаційної та туристичної інфраструктури.
- Значного підвищення надходження податків в місцеві бюджети громад в зоні ГЕС та ГАЕС.
- Комплексного використання водосховищ та покращення умов сільського господарства в зоні водосховищ.
- Створення робочих місць для місцевого населення під час будівництва та експлуатації ГЕС та ГАЕС,

а також розвитку рекреаційно-туристичного комплексу.

Реалізація Програми забезпечить покращення екологічних умов в регіоні, завдяки:

- Захисту населених пунктів від повеней.
- Виконання природоохоронних заходів (рибоходів, захисних дамб, берегових кріплень, лісонасаджень та інше).
- Покращення якості води в невеликих водосховищах завдяки щорічному багаторазовому водообміну води в водосховищах та водообміну кожної доби при роботі ГАЕС з насиченням води киснем, що стимулює процеси самоочищення в воді водосховищ.
- Виробітку ГЕС біля 0,56 млрд.кВт·год. електроенергії на рік та балансуванню ГАЕС електроенергії ВЕС та СЕС загальною потужністю 5 млн. Вт з річним виробітком 11,0 млрд.

№	Показники	Показники ГАЕС				
		Івашківська	Синьовидна	Ясеницька	Ластівська	Підгородня
1 Верхня водойма						
	НПР,м	982,0	645,0	810,0	796,0	702,0
	РМО, м	967,0	630,0	796,0	782,0	692,0
	Повний об'єм, млн.м³	4,0	3,7	3,2	2,7	0,9
	Корисний об'єм, млн.м³	3,5	3,2	2,8	1,8	0,7
	Площа дзеркала, га	24,0	22,0	21,0	13,0	7,0
2 Нижня водойма						
	НПР,м	729,5	365,0	530,0	507,0	435,0
	РМО, м	724,4	362,0	526,0	503,0	433,0
	Повний об'єм, млн.м³	6,6	4,0	4,2	2,6	2,2
	Корисний об'єм, млн.м³	3,5	3,2	2,8	1,8	0,7
	Площа дзеркала, га	77,0	120,0	95,0	80,0	44,8
3 Турбінний режим						
	Встановлена потужність, МВт	340,0	340,0	300,0	200,0	75,0
	Розрахунковий напір, м	240,0	261,0	266,0	276,0	258,0
	Витрати, м³/с	162,0	148,0	129,0	83,3	33,0
	Тривалість роботи, години	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
	Виробіток електроенергії за рік, млн.кВт·год	680,0	680,0	600,0	400,0	150,0
4 Насосний режим ГАЕС						
	Встановлена потужність, МВт	386,0	386,0	340,0	228,0	84,0
	Розрахунковий напір, м	250,0	277,0	277,0	286,0	267,0
	Витрати, м³/с	139,0	126,0	110,0	71,5	28,0
	Тривалість роботи, години	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	Затрати електроенергії за рік, млн.кВт·год	906,0	906,0	800,0	533,0	200,0
5 Мала ГЕС						
	Встановлена потужність, МВт	0,7	4,5	1,5	1,4	3,0
	Розрахунковий напір, м	24,0	9,7	6,7	6,0	9,8
	Витрати, м³/с	3,2	54,5	26,8	28,3	35,0
	Виробіток електроенергії за рік, млн.кВт·год	2,4	13,3	4,2	4,5	10,8

Таблиця 1 Попередні водогосподарські та водноенергетичні показники ГАЕС з МГЕС на р.Стрий

№	Найменування № гідровузла і ГАЕС	Показники		
		№2	№4	№7
	Місце розташування створу гідровузла	Івано-Франківська та Тернопільська області		Тернопільська та Чернівецька області
		с. Мостище	с. Михальче	с. Горошова
1 Відстань створу до гирла, км Верхня водойма				
		1040	965	877
	НПР, м	364	360	279
	РМО, м	350	346	265
	Повний об'єм, млн.м³	4,3	4,3	4,5
	Корисний об'єм, млн.м³	3,8	3,8	4,0
	Площа дзеркала, км²	0,27	0,27	0,29
2 Водосховище на Дністрі				
	НПР, м	188,0	161,0	132,0
	РМО, м	186,6	159,0	130,7
	Повний об'єм, млн.м³	13,5	8,2	14,0
	Корисний об'єм, млн.м³	3,8	3,8	4,0
	Площа дзеркала, км²	3,5	2,1	3,6
3 Турбінний режим ГАЕС				
	Встановлена потужність, МВт	200	280	230
	Розрахунковий напір, м	163	183	140
	Витрати, м³/с	175	175	185
	Тривалість роботи, год	6,0	6,0	6,0
	Виробіток електроенергії за рік, млн.кВт·год	400	560	460
4 Насосний режим				
	Встановлена потужність, МВт	228	320	260
	Розрахунковий напір, м	176	197	154
	Витрати, м³/с	145	147	154
	Тривалість роботи, год	7,0	7,0	7,0
	Затрати електроенергії за рік, млн.кВт·год	533	740	610
5 ГЕС				
	Встановлена потужність, МВт	13,2	13,2	13,2
	Розрахунковий напір, м	6,6	6,6	6,6
	Витрати, м³/с	227	227	227
	Виробіток електроенергії за рік, млн.кВт·год	80,5	83,0	85,0

Таблиця 2 Попередні показники першочергових ГАЕС з ГЕС на верхньому Дністрі

кВт·год. замість вироблення електроенергії на вугільних ТЕС, зі зменшенням щорічно спалювання біля 4,6 млн.т вугілля та викидів біля 9,5 млн.т CO2 та інших забруднюючих речовин, що суттєво зменшить техногенне навантаження та забруднення навколишнього середовища зі шкідливим впливом на здоров'я населення, що відповідає «Стратегії низьковуглецевого розвитку України до 2050 р.».

При вкрай привабливих природних умов в Карпатському регіоні для будівництва ВЕС, СЕС, ГЕС і ГАЕС Програма започаткує створення в регіоні західно-українського хабу «зеленої» електроенергетики для електрозабезпечення регіону, а також експорту частини виробленої «зеленої» електро-

енергії в країни ЄС, в тому числі найбільш дорогої балансувочної та допоміжних послуг.

Будівництво ГЕС та ГАЕС створює мультиплікаційний ефект в економіці з розвитком машинобудування, будіндустрії та інш.

При реалізації проектів ГЕС та ГАЕС планується використати передові світові технології та вітчизняні розробки.

До реалізації проектів передбачається залучити інститути НАНУ, в Карпатському регіоні — обласні наукові установи, університети.

Оскільки гідроенергетичний галузі надається дієва підтримка з боку міжнародних фінансових організацій дана Програма має слугувати розвитку взаємодії з цими організаціями.

УДК 502.62 (292.45/454)

Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики в Закарпатській області України в контексті стійкого розвитку

Поп Степан

Завідувач кафедри фізичної географії та раціонального природокористування ДВНЗ «Ужгородський національний університет», Доктор фізико-математичних наук, професор, Україна, м. Ужгород.

Анотація.

Окреслено розвиток малої гідроенергетики Закарпатської області станом на середину 2024 року. З'ясовано проблеми та перспективи освоєння унікального енергетичного потенціалу малих гірських річок Закарпаття для будівництва нових об'єктів гідроелектростанцій в контексті стійкого розвитку місцевих територіальних громад, а також сприянню вирішення на регіональному рівні загальнодержавних завдань щодо диверсифікації, децентралізації та декарбонізації енергетики України, забезпеченню стійкості та стабільності роботи об'єднаної енергосистеми, в т.ч. в умовах воєнних загроз.

Ключові слова: гідроенергетика Закарпаття, зелена енергетика, Закарпатська область, гідропотенціал річок

Вступ

Розвиток економіки Закарпатської області не можливий без успішної реалізації політики енергоефективності: самоенергозабезпечення та енергозбереження на основі раціонального використання власних енергетичних ресурсів. Для подальшого збалансованого еколого-економічного та соціального розвитку Закарпаття безальтернативним є освоєння відновлюваних енергетичних ресурсів (ВЕР), потенціал яких більш ніж достатній для повного енергозабезпечення потреб області. Тому актуальним є постійний аналіз стану розвитку «зеленої» енергетики Закарпаття, з'ясування проблем ефек-

Current State, Challenges, and Prospects for The Development of Hydropower in The Zakarpattia Region of Ukraine in The Context of Sustainable Development

Pop S., Dr.Sci. (Phys.),

Professor, popstapan7@gmail.com
"Uzhhorod National University",
Uzhhorod, Ukraine

Abstract.

The development of small hydropower in the Zakarpattia region as of mid-2024 is outlined. The problems and prospects of harnessing the unique energy potential of the small mountain rivers of Zakarpattia for the construction of new hydropower facilities are identified, within the context of sustainable development of local territorial communities. Attention is also given to how this contributes to addressing nationwide goals at the regional level—namely, the diversification, decentralization, and de-carbonization of Ukraine's energy sector, as well as ensuring the resilience and stability of the unified energy system, including under conditions of military threats.

Keywords: hydropower Zakarpattia, green energy, Zakarpattia region, hydropotential of rivers

тивного використання унікального потенціалу ВЕР та перспектив їх раціонального освоєння в контексті збалансованого соціально-, економіко-, екологічного розвитку, як задекларовано в Регіональній стратегії розвитку Закарпаття на період 2021-2027 років [1].

Дослідженнями потенціалу та освоєння гідроенергетичних ресурсів на території Західного регіону України проводили у різний час науковці багатьох академічних і вузівських наукових центрів. По Закарпатській області такі дослідження проводились О. Щербиною, А. Петровським, Ю. Башинською, В. Вовчком, О. Тесленко, О. Самченко, Ю. Ободовським, Б. Малишем, П. Васько, Б. Коперльосом та ін. [2-10]. Результати постійного моніторингу стану освоєн-

ня ВЕР Закарпаття впродовж понад 30 років, в т.ч. гідроенергетичних ресурсів виконувались автором даної праці [11-14]. В теперішні час ситуація динамічно змінюється і є потреба осучаснення інформації у цій царині.

Актуальність. Зважаючи на значну руйнацію російськими окупантами об'єктів об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) розроблено і затверджено «Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2035-го року», яким передбачено пришвидшення диверсифікації, декарбонізації, децентралізації та безпеки ОЕС, зокрема введення в дію 24 ГВт генеруючих потужностей від ВДЕ, досягнення 27 % їх частки в загальному споживанні електроенергії [15]. Для цього планується побудувати 6,1 ГВт вітрової енергетики, 12,2 ГВт сонячної енергетики, 4,7 ГВт гідроенергетики, 876 МВт біоенергетики, 40 МВт геотермальної енергетики [15]. Досягнення зазначених вище показників потребує в усіх регіонах України створювати об'єкти ВДЕ, освоюючи наявні місцеві ВЕР, а через їх просторове розподілення і наближеність до споживачів покращити стабільність енергозабезпечення та безпеку об'єктів енергетики країни загалом.

Постановка задачі дослідження. У даній статті передбачалось: станом на кінець 2024 року: — проаналізувати освоєння унікального потенціалу гідроенергетичних ресурсів на території Закарпатської області для виробництва електричної енергії; — з'ясувати основні проблеми, що гальмують спорудження об'єктів зеленої енергетики загалом, в т.ч. спорудження нових об'єктів гідроенергетики; — окреслити перспективи та важливість подальшого розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у контексті самоенергозабезпечення Закарпаття та стійкого розвитку її місцевих громад на довготривалу перспективу.

Виклад основного матеріалу

Історія розвитку гідроенергетики Закарпаття. Перша мала ГЕС потужністю 200 кВт була побудована на р. Латориця ще в 1890 р. поблизу с. Фрідішево (тепер с. Кольчине, Мукачівський район) за часів управління територією нинішнього Закарпаття Австро-Угорщиною. Ця станція працювала аж до 1961 року, забезпечуючи діяльність діючого тут заводу [13]. Системний підхід до використання гідроенергетичного потенціалу річок історичного Закарпаття вперше здійснили чеські фахівці у 20-30-х роках минулого століття, коли воно входило до складу Чехо-Словаччини [10,13]. Ними планувалось спорудження 14 малих

ГЕС загальною потужністю до 62 МВт з виробництвом електроенергії до 340 млн кВт-год. на рік на річках Тересва, Теребля, Ріка, Уж, Люта. Було розроблено відповідну Схему будівництва малих ГЕС на території Підкарпатської Русі, а також спорудження у верхів'ях гірських річок кілька десятків загатних резервуарів для акумулювання води в період рясних дощів та поступового скиду води в меженний період, в т.ч. з виробництвом електроенергії.

У 1937 р. на водовідводному каналі р. Уж було розпочато будівництво Оноківської (потужністю 2,6 МВт) та Ужгородської (1,9 МВт) малих ГЕС. Вони були введені в експлуатацію уже після окупації території угорськими військами. Ці малі ГЕС працюють до теперішнього часу. Чехословацькі спеціалісти за ідеєю інженера Я. Кріжки планували також реалізувати унікальний проект з використанням води двох річок (Теребля й Ріка), які відокремлені Бовцарським хребтом і протікають одна від одної на відстані 4 км з перепадом висот 210 м. Ідею Я. Кріжки було реалізовано уже в радянську владу в рамках розробленої Схеми електрифікації сільського господарства Закарпатської області (1946–1948 рр.) [13]. Будівництво трубопроводу і греблі розпочали в 1949 р., а в 1956 р. Теребле-Ріцьку ГЕС ввели в експлуатацію із загальною встановленою потужністю турбін 27 МВт та з гірським водосховищем об'ємом 27 млн. м³. У 50-60 роках в Закарпатській області було споруджено ще понад 30 ліспромгоспних, колгоспних та міжколгоспних міні-ГЕС. Найбільші з них: Усть Чорнянська (400 кВт), Тур'є-Реметівська (360 кВт), Углярська (250 кВт), Діловецька, Кирицьківська та Ставнянська. В основному це були дериваційні гідроелектростанції, які згодом було демонтовані через неадекватну політику розвитку енергетики в Радянському Союзі [13].

Освоєння наявних гідроенергетичних та інших відновлюваних енергоресурсів Закарпаття активувалась уже за часів незалежності України. Так, у 1993 р., за завданням Міністерства України Інститут «Укргідропроєкт» (м. Харків) розробив «Схему раціонального використання водних ресурсів басейну р. Тиса», якою передбачалося будівництво 33-х руслових низьконапірних ГЕС (висотою греблі до 10 м), потужністю від 2 до 28 МВт з розташуванням в нижніх та середніх ділянках русел річок Тиса, Тересва та Ріка. Загальна потужність планувалась близько 400 МВт з річним обсягом виробництва електроенергії 1653 млн кВт-год. [11]. Цей же Інститут у 1995-1998 рр. виконав передпроектні роботи щодо спорудження каскаду із шести ГЕС загальною потужністю 100 МВт на ділянці р. Тиси поблизу державного кордону з Румунією, а також каскаду з п'яти гідровузлів потужністю кожного по 40 МВт на ділян-

ці Тиси від с. Буштино до с. Вилок. Жодна із вище зазначених станцій не була до кінця спроектована, а чималі кошти на вищезгадані розробки Схем витрачені марно. У 1998 р. було прийнято чергову «Програму енергозбереження Закарпатської області на період до 2015 року», якою передбачався поступовий перехід регіону на повне енергетичне самозабезпечення за рахунок використання наявних відновлюваних джерел енергії. Особливу роль у даній Програмі відводилось розвитку малої гідроенергетики, зокрема передбачалось будівництво значної кількості гідропоруд потужністю від 1 кВт до 8 МВт, сумарною потужністю понад 600 МВт. З різних економічних, фінансових, політичних і організаційних причин завдання цієї Програми також не були реалізовані. У 2000 р. рішенням Закарпатської облради було передбачено за рахунок бюджету виготовити проектну документацію на спорудження мікро-ГЕС потужністю 50 кВт (замовник — санаторій «Човен», с. Керецьки) та двох міні-ГЕС — 300 кВт (Психоневрологічний інтернат, с. Тур'ї Ремети) і 200 кВт (Ужгородська швейна фабрика в с. Люта). Замовники зобов'язувались побудувати ГЕС своїм коштом. Однак через нестачу бюджетних коштів на проектні роботи ці наміри також не були реалізовані.

Ситуація щодо розвитку малої гідроенергетики, покращилася після прийняття Законів України «Про альтернативні джерела енергії» (2003 р.) та особливо «Про зелений тариф» (2008 р.) і «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу» (2009 р.), якими визначені основи використання нетрадиційних джерел енергії в Україні та законодавчо унормовані пільги для забудовників [16,17].

У 2011 році Закарпатська обласна рада затвердила «Програму комплексного використання водних ресурсів Закарпатської області», метою якої було практичне використання гідроенергетичного потенціалу річок області, збільшення власного виробництва електроенергії шляхом будівництва на території області нових об'єктів гідроенергетики. Була розроблена і затверджена «Схеми комплексного використання водних ресурсів річок області», яка передбачала кількість, потужність та можливі створи спорудження малих гідроелектростанцій та інших об'єктів водокористування. Однак громадські організації через суд домоглися відмінити рішення регіональної влади, апелюючи до того, що Схема затверджена без належного проведення стратегічної екологічної оцінки, а визначені створи для 330 нових об'єктів гідроенергетики можуть нанести значне порушення природного стану екосистеми річок. Зазначимо, що ніхто не планував побудува-

ти таку кількість об'єктів. Вищезгаданою схемою пропонувались потенційні локації для подальшого детального вивчення можливостей та економічної і екологічної доцільності спорудження об'єкту. Тільки після цього і громадських слухань компетентні органи надають дозвільні документи на плановану діяльність у строгій відповідності до чинного законодавства України.

Гідроенергетичний потенціал Закарпаття. Закарпатська область має найщільнішу в Україні річкову мережу — 1,7 км/км² (див. Рис.1). Переважають гірські річки, площа їх водозбору становить 75% території області, решта припадає на передгірно-рівнинні річки, що є сприятливим чинником для розвитку гідроенергетики. На території області формується 9429 водотоків загальною довжиною 19866 км. Із них 9277 — малі річки довжиною до 10 км, 152 річки довжиною понад 10 км. Довшими за 100 км є лише 4 річки: Тиса, Латориця, Уж і Боржава. До основних водотоків Закарпаття відносяться також Тересва, Тересва, Ріка з їхніми притоками. Гірськими вважаються верхні та середні ділянки таких річок області: Чорна Тиса, Біла Тиса, Тиса (до смт Великий Бичків), Косівська, Шопурка, Тересва (до с. Дубове), Тересва (до с. Драгове), Ріка (до с. Березове), Боржава (до с. Довге), Латориця (до м.Свалява), Уж (до м. Ужгород). Найбільша частка в живленні річок припадає на дощові води (40% річного стоку), на снігове та підземне живлення — відповідно по 30%. Середній багаторічний поверхневий стік становить 576 тис. м³ з 1 км² на рік (по Україні — 88,5 тис.м³ з 1 км² на рік). Протягом року він дуже нерівномірний. Майже 75 % стоку припадає на весняні й осінні паводки і лише 25% — на інші пори року.

Інтенсивна водовіддача водозборів при випаданні зливових опадів, а також значна пересіченість місцевості з великими похилами спричиняють формування повеней і паводків з різкими підйомами та спадами рівнів води. Тривалість стояння високих рівнів становить 4...8 діб. Осіння та зимова межени нетривалі та нестійкі внаслідок випадання дощів у осінній сезон і відлиги взимку. Зимова межень найчіткіше проявляється в період зі стійкою від'ємною температурою повітря. Вона рідко триває два місяці. У цей час витрати води найменші, вони формуються за рахунок підземних вод. З фізико-географічних чинників на річковий стік впливає рельєф, стан ландшафтів водоздозірної території, ґрунтовий покрив тощо. Гірський ландшафт, характерний території верхів'я басейну річки Тиса, впливає як на перебіг атмосферних процесів (інтенсивність дощів, снігопадів тощо), так і на темпи стоку, просторовий розподіл водних

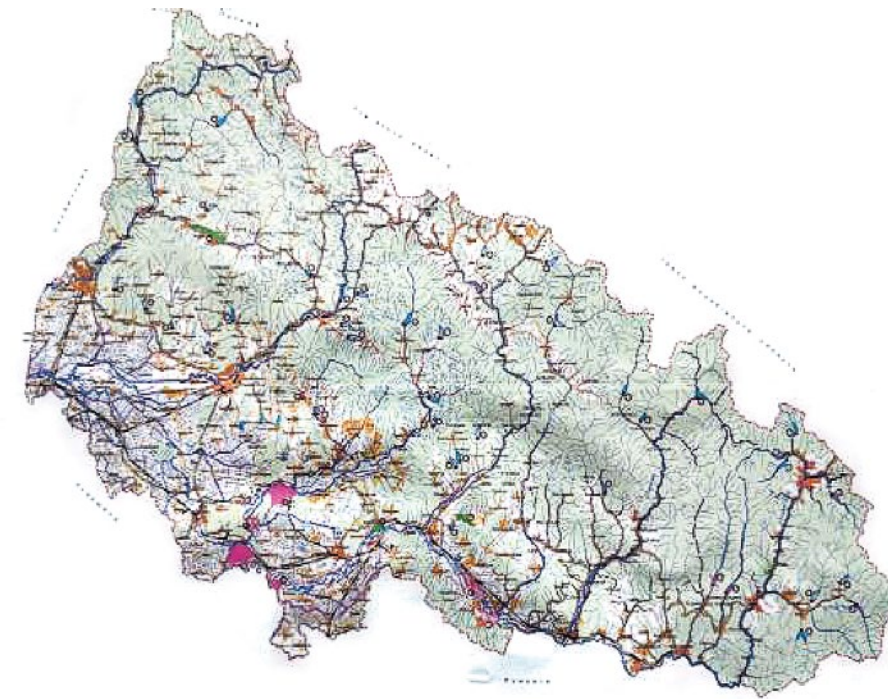


Рис.1. Річкова мережа української частини р. Тиса [14].

ресурсів. У гірській частині Закарпаття в середньому за рік випадає 900–1400 мм опадів (а в роки високої водності до 2500 мм), тоді як у низовинній — 600–700 мм. В окремі місяці може випасти 250 — 400 мм опадів при нормі 70–120 мм, а в окрему добу зливові дощі можуть перевищувати місячну норму опадів. Найбільші модулі стоку характерні для гірських річок. Наприклад, у верхів'ях річок Тересва, Шопурка, Мокрянка середньорічний поверхневий стік з 1 км² площі становить понад 1 млн м³ води (модуль стоку близько 40 л/с), а в середньогір'ї цей показник у два рази нижчий [10,13].

Значимо, що питомі запаси гідроенергії на одну особу на рік у Закарпатській області становлять 8250 кВт-год, тоді як у середньому по Україні вони є меншими в десять разів (820 кВт-год) [2]. Теоретичний валовий гідроенергетичний потенціал водотоків Закарпаття становить приблизно 60% всієї енергії поверхневого стоку (а це майже 8 км³ на рік), що потенційно, зважаючи на переважаючу гористість території і значні ухили русел річок) могло б забезпечити виробництво 10,2 млрд кВт-год. електроенергії на рік. Це становить четверту частину потенційно можливої гідроенергії річкового стоку України, яку оцінено в 42 млрд кВт-год/рік [2,13]. Технічно можливий для освоєння гідроенергетичний потенціал Закарпаття оцінено в 4,5 млрд кВт-год/рік, який також не реальний для практичного освоєння через можливий значний негативний вплив об'єктів гідроенергетики на довкілля. Економічно доцільний потенціал, який може бути використаний для будівництва об'єктів малої гідроенергетики із відповідним обґрунтування економічних і соці-

альних вигод, допустимим впливом на довкілля оцінено в Атласі ВДЕ (2001 р) в 1357 млн кВт-год/рік [18]. а пізніше фахівцями Інституту відновлюваної енергетики НАН України цей показник зменшено ще понад три рази — 438 млн. кВт-год/рік [19], що однаково є значною величиною, яка наразі раціонально не використана. Детальними дослідженнями науковців Інституту проблем екології та енергозбереження 385 ділянок потенційно придатних для спорудження ГЕС установлено, що серед 114 досліджуваних річок басейну Тиси (без урахування річки Тиси) найбільшою гідроенергетичною потужністю в Закарпатті характеризуються річки суббасейну Тересви. Їхній сумарний гідроенергетичний потенціал становить 154 МВт, що становить 14,1% від загальної гідроенергетичної потужності річок басейну Тиси [2]. Ними з'ясовано, що загальний потенціал на 17 водотоках становить: Тиса — 350,8 МВт, Тересва — 80,9 МВт, Тересва — 76,3 МВт, Ріка — 66,0 МВт, Латориця — 38,9 МВт, Уж — 37,8 МВт, Чорна Тиса — 35,5 МВт, Боржава — 31,1 МВт, Біла Тиса — 24,5 МВт, Брустуриянка — 18,4 МВт, Косівська — 17, МВт, Середня Шопурка — 16,4 МВт, Люта — 14,3 МВт, Віча — 14,2 МВт, Мокрянка — 13,0 МВт, Іршава — 11,7 МВт, Мала Шопурка — 11,7 МВ, Із них на двох річках реально будувати ГЕС потужністю понад 10 МВт.

Отже, Закарпаття, вся територія якого є водозбором басейну української частини річки Тиса, має значний гідроенергетичний потенціал, значна частина якого є економічно доцільною за умови дотримання природоохоронного законодавства для освоєння шляхом будівництва нових об'єктів гідроенергетики та модернізації діючих.

Діючі об'єкти гідроенергетики Закарпаття. У Закарпатській області виробництво електроенергії здійснювалось нижче наведеними 13 об'єктами МГЕС дериваційного типу та однієї гребельної ГЕС станом на кінець 2024 року:

1. Оноківська на р. Уж (2,65 МВт, 1941 р.), ТОВ «Акваресурсенерго»;
2. Ужгородська на р. Уж (1,92 МВт, 1942 р.), ТОВ «Акваресурсенерго»;
3. Білинська на потоці Ільмин притоці р. Чорна Тиса (0,63 МВт, 2006 р.), ТОВ «Енергія Карпат»;
4. Тур'я-Полянська на р. Шупіт (Шупіт-1, 0,136 МВт, 2012 р.), ТОВ «Зелена енергія плюс»;
5. Краснянська на потічку Красношурка притоці р. Терсва (0,8 МВт у 2011 році+0,36 МВт у 2013 р.), ТОВ «Укрелектробуд»;
6. Тур'я-Полянська на р. Шупіт (Шупіт-2, 0,999 МВт, 2014 р.), ТОВ «Зелена енергія плюс»;
7. Нижньо-Бистрянська на р. Ріка (2,2 МВт, 2014 р.), ТОВ «Акванова Девелопмент»;
8. Лопухівська на р. Брустуриянка (0,999 МВт, 2016р.), ПП «Альтенер»;
9. Уст-Чорнянська (0,996 МВт, 2018 р.), ПП «Альтенер»;
10. Руська-Мокра на р. Мокрянка (0,996 МВт, 2017 р.), ТОВ «РЕНЕР»;
11. мікро-ГЕС біля с.Руська Мокра (0,1 МВт, 2018 р.),ТОВ «Гідро Плюс»;
12. Костилівська 1 (0,996 МВт, 2019 р.), ТОВ «РЕНЕР»;
13. Костилівська 2 (0,996 МВт, 2019 р.), ТОВ «РЕНЕР»;
14. Тербле-Ріцька ГЕС на р. Тербля і р Ріка (27 МВт, водосховище на 27 млн м³, 1955).

Першу приватну малу-ГЕС у Закарпатській області було введено в дію у травні 2006 року в селі Білин Рахівського району. Вона відноситься до класу високонапірних (10 атм.) дериваційних гідроелектростанцій з встановленою потужністю 630 кВт. Річне практичне виробництво електроенергії планувалось обсягом 2,5 млн. кВт/год. Однак цей показник далеко не досягнуто через змінність водності річки. В окремі роки середньорічна потужність станції значно нижча встановленої, а її робота призводить до надмірного забору води із потічка, шкодить екосистемі гірської річки, зокрема і через відсутність рибоходу. Певною мірою ці не сприяє виробленню позитивного іміджу малої гідроенергетики серед населення, гальмує подальший її розвиток та активно використовується зеленими активістами, які виступають проти будівництва будь яких об'єктів під гаслом «збережемо довкілля».

У подальшому переважна більшість побудованих об'єктів малої гідроенергетики Закарпаття відпо-

відає найкращим практикам італійських і австрійських партнерів, які долучилися до проектування і оснащення сучасним обладнанням окремих новозбудованих МГЕС. Так, споруджені сучасні малі ГЕС компанією «РЕНЕР» (зокрема, на річках Шипіт, Брустуриянка. Мокрянка та ін.) стали об'єктами, на які за досвідом навідується фахівці із інших міст України та сусідніх країн.

За час експлуатації Тербле-Ріцькою ГЕС було вироблено понад 7 млрд кВт-год. електроенергії. Нині на станції працюють три турбіни, виготовлені фінською фірмою «Френсіс» і генератори заводу «Укрелектроапарат», які датуються 1948 р. Гідросилове обладнання ГЕС хоча і знаходиться у робочому стані, але є зношеним і застарілим, тому потребує заміни і модернізації. Проблемою подальшої раціональної експлуатації Тербле-Ріцької ГЕС є замулення близько 30% об'єму водосховища, що зменшує його водоемність. Очищення водосховища потребує значних коштів, землевідведення під складування наносів. Модернізація цієї унікальної ГЕС сучасним обладнанням могла подвоїти її можливості виробництва електроенергії. Така ж ситуація з Оноківською та Ужгородською МГЕС, що розташовані послідовно на дериваційному каналі, яким здійснюється відведення води з річки Уж для господарсько-питного водозабезпечення м. Ужгород. Ці МГЕС працюють понад 80 років, їх обладнання є зношеним, застарілим і його заміна сучасним може істотно збільшити кількість виробленої енергії.

Загальна встановлена потужність 13 МГЕС Закарпаття наразі становить 15.6 МВт. Вони виробляють в середньому понад 90 млн. кВт-год/рік, що є найбільшим показником серед регіонів України. Однак засвідчує дуже низьку ефективність освоєння наявного унікального гідропотенціалу численних гірських водотоків, на яких можна підібрати десятки створів, що задовольнятимуть усім екологічним і будівельним нормативам. На це звернули увагу ще у 2018 році фахівці Інституту проблем екології та енергозбереження у ґрунтовній аналітичній довідці щодо розвитку малої енергетики у всіх регіонах України [2].

Перспективні і проблеми. В теперішній час на державному рівні напрацьовується програма прискорення освоєння економічно і екологічно обґрунтованого потенціалу гірських річок в Українських Карпатах. Цьому була присвячена 10-Міжнародна конференція гідроенергетиків, яка організована і успішно проведена у 2024 році на Закарпатті Асоціацією «Гідроенергетика України» [20]. На конференції представники західних областей України анонсували плани щодо розвитку гідроенергетики в регіоні, який має найкращий гідроенергетичний

потенціал малих річок та наразі практично слабо освоєний. По Закарпатській області матеріали доповіді приведено в даній статті. Відмічено, що із зазначених 28 МГЕС в «Плані розвитку генеруючих потужностей на МГЕС в період 2016-2025 роки» по Закарпатській області було споруджено тільки п'ять [21]. Переважна більшість запланованих МГЕС не була збудована частково через активізацію діяльності громадських організацій, які під гаслом «збережемо довкілля» настроюють на негативні рішення місцеві громади або через судові процеси гальмують і взагалі унеможливають будівництво об'єктів навіть при наявності у забудовників дозвільних документів. Має місце також зниження

окремими забудовниками активності, зокрема і через військовий стан в країні. Однак наразі на різних стадіях освоєння знаходиться близько 20 МГЕС загальною потужністю понад 30 МВт. (див. Табл.1). Реально в ближній перспективі здійснити спорудження МГЕС ще на понад 20 МВт. Враховуючи, що уже діють МГЕС загальною потужністю 15,6 МВт та гребельна Тербле-Ріцька ГЕС потужністю 27 МВт можна планувати доведення загальної кількості генеруючих потужностей МГЕС в середньостроковій перспективі до понад 100 МВт. Це буде складати тільки 7,4% від економічно доцільного потенціалу малих річок Закарпаття. В перспективі реально освоїти хоча б 40% економічно доцільного потен-

№ п/п	Місце розташування	Назва річки	Потужність, кВт
1	смт.Міжгір'я, Хустський район	Ріка	1000
2	с Запереділля, Хустський район	Ріка	1000
3	с. Бедевля, Тячівський район	Тересва	3500
4	с. Вільзівці, Тячівський район	Тересва	1000
5	с. Добрянське, Тячівський район	Тересва	1000
6	с. Дубове, Тячівський район	Тересва	1500
7	с. Калини 1, Тячівський район	Тересва	1000
8	с. Калини 2, Тячівський район	Тересва	1000
9	с.Кругле, Тячівський район	Тересва	1500
10	с. Нересниця 1, Тячівський район	Тересва	1500
11	с. Нересниця 2, Тячівський район	Тересва	1500
12	с. Брустури, Тячівський район	Турбат	1000
13	с. Брустури, Тячівський район	Бертянка	1000
14	с. Терново, Тячівський район	Тересва	1000
15	с. Боржава, Берегівський район	Боржава	1000
16	с. Пийтерфола, Берегівський район	Тиса	5000
17	с. Теково, Берегівський район	Тиса	5000
18	с. Чепи, Берегівський район	Тиса	5000
19	м. Рахів	Тиса	1000
20	м. Рахів	Чорна Тиса	500
21	с. Круглий, Рахівський район	Тиса	2000
22	с. Кваси, Рахівський район	Чорна Тиса	1000
23	с. Косівська Поляна, Рахівський район	Косівська	2500
24	с. Луги, Рахівський район	Стоговець	1000

Таблиця 1. Потенційні локації для спорудження МГЕС на малих річках Закарпаття.

ціалу і практично досягти не тільки само енергозабезпечення потреб населення і господарства області, але й досягти можливості експортування електроенергії. В Табл. 1 приведено тільки незначну частину локацій для можливого будівництва МГЕС. Потенційні забудовники розглядають значно більше ділянок на найбільш перспективних для освоєння річках, а головне там де місцеві громади проявляють зацікавленість до спорудження МГЕС. Найбільш детально інформацію про потенційні ділянки приведено в аналітичній довідці науковців Інституту проблем екології та енергозбереження, які вивчили 367 потенційно можливих для спорудження МГЕС потужністю до 10 МВт та 18 для ГЕС потужністю понад 10 МВт [2].

Зазначимо, що в теперішній час Закарпаття є регіональним лідером щодо розвитку сонячної енергетики. Уже введено в дію понад 240 МВт промислових і дворових сонячних електростанцій, які в літню сонячну пору дня практично забезпечують пікові потреби споживання електроенергії в області [22]. Стрімко розвивається і вітрова енергетика Закарпаття, яка в ближній перспективі може перевершити потужності сонячної і потіснити малу гідроенергетику з другого місця на третє. Однак на відміну від сонячної і меншою мірою вітрової енергетики, генерація яких гірше прогнозована і залежить від погодних умов, мала гідроенергетика добре прогнозована і як високоманеврова є дуже важлива для балансування потужностей енергосистеми. Для прискорення процесу освоєння наявного значного гідроенергетичного потенціалу малих річок, що є критично важливим для сьогодишнього стану ОЕС країни, необхідно консолідувати зусилля органів державної влади, бізнесу, науки і територіальних громад на реалізацію проектів, розробивши чіткі програми дій на різних рівнях (починаючи від зацікавлених місцевих громад до регіонального і державного) і механізми контролю за їх виконанням. Варто також ініціювати прийняття законодавчих актів, якими обмежити в часі освоєння виділених земель для будівництва МГЕС. Відомі факти зволікання з реалізацією проектів, на які понад 10 років виділено землю і навіть отримано усі дозвольні документи на спорудження МГЕС, а забудовник певно очікує вдалого перепродажу локації. Що стосується гальмування процесів реалізації проектів через судову тяганину із упередженими в рішеннях «зеленими активістами», то варто також активніше задіяти можливі правові механізми притягнення до відповідальності тих хто здійснює таку діяльність на замовлення або взагалі є колабораціоністами і працюють на агресора України.

Подальший розвиток гідроенергетики, попри чималу кількість цікавих інвестиційних пропозицій, гальмується через тривалий процес збалансування інтересів між регіональною владою і органами місцевого самоврядування, органами місцевого самоврядування і інвестором, органами місцевого самоврядування і громадськими активістами, інвестором і територіальними громадами та громадськими активістами. Баланс інтересів досягнути би було легше за наявності науково-обґрунтованих і затверджених стратегій розвитку територій місцевих громад та належного районного і обласного планування. З широкою громадськістю потрібно проводити системну просвітницьку діяльність із залученням різнопрофільних фахівців (екологів, географів, економістів, енергетиків, будівельників, юристів та ін.), об'єктивно інформуючи її як про можливі негативні наслідки об'єктів нового будівництва, так і про соціальні та економічні вигоди для громади і країни. Важливо мінімізувати вплив на думку мешканців громад від фейків, які умисно поширюють «зелені активісти», створюючи несприятливий інвестиційний клімат та гальмуючи розвиток громад [23]. Безперспективною є практика прийняття вольових (неправомірних) рішень, щодо дозволу або заборони тої чи іншої діяльності по вертикалі владних структур, ігноруючи інтереси територіальних громад. Проблем не виникає там де громади об'єктивно проінформовані, а інвестор подбав про правильний вибір місця зведення МГЕС та надав детальну інформацію про плановану діяльність територіальній громаді, окресливши мінімізацію впливу на довкілля та економічні і соціальні вигоди громаді. Безперечно, розвиток гідроенергетики Закарпаття повинен прискорюватися для реалізації власних регіональних програм та енергетичної і низьковуглецевої стратегій України.

Висновки

Розвиток малої гідроенергетики Закарпаття є доцільним, перспективним і гармонійно поєднується із пріоритетними напрямками її стійкого соціально-економічного розвитку на тривалу перспективу. Прискорення спорудження об'єктів малої гідроенергетики сприятиме залученню в економіку регіону значних інвестицій, створенню умов стійкого довгострокового розвитку місцевих громад, покращенню стану русел водотоків (берегоукріплення, реконструкція мостів, екологізація прибережної зони тощо), а також сприятиме досягненню показників низьковуглецевої та енергетичної стратегій України.

Література

1. Регіональна стратегія розвитку Закарпаття на період 2021-2027 років. (Рішення сесії облради від 20.12.2020 р. №1631).
2. Мала гідроенергетика. Т.1. Аналітичний огляд.//Автори: Вовчок В.,Тесленко О., Самченко О.; Редакція Єрмілов С., К: Інститут проблем екології та енергозбереження, 2018.-181 с. <https://energyukraine.org/>
3. Ободовський Ю.О. Гідроморфоекологічна оцінка руслових процесів та гідроенергетичного потенціалу річок Верхньої частини басейну Тиси (в межах України) //Дисертація на здобуття наукового ступеня канд. геогр. наук К: КНУ ім.. Т. Шевченка. 2017. <https://uacademic.info/ua/document/0417U004108>
4. Башинська Ю.І. Перспективи розвитку малої відновлювальної енергетики в Західному регіоні України. Інвестиційно-інноваційні засади розвитку національної економіки в ринкових умовах. 23-24 лютого 2015, Ужгород, Україна.
5. Василько П.Ф. Мала гідроенергетика: світові тенденції розвитку та українські перспективи// Електропанорама, 2010.- №3
6. Петровський А. Енергетичне самозабезпечення регіону на прикладі Закарпатської області // Зелена Карпати. — 2003. — № 1-2.- С. 60-67.: табл.
7. Малош Б.В. Мала гідроенергетика як перспективний напрямок розвитку альтернативної енергетики на регіональному рівні. Науковий вісник Ужгородського університету.Серія Економіка. Вип.30. Ужгород: 2010.- С. 123-130.
8. Щербина О. Гідроенергетика Західного регіону/ О. Щербина // Зелена енергетика. — 2003. — № 2(10). — С. 20-21
9. Коперльос Б.М. Відновлювана енергетика в умовах Закарпаття. Збірник наукових праць ЛОГОС, 49-51. <https://doi.org/10.36074/26.06.2020.v1.19>
10. Екологічний стан водотоків басейну Верхньої Тиси (українсько-румунська ділянка) / за ред. С.О. Афанасьєва. Ужгород : ІВА, 2010. — 36 с.
11. Поп С.С. Природні ресурси Закарпаття. Видання третє, доповнене і змінене: Ужгород. «Карпати», 2009, 340с.; іл 32 <https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/handle/lib/23654>
12. Поп С.С., Шароді І.С., Шароді Ю.В., Ганзел А.В. Гідроенергетика Закарпаття: стан та перспективи розвитку. УГЖ, 2015, № 2, С.65-71. <https://doi.org/10.15407/ugz2015.02.065> Ukr. geogr. z. 2015, N2:65-71
13. Поп С.С. Гідроенергетичний потенціал Закарпаття: стан та перспективи його раціонального використання. Науковий вісник Ужгородського ун-ту. Серія: Географія.Землеустрій.Природокористування. 2013,- С.98-111 <https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/handle/lib/1386>
14. Поп С.С., Шароді І.С. Освоєння відновлюваних енергетичних ресурсів Закарпатської області в контексті збалансованого розвитку // Укр. геогр. журн. 2022. № 2.С.36-44. [Українською мовою]. DOI: <https://doi.org/10.15407/ugz2022.03.036>
15. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” від 18 серпня 2017 р. № 605-р. <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
16. Закон України “Про альтернативні джерела енергії” [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua>.
17. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу» (Відомості Верховної Ради України, 2009, N 13, ст.155) <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/601-17#Text>
18. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України / За ред. А.К. Шидловського. — Київ, 2001
19. Інститут відновлюваної енергетики НАН України <https://zakarpattya.net.ua/News/90392-Enerhetychnyi-potentsial-vid>
20. До 10-ї Міжнародної конференції гідроенергетиків. Київ: Асоціація гідроенергетиків України, 2024.-23с.; іл
21. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки. Проект / ДП «НЕК «Укренерго» <https://de.com.ua/uploads/0/1704>
22. На Закарпатті у 4,8 тисячі дворів сонячні електростанції, а треба — вчетверо більше. <https://www.ukrinform.ua/rubric-regions/3879119-nacalnik-ova-na-zakarpatti-u-48-tisaci-dvoriv-e-sonacni-elektrostantsii-a-treba-vcetvero-bilse.html>
23. Мешканці села Калини на Закарпатті протестують проти будівництва ГЕС
24. <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/meshkanci-selana-zakarpatti-protestujut-proti-budivnictva-ges/>

Практичний досвід у будівництві та експлуатації гідроелектростанцій у Підгаллі та Татрах

Кшишковські Міхал (Krzyszowski Michał)

Спеціаліст з управління водним господарством компанії ZEW Niedzika SA, Польща, Підгалля.

І Підгалля, і прилеглі Татри є територією, що характеризується дуже різноманітним рельєфом і відносно великою кількістю опадів. Так, якщо середня кількість опадів для Польщі — 650 мм на рік, то, наприклад, для Закопане це — 1100 мм, а для високих частин гір це вже навіть 2000 мм.

Люди завжди намагалися використовувати проточну воду для роботи, і між війнами 1918-1939 років на Підгаллі та в Татрах було приблизно 1000 гідроелектростанцій. Це були не тільки самі ГЕСі, але й млини, крупорушки лісопилки та інші установки, що використовують енергію проточної води.

В даний час у Підгаллі і Татрах є кілька гідроелектростанцій, споруди яких адаптовані до природних умов і потреб інвестора. Нижче наведено кілька прикладів найбільш цікавих і популярних гідроелектростанцій.

1. МГЕС «Долина 5 Польських Ставоків»

Мала гідроелектростанція, яка зараз використовується, — це об'єкт, побудований у 2010 році, оснащений однією турбіною Пельтона та генератором потужністю 80 кВт.

Електростанція живиться від одного трубопроводу (фото 2), який починається від водозабору у Великому Ставку Польською (1665 м над рівнем моря) трубою діаметром 300 мм і закінчується в долині Розтока на Баковій Скалі (1450 м над рівнем моря, рівня) з трубопроводом 200 мм.

Перепад рівнів між верхньою та нижньою станціями становить 215 м.

Турбіна оснащена двома регульованими форсунками з максимальною продуктивністю 30 л/с, що дозволяє генератору досягти максимальної потужності 80 кВт.

Електростанція розташована на території Татранського національного парку.

Вся вироблена енергія використовується на місці, тому що електростанція працює від окремої мережі, тобто є джерелом електроенергії для туристичного притулку «У Долині 5-ти Польських Ставоків», а саме для: освітлення, опалення, господарських



Фото 1.

Фото 1. Біля МГЕС побудовано туристичний комплекс "У Долині 5-ти Польських Ставоків"

Фото 2. Підвідний трубопровід МГЕС



Фото 2.

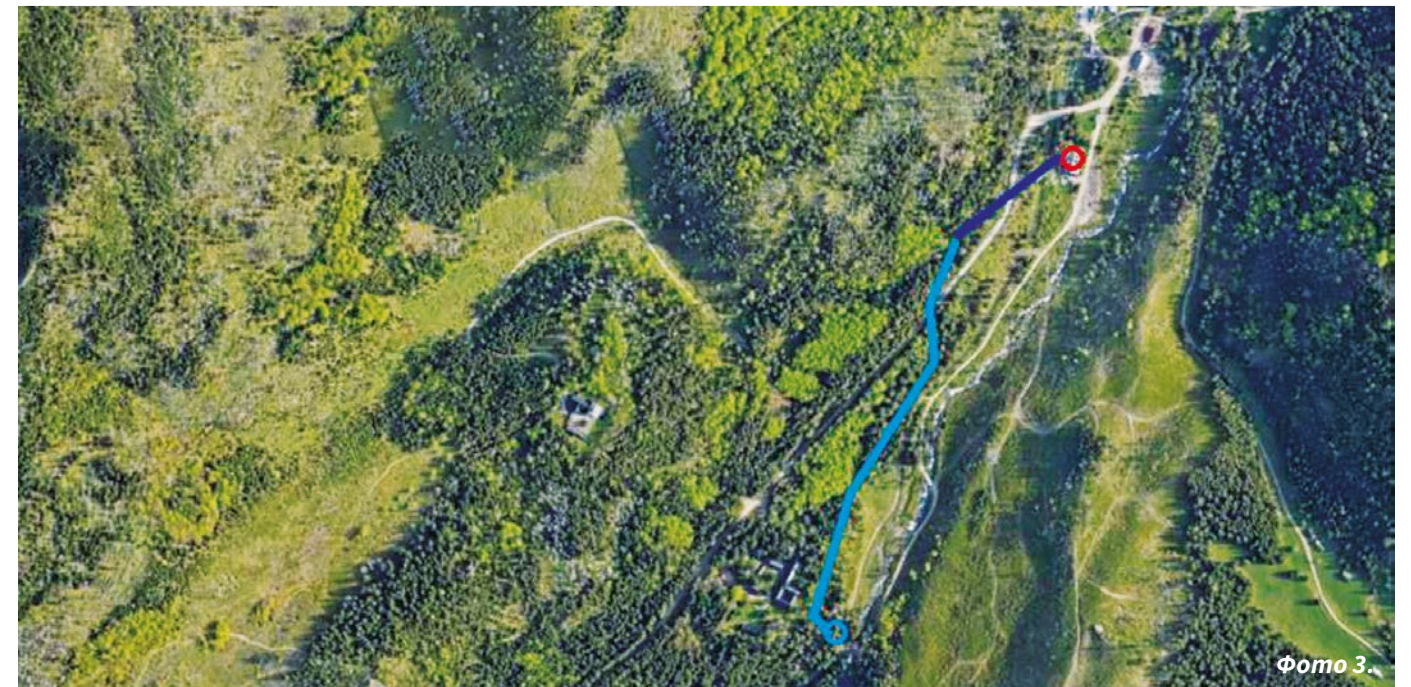


Фото 3.



Фото 4.



Фото 5.



Фото 6.



Фото 7.

Фото 3. Карта розташування Кузницької МГЕС із маршрутом напірного трубопроводу та відкритого каналу подачі.

Фото 4. Водозабір на гірському струмку для потреб Кузницької МГЕС

Фото 5. Відкритий канал живлення Кузницької МГЕС

Фото 6. Напірний трубопровід, що подає воду до будівлі МГЕС Кузницька

Фото 7. Інтер'єр будівлі Кузницької МГЕС.



Фото 8.



Фото 9.



Фото 10.

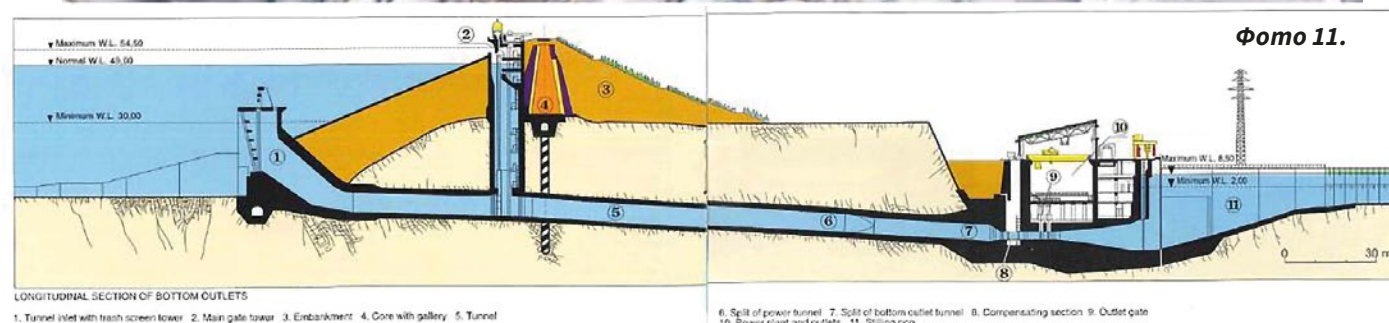


Фото 11.

Фото 8: Вигляд водозабору МГЕС "Вексманд" та водозливного водосховища

Фото 9: Інтер'єр МГЕС "Вексманд"

Фото 10: Комплекс водосховищ з електростанцією-ми ГАЕС Нієдзіка та МГЕС "Сромовіце"

Фото 11: Розріз ГАЕС Нієдзіка

потреб та очисних споруд). Ця електростанція є приватною власністю.

2. Кузницька МГЕС

Іншим цікавим об'єктом, розташованим нижче попередньої електростанції, є електростанція в Кузницях, розташована на висоті приблизно 1032 м над рівнем моря.

Електростанція в Кузницях працювала ще до Другої світової війни, але в 2003 році її ґрунтовно модернізували. Вона, як і попередня МГЕС, є похідною електростанцією (фото 3), водозабір на потоці (фото 4) переходить у відкритий приточний канал (фото 5) довжиною 420 м, на кінці якого починається напірний трубопровід діаметром приблизно 1200 мм і довжиною приблизно 38 м (фото 6), що подає воду безпосередньо до будівлі електростанції (фото 7).

Електростанція має дві горизонтальні турбіни потужністю по 130 кВт, які працюють при номінальній витраті 0,4 м³/с.

Електростанція належить енергетичній компанії «Таурон».

3. МГЕС «Вексманд»

Ця мала ГЕС, побудована на річці Дунаєць у 1996 році, працює на базі раковини, наповненої водою.

Електростанція оснащена двома турбінами Каплана потужністю 2 x 130 кВт.

МГЕС «Вексманд» належить громаді поселення Новий Тарг і виробляє електроенергію для її нагальних потреб.

4. Комплекс гідроелектростанцій Нієдзіка S.A.

Комплекс двох гідроелектростанцій, тобто головної, гідроакумуючої, електростанції (ГАЕС) потужністю 92 МВт, що використовує дамбу Нієдзіцької греблі, та руслової малої гідроелектростанції, що використовує дамбу резервуару вирівнювання і працює на базі 4-х заглибних турбін фірми Flygt потужністю 510 кВт і однієї турбіни фірми Voith потужністю 300 кВт.

Основні характеристики ГАЕС Нієдзіка: ГАЕС оснащена 2-ма турбінами Deriaz, потужністю 46 МВт кожна, водовід: 2 x 120 м³/с, ухил — 46 м.

Основні характеристики МГЕС «Сромовіце»: 4 вертикальні турбіни Каплана потужністю 510 МВт кожна та 1 горизонтальна турбіна Каплана потужністю 300 кВт, водовід: 32 м³/с, ухил: 10,3 м.

Обидві електростанції створюють дуже гнучку гідроенергетичну систему.

Нижня, менша руслова електростанція (МГЕС Sromowce) забезпечує постійне електропостачання споживачів енергії, а гідроакумуюча електростанція (Niedzica Power Plant) дозволяє виробляти енергію в період найбільшого попиту, а також оскільки дозволяє зберігати її в період надлишку внаслідок роботи нестабільних джерел, таких як фотоелектричні та вітрові електростанції. Водосховища Niedzica і Sromowce Wyzne мають фундаментальне значення з точки зору захисту від повеней і регулювання стоку в річці Дунаєць.

Наведений вище огляд чотирьох різних рішень для різних умов регіону Підгалля дозволяє нам бути оптимістичними щодо технічних можливостей розвитку гідроенергетики в гірських районах, і маючи багаторічний досвід експлуатації, я переконаний, що такі рішення поєднують максимізацію енергоефективності з мінімізацією негативний вплив на навколишнє середовище.

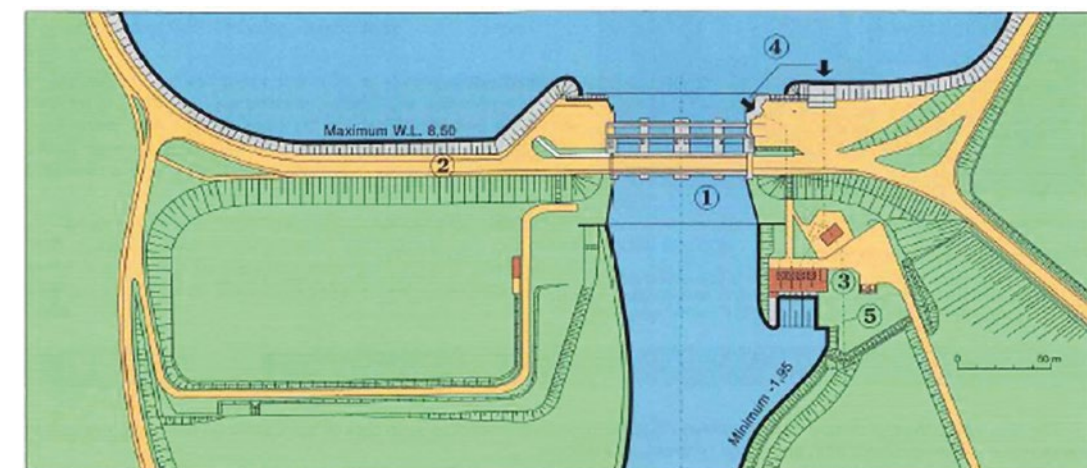


Фото 12. МГЕС "Сромовіце"

Розподілена генерація та енергетичний менеджмент громади: як є і як має бути.

Кучер Сергій

Заступник директора Департаменту з управління персоналом та соціальними питаннями ПрАТ «Укргідроенерго», Україна, м. Вишгород.

Анотація

Дана стаття є частиною більшої роботи про проект розвитку енергозабезпеченості однієї з громад. В цій статті увага приділяється загальним проблемам розвитку розподіленої генерації, оскільки робота над підготовкою проектної пропозиції потребувала ширшого погляду, який формує правильний фундамент для концептуального рушення щодо енергетичного розвитку територіальної громади і її адміністративного центру. Оскільки тема розподіленої генерації зараз знаходиться в фокусі суспільної уваги, то було прийнято рішення окрему частину присвятити огляду та аналізу розподіленої генерації взагалі, для розуміння можливих меж проекту в подальшому, і врахування розвитку початкової концепції вже через 5-7 років після впровадження.

Розподілена генерація, як механізм покращення ситуації, що склалася наразі в Україні.

За дуже сумних причин Україна опинилася на передовому рубежі низьковуглецевої енергетики і розгортання низьковуглецевої економіки. Хоча всерйоз в експертному середовищі енергетиків ще кілька років тому це не сприймалося як реалістичне майбутнє, зокрема з причин забезпечення надійної і стійкої енергосистеми, енергетичної безпеки і гарантованого забезпечення споживача при таких структурах генеруючих потужностей.

Внаслідок ракетних ударів по 2022-2024 рр. зменшилася кількість енергоблоків, здатних виробляти електричну енергію. Це в першу чергу стосується вугільних ТЕС, в меншій частині ТЕЦ на природному газі і великих гідроелектростанцій.

Зараз з'явилася велика кількість різних публікацій щодо розвитку розподіленої генерації, в них часто йдеться про різні речі, які можуть бути як пов'язаними між собою, так в конкретних умовах і не пов'язаними. Наприклад:

1) Проекти розвитку енергонебезпечності громад шляхом встановлення ВДЕ.

Проаналізувавши опис цих проектів можна пересвідчитися, що насправді в цих проектах мова йде про встановлення малих СЕС та ВЕС в населених пунктах і збільшення таким чином частки ВДЕ в енергетичному балансі країни. Головним рушієм цих проектів є зелений тариф на електроенергію, наявність недорогого підключення в мережі ОСР і можливість отримання в громаді території для зручного розміщення генерації. Насправді ці проекти, при безумовно позитивному їх сенсі не вирішують ні проблеми енергонебезпечності ні навіть оптимальності енергозабезпечення. Підвищення енергонебезпечності громади має такі складові: генерація на території громади (СЕС, ВЕС, міні-ГЕС, спалювання побутових відходів, когенерація через теплокомуненерго або автономні котельні великих будівель); наявність зв'язків по локальній електричній мережі для роботи критичної інфраструктури в режимі острова; наявність розумних лічильників у споживачів і можливості споживачів корегувати своє споживання в залежності від обмежень, але без відключень; оптимізація енергоспоживання і питомих витрат енергії; культура користування і навички раціонального енергоспоживання. Також дуже рекомендується мати акумуляторні накопичувачі у споживачів і аварійні дизель-генератори в будівлях критичної інфраструктури

2) Проекти аварійної розподіленої генерації (когенерації)

Ці проекти, що наразі впроваджуються як аварійні і як правило є міжнародною допомогою органам місцевого самоврядування, фокусуються на встановленні малих когенераційних установок, які в умовах обмежень енергоспоживання зможуть (переважно в холодну пору року) утримувати теплових споживачів і електричну частину критичної інфраструктури населеного пункту (власні електричні потреби котелень, водоканал, лікарні, пункти обігріву населення і укріття, адмінбудівлі органів влади, місцева мережа зв'язку)

3) Енергокооперативи.

В межах чинного законодавства енергетичні кооперативи фокусуються на створенні групової

власності на засоби виробництва електроенергії в межах одного населеного пункту для продажу товарної продукції на ринку з розподілом прибутку.

4) Класична розподілена генерація,

В цьому випадку ВЕС, СЕС, малу ГЕС будує власник — інвестор з метою продажу електроенергії по «зеленому» тарифу і в рамках цього будівництва щось буде для громади, що дозволила відвести землю. В цьому випадку енергонебезпечність громади може взагалі не покращитись, якщо інвестор розподіленої генерації і районні електричні мережі не додадуть до схеми автоматику розділення навантаження і роботу в режимі острова з утриманням балансу і частоти.

5) Велике підприємство на території громади буде для власних потреб котельню і когенерацію, але додає можливість відпуску теплоти і електроенергії навколишнім споживачам.

Це зараз нечастий випадок, коли виробник включає в свій енергетичний баланс населення, але саме сучасні умови роблять цей варіант "win-win".

6) Побутовий споживач, що встановив в себе СЕС потужністю до 50 кВт

Це широко розповсюджена ситуація, щодо стимулюється чинним законодавством і динамікою його змін для подальшого розвитку такої побутової генерації. Лише в останній період внесено зміни в законодавство щодо роботи в ринку електроенергії агрегації, активного споживача, додаткові до «зеленого тарифу» фінансові механізми.

Кожен з цих випадків має різну цінність для енергосистеми України, як в частині стабільної роботи, так і в частині енергетичної безпеки в конкретному населеному пункті. Також ці варіанти мають різну місцеву проблематику і індивідуальні особливості щодо стійкої роботи розподільчих мереж.

ТЕЗА — В умовах відсутності можливості фінансування великих проектів нової генерації і об'єктів системи передачі потік нових МВт генерації буде створюватись в основному за рахунок розвитку розподіленої генерації у побутового і промислового споживача. Інвестор в класичну генеруючу електростанцію, що віддає електроенергію в ринок в сучасних умовах завжди буде програвати конкуренцію виробнику, що встановить в заводському периметрі таку ж саму електростанцію, що буде забезпечувати електроенергією основне виробництво промислових товарів.

В енергосистемі СРСР лише дуже великі та складні промислові комбінати могли дозволити собі утримувати власну генерацію, переважно на теплофікаційному циклі у вигляді ТЕЦ з котлами і паровими турбинами.

Зараз промислове підприємство, що хоче власну генерацію, має чудовий вибір з лінійки обладнання для задоволення власних потреб в виробництві пара, тепла холода, електроенергії — комбінацію з теплового насоса, газопоршньової когенераційної установки, сонячної електростанції. Потужність комплексу починається від приблизно 50 кВт, а сучасні системи керування дозволяють цілком надійні автоматичні режими. Це дозволяє промисловим підприємствам забезпечувати себе дешевшими енергоносіями для виробництва, ставати активними споживачами на ринку електричної енергії і мати з цього додатковий дохід, більш того, в багатьох європейських країнах така когенераційна електроенергія має статус низьковуглецевої і дозволяє отримувати «зелені» гарантії походження.

Ця теза підтверджується статистикою введення нових генеруючих потужностей в Україні за 2024 рік. Це приблизно 900 МВт, з яких по різних оцінках не менше ніж 800-850 МВт — малі сонячні електростанції.

Розподілена генерація переживає новий бум, вона має низькі вхідні бар'єри як для власника генерації, так і для виробників а також інжинірингових і монтажних фірм. При цьому, оскільки електроенергетика є галуззю проміжного продукту, що є необхідним для виготовлення кінцевих товарів, призначених для споживання, і оплату здійснює переважно промисловий і комунальний споживач, то слід очікувати нового інвестиційного буму в енергетичні системи промислових підприємств і інфраструктури населених пунктів. Мається на увазі не лише діджиталізація і розумні мережі, які є інструментом, головним трендом стає зближення точок виробництва і споживання електричної енергії на одному просторовому квадраті, в ідеалі — в одному майданчику комерційного обліку. Така енергія «випадає» з ринку електричної енергії, підприємство окрім того що отримує дешевші енергоресурси і імідж екологічного, додатково економить на обігових коштах передплати за електроенергію.

В умовах системного дефіциту електроенергії ситуація ускладнюється, вже можливе як просто недовиробництво, так і зупинка з втратою недообробленої сировини. В місцевих громадах — це втрата циркуляції в мережах водоканалу і теплокомуненерго. Станом на 2021 рік житлово комунальне господарство споживало 15% від річного балансу електроенергії в країні, в великих містах можна ще додати електротранспорт.

В сучасних умовах, промисловий споживач як правило, у власних технологічних мережах буде собі СЕС з потужністю, що в червні-липні в денні години піку сонячної генерації дорівнює потужності

власного споживання, що відповідає потужності споживання або незначно її перевищує (на більше 15-20%). В останньому випадку не межі споживач-ОСР виникає певний профіцит і в ринок заходить ще одне джерело розподіленої генерації. Відмінність від класичної генерації на продаж і генерації промисловим підприємством в тому, що в них різна вага ризиків недогенерації. Власник класичної генерації досить спокійно відноситься до зменшення потужності, оскільки штрафні санкції за відхилення від графіку не критичні, він спробує це компенсувати в наступні періоди року, просто зменшується прибутковість. У випадку промислової генерації для власного споживання, збитки вже дорівнюють втратам від недовипуску основної продукції і добре, коли можна оперативно докупити електроенергії на ринках реального часу. Тому промисловість завжди резервує в себе як мінімум два альтернативні джерела отримання електроенергії. Така власна генерація завжди розраховується на окупність в нормальних умовах і здійснює тиск на ринок — або надлишковою, відносно власного споживання генерацією, або просто «викусуванням» платоспроможного споживача з графіку споживання енергосистеми.

Цікаво було б подивитись статистику, якщо така є, яке зараз співвідношення в кінцевому балансі електроенергії країни співвідношення вертикально розподіленої електроенергії (тобто, за ланцюгом «генерація — ОСП — ОСР») і порівняти з обсягами електроенергії:

- розподіленої генерації, що пройшла лише через мережі ОСР;
- виробництва для власного споживання, що в загальному вигляді може навіть не потрапляти в статистику АСКОВЕ (хоча згідно останніх вимог Кодексу комерційного обліку навіть власник генерації що використовується лише для власних потреб без видачі потужності в ОЕС України повинен мати окрему АСКОВЕ і передавати дані такої генерації Адміністратору комерційного обліку. Очікувано дуже невелика кількість таких малих електростанцій виконують цю вимогу, адже встановлення сертифікованій АСКОВЕ і їх обслуговування потребує немалих витрат, які автоматично покладаються на собівартість виробленої електроенергії).

Але така розподілена генерація в оптимальних конфігураціях великих енергосистем і промислового характері економіки закриває приблизно до 20% загального балансу електроенергії, решта споживання закривається все-таки великими електростанціями — атомними, вітро, гідро. Економічно недоцільно і технічно неможливо збудувати енергосистему кра-

їни, що буде складатися з абсолютно збалансованих районів на рівнях область-район-громада. Також слід мати на увазі частку наявної в Україні атомної генерації яка тримає на собі річний баланс країни, а також велику гідроенергетику, яка тримає на собі регулювання балансів в режимах реального часу.

З іншої сторони, для забезпечення глобальних вимог частки ВДЕ в сумарному балансі енергосистеми 50% і більше, треба реалізувати суттєві зміни в архітектурі електричних мереж, ринкових правилах і в системі диспетчеризації. Але велика енергетика, на відмінність від промислової і побутової, це вже набагато більш консервативний ринок з високими вхідними бар'єрами для виробників, хоча конкуренція в цьому сегменті також велика. І заходження інвестицій у велику енергетику — це процес більш інертний, оскільки інвестором в нове будівництво генерації виступає не безпосередньо кінцевий платник електроенергії, а власники попередніх ланцюгів постачання, а в них свої додаткові ризики і обмеження цін.

Таким чином розподілена генерація має свої переваги і закриває певні місцеві проблеми, особливо в режимі для власних потреб. Скажемо так — вона може помітно покращити симптоми хвороб великої генерації, але аж ніяк не вилікувати саму хворобу.

З точки зору власності, розподілена генерація має в умовах України три основних варіанта власника, ці варіанти є визначальними для їх поведінку в ринку.

1. Інвестор — юридична особа, що будує електростанцію до 20 МВт
2. Побутовий споживач що на своїй території будує міні СЕС потужністю до 35-50 кВт
3. Колективний споживач, що будує генерацію в першу чергу для забезпечення власних потреб у теплі і електроенергії. Найбільш характерний випадок — місцева громада створює енергетичний кооператив, що виробляє електроенергію для комунальних і бюджетних підприємств, що знаходяться на балансі громади, в яких громада є мажоритарним акціонером. Цей випадок має більш юридично простий випадок, коли промислове підприємство будує блок-станцію і таким чином закриває свою потребу або більшу її частину.

Розподілена генерація, глобальний огляд.

Немає чіткої статистики, якою є частка розподіленої генерації в загальній частині генерації, це обумовлено відсутністю єдиної методології до того, що вважати розподіленою генерацією

Далі наведемо декілька прикладів (<https://www.windygrid.org/295-bayod.pdf>)

Країна / Міжнародне об'єднання	Класифікація distributed generation
CIGRE (Міжнародне зібрання з великих енергетичних систем)	Розподілена генерація має такі ознаки • Не включена в централізоване планування • Не має централізованої диспетчеризації • Зазвичай приєднана до розподільчих мереж • Потужність менш ніж 50 МВт
Бельгія	Когенераційна установка, приєднана до розподільчих мереж
Фінляндія	Джерело потужністю менше 20 МВт, що не має централізованої диспетчеризації і приєднане до розподільчих мереж
Естонія	Джерело потужністю менше 50 МВт для місцевого споживання або для продажу комунальним підприємствам
Данія	Джерело, для якого відсутні договірні відносини між власником і оператором системи передачі
Болгарія	Джерело потужністю менше 10 МВт, не має централізованого планування і підключене до розподільчих мереж
Франція	Електростанція приєднана до енергосистеми, власник якої є третьою стороною
Угорщина	Джерело потужністю менше 10 МВт, що використовує ВДЕ або когенерацію, що використовується для виробництва теплоти
Італія	Когенераційна установка потужністю менше 1 МВт, що працює на кінцевого споживача
Нідерланди	Генерація, що не використовується для балансування енергосистеми
Норвегія	Джерело, що приєднане до розподільчих мереж
Польща	Джерело електроенергії або теплоти, приєднане до споживача
Румунія	Децентралізовані джерела, що мають потужність меншу за 50 МВт
Словачія	Джерела потужністю менше 100 МВт, що не мають централізованого планування і диспетчеризації і приєднані до розподільчих мереж
Іспанія	Модульна генерація потужністю менше 50 МВт, що розташована на території споживача
Швеція	Джерело приєднане до розподільчих мереж або до мереж споживача
Великобританія	Джерело, що не приєднане до системи передачі

Тому різні аналітики по різному оцінюють ринок розподіленої генерації, в звітах за 2023 рік наводяться оцінки світового ринку від 150 до 250 млрд. дол США, що відповідає частці в загальній генерації 10-20%. Також по різному оцінюються і перспективи, але в цілому по розглянутим прогнозам експерти оцінюють темпи розвитку розподіленої генерації в коридорі 6,5-13,6% в рік, що помітно вище загального приросту виробництва електричної енергії. На межі 2030 року світовий ринок розподіленої генерації оцінюється в 400-600 млрд. дол. США.

В частині технологій є широкий вибір, між собою конкурують міні СЕС, міні ВЕС, міні ГЕС, мікротурбіни, турбіни з камерами горіння, газопоршньові двигуни. Найбільшу частку приросту в наступному десятиріччі

по прогнозам забезпечить фотовольтаїка. Це обумовлено як програмами державної підтримки в багатьох країнах, так і в простоті володіння такою генерацією.

Якщо подивитись на розподілену генерацію в частині її споживачів, то тут стандартна трійця: комерційна нерухомість (сюди входять і адміністративні будівлі), промисловий споживач, побутовий споживач. Станом на 2020 рік комерційний і промисловий споживач тримали разом 70% ринку, по прогнозам очікується утримання їхньої домінантної частки у зв'язку із темпами урбанізації і концентрації проживання населення. Розподілена генерація в частині побутового споживача буде розвиватись за рахунок енергонасичення сільської місцевості і невеликих міст.

В частині пропозиції обладнання для розподіленої генерації ринок дуже конкурентний, темп задають дуже поважні гравці, спроможні запропонувати рішення під ключ будь якого масштабу та рівня складності. Наприклад це Schneider Electric, Vestas Wind Systems, Rolls-Royce Power Systems, Toyota Turbine and Systems, Capstone Turbine Corporation, Ansaldo Energia, Bloom Energy, Caterpillar Energy Solutions, Samsung E&A, Doosan Enerbility, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries, Siemens Energy, MAN Energy Solutions, Huawei — перелік далеко не вичерпний. За ними дуже щільно йде другий ешелон, а ще є третій ешелон китайських виробників, які пропонують дуже низькі ціни на окреме, цілком спроможне обладнання.

По характеру приєднання до енергосистеми розділяють

- *On-Grid* (доступна і комунікує з системою передачі)
- *Off-Grid* (недоступна і не комунікує з системою передачі)

Як бачимо з наведеної діаграми, в розподіленій генерації частка генерації, цілком незалежної від енергосистеми, складає приблизно 40%, що еквівалентно 5-8% від всієї генерації. Така частка не може суттєво сплинути на операційну безпеку в нормальних умовах (слід мати на увазі, що розподілена генерація умовно рівномірно розподілена по всій території країни, а потужність генеруючої одиниці в розрізі критерію N-1 не викликає занепокоєння), хоча звичайно не можна виключати локальний вплив на рівні адміністративної одиниці / енергорайону. На завершення слід відмітити, що експерти констатують, що основною умовою і одночасно драйвером розвитку розподіленої генерації є розвиток мікромереж і smart grid.

Вищенаведений міжнародний огляд доводить, що розподілена генерація це цікавий сегмент за-

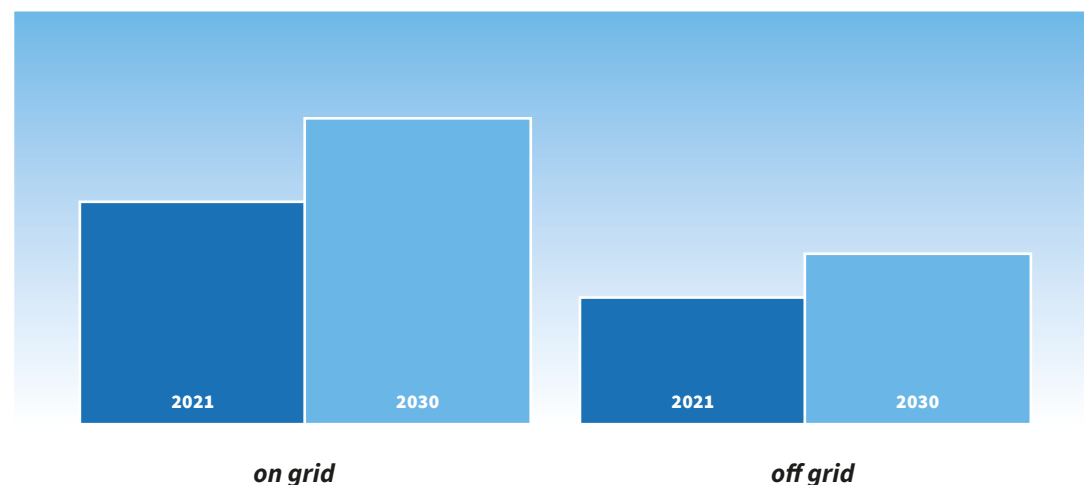
гального ринку, який не може виконувати глобальну задачу енергозабезпечення країни, але який може вирішувати певні місцеві проблеми енергозабезпечення, органічно вписуючись в місцеву комунальну і економічну інфраструктуру

Частина II

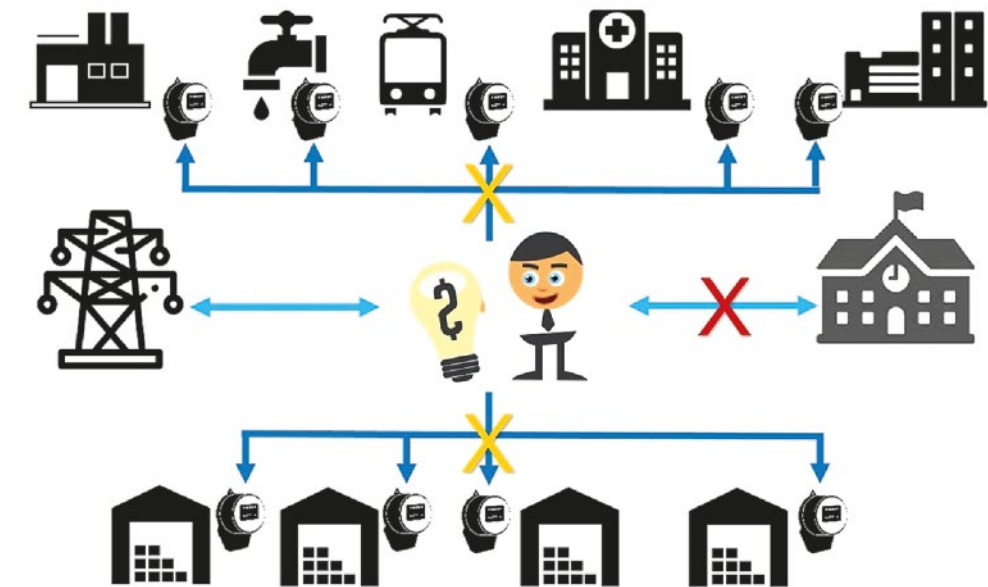
Теза. Як один з варіантів розвитку енергетики в окремому населеному пункті — адміністративній одиниці що має на балансі комунальне господарство є згрупування бюджетних і комунальних підприємств з СЕС, що будуть встановлені громадою і їх координація режимів виробництва і споживання електроенергії через комунальний центр енергоменеджменту, який може належати енергокооперативу або одному з комунальних підприємств або безпосередньо громаді.

Правовими підставами для створення і роботи такого центру будуть Закони України «Про альтернативні джерела енергії» «Про ринок електричної енергії» та Постанова КМУ від 22.12.2021 №1469 «Про впровадження систем енергетичного менеджменту» згідно якої міські, районні, держадміністрації, підприємства, установи та організації, що належать до сфери управління органів державної влади отримали статус органів впровадження систем енергетичного менеджменту, а сам енергоменеджмент — це система управління, що визначає енергетичну політику, цілі, енергетичні завдання та управлінські рішення, спрямовані на їх досягнення і передбачає інформаційні, організаційні, кадрові, фінансові та технічні заходи щодо планування і управління ефективністю споживання енергетичних ресурсів. У разі створення кооперативу, він буде керуватись також Законами України «Про кооперацію» та «Про споживчу кооперацію».

Найпростіша конфігурація проекту передбачає обмежений набір учасників з найбільш енергоємних комунальних підприємств і бюджетних установ.



Комунальний центр енергоменеджмента (поточна модель)



Основні принципи частини проекту щодо комунальної інфраструктури.

Коментар — межа доцільності вираховується в місцевих умовах, наприклад будівля складу що не опалюється і працює через день — наочно, що ставити лічильник групи А не окупиться. Але можливо на наступних етапах розвитку включити його в балансуючу підгрупу і відповідно в постачати енергію через центр енергоменеджменту.

2. Економічний сенс проекту в цій конфігурації — переведення комунальних і бюджетних установ з лічильниками групи Б на лічильники групи А і централізовані закупівлі з цінами РДН і самобалансуванням в реальному часі через центр комунального енергоменеджменту.

3. Як правило, ядром групи комунальної генерації повинно стати підприємство водопостачання, як найбільший промисловий комунальний споживач громади що має певний досвід, інженерний і технічний персонал для початку розгортання.

4. При встановленні нових СЕС з'явиться можливість ще більшого відходу закупівель з роздрібного ринку на організовані сегменти оптового і перенесення профіциту виробництва СЕС на споживання власними бюджетними споживачами.

5. В першу чергу СЕС спрямовуються в монтаж на лікарні, потім на дошкільні заклади і адмінбудівлі, в останню чергу на школи (школи — це взагалі відкрите питання, оскільки в період активного виробництва СЕС з травня по серпень школи практично не працюють). На кожному об'єкті встановлюється СЕС по схемі «позаду лічильника» із створенням єдиного майданчику комерційного обліку, при цьому потужність СЕС оптимізована для покриття потужності

споживання саме цим об'єктом, для мінімізації перетоків на інші об'єкти і відповідно технологічних і фінансових втрат в розподільчих мережах.

6. Підприємство водопостачання експлуатує власну СЕС і корегує графік закачки води під можливості СЕС.

7. Ці об'єкти, що підключені до Центру енергоменеджменту, створюють одну балансуючу групу, яку скоріше за все прийме в себе якась велика балансуюча група у якості локальної підгрупи.

8. Якщо після першого етапу впровадження фактична еластичність (гнучкість) електроспоживання водоканалу і накопичувачів дозволить, то можна буде і в бюджетних будівлях навколишніх сіл що входять в громаду, встановлювати СЕС і підключати їх до балансуючої групи.

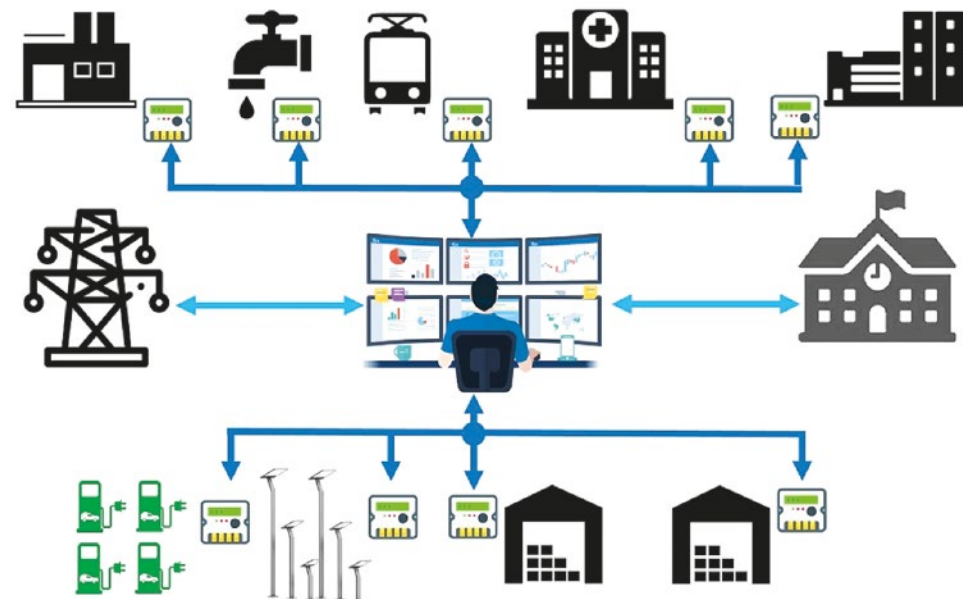
9. Така конфігурація проекту НЕ ПЕРЕДБАЧАЄ залучення інвестора. Все обладнання з самого початку закупав громада на свій баланс.

Для планування закупівель необхідно оперувати фактичними графіками споживання кожною будівлею і прогнозувати зміну в залежності від погодних умов, дня тижня, інших факторів.

Слід відмітити, що зараз комунальні і бюджетні споживачі закупують електроенергію через систему Прозорро, в порядку встановленому Законом України «Про публічні закупівлі». При цьому Ст. 11 цього Закону передбачено, що споживач може здійснити закупівлю товару та/або послуги через централізовану закупівельну організацію.

У разі створення територіального центру енергоменеджменту, що буде закуповувати електроенергію

Комунальний центр енергоменеджмента (цільова модель)



нергію для своїх учасників на ринку електричної енергії, він згідно ст.3 цього ж Закону не підпадає під його дію.

Наразі надати відповідь хто саме буде укладати договори купівлі - продажу електроенергії і яка буде юридична конфігурація цього об'єднання бюджетних установ і акціонерних Товариств, що належать громаді, оскільки має місце перетинання кількох непов'язаних між собою розділів законодавства, зокрема щодо підприємств комунальної форми власності, про ринок електричної енергії, щодо діяльності бюджетних установ, про кооперацію та ін. Але вже є пропозиції крупних трейдерів, що готові брати на себе такі функції централізованого балансування і закупівель на ринку для колективного комунального споживача. Цей тренд в 2025 році рухається в основному від громад що встановили в себе когенераційні газопоршнєві установки і перед ними постало питання комерційної роботи з купівлі продажу електроенергії.

Економічний сенс цього підходу до комунального енергогосподарства полягає в тому, що зменшення ціни на електроенергію для підприємства водопостачання призводить до зменшення тарифів на водопостачання і відповідно — зменшує витрати кожного жителя громади. Зменшення вартості електроенергії для бюджетних установ дозволяє громаді економити на цих статтях витрат їх бюджету і спрямовувати вивільнені кошти на фінансування найбільш нагальних потреб, наприклад додаткове фінансування громадського транспорту, лікарень, утеплення громадських будівель, модернізацію водоканалу — перелік можна продовжувати.

Тому цей варіант безумовно має економічний сенс і безумовне право на життя.

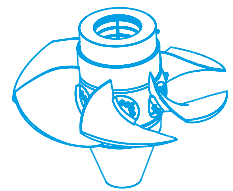
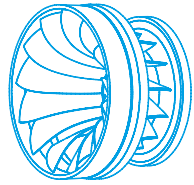
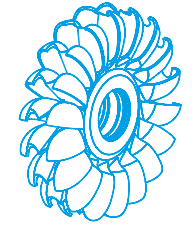
В будь-якому разі кінцеве рішення повинно консолідувати потреби громади в електроенергії, організувати їх централізовану закупівлю та забезпечити оптимальне власне виробництво і акумулювання електроенергії для забезпечення критичної інфраструктури. Це повинно призвести до підвищення ефективності використання коштів громади. По мірі розвитку діяльності можлива трансформація і розширення первинного охоплення за рахунок комунальних і адміністративних будівель інших населених пунктів, що входять в територіальну громаду або підключення побутових споживачів, що проживають на території громади.

Таким чином — розподілена генерація — це генерація що в першу чергу обумовлена локальними ресурсами наявними на території окремого населеного пункту і обсягом сукупним обсягом споживання в цьому населеному пункті.

Масштабування навіть високорентабельної розподіленої генерації за межі населеного пункту де вона працює робить її нерентабельною.

Також необхідно відмітити, що створити в окремому населеному пункті таку систему розподіленої генерації, мережі споживачів, що зможуть довгі періоди часу працювати на повне завантаження в островному режимі від ОЕС України — це дорога і технічно дуже складна концепція, яку громада фінансова «не потягне».

Тому задача розподіленої генерації не замінити собою «велику» енергосистему, а доповнювати її в нормальних режимах і страхувати в аварійних



**Liquid Energy
Solid Engineering**



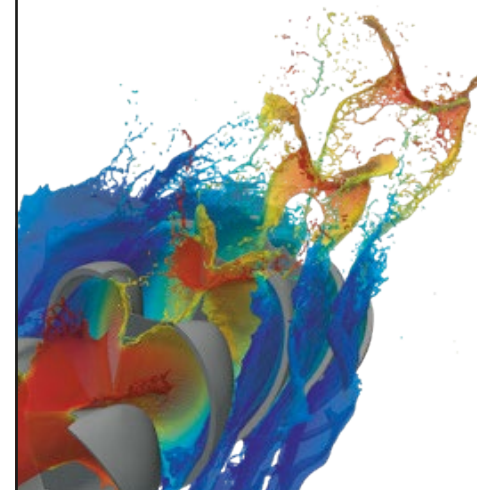
Pelton Turbines



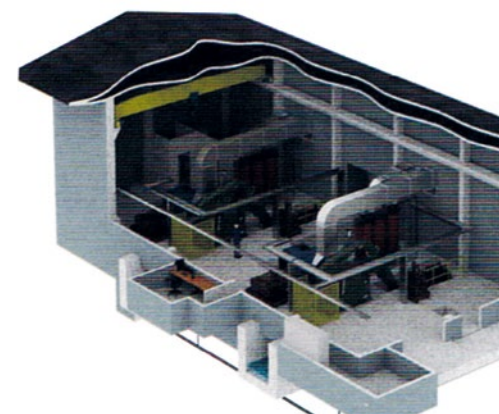
Kaplan Turbines



Francis Turbines



**Hydro Power Plant
Water to Wire**



Комплексне використання водних ресурсів водосховищ ГЕС і ГАЕС у гірських умовах

Мошинський Віктор

Ректор Національного університету водного господарства та природокористування
Доктор сільсько-господарських наук, професор,
Україна, м. Рівне.

Рябенко Олександр

Професор кафедри енергетики
Національного університету водного господарства та природокористування,
Доктор технічних наук,
Україна, м. Рівне.

Цурик Сергій

Директор ТОВ «Баттек»,
Україна, м. Київ.
Тимошук Володимир
Доцент кафедри енергетики
Національного університету водного господарства та природокористування,
Кандидат технічних наук,
Україна, м. Рівне.

Бондаренко Юрій

Генеральний директор ТОВ
«НТК Енпаселектро»,
Україна, м. Київ.

Анотація

Розглядається питання про використання водних ресурсів, що знаходяться у водосховищах ГЕС та ГАЕС. Наводяться дані про характеристики унікальних гідроенергетичних об'єктів у гірських районах. Висвітлюються особливості використання малих ГЕС у гірській місцевості. Велика увага приділяється аналізу роботи ГАЕС в енергетичній системі та розширенню функцій цих станцій у останні десятиріччя. Наводяться приклади комплексного використання водних ресурсів на реальних гідроенергетичних об'єктах.

Ключові слова: водні ресурси, водосховища, гідроакумулявальні електростанції, гідравлічні електростанції, гірські райони.

1. Особливості гідроенергетичних об'єктів у гірських районах

Водні ресурси водосховищ традиційних гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакумулявальних електростанцій (ГАЕС) звичайно використовується комплексно з врахуванням потреб усіх галузей господарства держави — для виробництва електричної енергії, боротьби з повеннями та регулювання річкового стоку, водопостачання, зрошення, судноплавства, рибництва, рекреаційного відпочинку тощо. Для гірських регіонів надзвичайно актуальними є виробництво електричної енергії, боротьба з повеннями, забезпечення питного і технічного водопостачання, судноплавства, здійснення рекреаційного відпочинку населення у поєднанні з туризмом і спортивними заходами.

Умови виробництва електричної енергії в гірських районах є надзвичайно сприятливими завдяки можливості створення для ГЕС необхідних напорів. Особливості природних умов у гірських районах істотно впливають на вибір типів, конструкцій і розмірів споруд гідроелектричних об'єктів.

Наявність у гірських районах великої кількості місцевих велико- і дрібноуламкових ґрунтів з необхідними фізико-хімічними і міцнісними характеристиками дозволяє використовувати ці ґрунти для будівництва гребель, дамб, різноманітних насипів та інших споруд. Ґрунтовим греблям притаманна така важлива риса, як самозаліковуваність. Греблі з ґрунтових матеріалів широко використовуються для будівництва великих, середніх і малих ГЕС. Найвищою греблею такого типу є Нурецька гребля (Таджикистан, р. Вахш, висота греблі 300 м, установлена потужність ГЕС 3000 МВт, повний об'єм водосховища 10,5 км³) [1].

Серед унікальних енергетичних об'єктів у гірських умовах необхідно відмітити гідроенергетичний комплекс Клезон-Діксенс у Швейцарії [2]. До складу цього комплексу входять чотири гідроелектростанції, загальна установлена потужність яких становить 2000 МВт, а також чотири насосні станції. Цей комплекс можна розглядати як комбінацію ГЕС і ГАЕС.

Бетонна гравітаційна гребля Гранд Діксенс, що є складовою частиною названого комплексу, має висоту 285 м. Зазначимо, що ця гребля є найвищою в світі серед гребель гравітаційного типу. Гребля Гранд Діксенс знаходиться у високогірній місцевості, причому найвища відмітка рівня води у водосховищі дорівнює 2364 м, а повний об'єм водосховища становить 0,4 км³. Важливо підкреслити, що ГЕС Б'єдрон вказаного комплексу має найбільший у світі розрахунковий напір, який дорівнює 1883 м [2]. У гірській місцевості широко використовують класичні типи ГЕС та ГАЕС.

2. Використання малих гідроелектростанцій у гірській місцевості

Особливе місце в гідроенергетиці займають малі гідроелектростанції потужністю до 10 МВт (МГЕС). За даними Міжнародного центру малої гідроенергетики малі ГЕС наразі використовують у 148 країнах світу. Загальна встановлена потужність таких станцій дорівнює біля 79 ГВт, що становить 1,9% від сумарної встановленої потужності електростанцій світу. Наприклад, кількість малих ГЕС у Китаї дорівнює 80 тисяч [3]. Досить інтенсивно використовуються малі ГЕС в Австрії, Норвегії та інших країнах [4, 5, 6]. Будівництво МНЕС у гірських районах забезпечує потреби місцевих громад в електричній енергії, що надзвичайно важливо для віддалених населених пунктів.

Широкому будівництву малих гідроелектростанцій сприяють такі фактори.

1. Недоцільність будівництва довгих ЛЕП з перекиданням відносно невеликих обсягів електричної енергії на великі віддалі.
2. Відсутність потреби невеликих населених пунктів та існуючих невеликих підприємств у великих обсягах електричної енергії.
3. Відносно невеликий рівень необхідних інвестицій.
4. Невеликий термін окупності.
5. Мінімальний вплив на навколишнє середовище та збереження природного ландшафту.

Рентабельність влаштування малих гідроелектростанцій істотно залежить від розташування району будівництва, умов доставки обладнання та будівельних матеріалів, існуючих цін на енергоносії та інших факторів.

Досвід проектування, будівництва і експлуатації малих гідроелектростанцій дозволив визначити такий орієнтовний розподіл витрат на окремі складові частини цих станцій [7]:

1. гідротехнічні споруди та будівлі 45-50%;
2. основне обладнання 25-35%;
3. засоби автоматизації та управління 15%;
4. затрати на інфраструктуру територій 5-10%.

Важливо підкреслити, що використання для створення малих ГЕС існуючих водосховищ, гребель, дамб, водоскидів, водозаборів, рибоходів та інших типів гідротехнічних споруд дозволяє істотно зменшити обсяг інвестицій та зменшити період окупності об'єкта.

Для будівництва малих гідроелектростанцій використовують гідроенергетичне обладнання багатьох спеціалізованих фірм різних країн, яке забезпечує

надійну генерацію електричного струму у широкому діапазоні діючих параметрів. Серед європейських виробників обладнання для малих ГЕС необхідно виділити компанії Ardriz Hydro (Австрія), Mavel (Чехія), WTW (Польща), Мінігідро (Україна). Ці виробники велику увагу приділяють підвищенню економічної ефективності малих ГЕС шляхом удосконалення процесів їх проектування, будівництва і експлуатації, використання типових рішень, стандартизації обладнання та повної автоматизації роботи станцій.

3. Розширення функцій ГАЕС в енергосистемі

Функція гідроакумулюючих електростанцій первинного регулювання роботою енергетичних систем ґрунтується на їх спільній роботі з АЕС і ТЕС, є традиційною і широко використовується багатьма країнами. Разом з цим у останні десятиріччя проявилася тенденція істотного розширення функцій ГАЕС в енергосистемі. В доповнення до традиційних видів їх діяльності — виробництва гостродефіцитної пікової електричної енергії та покриття провалів на добовому графіку навантажень виявилася можливість задоволення зростаючих потреб енергоринку [8]. До числа таких додаткових функцій ГАЕС необхідно віднести наступні:

- регулювання основних робочих параметрів енергосистеми — потужності, частоти, $\cos \varphi$ тощо;
- поліпшення якості електричної енергії, що подається споживачам;
- створення резерву підтримки та відновлення частоти.

Реалізація цих додаткових функцій дозволяє також поліпшити стійкість роботи енергетичних систем та підвищити надійність технологічного обладнання блоків атомних і теплових електростанцій, які завдяки включенню ГАЕС отримують можливість працювати в оптимальних режимах. Робота ГАЕС у нових умовах веде до суттєвого збільшення кількості пусків і зупинок агрегатів станцій. При цьому кількість змін режимів роботи гідроакумулюючих електростанцій передбачається до 4000-8000 на рік. Наприклад, планові такі показники становлять: ГАЕС Дракенсберг (Drakensberg, ПАР) — 8000, Гільбоа (Gilboa, США) — 6000, Дінорвіг (Dinorwig, Англія) — 5000 [9]. Досить важливим для роботи ГАЕС є питання про визначення характеристик хвиль переміщення, що виникають у верхній водоймі цих станцій під час пуску, робота та зупинки їх агрегатів [10].

Останнім часом виявилася іще одна важлива функція гідроакумулявальних електростанцій, пов'язана з можливістю використання їх для аку-

мулювання «надлишкової» енергії, вироблюваної вітровими і сонячними станціями. Таке акумулювання можна здійснювати шляхом накачування води у верхнє водосховище агрегатами ГАЕС при їх роботі у насосному режимі. Сутність проблеми полягає в тому, що робота вітрових і сонячних електростанцій має спонтанний характер, істотно залежить від погодних умов (наявності чи відсутності вітру та теплового сонячного випромінювання) і в значній мірі є малопередбачуваною. Внаслідок цього виникають ситуації, коли обсяги енергії, вироблюваної потужними такими станціями, суттєво перевищують потреби споживачів, що призводить до відповідного дисбалансу [11]. За таких умов використання ГАЕС для акумулювання «надлишків» енергії, вироблюваної вітровими і сонячними електростанціями, є дуже перспективною справою.

Існує багато способів акумулювання великих обсягів електричної енергії — гідроакумулювання за допомогою ГАЕС, пневмоакумулювання за допомогою пневмоакумулюючих електричних станцій (ПАЕС), застосування літій-іонних, свинцево-кислотних, нікель-кадмійових, сірчано-натрієвих, ванадієво-редоксних акумуляторів та ін. [12]. При виборі типу акумулювання електричної енергії необхідно враховувати всі характеристики порівнюваних варіантів, у тому числі і такий важливий фактор, як тривалість експлуатації об'єкта та відповідного обладнання. Порівняльні розрахунки показали, що вартість гідроакумулювальних електростанцій з врахуванням терміну їх експлуатації (який для ГАЕС звичайно приймають рівним 80 років) та ємності накопичувального басейну є значно меншою, ніж вартість літій-іонних акумуляторних систем [12].

Світовими лідерами у використанні гідроакумулювальних станцій є Китай, Японія і США. Сумарна встановлена потужність ГАЕС цих країн станом на 2021р. відповідно становить: Китай — 36,0 ГВт, Японія — 27,5 ГВт, США — 22,0 ГВт [11].

4. Комплексне використання водних ресурсів на ГЕС та ГАЕС

Показовим прикладом комплексного використання водних ресурсів водосховищ ГЕС та ГАЕС може слугувати використання цих ресурсів на Дністровському комплексному гідроенергетичному вузлі, до складу якого входять такі об'єкти (рис 1).

1. Дністровська ГЕС-1 — висота греблі 60,0 м, повний об'єм водосховища 3,0 млрд. м³, корисний об'єм водосховища 2,0 млрд. м³, встановлена потужність ГЕС 702 МВт, число агрегатів 6, розрахунковий напір 55,0 м, агрегати вертикальні, ГЕС суміщена з водосходом.



Рис 1. Схема Дністровського комплексного гідроенергетичного вузла

2. Дністровська ГАЕС — сумарна проектна потужність станції у турбінному режимі 2268 МВт, сумарна проектна потужність станції у насосному режимі 2947 МВт, кількість всіх агрегатів 7, кількість діючих агрегатів 4, повний об'єм водосховища 41,43 млн. м³, площа водосховища 2,55 км², максимальний напір 157 м, потужність одного агрегату в турбінному режимі 324 МВт, потужність одного агрегату в насосному режимі 421 МВт.

3. Дністровська ГЕС-2 — встановлена потужність ГЕС 40,8 МВт, число агрегатів 3, агрегати горизонтальні, ГЕС суміщена з водосходом, повний об'єм водосховища 58,1 млн. м³ [13;14].

Водосховище Дністровської ГЕС-1 здійснює регулювання стоку р. Дністра, виконує захист прилеглих територій середньої і нижньої частин ріки від затоплення повеневими і паводковими водами, забезпечує надійну подачу води на агрегати всіх названих гідроелектростанцій.

Верхнє і нижнє водосховища Дністровської ГАЕС використовують водні ресурси р. Дністра, які акумульовані у водосховищі Дністровської

ГЕС-1. Верхнє водосховище Дністровської ГЕС-2, по суті, є буферним водосховищем, яке об'єднує роботу всіх трьох зазначених станцій у єдиному технологічному процесі.

Висновки

1. Водні ресурси водосховищ ГЕС та ГАЕС використовуються комплексно в інтересах всіх галузей господарства держави.
2. Гірські райони мають сприятливі умови для будівництва і експлуатації ГЕС та ГАЕС, завдяки чому в цих районах створені унікальні гідроенергетичні об'єкти.

Література

1. 5 найбільших дамб у світі. 2011. URL: <https://inspired.com.ua/creative/photography/tallest-dams/> (дата звернення: 02.02.2024).
2. Гідрокомплекс Клезон Діксенс. 2023. URL: https://www.wikidata.uk-ua.nina.az/%D0%93%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%81_%D0%9A%D0%BB%D0%B5%D0%B7%D0%BE%D0%BD-%D0%94%D1%96%D0%BA%D1%81%D0%B5%D0%BD%D1%81.html (дата звернення: 02.02.2024).
3. Карамушка О.М. Мала гідроенергетика — основа подальшого соціально-економічного розвитку Західної України. Гідроенергетика України. 2021. №1–2. С. 13–16. <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2021-08/6.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
4. <https://kosatka.media/category/elektroenergiya/news/gidroelektrostantsii-avstrii-vyrabatyvayut-65-elektroenergii-strany> (дата звернення: 02.02.2024).
5. <https://www.statista.com/statistics/1045048/number-of-hydro-power-stations-in-norway-by-size/> (дата звернення: 02.02.2024).
6. В.С. Мошинський, О.А. Рябенко, О.О. Галич, С.М. Поровський, А.В. Свідерська, А. Якобсен. Використання норвезького досвіду для розвитку гідроенергетики України // Гідроенергетика України. — 2018. — № 1-2. — С. 72-75. <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/141780>
7. Halych O., Bilkova E., Nowak P., Riabenko O. Analysis of Hydropotential and Prospects for Small Hydropower Development in Ukraine. *Environmental and Climate Technologies. Sciendo*. 2023. Vol.27, no. 1. pp.763–774. URL: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2023-0056> <http://content.sciendo.com> (дата звернення: 02.02.2024).
8. Сирота І. Г., Сухецький Б. Л., Нікітін О. О., Олефір Д. О. Проблеми та перспективи роботи ГЕС та ГАЕС у новому ринку електроенергії. Гідроенергетика України. 2019. № 3–4. С. 15-19. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-12/6.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).

3. В гірських районах широко використовуються малі гідроелектростанції, застосування яких в ряді країн має масовий характер.
4. Надзвичайно перспективним напрямком розвитку енергетики є використання ГАЕС, функція яких у роботі енергетичних систем за останні десятиріччя істотно розширилися.

9. Ландау Ю.А. Развитие атомной энергетики и ГАЭС. Гідроенергетика України. 2006. № 4. С. 18–22.
10. O. Riabenko, V. Tymoshchuk, D. Poplavskyi, O. Halych. Impact of Undular Jump Characteristics on Erosion of Tailrace Channel. *Proceedings of Eco-Comfort 2020. Lecture Notes in Civil Engineering*, 2021, vol 100. Springer, Cham. — P. 362- 370. https://doi.org/10.1007/978-3-030-57340-9_44
11. Hydropower Status Report. Sector trends and insights. 2022. URL: <https://www.hydropower.org/publications/2022-hydropower-status-report> (дата звернення: 02.02.2024).
12. Васко П. Ф., Вербовий А. П., Ібрагімова М. Р., Пазич С. Т. Гідроакумулювальні електростанції — технологічна основа інтеграції потужних вітро- та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи України. Гідроенергетика України. 2017. № 1–2. С. 20–25. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141711/04-Vasko.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
13. Марецький М. Дністровська ГЕС: Ефективна робота для енергетичної безпеки держави. Гідроенергетика України. 2021. № 1-2. С. 6–9.
14. Крайник В. Я., Галат Вікт. В., Хомяк Р. В. Дністровська ГАЭС. Гідроенергетика України. 2017. Спеціальний випуск. С. 14–18.

Досвід освоєння гідроенергетичного потенціалу гірських річок, як основи соціально-економічного розвитку територій

Мошинський Віктор

Ректор Національного університету водного господарства та природокористування
Доктор сільсько-господарських наук, професор
Україна, м. Рівне

Хлапук Микола

Професор кафедри гідротехнічного будівництва та гідропілювання
Доктор технічних наук, професор
Україна, м. Рівне

Шинкарук Любомир

Доцент кафедри гідротехнічного будівництва та гідропілювання
Кандидат технічних наук
Україна, м. Рівне

Дефіцит води — головний ризик в Україні внаслідок глобальних кліматичних змін та воєнних руйнувань.

Американське видання The New York Times опублікувало інтерактивну мапу, що ілюструє головні ризики від зміни клімату для кожної країни світу. У ній зазначається, що в Україні у 2040 році головною небезпекою може стати **дефіцит води**. Інші серйозні наслідки кліматичних змін для нашої країни — це **повені, теплові хвилі та підняття рівня моря**. Загалом в Україні близько 70% населення, ВВП та сільського господарства можуть зазнати впливу бодай одного з цих наслідків у майбутньому. Натепер нестача води для України є критичною за таких основних причин: **аномальні зміни клімату та руйнування водних об'єктів внаслідок воєнних дій**.

Влітку 2019 року найглибше озеро країни Світязь, що на Волині, дійшло до критичної позначки. Його вода відступила від берегів на десятки метрів. Однією з основних причин обміління Світязя та інших Шацьких озер став дуже низький рівень опадів навесні та влітку, викликаний локальними змінами клімату.

Навесні 2020-го Укргідрометцентр зафіксував один з найнижчих рівнів води у річках України за всю історію спостережень. До цього призвели безсніжна зима та відсутність дощів. Згідно з даними Мінекономіки, через довготривалу посуху та інтенсивні весняні заморозки галуззю сільського господарства було втрачено значну частину озимих культур — 568 тисяч гектарів. Проблема рекордного мілководдя протягом року двічі виносилася на засідання РНБО як питання національної безпеки.

Дані спостережень та наукових досліджень показують, що посушливі умови почали переважати в Україні і їхня інтенсивність збільшилася. Досі, включно з кінцем XX століття, в Україні були відносно сприятливі кліматичні умови зі слабкими посухами та вищою атмосферною вологістю. Дослідники прогнозують, що при очікуваному підвищенні температури повітря, навіть на 1,5°C, протягом 2020-2050 років кожен другий теплий може бути посушливим.

Довготривалі посухи, нерівномірні опади та активніше випаровування вологи в результаті потепління призводять до постійного зменшення **водності річок**. Українські вчені очікують, що, наприклад, в Одеській області зменшення становитиме до 50% у період до 2030 року і до 70% до 2050 року. Це призведе до значних проблем для міст, катастрофічного зменшення врожайності у сільському господарстві, проблем для роботи гідроелектростанцій і блоків атомної енергетики, які потребують постійного охолодження.

Більшість українців споживають питну воду саме з поверхневих джерел, тому окрім зазначених викликів, гостро стоятиме питання дефіциту чистої води. Інститут водних проблем і меліорації прогнозує, що вже до 2050 року Україні доведеться імпортувати питну воду.

На додачу до кліматичних змін, нераціональне використання цінних запасів води та постійне забруднення водних ресурсів лише погіршують ситуацію. Наприклад, втрати води при її транспортуванні в житлово-комунальному секторі України доходять до 60%. А промислові та аграрні підприємства часто скидають воду у недоочищеному стані, через що погіршується її якість і вже щорічно спостерігається масштабне цвітіння водойм по всій країні.

Варто також зазначити, що Україна серед європейських країн є **однією з найменш забезпечених питною водою**. На кожного українця припадає 1217 м³ прісної води, тоді як навіть у Ефіопії та Нігерії цей показник більший — 1243 м³ та 1252 м³ на душу населення відповідно.

Водність річок та опади. Протягом останніх років рівень води у річках України протягом літнього періоду є нижчим за норму. Разом із частішою посухою та зменшенням опадів у літній період, ситуація може лише погіршитися.

Протягом останніх десятиліть (у порівнянні з базовим періодом 1961-1990 рр) відбувся перерозподіл

кількості опадів по регіонах України та по сезонах. Загалом за рік у середньому кількість опадів змінювалася не сильно, але відбуваються зміни в інтенсивності та характері їх випадання: наприклад, коли за декілька годин може випасти половина чи місячна норма опадів, а в інший період — дощів не буде зовсім, що може призвести до посух.

Зростання температури та зміна режиму зволоження призведуть до подальшої зміни водного стоку річок і відповідно водозабезпечення окремих регіонів. Згідно з результатами досліджень, яке Екодія проводила із провідними науковцями, протягом XXI століття для переважної кількості адміністративних областей України буде спостерігатися зменшення поверхневого водного стоку, що пов'язано з потеплінням (збільшення приземних температур повітря, збільшення випаровуваності) та зменшенням кількості атмосферних опадів.

Найбільші значення величин зниження стоку будуть спостерігатися для річкових басейнів Прип'яті, Південного Бугу та Дністра. До кінця сторіччя водність може знизитись на 30%. Водний стік малих річок теж поступово зменшується, а з середини століття може зовсім припинитися.

Водночас кліматично обумовлене збільшення водного стоку на річках Полісся у лютому загрожує формуванням стійких весняних паводків, а підвищення водного стоку річок Західного регіону проявиться у формуванні катастрофічних повеней на гірських річках. Кліматичні зміни збільшують частоту повеней та посух, що робить вразливим сільське господарство, енергетику, транспорт та соціальну сферу, адже вони залежать від водних ресурсів. **Це призведе до зменшення врожайності та проблем у роботі атомних**

електростанцій. Атомна енергетика, яка постачає понад 50% електроенергії, потребує постійного охолодження, але через зменшення водності річок виникає високий ризик перегрівання реакторів на АЕС.

Значення гідроенергетики для України. В енергетичному комплексі України гідроелектростанції (ГЕС) посідають третє місце після теплових та атомних. До початку повномасштабної війни сумарна потужність ГЕС України становила 8% загальної потужності об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) країни. Середньорічне виробництво електроенергії гідроелектростанціями становило 10,8 млрд кВт•год. Потенціал гідроенергоресурсів України оцінюється в 20 млрд кВт•год

Основний потенціал, що використовується, зосереджений на ГЕС

Дніпровського каскаду (потужність — 3,8 ГВт, вироблення — 9,9 млрд кВт•год).

Потенціал малих ГЕС в Україні. На початку 1960-х років кількість малих ГЕС на українських річках сягала 1,5 тис., але розвиток централізованого електропостачання призвів до закриття більшості з них

Наразі експлуатуються близько 50 малих ГЕС загальною потужністю 56 МВт, що виробляють до 200 млн кВт•год. електроенергії. Практично всі вони перебувають у власності місцевих громад чи приватній. Розташовані на річках Південний Буг, Прут, Рось, Мурафа та ін.

Нові станції потенційно можуть розміщуватися в будь-якому регіоні, де є річки. Наразі технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок становить 1270 млн кВт•год, або 375 МВт. Потенціал



Рис.1. Ладжинська ГЕС

малих річок Карпатського регіону становить 76% від загальнодержавного, але освоєно, за різними даними, лише близько 20 МВт.

Окрім технічних аспектів при спорудженні будь-якої ГЕС слід враховувати екологічні ризики та економічні втрати, пов'язані із затопленням великих ділянок землі та порушенням природних потоків води.

Найбільшою в Україні малою ГЕС є Олександрівська, розташована поблизу Южноукраїнська у Миколаївській області на річці Південний Буг. Ця станція особлива — спочатку сумарна потужність двох її агрегатів була 11,5 МВт. Але в 2017 році було здійснено їхнє перемаркування зі зниженням потужності станції до 9,8 МВт, в результаті Олександрівська ГЕС була «розжалувана» в малі ГЕС.

Будівництво станції розпочалося у 1984 році і було завершено у березні 1999 року. Вона вважається спадкоємицею Вознесенської гідроелектростанції — першої української гідроелектростанції, побудованої за планом ГОЕЛРО та відкритої 8 травня 1927 року.

Друга за потужністю в Україні мала ГЕС — Ладжинська (рис.1), розташована також на річці Південний Буг але на Вінничині. Її потужність 7,5 МВт (у двох гідроагрегатів). Станція входить до складу «ДТЕК Західенерго» і працює на напорі Ладжинського водосховища що використовується як ставок-охолоджувач Ладжинської ТЕС. Введена в експлуатацію у 1964 році

Сучасний стан і перспективи розвитку малої гідроенергетики в Україні та в Карпатах. В останній час у цілому світі спостерігаємо підвищений інтерес до малої гідроенергетики, який постійно прогресує. Постійні ускладнення щодо забезпечення України енергоносіями викликає потребу в зниженні її паливної складової. Така ситуація обумовлює необхідність повернутись до малої гідроенергетики і робити на неї ставку в нових умовах господарювання.

За існуючою в світі класифікацією до малої гідроенергетики відносять — мікро-ГЕС (потужність до 0,1 МВт); міні-ГЕС (потужність від 0,1 до 2 МВт); малі ГЕС (потужність до 25 МВт) [1]. Згідно з пунктом 4.16. СНиП 2.06.01.86 в Україні до малих ГЕС слід відносити ГЕС потужності яких не перевищує 30 МВт, що дещо відрізняється від світової класифікації [2].

Відомо, що всі гідротехнічні споруди, які створюють напір мають гідроенергетичний потенціал тому доцільно їх використовувати в якості виробників екологічно чистої електроенергії. Вважається, що найрентабельнішими будуть такі малі ГЕС, при створенні яких використовують існуючий напірний фронт (готові підпірні гідротехнічні споруди), які було побудовано раніше з іншою метою (для водопостачання, риборозведення, рекреації тощо), але їх доцільно використовувати сьогодні для створення малих гідроелектро-

станцій. Згідно з зарубіжними даними витрати при спорудженні нових малих ГЕС мають такий розподіл: гідроспоруди та будівлі — 45-50%, основне обладнання — 25-35 %, засоби автоматизації та регулювання — 15%; затрати на інфраструктуру територій — 5-10%. При використанні готового напірного фронту витрати на будівництво зменшуються на 30-40 %.

На початку 60-х років ХХ століття в Україні кількість побудованих малих ГЕС становила 956 із загальною потужністю 30 тис. кВт [3], за іншими даними — 1000 малих ГЕС [4]. На кінець 1988 р. в Україні збереглося 150 малих ГЕС, які поділяли на дві групи: діючі — 49 і не діючі — 101 [5].

Відродження малої гідроенергетики в Україні розпочалося в середині 1990 років завдяки зусиллям підприємців-ентузіастів. Процес відновлення існуючих малих ГЕС та будівництво нових є перспективним, що передбачено «Енергетичною стратегією України до 2030 року» [5].

Наведемо приклади таких гідроелектростанцій. Одна з перших в Україні приватна міні-ГЕС працює з 2002 р. у Сквирському районі Київської області. Гідроелектростанція з напором води в 1,5...2,0 м виробляє 40 кіловат електроенергії за годину.

У 2013 році було відновлено малу ГЕС на р. Бистриця біля с. Новошичі Дрогобицького району Львівської області (рис. 2–5). Гідроелектростанцію було введено в експлуатацію в 1950 році. Протягом останніх 30 років гідровузла не експлуатували. Результати обстеження гідровузла та попередні розрахунки показали що доцільно відновити ГЕС, оскільки створ гідровузла, основні гідротехнічні споруди (чаша водосховища, водозливна бетонна гребля, металеві затвори, будівля ГЕС, електростанція) існують, але потребують капітального ремонту. При цьому навіть така реконструкція могла обійтись дешевше (приблизно на 30...40%) в порівнянні з будівництвом нового гідровузла.

Станом на 2021р. в Україні за уточненими даними працювало 72 малих ГЕС та 7 мікро-ГЕС із загальною потужністю 110,74 виробітком електроенергії близько 400 млн. кВт. годин. За останні 20 років в Україні відновлено роботу 25 малих ГЕС. Переважно це у Вінницькій, Черкаській, Хмельницькій, Тернопільській та Житомирській областях [4]. Сьогодні тут налічують 48 діючих малих ГЕС, тобто 64% від загальної кількості станцій. У 2009 році в Україні введено в дію 2 міні-ГЕС: Лотошовська в Черкаській області потужністю 0,315 МВт і Яблуницька в Чернівецькій області потужністю 1,0 МВт. В той же час, в Закарпатській, Львівській, Івано-Франківській областях, які мають потенціал області після відновлення (вид з верхнього б'єфу) в 5,03 млрд. кВт/год. електричної енергії, що становить 61% загального потенціалу, працю-



Рис.2.



Рис.3.



Рис.4.



Рис.5.



Рис.6.



Рис.7.

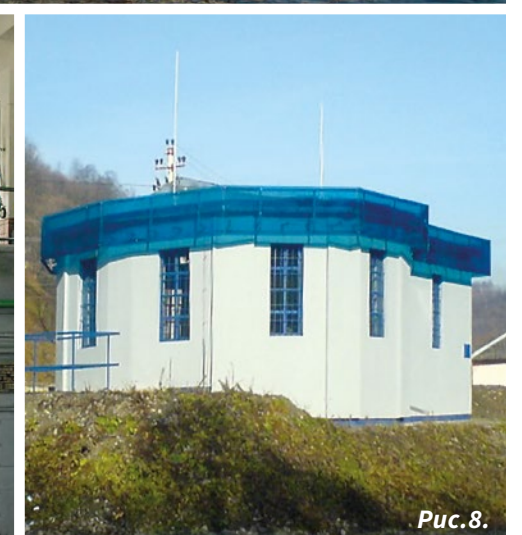


Рис.8.

Рис. 2. Новошицька ГЕС на р. Бистриця у Львівській області до реконструкції (вид з нижнього б'єфу)

Рис. 3. Новошицька ГЕС на р. Бистриця у Львівській області після відновлення (вид з нижнього б'єфу)

Рис. 4. Новошицька ГЕС на р. Бистриця до реконструкції (вид з верхнього б'єфу)

Рис. 5. Новошицька ГЕС на р. Бистриця у Львівській області після відновлення (вид з верхнього б'єфу)

Рис. 6. Водоприймач дериваційного каналу Оноківської ГЕС в Закарпатській області

Рис. 7. Тербле-Ріцька ГЕС в Закарпатській області (генераторне приміщення будівлі ГЕС)

Рис. 8. Будівля дериваційної міні-ГЕС у с. Білин Закарпатської області (потужність 630 кВт, напір 85



Рис.9.



Рис.10.



Рис.11.

Рис.9. Машинний зал і гідромеханічне, обладнання Тур'я-Полянської міні-ГЕС в Закарпатській області

Рис.10. Будівля ГЕС- Шипот-2 на р. Шипот в Закарпатської області

Рис.11. Загальний вигляд турбіни Лопухівської ГЕС на р. Брустуриянка

ють всього 7 малих ГЕС з річним виробітком 150 млн. кВт-год. електроенергії, тобто гідропотенціал гірських річок в цих областях задіяний лише на 3% [4].

Станом на 2024р. в Україні експлуатуються близько 50 малих ГЕС загальною потужністю 56МВт, що виробляють до 200 млн кВт-год. електроенергії. Практично всі вони перебувають у власності місцевих громад або приватній.

Натепер в Закарпатській області працюють 13 малих гідроелектростанцій — Оноківська (рис.6), Ужгородська, Теребле-Ріцька (рис.7), Білинська міні-ГЕС на Рахівщині (рис.8), мала ГЕС у с. Красна Тячівського району; Тур'я-Полянська міні-ГЕС на р. Шипот на Перечинщині, Шипіт-1 (рис. 9), ГЕС Шипіт-2 на цій же річці вище від Шипіт-1 (рис.10); Лопухівської МГЕС на р. Брустуриянка (рис.11).

Відповідно до стратегічної Програми розвитку електроенергетики в Україні до 2030 року на Закарпатті заплановано будівництво малих гідроелектростанцій в басейні річки Тиса та на її притоках [6].

Проблеми створення гірських водосховищ в Українських Карпатах. Завдання регулювання та управління режимом річкового стоку в Карпатському регіоні є надзвичайно актуальним. Одним із основних засобів управління водними ресурсами

для їх раціонального використання та запобігання паводків є створення водосховищ. Водосховища в Карпатах будують віддавна та з різною метою: для покращення умов лісосплаву, для енергетики, для запобігання паводків, для риборозведення.

Гідротехнічне будівництво на річках Українських Карпат має важливе значення для раціонального використання водних ресурсів і боротьби зі шкідливою дією води. Вважають, що найрадикальнішим засобом протиаварійного захисту є водосховища. Однак водосховища на гірських річках, призначені для акумуляції паводкових вод є дорогими спорудами і не завжди ефективними, оскільки швидко заповнюються донними відкладами. Тому потрібно будувати водосховища комплексного призначення. Суть регулювання паводкового стоку в цьому випадку полягає в тому, що одну частину паводкової витрати, яка притікає у водосховище, скидають у нижній б'єф, а іншу частину акумулюють у водосховищі завдяки наявності резервного (незаповненого водою) об'єму в ньому.

З іншого боку, інтенсивні небезпечні геологічні процеси викликають необхідність виконання досить детальних інженерних вишукувань геологічної будови схилів і аналізу фізико-механічних характеристик ґрунтів, з яких вони складені, оскільки порушення стійкості схилів річкових долин, які

в майбутньому можуть стати берегами водосховищ, призводить до складних катастрофічних наслідків.

Наведемо *два характерні приклади*, які розкривають складність гідротехнічного будівництва в гірських умовах Українських Карпат.

1. Теребле-Ріцька ГЕС. Наймасштабнішим гідротехнічним комплексом, побудованим в Українських Карпатах, слід вважати гідроенергетичний комплекс Теребле-Ріцької ГЕС. Гідроелектростанцію потужністю 27,0МВт. було побудовано в 1956 році за проектом інституту «Гідренергопроект» [7,8], (рис. 12). Умови будівництва гідроенергетичного комплексу характеризували як дуже складні оскільки схили долини та основа складені в основному з поширенням дуже дислокованих флішових порід, що легко вивітрюються. Під час будівництва й подальшої експлуатації комплексу на схилах долини відбулися гравітаційні процеси у вигляді зсувів та спливів. На сьогодні значний об'єм водосховища Теребле-Ріцької ГЕС втрачено внаслідок поступового накопичення в ньому рихлого матеріалу — продуктів делювіально-пролювіальних і зсувних процесів, а також деревини (вирваними деревами, окремими кореневищами, кущами, залишками дерев'яних елементів зруйнованих б'єфів і мостів тощо) [7]. Щорічно об'єм водосховища зменшується з інтенсивністю 0,28% (рис. 13,14).

Сьогодні Теребле-Ріцька гідроелектростанція працює в загальній системі електропостачання і в основному підтримує роботу у часи пік, коли на область припадає максимальне навантаження. При цьому станція могла би забезпечувати потреби в енергії двох, або і трьох районів Закарпаття, якби працювала лише для них.

Щодо терміну експлуатації, то проектом було передбачено, що станція зможе пропрацювати 80 років. Та при правильній експлуатації та вчасній заміні необхідних деталей найпотужніша в області ГЕС може перетворювати силу води в електричну енергію значно довше.

Із водосховищем дещо інша ситуація. Під час паводків Теребля несе до греблі все те, що у річку викидають люди, які живуть вище за течією (рис.15). Тому Закарпатське море невпинно забруднюється. Загострили ситуацію масштабні паводки минулих років. І хоча водосховище регулярно розчищують, воно вже на третину вкрите наносами і мулом

2. Стрийське комплексне водосховище. Проект було розроблено в інституті «Укрдіпроводгосп» в 70-х роках минулого століття. Будівництво було розпочато в 1979 році. Проектний об'єм водосховища 175 млн. м³. Гребля водосховища розташована поблизу села Довге і хутора Ровень Дрогобицького району Львівської об-

Рис.12. Схема компоновки гідротехнічних споруд Теребле-Ріцької ГЕС

Рис.13. Обміліле водосховище Теребле-Ріцької ГЕС

Рис.14. Замулювання дна водосховища Теребле-Ріцької ГЕС

Рис.15. Водосховище Теребле-Ріцької ГЕС на межі екологічної катастрофи



Рис.12.



Рис.13.



Рис.14.



Рис.15.



Рис.16. Загальний вид недобудованого Стрийського гідровузла на р. Стрий

Рис.17. Залишки водоскидної споруди Стрийського гідровузла на р. Стрий

ласті. Під час будівництва греблі 10 травня 1989 року біля її правого примикання на схилі долини крутизною до 30° стався великий зсув на площі більше 5 га зі зміщенням порід обсягом до 1 млн. м³. Зсув відбувся після зливових дощів 7-9 травня 1989 року й утворення паводка на р. Стрий. Внаслідок ускладнення будівництва греблі, викликаного цим зсувом, й пізнішого несистематичного фінансування, будівельні роботи на об'єкті було припинено в 1990 році і водосховище залишилось недобудованим [9]. «Державною ціловою програмою...» передбачено завершити будівництво Стрийського гідровузла з включенням до його складу гідроелектростанції [10].

Досвід створення протиповеневого водосховища на р. Стрий є повчальним щодо необхідності всебічного й детального вивчення схилів річкових долин, інженерно-геологічних характеристик їх корінних ґрунтів, здійснення постійного контролю за силами на всіх стадіях будівництва

Таким чином, можна зазначити основні проблеми будівництва водосховищних гідровузлів на території Українських Карпат:

1. Швидке накопичення донних наносів у водосховищі (*занесення та замулення*) призводить до втрати його корисного об'єму.

2. Затримання наносів у водосховищі може викликати *розмив русла і берегів* водотоку у нижньому б'єфі гідровузла та руйнування регуляційних споруд і інженерних комунікацій, розташованих нижче греблі.

3. Складна геологічна будова схилів річкових долин. Ґрунти схилів і дна річкових долин легко вивітрюються (*карпатський фліш*), а під час зволоження втрачають стійкість, що спричиняє та активізує зсувні і, особливо, селеві процеси. Вважаємо, що геологія схилів річкової долини та майбутньої основи ГТС (*флішові породи — аллевроліти та аргіліти*) є основним стримуючим фактором щодо

будівництва водосховищних енергетичних гідровузлів в Карпатах.

4. Деформації схилів різними шляхами можуть впливати на спорудження гребель і їх функціонування. Тому проблема стабільності схилів як на ділянках безпосередньо біля гребель у верхньому та нижньому б'єфах, так і на водосховищах має бути вивчена детально з усіх боків. Найбільша *загроза зсувів* виникає у глибоких гірських долинах, де схили значно вищі за греблю. Небезпечні рухи ґрунтів на схилах можуть проявити себе після першого заповнення водосховища або внаслідок частих і значних коливань рівня води в ньому, які можуть бути викликані періодичним різким зростанням шару опадів під час проходження паводка, що є характерним для річок Карпат. Дуже інтенсивні та швидкі зсуви відбуваються в слабко консолідованих відкладах, що особливо небезпечно під час їх розвитку в межах створа греблі гідровузла.

5. Важливим чинником у розвитку та активізації схлизових гравітаційних процесів, як було зазначено вище, є *сейсмічність території*. Інтенсивність землетрусів відповідно до схем сейсмічного районування у межах території становить 6-8 балів. Сейсмічність території висуває особливі вимоги щодо проектування гідротехнічних споруд, особливо гребель водосховищ.

6. Утворення зсувів під час будівництва гребель буде залежати і від технології будівництва гідротехнічних споруд. З самого початку будівництва уже під час влаштування котлованів відбувається *підрізка схилів* і збільшення їх висоти, що може провокувати і активізувати зсуви в тих місцях, де раніше вони не спостерігалися.

7. Серйозною проблемою під час будівництва та експлуатації гірських водосховищ є *запобігання фільтрації в обхід греблі*, що може викликати насичення ґрунту на схилах нижче греблі і спричинити розвиток зсувів у нижньому б'єфі гідровузла.

8. Проблеми можуть виникнути несподівано, коли греблю розпочати будувати у тому місці, де зсув відбувся набагато раніше (так званий *прихований зсув*), про який завчасно не було відомо. Після виявлення такої ситуації необхідно виконувати стабілізаційні заходи схилів. У випадку, коли гребля уже побудована, і вище зазначені умови проявили себе пізніше, то може статися значна втрата води з водосховища внаслідок фільтрації через проникні шари порід та прикритий алювій, який помилково могли прийняти за корінні породи.

Усі ці питання повинні бути обов'язково враховані та вирішені для того, щоб гарантувати майбутню роботу гідроенергетичного об'єкта з найменшими ризиками.

Висновки.

1. Стратегія розвитку гідроенергетики в «Енергетичній стратегії України на період до 2030 року» передбачає спорудження нових малих ГЕС на малих водотоках, в тому числі на існуючих водоймах (греблях), в системах технічного водозабезпечення та водовідведення, мікро- і міні-ГЕС для самоенергозабезпечення окремих підприємств (сумарна потужність 121 МВт, приріст виробництва електроенергії 426 млн. кВт-годин) [4,5].
2. На сьогодні існують такі проблеми щодо відновлення малих ГЕС в Україні: відсутня проектна документація попереднього гідровузла; повне або частково відсутнє гідросилове та енергетичне обладнання; відсутність ліній електропередач; відсутність достовірних топографічних, гідрологічних і геологічних вихідних даних; відсутність механізму відведення земельних ділянок під будівництво та реконструкцію малих ГЕС; необхідність в єдиному державному координаторі з відновлення та проектування малих ГЕС.
3. Усі запропоновані та перевірені шляхом моделювання варіанти з раціонального гідроенергетичного використання водних ресурсів мають право на свою реалізацію, включаючи будівництво міні-ГЕС, але для цього потрібно виконати водноенергетичне обґрунтування запропонованих варіантів з детальною оцінкою соціальних, економічних і екологічних умов з обов'язковою участю територіальних громад в громадських слуханнях щодо будівництва малих ГЕС на зазначеній території [5,11].
4. Усі гідротехнічні споруди будуть працювати в складних гідрологічних умовах, тобто при значних коливаннях рівнів води (перепадах) під час проходження паводків. Такі умови накладають підвищені вимоги щодо стабільності схилів річкових долин і до характеристик корінних ґрунтів, з яких вони складені, оскільки вони будуть слугувати основою гідротехнічних споруд і ложа водосховищ.

5. Після проходження паводка в Прикарпатті у 2008р. спеціалісти знову звернулися до схеми захисту з влаштуванням протипаводкових ємкостей, яку розпочинали впроваджувати вже двічі, у XIX і XX ст. На сьогодні, в період глобальної зміни кліматичних процесів, цей варіант є найперспективнішим і найреальнішим з точки зору забезпечення захисних функцій від шкідливої дії води. Такі споруди необхідно і доцільно будувати на річках Українських Карпат та на річках з аналогічними умовами.

Література

1. Отчет «Инженерно-технические работы по установлению факторов с целью идентификации гидроэлектростанций, требующих и заслуживающих инвестиций». Ровно, НУВХП, 2004. — 30 с.
2. СНиП 2.06.01.86. Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования // Госстрой СССР. — М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989. — 32 с.
3. Мали річки України // Довідник. За ред. Яцика А.В. — К.: Урожай, 1991. — 296 с. 4. Нікіторович В.О. Мала гідроенергетика України: вчора, сьогодні, завтра // Гідроенергетика України, №4, 2009. — С.44-46.
- 4.
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р.
6. Проект державної галузевої комплексної програми реконструкції гідроелектростанцій і будівництва нових об'єктів гідроенергетики, в тому числі малих гідроелектростанцій, на період до 2020 року (1 редакція). ПАО «Укргідропроєкт», 2009. — 28 с.
7. Демчишин М.Г. Досвід регулювання стоку на гірських річках шляхом створення водосховищ // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності, №1, 2002. — С. 45-49.
8. Гидроэнергопроект. Тербле-Рикская плотина на р. Тербле // Геология и плотины. Том 1 // Под общей ред. А.Н. Вознесенского. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. — С. 83-98.
9. Ромащенко М.І., Савчук Д.П. Водні стихії. Карпатські повені. Статистика, причини, регулювання // За ред. М.І. Ромащенко. — К.: Аграрна наука, 2002. — 304 с.
10. Державна цілова програма комплексного протипаводкового захисту в басейнах річок Дністра, Пруту та Сірету. (Постанова Кабміну України №1151 від 27.10.2001р.). — Київ: Держводгосп України, 2008. — 11с.
11. Романишин О.П. Протипаводкові заходи та мала гідроенергетика // Гідроенергетика України, №3, 2009. — С. 50-57.

Гідротурбіни фірми



Фамін Максим (Famin Maksim)

Менеджер з продажів компанії «GUGLER WATER TURBINES», Австрія, Донау



«Gugler Water Turbines» ГмбХ є австрійською компанією якою володіє родина, з більш ніж столітнім досвідом та надійним партнером з постачання передових гідроенергетичних систем. Ми спеціалізуємося на турбінах Френсіса, Каплана, Пельтона та насосних турбінах потужністю до 40 МВт. а також Контейнерні, Сифонні турбіни та багато іншого. GUGLER також пропонує повністю інтегровані рішення «від води до електропроводки», адаптовані для малих та середніх гідроелектростанцій.

Наші технології охоплюють широкий спектр застосувань, включаючи руслові(run-of-river) установки, проекти з високим напором, компактні рішення для віддалених районів та системи рекуперації енергії для промислових процесів. Кожна система GUGLER виготовляється з точністю, щоб забезпечити максимальну продуктивність, ефективність та довгострокову надійність.

Маючи понад 1000 успішно встановлених турбін по всьому світу, GUGLER суттєво вплинула на різні регіони та галузі промисловості. Наші системи забезпечують стабільне електропостачання віддалених населених пунктів, сприяти економічному зростанню та забезпечувати надійність енергопо-

стачання в районах з обмеженим або нестабільним енергопостачанням. Для промисловості ми оптимізуємо використання енергії, зменшуємо відходи та сприяємо більш сталому веденню бізнесу.

Незалежно від того, чи будете ви нову гідроелектростанцію, чи модернізуєте існуючу. GUGLER — ваш надійний партнер для сталого та ефективного енергетичного рішення.

Разом ми можемо використати силу води для побудови більш зеленого, сталого та безпечного енергетичного майбутнього.

ПРОДУКТИ ТА ПОСЛУГИ

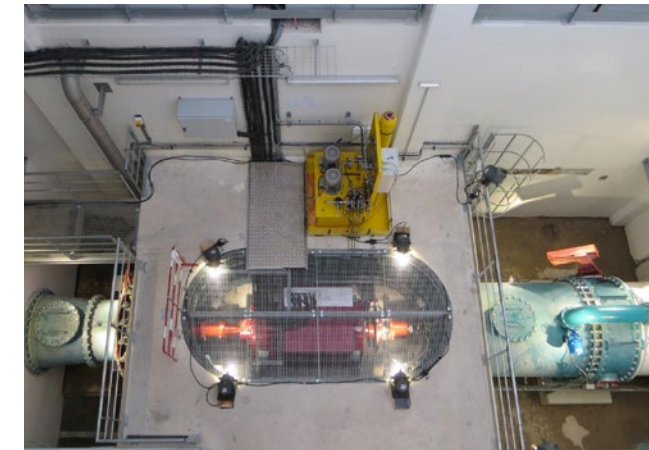
Рішення для гідроенергетики

Ми пропонуємо повний спектр гідроенергетичних рішень, включаючи турбіни Пельтона, Френсіса, Каплана та насосні турбіни, а також встановлення «під ключ», системи керування та послуги з реконструкції.

Ознайомтеся з інноваційними продуктами, розробленими для ефективності, надійності та сталого розвитку.

Турбіни Каплана

Турбіни Каплана потужністю до 20 МВт на одиницю, ідеально підходять для застосувань з низьким напором та високою витратою. Індивідуальні конструкції забезпечують максимальну ефективність та довговічність. Доступні конфігурації включають шахтні, бульбашкові, спіральні та сифонні турбіни з горизонтальним, похилим або вертикальним розташуванням.



Турбіни Пельтона

Турбіни Пельтона розроблені для гідроенергетики з високим напором та низькою витратою, з потужністю до 40 МВт на одиницю. Ці турбіни мають індивідуальні конструкції та робочі колеса з нержавіючої сталі, виготовлені з кованих моноблоків, що забезпечує оптимальну ефективність та довговічність.



Турбіни Френсіса

Турбіни Френсіса, розроблені за спеціальним замовленням, для застосувань із середнім напором, потужністю до 40 МВт на одиницю. Ці турбіни оснащені робочими колесами з нержавіючої сталі, виготовленими з кованих моноблоків, що забезпечує високу ефективність та довговічність.

Насосні турбіни.

Для гідроакумулюючих електростанцій потужністю до 20 МВт на одиницю. Ці системи ефективно зберігають надлишок електроенергії з відновлюваних джерел у «водяних акумуляторах», забезпечуючи електропостачання в періоди низького виробництва та допомагаючи балансувати навантаження мережі.



Рішення «під ключ»

Готові рішення для оптимізованої сумісності компонентів, своєчасної доставки, професійного монтажу та введення в експлуатацію, оптимізації процесу розробки та мінімізації зусиль з координації.

Чесько-українське співробітництво у галузі гідроенергетики та підготовки висококваліфікованих кадрів.

Новак Петер

Доцент кафедри гідротехнічних споруд Чеського технічного університету в Празі,
Доктор технічних наук
Чехія, м. Прага.

Білкова Ева

Інженер кафедри гідротехнічних споруд Чеського технічного університету в Празі,
Доктор філософії,
Чехія, м. Прага.

Сафоник Анатолій

Директор Навчально-наукового інституту енергетики, автоматики та водного господарства Національного університету водного господарства та природокористування,
Доктор технічних наук,
професор,
Україна, м. Рівне.

Рябенко Олександр

Професор кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування
Доктор технічних наук,
Україна, м. Рівне.

Галич Оксана

Доцент кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування,
Кандидат технічних наук,
Україна, м. Рівне.

Сунічук Сергій

Доцент кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування,
Кандидат технічних наук,
Україна, м. Рівне.

Анотація

Стаття висвітлює ключові аспекти співробітництва між Чеською Республікою та Україною у сфері гідроенергетики, акцентуючи увагу на обміні технологіями, спільних науково-дослідних проєктах і впровадженні інноваційних рішень. Особливу увагу приділено питанням підготовки висококваліфікованих спеціалістів для енергетичної галузі, зокрема через організацію спільних

освітніх програм, стажувань та семінарів. У статті аналізуються позитивні результати співпраці, а також окреслюються перспективи подальшого розвитку партнерства в умовах сучасних викликів енергетичної безпеки.

Ключові слова: гідроенергетика, гідроенергетичне обладнання, фізичне моделювання, чисельне моделювання, підготовка кадрів.



Рис. 1. Учасники грантового проєкту з числового моделювання потоків

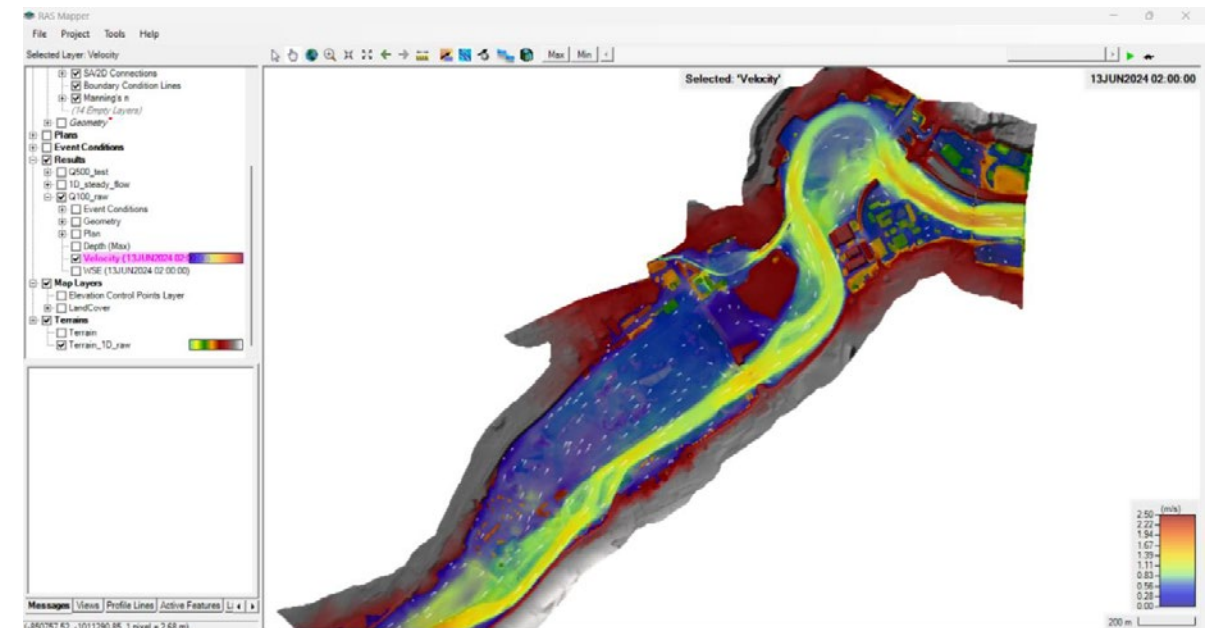


Рис. 2. Використання програмного комплексу HEC-RAS

1. Грант

Відповідно до грантового проєкту «Зміцнення професійного потенціалу в галузі числового моделювання потоків», який було виграно Чеським технічним університетом (м. Прага) [1] та Національним університетом водного господарства та природокористування (м. Рівне) в рамках програми «Зміцнення професійного потенціалу державних університетів України та Молдови» від Міністерства закордонних справ Чеської Республіки, передбачалось отримання нового досвіду з фізичного та чисельного моделювання гідравлічних явищ. З цією метою представники НУВГП (директор ННІ ЕАВГ, д.т.н., професор Сафоник А.П., завідувач кафедри ГЕ, ТЕ та ГМ, д.т.н., професор Рябенко О.А., к.т.н., доцент Сунічук С.В., к.т.н., доцент Галич О.О., к.т.н., доцент Тимошук В.С. та аспірант Зайчук Р.М.) перебували з робочим візитом в м. Прага.

В рамках візиту чеські колеги поділитись передовими технологіями щодо модернізації, технічного оснащення гідравлічної лабораторії університету та проведення фізичного моделювання.

Крім того відбувся тренінг з використання програмного комплексу HEC-RAS. HEC-RAS — це програмне забезпечення для моделювання, яке використовується в обчислювальній гідродинаміці, зокрема, для моделювання гідравліки потоку води через природні річки та інші канали. Під час навчання викладачі кафедри успішно виконали ряд завдань з 1D та 2D моделювання, в результаті чого отримали відповідні сертифікати. Програмні засоби для 1D, 2D та 3D моделювання гідравлічних процесів є цінним інструментом для підготовки дисертацій, наукових доповідей та статей.

Також за підсумками зустрічі було прийнято рішення створити робочі групи для подальшої комунікації та можливість співпраці наших університетів для підготовки грантових заявок.

2. Гідроенергетика Чехії

Для вивчення особливостей роботи обладнання, потужностей станцій і нюансів передачі виробленої енергії в загальну мережу були організовані екскурсії на гідроакумулюючу електростанцію Штеховіце, малі гідроелектростанції Троя і Єсеніце, чесько-американську інженерно-виробничу компанію Mavel з постачання обладнання для ГЕС. Фахівці з НУВГП отримали унікальну можливість перейняти досвід Чехії у реалізації інноваційних енергетичних проєктів.

Mavel відіграє провідну роль на світовому ринку, пропонуючи обладнання для гідроелектростанцій, оснащених турбінами з потужністю від 30 кВт до 30 МВт. Заснована в 1990 році, ця чесько-американська інженерно-виробнича компанія має понад 100 власних проєктів для Kaplan, Francis, Pelton і мікротурбін. Турбіни компанії Mavel успішно експлуатують у 36 країнах на п'яти континентах [2].

Гідроенергетика посідає вагомe місце в енергетичному секторі Чехії, попри те, що не є її головним джерелом електроенергії. Виробництво електроенергії в Чехії зосереджено переважно в гірській місцевості, багатій на водні ресурси та перепади висот. Гідроелектростанції переважно зосереджені на Влтаві та Ельбі, а також на водосховищах, що інтегровано використовуються для генерації електроенергії, водопостачання та регулювання стоку річок.



Рис. 3. Реалізація передових проєктів

3. Фізичне та чисельне моделювання

Фіналом цього проєкту було створення в гідроенергетичній лабораторії НУВГП установки з автоматичним вимірюванням тиску та рівнів води, що дозволить здобувачам вищої освіти ознайомитися з принципом роботи автоматичних систем вимірювання, які досить широко використовуються на гідроелектростанціях, а аспірантам проводити сучасні експериментальні дослідження.

Для автоматизації процесу вимірювання рівня води розроблено систему, яка складається з:

- програмованого логічного контролера Siemens CPU 1215C;
- модуля розширення аналогових входів SM 1231 AI8x13 BIT;
- давача тиску *bd sensors Imp 808*;
- давача дифузного та світловідбиваючого режимів;
- персонального комп'ютера зі SCADA системою.

Оскільки вартість давачів витрати є значною, тому доцільним є непряме вимірювання витрати на основі рівня рідини. Для проведення дослідження зміни рівня рідини було розроблено щит автоматизації, що представ-



Рис. 4. Зовнішній вигляд щита автоматизації

лено на рис. 4, на основі програмованого логічного контролера Siemens CPU 1215C з модулем розширення аналогових входів SM 1231 AI8x13 BIT. Дана конфігурація дозволяє підключити 8 аналогових давачів з уніфікованим сигналом, а також 14 дискретних входів, 10 дискретних виходів.

Автоматичне вимірювання рівня води в лабораторній установці проводиться таким чином: при зміні рівня води в лабораторній установці давач, який підключено до аналогового входу модуля розширення надсилає сигнал 4...20 мА (в залежності від наповнення резервуару) про відстань до води для контролера. Який перетворює його в цифрове значення за адресою %IW102. Подається на блок масштабування FC1, відповідно до меж вимірювання давача. Оскільки потрібно вимірювати рівень води в резервуарі, то від початково заміряної відстані давача до дна установки віднімаємо отриману відстань і в результаті отримуємо рівень води в лабораторній установці.

Розроблено SCADA система для віддаленого доступу до контролера, відображення мнемосхеми процесу вимірювання рівня рідини в лабораторній установці, відображення динаміки зміни процесу, архівації отриманих даних, налаштування параметрів роботи установки.

4. Підготовка висококваліфікованих кадрів

Уже вдруге за цей навчальний рік студенти навчально-наукового інституту енергетики, автоматики та водного господарства мали можливість відвідати відкриту лекцію Петра Новака, який працює на кафедрі гідротехнічного будівництва Чеського тех-

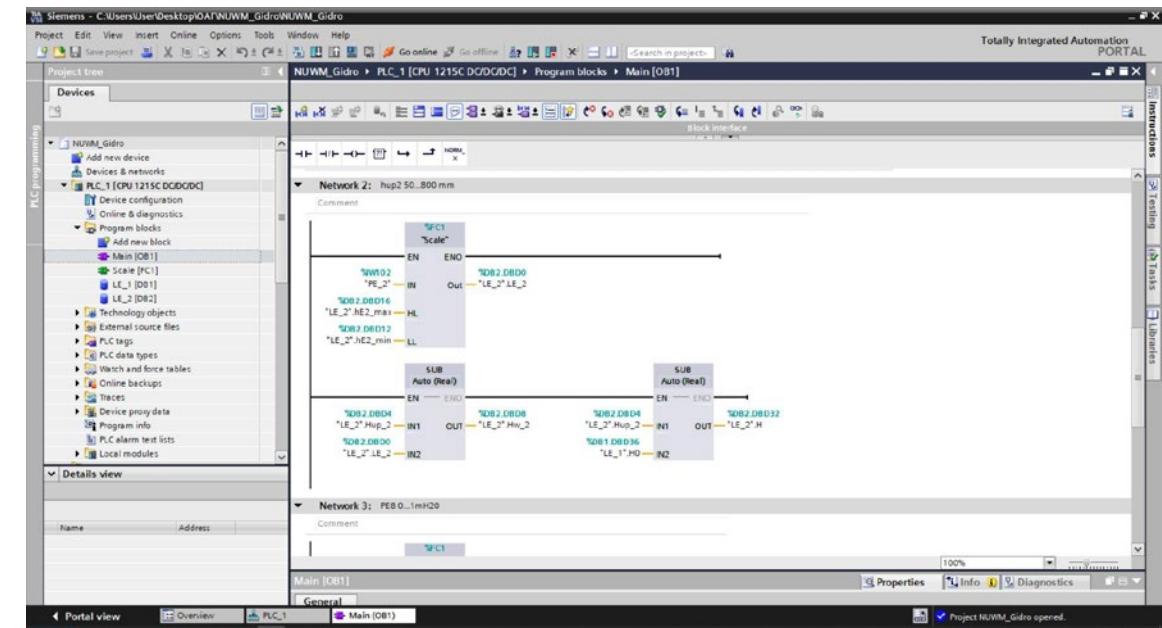


Рис. 5. Фрагмент програмної реалізації процесу вимірювання

нічного університету в Празі, Чеська Республіка. Цього разу пан Петр крім цікавої лекції про сучасні виклики гідроенергетики провів воркшоп для студентів спеціальності «Гідроенергетика» по визначенню основних параметрів ГЕС.

З метою сприяння розвитку інтелектуального потенціалу молодих науковців, підтримки їх науково-технічної творчої діяльності, заохочення їхнього інтересу до дослідницької роботи, пов'язаної із сучасними водними проблемами у світі та в Україні і стимулювання їх до використання математичного моделювання та англійської мови в навчанні та науковій роботі був проведений університетський конкурс наукових робіт молодих науковців «Modelling in Water Engineering for Solving Current and Future Issues».

Тематика студентських наукових робіт стосувалася різноманітних водних питань, таких як: оцінка та охорона водних ресурсів, управління водними ресурсами, водопостачання та водовідведення, гідраліка відкритих та закритих потоків, автоматизація процесів та систем, водна інженерія, гідроенергетика тощо.

В рамках проєкту співробітники НУВГП мали змогу відвідати міжнародні заходи, присвячені водним проблемам та гідроенергетиці.

Зокрема:

- The 40th IAHR World Congress in Vienna, Austria 2023;
- HYDRO 2023 in Edinburgh, Scotland 2023;
- Conference of Environmental and Climate Technologies in Riga, Latvia 2024;
- Vienna Hydro 2024 in Vienna, Austria 2024;
- Workshop "Penstocks, pressure shafts & pressure tunnels" in Graz, Austria 2024.

Висновки

- 1 Співробітництво між Чехією та Україною постійно поглиблюється, демонструючи великий потенціал для взаємовигідного розвитку в різних секторах, особливо в гідроенергетиці.
- 2 Покращене технічне оснащення гідралічної лабораторії НУВГП сприяло значному підвищенню якості виконання наукових досліджень.
- 3 Розвиток інтелектуальних здібностей молодих науковців та стимулювання їх до використання математичного моделювання й англійської мови у навчанні та дослідженнях.
- 4 Переймання чеського досвіду в гідроенергетиці є ключовим для зміцнення української гідроенергетичної галузі та формування висококваліфікованих спеціалістів, особливо у контексті будівництва та експлуатації малих ГЕС.

Література

1. Чеський технічний університет у Празі. Офіційний вебсайт Чеського технічного університету в Празі. <https://www.cvut.cz/>
2. Mavel, a.s. Офіційний вебсайт Mavel, a.s. <https://mavel.cz/>
3. Освітньо-професійна програма «Гідроенергетика» другого рівня вищої освіти за спеціальністю 145 Гідроенергетика галузі знань 14 Електрична інженерія. <https://nuwm.edu.ua/>

Використання меліоративних систем
Закарпаття для реалізації розподільної
відновлюваної електроенергетики

Пересоляк Владислав
Завідувач кафедри геодезії, землеустрою та геоінформатики
ДВНЗ «Ужгородський національний університет»,
Кандидат наук з державного управління,
Україна, м. Ужгород.

Анотація.

В даній статті частково проаналізовано гідро потенціал Берегівської осушувальної системи (БОС) в Закарпатській області в контексті використання її елементів в цілях виробництва електроенергетики. Визначено концерт використання елементів системи в влаштуванні гідроакумуючої міні-ГАЕС на меліоративному каналі Чаронда-Латориця .

Ключові слова: осушувально-зволожуючі системи, насосні станції меліоративних систем, гідротехнічні споруди, гідроакумуюча міні-ГАЕС, занурювальні лопатеві гідротурбіни, меліоративні канали, відновлювані джерела енергії.

Постановка проблеми

Враховуючи відсутність маневрових електрогенеруючих станцій в Закарпатті і недоцільністю відновлення робіт Бурштинської ТЕС, яка забезпечувала енергопотреби області в досягненні цілей самоенергозабезпечення Закарпаття розглянуто можливість будівництва гідроакумуючої міні-ГАЕС на меліоративних каналах Зважаючи на значну руйнацію російськими окупантами об'єктів об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) 13 серпня 2024 року уряд, затвердив Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2030-го[4], яким передбачено пришвидшення диверсифікації, декарбонізації, децентралізації та безпеки ОЕС, введення в дію 24 ГВт генеруючих потужностей зеленої енергетики, досягнення 27 % її частки у загальному споживанні електроенергії. Це потребує побудувати:6,1 ГВт вітрової енергетики, 12,2 ГВт сонячної енергетики, 876 МВт біоенергетики, 40 МВт геотермальної енергетики та 4,7 ГВт потужностей гідроенергетики. В реаліях воєнного стану це стратегічно необхідно робити: швидко, надійно, раціонально та екологічно безпечно для навколишнього середовища.

Виклад основного матеріалу.

Загальна площа водозбору Берегівської осушної системи складає 880 км², в тому числі на території України (Закарпатська область) 540 км², на території Угорської Республіки — 340 км².Берегівська осушна система, як польдер, на території України від с. Бадалово до с. Вари обмежена правобережною дамбою р. Тиса, правобережною дамбою р. Боржави, автомобільною дорогою від с. Бене до с. Гать, лівобережною дамбою Високобережного каналу від с. Гать до його гирла, лівобережною дамбою р. Латориці до держкордону з Словачькою Республікою, далі лінією держкордону до р. Тиса біля с. Соломоново Ужгородського району, потім правобережною дамбою р. Тиса від села Соломоново до с. Саловка Ужгородського району.

З 1880 по 1930 роки були побудовані по староріччям та понижених місцях в межах річки Тиси та Латориці магістральні канали: Чаронда-Латориця, Чаронда-Тиса, Нижнє Сернянський, Верхнє Сернянський Сипа-Чаронда, Верке Добрянський, Барабаш, дідовський Міць, Сипа, Ковач-Поток, Мосток-Альфа, загальною довжиною 170км., Гідрологічний режим каналів зазнав значних змін і є майже повністю зарегульованим. Основним джерелом живлення каналів є поверхневі води. Дно та береги каналів є земляними. В 2012 р. розчистки каналу здійснювалась на довжині 2500м. Канали одамбовані від сіл Гать, Велика Добронь, Батрадь, Гетен до впадіння в р.Тису та Латорицю.

В 1970 році збудовано насосні станції НС-1Б в с. Червоне продуктивністю 16м³/с, НС-13Б в с.Есень витратою 8,4 м³/с , НС 21Б в с.Саловка продуктивністю 6,3 м³/с, НС-12Б в с.Демичево продуктивністю 2,2м³/с та 12 насосних станцій II порядку. Загальна продуктивність чотирьох насосних станцій I порядку складає 32,9м³/с, а продуктивність дванадцяти насосних другого складала майже 20м³/с.

На Нижнє Сернянському каналі при реконструкції I черги було збудовано три насосних станції, які подавали воду на підвищені ділянки зрошувально-го периметру. Збудована НС-21Б двосторонньої дії

давала змогу відводити внутрішні води з системи у р.Тису у паводковий період та подавати в систему у засушливий період.

У міжпаводковий період вода самопливом скидається в річки Тиса та Латориця, а в період паводків коли рівні води в річках вище від рівнів в каналах, тоді шлюзи в дамбах вказаних річок закриваються, внутрішні води з системи скидаються стаціонарними насосними станціями

Перевага Береговської осушувальної системи була не лише в тому, що води з площі 49,9 тис. га скидаються в ріки Латориця і Тиса, а і те, що її канали можна було поповнювати за рахунок подачі води на обводнення через шлюз-регулятор в каналі Верке з р.Боржава шляхом підпору її русловою греблею побудованою на р.Бюоржава, а також подачі води на зволоження з р.Тиса за допомогою НС-21.

Крім того на магістральному каналі Чаронда-Сипа можна подавати було воду через розподільчу споруду, яка розташована на каналі Сипа на Угорській території в с. Вамошотьо. Подачу води регламентує Порядок співробітництва на прикордонних водах.

Скид внутрішніх поверхневих вод із системи, що накопичуються за рахунок весняного сніготанення і літніх злив, здійснюється основними магістральними каналами Верке, Верхнє-Сернянський, Нижнє-Сернянський, Сипа-Чаронда в канали Чаронда-Тиса і Чаронда-Латориця з послідовним скидом у водоприймачі р. Тиса і р. Латориця.

При високих горизонтах води в р. Тиса скид води через канал Чаронда-Латориця здійснюється в р. Латорицю, а при високих горизонтах води у р. Латориця скид здійснюється в р. Тису.

№ п/п	Назва показників	Одиниця виміру	Всього	в т. ч.		
				Берегів- ське МУВГ	Мукачів- ське МУВГ	Ужгород- ське МУВГ
I	Площа осушення	га	49 924	40 257	1476	8191
	в т. ч. гончарним дренажем	- “ -	33 781	24 114	1476	8191
II	Міжгосподарська мережа					
1	Відкрита осушна мережа, всього	км	378,06	289,76	16,9	71,4
	в т.ч.а)магістральні та інші провідні канали	- “ -	378,06	289,76	16,9	71,4
2	Споруди на водоприймачах на відкритій осушній мережі, всього	шт	211	136	3	72
	в т.ч. а) мости	- “ -	22	6	3	13
	б) ТП	- “ -	65	56	—	9
	в) РТП, РТК	- “ -	85	42	—	43
	г) інші	- “ -	39	32	—	7
3	Дамби	км	107,4	40,2	—	67,2
4	Стаціонарні насосні станції	шт	21	10	—	11
III	Внутрігосподарська мережа					
1	Відкрита осушна мережа, всього	км	1038,16	802,86	43,0	192,3
	в т.ч.а) магістральні та інші провідні канали	- “ -	1038,16	802,86	40,3	192,3
	в) регулюючі	- “ -	2,7	—	2,7	—
	Споруди на водоприймачах на відкритій осушній мережі, всього	шт	1050	781	47	222
	в т.ч. а) мости	- “ -	3	3	—	—
	б) ТП	- “ -	764	601	26	137
	в) РТП, РТК	- “ -	233	137	19	77
	г) інші	- “ -	50	40	2	8
3	Закриті осушні мережі, всього	км	28 250,3	20 454,69	1810,7	5984,9
	в т. ч.а) колектори	- “ -	2554,2	1738,49	194,2	621,5
	б) дрени	- “ -	25 696,1	18 716,20	1616,5	5363,4
4	Споруди на закритій осушній мережі	шт	13 831	10 987	468	2376
5	Стаціонарні насосні станції	шт	5	5	—	—
6	Водосховища	шт/млн.м³	3/14,45	1/0,147	—	2/14,3
7	Експлуатаційні дороги	км	7,3	7,3	—	—

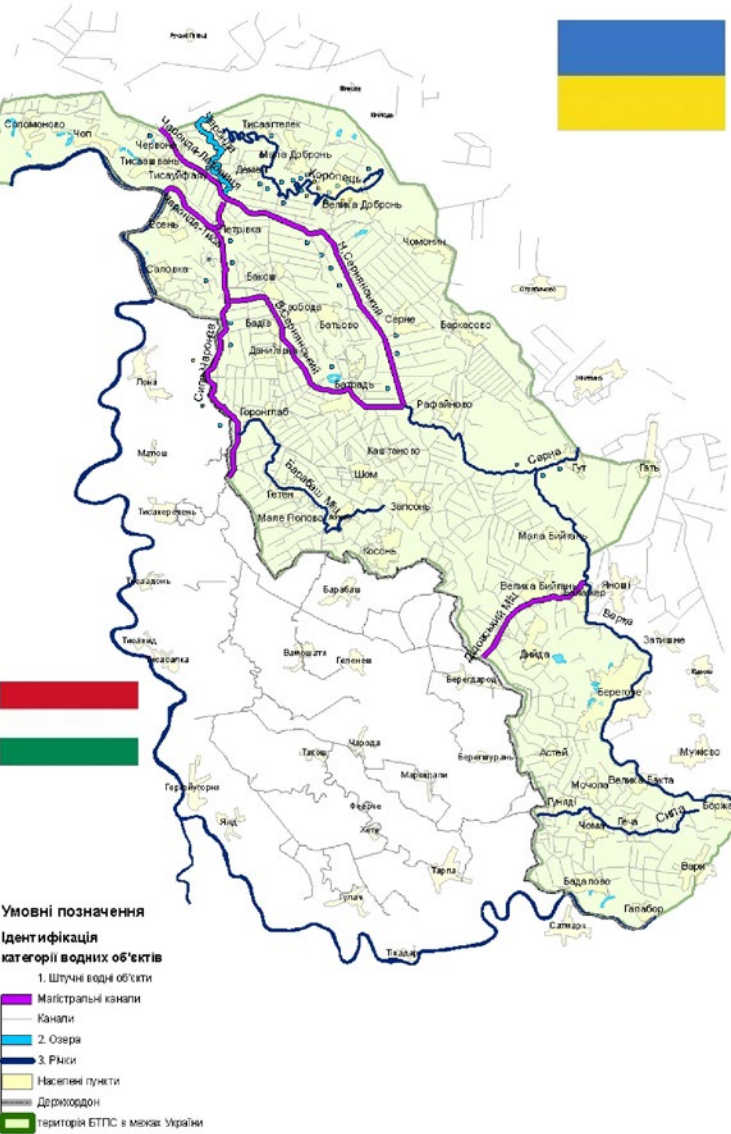
Табл. 1. Технічний опис Берегівської осушувально-зволожувальної системи

При співпаданні піків повеней у вказаних річках, самопливний відвід внутрішніх вод з масиву припиняється і здійснюється лише перекачування насосними станціями в одамбовані русла річок.

В даний час система знаходиться в не задовільному стані, так-як більше 30 років не проводилися розчистка основних магістральних каналів та капітальний ремонт гідротехнічних споруд та насосних станцій.

Канал Сипа-Чаронда. Основним джерелом води для каналу Сипа-Чаронда є р. Сипа. Однією з особливостей р. Сипа є пересихання в літній період року, відсутність стоку з України в Угорську Республіку. Річка Сипа живиться тільки ґрунтовими та дощовими водами. Витік річки Сипа (староріччя р. Боржави) відокремлений від основного водотоку

автомобільною дорогою. Загальна довжина річки Сипа на території України 12 км, далі в с. Гуняди, вона перетинає державний кордон між Україною і Угорською Республікою, вже на території останньої впадає в меліоративний канал Чаронда, утворюючи канал Сипа-Чаронда. В районі насосної станції 10Б канал Сипа-Чаронда перетинає державний кордон між Угорською Республікою і Україною (загальна довжина на території України 16 км.) і поблизу станції Есень через розподільний шлюз впадає або в канал Чаронда-Латориця, або в канал Чаронда-Тиса. В літньо-осінній період року коли р. Сипа пересихає, а в результаті акумуляції поверхневого стоку на території Угорської Республіки з каналу Чаронда практично відсутній навіть мінімальний санітарний стік поверхневих вод канал Сипа-Чаронда остається без води.



Мал. 1. Схема Берегівської транскордонної польдерної системи

Канал Чаронда-Тиса. Канал Чаронда-Тиса довжиною всього 3,4 км є дуже важливим в системі каналі БТПС. По-перше, бере свій початок від розподільного шлюзу, який дає можливість гідрологічного зв'язку між каналами Сипа-Чаронда та Чаронда-Латориця.

По-друге, канал Чаронда-Тиса впадає безпосередньо в річку Тису і через Яворівський шлюз-регулятор дозволяє «перекинути» в р. Тису до 37 м³/с внутрішніх поверхневих вод.

По-третє, канал Чаронда-Тиса є транскордонним водотоком і потребує особливого контрольного моніторингу якості поверхневих вод.

Канал Чаронда-Латориця. Канал Чаронда-Латориця довжиною 6,8 км є ключовим та найбільш важливим в системі каналі БТПС. Меліоративний канал Чаронда-Латориця починається від розподільного шлюзу, котрий забезпечує гідрологічний зв'язок між каналами Сипа-Чаронда та Чаронда-Тиса, через збудований п'ятиотвірний шлюз-регулятор здатний пропустити до 57,6 м³/с внутрішніх поверхневих вод. Канал Чаронда-Латориця впадає в річку Латорицю і за допомогою насосної станції БОС-1 дозволяє направити в р. Латорицю до 68 м³/с внутрішніх поверхневих вод.

Канал Верхне-Сернянський. Меліоративний канал Верхне-Сернянський бере свій початок біля с. Гут (Гараздівка) у Берегівському районі і через 28 км впадає в канал Сипа-Чаронда поблизу насосної станції НС 10Б.

№ п/п	Назва	Місце розташування	Назва водотоку	Насосне обладнання	
				витрата, м³/с	к-сть насосів шт
Існуючі насосні станції					
1	НС -1Б	с.Червоне	Чаронда-Латориця	16,0	4
2	НС -2Б	с.Серне	МК – 3, МК – 4	1,2	4
3	НС -6Б	с.Велика Добронь	МК – 1	0,37	1
4	НС -7Б	с.Соломоново	КД 1а	1,38	2
5	НС -8Б	с.Свобода	В.Сернянський	1,5	2
6	НС -9	с.Демечі-Червоне	Чаронда-Латориця	0,3	3
7	НС -10Б	с.Свобода -2	В.Сернянський	1,5	2
8	НС -11Б	с.Червоне	Чаронда-Латориця	0,96	2
9	НС -12Б	с.Демечі	МК – 1	2,2	4
10	НС -13Б	с.Есень	Чаронда-Тиса	8,4	7
11	НС -15	м.Берегово	К – 2	1,7	2
12	НС -16	с.Бовтрадь	В.Сернянський	5,32	4
13	НС -21Б	с.Саловка	МК – 3	6,25	5
14	НС -24	с.Дідово	Водосховище	2,24	3

Табл. 2. Основні технічні характеристики насосних станцій Берегівської осушувальної системи

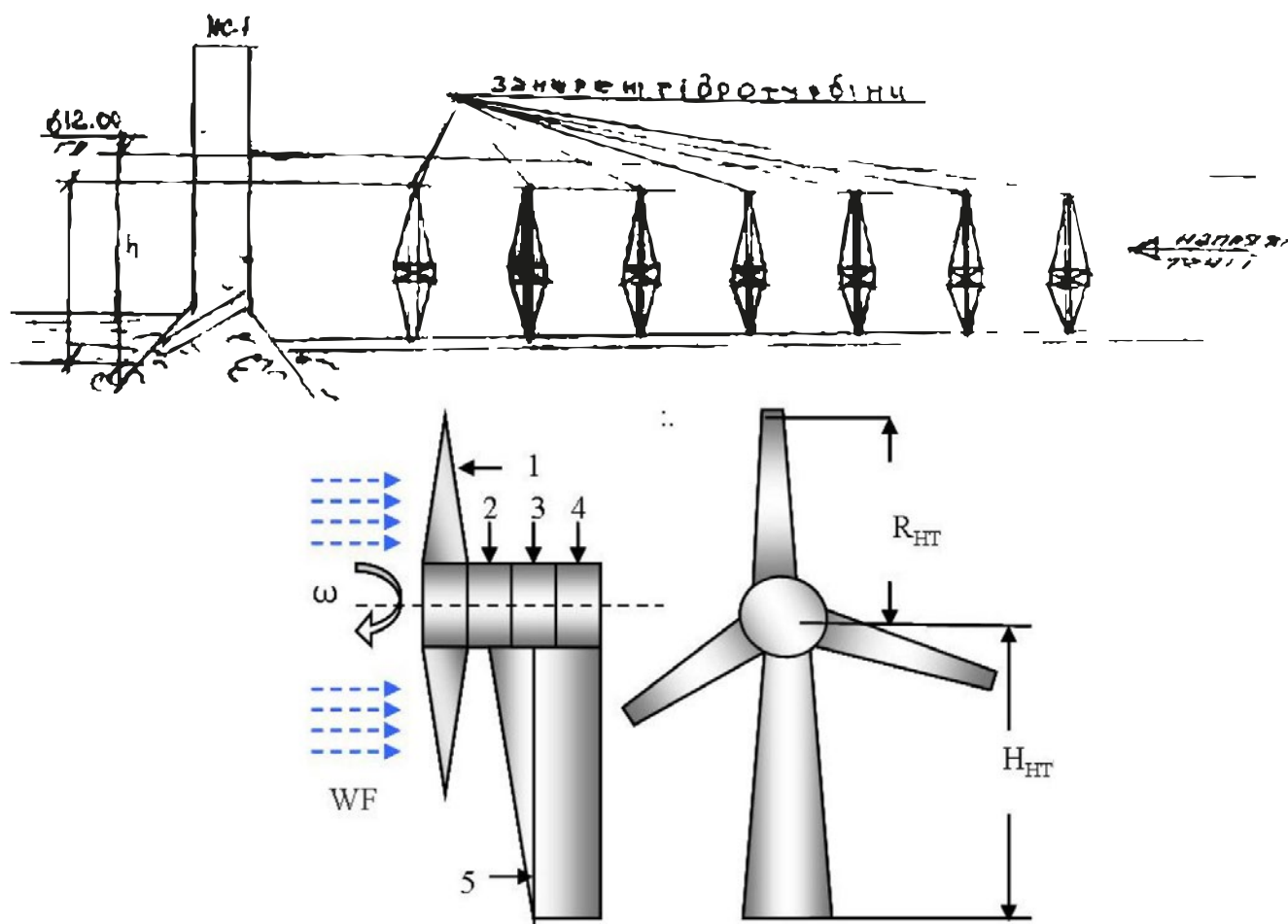
Канал Нижне-Сернянський. Меліоративний канал Нижне-Сернянський утворюється в результаті розподілу поверхневого стоку Верхне-Сернянського меліоративного каналу через шлюз-регулятор на 13,5 км зазначеного каналу. Загальна довжина Нижне-Сернянського каналу складає всього 16,5 км і в районі с. Демичі він впадає в канал Чаронда-Латориця.

Істотною перевагою ГАЕС простого акумулювання є можливість їх будівництва не тільки на великих річках з використанням уже існуючих водоймищ як нижньої водойми, але й вдалині від великих річок на невеликих річках, де є сприятливі топографічні умови для створення напору, поблизу від великих ТЕС і АЕС, що дозволяє підвищити надійність роботи в енергосистемі, знизити витрати на спорудження ЛЕП.

За тривалістю циклу акумулювання (періоду спрацювання та наповнення водойм) ГАЕС підрозділяються так:

- ГАЕС добового акумулювання, які застосовуються найчастіше та характеризуються добовим циклом наповнення та спрацювання водойми.

- За тривалістю роботи у турбінному режимі їх підрозділяють на пікові з роботою у турбінному режимі до 5 годин на добу й напівпікові з роботою від 5 до 15 годин на добу. Пікові та напівпікові ГАЕС у насосному режимі працюють в основному у період нічного провалу в графіку навантажень протягом 6–7 годин на добу.
- ГАЕС тижневого акумулювання характеризуються накачуванням у вихідні дні додаткового обсягу води у верхню водойму (що дозволяє в умовах зниження споживання електроенергії в енергосистемі в ці дні зменшити розвантаження ТЕС), яка використовується в робочі дні у турбінному режимі для покриття пікової частини добових графіків навантаження. При такому режимі роботи потрібне збільшення ємності водойм для розміщення додаткового обсягу води.
- ГАЕС із сезонним циклом акумулювання характеризуються тим, що у літній період, коли споживання електроенергії знижується, накачується додатковий обсяг води у верхню водойму й за рахунок цього в осінньо-зимовий період максимуму навантаження в енергосистемі збільшуються потужність і вироблення ГАЕС. Такий режим застосовується вкрай рідко, тому що вимагає великої ємності водойм.



Мал. 2. Схеми занурювальних лопатевих гідротурбін

Використання елементів Берегівської осушувальної системи в цілях виробництва електроенергетики

Розглянувши технічну інформацію викладену вище, можна зупинитись на варіанті використати елементи Берегівської осушувально-зволожуючої системи, а саме канали, гідротехнічні споруди, улаштувавши міні-ГАЕС гідроакумулюючого типу. Що дасть можливість додатково підживлювати місцеві електромережі в часи максимального електроспоживання.

Морфологія існуючої гідромережі; перепад висот, витрату води дозволяє, як першочергові дві ГАЕС а саме:

1. В районі насосної станції №21 на каналі МК-3. Насосна станція обладнана двома агрегатами що працюють на зрошення, які при максимальній роботі використовують витрату води біля 2 куб.м/с. Вода забирається з р.Тиса і подається в ґрунтовий канал МК-3 довжина якого до 5 кілометрів. Перепад між рівнем води в каналі і рівнем води в р.Тиса складає 5,5 м (Рів.води в каналі 104,00 м БС, а рівень води в р. Тиса 98,00 м БС).

Обсяг акумуляції води при роботі (при глибині спрацювання) 1,0м складає 43 тис. куб.м, який наповнюється в нічний час за 18 годин.

У пікові періоди, при максимальному навантаженні в мережі, агрегат у реверсному режимі може видати потужність в 100 кВт.

Піковий період прийнятий 5 годин.

2. В районі насосної станції Б-1 на каналі Чаронда-Латориця. Насосна станція не працює у режимі зрошення. Після останньої реконструкції Б-1 було затампонована (забетонована) водозабірна частина. Перепад між рівнем води із сторони р.Латориця і рівнем води в каналі Чаронда — Латориця складає 5,3 м (Рівень води в каналі 105,30 м БС, а рівень води в НБ 99,70 м БС).

Обсяг акумуляції води при роботі (при глибині спрацювання) 1,0 м складає 350 тис. куб.м, який наповнюється за рахунок відводу води з осушувальної системи каналів Сипа -Чаронда та каналів Нижній та Верхній Сернянські.

У пікові періоди, при максимальному навантаженні в мережі, агрегат у реверсному режимі може видати потужність до 700 кВт. Міні ГАЕС улаштовується в нижньому б'єфі насосної станції Б-1.

Піковий період прийнятий 5 годин.

Також одним із проектних варіантів пропонується доповнення до насосної станції Б-1 на магістральному каналі Чаронда — Латориця улаштування занурювальних лопатевих гідротурбін потужністю до 400 кВт послідовно через 50 метрів в кількості 20 штук послідовно в ряд (мал.2).

Розрахунок потужність водяного потоку, який падає на гідротурбіну розраховується за формулою

$$P = 0,5 \times \rho_{HD} \times A_{HD} \times v_{HD}$$

де, ρ_{HD} — густиною води;

A_{HD} — площа охопту гідротурбіни;

v_{HD} — швидкістю водяного потоку.

Враховуючи можливості каналу Чаронда — Латориця попередні розрахунки дають можливість стверджувати, що занурювальні лопатеві гідротурбіни потужністю по 400 кВт. можуть видати потужність в піковий період до 80 000кВт.

Висновок.

Аналізуючи Берегівську осушувально-зволожуючу систему (БОС), зокрема насосну станцію НС-1 та канал Чаронда-Латориця — необхідно стратегічно змінити філософію використання ОЗС Закарпатської в системі забезпечення водними ресурсами та відновлювальною електроенергетикою населення.

- Берегівська осушувально — зволожуючі системи (БОС) в Закарпатській області не виконує свої безпосередньо проектної інженерно-меліоративні функції.
- Насосну станцію /НС-1 БОС/ разом з магістральним каналом Чаронда-Латориця — можна реконструювати в міні ГАЕС з виробництвом електроенергії від 700 — 87 000 кВт / при застосуванням занурювальних лопатевих гідротурбін.

Література

1. Водний кодекс України. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-%D0%B2%D1%80#Text>
2. Закон України «Про меліорацію земель». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1389-14#Text>
3. «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє» <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/intro>
4. Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-%D1%80#Text>
5. Наказ від 20.11.2024 № НС-1218 Про внесення змін до Переліку/ Справочник по водным ресурсам СССР. Том VIII. Украинская ССР. Часть 2. АН УССР, К-1955р// https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=114597

6. МЕЛІОРАЦІЯ І ВОДНЕ ГОСПОДАРСТВО» Випуск 105 Міжвідомчий тематичний

7. науковий збірник. НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ АГРАРНИХ НАУК УКРАЇНИ

8. ІНСТИТУТ ВОДНИХ ПРОБЛЕМ І МЕЛІОРАЦІЇ. <http://iwpm.com.ua/mivg105.pd>

9. Олійник М.О., Ісаєв С.Д., Деревська К.І. (Україна, Київ) «ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В УКРАЇНІ» Секція №5 — Альтернативні (відновлювальні) джерела енергії та екологічно чисті технології. https://www.researchgate.net/publication/346564020_Gidroakumuluyuchi_elektrostantsii_v_Ukraini

10. Публікація БУР ТИСА «На території Берегівської польдерної системи виконуються роботи по розчистці від намулу каналу Чаронда-Латориця». <https://buvrtysa.gov.ua/newsite/?p=1278>

11. Пересоляк В., Пересоляк Р. «ДЕЯКІ АСПЕКТИ МОНІТОРИНГУ ВОДНИХ РЕСУРСІВ В КОНТЕКСТІ ВИКОРИСТАННЯ ОСУШЕНИХ ЗЕМЕЛЬ В ЗАКАРПАТСЬКІЙ ОБЛАСТІ». <https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/handle/lib/27184>

12. Пересоляк В.Ю. Радомський С.С.»МОНІТОРИНГ ВОДНИХ РЕСУРСІВ ЗАКАРПАТТЯ В КОНТЕКСТІ ВИКОРИСТАННЯ ОСУШЕНИХ ЗЕМЕЛЬ « <https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/handle/lib/31077>

13. Розвиток Берегівської транскордонної польдерної системи в басейні р. Тиса» РЕКОНСТРУКЦІЯ БЕРЕГІВСЬКОЇ ОСУШУВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ. Київ 2010

14. Робочий проект: "Реконструкція відкритої мережі Берегівської осушувальної системи на території Ужгородського району Закарпатської області" розроблений ВКП «Закарпаттяводпроект» БУВР Тиси .Ужгород 2017.

15. Справочник по водным ресурсам. "Урожай", Под ред. Б. И. Стрельца. К.: Урожай, 1987. 304 с.

Використання протипаводкових акумулювальних ємкостей в якості басейнів для накопичення і збереження запасів прісної води та виробництва електроенергії

Мошинський Віктор

Ректор Національного університету водного господарства та природокористування, Доктор сільсько-господарських наук, професор, Україна, м. Рівне.

Хлапук Микола

Професор кафедри гідротехнічного будівництва та гідравліки Національного університету водного господарства та природокористування, Доктор технічних наук, професор, Україна, м. Рівне.

Шинкарук Любомир

Доцент кафедри гідротехнічного будівництва та гідравліки Національного університету водного господарства та природокористування, Кандидат технічних наук, Україна, м. Рівне..

Катастрофи на Землі та теперішні проблеми прісної води. Аналіз катастроф на Землі, що відбулися за останні 20 років (2000-2020 рр.), засвідчує, що зміни клімату є головною причиною, які призвели до подвоєння кількості стихійних явищ, зазначається в докладі Бюро ООН зі зменшення ризику стихійних лих (UNISDR), обнародованому в Женеві 13 жовтня 2020 року з нагоди відзначення Міжнародного дня зі зменшення небезпеки лих.

З 2000 по 2019 рр. Бюро ООН зареєструвало в усьому світі 7348 крупних природних катастроф — майже вдвоє більше, ніж за період з 1980 до 1999 рік. Майже три тисячі лих пройшли в Азії, 1800 — на американському континенті і біля однієї тисячі — в Африці. Значно виросло кількість землетрусів, цунамі і катастроф, викликаних, головним чином, *кліматичними змінами* — з 3600 до, майже, 6600. За цей період від одних тільки коливань екстремальної жары померло 165 тисяч осіб. Всього від природних катастроф пострадало 4,2 млрд осіб — це на один мільярд більше, ніж за попереднє двадцятиліття. Економічні збитки від наслідків стихійних лих досягли 3 триліонів доларів. *«Ми руйнуємо, прекрасно усвідомлюючи, що ми робимо. Це — єдиний висновок, який можна зробити, проаналізувавши катастрофи, що сталися за останні 20 років. Дуже важливо прислухатися до наукових висновків і попереджень, і, відповідно, інвестувати в попередження, адаптацію до кліматичних змін і бути готовим до природних катастроф»* — констатувала голова Бюро ООН зі зменшення ризику стихійних лих Мамі Міцуторі. Вона призвала уряди держав прикладати енергичніші зусилля для попередження кліматичних ризиків.

За даними Геологічної служби США, *прісна вода* становить не більше ніж 2,5% світових водних ресурсів (близько 35 млн км³). Слід зазначити, що 68,7% її кількості припадає на льодовики, а 30,1% — на важ-

кі для видобутку підземні води. Фактично, *людині залишаються 1,2% прісної води*, розташованої на поверхні Землі, 69% із яких — вічна мерзлота і лише 21% — *річки й озера*. Загальний обсяг річкових стоків оцінюють у 46,8 тис. км³, і вони розподілені на Землі дуже нерівномірно. Найкраще забезпечена прісною водою Латинська Америка (30% світового водостоку), в той же час на Євразію, де мешкає 70% населення світу, припадає лише 40% обсягів, на африканські країни на південь від Сахари — 10%. Найменше забезпечені прісною водою Близький Схід і Північна Америка (по 1%) [1].

Глобальне потепління може перетворити проблему нестачі питної води, що спостерігається в усьому світі, на світову кризу. Танення льодовиків стрімко зменшує запаси цього важливого ресурсу й загрожує підняттям рівня Світового океану на понад 30 см уже до 2065 року. До того ж, за спостереженнями науковців із Колумбійського університету, льодовики Гімалаїв тануть удвічі швидше, ніж минулого століття, що загрожує позбавленню прісної води понад 1,6 млрд жителів Південно-Східної Азії.

Всесвітня програма ООН з оцінки водних ресурсів (WWAP) відзначає зростання у світі дисбалансу між попитом і пропозицією на воду, оскільки багато країн уже досягли межі водокористування. *Попит на прісну воду, за оцінками Американського інституту населення (Population Institute), перевищує пропозицію на 17%, а до 2025 року дефіцит може зрости до 1,3–2 трлн м³ на рік.*

За прогнозами міжнародної Організації економічного співробітництва й розвитку, до 2030 року 47% населення Землі відчуватимуть гостру нестачу води. В минулому році в такій ситуації вже опинилися 250 млн африканців, що спричиняє масову міграцію населення й нові конфлікти. Надалі слід очікувати лише зростання боротьби за водні ресурси між країнами, містами й селами, а також між різними

галузями економіки, що перетворить водне питання на політичну проблему планетарного рівня.

Додаткові проблеми створює *будівництво гребель* для накопичення запасів води на транскордонних річках із перспективою перерозподілу водних ресурсів, що підвищує градус напруги у відносинах між країнами. Нестачу води у світі намагаються компенсувати за рахунок *підземного видобутку*, який за останні 50 років зріс майже втричі й неабияк виснажує підземні водні горизонти. Утім, наявні ресурси прісної води щороку все одно зменшуються і не встигають відновлюватися, що породжує нові конфлікти.

Виснаження *водних запасів* відзначається у 37 провідних водоносних горизонтах в Африці, Євразії та Північній і Південній Америках. У деяких великих містах це викликало небезпечну *осадку ґрунтів*. Так, у деяких районах Пекіна земля осідає на 4 см на рік через осушення великого водоносного горизонту, на якому розташоване місто. Аналогічні процеси спостерігаються в Шанхаї, Мехіко й деяких містах Каліфорнії (до 8 м). Також постає загроза для життя майже двох мільярдів людей, проблеми з виробництвом продовольства й виникнення нових конфліктів за воду.

Зміни клімату на Землі та їх наслідки: затоплення, засухи тощо. Спочатку XXI століття внаслідок затоплення високими водами постраждало понад 3 млн людей на території, підпорядкованій Європейській економічній комісії Організації Об'єднаних Націй (ЄЕК ООН), включаючи 1,9 млн осіб тільки у Східній Європі. В останні роки почастишали катастрофічні паводки, збільшилися їх негативні економічні, соціальні та екологічні наслідки й зростає кількість визваних ними людських жертв. Оцінюючи серйозність такої ситуації й взявши до уваги розширення територій, які відчувають на собі зміни клімату, можна передбачити, що такі очікувані кліматичні зміни призведуть до того, що затоплення стануть частішими і масштабнішими.

Слід зазначити, що, зазвичай, паводки провокують і супроводжують інші катаклізми, такі як — *зсуви, селі, буревії, забруднення та зараження джерел водопостачання* та інші. Тому збитки від затоплень високими водами займають *друге місце після збитків від землетрусів*.

Спеціалісти вказують на особливість проходження сучасних паводків констатуючи той факт, що норма опадів на територіях, які зазнають затоплення, залишається такою ж як і раніше, але інтенсивність їх випадання в часі значно прискорилась, і до тих пір, доки не буде здійснена надійна система захисних заходів в річковому басейні, адаптована

до теперішніх кліматичних змін, затоплення завжди будуть можливими [2-5]. Результати наслідків паводків, засвідчують, що необхідно мати чітку схему їх пропуску та бути впевненими у надійній роботі всіх гідротехнічних споруд, особливо під час такого раптового та швидкоплинного гідрологічного процесу як паводок.

Сучасна тенденція протипаводкового захисту передбачає інтегроване управління паводковим стоком, яке в свою чергу включає:

- *Попередження затоплень.*
- *Захист від затоплень, готовність до можливого затоплення.*
- *Невідкладні заходи.*
- *Відновлення наслідків від затоплення*

Трьома останніми вищезазначеними проблемними питаннями займається кафедра гідротехнічного будівництва та гідравліки Національного університету водного господарства та природокористування (НУВГП, м. Рівне). Вона має дієву унікальну та найпотужнішу в Україні гідротехнічну лабораторію загальною площею 960 м², інноваційні наукові розробки й може виконувати фізичне та математичне моделювання гідравлічних явищ, процесів і гідротехнічних споруд, у тому числі наукові дослідження з комплексного регулювання русел річок.

Концепція протипаводкового захисту в Україні.

Для ефективного вирішення глобальної і дуже актуальної проблеми — здійснення захисту територій від затоплення, необхідно поєднати зусилля спеціалістів, які працюють на Землі — гідротехніків, гідрологів, гідрогеологів та спеціалістів, які використовуючи спеціальне супутникове обладнання, здійснюють моніторинг Землі за допомогою дистанційного зондування (ДЗЗ), і спроможні прогнозувати стихійні лиха, в тому числі *урагани, затоплення, засухи* тощо.

Все більшого визнання набуває концепція, згідно з якою традиційні засоби протипаводкового захисту повинні використовувати в одночасному поєднанні з регулюванням паводкового стоку — здійснювати управління паводковим стоком, при цьому обов'язковими до використання виступають протипаводкові ємкості в поєднанні з традиційними регуляційними спорудами.

Протипаводкові акумулювальні ємкості в нормальних умовах це порожні ємкості, які заповнюються тільки під час паводків рідкої повторюваності та спрацювання або використання заакумульованого об'єму води здійснюється після проходження паводка. Досвід роботи таких споруд на Дністрі показує: необхідно щоби поріг водозабірних споруд

влаштовувати на відмітках, що відповідають витратам в річці з діапазоном забезпеченостей від 20% до 1%. Для цього необхідно обов'язково здійснювати лабораторну перевірку роботи таких споруд охопивши найширший прогнозований (але можливий під час експлуатації) діапазон витрат і рівнів високої води на предмет перевірки пропускної спроможності водозабірних споруд, що є обов'язковими у складі протипаводкового комплексу.

У Європі регулювання паводкового стоку почали впроваджувати з XIX ст. Одним з перших захищених об'єктів було м. Відень. Вище міста по течії в межах пониженої частини річкової долини р. Дунай було побудовано сім басейнів з вимощенням їхнього ложа камінням, які виконували роль паводкозатримувальних ємкостей.

Натепер сусідні з Україною країни Румунія та Угорщина, на які приходить відповідна доля Карпатських гір і гірських річок, тобто мають аналогічні умови з гірськими річками Українських Карпат а також проблеми з протипаводковим захистом, випереджують нас в плані будівництва протипаводкових ємкостей. Так, наприклад, в Угорщині в 2008 р. побудовано польдер «Циганд» (фото 1), а в 2014 року здано в експлуатацію найбільший протипаводковий польдер у Середній Європі (фото 2).

Він розташований в межиріччі річок Самош-Красна. Польдер був реалізований в рамках програми «Подальший Розвиток Плану Вашаргелі» за фінансової підтримки ЄС.

Аналогічна ситуація щодо будівництва протипаводкових ємкостей існує і в Польщі. Такі гідротехніч-



Фото.1.



Фото.2.



Фото.3.



Фото.4.

Фото 1. Водозабірні споруди протипаводкової акумулювальної ємкості «Циганд», Угорщина, 2008

Фото 2. Водозабірні споруди протипаводкового акумулювального польдера «Самош-Красна», Угорщина, 2014

Фото 3. Протипаводкова акумулювальна ємкість Mirowaniec на річці Swedrna Польща, 2004

Фото 4. Протипаводкова акумулювальна ємкість Mirowaniec на річці Swedrna («zrzucana woda»-«скинута вода»), Польща, 2004



Фото.5.



Фото.6.

Фото 5. Гідравлічні дослідження водозабірної (впускної) споруди польдера «Вари-Четфалва» на р. Тиса в Закарпатській обл. (моделювання виконано в гідротехнічній лабораторії НУВГП)

Фото 6. План водовипускної споруди польдера «Вари-Четфалва» на р. Боржава в Закарпатській обл.

ні споруди в Польщі називають «zbiorniki retencyjne», що дослівно означає «утримувальні водойми». Прикладом такої споруди може служити протипаводкова акумулювальна ємкість Мурованець (Mirowaniec) на річці Сведрна (Swedrna), (фото 3 і 4) [6].

Після проходження паводка в Прикарпатті у 2008р. спеціалісти знову звернулися до схем захисту з влаштуванням протипаводкових ємкостей, яку розпочинали впроваджували вже двічі, у XIX і XX ст. На сьогодні, в період глобальних кліматичних змін, цей варіант є найперспективнішим і найреальнішим з точки зору забезпечення захисних функцій від шкідливої дії води, оскільки досвід роботи попередніх захисних схем підтверджує необхідність одночасного використання в захисній схемі класичних (систематичних) гідротехнічних і регуляційних споруд, у тому числі протипаводкових акумулювальних ємкостей.

Протипаводкові ємкості дозволяють значно знизити рівень води в річці на нижче розташованих ділянках при проходженні максимальних паводків завдяки розвантаженню частини паводкової витрати і акумуляції її на своїй площі, що суттєво зменшує небезпеку затоплення прилеглих земель та населених пунктів й руйнування берегів водотоку та регуляційних споруд. Для цього можна використовувати існуючі польдери або будувати нові спеціальні ємкості для акумуляції води під час проходження паводка.

Особливості роботи протипаводкових ємкостей пов'язані з відводом значних витрат води з річки при невеликих питомих витратах на водозливі водозабірної споруди. Зазвичай, боковий відвід

води з річки істотно ускладнює умови роботи водозабору. Об'єми штучних ємкостей повинні бути достатніми для акумуляції розрахункових об'ємів води, а водозабірні споруди повинні забезпечити (гарантувати) наповнення ємкостей за розрахунковий період часу.

Таким чином, концепція управління паводками полягає в тому, що до складу схеми протипаводкового комплексу повинні обов'язково входити протипаводкові ємкості та класичні (традиційні) регуляційні споруди — огорожувальні дамби, напівзагати, загати, донні пороги, поздовжнє укріплення тощо.

В Закарпатській області в басейні р. Тиса заплановано створити 22 протипаводкові ємкості з загальною площею 152 кв. км і сумарною корисною ємністю 92 млн м³ [7]. Будівництво однієї із них «Вари-Четфалва» було передбачено на р. Тиса в Берігівському районі (фото 5 і 6).

На річках Прикарпаття передбачено влаштувати 101 ємкість [7]. Завершено будівництво трьох ємкостей у верхів'ях р. Дністер. Натепер введено в експлуатацію три протипаводкові ємкості у верхів'ї Дністра у Львівській області «Чайковичі», «Тершаків» і «Мости», що при різних підняттях рівнів дозволяє накопичити близько 100 млн м³. паводкового стоку та покращити умови проходження паводкових витрат нижче за течією у Львівській та Івано-Франківській областях.

Обґрунтування необхідності будівництва акумулювальних ємкостей (на прикладі р. Дністер).

Річка Дністер бере свій початок на північних схилах Українських Карпат з джерела що витікає під горою

на висоті 932 м над рівнем моря, яка називається Старе Поле, розташованої недалеко с. Вовче Турківського району Львівської області.

Нижче м. Старий Самбір р. Дністер утворює болотистий масив, відомий під назвою Великих Наддністрянських боліт, на заході бере початок в межиріччі річок Стрв'яз і Дністер, на сході він примикає до болотистих масивів, розтягнутих вздовж річок Бистриця та Тисмениця. Територія зазначеного болотистого масиву розташована на території Самбірського, Дрогобицького та Городоцького районів Львівської області.

По контуру болотистого масиву розташовано біля 30 населених пунктів, більшість з яких потерпає від затоплення під час проходження весняних і літніх дощових паводків. Таким чином, народне господарство цих районів, особливо, сільське господарство, зазнає значних збитків від затоплення територій паводковими водами.

Спробу забезпечити надійний захист територій від високих паводкових вод з використанням протипаводкових (акумулювальних) водойм на зазначеній ділянці верхнього Дністра розпочинали впроваджували двічі, у XIX і XX ст., але цю проблему за різних причин так і не було вирішено [5,7].

За результатами спостережень на території водозбірної басейну Дністра за період в 100 років (з 1911 по 2012 рр.) пройшло 15 паводків з катастрофічними наслідками: в 1911, 1929, 1941, 1952, 1955, 1969, 1974, 1980, 1989, 1997, 1998, 1999, 2001, 2002, 2008 роках.

Паводок, який пройшов у Прикарпатті 23-27 липня 2008 р. завдав значних збитків народному господарству України, він характеризується катастрофічними наслідками і, на жаль, не обійшлося без людських жертв. За оцінкою спеціалістів прямі збитки від липневого паводка 2008р. складають біля 6 млрд. гривень, тільки в Львівській області понад 340 млн. гривень [7].

Для ліквідації наслідків паводка 2008 р. та попередження в подальшому катастрофічних проявів водної стихії було розроблено «Державну цільову програму комплексного протипаводкового захисту в басейнах річок Дністра, Пруту та Сірету» [7] і «Схему» до цієї програми, в якій використано кращий світовий та вітчизняний досвід проектування споруд протипаводкового захисту з використанням теорії гідроморфологічного моніторингу річок [9-11]. Метою цієї Програми було створення в басейнах Дністра, Прута та Сірета комплексу захисних, регуляційних гідротехнічних й інших інженерних споруд для забезпечення захисту населених пунктів, територій сільськогосподарських угідь і виробничих об'єктів від затоплення висо-

кими паводковими водами, мінімізації збитків та створення нормальних умов для життєдіяльності населення. Програма розрахована на 17 років. Дію Програми розпочато в 2009 році. Загальний обсяг фінансування заходів Програми складає 31317 млн. грн, у тому числі заходи Держводагенства України — 24183,4 млн гривень [7].

У Львівській області першочерговими заходами в реалізації цієї програми було заплановано будівництво трьох акумулювальних ємкостей для трансформації паводкового стоку р. Дністер: «Чайковичі» (55 млн м³), «Мости» (57 млн м³), «Тершаків» (50 млн м³).

Першу з них, ємкість «Тершаків», було побудовано на р. Бистриця біля с. Тершаків (це найнебезпечніше місце під час проходження паводків, оскільки тут стікаються 4 річки — Дністер (основна річка), Веришиця — ліва притока Дністра, Бистриця і Тисмениця — праві притоки Дністра). Завершено будівництво ємкості «Чайковичі» (вона буде акумулювати 55 млн м³, що дозволить понизити рівень води на 0,7м і захищатиме більше 10 тисяч гектарів землі) (фото 6). Об'єкт «Мости» акумулюватиме 57 млн м³. У підсумку три ємкості зможуть акумулювати 162 млн м³ води. Під час піку паводка це дозволить знизити рівень води у р. Дністер (в районі с. Ліпиці) на 2,21 м, що дозволить захистити від підтоплення 30 тис. га території, 25 населених пунктів, позитивно вплине на проходження наступних паводків та зменшить ризик затоплення територій наступними паводками, розташованих нижче за течією та в сусідніх областях.

Про використання протипаводкових акумулювальних ємкостей для збереження запасів водних ресурсів.

Науковці кафедри гідротехнічного будівництва та гідравліки НУВГП брали активну участь в лабораторних дослідженнях моделей водозабірних та водопропускних споруд акумулювальних ємкостей і польдерів, що проектують на річках Українських Карпат та набули відповідного досвіду та знань щодо проектування зазначених споруд (фото 7), [5]. Рекомендації, отримані за результатами досліджень було враховано спеціалістами під час проектування та будівництва протипаводкових споруд (фото 8).

В міжнародній практиці з попередження паводків відомий триступеневий підхід в цьому процесі [8], виконання якого покладено на протипаводковий акумулювальний комплекс, це:

- вловлювання (здійснення забору) визначеної частини розрахункової, здебільшого, найнебезпечнішої дощової паводкової витрати, на тій території де випадає дощ — *затримання води*;



Фото 7.

Фото 7. Гідравлічні лабораторні дослідження бокового водозабору протипаводкової ємкості на р. Бистриця біля с. Тершаків у Львівській обл.



Фото 8.

Фото 8. Боковий автоматичний водозбір протипаводкової акумулювальної ємкості «Чайковичі» на р. Дністер у Львівській обл. (реалізовано за рекомендаціями кафедри ГТБГ)

- поступове накопичення (аккумуляція) частини паводкової витрати на території акумулювальної ємкості та її зберігання;
- після завершення проходження паводка (повені) відведення частини паводкової витрати, в річку через водовипускні трубчасті споруди, влаштовані в основі огорожувальних дамб.

Ми замість третьої дії — відведення води пропонуємо створення резервного об'єму води в межах акумулювальної ємкості та його затримання з умовою подальшого його раціонального використання.

Таке рішення має право на існування та обґрунтовується аналізом оцінкою теперішньої ситуації, що складається на Землі, яка характеризується досить інтенсивними стихійними (руйнівними) лихами, частота яких за останні роки зросла в 3...4 рази, а це — паводки, що чергуються із засухами, цунамі, буревії, вітровали, тощо призводить до нищівних наслідків для населення. Внаслідок цього найбільше люди страдають від дефіциту прісної води. Тому фахівці прийшли до висновку про можливість розширення функцій в роботі протипаводкових акумулювальних ємкостей, тобто щоб їх використовувати в якості резервних басейнів (запасних ставків) з метою подальшого використання накопичених об'ємів води під час проходження паводків або повеней, в першу чергу для питного водопостачання, зрошення сільськогосподарських культур, риборозведення, рекреації тощо. Так наприклад, на прикладі річки Дністер, який служить джерелом питної води великих та малих населених пунктів в Україні та сусідній Молдові, дозволить використати вищезазначені про-

типаводкові акумулювальні ємкості як резервні джерела водних ресурсів. Такі додаткові запаси води можуть бути ефективно використані, особливо, під час засушливих періодів року.

З іншого боку, слід зазначити, що вода є унікальною речовиною, вона є чудовим терморегулятором, що охолоджує чи зігріває атмосферу. Чим більше води в атмосфері тим сильнішим є ефект вирівнювання температур і меншими перепади в погоді. Зі зменшенням обсягів води в атмосфері слабне парниковий ефект і посилюються екстремальні прояви в погодних умовах [8].

Таким чином пропонуємо не спішити відводити воду з акумулювальної ємкості, яку накопичили після проходження паводка чи повені, а зберегти її для подальшого раціонального використання на конкретній території.

Досвіду з використання таких протипаводкових акумулювальних споруд в якості споруд із збереження води та її використання для інших цілей доки немає. Тому такі споруди потребують додаткових досліджень та розробки методики їх використання в ролі резервних споруд для збереження додаткових обсягів води.

Протипаводковий захист і мала гідроенергетика.

Фахівці в області гідротехнічного будівництва та гідроенергетики переконані, що здійснюючи захист від затоплення високими водами шляхом створення штучних протипаводкових водойм, їх (водойми) можна використовувати, як джерело для виробітку електроенергії. Основна задача полягає у виборі раціональної компоновки гідроспоруд гід-



роелектростанції по відношенню до розташування водойм, в яких буде накопичуватись вода під час проходження паводків або повеней високої вірогідності.

Відомо, що всі гідротехнічні споруди, які створюють напір мають гідроенергетичний потенціал, тому їх доцільно використовувати в якості виробників екологічно чистої електроенергії. Вважається, що найрентабельнішими будуть такі малі ГЕС, при створенні яких використовують існуючий напірний фронт (існуючі підпірні гідротехнічні споруди), які було побудовано раніше з іншою метою (для водопостачання, риборозведення, рекреації тощо), але їх доцільно використовувати сьогодні для створення малих гідроелектростанцій. Згідно з зарубіжними даними витрати при спорудженні нових малих ГЕС мають такий розподіл: гідроспоруди та будівлі — 45-50%, основне обладнання — 25-35 %, засоби автоматизації та регулювання — 15%; затрати на інфраструктуру територій — 5-10%. При використанні готового напірного фронту витрати на будівництво зменшуються на 30-40%.

Стратегія розвитку гідроенергетики в «Енергетичній стратегії України на період до 2030 року» передбачає спорудження нових малих ГЕС на малих водотоках, в тому числі на існуючих водоймах (греблях), в системах технічного водозабезпечення та водовідведення, мікро- і міні-ГЕС для самоенергозабезпечення окремих підприємств (сумарна потужність 121 МВт, приріст виробництва електроенергії 426 млн. кВт-годин).

Тому ми рекомендуємо, в першу чергу, використовувати для відновлення малої гідроенергетики ті створи, де раніше були побудовані малі ГЕС, але в часі вони зазнали руйнування. По друге, пропонуємо проектувати нові малі ГЕС, які мають право на свою реалізацію з метою раціонального гідроенергетичного використання водних ресурсів, включаючи будівництво міні-ГЕС, але для цього потрібно виконати водноенергетичне обґрунтування запропонованих варіантів з детальною оцінкою соціальних, економічних і екологічних умов на зазначеній території [12].

Висновки.

1. За допомогою схеми, яка включає протипаводкові ємкості та традиційні регуляційні споруди можна гарантувати надійний захист територій від затоплення. Реалізація такої схеми є економічно доцільною і технологічно логічною, оскільки влаштовують ємкості у верхів'ї річки (на прикладі верхнього Дністра), яке вважають паводконебезпечною зоною, що дозволить регулювати паводковий водний потік на початку його формування і не допустити його на нижче розташовані території.
2. Протипаводкові ємкості також можуть бути використані в якості резервних басейнів для накопичення і зберігання прісної (питної) води, яку можна використовувати в засушливі періоди року.
3. Для відновлення малої гідроенергетики рекомендуємо, в першу чергу, використовувати ті створи, де раніше були побудовані малі ГЕС, але в часі вони зазнали руйнування чи ліквідації. По друге, пропонуємо проектувати нові малі ГЕС, які мають право на свою реалізацію з метою раціонального гідроенергетичного використання водних ресурсів, включаючи будівництво міні-ГЕС, але для цього потрібно виконати водноенергетичне обґрунтування запропонованих варіантів з детальною оцінкою соціальних, економічних і екологічних умов на зазначеній території, тобто в першу чергу вирішувати на даній території питання забезпечення населення питною водою, а в другу чергу її витратити на виробництво гідроелектроенергії.
4. Використання протипаводкових ємкостей вирішує і екологічну проблему, яка полягає в тому, що дозволяє забезпечити екологічну складову природного процесу — залишити на конкретній території обсяг води, який їй належить а його притік забезпечується самою природою, і тим самим забезпечити живлення підземних вод та підвищення їх горизонтів на конкретній території, а не відправляти його чим швидше з цієї території.
5. Запропоновані схеми протипаводкового захисту в поєднанні з функцією басейну для зберігання та раціонального використання прісної води є складними. Тому для перевірки майбутньої роботи споруд, що входять до таких схеми необхідно обов'язково виконувати лабораторне гідравлічне моделювання, як метод погнозування майбутньої роботи споруд під час проходження паводків або повеней.
6. У 2014 р під час інтенсивних дощів і підняття рівнів води в р. Дністер спрацювала протипаводкова ємність «Тершаків» у Львівській області, що дало змогу заакумулювати понад 21 млн м³ паводкового стоку, чим було забезпечено захист 20 населених пунктів. Зазначений факт свідчить про ефективність використання такої схеми протипаводкового захисту.

Література

1. Заблоцький В. Війни за воду — «Український тиждень», 22.11.2020.
2. Гинко С.С. Катастрофи на берегах рек. — Л.: Гидрометеоиздат, 1977. — 128 с.
3. Нежиховский Р.А. Наводнения на реках и озерах. — Л.: Гидрометеоиздат, 1988. — 184 с.
4. Водна Рамкова Директива ЄС 2000/60/ЄС. — Київ, 2006. — 240 с.
5. Якушев А.І., Швартау В.Р., Шинкарук Л.А., Хлапук М.М. Протипаводковий захист на ділянці верхнього Дністра: історія, проблеми, шляхи їх вирішення // Водне господарство України. — 2013. — № 2 (104). — С.12-18.
6. Liubomyr A. Szyrkaruk, Zdzisław Jan Matecki. Konsepcja zarządzania powodzią występującymi w rzekach Ukrainskich Karpat wraz z oceną zjawisk hydrometeorologicznych // ZESZYTY NAUKOWE — Inżynieria lądowa i wodna w kształtowaniu środowiska, Nr 10, 2014. KALISZ: 26-42. (Концепція управління паводками на річках Українських Карпат в умовах активізації гідрометеорологічних явищ).
7. Державна цільова програма комплексного протипаводкового захисту в басейнах річок Дністра, Пруту та Сірепу // Постанова Кабінету Міністрів України № 1151 від 27 грудня 2008 року. — 11 с.
8. Вода без кордонів. Вода та кліматична стабільність регіону // М. Кравчик, Ю. Козутяр, М. Ковач, П. Варга, М. Пє'ха, Я. Гронські, П. Страка, М. Оравцова, Д. Кравчікова, П. Чучка, В. Волошин. Кошіце, 2010. — 176 с.
9. Шинкарук Л.А., Хлапук М.М., Якушев А.І., Біскуп П.І. Гідроморфологічний моніторинг р. Прут у межах м. Чернівці // Водне господарство України. — 2010. — № 6. — С.8-14.
10. Шинкарук Л.А., Хлапук М.М., Якушев А.І. Гідроморфологічний моніторинг і регулювання р. Дністер в межах м. Старий Самбір // Водне господарство України. — 2011. — № 2. — С.41-47.
11. Шинкарук Л.А., Хлапук М.М., Щодро О.Є., Якушев А.І. Гідроморфологічний моніторинг р. Тиса на ділянці Королево — Вилки в Закарпатській області // Водне господарство України. — 2012. — № 2 — С.8-15.
12. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р.

УДК 621. 316

Інтелектуальна система керування режимами локальної електроенергетичної системи

Комар Вячеслав

Завідувач кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету,
Доктор технічних наук,
Україна, м.Вінниця.

Лежнюк Петро

Професор кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету,
Доктор технічних наук,
Україна, м.Вінниця.

Підгорець Сергій

Директор ТОВ «Українські технологічні продукти»,
Україна, м.Вінниця.

Насадюк Руслан

Аспірант кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету,
Україна, м.Вінниця.

Анотація

У сучасному світі інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та концепція Smart Grid набувають ключового значення для підвищення надійності та ефективності електроенергетичних систем. Ця стаття присвячена розробленню та обґрунтуванню інтелектуальної системи керування режимами локальної електроенергетичної системи (ЛЕС), яка є невід'ємною частиною переходу до розумних мереж. Досліджено архітектуру ЛЕС, що включає власні джерела генерації (зокрема, фотоелектричні станції), системи зберігання енергії та активних споживачів, а також її взаємодію з об'єднаною енергетичною системою. Проаналізовано динаміку добових графіків навантаження та генерації ВДЕ, а також запропоновано механізми балансування потужності для забезпечення стабільного функціонування ЛЕС, в тому числі в умовах обмеженого централізованого електрозабезпечення. Запропоновано ієрархічну структуру інтелектуальної системи керування, що дозволяє раціонально використовувати ресурси та задіювати можливості активних споживачів. На прикладі реальної локальної електроенергетичної системи Вінковоцьких РЕМ продемонстровано практичну доцільність запропонованих рішень для підвищення енергоефективності електропостачання споживачів.

Ключові слова: Локальна електроенергетична система, Smart Grid, відновлювані джерела енергії, фотоелектричні станції,

системи зберігання енергії, інтелектуальна система керування, мікромережі, балансування потужності, активні споживачі, надійність електропостачання.

Вступ та постановка завдання. Сучасний розвиток світової енергетики характеризується підвищеними вимогами до надійності, ефективності та екологічності енергопостачання. Це зумовлено як глобальними змінами клімату та необхідністю декарбонізації енергетичного сектору, так і підвищенням вимог споживачів до якості електричної енергії та надійності її постачання. Тому останнім часом спостерігається активний перехід від традиційних централізованих енергосистем до більш гнучких та розподілених архітектур, де ключову роль відіграють локальні електроенергетичні системи (ЛЕС), які малоефективні без застосування Smart Grid технологій.

Локальні електроенергетичні системи, часто реалізовані у вигляді мікромереж (Microgrid — MG), є інноваційним рішенням, що дозволяє інтегрувати розподілену генерацію, зокрема відновлювані джерела енергії (ВДЕ). Такі системи здатні функціонувати як автономно, так і паралельно з об'єднаною електроенергетичною системою (ЕЕС), забезпечуючи підвищену стійкість та надійність електропостачання, особливо в умовах зовнішніх збурень або обмежень централізованого забезпечення [1, 2].

Однак, негарантований характер генерування ВДЕ, а також постійно змінювані графіки навантаження споживачів, створюють значні проблеми під час підтримання балансу потужності особливо в автономному режимі роботи ЛЕС. Це вимагає розроблення та впровадження високоінтелектуальних систем керування, здатних ефективно координувати роботу всіх елементів ЛЕС — від джерел генерації та накопичувачів до активних споживачів [3].

Метою цієї статті є розроблення та обґрунтування концепції інтелектуальної системи керування режимами локальної електроенергетичної системи. Основними завданнями є: аналіз архітектури та функціональних елементів ЛЕС; дослідження особливостей формування добових графіків навантаження та генерування ВДЕ; розробка ієрархічної структури інтелектуальної системи керування, що дозволяє оптимізувати використання ресурсів та підвищити надійність електропостачання.

Матеріал і результати дослідження. Локальна електроенергетична система (ЛЕС) стає ключовим елементом сучасної електроенергетичної системи, ефективно функціонування якої не можливо без інтелектуалізації електричних мереж. Вона являє собою інтегрований комплекс джерел генерації, систем зберігання енергії та споживачів, що функціонують в межах чітко визначеної географічної або функціональної зони. На відміну від традиційних енергосистем, ЛЕС характеризується здатністю до автономного або паралельного режиму роботи з об'єднаною енергетичною системою (ЕЕС), що значно підвищує надійність та гнучкість електропостачання.

Пропонується наступна архітектура ЛЕС як частини загальної електроенергетичної системи представлена на рисунку 1.

Принципова відмінність ЛЕС полягає в її здатності до автономності за рахунок використання власних генеруючих потужностей та систем накопичення енергії, що зменшує залежність від зовнішньої мережі та підвищує енергетичну незалежність об'єкта або регіону.

Як видно з рис. 1, ЛЕС підключається до ЕЕС через розподільчу мережу, часто за допомогою трансформатора, який може забезпечувати регулювання напруги. Цей зв'язок дозволяє ЛЕС обмінюватися активною та реактивною потужністю з ЕЕС, функціонуючи або як споживач, або як джерело енергії, залежно від внутрішнього балансу та потреб мережі.

Ефективне функціонування ЛЕС забезпечується інтеграцією різноманітних компонентів, кожен з яких виконує специфічну роль у загальній системі.

Джерела генерації: Фотоелектричні станції (ФЕС): Відновлювані джерела енергії, такі як ФЕС, є одним з ключових елементів сучасної ЛЕС. Їх перевага полягає в екологічності та низьких експлуатаційних витратах. Однак, генерація ФЕС характеризується значною змінною та залежить від погодних умов (сонячної інсоляції), що вимагає ефективних механізмів прогнозування для інтеграції в мережу.

Малі гідроелектростанції (ГЕС): У деяких конфігураціях ЛЕС, особливо для регіонів з відповідним

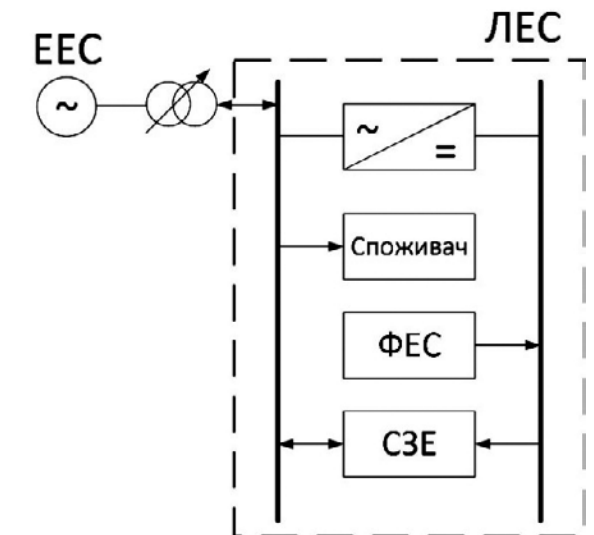


Рис. 1. Локальна електроенергетична система як частина ЕЕС

гідропотенціалом, малі ГЕС можуть виступати як стабільне, хоч і обмежене, джерело базової генерації.

Інші джерела: Можуть бути також включені вітрові турбіни, когенераційні установки або невеликі дизель-генератори для забезпечення гнучкості та резервування.

Системи зберігання енергії (СЗЕ): Відіграють критично важливу роль у балансуванні потужності в ЛЕС, особливо при високій частоті ВДЕ. Вони дозволяють накопичувати надлишкову енергію, вироблену, наприклад, ФЕС у години пікової генерації, та віддавати її в мережу під час дефіциту або пікових навантажень. Це значно підвищує стабільність системи, дозволяючи згладжувати коливання, а також надавати системні послуги (наприклад, підтримка частоти та напруги).

Споживачі електроенергії:

Некеровані споживачі: Це споживачі, які працюють за своїм традиційним графіком, без безпосереднього втручання системи керування ЛЕС.

Активні споживачі: Цей тип споживачів є однією з ключових інновацій Smart Grid. Активні споживачі мають можливість змінювати свій графік споживання або навантаження за командою інтелектуальної системи керування, що дозволяє їм брати участь у процесі балансування режиму ЛЕС. Це може бути реалізовано через управління попитом (Demand Response), зміщення навантаження на періоди з низькою вартістю енергії або надлишком генерації [4].

Для забезпечення стабільного та надійного функціонування ЛЕС критично важливим є постійне підтримання балансу між генерацією та споживан-

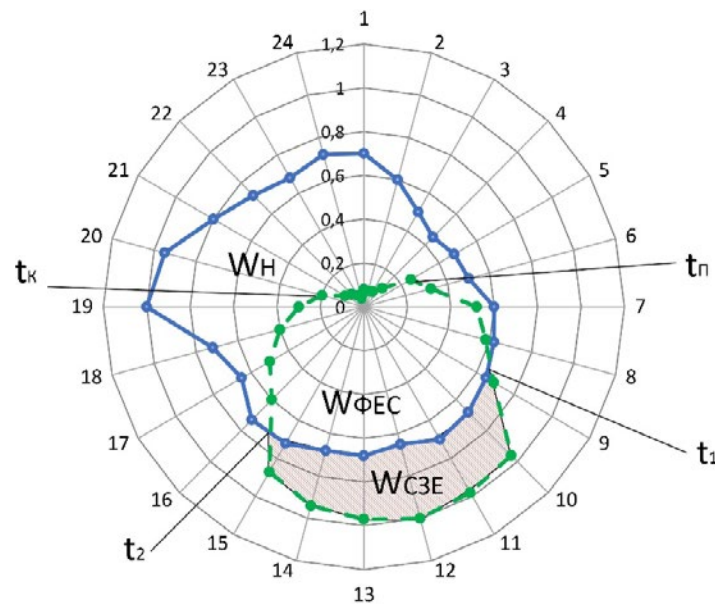


Рис. 2. Приклади покриття добового графіка електроспоживання ЛЕС

ням електроенергії. Цей баланс може бути виражений основним рівнянням потужності [5]:

$$\pm P_{EEC}(t) + P_{ФЕС}(t) \pm P_{СЗЕ}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = 0$$

де $P_{EEC}(t)$ — потужність від ЕЕС; $P_{ФЕС}(t)$ — потужність ФЕС; $\pm P_{СЗЕ}(t)$ — потужність системи зберігання енергії; $P_{cn}(t)$ — потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ac}(t)$ — потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ — технологічні витрати в електричних мережах.

Добовий графік електроспоживання ЛЕС, або графік навантаження (W_n), відображає коливання потреби в електроенергії протягом 24 годин. Він формується сукупністю споживачів з різними режимами роботи та має типові піки (ранкові та вечірні) та провали (нічні години), що характерно для більшості енергосистем. У випадку ЛЕС, особливо тієї, що інтегрована з виробничими об'єктами або має значну кількість побутових споживачів, ці коливання можуть бути ще більш вираженими.

Одночасно з графіком споживання в ЛЕС присутній графік генерування ВДЕ, зокрема фотоелектричних станцій (ФЕС), який позначається як $W_{ФЕС}$. Генерація ФЕС безпосередньо залежить від сонячної інсоляції, що призводить до її нерівномірності протягом доби. Як правило, пік генерації ФЕС припадає на денні години, тоді як у нічний час та в періоди похмурої погоди генерація відсутня або мінімальна.

На рисунку 2 представлено приклад покриття добового графіка електроспоживання ЛЕС. Синя лінія відповідає графіку навантаження (W_n), що включає сумарне навантаження та втрати. Зелена пунктирна лінія відображає графік генерування ФЕС ($W_{ФЕС}$), де t_n та t_k — час початку і закінчення генерування відповідно.

де $W_n = \sum_{j=1}^{24} \Delta t P_{H_j}(t)$ — електроенергія сумарного навантаження, включно втрат;

$W_{ФЕС} = \sum_{j=t_n}^{t_k} \Delta t P_{ФЕС_j}(t)$ — електроенергія, вироблена ФЕС,

де t_n, t_k — час початку і закінчення генерування;

$W_{СЗЕ} = \sum_{j=1}^{t_2} \Delta t P_{ФЕС_j}(t) - \sum_{j=1}^{t_1} \Delta t P_{H_j}(t)$ — надлишок електроенергії в ЛЕС, яка може передаватись в систему зберігання енергії або в ЕЕС;

$W_{неб} = W_n - W_{ФЕС} + \Delta W$ — електроенергія, яку необхідно для балансу в ЛЕС взяти з ЕЕС, СЗЕ або малої ГЕС.

Ефективне керування ЛЕС вимагає не лише моніторингу цих графіків, а й прогнозування їхньої динаміки для прийняття оптимальних рішень щодо керування джерелами, СЗЕ та активними споживачами. Це дозволить мінімізувати залежність від ЕЕС, підвищити рівень самозабезпечення ЛЕС та оптимізувати операційні витрати [6, 7].

Ефективне функціонування локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) в умовах зростаючої частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та динамічних графіків навантаження вимагає принципово нових підходів до керування. Традиційні централізовані методи диспетчеризації виявляються недостатньо гнучкими для оперативного реагування на швидкі зміни в децентралізованих системах. Саме тому інтелектуальні системи керування (ІСК) стають ключовим фактором для забезпечення стабільності, надійності та економічної ефективності ЛЕС.

Інтеграція мікромереж (microgrid — MG) у розподільні електричні мережі є доцільною. Однак для забезпечення техніко-економічної ефективності цих MG необхідно їх об'єднувати за допомогою інтелек-

туальної системи керування [8, 9]. Це дозволяє більш раціонально використовувати наявні ресурси MG, ефективно взаємодіяти з основною розподільчою мережею та задіювати можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС.

Для ефективного керування складною та динамічною ЛЕС пропонується ієрархічна структура інтелектуальної системи. Така побудова дозволяє розподілити функції керування на різні рівні, забезпечуючи як загальну координацію, так і детальне управління окремими елементами.

Ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕС доцільно формувати таким чином, щоб ЛЕС могли під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ (в тому числі малі ГЕС), а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

Така ієрархія може включати:

1. Вищий рівень (стратегічне керування): Відповідає за довгострокове планування, прогнозування навантаження та генерації ВДЕ, прийняття рішень щодо режиму роботи ЛЕС (автономний або паралельний з ЕЕС), управління енергетичними ринками (при купівлі/продажу енергії). На цьому рівні можуть використовуватися складні алгоритми оптимізації та штучного інтелекту.
2. Середній рівень (тактичне керування): Забезпечує координацію роботи основних підсистем ЛЕС у реальному часі. Це включає управління потужністю джерел генерації, оптимізацію роботи СЗЕ (зарядка/розрядка), та активацію програм управління попитом для активних споживачів. Цей рівень також відповідає за підтримку параметрів якості електроенергії (напруги, частоти).
3. Нижчий рівень (оперативне керування): Включає безпосередній контроль та управління окремими компонентами ЛЕС — силовими перетворювачами ФЕС, інверторами СЗЕ, комутаційними апаратами, окремими навантаженнями. Цей рівень забезпечує швидке реагування на локальні зміни та виконання команд від вищих рівнів.

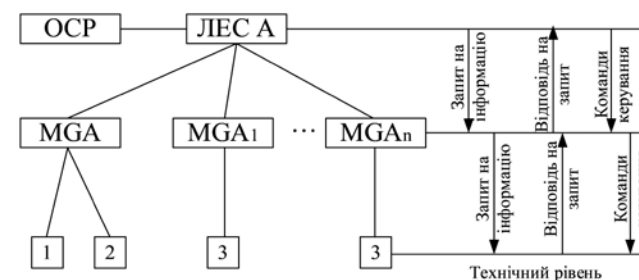


Рис. 3. Ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕС

На рисунку 3 представлено загальну концепцію ієрархічної структури інтелектуальної системи ЛЕС.

Така ієрархічна побудова дозволяє підвищити відмовостійкість системи, оскільки у разі збою на одному рівні, інші рівні можуть продовжувати функціонувати, забезпечуючи базовий рівень керування. Вона також сприяє масштабованості системи, дозволяючи інтегрувати нові джерела та споживачі без значної перебудови всієї архітектури.

Інтелектуальна система керування ЛЕС реалізує низку критично важливих функцій:

1. Моніторинг та прогнозування: Збір даних про генерацію ВДЕ, споживання навантаження, стан СЗЕ, параметри мережі (напруга, струм, частота). На основі цих даних здійснюється прогнозування короткострокових та довгострокових трендів для оптимізації роботи [10].
2. Оптимізація режимів роботи: Розробка та застосування алгоритмів для мінімізації операційних витрат, зменшення втрат енергії в мережі, підвищення власного споживання виробленої енергії та зменшення залежності від зовнішньої ЕЕС.
3. Управління системами зберігання енергії: Ефективне планування циклів заряду/розряду СЗЕ для згладжування піків навантаження, заповнення провалів генерації та надання системних послуг (наприклад, регулювання частоти та напруги).
4. Диспетчеризація та взаємодія з активними споживачами: Реалізація програм управління попитом (Demand Response), які дозволяють керувати навантаженням активних споживачів, перерозподіляючи його в часі для балансування енергосистеми [11].
5. Забезпечення стійкості та надійності: Швидке виявлення та ізоляція несправностей, відновлення живлення після аварій, підтримання стабільності мережі в умовах значних змін потужності.
6. Взаємодія з ЕЕС: Оптимізація потоків потужності між ЛЕС та ЕЕС, що дозволяє досягти взаємовигідних умов співпраці та зменшити навантаження на магістральні мережі.

Таким чином, інтелектуальна система керування є центральним ядром сучасної ЛЕС, що дозволяє реалізувати принципи Smart Grid та забезпечити високий рівень енергетичної безпеки та ефективності [9].

Для демонстрації практичної доцільності та ефективності концепції інтелектуальної системи керування режимами локальної електроенергетичної системи (ЛЕС) розглянемо її реалізацію на прикладі Віньковецьких районних електричних мереж (РЕМ). Цей приклад дозволяє візуалізувати складність та масштаби системи, а також обґрунтувати необхід-

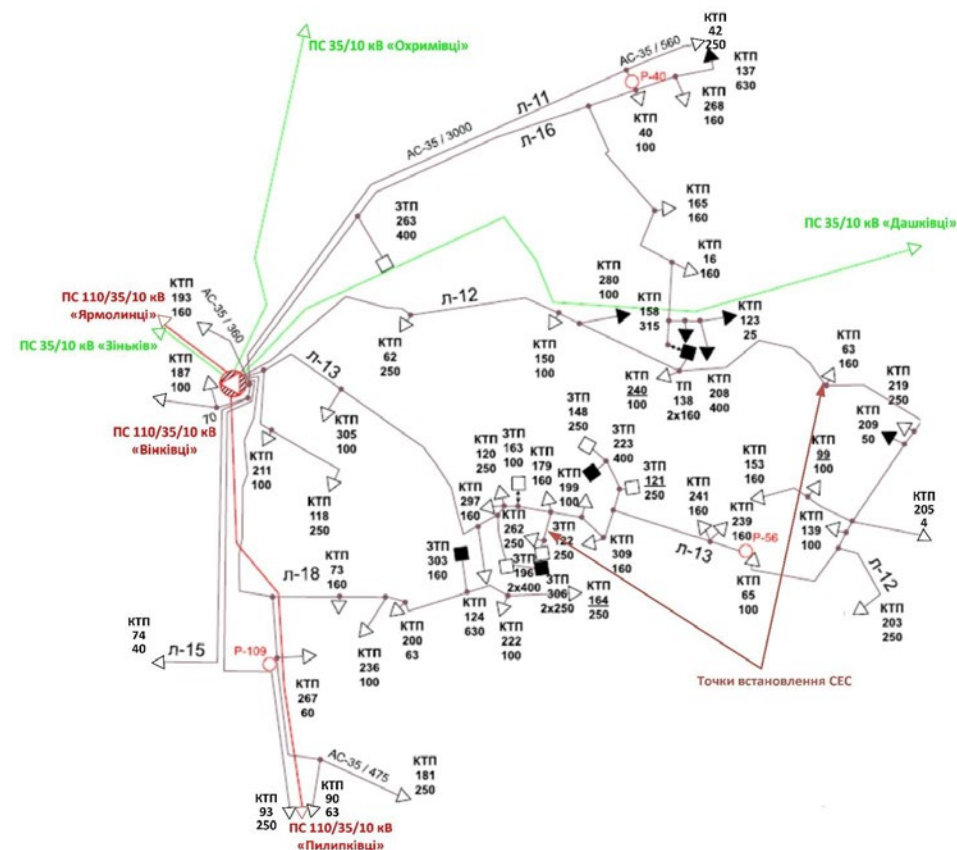


Рис. 4. Фрагмент схеми Вінківських РЕМ

ність застосування інтелектуальних підходів для її оптимізації.

На рисунку 4 наведено частину схеми Вінківських РЕМ в зоні підстанції 110/35/10 кВ «Вінківці», в якій формується локальна електроенергетична система. На першому етапі встановлюються ФЕС в фідері 12 біля ПС 63 потужністю 2,5 МВт та в фідері 13 біля ЗТП 122 потужністю 5 МВт. Обидві ФЕС формуються як агреговані microgrid (MG) з місцевими ЕХН і задіянням можливостей активних споживачів. На наступному етапі планується встановлення газопоршневої установки (ГПУ) потужністю до 5 МВт і установки отримання біогазу на місцевій сировині. На рисунку 5 наведено структурну схему такої ЛЕС.

Ключові елементи цієї структури будуть включати:

1. Система моніторингу та збору даних: Збір даних з усіх ключових точок мережі (вимірювання напруги, струму, потужності на підстанціях, лініях, точках приєднання СЕС та великих споживачів).
2. Підсистема прогнозування: Прогнозування навантажень та генерації СЕС на основі історичних даних та метеорологічних прогнозів.
3. Модуль оптимізації режимів: Розробка алгоритмів, що оптимізують розподіл потужності між джерелами, споживачами та СЗЕ для

досягнення поставлених цілей (наприклад, мінімізація вартості електроенергії, зменшення втрат, максимізація власного споживання).

4. Система керування СЗЕ: Ефективне управління режимами заряду/розряду систем зберігання енергії для балансування енергосистеми.
5. Модуль управління попитом (Demand Response): Взаємодія з активними споживачами для коригування їхнього навантаження в періоди піків або нестачі генерації.
6. Система прийняття рішень: Координація роботи всіх підсистем та формування керуючих команд для виконавчих елементів.
7. Інтерфейс оператора: Зручний інтерфейс для моніторингу стану системи, відображення даних та можливості ручного втручання.

Впровадження такої інтелектуальної системи дозволить Вінківським РЕМ не лише ефективніше інтегрувати розподілену генерацію та системи зберігання енергії, але й значно підвищити стійкість електропостачання, особливо в умовах обмеження централізованого енергопостачання.

Для забезпечення перерозподілу активної потужності між фідерами 12 і 13, компенсацію реактивної потужності в кожному з фідерів з метою зменшення втрат електроенергії, а також оптимального спільного використання енергії місцевих ЕХН в MG_1 і MG_2 та колективної ГПУ в MG_3 встановлюється Soft Open Point (SOP) [12, 13].

За нормальної якості напруги у Ф-12 зменшилися втрати потужності на 25%, у Ф-13 на різних ділянках втрати потужності зменшилися від 12 до 24%.

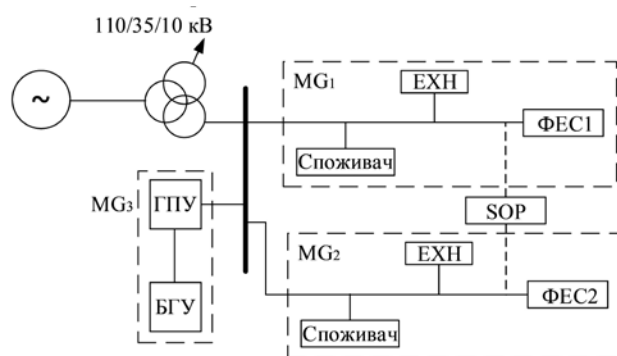


Рис. 5. Структурна схема Вінківської ЛЕС

Висновки

Представлене дослідження зосереджувалося на розробці та обґрунтуванні концепції інтелектуальної системи керування режимами локальної електроенергетичної системи (ЛЕС), що є відповіддю на сучасні виклики та тенденції у розвитку електроенергетики, зокрема перехід до парадигми Smart Grid та збільшення частки розподіленої генерації. На основі проведеного аналізу та запропонованих рішень можна зробити наступні ключові висновки:

Доведено доцільність інтегрування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у розподільні електричні мережі у вигляді окремих microgrid (MG). Мікромережі є ключовою частиною переходу до ЛЕС, що функціонують на принципах Smart Grid, забезпечуючи підвищену гнучкість, надійність та відмовостійкість системи;

Встановлено, що місцеві MG, окрім джерел генерування та споживачів, також повинні мати засоби накопичення певної кількості енергії. Це дозволяє згладжувати коливання генерації ВДЕ та споживання, підвищуючи стабільність та ефективність роботи ЛЕС;

Обґрунтовано, що для забезпечення техніко-економічної ефективності MG необхідно їх об'єднувати за допомогою інтелектуальної системи керування. Така система дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею та задіювати можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС;

Запропонована ієрархічна структура інтелектуальної системи керування ЛЕС є ключовою для забезпечення її функціонування. Така архітектура дозволяє ЛЕС під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, в тому числі і малі ГЕС, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів;

Практична реалізація концепції на прикладі Вінківських РЕМ підтверджує можливість та доцільність впровадження інтелектуальної системи керування для підвищення надійності та ефективності функціонування реальних локальних електроенергетичних систем. Це демонструє значний потенціал для розвитку розумних мереж на регіональному рівні.

Література

1. S. E. Eryilmaz and N. Altın, «Review of Energy Management Systems in Microgrids», *Applied Sciences*, vol. 14, no. 3, p. 1249, Feb. 2024. <https://doi.org/10.3390/app14031249>
2. P. Lezhniuk, V. Komar, and O. Rubanenko, «Information Support for the Task of Estimation the Quality of

Functioning of the Electricity Distribution Power Grids with Renewable Energy Source», *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, May 12–14, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>.

3. O. B. Кириленко За ред., Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими, К. Україна: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016.
4. S. Shahzad et al., «Possibilities, Challenges, and Future Opportunities of Microgrids: A Review», *Sustainability*, vol. 15, no. 8, p. 6386, Apr. 2023. <https://doi.org/10.3390/su15086366>
5. Petro Lezhniuk, Oleh Kozachuk, Natalia Komenda, and Juliya Malogulko, «Electrical power and energy balance in the local electrical system by using reconciliation of the generation and consumption schedules», *Przegląd Elektrotechniczny*, №9, pp. 57–63, 2023. DOI:10.15199/48.2023.09.10.
6. K. E. Ojo, A. K. Saha, and V. M. Srivastava, «Microgrids' Control Strategies and Real-time Monitoring Systems: A Comprehensive Review», *Energies*, vol. 18, no. 13, p. 3390, Jul. 2025. <https://doi.org/10.3390/en18133576>.
7. E. Yaghoubi et al., «A Systematic Review and Meta-Analysis of Model Predictive Control in Microgrids: Moving Beyond Traditional Methods», *Processes*, vol. 13, no. 7, p. 2197, Jul. 2025. <https://doi.org/10.3390/pr13072197>
8. E. Mohammadi et al., «A Review on Application of Artificial Intelligence Techniques in Microgrids», *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics*, vol. 3, no. 4, pp. 878–890, Aug. 2022. <https://doi.org/10.1109/JESTIE.2022.3198504>
9. N. Gholizadeh and P. Musilek, «Distributed Learning Applications in Power Systems: A Review of Methods, Gaps, and Challenges», *Energies*, vol. 14, no. 12, p. 3654, Jun. 2021. <https://doi.org/10.3390/en14123654>
10. V. I. Budko, and Y. V. Vainstein, «Covering the imbalances of the generated and forecasted electricity by the solar power station due to the electric energy storage system», *Renew. Energy*, №1, pp. 25–31, 2021.
11. П. Лежнюк, О. Козачук, та О. Галузінський, «Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі», *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*, №3, с. 214–221, 2023. DOI 10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221.
12. A. Farzamnia, S. Marjani, S. Galvani, and K. T. T. Kin, «Optima Allocation of Soft Open Point Devices in Renewable Energy Integrated Distribution Systems», *IEEE Access*, Vol. 10, 2022.
13. Ю. В. Лобода, та Р. О. Слободян, «Застосування Soft Open Point для оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах», *Вісник Хмельницького національного університету, Технічні науки*, № 2, с. 166–170, 2024.

УДК 621.313

Самовідновлення електропостачання в локальній системі мала ГЕС–фотоелектрична станція

Лежнюк Петро

Професор кафедри електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету, Доктор технічних наук, Україна, м.Вінниця.

Ковальчук Олег

Заступник директора з технічних питань ТОВ «Енергоінвест» Україна, м.Вінниця

Кульматицький Олег

Заступник головного інженера ЗЕА «Новосвіт» Україна, м.Вінниця

Нікіторович Євгеній

Заступник генерального директора ЗАЕ: «Новосвіт» Україна, м.Вінниця

Луса Тетяна

Аспірантка кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету, Україна, м.Вінниця.

Зі збільшенням в електричних мережах енергосистем потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та впровадженням способів і засобів компенсації залежності їх генерування від природних умов змінюється їх роль і значення в електроенергетичних системах (ЕЕС). ВДЕ є реальною можливістю децентралізувати генерування електроенергії і покращити надійність систем електропостачання. Показано, що це доцільно робити у формі локальних електроенергетичних систем (ЛЕС), які працюючи в нормальних режимах паралельно з ЕЕС як балансуєчі групи, а в екстремальних випадках здатні працювати ізольовано в автономному режимі. В даній роботі для забезпечення надійності та якості електропостачання споживачів електроенергії в ЛЕС пропонується використовувати малі ГЕС і побудовані безпосередньо на їх базі фотоелектричні станції (ФЕС) у формі окремих microgrid (MG). Для забезпечення техніко-економічної ефективності MG об'єднуються в інтелектуальну систему керування на принципах SMART Grid. Це дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і задіяти можливості малих ГЕС як резерв для забезпечення генерування ФЕС при втраті напруги з боку електричної мережі.

Ключові слова: локальна електроенергетична система, малі ГЕС, фотоелектричні станції, резервування, сумісний режим роботи.

Вступ та постановка завдання.

З розбудовою відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електричних мережах електроенергетичних систем (ЕЕС) і децентралізації генерування стало можливим, а в якійсь мірі і необхідним, організовувати локальні електроенергетичні системи (ЛЕС) на основі ВДЕ. ЛЕС можуть функціонувати паралельно з ЕЕС як окрема балансуєча група, споживаючи або генеруючи електроенергію в систему. За певних умов ЛЕС, виходячи з економічних інтересів або через екстремальний стан в ЕЕС, можуть функціонувати автономно як ізольована інтелектуальна система [1–3]. ЛЕС на рівні системи генерування і розподілу електроенергії розглядається як сукупність мікромереж (microgrid), які є групою взаємозв'язаних навантажень і засобів розподіленої генерації, в тому числі переважно ВДЕ [4, 5].

В локальній електроенергетичній системі як і в ЕЕС виникають подібні проблеми і задачі: балансування режиму, регулювання частоти і напруги, зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, підвищення надійності електропостачання, зменшуючи SAIFI і SAIDI. Сучасні ЛЕС формуються на основі ВДЕ, переважну частину яких складають фотоелектричні і вітряні електростанції (ФЕС і ВЕС). Оскільки генерування електроенергії ФЕС і ВЕС залежить від погодних умов, то для зменшення дисбалансу, який може вносити їх перемінне генерування, в ЛЕС вимушено використовують системи накопичення електроенергії. На сьогодні в розподільних електричних мережах з ВДЕ не до кінця оцінено можливість малих ГЕС як способу компенсації нестабільності і перемінності генерування ФЕС і ВЕС.

На малих річках в басейнах Дніпра, Дністра та Південного Бугу, в Карпатах та Прикарпатті відновлено і розбудовуються велика кількість малих ГЕС відносно невеликої потужності. В переважній більшості на їх базі побудовані та будуються ФЕС.

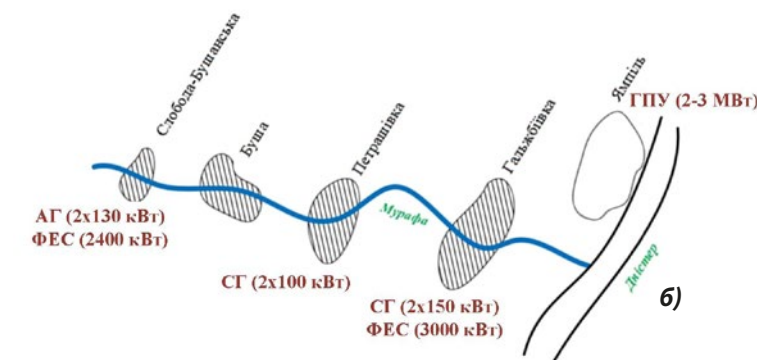


Рис. 1. Приклади малої ГЕС з ФЕС (а) та каскаду таких комплексів (б)

Як правило, потужність цих ФЕС в декілька разів перевищує потужність відповідних ГЕС (див., як приклад, рис. 1). Сумарно в комплексі ГЕС і ФЕС відіграють суттєву роль в покритті графіків навантаження районних розподільних мереж, генеруючи половину і більше необхідної електроенергії. Проблема в тому, що на ФЕС з метою економії коштів використовують мережеві інвертори, що робить генерування ФЕС залежними не тільки від метрологічних параметрів, а й від напруги електричної мережі. Найгіршим є те, що при втраті напруги в електричній мережі ФЕС перестають бути джерелами електроенергії, хіба що залишаються тільки ФЕС з автономними інверторами. Для того, щоб «заживити» ФЕС в такій ситуації, в ЛЕС повинні бути додаткові джерела електроенергії. В нашому випадку це малі ГЕС та можуть бути інші джерела, наприклад, популярні зараз когенераційні газопоршневі та біогазові установки.

Оператору системи розподілу (ОСР) електроенергії справитися ефективно з таким складним процесом виробництва, передачі, розподілу та перетворення електроенергії з метою балансування режиму системи надійно і без збитків не можливо. На сьогодні, з цією проблемою успішно справляються технології, розроблені на принципах SMART Grid [6–8]. Концепція інтелектуальної системи надає більш можливості для контролю та керування компонентами енергосистеми, а також підвищує надійність, якість та ефективність електропостачання споживачів.

Ключовою характеристикою інтелектуальної системи є самовідновлення, яке визначається як здатність систем розподілу електроенергії автоматично відновлюватися після збоїв [9]. Самовідновлення є важливою особливістю інтелектуальних систем розподілу, яка зводить до мінімуму наслідки екстремальних подій та автоматично відновлює навантаження під час таких інцидентів [10]. Система самовідновлення використовує різні сучасні методи для забезпечення сталого, надійного та безпечного електроживлення на об'єктах споживачів [11, 12]. Тим не менш, реалізація методів самовідновлення керування та відповідних їм ефективних операцій залишається проблемою для локальних електроенергетичних систем.

Метою статті є обґрунтування умов самовідновлення електропостачання в локальній електроенергетичній системі з малими ГЕС і фотоелектричними станціями як комплексу з керуванням режимами інтелектуальною системою.

Локальна електроенергетична система з microgrid як інтелектуальна система. Розглядається локальна електроенергетична система на рівні системи розподілу електричної енергії, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати паралельно з ОЕС України або в ізольованому (автономному) режимі як мікромережі, що є групою взаємозв'язаних навантажень і розподіленої генерації із визначеними електричними межами [4]. В нашому випадку

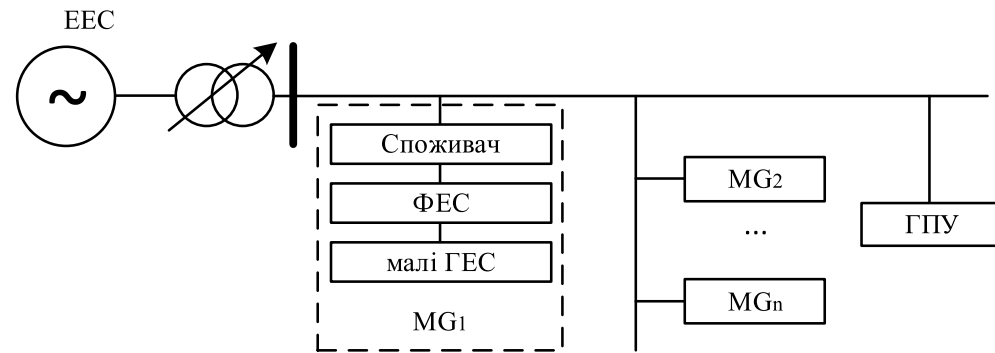


Рис. 2. Локальна електроенергетична система як частина ЕЕС

йдеться про формування ЛЕС на основі ВДЕ, зокрема малих ГЕС і ФЕС, як балансуєвих груп в електроенергетичній системі (ЕЕС), які можуть зберігати працездатність і забезпечити електропостачання споживачів в автономному режимі.

Для дослідження проблеми самовідновлення електропостачання розглянемо ЛЕС як балансуєчу групу, яка наведена на рис. 2. ЛЕС розглядається як частина ЕЕС з можливістю централізованого живлення, а також з власними джерелами енергії. ЛЕС формується на основі ФЕС, ГЕС, а також може оснащуватися для підтримання в ній балансу електроенергії засобами перетворення і вироблення електроенергії типу газопоршневих установок (ГПУ). Баланс електроенергії в ЛЕС, показаний на рис. 2, як в балансуєчій групі запишеться:

$$\pm P_{\text{ЕЕС}}(t) + P_{\text{ГЕС}}(t) + P_{\text{ФЕС}}(t) + P_{\text{ГПУ}}(t) - P_{\text{сп}}(t) \pm P_{\text{асн}}(t) - \Delta P(t) = 0$$

де $P_{\text{ЕЕС}}(t)$ — потужність від ЕЕС; $P_{\text{ГЕС}}(t)$, $P_{\text{ФЕС}}(t)$ — потужність ГЕС і ФЕС; $P_{\text{ГПУ}}(t)$ — потужність ГПУ; $P_{\text{сп}}(t)$ — потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{\text{асн}}(t)$ — потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком і мають установки зберігання енергії (УЗЕ); $\Delta P(t)$ — технологічні витрати в електричних мережах ЛЕС.

Балансування режимів ЕЕС, в тому числі і ЛЕС як її частини, здійснюється за погодинними графіками навантаження і генерування, які прогнозуються на день наперед і можуть коригуватися протягом поточної доби [13]. Якщо за інтервал часу Δt прийнято годину, то для ЛЕС характерними є такі значення електроенергії:

$$W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta t P_{\text{н}}(t) — \text{електроенергія сумарного навантаження, включно з втратами;}$$

$$W_{\text{вде}} = \sum_{t=t_n}^{t_k} \Delta t P_{\text{вде}}(t) — \text{електроенергія, вироблена ФЕС, ГЕС і за наявності ГПУ, де } t_n \text{ і } t_k — \text{час початку і закінчення генерування;}$$

$$W_{\text{ЕЕС}} = \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t P_{\text{вде}_j}(t) - \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t P_{\text{н}}(t) — \text{надлишок електроенергії в ЛЕС, яка може передаватись в ЕЕС або в систему зберігання енергії;}$$

$W_{\text{неб}} = W_{\text{н}} - W_{\text{вде}} + \Delta W$ — електроенергія, яку необхідно для балансу в ЛЕС взяти з ЕЕС або джерел енергії в ЛЕС, де наявна маневрена потужність.

Як приклад, на рис. 3 наведена структурна схема ЛЕС, яка складається з кількох малих ГЕС і ФЕС, сформованих як окремі microgrid. Така ЛЕС оформляється як агрегатор ОСР, де через учасників агрегованої групи MGі за необхідності реалізуються послуги ЕЕС для балансування її режиму. MGі через агрегатор ЛЕС здійснює координацію системи ГЕС–ФЕС та накопичення енергії, а також здійснює оцінку готовності керованих розосереджених джерел енергії для всередині добової корекції генерування за командою ОСР. Агенти MGАі представляють собою microgrid, які відповідають за зв'язок зі своїми агентами на технічному рівні: ГЕС, ФЕС, активний споживач, неактивний споживач, місцеві УЗЕ. Ними здійснюється оптимізація техніко-економічних параметрів на основі даних від місцевих агентів і завантажуються результат оптимізації відповідної зони microgrid (надлишок/дефіцит потужності, стан накопичувача енергії, можливості активного споживача). Вони відповідають за зв'язок для завантаження відповідних даних і отримання робочих команд та взаємодіють один з одним. Маючи прямий зв'язок із обладнанням, вони функціонують як розподілена система керування, де кожен агент виконує свої функції незалежно, але може взаємодіяти з іншими агентами для координації.

Під час відділення ЛЕС з ЕЕС змінюються завдання і зміст функцій, які мають виконуватися автоматично інтелектуальною системою. На ЛЕС як агрегатор покладаються функції внутрішнього балансування потужності і електроенергії та підтримання техніко-економічних показників системи електропостачання в допустимих значеннях. В першу чергу це стосує-

ся підтримання в ЛЕС частоти і напруги на шинах споживачів. Це здійснюється колективними діями агентів середнього і технічного рівня шляхом подачі на них відповідних робочих команд. Здійснюється оптимальне керування активними споживачами в межах споживання енергії $W_{\text{УЗЕ}}$ [8], а також обмеження, за необхідності, потужності неактивних споживачів.

При переведенні ЛЕС на ізолювану роботу можливі два варіанти: вимушений, коли з якоїсь причини втрачається напруга в електричній мережі, або за нормального режиму, коли від'єднання ЛЕС здійснюється з ініціативи ОСР. В цих випадках відпрацьовуються команди на MGі згідно програмного забезпечення інтелектуальної системи і ЛЕС переводиться в автономний режим. При під'єднанні ЛЕС до ЕЕС перед подачею команди на вимикач виконуються всі процедури, які пов'язані з синхронізацією двох електричних мереж. Ці завдання є функцією інтелектуальної системи, яку прийнято називати самовідновленням електропостачання [14].

Самовідновлення електропостачання в ЛЕС. Самовідновлення — це здатність енергосистем автоматично відновлюватися після збоїв [15]. Самовідновлення потенційно є найважливішою функцією інтелектуальних систем розподілу електроенергії, яка допомагає мінімізувати вплив екстремальних подій і автоматично відновлює порушені навантаження. Як елемент Smart Grid самовідновлення ґрунтується на функціях двосторонніх комунікацій в ме-

режі, дистанційного моніторингу і самодіагностики обладнання, стандартах попередження розвитку системних аварій, керування потоками потужності і напругою, тощо [16]. Концепція інтелектуальної системи надає більше можливостей для керування та контролю компонентів енергосистеми, а також підвищує надійність, стійкість до відмови та ефективність енергосистеми. Самовідновлення є важливою особливістю інтелектуальних систем розподілу, яка зводить до мінімуму наслідки екстремальних подій та автоматично відновлює електропостачання під час таких інцидентів [17].

Принцип роботи системи самовідновлення під час вимушених збоїв в ЛЕС включає виявлення, ізоляцію та відновлення електропостачання. Відновлення електропостачання здійснюється автоматично під час аварійних ситуацій шляхом ефективного моніторингу та прийняття рішень без втручання оперативного персоналу, що суттєво зменшує SAIDI. В залежності від балансу генерування і споживання електроенергії в ЛЕС може бути повне або часткове відновлення електропостачання.

В процесі експлуатації ЛЕС можливі два характерні випадки, які зв'язані з необхідністю використання функції самовідновлення інтелектуальної системи: ЛЕС втрачає зв'язок з ЕЕС і змушена переходити на автономний режим; виникають аварійні ситуації в середині самої ЛЕС, які самоліквідуються і, в залежності від тяжкості, можуть призводити до від'єднання від мережі ЕЕС або ні.

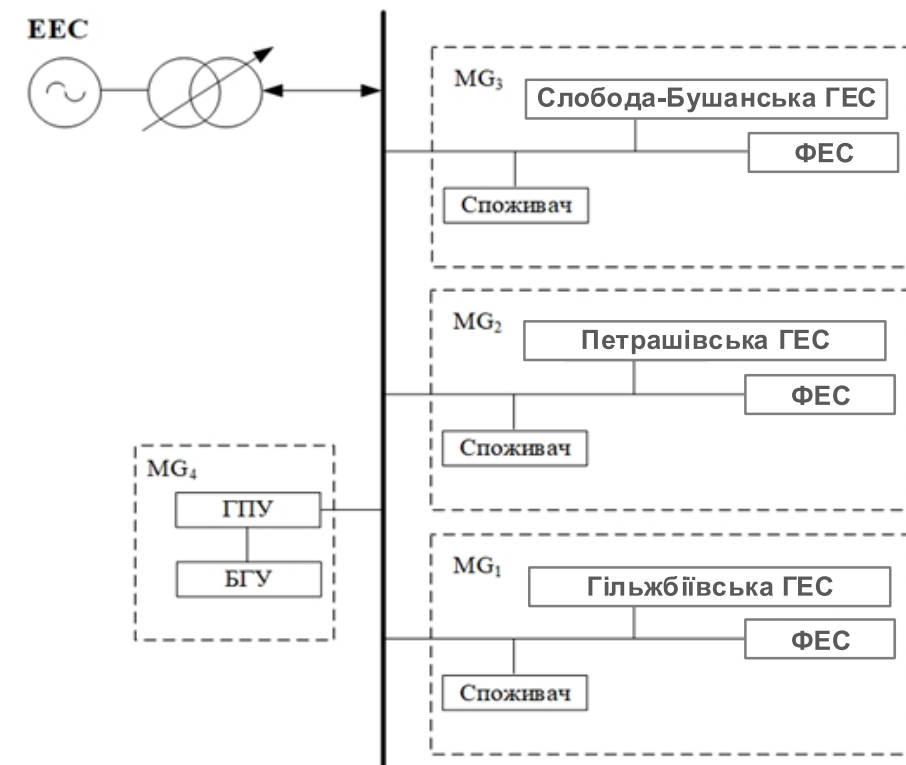


Рис. 3. Локальна електроенергетична система Ямпільських РЕМ

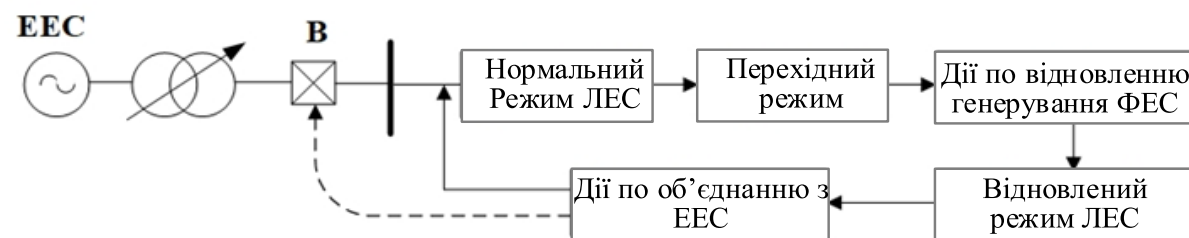


Рис. 4. Самовідновлення електропостачання в ЛЕС при втраті зв'язку з ЕЕС

На рис. 4 розглянуто перший випадок, коли, наприклад, в ЕЕС виникає екстремальна ситуація і втрачається джерело напруги для ЛЕС. В цьому випадку в ЛЕС встановлюється перехідний режим, в якому в робочому стані залишаються споживачі з автономним живленням, ГЕС і джерела електроенергії типу УЗЕ, що постійно під'єднані до електричної мережі і знаходяться або автоматично переводяться з режиму «заряд» в режим «розряд». Дії по самовідновленню електропостачання розпочинаються з оцінювання реального небалансу електроенергії в $P_{нб}(t)$ ЛЕС:

$$P_{ГЕС}(t) + P_{ГПУ}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = P_{нб}(t), \quad (2)$$

де $P_{ГЕС}(t)$ — потужність, яку ГЕС можуть генерувати, починаючи з часу від'єднання від ЕЕС t ; $P_{ГПУ}(t)$ — потужність ГПУ, яка вмикається, якщо була вимкнена, на час t ; $P_{cn}(t)$, $P_{ac}(t)$, $\Delta P(t)$ — споживання електроенергії в ЛЕС.

В залежності від значення небалансу $P_{нб}(t)$ програмними засобами інтелектуальної системи формується графік споживання електроенергії в ЛЕС. В першу чергу виділяються споживачі, які за умовами надійності електропостачання мають працювати за своїми нормальними графіками навантаження. Решта споживачів діляться на дві групи: споживачі, які на час екстремальної ситуації можуть бути тимчасово відключені; споживачі, які допускають тимчасові перерви в електропостачанні і за певних умов можуть бути задіяні для підтримування частоти в ЛЕС (третинне регулювання).

Подальше відновлення електропостачання зводиться до відновлення генерування ФЕС. Алгоритм дій по відновленню генерування ФЕС закладений в програмному забезпеченні інтелектуальної системи ЛЕС. Оскільки МГі мають, як правило, різне наповнення щодо засобів генерування (потужності ГЕС, ФЕС і активних споживачів) і споживачів електроенергії, то алгоритми формуються для кожної microgrid окремо. Генерування ФЕС в microgrid відновлюється по черзі. В першу чергу віддається

перевага МГі, в яких є фотомодулі і окремі стрінги з автономними інверторами та активні споживачі з УЗЕ. Робота ГЕС і ГПУ підтримується з попередніми параметрами режиму. Тоді баланс потужності у відновленому режимі ЛЕС має наступний вигляд:

$$P_{ГЕС}(t) + P_{ФЕС}(t) + P_{ГПУ}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) \approx 0$$

$P_{cn}(t)$ — потужність споживачів електроенергії, які продовжують працювати за своїми нормальними графіками навантаження; $P_{ac}(t)$ — потужність споживачів електроенергії, для яких можлива перерва в електропостачанні і вони можуть бути задіяні для підтримування частоти в ЛЕС.

Первинне і вторинне регулювання частоти здійснюється ГЕС і ГПУ. УЗЕ в окремих microgrid доцільно використовувати для покриття власного навантаження, але за необхідності балансування режиму ЛЕС вони можуть також використовуватися за умови корегування технологічних процесів активних споживачів.

Коли відновлюється напруга з боку ЕЕС, то з дозволу ОСР здійснюється під'єднання ЛЕС до системи. Для цього виконуються необхідні дії, які в основному зводяться до вирівнювання напруги на шинах ЛЕС, і ЛЕС синхронізується з ЕЕС. Для споживачів і джерел генерування електроенергії відновлюється нормальний режим експлуатації.

Висновки.

З розбудовою відновлюваних джерел енергії і впровадженням способів і засобів, що перетворюють ВДЕ в гарантовані джерела електроенергії, стала можливою децентралізація генерування електроенергії і забезпечення нею систем електропостачання. Можливо і доцільно це зробити у формі локальних електроенергетичних систем, які можуть працювати паралельно з ЕЕС як окрема балансуєча група або, за необхідності, ізолювано в автономному режимі.

Для формування ЛЕС можливо і доцільно використовувати малі ГЕС і ФЕС, які активно розбудовуються на відведених для ГЕС площах. Такі комплек-

си разом з розподільними електричними мережами і споживачами електроенергії можуть утворювати microgrid. З них формуються ЛЕС, які територіально прив'язані до каскаду малих ГЕС. Для підвищення енергоефективності ЛЕС доцільно керування її режимами здійснювати у формі інтелектуальної системи. Інтелектуальна система ЛЕС будується як ієрархічна структура, яка реалізує керування окремими microgrid. Як агреговані microgrid вони мають власні джерела енергії, систему зберігання енергії, пасивних і активних споживачів електроенергії, а також місцеву автоматику. Завданням інтелектуальної системи ЛЕС є забезпечити її функціонування паралельно з ЕЕС як балансуєчою групи та ізолювано в автономному режимі. В автономному режимі здійснюється керування у випадках, коли ЛЕС втратила зв'язок з електричною мережею ЕЕС. Дії інтелектуальної системи забезпечують самовідновлення генерування електроенергії і надійне електропостачання споживачів.

Література

1. G. Liu, T. B. Ollis, M. F. Ferrari, A. Sundararajan and Y. Chen, «Distributed Energy Management for Networked Microgrids Embedded Modern Distribution System Using ADMM Algorithm», in IEEE Access, vol. 11, pp. 102589-102604, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3316513.
2. Козачук О.І., Лежнюк П.Д. Формування локальних електроенергетичних систем в складі об'єднаної електроенергетичної системи // Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки). — 2024. — №3(ч. 2). — С. 352–356. DOI 10.31891/2307-5732-2024-337-3-53
3. Ali, S.A.; Hussain, A.; Haider, W.; Rehman, H.U.; Kazmi, S.A.A. Optimal Energy Management System of Isolated Multi-Microgrids with Local Energy Transactive Market with Indigenous PV-, Wind-, and Biomass-Based Resources. Energies 2023, 16, 1667. https://doi.org/10.3390/en16041667
4. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 3915-IX: станом на 18 верес. 2024 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19/ed20240918#Text (дата звернення: 08.10.2024).
5. Xing, X., Jia, L.: Energy management in microgrid and multi-microgrid. IET Renew. Power Gener. 00, 1–29 (2024). https://doi.org/10.1049/rpg2.12816
6. W. Jiang, K. Yang, J. Yang, R. Mao, N. Xue and Z. Zhuo, «A Multiagent-Based Hierarchical Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Interconnected Multi-Microgrids», in IEEE Access, vol. 7, pp. 169931-169945, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2955552

7. Денисюк С.П., Дерев'янко Д.Г., Белоха Г.С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації // Технічна електродинаміка. — 2022. №4. — С. 48–53. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048
8. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar and others. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems // Energies 2023, 16, 2828. DOI: https://doi.org/10.3390/en16062828.
9. Ahmed M. Othman, Abdelmonem Draz, Attia A. El-Fergany, Chapter 13 — Design of self-healing techniques and strategies for smart microgrids, Editor(s): Sandeep Dhundhara, Yogendra Arya, Ramesh C. Bansal, Advanced Frequency Regulation Strategies in Renewable-Dominated Power Systems, Academic Press, 2024, Pages 279-306, ISBN 9780323950541, https://doi.org/10.1016/B978-0-323-95054-1.00005-6.
10. Zahraoui, Younes & Alhamrouni, Ibrahim & Basir Khan, M. Reyasudin & Mekhilef, Saad & Hayes, Barry & Rawa, Muhyaddin & Ahmed, Mahrous. (2021). Self-healing strategy to enhance microgrid resilience during faults occurrence. International Transactions on Electrical Energy Systems. 31. 10.1002/2050-7038.13232.
11. D Sarathkumar et al 2021 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 1055 012153
12. Sun, W., Ma, S., Alvarez-Fernandez, I., Roofegari nejad, R. and Golshani, A. (2018), Optimal self-healing strategy for microgrid islanding. IET Smart Grid, 1: 143-150. https://doi.org/10.1049/iet-stg.2018.0057
13. Iftikhar, H.; Turpo-Chaparro, J.E.; Canas Rodrigues, P.; López-Gonzales, J.L. Day-Ahead Electricity Demand Forecasting Using a Novel Decomposition Combination Method. Energies 2023, 16, 6675. https://doi.org/10.3390/en16186675
14. Torres Bruno, Ferreira Lucas, Aoki Alexandre. (2018). Distributed Intelligent System for Self-Healing in Smart Grids. IEEE Transactions on Power Delivery. 33. 2394 — 2403. 10.1109/TPWRD.2018.2845695.
15. Chandak, Sheetal & Rout, Pravat. (2020). An Optimal Performance of a Self-healing Microgrid. IET Smart Grid. 3. 10.1049/iet-stg.2019.0177.
16. Nedjah, Nadia & Cardoso, Kleber & Mourelle, Luiza. (2021). An efficient distributed approach for a self-healing smart grid using minimal spanning tree. International Journal of Energy Research. 45. 10.1002/er.6783.
17. T. E. Khalil Zidane, Y. Zahraoui and P. E. Campana, «Microgrids Resilience Against Extreme Events in Distribution Power Systems: A Case Study», 2024 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST), Osijek, Croatia, 2024, pp. 179-183, doi: 10.1109/SST61991.2024.10755454.

Дослідження спіралеподібних турбін шнекового типу

Герба Олександр

Аспірант кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування.
Україна, м. Рівне.

Анотація

Спіралеподібні турбіни становлять один із перспективних напрямів у розробці сучасних енергетичних установок. Їхня конструктивна особливість забезпечує ефективніше використання енергії повітряного або водного потоку, що проходить через турбіну, підвищуючи загальний ККД у порівнянні зі звичайними шнековими турбінами. У статті представлено результати експериментальних досліджень трьох удосконалених конструкцій спіралеподібних турбін у повітряному потоці. Описано їхні конструктивні особливості, переваги та проведено порівняльний аналіз ефективності, за результатами якого визначено оптимальнішу модель.

Ключові слова: спіралеподібна турбіна, шнекова турбіна, гідроелектростанції, експериментальна установка.

Вступ

У сучасній енергетиці значну увагу приділяють розробці ефективних і надійних технологій для генерації енергії. Турбіни є ключовими елементами у складі багатьох енергетичних установок — гідроелектростанцій, вітроустановок та теплових електростанцій. Для роботи за умов невеликого напору (від 1 до 10 м) та витрати води в діапазоні від 0,5 до 10 м³/с зазвичай використовуються шнекові турбіни [1]. Однією з головних переваг таких турбін є висока ефективність (понад 80 %) при малій швидкості обертання валу. Діапазон потужності типових установок становить від 10 до 650 кВт [2].

Поліпшеним різновидом шнекових турбін є спіралеподібні турбіни [3], що привертають увагу завдяки своїм унікальним конструктивним особливостям, які сприяють підвищенню ефективності та надійності. Завдяки спеціальній геометрії лопатей, що жорстко з'єднані з корпусом, ці турбіни дозволяють підвищити ефективність перетворення кінетичної енергії потоку в механічну. Вони здатні працювати

в широкому діапазоні умов, знижуючи вібрації і підвищуючи ресурс роботи.

Останні дослідження зосереджуються на вдосконаленні конструкції таких турбін, зокрема на покращенні їхньої гідро- та аеродинаміки, а також експлуатаційних характеристик. Основне завдання досліджень — визначення оптимальної геометрії спіралеподібної турбіни для максимального підвищення її енергоефективності.

1. Конструктивні особливості спіралеподібних турбін

1.1. Загальне

Основна відмінність спіралеподібних турбін від шнекових турбін полягає в їх геометричній формі. Лопаті таких турбін розташовані у вигляді спіралі та нерухомо з'єднують вал з корпусом, що дозволяє оптимально розподіляти потік робочого середовища. Це забезпечує більш рівномірний розподіл навантаження на лопаті та корпус під час роботи, зменшуючи механічне зношення і підвищуючи термін служби турбіни. Ця конструкція дозволяє збільшити ККД за рахунок використання корпусу як маховика та зменшення турбулентних завихрень, що виникають під час руху повітря або рідини через турбіну.

Для досліджень в повітряному потоці запропоновано три типи спіралеподібних турбін з однаковою принципом роботи, але з різними варіантами конструкцій.

1.2. Турбіна з будовою лопатей за принципом золоті спіралі

Така турбіна зображена на рис. 1, де спіралеподібні лопаті 3 побудовані за принципом наближеним до золотого січення (золота спіраль або спіраль Фібоначчі [4]) з поступовим перекриттям безперешкодного руху повітря та нерухомо з'єднані з корпусом 2, що дає змогу максимально перетворити кінетичну енергію в обертоту. Також зменшена площа ΔS_1 виходу повітря утворюється за рахунок поступового збільшення об'єму лопаті, що спричинить розрідження потоку, та додасть більшого прискорення середовища.

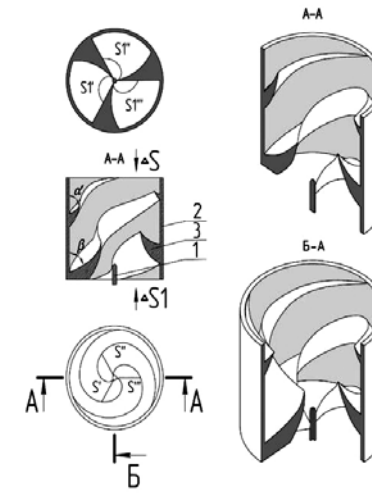


Рис. 1. Турбіна з будовою лопатей за принципом золоті спіралі (1 – вал, 2 – порожнистий циліндричний корпус, 3 – спіралеподібна лопать)

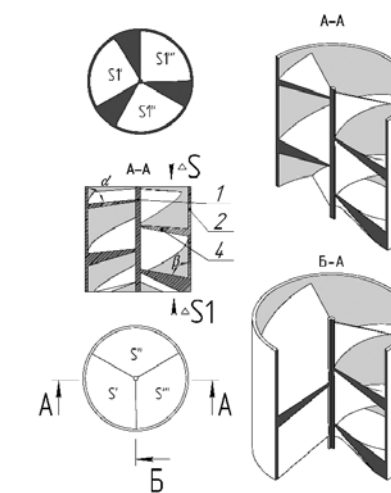


Рис. 2. Турбіна з прямими спіралеподібними лопатями, які збільшуються в об'ємі (1 – вал, 2 – порожнистий циліндричний корпус, 3 – спіралеподібна лопать)

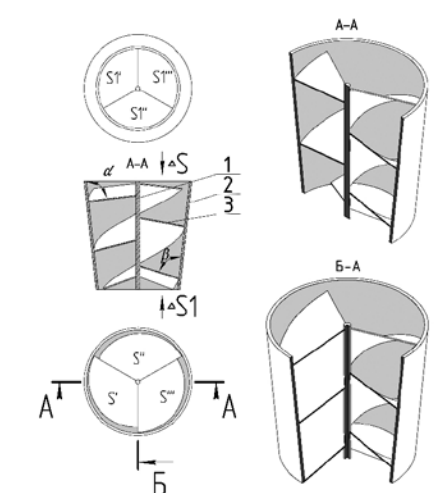


Рис. 3. Турбіна з прямими спіралеподібними лопатями та звуженням корпусу (1 – вал, 2 – порожнистий циліндричний корпус, 3 – спіралеподібна лопать)

1.3. Турбіна з прямими спіралеподібними лопатями, які збільшуються в об'ємі

Ця турбіна зображена на рис. 2, де показано встановлення лопатей з початковим кутом (α) поступово зменшується до виходу (β) до вхідного потоку, створює обертальний момент, відносно осі обертання, та одночасно перенаправляє потік до корпусу турбіни. А завдяки будові лопаті з поступовим зростанням в об'ємі до виходу потоку, за рахунок створення додаткової реактивної тяги при розрідженні та 100% використанні потоку буде забезпечуватись найбільший обертальний момент, що також дозволяє значно знизити необхідну для страгування турбіни швидкість повітряного, потоку. На рис. 2 прямі спіралеподібні лопаті 3 з'єднують корпус 2 з валом 1 по всій висоті турбіни та збільшуються в площі/об'ємі (аналогічно як в лопатях зображених на рис. 1) тим самим зменшуючи площу ΔS_1 для виходу потоку.

1.4. Турбіна з прямими спіралеподібними лопатями та звуженням корпусу

Конструкція цієї турбіни зображена на рис. 3, де показано встановлення лопатей з початковим кутом (α) поступово зменшується до виходу (β) до набігаючого потоку. Такий кут створює обертальний момент, відносно осі обертання на валу, та одночасно перенаправляє потік до корпусу 2 турбіни при конусоподібному виконанні. Прямі спіралеподібні лопаті 3 без збільшення в об'ємі також з'єднують корпус 2 з валом 1 по всій висоті турбіни. При такому виконанні товщина лопатей

залишається однаковою, а зменшення площі ΔS_1 на виході забезпечується за рахунок зменшення діаметру корпусу 2, що аналогічно створює додаткову реактивну тягу при розрідженні, і також дозволяє значно знизити необхідну для запуску турбіни швидкість потоку.

2. Експериментальна установка

Для проведення досліджень у повітряному та водному потоках було виготовлено три моделі спіралеподібних турбін методом 3D-друку з полімеру PET-G. Всі моделі мали однакові вхідні та вихідні площі, проте через конструктивні відмінності маса турбін відрізнялася. Для її вирівнювання під час експериментів на корпуси турбін намотували відповідну кількість дроту з подальшим балансуванням.

Для проведення випробувань було спроектовано та зібрано універсальний стенд (рис. 4), який дозволяє встановлювати різні друковані моделі турбін та проводити вимірювання в змінних умовах потоку. Центральним елементом стенда є запірний заслінка з направляючою шахтою, яка забезпечує стабільне кріплення турбіни та оптимальні гідродинамічні умови. Турбіна через муфту з'єднується з валом, виготовленим із нержавіючої сталі, який проходить через центр шахти й закріплений на підшипниках. Вал передає обертальний момент на безщітковий генератор, який перетворює механічну енергію в електричну.

Для вимірювання електричних і механічних параметрів до установки підключено блок з вимірювальними приладами. Вихідна напруга фіксувалася мультиметром, а частота обертання — лазерним

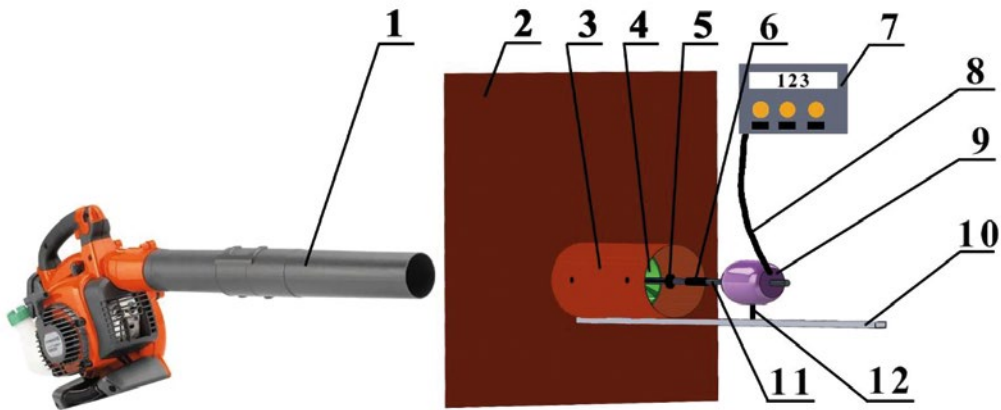


Рис 4. Схема експериментального стенду (1 – компресор; 2 – заслінка потоку; 3 – направляюча камера потоку; 4 – досліджувана турбіна; направляючий вал; 5 – кріплення турбіни з підшипником; 6 – монтажна муфта; 7 – вимірювальні прилади; 8 – провідник; 9 – генератор; 10 – монтажна направляюча; 11 – направляючий вал; 12 – кріплення генератора)

тахометром. Навантаження в електричному колі створювала лампа розжарювання (12 В, 5 Вт), яка забезпечувала тестування генератора в реальному робочому режимі.

Для експериментів у повітряному потоці установка додатково обладнувалася компресором, який подавав повітря під тиском 2, 4 або 6 атм. Необхідний тиск регулювався на вихідному клапані з манометром. Експериментально визначено, що оптимальна відстань між повітродуючим соплом і входом у турбіну становить 5 см — це забезпечує стабільну взаємодію потоку з робочими лопатями.

Ця установка дозволяє вивчати роботу турбіни як в повітряному так і в водяному потоці, проводити експерименти для оптимізації її продуктивності, а також здійснювати контроль та аналіз роботи генератора як в режимі холостого ходу, так і під різним навантаженням.

3. Експериментальні дослідження

3.1. Загальна інформація по плануванню повітряних експериментів спіралеподібних турбін

Для оцінки ефективності запроектованих шнекових турбін було проведено перший етап експериментальних досліджень у повітряному потоці трьох видів спіралеподібних турбін.

Метою проведення експериментів у повітряному потоці є визначення оптимальної конструкції серед трьох типів розроблених спіралеподібних турбін, які захищено одним патентом на корисну модель.

Під час лабораторних дослідів турбіни тестувалися в умовах контрольованого потоку повітря в трьох режимах, що дозволяло вимірювати змінні величини такі як:

p1 — тиск повітряного потоку, 2 атм;
p2 — тиск повітряного потоку, 4 атм;
p3 — тиск повітряного потоку, 6 атм;
n — кількість обертів турбіни, об/хв;
U — вироблена електрична напруга генератором, В;

P₁ — електричне навантаження в режимі холостого ходу, 0 Вт;

P₂ — електричне навантаження потужністю 5 Вт. Зняття показів напруги (U) та швидкості обертання (n) з генератора є важливим елементом експериментального процесу. Ці показники дозволяють оцінити як електричну, так і механічну ефективність турбін за таких аспектів:

Енергетична продуктивність. Напруга U є ключовим показником для визначення кількості електроенергії, яку турбіна здатна виробляти за різних умов повітряного потоку. Це дозволяє оцінити практичну корисність турбіни для реальних застосувань;

Механічна ефективність. Швидкість обертання n відображає здатність турбіни передавати енергію потоку на генератор. Більш високі оберти при заданих умовах свідчать про кращу конструкцію турбіни.

При виборі методу планування експериментів у повітряному потоці для оцінки ефективності спіралеподібних турбін важливо враховувати такі фактори, як точність вимірювань, кількість дослідів, а також часові та фінансові ресурси. Використання методу активного експерименту не лише суттєво скорочує час проведення досліджень і зменшує витрати, а й забезпечує високу точність і надійність отриманих результатів.

Під час проведення експериментів у повітряному потоці всі дані (швидкість обертання, вироблена напруга в різних режимах тощо) записуються в спеціальну таблицю (табл. 1) для подальших аналізів й висновків.

Шифр турбіни	p1		p2		p3	
	U	n	U	n	U	n
P1						
P2						

Таблиця 1 Схема планування експериментів з дослідження турбін у повітряному потоці

Проведені експерименти шифрувалися наступним чином: римська цифра на початку шифру означає модель досліджуваної турбіни з початковою вагою, а розміщена в нижньому індексі за нею латинська цифра (1) — означає що вага такої турбіни збільшена до рівня ваги, найважчої серед досліджуваних турбін з похибкою в $\pm 5\%$ [5]. Шифри відповідають таким назвам турбін:

I — турбіна з будовою лопатей за принципом золотої спіралі вагою 922 грами;

II — турбіна з прямими спіралеподібними лопатями, які збільшуються в об'ємі вагою 925 грами;

III — турбіна з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу вагою 755 грами;

III₁ — турбіна з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу вагою 923 грами.

Для визначення оптимального варіанту конструкції поміж спіралеподібних турбін проводиться аналіз впливу тиску повітря (p₁, p₂, p₃) в режимах холостого ходу (P₁) та під навантаженням (P₂) на моделі досліджуваних турбін. На цьому етапі досліджень кожна досліджувана модель тестувалась при трьох значеннях тиску повітря. Також для коректного аналізу результатів лабораторних експериментів проведено додаткові дослідження турбіни з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу де вирівнювалася маса турбіни з початкової ваги 755 гр. до — 923 гр. Тоді для визначення ефективнішого варіанту серед досліджуваних турбін, необхідно зробити 3*2*4 = 24 дослідів при яких потрібно отримати 48 показників.

3.2. Дослідження в повітряному потоці турбіни з будовою лопатей за принципом золотої спіралі

Перед проведенням експериментів було зважено виготовлену модель турбіни з будовою лопатей за принципом золотої спіралі (I), вага склала 922грами. Тестування турбіни проводились в режимах холостого ходу та під навантаженням 12в|5вт, при 2, 4 та 6 атмосферах тиску повітря. Отримані показники досліджень наведені в таблиці 2.

Шифр турбіни I	p1		p2		p3	
	U	n	U	n	U	n
P1	2,1	138	3,9	260	5,6	370
P2	0	0	0	0	2	131

Таблиця 2 Отримані показники турбіни (I) в повітряному потоці оберти (n) та напруга (U) залежно від тиску (p1, p2, p3) і навантаження (P1, P2)

Дослідження в повітряному потоці турбіни з будовою лопатей за принципом золотої спіралі показали, що при вмиканні навантаження турбіна не зупинялась на позначках тиску повітря тільки в 6 атмосфер, а напруга просідала до 2в, а при вмиканні навантаження на позначках тиску повітря в 4 і 2 атмосферах — турбіна зупинялась.

3.3. Дослідження в повітряному потоці турбіни з прямими спіралеподібними лопатями, які збільшуються в об'ємі

Перед проведенням експериментів було зважено виготовлену модель турбіни (II) з прямими спіралеподібними лопатями, які збільшуються в об'ємі, вага склала 925грам. Тестування турбіни проводились в режимах холостого ходу та під навантаженням 12в|5вт, при 2,4 та 6 атмосферах тиску повітря. Отримані показники досліджень наведені в таблиці 3.

Шифр турбіни II	p1		p2		p3	
	U	n	U	n	U	n
P1	2,3	151	4,2	284	5,8	389
P2	0	0	0	0	2,4	160

Таблиця 2 Отримані показники турбіни (II) в повітряному потоці оберти (n) та напруга (U) залежно від тиску (p1, p2, p3) і навантаження (P1, P2)

Дослідження в повітряному потоці турбіни з прямими спіралеподібними лопатями, які збільшуються в об'ємі показали, що при вмиканні навантаження турбіна не зупинялась на позначках тиску повітря тільки в 6 атмосфер, а напруга просідала до 2,4 в, а при вмиканні навантаження на позначках тиску повітря в 4 і 2 атмосферах — турбіна зупинялась.

3.4. Дослідження в повітряному потоці турбіни з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу

Перед проведенням експериментів було зважено виготовлену модель турбіни (III) з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу, вага склала 755грам. Тестування турбіни проводились в режимах холостого ходу та під навантаженням 12В/5вт, при 2,4 та 6 атмосферах тиску повітря. Отримані показники досліджень наведені в таблиці 4.

Шифр турбіни III	p1		p2		p3	
	U	n	U	n	U	n
P ₁	2,6	168	4,8	312	6,5	420
P ₂	0	0	0,9	59	3,2	207

Таблиця 4 Отримані показники турбіни (III) в повітряному потоці оберти (n) та напруга (U) залежно від тиску (p1, p2, p3) і навантаження (P₁, P₂)

При вмиканні навантаження при 6 атмосферах напруга просідала до 3,2в, а при вмиканні навантаження на позначках тиску повітря в 4 напруга просідала до 0,9в, і при 2 атмосферах — турбіна зупинялась.

Щоб досліди привести у відносно рівних умовах, було збільшено вагу турбіни (III₁) з прямими спіралеподібними лопатями без їх збільшення, але із звуженням корпусу до 923 грам (що в межах похибки +/- 5% відносно інших 2 турбін), і знято повторні заміри таблиця 5.

Шифр турбіни III ₁	p1		p2		p3	
	U	n	U	n	U	n
P ₁	4,7	310	6,5	420	8,1	524
P ₂	0,8	52	2,6	168	4,3	262

Таблиця 5 Отримані показники турбіни (III₁) в повітряному потоці оберти (n) та напруга (U) залежно від тиску (p1, p2, p3) і навантаження (P₁, P₂)

Дослідження в повітряному потоці турбіни з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу вагою 923 гр. (III₁) показали, що турбіна працювала під навантаженням на всіх трьох позначках тиску повітря і відповідно ефективніша за інші конструкції спіралеподібних турбін.

4. Аналіз отриманих результатів досліджень спіралеподібних турбін у повітряному потоці

Поліпшені спіралеподібні турбіни демонструють різні експлуатаційні характеристики порівняно одна

з одною під час тестувань у контрольованих умовах повітряного потоку. Для проведення порівняльного аналізу ефективності за базову турбіну було обрано конструкцію I з найменшими показниками серед досліджуваних турбін при тиску повітря p3 = 6 атм під навантаженням (P₁, P₂). Ця турбіна приймалася за 100%, а відсотковий коефіцієнт ефективності інших турбін обчислювався відносно неї. Результати експериментальних досліджень наведено у таблиці 6, а також представлені графічно на рис. 5 і 6.

Аналіз результатів	Шифри турбін							
	p1		p2		p3			
	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂
U	5,6	2	5,8	2,4	6,5	3,2	8,1	4,3
%	100	100	102	120	116	160	144	215
n	370	131	382	160	420	207	524	262
%	100	100	102	120	116	160	144	215

Таблиця 5 Отримані показники турбіни (III₁) в повітряному потоці оберти (n) та напруга (U) залежно від тиску (p1, p2, p3) і навантаження (P₁, P₂)

На основі отриманих результатів експериментів спіралеподібних турбін поліпшеного типу в повітряному потоці (табл. 6) виявлено базовий варіант конструкції (I) та ефективніший варіант конструкції спіралеподібної турбіни (III₁). Так ефективність турбіни з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу вагою 923 гр. в порівнянні з турбіною з будовою лопатей за принципом золотої спіралі вагою 922 гр. при холостому ході становить P₁ = 44%, при навантаженні відповідно P₂ = 115%.

В ході досліджень додатково було встановлено, що збільшена вага корпусу спіралеподібної турбіни суттєво підвищує її ефективність при використанні в повітряному середовищі, хоча при цьому витрачається дещо більше часу на вихід турбіни на оптимальні оберти роботи турбіни при заданих умовах. Конструкційна будова лопатей також відіграє велику роль в ефективності роботи спіралеподібної турбіни.

Висновки

Проведені експериментальні дослідження у повітряному потоці трьох видів спіралеподібних турбін дозволили оцінити їхню ефективність за різних значень тиску повітря та електричного навантаження. Основні результати дослідження:

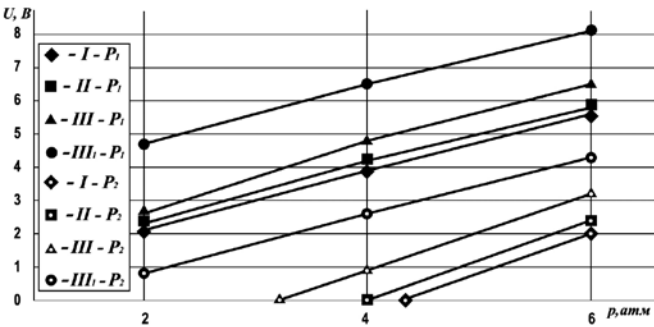


Рис. 5. Порівняльний графік ефективності турбін (I, II, III, III₁) по генерації електричної напруги U в залежності тиску повітря p та навантаження P₁, P₂

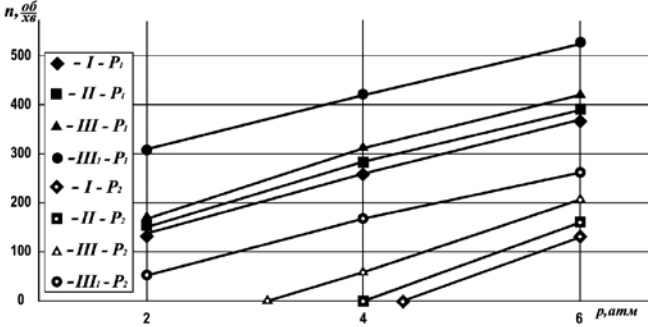


Рис. 6. Порівняльний графік ефективності турбін (I, II, III, III₁) по вироблених обертах n в залежності тиску повітря p та навантаження P₁, P₂

- Оцінка ефективності конструкцій турбін:
 - турбіна з лопатями за принципом золотої спіралі (конструкція I) показала найнижчу ефективність: при тиску 2 та 4 атм її оберти зупинялися під навантаженням, а при 6 атм напруга просідала до 2 В;
 - турбіна з прямими спіралеподібними лопатями, що збільшуються в об'ємі (конструкція II), зберігала роботу при 6 атм, виробляючи напругу 2,4 В і демонструючи швидкість обертання (160 об/хв);
 - турбіна з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу (конструкція III₁) продемонструвала найкращі результати: стабільне зростання напруги як у режимі холостого ходу (P₁=8,1В) так і під навантаженням (P₂=4,3 В). що відповідно на 44% і 115% перевищувало показники турбіни I.
- Механічна ефективність:
 - турбіна II досягла найвищої швидкості обертання (160 об/хв при 6 атм), що свідчить про її кращу адаптацію до змінного потоку порівняно з турбіною I;
 - турбіна III забезпечила стабільність обертів у всіх режимах, навіть при меншій початковій масі, ще більше підвищуючи свою продуктивність після корекції ваги (III₁).
- Вплив конструкційних факторів:
 - збільшення ваги суттєво підвищило ефективність турбін, хоча й збільшувало час виходу на оптимальні оберти.
 - конструкція лопатей була визначена як критично важливий фактор для продуктивності, де найкращі результати показала турбіна зі звуженням корпусу III₁.
- Аналіз отриманих результатів:
 - графіки залежності напруги та обертів від тиску повітря демонструють чіткий взаємозв'язок між збільшенням тиску та підвищенням ефективності роботи турбін.
 - дисперсійний аналіз підтвердив значний вплив тиску повітря на вихідні параметри, тоді як навантаження суттєво впливало лише на турбіни з меншою механічною ефективністю.

- В підсумку найбільш ефективною серед досліджених конструкцій визнано турбіну з прямими спіралеподібними лопатями зі звуженням корпусу (турбіна III₁). Вона демонструє оптимальне співвідношення механічної стабільності та енергетичної продуктивності.
- Технічні рекомендації:
 - ключовим напрямом подальшої оптимізації є удосконалення геометрії лопатей та корпусу для забезпечення стабільної роботи в умовах змінного тиску і навантаження;
 - отримані результати є основою для вдосконалення конструкцій спіралеподібних турбін, адаптованих до нестабільних режимів роботи в повітряному та водному середовищі.
 - подальший етап досліджень передбачає тестування турбін у водяному потоці для остаточного визначення ефективності та практичної придатності запропонованих конструкцій.

Література

- Шнекова турбіна <https://promenergia.com.ua/hidroturbiny/shnekova-turbina/> (дата звернення: 01.09.2024)
- Вовчак В., Тесленко О., Самченко О. Мала гідроенергетика України. Технологічні особливості малих ГЕС. Том II. 2018 <https://energyukraine.org/wp-content/uploads/2018/05/Otchet-MGES2.pdf> (дата звернення: 01.09.2024)
- Герба О.В. Патент на корисну модель №150304 «Турбіна зі спіралеподібними лопатями» 26.01.2022р.
- Золота спіраль <https://ur0.jp/haOQi> (дата звернення: 01.09.2024)
- Rumelhart D. E., Hinton G. E., & Williams R. J. Learning representations by back-propagating errors. Nature. 1986. Pp. 533–536. URL: <https://gwern.net/doc/ai/nn/1986-rumelhart-2.pdf> (дата звернення: 01.09.2024).

Використання трапецієвидних водомірів для визначення фільтраційних витрат земляних гребель

Рябенко Олександр

Професор кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування, Доктор технічних наук, Україна, м. Рівне.

Сунічук Сергій

Доцент кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування, Кандидат технічних наук, Україна, м. Рівне.

Зайчук Роман

Асистент кафедри енергетики Національного університету водного господарства та природокористування, Україна, м. Рівне.

Пилипенко Володимир

Начальник гідротехнічного відділу ПрАТ «Укргідроенерго» Україна, м. Вишгород.

Резюме

В статті наводиться інформація використання трапецієвидних водомірів з використанням систем автоматизованих вимірювань для визначення фільтраційної витрати через земляні греблі гідроелектростанцій. Описані режими роботи таких водомірів та вказані результати лабораторних досліджень для визначення впливу ефекту підтоплення на пропускну здатність трапецієвидних водомірів з використання автоматизованої системи вимірювань.

Ключові слова: трапецієвидні водоміри, лабораторні дослідження, коефіцієнт підтоплення, пропускну здатність, автоматизація вимірювань

1. Використання водомірів на гідроенергетичних об'єктах України

При будівництві гідравлічних електричних станцій для створення напору часто використовують земляні греблі. Особливість роботи цих споруд є наявність фільтрації через їх тіло. Моніторинг стану земляних гребель під час експлуатації здійснюють шляхом відповідних вимірювань та контролю міцнісних характеристик ґрунту, положення кривої депресії, значень фільтраційних швидкостей, градієнтів напору, фільтраційних витрат та інших критеріїв.

Для перехоплення і відведення фільтраційних вод від земляних гребель використовують спеціальні дренажні системи, до яких відносяться внутрішній трубчатий дренаж, оглядові, розподільчі та водомірні колодязі, водовідвідні труби і канали тощо. При здійсненні моніторингу стану споруд та процесу фільтрації води через земляні греблі особливе місце займає питання вимірювання витрат

фільтраційного потоку в різних місцях дренажної системи. Для вирішення цього питання застосовують різні типи водомірних пристроїв.

На практиці водоміри широко використовуються в різноманітних гідравлічних системах. При цьому вони мають різну конструкцію та різний принцип дії в напірних і безнапірних системах. Для безнапірних потоків, звичайно використовують як водоміри водозливи в тонкій стінці. За формою поперечного перерізу розрізняють такі типи цих водомірів [1]: трикутні, трапецієвидні, прямокутні, кругові, параболічні та ін. (рис. 1).

В натурних і лабораторних умовах найчастіше використовуються трикутні та трапецієвидні водоміри.

2. Типи гідравлічних режимів трапецієвидних водозливів

За типом гідравлічного режиму водозливи поділяються на підтоплені та непідтоплені [1]. За наявності спокійного режиму руху води непідтопленим вважається водозлив у тонкій стінці, в якого відмітка рівня нижнього б'єфу є нижчою відмітки порогу водозливу (рис. 2). У лабораторних умовах водоміри влаштовують таким чином, щоб вони завжди працювали у непідтопленому режимі. В натурних умовах також прагнуть встановити водоміри так, щоб вони були непідтоплені.

Витрату води через непідтоплений симетричний трапецієвидний водомір можна знайти за такою формулою [1]

$$Q = m_b(b + 0.8 \tan \alpha H)H\sqrt{2gH} \quad (1)$$

В наведеній формулі H — напір на порозі водозливу, m_b — коефіцієнт витрати водозливу, b — ширина порогу, g — прискорення вільного падіння, α — кут між вертикаллю та бічною стороною трапеції. При цьому H та b виражаються в метрах, прискорення g в м/с^2 , а витрата Q — в $\text{м}^3/\text{с}$.

Якщо ширину порога b і напір H виражати в метрах і прийняти $m_b = 0,42$, для трапецієвид-

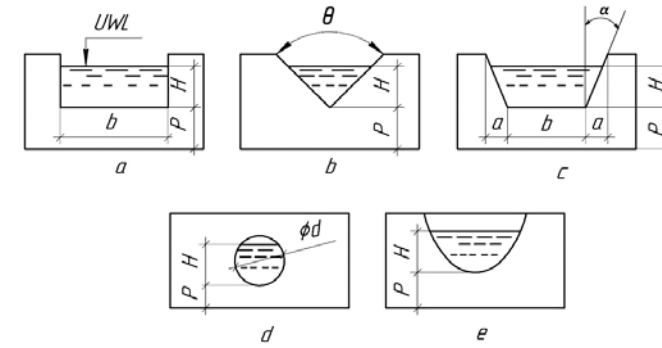


Рисунок 1 – Типи водомірів безнапірних потоків за формою поперечного перерізу: а – прямокутний, б – трикутний, с – трапецієвидний, д – круговий, е – параболічний

них водомірів в тонкій стінці при куті $\alpha = 14^\circ$, $\tan \alpha = m_n = 0,25$, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$, то витрата Q виражається в $\text{м}^3/\text{с}$, а формула (1) приймає такий вигляд

$$Q = 1,86(b + 0,2H)H^{3/2} \quad (2)$$

Розрахункові значення витрати Q , підраховані за формулою (2) наведені в табл.1.

H м	Q $\text{м}^3/\text{с}$	H м	Q $\text{м}^3/\text{с}$	H м	Q $\text{м}^3/\text{с}$	H м	Q $\text{м}^3/\text{с}$
0,05	0,009	0,14	0,042	0,26	0,111	0,44	0,265
0,06	0,011	0,15	0,046	0,28	0,126	0,46	0,286
0,07	0,014	0,16	0,051	0,30	0,141	0,48	0,307
0,08	0,018	0,17	0,057	0,32	0,156	0,50	0,329
0,09	0,021	0,18	0,062	0,34	0,173	0,60	0,450
0,10	0,025	0,19	0,067	0,36	0,190	0,70	0,588
0,11	0,029	0,20	0,073	0,38	0,207	0,80	0,745
0,12	0,033	0,22	0,085	0,40	0,226	0,90	0,921
0,13	0,037	0,24	0,098	0,42	0,245	1,00	1,116

Таблиця 1 Значення витрати Q трапецієвидного водоміру за формулою (2) при $m_n = 0,42$, $m_n = 0,25$, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$, $b = 0,4 \text{ м}$

Напір на порозі водозливу вимірюється за допомогою датчиків, а потім за цим напором визначаються витрати. Необхідно підкреслити, що

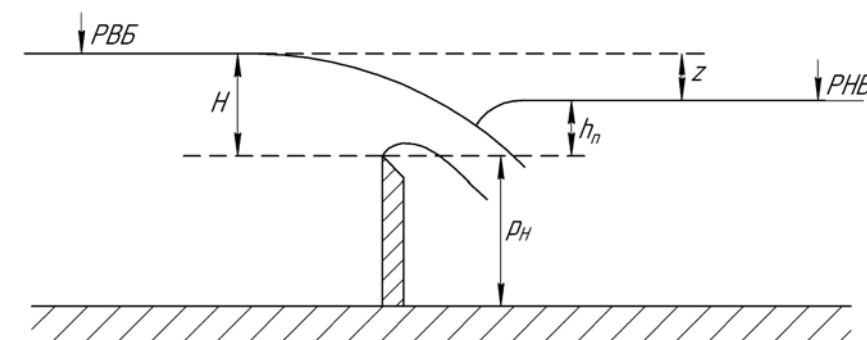


Рисунок 3 – Схема підтопленого водозливу

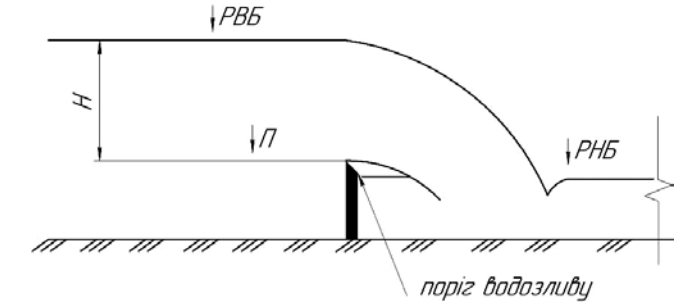


Рисунок 2 – Схема непідтопленого водозливу

формули (1), (2), а отже і результати автоматичних вимірювань, є чинними лише для непідтопленого водозливу, коли відмітка рівня води в нижньому б'єфі водозливу є нижчою відмітки його порогу (рис. 1), тобто

$$\downarrow P_{НБ} < \downarrow П \quad (3)$$

У випадку підтопленого водозливу (рис.3)

$$\downarrow P_{НБ} < \downarrow П \quad (4)$$

водозлив є підтопленим, а формули (1),(2) містять певну похибку, пов'язану з неврахуванням ефекту підтоплення. При цьому значення такої похибки залежить від ступеня підтоплення водозливу, а формули (1) і (2) суттєво завищують значення фактичної витрати.

3. Лабораторні дослідження ефекту підтоплення

Формула (2) з врахуванням ефекту підтоплення прийме вигляд:

$$Q = 1,86(b + 0,2H)\sigma_n H^{3/2} \quad (5)$$

де σ_n — коефіцієнт підтоплення. Використовуючи симетричний трапецієвидний водомір з шириною порогу $b = 0,4 \text{ м}$ і кутом нахилу бічної сторони відносно вертикалі $\alpha = 14^\circ$, автоматизовану систему вимірювань — в лабораторних умовах

було здійснене гідравлічне моделювання роботи трапецієвидних водомірів в підтопленому режимі наступним чином.

1. При положенні поверхні води перед водозливом на рівні порогу водозливу знімався відлік $\downarrow П$, який становив — $\downarrow П = 20,9$ см.
2. На установці встановлювалася витрата Q_{Δ} , значення якої вимірювалося за допомогою трикутного водозливу, розміщеного в голові установки.
3. В нижньому б'єфі моделювався режим підтоплення за допомогою затвору та шпигевого затвору в кінці установки.
4. Після того, як на установці встановився установлений режим руху води, знімалися відліки $\downarrow РВБ$ та $\downarrow РНБ$.
5. При вибраній витраті кілька разів змінювалася глибина в нижньому б'єфі і знімалися нові відповідні значення $\downarrow РВБ$ та $\downarrow РНБ$, визначалися

величини напору H , висота підтоплення h_p та підраховувалося значення коефіцієнта підтоплення σ_n .

6. Змінювалася витрата на установці і повторювалися вище зазначені операції.

Результати визначення коефіцієнта σ_n приведені в таблиці 2. Крім того, в цих таблицях порівнюється фактичне значення витрати з теоретичним, яке не враховує впливу коефіцієнта підтоплення.

З таблиці 2 видно, якщо не враховувати вплив коефіцієнта підтоплення, то розраховані значення витрати за формулою (2) будуть набагато перевищувати реальні значення. При цьому, найбільше відхилення спостерігається при невеликих витратах і сягало більше 400%. За даними таблиці 2 будуюмо графік залежності $\sigma_n = f(h_p/H)$ і співставляємо його з іншими експериментальними кривими М.М. Павловським та ТУІН МЕС для водозливу практичного профілю [4] (рис. 4).

Витрата на установці по трикутному водозливу Q_{Δ} , $дм^3/с$	Напір на трапецієвидному водозливі H , см	Глибина підтоплення h_p , см	h_p / H	Коефіцієнт підтоплення σ_n	Теоретичне значення витрати за формулою (2) $Q_{ф(2)}$, $дм^3/с$	Відхилення фактичного значення витрати від теоретичного ΔQ , %
1	2	3	4	5	6	7
5,00	4,4	0,2	0,045	0,7125	7,02	40,36
13,67	20,5	20	0,976	0,1796	76,13	456,95
	14,8	14	0,946	0,3005	45,50	232,81
	11,6	10,5	0,905	0,4396	31,10	127,50
	7	1,9	0,271	0,9585	14,26	4,33
30,01	24,7	23,7	0,960	0,2925	102,61	241,92
	24,1	23,5	0,975	0,3043	98,63	228,66
	24	22,8	0,950	0,3063	97,97	226,47
	22	20,7	0,941	0,3522	85,22	183,96
	14,7	10,7	0,728	0,6667	45,01	50,00
	12,9	7	0,543	0,8178	36,69	22,27
40,75	11,4	0,8	0,070	0,9914	30,27	0,86
	26,6	25,7	0,966	0,3524	115,64	183,79
	26,4	25,1	0,951	0,3567	114,24	180,35
	24,9	23,1	0,928	0,3920	103,95	155,10
	19,7	15,5	0,787	0,5702	71,46	75,37
50,61	16	9	0,563	0,7924	51,43	26,20
	15,2	6,5	0,428	0,8590	47,44	16,42
	14,5	2	0,138	0,9249	44,06	8,12
	28,6	26,9	0,941	0,3891	130,07	157,00
	27,3	24,4	0,894	0,4196	120,61	138,31
	25,4	21,4	0,843	0,4715	107,34	112,09
	23	17,4	0,757	0,5531	91,50	80,80
	19,7	10	0,508	0,7082	71,46	41,20
50,61	18,1	4,7	0,260	0,8101	62,48	23,45
	17,7	4	0,226	0,8392	60,31	19,16

Таблиця 2 Експериментальні значення σ_n для трапецієвидного водозливу

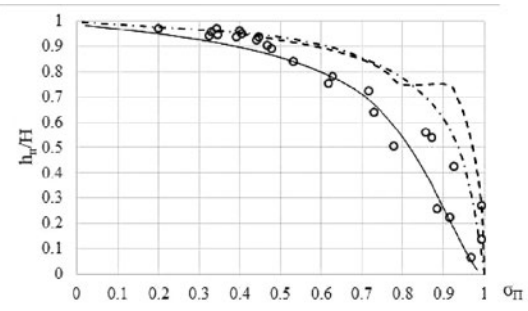


Рисунок 4 – Графік для визначення коефіцієнта підтоплення $\sigma_n = f(h_p/H)$: $\circ$ – значення коефіцієнта підтоплення, отримані експериментальним шляхом, — — — значення коефіцієнта підтоплення за Павловським М.М., — · — — значення коефіцієнта підтоплення за ТУІН МЕСРис.

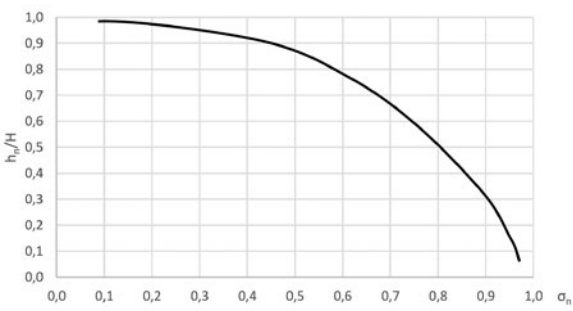


Рисунок 5 – Крива $\sigma_n = f(h_p/H)$ для трапецієвидних водозливів з шириною порогу $b = 0.4$ м.

h_p/H	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1	0,05	0
σ_n	0	0,23	0,38	0,47	0,54	0,6	0,66	0,7	0,73	0,77	0,8	0,83	0,86	0,88	0,9	0,92	0,94	0,95	0,96	0,97	1

Таблиця 3 Значення коефіцієнта підтоплення для трапецієвидних водозливів з шириною порогу $b=0.4$ м, кутом між вертикаллю та бічною стороною трапеції $\alpha=14^\circ$.

Таким чином, загальна крива $\sigma_n = f(h_p/H)$ для трапецієвидних водозливів, зображена на рис. 5, а значення коефіцієнту підтоплення приведені в табл. 3.

З урахуванням виконаних розрахунків та отриманих результатів остаточні залежності для визначення пропускної здатності трапецієвидних водомірів мають вигляд як у формулі (5)

Висновки

1. За наявності підтоплення з боку нижнього б'єфу формула (2) для визначення витрати трапецієвидного водозливу без врахування ефекту підтоплення дає похибку до 270% у розглядуваному діапазоні витрат.
2. Для отримання достовірних значень витрат трапецієвидних водомірів, які працюють в підтопленому режимі, необхідно враховувати ефект підтоплення.
3. Рекомендується визначати витрату на трапецієвидних водомірах з шириною порогу $b = 0.4$ м за формулою (5), яка враховує ефект підтоплення водомірів з боку нижнього б'єфу.
4. Коефіцієнт підтоплення трапецієвидних водомірів з шириною порогу $b = 0.4$ м можна визначати за кривою $\sigma_n = f(h_p/H)$, показаною на рис. 5, та за таблицею 3.
5. Представлена методика визначення витрат за допомогою підтоплених трапецієвидних водозливів вимагає вимірювання глибин як перед водомірами, так і за ними.

Література

1. Большаков В.А. (ред.). Справочник по гидравлике. — Київ: Вища школа, 1984. — 343 с. URL: https://elibrary.nuos.edu.ua/bitstream/123456789/10413/1/БОЛЬШАКОВ_Справочник-по-гидравлике.pdf

2. Гавриленко І.В., Смирнов С.А. Гідравліка (частина 2): Водозливи і водоміри. — Львів: ЛНАУ, 2017. — 120 с. URL: http://repo.btu.kharkov.ua/bitstream/123456789/2908/1/Gidravlika_ch2.pdf

3. ДСТУ Б В.2.1-29:2010. Будівництво. Гідротехнічні споруди. Терміни та визначення. — Київ: Мінрегіонбуд України, 2011. URL: https://online.budstandart.com.ua/catalog/doc-page?id_doc=53964

4. Павловський М.М. Гідравлічні розрахунки водозливів у тонкій стінці. — Київ: Техніка, 1974. — 185 с.

5. Рябенко О.А., Сунічук С.В., Зайчук Р.М. Моделювання підтоплення водозливів у лабораторних умовах // Вісник НУВГП. — 2022. — №4(100). — С. 45–52. URL: <http://visnyk.nuwm.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/100>

6. Хільчевський В.К., Рудько Г.І., Забокрицька М.Р. Основи гідрології: навч. посіб. — К.: Либідь, 2012. — 312 с. URL: <https://www.twirpx.com/file/2405041/>

7. Гірін В.М., Махія М.О. Гребельні споруди: навч. посібник. — Київ: ІСДО, 2010. — 204 с. URL: <https://library.nuft.edu.ua/ebook/files/Grebelni%20sporudy.pdf>

«Концептуальний погляд на стимулювання процесу освоєння гідроенергетичного потенціалу гірських річок Карпатського регіону України та створення і реалізація відповідних програм на основі сучасного досвіду деяких європейських країн»

Карамушка Олександр
Виконавчий директор Громадської спілки «Асоціація «Гідроенергетика України»,
Україна, м. Київ.

Однією з основних статутних місій Асоціації «Гідроенергетика України» є сприяння розвитку гідроенергетики України, підвищення її безпеки, ефективності та надійності.

Саме з урахуванням цього пропоную подивитись на те, якими темпами і завдяки чому розвивається мала гідроенергетика в Україні протягом останніх 20-ти років.

Попередньо слід відмітити, що досвід країн Європейського Союзу показує, що серед різноманітних факторів, які впливають на ступінь та перспективи освоєння відновлюваних джерел енергії визначальну роль відігравали діючі в цих країнах системи економічного стимулювання розвитку ВДЕ.

У квітні 2004 року наша Асоціація ініціювала проведення Круглого столу з проблемних питань розвитку малої гідроенергетики, підсумком якого стало створення при Асоціації міжвідомчої робочої групи, яка виконала ретельний аналіз стану малої гідроенергетики та розробила «План заходів, спрямованих на стимулювання та розвиток малої гідроенергетики в Україні», який був затверджений у вересні 2005 року постановою Кабінету Міністрів України та «Концепцію державної програми розвитку малої гідроенергетики в Україні».

«План заходів...» передбачав, у тому числі, й встановлення на законодавчому рівні спеціального тарифу на вартість електроенергії виробленої малими гідроелектростанціями, так званого «зеленого» тарифу.

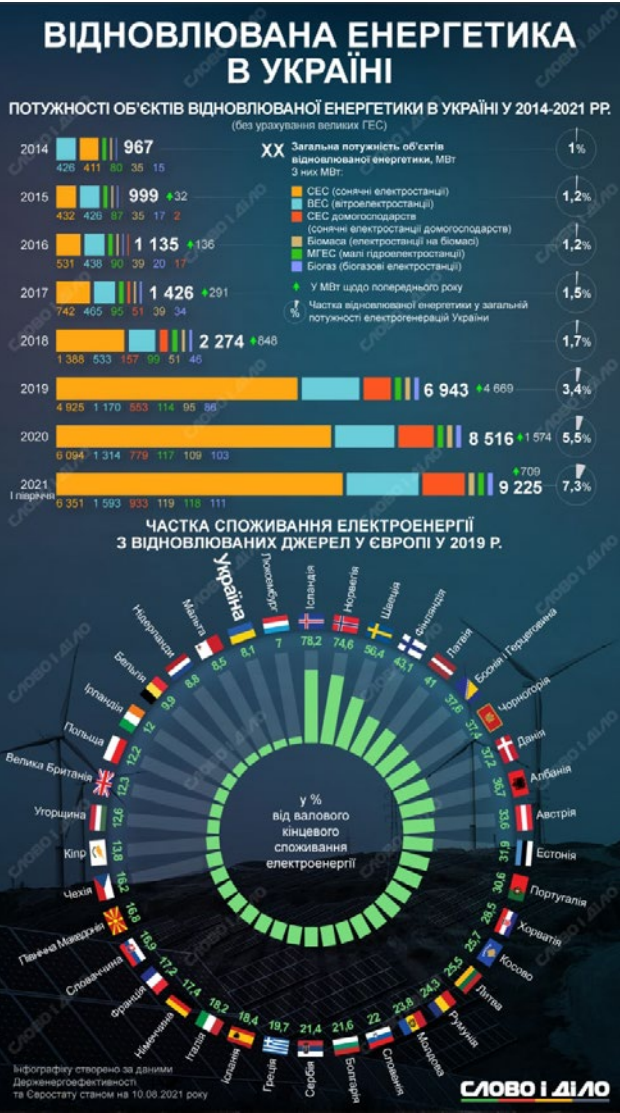
На той час в Україні працювало 65 малих ГЕС загальною потужністю приблизно 70 МВт, а в 5-ти областях Карпатського регіону: 17 МГЕС загальною потужністю 16,7 МВт.

Треба також відмітити, що вітрова та сонячна енергетика не були на той час представлені на електроенергетичному ринку жодною електростанцією.

Це важливо відмітити саме тому, що ті стимули розвитку, які ми тоді в рамках робочої групи напроцьовували для малої гідроенергетики, потім почали працювати і на інші види відновлюваної енергети-

ки, і ми також можемо проаналізувати наскільки то було ефективно.

Так що, наразі, ми можемо підбити підсумки майже 20-річної дії стимулюючих факторів, розроблених тоді Асоціацією, як на прикладі розвитку малої гідроенергетики, так, для порівняння, і на прикладі розвитку іншої відновлюваної і альтернативної енергетики.



Загальна інформація про розвиток малої гідроенергетики в басейнах річок Карпатського регіону України (станом на 01.05.2021р.)
(за даними Асоціації «Гідроенергетика України», у т.ч. з урахуванням опитування Обласних державних адміністрацій та Обленерго проведеного у березні – квітні 2021р.)

№ п/п	Найменування області	Діючі малі ГЕС, потужністю до 10,0 МВт			Технічний потенціал малих річок, млн. кВт*год електричної енергії на рік			Орієнтовна можлива потужність МГЕС, МВт Атлас ВДЕ 2001р.	Орієнтовна можлива потужність МГЕС, МВт Інститут ВДЕ НАНУ 2015р.	Орієнтовна можлива потужність МГЕС, МВт Укргідро-Проект 2018р.
		Загальна кількість	Встановлена потужність, МВт	Середньорічний виробіток електроенергії, млн. кВт х год	Атлас ВДЕ 2001р.	Інститут відновлюваної енергетики НАН України 2015 р.	Укргідропроект (польові дослідження) 2018р.			
1.	Закарпатська	13	15.653	90,9	1357	438	не виконувались	360	132	дані відсутні
2.	Івано-Франківська	5	3.562	15.7	120	196	не виконувались	32	59	дані відсутні
3.	Львівська	3	0.765	2.93	544	152	525	144	46	137
4.	Тернопільська	17	14.3	25.5	128	42	не виконувались	34	12	дані відсутні
5.	Хмельницька	33	9,54	35,0	91	29	не виконувались	24	8	дані відсутні
6.	Чернівецька	2	1.198	3.7	265	79	не виконувались	70	24	дані відсутні
Всього		73	45,018	173,73	2505	936	дані відсутні	664	281	дані відсутні

- За даними Асоціації, на початок 2022 року в Україні:
- працювало 184 малих ГЕС, загальною потужністю 120,8 МВт, у тому числі у Карпатському регіоні — 40 МГЕС потужністю 35 МВт;
 - потужність вітрової енергетики зросла до 1433,0 МВт, а сонячної до 5655,0 МВт;
 - потужність електростанцій, які працюють на біопаливі, встановилась на відмітці у 200,00 МВт;

Таким чином, підводячи підсумки, відмічаємо, що за період з 2004 по 2022 року в Україні потужність малої гідроенергетики зросла з 70 МВт до 120,8 МВт, а у гірській місцевості Карпатського регіону з 16,7 МВт до 35 МВт.

В той же час, потужність вітрової енергетики зросла з 0 МВт до 1433 МВт, сонячної взагалі — з 0 МВт до 5655 МВт, а електростанцій, які працюють на біогазі — з 0 МВт до 200 МВт.

Як бачимо з цієї аналітики, про гармонійне зростання гідроенергетики в Карпатському регіоні України мови нема, хоча цей регіон має великий гідротехнічний потенціал малих річок, сучасний рівень якого, правда, ще треба додатково дослідити.

Задля ще більшої аргументації необхідності змін державницьких підходів до процесу освоєння гідротехнічного потенціалу гірських річок Карпатського регіону України, давайте порівняємо наші досягнення у розвитку малої гідроенергетики, про які йшлося вище і світові, і поглянемо, як виглядає сьогодні світова мала гідроенергетика.

За даними Міжнародного центру малої гідроенергетики:

- у 148 країнах світу працюють малі ГЕС загальною потужністю 80 ГВт;
- загальновідомий світовий потенціал — 217 ГВт;
- тобто на сьогодні задіяно 37,0% цього потенціалу.

Треба при цьому звернути увагу на те, що на 86% реалізовано потенціал малих річок Північної Америки (7,84 з 9 ГВт), на 95% — Північної Європи (3,64 з 3,84 ГВт) та 85% — Західної Європи (5,8 з 6,64 ГВт).

Але безсумнівним лідером в галузі малої гідроенергетики є Китай — на сьогодні в цій країні працює більше 80 тисяч малих ГЕС загальною потужністю понад 35 ГВт, що становить близько 50% загальносвітової потужності.



На наш погляд, такі аналітичні підсумки показують необхідність проведення кардинальної зміни державної політики у підходах до розвитку малої гідроенергетики України. А це передбачає подальшу співпрацю гідроенергетиків з державними органами влади, потенційними інвесторами, екологами, територіальними громадами та іншими учасниками цього процесу.

Основу цієї політики має складати:

- розробка побасейнових «Схем водогосподарського і енергетичного використання малих річок, виходячи з екологічних критеріїв»;
- корегування цих схем з точки зору наявності заборонених законодавством місць будівництва таких об'єктів;
- затвердження скорегованих «Схем..» на рівні обласних рад, які на законодавчому рівні відповідають за соціально-економічний розвиток регіону в цілому, та розвитку малої гідроенергетики зокрема;
- розробка техніко-економічних обґрунтувань будівництва МГЕС згідно затверджених «Схем..»;
- опрацювання питань будівництва кожної окремої МГЕС з територіальними громадами;
- проведення тендерів на будівництво об'єктів, погоджених з громадами;
- реалізація проектів на умовах, розробленими обласними державними адміністраціями.

Саме таким шляхом іде останні десять років Грузія. При тому, що в цій країні відсутні поняття

великих і малих гідроелектростанцій й «зеленого» тарифу, а вартість 1 кВт електроенергії, що виробляється на ГЕС, дорівнює всього 6 євроцентам, за темпами зростання потужності гідроенергетики на сьогодні Грузія є однією з світових лідерів.

А електрична енергія, вироблена грузинськими ГЕС, йде на експорт і ця складова бюджету країни є вельми суттєвою.

Все це стало можливим завдяки розумній і послідовній політиці держави у питаннях організації процесу розвитку гідроенергетики.

Це позитивний світовий досвід, який нам потрібно використовувати.

Який же концептуальний погляд Асоціації «Гідроенергетика України» на подальший розвиток гідроенергетики в Карпатському регіоні України, який сенс ми вбачаємо в тому і які маємо пропозиції до підсумкових рекомендацій 10-ї Міжнародної конференції гідроенергетиків?

Зважаючи на чітке розуміння того, що на сьогодні у нас немає альтернативи процесу декарбонізації енергетичного сектору і саме використання відновлюваних джерел енергії стає чи не єдиним загально визнаним способом цієї декарбонізації та враховуючи необхідність подальшого розвитку незалежної регіональної розподіленої генерації задля забезпечення надійного і безперебійного постачання електричної енергії її споживачам і подальшого соціально-економічного розвитку територіальних громад і регіонів, що в свою чергу

означає, насамперед, необхідність використання місцевих природних ресурсів з урахуванням встановлених правил і обмежень екологічного порядку у відповідності до нових вимог та потреб навколишнього середовища, Асоціація «Гідроенергетика України» пропонує:

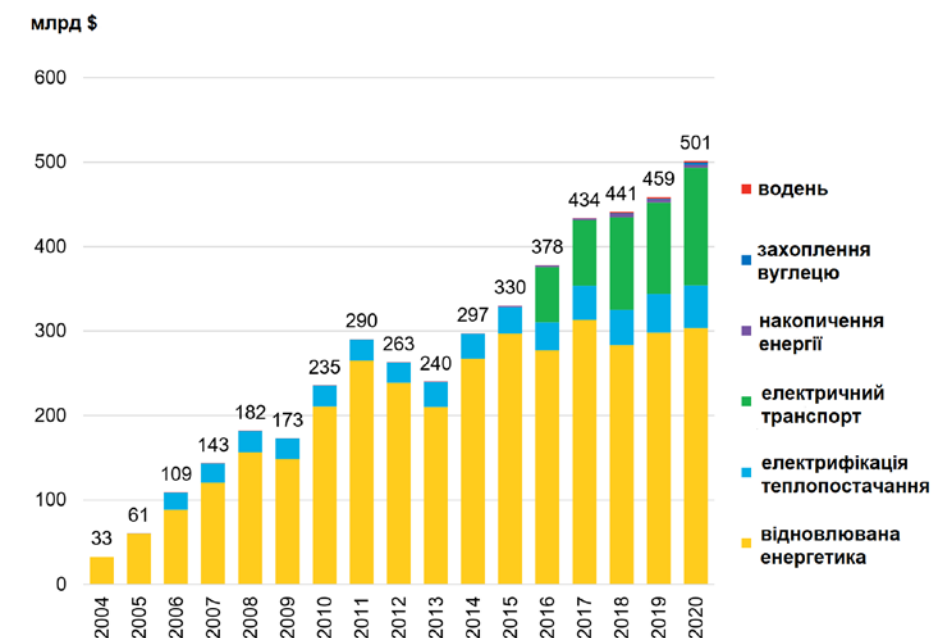
1. Подальший розвиток гідроенергетики в Карпатському регіоні України здійснювати на основі «Схем водогосподарського та гідроенергетичного використання малих річок України, виходячи з екологічних критеріїв», які мають бути розроблені окремо для кожної області і для кожного басейну річок регіону.

Положення по розробці таких «Схем..» були у 2026 році підготовлені фахівцями Асоціації та затверджені її Науково-технічною радою і Президією. Також є позитивна практика у розробці таких «Схем..» для Львівської області у 2018 році.

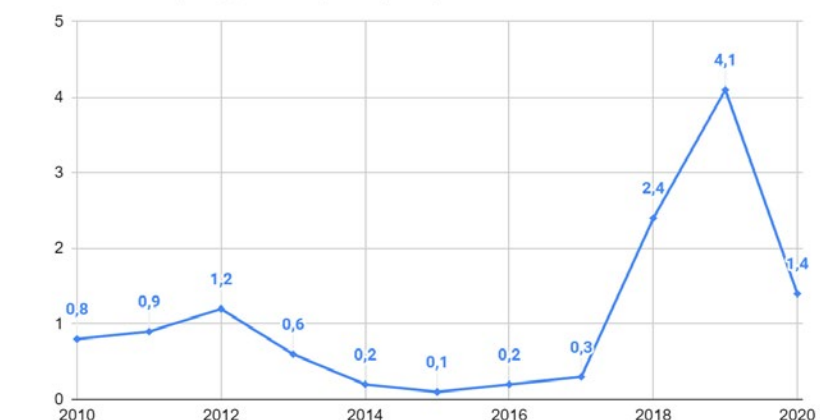
2. З метою фінансування робіт з розробки «Схем..», попередніх техніко-економічних обґрунтувань будівництва ГЕС та ГАЕС у відповідності до цих «Схем..», підготовки тендерних пропозицій і проведення самих тендерів на будівництво гідроенергетичних об'єктів створити у кожній області окремо, або на рівні країни в цілому, «Фонд розвитку гідроенергетики» у вигляді акціонерного товариства у відповідності до діючого законодавства України. Такий фонд, у свій час, був створений у Грузії, і практика його застосування є на сьогодні дуже позитивною і ефективною.

3. На державному рівні розробити «Положення про стимулювання процесу розвитку гідроенергетики в Карпатському регіоні України» і «Програму будівництва ГЕС і ГАЕС у гірській місцевості Карпатського регіону України на 2025 — 2035 роки».

Інвестиції у технології енергетичного переходу, 2004-2020



Інвестиції у ВДЕ в Україні, млрд дол США





ICOLD 2026 94TH ANNUAL MEETING

GUADALAJARA - MEXICO
23-29 May 2026



www.icoldmexico2026.com



З 2010 року Асоціація “Гідроенергетика
України” у якості національного
комітету представляє інтереси України
у Міжнародному комітеті з великих
гребель (ICOLD/CIGB)

