



ДОЛІНСЬКИЙ

Анатолій Андрійович — академік НАН України, доктор технічних наук, професор, завідувач відділу тепломасообміну в дисперсних системах, почесний директор Інституту технічної теплофізики НАН України



ХАЛАТОВ Артем Артемович — академік НАН України, доктор технічних наук, професор, завідувач відділу високотемпературної термогазодинаміки Інституту технічної теплофізики НАН України

ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА: ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ І ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

У статті наведено короткий огляд сучасного стану і розвитку геотермальної енергетики у світі. Розглянуто перспективи використання геотермальної енергетики в Україні для виробництва електричної і теплової енергії.

Ключові слова: геотермальна енергетика, геотермальні технології, петротермальна енергетика.

Вступ

Як добре відомо, внаслідок перебігу ядерних реакцій всередині Землі температура її ядра становить близько $6500\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на глибині 10 км від поверхні — $200\text{--}270\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такий природний потенціал є перспективним для використання в енергетиці, оскільки він майже невичерпний і може надовго забезпечити людство екологічно чистою енергією. Як свідчать розрахунки, в разі використання теплоти Землі в промислових масштабах протягом 40–50 млн років температура її ядра знизиться менш ніж на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Сьогодні близько 90 країн світу мають значний потенціал для виробництва тепла й електрики, 24 з них використовують геотермальні технології на практиці. Сумарна потужність діючих ГеоТЕС (теплових) і ГеоЕС (електричних) у світі становить близько 85 ГВт, з яких приблизно 15% припадає на виробництво електрики, а решта — на виробництво теплової енергії [1]. Теплоту геотермальних джерел використовують для локального тепlopостачання, в тому числі з використанням теплових насосів, для підігріву води в плавальних і бальнеологічних басейнах, теплицях, в агропромисловому комплексі (сушіння, вироблення холоду).

У 2014 р. світове виробництво електроенергії на геотермальних станціях становило 73,6 млрд кВт·год на рік, що еквівалентно економії близько 25 млрд м^3 природного газу [1] і дозволяє знизити на 148 млн т викиди CO_2 в атмосферу. Відповідно до експертних оцінок, теоретично можливий енергетичний потенціал геотермальної енергії в Україні становить понад 40 ГВт

за потужністю, а економічно доцільний потенціал — близько 10 ГВт [1], що еквівалентно 10 блокам сучасних атомних електростанцій. Найперспективнішими регіонами для розвитку геотермальної енергетики в Україні є Закарпаття, Сумська, Чернігівська, Херсонська, Донецька, Луганська та Полтавська області.

Виробництво електроенергії

Стан проблеми. Першу у світі промислову ГеоЕС потужністю 250 кВт було введено в експлуатацію в 1904 р. в Італії. На сьогодні в Європі експлуатуються близько 80 ГеоЕС, першість у виробництві електроенергії посідають Італія, Ісландія і Туреччина [2]. До початку 2015 р. у світі працювали геотермальні електростанції загальною встановленою потужністю 12,64 ГВт, найбільший приріст потужностей за останні роки відзначено в Кенії, США, Туреччині, Новій Зеландії та Індонезії.

Найбільша у світі встановлена потужність ГеоЕС припадає на США і становить 3,45 ГВт (5,6 ГВт за прогнозом на 2020 р.), до трійки провідних країн входять також Філіппіни (1,87 ГВт) та Індонезія (1,23 ГВт; за прогнозами — 3,5 ГВт у 2020 р.) [2]. Ісландія і Сальвадор на 25% забезпечують власні потреби в електричній енергії завдяки використанню геотермальної енергії.

До 2030 р. світова геотермальна електроенергетика розвиватиметься прискореними темпами, особливо, як очікується, в Ісландії, Східній Африці, Центральній та Північній Америці, США, Японії, Новій Зеландії, де є найсприятливіші умови для її розвитку. Передбачається, що вже до 2020 р. сумарна потужність геотермальних електростанцій досягне 21,5 ГВт, до 2030 р. становитиме 25,0 ГВт, а до 2050 р. — 75,0 ГВт [1–3].

Наприкінці 2015 р. Африканський Союз, який об'єднує 54 країни, повідомив про виділення в найближчому майбутньому 20 млрд дол. США для створення 10 ГВт потужностей відновлюваної енергетики, в тому числі й для геотермальних проектів у Східно-Африканській рифтовій долині. Азійський

банк розвитку запустив програму на суму 500 млн дол. США для підтримки Індонезії в галузі геотермальної енергетики та інших відновлюваних джерел енергії. Американський і Карибський банки виділили кредити і гранти в розмірі 71,5 млн дол. США для розвитку нових геотермальних проектів.

Основними перевагами геотермальної технології є невичерпність енергії, незалежність виробництва електроенергії від пори року та умов навколишнього середовища, менші викиди вуглекислого газу і канцерогенних продуктів в атмосферу, незалежність від кон'юнктури світових цін на енергоносії. Нещодавно, восени 2015 р. у Парижі відбулася конференція ООН зі зміни клімату (COP21), на якій відновлювані джерела енергії, в тому числі і геотермальну енергетику, було визнано одним з провідних напрямів і ефективним інструментом у боротьбі зі змінами світового клімату.

Важливою властивістю ГеоЕС є практично незмінне електричне і теплове навантаження протягом усього життєвого циклу (*capacity factor*), яке досягає 92% (для порівняння: в ядерній енергетиці — 90%, вугільній — 85%, наземній вітровій — 38%, сонячній — 20%). Геотермальна електростанція не потребує для розміщення великих площ, у середньому вона займає 400 м² у розрахунку на 1000 МВт·год виробленої електроенергії (для вугільної ТЕС цей показник становить 3600 м²). Типова ГеоЕС для своєї роботи споживає приблизно в 50 разів менше прісної води, ніж, наприклад, ТЕС і АЕС [5].

Масштаби виробництва електроенергії з геотермічної енергії залежать від багатьох факторів, таких як геологія і геохімія місцевості, інфраструктура в районі будівництва ГеоЕС, середньорічна температура, дебіт та якість води (мінералізація, температура на виході, газонасиченість, жорсткість, кислотність тощо.). Як правило, будівництво геотермальних станцій пов'язане з довгостроковою стратегією і тому має певний фінансовий ризик. Для будівництва ГеоЕС зазвичай необхідно 5–7 років залежно від конкретних умов і потужності станції, а життєвий цикл ГеоЕС становить

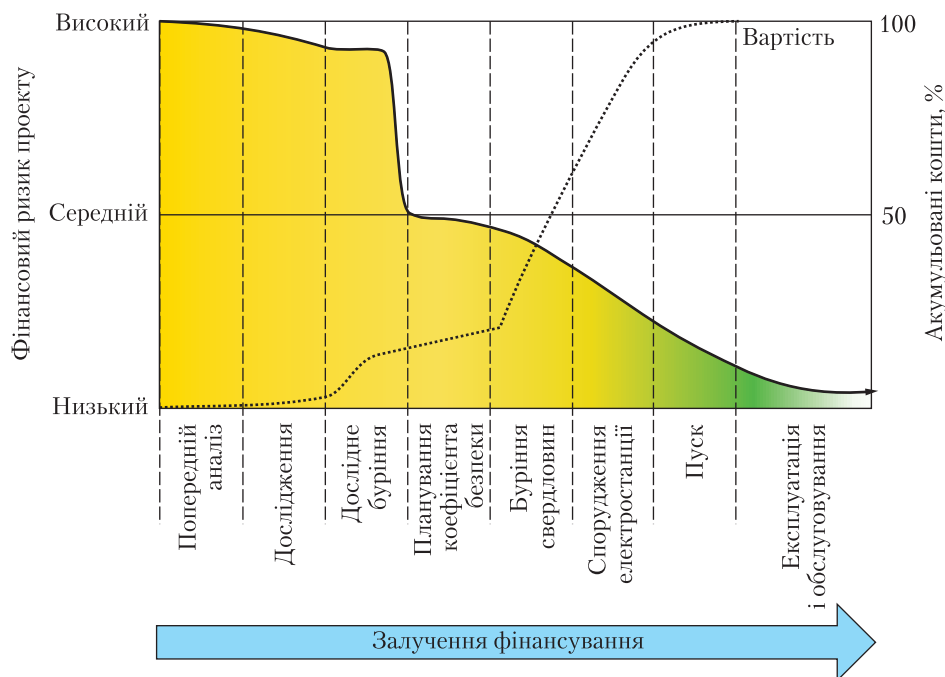


Рис. 1. Відносна вартість і фінансові ризики на окремих етапах будівництва ГеоЕС [5]

30–50 років [5]. Зі збільшенням потужності станції ризики, пов'язані з її будівництвом та експлуатацією, значно зростають, тому більшість країн з метою зниження ризиків віддає перевагу ГеоЕС середньої потужності, на рівні 30–60 МВт. Наприклад, встановлена потужність Мутновської ГеоЕС (Камчатка, Росія) становить 50 МВт з перспективою її збільшення всього до 70 МВт [4].

Питання екології відіграють важливу роль у розвитку геотермальної енергетики. Видобуток термальної води і, особливо, її зворотне закачування у водоносний шар або потрапляння до навколишнього середовища можуть призвести до «отруєння» питної води і атмосфери шкідливими продуктами, а також до формування гідророзривів, переміщень ґрунту, локальних землетрусів.

Україна має непогані перспективи для розвитку геотермальної електроенергетики. Регіони, в яких є мінімально прийнятна для виробництва електрики температура термальної води (від 90°C) і достатній дебіт, — це Закарпаття та Прикарпаття (понад 550 млн м³ на рік),

Чернігівська, Сумська та Херсонська області, де можна створити мережу ГеоЕС малої потужності (0,05–5 МВт). У цьому разі доцільним є застосування установок бінарного циклу з низьокиплячим робочим тілом. У Закарпатті, де на глибині 6 км температура гірських порід становить 230–275°C, а на глибині 2 км — 90–100°C, а також у Харківській області (майданчик Ізюм) створення ГеоЕС електричною потужністю 50 МВт може бути виправданим.

Загалом в Україні геотермальна електроенергетика може розвиватися за такими напрямками:

1. Середні ГеоЕС одиначною потужністю 10–20 МВт на базі родовищ з температурою понад 120°C.
2. Малі ГеоТЕС одиначною потужністю 0,05–5 МВт з температурою 90–120°C.
3. Комбіновані електростанції з використанням геотермальної енергії та органічних палив (вугілля, газ, торф, біомаса).
4. Комбіновані енерготехнічні вузли для виробництва електрики, тепла та отримання цінних продуктів з геотермальних вод.

Етапи будівництва геотермічних електростанцій та їх вартість. Повна вартість будівництва ГеоЕС залежить від багатьох факторів. Найбільші витрати пов'язані зі спорудженням самої станції, бурінням свердловин і створенням системи сепарації пари. Найвищим є ризик на початкових стадіях проекту. У таблиці наведено осереднену (мінімум-максимум) оцінку вартості будівництва ГеоЕС електричною потужністю 50 МВт з терміном будівництва 7 років (за даними на 2012 р.). Також вказано терміни початку і завершення кожного етапу проекту протягом семирічного періоду [5]. Загальна вартість будівництва становить \$196 млн, або \$3920 за 1 кВт встановленої потужності.

Як випливає з рис. 1, найвищий фінансовий ризик спостерігається на перших трьох етапах будівництва ГеоЕС, хоча витрати на реалізацію проекту ще не такі значні. На подальших етапах він швидко знижується.

Згідно з наявними даними [1, 5], питома вартість 1 кВт встановленої потужності ГеоЕС не перевищує питомої вартості сучасної вугільної ТЕС з повним очищенням продуктів згоряння,

Осереднена вартість будівництва ГеоЕС потужністю 50 МВт

№	Етап	Вартість, \$ млн	Термін, рік виконання
1	Попередній аналіз геотермічного «поля», оцінка ринку	2	1-й
2	Геологія (геофізика, геохімія, сейсміка та ін.)	3	1–2-й
3	Тестове буріння, оцінка запасів	18	3–4-й
4	Розроблення проекту	7	2–4-й
5	Розроблення «геополя», буріння до 20 свердловин для вибору найприйнятніших	70	4–5-й
6	Спорудження ГеоЕС	75	5–7-й
7	Монтаж допоміжних систем	16	6–7-й
8	Пуск і початок експлуатації ГеоЕС	5	7-й

яка сьогодні сягає \$5 тис., і вартості потужної гідроелектростанції з коефіцієнтом використання встановленої потужності на рівні 60% (\$4,4 тис. за 1 кВт встановленої потужності). Загалом, геотермальна енергетика є конкурентоспроможною порівняно з сучасними електростанціями за питомою вартістю електроенергії і термінами спорудження ГеоЕС.

Схеми геотермальних станцій для виробництва електроенергії. Зазвичай для вироблення електрики на ГеоЕС використовують термальну воду з температурою 120 °С і вище. У разі більш низької температури води (90–100 °С) можливі варіанти використання *бінарного циклу* або підігріву води за допомогою *місцевих енергоносіїв* (вугілля, газ, біомаса). В останньому випадку необхідно використовувати воду з достатньо низькою мінералізацією або застосовувати систему попереднього очищення води. З урахуванням геологічних особливостей будівництво ГеоЕС у кожному конкретному випадку потребуватиме окремого техніко-економічного обґрунтування використовуваної схеми.

Найбільш відомі три основні схеми роботи ГеоЕС [1, 4, 5]:

- 1) *пряма схема* з використанням сухої (геотермальної) пари;
- 2) *непряма схема*, на основі гідротермальної води;
- 3) *бінарна схема*.

Застосування тієї чи іншої схеми залежить від агрегатного стану теплоносія і його температури. У промисловості найбільш освоєною є пряма схема, за якої пара, що надходить зі свердловини, подається на парову турбіну. У ГеоЕС непрямої схеми використовують гарячу підземну воду, яка під високим тиском нагнітається у випарник, де при «скиданні» тиску деяка частина її випаровується, і отримана пара надходить на турбіну. У ряді випадків потрібні додаткові пристрої і контури для очищення геотермальної води і пари від агресивних газів та сполук. Відпрацьована пара подається в свердловину нагнітання або може використовуватися для локального опалення приміщень.

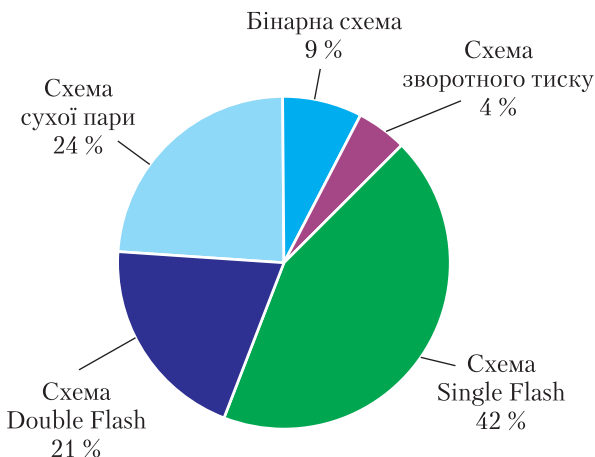


Рис. 2. Відносна частка генерації електрики геотермальними станціями різного типу [5]

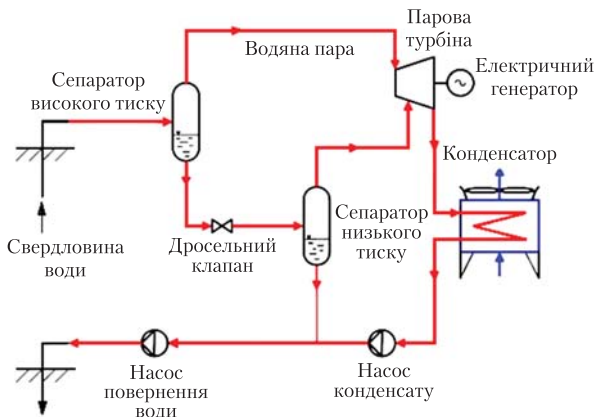


Рис. 3. Типова схема ГеоЕС двоступеневої схеми (Double Flash) [5]

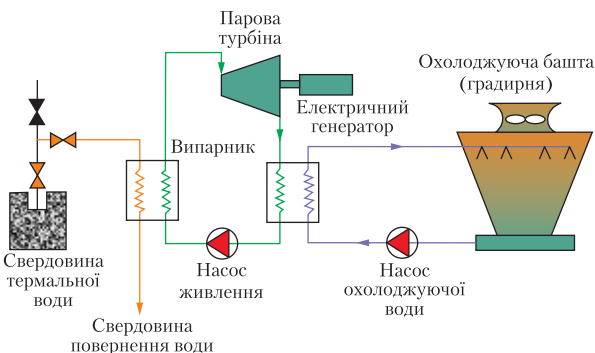


Рис. 4. Схема бінарної ГеоЕС на основі органічного циклу Ренкіна [5]

На бінарних ГеоЕС (температура термальної води 90 °С і вище) гаряча вода взаємодіє з рідиною у другому контурі, яка виконує функції робочого тіла з нижчою температурою кипіння (як правило, це фреони) [4]. Обидві рідини проходять через теплообмінник, де гаряча термальна вода випаровує низькокиплячу робочу рідину, пара якої спрямовується в турбіну. Ця система замкнута, що значною мірою вирішує проблему шкідливих викидів в атмосферу. Використання робочого тіла з порівняно низькою температурою кипіння дозволяє застосовувати як первинне джерело енергії не дуже гарячі термальні води.

За умови невисокої мінералізації відпрацьована термальна вода після охолодження може скидатися в поверхневі води. Інший шлях — закачування її назад у водоносний пласт через нагнітальну свердловину, що нині застосовують усе частіше. Однак в обох випадках виникають проблеми екологічного характеру.

На сьогодні відомі і використовуються у світовій практиці *n'ять tuniv* геотермальних станцій [5], їх класифікацію наведено на рис. 2. Схеми Single Flash і Double Flash (рис. 3) мають один або два ступені (високого і низького тиску) *сепарації пари і води*, їх використовують за температури робочого тіла понад 140 °С і застосовують на ГеоЕС потужністю від 25 до 60 МВт. Схему Dry Steam (сухої пари) використовують у тих випадках, коли теплоносієм є пара відносно низької ентальпії (Каліфорнія, Італія, Індонезія). Ця схема близька до схеми Single Flash, але не потребує сепаратора рідини і пари. Таким установкам властива експлуатаційна надійність і відносно висока ефективність.

На рис. 4 наведено *схему бінарної ГеоЕС* з низькотемпературним робочим тілом на основі органічного циклу Ренкіна (*ORC-Cycle*). Її використовують за температури робочого тіла від 90 до 200 °С у поєднанні зі звичайною паровою турбіною. За умови використання низькокиплячого робочого тіла таку схему можна застосовувати за температури термальної води від 90 °С, а при підігріванні води місцевими енергоносіями — до 200 °С. Ця схема найбільш поширена на малих ГеоЕС потужністю 0,1–5,0 МВт,

оскільки в цьому разі істотно знижуються фінансові ризики і невизначеності під час буріння свердловин. Сьогодні лідерами у виробництві низькотемпературних енергетичних систем є Ізраїль, Італія і США, а у виробництві електрогенераторів для малих ГеоЕС — Японія.

Залежно від температури термальної води для виробництва електроенергії використовують паротурбінні, гідропаротурбінні і геотермально-паливні установки. В Україні значна частина розвіданих родовищ мають температуру води на рівні 90–130 °С, досить високу мінералізацію і газонасиченість. За таких умов найбільш доцільним є використання установок *бінарного циклу* з низькокиплячим робочим тілом. Хорошим прикладом практичного використання бінарного циклу з ізобутаном як робочим тілом у другому контурі за температури води 143 °С є ГеоЕС потужністю 5 МВт, побудована у штаті Айдахо (США). За умови використання помірно мінералізованої, слабогазонасиченої і некорозійної води з температурою понад 120 °С можуть бути застосовані паротурбінні установки *зі ступінчастим розширенням пароводяної суміші* [5].

У класі геотермально-паливних енергетичних установок в Україні на газово-геотермальних майданчиках (зокрема, Руські Комарівці на Закарпатті) або на родовищах з високою насиченістю горючими газами можливе використання ГеоЕС на основі малих *газотурбінних установок* [1]. На родовищах термальних вод з великою кількістю горючих природних газів (Галицьке родовище, Полтавська обл.; Крим) можливе використання *газодизельних установок* малої потужності [1].

Техніко-економічні показники геотермічних електростанцій. За даними щодо розвитку світової геотермальної енергетики, середня питома вартість ГеоЕС електричною потужністю 50 МВт становить від \$2,8 до \$5,5 тис. за 1 кВт встановленої потужності [1, 5]. Згідно з даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії IRENA, вартість 1 кВт встановленої потужності ГеоЕС у світі становить від \$1,85 до \$5,10 тис., тоді як вартість промислових вітроелектростанцій — \$1,5–1,6 тис., сонячних

електростанцій — \$1,6–4,34, малої гідроелектростанції — \$0,45–3,50 [3]. У разі аномально низької глибини свердловини і високої температури води питома вартість будівництва ГеоЕС електричною потужністю 140 МВт може становити близько \$1,0 тис. (Кенія).

Капітальні витрати на будівництво самої електростанції становлять 45–55% від вартості проекту ГеоЕС. Середня вартість буріння свердловин при створенні ГеоЕС потужністю 50 МВт оцінюється у близько \$70 млн. Ця сума включає буріння 20 малих «пробних» свердловин діаметром 15 см і глибиною 2000–3000 м загальною вартістю \$35 млн та 3–5 свердловин більшого діаметра (понад 20 см) приблизно такої самої вартості [5]. Вища вартість буріння свердловин діаметром понад 20 см зумовлена використанням важкого бурового обладнання.

Загалом залежно від конкретних умов і глибини вартість буріння свердловини діаметром 15 см становить \$0,5–1,0 млн за 1 км, а діаметром понад 20 см — від \$2 до \$6 млн. Для буріння однієї свердловини діаметром більш як 20 см і глибиною 3 км для ГеоЕС потужністю 50 МВт може знадобитися до 60 днів залежно від геологічних особливостей місцевості, а буріння повного комплексу з 20 свердловин може тривати й понад рік [5].

У 2012 р. у світі було пробурено понад 4000 геотермічних свердловин. Під час свердління на геотермічних полях Індонезії успішне рішення щодо визначення свердловин з прийнятними дебітом і температурою води прихотило після буріння 5–6 свердловин [5].

Витрати на експлуатацію ГеоЕС досить стабільні, оскільки вони практично не залежать від кон'юнктури ринкових цін на органічні енергоносії. За умови річної завантаженості ГеоЕС на рівні 80% капітальні та експлуатаційні витрати становлять \$444 на 1 кВт·год виробленої електричної енергії. Для дизельних електростанцій цей показник становить \$868, для вугільних — \$658, для газових турбін комбінованого циклу на природному газі — \$453. Повністю автоматизована ГеоЕС електричною потужністю 50 МВт потребує для обслуговування всього 20 чоловік [3, 5].

Собівартість 1 кВт·год електроенергії значною мірою залежить від місця розташування і потужності електростанції. В Ісландії для ГеоЕС потужністю 500 МВт вона становить 3,0–5,0 центів США, в Індонезії (ГеоЕС потужністю 1000 МВт) – 4,5–7,0, на Філіппінах (2000 МВт) – 4,0–5,5, в Коста-Риці (200 МВт) – 4,0–5,0. У цілому, ці показники зіставні з собівартістю електроенергії, що генерується останнім часом на ТЕС (6,6 центів США), але трохи вищі, ніж на потужних гідроелектростанціях [2, 5].

Для оцінки перспективності будівництва електростанцій, що використовують той чи інший вид енергоносія, за кордоном широко застосовується параметр, відомий як ЛЕС-фактор (Levelized Energy Cost). Це відношення всіх витрат на виробництво електроенергії станцією за період її життєвого циклу (початкові інвестиції, вартість обслуговування, ціна палива, кредити, відсотки тощо) до величини виробленої електроенергії за цей самий період (\$/1,0 МВт·год) [5]. Цей економічний показник визначає середню собівартість електроенергії протягом життєвого циклу електрогенеруючого об'єкта і дозволяє порівняти електростанції, що працюють на різних джерелах енергії.

Оцінки міжнародної організації OpenEI (Open Energy Information), яка була створена Міністерством енергетики США (US DOE), зроблені в 2009 р., свідчать про такі середньосвітові значення цього показника (\$/1,0 МВт·год), розраховані на 2019 р. [5]:

- сучасна ядерна енергетика – 96,1;
- сучасна вугільна енергетика – 95,6;
- гідроелектростанції – 84,5;
- когенераційні установки – 66,3;
- найефективніші газові турбіни (природний газ) – 103,8;
- вітрові наземні установки – 80,3;
- біомаса – 102,6;
- промислові сонячні установки – 243,1;
- геотермальна енергетика – 47,9.

Отже, за ЛЕС-фактором геотермальна енергетика не лише не поступається сучасним технологіям виробництва електроенергії (атомна,

вугільна, гідроенергія), а й істотно перевершує їх. Вона також випереджає показники інших відновлюваних джерел енергії, таких як вітер, Сонце, біомаса.

Згідно з даними SunPower (Україна), в 2013 р. значення ЛЕС-фактора для геотермальної енергетики США становило 89–142, або 8,9–14,2 цента США за 1 кВт·год електроенергії (без урахування державних субсидій). Отже, у найближчі 6 років собівартість будівництва ГеоЕС може знизитися в 2–3 рази. Відзначимо, що ціна електроенергії, одержуваної на газових і вугільних електростанціях США, останніми роками практично стабілізувалася і становить 6,1 і 6,6 центів США за 1 кВт·год відповідно.

Виробництво теплової енергії

Набагато ширше геотермальну енергію використовують у системах локального опалення і гарячого водопостачання (до 85% від потужності світової геотермальної енергетики). Наприклад, в Ісландії близько 93% житлових приміщень опалюються завдяки геотермальній енергії. Як показують розрахунки, у цьому випадку собівартість теплової енергії вдвічі нижча за собівартість енергії, отриманої при спалюванні природного газу [1, 2].

За температури термальної води 20°C і вище її можна використовувати у поєднанні з тепловими насосами, за температури 30–60°C – в панельних системах, за температури 40–50°C – в системі теплої підлоги, за температури 30–80°C – в гарячому водопостачанні та в снігоплавильних пунктах. За температури води менш ніж 100°C її широко застосовують в агропромисловому комплексі (сушарки, теплиці, риборозведення тощо), у бальнеології (басейни, лікувальні мінеральні води), в промисловості (сушіння матеріалів і продуктів). Після підігріву до 100–120°C термальна вода може використовуватися при виробництві кормів і паперу, в геотермальних холодильних установках (теплота в холод). Однак у всіх випадках залишається проблема хімічного і газоочищення термальної води.

Уже в 2000 р. у світі експлуатувалися промислові геотермальні теплові станції загальною встановленою потужністю 16,4 ГВт з річним виробітком понад 120 млн Гкал теплової енергії [2, 3]. Встановлена потужність теплових геотермальних станцій на той період становила в США 3,77 ГВт, в Китаї — 2,28 ГВт, в Ісландії — 1,47 ГВт, в Японії — 1,17 ГВт.

На сьогодні в Європі працюють близько 250 ГеоТЕС встановленою потужністю 4,5 ГВт, які виробляють близько 33 млн Гкал теплової енергії для систем опалення (еквівалент 3,8 млрд м³ природного газу). В Євросоюзі є 165 ГеоТЕС, що виробляють 3,7 млн Гкал теплової енергії (еквівалент 0,4 млрд м³ природного газу). Найбільш інтенсивно, з серйозною державною підтримкою системи геотермального теплопостачання розвиваються у Франції, Німеччині, Польщі, Ісландії, Угорщині.

Використання ГеоТЕС у Франції (встановлена потужність близько 0,75 ГВт) заощаджує понад 640 млн м³ природного газу на рік і знижує викиди СО₂ на 1,8 млн тонн. Для теплопостачання використовують воду температурою 55–85 °С. У передмістях Парижа працюють 33 геотермальні установки, що опалюють 170 тис. будинків (0,17 ГВт; економія 144 млн м³ природного газу). Очікується, що в перспективі геотермальні станції забезпечать майже 60% теплопостачання Парижа. У Польщі термальну воду з температурою 25–90 °С також широко застосовують для локального теплопостачання.

У геотермальній теплоенергетиці можна використовувати воду різної мінералізації. У системах з теплою підлогою мінералізація води може бути до 35 г/л, у гарячому водопостачанні — не повинна перевищувати 10 г/л. В опалювальних котельнях і системах з тепловими насосами вода має бути з низькою мінералізацією — до 5 г/л. В іншому разі схеми теплопостачання значно ускладнюються через необхідність використання систем хімгазоочищення і спеціальних теплообмінників.

Крім ступеня мінералізації при створенні ГеоТЕС потрібно враховувати й інші характеристики термальної води, такі як жорсткість,

кислотність, газовий склад і газонасиченість. Наприклад, газонасиченість може змінюватися від 100 до 1000 мг/л. Високі рівні цих параметрів потребують використання високовартісних систем очищення води та газовідділення, а також спеціальних конструкційних матеріалів.

Питома вартість будівництва перших ГеоТЕС становила \$2,5–3,0 тис. за 1 кВт встановленої потужності. Більшість введених в останні роки в експлуатацію ГеоТЕС мали вартість \$1,2–2,0 тис. за 1 кВт. Собівартість 1 Гкал теплоти, виробленої за рахунок геотермальної енергії, в Європі (Чехія) становить 15–25 євро. Для порівняння: в Києві з 1 березня 2016 р. відпускна вартість теплової енергії становить близько 21 євро за 1 Гкал.

В Україні експлуатуються кілька експериментальних ГеоТЕС. У Криму діють 11 експериментальних установок (температура води 50–85 °С) сумарною потужністю 20,5 МВт з річним виробітком близько 155 000 Гкал теплової енергії. При цьому потужність окремих теплоенергетичних установок становить від 0,4 до 3,9 МВт. Ресурси геотермальної теплоенергетики України, підготовлені для освоєння (температура води 60–80 °С), становлять понад 1 ГВт теплової потужності. Найперспективніші регіони — Закарпаття, Сумська, Чернігівська, Херсонська та Полтавська області.

Екологічні аспекти будівництва і експлуатації ГеоЕС і ГеоТЕС

До негативних сторін ГеоЕС і ГеоТЕС слід віднести забруднення атмосфери газами і хімічне забруднення води та ґрунту на етапах будівництва й експлуатації. Головне джерело хімічного забруднення — термальна вода, яка залежно від родовища має широкий діапазон мінералізації (прісна, солонувата, розсільна), жорсткості (дуже м'яка, м'яка, дуже жорстка) і кислотності (сильно- або слабокисла, лужна).

За газовим складом термальна вода поділяється на сірководневу, вуглекислу, метанову, азотну, а за газонасиченістю — на слабконасичену (до 100 мг/л), середню (100–1000 мг/л) і

високонасичену (понад 1000 мг/л). Термальні флюїди (вода і пара) містять вуглекислий газ, сульфід сірки, аміак, метан, кухонну сіль, бор, миш'як, ртуть та інші продукти. У разі викиду в навколишнє середовище вони стають джерелами забруднення. Агресивне хімічне середовище може спричинити корозійні руйнування конструкцій ГеоЕС і ГеоТЕС. Що стосується викидів вуглекислого газу на 1 кВт·год електроенергії, виробленої на ГеоЕС, то вони досить малі і становлять 380 г, тоді як на вугільних ТЕС — 1042 г, мазутних ТЕС — 906 г, газових ТЕС — 453 г.

При бурінні свердловини можливе руйнування ґрунтово-рослинного покриву, забруднення ґрунту і ґрунтових вод. Видобуток термальної води з водоносних пластів може спричинювати просідання і переміщення ґрунту, деформації геологічних шарів, мікроземлетруси. Імовірність таких явищ, як правило, невелика, хоча окремі випадки були зафіксовані, наприклад на ГеоЕС в м. Штауфен-ім-Брайсгау (Німеччина).

Певні проблеми при бурінні свердловин, будівництві та експлуатації ГеоЕС і ГеоТЕС створює водень, який є скрізь і запаси якого на глибині 2–3 км досить значні. Вихід глибинного газоподібного водню на поверхню через розломи і тріщини (близько 2,5 трлн тонн щороку) дуже небезпечний — сполучення водню з атмосферним киснем призводить до потужних вибухів вакуумного типу (імплюзія) з дуже сильними руйнуваннями, що підтверджується десятками випадків руйнування будівель у Росії в останні роки.

Петротермальна енергетика

В останні роки вивчають можливість використання петротермальної енергетики для отримання електричної енергії. Для цього бурять дві з'єднані між собою вертикальні свердловини — нагнітальну та експлуатаційну. У нагнітальну свердловину закачують воду, на великій глибині (10–12 км) вона нагрівається до 200–250 °С, потім нагріта вода або пара експлуатаційною свердловиною подається на поверхню. Можливий замкнутий цикл із закачу-

ванням відпрацьованої пари і води в нагнітальну свердловину або інший спосіб утилізації. Лідером у створенні петротермальних циркуляційних систем є Австралія. Цей напрям також активно розвивається в США, Швейцарії, Великій Британії, Японії, Росії (Тирниауз), де створено одиничні дослідні циркуляційні системи зі штучними колекторами.

Проблема створення такої станції очевидна: для отримання достатньо високої температури робочої рідини потрібно бурити свердловину на велику глибину. Це серйозні витрати і ризик значних втрат теплоти при русі термальної води нагору. Буріння свердловини глибиною до 12 км на сучасному технологічному рівні є технічно складним, оскільки за температури 200–250 °С традиційні інструменти для буріння виходять з ладу. Є також труднощі з обслуговуванням глибоких свердловин, закачування води на таку глибину технічно складне і потребує великих витрат енергії і дорогих матеріалів, свердловина може вийти з ладу в разі переміщень ґрунту або землетрусів. Тому петротермальні системи поки що менш поширені порівняно з гідротермальними, хоча потенціал петротермальної енергетики в тисячі разів вищий. У разі успішного вирішення технічних проблем людство отримає практично вічне джерело енергії в будь-якій точці світу.

Росія сьогодні активно працює над створенням принципово нової технології буріння на великі глибини, яка дозволить зробити петротермальну енергетику рентабельною. Вона ґрунтується на створенні «бурових снарядів», використання яких дозволить досягати великих глибин з високою швидкістю. Перший етап робіт пов'язаний зі створенням свердловин діаметром 200–500 мм за швидкості проходки 30 м на годину. Другий етап — зі створенням свердловин діаметром 500–1000 мм, при цьому проходження свердловини становитиме 1 км за кілька годин. За сприятливих обставин питома вартість петротермальної станції може становити від 1600 до 4000 дол. США за 1 кВт встановленої потужності, що можна порівняти з витратами на будівництво сучасних теплових і атомних електростанцій.

Вартість буріння глибоких свердловин становить 70–90% від загальної вартості петротермальній станції. Для станції потужністю 100 МВт вартість 1 км свердловини за новою російською технологією може становити від \$10 до \$25 млн, що можна порівняти з нинішніми витратами на буріння свердловин у гідротермальній енергетиці.

Петротермальні ресурси в основному відносять до платформних структур. В Україні такими структурами є Український кристалічний щит і частина Воронезького кристалічного масиву. Прогнозні ресурси таких структур становлять $3,3 \cdot 10^{14}$ ГДж [1]. Однак для України петротермальна енергетика — це поки що більш далека перспектива.

Висновки

Сьогодні сумарна потужність ГеоЕС і ГеоТЕС у світі становить близько 85 ГВт (13 ГВт — електрика; 72 ГВт — виробництво теплоти). Теоретично можливий енергетичний потенціал геотермальної енергетики України становить понад 40 ГВт за потужністю, а економічно доцільний — близько 10 ГВт. Для довідки: технічно задіяна електрична потужність енергетики України — 25–30 ГВт.

Геотермальна електроенергетика має локальні можливості для розвитку в Україні. Перспективними є Закарпаття та Харківська область, де на глибинах до 6000 м температура води становить 230–275 °С. Тут можуть бути створені потужні ГеоЕС сумарною потужністю 100 МВт і більше. Також перспективними районами з прийнятною температурою (90–120 °С) і дебітом термальної води є Чернігівська, Львівська та Сумська області, де можуть бути створені ГеоЕС малої потужності (0,1–5 МВт). За таких температур найбільш перспективна бінарна схема з низькокиплячим робочим тілом.

В Україні геотермальна електроенергетика може розвиватися за такими напрямками:

а) середні ГеоЕС одиничною потужністю 10–20 МВт на базі родовищ з температурою понад 120 °С;

б) малі ГеоТЕС одиничною потужністю 0,05–5 МВт;

в) комбіновані електростанції з використанням геотермальної енергії та органічних палив (вугілля, газ, торф, біомаса);

г) комбіновані енерготехнічні вузли для виробництва електрики, теплоти й отримання цінних продуктів з геотермальних вод.

Більш широкі перспективи в Україні має геотермальна теплоенергетика для використання в системах локального опалення та гарячого водопостачання, в сільському господарстві, бальнеології та промисловості. Сьогодні в Криму працюють 11 ГеоТЕС (температура води 50–85 °С) одиничною потужністю від 0,4 до 3,9 МВт і сумарною потужністю 20,5 МВт. Ресурси геотермальної теплоенергетики України, готові для освоєння (температура води 60–80 °С), становлять понад 1 ГВт теплової потужності. Найбільш перспективні регіони — Закарпаття, Сумська, Чернігівська, Херсонська та Полтавська області.

У геотермальній теплоенергетиці можливе використання термальної води з мінералізацією до 35 мг/л; у гарячому водопостачанні — до 10 мг/л; у котельнях і при застосуванні теплових насосів — до 5 мг/л. У разі мінералізації води понад 35 мг/л необхідні системи очищення. Широкий діапазон жорсткості, кислотності і газонасиченості термальної води вимагає застосування спеціальних матеріалів у конструкції елементів ГеоЕС і ГеоТЕС.

Однією з серйозних проблем геотермальної енергетики є екологічно небезпечні продукти, що містяться в термальній воді. Видобуток такої води та її скидання у водоносні шари або в навколишній простір можуть призвести до забруднення питної води, перемішень ґрунту і локальних землетрусів.

З огляду на сучасні світові тенденції, слід активізувати вивчення в інститутах НАН України науково-технічних проблем геотермальної енергетики з метою накопичення бази даних і підготовки обґрунтованих технічних завдань проектів ГеоЕС і ГеоТЕС в Україні.

REFERENCES

[СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ]

1. Кудря С.О. *Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії*. Підручник. К.: НТУУ КПІ, 2012.
2. Bertani R. Geothermal Power Generation in the World 2010–2014 Update Report. World Geothermal Congress 2015. (19–25 April 2015, Melbourne, Australia). <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/01001.pdf>.
3. World Geothermal Congress 2015. Media Portal. <http://www.geothermalpress.com/>.
4. Манушин Э.А., Бирюков В.В. Паротурбинная установка геотермальной электростанции бинарного цикла для геотермальных месторождений Камчатского края. *Наука и образование*. 2011. № 13. <http://technomag.bmstu.ru/doc/220323.html>.
5. Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. The World Bank. Technical Report 002/12, 72828. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). <http://documents.worldbank.org/curated/en/396091468330258187/pdf/728280NWP0Box30k0TR0020120Optimized.pdf>.

Стаття надійшла 22.03.2016.

A.A. Dolinskiy, A.A. Khalatov

Institute of Engineering Thermophysics of National Academy of Sciences of Ukraine (Kyiv)

GEOTHERMAL ENERGY: THE ELECTRICITY AND THERMAL ENERGY PRODUCTION

The brief review of the geothermal energy application for the electricity and thermal energy production is given. The prospects of the geothermal energy application in Ukraine are considered.

Keywords: geothermal engineering, geothermal technologies, petrothermal engineering.