

ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.661

М.М. КУЛИК, академік НАН України, доктор техн. наук, професор,
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172,
м. Київ, 03680, Україна

СПІВСТАВНИЙ АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАНІВСЬКОЇ ГАЕС ТА КОМПЛЕКСУ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ ДЛЯ ПОКРИТТЯ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Виконані розрахунки та аналіз техніко-економічних характеристик проекту будівництва Канівської ГАЕС, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України у 2013 році, та відповідні показники запропонованого автором альтернативного проекту, заснованого на впровадженні швидкодіючих, дистанційно-керованих споживачів-регуляторів у вигляді комплексу теплонасосних установок. Порівняння показників затвердженого до будівництва проекту Канівської ГАЕС та альтернативного проекту показує багатократні переваги комплексу на основі теплонасосних установок.

Ключові слова: ГАЕС, споживач-регулятор, теплонасосна установка, чистий прибуток, капіталовкладення, термін окупності.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 11 грудня 2013 р. затверджено будівництво Канівської ГАЕС. Проект цієї електростанції передбачає щорічне введення в експлуатацію по 250 МВт турбінної електричної потужності починаючи з 2017 р. із досягненням у 2020 р. проектної турбінної потужності ГАЕС у обсязі 1000 МВт.

В Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України ще з часу її відокремлення від Єдиної електроенергетичної системи Радянського Союзу існував дефіцит маневрових потужностей, який не було ліквідовано до сих пір. З часом ця проблема не тільки не вирішується, а й загострюється у зв'язку з дією низки об'єктивних факторів. За часів незалежності відбулися значні зміни у структурі економіки України, зокрема, у бік зменшення частки промисловості у структурі виробництва валового внутрішнього продукту

© М.М. КУЛИК, 2014

та збільшення частки сфери послуг. Спостерігається також постійне і з досить високими темпами (2–3% щорічно) зростання електроспоживання у населення. Як наслідок, відбувається поступове і постійне розуцільнення графіка електричних навантажень (ГЕН) ОЕС України, тому енергосистема потребує все більшої кількості пікових і напівпікових потужностей.

В структурі генеруючих потужностей ОЕС України зростає частка атомних, вітрових та сонячних електростанцій, що вимагає додаткових маневрових потужностей.

Україна вже давно задекларувала приєднання власної енергосистеми до енергосистеми Європейського Союзу, в якій діють більш жорсткі вимоги до якості електроенергії, що прямо пов'язано зі збільшенням частки регулюючих потужностей у порівнянні з наявними в ОЕС України.

Ще більш важливим фактором, що вимагає різкого збільшення високоманеврових потужностей в ОЕС України, є дуже низький рівень безпеки її енергосистеми. Основним чинником такого становища є те, що наразі ОЕС України функціонує у складі енергетичного об'єднання, в яке входять енергосистеми Російської Федерації, України, країн Балтії та Білорусі. В цьому об'єднанні функціонує дуже важлива загальна система автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП), яка забезпечує стійкість об'єднання та стабільність частоти як в нормальних, так і в аварійних режимах. Зазначена САРЧП побудована на ГЕС енергосистеми Росії. Системні аварії, що відбувалися в Україні протягом останніх років (відключення енергоблоків АЕС), показали її прийнятну ефективність. Однак таке становище не може вважатись нормальним і в сучасних умовах довго існувати не буде через низку важливих чинників, серед яких найбільш вагомим є енергетична безпека. ОЕС України є наріжним каменем її паливно-енергетичного комплексу. Ненадійне функціонування або (тим більше) виведення з ладу енергосистеми країни призведе до колапсу як економіки, так і соціальної сфери. Такий стан легко забезпечується шляхом відключення російських ГЕС від ОЕС України. При цьому для стабілізації частоти в енергосистемі України будуть використовуватись лише засоби первинного регулювання, а саме, автоматичні регулятори швидкості турбін. Однак їх призначенням є забезпечення стабільності частоти в нормальних режимах, у разі ж аварійних відключень крупних енергоблоків чи потужних ліній електропередавання буде мати місце лавина зниження частоти, що може (гірший випадок) призвести до повного розпаду енергосистеми. В поточних обставинах діє низка важливих факторів (політичні, економічні, фінансові і ін.), які в змозі вже у близькій перспективі призвести до значного зростання потенціальної загрози перерви електричних зв'язків ОЕС України з енергосистемою Росії. Це відокремлення спричинить фактичну руйнацію САРЧП у складі української енергосистеми, катастрофічне зниження надійності та якості електрозабезпечення економіки і соціальної сфери країни і, як наслідок, до неприпустимого зменшення рівня її енергетичної безпеки.

Наразі регулювання пікової частини змінних навантажень добових ГЕН ОЕС України здійснюється за допомогою ГЕС Дніпровського і Дністровського каскадів, потенціал збільшення потужності яких практично вичерпаний.

Регулювання напівпікової частини змінних навантажень здійснюється, головним чином, енергоблоками ТЕС на вугіллі, які було введено у дію у 50–70-ті роки минулого століття у розрахунку на несення переважно базових навантажень. Сьогодні внаслідок значного підвищення питомої ваги АЕС у покритті базової частини ГЕН ОЕС діапазон змінних навантажень теплових енергоблоків виявляється недостатнім. Це змушує використовувати їх у режимах із щодобовими зупинками вночі і повторними пусками вдень, що дається ціною зниження робочого ресурсу, надійності і економічності роботи ТЕС.

У поточному стані дефіцит робочих високоманеврових генеруючих потужностей в ОЕС України оцінюється обсягом 2500 МВт, із них 1000 МВт потрібні для створення власної високоєфективної САРЧП, що відповідає вимогам до європейських енергосистем, та 1500 МВт – для покриття ГЕН ОЕС України без щодобових зупинок та пусків теплових енергоблоків.

Спорудження Канівської ГАЕС зі встановленою потужністю 1000 МВт в генераторному режимі дозволить суттєво зменшити зазначений дефіцит маневрових потужностей в ОЕС України. В проекті розглянуто два альтернативних варіанти: спорудження газотурбінної електростанції та імпорту високоманеврової електроенергії відповідного обсягу. Потрібно зазначити, що варіант зі спорудженням Канівської ГАЕС об'єктивно кращий за наведені альтернативні. Це очевидний факт, його не потрібно доводити. Однак разом з тим необхідно підкреслити, що розробники проекту припустилися грубої помилки, розглянувши тільки зазначені альтернативи. Ще у 2005 році НАН України в адресу Прем'єр-міністра України надала аналітичну записку «Основні напрями та засоби забезпечення технічного рівня і керуваності енергетичної системи України для підвищення її експортного потенціалу та енергетичної безпеки», в якій вперше було запропоновано для автоматизованого та автоматичного регулювання частоти і потужності в ОЕС

України використовувати новітню технологію, розроблену в Інституті загальної енергетики НАН України, що базується на використанні теплонасосних установок (ТНУ). Зазначені ТНУ споживають електроенергію для виробництва тепла, яке надходить в системи централізованого тепlopостачання (СЦТ). Завдяки акумулюючим здатностям СЦТ та іншим їх властивостям компресійні ТНУ можуть дуже ефективно застосовуватись як споживачі-регулятори (особливо) в системах автоматичного регулювання частоти і потужності [1], а також в автоматизованих системах диспетчерського управління для покриття графіків електричних навантажень. Вимоги щодо використання цих технологій зафіксовані в Енергетичній стратегії України (редакції 2006 р. та 2013 р.). Тому розробники даного проекту повинні були розглянути та обчислити альтернативний проект введення в роботу комплексу споживачів-регуляторів на базі ТНУ, який за системним ефектом в ОЕС України міг би замінити Канівську ГАЕС. В даному повідомленні зроблена спроба ліквідації зазначеної прогалини.

Порівняння проекту Канівської ГАЕС (табл. 1) із запропонованим альтернативним рішенням (будівництво комплексу ТНУ, табл. 2) було проведено шляхом визначення для кожного з них основних економічних показників (капіталовкладення, валовий дохід, валовий прибуток, чистий прибуток, термін окупності) при адекватності показників зі встановленої та робочої регулюючих потужностей.

Для обох проектів однаковими даними були такі. Оскільки проект Канівської ГАЕС був виконаний у цінах 2012 р., показники альтернативного проекту також були визначені у цих самих цінах. Середній тариф на споживання електроенергії юридичними особами становив у 2012 р. 0,932 грн/кВт·год. Протяжність періодів дії тризонних диференційованих тарифів для юридичних осіб встановлено в обсягах [2]: нічний – 7 годин, напівпіковий – 11 годин, піковий – 6 годин. Тарифні коефіцієнти тим самим нормативним документом визначені таким чином: нічний період – 0,35; напівпіковий – 1,02; піковий – 1,68. Встановлена потужність на виробництво електроенергії Канівською ГАЕС та на її споживання комплексом ТНУ визначена обсягом 1000 МВт. Податок на прибуток у 2012 р. становив 21%.

У табл. 1 наведені вихідні дані та результати розрахунку основних техніко-економічних показників Канівської ГАЕС. Дані п. 1, 2, 4–7, 12 взяті з опису проекту [3], дані п. 3 визначені за умови, що термін служби ГАЕС становить 50 років. Тариф по п. 9 визначений згідно з [2, 4] та наведеного вище середнього тарифу у 2012 р. на споживання електроенергії юридичними особами. Тариф по п. 8 визначений аналогічно, але за винятком тарифів на транспортування та розподіл електроенергії. Інші витрати (п. 14) визначені згідно з методичними рекомендаціями щодо проектування енергетичних об'єктів (2% від вартості обладнання). Зарплата з нарахуваннями (п. 13) відповідають середнім даним по Міненерговугілля України за 2012 р. Всі інші дані табл. 1 є наслідком перерахованих і отриманих розрахунком.

При обчисленні техніко-економічних показників альтернативного проекту (табл. 2) бралось до уваги та враховувалось таке. Для коректного порівняння з аналогічними показниками проекту ГАЕС її встановлена потужність в генераторному режимі та встановлена потужність комплексу ТНУ на споживання електроенергії (п. 1) вибирались співпадаючими і становили, як зазначалось, 1000 МВт. Робочі потужності за обома проектами становлять 80% від встановлених згідно з діючими методиками проектування. Встановлена потужність комплексу ТНУ на виробництво теплової енергії (п. 2) у 4,5 раза перевищує встановлену потужність на споживання, оскільки у сучасних ТНУ опалювальний коефіцієнт досягає 3–6 і навіть більше. При визначенні обсягів капіталовкладень на обладнання комплексу ТНУ (п. 3) використані питомі капіталовкладення 200 дол.США/кВт теплової потужності, що відповідає цінам на світовому ринку теплонасосного устаткування. Середньорічний курс долара у 2012 р. становив 8,117 грн. Капіталовкладення на будівництво всього комплексу ТНУ на 30% перевищує капіталовкладення на обладнання, оскільки теплонасосне устаткування має малі габарити і може бути розташоване на площах існуючих ТЕЦ та котелень. Річні капіталовкладення (п. 5) визначені, виходячи із загального терміну експлуатації комплексу протягом 30 років. Відповідно до принципу дії споживача-регулятора, яким є комплекс ТНУ, його устаткування

Таблиця 1 – Техніко-економічні показники Канівської ГАЕС *)

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення	
1	Встановлена потужність у генераторному режимі	МВт	1000	
2	Капіталовкладення	2.1 усього, у т. ч.	млн грн	11984,3
		2.2 на обладнання	млн грн	4619,2
3	Річні капіталовкладення	млн грн	239,7	
4	Час роботи у генераторному режимі	год/рік	1551	
5	Час роботи у насосному режимі	год/рік	1934	
6	Виробництво електроенергії	млрд кВт·год/рік	1,038	
7	Споживання електроенергії	млрд кВт·год/рік	1,32	
8	Тариф на вироблену електроенергію	грн/кВт·год	1,3466	
9	Тариф на спожиту електроенергію	грн/кВт·год	0,3262	
10	Вартість виробленої електроенергії (валовий дохід)	млн грн	1397,8	
11	Вартість спожитої електроенергії	млн грн	430,6	
12	Кількість персоналу	осіб	230	
13	Зарплата з нарахуваннями	млн грн	18,8	
14	Інші витрати (запасні частини, матеріали, інше)	млн грн	92,4	
15	Витрати на виробництво електроенергії	млн грн	781,5	
16	Валовий прибуток	млн грн	616,3	
17	Чистий прибуток	млн грн	486,9	
18	Термін окупності	рік	24,6	

*) Вартісні показники наведені у цінах 2012 р.

Таблиця 2 – Техніко-економічні показники комплексу теплонасосних установок *)

№ з/п	Показник		Одиниця виміру	Значення
1	Встановлена потужність на споживання електроенергії		МВт	1000
2	Встановлена потужність на виробництво теплової енергії		МВт	4500
3	Капіталовкладення, усього, у т. ч.		млн грн	9496,9
4	Обладнання		млн грн	7305,3
5	Річні капіталовкладення		млн грн	316,6
6	Час роботи комплексу ТНУ	6.1 нічний період	год/рік	2555
		6.2 напівпіковий період	год/рік	4015
7	Споживання електроенергії	7.1 нічний період	млрд кВт·год/рік	2,044
		7.2 напівпіковий період	млрд кВт·год/рік	3,212
8	Тариф на спожиту електроенергію	8.1 нічний період	грн/ кВт·год	0,3262
		8.2 напівпіковий період	грн/ кВт·год	0,951
9	Вартість спожитої електроенергії	9.1 нічний період	млрд грн/рік	0,667
		9.2 напівпіковий період	млрд грн/рік	3,054
		9.3 разом	млрд грн/рік	3,721
10	Кількість персоналу		осіб	500
11	Зарплата персоналу з нарахуваннями		млн грн/рік	41
12	Інші витрати (запасні частини, матеріали, інше)		млн грн/рік	146
13	Вироблена тепла енергія		млн Гкал/рік	20,337
14	Середній тариф на виробництво теплової енергії		грн/Гкал	587,64
15	Вартість виробленої теплової енергії (валовий дохід)		млн грн/рік	11951
16	Витрати на виробництво теплової енергії		млн грн/рік	4224,6
17	Валовий прибуток		млн грн	7726,2
18	Чистий прибуток		млн грн	6104
19	Термін окупності		рік	1,55

*) Вартісні показники наведені у цінах 2012 р.

працює у нічний та напівпіковий і вимикається – у піковий періоди. Цим визначені показники п. 6–9, 13. Тариф на виробництво теплової енергії комплексом ТНУ (п. 14) взятий як середній тариф на неї для юридичних осіб у 2012 р. за винятком тарифів на послуги теплових мереж. Середній тариф на виробництво

теплової енергії у 2012 р. визначений на рівні 90% від рівня середнього тарифу на її споживання, який становив 652,93 грн/Гкал.

Співставний аналіз показників табл. 1 та 2 надає можливість зробити висновок про те, що проект будівництва комплексу ТНУ за техніко-економічними показниками є значно кращим у

порівнянні з проектом Канівської ГАЕС, оскільки він:

1. Вимагає на 2487,4 млн грн менше капіталовкладень.
2. Забезпечує річний чистий прибуток на 5617,1 млн грн більшим в порівнянні з проектом ГАЕС.
3. Забезпечує окупність капіталовкладень за 1,55 року замість 24,6 роки по проекту ГАЕС.
4. Забезпечує скорочення споживання природного газу на котельнях та ТЕЦ на 2,6 млрд куб. м, необхідних для вироблення на них 20,337 млн Гкал тепла, оскільки ТНУ використовують електроенергію, вироблену без вживання природного газу. Цей фактор є дуже важливим з міркувань енергетичної безпеки України.
5. Щорічно використовує 2,69 млн т у.п. скидного техногенного тепла та енергії доквілля, що забезпечує значне зростання його економічної ефективності та скорочує викиди парникових газів і інших шкідливих речовин.
6. Не має жодних загроз щодо спотворення природних ландшафтів та втрат історичних пам'яток.
7. Може бути реалізований у термін, коротший за термін будівництва Канівської ГАЕС.
8. Може бути реалізований на устаткування українського виробництва, оскільки ТНУ є холодильними машинами, виробництво яких давно і добре освоєне в Україні.

9. Має інноваційний характер, захищений патентами Інституту загальної енергетики НАН України, тоді як ГАЕС є застаріла, неефективна технологія XIX століття.

1. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – Вип. 1 (21). – С. 5 – 10.
2. Постанова Національної комісії з регулювання електроенергетики від 20.12.2001 № 1241 «Про тарифи, диференційовані за періодами часу» (із змінами та доповненнями).
3. Будівництво Канівської гідроакмулюючої електростанції. www.uge.gov.ua.
4. Гушля А.М., Плачинда В.Д., Безнос А.В., Харчук А.Л. Регулювання режимів електроспоживання // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 6. – С. 3 – 9.

Надійшла до редколегії 25.11.2014