

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ СТАБІЛІЗАЦІЇ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

І.М. Буратинський

Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна.
E-mail: buratunsky@gmail.com

Наведено математичну модель спільної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумулювання електроенергії для стабілізації сумарної потужності відпуску електричної енергії в енергосистемі. На основі даних по потужності сонячного випромінювання для території близько до географічного центру України визначено номінальну ємність та потужність системи акумулювання електроенергії необхідну для стабілізації роботи сонячної електростанції. Врахування потреб графіка електричного навантаження енергосистеми у разі розрядження акумуляторних батарей дало змогу зменшити необхідну ємність системи акумулювання. Визначено, що за фіксованій встановленій потужності фотоелектричних модулів впровадження системи акумулювання електроенергії забезпечує зниження встановленої потужності інверторів та зростання коефіцієнта використання встановленої потужності порівняно із звичайною структурою сонячних електростанцій. Задля порівняння цієї гібридної сонячної електростанції з іншими типами електростанцій визначено середньозважену собівартість виробництва, зберігання та сумарний відпуск електроенергії в енергосистемі. Бібл. 12, рис. 5, табл. 1.

Ключові слова: математична модель, сонячна фотоелектрична електростанція, система акумулювання електроенергії, собівартість.

Вступ та постановка проблеми. За останні три роки встановлена потужність фотоелектричних сонячних електростанцій (СЕС) в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України зросла на 5 ГВт та станом на вересень 2021 року досягнула 6,09 ГВт, що становить вже більше, ніж 10% від загальної встановленої потужності ОЕС України – 55,94 ГВт. Для порівняння, за цей період встановлена потужність вітрових електростанцій (ВЕС) зросла на 1 ГВт і досягла 1,53 ГВт (2,7%) [1]. Загалом ОЕС України характеризується як негнучка, оскільки під час виробництва електричної енергії (е/е) значну частку займає атомна генерація (50% і більше), яка є неманевреною та практично не змінює свою потужність протягом доби. Задля покриття нерівномірності графіка електричного навантаження (ГЕН) в енергосистемі у добовому балансі використовуються гідроагрегати (ГЕС), енергоблоки теплових (ТЕС) та гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС).

Починаючи з кінця 2019 року через зниження загального рівня споживання е/е, збільшення потужностей СЕС та ВЕС вже відбуваються вимушені диспетчерські обмеження генеруючих потужностей в ОЕС України [2]. Так, 7 січня 2020 року уперше було обмежено роботу СЕС сумарною потужністю 545 МВт та ВЕС – 384 МВт протягом майже однієї години, при чому, перед цим були використані всі доступні резерви, припинено імпорту е/е з інших країн та обмежено потужність ТЕС на 1350 МВт [3]. За даними НЕК «Укренерго» [2] у 2020 році робота СЕС та ВЕС обмежувалася близько 20-ти разів, при чому всі вимушені диспетчерські обмеження відбувалися з 10:00 до 17:00 год, тобто у період максимального рівня сонячного випромінювання протягом доби та відповідно найбільшої потужності виробництва е/е на СЕС.

Обмеження потужності на СЕС чи ВЕС, які працюють за «зеленим» тарифом або аукціонною ціною, є нераціональним заходом, оскільки у відповідності до чинних Правил ринку Оператор системи передачі повинен компенсувати кошти виробнику за обсяги втраченої е/е через вимушене диспетчерське обмеження. Збільшення частки СЕС та ВЕС у структурі генеруючих потужностей ОЕС України без впровадження додаткових маневрених потужностей є загрозою для нормального функціонування енергосистеми в цілому [2]. Проблемою при балансуванні є те, що потужність СЕС чи ВЕС залежить від погодних умов та може різко змінюватися.

Вирішити проблему виникнення профіциту потужності в енергосистемі та стабілізувати роботу СЕС та ВЕС можна шляхом впровадження систем акумулювання електроенергії (САЕ). У енерго-

системах інших країн (США, Австралія) вже успішно впроваджуються САЕ електрохімічного типу, які працюють на основі літій-іонних акумуляторних батарей (АБ) [4], що дає змогу збільшити частку СЕС та ВЕС у структурі генеруючих потужностей. Визначенню оптимальних параметрів САЕ для перенесення e/e у часі присвячено ряд наукових досліджень [5], однак проблему із забезпечення стабільної роботи СЕС ще повністю не вирішено.

Значне зростання потужності ВЕС та СЕС в ОЕС України призведе до недопустимих відхилень частоти від нормативних показників через низьку маневреність існуючих електростанцій (ТЕС, ГЕС). Вирішити цю проблему можна лише шляхом впровадження швидкодіючих систем, якими є АБ. Збільшення потужності СЕС повинно супроводжуватися введенням АБ співставної потужності, що в результаті забезпечить стабільну роботу ОЕС України відповідно до вимог ENTSO-E [6].

Метою дослідження є створення математичної моделі спільної роботи СЕС та САЕ для повної стабілізації сумарної потужності відпуску e/e в енергосистему. Актуальність проведення цього дослідження підсилюється тим, що саме зростання потужності СЕС є головною причиною диспетчерських обмежень, а це є перепоною для подальшого зростання частки таких електростанцій у загальній структурі генеруючих потужностей ОЕС України.

Методика дослідження. Особливістю роботи СЕС порівняно із традиційними електростанціями є те, що під час виробництва e/e на ній не приймають участь обертові чи інші інерційні механізми. Мережеві інвертори є імпульсними перетворювачами, які забезпечують синхронну роботу СЕС по частоті з енергосистемою. Схожі властивості притаманні й для потужних ВЕС, у яких турбіни зв'язані з енергосистемою через перетворювальні інвертори. Отже, задача із стабілізації роботи СЕС зводиться до вирівнювання потужності відпуску e/e в енергосистему протягом певного заявленого часу, що можна досягнути шляхом впровадження у її структуру САЕ.

САЕ приєднується до СЕС по стороні постійного струму (DC Coupled), перевагою якого порівняно із приєднанням по стороні змінного струму (AC Coupled) є вища ефективність роботи на 1-4% [7]. Схему спільної роботи СЕС та САЕ показано на рис. 1.

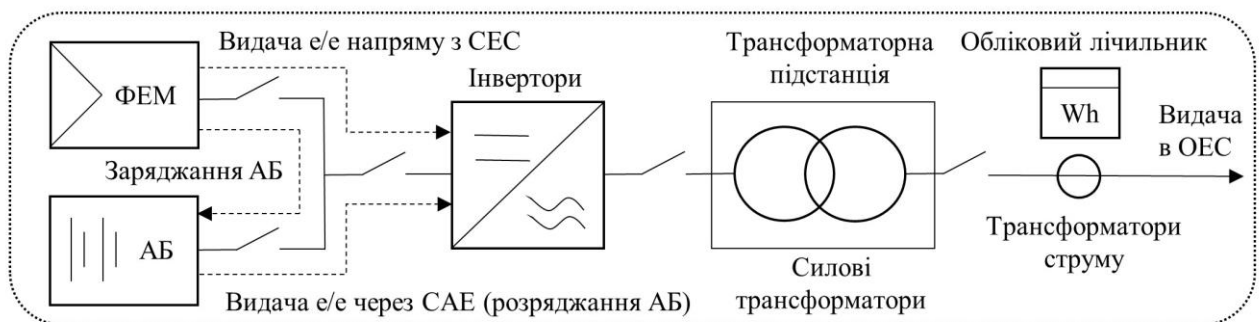


Рис. 1

Під час технологічного виробництва e/e на фотоелектричних модулях (ФЕМ) енергія сонячного випромінювання перетворюється у постійний струм (DC), а на інверторах – у змінний (AC). На силових трансформаторах, розташованих у трансформаторних підстанціях, відбувається підвищення по напрузі та подальша видача виробленої e/e в енергосистему. При спільній роботі СЕС та САЕ фіксація обсягів відпущеної e/e в ОЕС здійснюється обліковим лічильником, який підключається через трансформатори струму.

У математичній моделі спільної роботи СЕС та САЕ [8] надлишкові обсяги e/e , які виникали під час перевантаження інверторів постійним струмом ФЕМ, переносилися у час після завершення піку сонячного випромінювання. Таким чином, проблеми із профіцитом потужності вирішувалися лише частково, наскільки вистачало ємності САЕ, яка залежала від прийнятого співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів (DC/AC ratio).

У цьому дослідженні наведено математичну модель спільної роботи СЕС та САЕ, яка на відміну від існуючих, дає змогу визначати таку потужність відпуску e/e в енергосистему, за якій забезпечується баланс між обсягами заряджання та розряджання АБ для повної стабілізації сумарної потужності відпуску e/e в енергосистему.

Повна стабілізація сумарної потужності СЕС та САЕ забезпечується за досягнення балансу, за якого ємність розряджання дорівнює різниці між обсягами виробленої та відпущеної e/e з СЕС напряму в енергосистему

$$C^{ESSdisch} \cdot \eta^{RTE} = \sum_{t=1}^T P_t^{PV} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^T P_t^{PVout} \cdot \Delta t, \quad (1)$$

де $C^{ESSdisch}$ – ємність розрядження САЕ, МВт·год; η^{RTE} – ефективність перетворення САЕ (RTE, Round Trip Efficiency), частка; T – кількість відрізків вимірювань протягом доби; P_t^{PV} – потужність виробництва е/е на СЕС для відрізка часу t , МВт; Δt – тривалість кожного відрізка часу; P_t^{PVout} – потужність відпуску е/е з СЕС напряму в енергосистему для відрізка часу t , МВт.

Потужність виробництва е/е на СЕС визначається, виходячи із встановленої потужності ФЕМ, ефективності роботи СЕС та потужності сонячного випромінювання

$$P_t^{PV} = P^{DC} \cdot \eta^{PR} \cdot I_t, \quad (2)$$

де P^{DC} – встановлена потужність ФЕМ, МВт; η^{PR} – ефективність роботи СЕС (PR, Performance Ratio), %; I_t – потужність сонячного випромінювання для відрізка часу t , в.о.

Потужність відпуску е/е з СЕС напряму в енергосистему визначається із обмежень

$$P_t^{PVout} = \begin{cases} P^{AC}, & P^{DC} \cdot \eta^{PR} \cdot I_t \geq P^{AC} \\ P^{DC} \cdot \eta^{PR} \cdot I_t, & P^{DC} \cdot \eta^{PR} \cdot I_t < P^{AC} \end{cases}, \quad (3)$$

де P^{AC} – встановлена потужність інверторів, МВт.

Ємність розрядження визначається сумою всіх потужностей зарядження із врахуванням ефективності перетворення САЕ

$$C^{ESSdisch} = \sum_{t=1}^T P_t^{ESSchg} \cdot \Delta t \cdot \eta^{RTE}, \quad (4)$$

де P_t^{ESSchg} – потужність зарядження САЕ для кожного відрізка часу t , МВт.

Потужність зарядження САЕ у разі спільної роботи з СЕС визначається із обмежень

$$P_t^{ESSchg} = \begin{cases} P_t^{PV} - P_t^{PVout}, & P^{DC} \cdot \eta^{PR} \cdot I_t \geq P^{AC} \\ 0, & P^{DC} \cdot \eta^{PR} \cdot I_t < P^{AC} \end{cases}. \quad (5)$$

Потужність розрядження САЕ визначається із обмежень [8]:

$$P_t^{ESSdisch} = \begin{cases} P^{AC} - P_t^{PVout}, & \sum_{\tau=1}^{t-1} P_{\tau}^{ESSdisch} \cdot \Delta t \leq C^{ESSdisch} \\ 0, & \sum_{\tau=1}^{t-1} P_{\tau}^{ESSdisch} \cdot \Delta t > C^{ESSdisch} \end{cases}, \quad (6)$$

де $P_t^{ESSdisch}$ – потужність розрядження САЕ для відрізка часу t , МВт; τ – кількість відрізків часу розрядження.

Вихідна потужність розрядження САЕ визначається із врахуванням поточної залишкової ємності в АБ

$$P_t^{ESSout} = \begin{cases} P_t^{ESSdisch}, & SoC_t \geq 0 \\ SoC_{t-1}, & SoC_t < 0 \end{cases}, \quad (7)$$

де P_t^{ESSout} – вихідна потужність розрядження САЕ для відрізка часу t , МВт; SoC_t – поточна залишкова ємність в АБ (SoC, State of Charge) для відрізка часу t , МВт·год.

Поточна залишкова ємність в АБ визначається із обмежень [8]

$$SoC_t = \begin{cases} C^{ESSdisch} - P_t^{ESSdisch} \cdot \Delta t, & C^{ESSdisch} - P_t^{ESSdisch} \cdot \Delta t \geq 0 \\ 0, & C^{ESSdisch} - P_t^{ESSdisch} \cdot \Delta t < 0 \end{cases}. \quad (8)$$

Умовою повної стабілізації роботи СЕС при спільній роботі з САЕ є підтримка потужності відпуску е/е в енергосистему на однаковому рівні. Таким чином, сумарна потужність відпуску е/е за спільної роботи САЕ та СЕС для одного повного циклу зарядження/розрядження АБ визначається

$$P_{t=t_s \div t_e}^{SYS} = P_{t=t_s \div t_e}^{PVout} + P_{t=t_s \div t_e}^{ESSout} = const, \quad (9)$$

де P_t^{SYS} – сумарна потужність відпуску е/е за спільної роботи САЕ та СЕС для відрізка часу t , МВт; $t = t_s \div t_e$ – діапазон годин одного повного циклу заряджання/розряджання АБ; t_s – час початку заряджання АБ; t_e – час завершення розряджання АБ.

Врахування потреб ГЕН здійснюється за досягнення балансу

$$\sum_{t=t_s}^{t_e} P_t^{SYS} - \sum_{t=t_s}^{t_e} (P_t^{VAR} \cdot k^{DEM}) = 0, \quad (10)$$

де P_t^{VAR} – приведена змінна частина потужності ГЕН для відрізка часу t , МВт; k^{DEM} – коефіцієнт приведення потужності ГЕН, який визначається індивідуально для кожного повного циклу заряджання/розряджання АБ.

Задля проведення економічної оцінки використано загальновідому методику визначення середньозваженої собівартості виробництва (LCOE, Levelized Cost of Energy) та зберігання е/е (LCOS, Levelized Cost of Storage). Середньозважена собівартість виробництва е/е на СЕС визначається

$$LCOE^{PV} = \frac{C^{PV} + \sum_{n=1}^N \frac{O_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}}}{E^{PV}}, \quad (11)$$

де $LCOE^{PV}$ – середньозважена собівартість виробництва е/е на СЕС, \$/МВт·год; C^{PV} – капітальні інвестиційні витрати СЕС (CAPEX), \$; N – термін експлуатації СЕС, років; O_n^{PV} – сумарні операційні витрати СЕС у році n (OPEX), \$; r – ставка дисконтування, %; E^{PV} – обсяги виробленої е/е на СЕС за весь термін її експлуатації, МВт·год.

Середньозважена собівартість зберігання е/е на САЕ визначається

$$LCOS^{ESS} = \frac{C^{ESS} + \sum_{n=1}^N \frac{O_n^{ESS}}{(1+r)^{n-1}}}{E^{ESSout}}, \quad (12)$$

де $LCOS^{ESS}$ – середньозважена собівартість зберігання е/е на САЕ, \$/МВт·год; C^{ESS} – CAPEX САЕ, \$; O_n^{ESS} – OPEX САЕ у році n , \$; E^{ESSout} – обсяги відпущеної е/е з САЕ в енергосистему (розряджання АБ) за весь термін її експлуатації, МВт·год.

Якщо вся вироблена е/е на СЕС заряджається в САЕ з подальшим розряджанням, то середньозважена собівартість відпуску е/е за їхньої спільної роботи (LCOES, Levelized Cost of Energy Storage) визначається простим додаванням LCOE та LCOS. Однак враховуючи те, що частина виробленої е/е відпускається в енергосистему напряму, а інша частина заряджається в АБ з подальшим розряджанням, то LCOES за спільної роботи СЕС та САЕ визначається

$$LCOES^{PV-ESS} = \frac{LCOE^{PV} \cdot E^{PV} + LCOS^{ESS} \cdot E^{ESSout}}{E^{PVout} + E^{ESSout}}, \quad (13)$$

де $LCOES^{PV-ESS}$ – середньозважена собівартість відпуску е/е при спільній роботі СЕС та САЕ, \$/МВт·год; E^{PVout} – обсяги відпущеної е/е з СЕС напряму в енергосистему за весь термін її експлуатації, МВт·год.

Обсяги виробленої е/е на СЕС, відпущеної з СЕС в енергосистему напряму та через САЕ визначаються із урахуванням дисконтування

$$E^{PV} = \sum_{n=1}^N \frac{W_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}}, \quad E^{PVout} = \sum_{n=1}^N \frac{W_n^{PVout}}{(1+r)^{n-1}}, \quad E^{ESSout} = \sum_{n=1}^N \frac{W_n^{ESSout}}{(1+r)^{n-1}}, \quad (14)$$

де W_n^{PV} – обсяги виробленої е/е на СЕС у році n , МВт·год; W_n^{PVout} – обсяги відпущеної е/е з СЕС напряму в енергосистему у році n , МВт·год; W_n^{ESSout} – обсяги відпущеної е/е з САЕ в енергосистему (розряджання АБ) у році n , МВт·год.

Обсяги виробленої е/е на СЕС, відпущеної з СЕС напряму в енергосистему та через САЕ для кожного року визначаються

$$W_n^{PV} = \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T P_{pt}^{PV}, \quad W_n^{PVout} = \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T P_{pt}^{PVout}, \quad W_n^{ESSout} = \sum_{c=1}^C \sum_{t=1}^T P_{ct}^{EESout}, \quad (15)$$

де P – кількість днів p у році n ; C – кількість повних циклів c заряджання/розряджання САЕ у році n .

Технічна оцінка спільної роботи СЕС та САЕ. Як об'єкт дослідження було прийнято умовну СЕС, яка розташована близько до географічного центру України в Черкаській обл. (координати 49.004 пн. ш. та 31.294 сх. д.). Дані по потужності сонячного випромінювання для території розташування цієї електростанції взято із загальнодоступної бази даних SoDa [9] з кроком 15 хвилин. Для проведення дослідження обрано травень, оскільки у цьому місяці досить високий рівень сонячного випромінювання та порівняно із літніми місяцями низька температура повітря, що забезпечує найбільшу потужність виробництва е/е на СЕС. Також порівняно з попередніми місяцями у травні менший рівень споживання е/е та сезонне повноводдя, через яке збільшуються обсяги виробництва е/е на ГЕС. Всі ці фактори разом зі збільшенням встановленої потужності СЕС, яка спостерігається протягом останніх років та дефіциті маневрених потужностей в ОЕС України, призводять до значних складнощів при диспетчерському балансуванні саме у травні.

Як вхідні параметри для проведення технічної оцінки спільної роботи досліджуваної СЕС та САЕ прийнято наступне: встановлена потужність ФЕМ – 20 МВт; ефективність роботи СЕС – 90%; ефективність перетворення САЕ – 95%; глибина можливого розряджання САЕ – 80%; ємність та потужність САЕ – визначається за результатами моделювання у відповідності до розробленої моделі (1)-(9). Результуючий графік моделювання спільної роботи СЕС та САЕ для безхмарної (сонячної) доби 15 травня (оскільки для цієї доби о 11:45 год зафіксовано найбільшу потужність сонячного випромінювання протягом місяця) показано на рис. 2.

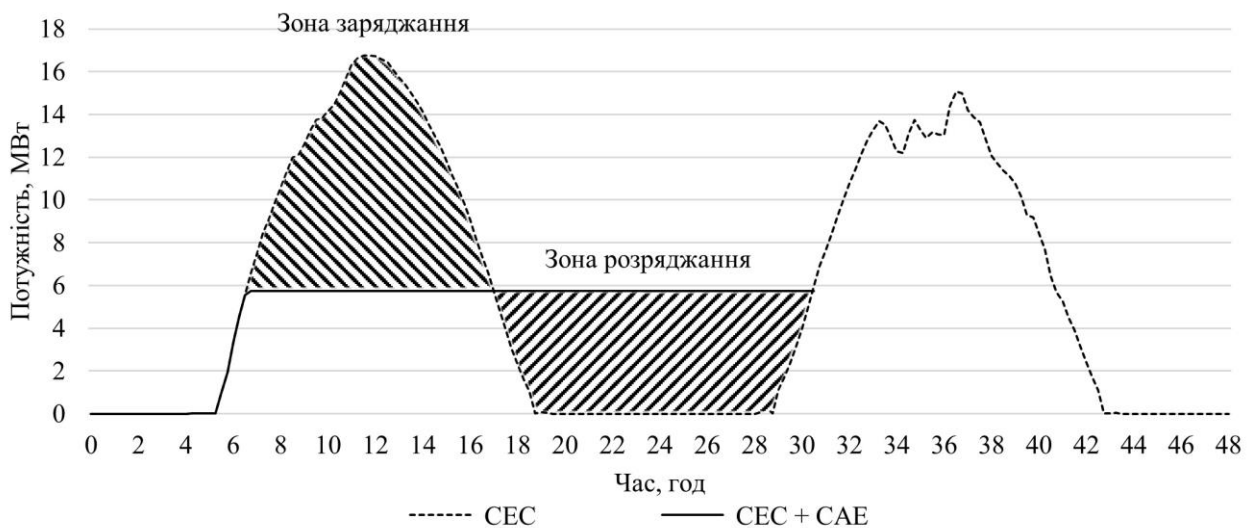


Рис. 2

В межах одного повного циклу заряджання/розряджання АБ спільної роботи СЕС та САЕ для 15 травня (рис. 2) баланс (1) досягається за сумарній потужності відпуску е/е в енергосистему на рівні 5,75 МВт. За такої потужності площа зони заряджання та зони розряджання із урахуванням її зменшення через втрати під час перетворення САЕ є рівними. Видача потужності в енергосистему у разі індивідуальній роботі СЕС відбувається протягом 13 год (з 5:30 по 18:30) із явно вираженим максимумом потужності на рівні 16,77 МВт о 11:30 год (крива «СЕС»). Впровадження САЕ до СЕС (крива «СЕС + САЕ») забезпечує повне вирівнювання (стабілізацію) сумарної потужності відпуску е/е в енергосистему протягом 23:30 год (з 6:45 год першої доби по 6:15 год наступної).

Для доби із максимальною потужністю сонячного випромінювання (15 травня) визначено ємність заряджання САЕ на рівні 71,28 МВт·год, яка із урахуванням глибини можливого розряджання (80%) відповідає номінальній ємності САЕ – 89,1 МВт·год. Максимальна потужність заряджання о 11:30 год становить 11,02 МВт. Оскільки вибір номінальних параметрів САЕ виконується по максимальному значенню, то для повної стабілізації потужності СЕС встановленою потужністю ФЕМ на рівні 20 МВт потрібно впровадити 8-ми годинний накопичувач із номінальною ємністю 90 МВт·год та потужністю 11,25 МВт.

Результуючий графік моделювання спільної роботи СЕС та САЕ для хмарної доби 19 травня показано на рис. 3.

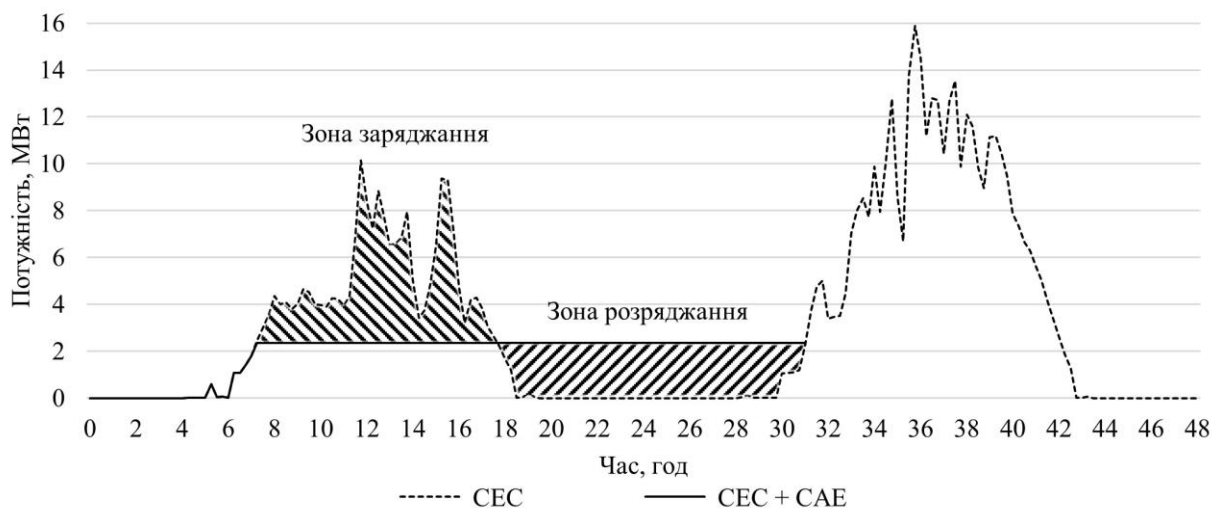


Рис. 3

Для 19 травня баланс (1) досягається за сумарній потужності відпуску е/е в енергосистему на рівні 2,35 МВт. За індивідуальній роботі СЕС для цієї доби із хмарністю, відбуваються значні коливання потужності. Так, потужність СЕС з 3,96 МВт о 11:00 год зростає до 10,13 МВт о 11:45 год, потім знижується до 3,42 МВт о 14:15 год та знову зростає до 9,38 МВт о 15:15 год. Тобто, потужність відпуску е/е в енергосистему за декілька годин змінюється на 61-64%. Впровадження САЕ до СЕС забезпечує стабілізацію сумарної потужності відпуску е/е в енергосистему протягом 23:45 год (з 7:15 год першої доби по 7:00 год наступної).

Основні параметри САЕ (номінальна ємність та потужність), визначені для доби із максимальною потужністю сонячного випромінювання протягом року забезпечать належне функціонування гібридної СЕС для всіх інших діб. У разі практичного впровадження гібридних СЕС заявлена потужність відпуску для кожного повного циклу заряджання/розряджання АБ визначається службою експлуатації відповідно до прогнозних даних по потужності сонячного випромінювання.

Результуючий графік відпуску е/е в енергосистему під час спільної роботи СЕС та САЕ для досліджуваних діб (за даними для 15-20 травня) показано на рис. 4.

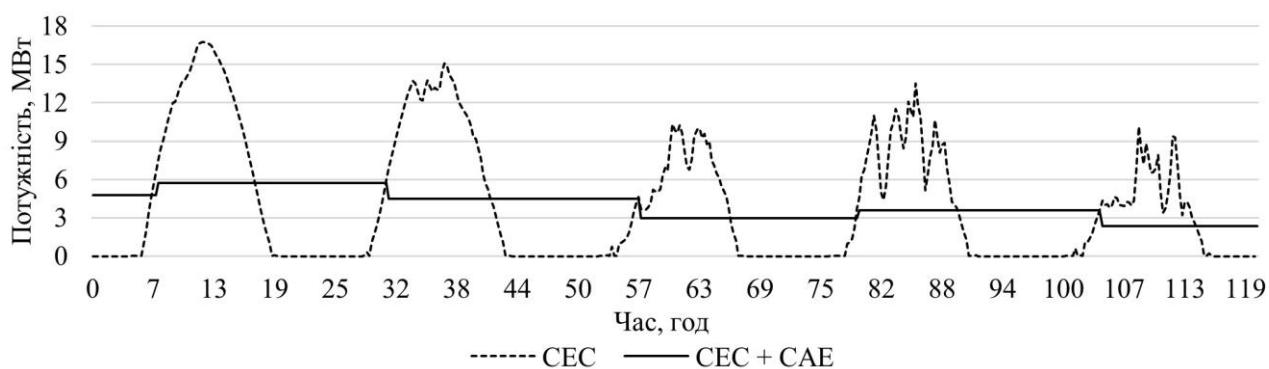


Рис. 4

Із рис. 4 видно, що спільна робота СЕС та САЕ забезпечує повне гладження коливань потужності, які виникали через хмарність. Однак під час переходів між сусідніми циклами відбуваються зміни потужності в межах 0,6-1,6 МВт, які можуть створювати певні труднощі при балансуванні енергосистемою. Крім того, повністю стабілізована потужність СЕС без прив'язки до потреб ГЕН буде забезпечувати розряджання АБ у час нічного провалу ГЕН, що є нераціональним заходом через профіцит потужності в енергосистемі саме у цей час. Для проведення моделювання із урахуванням потреб ГЕН використано баланс (10). Як вхідні дані по потужності ГЕН використано фактичні дані погодинного навантаження ОЕС України [10], які перетворені у 15-ти хвилинні із виключенням базової незмінної частини.

Отриманий результуючий графік відпуску е/е в енергосистему за спільної роботи СЕС та САЕ із урахуванням потреб ГЕН для досліджуваних діб (15-20 травня) показано на рис. 5.

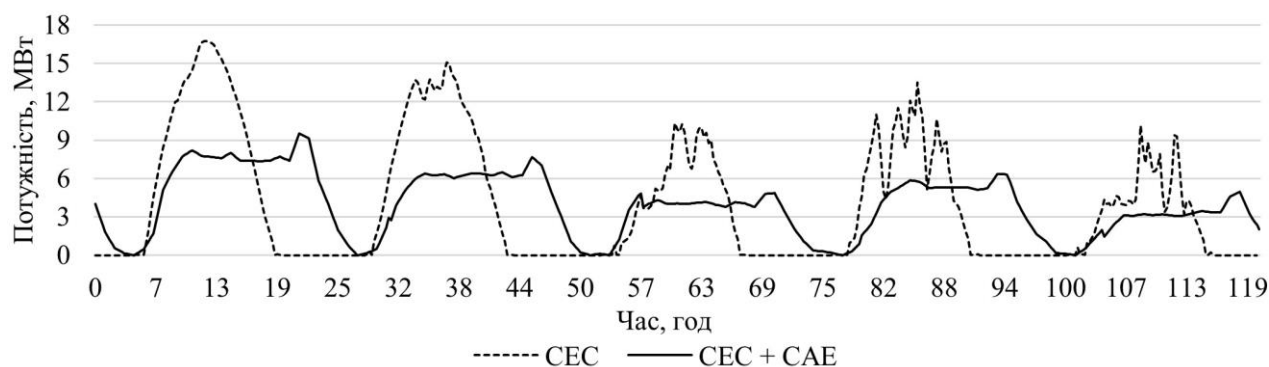


Рис. 5

Із урахуванням потреб ГЕН для доби із максимальною потужністю сонячного випромінювання (15 травня) визначено наступні показники: максимальна сумарна потужність СЕС та САЕ – 9,52 МВт; ємність заряджання САЕ – 56,6 МВт·год, яка із урахуванням глибини можливого розряджання відповідає номінальній ємності САЕ біля 70 МВт·год; максимальна потужність заряджання САЕ – 9,05 МВт. Таким чином, із урахуванням потреб ГЕН для повної стабілізації сумарної потужності до СЕС встановленою потужністю ФЕМ на рівні 20 МВт потрібно впровадити 7-ми годинний накопичувач із номінальною ємністю біля 70 МВт·год та потужністю 10,0 МВт. Отже, врахування потреб ГЕН дало змогу зменшити ємність 7-ми годинного САЕ на 22% із 90 до 70 МВт·год. При цьому, встановлена потужність спільних інверторів знизилася майже на 38% від стандартного значення на рівні 16 МВт (DC/AC ratio 1.25) до 10 МВт (DC/AC ratio 2.0).

За спільної роботи СЕС та САЕ зниження встановленої потужності інверторів забезпечує зростання КВВП від 14% [2] до 34% порівняно із індивідуальною роботою СЕС, що є важливим результатом для енергосистеми в цілому. Впровадження таких гібридних СЕС в ОЕС України забезпечить більш сталі режими роботи традиційних електростанцій без необхідності подальшого диспетчерського обмеження генеруючих потужностей.

Економічна оцінка впровадження гібридних СЕС в енергосистему. Узагальнені результати технічної оцінки в частині визначених номінальних характеристик обладнання за спільної роботи СЕС та САЕ (встановлена потужність ФЕМ/інверторів та номінальна потужність/ємність АБ) використані для економічної оцінки впровадження таких гібридних електростанцій в енергосистемі. Вхідно дані прогнозного збільшення встановленої потужності СЕС на довготермінову перспективу до 2050 року взято із референтного сценарію Звіту щодо моделювання Національного визначеного внеску (НВВ2) [11].

Економічна оцінка проводилася за двома сценаріями: 1) референтний, у відповідності до якого передбачається будівництво СЕС із звичайною структурою (DC/AC ratio 1.25), яка відповідає вже реалізованим проектам в Україні до рівня 36 ГВт у 2050 році; 2) альтернативний, у відповідності до якого будівництво СЕС із звичайною структурою зупиняється у разі досягнення 9 ГВт, а в подальшому починаючи із 2035 року, вводяться лише гібридні СЕС (DC/AC ratio 2.0) до складу яких входять 7-ми годинні САЕ. Умовою порівняння референтного та альтернативного сценаріїв між собою є забезпечення однакових обсягів виробництва е/е по кожному з них, тому встановлена потужність ФЕМ для кожного сценарію приймається на одному рівні.

Як вхідні параметри для проведення економічної оцінки спільної роботи СЕС та САЕ було прийнято наступні показники: термін експлуатації СЕС та САЕ – 25 років; частка кредитних коштів – 70%; кредитна ставка (НБУ) – 13,39%; час повернення кредиту – 6 років; ставка дисконтування (розрахунок WACC) – 10,69%. Прогнозні дані по CAPEX та OPEX для СЕС та САЕ взято із дослідження проведеного для декількох Європейських країн [12]. Вартісний розподіл на DC та AC обладнання для СЕС приймався на рівні 70/30%, для САЕ – 77/23%. Результати економічної оцінки впровадження гібридних СЕС у 2030-2050 рр., проведеної для запропонованого референтного та альтернативного сценаріїв, наведено у таблиці.

№	Найменування	Одиниця виміру	2030	2035	2040	2045	2050
1	<i>Референтний сценарій – звичайна СЕС</i>						
1.1	Встановлена потужність інверторів	ГВт (АС)	9,00	15,80	22,50	29,25	36,00
1.2	<i>Впровадження інверторів за період</i>	ГВт (АС)	3,00	6,80	6,70	6,75	6,75
1.3	Встановлена потужність ФЕМ	ГВт (DC)	11,25	19,75	28,13	36,56	45,00
1.4	<i>Впровадження ФЕМ за період</i>	ГВт (DC)	3,75	8,50	8,38	8,44	8,44
1.5	Сумарні капіталовкладення	млрд. \$	1,37	2,65	2,27	2,03	1,84
1.6	LCOE СЕС	\$/МВт·год	51,90	44,85	39,40	35,38	32,35
2	<i>Альтернативний сценарій – гібридна СЕС</i>						
2.1	Встановлена потужність інверторів	ГВт (АС)	-	4,25	8,44	12,66	16,88
2.2	<i>Впровадження інверторів за період</i>	ГВт (АС)	-	4,25	4,19	4,22	4,22
2.3	Номинальна ємність САЕ	ГВт·год	-	30,60	60,75	91,13	121,50
2.4	<i>Впровадження ємності САЕ за період</i>	ГВт·год	-	30,60	30,15	30,38	30,38
2.5	Номинальна потужність САЕ	ГВт	-	3,83	7,59	11,39	15,19
2.6	<i>Впровадження потужності САЕ за період</i>	ГВт	-	3,83	3,77	3,80	3,80
2.7	Сумарні капіталовкладення СЕС	млрд. \$	-	2,40	2,05	1,84	1,66
2.8	Сумарні капіталовкладення САЕ	млрд. \$	-	3,48	2,79	2,50	2,29
2.9	LCOE СЕС	\$/МВт·год	-	40,65	35,68	32,02	29,25
2.10	LCOS САЕ	\$/МВт·год	-	73,00	60,11	53,66	49,18
2.11	LCOES при спільній роботі СЕС та САЕ	\$/МВт·год	-	79,55	67,79	60,69	55,52
3	<i>Порівняння референтного та альтернативного сценаріїв</i>						
3.1	Встановлена потужність інверторів	%	-	-16,14	-22,5	-25,96	-28,13
3.2	Динаміка LCOES відносно LCOE	%	-	77,36	72,05	71,54	71,63

Із таблиці видно, що впровадження гібридних СЕС, до складу яких входить САЕ, забезпечує зниження встановленої потужності інверторів для всіх електростанцій даного типу в енергосистемі на 16-28% порівняно із звичайними СЕС. Водночас через збільшення капіталовкладень у разі впровадження САЕ сумарна собівартість відпуску е/е в енергосистему зростає на 71-77% порівняно із індивідуальною роботою СЕС.

Висновки. За даними для доби із найбільшою потужністю сонячного випромінювання визначено номінальну ємність та потужність САЕ необхідну для повної стабілізації сумарної потужності відпуску е/е в енергосистему. Із урахуванням потреб ГЕН визначено, що для забезпечення повної стабілізації роботи СЕС зі встановленою потужністю ФЕМ на рівні 20 МВт у її структуру потрібно впровадити 7-ми годинний САЕ із номінальною ємністю 70 МВт·год та потужністю 10,0 МВт. У разі приєднання СЕС та САЕ по стороні постійного струму встановлена потужність спільних інверторів знижується майже на 38% із 16 МВт (DC/AC ratio 1.25) до 10 МВт (DC/AC ratio 2.0), а це призводить до зростання КВВП від 14% до 22%.

На основі прогнозних CAPEX та OPEX до 2050 року проведено економічну оцінку впровадження гібридних СЕС, до складу яких входить САЕ, для енергосистеми в цілому. Впровадження гібридних СЕС в енергосистемі забезпечує зниження встановленої потужності інверторів таких електростанцій порівняно із звичайними СЕС, що є важливим результатом для забезпечення надійного функціонування ОЕС України та зменшення необхідності диспетчерських обмежень генеруючих потужностей. Однак через збільшення капіталовкладень у разі спільної роботи СЕС та САЕ зростає сумарна собівартість відпуску е/е порівняно із звичайними СЕС. У перспективних дослідженнях під час визначення доцільності впровадження гібридних СЕС потрібно враховувати, що вони є самодостатніми при покритті добового ГЕН, а для СЕС із звичайною структурою потрібно підтримувати відповідний резерв маневрених електростанцій, необхідних для стабілізації їхньої роботи в енергосистемі.

У цьому дослідженні основні параметри САЕ визначались для доби із максимальною потужністю сонячного випромінювання, тому для інших діб буде доступна вільна ємність, яку можна використовувати для інших потреб. До прикладу, здійснювати купівлю е/е у час профіциту потужності в енергосистемі по найменшій ціні та продавати її у час піку ГЕН по найвищій, або надавати допоміжні послуги на ринку електроенергії із регулювання частоти та активної потужності, тощо. За відповідного нормативного забезпечення функціонування гібридних СЕС на ринку електроенергії забезпечить

отримання додаткового прибутку, а це в результаті знизить собівартість зберігання та сумарного відпуску е/е в енергосистему, що і є перспективою подальших досліджень.

1. Встановлена потужність енергосистеми України на 09/2021. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosystemy-ukrayiny/#09-2021> (дата звернення 03.11.2021).
2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf> (дата звернення 04.11.2021).
3. Роз'яснення щодо обмеження генерації ВЕС та СЕС 7 січня 2020 року. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezhennya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/> (дата звернення 05.11.2021).
4. Буратинський І.М. Аналіз застосування систем акумулювання електроенергії в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 4(59). С. 63-67. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063>
5. Uddin M., Romlie M.F., Abdullah M.F., Halim S.A., Bakar A.H.A., Kwang T.C. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. No 82. Pp. 3323-3332. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>.
6. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Можливості використання акумуляторних батарей для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 3(54). С. 6-14.
7. Walsh D., Bradshaw D., Clamp A., Russell K. Optimizing Solar PV Plus Battery Storage. *Business & Technology Surveillance: National Rural Electric Cooperative Association (NRECA)*. URL: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/Documents/TechSurveillance/Surveillance-Optimizing-Solar-Plus-Storage-Dec-2020.pdf> (дата звернення 07.11.2021).
8. Буратинський І.М., Нечаєва Т.П. Моделювання сукупної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумулювання електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 3(62). С. 30-36. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030>.
9. Solar radiation data (SoDa). HelioClim-3 Archives service: веб-сайт. URL: <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free> (дата звернення: 18.08.2021).
10. Погодинний баланс потужності ОЕС України. Єдиний державний веб-портал відкритих даних. Київ: Міністерство цифрової трансформації України, 2021. URL: <https://data.gov.ua/dataset/31199018-e15e-4e87-bf5e-2a4293151f5c> (дата звернення 07.11.2021).
11. Support the government of Ukraine of updating its nationally determined contribution (NDC). Report 3/ Modeling report. European Bank of Reconstruction and Development. Project implemented by the Institute of Economics and Forecasting of National Academy of Sciences of Ukraine. URL: <https://mepr.gov.ua/files/images/2021/29042021/Modeling%20Report%203.pdf> (дата звернення 17.11.2021).
12. Vartiainen E., Masson G., Breyer C., Moser D., Román Medina E. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Prog Photovolt Res Appl*. 2019. No 28. Pp. 439-453. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF ENERGY STORAGE SYSTEM USE ELECTRICITY FOR STABILIZATION OF SOLAR POWER PLANT OPERATION

I.M. Buratynskyi

Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine

172, Antonovycha str., Kyiv, 03150, Ukraine.

E-mail: buratunsky@gmail.com

A mathematical model is presented for the joint operation of a solar photovoltaic power plant and an energy storage system to stabilize the total output of electric energy to the power system. Based on data on the power of solar radiation for the territory close to the geographical center of Ukraine, the nominal capacity and power of the energy storage system necessary to stabilize the operation of the solar power plant were determined. Taking into account the needs of the electrical load schedule of the power system during the discharge of batteries made it possible to reduce the required capacity of the energy storage system. It was determined that with a fixed installed power of photovoltaic modules, the introduction of the energy storage system provides a reduction in the installed power of inverters and an increase in the installed capacity utilization factor compared to the conventional structure of the solar power plants. To compare this hybrid solar power plant with other types of power plants, the levelised cost of energy, storage and total supply of electricity to the power system is determined. References 12, figures 5, table 1.

Key words: mathematical model, solar photovoltaic power plant, energy storage system, cost.

1. Installed capacity of the IPS of Ukraine values as of 09/2021. Kyiv: NPC Ukrenergo, 2020. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/#09-2021> (accessed at 03.11.2021).
2. Report on conformity assessment (adequacy) of generating capacities. Kyiv: NPC Ukrenergo, 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchy-potuzhnostej-2019.pdf> (Ukr) (accessed at 04.11.2021).
3. Clarification on WPP and SPP generation restrictions on January 7, 2020. Kyiv: NPC Ukrenergo, 2020. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezheniya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/> (accessed at 05.11.2021).
4. Buratynskiy I.M., Analysis of the use of electric energy storage systems in power systems with a large volume of renewable energy sources. *Problemy zahalnoi energetyky*. 2019. No 4(59). Pp. 63–67. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063>
5. Uddin M., Romlie M.F., Abdullah M.F., Halim S.A., Bakar A.H.A., Kwang T.C. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. No 82. Pp. 3323-3332. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>
6. Kulyk M.M., Dryomin I.V., Zgurovets O.V. Feasibility of using battery energy storage systems for frequency stabilization in integrated power systems with powerful solar power plants. *Vidnovluyana energetyka*. 2018. No 3(54). Pp. 6-14. URL: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/161/107> (Ukr) (accessed at 04.11.2021).
7. Walsh D., Bradshaw D., Clamp A., Russell K. Optimizing Solar PV Plus Battery Storage. *Business & Technology Surveillance: National Rural Electric Cooperative Association (NRECA)*. URL: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/Documents/TechSurveillance/Surveillance-Optimizing-Solar-Plus-Storage-Dec-2020.pdf> (accessed at 07.11.2021).
8. Buratynskiy I.M., Nechaieva T.P. Modeling of the combined operation of a solar photovoltaic power plant and a system of electric energy storage. *Problemy zahalnoi energetyky*. 2020. No 3(62). Pp. 30-36. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030>.
9. Solar radiation data (SoDa). HelioClim-3 Archives service: website. URL: <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free> (accessed at 18.08.2021).
10. Pohodynyi balans potuzhnosti OES Ukrainy. Yedyniy derzhavnyi veb-portal vidkrytykh danykh. Kyiv: Ministry of Digital Transformation of Ukraine, 2021. URL: <https://data.gov.ua/dataset/31199018-e15e-4e87-bf5e-2a4293151f5c> (accessed at 07.11.2021).
11. Support the government of Ukraine of updating its nationally determined contribution (NDC). Report 3/ Modeling report. European Bank of Reconstruction and Development. Project implemented by the Institute of Economics and Forecasting of National Academy of Science of Ukraine. URL: <https://mepr.gov.ua/files/images/2021/29042021/Modeling%20Report%203.pdf> (accessed at 17.11.2021).
12. Vartiainen E., Masson G., Breyer C., Moser D., Román Medina E. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Prog Photovolt Res Appl*. 2019. No 28. Pp. 439-453. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

Надійшла 14.11.2021
Остаточний варіант 10.02.2022