

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.3.051.024

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.036>

ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ HVDC ДЛЯ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ ТА ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ З ПРОФІЦИТНОГО РАЙОНУ ОЕС УКРАЇНИ

В.В. Павловський*, докт. техн. наук, **А.В. Приходько****

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: loginlav90@gmail.com

Представлено аналіз та оцінку переваг від впровадження систем HVDC паралельно завантаженим лініям змінного струму як засіб розв'язання проблеми видавання потужності з профіцитних енергорайонів ОЕС України. Такі райони виникають за активного розвитку нових станцій, що працюють на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ). Запропоновано два варіанти встановлення таких систем та виконано відповідний аналіз електричних режимів роботи ОЕС України за критерієм надійності N-1. Бібл. 11, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: електричні системи, моделювання режимів, постійний струм, VSC HVDC, критерій надійності «N-1», ВДЕ, вузькі місця, PowerFactory.

Вступ. На сьогодні як в Україні, так і в усьому світі спостерігається тренд на декарбонізацію електроенергетики. Зокрема, до електричних мереж приєднуються все більше електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), здебільшого це СЕС та ВЕС. Очікується, що найближчим часом ВДЕ певною мірою замінять станції на традиційних джерелах енергії. Так, уже сьогодні деякі розвинені країни світу мають частку ВДЕ, яка складає приблизно 30-40 % потужності енергосистеми [1, 2]. Однак впровадження ВДЕ залежить від багатьох чинників, таких як економічні можливості країни, кліматичні та природні умови, особливості енергосистеми, доступ до електричних мереж, інше. Традиційно багатьом енергосистемам притаманні територіальна розподіленість генерації та споживання, зосередження великої частки генерації в одному енергорайоні. Останнє призводить до необхідності передавати електроенергію в місця зосередження навантаження. У разі недостатнього мережевого будівництва та наявності «слабких зав'язків» створюються «вузькі місця» в енергосистемах [3, 4]. Ця проблема набуває значної актуальності в Україні зі збільшенням частки ВДЕ та потребує розв'язання системним оператором ОЕС України за допомогою використання сучасних технологій керування режимами.

Встановлена потужність ОЕС України станом на грудень 2020 року становила 54,5 ГВт, з них 6,5 ГВт, що складає приблизно 12 %, припадає на ВДЕ [5]. Також із рис. 1, на якому зображено графік зміни встановленої потужності СЕС та ВЕС за період 2015–2020 рр. [5], можна зробити висновок щодо значного збільшення частки ВДЕ в останні роки. Так, за

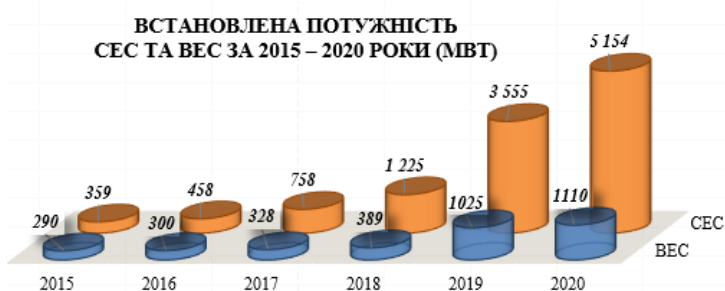


Рис. 1

п'ять років встановлена потужність ВЕС збільшилася в 3,8 раза, СЕС – у 14,4 раза. На сьогодні продовжується процес впровадження ВДЕ, потужність деяких еквівалентна енергетичному блоку ТЕС або АЕС. У найближчому десятиріччі частка ВДЕ в ОЕС України може зрости від 30 до 40 %. В Україні найбільша частка ВДЕ територіально зосереджена на півдні, а

саме – в Дніпровській та Південній енергосистемах. На рис. 2 показано схематичне зображення перетоків потужності в ОЕС України між окремими енергосистемами. Стрілками позначено напрямки перетоків потужності між енергосистемами для характерного мінімуму навантажень літнього та зимового режимних днів. Генерація переважно зосереджена на півдні України і передається наявними мережевими зв'язками до дефіцитних енергорайонів.

Варто зауважити, що енергорайон півдня України має особливості та характеризується мережевими обмеженнями. А саме: у разі зростання генерації ВДЕ є ймовірність обмеження видачі потужності Запорізьких АЕС та ТЕС. Також у цьому енергорайоні недостатньо маневрових потужностей, проте є дуже складна розгалужена електрична мережа – 750/330/220/150/110 кВ. Крім того, зменшення навантаження у зв'язку з вимкненням електричних зв'язків із Кримською енергосистемою та втрати частини мереж Донбаської енергосистеми значно змінило режими роботи всієї ОЕС України.

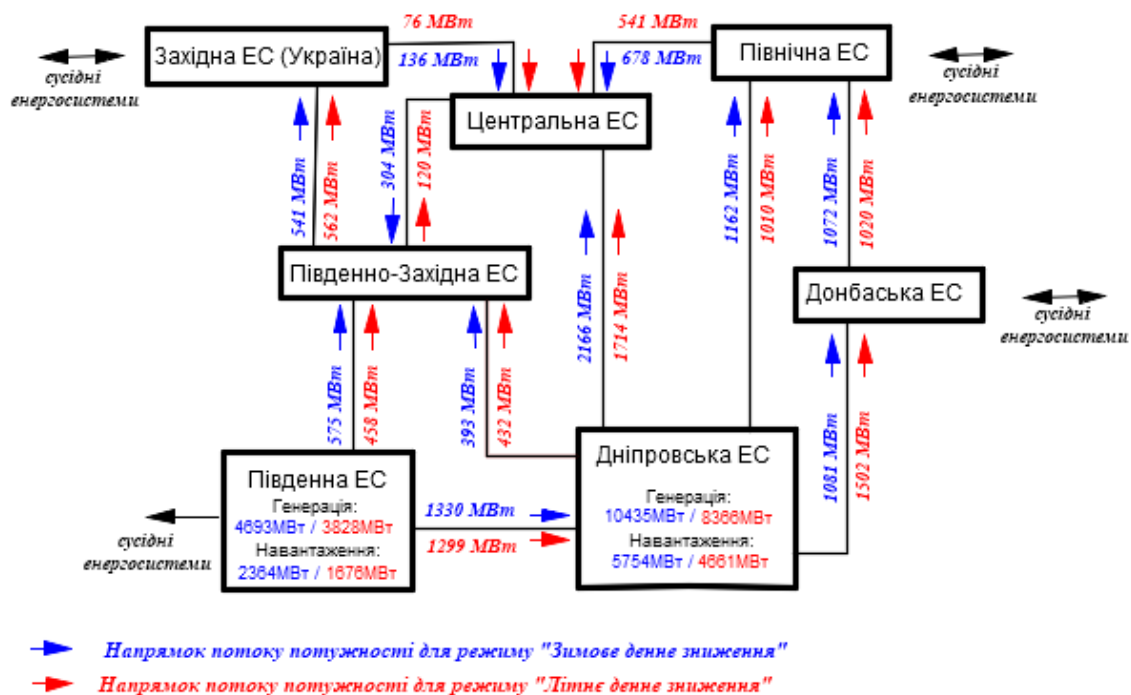


Рис. 2

Відповідно до Світового та Європейського досвіду для передачі значної потужності в енергосистемах та розв'язання проблеми профіцитних районів та «вузьких місць» використання традиційних підходів передачі на змінному струмі може бути вже не достатнім з огляду на економічні та соціально-екологічні обмеження. Так, розповсюдження отримали системи передачі постійного струму (High Voltage Direct Current – HVDC). Такі системи постійного струму HVDC працюють паралельно сильно завантаженим лініям передачі змінного струму [4, 5]. Системи HVDC виконують швидке та плавне керування, мають можливість гнучкого регулювання активної та реактивної потужності та багато інших переваг над традиційними системами на змінному струмі. Завдяки можливості таких систем до динамічної підтримки напруги може значно збільшитися здатність сусідніх ліній передачі змінного струму, що є також актуальним завданням і для ОЕС України. Такі системи дають змогу передавати потужність на великі відстані з мінімальними втратами електроенергії, що складають приблизно 0,9–1,3 %. Вартість передачі електроенергії за допомогою ліній постійного струму протяжністю 500–600 км співставна вартості ліній на змінному струмі. Це пов'язано з необхідністю будівництва проміжних підстанцій для передачі електроенергії лініями змінного струму, засобів компенсації реактивної потужності та більшою кількістю проводів. З огляду на вищевказані переваги у різних енергосистемах світу побудовано вже понад 100 систем HVDC, найбільше в Бразилії, Китаї, Індії та Європі, і їхня кількість збільшується з кожним роком [6]. Проте в Україні на сьогодні такі системи досі не впроваджені.

Метою цієї роботи є аналіз та оцінка можливості вирішення проблеми видачі потужності з південної частини енергосистеми, де зосереджена значна частина генеруючої потужності, у тому числі ВДЕ, за допомогою інтеграції систем HVDC в ОЕС України. Також автори поставили за мету дослідити альтернативні варіанти інтеграції систем HVDC паралельно традиційній системі змінного струму в ОЕС України.

Для аналізу та оцінки інтеграції систем HVDC в ОЕС України проведено математичне моделювання електричних режимів на основі створеної комплексної комп'ютерної моделі. Комплексна модель ОЕС України розроблена в ПЗ PowerFactory 2020, складається із семи енергосистем: Дніпровської, Західної, Північної, Центральної, Південно-Західної, Південної та частково Донбаської. Відповідно ОЕС України має міжсистемні лінії зв'язку з ЄЕС Центру (Росія), ЄЕС Білорусі та відповідними частинами Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E). Для забезпечення обміну потужності між ОЕС України та сусідніми енергосистемами ОЕС України поділена на дві електрично не з'єднані частини. Одна з них – це острів Бурштинської ТЕС, яка працює в синхронному режимі з ENTSO-E, друга основна частина працює синхронно з енергосистемами Росії, Білорусі та Молдови. Електрична мережа ОЕС України представлена лініями електропередачі 750, 330, 220 кВ та частково 150 та 110 кВ із відповідно заданим типом провідника та протяжністю. Станції та підстанції ОЕС України представлені в деталізованому вигляді з відповідними заданими параметрами генеруючого обладнання.

У цьому дослідженні з урахуванням часу, необхідного для впровадження системи HVDC, режим роботи ОЕС України розроблено для перспективного 2027 року. Перспективна модель включає такі особливості: враховано поточний стан та перспективне мережеве будівництво (відповідно до Плану розвитку системи передачі на 2021–2030 роки [7]), враховано наявні та перспективні ВДЕ в обсязі 33,9 % від усієї генеруючої потужності ОЕС України для режиму «Денного зниження навантаження під час зимового періоду» та 42,7% для режиму «Денного зниження навантаження під час літнього періоду». Передача постійним струмом представлена за допомогою системи VSC-HVDC (Voltage Source Converter) [8, 9], що використовує перетворювачі напруги на основі транзисторів. Система VSC-HVDC здатна до гнучкого регулювання активної та реактивної потужності. У моделі досліджень потужність, що передається VSC-HVDC, прийнята на рівні 1000 МВт. Модель VSC-HVDC (рис. 3) показано модульним багаторівневим перетворювачем, підмодулі якого виконані півмостовою схемою.

Для порівняння розглянуто два альтернативних варіанти встановлення такої системи: у першому потужність передається в напрямку дефіцитного центру ОЕС України: від ПС 750 кВ «Каховська» до ПС 750 кВ «Київська» («HVDC К-К»), довжина такої лінії складає приблизно 600 км. Другий варіант – потужність передається в напрямку південного заходу ОЕС України, де розташована потужна Дністровська ГАЕС, а саме від ПС 750 кВ «Каховська» до ПС 750 кВ «Приморська», довжина – 200 км («HVDC К-П»). Схематичне зображення двох

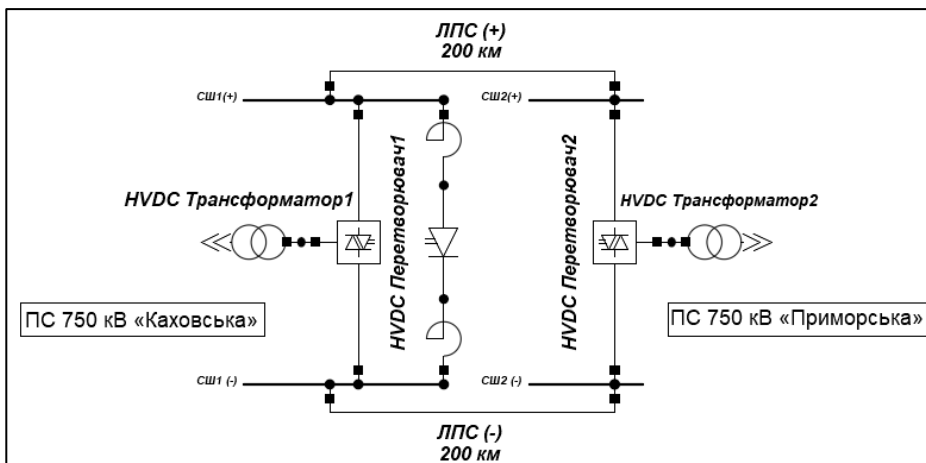


Рис. 3

вказаних систем HVDC VSC показано на рис. 4. Варто зазначити, що в «Плані розвитку системи передачі на 2021–2030 роки» [7], у рамках проекту «Південна високовольтна магістраль 750 кВ» [10] передбачено будівництво ПЛ 750 кВ «Каховська-Приморська», але поки що на змінному струмі.

Критерій надійності

N-1. Оцінювання впливу інтеграції обох варіантів HVDC проводилася за критерієм забезпечення надійності N-1 за допомогою моделювання ustalених електричних режимів методом Ньютона-Рафсона в програмному забезпеченні (ПЗ) DIgSILENT PowerFactory 2020 [11]. Таке ПЗ дає змогу виконувати розрахунки електричних режимів для мереж змінного чи постійного струму та гібридних мереж. Відповідно до критерію виконано моделювання понад 80 аварійних схем у мережі ОЕС України.

Перевірка відбувалася почерговим перебором аварійних схем (відключенням ПЛ 330 кВ та 750 кВ у мережі ОЕС України) на предмет дослідження стійкості режиму, виникнення неприпустимих відхилень напруги та переобтяжень елементів мережі. Моделювання ustalених електричних режимів проводилися для двох режимних сценаріїв – «Денне зниження навантаження під час зимового періоду» (температура повітря – 0°) та «Денне зниження навантаження під час літнього періоду» (температура – 40°). Для кожного режимного сценарію розглянуто три варіанти конфігурації моделі: «Без HVDC» (модель «як є» без введених систем HVDC); + «HVDC К-К» (у модель ОЕС України введена система HVDC від ПС 750 кВ «Каховська» до ПС 750 кВ «Київська»); + «HVDC К-П» (у модель ОЕС України введена система HVDC від ПС 750 кВ «Каховська» до ПС 750 кВ «Приморська»).

Випадки переобтяження (завантаження елементів у %) для схем N-1 наведено в таблиці.

За результатами моделювання виявлено дві найважчі аварійні ситуації, а саме: відключення ПЛ 750 кВ «Южно-Українська АЕС – Дніпровська» та ПЛ 750 кВ «Южно-Українська АЕС – Вінницька». У разі відключення однієї з цих ПЛ залежно від режиму роботи ОЕС України виникають переобтяжені елементи мережі. У таблиці ідентифіковано 13 таких елементів.

Для режиму «Денне зниження навантаження під час зимового періоду» під час моделювання без впровадження систем HVDC (які до речі поки що не передбачені в чинному Плані розвитку системи передачі на 2021–2030 роки [7]), виявлено шість можливих переобтяжень у мережі (завантаження складають до 118,6 % від номінального значення). У випадку впровадження в модель системи «HVDC К-П» кількість переобтяжень зменшилася до чотирьох, а величина переобтяжень зменшилася до 113 %. У випадку впровадження «HVDC К-К» переобтяження в мережі взагалі зникають. Тобто в цьому режимі впровадження в модель системи «HVDC К-К» дає дещо кращі результати проти системи «HVDC К-П».

Для режиму «Денне зниження навантаження під час літнього періоду» без впровадження систем HVDC виявлено вісім можливих переобтяжень у мережі (завантаження складають до 145,6 % від номінального значення). У випадку впровадження в модель системи «HVDC К-П» кількість переобтяжень зменшилася до семи, а величина переобтяжень зменшилася до 131,1 %. У випадку впровадження «HVDC К-К» кількість переобтяжень зменшилася до двох, а величина переобтяжень – до 117,2 %. У режимі «Денне зниження навантаження під час літнього періоду» впровадження в модель системи «HVDC К-К» також дає дещо кращі результати проти системи «HVDC К-П».

Отже, з одержаних розрахунків можна зробити висновок щодо значного зменшення переобтяжених елементів у разі впровадження в модель систем «HVDC К-К» та «HVDC К-П».

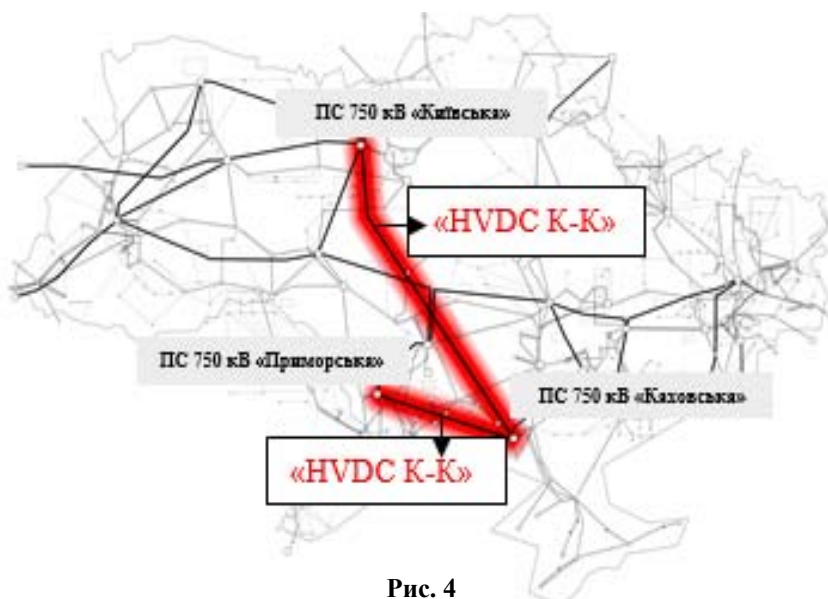


Рис. 4

Обидві системи мають можливість розв'язати проблему видавання профіцитної потужності з південної частини енергосистеми, проте впровадження системи «HVDC К-К» дає дещо кращі результати порівняно з системою «HVDC К-П» за критерієм надійності N-1.

Також введення в роботу системи HVDC в ОЕС України має позитивний вплив на завантаження нововведеної (у 2020 році) ПЛ 750 кВ «Запорізька АЕС – Каховська» [10]. Під час розрахунку усталеного режиму «без HVDC» потужність, що передається по ПЛ 750 кВ «Запорізька АЕС – Каховська», складає близько 200 МВт (6 %), що пояснюється браком достатнього навантаження та значної генерації від ВДЕ в регіоні введення цієї ПЛ. У разі введення в роботу «HVDC К-П» через перерозподіл потоків потужності збільшилося більш ніж удвічі завантаження ПЛ 750 кВ «Запорізька АЕС – Каховська» до 14 % (800 МВт) та на 16 % (829 МВт) – у разі введення в роботу «HVDC К-К».

	Назва елемента мережі ОЕС України	Денне зниження навантаження під час зимового періоду, %			Денне зниження навантаження під час літнього періоду, %			Схема для найважчого переобтяження
		Без HVDC	+«HV DC К-К»	+«HV DC К-П»	Без HVDC	+HVD C К-К»	HVD C К-П»	
		1	2	3	4	5		
1	АТ 750/330 кВ Южно – Українська АЕС	118,6	-	-	145,6	117,2	02,7	ПЛ 750 кВ «Южно-Українська АЕС – Дніпровська»
2	ПЛ 330 кВ «Миколаївська – Херсонська»	109,1	-	-	113,6	-		
3	ПЛ 330 кВ «Котовська – Приморська»	105,8	-	113,0	-	-		ПЛ 750 кВ «Южно-Українська АЕС – Вінницька»
4	АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ «Доброславська»	103,9	-	-	-	-		
5	ПЛ 330 кВ «Канівська ГЕС – Поляна»	103,3	-	102,2	114,0	-	12,2	
6	АТ 750/330 кВ ПС 750 кВ «Донбаська»	100,1	-	-	-	-		
7	АТ 750/330 кВ ПС 750 кВ «Приморська»	-	-	104,6	-	-		
8	АТ 750/330 кВ ПС 750 кВ «Вінницька»	-	-	102,1	-	-		
9	ПЛ 330 кВ «ЮУАЕС – Побузька»	-	-	-	129,0	105,8	31,1	
1	ПЛ 330 кВ «Ладжинська ТЕС – Побузька»	-	-	-	122,7	-	19,4	
1	ПЛ 330 кВ «Кременчуцька ГЕС – Черкаська»	-	-	-	111,9	-	05,2	
1	ПЛ 330 кВ «Канівська ГЕС – Трипільська ТЕС»	-	-	-	108,3	-	06,0	
1	АТ 750/330 кВ ПС 330 кВ «Вінницька»	-	-	-	105,0	-	10,0	

Висновок. Інтеграція запропонованих систем HVDC VSC відповідно до розрахунків електричних режимів дає змогу збільшити ефективність передачі потужності з профіцитних районів південної частини ОЕС України до центральної та південно-західної її частин. Значно зменшується кількість та величина переобтяжень елементів магістральної мережі, що показує позитивний ефект від впровадження таких систем.

Також внаслідок перерозподілу потоку потужності в ОЕС України лінії електропередач, що були незавантажені, з інтеграцією систем HVDC VSC передають більше потужності. Надалі вектор досліджень застосування систем HVDC VSC в ОЕС України буде спрямований на аналіз динамічної стійкості з погляду впливу на надійність видавання потужності ЗАЕС, що сьогодні є одним із ризиків у будівництві нових станцій ВДЕ на півдні України. У разі виявлення комплексного позитивного впливу на режими роботи ОЕС України від впровадження систем HVDC буде запропоновано виконання детального техніко-економічного обґрунтування та включення впровадження HVDC VSC до наступного Плану розвитку системи передачі ОЕС України.

Фінансується за держбюджетною темою «Розвиток теорії, розроблення методів інтелектуалізації технологічних процесів та засобів керування, моніторингу, діагностування і вимірювання в електроенергетичних та електротехнічних системах (шифр: Интехен 2)», що виконується відповідно до постанови Президії НАН України від 18.12.2019 № 339 «Про затвердження розподілу бюджетного фінансування НАН України на 2020 рік». Державний реєстраційний номер 0120U002125.

1. Yang Wei, Pestana Rui, Esteves Joao, Reis Francisco, Yan Li, Yongning Chi, Xinshou Tang, Haiyan Tang. Analysis and Inspiration of the National Load all Powered by Renewable Energy in Portugal. 2019 *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)* 21-24.05.2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881787>
2. Rucianu Liviu. The potential of carbon capture and storage as a tool for the integration of RES. 2014 *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, Romania 23-25.10.2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICATE.2014.6972614>
3. Migliori M., Lauria S.. Renewable sources integration using HVDC in parallel to AC traditional system: the Adriatic project. 2019 *AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, Italy, 9-10.05.2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/AEIT-HVDC.2019.8740556>
4. Yan Li, Yongning Chi, Zhibing Wang, Haiyan Tang, Guanglei Li, Shuming Sun, Yan Cheng. Study on Fault Control Requirement and Strategy of Large Scale Renewable Energy VSC-HVDC Integration. 2019 *IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, China, 8-10.11.2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI247390.2019.9062065>
5. Встановлена потужність енергосистеми України на 12/2020. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/> (дата звернення: 25.01.2021)
6. List of HVDC projects. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects (дата звернення: 09.02.2021)
7. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. НЕК Укренерго. URL: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/> (дата звернення: 17.02.2021)
8. Павловський В.В., Приходько А.В. Системи передачі електричної енергії постійним струмом. Динамічна модель перетворювача з лінійною комутацією. *Праці інституту електродинаміки НАН України*. 2020. Вип. 55. С. 16–21. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.55.016>
9. Guo-Jie Li, Lie T.T., Yuan-Zhang Sun, Si-Ye Ruan, Ling Peng, Xiong Li. *Applications of VSC-Based HVDC in Power System Stability Enhancement*. Singapore, 29 Nov.-2 Dec. 2005. DOI: <https://doi.org/10.1109/IPEC.2005.206937>
10. Нова ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Каховська. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/nova-pl-750-kv-zaes-каховська-dozyvlyt-zaporizkij-aes-pratsyuvaty-bez-obmezheniya-vstanovlenoyi-potuzhnosti/> (дата звернення: 09.02.2021)
11. DIgSILENT PowerFactory 2020. User Manual. URL: <https://www.digsilent.de> (дата звернення: 17.02.2021)

APPLICATION OF HVDC SYSTEMS FOR RES INTEGRATION AND POWER TRANSMISSION FROM THE SURPLUS SOUTH PART OF THE IES OF UKRAINE

V.V. Pavlovskiy, A.V. Prykhodko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: loginlav90@gmail.com

The analysis and estimation of advantages from the implementation of HVDC systems in parallel to the loaded alternating current lines as a means of solving the problem of power output from surplus energy regions of the IES of Ukraine were presented. Such regions arise with the active development of new Renewable Energy Resources (RES). Two variants of installation of such systems are proposed and the corresponding analysis of electrical modes of IES of Ukraine with reliability criteria "N-1" was executed. Ref. 11, fig. 4, table.

Keywords: electrical systems, modes simulation, direct current, VSC HVDC, reliability criteria "N-1", RES, bottlenecks, PowerFactory.

1. Yang Wei, Pestana Rui, Esteves Joao, Reis Francisco, Yan Li, Yongning Chi, Xinshou Tang, Haiyan Tang. Analysis and Inspiration of the National Load all Powered by Renewable Energy in Portugal. 2019 *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)* 21-24.05.2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881787>
2. Ruieneanu Liviu. The potential of carbon capture and storage as a tool for the integration of RES. 2014 *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, Romania 23-25.10.2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICATE.2014.6972614>
3. . Migliori M, Lauria S.. Renewable sources integration using HVDC in parallel to AC traditional system: the Adriatic project. 2019 *AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, Italy, 9-10.05.2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/AEIT-HVDC.2019.8740556>
4. Yan Li, Yongning Chi, Zhibing Wang, Haiyan Tang, Guanglei Li, Shuming Sun, Yan Cheng. Study on Fault Control Requirement and Strategy of Large Scale Renewable Energy VSC-HVDC Integration. 2019 *IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, China, 8-10.11.2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI247390.2019.9062065>
5. Installed capacity of the IPS of Ukraine values as of 12/2020. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/> (accessed: 25.01.2021) (Ukr)
6. List of HVDC projects. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects (accessed: 09.02.2021)
7. 10-year transmission systems development plan. NPC "Ukrenergo. URL: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/> (accessed: 17.02.2021) (Ukr)
8. Pavlovskiy V.V., Prykhodko A.V.. High voltage direct current systems. Dynamic model of line commutated converter. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2020. No 55. Pp. 16–21. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.55.016>
9. Guo-Jie Li, Lie T.T., Yuan-Zhang Sun, Si-Ye Ruan, Ling Peng, Xiong Li. Applications of VSC-Based HVDC in Power System Stability Enhancement. Singapore, 29 Nov.-2 Dec. 2005. DOI: <https://doi.org/10.1109/IPEC.2005.206937>
10. New OHL 750 kV Zaporizhia NPP – Kakhovska. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/nova-pl-750-kv-zaes-kahovska-dozvolyt-zaporizkij-aes-pratsyuvaty-bez-obmezheniya-vstanovlenoyi-potuzhnosti/> (accessed: 09.02.2021) (Ukr)
11. DIGSILENT PowerFactory 2020. User Manual. URL: <https://www.digsilent.de> (accessed: 17.02.2021)

Надійшла: 17.05.2021

Received: 17.05.2021