

ТЕХНІЧНІ ТА ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ УКРАЇНИ

І. М. Луценко, П. С. Цыган

Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»
просп. Дмитра Яворницького, 19, м. Дніпро, 49000, Україна. E-mail: lutsenkoin@gmail.com

Проаналізовано особливості та перспективи використання електромобілів в електричних мережах України. Обґрунтовано технічну доцільність впровадження технології Vehicle-to-Grid в розподільчих мережах міст. Запропоновано типові шаблони використання електромобіля у якості споживача-регулятора навантаження. Обґрунтовано доцільний тариф на електричну енергію при впровадженні технології V2G та можливий економічний ефект в умовах групової та розподіленої генерації. Визначено основні проблеми та вимоги щодо створення ефективних децентралізованих систем енергозабезпечення в Україні на основі електромобілів.

Ключові слова: електромобіль, графіки електричних навантажень, тягова батарея, споживач-регулятор, технологія Vehicle-to-Grid.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ УКРАИНЫ

И. Н. Луценко, П. С. Цыган

Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет»
просп. Дмитрия Яворницкого, 19, г. Днепр, 49000, Украина. E-mail: lutsenkoin@gmail.com

Проанализированы особенности и перспективы использования электромобилей в электрических сетях Украины. Обосновано техническую целесообразность внедрения технологии Vehicle-to-Grid в распределительных сетях городов. Предложено типовые шаблоны использования электромобилей в качестве потребителя-регулятора нагрузки. Обосновано целесообразный тариф на электрическую энергию при внедрении технологии V2G и возможный экономический эффект в условиях групповой и распределенной генерации. Определены основные проблемы и требования по созданию эффективных децентрализованных систем энергообеспечения в Украине на основе электромобилей.

Ключевые слова: электромобиль, графики электрических нагрузок, тяговая батарея, потребитель-регулятор, технология Vehicle-to-Grid.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ. Концептуальні принципи, що покладені в основу енергетичної стратегії Світу в 21-у віці, базуються на необхідності одночасного вирішення 3-х взаємопов'язаних завдань в контексті глобальних енергетичних перетворень і сталого розвитку:

- енергозабезпечення, яке означає безперебійність енергопостачання за високої якості енергії та енергетичних послуг;
- енергодоступність за ціною та енергоефективністю;
- енергосприятливість за впливом на навколишнє середовище.

Споживач енергії, а не постачальник, поступово стає центральною фігурою у визначенні способу енерговикористання. Він матиме можливість вибрати для себе спосіб енергоспоживання, що носить назву децентралізоване енергопостачання, тобто, або він отримуватиме енергію із централізованої системи, або він використовуватиме комбіноване енергопостачання, використовуючи переваги і можливості цих систем [1].

Розвиток високоефективної малої енергетики, яка спроможна використовувати 90 % енергії, що міститься у паливі (порівняно із 30–35 % для традиційних систем) і використання більш «чистих» видів палива дозволить набагато зменшити техногенне навантаження на навколишнє середовище.

У більшості розвинених країн світу, починаючи з 80-х років попереднього століття, показник централізації електропостачання постійно зменшується, і це стало тенденцією розвитку сучасної енергетики Світу.

У майбутньому енергетика базуватиметься на інтегрованих системах, які об'єднують традиційні і численні малопотужні децентралізовані, віртуальні, відновлювані, альтернативні джерела енергії із використанням паливних комірок, що працюють на водню, когенераційних, високоефективних газових комбінованих турбін, які можуть працювати як на природному газі так і на водню.

На сьогодні в Україні значну увагу слід приділити розвитку технологій «розумних» мереж (Smart Grid), для реалізації якої необхідно удосконалити ряд позицій, починаючи з магістральних мереж державного рівня, закінчуючи окремими домоволодіннями споживачів.

В Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України зберігається негативна тенденція щодо значної нерівномірності добового графіка споживання електричної енергії, особливо в осінньо-зимовий період. Конфігурація добового графіка електроспоживання в цілому по Україні характеризується піком навантаження в години вечірнього максимуму ОЕС України, провалом навантаження в години нічної зони доби та майже рівномірним споживанням електричної енергії протягом годин ранкового максимуму та напівпікової зони.

При цьому нерівномірність добового графіка навантаження ОЕС України становить від 4500 МВт у літній період до 6500 МВт у зимовий.

В ринкових умовах регулювання добового графіка споживання електричної енергії є найбільш ефективним при застосуванні економічних методів управління, одним із яких є система тарифів, диференційованих за періодами часу. Застосування тако-

го методу управління попитом на електричну енергію забезпечується за умови використання потенційних можливостей споживачів щодо зниження споживаної потужності.

Умови покриття добових графіків навантаження ОЕС України визначаються наступними чинниками:

- нерівномірності споживання в енергосистемі у часі;
- структурою генеруючих потужностей;
- маневреними можливостями генеруючого устаткування;
- пропускнуою спроможністю міждержавних ЛЕП.

Аналіз ГЕН енергосистеми України для різних періодів року дозволяє стверджувати, що значна частина маневреної складової покривається твердопаливними енергоблоками ТЕС, які розраховані для роботи в базовій частині ГЕН. Величина такої складової варіюється від 4-6 (влітку) до 6-10 ГВт потужності (взимку). При цьому від 1,5 до 4,0 ГВт (залежно від пори року) потужності ТЕС регулюється протягом доби (рис. 1).

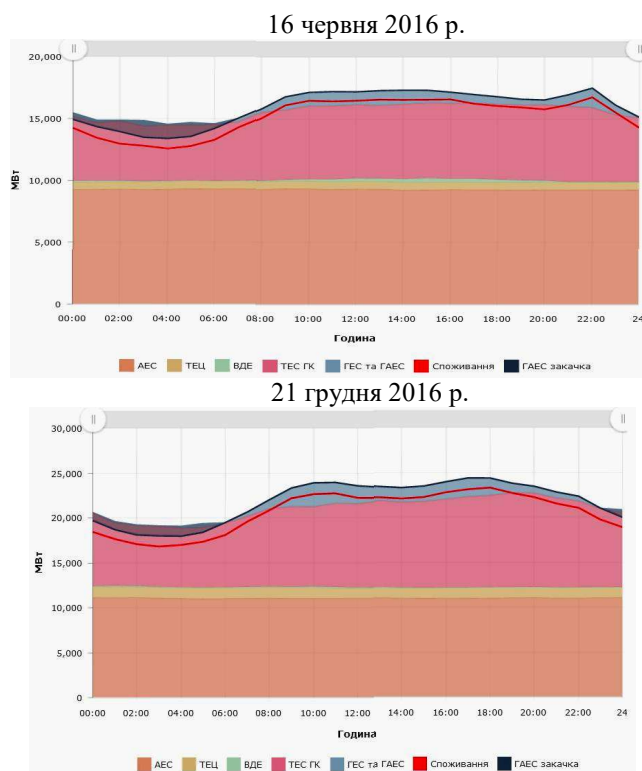


Рисунок 1 – Добові ГЕН енергосистеми України за режимні дні

Генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання і раціональних режимів роботи електростанцій. З цієї причини вже найближчим часом необхідна їх повна або часткова модернізація, а також введення в роботу нових високоманеврених потужностей. Упровадження для цієї цілі парогазових або газотурбінних установок вельми обмежено через малий обсяг власного газу та високої ціни на імпортований. Саме тому використання системи децентралізованих споживачів-регуляторів, наприклад, на основі електромобілів для регулювання навантаження є потенційно важливим заходом, що дозволить

значно пом'якшити негативні наслідки проблеми нерівномірності ГЕН енергосистеми України за рахунок виключення відповідної потужності ТЕС з роботи в маневреному режимі.

Мета роботи – обґрунтування технічної та економічної доцільності впровадження технології Vehicle-to-Grid в умовах електричних мереж України.

МАТЕРІАЛ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ. *Технічна оцінка регульовальної спроможності електромобілів в енергосистемі України.* Одним з основних напрямів розвитку транспортних засобів на сьогоднішній день є поступова заміна транспорту, що використовує двигуни внутрішнього згоряння, на електромобілі з метою зменшення викидів CO₂. В багатьох європейських країнах прийняті законодавчі акти, які сприяють розповсюдженню електротранспорту і містять основні вимоги й умови реалізації масштабної програми розвитку електромобільності. Збільшення кількості електричних транспортних засобів робить їх важливою складовою системи електропостачання як на регіональному рівні, так і на рівні всієї країни. Розвиток електричних мереж з електромобілями, розробка і використання технологій Smart Grid для них здійснюється з урахуванням додаткових вимог і обмежень відносно режимів заряду тягових батарей автомобілів з метою забезпечення їх ефективної інтеграції в гібридну систему електропостачання [2, 3].

Електрокари самі по собі будуть дешевшати і складати конкуренцію машинам на паливі. Електромобілі стануть доступнішими машин з ДВС вже через 10 років, прогнозує Bloomberg New Energy Finance. Зараз батарея становить приблизно половину вартості електрокара. До 2030 року вартість акумулятора впаде приблизно на 70%. Через вісім років ціни на «зелені» авто будуть на рівні машин на бензині і дизелі. У 2030-му електрокари будуть на 10-20% дешевше і продовжать знижуватися в ціні. А до 2040 року більше 50% автомобілів на ринку нових авто будуть електричними, підрахували аналітики.

На сьогодні існує можливість інтеграції електричних транспортних засобів в електричну мережу при використанні їх для регулювання навантаження енергосистеми [4]. Підхід полягає в тому, щоб заряд акумуляторів транспортних засобів здійснювати в основному під час мінімуму навантаження енергосистеми, а в пікові періоди часу – генерувати енергію від акумулятора в мережу. Масове використання електромобілів в такому режимі дозволить знизити попит на електроенергію в пікові періоди, що, у свою чергу, знижує потребу в пікових електростанціях і допомагає зменшити шкідливі викиди, оскільки такі генеруючі джерела звичайно більш екологічні й ефективні порівняно з електростанціями, забезпечуючи постійне (базове) навантаження. Ця задача актуальна як для багатьох європейських країн, так і для України.

Достатня кількість електричних транспортних засобів, працюючих паралельно в режимі регулювання навантаження, схожа по режиму роботи й дії на мережу гідроакumuлюючим електростанціям. Тому забезпечення такого режиму забезпечує переваги для джерела живлення, включаючи зменшення викидів CO₂ [5].

Для впровадження такого підходу використання електромобілів необхідно: проаналізувати графіки навантажень енергосистеми України для оцінки доцільності регулювання навантажень за допомогою електротранспорту, оцінити економічну привабливість регулювання з погляду власників електромобілів, розробити технічні засоби для передачі електроенергії в мережу, її обліку і програмне забезпечення для управління процесами заряду-розряду, розробити топологію розташування точок генерації енергії і визначити можливі зміни електричної мережі.

Оцінку потенціалу регулювання потужності в енергосистемі України виконано у роботі [6].

Отримано, що для планової цільової кількості електромобілів $N_{em} = 250000$ шт. (2020 р) використання електромобілів у якості споживачів-регуляторів дозволить зменшити маневрену складову графіка електроспоживання приблизно на 750...1995 МВт залежно від режиму, тому використання електромобілів дозволить виключити з роботи в неефективному маневреному режимі в середньому близько 1-1,5 ГВт генеруючих потужностей ТЕС.

Обсяг електроенергії, що виробляється електромобілями протягом пікових годин при розряді акумулятора, оцінюється у 3750...12000 МВт·год на добу. Економія умовного палива на ТЕС при цьому складе 525...840 т.

З урахуванням теплового еквівалента кам'яного вугілля з регламентованою теплою згоряння 27 МДж/кг його річна економія складе 103,9...332,8 тис. т.

Технологія використання електромобілів у якості споживачів-регуляторів навантаження в міських електричних мережах. Для оцінки очікуваного технічного впливу електромобілів у якості споживачів-регуляторів в міських (приміських) електричних мережах слід проаналізувати реальний ГЕН споживачів комунально-побутового сектору, режими роботи основного електроустаткування, що дозволить адекватно оцінити прогнозовані переваги та недоліки при впровадженні технології V2G та G2V [7, 8].

При цьому слід розглянути два варіанта реалізації відповідного децентралізованого джерела:

1) *розподілена генерація* (приватний сектор) з урахуванням параметрів поточної роботи мережі «трансформатор-споживачі» за магістральної конфігурації мережі;

2) *групова генерація* (станції-стоянки автомобілів) з урахуванням параметрів поточної роботи мережі «трансформаторна підстанція – споживачі» за радіальної конфігурації мережі.

В умовах розподіленої генерації точки підключення електромобілів визначаються виключно місцем встановлення приватної станції кожного автовласника. Зважаючи на той факт, що розподілена генерація характерна для приватного сектору, то групова станція заряду-розряду є малоімовірною до встановлення.

З теоретичної точки зору для магістральної схеми з відомим навантаженням відгалужень (окремих домоволодінь) раціональна точка підключення може бути знайдена наступним чином:

1) проводиться аналіз схеми підключень споживачів, починаючи від ТП-6(10)/0,4 кВ, при якому визначається фактична відстань від ТП до кожного споживача та його реальна (у крайньому випадку – договірна) потужність споживання при проходженні максимумів навантаження енергосистеми та у період нічного провалу;

2) за паспортними (довідковими) даними знаходяться номінальні параметри живлячої лінії 0,4 кВ (активний і реактивний опори, пропускна спроможність);

3) виконується аналіз фактичного режиму електроспоживання споживачів протягом характерних діб (режим робочого і вихідного дня) та ступінь завантаження живлячого трансформатора для зимового та літнього сезону (для врахування відповідно електроопалення та кондиціонування).

Створюється принципова схема мережі, де P_i, Q_i – активні і реактивні навантаження живлячої лінії, кВт (квар); r_0, x_0 – відповідно активний і індуктивний опір живлячої лінії, Ом/км; l_i – довжина частин живлячої лінії з відповідним навантаженням; U_n – номінальна напруга, кВ (рис. 2).

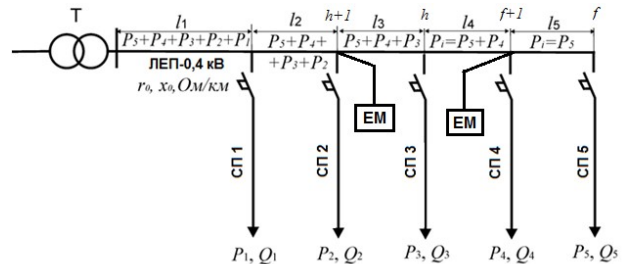


Рисунок 2 – Пояснювальна схема до розрахунку місць підключення електромобіля для генерації електричної енергії в мережу

Теоретично, при знаходженні раціональної точки підключення до живлячої лінії компенсатора активних навантажень (батареї електромобіля) необхідно, щоб виконувалась наступна умова (приймається рівномірне розподілення точок підключення споживачів по довжині ЛЕП-0,4 кВ):

1 точка генерації:

$$P_f \geq \frac{P_{EM}}{2} \geq P_{f+1}$$

N точок генерації (теоретично): $n = 1...i$, де i – найвіддаленіша точка генерації

$$P_f \geq \frac{P_{EM,i}}{2} \geq P_{f+1}$$

$$P_h - P_{EM,i} \geq P_{EM,i-1} / 2 \geq P_{h+1} - P_{EM,i},$$

де f, h – номери точок підключення споживачів, починаючи від найвіддаленішого.

Практично, точка потенційної генерації буде знаходитися у споживача – власника електромобіля. Чим вона буде ближче до раціональної, тим більш ефективно працюватиме мережа з точки зору втрат електричної енергії в живлячій лінії та трансформаторі.

Реалізація технології V2G в умовах групової генерації. Для обґрунтування доцільності та необхід-

ності впровадження децентралізованих джерел електричної енергії на базі електромобілів в муніципальних електричних мережах слід виконати аналіз графіків електричного навантаження (ГЕН) типових міських об'єктів з урахуванням можливості розміщення на їх території та підключення до електромережі станцій-стоянок заряду-розряду. За ГЕН типових споживачів у разі їх живлення від окремої ТП можна визначити доцільну потужність (кількість точок) підключення електромобілів для конкретного об'єкту (прибудинкова стоянка автомобілів). У разі живлення від окремої ТП різних за характером, або декілька споживачів району доцільно скористатися наступними типовими ГЕН (рис. 3, 4), у яких враховано прив'язку до найпотужнішого об'єкту.

Згідно даних щодо типових графіків електричних навантажень об'єктів міських електричних мереж та розрахованих коефіцієнтів нерівномірності можна зробити висновки, що маневрена частина ГЕН малопотужних комунально-побутових споживачів є більш яскраво вираженою, порівняно з ГЕН енергосистеми, оскільки переважна більшість таких споживачів не використовує механізм диференційованої системи тарифікації плати за користування електричною енергією. Це спричиняє суттєвий нічний провал електроспоживання порівняно, зокрема, з ранковим та вечірнім піками.

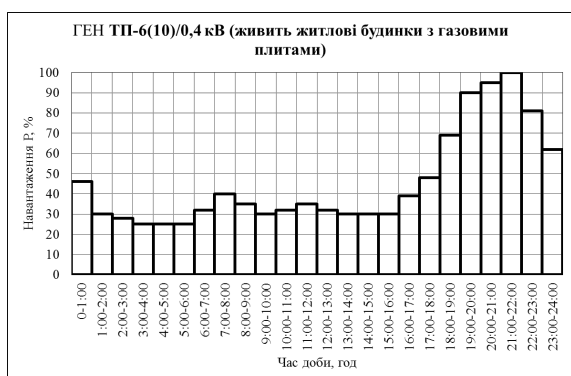


Рисунок 3 – ГЕН ТП-6(10)/0,4, що живить житлові будинки з газовими плитами

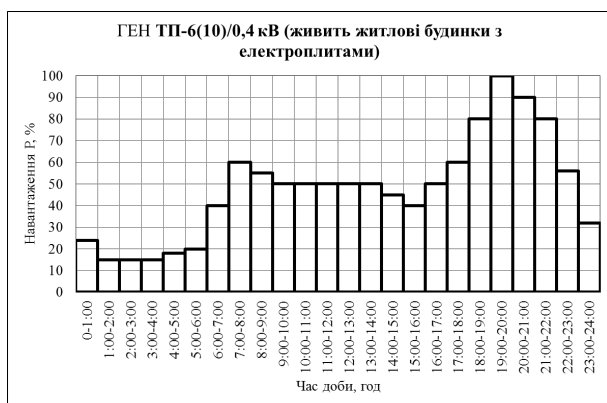


Рисунок 4 – ГЕН ТП-6(10)/0,4, що живить житлові будинки з електроплитами

Відношення мінімального (базового) навантаження до максимального (пікового) коливається в діапазоні 10-40 % для окремих видів споживачів та складає 25% - на рівні живлячих підстанцій району з

житловими будинками з електроплитами, 15 % - на рівні живлячих підстанцій району з житловими будинками з газовими плитами. Як правило, електричні навантаження на рівні підстанцій формує група струмоприймачів, найбільш потужними з яких є багатоповерхові будинки з газовими або електричними плитами. Типові ГЕН приміських мереж з приватними будинками можна прийняти аналогічними, залежно від виду електрифікації об'єктів, що підключаються до ТП, або з урахуванням їх газифікації.

Вирівнювання ГЕН споживачів електричних мереж за рахунок використання електромобілів принципово є аналогічним до загальносистемного, проте в кожному окремому випадку слід визначитися зі структурою побудови та потужністю маневреного потенційного джерела, його впливом на існуючу систему електропостачання [9].

На сьогодні спостерігається зростання попиту на електромобілі, проте відсутні економічні та правові важелі стимулювання використання тягових батарей у якості маневреного джерела, до того ж не затверджена на законодавчому рівні технологія V2G, відсутні технічні вимоги до відповідних зарядних станцій, а мережа стандартних зарядних станцій є недостатньо розвиненою.

В умовах низької якості та високих тарифів на централізоване тепlopостачання все більше споживачів переходять на електрообігрів помешкань або використання альтернативних джерел енергії з метою зниження плати за користування електричною або тепловою енергією. Технологія V2G разом з альтернативними джерелами енергії може стати досить корисною для впровадження з позицій енергопостачальних організацій, для електричних мереж яких в останній час спостерігається суттєве зростання навантажень, що викликає необхідність глобальної реконструкції та модернізації електроустановки, що вимагає значних капіталовкладень. Використання технології V2G може стати «рятівним» заходом для таких випадків, оскільки зростання електричного навантаження може бути компенсовано розподіленою генерацією від децентралізованих джерел (батарей електромобілів).

Громадські (групові) станції заряду-розряду електромобілів актуальні у випадку використання автомобіля за своїм прямим призначенням – транспортування власника (родини) до місця роботи (ранковий пробіг) і повернення додому (вечірній пробіг) та смарт заряду-розряду батареї у період щодобового проміжку часу між експлуатацією.

Для раціонального заряду-розряду на станції кожен автовласник повинен мати відповідний шаблон використання електромобіля, де буде зарезервовано певна «технологічна» броня залишкового рівня заряду акумуляторної батареї, параметрами якої є енерговитрата на подолання відстані до основного місця призначення з урахуванням найбільш несприятливих умов.

Обґрунтування рівня такого запасу енергоємності є складною задачею. Він має враховувати, як технічний аспект (топологію доступних точок зарядання електромобіля, реальний пробіг повністю

зарядженої батареї тощо), так і людський фактор (поведінку водія, його пунктуальність, точність у плануванні експлуатації електрокару). На етапі досліджень такий запас можна прийняти на рівні енергозабезпечення переміщення з робочого місця до дому, розглядаючи при цьому практично «ідеальний» режим використання транспортного засобу. Тобто залишковий заряд має покривати значення середньодобового використання електромобіля індивідуального користувача.

Обґрунтування доцільного тарифу на електричну енергію для споживача-регулятора на основі електромобіля. Відзначимо, що сукупний ГЕН енергосистеми України (та інших країн) формується всіма споживачами електричної енергії, серед яких слід виділити промислові підприємства та громадсько-побутові об'єкти (населення, сфера послуг). За різними оцінками електроспоживання громадсько-побутових споживачів у відсотковому вираженні складає 30-40 % від загальнодержавного. Тобто, такі споживачі як населення мають значний вплив на показники ГЕН енергосистеми, що викликає інтерес у питанні оцінки їх регулювальної здатності [10, 11].

На сьогодні адресним стимулом до регулювання режимів електроспоживання як для промислових підприємств (юридичних осіб), так і для населення є диференційовані (зонні) тарифи на електричну енергію.

Юридичні особи. Доцільність розгляду системи тарифікації для цієї групи споживачів підкреслюється тим, що при реалізації підходу щодо розміщення станцій громадського користування, на відміну від приватних, організація-утримувач буде відноситись до категорії споживачів – юридичні особи і матиме відповідні рівні тарифів і часові зони. Окрім заряджання електромобілів, у певних випадках з'являтиметься сенс їх раціонального розряду із забезпеченням технології V2G.

Ставка тарифу для кожного періоду часу визначається шляхом множення встановленого роздрібного тарифу для споживачів відповідного класу на тарифний коефіцієнт. Для визначення рівня ставок тарифів, диференційованих за періодами часу, для кожного періоду (нічний, денний, напівпіковий, піковий) та всіх сезонів устанавлюються такі тарифні коефіцієнти та тривалість періодів (табл. 1):

Таблиця 1 – Тривалість часових зон і тарифні коефіцієнти для диференційованих тарифів

Період часу	нічний	денний	напівпік	піковий
Двобонні тарифи, диференційовані за періодами часу				
Тарифні коефіцієнти	0,35	1,35	-	-
Тривалість періоду, год	8	16	-	-
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу				
Тарифні коефіцієнти	0,25	-	1,02	1,8
Тривалість періоду, год	7	-	11	6

Тризонні тарифи. Ефект від їх застосування спостерігається для підприємств, які мають цілодобовий режим роботи і максимально зміщують основні

енерговитратні технологічні операції в зону нічного провалу навантаження енергосистеми, а у період пікових навантажень суттєво знижують електроспоживання. Це дозволяє зменшувати плату підприємства за електричну енергію, оскільки у період «нічного провалу» при застосуванні, наприклад, тризонного обліку для підприємств вартість електричної енергії є в 4 рази нижчою від середнього тарифу для відповідного класу напруги. Такий підхід доцільно розглядати і для підприємства – групової зарядної станції-регулятора.

Режим, що має бути розглянутий та економічно обґрунтований у разі використання електромобіля у якості споживача-регулятора за часом орієнтовно можна розподілити наступним чином (табл. 2):

Таблиця 2 – Режим 1: використання електромобіля на станціях-стоянках групового заряду-розряду

7:00 – 8:00	A	одногодинне пересування зі швидкістю 40 км/год
Ранковий пік навантажень	P (ЮО)	2-3-годинний рівномірний розряд тягової батареї
Денний напівпік	З (ЮО)	7-годинний рівномірний повний заряд тягової батареї
17:00 – 18:00	A	одногодинне пересування зі швидкістю 40 км/год
Вечірній пік навантажень	P (ЮО)	3-4-годинний рівномірний розряд тягової батареї
Нічний провал	З (ЮО)	7-годинний рівномірний повний заряд тягової батареї

Примітка: А – режим автомобіля, Р – режим регулятора, З – режим заряду; ЮО – тариф юридичної особи.

Побутові споживачі. На сьогодні для побутових споживачів застосовується тариф, диференційований за двома обсягами електроспоживання (0,9 грн/кВтгод – за перші 100 кВт-год спожитої електроенергії, 1,68 грн/кВт-год – за обсяг, що перевищує 100 кВт-год). Диференціація за зонами доби також існує аналогічно юридичним особам (двобонний та тризонний облік), проте є різниця у тарифних коефіцієнтах, тривалості зон та їх границь у розрізі доби.

Розподіл зон по годинам та коефіцієнти до діючого тарифу наведені у табл. 3, 4.

Таблиця 3 – Дані про границі тарифних зон і коефіцієнти диференційованих тарифів для населення

Зони доби	Години	Коефіцієнт
Двобонний прилад обліку		
- нічна	з 23:00 до 7:00	0,5
- денна	з 7:00 до 23:00	1,0
Тризонний прилад обліку		
- нічна	з 23:00 до 7:00	0,4
- напівпікова	з 7:00 до 8:00; з 11:00 до 20:00; з 22:00 до 23:00	1,0
- пікова	з 8:00 до 11:00; з 20:00 до 22:00	1,5

Таблиця 4 – Режим 2: вихідний день без використання автомобіля (побутовий споживач)

Ранковий пік навантажень	P	3-годинний рівномірний розряд тягової батареї
Денний напівпік	З	7-годинний рівномірний повний заряд тягової батареї
Вечірній пік навантажень	P	2-годинний (незалежно від сезону) рівномірний розряд тягової батареї
Нічний провал	З	7-годинний рівномірний повний заряд тягової батареї

Застосування тризонного тарифу для приватного домоволодіння має бути додатково обґрунтованим.

Комбіноване використання систем заряду-розряду. Для режиму комбінованого використання електромобіля буде відповідно застосовуватись різний тариф на споживання-генерацію. Робочий час власника авто – як для юридичних осіб; неробочий час власника – як для населення. Обґрунтування вигоди автовласника від комбінованого режиму також представляє науковий і практичний інтерес (табл. 5).

Таблиця 5 – Режим 3: комбіноване використання електромобіля

7:00 – 8:00	A	одногодинне пересування зі швидкістю 40 км/год
Ранковий пік навантажень	p	2-3-годинний рівномірний розряд тягової батареї
Денний напівок	з	7-годинний рівномірний повний заряд тягової батареї
17:00 – 18:00	A	одногодинне пересування зі швидкістю 40 км/год
Вечірній пік навантажень	p	2-годинний рівномірний розряд тягової батареї
Нічний провал	з	7-годинний рівномірний повний заряд тягової батареї

При такій постановці задачі і врахуванні поточних тарифів станції можуть бути поділені на V2G та G2V із застосуванням комбінації тарифів на електроенергію.

Оцінка технічної та економічної спроможності використання електромобіля у якості споживача-регулятора. Проаналізуємо технічні характеристики найбільш розповсюджених електромобілів на прикладі Nissan Leaf 2013 (2016).

Nissan Leaf - один з найпопулярніших електромобілів у всьому світі, загальна кількість власників якого становить близько 233 911 чоловік. Не дивлячись на модифікації цього хетчбека, значна частина комплектації автомобіля залишається незмінною. У Nissan Leaf 2016 залежно від країни виробника поміщають батарею ємністю 24 (в США) або 30 кВт·год (в Європі) з запасом ходу до 160-172 км. У електрокар 2017 року для продажу в будь-якій країні встановлюють батарею ємністю в 30 кВт·год.

- загальний ресурс $S = 160000$ км; $T = 8-10$ років;
- річне використання $S_p = 15000$ км/рік;
- питома вартість батареї – $C_{пит} = 200$ \$/кВт·год;
- питома витрата енергії – $W_{S,пит} = 0,15$ кВт·год/км;
- обсяг енергії, який споживається/генерується при використанні загального ресурсу батареї:

$$W_{\Sigma} = W_{S,пит} \cdot S = 0,15 \cdot 160000 = 24000 \text{ кВт·год},$$

- обсяг енергії, який споживається/генерується при використанні річного ресурсу батареї:

$$W_p = W_{пит} \cdot S_p = 0,15 \cdot 15000 = 2250 \text{ кВт·год},$$

- обсяг енергії, який споживається при використанні місячного ресурсу батареї:

$$W_{міс} = W_p / N_{міс} = 2250 / 12 = 188 \text{ кВт·год},$$

- обсяг енергії, який споживається при використанні денного ресурсу батареї:

$$W_{день} = W_{міс} / N_{дн} = 188 / 30,5 = 6,16 \text{ кВт·год}.$$

У разі повного щодобового використання батареї електромобіля ресурс у 24000 кВт·год (1000 циклів) буде подолано за проміжок часу близько трьох років, після чого батарею слід замінити, а стару утилізувати. Nissan пропонує автовласникам утилізацію за 1000 \$.

Вартість спожитої електроенергії електромобілем при заряджанні з використанням тарифу для населення:

а) однозонного

$$P_1 = C_{2нас} \cdot W_{міс} = 1,68 \cdot 188 = 316 \text{ грн/міс}.$$

$$C_{S,пит1} = C_{2нас} \cdot W_{S,пит} = 1,68 \cdot 0,15 = 0,252 \text{ грн/км}.$$

б) двозонного

$$P_2 = (C_{2нас} \cdot K_{ніч2}) \cdot W_{міс} = (1,68 \cdot 0,5) \cdot 188 = 158 \text{ грн/міс}.$$

$$C_{S,пит2} = (C_{2нас} \cdot K_{ніч2}) / W_{S,пит} = (1,68 \cdot 0,5) / 0,15 = 0,252 \text{ грн/км}.$$

в) тризонного

$$P_3 = (C_{2нас} \cdot K_{ніч3}) \cdot W_{міс} = (1,68 \cdot 0,4) \cdot 188 = 126 \text{ грн/міс}.$$

$$C_{S,пит3} = (C_{2нас} \cdot K_{ніч3}) / W_{S,пит} = (1,68 \cdot 0,4) / 0,15 = 0,1 \text{ грн/км}.$$

Наведені розрахунки справедливі для умов середньорічного використання електромобіля з пробігом 15000 км/рік, що характерно для більшості автовласників. Середньодобовий пробіг при цьому складатиме близько 40 км, що переважно відповідає міському циклу переміщення з приватного сектору (місце нічного заряджання) до місця роботи і в зворотньому напрямку.

Вартість спожитої електроенергії електромобілем при заряджанні з використанням тарифу для юридичних осіб (групові станції заряджання, 2 клас напруги):

а) однозонного

$$P_1 = C_{1юо} \cdot W_{міс} = 1,68 \cdot 188 = 316 \text{ грн/міс}.$$

$$C_{S,пит1} = C_{2нас} \cdot W_{S,пит} = 1,68 \cdot 0,15 = 0,252 \text{ грн/км}.$$

б) двозонного

$$P_2 = (C_{1юо} \cdot K_{ніч2}) \cdot W_{міс} = (1,97 \cdot 0,35) \cdot 188 = 130 \text{ грн/міс}.$$

$$C_{S,пит2} = (C_{2нас} \cdot K_{ніч2}) / W_{S,пит} = (1,97 \cdot 0,35) / 0,15 = 0,1 \text{ грн/км}.$$

в) тризонного

$$P_3 = (C_{1юо} \cdot K_{ніч3}) \cdot W_{міс} = (1,97 \cdot 0,25) \cdot 188 = 92,6 \text{ грн/міс}.$$

$$C_{S,пит3} = (C_{2нас} \cdot K_{ніч3}) / W_{S,пит} = (1,97 \cdot 0,25) / 0,15 = 0,074 \text{ грн/км}.$$

Таким чином, з наведених розрахунків видно, що режим нічного заряду електромобіля є найбільш вигідним при використанні зонних тарифів плати за користування електричною енергією як для населення, так і для юридичних осіб, причому для останніх питома вартість спожитої енергії, а відповідно і 1 км пробігу є найнижчою при використанні тризонного тарифу на електроенергію і заряджанні

електромобілів протягом «нічного провалу» електричних навантажень енергосистеми в режимі повільної зарядки, який за тривалістю відповідає зонам «ніч» для зонних тарифів (7-8 годин).

Аналіз доцільності використання електрообілля за технологією V2G. Регламентований експлуатаційний пробіг у 160000 км (до заміни батареї) забезпечується певною кількістю циклів заряду/розряду акумуляторів. При цьому слід враховувати поступову деградацію батареї електрокару протягом 8-10 років регламентованого строку експлуатації та відповідного зменшення запасу ходу і потенційної регулювальної здатності при використанні електрообілля у якості споживача-регулятора (рис. 5), (табл. 6).

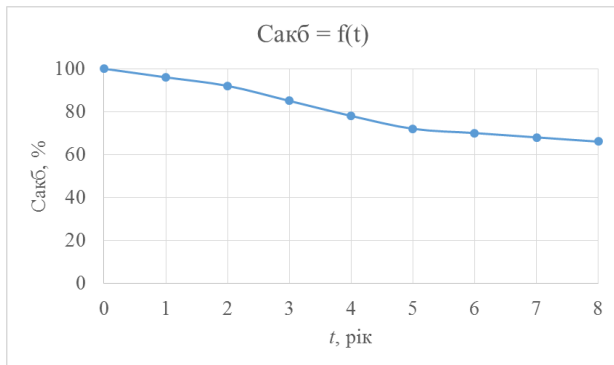


Рисунок 5 – Динаміка зниження ємності батареї електрообілля

Таблиця 6 – Динаміка регулювальної здатності батареї електрообілля Nissan Leaf 2013/2017 при середньому пробігу 40 км/доба

Рік	0	2	4	6	8
Ємність, %	100	92	78	70	66
Запас ходу, км	160/ 250	147/ 230	125/ 195	112/ 175	106/ 165
Ємність, кВт·год	24/ 30	22,1/ 27,6	18,7/ 23,4	16,8/ 21	15,8/ 19,8
Залишкова регулювальна здатність, кВт·год	15,6/ 22,2	13,9/ 20	10,8/ 16,3	9,1/ 14,1	8,3/ 13

Примітка. Залишкова регулювальна здатність оцінюється з урахуванням 10%-го залишкового заряду акумулятора та середньодобового пробігу автомобіля.

В залежності від щодобового пробігу та строку експлуатації регулювальна здатність електрообілля змінюється, вона є максимальною в перші роки експлуатації, а далі поступово знижується відповідно до тенденцій деградації акумуляторної батареї.

Вартість акумуляторних батарей для електрообілля Nissan Leaf на сьогодні складають близько 200\$/кВт·год ємності. Ресурс батареї в 160000 км пробігу покривається 24000 кВт·год електричної енергії, середня вартість якої на даний час складає:

- для населення

$$C_{\text{сер.нас}} = 24000 \cdot 1,68 = 40320 \text{ грн.}$$

- для юридичних осіб

$$C_{\text{сер.юо}} = 24000 \cdot 1,97 = 47280 \text{ грн.}$$

Використання акумуляторів електрообілля як джерела електричної енергії для покриття піків на-

вантаження енергосистеми може принести додатковий економічний ефект власнику [8], величина якого залежить від законодавчої бази, умов і вимог нормативів конкретної країни.

У випадку застосування технології V2G максимально за рік при середньодобовому пробігу 40 км і розряджанні автомобіля у пікові години навантаження енергосистеми можна отримати економічний ефект для власника за умови тризонного тарифу, як для населення так і для юридичних осіб. Даний економічний ефект залежить від шаблону використання транспортного засобу. За умови найпростішого варіанту, коли залишковий ресурс батареї з урахуванням щодобового пробігу використовувати повністю і лише у пікові зони навантажень енергосистеми, а повне повільне зарядження реалізовувати у періоди нічного провалу, то можна визначити щодобовий потенційний прибуток автовласника, який складе:

а) середньозважене значення (експлуатація з середньою ємністю батареї 85 %)

- у разі повного зарядження електрообілля у приватному домогосподарстві і повному розряді в аналогічних умовах, але в піковій зоні (термін експлуатації батареї складе близько 1200 діб) і пробігу 40 км/доба

$$\Delta\Pi_{3,1} = (C_{\text{нас}} \cdot K_{\text{пік3}} - C_{\text{нас}} \cdot K_{\text{ніч3}}) W_{\text{доб.пер}} \cdot N_{\text{діб}} = (1,68 \cdot (1,5 - 0,4)) \cdot 14,4 \cdot 1200 = 31935 \text{ грн.}$$

- у разі повного зарядження електрообілля у приватному домогосподарстві, а повному розряді в умовах станції (юридична особа)

$$\Delta\Pi_{3,2} = (C_{\text{юо}} \cdot K_{\text{пік3}} - C_{\text{нас}} \cdot K_{\text{ніч3}}) W_{\text{доб.пер}} \cdot N_{\text{діб}} = (1,97 \cdot 1,8 - 1,68 \cdot 0,4) \cdot 14,4 \cdot 1200 = 49607 \text{ грн.}$$

- у разі повного зарядження електрообілля в умовах станції і повному розряді в аналогічних умовах (юридична особа)

$$\Delta\Pi_{3,3} = (C_{\text{юо}} \cdot K_{\text{пік3}} - C_{\text{юо}} \cdot K_{\text{ніч3}}) W_{\text{доб.пер}} \cdot N_{\text{діб}} = (1,97 \cdot (1,8 - 0,25)) \cdot 14,4 \cdot 1200 = 52705,8 \text{ грн.}$$

Альтернативне використання відпрацьованої батареї як накопичувача електричної енергії із ємністю 60-70% (14,4 – 16,8 кВт·год) може стати джерелом автономної системи електропостачання або децентралізованим джерелом активної потужності для покриття піків навантаження енергосистеми протягом мінімум ще одного відпрацювання ресурсу (додаткових 3 роки).

Тоді вигода автовласника при використанні відпрацьованої батареї як споживача-регулятора складе:

- для населення

$$\Pi_{\text{нас.АКБ}} = ((14,4 \dots 16,8) \cdot (1,5 - 0,4)) \cdot 1,68 \cdot 365 \cdot 3 = 29139 \dots 34000 \text{ грн.}$$

- для юридичних осіб

$$\Pi_{\text{юо.АКБ}} = ((14,4 \dots 16,8) \cdot (1,8 - 0,25)) \cdot 1,97 \cdot 365 \cdot 3 = 48148 \dots 56172 \text{ грн.}$$

З наведених розрахунків можна зробити висновок, що використання батареї електромобіля у якості споживача регулятора дозволяє покрити 30-40% її вартості протягом 3-3,5 років (1/2 нормального строку експлуатації), після чого доведеться виконувати її заміну. Проте протягом наступних трьох років у разі використання відпрацьованої батареї як децентралізованого споживача-регулятора з ємністю 60-70% від номінальної, можна отримати додатковий ефект, співрозмірний (або навіть дещо більший) від її використання за прямим призначенням. Тобто, за 6-8 років комбінованого використання робочої та відпрацьованої батареї можна отримати вигоду на придбання нової.

Вартість нової батареї складає 4800 \$, або близько 129600 тис. грн. Тобто за вартісними показниками 160000 км пробігу, або 24000 кВт·год електроенергії коштує 129600 тис. грн. Утилізація батареї компенсує власнику вартість у розмірі близько 1000 \$ (27000 грн) тобто у перерахунку вартості батареї на споживані кВт·год маємо вартість 1 кВт·год у розмірі

$$C_{\text{випт. АКБ.2017}} = (129600 - 27000) / 24000 = 4,28 \text{ грн/кВт·год.}$$

Прогнозована вартість нової батареї у 2020-2022 рр. знизиться вдвічі і складатиме близько 100 \$/кВт·год [12]. Тобто за вартісними показниками 160000 км пробігу, або 24000 кВт·год електроенергії коштуватиме 72000 тис. грн (курс долара прийнято на рівні 30грн/\$). Приймаємо також, що утилізація батареї компенсує власнику вартість у розмірі близько 20% вартості нової, тобто 200 \$ (6000 грн) тобто у перерахунку вартості батареї на споживані кВт·год маємо вартість 1 кВт·год у розмірі:

$$C_{\text{випт. АКБ.2020}} = (72000 - 6000) / 24000 = 2,75 \text{ грн/кВт·год}$$

2020 рік. Прогнозований тариф на електричну енергію (при щорічному зростанні на 10 %) до 2020 року збільшиться в 1,3 рази. Відповідно збільшиться економічний ефект від використання електромобіля у якості споживача-регулятора.

Виконаємо аналогічні розрахунки для прогнозованого зростання тарифу та спадання вартості тягової батареї:

$$\Delta P_{3.1.2020} = (C_{\text{нас}} \cdot K_{\text{пik3}} - C_{\text{нас}} \cdot K_{\text{нiч3}}) W_{\text{доб.рег}} \cdot N_{\text{дiб}} = (2,184 \cdot (1,5 - 0,4)) \cdot 14,4 \cdot 1200 = (35169 \dots 41516) \text{ грн.}$$

$$\Delta P_{3.2.2020} = (C_{\text{юо}} \cdot K_{\text{пik3}} - C_{\text{нас}} \cdot K_{\text{нiч3}}) W_{\text{доб.рег}} \cdot N_{\text{дiб}} = (2,561 \cdot 1,8 - 2,184 \cdot 0,4) \cdot 14,4 \cdot 1200 = 64489 \text{ грн.}$$

$$\Delta P_{3.3.2020} = (C_{\text{юо}} \cdot K_{\text{пik3}} - C_{\text{юо}} \cdot K_{\text{нiч3}}) W_{\text{доб.рег}} \cdot N_{\text{дiб}} = (2,561 \cdot (1,8 - 0,25)) \cdot 14,4 \cdot 1200 = 68517,5 \text{ грн.}$$

$$P_{\text{нас. АКБ.2020}} = ((14,4 \dots 16,8) \cdot (1,5 - 0,4)) \cdot 2,184 \cdot 365 \cdot 3 = 37880 \dots 44200 \text{ грн.}$$

- для юридичних осіб

$$P_{\text{юо. АКБ.2020}} = ((14,4 \dots 16,8) \cdot (1,8 - 0,25)) \cdot 2,561 \cdot 365 \cdot 3 = 62592,4 \dots 73023,6 \text{ грн.}$$

Використання батареї електромобіля у якості споживача регулятора у 2020 р. дозволить покрити 50-60% її вартості протягом 3-3,5 років (1/2 нормального строку експлуатації) для побутових споживачів-регуляторів, після чого доведеться виконувати її заміну. Проте протягом наступних трьох років у разі використання відпрацьованої батареї як децентралізованого споживача-регулятора з ємністю 60-70% від номінальної, можна отримати аналогічний додатковий ефект від її використання за непрямым призначенням. Тобто, за 6-7 років комбінованого використання робочої та відпрацьованої батареї можна отримати вигоду на придбання нової батареї, тобто найбільш капіталоемне устаткування електромобіля для автовласника, який бере участь у регулюванні режимів роботи енергосистеми буде компенсуватися вартістю генерованої електроенергії.

У випадку регулювання ГЕН енергосистеми за тарифами юридичних осіб отримуваний ефект за генерацію буде навіть більшим, а вартість тягової батареї покриватиметься у протягом періоду основного використання батареї автомобіля і принесе аналогічний прибуток у якості накопичувача.

Необхідно відзначити, що для залучення власників електротранспорту до активного регулювання графіка навантаження з боку енергосистеми та держави мають використовуватися такі інструменти, як: оплата за генерацію енергії в години максимуму навантаження за спеціальними тарифами для акумуляючих потужностей, разові премії при укладенні контракту на участь у вирівнюванні навантаження або зниження вартості споживаної електроенергії тощо.

Для реалізації запропонованого підходу до регулювання графіка навантажень необхідно вирішити ряд питань [6], особливо стосовно дозволу на законодавчому рівні приватним власникам електротранспорту брати участь в регулюванні навантаження та отримувати кошти за генерацію шляхом розробки бізнес-моделей і спеціальних тарифів, системи енергоменеджменту на рівні розподільчої мережі, заходів щодо управління якістю електричної енергії, тощо.

ВИСНОВКИ. У сучасних умовах розвитку децентралізованих систем енергозабезпечення для України доведено значний потенціал використання технології V2G. Він полягає у підвищенні ефективності роботи централізованої системи електропостачання за рахунок раціонального впровадження споживачів-регуляторів на базі електромобілів. Реалізація запропонованих типових або індивідуальних шаблонів використання технології V2G та залишкової ємності відпрацьованої батареї дозволяє мати економічний ефект автовласнику разом з компенсацією її прискореного зносу. Головною перепороною використання технології V2G є відсутність нормативної документації та затверджених законодавчих актів з відповідними вимогами та умовами до подібних систем.

ЛІТЕРАТУРА

1. Зеркалов Д.В. Енергозбереження в Україні. [Електронний ресурс] Монографія. – К.: Основа, 2012. – 582 с. Режим доступу: <http://www.zerkalov.kiev.ua/sites/default/files/ezu-mz.pdf>.
2. Hu Z., Song Y., Xu, Z. Hierarchical Coordinated Control-Strategies for Plug-in Electric Vehicle Charging // *Plug-In Electric Vehicles in Smart Grid: Charging Strategies*. – 2014. – Chapter 3. – Springer. – pp. 55-87.
3. Vardakas J.S., Zorba N., Verikoukis C.V. A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. // *IEEE Communication Surveys and Tutorials*. – 2013. – pp. 1-27.
4. Blasius E., Federau E., Leonowicz Z., Janik P. Assessment of e-vehicles availability in charging pool for support services in smart grids: Case study based on real data // *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (IEEEIC / I&CPS Europe)*. – 2017, available at: <https://www.researchgate.net/publication/318698151>.
5. Robinson A.P., Blythe P.T., Bell M.C., Hübnner Y., Hill G.A. Analysis of electric vehicle driver recharging demand profiles and subsequent impacts on the carbon content of electric vehicle trips // *Energy Policy*. – 2013. – Vol. 61. – pp. 337–348.
6. Perspectives of load management in energy system with help of electric cars / Yu.V. Khatskevych, I.M. Lutsenko, A.V. Rukhlov // *Scientific Bulletin of the National Mining University*. – 2017. – Vol. 5. – pp. 82–88.
7. Mets K., Verschueren T., Turck F., Devellder C. Exploiting V2G to optimize residential energy consumption with electrical vehicle (dis)charging // *IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*. – 2011, available at: <http://users.atlantis.ugent.be/cdvellder/papers/2011/mets2011sgms.pdf>.
8. Kara E.C., Macdonald J.S., Black D., Bérge M., Hug G., Kiliccote S. Estimating the Benefits of Electric Vehicle Smart Charging at Non-Residential Locations: A Data-Driven Approach // *Applied Energy*. – 2015. – Vol. 155. – pp. 515-525.
9. Masoum M.A.S., Moses P.S., Hajforoosh S. Distribution transformer stress in smart grid with coordinated charging of Plug-In Electric Vehicles // *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Washington, DC*. – 2012. – pp. 1-8.
10. Bass R., Zimmerman N. Impacts of Electric Vehicle Charging on Electric Power Distribution Systems // *OTREC-SS-731, Portland, OR: Transportation Research and Education Center (TREC)*. – 2013, available at: <http://dx.doi.org/10.15760/trec.145>.
11. Putrus G.A., Suwanapringkarl P, Johnston D., Bentley E.C., Narayana M. Impact of electric vehicles on power distribution networks // *Vehicle Power and Propulsion Conference VPPC '09, IEEE*. – 2009. – pp.827 – 831.
12. Global EV Outlook. Beyond one million electric cars. – 2016, available at: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf.

TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF THE ELECTRIC VEHICLES USE IN POWER NETWORKS OF UKRAINE

I. Lutsenko, P. Tsyhan

State Higher Educational Institution «National Mining University»
prosp. Dmytra Yavornytskoho, 19, Dnipro, 49000, Ukraine. E-mail: lutsenkoin@gmail.com

Purpose. To substantiate technical and economic feasibility of Vehicle-to-Grid technology implementation in conditions of electric networks of Ukraine. **Methodology.** Standard methods of calculation and simulation of electric networks operating modes have been used. **Findings.** The feasibility of the development of decentralized power supply systems based on electric vehicles in Ukraine's electric networks has been proven. Consumers-regulators using V2G technology are able to improve the profitability and environmental friendliness of the electric energy production and consumption processes significantly and bring additional benefits to owners in case they are involved in the alignment of the schedule of the grid electrical loads. Typical patterns of electric vehicle usage as a consumer-regulator of load have been proposed. The rational tariff for electric energy in the implementation of V2G technology and possible economic effect in the conditions of group and distributed generation have been substantiated. **Originality.** The order of the expediency analysis of using electric vehicle as a consumer-regulator for car owners and owners of group charging stations depending on their mode of use and charging system for electric energy has been proposed. The expediency of decentralized storage sources development based on traction batteries secondary use has been substantiated. **Practical value.** The results can be used to assess the feasibility of implementing the V2G-technology by car owners and energy supplying organizations in case of insufficient bandwidth of networks for their unloading during power system' peak hours and alignment of the load curve.

Key words: electric vehicle, electrical load charts, traction battery, consumer-controller, Vehicle-to-Grid.

REFERENCES

1. Zerkalov, D.V. (2012), “Enerhozberezhennya v Ukrayini” [Energy saving in Ukraine], monograph, Kyiv, *Osnova*, 2012, 582 p, available at: <http://www.zerkalov.kiev.ua/sites/default/files/ezu-mz.pdf>.
2. Hu, Z., Song, Y. and Xu, Z. (2014), “Hierarchical Coordinated Control Strategies for Plug-in Electric Vehicle Charging”, *Plug In Electric Vehicles in Smart Grid: Charging Strategies*, Chapter 3, Springer, pp. 55-87.
3. Vardakas, J.S., Zorba, N. and Verikoukis, C.V. (2013), “A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms”, *IEEE Communication Surveys and Tutorials*, pp. 1-27.

4. Blasius, E., Federau, E., Leonowicz, Z. and Janik, P. (2017), "Assessment of e-vehicles availability in charging pool for support services in smart grids: Case study based on real data", *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, available at: <https://www.researchgate.net/publication/318698151>.

5. Robinson, A. P., Blythe, P. T., Bell, M. C., Hübner, Y. and Hill, G. A. (2013), "Analysis of electric vehicle driver recharging demand profiles and subsequent impacts on the carbon content of electric vehicle trips", *Energy Policy*, Vol. 61, pp. 337–348.

6. Khatskevych, Yu. V., Lutsenko, I. M. and Rukhlov, A. V. (2017), "Perspectives of load management in energy system with help of electric cars", *Scientific Bulletin of the National Mining University*, Vol. 5, pp. 82 – 88.

7. Mets, K., Verschueren, T., Turck, F. and Develder, C. (2011), "Exploiting V2G to optimize residential energy consumption with electrical vehicle (dis)charging", *2011 IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*, October 17, 2011, available at: http://users.atlantia.ugent.be/cdevelder/papers/2011/mets_2011sgms.pdf.

8. Kara, E.C., Macdonald, J.S., Black, D., Bérge, M., Hug, G. and Kiliccote, S. (2015), "Estimating the Benefits of Electric Vehicle Smart Charging at Non-Residential Locations: A Data-Driven Approach", *Applied Energy*, Vol. 155, pp. 515-525.

9. Masoum, M.A. S., Moses, P.S. and Hajforoosh, S. (2012), "Distribution transformer stress in smart grid with coordinated charging of Plug-In Electric Vehicles," *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, DC, 2012, pp. 1-8.

10. Bass, R. and Zimmerman, N. (2013), "Impacts of Electric Vehicle Charging on Electric Power Distribution Systems", *OTREC-SS-731. Portland, OR: Transportation Research and Education Center (TREC)*, available at: <http://dx.doi.org/10.15760/trec.145>.

11. Putrus, G. A., Suwanapongkarl, P., Johnston, D., Bentley, E. C., Narayana, M. (2009), "Impact of electric vehicles on power distribution networks", *Vehicle Power and Propulsion Conference VPPC '09, IEEE*, Sept. 7-10, 2009, pp.827 – 831.

12. Global EV Outlook. (2016), "Beyond one million electric cars", available at: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf.

Стаття надійшла 04.12.2017.