

Artykuł

Praktyczna walidacja modelu zasilania budynków mieszkalnych nearZEB przy użyciu energii odnawialnej dostarczanej do budynku za pomocą pojazdów elektrycznych (poprzez V2G) zamiast sieci dystrybucyjnej

Jacek A. Biskupski 

Instytut Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk, 80-231 Gdańsk, Polska; j.biskupski@imp.gda.pl lub jacek.biskupski181@gmail.com; Tel.: +48-604607407

Streszczenie: W niniejszym artykule podjęto próbę oszacowania potencjału zasilania budynku mieszkalnego w Europie energią pochodzącą wyłącznie z odnawialnych źródeł energii przez cały rok, w tym w okresie grzewczym. Celem przeprowadzonych testów było zminimalizowanie zakupu energii niezbędnej do osiągnięcia komfortu termicznego (HVACR + DHW) w budynku mieszkalnym zasilanym wyłącznie energią elektryczną. Podczas przeprowadzonych testów pojazdy elektryczne były wykorzystywane przez mieszkańców jako środek transportu w codziennym życiu, ładowane w godzinach pracy, a nadwyżka energii pozostająca w akumulatorach była rozładowywana do budynku po powrocie mieszkańców do domu. Energia dla pojazdów elektrycznych/hybrydowych była pozyskiwana z OZE (w większości bezpłatnie) podczas postoju w miejscu pracy, a także w drodze do domu. Dwa miesięczne testy przeprowadzone wiosną i jesienią doprowadziły do sytuacji, w której zamiast kupować znaczną ilość czarnej energii z sieci, budynek był zasilany głównie zieloną energią z dachowych paneli fotowoltaicznych i energii ze źródeł odnawialnych dostarczanej przez pojazdy PHEV/EV. Badanie to pozwoliło zidentyfikować dni, w których budynek stał się prawdziwym nZEB, co nie było możliwe w poprzednich latach. Obliczono wyniki korzyści ekonomicznych i redukcji śladu węglowego. Po okresie testów sprawdzono stopień degradacji akumulatorów trakcyjnych wykorzystywanych do przenoszenia energii pojazdów elektrycznych/hybrydowych. Stwierdzono duży potencjał dla takiego działania, zwłaszcza na obszarach, gdzie występują okresowe wyłączenia (z powodu wezwania operatora sieci) lokalnych odnawialnych źródeł energii położonych w pobliżu obszarów mieszkalnych. Proponowane rozwiązanie może być interesujące dla wszystkich krajów, w których korzystanie z energii sieciowej wiąże się nie tylko z podwojeniem kosztów (opłaty sieciowe), ale także ze znacznymi emisjami, szczególnie w okresie grzewczym (np. Polska).

Słowa kluczowe: fotowoltaika; samochody elektryczne; zarządzanie energią; vehicle-to-grid; energia odnawialna; nadwyżka OZE; magazynowanie energii BESS



Otrzymano: 16 kwietnia 2025 r.

Poprawiono: 14 maja 2025 r.

Przyjęto: 23 maja 2025 r.

Opublikowano: 27 maja 2025 r.

Cytat: Biskupski, J.A. Praktyczna walidacja modelu zasilania energetycznego budynków mieszkalnych typu nearZEB

z wykorzystaniem energii odnawialnej dostarczanej do budynku za pomocą pojazdów elektrycznych (poprzez V2G) zamiast sieci dystrybucyjnej. *Energies*

2025, 18, 2786. [https://](https://doi.org/10.3390/en18112786)

doi.org/10.3390/en18112786

Prawa autorskie: © 2025 autor.

Licencjodawca MDPI, Bazylea,

Szwajcaria. Niniejszy artykuł jest

artykułem ogólnodostępnym,

rozpowszechnianym na warunkach

licencji Creative Commons Attribution

(CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Wprowadzenie

W „średnich”, a nawet „zimnych” strefach klimatycznych Europy domy mieszkalne nZEB są coraz częściej zasilane wyłącznie energią elektryczną i mają potencjał, aby stać się samowystarczalne energetycznie dzięki odnawialnym źródłom energii zainstalowanym w ich otoczeniu [1]. Domy takie dobrze radzą sobie latem (częściowo jesienią/wiosną) w pozyskiwaniu wymaganej energii z lokalnych dachów i fotowoltaicznych instalacji podłączonych do sieci. Wydajność energetyczna słońca i systemu magazynowania energii (BESS) w prawidłowo zaprojektowanej instalacji fotowoltaicznej jest wystarczająca do pokrycia wszystkich potrzeb energetycznych zrównoważonego gospodarstwa domowego w ciepłej porze roku [2]. Stanowi to bardzo ważny aspekt redukcji emisji zarówno na poziomie lokalnym (poprzez przejście z kotłów c.w.u. opalanych paliwami kopalnymi na pompy ciepła), jak i regionalnym (poprzez zaprzestanie stosowania nieefektywnych źródeł energii i

Emisja zanieczyszczeń „czarna energia”). Prawdziwym wyzwaniem pozostaje pozyskiwanie energii (głównie do ogrzewania i ciepłej wody) jesienią i zimą, tak aby status nZEB budynku był utrzymywany również w tym okresie. Praktyka instalacji fotowoltaicznych w Polsce pokazuje, że ilość energii wytwarzanej przez instalację fotowoltaiczną na dachu jest wystarczająca do pokrycia potrzeb budynku od maja do października każdego roku. Jednak od listopada do kwietnia ilość energii słonecznej docierającej do przeciętnego gospodarstwa domowego NIE jest wystarczająca, aby zapewnić niezależność energetyczną budynku (nZEB) ani zerową emisję gazów cieplarnianych. W związku z tym w ciągu 5–6 miesięcy sezonu grzewczego, nawet w budynkach, które w poprzedniej części roku osiągnęły status nZEB, nadal istnieje potrzeba dostarczania energii czarnej, najczęściej pochodzącej ze spalania węgla, co w praktyce wyklucza je z grupy budynków zeroenergetycznych (i zeroemisyjnych) przez cały rok. W przypadku domów zasilanych wyłącznie energią elektryczną (w Polsce) oznacza to w praktyce, że większość energii zużywanej z sieci w sezonie grzewczym to czarna energia wytwarzana ze spalania węgla, która emituje co najmniej 800 kg CO₂ na każdą MWh energii elektrycznej (energii końcowej). Z drugiej strony, latem w takich gospodarstwach domowych występuje naturalna nadwyżka energii z fotowoltaiki.

Krajowy system wsparcia w Polsce stosowany w latach 2015–2021, tzw. „polski model net-meteringu”, pozwalał na wprowadzanie nadwyżki energii z domowej instalacji fotowoltaicznej do sieci w lecie i odkupywanie jej w zimie w stosunku 1:0,8 (dostarczona vs. odkupiona), co częściowo rozwiązywało problem, pozwalając traktować sieć dystrybucyjną (z punktu widzenia prosumenta) jako 12-miesięczny magazyn energii. Rozwiązanie to sprawdziło się, ponieważ ludzie nauczyli się rozbudowywać swoje instalacje OZE w taki sposób, aby przy nadwyżce energii w lecie 80% energii odzyskanej w zimie wystarczyło im do zasilania pomp ciepła przez cały sezon grzewczy. Jednak po przekroczeniu pierwszego miliona instalacji fotowoltaicznych prosumenckich w Polsce (w sumie w Polsce jest około 7 milionów gospodarstw domowych) pojawił się problem ze strony dostawców energii, którzy zostali zmuszeni (przez wspomniany „polski system net-metering”) do zwiększenia produkcji (a tym samym emisji) w sezonie grzewczym, aby zwrócić energię przekazaną przez prosumentów do sieci latem. Doprowadziło to do bardzo dynamicznego wzrostu mocy fotowoltaicznej w Polsce w ciągu zaledwie 6 lat – do 10 GW. Z drugiej strony okazało się również, że wszystkie średniej wielkości elektrownie OZE (50–1000 kWp) musiały okresowo i w nieprzewidywalny sposób ograniczać swoją produkcję energii w okresie letnim, ze względu na istniejącą nadwyżkę dachowych OZE, nawet w okresach takich jak jesień czy wiosna. W Polsce zainstalowano obecnie ponad 21 GWp fotowoltaiki oraz 12 GW energii wiatrowej, przy całkowitym zapotrzebowaniu systemu energetycznego wynoszącym 25 GW. System net-metering w Polsce został od 2022 r. zmieniony na system net-billing, wdrożony jako konieczność sprzedaży nadwyżek energii do sieci po stałych cenach, praktycznie zawsze znacznie niższych niż cena energii zakupionej przez prosumentów. Taki system zniechęca prosumentów do wykorzystywania energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych do celów grzewczych i obecnie powoduje nowy trend powrotu do spalania paliw kopalnych i pieców na biomasę w budynkach jednorodzinnych. Problem ten stanie się szczególnie istotny po wdrożeniu ETS2 w Europie. Z drugiej strony dynamiczny rozwój energetyki fotowoltaicznej w Polsce powoduje okresowe apele o wyłączenie (odłączenie od sieci) średniej wielkości instalacji fotowoltaicznych i wynikające z tego potencjalne zainteresowanie transakcjami P2P oraz ładowaniem pojazdów elektrycznych/hybrydowych jako alternatywą. Zostało to również zaobserwowane przez naukowców z innych krajów europejskich, którzy twierdzą, że technologia V2G może pomóc w integracji OZE na dużą skalę [3–6]. W Polsce tylko w marcu 2024 r. spadek produkcji spowodowany brakiem mocy sieciowej wyniósł około 53 GWh zmarnowanej, niewytworzonej zielonej energii. Zgodnie z polską definicją budynek zeroemisyjny to budynek, który wykorzystuje wyłącznie energię i ciepło ze źródeł odnawialnych. Literatura na ten temat [2,7] oraz doświadczenie jasno wskazują, że nie jest to możliwe w Europie Środkowej ze względu na niewystarczającą ilość światła słonecznego w ciągu 6 chłodniejszych miesięcy w roku. Pozostaje zatem pytanie, która z możliwych metod dostarczania

energii z OZE, innej niż wytwarzana w pobliżu danego budynku, mogłaby spełnić ten wymóg i czy byłoby to w ogóle możliwe.

W niniejszym artykule rozważono potencjalne rozwiązanie tego problemu, w którym zamiast wyłączać źródła fotowoltaiczne, możliwe byłoby dostarczanie energii za darmo (lub po atrakcyjnej cenie umownej na zasadzie B2P) prosumentom do ładowania samochodów elektrycznych, którzy mogliby następnie w bardzo wydajny sposób samodzielnie dostarczać energię do budynków mieszkalnych w momencie, gdy jest ona tam potrzebna do celów mieszkaniowych. Analizując problem punkt po punkcie, tylko w dniu 10 marca 2024 r. w Polsce zmarnowano około 10 GWh energii (wymagając wyłączenia średniej wielkości instalacji fotowoltaicznych), którą można by wykorzystać do przejechania około pół miliona kilometrów samochodami elektrycznymi/hybrydowymi, nie wspominając o tym, ile tej energii można by wykorzystać do ogrzewania gospodarstw domowych. Na przykład wykorzystanie pomp ciepła (26 GWh) mogłoby zapewnić w tym dniu ogrzewanie dla kilkuset tysięcy gospodarstw domowych w sposób bezemisyjny. Zdaniem autora stanowi to ogromny potencjał redukcji emisji, zwłaszcza w małych miastach, na obrzeżach których coraz częściej instalowane są farmy fotowoltaiczne. Z drugiej strony, OZE i pojazdy elektryczne/hybrydowe mają ogromny potencjał w zakresie stabilizacji działania sieci [6,8], ale już na tym etapie oczywiste jest, że najprostsze rozwiązanie polegające na dostarczaniu energii z farmy OZE bezpośrednio do użytkownika końcowego (np. poprzez V2G, V2H) mogłoby z łatwością ograniczyć okresowe problemy z nadmiarem energii w sieci. Takie potencjalne koncepcje zostały już omówione w literaturze naukowej [9].

Jest to problem dla całej Europy, ponieważ dynamika stopniowego wyłączania i ujemnych cen w Europie zaczyna przybierać niebezpieczne rozmiary, co sugeruje pojawienie się poważnego – i wciąż nierozwiązanego – problemu. Financial Times podsumował komunikaty prasowe z 2024 r. i stwierdził, że podczas gdy w 2019 r. w Europie odnotowano 675 godzin ujemnych cen, w ciągu pierwszych ośmiu miesięcy 2024 r. giełdy odnotowały już 7841 godzin ujemnych cen na naszym kontynencie [10]. Pomysł wykorzystania pojazdów elektrycznych do ładowania w okresach wysokiej produkcji energii odnawialnej i rozładowywania w okresach szczytowego zapotrzebowania został zaproponowany przez Kemptona [3,11] już w 1997 r. i zaskakujące jest, że nadal nie jest on szeroko stosowany w krajach europejskich. Jednak ładowanie pojazdów elektrycznych w domu wieczorem może stanowić poważne wyzwanie dla lokalnej sieci energetycznej [3]. Większość artykułów odnoszących się do tego problemu [3] próbuje rozwiązać go w sposób globalny, wprowadzając różne mechanizmy, takie jak arbitraż, przenoszenie obciążenia, awaryjne zasilanie rezerwowe, regulacja częstotliwości i przenoszenie obciążenia, zarządzane przez duże, kosztowne i rozbudowane aplikacje do przetwarzania danych w chmurze [4,12–19]. Autor jest zdania, że potencjalne rozwiązanie leży znacznie bliżej niż się wydaje: na przykład umożliwienie transakcji między producentem energii, któremu grozi wyłączenie, a odbiorcą końcowym, który potrzebuje energii i mógłby ją sam dostarczyć, np. we własnym pojeździe elektrycznym/hybrydowym z funkcją V2G. Rozwiązanie to zostało opisane w [7] dla małego obszaru mieszkalnego z domami jednorodzinnymi. Większość nowoczesnych systemów fotowoltaicznych typu prosumer z magazynowaniem energii (BESS) ma już możliwość podłączenia zewnętrznego źródła energii odnawialnej, takiego jak CHP lub pojazdy elektryczne, do gospodarstwa domowego, niemal jako rozwiązanie typu „plug and play” [20]. Zgodnie z wywiadami autora z właścicielami średnich farm fotowoltaicznych (50–900 kWp), byłiby oni skłonni bardzo szybko zainwestować w ładowarki EV/PHEV z BESS w swoich gospodarstwach, gdyby tylko zezwolono im na uwalnianie energii, gdy zarządca sieci (który nakazuje im wyłączenie generatorów fotowoltaicznych) wyraziłby na to zgodę.

Głównym celem artykułu jest praktyczne sprawdzenie tezy o całorocznej zerowej emisji w budynku mieszkalnym, który NIE został poddany gruntownej termomodernizacji. W warunkach polskich (podobnie jak prawdopodobnie w innych krajach europejskich) proces termomodernizacji, opisany w poprzednim artykule [21], jest procesem złożonym i nie zawsze uzasadnionym ekonomicznie. Czy w takiej sytuacji większość budynków w Polsce (5 milionów) nigdy nie będzie w stanie osiągnąć poziomu nZEB i zerowej emisji? W artykule autor postawił sobie za cel obliczenie, ile energii z OZE musiałoby być dostarczone do takiego budynku (w okresach, kiedy nie można liczyć na własną produkcję z dachowych paneli fotowoltaicznych) i jak

to zrobić, aby budynek mógł być uznany za nZEB lub nawet zeroemisyjny przez cały rok.

Ponadto w eksperymencie postawiono trzy otwarte pytania badawcze:

(1) Czy pojazdy elektryczne i hybrydowe mogą efektywnie przenosić energię elektryczną między lokalnymi OZE, które mają chwilową nadwyżkę (np. zagrożone wyłączeniem przez krajowego operatora sieci energetycznej lub w okresach ujemnych cen), a budynkami mieszkalnymi, które mają chwilowy niedobór energii? Czy byłoby to również możliwe w okresie grzewczym (jesień–zima)? Czy pojemność nowoczesnych pojazdów elektrycznych/hybrydowych i potencjał transferu energii pozwalają uznać je za alternatywny sposób dostarczania energii do użytkownika końcowego? Czy taki model mógłby z czasem stać się alternatywą dla sieci energetycznej w zakresie dystrybucji energii odnawialnej między producentem energii odnawialnej a jej użytkownikiem końcowym?

(2) Jak można zorganizować takie dostawy? Czy możliwe byłoby ładowanie samochodów np. w farmie OZE w pobliżu miejsca pracy mieszkańców lub na parkingu z instalacją fotowoltaiczną, gdzie samochód jest zaparkowany podczas pracy, lub na parkingu miejskim, a następnie rozładowywanie go w domu? Czy jest to wygodne dla użytkowników w normalnych godzinach pracy (8–10 godzin dziennie)? Czy taka operacja ma sens ekonomiczny dla gospodarstwa domowego? Czy spełniałoby to model lokalnej wymiany energii (zalecany np. w dyrektywach UE) między producentami a użytkownikami (peer-to-peer)? Czy takie działanie mogłoby być już dziś stosowane między konsumentami a producentami energii poprzez wykorzystanie pojazdów elektrycznych/hybrydowych (EV/PHEV)? Ile takich samochodów musiałoby codziennie poruszać się po drogach, aby nie zakłócać normalnego użytkowania samochodów jako środka transportu?

(3) Czy takie wykorzystanie pojazdów elektrycznych/hybrydowych jest opłacalne ekonomicznie z punktu widzenia zużycia i zużycia samych pojazdów? Czy nie powoduje to nadmiernego zużycia akumulatorów trakcyjnych, co wymagałoby ich wcześniejszej wymiany, a zaoszczędzona energia zostałaby przeznaczona na ich remont?

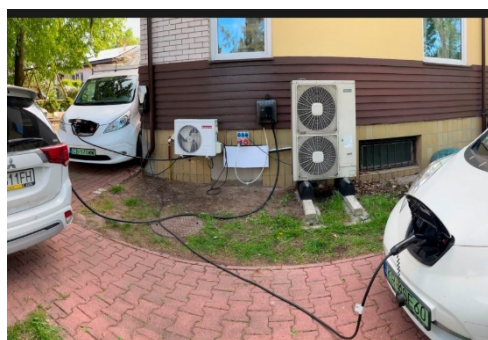
W załączniku A znajduje się próba odpowiedzi na postawione pytania badawcze w oparciu o wyniki badań.

2. Materiały i metody

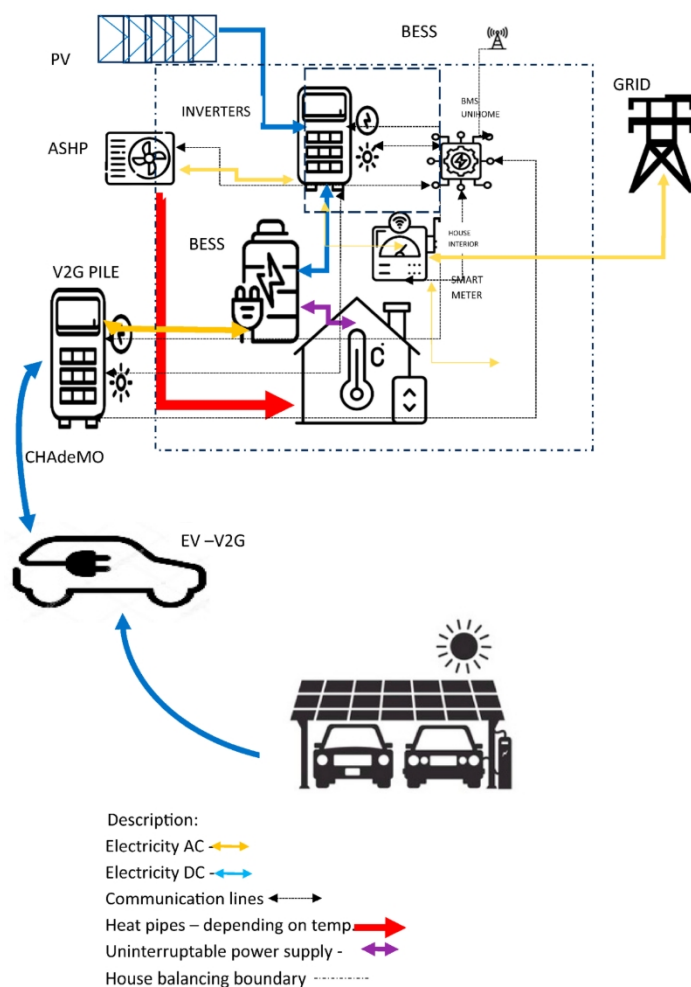
2.1. Laboratorium badawcze

Do testu *in situ* wybrano dom jednorodzinny (Fot1) z 1978 r. o wysokim zużyciu energii, położony w centralnej Polsce, w mieście Legionowo, z hybrydową instalacją fotowoltaiczną o mocy 20 kWp na dachu i systemem magazynowania energii BESS o pojemności 14–54 kWh. W początkowej fazie eksperymentu przeanalizowano różne możliwości zmniejszenia zużycia energii, w tym różne scenariusze dostaw energii, nakłady i oczekiwane efekty, dokonując dalszych przybliżeń w oparciu o poprzednie projekty autora dotyczące budynków nZEB [2,21]. W ramach wstępnych działań przeprowadzono podstawowe prace termomodernizacyjne w budynku testowym (wymiana okien i drzwi, uszczelnienie przegród zewnętrznych do $n_{50} = 1$, instalacja systemu wentylacji z odzyskiem ciepła). Dzięki tym działaniom ostateczne zapotrzebowanie na energię zmniejszyło się z 250 kWh/m²rocznie do około 160 kWh/m² rocznie. Wprowadzono zaawansowane systemy zarządzania energią w budynku (BMS/EMS Uni-home v.11), ale nawet wprowadzenie BESS i znaczny wzrost zużycia własnego nie rozwiązały podstawowego problemu konieczności zakupu znacznych ilości gazu w sezonie grzewczym (od listopada do kwietnia). Głównym celem stało się wyeliminowanie gazu ziemnego (emisji gazów cieplarnianych) i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w tym budynku, tak aby były one wystarczające w okresach grzewczych. Do celów grzewczych zainstalowano dwie pompy ciepła ASHP — małą (3 kW) do ciepłej wody użytkowej (DHW) i dużą (12 kW) do ogrzewania/chłodzenia (jako alternatywę dla istniejącego kotła na gaz ziemny) — jak pokazano na rysunku 1. Ze względu na obecność w tym domu systemu ogrzewania wysokotemperaturowego (grzejniki) wybrano pompę ciepła Hitachi Ras 14 z podwójną sprężarką i wysoką temperaturą zasysanego powietrza. Ponadto do eksperymentu w tym gospodarstwie domowym wykorzystano trzy pojazdy BEV/PHEV — Nissan Leaf (pojemność akumulatora trakcyjnego 42 kWh), Nissan eNV200 Van (62 kWh) i Mitsubishi Outlander PHEV (20 kWh) — wszystkie wyposażone w wbudowaną dwukierunkową ładowarkę samochodową (V2G) z złączem CHAdeMO.

, wszystkie wyposażone w wbudowaną dwukierunkową ładowarkę pokładową (V2G) z złączem CHAdeMO. W budynku zainstalowano trzy ładowarki EV — jedną V2G (Octopus 6 kW) CHAdeMO typu 2 AC zsynchronizowaną z instalacją fotowoltaiczną (jak pokazano na rysunku 1) oraz jedną V2H (Electway 6 kW) CHAdeMO (w domu). Ponadto zestaw BESS o pojemności 14–54 kWh (stopniowo wprowadzany podczas eksperymentu od 14 kWh do 54 kWh). Cały system został podłączony do systemu EBMS Unihome v 11 (zaprojektowanego przez grupę naukowców pod kierownictwem autora) i zarządzany przez ten system we współpracy z systemem nadzoru SEMS PV dostarczonym przez GoodWe (który zarządza falownikami fotowoltaicznymi, ładowarką AC EV i niektórymi zestawami BESS). Ostateczna konfiguracja została przedstawiona na rysunku 2.



Rysunek 1. Elementy systemu podłączone do domu testowego (zdjęcie J.A.Biskupski).



Rysunek 2. Krótki opis koncepcji testu. 1. — BEV ładowany w garażu RES, 2. — dom zasilany ładowarką V2G wykorzystuje pozostałą energię w akumulatorze samochodu.

2.2. Wymagania wstępne dotyczące badań

Przed eksperymentem zaobserwowano, że dwa pojazdy BEV (Nissan EV) w gospodarstwie domowym testowym przejeżdżają około 30 ± 10 km dziennie, głównie w warunkach miejskich, co oznacza, że po pełnym naładowaniu większość ich pojemności elektrycznej nie jest wykorzystywana w ciągu dnia, a nawet tygodnia. Teoretycznie jest ona magazynowana na dłuższe podróże, które w przypadku stałych, krótkich tras lokalnych do pracy/szkoły okazują się w rzeczywistości bardzo rzadkie i praktycznie energia ta nigdy nie jest wykorzystywana. Rolę pojazdu do dłuższych tras przejęły samochody PHEV (Mitsubishi Outlander), oferujące znacznie wyższą wydajność energetyczną na drogach (tj. możliwość tankowania również na stacjach benzynowych i znacznie większy całkowity zasięg), a jednocześnie umożliwiające lokalną jazdę w trybie wyłącznie elektrycznym i rozładowywanie w budynku. Zauważono również, że samochód BEV o nominalnej pojemności 62 kWh, rozładowany do 12 kWh, ma taką samą użyteczność trakcyjną, jak przy 100% pojemności akumulatora, a dla kierowców nie ma znaczenia, czy jeżdżą samochodem w pełni naładowanym, czy z 20% dostępnej pojemności (ponieważ w pełni naładowane akumulatory trakcyjne nie są cięższe od rozładowanych, więc zużycie energii jest takie samo). W praktyce zatem samochód jest przez większość czasu ładowany do 80%, a nawet 100% pojemności akumulatora, a energia pozostaje „zablokowana” i niewykorzystana w pojeździe. Użytkownicy tych pojazdów mają możliwość bezpłatnego ładowania ich podczas pracy, a ponadto w ramach eksperymentu wykorzystano bezpłatne stacje ładowania jednej z sieci supermarketów, które umożliwiały bezpłatne ładowanie podczas zakupów, bez ograniczenia ilości ładowanej energii. W ten sposób uzyskano bezpłatną energię w pojazdach testowych, która mogła osiągnąć nawet 100 kWh dziennie.

Jednocześnie w Polsce farmy fotowoltaiczne, a nawet niezależne generatory (nie są to elektrownie, ale średniej wielkości elektrownie fotowoltaiczne) z własnymi instalacjami pobocznymi (np. wiaty garażowe dla parkingów pracowniczych), jeśli tylko są zsynchronizowane z krajową siecią energetyczną, są zmuszane przez operatora sieci (PSE) do wyłączenia się w okresach nadwyżki energii w sieci (przewidywana 24-godzinna nadwyżka energii). Za takie wyłączenie farmy fotowoltaicznej po roku oczekiwania na rozliczenie otrzymują mniej niż 10% wartości energii, która mogłaby zostać wyprodukowana w tym czasie [22]. W przypadku jednej z takich instalacji fotowoltaicznych (parking o mocy 150 kWp) zaproponowano, aby pracownicy, w tym mieszkańcy testowego gospodarstwa domowego, mogli okresowo wykorzystywać energię z ładowarek prądu stałego i przemiennego do ładowania pojazdów elektrycznych. Propozycja ta stwarza możliwości opisane w badaniach i została wykorzystana przez mieszkańców tego domu w ramach testu.

W okresie od listopada 2023 r. do listopada 2024 r. przeprowadzono serię testów z wykorzystaniem bezpłatnych ładowarek do samochodów elektrycznych w instalacji fotowoltaicznej oraz ładowarek sieci dyskontowej. Konfiguracja została przedstawiona na rysunku 2. Wyniki uzyskano w marcu, kwietniu i listopadzie 2024 r., kiedy to ze względu na niską produkcję energii z paneli fotowoltaicznych i wysokie zapotrzebowanie na energię (sezon grzewczy) występowało duże zapotrzebowanie na energię w gospodarstwie domowym. Testy przeprowadzano codziennie (w tym samym czasie sklep dyskontowy oferował bezpłatną energię dla pojazdów elektrycznych, umożliwiając ładowanie dwóch samochodów dziennie) w okresie testowym. Do analizy wybrano dwa reprezentatywne okresy miesięczne: jesień (listopad 2023 r.) i wiosnę (marzec–kwiecień 2024 r.). Dane pochodziły z rejestrów DSO PGE oraz aplikacji Quasar i Sems+.

2.3. Zastosowana teoria

Jak wspomniano we wstępie, do przeprowadzenia testów wybrano budynek, w którym wszystkie urządzenia zużywające energię mogą być zasilane energią elektryczną. Ostateczne zapotrzebowanie na energię takich gospodarstw domowych E_{cons} (dla 24-godzinnego okresu testowego) można opisać następującym wzorem (1)

$$E_{cons} = \sum_{i=0}^n P_i \times t_i \quad (1)$$

gdzie

E_{cons} — całkowite zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwo domowe w danym dniu (24 godziny) (w kWh);

P_i — moc znamionowa urządzenia czynnego (w kW);

t_i — dzienny czas użytkowania urządzenia i (w godzinach).

Energia będzie pochodzić z paneli fotowoltaicznych i pojazdów elektrycznych. Jednak nie cała energia ładowana przez pojazdy elektryczne/hybrydowe będzie dostępna dla budynku, ponieważ część z niej zostanie wykorzystana do napędu (przemieszczania się pojazdu) i klimatyzacji (ogrzewania i chłodzenia pojazdu). Dzielne zużycie energii (E_{deb} = rzeczywista ilość) w gospodarstwie domowym można wyrazić jako

$$E_{deb} = E_{chgd} - E_{drive} \quad (2)$$

gdzie:

E_{deb} — dzienna energia dostarczana do gospodarstwa domowego;

E_{chgd} — energia pozyskana z ładowarek poza gospodarstwem domowym i dostępna z pojazdów elektrycznych;

E_{drive} — energia zużyta do powrotu do domu (i klimatyzacji) z miejsca pracy z wykorzystaniem stacji ładowania.

Straty związane z ładowaniem i rozładowywaniem w przypadku złącza DC CHAdeMO można przyjąć na poziomie 6% dla pojedynczego procesu i 10% dla podróży w obie strony (wartość zweryfikowana empirycznie), dlatego wprowadzamy stałą wydajności a .

Ilość energii pozostająca do dyspozycji dla V2G wyniesie

$$E_{drive} = a S_{daily} / \eta_{EV} - u \quad (3)$$

gdzie:

S_{daily} — odległość pokonywana przez mieszkańców dziennie, w tym przypadku około 15 km do miejsca pracy i 15 km z miejsca pracy;

η_{EV} — sprawność pojazdu elektrycznego wyrażona w km/1 kWh. Empirycznie określone wartości były następujące: η_{EV} dla Outlandera = 5, dla Nissana Leaf = 6,66, dla Nissana eNV200 = 5,55;

$a = 0,9$;

u — stała określona empirycznie, wynikająca z konieczności wykorzystania energii w akumulatorach BEV do ogrzewania/chłodzenia pojazdu na danym odcinku. Dla odcinka 30 km dziennie określono empirycznie, że wynosi ona około 1 kWh.

Na przykład, jednego dnia Nissan Leaf był w stanie zużyć $E_{drive} = 0,9 \times (30/6,66) - 1 = 3,05$ kWh i $E_{deb} = 43,05 - 3,05 = 40$ kWh.

Bilans energetyczny w granicach bilansu domu pokazano na rysunku 2. Bilans energetyczny dla okresu testowego (24 godziny), opisany wzorem (4), ma być obliczony (przy użyciu danych z inteligentnego licznika) przez BMS/EMS do zerowego eksportu i zerowego importu.

$$E_{house, \pm BESS} = E_{pv} + E_{deb} + E_{grid} \quad (4)$$

W przypadku nierównowagi popytu energia powinna być automatycznie pobierana z sieci, a w przypadku wystąpienia nadwyżki powinna być przekazywana do sieci.

$$E_{house, \pm BESS} - E_{pv} - E_{deb} < 0, \text{ wtedy } E_{grid}(+) \quad (5)$$

$$E_{house, \pm BESS} - E_{pv} - E_{deb} > 0, \text{ wtedy } E_{grid}(-)$$

W ten sposób warunek całkowitego zasilania nZEB był spełniony przez cały czas, gdy energia dostarczana do budynku ze źródła fotowoltaicznego i/lub akumulatorów pojazdów elektrycznych/hybrydowych. Bardzo często energia była automatycznie uzupełniana z naładowanych pojazdów elektrycznych/hybrydowych, więc nie można było określić, które źródło było aktualnie wykorzystywane, tak jak w trybie dziennym.

$$E_{house, \pm BESS} = E_{pv} + E_{deb} = 0 \quad (6)$$

System EBMS był odpowiedzialny za zrównoważenie budynku, tak aby nie zużywał on energii ani (w miarę możliwości) nie uwalniał jej, ładując tymczasowe nadwyżki z fotowoltaiki do BESS. Jak widać w opisie wyników, przy niewystarczającej pojemności BESS (14 kWh w pierwszym okresie) nie było to możliwe. Dopiero w drugim okresie testowym, w którym empirycznie określono optymalną pojemność BESS (zwiększoną do 54 kWh), automatyka EBMS mogła zapewnić stałe zrównoważenie zgodnie z wzorem (6). Jednak w najzimniejszym okresie wymagało to dodatkowej energii ze względu na bardzo wysokie dzienne zapotrzebowanie budynku. W całym eksperymencie system Unihome 11 BEMS obliczył optymalną ilość energii, która miała zostać dostarczona w ciągu następnych 24 godzin, na podstawie pomiarów temperatury zewnętrznej i danych historycznych, która wynosiła od 10 do 50 kWh. Jeśli z różnych powodów nie było możliwe dostarczenie energii wymaganej na dany dzień jednym samochodem, ładowano dwa samochody (jeden na parkingu w miejscu pracy, a drugi w supermarkecie). Kierowcy (członkowie gospodarstwa domowego) uzgadniali między sobą rano przed wyjazdem do pracy, ile energii elektrycznej każdy z nich dostarczy w danym dniu, zazwyczaj zakładając wzrost o około 15–20% ze względu na warunki zimowe i pozostawiając niezbędną rezerwę energii na jazdę następnego dnia. Niemniej jednak zbyt duże naładowanie energii oznaczało, że pojazd elektryczny musiał pozostawać w stacji ładowania zbyt długo (np. 50 kWh – 7–8 godzin, ale 64 kWh – około 10 godzin), aby nie przekroczyć 8-godzinnego czasu pracy. Nie byłoby również możliwe pozostawienie samochodu na ładowarce w supermarkecie na 8 godzin, chociaż najczęściej używane były tam ładowarki CHAdeMO o minimalnej prędkości ładowania 20 kWh/h (praktycznie 1–2 godziny ładowania). Po podłączeniu do stacji domowych (rysunek 1) samochody były automatycznie rozładowywane do BESS, aż osiągnęły docelowy poziom rozładowania (zwykle 10–20% pojemności), tak aby następnego dnia rano można było nimi pojechać do pracy/supermarketu i naładować je do optymalnego poziomu wskazanego rano przez EBMS.

Energia zgromadzona w BESS została określona empirycznie między pierwszą fazą testową (marzec 2024 r.) a drugą fazą testową (listopad 2024 r.) i wskazano wartość 55 kWh (brutto), tj. 50 kWh dostępnej pojemności netto jako szczytowe dzienne zapotrzebowanie na energię dla pomp ciepła i innych urządzeń gospodarstwa domowego w ciągu dnia w sezonie grzewczym. Różnica między wartościami brutto i netto wynika z konstrukcji systemu BESS, który zazwyczaj wymaga pozostawienia około 10% pojemności BESS niewykorzystanej.

Działanie automatyki Unihome EBMS zostało ustawione tak, aby Etotale dążyło do zera co godzinę. Podczas pierwszego okresu testowego (wiosna) nie było to możliwe ze względu na niewystarczającą pojemność lokalnego BESS (a energia była oddawana z powrotem do sieci), ale w drugim sezonie testowym (jesień) zakończyło się pełnym sukcesem.

2.4. Próba oszacowania ilości energii potrzebnej do zasilania gospodarstwa z OZE w celu uzyskania budynku o zerowej emisji

Głównym celem nearZEBs jest znalezienie minimalnej funkcji emisji dwutlenku węgla związanej z energią dostarczaną do gospodarstwa domowego w czasie (t):

$$\text{Min} \sum_t \text{CO}_2(t) \cdot [\text{Mg}] \quad (7)$$

Ilość lokalnych emisji dwutlenku węgla zależy w dużym stopniu od paliwa wykorzystywanego do zapewnienia komfortu cieplnego w gospodarstwie domowym. W tym przypadku zdecydowano się przeprowadzić testy w budynku, w którym cała energia końcowa jest dostarczana wyłącznie z energii elektrycznej, tak aby można było porównać emisje z sieci energetycznej z emisjami z lokalnej energii elektrycznej (z lokalnych instalacji fotowoltaicznych), a dodatkowo z emisjami importowanymi z OZE przez pojazdy elektryczne/hybrydowe. Zakładamy, że ilość dwutlenku węgla jest związana wyłącznie z importowaną energią czarną (ponieważ wytwarzanie energii elektrycznej ze słońca (instalacje fotowoltaiczne) nie generuje CO₂). W obliczeniach pomijamy również

ilość CO₂ wbudowaną w instalacje fotowoltaiczne i inne urządzenia OZE (również pojazdy elektryczne/hybrydowe). Emisje związane z siecią energetyczną można zatem opisać wzorem (7)

$$\text{CO}_2(t) = \text{Egrid}(t) \times C \quad (8)$$

gdzie CO₂(t) jest ilością dwutlenku węgla emitowanego do atmosfery CO₂/kWh, dla każdej kWh energii końcowej dostarczonej do budynku, jak pokazano na rysunku 2, a C jest stałą emisji dwutlenku węgla dla jednostki energii końcowej dostarczonej do gospodarstwa domowego (w Polsce C = 0,8 Mg CO₂ dla 1 MWh).

W rezultacie celem badania (oprócz odpowiedzi na trzy pytania badawcze) było wskazanie, w jakim stopniu emisja dwutlenku węgla z gospodarstwa domowego została zmniejszona, gdyby energia była importowana w okresie przejściowym (jesień i wiosna) z OZE spoza budynku (przy użyciu nieemisyjnych pojazdów elektrycznych). Obliczenia i wyniki przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Obliczenia potencjalnej redukcji emisji CO₂ wynikającej z zastosowania proponowanego modelu dostaw energii z OZE przez V2G.

Działanie	Ilość Zużytej energii	Ilość CO ₂ (nieemitowanego)	3 miesiące cieplejsze/zimniejsze	Przez cały sezon grzewczy
		1 kWh = 0,800 kg		Sezon grzewczy 6 miesięcy (szacunkowo)
Marzec–Kwiecień 2024	400 kWh	320 kg (0,32 Mg)	Cieplejszy (luty–kwiecień) 960 kg (1200 kWh)	
Listopad 2024	750 kWh	600 kg (0,6 Mg)	Zimniej (listopad–styczeń) 1800 kg (2250 kWh)	
Razem w sezonie grzewczym	3450 kWh	Szacunkowo (960 + 1800)		2760 kg CO ₂ (2,76 Mg)

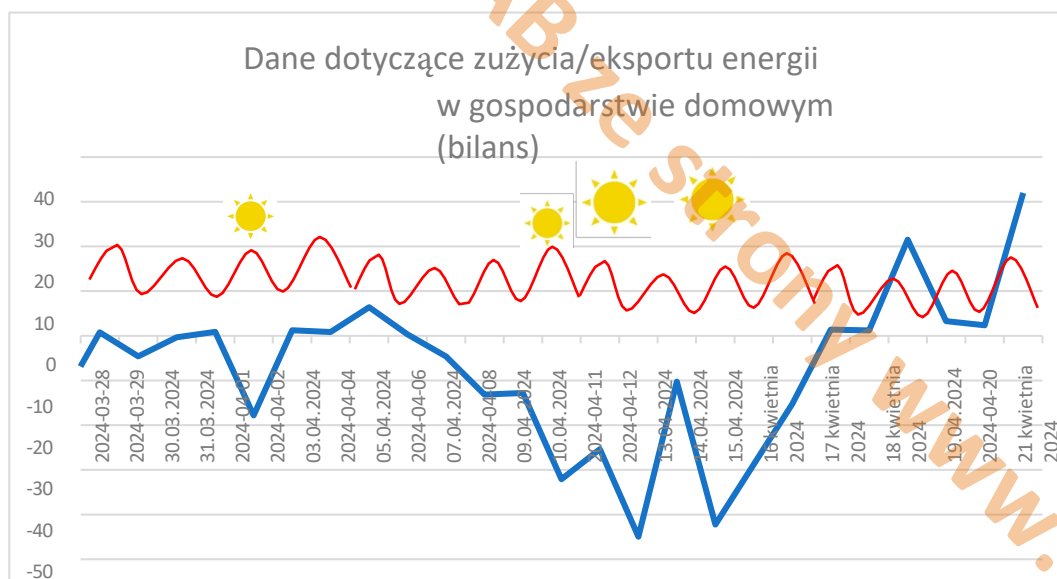
Dane porównawcze zebrano w tabeli 1.

3. Wyniki badań

3.1. Pierwszy okres — marzec/kwiecień 2024 r.

Testy pierwszego etapu rozpoczęły się 24 marca 2024 r. i trwały do 22 kwietnia 2024 r., a przebieg miesięcznego testu przedstawiono na rysunku 2. Podczas tego pierwszego okresu testowego system EBMS nie koordynował jeszcze całej przekazywanej energii, ponieważ zainstalowano tylko pierwszy etap BESS (14 kWh). Niewystarczająca pojemność magazynowa budynku oznaczała, że nadwyżki energii z instalacji fotowoltaicznej musiały być oddawane do sieci, ponieważ łączna pojemność systemu BESS i podłączonego pojazdu elektrycznego nie była wystarczająca do magazynowania nadwyżek energii z instalacji fotowoltaicznej. W rezultacie w niektóre słoneczne dni (np. 27 marca oraz 12 i 14 kwietnia) energia była oddawana do sieci, mimo że była potrzebna do zasilania budynku w kolejnych dniach. Z punktu widzenia sieci DSO energia oddawana do sieci ma znak ujemny, dlatego na rysunku 3 widać ujemną energię w tym okresie. System nie został jeszcze zoptymalizowany, w wyniku czego część energii nie została zmagazynowana lokalnie i została pobrana z magazynu (np. 13 kwietnia, kiedy to nastąpił skok energii pomimo jej zwrotu do sieci w poprzednim dniu). Warto zauważyć, że w okresie testowym budynek nadal wymagał dużej ilości czarnej energii (Ehouse, ±BESS z wzoru (4)) z sieci, podczas gdy w

tym samym okresie do sieci przekazano 372 kWh, zgodnie z wzorem (5) (dane z lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego). Pojazdy elektryczne/hybrydowe dostarczyły około 400 kWh brakującej energii.

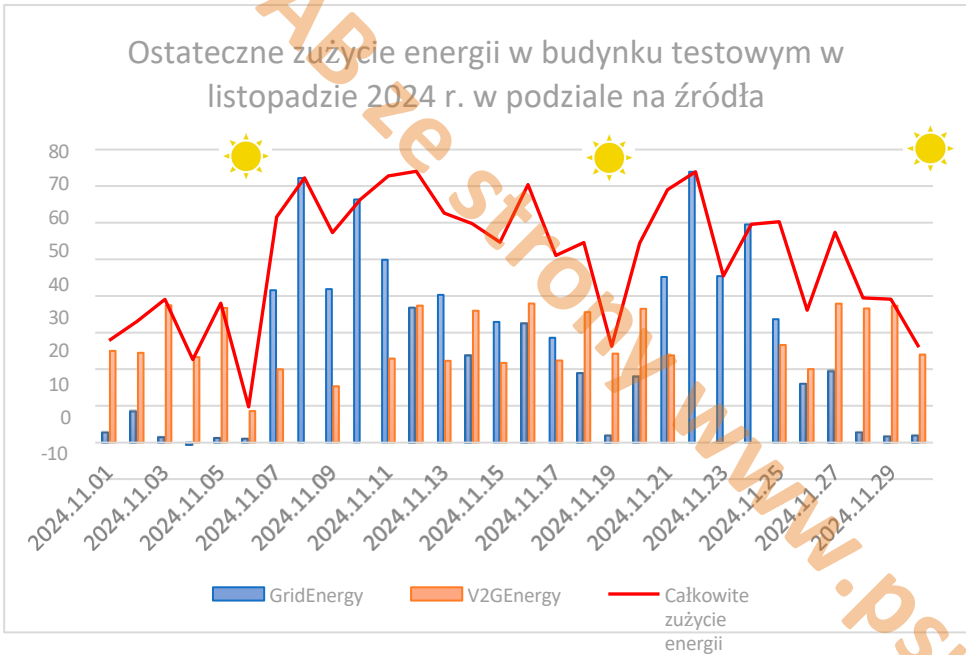


Rysunek 3. Bilans energetyczny budynku testowego w marcu/kwietniu 2024 r. Niebieska linia = energia zużyta lub zwrócona do sieci, czerwona linia = przewidywane zużycie bez V2G. Słoneczne dni są oznaczone ikoną słońca. Dane uzyskane od operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Drugi okres (II) – listopad 2024 r.

Testy etapu 2 rozpoczęły się 1 listopada 2024 r. i trwały do 30 listopada 2024 r. Przebieg miesięcznego testu przedstawiono na rysunku 4. W tym okresie testowym system EBMS był już w stanie koordynować całą przesyłaną energię, ponieważ zainstalowano rozbudowany system BESS o łącznej nowej pojemności 54 kWh. Dostateczna pojemność magazynowania energii sprawiła, że nie było już konieczne oddawanie energii z powrotem do sieci, ale z drugiej strony niewystarczająca podaż energii fotowoltaicznej spowodowała znaczny deficyt (54% potrzebnej ilości), który musiał zostać uzupełniony energią dostarczaną z zewnętrznych odnawialnych źródeł energii i dostarczaną przez pojazdy wykorzystujące technologię V2G (lub zakupioną z sieci). Nawet w słoneczne dni (np. 6, 19 i 30 listopada) pozyskana energia była niewystarczająca do zasilania całego budynku. Brak dostaw energii z OZE w kilku dniach (tj. 8, 10, 22, 23, 24 listopada) wyraźnie pokazał, że dzienne zużycie energii przez dwie pompy ciepła i inne urządzenia domowe (np. oświetlenie, sprzęt AGD itp.) wynosiło średnio 50 kWh/dobę, które należało zakupić z sieci. W tych dniach energia mogłaby być dostarczana do budynku, pod warunkiem że jego mieszkańcy byli w domu (byli oni nieobecni przez te kilka dni). Dzięki technologii V2G prawie każdego dnia w tym okresie możliwe było dostarczenie 46% tej energii z zewnętrznych źródeł odnawialnych. Warto zwrócić uwagę na wysoką sprawność konwersji energii akumulatorów pojazdów elektrycznych/hybrydowych (EV/PHEV) wynoszącą ponad 93% (stosunek energii wydatkowanej z V2G do energii zarejestrowanej w budynku, rys. 4), co przy średnim współczynniku wydajności pompy ciepła (SCOP) wynoszącym około 2,8 dało bardzo duże oszczędności energii pierwotnej, którą w przeciwnym razie uzyskano by z węgla i gazu jako alternatywnych źródeł energii. W rezultacie udało się osiągnąć redukcję emisji CO₂ opisaną w tabeli 2. W pierwszym okresie testowym (w marcu) słoneczne dni zapewniły dodatkowy przepływ energii do budynku (oznaczony na rysunku 3 ikoną słońca), który był wystarczający, aby zmusić gospodarstwo domowe do oddania nadwyżki z powrotem do sieci. Udowodniono, że bilans energetyczny jest inny wiosną/jesienią, a nawet bardzo wysokie (jak na listopad) uzyski energii słonecznej nie wystarczyłyby do pokrycia całego końcowego zapotrzebowania na energię jesienią w Polsce (rysunek 5). W tym miesiącu do gospodarstwa domowego dostarczono około 750 kWh za pośrednictwem V2G i nie przekazano żadnej energii do sieci. W konsekwencji proponowane rozwiązanie wydaje się być

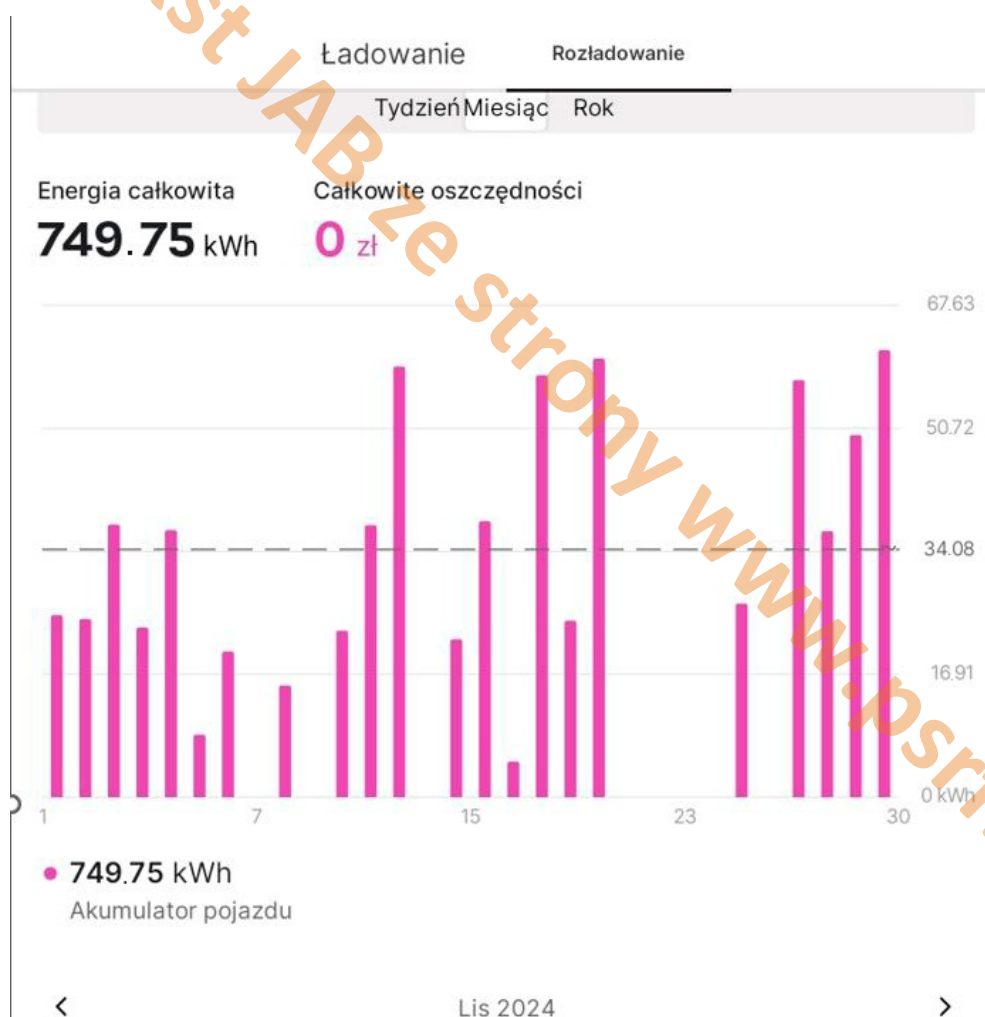
ważniejsze dla jesieni niż dla wiosny, w „średnich” warunkach klimatycznych Europy Środkowej i Wschodniej.



Rysunek 4. Bilans energetyczny budynku testowego w listopadzie 2024 r. Niebieskie słupki — energia pobrana z sieci, czerwona linia — przewidywane zużycie bez V2G. Pomarańczowe słupki — energia z OZE. Słoneczne dni oznaczono ikoną słońca. Dane pochodzą z krajowego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Tabela 2. Analiza SWOT omawianego rozwiązania.

Interesariusz/ Działanie	Mocne strony	Słabe strony	Szanse	Zagrożenia
Właściciel BEV/PHEV > rozładowywanie BEV/PHEV w domu za pomocą V2G/V2H.	Łatwe, niedrogie niezakłócające źródło energii.	Ograniczona liczba miejsc z bezpłatnym doładowaniem. Wysoka początkowa inwestycja w infrastrukturę.	Potencjał Redukcja kosztów energii dla gospodarstw domowych. Potencjał większej liczby budynków nZEB. Redukcja emisji CO ₂ z gospodarstw domowych.	Niestabilny system — brak gwarancji dostępności energii. W dłuższej perspektywie może stać się kosztowne.
Właściciele RES > ładowanie pojazdów BEV/PHEV w elektrowni RES	Możliwość uzyskania dodatkowego dochodu dla właścicieli elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii.	Początkowa dodatkowa inwestycja w infrastrukturę	Potencjał ochrony stabilnych dochodów z elektrowni RES (koniec z przymusowymi przeistojami).	Potencjał wywołania „czarnego rynku energii”.
Lokalny operator systemu dystrybucyjnego > ładowanie i rozładowywanie pojazdów BEV/PHEV jako działanie B2P (P2P).	Brak konieczności inwestycji, ogranicza lokalny problem przepustowości sieci.	Utrata dochodów i podatków z handlu i dystrybucji energii elektrycznej.	Mniejsze zanieczyszczenie i emisja gazów cieplarnianych dzięki lokalnemu wytwarzaniu ciepła. Szybkie rozwiązanie problemu przeistojów elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii	Przeniesienie części odpowiedzialności za funkcjonowanie sieci na lokalnych właścicieli OZE.
Społeczeństwo/ Krajowy koszyk energetyczny	Mniejsza emisja/łatwe rozwiązanie niektórych problemów związanych z przepustowością sieci.	Brak powszechnej akceptacji pojazdów elektrycznych (BEV) oraz technologii V2G/V2H. Brak stacji V2G	Redukcja emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń atmosferycznych /umożliwienie podłączenia nowych OZE.	Bez zmiany podejścia władz w kierunku bardziej liberalnego handlu/wymiany energii (obecnych monopolii), może to nie przynieść oczekiwanych rezultatów.



Rysunek 5. Dane dotyczące transferu energii do budynku (w języku polskim „Rozładowanie” oznacza „rozładowanie”), pokazujące, że samochody przekazały łącznie 749,75 kWh energii do budynku w miesiącu „listopad 2024” (w języku polskim „Lis 2024”). Linia przerywana — średnie zapotrzebowanie. Dane pochodzą z aplikacji V2G Wallbox Quasar na komputery stacjonarne z systemem Android.

3.2. Podsumowanie wyników

1. Chociaż eksperymenty nie doprowadziły do pełnego zaspokojenia potrzeb energetycznych w obu analizowanych okresach przejściowych, wykazały one metodę, dzięki której byłoby to możliwe.
2. Testy przeprowadzone dla dwóch reprezentatywnych 4-tygodniowych okresów sezonu grzewczego (cieplejsza połowa lutego do początku maja) i chłodniejsza połowa (od połowy listopada do połowy lutego) pozwalają na wstępne obliczenia redukcji emisji CO₂ w tym okresie w porównaniu z pozyskiwaniem energii elektrycznej z sieci i wykorzystywaniem jej do zapewnienia komfortu w gospodarstwie domowym za pomocą pomp ciepła (z SCOP = 2,8). Szacuje się, że importując około 3,5 MWh energii za pośrednictwem V2G, można by zaoszczędzić około 2,78 ton gazów cieplarnianych (CO₂) przed emisją do atmosfery. Warto zauważyć, że gdyby dom był ogrzewany grzejnikami elektrycznymi zamiast pompą ciepła, ilość ta byłaby prawie trzykrotnie wyższa (7,8 ton). Można zatem wstępnie stwierdzić, że minimalna wartość funkcji opisanej wzorem (6) wynosiłaby 0, zakładając, że zaprojektowany system byłby technicznie i operacyjnie w stanie dostarczyć temu gospodarstwu domowemu około 3,5 MWh (±10%) zielonej energii z pobliskich odnawialnych źródeł energii w okresie od około 7 listopada do około 7 maja, wykorzystując wyłącznie

pojazdów elektrycznych/hybrydowych. Teoretycznie doprowadziłoby to do uzyskania statusu nZEB dla tego budynku, ponieważ cała energia wykorzystywana do zapewnienia w nim komfortu pochodziłaby z OZE.

4. Dyskusja

Należy przeprowadzić dyskusję na temat co najmniej dwóch aspektów: możliwości dostarczenia znacznej ilości energii do gospodarstwa domowego oraz unikniętych w ten sposób emisji gazów cieplarnianych.

System zaprojektowany przez autora działa bardzo dobrze od marca do maja, ale podczas gdy w miesiącach wiosennych (marzec–kwiecień) był w stanie efektywnie zarządzać nadwyżką energii, w listopadzie (i kolejnych miesiącach) jego skuteczność silnie zależy od zdolności kierowcy do importowania energii do budynku, a także od lokalnej pojemności magazynowej BESS). W rzeczywistych warunkach (tak jak w przeprowadzonych testach) energia mogła być z powodzeniem przekazywana (za pośrednictwem V2G) do gospodarstw domowych i, jak pokazano na rysunku 4, czasami wystarczyło zaledwie 10–30 kWh dziennie, aby zapewnić 100% pokrycie energii z OZE potrzebnej do utrzymania statusu nZEB budynku mieszkalnego. W tym przypadku bardzo ważna jest regularność tych działań, w tym dni wolne od pracy (w te dni energia testowa była dostarczana z bezpłatnej ładowarki w supermarkecie). Jednak każdego dnia (jak pokazano na rysunku 4 przedstawiającym dane z 8, 10, 21 i 22 listopada), kiedy mieszkańcy nie byli w stanie dostarczyć energii do swojego domu (np. z powodu choroby lub urlopu), prawie 100% energii musiało być dostarczane z sieci. Przy regularnym użytkowaniu pojazdu i czasie ładowania (podczas postoju w godzinach pracy) wynoszącym do ośmiu godzin dziennie (przy użyciu TYPE2 lub CHAdeMO), we wrześniu i październiku cała brakująca energia dla gospodarstwa domowego może być dostarczana do budynku przez lokalny generator fotowoltaiczny. W miesiącach listopadzie i grudniu mogłoby to zapewnić tylko ułamek potrzebnej energii (im krótsze dni, tym mniej dostępnej energii fotowoltaicznej), skutecznie dostarczając 30–50% brakującej energii do budynku (z drugiej strony generatory wiatrowe mogą potencjalnie działać częściej). Jednak ilości te są w dużym stopniu uzależnione od zapotrzebowania energetycznego budynku, a w przypadku budynków o wysokiej efektywności energetycznej można oczekiwać, że zimą nawet 100% ich zapotrzebowania na energię będzie pokrywane przez V2G, bez konieczności dodatkowego zatrzymywania się w celu naładowania pojazdu elektrycznego/hybrydowego poza parkingiem. Niemniej jednak w takim rozwiązaniu można dostrzec kilka fundamentalnych problemów.

4.1. Problemy techniczne

Zastosowane urządzenia V2G i V2H zostały zaprojektowane dla stosunkowo małych mocy (jednofazowe — 7 i 6 kW), co obecnie sprawia, że cały proces ładowania energii z pojazdu elektrycznego do domu jest niewystarczająco szybki, ponieważ w warunkach zimowych ładowanie pojazdu trwało zazwyczaj 8–10 godzin. Było to możliwe dzięki ładowaniu pojazdów elektrycznych w eksperymencie przeprowadzonym w ciągu dnia (8-godzinny dzień roboczy) i rozładowywaniu ich w nocy oraz dzięki dostępności trzech samochodów. Gdyby jednak dom nie był wyposażony w system magazynowania energii (BESS) i gdyby mieszkańcy nie korzystali okresowo ze wszystkich trzech pojazdów elektrycznych, przepływ energii z pojazdów elektrycznych/hybrydowych mógłby okazać się zbyt wolny, aby system mógł działać. W rezultacie system zarządzania energią elektryczną (EBMS) automatycznie wybierałby energię z sieci (lub konieczne byłyby kompromisy w zakresie komfortu klimatycznego). Nie każde gospodarstwo domowe dysponuje trzema pojazdami elektrycznymi, więc nie można oczekiwać, że będzie to standardowe rozwiązanie w Europie. Z drugiej strony to właśnie niskie poziomy energii (prądu) podczas ładowania za pomocą V2G i V2H spowodowały, że nie zaobserwowano wyraźnego pogorszenia wydajności akumulatorów trakcyjnych pojazdów elektrycznych i hybrydowych w użyciu. Jako optymalne rozwiązanie dla tego gospodarstwa domowego wybrano trzy pojazdy elektryczne/hybrydowe o określonych pojemnościach akumulatorów.

4.2. Problem pogorszenia wydajności akumulatorów trakcyjnych używanych zamiast lokalnej sieci dystrybucji energii okazał się nieistotny

Zastosowanie ładowarek prądu przemiennego (o mocy od 7 do 22 kW) w projekcie, a także rozładowywanie energii do domu (za pomocą złącza prądu stałego o mocy 6–7 kW) przy stosunkowo niskich prądach nie spowodowało żadnego widocznego pogorszenia stanu akumulatorów trakcyjnych w okresie testowym. Analiza

Analiza zarówno parametru SOH (stan zdrowia) akumulatora, jak i bardziej zaawansowanych parametrów wskazujących na degradację akumulatora (takich jak parametr „Hs” dla akumulatorów Nis-san) nie wykazała pogorszenia stanu akumulatora w wyniku eksperymentu przeprowadzonego łącznie przez dziewięć miesięcy. Techniczne wyjaśnienie tego zjawiska może być dość proste – podczas minionej zimy 2023/2024 (z wyjątkiem kilku dni, w których na zewnątrz panowały ekstremalnie niskie temperatury), dzięki ociepleniu klimatu możliwe było ładowanie samochodów testowych i rozładowywanie ich w środowisku (parkingu) w temperaturach dodatnich, a nie ujemnych. Ścisła kontrola prądów ładowania, kontrola zakresu użytecznej pojemności akumulatora, a także proces ładowania/rozładowywania w odniesieniu do temperatury otoczenia akumulatora wydają się być kluczowymi parametrami higieny akumulatora, prowadzącymi bezpośrednio do ochrony prawidłowej struktury fizykochemicznej akumulatorów trakcyjnych pojazdów elektrycznych/hybrydowych. Dzięki przeprowadzeniu tych procesów pod nadzorem programu EMS/BMS Unihome 11 – specjalnie dostosowanego do tego projektu – uzyskano bardzo dobre wyniki.

4.3. Problem współdziałania systemów BEMS/V2G/hybrydowych systemów fotowoltaicznych

Wszystkie te systemy muszą być połączone w budynku, jak pokazano na rysunku 2. Ambicją dostawców hybrydowych systemów fotowoltaicznych (hybrydowych PV, tj. PV + BESS), podobnie jak dostawców V2G, jest wejście na rynek zarządzania energią w budynkach, ale w praktyce chcą oni zarządzać energią wyłącznie w domu i niechętnie udostępniają protokoły interoperacyjności i zarządzania poza swoimi zamkniętymi aplikacjami. Jednak przy tak dużej różnorodności rozwiązań i kombinacji systemów grzewczych w Europie, hybrydowy system fotowoltaiczny nie jest w stanie skutecznie zarządzać istniejącym systemem grzewczym budynku. W rezultacie interakcja między systemem BEMS dostosowanym do konkretnego budynku a standardowym systemem zarządzania hybrydowymi falownikami (w tym przypadku systemem SEMS) staje się trudna. Można to wyraźnie zobaczyć na rysunku 3 jako nadmierną regulację, która nie powinna występować w takim systemie (powinien on jednak magazynować energię na kolejne dni, zamiast przekazywać ją do sieci). Idealnie byłoby, gdyby taki system nie posiadał skomplikowanego, wielofunkcyjnego systemu BESS, ale bezpośrednio wykorzystywał akumulatory trakcyjne samochodów elektrycznych, tak jakby były one systemem BESS (np. bezpośrednie połączenia prądu stałego akumulatorów z falownikami fotowoltaicznymi).

4.4. Redukcja emisji gazów cieplarnianych

Niewątpliwie dostarczanie zielonej energii do gospodarstw domowych za pomocą pojazdów elektrycznych spowoduje zmniejszenie emisji z niewykorzystanej (nie wyprodukowanej) energii elektrycznej (jak pokazano w tabeli 1) w skali energetycznej [23]. Redukcja ta będzie tym większa, im wyższy jest udział źródeł energii opartych na węglowodorach w systemie energetycznym danego kraju (w Polsce udział ten wynosi ponad 70%). W rezultacie opłacalność środowiskowa takiego rozwiązania będzie silnie zależała od emisji danego koszyka energetycznego danego kraju i choć może to być atrakcyjne rozwiązanie w krajach takich jak Polska, Bułgaria czy Serbia, to raczej nie będzie tak w Skandynawii czy Austrii.

4.5. Ekonomia proponowanego rozwiązania

Energia z wyłączonych OZE, podobnie jak energia z sieci w okresach ujemnych cen rynkowych, ma zerową wartość rynkową, ale nadal ma wartość dla gospodarstw domowych, więc głównym problemem pozostaje opracowanie systemu, w którym transfer energii jest bezpłatny lub ktoś inny pokrywa koszty (zakup samochodów elektrycznych i urządzeń V2G). Kolejny eksperyment przeprowadzony w Polsce w tej dziedzinie (Klasy Energetyczne 2016–2024) wyraźnie pokazał, że energia bezpłatna (lub prawie bezpłatna) przy zachowaniu opłat dystrybucyjnych zniechęca konsumentów do korzystania z takich rozwiązań. Być może proponowane ominięcie sieci dystrybucyjnych mogłoby być właściwym rozwiązaniem lokalnego problemu, jakim jest dostarczanie energii z OZE do gospodarstw domowych, gdy nie można jej pomieścić w ograniczonych zasobach sieci danego kraju w określonych momentach. Z ekonomicznego punktu widzenia wybór zwiększenia liczby instalacji fotowoltaicznych, zainstalowania BESS i wykorzystania trzech pojazdów elektrycznych/hybrydowych okazał się dla mieszkańców mniejszą inwestycją niż bardzo kosztowna i trudna całkowita termomodernizacja całego budynku (z

przekształceniem systemu dystrybucji ciepła na ogrzewanie powierzchniowe). Wynika to głównie z faktu, że pojazdy mają ogromną przewagę nad termomodernizacją budynków – mogą być wykorzystywane jako wygodny i przyjazny dla środowiska środek transportu.

5. Wnioski

Najważniejsze osiągnięcia przeprowadzonego eksperymentu to:

a. Zasilanie starego, nieizolowanego domu (rysunek 1) o wysokim zapotrzebowaniu na energię końcową do standardu budynku o niemal zerowym zużyciu energii i bardzo niskim śladzie węglowym podczas części okresu grzewczego (listopad i marzec–kwiecień). W ciągu dwóch reprezentatywnych okresów trwających około 30 dni każdy, dzięki proponowanemu rozwiązaniu, dom testowy nie wymagał dużych ilości paliwa (zwykle węglowodorów) do ogrzewania z zewnątrz i zbliżył się do poziomu nZEB bez żadnych kompromisów w zakresie komfortu klimatycznego dla mieszkańców. Lokalna instalacja fotowoltaiczna (na dachu) pozwala na osiągnięcie statusu nZEB tego budynku bez wsparcia zewnętrznego przez sześć „letnich” miesięcy w roku (od maja do października), ale przedłużenie tego okresu o kolejne 3–4 miesiące daje możliwość zwiększenia niezależności energetycznej z 50 do nawet 75% energii bezemisyjnej (w stosunku do rocznego strumienia energii wymaganego do pokrycia strat). W pozostałych 3 miesiącach (tj. grudniu, styczniu i lutym), ze względu na bardzo niskie nasłonecznienie w Polsce, nie ma możliwości uzyskania lokalnie wystarczającej ilości energii słonecznej, aby zaspokoić 100% potrzeb reprezentatywnego gospodarstwa domowego. Jak dotąd okres ten wiąże się ze spalaniem węglowodorów lub wykorzystaniem czarnej energii (za pośrednictwem pompy ciepła) do ogrzewania. Potencjalnym rozwiązaniem tego problemu jest dostarczanie energii z innego OZE za pomocą EV/PHEV lub wypełnienie tego okresu energią niemal bezemisyjną pochodzącą ze spalania (w jednostce CHP) lokalnie pozyskiwanego biogazu/biopropanu w budynku (co autor również testuje).

b. W rezultacie udało się również zidentyfikować sposób pozyskiwania zielonej energii z OZE i transportu jej niemal bezpłatnie do budynku testowego bez konieczności korzystania z przeciążonych i kosztownych sieci dystrybucyjnych. Z drugiej strony wydaje się, że ograniczenie ilości energii fotowoltaicznej, która musi być wprowadzana do sieci, jest jednym z czynników umożliwiających dalszy rozwój fotowoltaiki (w Polsce), przy jednoczesnym zachowaniu opłacalności inwestycji w komercyjną fotowoltaikę.

c. Zakładając około 800 kg zaoszczędzonego dwutlenku węgla na każdą MWh energii wyprodukowanej w komercyjnym przemyśle energetycznym, biorąc pod uwagę współczynnik konwersji (CC) dla energii elektrycznej wynoszący 2,5, dostarczenie w ten sposób 1,5 MWh energii do budynku spowodowałoby zmniejszenie emisji 3,375 ton dwutlenku węgla do atmosfery, nie wspominając o uniknięciu zanieczyszczenia cząstkami stałymi o niskiej emisji.

d. Według mieszkańców, którzy wzięli udział w eksperymencie, rozwiązanie to jest bardzo obiecujące, ponieważ pozwala rozwiązać ich główny problem (wysokie koszty utrzymania komfortu klimatycznego w zimie) w bardzo prosty i niedrogi sposób. Wysoki poziom zadowolenia mieszkańców z takiego rozwiązania był dla nich zaskoczeniem, „ponieważ działało ono tak samo, jak codzienne ładowanie samochodu elektrycznego”; jest to bardzo prosta operacja, którą wszyscy użytkownicy pojazdów EV/PHEV opanowali do perfekcji. Cały proces był zautomatyzowany, tzn. decyzja o tym, czy pojazd jest aktualnie ładowany, czy rozładowywany, była podejmowana przez EBMS (Unihome 11), dla którego opracowano i przetestowano podczas tych testów szereg nowych algorytmów.

Finansowanie: Badania nie otrzymały żadnego zewnętrznego finansowania.

Oświadczenie o dostępności danych: Oryginalne wyniki przedstawione w niniejszym badaniu zostały zawarte w artykule. Dalsze pytania można kierować do autora korespondencyjnego.

Konflikt interesów: Autor oświadcza, że nie ma konfliktu interesów.

Skróty

W niniejszym manuskrypcie użyto następujących skrótów:

PV	Fotowoltaika
RES	Odnawialne źródła energii — takie jak fotowoltaika, turbiny wiatrowe itp.
nZEB	Dom o zerowym zużyciu energii netto
HVACR	Ogrzewanie, wentylacja, klimatyzacja i odzyskiwanie ciepła.
DHW	Ciepła woda użytkowa
V2H/V2G	Vehicle-to-home, vehicle-to-grid
BMS/EMS oraz EBMS	System zarządzania budynkiem i system zarządzania energią
EV/BEV/PHEV	Pojazd elektryczny, pojazd elektryczny z napędem akumulatorowym,
pojazd elektryczny typu PlugIn BESS	System magazynowania energii w bateriach
ASHP	Pompa ciepła wykorzystująca powietrze jako źródło ciepła
SCOP	Sezonowy współczynnik wydajności pompy ciepła
CHP	Współwytworzenie energii elektrycznej i ciepłej
B2P	Model biznesowy typu „business-to-people”

Załącznik A. Odpowiedzi na pytania badawcze

- a. W wyniku testów przeprowadzonych zimą i jesienią 2023–2024 r. na pierwsze z pytań badawczych – „Czy pojazdy elektryczne i hybrydowe mogą efektywnie przesyłać energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii, które okresowo generują nadwyżki energii, do budynków mieszkalnych o lokalnym zapotrzebowaniu na energię, np. w zimie?” – można udzielić odpowiedzi twierdzącej. W praktyce transfer ponad 2 MWh energii między generatorami OZE a gospodarstwem domowym prosumenta okazał się wystarczający do zapewnienia (za pomocą pomp ciepła) pełnego komfortu cieplnego wyłącznie z zielonej energii pochodzącej z sieci dystrybucyjnej. Dla właściciela parkingu zasilanego energią odnawialną, w sytuacji, gdy jego instalacja jest regularnie wyłączana, transfer energii odnawialnej nie miał znaczącej wartości pieniężnej, ale dla prosumenta, który był zainteresowany minimalizacją swojego śladu węglowego i w ten sposób wypełnił lukę w produkcji zielonej energii w zimie na swoje potrzeby, miało to kluczowe znaczenie. Z punktu widzenia prosumenta było to również bardzo ważne, ponieważ w Polsce nie wprowadzono dotychczas specjalnych taryf dla pomp ciepła. W rezultacie prosument zaoszczędził znaczne środki finansowe. Można zatem stwierdzić, że pojazdy elektryczne i hybrydowe mogą skutecznie przesyłać energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii, które mają jej nadwyżkę, do budynków mieszkalnych, w których występuje lokalny i tymczasowy niedobór energii elektrycznej. W tym rozwiązaniu, zamiast budować przydomowe magazyny energii BESS (łącznie znacznie droższe niż wartość akumulatorów EV/PHEV), wykorzystanie pojazdów elektrycznych oferuje możliwość tańszego magazynowania energii i zapewnia korzyść w postaci mobilności magazynowania, a także możliwość magazynowania i przesyłania energii w ramach lokalnej społeczności. W eksperymencie wykorzystano systemy BESS w budynku, ale nie miały one zasadniczego wpływu na wydajność testowanego procesu (poprawiały jedynie synchronizację).
- b. Na drugie pytanie badawcze również można odpowiedzieć twierdząco. Model lokalnej wymiany energii typu peer-model lokalnej wymiany energii peer-to-peer wdrożony między konsumentami a przedsiębiorstwami (zalecany np. w dyrektywach RED jako rozwiązania C–C, ale także B–C) mógłby mieć obecnie rzeczywiste zastosowanie. Wydaje się, że przynajmniej w Europie dodatkowe koszty związane z dystrybucją energii, które są doliczane do rachunków za energię prosumentów, stanowią zbyt duże obciążenie dla uczestników nowego sektora energetycznego prosumentów (w Polsce około 50% wartości rachunku za energię). Dyrektywa RED II zachęca do transakcji peer-to-peer, ale nie udało się jeszcze opracować (przynajmniej w Polsce) modelu, który zmniejszyłby te opłaty w relacjach między sąsiadami, których budynki są oddalone od siebie o kilkadziesiąt lub kilkaset metrów.

Rozwiązaniem może być zatem dostarczanie energii elektrycznej z ładowarek właściciela farmy OZE praktycznie każdemu, kto chce naładować swój pojazd elektryczny/hybrydowy, co byłoby praktyczną realizacją tego postulatu.

Dla prosumenta mogłoby to rozwiązać problem braku energii uzupełniającej bilans nearZEB w okresie zimowym, bez większego uszczerbku dla rentowności właściciela farmy OZE.

- c. Na trzecie pytanie badacza również można odpowiedzieć twierdząco. Przeprowadzone testy potwierdzają, że korzystanie z pojazdów EV/PHEV nie powoduje degradacji akumulatorów trakcyjnych w stopniu wymagającym ich wcześniejszej wymiany. Działanie V2G jest w miarę możliwości objęte gwarancjami producentów pojazdów elektrycznych, a moce wykorzystywane w proponowanym procesie nie zagrażają degradacji akumulatorów w perspektywie długoterminowej. W praktyce moc, którą można przesyłać za pomocą systemów V2G lub V2H, jest 10 razy mniejsza niż moc silnika elektrycznego pojazdu EV/PHEV, ale całkowicie wystarczająca do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię przeciętnych odbiorców domowych. Jak wykazano, rozwiązanie to ma również sens ekonomiczny.

Referencje

1. Dostępne online: https://www.en-standard.eu/bs-en-14825-2022-air-conditioners-liquid-chilling-packages-and-heat-pumps-with-electrically-driven-compressors-for-space-heating-and-cooling-commercial-and-process-cooling-testing-and-rating-at-part-load-conditions-and-calculation-of-seasonal-performance/?srsltid=AfmBOop5QqhJCfasKwFtAp9UhFKSYx41Aa79_2nF9mNbWgHzu0JjtZs (dostęp 1 marca 2025 r.).
2. Biskupski, J. *Inteligentny budynek mieszkalny: studium przypadku oparte na domu Galia*; Rynek Instalacyjny: Warszawa, Polska, 2009; Tom 1–2, str. 35–45.
3. Wan, M.; Yu, H.; Huo, Y.; Yu, K.; Jiang, Q.; Geng, G. Wykonalność i wyzwania związane z technologią Vehicle-to-Grid na rynku energii elektrycznej: przegląd literatury. *Energies* **2024**, *17*, 679. [CrossRef]
4. Samadi, M.; Fattahi, J. Skuteczny system V2G z własnym zaangażowaniem dla kompleksów mieszkaniowych. *Sustain. Energy Grids Netw.* **2023**, *35*, 101114. [CrossRef]
5. Mohammadi, F.; Nazri, G.-A.; Saif, M. Strategia dwukierunkowego sterowania ładowaniem energii dla hybrydowych pojazdów elektrycznych typu plug-in. *Sustainability* **2019**, *11*, 4317. [CrossRef]
6. Ahmadi, B.; Hoogsteen, G.; Zawadzki, P. *Nowatorskie wielokryterialne podejście do systemów zarządzania energią zorientowanych na użytkownika*; Elsevier: Amsterdam, Holandia, 2024.
7. Fedorczyk-Cisak, M.; Radziszewska-Zielina, E.; Nowak-Ocłoń, M.; Biskupski, J.; Jastrzębski, P.; Kotowicz, A.; Varbanov, P.S.; Klemes, J.J. Koncepcja maksymalizacji samowystarczalności energetycznej zasobów mieszkaniowych w Europie Środkowej w oparciu o zasoby odnawialne i poprawę efektywności. *Energy* **2023**, *278*, 127812. [CrossRef]
8. Ravakoli, A.; Saha, S.; Arif, M.T.; Haque, M.E.; Mendis, N.; Oo, A.M. Wpływ integracji sieciowej fotowoltaiki i u pojazdów elektrycznych na stabilność sieci, jakość energii i ekonomię energetyczną: przegląd. *IET Energy Syst. Integr.* **2020**, *2*, 243–260. [CrossRef]
9. Tan, K.M.; Padmanaban, S.; Yong, J.Y.; Ramachandramurthy, V.K. Wielokierunkowa ładowarka typu vehicle-to-grid z dwukierunkowymi możliwościami mocy czynnej i biernej do wsparcia sieci energetycznej. *Energy* **2019**, *171*, 1150–1163. [CrossRef]
10. Financial Times—09. 2024. Dostępne online: <https://www.ft.com/content/1f94d0b4-c839-40a2-9c8d-782c00384154> (dostęp 1 marca 2025 r.).
11. Kempton, W.; Letendre, S.E. Pojazdy elektryczne jako nowe źródło energii dla przedsiębiorstw energetycznych. *Transp. Res. Part D Transp. Environ.* **1997**, *2*, 157–175. [CrossRef]
12. Signer, T.; Baumgartner, N.; Ruppert, M.; Sandmeier, T.; Fichtner, W. Modelowanie handlu na rynku spotowym V2G: wpływ taryf ładowania na rentowność ekonomiczną. *Energy Policy* **2024**, *189*, 114109. [CrossRef]
13. Fachrizal, R.; Qian, K.; Lindberg, O.; Shepero, M.; Adam, R.; Widén, J.; Munkhammar, J. Optymalizacja dopasowania energii w skali miejskiej dzięki inteligentnemu ładowaniu pojazdów elektrycznych i V2G w mieście o zerowym zużyciu energii, zasilanym energią wiatrową i słoneczną. *eTransportation* **2024**, *20*, 100314. [CrossRef]
14. Shaheen, H.I.; Rashed, G.I.; Yang, B.; Yang, J. Optymalne planowanie ładowania i rozładowywania pojazdów elektrycznych przy użyciu algorytmów metaheurystycznych: podejście V2G w celu redukcji kosztów i wsparcia sieci. *J. Energy Storage* **2024**, *90*, 111816. [CrossRef]
15. Van Krieking, G.; De Cauwer, C.; Sapoundoglou, N.; Coosemans, T.; Messagie, M. Ograniczanie szczytów i minimalizacja kosztów przy użyciu modelowego sterowania predykcyjnego do jednokierunkowego i dwukierunkowego ładowania pojazdów elektrycznych. *Energy Rep.* **2021**, *7*, 8760–8771. [CrossRef]

16. Kumar, N.; Kumar, T.; Nema, S.; Thakur, T. Kompleksowe ramy planowania dla stacji szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych wspomaganych energią słoneczną i akumulatorami w oparciu o teorię kolejek i nie zdominowany algorytm genetyczny sortowania II w skoordynowanej sieci transportowej i energetycznej. *J. Energy Storage* **2022**, *49*, 104180. [CrossRef]
17. Mololoth, V.K.; Saguna, S.; Åhlund, C. Blockchain i uczenie maszynowe dla przyszłych inteligentnych sieci energetycznych: przegląd. *Energies* **2023**, *16*, 528. [CrossRef]
18. Zamzam, T.; Shaban, K.; Gaouda, A.; Massoud, A. Ocena wydajności dwuskładnikowego schematu optymalizacji napięcia/mocy biernej z uwzględnieniem stacji ładowania pojazdów elektrycznych, systemów magazynowania energii w bateriach (BESS) i odnawialnych źródeł energii (RES) w aktywnych sieciach dystrybucyjnych. *Electr. Power Syst. Res.* **2022**, *207*, 107843. [CrossRef]
19. Abdullah-Al-Nahid, S.; Khan, T.A.; Taseen, M.A.; Jamal, T.; Aziz, T. Nowatorski, przyjazny dla konsumentów schemat ładowania pojazdów elektrycznych z funkcją vehicle-to-grid wspierany przez optymalizację opartą na algorytmie genetycznym. *J. Energy Storage* **2022**, *50*, 104655. [CrossRef]
20. Eid, A.; Mohammed, O.; El-Kishky, H. Efektywne działanie systemów magazynowania energii w bateriach, stacji ładowania pojazdów elektrycznych oraz odnawialnych źródeł energii połączonych z systemami dystrybucji. *J. Energy Storage* **2022**, *55*, 105644. [CrossRef]
21. Biskupski, J.; Radziszewska, W. *Optymalizacja algorytmu wyboru lub zmiany źródła ciepła dla budynków mieszkalnych w Polsce*; Rynek Instalacyjny: Warszawa, Polska, 2023; str. 40–46. Dostępne online: https://www.academia.edu/108106570/Optimisation_of_the_algorithm_for_the_selection_or_change_of_heat_source_for_residential_buildings_in_Poland (dostęp w dniu 1 marca 2025 r.).
22. Strona internetowa. Dostępna online: <https://enerad.pl/straty-tysiecy-zlotych-fotowoltaika-w-wielkopolsce-blokowana-czesciej-niz-w-innych-regionach/> (dostęp 14 kwietnia 2025 r.).
23. Tian, X.; Zha, H.; Tian, Z.; Lang, G.; Li, L. Ocena zdolności redukcji emisji dwutlenku węgla w oparciu o synergiczną kontrolę optymalizacyjną pojazdów elektrycznych V2G i wielu rodzajów zasilania. *Energy Rep.* **2024**, *11*, 1191–1198. [CrossRef]

Zastrzeżenie/Uwaga wydawcy: Oświadczenia, opinie i dane zawarte we wszystkich publikacjach są wyłącznie opiniami poszczególnych autorów i współpracowników, a nie MDPI i/lub redaktorów. MDPI i/lub redaktorzy nie ponoszą odpowiedzialności za jakiegokolwiek szkody osobowe lub majątkowe wynikające z pomysłów, metod, instrukcji lub produktów, o których mowa w treści.