

doi:10.15199/48.2020.05.02

Elektromobilność: szanse i zagrożenia dla sieci dystrybucyjnej

Streszczenie. W artykule zostały przedstawione szanse i wyzwania dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych, jakie niesie ze sobą rozwój elektromobilności. Przedstawiono zalety wykorzystania elektromobilności do regulacji mocy biernej, kształtowania krzywej dobowego obciążenia, a także zalety współpracy urządzeń o dwukierunkowym przepływie energii (V2G) z siecią dystrybucyjną. Jednocześnie zwrócono uwagę na brak wymagań regulujących przyłączania do sieci ładowarek o dwukierunkowym przepływie energii, a także przedstawiono potencjalny wpływ elektromobilności na jakość energii elektrycznej.

Abstract. The article presents the opportunities and threats that result from the development of electromobility. The possible use of e-mobility for reactive power regulation, shaping the daily load curve and the advantages of vehicle to grid (V2G) systems cooperating with the distribution network are discussed. Moreover, attention was drawn to the lack of legal regulations regarding the connection of chargers with bidirectional energy flow to the network, and the potential impact of electromobility on the quality of the power supply. **The opportunities and threats that result from the development of electromobility**

Słowa kluczowe: elektromobilność, rozproszone źródła energii elektrycznej, praca wyspowa, jakość energii elektrycznej.

Keywords: e-mobility, V2G, distributed electrical energy sources, islanding (power systems), electric power quality

Wstęp

Mimo, że pierwsze samochody z napędem elektrycznym pojawiły się w XIX w., dopiero w ostatnich latach przeżywają swój renesans. Prognozuje się, że do 2040 r. liczba samochodów elektrycznych na całym świecie osiągnie około 500 mln [1, 2]. W najbliższym czasie spodziewany jest dalszy dynamiczny rozwój nowej gałęzi przemysłu, jaką jest elektromobilność [2] oraz zmiany modelu rynku energii elektrycznej, taryf, regulacji prawnych, a także popytu na energię elektryczną [1].

Jako pierwszy krok do upowszechnienia elektromobilności w Polsce należy uznać ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 r. W Ustawie określono zasady rozwoju i funkcjonowania infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, np. minimalną ilość ogólnodostępnych punktów ładowania wybudowanych w danej gminie do końca 2020 r., a także podano podstawowe definicje dotyczące elektromobilności [3].

Według danych zamieszczonych na stronie internetowej Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych we wrześniu 2019 r. w Polsce zainstalowanych było 264 stacji DC oraz 624 stacji AC przy liczbie samochodów elektrycznych wynoszącej 6672 sztuk [4]. Obserwatorium Rynku Paliw Alternatywnych ORPA podaje, że PGE Polska Grupa Energetyczna do 2022 r. planuje wybudować ok. 1500 punktów ładowania pojazdów elektrycznych, a GreenWay Polska w ciągu najbliższych 2 – 3 lat zwiększy się liczba ładowarek do 630 sztuk na terenie Polski, z czego 300 stacji to stacje szybkiego ładowania.

Niewątpliwie w najbliższych latach będziemy świadkami narodzin nowych gałęzi przemysłu związanych z transportem oraz z utrzymaniem infrastruktury ładowania, a także dostosowywania się istniejących dziedzin energetyki do wymagań stawianych przez elektromobilność i ich użytkowników.

Jakie zmiany czekają Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD)? Jak elektromobilność wpłynie na krajowy system elektroenergetyczny (KSE) i jaki będzie miało w nim udział? Najbliższe lata przyniosą nam odpowiedź na te i wiele innych pytań, gdyż liczba pojazdów elektrycznych będzie wzrastała i naturalnym jest to, że rynek zareaguje na te zmiany. Czy OSD oraz jednostki odpowiedzialne za kształtowanie przepisów technicznych i normalizacji będą również przygotowane na dynamiczny rozwój elektromobilności?

Rozwój elektromobilności – szanse dla OSD

Oprócz zagrożeń, jakie są bardzo często opisywane są w różnych publikacjach (przeciążenia sieci dystrybucyjnej, odkształcenia napięcia zasilającego) [5, 6, 7], elektromobilność dostarcza narzędzi, które mogą być bardzo pomocne dla OSD w dobie ciągłego zwiększania zapotrzebowania na energię elektryczną. Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych powinni być świadomi wyzwań związanych z rozwojem elektromobilności, ale przede wszystkim powinni być gotowi, żeby wykorzystać szanse, jakie ze sobą niesie ten trend.

Główną zaletą, jaką można upatrywać w technologii V2G jest zapewnienie stabilności sieci przy okresowym zwiększonym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w danym miejscu i czasie. Rozproszone źródła energii elektrycznej, jakimi mogą być samochody elektryczne, można wykorzystywać do pokrycia części zapotrzebowania na energię elektryczną w szczytach dobowego obciążenia.

W bateriach może być magazynowana energia elektryczna pobierana z sieci dystrybucyjnej, kiedy sieć nie jest obciążona (np. podczas doliny nocnej), a oddawana na wezwanie OSD, np. kiedy sieć jest mocno obciążona, w miejscach których zapotrzebowanie jest zwiększone. Przykładowo w dużych zakładach pracy lub dzielnicach biznesowych sieć może być dodatkowo zasilana z energii pochodzącej z samochodów stanowiących własność pracowników, które zostały naładowane w ich domach w nocy.

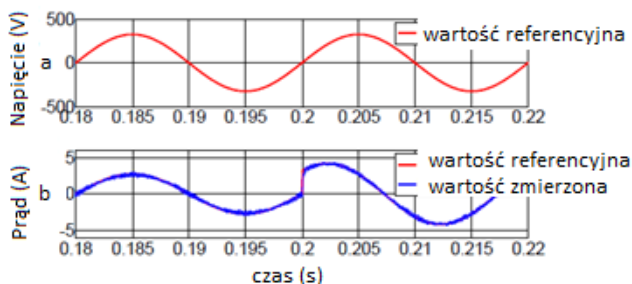
Tabela 1. Minimalna wymagana liczba punktów ładowania zainstalowanych do dnia 31 grudnia 2020 r. w ogólnodostępnych stacjach ładowania na terenie wybranych gmin w Polsce [3]

Liczba mieszkańców w	Liczba zarejestrowanych pojazdów samochodowych	Liczba pojazdów samochodowych na 1000 mieszkańców	Liczba punktów ładowania
[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]
> 1 000 000	600 000	700	1 000
> 300 000	200 000	500	210
> 150 000	95 000	400	100
> 100 000	60 000	400	60

W wielu publikacjach przedstawiane są czarne scenariusze, w których elektromobilność doprowadzi do przeciążeń sieci. Wprowadzenie odpowiednich mechanizmów pozwoli tak kształtować dobowe

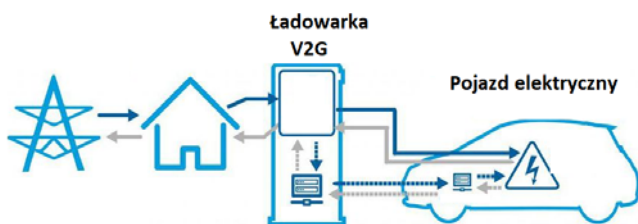
zapotrzebowanie na energię elektryczną, aby takich zagrożeń uniknąć i to bez usług typu V2G. Jednak, żeby to osiągnąć należy pracować nad wzrostem świadomości użytkowników wpływając na to, aby swoje pojazdy ładowali w takim czasie, gdy sieć dystrybucyjna nie jest przeciążona. Pomysłom na realizację tego celu jest dość dużo [8, 9, 10], a jednym z podstawowych jest wprowadzenie odpowiedniego systemu taryf.

Oprócz powyższych zastosowań, ładowarki do samochodów elektrycznych mogą być wykorzystywane do regulacji współczynnika mocy poprzez dostarczenie do sieci energii biernej pojemnościowej lub indukcyjnej w zależności od aktualnego zapotrzebowania [11, 12].



Rys. 1. Kompensacja mocy biernej poprzez wprowadzenie opóźnienia czasowego pomiędzy napięciem a prądem – a) napięcie sieci dystrybucyjnej, b) – prąd pobierany przez ładowarkę, kompensacja zaczyna się w 0,2 s. [13]

Funkcjonalność taka jest zapewniona przez zastosowanie w pełni sterowanego prostownika na wejściu ładowarki. Realizowana jest ona poprzez takie sterowanie kluczami tranzystorowymi znajdującymi się w układzie prostownika, aby wprowadzić przesunięcie fazowe pomiędzy napięciem zasilającym a prądem pobieranym przez ładowarkę [13] tak, jak zostało to zaprezentowane na Rys. 1. W pierwszym okresie przebiegu napięcia sieciowego (do 0,2 s) prąd i napięcie są ze sobą w fazie, ładowarka pobiera tylko moc czynną. Natomiast od 0,2 s wprowadzone zostało przesunięcie fazowe w prądzie pobieranym przez ładowarkę dzięki czemu zamieniła ona swój charakter z czysto rezystancyjnego na pojemnościowy.



Rys. 2. Idea systemu V2G i V2H [15]

Dzięki technologii V2G (vehicle-to-grid) pojazdy elektryczne mogą stanowić środki transportu, jak i rozproszone źródła energii elektrycznej. Będą mogły być wykorzystywane do zapewnienia stabilności sieci przy okresowym zwiększonym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w danym miejscu i czasie, jako mobilne zasobniki energii elektrycznej. Ponadto, funkcjonalność dwukierunkowego przepływu energii elektrycznej można wykorzystać do zasilania domów w przypadku awarii sieci zasilającej (V2H) lub do wykorzystania nadwyżki energii zgromadzonej w baterii EV do zasilania gospodarstw domowych tworzących społeczności lokalne, wykorzystując vehicle-to-microgrid (V2M) [14]. Oczywiście, potencjalnie możliwe również będzie wykorzystanie samochodów elektrycznych ładujących się w mikrosieciach w celach

komercyjnych, np. do sprzedaży energii do sieci dystrybucyjnych wtedy, gdy cena za energię będzie najkorzystniejsza dla właściciela floty pojazdów z usługą V2G.

Niezależnie od tego, czy samochód elektryczny będzie wykorzystywany jako magazyn energii zasilający dom, społeczności lokalne, czy po prostu będzie oddawał energię elektryczną do sieci, powinny zostać zdefiniowane wymagania dotyczące bezpieczeństwa pracy takich systemów.

Ładowarki z usługą V2G, V2H, V2M – wyzwania dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych

Jak już wspomniano wcześniej, pojazdy elektryczne mogą być wykorzystywane jako mobilne magazyny energii elektrycznej. Czy Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych powinni traktować przyłączanie ładowarek o dwukierunkowym przepływie energii jako zwykłe, pasywne obciążenia, czy może powinny być przyłączane na takich samych zasadach jak jednostki wytwórcze?

Ustawa o odnawialnych źródłach energii podaje, że magazyn energii elektrycznej musi być fizyczne i na stałe podłączony do instalacji elektrycznej i może magazynować tylko energię w niej wytworzoną [16]. Wg interpretacji podanej w [17], magazyn energii można wykorzystać tylko w jednym celu – do tymczasowego przechowywania energii. Jest to punkt wspólny, gdyż baterie pojazdów elektrycznych również gromadzą energię przez określony czas, natomiast pojazdy nie są na stałe przyłączone do żadnej instalacji ani sieci elektrycznej. Do sieci zasilającej podłączona jest na stałe ładowarka pracująca w systemie V2G, V2H, V2M, ale ładowarka sama w sobie nie stanowi magazynu energii, może być do niej podłączanych wiele różnych pojazdów w różnym czasie [18,19]. Niniejsza praca nie ma na celu poruszania aspektów związanych z opłacalnością takich zastosowań ani oceny sprawności działania takich magazynów. Jej celem jest zwrócenie uwagi na brak przepisów zarówno technicznych jak i prawnych regulujących współpracę dwukierunkowych ładowarek z siecią dystrybucyjną.

W związku z tym, że pojazdu elektrycznego oddającego energię za pośrednictwem ładowarki z usługą V2G do sieci zasilającej nie można ściśle zakwalifikować jako magazynu energii ani jednostki wytwórczej, należy zastanowić się, jakie wymagania powinny stawiać OSD właścicielom tych ładowarek zanim zostaną przyłączone do sieci dystrybucyjnej. Na chwilę obecną ani na poziomie krajowym, ani europejskim nie istnieją specjalne przepisy narzucające wymagania współpracy takich urządzeń z siecią dystrybucyjną. Również Kodeksy Sieci i Wytyczne nie poruszają tego zagadnienia.

Podstawowym zabezpieczeniem przed porażeniem prądem elektrycznym, w które powinna być wyposażona każda ładowarka z usługą V2G, jest zabezpieczenie chroniące przed możliwością podania napięcia do sieci zasilającej w sytuacji zaniku napięcia w tej sieci. Podobnie, jak w przypadku instalacji fotowoltaicznych, miałyby ono zapewniać ochronę przed porażeniem elektrycznym zajmującym się naprawą lub eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych, na których w skutek np. błędnego działania ładowarki, może pojawić się napięcie. Podobna sytuacja mogłaby zaistnieć, gdy np. podczas przerwy w dostawie energii elektrycznej, gospodarstwo domowe zasilane byłoby z baterii samochodu elektrycznego (V2H, V2M), a instalacja wewnętrzna domu nie byłaby wyposażona w zabezpieczenie chroniące przed pracą wyspową. W trakcie usuwania przyczyn awarii niezamierzenie mogłoby zostać podane napięcie do sieci, stwarzając tym samym realne zagrożenie dla życia i zdrowia osób wykonujących prace na tej sieci.

W pracy [20] zaproponowano wprowadzenie znormalizowanych zasad przyłączania ładowarek pojazdów elektrycznych z funkcją V2G do sieci kolejowej. Adaptując standard [21], a także odnosząc się do wymagań OSD w zakresie przyłączania instalacji fotowoltaicznych do sieci [22, 23] oraz biorąc pod uwagę propozycje przedstawione w [20], można stwierdzić, że instalacje zawierające systemy ładowania z usługą V2G powinny być wyposażone w następujące zabezpieczenia:

- zabezpieczenie nadnapięciowe z krótką zwłoką czasową,
- zabezpieczenie podnapięciowe z krótką zwłoką czasową,
- zabezpieczenie nad-częstotliwościowe z krótką zwłoką czasową,
- zabezpieczenie pod-częstotliwościowe z krótką zwłoką czasową.

W praktyce warunki przyłączenia farm fotowoltaicznych o mocach 100 – 250 kW (czyli zbliżonych do mocy szybkich ładowarek dla autobusów) określają, że wyżej wymienione zabezpieczenia, jako zabezpieczenia podstawowe mają być zaimplementowane w falownikach. Dodatkowo wymaga się zainstalowania przełącznika zabezpieczeniowego działającego na wyłącznik po stronie nn lub SN, w którym te same kryteria będą zaimplementowane w celu zapewnienia zabezpieczenia rezerwowego.

Dla instalacji, z których energia z założenia ma być konsumowana w ramach instalacji klienta, stosuje się powszechnie kierunkowe zabezpieczenia mocowe, które powodują wyłączenie wyłącznika sprzęgającego instalację z siecią przy pojawieniu się przepływu w kierunku sieci zasilającej.

Przy większych instalacjach (do 1MW), jeżeli granica własności jest po stronie SN stosuje się nawet zabezpieczenie zerowo napięciowe $U_0 >$ ze zwłoką czasową działające na wyłącznik po stronie SN – warto zaznaczyć, że w stacjach typu GPZ/RS zabezpieczenie to nie występuje w praktyce samodzielnie jako kryterium do wyłączania linii, a raczej jako element rozruchowy dla innych zabezpieczeń. Niezależnie od typu i rozmiaru instalacji PV powszechnie stosuje się również zabezpieczenia od zmian częstotliwości (df/dt), z krótką zwłoką czasową.

Reasumując: w praktyce w celu ochrony przed pracą wyspą farm fotowoltaicznych pojawiają się wymagania, żeby nastawiać zabezpieczenia:

- pod-częstotliwościowe $f <$ z nastawą 49,0 – 49,5 herców, przy zwłocze 0,2-0,3 s,
- nad-częstotliwościowe $f >$ z nastawą 50,5,0 – 51,0 herców, przy zwłocze 0,2-0,3 s,
- podnapięciowe $U <$ z nastawą 0,7 – 0,8 U_n przy zwłocze 0,2 – 0,3 s,
- nadnapięciowe $U >$ z nastawą 1,1 – 1,15 U_n , często dwustopniowe, przy zwłocze w zależności od stopnia 0,1 – 0,3 s,
- od szybkich zmian częstotliwości df/dt z nastawą 0,3 – 1,0 Hz/s przy zwłocze 0,2 – 0,3 s.
- zerowonapięciowe zwłoczne $U_0 >$ ze zwłoką do kilku sekund.

Tam gdzie nie jest dopuszczalny przepływ energii do sieci zaleca się również zabezpieczenia

- mocowe kierunkowe z nastawą kilku kW i czasem 0,5 – 1,5 s.

W chwili obecnej stosowanie powyższych zabezpieczeń (również dublowanie w przełącznikach jako rezerwowe) jest w ocenie autorów działaniem jak najbardziej prawidłowym. Obrazuje to, że dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych kwestia wystąpienia pracy wyspowej, która może stanowić

zagrożenie dla odbiorców energii elektrycznej oraz dla osób pracujących przy sieciach dystrybucyjnych, jest traktowana bardzo poważnie. Podejście OSD mające na celu zapewnienie maksymalnego bezpieczeństwa ludzi przed konsekwencjami zmian w sieci dystrybucyjnej, wynikającymi ze wzrostu udziału źródeł rozproszonych, nie powinno nikogo dziwić i jest w pełni uzasadnione.

Powyższe działania wydają się być potwierdzeniem, że pytanie o sposób zabezpieczenia się przed pracą wyspą magazynów energii i ładowarek V2G w sieci dystrybucyjnej jest pytaniem aktualnym i bardzo ważnym.

W celu zapewnienia zabezpieczenia przed pracą na wyspę ładowarek o dwukierunkowym przepływie energii elektrycznej, rozważyć można zastosowanie automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ), które będzie pomocne również podczas zwarć przemijających tak, jak jest to stosowane w przypadku farm fotowoltaicznych. Jeżeli praca wyspowa jest przewidywana, instalacja powinna umożliwiać skuteczne odłączenie jej od reszty sieci elektroenergetycznej, o ile taka sytuacja została uwzględniona w warunkach przyłączenia i instrukcji współpracy ruchowej.

Wydaje się, że tak jak w przypadku farm fotowoltaicznych należy rozważyć zestawienie łączności pomiędzy systemem nadzoru nad magazynem lub ładowarką V2G, a systemem nadrzędnym OSD, w celu zapewnienia monitoringu stanu pracy ładowarki (przynajmniej tych o mocach kilkuset kW), a w szczególności stanu aparatu sprzęgającego go z siecią w czasie zwarć w sieciach lub w czasie prac planowych.

Autorzy uważają, że zabezpieczanie ładowarek V2G przed pracą wyspą jest bardzo ważne ze względów bezpieczeństwa. Dopóki sieci dystrybucyjne nie będą gotowe na pracę wyspą należy się zgodzić, że przed pracą wyspą trzeba się skutecznie zabezpieczać. Nie może to być jednak rozwiązanie docelowe – finalnie należy poszukiwać rozwiązań i przygotowywać sieci do realizacji bezpieczniejszej pracy wyspowej.

Sieci z przyłączonymi ładowarkami V2G, źródłami rozproszonymi i magazynami energii zintegrowane w ramach systemów zarządzania tymi sieciami pozwolą w przyszłości w sposób bezpieczny na korzystanie z tych źródeł zgodnie z koncepcją rozwoju mikro sieci.

Oprócz wyzwań dotyczących opracowania wymagań przyłączania i pracy w sieciach dystrybucyjnych ładowarek o dwukierunkowym przepływie energii elektrycznej, przed OSD jest jeszcze kolejne wyzwanie - zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną ze względu na rosnącą liczbę samochodów elektrycznych, a co za tym idzie inwestycje w rozbudowę i modernizację sieci.

OSD odpowiadają za ciągłość, niezawodność i jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców. W przypadku wprowadzania energii elektrycznej do sieci przez samochody elektryczne za jakość energii trafiającej do odbiorców końcowych odpowiedzialność ponosić będzie OSD. Dlatego Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych powinni w swoich Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określić wymagania nie tylko dotyczące zabezpieczeń, ale również kryteriów jakościowych dla energii elektrycznej wprowadzanej do ich sieci za pośrednictwem ładowarek do samochodów elektrycznych.

Przykład wpływu elektromobilności na jakość energii elektrycznej – wyniki symulacji

W literaturze światowej pojawia się wiele analiz oraz symulacji przedstawiających potencjalny wpływ elektromobilności na jakość energii elektrycznej [24, 25, 26]. Przedstawione tam wyniki są często rozbieżne, co wynikać może z różnych założeń modeli symulacyjnych,

liczby i rodzaju modelowanych ładowarek, a także parametrów sieci przyjętych na potrzeby symulacji.

W [26] została zamodelowana sieć 13-węzłowa niskiego napięcia pracująca przy 80% obciążeniu mocy transformatora. Do sieci zostało włączonych 65 punktów ładowania. W symulacjach przyjęto maksymalną liczbę użytkowników wynoszącą 290. Dla tych założeń, sporządzono trzy scenariusze obciążenia sieci przez punkty ładowania wynoszące odpowiednio 5%, 15% i 23% udziału punktów ładowania w całkowitym obciążeniu sieci. Przy 23% udziale sieć była obciążona na poziomie 90%. Według przeprowadzonych symulacji punkty ładowania, nawet dla największego obciążenia nie powodowały znacznego wzrostu mocy biernej, a współczynnik THD_U nie przekroczył 1,2%. Zawartość THD_I dla maksymalnego obciążenia stanowiła ponad 3%.

W [24] założenia są dość podobne, gdyż i tam modelowano sieć niskiego napięcia zasilaną z jednej stacji transformatorowej i przedstawiono trzy scenariusze obciążenia sieci przez punkty ładowania. W tych badaniach analizowano trzy przedziały czasu w ciągu doby oraz wykonano symulacje dla ładowania koordynowanego i niekoordynowanego. Autorzy założyli, że ładowanie niekoordynowane ma miejsce gdy użytkownicy aut elektrycznych ładują swoje samochody według ich potrzeb, bez względu na to, jakie jest aktualne obciążenie sieci, np. gdy wracają do domu i podłączają samochody do ładowania podczas szczytu wieczornego. Natomiast idea ładowania koordynowanego polegała na tym, że ładowanie było równomiernie rozłożone w danym okresie czasu i wpływało na wygładzanie krzywej obciążenia dobowego. Wyniki są zupełnie różne od tych, które zostały zaprezentowane we wcześniejszej publikacji. Dla ładowania koordynowanego zarówno straty, jak i udział wprowadzanych wyższych harmonicznycych są mniejsze niż dla ładowania niekoordynowanego. Jednak dla wszystkich badanych przedziałów czasowych zawartość wyższych harmonicznycych jest wyższa niż 6%, straty mocy wzrastają nawet o 15% i pojawiają się 20% spadki napięcia.

Ze względu na pojawiające się rozbieżności w podejściu do badania wpływu elektromobilności na sieć, autorzy niniejszej publikacji postanowili wykonać własne symulacje opierając się na modelach ładowarek zaprezentowanych w

[27, 28, 29, 30, 31, 32, 33], a wyniki symulacji porównać do wyników pomiarów zaprezentowanych w [34].

Na potrzeby przeprowadzonych symulacji przygotowano model ładowarki trójfazowej typu fast o mocy 44 kW. Model ładowarki został opracowany na podstawie topologii najczęściej wykorzystywanej do budowy urządzeń tego typu [27, 28, 29, 30, 31].

Jako algorytm pracy ładowarki wykorzystano najczęściej stosowany algorytm maksymalnie skracający czas ładowania baterii. W pierwszej fazie ładowania, zastosowany system kontroli tak steruje elementami ładowarki, aby moc pobierana z sieci, a co za tym idzie również prąd, były maksymalne (odpowiednio 44 kW i 67 A). Jednak, żeby uniknąć uszkodzenia baterii po osiągnięciu napięcia 403 V (co występuje po osiągnięciu przez baterię stanu naładowania wynoszącego ok. 65 %) tryb ładowania jest zmieniany na tryb ładowania stałym napięciem (*Constant Voltage* – CV), który jest utrzymywany do pełnego naładowania baterii. Symulowany układ został wyposażony dodatkowo w model trójfazowego transformatora SN/nn uwzględniający jego główne parametry (straty w rdzeniu, straty w uzwojeniach, indukcyjność rozproszenia uzwojeń, oraz indukcyjność magnesowania rdzenia), oraz model linii kablowej wykonanej kablem Al 4x150 mm² o długości 150 m.

Wyniki symulacji (Rys. 3) pokazują, że jeżeli ładowarka pracuje z mocą znamionową (44 kW, 67 A) prąd pobierany z sieci dystrybucyjnej nie jest mocno odkształcony (THD_I wynosi ok. 4,5%). Taka wartość nie wprowadza istotnych odkształceń napięcia zasilającego (THD_U wynosi około 1,25%). Wraz ze spadkiem prądu pobieranego z sieci (tryb ładowania CV), THD_I zaczyna sukcesywnie wzrastać osiągając ok. 7% przy prądzie 50 A, 9% przy 40 A, 12% przy 30 A. Dalszy spadek wartości RMS prądu pobieranego z sieci dystrybucyjnej powoduje dalsze jego odkształcenie, jednak w tych przypadkach wartość tego prądu jest na tyle niska, że nie będzie on powodować znaczącego odkształcenia napięcia.

W następnej kolejności zostały przeprowadzone symulacje, w których do jednego obwodu zostały podłączone trzy szybkie ładowarki (typu fast) (Rys. 4). W tym wypadku, maksymalne odkształcenie napięcia wyniosło $THD_U = 2,2\%$.

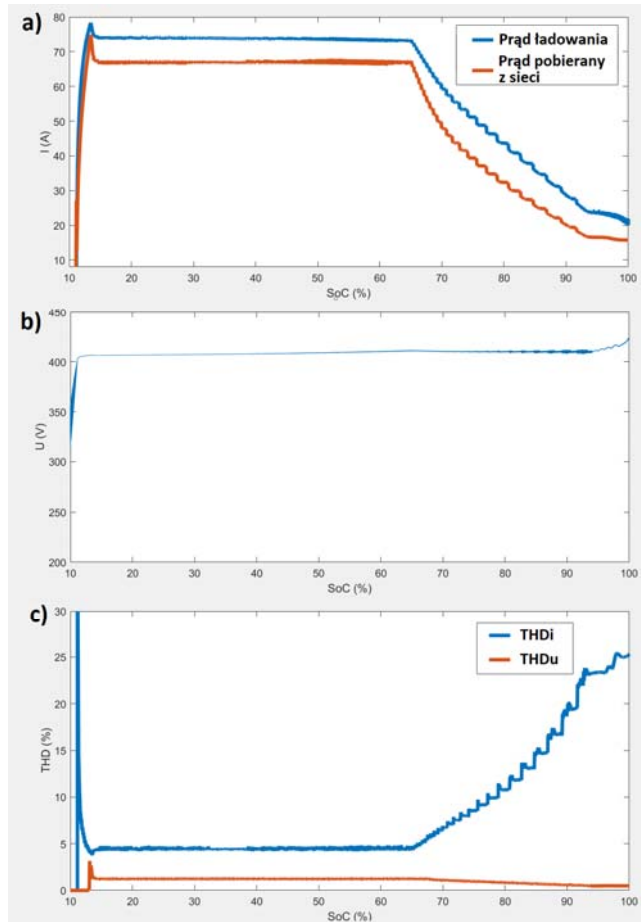
Tabela 2: Podsumowanie wyników badań zaprezentowanych w [24]

Okres ładowania [godziny]	Ładowanie niekoordynowane			Ładowanie koordynowane		
	Straty mocy [%]	Spadek napięcia [%]	THD_U [%]	Straty mocy [%]	Spadek napięcia [%]	THD_U [%]
Niski udział pojazdów elektrycznych w obciążeniu sieci niskiego napięcia						
17 - 8	7.1666	10.8145	9.7662	7.3508	11.2460	5.2128
17 - 24	6.6904	10.8145	12.0450	7.3508	11.2916	5.7563
17- 19	8.0123	11.9189	12.3718	8.0123	11.9189	12.3718
Umiarkowany udział pojazdów elektrycznych w obciążeniu sieci niskiego napięcia						
17 - 8	6.9080	10.4433	14.1605	7.2484	10.9326	11.0006
17 - 24	7.3501	11.4792	19.1976	7.5608	11.5479	11.1792
17- 19	10.1535	11.9189	23.8978	10.1535	13.4792	23.8978
Wysoki udział pojazdów elektrycznych w obciążeniu sieci niskiego napięcia						
17 - 8	7.3358	10.4041	22.4150	8.9731	12.8371	16.1782
17 - 24	10.7188	19.6538	23.2272	8.8261	13.3092	20.6539
17- 19	15.5038	20.2222	45.1715	15.5038	20.2222	45.1715

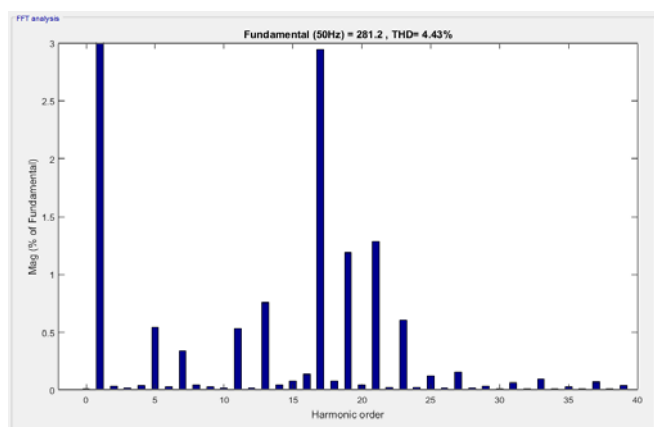
Podstawowym wnioskiem jaki można wyciągnąć z przeprowadzonych symulacji jest to, że pojedyncza ładowarka typu fast o mocy znamionowej 44 kW nie będzie miała istotnego wpływu na odkształcenia napięcia zasilającego, gdyż przy dużych wartościach prądu pobieranego z sieci (powyżej 50 A) współczynnik THD_I jest na niskim poziomie (nie przekracza 7%), a kiedy THD_I zaczyna osiągać duże wartości, prąd pobierany z sieci ma

zbyt małą wartość, żeby powodować istotne odkształcenia napięcia. Należy jednak zwrócić uwagę na problem, jakim jest jednoczesna praca wielu ładowarek we wspólnym obwodzie, z czym OSD będą miały do czynienia przede wszystkim w obszarach miejskich. W takich sytuacjach zaburzenia powodowane przez te ładowarki będą się na siebie nakładały, co przy znacznych wartościach prądu, jako łącznie będą pobierały ładowarki, może powodować

zauważalny wpływ na odkształcania napięcia. Nie należy też zapominać, że do tej samej sieci mogą być również podłączone inne układy przekształtnikowe. Dlatego też, aby uniknąć zagrożeń związanych z odkształceniami napięcia wywołanymi pracą ładowarek samochodowych zaleca się stosowanie kabli zasilających urządzenia tego typu o większym przekroju niż wynika to z samej mocy ładowarki i wymogów bezpieczeństwa przeciwporażeniowego.



Rys. 3. Wyniki symulacji. a – prąd ładowania akumulatora i prąd pobierany z sieci w funkcji poziomu naładowania akumulatora (SoC), b – napięcie ładowania w funkcji poziomu naładowania akumulatora (SoC), c – współczynniki THD prądu pobieranego z sieci i napięcia w miejscu przyłączenia ładowarki w funkcji poziomu naładowania akumulatora (SoC)



Rys. 4. Wyniki symulacji – rozkład harmonicznym prądu

Podsumowanie

Rozwój elektromobilności stanowi wyzwanie dla KSE ze względu na zwiększające się zapotrzebowanie na moc

elektryczną, ale jednocześnie jest szansą na rozwój rozproszonych magazynów energii i zarządzanie popytem na energię elektryczną.

OSD powinny być przygotowane na nagły wzrost liczby samochodów elektrycznych i powinny być gotowe na poniesienie kosztów inwestycji na potrzeby budowy i modernizacji swoich sieci – niezbędne są narzędzia prawne i finansowe, z których OSD będą mogli w tym celu skorzystać.

Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych pomimo wielu obaw powinni upatrywać w elektromobilności zalet, jakimi jest możliwość kształtowania krzywej dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną, bilansowanie mocy biernej, regulowanie współczynnika mocy, zapewnienie stabilności sieci przy okresowym zwiększonym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w danym miejscu i czasie. Można wyobrazić sobie podtrzymanie zasilania wybranego obszaru sieci energią m.in. z mobilnych magazynów energii poprawiając w ten sposób wskaźniki SAIDI i SAIFI.

Inwestycje polegające na budowie ładowarek V2G w najbliższym czasie z pewnością pokażą, jak OSD rozwiążą kwestię zabezpieczenia odbiorców przed pracą wyspową tych instalacji. Należy podkreślić, że obecnie zabezpieczanie się przed pracą wyspową powinno być realizowane, ale jako rozwiązanie przejściowe – docelowo należy przygotowywać sieci do realizacji bezpiecznej pracy wyspowej. Ponadto, zaobserwujemy, czy wzrost układów przekształtnikowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, pociągał będzie za sobą również zmiany w przepisach technicznych i Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

Autorzy: mgr. inż. Joanna Baraniak, Politechnika Warszawska, Instytut Elektrotechniki Teoretycznej i Systemów Informacyjno-Pomiarowych, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: joanna.baraniak@ee.pw.edu.pl; dr inż. Bartosz Pawlicki, BAEL Bartosz Pawlicki - Telemechanika i Automatyka Zabezpieczeniowa, ul. Jantar 5, 02-228 Warszawa, E-mail: bartosz.pawlicki@bael.pl; prof. dr hab. inż. Stanisław Wincenciak, Politechnika Warszawska, Instytut Elektrotechniki Teoretycznej i Systemów Informacyjno-Pomiarowych, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: stanislaw.winceniak@ee.pw.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Plan rozwoju elektromobilności w Polsce "Energia do przyszłości" Ministerstwo Energii
- [2] Fłaska J., Elektromobilność w Polsce – wyzwania i możliwości z uwzględnieniem inteligentnych instalacji OZE, Autobusy, 6/2017, 1196-1198
- [3] Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych
- [4] <http://pspa.com.pl/> stan na 06.07.2019 r.
- [5] Persson, J. Tollin, C. Gruffman, Y. He, "Smart Charging – A Strategy for Charging EVs in Big Cities with Load shifting and Control", 2nd E-mobility Power System Integration Symposium, 2018, 1-5
- [6] Dharmakeerthi C.H., Mithulananthan N., Saha T.K., "Planning of electric vehicle charging infrastructure", IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013,
- [7] Guo C., Yang J., Yang L., "Planning of Electric Vehicle Charging Infrastructure for Urban Areas with Tight Land Supply", Energies 11(9):2314, 2018, 1-17
- [8] Alyousef A., Danner D., Kupzog F., de Meer H., "Enhancing power quality in electrical distribution systems using a smart charging architecture", Energy Informatics 2018 1(Suppl 1) :28, 127-148
- [9] Paffumi E., De Gennaro M., Martini G., "Innovative technologies for smart cities: towards customer driven infrastructure design for large scale deployment of electric vehicles and Vehicle-to-Grid applications", Transportation Research Procedia 14, 2016, 4505-4514

- [10] Soares J., Ghazvini M. A. F., Borges N., Vale Z., "Dynamic electricity pricing for electric vehicles using stochastic programming", *Energy* Vol. 122, 2017, 111-127
- [11] Guziński J., Adamowicz M., Kamiński J., Infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych, *Automatyka – Elektryka – Zakłócenia*, Vol. 5, 15 (2014), nr 1, 74-83
- [12] Bielecki S., Pojazdy elektryczne jako mobilne źródła mocy biernej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 92 (2016), nr.11, 262-267
- [13] Gallardo-Lozano J., Romero-Cadaval E., Miñambres-Marcos V., Vinnikov D., Jalakas T., Höimoja H., "Grid reactive power compensation by using electric vehicles", *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, 2014, 1-6
- [14] Villafañila-Robles R., Lloret-Gallego P., Heredero-Peris D., Sumper A., Cairo I., Cruz-Zambrano M., Vidal N., *Electric Vehicles in Power Systems with Distributed Generation: Vehicle to Microgrid (V2M) Project*, 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2011.
- [15] C. Douris, *Electric Vehicle-To-Grid Services Can Feed, Stabilize Power Supply*, Forbes, 20 grudnia 2017 r., <https://www.forbes.com/sites/constancedouris/2017/12/18/electric-vehicle-to-grid-services-can-feed-stabilize-power-supply/>
- [16] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii
- [17] Kałek P., *Magazyny energii. Obecne i przyszłe wyzwania prawne*, *Energia Elektryczna*, 12/2016
- [18] Guziński J., Adamowicz M., Kamiński J., Pojazdy elektryczne – rozwój technologii. Układy ładowania i współpraca z siecią elektroenergetyczną, *Automatyka – Elektryka – Zakłócenia*, Vol. 3, 8 (2012), nr 8, 71-84
- [19] Wiślański M., Pojazdy elektryczne jako rozproszone magazyny energii – potencjał magazynowania energii w kontekście rozwoju elektromobilności, *Europa Regionum*, 3/2017, tom XXXII, 133–145
- [20] Sanchez-Sutil F., Hernández J. C., Tobajas C., Overview of electrical protection requirements for integration of a smart DC node with bidirectional electric vehicle charging stations into existing AC and DC railway grids, *Electric Power Systems Research*, 122 (2015), 104-118
- [21] IEEE 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces
- [22] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.
- [23] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A.
- [24] Deilami S., Masoum A., Moses P., Masoum M., Voltage profile and THD distortion of residential network with high penetration of Plug-in Electrical Vehicles, 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), [DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638979].
- [25] Wang S., Zhang N., Li Z., Shahidehpour M., Modeling and impact analysis of large scale V2G electric vehicles on the power grid, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012, 1-6.
- [26] Fernandez D., Pedraza S., Celeita D., Ramos G., Electrical vehicles impact analysis for distribution systems with THD and load profile study, 2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA), [DOI: 10.1109/PEPQA.2015.7168240].
- [27] N. Wong and M. Kazerani, "A review of bidirectional on-board charger topologies for plugin vehicles," *IEEE 25th Can. Conf. Elect. Comput. Eng. (CCECE)*, 2012, 1–6.
- [28] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28 (2013), nr 12, 5673–5689
- [29] L. Shi, A. Meintz, and M. Ferdowsi, "Single-phase bidirectional AC–DC converters for plug-in hybrid electric vehicle applications," *IEEE Veh. Power Propul. Conf. (VPPC)*, 2008, 1–5.
- [30] A. Arancibia and K. Strunz, "Modeling of an Electric Vehicle Charging Station for Fast DC Charging", *IEEE International Electric Vehicle Conference*, 2012, pp. 1-6
- [31] A. S. Yilmaz, M. Badawi, Y. Sozer, I. Husain, "A fast battery charger topology for charging of electric vehicles", *IEEE International Electric Vehicle Conference*, Greenville, 2012, pp. 1-6
- [32] M. Restrepo, J. Morris, M. Kazerani, C. A. Cañizares, "Modeling and Testing of a Bidirectional Smart Charger for Distribution System EV Integration", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, Issue 1 (2018), 152 – 162
- [33] G. Naveen, T. Ho-Tung Yip, Y. Xie, "Modeling and protection of electric vehicle charging station", 6th IEEE Power India International Conference (PIICON), 2014, 1-6
- [34] Lucas A., Bonavitacola F., Kotsakis E., Fulli G., Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging, *Electric Power Systems Research* 127, 2015, 13 – 21.
- [35] Rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci