

Krzysztof KERBER*, Michał FILIPIAK*

WPLYW POBORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ POJAZDY ELEKTRYCZNE NA PARAMETRY LINII ZASILAJĄCYCH WYBRANYCH WSI I MIAST

W artykule przedstawiono analizę wpływu poboru energii elektrycznej przez pojazdy elektryczne na sieć elektroenergetyczną. We wstępie pracy omówiono trendy zmian na rynku pojazdów. Przedstawiono prognozy wzrostu liczby pojazdów o napędzie elektrycznych do roku 2030 i 2050. Wzrost i prognozy sprzedaży tych pojazdów na najbliższe lata, bazuje na prognozach przedstawionych na „Forum Energii”. W artykule przedstawiono trzy obszary (wiejski, małe miasto i dużą aglomerację) dla których wykonano obliczenia mocy pobranej przez odbiorców i wykonano analizę ich wpływu na przepustowości elementów infrastruktury energetycznej.

SŁOWA KLUCZOWE: pojazdy elektryczne, sieć elektroenergetyczna, zużycie energii.

1. WPROWADZENIE

Sektor transportu jest największym konsumentem energii w Europie. W 2019 r. zużycie energii w krajach Unii Europejskiej na sektor transportu wyniosło aż 31% na dalszych miejscach znalazły się gospodarstwa domowe 27%, przemysł 25%, handel i usługi 14% oraz rolnictwo i leśnictwo 3%. Z czego 70% stanowi transport drogowy. Dotychczas stosowane technologie w tym obszarze cechują się znaczącą emisją dwutlenku węgla. Od 1990 r. w sektorze transportu drogowego dochodzi do stałego wzrostu zanieczyszczeń. Obecnie za najbardziej obiecującą formą alternatywy dla samochodów spalinowych uważa się pojazdy elektryczne. Segment elektromobilności jest wciąż nowością na rynku motoryzacyjnym. Składa się on z dwóch podstawowych elementów: pojazdów oraz z infrastruktury. Rozwój i rozpowszechnienie pojazdów elektrycznych w ostatnich latach cechuje się wysoką dynamiką. Sprzedaż samochodów osobowych typu plug-in osiągnęła w 2021 r. 9% udziałów w światowym rynku sprzedaży nowych samochodów, w porównaniu z 4,6% w 2020 r. i 2,5% w 2019 r. W Polsce do końca 2021 r. zarejestrowano 18795 samochodów w pełni elektrycznych i 19206 z napędem hybrydowym. Wzrost rejestracji samochodów elektrycznych w 2021 r. w stosunku do roku 2020 wyniósł 91%. Gorzej natomiast wygląda sytuacja z infrastrukturą i stacjami ładowania, gdyż w 2020 r. w Polsce znajdo-

* Politechnika Poznańska

wało się 1364 stacji, natomiast w 2021 r. 1932 zatem wzrost wyniósł niecałe 42%. Konieczne jest zatem dostosowanie rozwiązań infrastruktury na terenach zurbanizowanych i wiejskich. Stoimy przed wyzwaniem dotyczącym modernizacji sieci elektroenergetycznej i stworzenia skutecznego modelu ekonomicznego polityki energetycznej [1, 2, 3].

2. POJAZDY ELEKTRYCZNE

2.1. Rynek motoryzacyjny w Polsce

Na początku 2020 r. w Polsce zarejestrowanych było 25 mln samochodów osobowych. Od 2010 średnio co roku liczba zarejestrowanych samochodów osobowych wzrasta o ponad 78 tys. Patrząc długoterminowo możemy przypuścić, że trend ten będzie się utrzymywał w przyszłych latach, pomimo obecnie panującego kryzysu dostępności półprzewodników oraz problemów gospodarczych w Europie, które spowolnią ten proces. Prognozy przewidują znaczący wzrost udziału pojazdów elektrycznych i hybrydowych w najbliższych latach na rynku motoryzacyjnym. Główną przyczyną wprowadzania elektrycznych i hybrydowych jednostek napędowych do swoich urządzeń przez producentów pojazdów są ograniczenia produkowanego dwutlenku węgla i zanieczyszczeń stawiane przez Unię Europejską i parlamenty państw. W 2020 r. średni poziom emisji CO₂ przez konkretne marki nie mógł przekraczać 120 g/km. Od stycznia 2021 r. wartość ta została zmniejszona do 95 g/km. Dla poszczególnych producentów dopuszczalna emisja może w pewnych zakresie różnić się. Wynika to między innymi z różnic w średniej masie produkowanych pojazdów. Przykładowo mniejsze i lżejsze pojazdy firmy Peugeot muszą osiągnąć wynik emisyjny poniżej 91 g/km. Natomiast samochody koncernu Daimlera charakteryzujące się wyższą masą mają podniesiony limit emisji dwutlenku węgla do 103 g/km. Za każdy przekroczony gram CO₂ naliczana jest opłata 95 euro na każdy sprzedany samochód. Spełnienie tak rygorystycznych warunków przez pojazdy z silnikiem spalinowym wymaga zastosowania silnika małej pojemności oraz jak największego zredukowania masy auta. Z danych opublikowanych na polskiej stronie Volkswagena stan z 15.09.2022 wynika, iż żaden z nowych spalinowych modeli nie osiągnął minimalnej emisji CO₂ poniżej poziomu 109 g/km. Zdecydowanie lepsze wyniki osiągnęły samochody hybrydowe, gdzie maksymalna emisja wyniosła 54 g/km. Ograniczenie emisji CO₂ do 95 g/km jest jedynie krokiem, gdyż już w 2025 wartość ta ma zostać zmniejszona do 80,75 g/km, a następnie do 59,37 w 2030. Celem długoterminowym jest osiągnięcie neutralności emisyjnej do 2050 r. w Unii Europejskiej. Oznacza to równowagę między emisją, a pochłanianiem dwutlenku węgla z atmosfery. Ilość pochłanianego CO₂ będzie równa temu emitowanemu na terenie Unii Europejskiej. Dla konsumentów natomiast czynnikami przemawiającymi za zakupem aut elektrycznych są: troska

o środowisko, niższe koszty energii zasilającej, komfort z jazdy, przywileje w miastach oraz dofinansowania [4, 5].

2.2. Infrastruktura energetyczna

Rozwój elektromobilności wiąże się z dwoma czynnikami: pojazdami oraz infrastrukturą. To infrastruktura jednak stanowi bazę do dalszego postępu i rozwoju. Bez odpowiedniego zaplecza technologicznego nie pojawią się nowi konsumenci. Konieczne jest zatem odpowiednie zaplanowanie rozbudowy infrastruktury ładowania. Wiąże się to z jej integracją z siecią elektroenergetyczną, a co za tym idzie zwiększeniem zapotrzebowania na energię i moc elektryczną i przystosowaniem do rozległego działania w wielu punktach. Obejmując wszystkie segmenty krajowej sieci, a w szczególności sieci dystrybucyjne niskiego i średniego napięcia. Zwiększony pobór mocy w poszczególnych punktach może spowodować lokalne przeciążenia i w rezultacie obniżyć parametry dystrybuowanej energii elektrycznej i jej niezawodność, a nawet doprowadzić do awarii. Na dzień dzisiejszy stan techniczny infrastruktury dystrybucji energii elektrycznej w Polsce pomimo wielomiliardowych inwestycji w ostatniej dekadzie jest wciąż niewystarczający, aby przy dynamicznym rozwoju elektromobilności zagwarantować niezawodność i bezpieczeństwo energetyczne. Jednym z najpoważniejszych problemów obecnie istniejącej infrastruktury jest przeciążenie poszczególnych jej elementów, przede wszystkim transformatorów i linii elektroenergetycznych. Ze względu na zmianę dobowego profilu obciążeniowego oraz wzrost poboru zarówno mocy czynnej jak i biernej może dochodzić do dłuższych i częstszych problemów z siecią. Ministerstwo Energii określiło, że 1 milion dodatkowych pojazdów elektrycznych wygeneruje popyt na energię na poziomie 4,3 TWh rocznie. Natomiast według obliczeń Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej wartość ta wyniesie 4,41 TWh. Wartości te dla krajowego systemu nie stanowią dużego wyzwania, jednak lokalnie mogą powodować poważne problemy. Najważniejszymi aspektami są: dostosowanie do zwiększonego poboru energii i mocy, oraz do zmian profilu obciążenia. Konieczne jest zatem zwiększenie elastyczności sieci i rozbudowa infrastruktury. Niezbędnymi zmianami według OSD, czyli operatorów systemu dystrybucyjnego w sieciach niskiego i średniego napięcia są: wymiana istniejących już przewodów na linie o większej zdolności przesyłowej; wykonanie dodatkowych obwodów oraz stacji transformatorowych; wymianę istniejących już transformatorów na układy o większej mocy; ciągła analiza parametrów jakościowych sieci [6, 7, 8, 9].

Inną istotną kwestią jest zasilanie stacji ładowania z lokalnych źródeł odnawialnych w połączeniu z magazynami energii. Rozpowszechnianie się odnawialnych źródeł energii elektrycznej wraz ze wzrostem aut elektrycznych będzie powodować dalszy wzrost wahań zapotrzebowania na moc. Dlatego konieczne

jest kontynuowanie ciągłości pracy sieci nawet w warunkach nasilonych zmian zarówno pobieranej jak i generowanej energii elektrycznej. Jednym ze sposobów na zwiększenie elastyczności sieci jest wprowadzenie inteligentnych liczników i urządzeń oraz systemu informatycznego pozwalającego na integrację ich z autami zasilanymi elektrycznie oraz wybudowanie dodatkowych magazynów energii. Aktualnie wyróżnia się dwie technologie integracji samochodów elektrycznych z systemem energetycznym. Pierwszy z nich: inteligentne ładowanie V1G umożliwia dostosowanie godziny rozpoczęcia i zakończenia oraz moc ładowania pojazdu do bieżącego obciążenia sieci. Natomiast drugi sposób to technologia pojazd-sieć V2G. Pozwala ona dodatkowo na zmianę kierunku przepływu energii, czyli oddawanie jej z auta do sieci, tworząc z pojazdu magazyn energii. Umożliwiając zredukowanie szczytowego obciążenia. Oba rozwiązania wymagają wysokich inwestycji i modernizacji liczników inteligentnych na szeroką skalę oraz rozbudowy zintegrowanego systemu wymiany informacji. Pozwalając na manipulację cenami prądu w zależności od godziny i obciążenia sieci. Pozwoliłoby to na zwiększenie liczby użytkowników aut elektrycznych ładujących swoje pojazdy nocą, gdy infrastruktura energetyczna jest najmniej obciążona przez obniżenie kosztów energii w tym czasie, a w rezultacie obniżenie piku w godzinach szczytu [6].

3. ROZWÓJ ELEKTROMOBILNOŚCI W POLSCE

Przeprowadzone analizy bazują są na prognozach Forum Energii. W prognozach zawarto dwa scenariusze w zależności od elastyczności ładowania, zachowania klientów i wprowadzenia dynamicznej taryfy opłat. Prognozy określają przyrost pojazdów w perspektywie 2030 i 2050 roku. Scenariusz podstawowy zakłada, że w 2030 r. w Polsce będzie poruszać się 680 tys. lekkich pojazdów elektrycznych z czego ponad 66% stanowią samochody typu BEV (ang. Battery Electric Vehicles, pojazdy czysto elektryczne), a pozostałe 34% auta typu PHEV (ang. Plug-in Hybrid Electric Vehicles, samochody z napędem hybrydowym). Scenariusz alternatywny przewiduje zdecydowanie szybszy rozwój i rozpowszechnienie elektromobilności w Polsce. W 2030 r. pojawiłoby się 3 mln lekkich aut elektrycznych z czego 2/3 stanowią samochody BEV. W 2050 wartości te wzrosłyby do 16.5 mln pojazdów lekkich (17% PHEV) oraz ponad 1 miliona pojazdów ciężkich. W takim scenariuszu 82% pojazdów zasilanych byłoby elektrycznie natomiast pozostałe 18% stanowiłyby auta napędzane dzięki źródłom alternatywnym takim jak wodór czy biometan. Pozwalając na całkowitą dekarbonizację transportu drogowego i spełnienie celów Unii Europejskiej o neutralności klimatycznej. Dokładniejsze wartości przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Przewidywane scenariusze rozwoju elektromobilności w Polsce [6].

Typ pojazdu	2030		2050	
	Scenariusz podstawowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz podstawowy	Scenariusz alternatywny
BEV	453 000	2 000 000	2 330 000	13 700 000
PHEV	227 000	1 000 000	1 600 000	2 800 000
Miejskie	18 500	81 800	10 700	450 000
Drogowe	110	500	143 000	600 000
Razem	698 610	3 082 300	4 083 700	17 550 000

Przedstawiona liczba pojazdów elektrycznych wiązałyby się z zwiększonym zapotrzebowaniem energetycznym w roku 2030 dla scenariusza podstawowego na poziomie 1718 GWh, a scenariusza alternatywnego 7583 GWh. W roku 2050 według scenariusza bazowego 11.5 TWh, a scenariusz alternatywny 59.6 TWh.

Liczba pojazdów elektrycznych będzie związana z liczbą punktów ładowania. Obecne trendy wskazują, że użytkownicy preferują korzystanie z własnych stacji ładowania, dlatego kierowcy posiadający dedykowane miejsce postojowe (około 64% w Europie) będą najczęściej korzystali z osobistych stacji ładowania. Natomiast pozostali użytkownicy częściej będą wykorzystywać punkty na terenie pracy. Pojazdy ciężkie będą korzystały z firmowych punktów o dużej mocy oraz dodatkowo ze stacji przy autostradach i drogach szybkiego ruchu [6].

4. WPŁYW ELEKTROMOBILNOŚCI NA SIECI DYSTRYBUCYJNE

Obszar prowadzenia symulacji podzielono na trzy strefy w zależności od gęstości zaludnienia. Dla każdego z obszarów wybrano przykładową lokalizacją ilustrującą specyfikę danej strefy.

4.1. Obszar wiejski

Obecnie na terenach wiejskich wykorzystanie samochodów elektrycznych jest na niskim poziomie. Ze względu na zdecydowaną przewagę domów jednorodzinnych na takich obszarach zakłada się dominujący udział prywatnych punktów ładowania o małej mocy. Nie przewiduje się również ładowania ciężkich pojazdów zarówno miejskich jak i drogowych, co oznacza brak stacji o dużej mocy. Badanym obszarem wiejskim jest gmina Topólka położona w województwie kujawsko-pomorskim. Gmina pod koniec 2021 r. liczyła 4708 mieszkańców. Miejscowość pobiera energię elektryczną z dwóch głównych punktów zasilających o mocy 16 MVA. Sieć 15 kV tworzą przewody AFL 35,25 mm² o obciążalności prądowej od 181 do 203A w zależności od pory ro-

ku. Linie niskiego napięcia zrobione są z AL 35 mm² o obciążalności od 180 do 201 A. Na obszarze całej gminy umieszczonych jest 101 słupowych stacji transformatorowych 15/0,4 kV o mocach w przedziale od 20 do 250 kVA. Łącznie roczne zapotrzebowanie gminy na energię elektryczną wynosi ponad 5,1 GWh. Przewiduje się wzrost zapotrzebowania do 7,2 GWh w 2050 r. Przedstawione wartości nie wliczają jeszcze segmentu elektromobilności. Na jedno gospodarstwo domowe przypada 3,3 MWh, wartość ta wzroście w 2050 r. do 5,6 MWh. Na terenie gminy Topólka zarejestrowanych jest obecnie 3335 aut. Prognozy scenariusza bazowego przewidują elektryfikację 2,5% aut lekkich na terenach wiejskich do 2030 r. i 14,5% do 2050 r., natomiast plan alternatywny odpowiednio 11% i 61%. Co daje liczbę aut przedstawionych w tabeli 2 [10, 11].

Tabela 2. Przewidywany rozwój elektromobilności w gminie Topólka elektrycznego [6].

Typ pojazdu	2030		2050	
	Scenariusz podstawowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz podstawowy	Scenariusz alternatywny
Liczba pojazdów elektrycznych	85	375	490	2060
Zapotrzebowanie energetyczne [GWh]	0,20	0,88	1,07	5,48

Na obszarach wiejskich średnio na jeden pojazd elektryczny przypadać będzie jeden punkt ładowania. Analizie poddano kluczowe punkty sieci dystrybucyjnej takie jak: sieć niskiego napięcia 0,4 kV, stację transformatorową 15/0,4 kV, linie 15 kV, stacje GPZ. Obciążenie stacji transformatorowych 15/0,4 kV oraz linii sieci niskiego napięcia 0,4 kV przeanalizowano na wybranym fragmencie infrastruktury przedstawionym na rysunku 1.



Rys. 1. Wybrany fragment infrastruktury gminy Topólka z zaznaczonymi punktami ładowania i stacją transformatorową [12]

Wybrany obszar przedstawia jedną słupową stację transformatorową 15/0,4 kV obejmującą 27 odbiorników w postaci budynków mieszkalnych, gdy średnio w Polsce na jeden transformator przypada 19 budynków, wybrany fragment zatem powinien cechować się zwiększonym obciążeniem [13].

Szacowana moc badanego transformatora to 161 kVA. Scenariusz alternatywny w 2050 r. zakłada wyposażenie punktów ładowania we wszystkich budynkach mieszkalnych. Wszystkie obliczenia w pracy zostały wykonane przy pomocy arkusza kalkulacyjnego. Dla najbardziej wymagającego scenariusza alternatywnego (2050 r.) do obliczeń przyjęto szczytowe obciążenie sieci wywołane przez lekkie pojazdy przypadające na godzinę 21:00 wynoszące 6,5%. Założono średnią moc ładowania na poziomie 10 kW. Moc badanego transformatora to 161 kVA. Obliczenia wykonano dla średniego oraz szczytowego obciążenia sieci. Obciążenie wywołane przez ładowanie pojazdów elektrycznych wyznaczono ze wzoru 1:

$$P_s = Sl \cdot np \cdot P_{sl} [W] \quad (1)$$

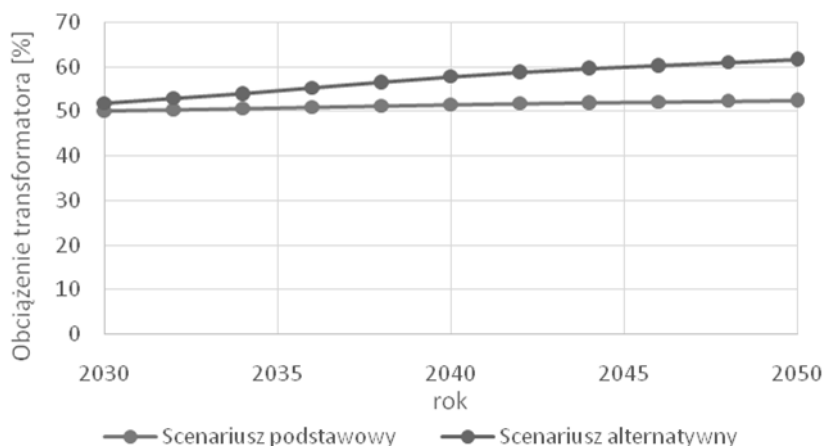
gdzie: P_s – obciążenie wywołane ładowaniem pojazdów elektrycznych; Sl – procentowy udział ładowania pojazdów; np – liczba punktów ładowania; P_{sl} – średnia moc ładowarki;

Obciążenie szczytowe sieci wywołane przez budynki mieszkalne wyznaczono ze wzoru 2:

$$P_{sz} = k_{j1} \cdot nm \cdot P_{M1} [W] \quad (2)$$

gdzie: P_{sz} – szczytowe obciążenie wywołane przez bloki mieszkalne, k_{j1} – współczynnik jednoczesności dla danej liczby mieszkań (dla badanych 27 budynków przyjęto wartość współczynnika równą 0,213), nm – liczba mieszkań, P_{M1} – szczytowa moc określona dla pojedynczego mieszkania przyjęta na poziomie 12,5 kW [14].

Na badanym fragmencie gminy znajduje się 27 domów mieszkalnych, w scenariuszu alternatywnym na rok 2050 zakładamy, że w każdym z nich znajduje się punkt ładowania. W takim przypadku obciążenie wywołane przez ładowanie pojazdów wyniesie: 17,55 kW co stanowi 11% mocy transformatora. Szczytowe obciążenie wywołane przez mieszkania wyniesie 71,9 kW czyli 44% mocy transformatora, natomiast średnie obciążenie to 17,3 kW i 11% mocy. Dodatkowo przyjmując wartość $\cos(\varphi)=0,9$ całkowite wykorzystanie mocy transformatora wyniesie w szczytowym zapotrzebowaniu do 62%, a przy średnim obciążeniu 24%. Na rysunku 2 przedstawiono, jak będzie się zmieniać obciążenie szczytowe transformatora w zależności od zakładanego scenariusza oraz roku.



Rys. 2. Obciążenie szczytowe transformatora SN/nN

Do obliczeń obciążalności prądowej linii 400 V przyjęto najbardziej obciążony fragment linii łączący transformator z 19 punktami przy średniej mocy ładowania 10 kW, dopuszczalne długotrwale obciążenie prądowe badanej linii wynosi 180 A.

Przy obciążeniu szczytowym I_{\max} wyniesie 157,3 A co stanowi 87% dopuszczalnej wartości, a przy $\cos(\varphi)=0,9$, aż 97%. Jednak należy pamiętać, że mówimy tu o krótkotrwałym obciążeniu szczytowym. Większą uwagę należy zwrócić średniemu obciążeniu wynoszącemu 61,2 A czyli 38% obciążeniu przy $\cos(\varphi)=0,9$.

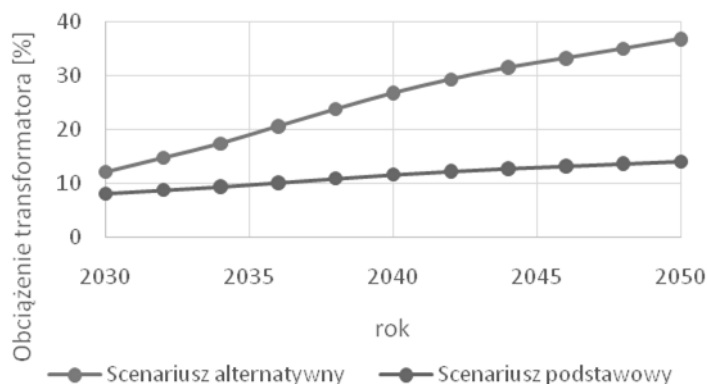
Do jednej linii dystrybucyjnej 15 kV średnio przyłączone są 4 stacje transformatorowe, zatem dalej zakładając średnią moc ładowania na poziomie 10 kW i dopuszczalne obciążenie prądowe 181 A oraz $\cos(\varphi)=0,9$ szczytowe obciążenie linii wyniesie 15%, a średnie 5,7%.

Obecnie ocenia się obciążenie stacji GPZ przyłączonych do gminy na poziomie: 49% i 60%. Zapotrzebowanie energetyczne przeznaczone na ładowanie aut elektrycznych w analizowanym scenariuszu w roku 2050 wyniesie 5,48 GWh. Po uwzględnieniu szczytowego dobowego obciążenie dla pojazdów lekkich na poziomie 6,5% obciążenie chwilowe osiągnie niecałe 0,98 MW. Pobór mocy przez pojazdy EV zwiększy średnio obciążenie stacji GPZ Piotrków Kujawski o niecałe 3,2%, a GPZ Lubraniec o niecałe 6,4%.

4.2. Małe i średnie miasta

Jako obszar wybrany do analizy wybrano trzy miejscowości: Marki, Zielonki i Ząbki dzielące ze sobą część infrastruktury energetycznej leżące pod Warszawą. Pod koniec 2021 r. liczyły łącznie niemal 94 tys. mieszkańców [15]. Każde z trzech miast zasilanych jest z dwóch stacji GPZ: o mocy 2 x 25 MVA obecnie obciążonej w 55% oraz GPZ o mocy 2 x 25 MVA obciążonej w 65%. Do jednego przewodu magistralnego średnio podłączonych jest 9 transformatorów, czyli ponad dwukrotnie więcej niż na obszarach wiejskich [34]. Na badanym obszarze łącznie zlokalizowanych jest 484 stacji transformatorowych 15/0,4 kV o mocach 63 – 630 kVA średnio o wartości 300 kVA. Obecnie zapotrzebowanie na energię elektryczną sięga wartości 180 GWh rocznie, natomiast przewidywania wskazują w 2050 r. osiągnie 255 GWh nie wliczając elektromobilności [16]. Przewidywania zakładają liczbę ponad 43 tys. pojazdów elektrycznych w scenariuszu alternatywnym na rok 2050 r. co wiązać się będzie ze wzrostem zapotrzebowania na energię na poziomie 166 GWh rocznie. Stanowi to niemal całkowitą elektryfikację transportu, natomiast planowana liczba punktów ładowania przewyższa zakładaną liczbę samochodów. Średnio jedna stacja transformatorowa na terenie przeprowadzanej analizy przypada na 77 mieszkań. Na terenach miejskich średnie zużycie energii przez jedno mieszkanie to 2134 kWh rocznie, jednak w 2050 r. ma ono wzrosnąć do 3015 kWh [17]. W terenie miejskim pojazdy: lekkie stanowią 90% wszystkich samochodów. Średnie dobowe obciążenie domu mieszkalnego wyniesie 0,24 kW. Liczbę punktów ładowania oraz mieszkań na jedną stację transformatorową badanej dzielnicy miasta przyjęto jako równą 78. Zakładana moc transformatora wynosi 300 kVA. Moc pobrana przez pojaz-

dy wyniesie: 80,6 kW. Średnia moc pobrana przez lokale: 19,0 kW. Szczytowa moc pobrana przez mieszkania: 101,4 kW. Łącznie pobrana moc przy średnim obciążeniu osiągnie: 99,6 kW co stanowi obciążenie transformatora przyjmując $\cos(\varphi)=0,9$ na poziomie ponad 37%. Natomiast obciążenie szczytowe przy współczynniku jednoczesności 0,104 dla badanej liczby lokali wyniesie 67%. Zmianę obciążenia transformatora w zależności od scenariusza oraz roku przedstawia rysunek 3.



Rys. 3. Obciążenie średnie transformatora SN/nN

Linie AFL 35,25 mm² o napięciu 0,4 kV przyjmując obciążenie 70% wykozystanej mocy transformatora trafiającą na pojedynczą linię zostaną obciążone prądem 127 A co stanowi 70,5% wytrzymałości prądowej przewodu.

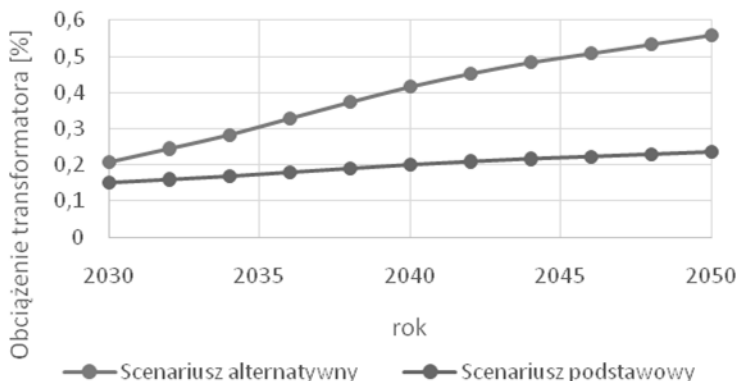
Dodatkowe obciążenie stacji GPZ w postaci 165,69 GWh rocznie zakładanych w scenariuszu alternatywnym w 2050 r. spowoduje wzrost obciążenia w GPZ Pustelnik do niecałych 75%, a w GPZ Ząbki do ponad 88%. Natomiast dodając do tego prognozowany wzrost zużycia energii z 180 GWh do 250 GWh spowoduje wzrost użycia stacji do 83% i 98%. Zatem konieczne będzie zwiększenie mocy obu punktów.

Obciążenie linii magistralnych w postaci przewodów AFL-6 120 mm² o napięciu 15 kV i obciążalności prądowej do 460 A wzrośnie przez elektromobilność średnio o 12,4%. Uwzględniając prognozowane zużycie energii 250 GWh oraz obciążenia ze stacji ładowania obciążenie linii wyniesie niecałe 52%.

4.3. Duże aglomeracje

Wybrany przykładem dużego miasta jest Wrocław. Wiele z większych miast prowadzi własne plany rozwoju infrastruktury energetycznej uwzględniające rozpowszechnienie elektromobilności. Wrocław pod koniec 2021 r. liczył 640 tys. mieszkańców. Do 2030 r. planowanych jest wiele prac związanych z GPZ: budowa 8 nowych stacji oraz modernizacja lub przebudowa kolejnych 4.

Przez co oszacowanie wpływu poboru mocy na GPZ przez pojazdy EV jest bardzo trudne [38]. Obecnie miasto zasilane jest z 20 stacji WN/SN. Sieć średniego napięcia pracuje na dwóch poziomach 20 kV i 10 kV. Dąży się jednak do całkowitej rezygnacji z napięcia 10 kV. Na obszarze miasta zlokalizowanych jest 2433 stacji transformatorowych. Większa część sieci zarówno niskiego jak i średniego napięcia jest skablowana. Prognoza zakłada w scenariuszu alternatywnym na rok 2050 liczbę 304 tys. pojazdów elektrycznych o zapotrzebowaniu energetycznym 1,2 TWh w scenariuszu podstawowym na ten rok 72 tys. pojazdów i 0,25 TWh. Ze względu na niewystarczającą ilość danych co do rozmieszczenia przewodów podziemnych i parametrów stacji transformatorowych SN/nN nie przeprowadzono analizy co do konkretnej dzielnicy miasta. Obliczenia wykonano analogicznie jak w pozostałych obszarach. Przyjęto średnią moc transformatora SN/nN na poziomie 400 kVA oraz 140 lokali przypadających na jedną stację transformatorową. Tak jak w przypadku miast średniej wielkości średnia ilość energii przypadająca na jedno mieszkanie wynosi 2134 kWh, w 2050 r. wzrośnie do 3015 kWh. Założono wykorzystane przewodów YAKXS 4 x 70 mm² o obciążalności prądowej 196 A. [18] Obciążenie stacji transformatorowych SN/nN 400 V przyjmując wykorzystanie dla pojazdów lekkich 6,5% o mocy 10 kW; dla pojazdów drogowych 5,6% o mocy 100 kW, a dla miejskich 9,8% o mocy 50 kW ze scenariusza alternatywnego w 2050 r. waha się w okolicach 55% z czego ładowanie pojazdów EV wykorzystuje 42% mocy. W przypadku obciążenia szczytowego sięga ono 84% przy współczynniku jednoczesności wynoszącym 0,086 i przyjętej mocy jednego mieszkania wynoszącej 12,5 kW. Zmianę obciążenia transformatora SN/nN przedstawiono w zależności od przyjętego scenariusza i roku na rysunku 4.



Rys. 4. Średnie obciążenie transformatora SN/nN

Przyjmując, że połowę wszystkich stacji ładowania pojazdów elektrycznych stanowią stacje osobiste przyłączone przez sieć niskiego napięcia, a połowę stacje szybkiego ładowania oraz grupowe stacje podłączone bezpośrednio przez

sić średniego napięcia. Obciążenie okablowania niskiego napięcia wyniesie niecałe 80 % z czego mieszkania wykorzystują ponad 43%. Sieć średniego napięcia tworzą przewody YHAKXS 3x1x70 mm² o obciążalności prądowej do 210 A [18]. W 2050 r. założono wymianę całej sieci SN na napięcie 20 kV. W takim wypadku obciążenie głównych połączeń SN wzrośnie do poziomu 85%. Ze względu na bieżące budowy stacji WN/SN oraz stosunkowo niskie wykorzystanie aktualnie istniejących średnio 51% w zimowy dzień roboczy, wpływ elektromobilności nie powinien wymagać większych dodatkowych modernizacji.

5. PODSUMOWANIE

Z otrzymanych wyników można stwierdzić, iż rozwój elektromobilności na obszarach wiejskich nie wymaga większych modernizacji sieci energetycznej średniego i niskiego napięcia, jednak należy zwrócić uwagę, że badaniu poddano tylko jedną gminę, w innych miejscach stan techniczny infrastruktury energetycznej może znacząco się różnić, wniosek ten dotyczy również pozostałych badanych obszarów.

W małych i średnich miastach intensywny wzrost pobieranej mocy przez pojazdy elektryczne może przyczynić się do konieczności modernizacji infrastruktury energetycznej. Niezbędne będzie zwiększenie mocy głównych punktów zasilających i ewentualna wymiana linii niskiego napięcia na przewody o większym przekroju. W obliczeniach przyjęto dynamiczny rozwój elektromobilności jednak nawet w przypadku zdecydowanie wolniejszego rozpowszechnienia w przyszłości ze względu na stale zwiększające się zapotrzebowanie na moc w wielu małych i średnich miastach konieczne były by takie inwestycje.

W dużych miastach już dzisiaj w planach modernizacji sieci uwzględnia się wpływ elektromobilności. Dalszy jej rozwój może wiązać się z koniecznością wymiany części sieci przewodowej niskiego i średniego napięcia.

Rozbudowa infrastruktury ładowania samochodów EV wiązać się będzie z dalszymi inwestycjami w segmencie energetyki niskiego i średniego napięcia oraz wzrostem zapotrzebowania na moc. Poniesione koszty będą związane z tempem rozpowszechnienia elektromobilności. Jednym ze sposobów obniżenia szczytowego obciążenia sieci i w rezultacie poniesionych kosztów może okazać się wprowadzenie elastycznego ładowania z dynamiczną taryfą opłat za energię elektryczną. Większym wyzwaniem dla sieci niskiego napięcia od elektromobilności może okazać się rozwój instalacji fotowoltaicznych. Przystosowanie sieci do odnawialnych źródeł energii w wielu miejscach może okazać się wystarczające również dla elektromobilności.

LITERATURA

- [1] Dobkowska A. Zużycie energii w Polsce i w Europie, <https://www.locja.pl/raport-rynkowy/zuzycie-energii-w-polsce-i-w-europie>, 199, 2021.
- [2] Nowak M., Wałkowski D., Kubiak S., Nowe standardy emisji spalin, <https://codozasady.pl/p/nowe-standardy-emisji-spalin>, 2021.
- [3] Kuli W., Ile na polskich drogach jest „elektryków”? Przybyło ich, <https://www.benchmark.pl/aktualnosci/samochody-elektryczne-w-polsce-2021.html#noop>, 2022.
- [4] Główny Urząd Statystyczny .<https://bd1.stat.gov.pl/bd1/dane/podgrup/wymiary>, 2022.
- [5] WLTP – bliżej rzeczywistego zużycia paliwa. <https://www.volkswagen.pl/pl/swiat-volkswagena/ochrona-srodowiska/wltp.html>, 2022.
- [6] Czyżak P., Wrona A., Sieci dystrybucyjne i elektromobilność planowanie i rozwój, Fundacja Instrat, 2021.
- [7] Ministerstwo Energii, Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, Energia do przyszłości.
- [8] Bralewski P., Szablowski Ł., Badyda K., Bujalski W., Perspektywy rozwoju elektromobilności w Polsce z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, Nowa Era, 2018.
- [9] Czernicki Ł., Maj M., Miniszewski M., Jak wspierać elektromobilność?, Polski Instytut Ekonomiczny, 2019.
- [10] Eltrim Kable, Przewodnik do linii napowietrznych, Katalog produktów, <https://www.eltrim.com.pl/assets/katalogi/Katalog-przewody-napowietrzne-2020.pdf>, 2020.
- [11] Plan Gospodarki Niskoemisyjnej uchwała Nr 107, <http://www.bip.topolka.pl/upload/Plan%20Gospodarki%20Niskoemisyjnej%20uchwała%20Nr%20107%20.pdf>, 2016.
- [12] OpenStreetMap, <https://www.openstreetmap.org>, 2022.
- [13] Energetyka Dystrybucja i Przesył. http://raport.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf, raport PTPiREE, 2019.
- [14] Moc zapotrzebowana, <https://bezel.com.pl/2018/08/01/moc-zapotrzebowana/#mieszkalnego>, 2018.
- [15] Polska w liczbach, <https://www.polskawliczbach.pl>, 2022
- [16] Zespół Argox Eco Energia, Plan gospodarki niskoemisyjnej dla miasta Ząbki, 2015.
- [17] Główny Urząd Statystyczny, Departament Przedsiębiorstw, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r., 2018.
- [18] TFKable, Kable i przewody elektroenergetyczne, karta katalogowa, https://www.tim.pl/fileuploader/download/download/?d=1&file=PRODUCENCI%2F10013%2FYHAKXS%2Fkable_yhakxs.pdf, (23.08.2022).

**THE IMPACT OF ELECTRICITY CONSUMPTION
BY ELECTRIC VEHICLES ON THE POWER GRID**

The article presents an analysis of the impact of electricity consumption by electric vehicles on the power grid. The introduction to the thesis discusses trends in changes in the vehicle market. The forecasts for the increase in the number of electric vehicles until 2030 and 2050 were presented. The growth and sales forecasts of these vehicles for the coming years are based on the forecasts presented at the "Forum Energii". The article presents three areas (rural, small town and large agglomeration) for which calculations of the power consumed by consumers were performed and an analysis of their impact on the capacity of energy infrastructure elements was performed.

(Received: 17.10.2022, revised: 15.11.2022)