



Forum
Energii

Analizy i dialog



Sieci dystrybucyjne i elektromobilność

Planowanie i rozwój

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTORZY

Paweł Czyżak, Adrianna Wrona - Fundacja Instrat

WSPÓŁPRACA

Michał Borkowski

Joanna Maćkowiak-Pandera, Klaudia Wojciechowska - Forum Energii

Marek Mańko, Bartosz Wieczorek - Price4Wheels

Jacek Mizak - Fundacja Promocji Pojazdów Elektrycznych

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIA

Unsplash.com

DATA PUBLIKACJI

listopad 2021

Analiza powstała w ramach polsko-niemieckiego projektu Int-E-Grid, który jest realizowany przez Forum Energii wraz z Fundacją Promocji Pojazdów Elektrycznych oraz Agorą Verkehrswende. Szczegółowe informacje na temat projektu znajdują się na dedykowanej mu stronie <https://www.int-e-grid.eu>. Projekt jest wspierany przez European Climate Initiative (EUKI). Nadrzędnym celem EUKI jest sprzyjanie współpracy wewnątrz Unii Europejskiej w zakresie klimatu i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. EUKI jest instrumentem finansowania projektów przez BMUB (Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody, Budownictwa i Bezpieczeństwa Jądrowego Niemieckiej Republiki Federalnej). Wdrażanie instrumentu EUKI odbywa się przy wsparciu GIZ (Niemieckie Towarzystwo Współpracy Międzynarodowej). Opinie zamieszczone w tej publikacji należą wyłącznie do autorów.



Supported by:



based on a decision of the German Bundestag

Wstęp	
Najważniejsze wnioski	3
1. Wprowadzenie	6
2. Diagnoza sytuacji sektora elektromobilności w Polsce	7
2.1. Stan obecny: ramy prawne i aktualny stan rynku	7
2.2. Taryfy i zachęty	12
2.3. Istniejące prognozy rozwoju rynku w Polsce i na świecie	17
2.4. Uwarunkowania logistyczne rozwoju elektromobilności oraz przegląd sposobów i trybów ładowania w zależności od typu pojazdu	18
3. Diagnoza stanu sieci dystrybucyjnych w kontekście wdrażania elektromobilności w Polsce	21
3.1. Określenie stanu sieci dystrybucyjnych w Polsce	21
3.2. Wyzwania dla obecnej infrastruktury związane z rozwojem rynku EV	25
3.3. Zakres koniecznych modyfikacji obecnej infrastruktury związanych z rozwojem rynku EV	26
3.4. Proces planowania infrastruktury ładowania	29
4. Metodyka prac i scenariusze	31
4.1. Scenariusze rozwoju elektromobilności w Polsce i ich wpływ na redukcję emisji CO ₂	32
4.2. Konsekwencje rozwoju elektromobilności dla środowiska i emisji substancji szkodliwych	36
4.3. Potencjał rozwoju elektromobilności w poszczególnych regionach kraju	39
4.4. Projekcje zachowań użytkowników pojazdów elektrycznych	40
4.5. Zapotrzebowanie na energię elektryczną generowane przez pojazdy z napędem elektrycznym	43
5. Wpływ elektromobilności na bilansowanie KSE	45
6. Wpływ elektromobilności na sieci dystrybucyjne	49
6.1. Zakres koniecznych modernizacji sieci dystrybucyjnych związanych z rozwojem elektromobilności	49
6.2. Konieczne inwestycje w sieci dystrybucyjne wynikające z rozwoju elektromobilności	68
7. Podsumowanie	74
Literatura	83

Wstęp

Elektryfikacja transportu jest przyszłością – nie tylko dlatego, że musimy chronić klimat i powietrze i chcemy korzystać z nowych, innowacyjnych technologii. Dzięki elektryfikacji transportu możemy kilkadziesiąt miliardów złotych rocznie inwestować w kraju w nowoczesny sektor gospodarki – jednocześnie ograniczając wydatki na import ropy. Kres silnika spalinowego w transporcie nastąpi już połowie lat 30.

W kolejnych latach na inwestycje w powszechną elektryfikację transportu Polska będzie mieć dostępne duże środki finansowe. Jednak do sprawnego rozwoju pojazdów elektrycznych potrzeba dobrze zaplanowanej i mądrze rozwijanej infrastruktury sieciowej, która do tej pory nie była przystosowana do obsłużenia tak dużej skali nowych urządzeń. Nowa architektura sieci musi uwzględniać sposób korzystania z samochodu elektrycznego. Drugi kluczowy element to łatwo dostępne stacje ładowania takich pojazdów.

Co upowszechnienie elektromobilności oznacza dla systemu energetycznego? Jak z szybkim rozwojem tej dziedziny poradzą sobie sieci i jak planować ich rozwój? Czy w mniejszych miejscowościach sieć udźwignie większe wahania napięć?

Przekazujemy w Państwa ręce analizę, która skupia się właśnie na wyzwaniach sieci dystrybucyjnych związanych z rozwojem transportu elektrycznego. Życzymy dobrej lektury.

Z poważaniem
dr Joanna Maćkowiak-Pandera
Forum Energii

Najważniejsze wnioski



Europejski Zielony Ład określił mapę drogową osiągnięcia neutralności klimatycznej przez Unię Europejską, stawiając przed sektorem transportu ambitny cel 90 proc. redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) do 2050 r. Elektryfikacja tego sektora to jedna z najszybszych i najszybszych do osiągnięcia metod dekarbonizacji transportu.



Rozwój elektromobilności będzie szybko postępował, choć jest warunkowany wieloma czynnikami (od zachęt ekonomicznych po rozwój infrastruktury ładowania samochodów). Istotne, aby Polska w przemyślany sposób zaczęła przygotowywać się do elektryfikacji transportu – pozwoliłoby to zminimalizować koszty oraz zmaksymalizować korzyści dla gospodarki i społeczeństwa. W opracowaniu przeanalizowaliśmy kilka scenariuszy rozwoju elektromobilności oraz wpływ ich realizacji na krajowe sieci dystrybucyjne.



Rozwój i modernizacja sieci dystrybucyjnych jest kluczowym elementem dla elektryfikacji transportu drogowego. Proces integracji elektromobilności w sieci musi być mądrze zaplanowany w czasie. Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że do 2050 r. koszt dostosowania sieci wyniesie 2,5 mld zł w scenariuszu bazowym (umiarkowanego rozwoju¹) i ok. 11,8 mld zł w scenariuszu alternatywnym (bardziej ambitnym²). W tym drugim przypadku, koszty mogą zostać zredukowane o 5,8 mld zł (49%), jeśli zastosowane będzie elastyczne ładowanie aut (*smart charging*).



Koszty inwestycji w sieci dystrybucyjne w związku z elektryfikacją transportu są relatywnie niskie. W ujęciu rocznym, stanowią ułamek kosztów inwestycyjnych ponoszonych obecnie przez OSD i wymaganych przez rosnącą moc odnawialnych źródeł energii, konieczność modernizacji i skablowania sieci SN i nN, a także wdrażanie liczników inteligentnych. Koszty rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych nie powinny więc być barierą dla rozwoju elektromobilności w Polsce.



Istotne jest jednak dobre planowanie i uwzględnienie elektromobilności w planach inwestycyjnych OSD. Skala niezbędnych inwestycji w sieć jest uzależniona od specyfiki obszaru, którego dotyczy:

- Na terenach wiejskich, nawet niemal całkowita elektryfikacja transportu nie wymaga znaczących inwestycji w sieci niskiego i średniego napięcia. Realizacja standardowo planowanych modernizacji oraz inwestycji związanych z przewidywanym rozwojem OZE będzie w zupełności wystarczającą dla obsługi zwiększonego zapotrzebowania na moc z sektora pojazdów elektrycznych;
- Na terenach małych i średnich miast, wzrost liczby pojazdów elektrycznych i zwiększone zapotrzebowanie na energię do ich ładowania może wymagać dodatkowych inwestycji w sieci, w szczególności zwiększenia mocy głównego punktu zasilania (GPZ) i potencjalnie zwiększenia dopuszczalnej obciążalności linii niskiego napięcia. Zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na uniknięcie inwestycji w sieci niskiego napięcia nawet w scenariuszu alternatywnym;
- W przypadku dużych i wielkich miast, już teraz przewiduje się zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną także w związku z rozwojem elektromobilności i planowanymi programami elektryfikacji transportu publicznego. Zmiany te mogą wiązać się z koniecznością inwestycji w celu zwiększenia obciążalności linii średniego i niskiego napięcia. Zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na istotne ograniczenie skali wymaganych inwestycji.
- Zdecydowanie największe koszty wiążą się z rozwojem infrastruktury ładowania dużej mocy przy drogach ekspresowych i autostradach. Wynika to przede wszystkim z oddalenia stacji ładowania od głównych punktów zasilania. Dynamiczny rozwój elektromobilności wymagać będzie poprowadzenia dodatkowych torów linii średniego napięcia, rozbudowy stacji transformatorowych a także zwiększenie mocy GPZ.

1 2030 r. 680 tys. lekkich pojazdów elektrycznych, 18,5 tys. ciężkich pojazdów miejskich oraz 113 ciężkich pojazdów drogowych. 2050 rok: 3,93 mln. lekkich pojazdów elektrycznych, 107 tys. ciężkich pojazdów miejskich oraz 143 tys. ciężkich pojazdów drogowych.

2 2030 rok: 3 mln lekkich samochodów elektrycznych, 82 tys. ciężkich pojazdów miejskich oraz ok. 500 ciężkich pojazdów drogowych; 2050 rok: 16,5 mln lekkich pojazdów elektrycznych, 450 tys. ciężkich pojazdów miejskich oraz 600 tys. ciężkich pojazdów drogowych.



W krótkim horyzoncie czasowym, w projektowaniu sieci niskiego napięcia należy uwzględnić przede wszystkim rozwój instalacji fotowoltaicznych, ponieważ ich dynamiczny rozwój stanowi większe wyzwanie dla sieci niż rozwój elektromobilności. Inwestycje związane z rozwojem OZE mogą być w wielu obszarach kraju (zwłaszcza w regionach wiejskich) wystarczające pod względem przystosowania sieci do rozwoju elektromobilności. Jednocześnie rozwój elektromobilności może przyczynić się do ograniczenia inwestycji niezbędnych dla przystosowania sieci dystrybucyjnych do gwałtownego rozwoju OZE - zwiększenie lokalnej konsumpcji energii w gospodarstwach domowych zmniejsza bowiem ilość energii oddawanej do sieci przez prosumentów.



Realizacja omawianych w niniejszym opracowaniu scenariuszy rozwoju elektromobilności wraz z dekarbonizacją mixu energetycznego, pozwoli na redukcję emisji GHG z transportu nawet o dwie trzecie do 2050 r. To dużo, ale nadal za mało, biorąc pod uwagę cel neutralności klimatycznej. Dlatego poza elektryfikacją konieczne będą większe zmiany – rozwój transportu publicznego, rowerowego itp.

Rekomendacje dla OSD:

- OSD powinny pilnie przygotować plany modernizacji sieci dystrybucyjnych pod kątem rozwoju elektromobilności oraz mikroinstalacji OZE. W planach konieczne jest zapisanie konkretnych celów rozwoju OZE i EV, niezbędna jest również ich aktualizacja każdego roku.
- OSD powinny regularnie monitorować stan sieci dystrybucyjnych i podawać wyniki do publicznej wiadomości według wybranych wskaźników.
- Należy przyspieszyć na obszarze całego kraju instalację inteligentnych liczników energii.
- Do 2050 roku moc większości GPZ na terenie średnich i małych miast będzie musiała być zwiększona. Przy okazji wykonywanej przebudowy, konstrukcja stacji powinna być przygotowana do umieszczenia w niej transformatorów o jak największej mocy (np. 63 MVA).
- Przy zamianie linii napowietrznych niskiego napięcia na kablowe w średnich miastach należy już teraz uwzględniać zwiększone zapotrzebowanie wynikające z rozwoju elektromobilności, co pozwoli uniknąć kolejnych kosztów w przyszłości.
- W dużych miastach rekomendujemy stopniowe zwiększanie obciążalności najbardziej kluczowych odcinków sieci 400 V, aby sprzyjać rozwojowi elektromobilności.
- Rekomendujemy uwzględnienie rozbudowy sieci oraz nowych punktów zasilania przy planowanych drogach ekspresowych i autostradach (w tym także planowanych lokalizacji miejsc obsługi podróżnych) – oraz modernizacji już istniejących (np. budowa trzeciego pasa autostrady A2 na odcinku Pruszków-Stryków).

Rekomendacje dla administracji publicznej:

- Istotne jest zapisanie konkretnych (ambitnych) celów rozwoju elektromobilności oraz rozwoju OZE w dokumentach strategicznych państwa. Pozwoli to uniknąć w przyszłości problemów z integracją mikroinstalacji OZE oraz EV w sieci.
- Włączenie użytkowników samochodów elektrycznych do bilansowania systemu energetycznego pozwoli ograniczyć koszty sieciowe. Istotne jest jednak wprowadzenie ładowania elastycznego i taryf dynamicznych dla odbiorców energii, dlatego też kluczowe będzie stworzenie odpowiednich warunków ekonomicznych i regulacyjnych. Rekomendujemy projekty pilotażowe dot. taryf dynamicznych, celem sprawdzenia jak wpłyną one na zachowania konsumentów energii elektrycznej.
- Należy zachęcić samorządy do aktywnego udziału w planowaniu rozwoju elektromobilności, w tym do tworzenia planów rozwoju infrastruktury ładowania. Z uwagi na znajomość regionu oraz potrzeb mieszkańców, samorządy powinny stworzyć strategiczny plan rozwoju elektromobilności na swoim terenie.
- W celu stymulacji rozwoju rynku pojazdów EV w Polsce rekomendujemy upewnienie się, że obecnie wprowadzone i planowane programy zachęt do zakupu pojazdów elektrycznych oraz infrastruktury ładowania dla użytkowników indywidualnych oraz przedsiębiorstw pozwolą na realizację założonych celów. Jest to szczególnie istotne w kontekście opublikowanego w lipcu 2021 roku pakietu propozycji legislacyjnych Fit for 55, który będzie wymagał zdecydowanego podwyższenia ambicji w zakresie dekarbonizacji transportu drogowego.
- W związku z tym, że wpływ ciężkich pojazdów miejskich na obciążenie szczytowe sieci jest względnie niewielki, elektryfikacja i rozwój publicznych środków transportu w polskich miastach powinien być priorytetem.

1. Wprowadzenie

Transport drogowy jest jednym z najbardziej emisyjnych sektorów światowej gospodarki. W Unii Europejskiej odpowiada on za około 22 proc. emisji gazów cieplarnianych, a w Polsce - za 17 proc. (ok. 64,6 mln ton ekw. CO₂).³ Ponadto transport jest ostatnim sektorem, z którego emisje ciągle wzrastają. W Polsce od 1990 r. zwiększyły się o 250 proc., a od 2005 r. o 85 proc. (30 mln ton CO₂)⁴. Europejski Zielony Ład zobowiązuje do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz 90 proc. redukcji emisji z transportu. Aby osiągnąć ten cel UE wprowadza coraz bardziej wymagające standardy emisyjności pojazdów oraz stawia na elektryfikację tego sektora. Oznacza to w najbliższych latach dynamiczny rozwój elektromobilności w wielu krajach europejskich, w tym w Polsce.

Przy planowaniu jej rozwoju należy wyróżnić dwa podstawowe elementy: pojazdy oraz infrastrukturę, przy czym to infrastruktura stanowi swoistą bazę i motor napędowy tego rozwoju. Jednak zaprojektowanie zaplecza, które jest odpowiednio przystosowane do zwiększonej floty pojazdów elektrycznych (*electric vehicles*, EV) stanowi duże wyzwanie organizacyjne i techniczne. Wymaga to strategicznie zaplanowanej rozbudowy infrastruktury ładowania, z uwzględnieniem zwiększonego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz przystosowania sieci dystrybucyjnych do rozproszonej natury systemu ładowania.

Niezbędna jest odpowiednia integracja infrastruktury ładowania z siecią elektroenergetyczną, która do tej pory nie była przystosowana do tak szerokiej skali nowych urządzeń. Rozwój elektromobilności będzie więc wymagał inwestycji w sieć dystrybucyjną, a zrozumienie problemów i słabości technicznych sieci jest kluczowe do wyznaczenia optymalnego kierunku tych inwestycji.

6

Cel opracowania i podejście

Głównym celem niniejszej publikacji jest oszacowanie wpływu elektromobilności na sieci dystrybucyjne, w szczególności określenie zakresu koniecznej modernizacji infrastruktury sieciowej wynikającej ze zwiększonego zapotrzebowania na moc.

Koszty tych inwestycji będą zależały od:

- wielkości floty pojazdów elektrycznych,
- lokalnych uwarunkowań sieciowych.

Dlatego analizujemy dwa scenariusze rozwoju – scenariusz bazowy i alternatywny – na lata 2030 i 2050. Ponadto obliczenia podzielono na kategorie odpowiadające strukturze rozmieszczenia ludności w Polsce i przeanalizowano wpływ rozwoju elektromobilności na:

- sieci na obszarach wiejskich,
- małe i średnie miasta,
- duże miasta,
- stacje ładowania umieszczone wzdłuż autostrad i dróg ekspresowych.

Konkluzje poniższej analizy mają służyć głównie Operatorom Systemu Dystrybucyjnego (OSD) i zwrócić ich uwagę na kierunki koniecznych inwestycji w sieć, dzięki którym dalszy rozwój elektromobilności w Polsce będzie nie tylko możliwy, ale również bezpieczny dla sieci i ekonomicznie uzasadniony. Z drugiej strony, niniejsza publikacja oferuje szereg rekomendacji dla administracji publicznej, której pomoc może okazać się niezbędna dla przyspieszenia tempa rozwoju tego sektora, zwłaszcza w jego początkowej fazie.

³ Eurostat, baza danych, <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

⁴ jw.

2. Diagnoza sytuacji sektora elektromobilności w Polsce

2.1. Stan obecny: ramy prawne i aktualny stan rynku

Jednym z kluczowych dokumentów kształtujących proces rozwoju elektromobilności w Polsce jest *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR)*⁵ do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) z 2017 r. W ramach tej strategii powołano *Program Rozwoju Elektromobilności*, który ma na celu stworzenie warunków do wdrożenia elektromobilności w Polsce m.in. poprzez rozwój infrastruktury ładowania oraz stabilizację sieci elektroenergetycznej dzięki odpowiedniej integracji pojazdów z siecią⁶.

Kolejnymi strategicznymi dokumentami są dokumenty wchodzące w skład tzw. *Pakietu na Rzecz Czystego Transportu*, które przedstawiamy w poniższej tabeli.

Tabela 1. Dokumenty strategiczne kształtujące rozwój elektromobilności w Polsce

Dokumenty strategiczne kształtujące rozwój elektromobilności w Polsce (tzw. Pakiet na rzecz czystego transportu)	
Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce	Przyjęty przez Radę Ministrów w 16 marca 2017 r.
Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych	Przyjęte przez Radę Ministrów 29 marca 2017 r.
Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r.; weszła w życie 22 lutego 2018 r. 20 listopada 2020 r. opublikowany został projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, a jego kolejna wersja po konsultacjach w lutym 2021, mający za zadanie modyfikację ram prawnych dotychczas ustalonych przez ustawę z 2018 r. W projekcie nowelizacji tej ustawy znalazły się m.in. postulaty branży dot. zrównoważonego rozwoju, m.in. rozwiązania ułatwiające instalację infrastruktury ładowania w budynkach mieszkalnych wielorodzinnych czy przyłączenie i uproszczenie procedur przyłączeniowych dla ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych.
Ustawa z dnia 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych wprowadzająca Fundusz Niskoemisyjnego Transportu (FNT)	Ustawa została przyjęta 10 lipca 2018 r. W lipcu 2020 r. zlikwidowano FNT, a jego zadania i dotychczas zgromadzone środki zostały przejęte przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który ma być obecnie odpowiedzialny za finansowanie rozwoju elektromobilności w Polsce.

Źródło: Opracowanie własne.

W *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* rząd przewiduje, że do 2025 r. w Polsce użytkowanych będzie 1 milion EV.

Za cel na rok 2020 dokument określił 50 tys. pojazdów elektrycznych oraz 6 tys. publicznie dostępnych punktów ładowania o normalnej mocy ładowania i 400 punktów o dużej mocy ładowania⁷. Poniżej przedstawiamy kategorie pojazdów i punktów ładowania samochodów elektrycznych.

⁵ Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, 2020, <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju>

⁶ J. Zawieska, *Rozwój Rynku Elektromobilności w Polsce* [w:], *Elektromobilność w Polsce na tle tendencji europejskich i globalnych*, red. J. Gajewski, W. Paprocki, J. Pieriegud, Warszawa 2019, s. Publikacja Europejskiego Kongresu Finansowego, 2019, s.9, https://www.efcongress.com/wp-content/uploads/2020/02/publikacje09__Elektromobilno%C5%9B%C4%87-w-Polsce-na-tle-tendencji-europejskich-i-globalnych.pdf

⁷ Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, 2017, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rzad-przyjal-krajowe-ramy-polityki-rozwoju-infrastruktury-paliw-alternatywnych-3>

Kategorie pojazdów elektrycznych EV (electric vehicles)

BEV (Battery electric vehicle) – pojazd samochodowy wykorzystujący do napędu wyłącznie energię elektryczną akumulowaną przez podłączenie do zewnętrznego źródła zasilania.

PHEV (Plug in hybrid electric vehicle) – pojazd samochodowy o napędzie spalinowo-elektrycznym, w którym energia elektryczna jest akumulowana przez podłączenie do zewnętrznego źródła zasilania.

Źródło: Krajowe ramy polityki rozwoju paliw alternatywnych.

Tabela 2. Infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych

Infrastruktura ładowania pojazdów EV		
Punkt ładowania	Urządzenie umożliwiające ładowanie pojedynczego pojazdu elektrycznego, pojazdu hybrydowego i autobusu zeroemisyjnego oraz miejsce, w którym wymienia się lub ładuje akumulator służący do napędu tego pojazdu.	
Punkt ładowania o normalnej mocy	Punkt ładowania o mocy mniejszej lub równej 22 kW, z wyłączeniem urządzeń o mocy mniejszej lub równej 3,7 kW zainstalowanych w miejscach innych niż ogólnodostępne stacje ładowania, w szczególności w budynkach mieszkalnych.	
Punkt ładowania o dużej mocy	Punkt ładowania o mocy większej niż 22 kW.	
Stacja ładowania	a) Urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym; b) Wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy.	Wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego użytkownika pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego	

8

Źródło: Ustawa z dn. 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Jednym z nadrzędnych celów *Ustawy o elektromobilności z 2018 r.* było rozwiązanie problemu braku publicznej infrastruktury ładowania EV w aglomeracjach, na obszarach gęsto zaludnionych, oraz na transeuropejskich korytarzach transportowych m.in. poprzez stworzenie odpowiednich warunków regulacyjnych. Ustawa zawiera szereg zachęt do szerszej adaptacji pojazdów elektrycznych, tj. zniesienie akcyzy na auta elektryczne czy zwolnienie ich z opłat za parkowanie oraz obowiązek wykorzystywania samochodów elektrycznych przez instytucje państwowe⁸.

W 2018 r. rząd polski utworzył Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, który miał być źródłem wsparcia finansowego dla różnorodnych inicjatyw związanych z realizacją planów określonych w opisanych powyżej dokumentach strategicznych. Obszary działań miały pokryć m.in. produkcję środków transportu, inwestycje w czysty transport publiczny przez samorządy, inwestycje w infrastrukturę ładowania czy nawet edukację w zakresie wykorzystania paliw alternatywnych w transporcie⁹. Niestety, w związku z licznymi opóźnieniami przy wprowadzaniu regulacji prawnych, fundusz ten nie spełnił swojej roli. Nie wdrożono systemu bezpośrednich dopłat do nabycia samochodów elektrycznych czy dla rozwoju infrastruktury ładowania¹⁰.

W sierpniu 2020 r. zlikwidowano FNT, a jego zadania oraz dotychczas zgromadzone środki zostały przejęte przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), który ma być obecnie odpowiedzialny za finansowanie rozwoju elektromobilności w Polsce.

8 Dziennik Ustaw, *Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych* Dz.U.2018 poz. 317, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000317>

9 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Fundusz Niskoemisyjnego Transportu*, 2018, <https://www.gov.pl/web/klimat/fundusz-niskoemisyjnego-transportu>

10 Najwyższa Izba Kontroli, *Informacja o wynikach kontroli: Wsparcie rozwoju elektromobilności*, 2020, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,23045.vp,25751.pdf>

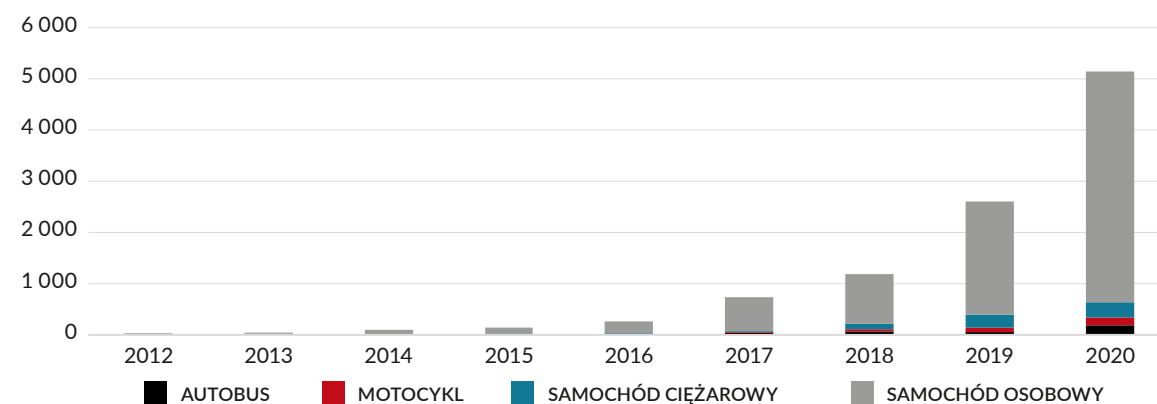
Opóźnienia w realizacji planów oraz brak uruchomienia środków FNT spowodowały, że cel na rok 2020 nie został osiągnięty, a szanse na osiągnięcie celu na rok 2025 są przy obecnych trendach znikome¹¹, wręcz niemożliwe.

Według *Licznika elektromobilności*, z końcem maja 2021 r. w Polsce zarejestrowanych było 25 407 elektrycznych samochodów osobowych (zaledwie 0,05% całej floty pojazdów osobowych)¹², 966 pojazdów ciężarowych i dostawczych oraz 526 autobusy elektryczne. Pośród elektrycznych aut osobowych około 49 proc. stanowiły pojazdy w pełni elektryczne (*battery electric vehicles, BEV*), natomiast pozostała część to pojazdy hybrydowe typu plug-in (*plug-in hybrid electric vehicles, PHEV*).

Przez pierwsze pięć miesięcy 2021 r. flota samochodów osobowych z napędem elektrycznym zwiększyła się o 149 proc. w stosunku do analogicznego okresu w 2020 r.¹³ Mimo pozytywnego trendu, liczba ta jest znacznie niższa niż planował rząd. Dla porównania w 2020 r. w Niemczech sama flota elektrycznych aut osobowych wynosiła ponad 595 tys. (ok. 1,2% całej floty pojazdów osobowych), w Norwegii było ich prawie 453 tys. (ok. 16% całej floty pojazdów osobowych), a w Holandii prawie 273 tys. (ponad 3% całej floty)¹⁴.

Mimo że do EV zaliczane są zarówno pojazdy typu BEV jak i PHEV, aby osiągnąć jak największe korzyści z elektryfikacji tego sektora, szczególnie istotny jest przyrost BEV - czyli pojazdów w pełni elektrycznych. Dlatego cieszy fakt, że mimo niewystarczającego tempa, ich flota również systematycznie wzrasta (rysunek 1). W 2012 na terenie Polski zarejestrowano 22 w pełni elektryczne auta osobowe. W 2015 r. było to 111 aut, a w 2020 już ponad 4,5 tys. W porównaniu do 2019 r., w 2020 r. liczba rejestracji elektrycznych pojazdów osobowych wzrosła ponad dwukrotnie. Podobny trend obserwuje się w przypadku pojazdów ciężarowych i autobusów. W 2015 r. zarejestrowano odpowiednio 10 i 16 tego typu pojazdów, a w 2020 r. było to już 295 i 196.

Rysunek 1. Liczba rejestracji pojazdów zasilanych energią elektryczną (BEV) w Polsce w latach 2012-2020



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: CEPIK, 2020.

Obecnie pojazdy elektryczne rejestrowane są przede wszystkim w dużych miastach tj. Warszawa czy Kraków (rysunek 2). Dlatego też woj. mazowieckie czy woj. małopolskie są liderami w tymże rankingu.

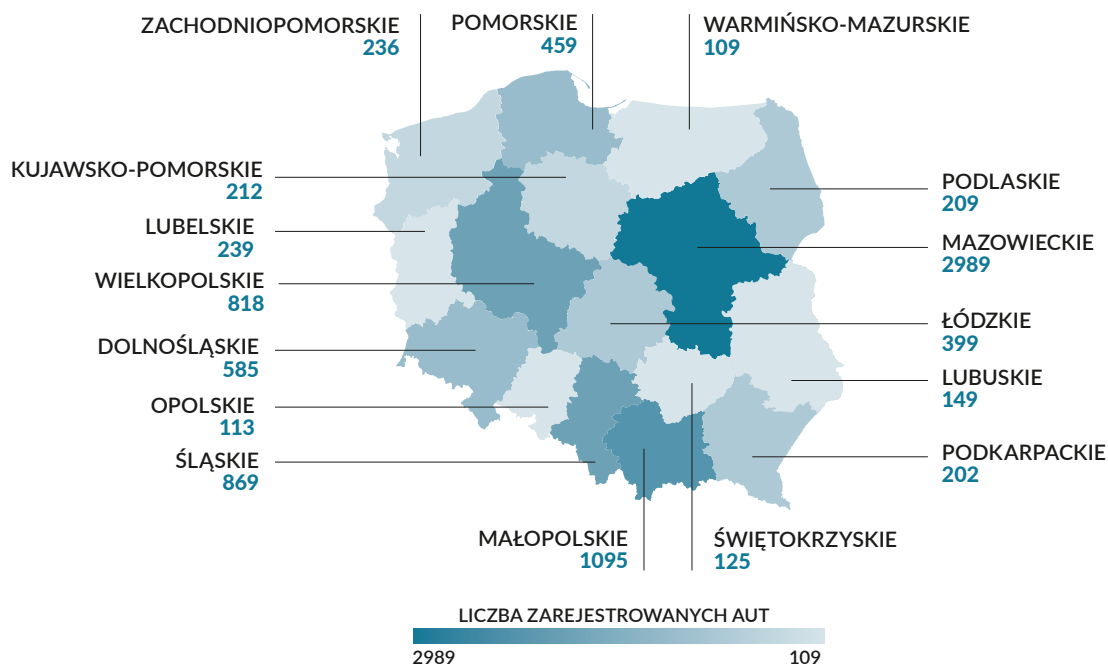
11 Najwyższa Izba Kontroli, *Informacja o wynikach kontroli: Wsparcie rozwoju elektromobilności*, 2020, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,23045,vp,25751.pdf>

12 European Alternative Fuels Observatory, 2021, <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1#>

13 PZPM, *Licznik Elektromobilności*, 2021, <https://www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Licznik-elektromobilnosci/Marzec-2021>

14 European Alternative Fuels Observatory, 2021, <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1#>

Rysunek 2. Liczba zarejestrowanych aut osobowych typu BEV w poszczególnych województwach w Polsce, stan na 2020 r.



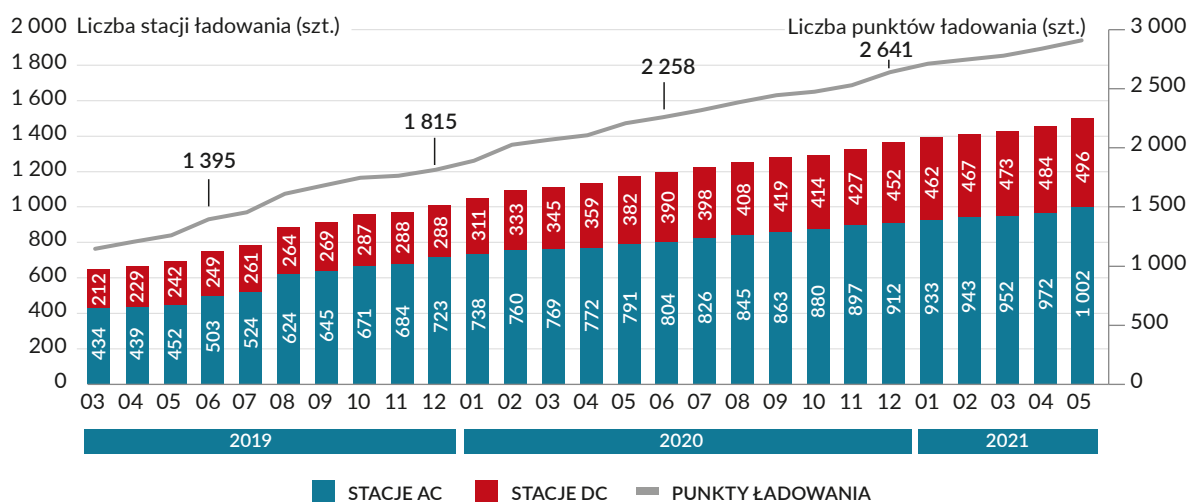
Źródło: Opracowanie własne na podstawie: CEPIK, 2020.

10

Nierozzerwalnym elementem rozwoju elektromobilności jest dostępność infrastruktury ładowania, a ta również wymaga w Polsce poprawy. Z 6400 publicznych punktów ładowania planowanych na 2020 r., do końca grudnia 2020 r. powstało jedynie 2642 punktów, a do końca maja 2021 r. ich liczba wzrosła jedynie do 2931 szt. (rysunek 3).

Punkty te są obecnie skupione w 1498 stacjach – 67 proc. z nich oferuje wolne punkty prądu przemiennego (*alternating current*, AC), o standardowej mocy mniejszej lub równej 22 kW, a pozostałe 33 proc. to stacje ładowania prądem stałym o dużej mocy (*direct current*, DC).

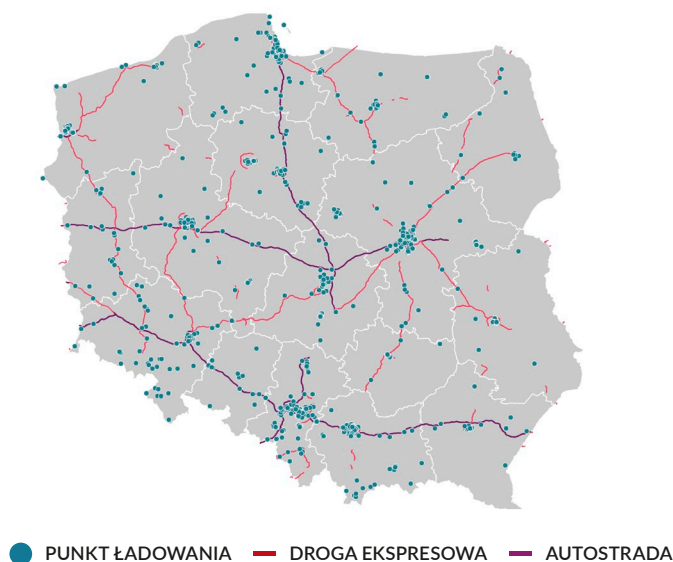
Rysunek 3. Liczba stacji i punktów ładowania w Polsce w latach 2019-2021



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: ORPA, 2021.

Dodatkowo rozmieszczenie stacji wskazuje na dużą nierównomierność na różnych obszarach kraju (rysunek 4). Zdecydowana większość punktów ładowania znajduje się w dużych aglomeracjach miejskich, a także przy autostradach i drogach ekspresowych. Są jednak obszary, na których infrastruktura dla elektromobilności w zasadzie nie istnieje – np. w województwach podlaskim czy lubelskim znajdziemy raptem kilka publicznie dostępnych stacji ładowania.

Rysunek 4. Rozmieszczenie publicznie dostępnych punktów ładowania w Polsce



11

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: UDT (2021)¹⁵.

Oznacza to, że właściciele pojazdów elektrycznych wciąż napotykają na istotne ograniczenia w swobodnym przemieszczaniu się po Polsce. Przekłada się to na mniejszą motywację do zakupu samochodów elektrycznych w społeczeństwie i, tym samym, spowolnione tempo rozwoju elektromobilności. Co prawda Ustawa o elektromobilności z 2018 r. zobowiązała gminy do monitorowania liczby punktów ładowania, a w przypadku kiedy realizacja planu była zagrożona miały one za zadanie opracować plan lokalizacji brakujących punktów. Po uzgodnieniu lokalizacji, obowiązek budowy punktów ładowania spadał na operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD). Był to jednak mechanizm interwencyjny, a nie systemowy, który ma zostać usunięty w ramach planowanej nowelizacji tejże ustawy, a OSD nie będą już mogli (poza pewnymi wyjątkami) być operatorami stacji ładowania.

Rola ta zostanie przejęta przez podmioty trzecie – operatorów ogólnodostępnych sieci ładowania (OOSŁ). Zmiana ta nie poprawi rozbudowy infrastruktury ładowania w Polsce, a w tym kontekście istotnym jest możliwie szybkie wprowadzenie programów wsparcia dla jej rozbudowy¹⁶. Z drugiej strony, nowelizacja ustawy wprowadzi wymóg instalowania infrastruktury kanałowej na co najmniej 1 na 5 stanowisk postojowych i minimum jednego punktu ładowania na parkingach przynależnych do istniejących budynków niemieszkalnych przez właścicieli lub zarządców tych budynków do 1 stycznia 2025 r., co może przyczynić się do pozytywnych zmian na rynku.

Jasnym jest, że tak duża rozbieżność pomiędzy obecnym stanem elektromobilności a planami na 2020 r., połączona z aktualnie niewielkim wsparciem dla jej rozwoju, nie rokuje realizacji celu miliona pojazdów do 2025 r. Mimo obserwowanego wzrostu zainteresowania EV jesteśmy dopiero w początkowych fazach rozwoju elektromobilności. Dla przyspieszenia tempa jej rozwoju niezbędne będzie wprowadzenie programów zwiększających zainteresowanie pojazdami elektrycznymi wśród użytkowników prywatnych, przedsiębiorstw oraz instytucji publicznych. W rozdziale 2.2. koncentrujemy się właśnie na pokazaniu możliwego wsparcia w celu zwiększenia zainteresowania EV. Wpływ zmieniającej się floty pojazdów elektrycznych na KSE, wraz z koniecznymi modernizacjami, został przeanalizowany w rozdziałach 4-6.

¹⁵ Urząd Dozoru Technicznego, *Ewidencja Infrastruktury Paliw Alternatywnych*, <https://eipa.udt.gov.pl/> [data dostępu: 30.06.2021].

¹⁶ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw*, 2020, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12340506>.

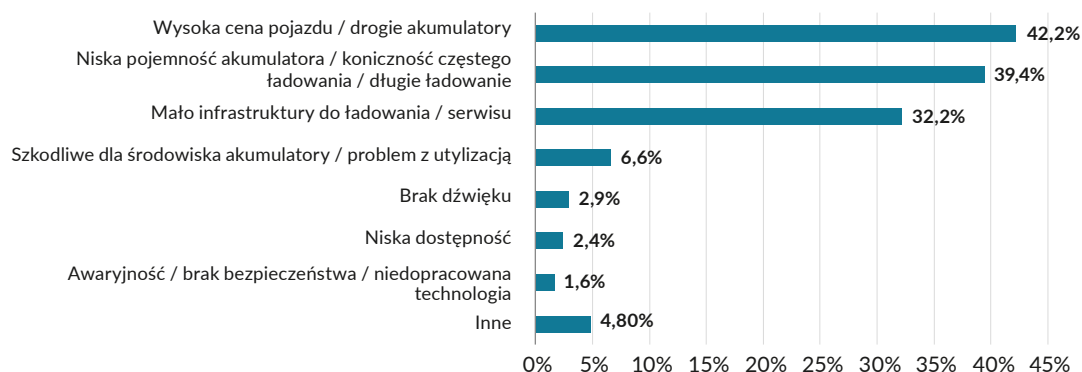
2.2. Taryfy i zachęty

Szybsze tempo rozwoju elektromobilności w Polsce będzie uzależnione od wprowadzenia programów i mechanizmów zachęcających użytkowników pojazdów do zakupu EV. Z badań przeprowadzonych przez organizacje branżowe wynika, że największymi barierami do adaptacji pojazdów elektrycznych są:

1. Wysoka cena pojazdów (42,2 proc. ankietowanych).
2. Niewielki zasięg aut (39,4 proc. ankietowanych).
3. Niewystarczający dostęp infrastruktury ładowania (32,2 proc. ankietowanych) (rysunek 5).

Popyt na pojazdy EV nie wzrośnie do momentu gdy zaadresowane nie zostaną wyżej wymienione bariery. Niewielka dotychczas penetracja rynku przez pojazdy EV powoduje, że rozbudowa sieci punktów ładowania jest często nieopłacalna dla inwestorów prywatnych, a brak tychże punktów zniechęca potencjalnych nabywców do zakupu EV. Odblokowanie tego procesu będzie więc wymagało rządowej stymulacji dla każdego z wyżej wymienionych obszarów. Ważna też będzie stopniowa eliminacja z dróg pojazdów wysokoemisyjnych np. poprzez wzmożone kontrole emisyjności, wyższe opłaty za rejestrację wysokoemisyjnych pojazdów (wdrożenie zasady „zanieczyszczający płaci”), opłaty za emisje z transportu czy wprowadzenie stref czystego transportu.

Rysunek 5. Największe bariery zakupu i użytkowania samochodów elektrycznych według ankietowanych



12

Źródło: PSPA, *Barometr Nowej Elektromobilności 2020/2021*, 2020, https://pspa.com.pl/media/2020/11/barometr_nowej_mobilnosci_2020_raport_S_1.pdf.

Zachęty do nabywania pojazdów elektrycznych

Programy zachęt do zakupu pojazdów elektrycznych - dopłaty, ulgi podatkowe, a czasem oba mechanizmy - zostały wprowadzone w wielu krajach europejskich. Przykłady tychże mechanizmów są wymienione w tabeli Z2.1 w załączniku.

Z krajów oferujących bezpośrednie dopłaty do zakupu pojazdu, np. w Belgii rząd udziela wsparcia w wysokości do 4 000 euro, a Niemczech wynosić ono może nawet 9 000 euro w przypadku pojazdów typu BEV (PHEV 6 750 euro).

W Polsce programy dofinansowujące EV praktycznie nie funkcjonowały, choć w lipcu 2021 r. uruchomiony został program „Mój elektryk”. Poprzednie próby wsparcia ograniczały się do programów pilotażowych - „Zielony samochód”, „eVAN” oraz „Koliber”, które miały dofinansowywać zakup pojazdów elektrycznych dla osób fizycznych, przedsiębiorców oraz przedsiębiorców zajmujących się przewozem osób. Nie zdołały one jednak zachęcić znacznej puli odbiorców - łącznie złożone zostały jedynie 344 wnioski o dofinansowanie na sumę sięgającą 11,2 mln zł z puli blisko 150 mln zł¹⁷. „Mój elektryk” rozszerza katalog beneficjentów - jest on skierowany do osób fizycznych, jednostek sektora finansów publicznych, instytutów badawczych, przedsiębiorców, stowarzyszeń, fundacji, spółdzielni, rolników indywidualnych, i innych - jego budżet wyniesie do 700 mln. Dodatkowo umożliwia on dopłaty do pojazdów w leasingu oraz w wynajmie długoterminowym, który jest w Polsce głównym sposobem finansowania nowych aut¹⁸.

17 Clean Energy, *Przed wakacjami mają ruszyć dopłaty w programie „zielony transport publiczny”*, 2021.

18 T. Sewastianowicz, *Nowe dopłaty do samochodów elektrycznych, program „Mój elektryk” to duże zmiany*, Dziennik.pl, 2021.

Poza bezpośrednimi dopłatami, kolejnym ważnym czynnikiem wspierającym rozwój elektromobilności jest stworzenie przyjaznego ekosystemu podatkowego dla pojazdów zeroemisyjnych, przede wszystkim dla przedsiębiorców, obejmującego m.in. możliwość odliczenia 100 proc. VAT od nabycia i eksploatacji pojazdów elektrycznych również w przypadku użytkowania służbowo-prywatnego czy możliwość odliczenia 100% kosztów eksploatacji pojazdów elektrycznych. Podobne ulgi podatkowe są stosowane w wielu krajach UE, gdzie często funkcjonują one równolegle z dopłatami do zakupu pojazdów. Na przykład w Niemczech, BEV zarejestrowane w okresie 2011-2030 są zwolnione z podatku od pojazdów (niem. *Kfz-Steuer*), natomiast pojazdy typu PHEV objęte są niższym podatkiem niż pojazdy spalinowe (ICE), proporcjonalnie do niższej emisyjności pojazdu. We Włoszech BEV są zwolnione z podatku od własności przez pięć lat od zarejestrowania pojazdu. Natomiast w Norwegii, szczytując się największym udziałem pojazdów elektrycznych w krajowej flocie spośród wszystkich krajów UE, to właśnie zwolnienie z podatku VAT (wraz z trzema innymi podatkami od zakupu pojazdu) było głównym instrumentem wspierającym rozwój tego rynku. Rozwój elektromobilności nabrał tam takiego tempa wzrostu, że niektóre stacje paliw zaczęły zastępować pompy paliwowe punktami ładowania dla pojazdów elektrycznych. Nie bez znaczenia dla rozwoju elektromobilności w Polsce będzie również skuteczne blokowanie napływu starych i wysokoemisyjnych pojazdów. W związku z tym, że są one tańsze, a w kraju brakuje polityki zachęcającej do zakupu nowych pojazdów spełniających normy emisyjności, średni wiek aut osobowych w Polsce sięga 15 lat, co przekłada się również na ich wysoką emisyjność. Wprowadzenie odpowiednich regulacji zachęcających do nabycia aut elektrycznych oraz ograniczających użytkowanie najbardziej wysokoemisyjnych starych pojazdów będzie w tym kontekście kluczowe.

Wsparcie dla rozbudowy infrastruktury ładowania

Podobnie jak zachęty do zakupu aut, programy wsparcia dla infrastruktury ładowania były i są wdrażane w wielu krajach europejskich (Tab. Z2.2.). W Niemczech oferowane są subsydia na budowę publicznie dostępnych punktów ładowania - do 3 000 euro na stacje ładowania do 22 kW; do 13 000 euro na punkt DC do 100 kW; do 30 000 euro na punkt DC powyżej 100 kW. Ponadto niemiecki rząd ogłosił ambitny program finansowania infrastruktury ładowania i tankowania wodoru o łącznej wartości 4,1 mld euro do 2023 r. zarówno dla pojazdów lekkich, jak i ciężkich. Zgodnie z planem rząd federalny powinien wprowadzić specjalny instrument finansowania, aby wesprzeć operatorów w instalacji infrastruktury ładowania w zajezdniach i miejscach docelowych dla miejskich i regionalnych samochodów dostawczych¹⁹.

13

W Holandii, użytkownicy EV mają możliwość składania wniosków o zainstalowanie publicznie dostępnego punktu ładowania jeżeli nie ma takowej w pobliżu domu lub miejsca pracy, a zostanie ona nieodpłatnie postawiona. Kraje takie jak m.in. Niemcy, Francja czy Hiszpania oferują również dotacje na budowę prywatnych punktów ładowania. Dotychczas polski rząd nie dofinansowywał rozwoju infrastruktury ładowania, lecz ma to ulec zmianie.

Opublikowany w grudniu 2020 r. *projekt rozporządzenia ws. szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na tworzenie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i do tankowania wodoru*²⁰ zapowiada, że do końca 2023 r. na inwestycje w infrastrukturę ładowania przeznaczone zostanie 800 mln zł. Finansowanie to będzie skierowane do spółek energetycznych, przedsiębiorstw, samorządów, wspólnot mieszkaniowych oraz innych organizacji, a środki będą pochodzić z NFOŚiGW. Bezwrotne dotacje, pokrywające do 75 proc. kosztów kwalifikowanych inwestycji, mają wspomóc budowę nowych punktów ładowania, rozbudowę istniejącej infrastruktury oraz stacji tankowania wodorem (w Polsce nie ma jeszcze tego typu instalacji)²¹. Poza programami dopłat czy ulg podatkowych, rządy niektórych państw europejskich wzięły odgórną odpowiedzialność za inwestycje w rozwój infrastruktury ładowania. W skład działań podejmowanych w Norwegii wchodzi np. publiczne finansowanie punktów ładowania o dużej mocy co 50 km na głównych drogach czy dostępność środków dla spółdzielni mieszkaniowych na instalację punktów ładowania.

19 F. Unterlohner, How to decarbonise long-haul trucking in Germany: an analysis of available technologies and their associated costs, Transport & Environment, 2021, https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2021_04_TE_how_to_decarbonise_long_haul_trucking_in_Germany_final.pdf.

20 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych i infrastrukturę do tankowania wodoru*, 2020, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12341508>.

21 Ł. Kifer, *Rząd szykuje 800 milionów zł na wsparcie elektromobilności. Powstaną stacje tankowania wodorem i ładowania prądem*, 2020, <https://moto.pl/MotoPL/7,170318,26631740,rzad-szykuje-800-milionow-zl-na-wsparcie-elektromobilnosci.html>.

W Portugalii utworzono Sieć Mobilności Elektrycznej. Jest to projekt zarządzany przez podmiot o nazwie MOBI.E, dzięki któremu, w 10 lat od rozpoczęcia inicjatywy zainstalowano blisko 1,5 tys. stacji ładowania. W Szwajcarii, w ramach programu na rzecz działania elektromobilności, powołano Federalny Urząd Drogowy (FRDRO), którego zadaniem jest utworzenie gęstej, ogólnokrajowej sieci stacji ładowania o dużej mocy w ciągu najbliższych kilku lat. W konsekwencji na krajowych autostradach ma powstać ok. 160 stacji szybkiego ładowania pojazdów, czyniąc szwajcarską sieć jedną z najbardziej rozwiniętych i najgęstszych w Europie. FEDRO sfinansuje niezbędną infrastrukturę elektroenergetyczną, aby to umożliwić²².

Zachęty dla transportu publicznego

Przyjęte przez Unię Europejską w czerwcu 2019 r. przepisy wymagają, aby jedna czwarta nowych autobusów zakupionych przez władze publiczne była zasilana paliwami alternatywnymi do 2025 r.²³ Od 2030 r. wskaźnik ten ma wzrosnąć do jednej trzeciej. Jednocześnie 40 miast (w tym Warszawa) podpisało *Deklarację C40*, z której wynika m.in. aby do 2025 r. floty autobusów miejskich były bezemisyjne²⁴. Elektryfikacja transportu publicznego stanowi jeden z priorytetów UE i rządów wielu państw w Europie. Holandia jest obecnie liderem tej transformacji - w 2025 r. planuje mieć całkowicie bezemisyjną flotę autobusów Niemcy zamierzają użytkować dodatkowo 3000 elektrycznych autobusów do 2025 r.²⁵ Zaledwie do końca 2021 r. Niemcy planują wydać na rozwój floty autobusów elektrycznych 650 mln euro²⁶. W marcu 2021 r. rząd Wielkiej Brytanii uruchomił program, w ramach którego 120 mln funtów zostanie przeznaczonych na elektryfikację ok. 500 bezemisyjnych autobusów w brytyjskich miastach²⁷. Wprowadzona w 2018 r. w Polsce Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych również zobowiązuje samorządy gmin liczących powyżej 50 tys. mieszkańców do eksploatacji przynajmniej 5 proc. autobusów zeroemisyjnych w miejskiej flocie w 2021 r., 10 proc. w 2023 r., 20 proc. w 2025 r. a 30 proc. w 2028 r. Podobnie jak w innych krajach europejskich rozwój rynku autobusów w Polsce jest wspierany wysiłkami administracji publicznej. Dzięki wsparciu z programu "Zielony transport publiczny" z 2021 r. polskie samorządy zamierzają kupić 302 autobusy elektryczne, 122 wodorowe oraz 7 trolejbusów, wykorzystując pulę dostępnego w ramach programu finansowania o wartości 1,1 mld zł.²⁸ W Krajowym Planie Odbudowy rząd zadeklarował ponadto zakup kolejnych 1 200 autobusów zeroemisyjnych (elektrycznych i wodorowych). Środki na obie fazy programu mają pochodzić z Funduszu Odbudowy.

Inne programy oraz regulacje zachęcające do zakupu zero lub niskoemisyjnych pojazdów

Poza zachętami finansowymi do zakupu ekologicznych aut, stosuje się również odpowiednie regulacje, normy emisyjności, dodatkowe opodatkowanie dla wysokoemisyjnych aut czy różne miękkie zachęty dla użytkownika EV. Sama Komisja Europejska nakłada coraz to bardziej restrykcyjne standardy emisyjne dla nowych aut rejestrowanych na obszarze UE. W międzyczasie, kraje UE nakładają znaczne opłaty za rejestrację wysokoemisyjnych pojazdów.

Np. Francja zwiększyła maksymalną stawkę opłaty - dla aut emitujących ponad 225 g CO₂/km w 2020 r. opłata wzrosła do 20 000 euro, w 2021 r. podniesiono ją do 40 000 euro, a w 2022 r. ma ona zostać podwyższona aż do 50 000 euro. Wartości te są jednak maksymalnymi wartościami.

W 2020 r. próg wartości emisji od której naliczana jest dodatkowa opłata, we Francji wynosił 138 g CO₂ na km. Auto emitujące pomiędzy 138 a 160 g CO₂ na kilometr podlegało opłacie emisyjnej w wysokości 1 000 EUR przy rejestracji. W 2021 limit ten został zmniejszony do 131 g CO₂ na km, a w 2022 r. ma zostać ponownie zmniejszony do 123 g CO₂

22 IEA, 2019, http://www.ieahev.org/assets/1/7/Report2019_Switzerland.pdf.

23 Dyrektywa PE i RADY (UE) 2019/1161 z dnia 20 czerwca 2019 r. zmieniająca dyrektywę 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów drogowego, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L1161&from=pl>.

24 C40 Cities, *Fossil Fuel Free Streets Declaration*, 2019, <https://www.c40.org/other/green-and-healthy-streets>.

25 Ch. Nijhuis, *Number of e-buses in German public transport doubled in 2020, fuel cell falling behind - report*, Clean Energy Wire, 2021, <https://www.cleanenergywire.org/news/number-e-buses-german-public-transport-doubled-2020-fuel-cell-falling-behind-report>.

26 Sustainable BUS, *German fundings for e-buses grow up to 650 million euros*, 2021, <https://www.sustainable-bus.com/news/german-fundings-for-e-buses-grow-up-to-650-million-euros/#:~:text=Subsidies%20for%20electric%20buses.&text=of%20300%20million.-,The%20German%20aid%20scheme%20is%20valid%20until%20the%20end%20of,setting%20up%20the%20charging%20infrastructure>.

27 T. Stone, *UK government announces 120 funding for electric vehicles*, TTI, 2021, <https://www.traffictechnologytoday.com/news/electric-vehicles-ev-infrastructure/uk-government-announced-120m-funding-for-electric-buses.html#:~:text=The%20UK's%20Transport%20Secretary%20Grant,continues%20to%20build%20back%20greener>.

28 R. Czubiński, *Zielony Transport Publiczny: samorządy mierzą wysoko*, 2021, <https://www.transport-publiczny.pl/mobile/zielony-transport-publiczny-samorzady-mierza-wysoko-67564.html>.

na km²⁹. Natomiast w Holandii wprowadzono eko-podatek, w ramach którego od 2019 r. wysokoemisyjne pojazdy mające ponad 12 lat obłożone zostały dodatkową opłatą w wysokości 15 proc. ponad obowiązujący podatek od własności. W kraju podnoszone są również ceny benzyny oraz oleju napędowego³⁰. W konsekwencji tychże działań, koszt zakupu pojazdu spalinowego stale wzrasta, czyniąc auta elektryczne bardziej atrakcyjnymi ekonomicznie.

Przybywa również krajów, które ogłaszają konkretne daty zakazu sprzedaży spalinowych aut osobowych.

W Norwegii datą graniczną jest 2025 r., a w Szwecji, Danii, Holandii, Słowenii czy Irlandii rok 2030. Wielka Brytania również planuje wprowadzić zakaz sprzedaży aut spalinowych w 2030 roku, lecz ma pozwolić na sprzedaż niektórych aut hybrydowych do 2035 r.^{31,32}

Francja i Hiszpania za cel postawiły sobie 2040 r.³³ W marcu 2021 r. dziewięć krajów wezwało Komisję Europejską do ustalenia konkretnej daty, po której sprzedaż samochodów z silnikami spalinowymi będzie na terenie Unii zabroniona. Apel ten okazał się skuteczny – w opublikowanym w ramach pakietu Fit for 55 projekcie rozporządzenia ws. limitów emisji CO₂ zaproponowano, aby zakaz rejestracji nowych pojazdów z silnikiem spalinowym wszedł w życie od 1 stycznia 2035 roku. Mimo że wyznaczenie tej nieodległej daty może się spotkać ze sprzeciwem ze strony branży motoryzacyjnej, sektor ten zdaje już sobie sprawę z nieuchronności przejścia na elektromobilność. Dowodem na to są deklaracje padające od samych koncernów motoryzacyjnych. Na przykład, Ford ma zaprzestać produkcji aut spalinowych w Europie w 2030 r., podobnie jak Jaguar czy Land Rover. Ponadto najnowsze badania wskazują, że 63 proc. mieszkańców w 15 badanych miastach europejskich wspiera wprowadzenie zakazu sprzedaży aut napędzanych paliwami kopalnymi po 2030 r., a tylko 29 proc. respondentów jest temu przeciwna. W puli badanych miast znalazła się Warszawa i Kraków – 60 proc. respondentów z obu tych miast popiera wprowadzenie zakazu po 2030 r.³⁴ Kraje UE wprowadzają również szereg miękkich zachęt, które mają za zadanie uczynić użytkowanie aut elektrycznych bardziej atrakcyjnym. W ich skład wchodzi: bezpłatne parkowanie auta elektrycznego na parkingach publicznych, dedykowane miejsca parkingowe czy czasowa możliwość korzystania z bus pasów. Takie rozwiązania zostały m.in. zaadoptowane w Niemczech w ramach Niemieckiego prawa o elektromobilności (Elektromobilitätsgesetz) z 2015 r.³⁵

Skuteczność powyższych programów zachęt do nabywania pojazdów elektrycznych jest analizowana w wielu badaniach. Doświadczenia z Norwegii, będącej liderem rozwoju elektromobilności w Europie wykazują, że zwolnienie zakupu pojazdów elektrycznych z podatku VAT stanowi efektywny sposób na zwiększenie zainteresowania tymi pojazdami. Wyniki badań przeprowadzonych w Grecji wskazują, że wprowadzenie bezpośrednich dopłat do zakupu pojazdów jest korzystniejsze w porównaniu z opodatkowaniem emisji CO₂³⁶. Badania przeprowadzone na rynku niemieckim wskazują z kolei, że niska penetracja rynku przez auta elektryczne jest bezpośrednio związana z wysoką ceną tych pojazdów – barierą, którą można obniżyć poprzez środki zaradcze, takie jak obniżenie podatków i kosztów energii czy zapewnienie gęstej sieci stacji ładowania³⁷.

29 C. Hampel, France decreases electric vehicle subsidies as sales rise, Electrived.com, 2020, <https://www.electrived.com/2020/09/29/france-decreases-ev-subsidies-as-sales-rise140521/>.

30 The Wallbox, *The ultimate guide to EV initiatives in the Netherlands*, 2020, https://wallbox.com/en_us/netherlands-ev-incentives.

31 J. Jolly, *Car industry lobbied UK government to delay ban on petrol and diesel cars*, The Guardian, 2021, <https://www.theguardian.com/business/2021/mar/15/car-industry-lobbied-uk-government-delay-ban-petrol-diesel-cars>

32 W latach 2030-2035 można będzie sprzedawać nowe samochody osobowe i dostawcze, jeśli mają one znaczną zdolność do zerowej emisji, co obejmuje niektóre hybrydy plug-in i pełne hybrydy. Definicja znaczącej zdolności do zerowej emisji będzie konsultowana jeszcze w tym roku.

33 S. Wappelhorst, H. Cui, *Growing momentum: Global overview of government targets for phasing out sales of new internal combustion engine vehicles*, The International Council on Clean Transportation, 2020, <https://theicct.org/blog/staff/global-ice-phaseout-nov2020#:~:text=In%20addition%2C%20the%20country%20is,Ireland%2C%20Slovenia%2C%20and%20Sweden>.

34 E. Bannon, *In cities 63% support EU ban on petrol and diesel car sales after 2030*, Transport & Environment, 2021, <https://www.transportenvironment.org/press/cities-63-support-eu-ban-petrol-and-diesel-car-sales-after-2030>.

35 The Wallbox, *The ultimate guide to EV initiatives in Germany*, 2020, https://wallbox.com/en_catalog/ev-incentives-in-germany.

36 E. A. Nanaki, S. Kiartzis, G. A. Xydis, *Are only demand-based policy incentives enough to deploy electromobility?*, Policy Studies, 2020, <https://www.heliev.gr/wp-content/uploads/2020/02/Are-only-demand-based-policy-incentives-enough-to-deploy-electromobility-1.pdf>.

37 J. A. Bühne, D. Gruschwitz, J. Hölscher, *How to promote electromobility for European car drivers? Obstacles to overcome for a broad market penetration*, European Transport Research Review, 2015, <https://etr.springeropen.com/articles/10.1007/s12544-015-0178-0>.

Taryfy

Kolejnym mechanizmem wspierającym efektywną elektryfikację transportu są dostosowane do tego taryfy sprzedaży energii elektrycznej. Przełomowym z punktu widzenia rozbudowy sieci punktów ładowania w Polsce jest wprowadzenie tzw. E-taryfy. Nowa grupa taryfowa, która weszła w życie 1 kwietnia 2021 r. dedykowana jest wyłącznie dla ogólnodostępnych stacji ładowania. Jej zadaniem jest obniżenie kosztów stałych funkcjonowania stacji ładowania poprzez zmniejszenie kosztów dostaw energii do stacji ładowania. Wraz z wprowadzeniem tej taryfy ciężar finansowy związany z utrzymaniem stacji został przeniesiony ze składnika stałego na składnik zmienny – odzwierciedlający rzeczywiste zużycie energii elektrycznej. W przypadku, kiedy wykorzystanie stacji nie przekracza 10% jej możliwości, zniesiona zostaje opłata dystrybucyjna stała, w zamian za co wprowadzona zostaje trzykrotnie wyższa opłata zmienna dystrybucyjna. Zniesienie kosztów stałych w obecnej sytuacji niewielkiego wykorzystania stacji ładowania stanowi szansę na dynamiczny rozwój rynku, gdyż przy tak małej jak obecnie liczbie sesji ładowania w Polsce, pokrycie wysokich kosztów stałych i osiągnięcie rentowności stacji jest w praktyce niemożliwe. Wprowadzona e-taryfa może się więc w istotnym stopniu przyczynić się do eliminacji tej bariery.

Z punktu widzenia możliwości sprostania zwiększonemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną i moc z sieci, koniecznym może się okazać wprowadzenie taryf zróżnicowanych czasowo. Pozwolą one na przesuwanie zużycia energii elektrycznej i zapotrzebowania na moc w czasie, odciążając KSE w szczytowych godzinach obciążenia sieci. Aby osiągnąć najlepszą z możliwych zmian jakościowych w porównaniu do obecnego modelu zdominowanego przez stałe ceny, elastyczny system taryfowy musi być jednak adekwatnie zaprojektowany. W tabeli poniżej przedstawiono główne kategorie taryf zmiennych w czasie.

Tabela 3. Kategorie taryf zmiennych w czasie

Kategorie taryf	Charakterystyka
Stawki strefowe (<i>Time-of-Use Rates, TOU</i>)	Cena zmienia się w określonych godzinach doby (w zależności od popytu, czyli w szczycie lub poza szczytem). Mogą to być różne godziny w zależności od pory roku, ale zarówno ceny, jak i godziny przedziału cenowego, ustalone są na stałe
Rabat w szczycie (<i>Peak Time Rebate, PTR</i>)	Konsumenci otrzymują płatność za redukcję popytu w godzinach szczytu
Taryfy szczytowe (<i>Critical Peak Pricing, CPP</i>)	Taryfa odzwierciedlająca wyższe koszty systemu w określonych dniach lub godzinach
Taryfy dynamiczne (<i>Real Time Pricing, RTP</i>)	Cena zmienia się w czasie rzeczywistym (zwykle z godziny na godzinę) w zależności od równowagi między popytem a podażą. Ceną referencyjną jest zazwyczaj cena rynku dnia następnego

Źródło: Forum Energii, *Dynamiczne i sprawiedliwe. Przyszły kształt taryf sieciowych w Polsce, 2021*, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/taryfy>.

Mimo że taryfy dynamiczne nie są jeszcze rozpowszechnione na szeroką skalę, obserwuje się stopniową zmianę podejścia do kształtowania opłat. Co prawda, taryfy dynamiczne nie zostały jeszcze wprowadzone w Polsce, lecz kraje takie jak np. Norwegia, Hiszpania, Estonia czy Szwecja już z nich korzystają. Dynamiczny model taryfowania jest tańszym - niż rozbudowa sieci - sposobem na sprostanie zwiększonemu zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną. Umożliwia on zmianę profilu zapotrzebowania - obniżenie go w szczycie i zwiększenie w dolinie krzywej obciążenia, co wspiera bilansowanie systemu energetycznego. Dzieje się to dzięki wprowadzeniu niższych cen za energię elektryczną w czasie gdy zapotrzebowanie na nią jest niskie, a wyższych w czasie wysokiego zapotrzebowania. W konsekwencji, zmotywowani cenowo użytkownicy energii ładują swoje auta w czasie niższego zapotrzebowania, tym samym odciążając sieć. Badania przeprowadzone przez Norweską Dyрекcję Zasobów Wodnych i Energii (NVE) wykazały, że inteligentne ładowanie aut elektrycznych przy wsparciu sygnałów cenowych pozwala na obsłużenie zapotrzebowania na energię elektryczną dla EV w przyszłości. Natomiast w scenariuszu niekontrolowanego ładowania rozwój elektromobilności wymagać

będzie inwestycji sieciowych w wysokości 400-800 mln zł³⁸. Stosowanie taryf dynamicznych jest jednak uzależnione od kilku czynników, m.in. od wdrożenia liczników inteligentnych na szeroką skalę. Kluczem jest przekazanie sygnału cenowego do odbiorcy i skorelowanie modelu użycia samochodu z ceną. We właściwym momencie użytkownik musi mieć możliwość podłączenia się do ładowania.

2.3. Istniejące prognozy rozwoju rynku w Polsce i na świecie

Wprowadzenie odpowiednich i efektywnych mechanizmów zachęt będzie kluczowym czynnikiem wspierającym szybszą elektryfikację transportu drogowego. Ich dotychczasowy brak spowodował, że osiągnięcie 1 miliona pojazdów elektrycznych w polskiej flocie do 2025 r. jest nierealistyczne. Zostało to już odzwierciedlone w *Strategii Zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 r. z 2019 r.*, która prognozuje, że w 2030 r. w Polsce zarejestrowanych będzie 600 tys. sztuk pojazdów bateryjnych i hybrydowych typu plug-in.³⁹ Najnowszy raport Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych (PSPA) "Polish EV Outlook 2020" proponuje kolejne zaktualizowane scenariusze rozwoju rynku EV w Polsce. W scenariuszu realistycznym zakładającym wprowadzenie subsydiów na rozwój elektromobilności w postaci dopłat lub zachęt podatkowych, przewiduje się, że w 2025 r. po polskich drogach może jeździć ponad 280 tys. pojazdów w pełni elektrycznych (BEV), a ich liczba może osiągnąć nawet 900 tys. w 2030 r. W przypadku braku odpowiedniej pomocy, flota samochodów elektrycznych jeżdżących po polskich drogach w 2025 r. będzie około dwukrotnie mniejsza niż w scenariuszu zakładającym mechanizmy wsparcia. Ponadto, prognozowany jest również wzrost zainteresowania pojazdami hybrydowymi typu plug-in.

Z prognoz PSPA wynika, że w 2025 r. będzie ich w Polsce 160 tys. sztuk, a w roku 2030 nawet ok. 570 tys. W sumie, według prognoz do 2030 r. po Polsce będzie jeździć ok. 1,5 miliona pojazdów zero i niskoemisyjnych. Analiza innych prognoz biorących pod uwagę aktualne trendy w sektorze wskazuje różne tempo rozwoju elektromobilności w Polsce.

Opublikowana w sierpniu 2020 r. publikacja naukowa Piotrowskiego i wsp. (2020), która również testuje różne scenariusze rozwoju na bazie danych historycznych prognozuje, że w optymistycznym scenariuszu w 2025 r. w Polsce zarejestrowanych będzie 101 324 aut typu BEV, 60 477 aut typu PHEV, czyli w sumie 161 801 aut elektrycznych. W zbalansowanym scenariuszu przewidywany jest wzrost floty do 81 894 pojazdów elektrycznych (suma BEV i PHEV)⁴⁰. W przypadku autobusów i aut ciężarowych, optymistyczny scenariusz zakłada, że ich flota wzrośnie do 5005 autobusów elektrycznych oraz 9410 elektrycznych samochodów dostawczych (łącznie 14 415), a scenariusz zbalansowany szacuje ich sumę na łącznie zaledwie 5769 sztuk.

Dla porównania, po włoskich drogach do 2030 r. ma jeździć 6 milionów pojazdów elektrycznych, w tym 4 miliony pojazdów typu BEV. Do 2030 r. Holandia planuje osiągnąć 100 proc. udział pojazdów nieemisyjnych (ZEVs) w sprzedaży nowych samochodów osobowych, a w 2025 r. 50 proc. floty taksówek ma być pojazdami typu ZEV.⁴¹ W przypadku punktów ładowania, w 2020 r. na terenie Unii Europejskiej dostępnych było około 165 tys. publicznych punktów ładowania pojazdów elektrycznych lecz Komisja Europejska proponuje, że ich liczba musi wzrosnąć do 1 miliona do 2025 r., aby sprostać wymaganiom Europejskiego Zielonego Ładu⁴². Według prognoz PSPA, ilość punktów ładowania dostępnych w Polsce ma wzrosnąć do 40 tys. w 2025 r. i 91 tys. w 2030 r.⁴³

38 Regulatory Assistance Project, *Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid*, 2019, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2019/03/rap-start-with-smart-ev-integration-policies-2019-april-final.pdf>.

39 Ministerstwo Infrastruktury, *Strategia Zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 roku*, 2019, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/projekt-strategii-zrownawozonego-rozwoju-transportu-do-2030-roku2>.

40 P. Piotrowski, D. Baczyński, S. Robak, M. Kopyt, M. Piekarz & M. Polewaczyk, *Comprehensive forecast of electromobility mid-term development in Poland and its impacts on power demand system*, 2020, http://journals.pan.pl/Content/117262/PDF/06_697-709_01508_Bpast.No.68-4_27.08.20.pdf.

41 International Energy Agency, *Global EV Outlook 2020*, 2020, <https://webstore.iea.org/download/direct/3007>.

42 International Energy Agency, *Global EV Outlook 2020*, 2020, <https://webstore.iea.org/download/direct/3007>.

43 Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, *Polish EV Outlook 2020*, 2020, <https://orpa.pl/najnowsza-prognoza-rozwoju-elektromobilnosci-w-polsce/>.

Niniejszy raport również proponuje scenariusze rozwoju elektromobilności w Polsce. Scenariusze te oparto na wcześniejszych pracach Forum Energii^{44,45,46}. Bazując na powyższych źródłach szacuje się, że w scenariuszu bazowym w 2030 r. flota EV będzie wynosiła ok. 700 tys. pojazdów i wspierana będzie przez ok. 785 tys. punktów ładowania prywatnych (do których wlicza się również zwykłe gniazdka domowe) i publicznych, a następnie wzrośnie do 4,1 mln pojazdów i ok. 8,6 mln punktów ładowania do 2050 r. Scenariusz alternatywny proponuje bardziej dynamiczne tempo rozwoju pozwalające na osiągnięcie 17,5 mln pojazdów elektrycznych oraz 19,7 mln prywatnych i publicznych punktów ładowania do 2050 r. Szczegóły dotyczące tych scenariuszy są przedstawione w rozdziale 4.1.

2.4. Uwarunkowania logistyczne rozwoju elektromobilności oraz przegląd sposobów i trybów ładowania w zależności od typu pojazdu

Przy planowaniu infrastruktury ładowania dla pojazdów elektrycznych powinno się uwzględnić zarówno parametry techniczne pojazdów jak i preferencje ich użytkowników dotyczące ładowania. W pierwszym przypadku, kluczowym elementem jest dystans, jaki auto może przebyć na jednym ładowaniu. Im krótszy dystans, tym większe zapotrzebowanie na gęstsze rozmieszczenie punktów ładowania. Wzrost floty pojazdów w określonej lokalizacji również zwiększy zapotrzebowanie na punkty ładowania.

Ponadto kluczowe jest zrozumienie zapotrzebowania na typ punktu ładowania. Rodzaje punktów ładowania aut elektrycznych dzielą się w zależności od rodzaju prądu oraz ich mocy. Z perspektywy rodzaju prądu, punkty ładowania mogą wykorzystywać prąd zmienny (*alternating current*, AC) lub prąd stały (*direct current*, DC). Punkty AC są wolniejsze od urządzeń typu DC i mogą ładować auta mocą do 22 kW⁴⁷. Taka moc pozwala na naładowanie standardowego auta w przeciągu 2-5 godzin. Wśród urządzeń typu DC można wyróżnić punkty ładowania o dużej i bardzo dużej mocy. Ładują one mocą nawet do 350 kW (punkt ładowania o bardzo dużej mocy), lecz w Polsce występują w ogromnej większości punkty o mocy 50kW. Punktów oferujących maksymalną moc 150 kW jest zaledwie kilka, a pierwsze dwa huby z punktami o mocy 350kW zostały uruchomione na początku lipca 2021 roku. Pozwalają one na bardzo szybkie ładowanie pojazdów, w zależności od mocy, w czasie od 15 minut do 2 godzin⁴⁸.

Wybór typu punktu ładowania zależy od rodzaju pojazdu, który ma on zasilać. Domowe ładowanie będzie się najczęściej odbywało za pomocą ładowarek pokładowych o małej mocy 3,6-7,4 kW zasilanych prądem jednofazowym lub trójfazowym z instalacji domowych.⁴⁹ Jednak coraz więcej modeli elektrycznych samochodów osobowych może być również ładowanych z punktów o bardzo dużej mocy (150 kW i więcej - np. Porsche Taycan już może się ładować mocą do 250 kW). Stacjonarne punkty ładowania o mocy od 20 do 500 kW są przeznaczone do ładowania autobusów i pojazdów ciężarowych. Przegląd dostępnych na rynku rodzajów punktów ładowania jest zaprezentowany w tabeli 4 poniżej.

44 Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

45 Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

46 E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbek-Żabkin & P. Matuszewski, *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosci-w-polsce>.

47 M. Grzybowski, *Ładowanie samochodów elektrycznych – rodzaje ładowarek*, Elektryczne Autocentrum, 2019, <https://www.autocentrum.pl/publikacje/porady/ladowanie-samochodow-elektrycznych-rodzaje-ladowarek/>.

48 jw.

49 M. Malinowski, *Domowa stacja ładowania samochodów elektrycznych: rodzaje i ważne parametry*, 2020, <https://murator-dom.pl/instalacje/instalacja-elektryczna/domowa-stacja-ladowania-samochodow-elektrycznych-rodzaje-i-wazne-parametry-aa-vhiW-DQSk-Eckn.html>.

Tabela 4. Przegląd dostępnych na rynku punktów ładowania

Moc znamionowa (kW)	Właściwości	Potencjalny wpływ pojedynczej instalacji na sieć energetyczną	Potencjalny wpływ wielu instalacji na sieć energetyczną
3,7	punkt małej mocy, umożliwiający zasilanie z gniazdka jednofazowego 230 V (prąd 16 A)	mały dla pojedynczej instalacji	dla dużej liczby instalacji występuje efekt sumowania problemów dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej w ujęciu lokalnym, regionalnym i krajowym
7,4	punkt małej mocy, umożliwiający zasilanie z gniazdka jednofazowego 230 V (prąd 32 A)		
11	mały punkt ładowania wolno stojący zasilany z obwodu trójfazowego 400 V (prąd 16 A)	średni dla pojedynczej instalacji	
22	mały punkt ładowania wolno stojący zasilany z obwodu trójfazowego 400 V (prąd 32 A)		
40-150	wolno stojący punkt szybkiego ładowania o dużej mocy umożliwiający ładowanie prądem stałym	duży dla pojedynczej instalacji	
> 150	punkt o ładowania bardzo dużej mocy, umożliwiający szybkie ładowanie samochodów osobowych		
20	stacjonarny punkt ładowania przeznaczony do ładowania autobusów oraz pojazdów ciężarowych		
40			
60			
80			
200			
> 300	pantografowy punkt o bardzo dużej mocy umożliwiający szybkie ładowanie		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Kłos, 2019, oraz przeglądu literatury.

Kolejną kwestią jest zrozumienie preferencji użytkowników dot. ładowania pojazdów, które z kolei również są uzależnione od typu pojazdu. Z danych ze Stanów Zjednoczonych i Europy Zachodniej wynika, że większość użytkowników osobowych aut elektrycznych ładuje swoje pojazdy w domu lub w pracy, tylko 5% z nich korzysta z ładowania w centrach handlowych czy hubach⁵⁰. Podobne preferencje obserwowane są też w Polsce.

Według Barometru Nowej Mobilności 2020/21 przygotowanego przez PSPA aż 96,7% badanych Polaków najchętniej skorzystałoby z opcji ładowania pojazdu w miejscu zamieszkania⁵¹. Z danych CleanTechnica wynika, że ponad 80 % właścicieli aut elektrycznych ładuje swoje pojazdy w miejscu zamieszkania i nawet jeżeli ma dostęp do punktu ładowania w miejscu pracy, woli to zrobić w domu.⁵² Preferencje dotyczące ładowania w domu mogą być wytłumaczone kilkoma czynnikami. Po pierwsze, ładowanie w domu jest tańsze, gdyż wysokość taryfy domowej jest zazwyczaj niższa niż tej w publicznych stacjach ładowania. Po drugie, stosunkowo długi czas ładowania pojazdów powoduje niechęć użytkowników do wykonywania tego za pomocą stacji publicznych, zamiast w zaciszu własnego domu, zwłaszcza jeżeli w obrębie stacji ładowania nie ma interesujących dla konsumenta możliwości na zagospodarowanie wolnego czasu⁵³.

50 Transport & Environment, *Roll-out of public EV charging infrastructure in the EU*, 2018, <https://www.transportenvironment.org/press/only-5-percent-ev-charging-happens-public-charging-points>.

51 PSPA, *Barometr Nowej Mobilności 2020/21*, 2020, https://pspa.com.pl/media/2020/11/barometr_nowej_mobilnosci_2020_raport_S_1.pdf.

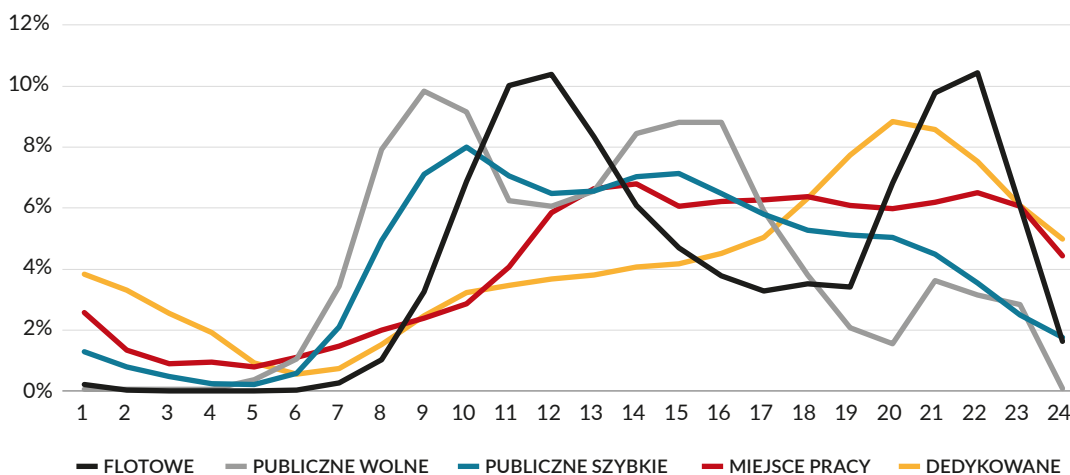
52 Z. Shahan, *CleanTechnica Busts Into Electric Car Wilderness*, Clean Technica, 2015, <https://cleantechnica.com/2015/10/31/cleantechnica-busts-into-electric-car-wilderness/>.

53 P. Kwiatkiewicz, R. Szerbowski, W. Śledzik, *Elektromobilność - środowisko infrastrukturalne i techniczne wyzwania polityki intraregionalnej*, Poznań 2020.

Część użytkowników aut elektrycznych nie dysponuje jednak domowym punktem ładowania jakim jest nawet zwykłe gniazdko w instalacji domowej lub garażowej, w związku z czym jest zmuszona do korzystania z publicznej sieci ładowania. W przypadku ładowania auta za pomocą publicznie dostępnej stacji ładowania aż 44,2 proc. Polaków deklaruje, że czas ładowania nie powinien przekraczać 30 min., a dla 33,9 proc. jednej godziny⁵⁴. Przy tym prawie 60 proc. ankieterowanych Polaków uważa, że dostępność punktów ładowania o dużej mocy, umożliwiających naładowanie samochodu w czasie 30-60 min., jest priorytetem na trasach przelotowych łączących główne ośrodki miejskie, a ponad 20 proc. chciałaby je widzieć na obszarach centrów handlowych⁵⁵.

Preferencje dotyczące ładowania pojazdów, również zależne od miejsca ładowania, determinują profil zapotrzebowania na moc z sieci. Największe natężenie sesji ładowania jest notowane w godzinach popołudniowych i wieczornych, a znacznie spada w nocy. Sesje ładowania w miejscach pracy zaczynają się, gdy pracownicy tam docierają, czyli po godzinie 9 rano, osiągając szczyt we wczesnych godzinach popołudniowych. Analogicznie, największe zapotrzebowanie w dedykowanych punktach ładowania (przy domach) jest obserwowane w godzinach wieczornych - po godzinie 17 czyli po powrocie z pracy, a szczyt przypada na wczesne godziny wieczorne (około godziny 20). W przypadku wolnych punktów publicznych, zapotrzebowanie zmienia się bardzo intensywnie na przestrzeni dnia. Osiąga szczyt we wczesnych godzinach popołudniowych (około godz. 12) oraz późnych godzinach wieczornych (około godz. 22). Publiczne punkty ładowania o dużej mocy nie notują tak dużych różnic w rozkładzie rozpoczęcia sesji ładowania, lecz podobnie jak w przypadku pozostałych punktów, zapotrzebowanie rośnie tutaj rano, a maleje w nocy (rysunek 6). Tak duże różnice w zapotrzebowaniu na usługę ładowania wymaga zapewnienia przez sieć dostatecznej ilości energii elektrycznej i mocy w danym momencie, a gdy zapotrzebowanie to przerośnie możliwości sieci, może doprowadzić do ich przeciążania i awarii. Dlatego aby utrzymać stabilność systemu, niezbędna jest modernizacja sieci pozwalająca na dostarczenie potrzebnej energii elektrycznej i mocy, a także uczynienie użytkowników aut elektrycznych aktywnymi stronami w bilansowaniu sieci np. poprzez wprowadzenie dynamicznych taryf zachęcających do ładowania pojazdów w czasie, gdy zapotrzebowanie na energię i moc w systemie spada.

Rysunek 6. Rozkład rozpoczęcia sesji ładowania według godziny i lokalizacji



Źródło: Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050*, 2020.

Podjęcie inwestycji mających na celu dostosowanie sieci do zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc wymaga zrozumienia obecnego stanu technicznego KSE. Stan ten jest omówiony w rozdziale trzecim tego raportu. Z kolei w rozdziale 4-6 zbadano wpływ opracowanych scenariuszy rozwoju elektromobilności na sieć dystrybucyjną na różnych obszarach i oszacowano skalę niezbędnych modernizacji.

54 PSPA, *Barometr Nowej Mobilności 2020/21*, 2020, https://pspa.com.pl/media/2020/11/barometr_nowej_mobilnosci_2020_raport_S_1.pdf.
55 jw.

3. Diagnoza stanu sieci dystrybucyjnych w kontekście wdrażania elektromobilności w Polsce

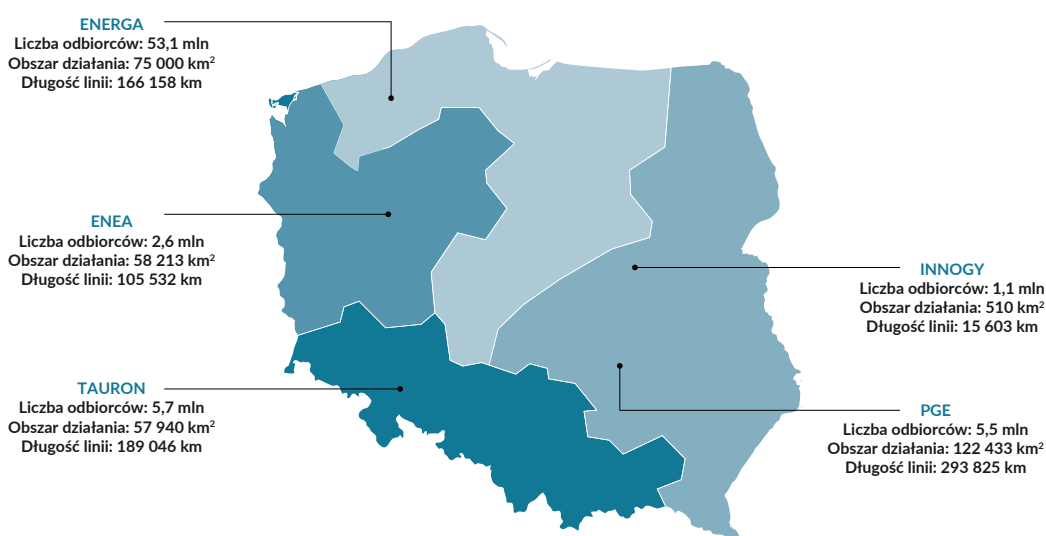
Rozwój elektromobilności ma wpływ na każdy z segmentów krajowej sieci, a kluczowym jest jej wpływ na sieć dystrybucyjną średniego i niskiego napięcia. Elektryfikacja sektora transportu wiąże się ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz poborów mocy w poszczególnych węzłach, co może przyczynić się do lokalnych szczytowych przeciążeń sieci dystrybucyjnych, a w konsekwencji pogorszenia niezawodności zasilania, jakości dostarczanej energii czy nawet awarii sieci⁵⁶.

Inwestycje w sieć dystrybucyjną muszą być skorelowane z rozwojem elektromobilności. Działaniom w zakresie przyspieszenia tempa elektryfikacji floty pojazdów muszą zatem towarzyszyć inwestycje zmierzające do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, co będzie wymagało inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci⁵⁷.

3.1. Określenie stanu sieci dystrybucyjnych w Polsce

Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (OSD) są odpowiedzialni za rozdział energii i jej dostarczenie do odbiorców końcowych wykorzystując przede wszystkim linie średniego i niskiego napięcia (SN i nn). Większość odbiorców w Polsce otrzymuje energię elektryczną od pięciu dystrybutorów. Należą do nich: Tauron Dystrybucja, PGE Dystrybucja, Enea Operator, Energa Operator i Innowy Stoen Operator.

Rysunek 7. Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego w Polsce



21

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PTPIREE, 2020, oraz CIRE, 2020.

Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego są również odpowiedzialni za dokonywanie inwestycji dotyczących sieci i rzeczywiście na przestrzeni ostatnich lat spółki inwestowały w różnego rodzaju ich modernizację i rozbudowę. Inwestycje te nieznacznie "odmłodziły" sieć dystrybucyjną i pozytywnie wpłynęły na zwiększenie bezpieczeństwa i niezawodności zasilania.

⁵⁶ U. Maier, F. Peter, A. Jahn & J. Hildermeier, *Distribution grid planning for a successful energy transition - focus on electromobility*, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project, 2019, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_EN.pdf.

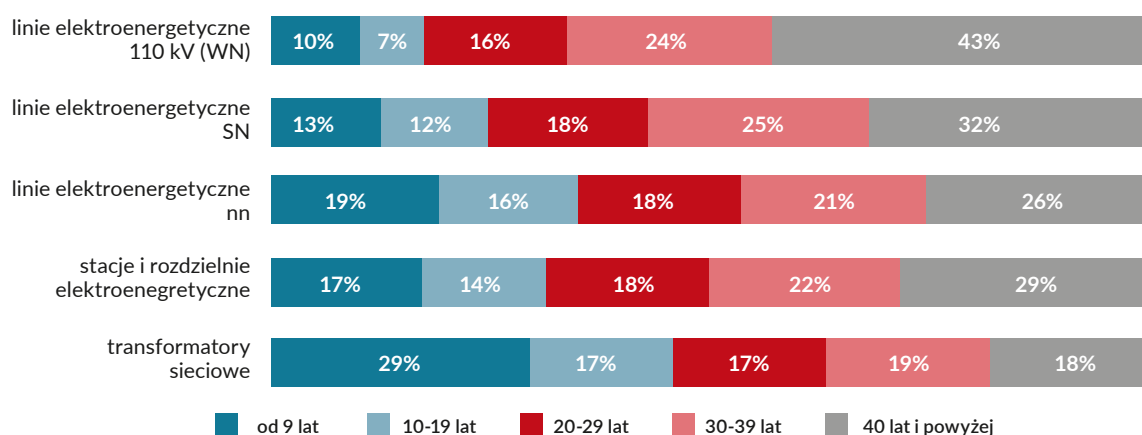
⁵⁷ P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski, W. Śledzik, *Elektromobilność - środowisko infrastrukturalne i techniczne wyzwania polityki intraregionalnej*, Poznań 2020.

W 2019 r. Enea Operator przeznaczyła ponad 900 mln zł na modernizację i rozbudowę infrastruktury sieciowej, natomiast Energa Operator wydała na podobne cele ponad 1,3 mld zł. Innogy Stoen Operator przeznaczył na inwestycje ponad 230 mln zł, w tym 67,5 mln zł na prace dotyczące przyłączeń do sieci niskiego i średniego napięcia, 57 mln zł na rozwój sieci wysokiego napięcia i 18 mln na projekty przy sieciach średniego napięcia.

W latach 2016-19 PGE Dystrybucja przeznaczyła ponad 7 mld zł na inwestycje w infrastrukturę sieciową, a w samym 2019 r. było to 2,2 mld zł. W przypadku Taurona Dystrybucja inwestycje w sieć dystrybucyjną, w tym głównie na projekty ukierunkowane na poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej, w 2019 r. wyniosły ponad 1,8 mld zł⁵⁸. Szczegóły inwestycyjne poszczególnych spółek w 2019 r. zostały podsumowane w załączniku Z.2.

Inwestycje te były zdecydowanie potrzebne, gdyż wedle ostatnich dostępnych danych, z końcem 2017 roku stan polskich sieci dystrybucyjnych charakteryzował się znaczną wiekowością, małą gęstością i niskim stopniem skablowania. Zgodnie z opracowaniem Najwyższej Izby Kontroli (NIK) w 2017 r. aż 90 proc. linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia miała ponad 10 lat, w tym 43 proc. 40 lat i więcej. Stan linii średniego napięcia był nieco lepszy, lecz wciąż aż 32 proc. z nich miała ponad 40 lat, a 87 proc. powyżej 10 lat. Relatywnie najmłodsze były linie niskiego napięcia. W 2017 r. 26 proc. z nich miała ponad 40 lat i tylko 19 proc. mniej niż 10 lat. Stan infrastruktury sieciowej nie był znacznie lepszy w przypadku stacji i rozdzielni elektroenergetycznych czy transformatorów sieciowych. Ponad połowa stacji i rozdzielni została wybudowana ponad 30 lat temu. Mimo tego, że transformatory sieciowe były nieco młodsze, tylko 29 proc. z nich ma poniżej 10 lat, a wciąż aż 54 proc. ma powyżej 20 lat⁵⁹.

Rysunek 8. Struktura wiekowa infrastruktury dystrybucyjnej w Polsce według danych z 2017 roku



Źródło: NIK na podstawie danych uzyskanych od skontrolowanych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

Ponadto polska sieć przesyłowa i dystrybucyjna charakteryzowała się niską gęstością i znacznie mniejszą ilością stacji transformatorowych w porównaniu z innymi krajami Europy Zachodniej.

Na 1 tys. km² w Polsce przypada 41 km sieci elektroenergetycznej. Dla porównania w Niemczech jest to 100 km, a w Szwajcarii nawet 161 km⁶⁰.

W innych krajach Europy Zachodniej braki w jakości infrastruktury wynikające np. z jej wieku są często kompensowane przez zagęszczenie sieci⁶¹. Kolejnym i wciąż aktualnym problemem polskiej sieci elektroenergetycznej jest niski stopień skablowania, czyli zamiany linii napowietrznych na podziemną. Mimo dokonanych w ostatnich latach inwestycji, w 2019 r.

58 PTPiREE, *Energetyka dystrybucja i przesył*, 2020, http://www.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf.

59 Najwyższa Izba Kontroli, *Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej*, 2018, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/ochrona-praw-konsumenta-energii.html>.

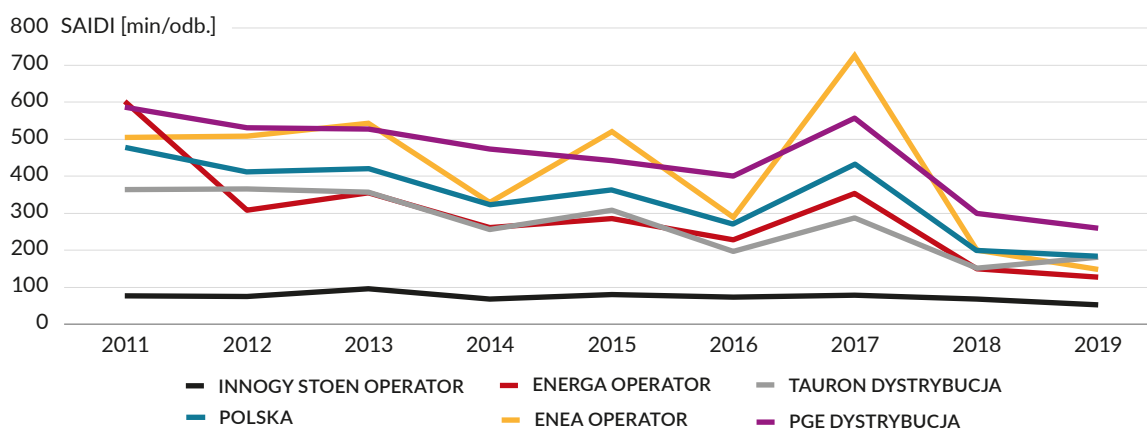
60 S.Zakrzewska, A. Gil-Świdorska & P. Szmikowski, *Struktura wiekowa polskiej infrastruktury energetycznej*, 2020, https://www.cire.pl/pliki/2/2020/str_wiek.pdf.

61 Portal na rzecz czystszej energii i klimatu, *Polska energetyka potrzebuje innowacji. Nie tylko ze względu na upały*, 2018, <https://leonardo-energy.pl/artykuly/polska-energetyka-potrzebuje-innowacji-nie-tylko-ze-wzgledu-na-upaly/>.

tylko 27,6 proc. sieci średniego napięcia i 35 proc. niskiego napięcia była skablowana⁶² Jest to jeden z najniższych współczynników w Europie⁶³ i realnie wpływa na ciągłość zasilania odbiorców i możliwości przyłączenia kolejnych podmiotów do sieci.

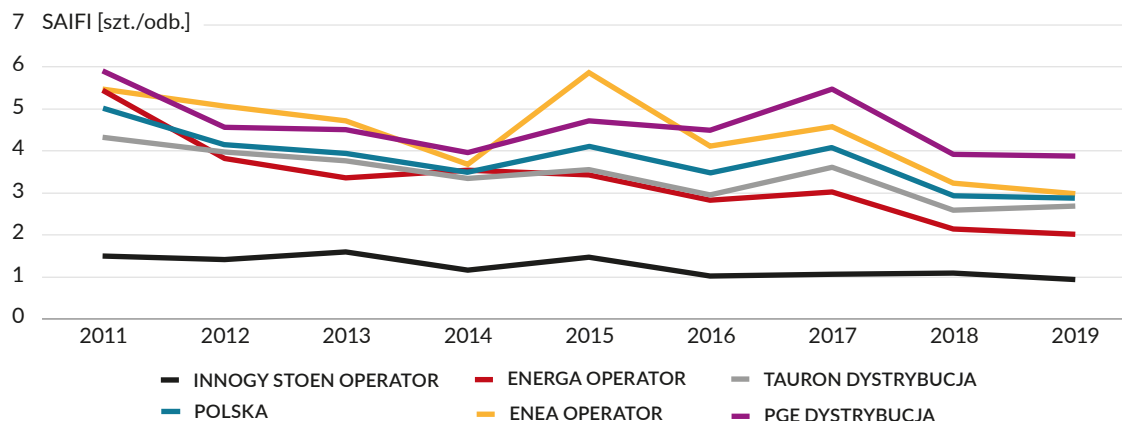
Struktura wiekowa i stopień skablowania polskich sieci dystrybucyjnych sprawia, że jest ona awaryjna i wrażliwa na zjawiska atmosferyczne. W konsekwencji prowadzi to do długich, na tle innych krajów Europy Zachodniej, przerw w dostawach energii elektrycznej. Czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej jest określany za pomocą wskaźników SAIDI (System Average Interruption Duration Index) i SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). SAIDI należy rozumieć jako całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną (w minutach), jakiego może się spodziewać odbiorca średnio w ciągu roku, bez nieplanowanych przerw katastrofalnych. SAIFI z kolei informuje o częstotliwości (szt.) przerw, których odbiorca średnio doświadcza w ciągu roku. Jak widać na rysunkach 9 i 10, Innowy Stoen Operator odnotowuje znacznie niższe wskaźniki SAIDI i SAIFI niż inni dystrybutorzy. W 2019 r. SAIDI dla tego operatora wyniósł 52,51 min/odb., gdy w przypadku PGE Dystrybucja było to 260,51 min/odb. Analogicznie, w 2019 r. Innowy Stoen Operator miał najniższą wartość SAIFI w porównaniu do innych dystrybutorów - 0,94 szt./odb., natomiast PGE Dystrybucja najwyższą - 3,88 szt./odb.

Rysunek 9. Wskaźniki SAIDI na WN, SN i nn u pięciu największych OSD w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: PTPiREE, 2020.

Rysunek 10. Wskaźniki SAIFI na WN, SN i nn u pięciu największych OSD w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPiREE, 2020.

62 PTPiREE, Energetyka dystrybucja i przesył, 2020, http://www.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf.

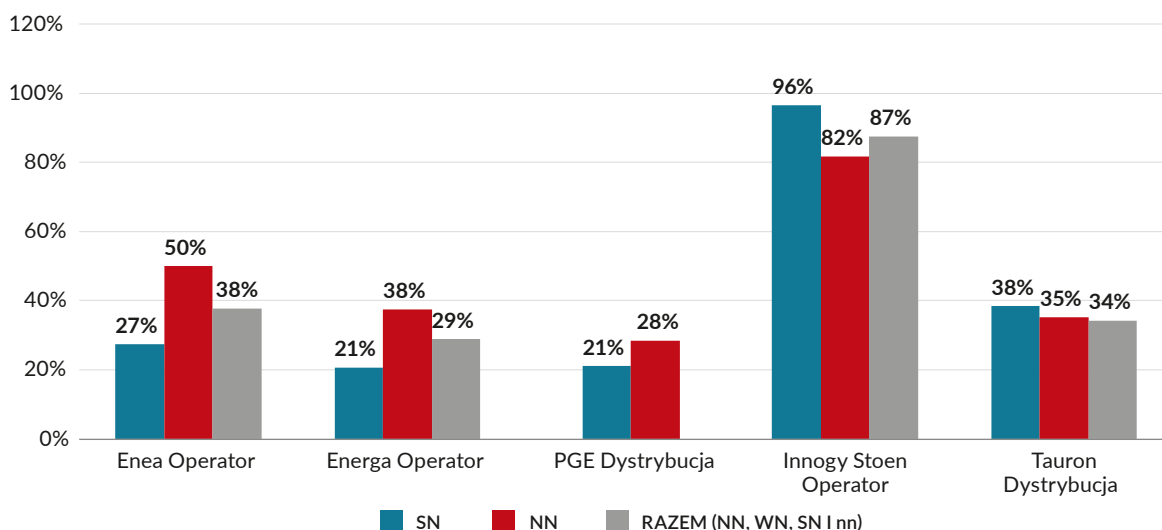
63 R. Tomaszewski, Sieć do zmaiiany: jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej, Polityka Insight, 2019, https://www.politykainsight.pl/prawo/_resource/multimedia/20182100.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI dla poszczególnych dystrybutorów energii elektrycznej uległy nieznacznej poprawie na przestrzeni ostatnich lat, co może być odzwierciedleniem dokonanych inwestycji. Istotna jest jednak korelacja pomiędzy poziomami SAIDI i SAIFI a stopniem skablowania sieci poszczególnych operatorów.

Innogy Stoen Operator jest OSD o największym udziale kabli podziemnych w Polsce. Ze wszystkich sieci będących w posiadaniu spółki ponad 87 proc. z nich jest pod ziemią, a w przypadku linii SN jest to nawet ponad 96 proc. Najstąbiej skablowanymi dystrybutorami są PGE Dystrybucja oraz Energa Operator, posiadające w swoim portfolio odpowiednio około 21 proc. i 20,5 proc. kablowych sieci SN.

Z analizy danych przedstawionych na rysunkach 9, 10 i 11 jasno wynika, że operatorzy posiadający najbardziej skablowane sieci doświadczają najniższych i najrzadszych przerw w dostawie energii elektrycznej. Wzrost wskaźników w 2017 r. był spowodowany nawałnicami, które wtedy przeszły przez kraj. Wydarzenie to dodatkowo ilustruje, że napowietrzne sieci są bardziej podatne na awarie. Zależność ta istnieje również w innych krajach europejskich. Kraje takie jak Dania, Holandia czy Niemcy, gdzie już w 2016 r. sieci skablowane były odpowiednio w 86 proc., 100 proc. i 78 proc. wykazują znacznie niższe wskaźniki SAIDI i SAIFI niż te charakteryzujące się niskim stopniem skablowania. Dla przykładu w 2016 r. w Niemczech wskaźniki SAIDI wynosił 14 min/odbiorcę a SAIFI 0,4 przerw na odbiorcę. Dla porównania w Polsce było to, odpowiednio, 205 min/odbiorcę i 3,5 przerw/odbiorcę.^{64,65}

Rysunek 11. Poziom skablowania sieci dystrybucyjnych pięciu największych OSD w Polsce w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: PTPIREE, 2020.

Zwiększenie udziału linii podziemnych stanowi jeden z priorytetów dla polskich OSD. Przykładowo, w 2019 r. Enea Operator zakończył przebudowę 674,4 km linii napowietrznych zastępując je m.in. kablami podziemnymi, a PGE Dystrybucja przeniosła 950 km sieci SN pod ziemię⁶⁶. Zaleca się, żeby polskie sieci dystrybucyjne osiągnęły znacznie wyższy poziom skablowania - na poziomie 75 proc. w sieciach średniego napięcia i 65 proc. w sieciach niskiego napięcia⁶⁷. Takie wartości są jednak zbliżone do krajów Europy Zachodniej, a koszty niezbędnych inwestycji by osiągnąć ten cel przekroczy 46 mld zł⁶⁸. Przy obecnym poziomie wydatków inwestycyjnych operatorów sieci dystrybucyjnych, osiągnięcie

64 W. Chojnacki, *Kablowanie sieci dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia*, 2019, <https://www.elektro.info.pl/arttykul/kable-i-przewody/150706,kablowanie-sieci-dystrybucyjnych-sredniego-i-niskiego-napięcia>.

65 Council of European Energy Regulators, *CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply*, 2018, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>.

66 PTPIREE, *Energetyka dystrybucja i przesył*, 2020, http://www.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf.

67 PTPIREE, *Energetyka: Dystrybucja i przesył*, 2018, http://www.ptpiree.pl/_examples/raport_2018/raport_ptpiree.pdf.

68 PTPIREE, *Energetyka: Dystrybucja i przesył*, 2018, http://www.ptpiree.pl/_examples/raport_2018/raport_ptpiree.pdf.

tego poziomu skablowania możliwe będzie dopiero w 2070 r.⁶⁹ Modernizacje sieci są bardzo kosztowne, lecz muszą być podejmowane już teraz, aby umożliwić szybką i bezpieczną transformację w kierunku nowego modelu energetyki opartego na generacji rozproszonej, a także zelektryfikowanym sektorze transportu. Na chwilę obecną, stan techniczny polskiej sieci dystrybucyjnej jest wciąż niewystarczający, aby umożliwić niezawodność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, przy szybkim rozwoju elektromobilności⁷⁰. Jednym z największych zagrożeń technicznych związanych z wpływem rozwoju elektromobilności w Polsce na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej jest przeciążenie obecnie istniejących elementów sieci dystrybucyjnej, przede wszystkim transformatorów oraz linii elektroenergetycznych. Wzrost zapotrzebowania na moc czynną i bierną oraz zmiana profilu obciążenia dobowego może przyczynić się do jeszcze częstszych i dłuższych awarii sieci.

3.2. Wyzwania dla obecnej infrastruktury związane z rozwojem rynku EV

Masowe ładowanie pojazdów elektrycznych spowoduje wzrost szczytowego zapotrzebowania na moc, prowadząc do wzrostu obciążeń szczytowych⁷¹, a w efekcie zwiększonego prawdopodobieństwa awarii sieci. Wzrost floty pojazdów elektrycznych do około 700 tys. w 2030 r., zgodnie z kalkulacjami Forum Energii, doprowadzi do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną o prawie 3 TWh.⁷² Według szacunków Ministerstwa Energii milion samochodów elektrycznych na polskich spowoduje 4,3 TWh wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną rocznie⁷³, a wedle opracowania naukowców Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej będzie to 4,41 TWh⁷⁴. Jest to równoznaczne z maksymalnie około 5-6 proc. wzrostem jednorazowego poboru mocy⁷⁵.

Mimo, że taki wzrost nie jest bardzo znaczący patrząc z poziomu systemowego, będzie on istotny na poziomie lokalnym, na przykład w aglomeracjach miejskich. Przeciążenia sieci mogą być spowodowane ładowaniem niewielkiej ilości pojazdów wymagających dużej mocy lub dużej ilości pojazdów o niewielkiej mocy, lecz zlokalizowanych w niedalekiej odległości od siebie, a zwłaszcza w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc na danym obszarze. Ponadto, pojawienie się w sieci dużej ilości tego typu urządzeń odbiorczych ma negatywny wpływ na jakość energii elektrycznej. Wzrost liczby punktów ładowania pracujących w tym samym obwodzie zwiększy ryzyko nierównomierności poboru energii tj. zwiększenia różnic pomiędzy popytem szczytowym a pozaszczytowym⁷⁶, a dodatkowo może przyczynić się do częstszych spadków oraz odkształceń napięcia. Problem ten będzie narastać wraz ze wzrostem liczby, zagęszczenia i mocy stacji ładowania⁷⁷ i może być szczególnie zauważalny w dużych aglomeracjach. Wszystkie z powyżej wymienionych efektów wpływu pojazdów elektrycznych na sieć stanowią poważne wyzwania dla OSD, dlatego tak istotne jest odpowiednie planowanie infrastruktury, biorąc pod uwagę lokalne uwarunkowania sieciowe.

69 R. Tomaszewski, Sieć do zmaiany: jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej, Polityka Insight, 2019, https://www.politykainsight.pl/prawo/_resource/multimedia/20182100.

70 M. Kłós, *Elektromobilność. Rozwój elektromobilności w Polsce i związane z tym wyzwania dla systemu elektroenergetycznego*, 2020, <https://www.muratorplus.pl/technika/elektroenergetyka/elektromobilnosc-w-polsce-rozwoj-elektromobilnosc>.

71 U. Maier, F. Peter, A. Jahn & J. Hildermeier, *Distribution grid planning for a successful energy transition - focus on electromobility*, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project, 2019, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_EN.pdf.pdf.

72 M. Borkowski, *Elektromobilność - problem czy lekarstwo dla systemu elektroenergetycznego*, Forum Energii, 2020, https://www.forum-energii.eu/pl/blog/elektromobilnosc-kse?utm_source=twitter&utm_medium=post_13112020&utm_campaign=EV.

73 Ministerstwo Energii, *Plan rozwoju elektromobilności w Polsce "Energia do przyszłości"*, 2017, https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DIT_PRE_PL.pdf/ebdf4105-ef77-91df-0ace-8fbb2dd18140.

74 P. Bralewski, Ł. Szabłowski, K. Badyda, W. Bujalski, *Perspektywy rozwoju elektromobilności w Polsce z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, „Nowa Energia” nr 4/2018.

75 P. Bralewski, Ł. Szabłowski, K. Badyda, W. Bujalski, *Perspektywy rozwoju elektromobilności w Polsce z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, „Nowa Energia” nr 4/2018.

76 P. Bralewski, Ł. Szabłowski, K. Badyda, W. Bujalski, *Perspektywy rozwoju elektromobilności w Polsce z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, „Nowa Energia” nr 4/2018.

77 E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobocki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbak-Żabkin & P. Matuszewski, *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosc-w-polsce>.

3.3. Zakres koniecznych modyfikacji obecnej infrastruktury związanych z rozwojem rynku EV

W związku z opisanymi powyżej wyzwaniem, możliwość bezpiecznego dla sieci i całego systemu elektroenergetycznego rozwoju elektromobilności w Polsce wymaga modyfikacji obecnej infrastruktury sieciowej. Głównymi zadaniami jest przystosowanie sieci do rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc oraz do zmienności profilu tego zapotrzebowania. Modernizacje w tym kierunku przybiorą postać zarówno rozbudowy infrastruktury, jak i modernizacji sieci pod kątem zwiększenia ich elastyczności, czyli zdolności do bilansowania podaży i popytu na energię elektryczną w różnych przedziałach czasowych.

Modernizacja i rozbudowa sieci

Lokalne przeciążenia sieci spowodowane przyłączeniem punktów ładowania i wzrostem chwilowego zapotrzebowania na moc mogą być ograniczone poprzez modernizację i rozbudowę sieci. Jako niezbędne modernizacje operatorzy sieci dystrybucyjnych wyliczają:

- wymianę istniejących kabli na te o większej zdolności przesyłowej,
- wymianę transformatorów na jednostki o większej mocy,
- rozbudowę stacji transformatorowych⁷⁸.

Rozbudowa sieci będzie szczególnie ważna na obszarach, gdzie planowana jest gęsta sieć stacji ładowania. Kolejną kwestią jest zasilanie punktów ładowania z lokalnych źródeł wytwórczych (mikroinstalacje) np. w połączeniu z magazynami energii. Rozwiązanie to może być zastosowane zarówno na terenach wiejskich, miejsko-wiejskich, jak i terenach dużych aglomeracji.

26

Inwestycje w technologie inteligentnego ładowania i technologie pojazd-sieć

Jedną z charakterystycznych cech systemu elektroenergetycznego jest jego technologicznie ograniczona możliwość magazynowania energii na dużą skalę. Zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc zmienia się w czasie i zależy od wielu czynników technicznych i zewnętrznych. Zmiany zapotrzebowania na moc powodują potrzebę ciągłego bilansowania sieci, a wraz z przyrostem liczby aut elektrycznych zapotrzebowanie to będzie coraz bardziej zmienne. Rosnący udział odnawialnych źródeł energii będzie miał dodatkowy wpływ na sieć. W związku z tym, niezbędne są modernizacje przystosowujące sieci do nierównomierności poboru mocy. Sposobem na utrzymanie ciągłości pracy sieci w warunkach nasilonych wahań generacji i poboru mocy jest zwiększenie ich elastyczności.⁷⁹ Większa elastyczność sieci może być osiągnięta dzięki zastosowaniu inteligentnych urządzeń, w tym liczników inteligentnych, systemów informatycznych pozwalających na odpowiednią integrację pojazdów z siecią i pozwalających na kontrolowany, optymalny (w docelowym wariancie dwukierunkowy) przepływ energii, a także rozbudowie magazynów energii. Pomoże to również w uzyskaniu w lepszej kontroli zapotrzebowania na moc z sieci oraz efektywnego zarządzania siecią przez OSD. Główny cel właściwej integracji i jego kwintesencję stanowi wykorzystanie baterii akumulatorów aut elektrycznych jako mobilnych magazynów energii.⁸⁰ Aby integracja ta mogła jednak dojść do skutku niezbędny jest rozwój odpowiedniej infrastruktury pomiarowej i sterującej oraz automatyzacja pracy sieci.

Obecnie istnieją dwie technologie umożliwiające integrowanie pojazdów elektrycznych z siecią elektryczną

- 1) inteligentne ładowanie (*smart charging*, V1G),
- 2) technologia pojazd-sieć (*vehicle-to-grid*, V2G).

V1G pozwala na sterowanie przepływem energii z sieci do pojazdu, dostosowując czas - początek i koniec ładowania - jak i umożliwiając regulowanie mocy podczas ładowania pojazdu.⁸¹

78 Ł. Czernicki, M. Maj & M. Miniszewski, *Jak wspierać elektromobilność?*, red. B. Sobik, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa 2019, http://pie.net.pl/wp-content/uploads/2019/10/PIE-Raport_Elektromobilnosc.pdf.

79 Komisja Europejska, *Effect of electromobility on the power system and the integration of RES*, 2018, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_s13_final_report_electromobility_201806.pdf.

80 D. Józwiak & M. Drechny, *Analysis of the possibilities of using V2G technology for power system balancing*, 2019, <http://pe.org.pl/articles/2019/10/12.pdf>.

81 Keay-Bright, *Accelerating electromobility in east Europe: a how-to guide (part 1)*, 2019, <https://energypost.eu/accelerating-electromobility-in-east-europe-a-how-to-guide-part-1/>.

V2G wykracza poza V1G, ponieważ dodatkowo umożliwia odwrócenie kierunku przepływu energii, z pojazdu do sieci. W związku z tym pozwala na pobór, magazynowanie oraz oddanie energii elektrycznej w zależności od potrzeb sieciowych na danym obszarze. Otwierając ścieżki transmisji danych, inteligentne ładowanie (V1G) umożliwia komunikację pomiędzy pojazdem a siecią w celu optymalizacji ładowania w danym miejscu i czasie, biorąc pod uwagę jej aktualny stan i warunki.

Rozwiązanie to przyczynia się do zmniejszenia szczytowego obciążenia sieci, zmniejszając bądź nawet eliminując potrzebę jej rozbudowy⁸². Dodatkowo, jest rozwiązaniem efektywnym ekonomicznie, gdyż pozwala na osiągnięcie wielomiliardowych oszczędności, które byłyby przeznaczone na inwestycje w sieć, jednocześnie zapewniając jej elastyczność⁸³. Wymaga to jednak ścisłego planowania. Podobnie jak V1G, V2G wspomaga stabilność sieci przy okresowym zwiększonym zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną w danym czasie i miejscu. Jednak w tym rozwiązaniu, pojazd elektryczny pełni rolę rozproszonego źródła energii, które pobiera energię elektryczną w momencie, gdy zapotrzebowanie na moc nie jest wysokie (np. w nocy) a oddaje ją, na wezwanie OSD, kiedy zapotrzebowanie jest zwiększone i sieć jest znacznie obciążona. Umożliwia to dwukierunkową wymianę energii pomiędzy autem elektrycznym a siecią, redukując ryzyko przeciążenia sieci i ich możliwych awarii. Korzyści z wdrożenia technologii V2G są potencjalnie większe niż te osiągnięte dzięki V1G.

Z drugiej strony wdrożenie V2G wymaga znacznie większych inwestycji w porównaniu do V1G – dwukierunkowa wymiana energii ma inny wpływ na infrastrukturę ładowania niż jednokierunkowy przesył⁸⁴. Punkty ładowania V2G potrafią być nawet 3-krotnie droższe niż zwykłe punkty jednokierunkowe, a poza tym wszystkie operują na chwilę obecną tylko w standardzie ChaDeMo – co jest dużym ograniczeniem. Ponadto V2G ma szansę istotnie wpłynąć na sieć jedynie w sytuacji, gdy liczba dostępnych punktów ładowania odpowiada liczbie EV, których również musi być znaczna liczba. W związku z tym, że dzisiejsze inwestycje mają na celu głównie wspieranie masowego rozpowszechniania pojazdów elektrycznych i zapewnienia szerokiej dostępności punktów ładowania z jednokierunkowymi punktami ładowania, V1G jest dziś bardziej konkurencyjnym technologicznie i ekonomicznie rozwiązaniem niż V2G, a inwestycje w tę technologię są częstsze zarówno w Polsce jak i w innych krajach Unii Europejskiej.

27

Zarówno V1G jak i V2G wpisują się w koncept sieci inteligentnych (*smart grid*). Sieci inteligentne umożliwiają komunikację pomiędzy wytwórcami a odbiorcami energii elektrycznej, a dzięki niej optymalizację pracy całego systemu⁸⁵. Brak komunikacji uniemożliwiłby funkcjonowanie zarówno technologii V1G, jak i V2G. Aby komunikacja ta była jednak możliwa, niezbędna jest automatyzacja sieci, a także zainstalowanie inteligentnych liczników (*smart meters*). Budowa sieci inteligentnych jest jednym z priorytetów OSD w krajach Europy, m.in. z powodu konieczności elektryfikacji transportu oraz coraz większej ilości prosumentów przyłączanych do sieci. W Polsce, będzie to wymagało znacznych inwestycji i adaptacji liczników inteligentnych na szeroką skalę i rozwoju zintegrowanych systemów wymiany informacji, takich jak Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE), który będzie stanowił hub danych dla wszystkich uczestników i podmiotów na rynku, również operatorów ogólnodostępnych stacji ładowania.

Inwestycje w automatyzację sieci i inteligentne liczniki

Automatyzacja sieci, wspierana inteligentnymi systemami wspomaganie decyzji w systemach prowadzenia ruchu dystrybucyjnego oraz monitoringu sieci poprzez wykorzystanie m.in. inteligentnych liczników, przyczyni się do wzrostu elastyczności sieci, a tym samym jej niezawodności⁸⁶. Lepszy monitoring stacji rozdzielczych będzie uzależniony od stanu wdrożenia liczników inteligentnych, a ten z kolei wpłynie na możliwość bezpiecznej integracji z siecią generacji rozproszonej oraz pojazdów elektrycznych. Zgodnie z szacunkami Eurelectric, dostosowanie sieci dystrybucyjnych do zmieniających się warunków gospodarczych i klimatycznych, wymagać będzie w Europie (UE i Wielka Brytania)

82 U. Maier, F. Peter, A. Jahn & J. Hildermeier, *Distribution grid planning for a successful energy transition - focus on electromobility*, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project, 2019, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_EN.pdf.pdf.

83 IRENA, *Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles*, 2019, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Innovation_Outlook_EV_smart_charging_2019.pdf.

84 szczegóły na ten temat w: Barone et al. 2020. How Smart Metering and Smart Charging may Help a Local Energy Community in Collective Self-Consumption in Presence of Electric Vehicles: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4163>

85 PSPA, *Pojazdy elektryczne jako element sieci elektroenergetycznych*, 2018, https://pspa.com.pl/media/2020/08/V2G_raport_S.pdf.

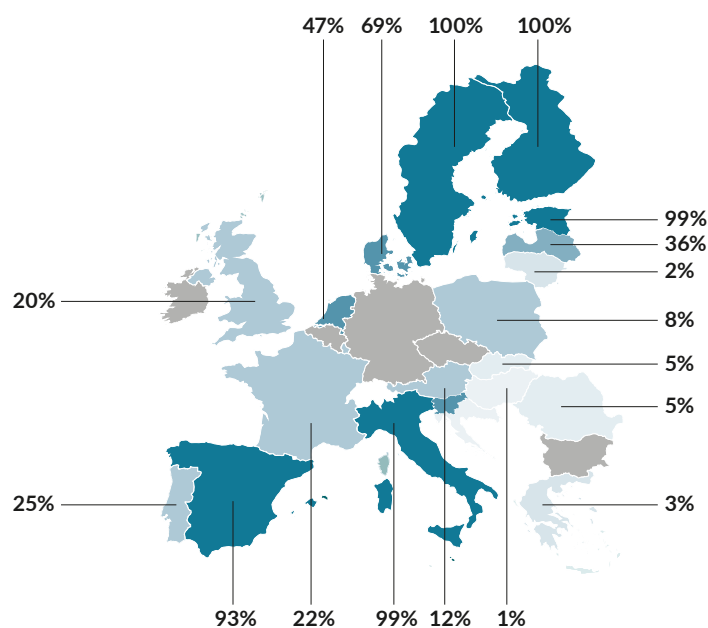
86 M. Borkowski, *Elektromobilność - problem czy lekarstwo dla systemu elektroenergetycznego*, Forum Energii, 2020, https://www.forum-energii.eu/pl/blog/elektromobilnosc-kse?utm_source=twitter&utm_medium=post_13112020&utm_campaign=EV.

nakładów inwestycyjnych rzędu 400 mld euro do 2030 r. Same inwestycje w automatyzację i cyfryzację sieci powinny wynieść ok. 25-30 mld euro, a dodatkowe 30-35 mld euro zostać wydane na wdrażanie liczników inteligentnych⁸⁷. Skala niezbędnych inwestycji jest więc ogromna, a projekty obecnie podejmowane w Polsce mogą okazać się niewystarczające.

Pod względem instalacji liczników inteligentnych, Polska znajduje się na końcu zestawienia europejskich krajów. W 2018 r. na terenie kraju liczniki inteligentne zainstalowanych miało jedynie 8,4 proc. odbiorców energii elektrycznej (Rys. 12). Dla porównania, średnia europejska wynosi 34,2 proc., a krajami najbardziej zaawansowanymi we wdrażaniu tej technologii są Szwecja (100%), Finlandia (99,8%), Estonia (98,9%) czy Włochy (98,5%)⁸⁸. Tempo wdrażania liczników inteligentnych w Polsce różni się pomiędzy dystrybutorami energii elektrycznej.

Najbardziej zaawansowanym w tej technologii operatorem jest Energa Operator - aktualnie z tego typu urządzeń korzysta ponad 950 tys. odbiorców przyłączonych do sieci spółki, a 19 listopada 2020 r. dystrybutor ogłosił plany na rozpoczęcie montażu kolejnych 600 tys. liczników inteligentnych w 2021 r. Ma to pozwolić na objęcie około połowy klientów spółki licznikami zdalnego odczytu w 2021 r.⁸⁹ Na drugim miejscu plasuje się Innogy Stoen Operator z 10 proc odbiorców posiadających inteligentne liczniki. Najgorzej w tym temacie radzi sobie Enea Operator⁹⁰. Powolne tempo wdrażania inteligentnych liczników w Polsce jest związane z faktem, że dotychczas nie istniały konkretne dotyczące tego regulacje. Dopiero *Ustawa o zmianie ustawy - prawo energetyczne oraz innych ustaw z czerwca 2021 r.* przewiduje, że liczniki zdalnego odczytu zostaną zainstalowane do końca 2023 r. u co najmniej 15 proc. odbiorców danego OSD, dwa lata później - 35 proc., na koniec 2027 r. wskaźnik ten ma wynosić co najmniej 65 proc., a do końca 2028 r. - co najmniej 80 proc⁹¹.

Rysunek 12. Stopień wdrożenia inteligentnych liczników w krajach Unii Europejskiej, stan na 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: KE, 2020. Kolor szary - brak danych.

87 S. van Ranssen, Local grid investments can make or break the energy transition, Energy Monitor, 2021, <https://energymonitor.ai/tech/networks-grids/local-grid-investments-can-make-or-break-the-energy-transition>.

88 Komisja Europejska, *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*, 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1>.

89 Energa Operator, 2020, <https://media.energa.pl/pr/598609/polowa-klientow-energi-operatora-z-licznikami-zdalnego-odczytu-w-2021-r>.

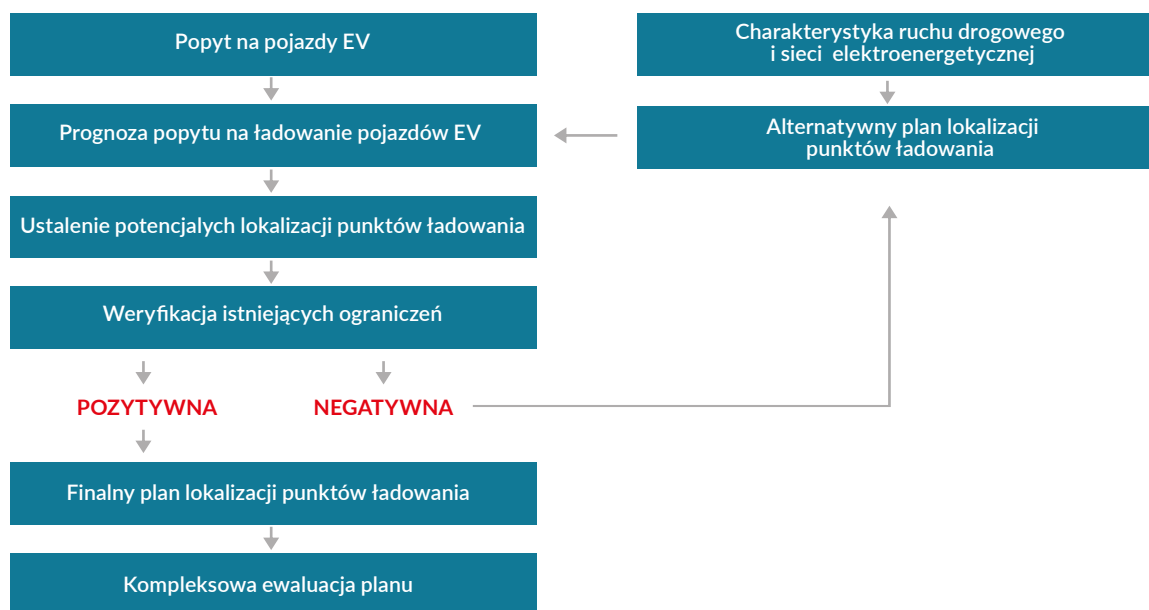
90 R. Tomaszewski, Sieć do zmaiany: jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej, Polityka Insight, 2019, https://www.politykainsight.pl/prawo/_resource/multimedium/20182100.

91 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw*, 2021, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12340506>.

3.4. Proces planowania infrastruktury ładowania

Strategiczny plan rozbudowy infrastruktury ładowania powinien bazować zarówno na zrozumieniu parametrów technicznych punktów ładowania, preferencji użytkowników aut elektrycznych, jak i możliwości technicznych sieci dystrybucyjnej w danej lokalizacji. Elementy te są ze sobą ściśle powiązane, więc muszą być analizowane równolegle. W pierwszej kolejności należy zbadać indywidualne zapotrzebowanie na pojazdy w każdej z grup - aut osobowych, ciężarowych, autobusów - w poszczególnych lokalizacjach. Równolegle należy określić stan sieci dystrybucyjnej w miejscu badanego popytu. Przykładowy schemat planowania lokalizacji punktów ładowania jest przedstawiony na rysunku 13.

Rysunek 13. Przykładowy schemat planowania lokalizacji punktów ładowania pojazdów



29

Źródło: Ch. Guo i in., *Planning of Electric Vehicle Charging Infrastructure for Urban Areas with Tight Land Supply*.

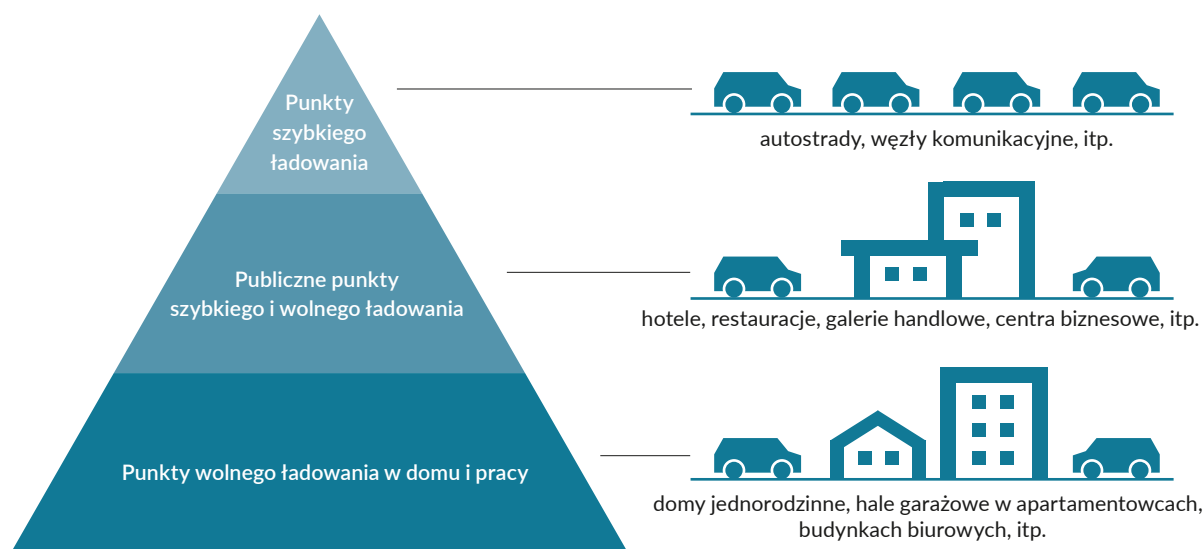
Najczęściej użytkowanymi autami będą samochody osobowe, co oznacza, że na pewno w aglomeracjach miejskich, wzrośnie popyt na publiczne i prywatne punkty ładowania o mocy poniżej 11kW zlokalizowane w sąsiedztwie domu lub miejscu pracy. Jak wspomniano w rozdziale 2.3 użytkownicy elektrycznych aut osobowych zazwyczaj preferują ładowanie swoich pojazdów w domu niż w hubach z punktami ładowania dużej mocy.

Jednakże tworzenie hubów, tj. 10-20 punktów ładowania zlokalizowanych obok siebie, jest również efektywnym sposobem budowania infrastruktury ładowania, który pozwala na uproszczenie dostępu do sieci elektroenergetycznej oraz skraca czas oczekiwania na ładowanie.⁹² Dodatkowo, należy uwzględnić fakt, że około połowa Polaków mieszka w budynkach wielorodzinnych, więc nie będą mieli możliwości wykorzystania domowych punktów ładowania w tym samym stopniu co mieszkający w domach jednorodzinnych. Punkty ładowania o dużych mocach będą niezbędne na drogach ekspresowych i autostradach, po których poruszają się zarówno auta ciężarowe, jak i osobowe. W idealnym scenariuszu powinny być one zlokalizowane przy miejscach zapewniających użytkownikom aut możliwość zagospodarowania wolnego czasu (np. przy restauracjach wzdłuż szlaków drogowych zlokalizowanych na MOPach pierwszej kategorii). Niestety, obecnie ogłaszane przez GDDKiA przetargi na dzierżawę terenu pod infrastrukturę ładowania obejmują przede wszystkim MOPY trzeciej kategorii, wyposażone jedynie w podstawową infrastrukturę towarzyszącą (miejsca postojowe, toalety, zadaszenia).

92

A. Fishbone, Z. Shahan & P. Badić, *Infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych. Wytyczne dla miast*, GreenTechnica & Greenway, 2017, https://greenwaypolska.pl/wp-content/uploads/sites/7/2019/09/GreenWay_Infrastruktura_ładowania_pojazdow_elektrycznych_Wytyczne_dla_miast_www_maj_2018.pdf.

Rysunek 14. Rozłożenie infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych



Źródło: Infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych. Wytyczne dla miast, GreenWay, CleanTechnica, 2017.

30

Po określeniu profilu zapotrzebowania na energię każdego z tych sektorów należy zbadać, czy stan techniczny sieci dystrybucyjnej pozwala na zasilanie potrzebnych punktów ładowania. Istotna tu będzie analiza elementów sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń stacji elektroenergetycznych średniego i niskiego napięcia. Punkty ładowania powinny zostać poddane badaniom wpływu na sieć w miejscu przyłączenia, aby określić czy ich podłączenie do sieci nie zaburza jej funkcjonowania.

W razie potrzeby budowy dedykowanego przyłącza, stacje ładowania powinny zostać wyposażone w układy typu softstart oraz urządzenia kompensujące moc bierną⁹³. Przy analizie technicznej ważne jest uwzględnienie stopnia wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz różnic w popycie w przeciągu doby (zarówno w dni powszednie, jak i wolne od pracy). Dodatkowo należy uwzględnić ewentualne "szczyty" spowodowane przez anomalie pogodowe⁹⁴. Problem wzrostu zapotrzebowania na moc będzie narastał w pewnych lokalizacjach, ale potencjalne obciążenia sieci mogą być zredukowane za pomocą odpowiedniej integracji z siecią dodatkowych lokalnych źródeł OZE.

Znaczny udział energii z OZE może jednak prowadzić do dużych różnic w podaży energii elektrycznej, co znow może negatywnie wpłynąć na aspekty jakościowe energii elektrycznej. Kluczowe jest więc określenie parametrów jakościowych energii elektrycznej pobieranej przez stację ładowania. Dobrym rozwiązaniem może być również zastosowanie technologii V1G. Pozwala ona na automatyczne rozpoczęcie sesji ładowania w momencie nadmiernej generacji instalacji fotowoltaicznej montowanej na dachu, maksymalizując zużycie własne. Podobnie, pozwala ona na koordynację ładowania pojazdów elektrycznych podczas postoju na parkingu, uwzględniając przy tym preferencje użytkowników pojazdów dotyczące podróży, jak i stan akumulatorów oraz warunki sieciowe. Rozwiązanie to pozwala ograniczyć zapotrzebowanie na moc w godzinach szczytu i redukuje ryzyko przeciążenia sieci⁹⁵. Należy jednak pamiętać, że podczas ładowania w trasie klient oczekuje szybkiego naładowania akumulatorów nawet kosztem wyższej ceny usługi. Tutaj rozwiązania V1G mają ograniczone zastosowanie, chyba że zostaną stowarzyszone z magazynami energii. Potencjalne problemy sieci związane z elektromobilnością mogą się nasilać w miarę jej rozwoju, chociaż rozbudowana infrastruktura ładowania pojazdów umożliwiająca inteligentne i nawet dwukierunkowe

⁹³ EDSO for smart grids, *Position paper on Electric Vehicles Charging Infrastructure*, na, <https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/public/EDSO-on-Electric-Vehicles.pdf>.

⁹⁴ EDSO for smart grids, *Position paper on Electric Vehicles Charging Infrastructure*, na, <https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/public/EDSO-on-Electric-Vehicles.pdf>.

⁹⁵ G. Barone, G. Brusco, D. Menniti, A. Pinnarelli, G. Polizzi, N. Sorrentino, P. Vizza, & A. Burgio, *How Smart Metering and Smart Charging may Help a Local Energy Community in Collective Self-Consumption in Presence of Electric Vehicles*, *Energies*, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13164163>.

przepływy energii pozwoli na wykorzystanie elektromobilności również w kontekście usług systemowych. Dwustronne przepływy energii elektrycznej oraz możliwość jej magazynowania, może być wykorzystana przez dystrybutorów w celu bilansowania dostaw energii.

Zastosowanie to ma jednak istotne ograniczenia - aby mieć największy wpływ na sieć auta muszą być podpięte do punktów ładowania w zasadzie cały czas i w dużej liczbie. W rzeczywistości może być ono ograniczone do prywatnych punktów ładowania (garaże i prywatne miejsca postojowe), z tym że auta będą tam częściej podpięte w dolinie nocnej - choć popołudniowy szczyt zapotrzebowania na energię również może być zaadresowany, gdyż auta będą przyłączane do punktów ładowania po powrocie ich użytkowników z pracy. Dotychczas polscy OSD nie podjęli wystarczających działań, aby dostosować sieć dystrybucyjną konkretnie do rozwoju infrastruktury ładowania. Jest to związane z faktem, że inwestycje są kosztowne, a nie istnieją jeszcze szczegółowe plany lokalizacji punktów ładowania. Obecny stan rzeczy wyraźnie wskazuje jak istotne jest równoległe planowanie modernizacji sieci dystrybucyjnej oraz rozkładu sieci stacji ładowania. W tym celu niezbędna jest współpraca na wielu szczeblach, zarówno przedstawicieli OSD, samorządów lokalnych, a także OOSŁ.

4. Metodyka prac i scenariusze

Oszacowanie wpływu rozwoju elektromobilności na sieci dystrybucyjne obejmowało szereg etapów opisanych w kolejnych rozdziałach. Etapy te można podzielić następująco:

1. Przygotowanie scenariuszy zmiany liczby pojazdów elektrycznych w podziale na poszczególne kategorie pojazdów.
2. Ocena wpływu scenariuszy na emisję m.in. CO₂.
3. Dezagregacja rozwoju elektromobilności na poszczególne obszary kraju.
4. Analiza zachowań użytkowników EV determinująca przebiegi zapotrzebowania na moc dla ładowania pojazdów.
5. Obliczenie zapotrzebowania na energię elektryczną z sektora elektromobilności.
6. Obliczenie szczytowego zapotrzebowania na moc dla ładowania EV, ocena wpływu elektromobilności na bilansowanie KSE.
7. Oszacowanie lokalnego zapotrzebowania na energię i moc z elektromobilności.
8. Analiza obecnego stanu sieci dystrybucyjnych i planów ich modernizacji w wybranych lokalizacjach, reprezentujących cechy charakterystyczne poszczególnych obszarów Polski.
9. Obliczenie wpływu poboru mocy na potrzeby ładowania EV na obciążenie poszczególnych komponentów sieci dystrybucyjnych na poziomie lokalnym.
10. Ocena tego, które komponenty sieci wymagać będą inwestycji w celu przystosowania do rosnącej liczby pojazdów elektrycznych.
11. Obliczenie łącznych kosztów inwestycji w sieci dystrybucyjne związanych z rozwojem elektromobilności.

31

Scenariusze przyjęte w publikacji bazowały na wcześniejszych opracowaniach Forum Energii (szerzej opisane w punkcie 4.1.). Oba zaproponowane scenariusze analizowano dla dwóch wariantów elastyczności ładowania - w zależności od zachowań użytkowników, zastosowania dynamicznych taryf czy innego rodzaju zachęt, a także rodzaju zainstalowanych punktów ładowania (szczegółową definicję wariantów zawarto w punkcie 4.4.). Obliczenia dotyczące punktów 1-8 i 11 wykonano korzystając głównie z programu Excel, a także języka programistycznego Python w celu pobierania wybranych danych np. z bazy Urzędu Dozoru Technicznego. Wizualizacje danych przestrzennych wykonano w programie QGIS. Analizę sieci dystrybucyjnych na poziomie średniego napięcia (p. 9-10)

przeprowadzono z użyciem środowiska PyPSA⁹⁶ – otwartego modelu optymalizacyjnego napisanego w języku Python i rozwijanego w niemieckim Karlsruhe Institut für Technologie (patrz: Ramka). W modelu PyPSA odtworzono kształt sieci dystrybucyjnej SN w wybranych lokalizacjach, a następnie obliczono obciążenie poszczególnych jej komponentów – GPZ i poszczególnych linii. W programie Excel stworzono też autorski model oceny obciążenia elementów sieci niskiego napięcia bazując na godzinowych profilach zapotrzebowania na energię elektryczną, ładowania EV, a także produkcji energii z mikroinstalacji OZE. Szczegóły dotyczące przyjętych założeń i metod badawczych omówiono w kolejnych rozdziałach raportu.

PyPSA jest modelem szeroko używanym w europejskich analizach systemów energetycznych, w tym scenariuszach łączenia sektorów elektroenergetycznego, ciepłownictwa, gazu ziemnego, wodoru i transportu. Przykładem takich analiz mogą być modele rynku niemieckiego wykonane w ramach projektu CoNDyNet, realizowanego przez 7 wiodących instytutów badawczych z Niemiec i finansowanego przez niemieckie Ministerstwo Edukacji i Rozwoju (Bundesministerium für Bildung und Forschung), czy też projektu open-eGo finansowanego przez Ministerstwo Gospodarki i Energii (Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie). Model PyPSA był cytowany w wielu publikacjach naukowych, w tym poświęconym relacjom pomiędzy sektorem elektroenergetycznym i sektorem transportu.

4.1. Scenariusze rozwoju elektromobilności w Polsce i ich wpływ na redukcję emisji CO₂

32

Analizę wpływu elektromobilności na funkcjonowanie KSE i sieci dystrybucyjnych rozpoczęto od przygotowania scenariuszy wzrostu liczby pojazdów elektrycznych w Polsce w perspektywie 2030 i 2050. Scenariusze te oparto na wcześniejszych pracach Forum Energii^{97,98}, korzystających odpowiednio ze scenariusza podstawowego i progresywnego, stworzonych przez Atmoterm dla Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii (obecnie Rozwoju, Pracy i Technologii)⁹⁹.

Pojazdy elektryczne zostały podzielone na następujące typy, odpowiadające różnym sposobom ich użytkowania i ładowania¹⁰⁰:



lekkie pojazdy o masie poniżej 3,5 tony, zwykle klasyfikowane jako samochody osobowe i samochody dostawcze,



ciężkie pojazdy miejskie o masie powyżej 3,5 tony – autobusy miejskie, pojazdy specjalne (np. do wywozu odpadów) i miejskie ciężarówki dostawcze,



ciężkie pojazdy drogowe o masie powyżej 3,5 ton obsługujące długie trasy – autokary i TIR-y oraz ciężkie pojazdy transportowe.

96 T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, <https://arxiv.org/abs/1707.09913>.

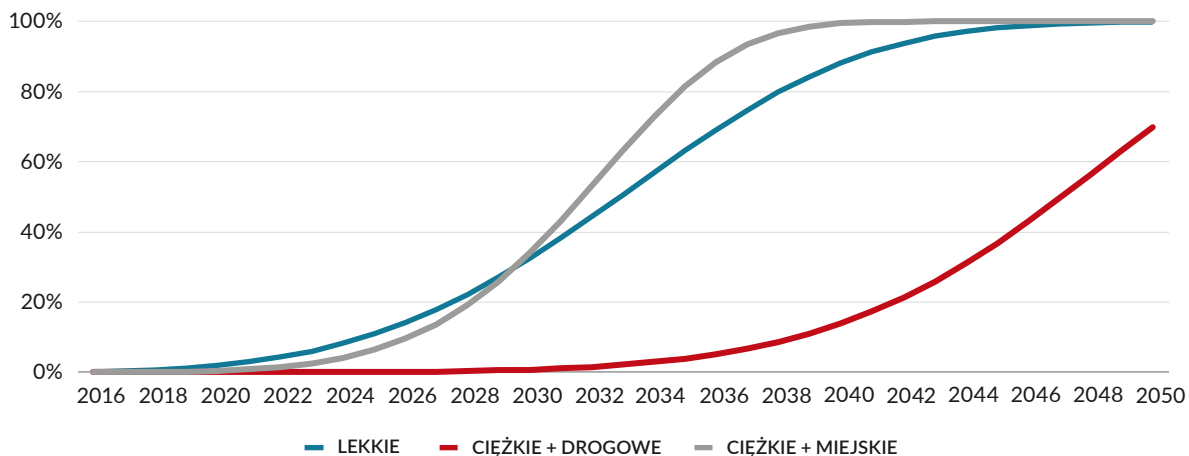
97 L. Bronk, B. Czarnecki, R. Magulski, T. Pakulski, M. Ścigan, J. Maćkowiak-Pandera, M. Jędra, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

98 Kielichowska I., Staschus K., van der Leun K., Bettgenhaeuser K., Ramaekers L., Sheppard S., Staats M., Lenkowski A., Sijtsma L., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

99 E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbek-Zabkin & P. Matuszewski, *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosci-w-polsce>.

100 Kielichowska I., Staschus K., van der Leun K., Bettgenhaeuser K., Ramaekers L., Sheppard S., Staats M., Lenkowski A., Sijtsma L., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

Rysunek 15. Udział pojazdów elektrycznych w rynku nowych pojazdów w podziale na grupy pojazdów



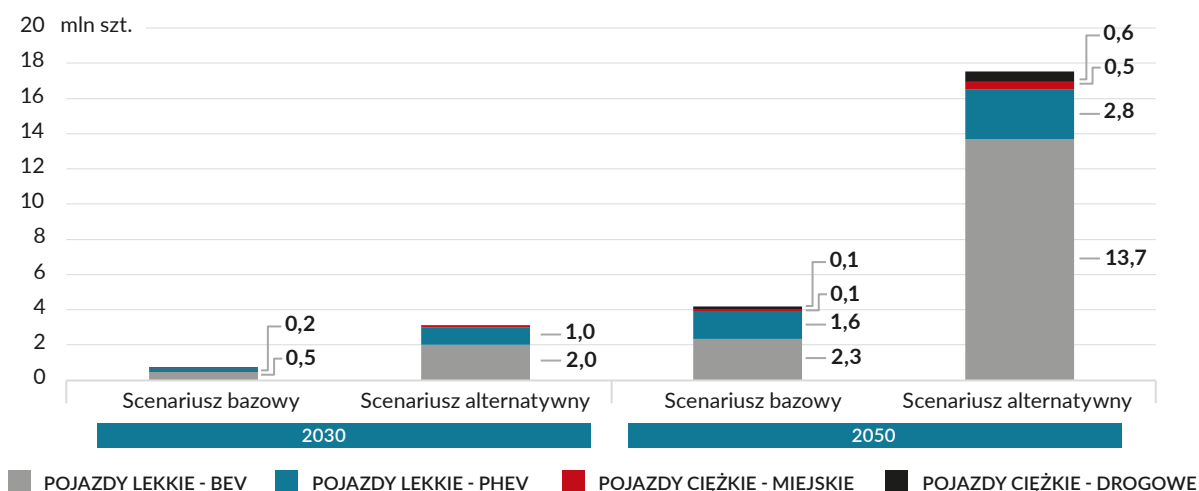
Źródło: Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

Pojazdy lekkie podzielono dodatkowo na BEV i PHEV. Ponieważ scenariusze Atmoterm nie zawierają prognoz dla pojazdów ciężkich, w tym przypadku bazowano na prognozie udziału EV w sprzedaży nowych pojazdów ze wspomnianego raportu "Polska neutralna klimatycznie 2050" Forum Energii (rysunek 15), a także zawartych w nim szacunków liczby pojazdów elektrycznych w poszczególnych kategoriach w roku 2050. Warto zauważyć, że prognozowane jest znaczne opóźnienie rozwoju elektromobilności w obszarze ciężkich pojazdów drogowych. Oznacza to, że w 2030 roku, EV mają niemal pomijalny udział tej klasy pojazdów, który rośnie zauważalnie dopiero w latach 40-tych.

33

W scenariuszu bazowym, w 2030 roku zakłada się, że po polskich drogach jeździło będzie 680 tys. lekkich pojazdów elektrycznych, w tym 453 tys. typu BEV i 227 tys. typu PHEV (por. rysunek 16 i tabela 5). W roku 2050 będzie to 3,93 mln. Dodatkowo przewiduje się, że liczba elektrycznych ciężkich pojazdów miejskich wzrośnie do 18,5 tys. w 2030 r. i 107 tys. w 2050 r. Dla ciężkich pojazdów drogowych będzie to odpowiednio 113 i 143 tys.

Rysunek 16. Zmiana liczby pojazdów elektrycznych w poszczególnych scenariuszach



Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbek-Żabkin & P. Matuszewski, Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosci-w-polsce>.

W scenariuszu alternatywnym, tempo rozwoju elektromobilności jest znacznie bardziej ambitne. Już w 2030 r., po polskich drogach miałyby jeździć 3 mln lekkich samochodów elektrycznych (w tym 1 mln PHEV i 2 mln BEV). W 2050 liczba ta wzrosłaby do 16,5 mln, z malejącym udziałem PHEV (17 % względem obecnych 46 %). Zakłada się także istnienie 82 tys. elektrycznych pojazdów ciężkich (głównie autobusów) w 2030 r. oraz ponad 1 mln tychże w 2050 r. Łącznie, w 2050 r. aż 82 % floty pojazdów byłoby zelektryfikowane, pozostałe 18 % stanowiłyby pojazdy na paliwa alternatywne - wodór czy biometan, co pozwoliłoby na dekarbonizację polskiego transportu, konieczną do osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej.

Tabela 5. Proponowane scenariusze rozwoju elektromobilności

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Pojazdy lekkie	680 000	3 000 000	3 930 000	16 500 000
BEV	453 333	2 000 000	2 330 000	13 700 000
PHEV	226 667	1 000 000	1 600 000	2 800 000
Pojazdy ciężkie	18 658	82 317	250 091	1 050 000
Drogowe	113	499	142 909	600 000
Miejskie	18 545	81 818	107 182	450 000
Łącznie EV	698 658	3 082 317	4 180 091	17 550 000

34

Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbak-Żabkin & P. Matuszewski, *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosc-w-polsce>

Zakładane scenariusze rozwoju elektromobilności determinują konieczną liczbę zainstalowanych punktów poboru energii na potrzeby ładowania. Jak wspomniano wcześniej, w Polsce i na świecie użytkownicy osobowych EV zdecydowanie preferują ładowanie pojazdów w domu i przewiduje się, że ci, którzy dysponują dedykowanym miejscem postojowym (średnio 64% w Europie¹⁰¹), będą dążyli do posiadania własnych punktów ładowania lub zasilania pojazdów poprzez zwykłe gniazdka 230 V. Użytkownicy, którzy takim miejscem nie dysponują, będą w większym stopniu korzystali z punktów ładowania w miejscach pracy.

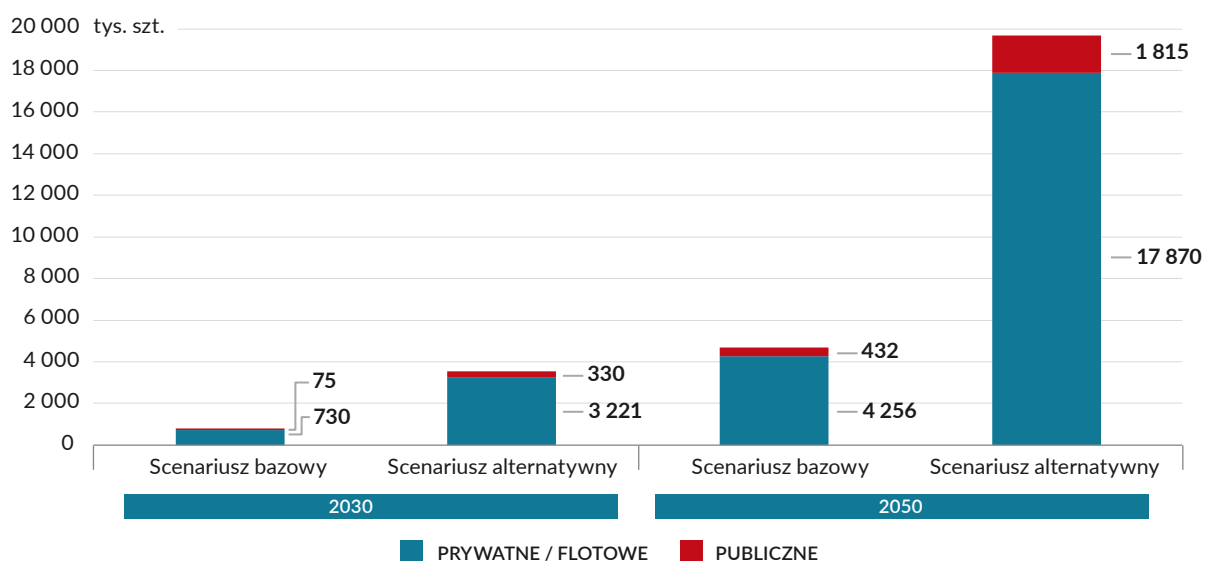
W przypadku pojazdów ciężkich miejskich, zakłada się ładowanie ich przede wszystkim we flotowych punktach ładowania o dużej mocy. Zgodnie z oceną Międzynarodowej Agencji Energii¹⁰² (por. tabela 6), proporcja liczby pojazdów do liczby dedykowanych punktów poboru mocy na potrzeby ładowania (w tym prywatnych gniazdek wykorzystywanych do ładowania EV) wynosi 7,69. Pojazdy ciężkie drogowe korzystają zarówno z publicznych punktów ładowania umieszczonych przy autostradach i drogach ekspresowych, jak i z flotowych punktów ładowania o dużej mocy. Proporcja liczby ciężkich pojazdów drogowych do liczby flotowych punktów ładowania to w tym przypadku 3,85, zapotrzebowanie na publiczne punkty ładowania pokryte jest w planowanej ekspansji na potrzeby pojazdów lekkich.

Bazując na powyższych założeniach oraz scenariuszach liczby pojazdów, oszacowano liczbę punktów poboru energii na potrzeby ładowania w latach 2030 i 2050 (por. rysunek 17 i tabela 6). W scenariuszu bazowym, w roku 2030 zakłada się istnienie 730 tys. prywatnych i flotowych punktów poboru energii na potrzeby ładowania, oraz 75 tys. punktów publicznych., z podkreśleniem, że punkty prywatne to również zwykłe prywatne gniazdka 230 V. W roku 2050 jest to kolejno 4,3 mln i 432 tys. W scenariuszu alternatywnym, już w 2030 roku jest wykorzystywanych 3,2 mln prywatnych punktów poboru energii na potrzeby ładowania i 330 tys. publicznych. Do 2050 roku jest to łącznie niemal 20 mln punktów, z czego prawie 2 mln to publiczne punkty ładowania, co stanowi ogromne wyzwanie techniczne i logistyczne.

101 Kielichowska I., Staschus K., van der Leun K., Bettgenhaeuser K., Ramaekers L., Sheppard S., Staats M., Lenkowski A., Sijtsma L., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

102 IEA, *Global EV Outlook 2020*, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>.

Rysunek 17. Liczba punktów poboru energii na potrzeby ładowania w poszczególnych scenariuszach



Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 6. Prognozowana liczba punktów poboru energii na potrzeby ładowania w poszczególnych scenariuszach

		Rodzaj	Liczba EV na jeden punkt poboru mocy do ładowania	Liczba punktów			
				2030		2050	
				Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Pojazdy lekkie		Prywatne*	0,93	727 600	3 210 000	4 205 100	17 655 000
		Publiczne - normalnej mocy	11,11	61 200	270 000	353 700	1 485 000
		Publiczne - dużej mocy	50,00	13 600	60 000	78 600	330 000
Pojazdy ciężkie	Drogowe	Flotowe - dużej mocy**	3,85	29	130	37 156	156 000
	Miejskie	Flotowe - dużej mocy	7,69	2411	10 636	13 934	58 500

*Uwzględnia zwykłe (jednofazowe) oraz trójfazowe gniazdka 230 V używane do ładowania EV oraz punkty ładowania w miejscach pracy

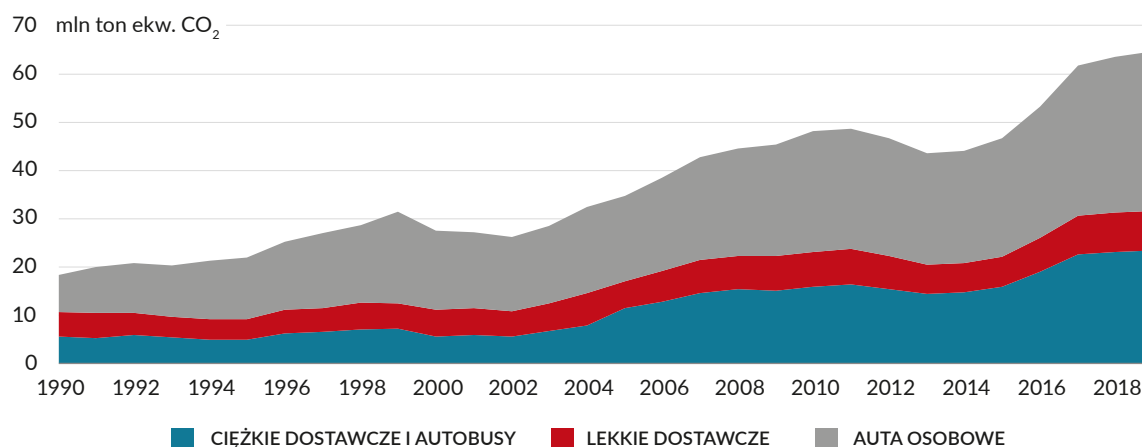
**Pojazdy ciężkie drogowe korzystają także z publicznych punktów ładowania o dużej mocy, współdzielonych z pojazdami lekkimi

Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz IEA/OECD Global EV Outlook 2020.

4.2. Konsekwencje rozwoju elektromobilności dla środowiska i emisji substancji szkodliwych

Realizacja proponowanych w punkcie 4.1. scenariuszy rozwoju elektromobilności przyczyni się do redukcji emisji GHG z transportu drogowego. Jest to szczególnie istotne w obliczu faktu, że polski transport jest jednym z najbardziej emisyjnych w UE, więc redukcja emisji z tego sektora jest niezbędna do osiągnięcia celów klimatycznych wspólnoty. Od 1990 r. emisje tego sektora w Polsce rosną w bezprecedensowym tempie. W 2019 r. osiągnęły poziom ok. 65 mln ton ekw. CO₂ - 252 proc. więcej niż w 1990 r. Nawet w stosunku do 2015 r. notuje się aż 38 proc. wzrost. Proporcjonalnie z największym udziałem aut osobowych w strukturze pojazdów w Polsce, auta te są odpowiedzialne za największą część emisji, choć nie bez znaczenia jest również wpływ pojazdów ciężarowych oraz autobusów (rysunek 18). Elektryfikacja każdego z podsektorów transportu jest więc niezbędna do redukcji emisji, a w efekcie dekarbonizacji tego sektora.

Rysunek 18. Emisja GHG z sektora transportu drogowego w Polsce



36

Źródło: Eurostat.

Z drugiej strony, elektryfikacja transportu to tylko jeden z elementów niezbędnych do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej. Drugim, równie istotnym, jest równoległa dekarbonizacja sektora wytwarzania energii elektrycznej.

W 2018 r. średnia emisyjność jednostek wytwórczych w krajowym systemie wyniosła 792 kg CO₂e/MWh¹⁰³.

Zgodnie z założeniami zawartymi w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) intensywność emisji ekw. CO₂ z produkcji energii elektrycznej będzie sukcesywnie spadać na przestrzeni następných dekad. PEP2040 przewiduje, że w 2025 r. emisyjność elektroenergetyki wyniesie 509 kg ekw. CO₂/MWh, w 2030 r. spadnie do 461 kg ekw. CO₂/MWh natomiast w 2040 r. ma być na poziomie 268 kg ekw. CO₂/MWh¹⁰⁴. PEP2040 nie zawiera prognoz do 2050 r. Potrzeba osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oznacza, że w 2050 r. produkcja energii elektrycznej powinna być bezemisyjna. Raport Forum Energii „Polska neutralna klimatycznie 2050” prognozuje, że do 2050 r. emisyjność energetyki spadnie z obecnego poziomu 792 kg ekw. CO₂/MWh do 30 kg ekw. CO₂/MWh.¹⁰⁵

W 2019 r. pojazdy lekkie - auta osobowe oraz lekkie dostawcze były odpowiedzialne za około 41 mln ton emisji GHG. O ile elektryfikacja tego segmentu nastąpi najszybciej, wciąż dość wysoka emisyjność produkcji energii elektrycznej w 2030 r., połączona z faktem, że w 2030 r. lekkie EV będą stanowiły stosunkowo niewielką część całego parku pojazdów nie przełoży się na znaczny spadek emisji w sektorze transportu - zarówno w scenariuszu bazowym jak

103 KOBIZE, *Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej*, 2019, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosc/Wskazniki_emisyjnosc_grudzien_2019.pdf.

104 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski#:~:text=PEP2040%20stanowi%20jasn%C4%85%20wizj%C4%99%20strategii,os%C5%82abienia%20gospodarki%20pandemi%C4%85%20COVID%2D19.>

105 Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow.>

i alternatywnym (rysunek 19). Średnio, pojazd lekki (auta osobowe oraz lekkie dostawcze) wyemitował w 2019 r. 1,75 ton ekw. CO₂.¹⁰⁶ W związku z tym, że w 2019 r. większość floty pojazdów lekkich w Polsce stanowiły auta spalinowe, wartość ta jest przyjmowana za średnią roczną emisyjność lekkiego pojazdu typu spalinowego. Emisyjność BEV i PHEV zależy od emisyjności polskiego KSE oraz zużycia energii elektrycznej wynikającego ze średniego rocznego przebiegu auta. Bogata w węgiel struktura polskiego miksu energetycznego powoduje, że korzystające z energii elektrycznej pojazdy emitują obecnie aż 125 g CO₂/km.¹⁰⁷ Zgodnie z rozdziałem 4.5. zakłada się również, że pojazdy lekkie BEV i PHEV zużywają średnio 0,21 kWh/km oraz przemierzają 12 tys. km rocznie.

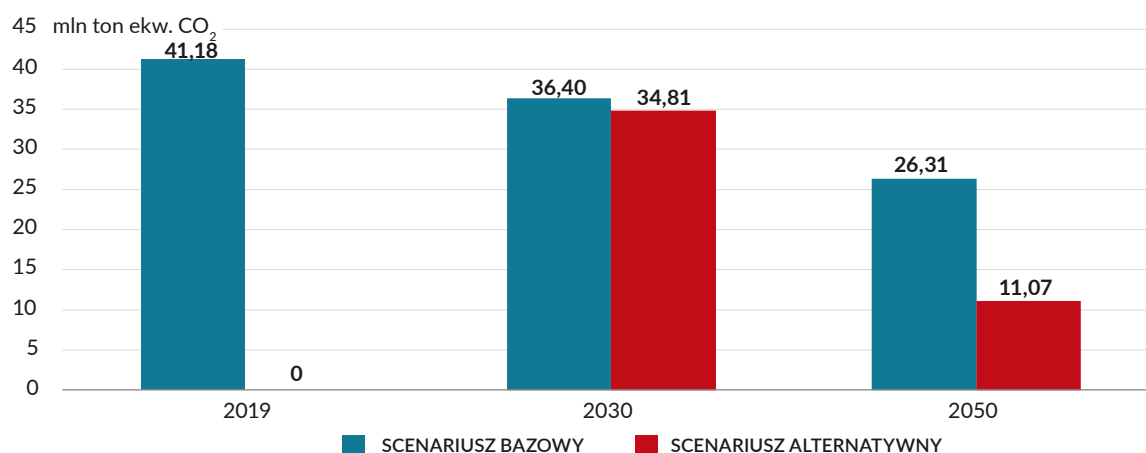
W przypadku BEV roczny przebieg będzie zrealizowany w pełni za pomocą energii elektrycznej, natomiast PHEV używają energii elektrycznej przez 5 tys. km rocznie, a resztę przebiegu realizują w trybie spalinowym. Na bazie powyższego policzone zostały więc emisje dla pojazdów elektrycznych i średnio dla pojazdu wyniosły one 1,5 tony ekw. CO₂/rok w przypadku BEV oraz 1,6 tony ekw. CO₂/rok w przypadku PHEV.

Przewidywany w 2030 r. spadek emisyjności elektroenergetyki przełoży się na zmniejszenie emisji z EV do około 60 g ekw. CO₂/km a w 2040 r. będzie to 20 g ekw. CO₂/km.¹⁰⁸ Ponadto, biorąc pod uwagę wynikające z Porozumienia Paryskiego zobowiązanie Polski do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. zakłada się, że produkowana wtedy energia elektryczna powinna być zeroemisyjna, a zatem pojazdy EV nie powinny już emitować CO₂. Z powodu coraz bardziej restrykcyjnych standardów emisyjnych, zakłada się również, że emisje z aut spalinowych będą spadały nawet o 1 proc. rocznie.¹⁰⁹

Wyniki modelowania wskazują, że bazowy scenariusz rozwoju elektromobilności na 2030 r. skutkuje redukcją emisji w segmencie pojazdów lekkich – segmencie o około 5 mln ton w stosunku do poziomu z 2019 r. Realizacja scenariusza alternatywnego pozwoli na redukcję emisji do poziomu 34,81 mln ton ekw. CO₂ w 2030 r., czyli o około 6 mln ton w stosunku do stanu obecnego. Tak niewielka różnica pomiędzy scenariuszem bazowym i alternatywnym wynika z faktu, że nawet przy bardziej ambitnym tempie wzrostu liczby pojazdów elektrycznych, ⅓ z nich to wciąż emisyjne pojazdy typu PHEV – nawet przy spadającej emisyjności KSE, w 2030 r. emitują one niewiele mniej niż pojazdy spalinowe. Wraz ze wzrostem floty pojazdów elektrycznych oraz dekarbonizacją KSE, emisyjność transportu będzie dynamicznie spadała. Wyniki dla scenariusza bazowego na 2050 r. wykazują spadek emisyjności w sektorze pojazdów lekkich do ok. 26 mln ton ekw. CO₂. W alternatywnym scenariuszu, zakładającym elektryfikację 16,5 mln pojazdów, będzie to zaledwie 11 mln ton ekw. CO₂, czyli ok. ⅓ obecnych emisji.

37

Rysunek 19. Potencjał redukcji emisji GHG w segmencie pojazdów lekkich



Źródło: Opracowanie własne.

¹⁰⁶ Obliczenia własne na podstawie danych z Eurostat oraz GUS.

¹⁰⁷ Transport & Environment, *How clean are electric cars?*, 2020, <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/downloads/T%26E%E2%80%99s%20EV%20life%20cycle%20analysis%20LCA.pdf>.

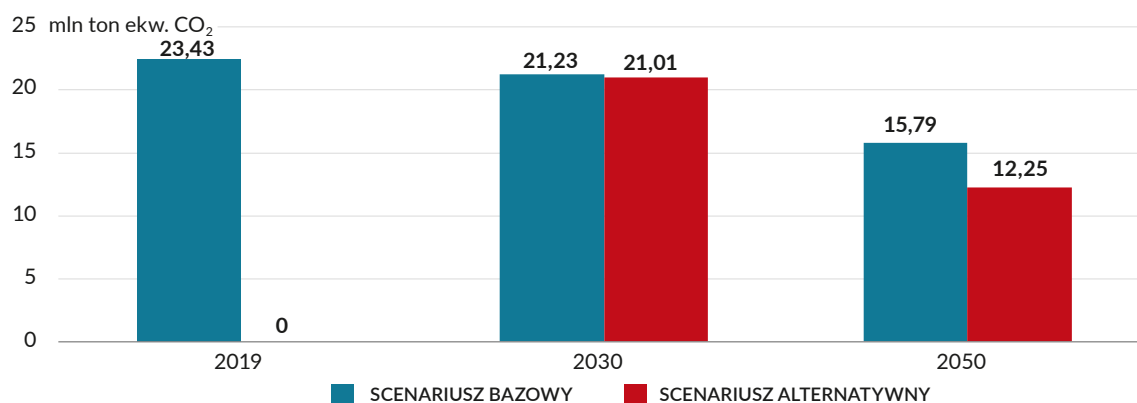
¹⁰⁸ jw.

¹⁰⁹ W. Rabiega, P. Sikora, J. Gąska, *CO2 emissions reduction potential in transport sector in Poland and the EU until 2050*, Centre for Climate and Energy Analysis, 2019, http://climatecake.pl/wp-content/uploads/2019/11/CAKE_Transport_emission_reduction_potential_2050_paper__final.pdf.

Elektryfikacja pojazdów ciężkich będzie następowała wolniej. Mimo że przewiduje się dynamiczny wzrost elektrycznej floty autobusów miejskich, reszta (i większa) część transportu ciężkiego jest przy obecnych warunkach technicznych trudniejsza do elektryfikacji. W 2019 r. pojazdy ciężkie miejskie i drogowe wyemitowały łącznie ok. 23,4 mln ton ekw. CO₂. Stosując metodykę analogiczną do tej zastosowanej w przypadku pojazdów osobowych, w obu scenariuszach na 2030 r. prognozuje się spadek emisji, lecz jedynie do poziomu 21 mln ton ekw. CO₂.

Niemniej jednak, również pojazdy ciężkie będą poddawane stopniowej elektryfikacji do roku 2050 r. Wyniki dla scenariusza alternatywnego wskazują, że w 2050 r. możliwe jest osiągnięcie redukcji emisji GHG do poziomu 12,25 mln ton, czyli 50 proc. poniżej obecnego poziomu.

Rysunek 20. Potencjał redukcji emisji GHG w segmencie pojazdów ciężkich



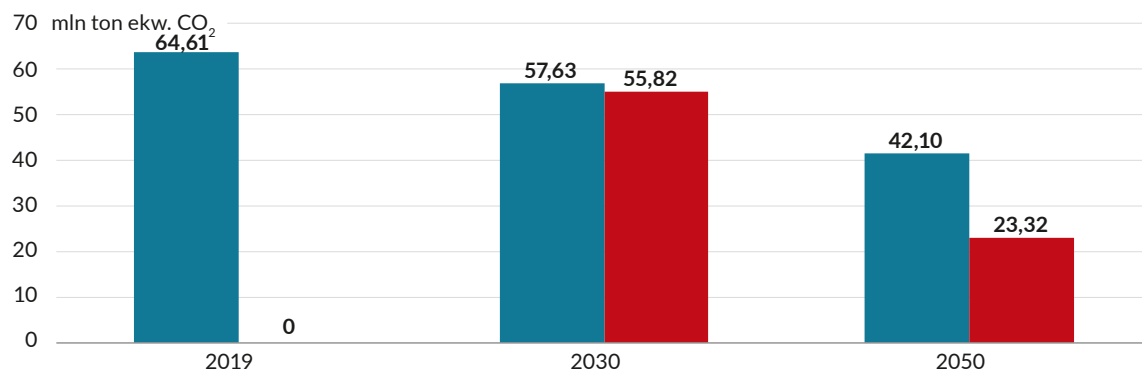
38 Źródło: Opracowanie własne.

Oznacza to, że elektryfikacja pojazdów lekkich i ciężkich pozwoli na łączną redukcję emisji w transporcie z obecnego poziomu 64,61 mln ton ekw. CO₂ nawet do 23,32 mln ton do 2050 r., w scenariuszu alternatywnym. Stanowi to spadek o prawie ⅔ w stosunku do obecnego poziomu - jest to jednak nadal bardzo odległe od celu 90% redukcji dla tego sektora na poziomie UE i wskazują na potrzebę zmiany przyzwyczajeń konsumentów pojazdów drogowych w kierunku częstszego korzystania z transportu publicznego i rowerów zamiast prywatnych aut

Niemniej jednak, możliwość osiągnięcia takich redukcji GHG jest uzależniona od możliwości bezpiecznej integracji pojazdów elektrycznych z KSE, który do tej pory nie był przystosowany tak dużej skali przyłączonych do sieci punktów ładowania.

Konieczna jest więc dogłębna analiza wpływu scenariuszy rozwoju elektromobilności na sieć, wskazująca miejsca oraz elementy sieci, które wymagać będą inwestycji modernizacyjnych. Na tym skupiają się dalsze rozdziały tego raportu.

Rysunek 21. Potencjał redukcji emisji GHG dla pojazdów lekkich i ciężkich

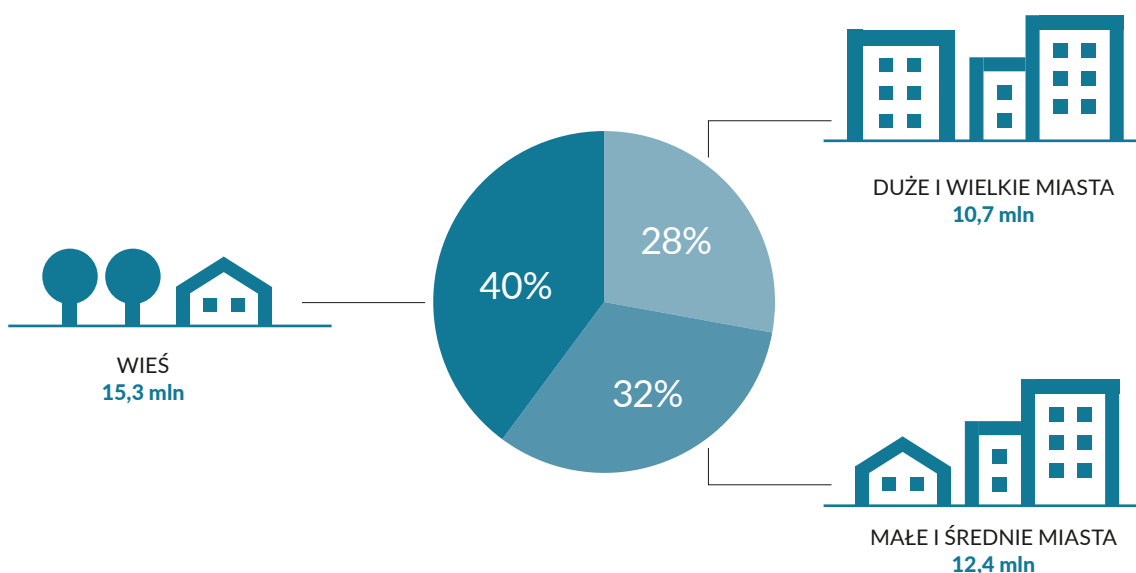


Źródło: Opracowanie własne.

4.3. Potencjał rozwoju elektromobilności w poszczególnych regionach kraju

Jak opisano w rozdziale drugim niniejszej analizy, obecnie polska elektromobilność jest skupiona głównie w ośrodkach miejskich. Trend ten będzie kontynuowany w początkowych fazach jej wzrostu, lecz wraz z rozwojem infrastruktury ładowania pojazdów, spadku cen technologii, czy też społecznego zainteresowania elektrykami, różnice między regionami miejskimi i wiejskimi będą się zmniejszać, a finalnie zostaną zatarte. Inne kraje Unii mierzą się z podobną dynamiką rozwoju jak Polska. Z badania przeprowadzonego przez International Council on Clean Transportation (ICCT) wynika, że średnio w krajach UE udział elektryków we flocie pojazdów osobowych w miastach był najwyższy (4%) w porównaniu do regionów pośrednich tzw. miejsko-wiejskich (3,5%) oraz wsi (2,9%)¹¹⁰. Jednak doświadczenia z np. Norwegii wskazują, że z biegiem upowszechniania się elektromobilności, zainteresowanie nią wzrasta również na terenach wiejskich. Dodatkowo, Polska nie wpisuje się w ogólnoeuropejski trend dotyczący rozmieszczenia ludności pomiędzy miastami a terenami wiejskimi. Proporcja ludności zamieszkująca rejony wiejskie w Polsce jest jedną z największych w UE - około 40 proc. ludności mieszka na wsiach, a 60 proc. w miastach (rysunek 22). Dla porównania w krajach zachodnich jedynie około 20-30 proc. populacji zamieszkuje tereny wiejskie. W Norwegii aż 83,4 proc. populacji zamieszkuje obszary miejskie¹¹¹.

Rysunek 22. Struktura rozmieszczenia ludności w Polsce



39

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS, 2018.

Biorąc pod uwagę tak duże różnice w strukturze rozmieszczenia populacji w krajach UE, ciężko jest jednoznacznie określić różnice w tempie rozwoju elektromobilności w miastach i wsiach. W sytuacji gdy elektromobilność rozwija się w szybszym tempie na terenie całego kraju, tempo wzrostu na wsiach zbliża się do tego w miastach (przypadek Norwegii). Zakładamy, że w 2030 r. i 2050 r. liczba pojazdów zarejestrowanych na terenach miejskich i wiejskich będzie odpowiadała strukturze rozmieszczenia populacji czyli 40 proc. aut osobowych będzie zarejestrowanych na wsiach, a 60 proc. w miastach. W przypadku floty autobusów elektrycznych, wszystkie będą się znajdowały na terenach miast, dodatkowo zwiększając flotę użytkowanych tam pojazdów elektrycznych. Jako że pojazdy ciężarowe i dostawcze przemierzają głównie długie trasy, te będą najczęściej użytkowane na drogach ekspresowych i autostradach. Kluczem do realizacji tego założenia jest zapewnienie odpowiedniej infrastruktury ładowania na każdym z powyższych typów obszarów.

110 S. Wappelhorst, Beyond major cities: Analysis of electric passenger car uptake in European rural regions, The International Panel on Clean Transportation, 2021, <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Ev-europe-rural-mar2021.pdf>.

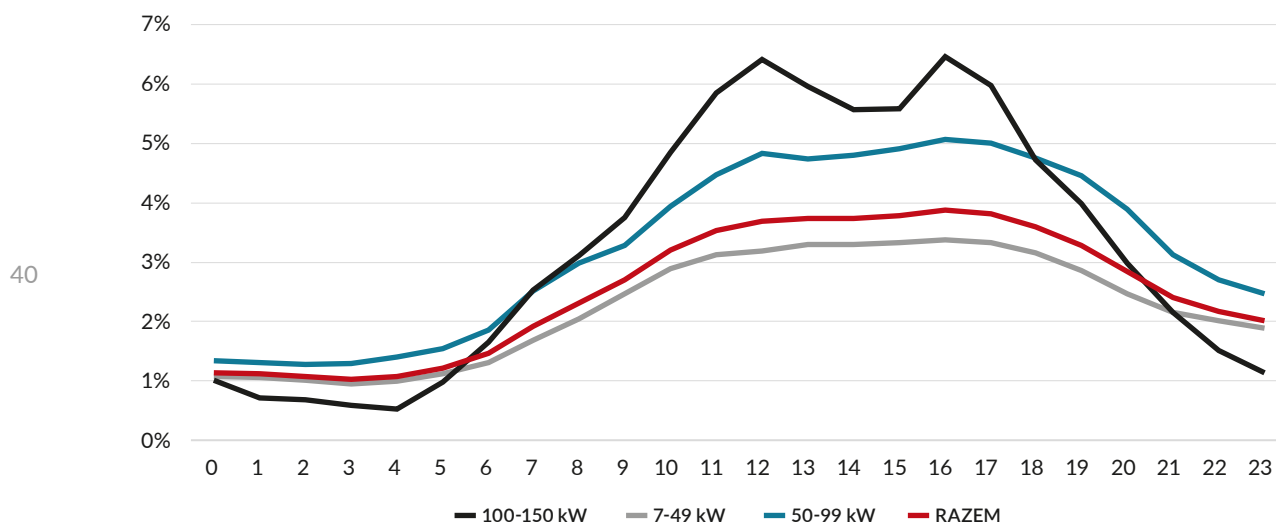
111 Worldometer, Norway Population, 2020, <https://www.worldometers.info/world-population/norway-population/>.

4.4. Projekcje zachowań użytkowników pojazdów elektrycznych

Zachowania użytkowników pojazdów elektrycznych determinują szczytowe zapotrzebowanie na moc i energię. Inne są modele korzystania ze stacji publicznie dostępnych – inne w domu.

Historyczne trendy z publicznie dostępnych punktów ładowania znajdujących się w krajowej Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych (EIPA) wskazują, że zapotrzebowanie na usługę ładowania wzrasta od godziny 5:00 rano, osiąga szczyt ok. godziny 16:00 po czym spada na przestrzeni wieczora, nocą notując najniższy poziom. Publiczna infrastruktura ładowania jest wykorzystywana średnio jedynie przez ok. 4 proc. czasu. Choć wraz z rozwojem elektromobilności przewiduje się wzrost popytu na ogólnodostępne punkty ładowania, większość aut osobowych nadal będzie ładowana w miejscu zamieszkania. W publicznych stacjach ładowania aktualnie najbardziej popularne są punkty o mocy 40-50 kW, rzadziej o mocy 100-150 kW – pozwalające na ładowanie pojazdu w relatywnie krótkim czasie. Jednak przy obecnym stanie elektromobilności w Polsce nawet te punkty nie ładują dłużej niż przez ok. 6 proc. czasu w godzinach o największym zapotrzebowaniu na moc. Punkty ładowania o mocy 7-49 kW są używane najrzadziej.

Rysunek 23. Profil ładowania pojazdów elektrycznych w publicznie dostępnych punktach ładowania w Polsce (procent wykorzystania w danej godzinie)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych UDT.

Podobne trendy ładowania pojazdów opisano we wspomnianej wcześniej analizie Forum Energii "Polska 2050 neutralna klimatycznie". W tym przypadku uwzględnione są jednak nie tylko publicznie dostępne punkty ładowania, lecz również te używane w domach, miejscach pracy oraz flotowe. Na podstawie preferencji użytkowników opisanych w p. 2.4., zaproponowano rozkład zapotrzebowania na poszczególne sposoby ładowania dla badanych klas pojazdów (por. tabela 7). Właściciele pojazdów lekkich preferują ładowanie ich w domu, jednak nie wszyscy mają taką możliwość (dysponują dedykowanym miejscem parkingowym)¹¹². W tym przypadku zmuszeni są więc używać publicznych punktów ładowania. Pojazdy ciężkie miejskie ładowane są w dedykowanych punktach rozmieszczonych głównie w zajezdniach autobusów. Pojazdy ciężkie drogowe korzystają przede wszystkim z publicznych punktów ładowania o dużej mocy, ale także z urządzeń zainstalowanych w centralach floty.

Łącząc projekcje z tabeli 7 z profilami użytkowania poszczególnych typów punktów ładowania (por. rysunek 6) przygotowano profile ładowania pojazdów w podziale na badane klasy. Przykładowy profil dla zimowego dnia roboczego przedstawiono na rysunku 24.

¹¹² Aż 36% właścicieli pojazdów w Europie nie dysponuje dedykowanym miejscem postojowym, co oznacza, że nie mogą posiadać własnego punktu ładowania i muszą korzystać z infrastruktury publicznej lub w miejscu pracy. Źródło: Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

Tabela 7. Założenia dotyczące czasu ładowania pojazdów według sposobu parkowania (udział roczny w %)

	Dom	Publiczne o normalnej mocy	Miejsce pracy	Publiczne o dużej mocy	Flotowe (o dużej mocy)
Lekkie (dedykowane miejsce)	80%	0	15%	5%	0
Lekkie (brak dedykowanego miejsca)	0	10%	25%	65%	0
Ciężkie – miejskie	0%	0%	0%	0%	100%
Ciężkie – drogowe	0%	0%	0%	80%	20%

Źródło: Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

Jeżeli użytkownicy pojazdów elektrycznych korzystają z usługi ładowania o dowolnym, wybranym przez nich czasie z maksymalną możliwą mocą, mówimy o profilu nieelastycznym. Charakteryzuje się on dużymi różnicami w zapotrzebowaniu na energię elektryczną pomiędzy godzinami szczytowymi, a tymi kiedy zapotrzebowanie na usługę się zmniejsza. Nieelastyczne ładowanie może doprowadzić do obciążenia sieci, zwłaszcza, że szczyt zapotrzebowania na ładowanie pojazdów pokrywa się np. z wieczornym szczytem zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych. Rozwiązaniem pozwalającym na zminimalizowanie tego zagrożenia jest elastyczne ładowanie pojazdów, stymulowane zastosowaniem inteligentnych punktów ładowania w połączeniu z odpowiednio dobranymi taryfami, zachęcającymi użytkowników do redukcji zapotrzebowania w szczycie. Ładowanie elastyczne oznacza, że moc sesji ładowania jest dostosowana do stanu naładowania akumulatora i długości ładowania, oczywiście biorąc pod uwagę aktualne obciążenie sieci oraz preferencje użytkownika pojazdu EV dotyczące przemieszczania się. W tym przypadku np. właściciele aut ładowanych w domu, wydłużają sesję ładowania przy jednoczesnym zmniejszeniu poboru mocy.auta ładują się w większym stopniu w nocy oraz przez dłuższy czas, gdy obciążenie sieci jest najniższe. W związku z tym, w profilu elastycznym obserwuje się znacznie mniejsze różnice w zapotrzebowaniu na energię elektryczną niż w przypadku profilu bez elastycznego ładowania oraz zredukowany szczyt zapotrzebowania na energię elektryczną wieczorem. Różnice są widoczne dla każdego typu pojazdów. Zmiana elastyczności jest trudniejsza w przypadku publicznie dostępnych punktów ładowania o dużej mocy, z których korzystają głównie ciężkie auta dostawcze. W ich przypadku ładowanie odbywa się w zależności od zapotrzebowania na energię stale przemieszczającego się w ciągu dnia pojazdu, lecz również w ich przypadku profil może zostać znacznie wygładzony dzięki ładowaniu w nocy, przez dłuższy czas i z mniejszą mocą, w centralach floty czy też punktach dostawy towarów.

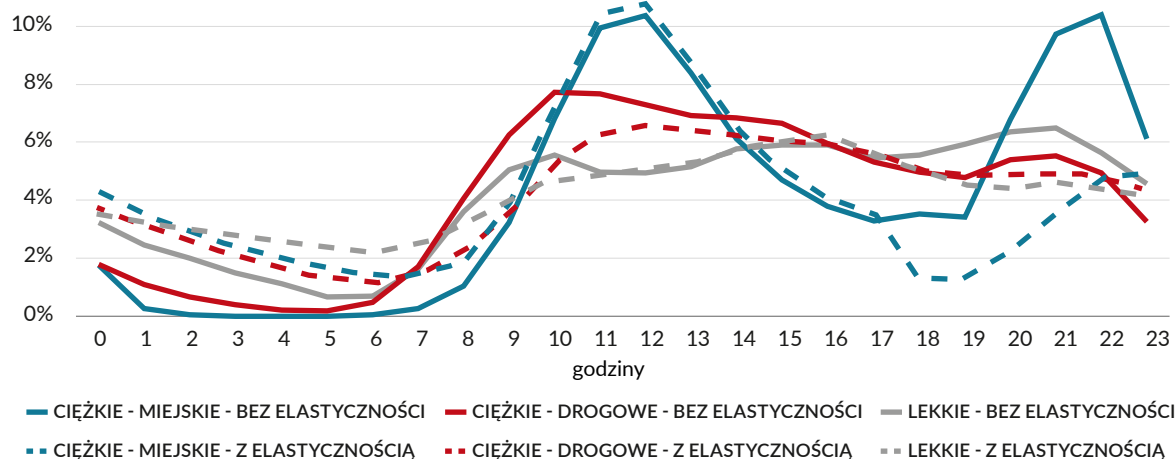
41

Bazując na omówionych preferencjach dotyczących ładowania pojazdów elektrycznych, przygotowano dwa warianty scenariuszy rozwoju elektromobilności:

- **Wariant nieelastyczny**, w którym użytkownicy korzystają z usługi ładowania w dowolnym, wybranym przez nich czasie z maksymalną możliwą mocą;
- **Wariant elastyczny**, w którym moc sesji ładowania jest dostosowana do stanu naładowania akumulatora i planowanego czasu ładowania. W tym przypadku np. właściciele aut ładowanych w domu, wydłużają sesję ładowania przy jednoczesnym zmniejszeniu poboru mocy. Auta ładują się w większym stopniu w nocy, gdy całkowite zapotrzebowanie na moc z sieci jest najniższe. Wariant ten pozwala na zmniejszenie obciążenia KSE oraz sieci dystrybucyjnych. Jego wprowadzenie wymaga jednak spełnienia szeregu czynników - wprowadzenia dynamicznych taryf, korzystania z inteligentnych punktów ładowania umożliwiających komunikację pojazdu z siecią, a także szerokiej automatyzacji pracy całej sieci.

Profile ładowania w poszczególnych wariantach dla poszczególnych typów pojazdów omówiono w dalszej części podrozdziału.

Rysunek 24. Dobowy profil ładowania pojazdów elektrycznych, zimowy dzień roboczy



Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

42

Złagodzenie profilu ładowania jest istotnym czynnikiem pozwalającym na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jak i ułatwienia integracji odnawialnych źródeł energii z siecią. Osiągnięcie tego wymagać jednak będzie wprowadzenia odpowiedniego otoczenia ekonomicznego, prawnego i technicznego, zachęcającego użytkowników aut elektrycznych do ich ładowania w momentach mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną np. nocą zamiast szybkiego ładowania w ciągu dnia.¹¹³ Jednym z mechanizmów mających realny wpływ na złagodzenie profili ładowania są taryfy dynamiczne (szczegóły w p. 2.2.). Poprzez zróżnicowanie cen energii elektrycznej w zależności od poziomu popytu na nią, część ładowania pojazdów może zostać przesunięta z godzin szczytu na godziny gdy zapotrzebowanie na moc i energię jest mniejsze. W tym modelu ceny energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania są wyższe, a w czasie niższego zapotrzebowania niższe, tym samym zachęcając użytkowników pojazdów do ich ładowania w czasie, gdy nie będzie ono wywierało presji na system elektroenergetyczny. Stanowi to istotną zmianę jakościową dla systemu elektroenergetycznego, gdyż stymulując złagodzenie szczytowego zapotrzebowania na moc, spada również ilość (a zatem koszt) niezbędnych dla wspierania elektromobilności inwestycji w sieć.

113 M. Kłos, P. Marchel, J. Paska, R. Bielas, M. Błędzińska, Ł. Michalski, K. Wróblewski, K. Zagrajek, *Forecast and impact of electromobility development on the Polish Electric Power System*, E3S Web of Conferences, 2018, https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/10/e3sconf_pe2019_01005.pdf.

4.5. Zapotrzebowanie na energię elektryczną generowane przez pojazdy z napędem elektrycznym

Na podstawie scenariuszy zaprezentowanych w p. 4.1. oszacowano łączny wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wynikający z rozwoju elektromobilności. Przyjęto założenia opisane w tabeli 8., zgodne także z założeniami scenariuszy Atmoterm¹¹⁴:

Tabela 8. Założenia dot. zużycia energii dla jednego pojazdu elektrycznego*

	Zużycie energii elektrycznej na kilometr [kWh/km]	Roczny przebieg [km]	Roczne zużycie energii elektrycznej [MWh]
Pojazdy lekkie			
BEV	0,21	12 000	3
PHEV**	0,21	5 000	1
Pojazdy ciężkie			
Drogowe	0,63	34 000	21
Miejskie	0,42	17 000	7

*Jak wspomniano, skorzystano z założeń z cytowanych opracowań Forum Energii i Navigant, ocenia się jednak, że roczne przebiegi pojazdów ciężkich mogą być istotnie wyższe i sięgać 100 tys. kilometrów przy odpowiednim rozwoju infrastruktury ładowania i dążeniu do osiągnięcia przebiegów typowych dla pojazdów spalinowych. Z tych samych założeń skorzystano w przypadku zużycia energii pojazdów, które szczególnie w przypadku pojazdów ciężkich mogą sięgać 1,5 kWh/km.

**Przebieg PHEV uwzględnia fakt stosowania także benzyny/ropy, jedynie część użytkowania pojazdu odbywa się z wykorzystaniem silnika elektrycznego.

Źródło: Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

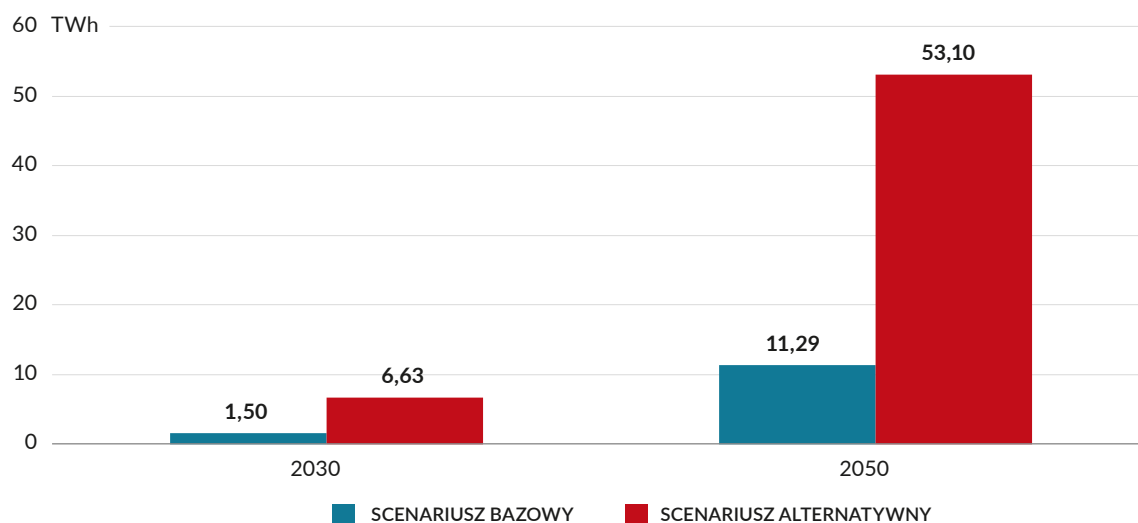
Pojazdy lekkie charakteryzują się niższym zużyciem energii na kilometr (przede wszystkim z powodu swojej niższej masy), a ich roczne przebiegi są typowo znacznie mniejsze. W szczególności, dla pojazdów drogowych zakładane przebiegi są niemal trzykrotnie wyższe, co skutkuje siedmiokrotnie wyższym rocznym zużyciem energii.

Powyższe założenia wykorzystano do oszacowania łącznego zapotrzebowania na energię elektryczną całej floty pojazdów elektrycznych w scenariuszu bazowym i alternatywnym (rysunek 25). W 2030 roku zapotrzebowanie oceniane jest na 1,5 TWh w scenariuszu bazowym i 6,6 TWh w scenariuszu alternatywnym. W 2050 jest to odpowiednio 11,3 i 53,1 TWh - w tym ostatnim przypadku, elektromobilność odpowiada za ok. 20 proc. krajowego zużycia energii¹¹⁵ i musi być uwzględniana w odpowiednim planowaniu rozwoju mocy wytwórczych.

114 Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: E. Pluska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbak-Zabkin & P. Matuszewski, *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosci-w-polsce>.

115 Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: E. Pluska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbak-Zabkin & P. Matuszewski, *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosci-w-polsce>.

Rysunek 25. Roczne zużycie energii elektrycznej na potrzeby ładowania pojazdów elektrycznych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbak-Żabkin & P. Matuszewski, Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-pracotechnologia/rozwoj-elektromobilnosc-w-polsce>; Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

44

Tabela 9. Roczne zużycie energii elektrycznej na potrzeby ładowania pojazdów elektrycznych w podziale na scenariusze i kategorie pojazdów [TWh]

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Pojazdy lekkie	1,37	6,04	7,49	37,17
BEV	1,13	5,00	5,83	34,25
PHEV	0,24	1,04	1,67	2,92
Pojazdy ciężkie	0,13	0,59	3,80	15,94
Drogowe	0,00	0,01	3,04	12,75
Miejskie	0,13	0,58	0,76	3,19
Łącznie EV	1,50	6,63	11,29	53,10

Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: E. Płuska, I. Rackiewicz, M. Rosicki, I. Sobecki, I. Szczepanik-Retka, M. Załupka, A. Skarbak-Żabkin & P. Matuszewski, Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-pracotechnologia/rozwoj-elektromobilnosc-w-polsce>; Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

W obu scenariuszach, z powodu swojej liczebności, w strukturze zapotrzebowania dominują pojazdy lekkie (por. tabela 9). Jednakże, duże jednostkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną ciężkich pojazdów drogowych oznacza, że są one odpowiedzialne za aż 24 proc. łącznego zapotrzebowania całego sektora. Warto pamiętać, że zapotrzebowanie na ładowanie tych pojazdów kumuluje się w stosunkowo niewielkiej liczbie punktów ładowania umieszczonych przy drogach ekspresowych i autostradach, co może rodzić szczególne wyzwania związane z zapewnieniem stabilności dostaw mocy i energii w tych lokalizacjach.

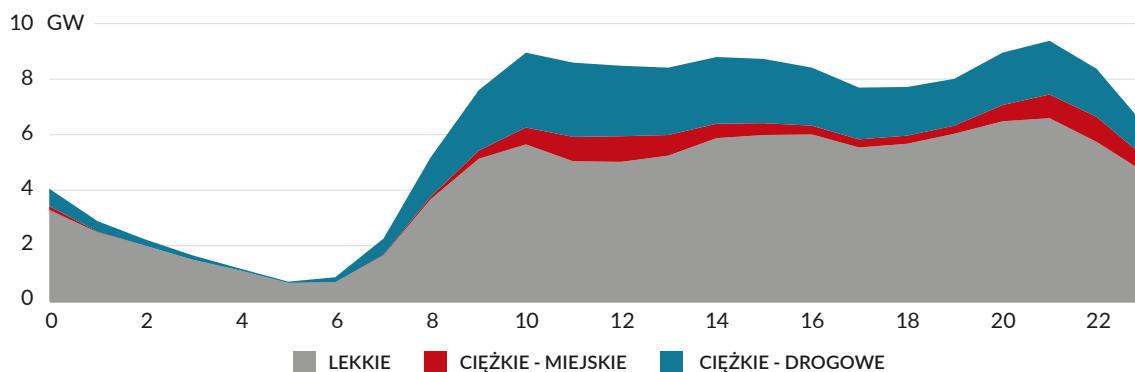
5. Wpływ elektromobilności na bilansowanie KSE

W kontekście bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz planowania rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, niezwykle istotny jest szczytowy pobór mocy przez użytkowników pojazdów elektrycznych. Analiza tego zjawiska na poziomie krajowym została przedstawiona poniżej, z kolei w dalszej części rozdziału 6 omówiono wpływ obciążenia szczytowego na poszczególne komponenty sieci dystrybucyjnych.

Bazując na profilach ładowania omówionych w punkcie 4.4. oraz scenariuszach rozwoju elektromobilności dla poszczególnych typów pojazdów (punkt 4.1.), oszacowano łączne zapotrzebowanie na moc generowane przez sektor elektromobilności (które przedstawiono na rysunkach 26 i 27). Na rysunku 26 pokazano wariant bez elastyczności ładowania¹¹⁶ - widoczny jest bardzo wyraźny wzrost obciążenia w momencie szczytu wieczornego. Z powodu swojej liczebności, dominującą rolę w zapotrzebowaniu na moc szczytową pełnią pojazdy lekkie. Jednakże, szczyt ładowania pojazdów lekkich zbiega się ze szczytem ładowania ciężkich pojazdów miejskich, przy jednoczesnym wysokim zapotrzebowaniu w klasie ciężkich pojazdów drogowych, co potęguje efekty negatywne dla działania sieci.

W wariantcie zakładającym elastyczność ładowania (rysunek 28), sumaryczny dobowy profil zapotrzebowania wypłaszcza się, a moc szczytowa jest znacząco zredukowana. Szczyt wieczorny jest całkowicie eliminowany, a pojazdy ładowane są z mniejszą mocą, ale przez całą noc. Maksimum zapotrzebowania rozkłada się na pozostałe godziny robocze, co koreluje z profilem wytwarzania energii ze słońca i tym samym znacznie ogranicza negatywne efekty dla bilansowania KSE.

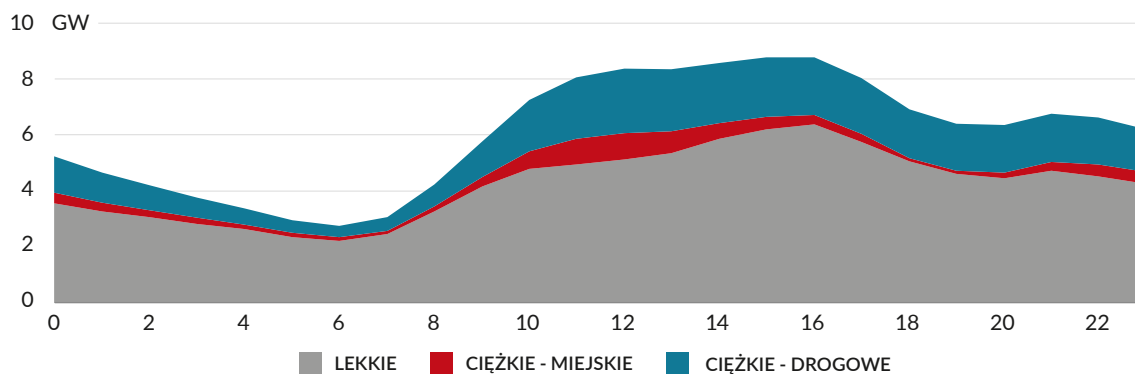
Rysunek 26. Dobowy profil zapotrzebowania na moc w sektorze elektromobilności - zimowy dzień roboczy, scenariusz alternatywny, rok 2050, wariant bez elastyczności



45

Źródło: Opracowanie własne.

Rysunek 27. Dobowy profil zapotrzebowania na moc w sektorze elektromobilności - zimowy dzień roboczy, scenariusz alternatywny, rok 2050, wariant z elastycznością

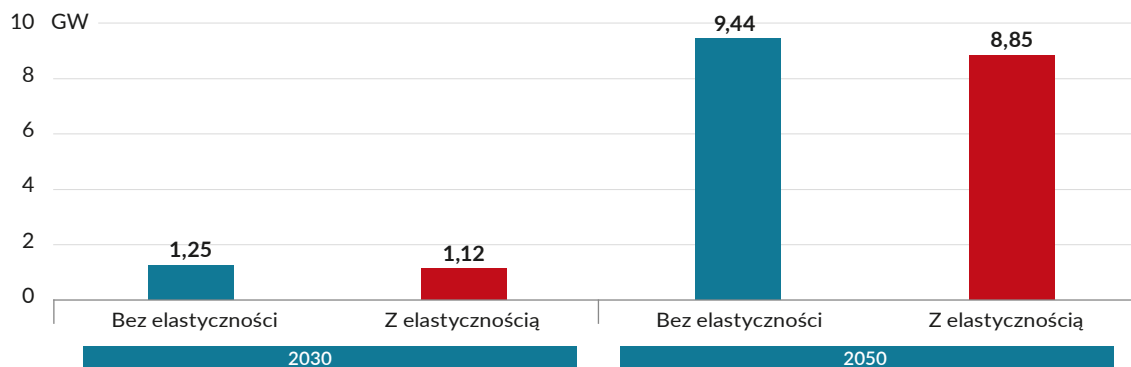


Źródło: Opracowanie własne.

¹¹⁶ Definicje poszczególnych wariantów ładowania zawarto w podrozdziale 4.4.

Wpływ elastyczności ładowania na roczne szczytowe zapotrzebowanie na moc w scenariuszu alternatywnym zaprezentowano na rysunku 28. Zastosowanie elastyczności ładowania pozwala zmniejszyć szczytowe obciążenie o 0,1 GW w roku 2030 i 0,6 GW w roku 2050.

Rysunek 28. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w sektorze elektromobilności - scenariusz alternatywny



Źródło: Opracowanie własne.

Profile ładowania różnią się nieznacznie w zależności od pory roku¹¹⁷, jednak różnice szczytowego zapotrzebowania na moc pomiędzy porami roku nie przekraczają 10% (por. tabela 10). W scenariuszu bazowym, z powodu znacząco niższej liczby pojazdów elektrycznych, zapotrzebowanie na moc jest również dużo niższe.

Tabela 10. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w sektorze elektromobilności w zależności od pory roku - wariant z elastycznością [GW]

46

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Zima	0,25	1,10	1,86	8,79
Wiosna	0,23	1,02	1,73	8,17
Lato	0,24	1,07	1,79	8,45
Jesień	0,25	1,12	1,87	8,85

Źródło: Opracowanie własne.

W tabelach 11 i 12 zawarto szczegółowe wyniki modelowania szczytowego poboru mocy dla poszczególnych klas pojazdów. Łączne obciążenie szczytowe w 2030 roku wynosi nieco powyżej 1 GW, co nie powinno stanowić zagrożenia dla systemu elektroenergetycznego oraz infrastruktury sieciowej. Zastosowanie wariantu elastyczności w klasie pojazdów lekkich pozwala na istotną redukcję mocy szczytowej - dla scenariusza alternatywnego o 0,23 GW w 2050 roku. W klasie pojazdów ciężkich szczytowe dobowe zapotrzebowanie na moc w wariantcie elastycznym spada o 0,4 GW. Dodatkowo, jak pokazano na rysunku 27, przesunięcie profilu ładowania w stronę godzin roboczych oraz nocnych pozytywnie wpływa na wyplaszczanie ogólnego profilu ładowania wszystkich pojazdów elektrycznych.

Warto zauważyć mały wpływ ciężkich pojazdów miejskich na obciążenie szczytowe, wynikające częściowo z ich niewielkiej liczby, ale także z mniejszych średnich przebiegów niż dla floty pojazdów drogowych. Rozwój transportu miejskiego może przyczynić się do istotnej redukcji emisji gazów cieplarnianych i substancji szkodliwych, a jednocześnie nie stanowi nadmiernego obciążenia dla infrastruktury sieciowej. Oznacza to więc, że elektryfikacja i rozwój publicznych środków transportu w polskich miastach powinien być priorytetem.

117 Kielichowska I., Staschus K., van der Leun K., Bettgenhaeuser K., Ramaekers L., Sheppard S., Staats M., Lenkowski A., Sijtsma L., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

Tabela 11. Szczytowe zapotrzebowanie na moc wynikające z ładowania pojazdów elektrycznych - wariant bez elastyczności [GW]

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Pojazdy lekkie	0,25	1,09	1,36	6,73
Pojazdy ciężkie				
Drogowe	0,00	0,00	0,64	2,70
Miejskie	0,04	0,17	0,22	0,91
łącznie EV	0,28	1,25	2,00	9,44

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 12. Szczytowe zapotrzebowanie na moc wynikające z ładowania pojazdów elektrycznych - wariant z elastycznością [GW]

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Pojazdy lekkie	0,24	1,06	1,31	6,50
Pojazdy ciężkie				
Drogowe	0,00	0,00	0,55	2,30
Miejskie	0,04	0,17	0,22	0,94
łącznie EV	0,25	1,12	1,87	8,85

Źródło: Opracowanie własne.

Ocena faktycznego wpływu elektromobilności na bilansowanie KSE wymaga analizy zapotrzebowania na moc z profilem produkcji energii z wiatru i słońca, a także z bazowym (historycznym) profilem obciążenia KSE.

W obliczeniach zastosowano prognozy rozwoju OZE ze wspomnianych opracowań Forum Energii¹¹⁸, przy czym dla roku 2050 wybrano najbardziej ambitny scenariusz S2-100+C+EV¹¹⁹. Moce zainstalowane w energetyce wiatrowej i słonecznej przedstawiono w tabeli 13. W 2050 roku oczekuje się wzrostu mocy instalacji fotowoltaicznych do 71,8 GW, a elektrowni wiatrowych na lądzie i morzu do łącznie 63,5 GW. We wspomnianym scenariuszu S2-100+C+EV zakłada się także wzrost szczytowego zapotrzebowania na moc z 26,1 GW w 2019 r. do aż 55,3 GW (z czego około 46 GW to zapotrzebowanie bazowe - bez elektromobilności).

118 Forum Energii, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow> oraz Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

119 Scenariusz ten zakłada 100 proc. produkcji energii elektrycznej z OZE, oraz integrację sektorów elektroenergetycznego, ciepłownictwa i elektromobilności.

Tabela 13. Moc zainstalowana w elektrowniach słonecznych i wiatrowych [GW]

	2030	2050
PV	17	71,8
Wiatr - lądowe	18	40,2
Wiatr - morskie	7,7	23,3

Źródło: Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow> oraz Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

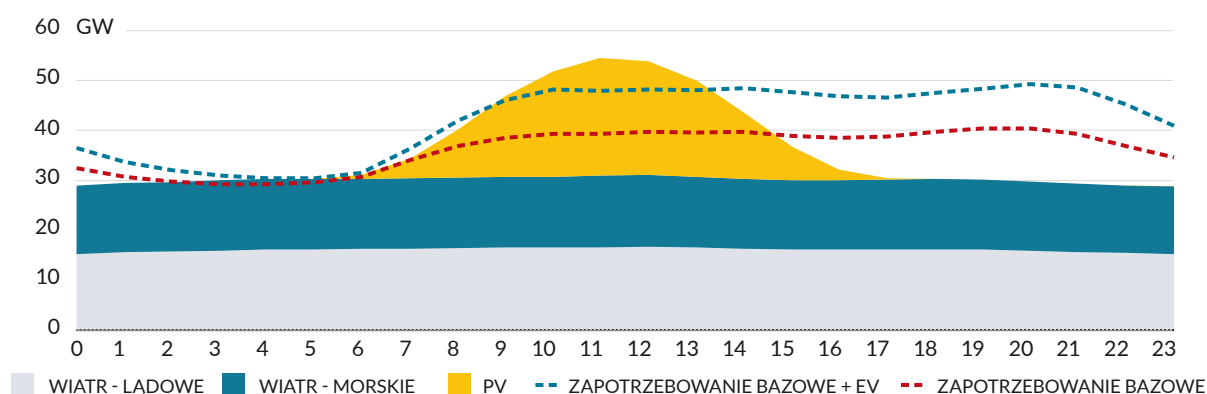
Produkcję energii z wiatru i słońca oraz zakładane moce zainstalowane nałożono na godzinowe profile nasłonecznienia i wietrzności w Polsce¹²⁰. Dane za cały 2019 r. uśredniono do czterech modelowych dni odpowiadających poszczególnym porom roku. Podobnie przygotowano profil zapotrzebowania na moc, korzystając z danych godzinowych za rok 2019¹²¹. Profil historyczny przeskalowano do wartości w 2050 biorąc pod uwagę prognozowaną roczną moc szczytową.

Uśrednione profile dobowe dla zimowego dnia roboczego zaprezentowano na rysunku 29. (wariant nieelastyczny) i 30. (wariant elastyczny). Ponieważ produkcja energii z wiatru i słońca jest średnią godzinową za całą porę roku, profil wiatrowy jest niemal stały. Oczywiście w praktyce pomiędzy poszczególnymi dniami występują istotne wahania siły wiatru, jednak w skali kilku miesięcy, statystycznie profil nie wykazuje istotnej zmienności w ciągu doby. Maksymalnie, moc z wiatru osiąga ok. 30 GW. Dodatkowo, w godzinach 8 a 17 w strukturę wytwarzania włączają się elektrownie słoneczne - w godzinach 11-12 odpowiadające za nawet 23 GW mocy. Taki profil wytwarzania dobrze uzupełnia profil zapotrzebowania w wariantie elastycznym, w którym szczyt przypada na godziny 10-14. Dodatkowo, dzięki elastycznemu ładowaniu EV łagodzony jest szczyt wieczorny w zapotrzebowaniu bazowym - łącznie zapotrzebowanie na moc o godzinie 20 jest niemal o 2,6 GW niższe niż w wariantie nieelastycznym, co jest niezwykle istotne w kontekście braku dostępności generacji z PV.

48

Warto jednak pamiętać, że nawet w scenariuszu alternatywnym, elektromobilność odpowiada za 18 proc. całkowitego zapotrzebowania na moc w Polsce. To oznacza, że kształt łącznego profilu obciążenia KSE determinowany jest przede wszystkim zapotrzebowaniem bazowym z gospodarstw domowych i przemysłu - w tych sektorach również należy zadbać o odpowiednie zarządzanie popytem - np. poprzez mechanizmy takie jak DSR i dynamiczne taryfy.

Rysunek 29. Uśredniony dobowy profil zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej - zimowy dzień roboczy, scenariusz alternatywny, rok 2050, wariant bez elastyczności

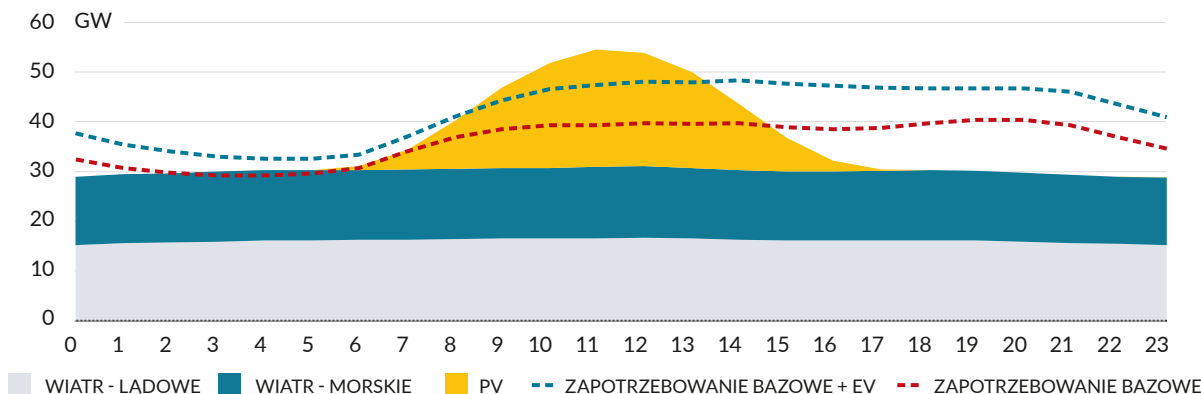


Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie obliczeń własnych, danych energy.instrat.pl i renewables.ninja.

120 Użyto współczynników wykorzystania mocy dla przyszłej floty z modelu renewables.ninja.

121 http://energy.instrat.pl/total_load. Zdecydowano się użyć roku 2019 jako bazowego, gdyż rok 2020 z powodu pandemii COVID-19 cechował się niestandardowo niskim zużyciem energii.

Rysunek 30. Uśredniony dobowy profil zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej - zimowy dzień roboczy, scenariusz alternatywny, rok 2050, wariant z elastycznością



Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie obliczeń własnych, danych energy.instrat.pl i renewables.ninja.

6. Wpływ elektromobilności na sieci dystrybucyjne

6.1. Zakres koniecznych modernizacji sieci dystrybucyjnych związanych z rozwojem elektromobilności

Głównym zadaniem badawczym niniejszej publikacji było oszacowanie wpływu rozwoju elektromobilności na sieci dystrybucyjne, w szczególności określenie zakresu koniecznej modernizacji infrastruktury.

49

Analizę przeprowadzono metodą „bottom-up”, uwzględniając rozmieszczenie węzłów sieci dystrybucyjnych do poziomu 15 kV włącznie, a także biorąc pod uwagę obciążenie sieci niskiego napięcia. Z powodu liczby węzłów sieci dystrybucyjnych na poziomie średniego napięcia przekraczającej 200 tys., nie jest możliwa analiza obciążeń w całej sieci jednocześnie. Zgodnie z metodologią stosowaną w najnowszej literaturze (w tym przez think-tank Agora Verkehrswende¹²²), obliczenia podzielono na kategorie odpowiadające strukturze rozmieszczenia ludności w Polsce (p. 4.3.), a w każdej z tych kategorii wybrano przykładowy obszar do zilustrowania specyficznych cech danej grupy:



obszary wiejskie - gmina wiejska Topółka w woj. kujawsko-pomorskim,



średnie i małe miasta - Żąbki, Marki, Zielonka w woj. mazowieckim,



duże i wielkie miasta - Wrocław w woj. dolnośląskim.

Dodatkowo, wybrano lokalizację zawierającą autostradową stację ładowania pojazdów elektrycznych o dużej mocy - w gminie Kołbaskowo w woj. zachodniopomorskim, przy autostradzie A6. Wyniki dla danej kategorii uogólniono do poziomu krajowego, co pozwoliło na ocenę koniecznej skali modernizacji sieci dystrybucyjnych.

Dla wybranych obszarów zbadano rozmieszczenie, moc i obciążenie głównych punktów zasilania (tzw. GPZ), stacji 15/0,4 kV, linii średniego i niskiego napięcia, przeanalizowano plany modernizacji infrastruktury dystrybucyjnej, uwzględniono istniejące stacje ładowania EV, a także zapotrzebowanie bazowe na poziomie średniego i niskiego napięcia. Lokalne zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc na danym obszarze (zarówno bazowe, jak i z samego sektora elektromobilności) wynikało:

122

U. Maier, F. Peter, A. Jahn & J. Hildermeier, *Distribution grid planning for a successful energy transition - focus on electromobility*, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project, 2019, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_EN.pdf.pdf.

- ze struktury rozmieszczenia ludności,
- struktury rozmieszczenia budynków i lokali mieszkalnych (na wsiach przede wszystkim budynki jednorodzinne, w dużych miastach wielorodzinne, w średnich i małych miastach jedno i drugie),
- typów użytkowanych pojazdów (na wsiach głównie lekkie, w miastach także ciężkie miejskie, przy drogach ekspresowych głównie ciężkie drogowe).

Podział obciążenia na poszczególne komponenty sieci wynikał z zaimplementowanego modelu sieci średniego i niskiego napięcia¹²³.

Wynikiem analizy była ewaluacja wpływu elektromobilności na obciążenie infrastruktury dystrybucyjnej i określenie koniecznego zakresu modernizacji przy rosnącej liczbie pojazdów elektrycznych. Ponieważ wzrost liczby EV do roku 2030 nie jest na tyle znaczący aby bardzo znacząco wpłynąć na sieć elektroenergetyczną, zaprezentowano jedynie wyniki dla roku 2050.

Szczegółowy opis założeń i wyników dla każdego z badanych obszarów zamieszczono poniżej.

Obszary wiejskie – przykład gminy Topólka.

Obszary wiejskie w Polsce charakteryzują się obecnie bardzo niskim stopniem penetracji elektromobilności. Ponieważ w gminach wiejskich dominuje zabudowa jednorodzinna, zakłada się dominującą rolę prywatnych punktów ładowania o niskiej mocy. Jednocześnie, założono, że na terenach wiejskich nie będą ładowane ciężkie pojazdy miejskie i drogowe, co oznacza także brak występowania punktów ładowania dużej mocy (oprócz gmin obejmujących drogi szybkiego ruchu).

Do ilustracji zagadnień związanych z rozwojem elektromobilności na obszarach wiejskich wybrano gminę Topólka w woj. kujawsko-pomorskim. Gmina w 2019 r. miała 4793 mieszkańców, liczba ta maleje systematycznie od 2010 roku, kiedy populacja wynosiła 5026¹²⁴. Liczba budynków mieszkalnych w gminie to 1348, niemal wszystkie to budynki jednorodzinne.

Gmina zasilana jest za pośrednictwem napowietrznych linii średniego napięcia przyłączonych do dwóch GPZ zlokalizowanych na terenie gmin sąsiednich¹²⁵:

- GPZ Lubraniec o mocy 1 x 16 MVA (14 MW),
- GPZ Piotrków Kujawski o mocy 2 x 16 MVA (28 MW).

W najbliższych latach planowano remont GPZ Piotrków Kujawski, z wymianą transformatorów na jednostki o wyższej mocy - 25 MVA (20 MW)¹²⁶.

Długość linii 15 kV od GPZ do najdalej wysuniętych podstacji 15/0,4 kV na obrzeżach gminy wynosi 5-8 km. Sieć 15 kV stanowią napowietrzne połączenia AFL 35,25 mm² o obciążalności prądowej 181 A latem i 203 A zimą¹²⁷. Założono, że linie 0,4 kV zrealizowano typowymi połączeniami AL 35 mm² o obciążalności prądowej 180 A latem i 201 A zimą. Na terenie gminy zlokalizowano 101 stacji transformatorowych 15/0,4 kV, wszystkie zrealizowano jako stacje napowietrzne słupowe o mocach 20-250 kVA. Mapę sieci dystrybucyjnej (110, 15 i 0,4 kV) przedstawiono na rysunku 31.

123 Patrz punkt 4 - model sieci średniego napięcia zaimplementowano w programie PyPSA, model sieci niskiego napięcia wykonano w Excel. Szczegóły obliczeń omówiono w podpunktach dotyczących konkretnych obszarów.

124 GUS BDL, LUDNOŚĆ / STAN LUDNOŚCI / Ludność w gminach bez miast na prawach powiatu i w miastach na prawach powiatu wg płci.

125 Uchwała nr XIII/107/16 rady gminy Topólka z dnia 22 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia i przyjęcia do realizacji Planu gospodarki niskoemisyjnej dla Gminy Topólka: <http://bip.topolka.pl/upload/Plan%20Gospodarki%20Niskoemisyjnej%20uchwa%C5%82a%20Nr%20107%20.pdf>.

126 Ted.tenders electronic daily, Polska-Gdańsk: *Transformatory napięciowe 2020/S 141-347855. Wyniki postępowania. Dostawy, 2020*, https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:347855-2020:TEXT:EN:HTML&WT.mc_id=RSS-Feed&WT.rss_f=Materials+and+Products&WT.rss_a=347855-2020&WT.rss_ev=a.

127 Eltrim Kable, Przewody do linii napowietrznych, 2020, <https://www.eltrim.com.pl/assets/katalogi/Katalog-przewody-napowietrzne-2020.pdf>.

Rysunek 31. Mapa sieci elektroenergetycznej w gminie Topólka



Źródło: Open Infrastructure Map.

Zdecydowaną większość gminnego zapotrzebowania na energię elektryczną, aż 86 proc., generuje sektor gospodarstw domowych (por. tabela 14). Wszyscy odbiorcy na terenie gminy przyłączeni są do sieci niskiego napięcia.

51

Zgodnie ze scenariuszami dla całego kraju, przewiduje się istotny wzrost zapotrzebowania bazowego (bez elektromobilności) na energię elektryczną w gminie Topólka - z obecnych 5,1 GWh rocznie do 6,2 GWh w 2030 r. i 7,2 GWh w 2050 r. Tym samym średnie zapotrzebowanie w gminie na jedno gospodarstwo domowe wzrośnie z obecnych 3,3 MWh do 5,6 MWh w 2050 r.¹²⁸ Jednocześnie, bazując na prognozach z punktu 4.1., zakłada się intensywny rozwój elektromobilności w gminie, skutkujący dodatkowym obciążeniem dla lokalnej sieci dystrybucyjnej (por. tabela 15).

Tabela 14. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w gm. Topólka [MWh]

[MWh]	Topólka
Oświetlenie publiczne	200,46
Administracja publiczna	82,56
Mieszkalnictwo	4405,75
Usługi, handel, przemysł	413,42
SUMA	5102,19

Źródło: Uchwała nr XIII/107/16 rady gminy Topólka z dnia 22 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia i przyjęcia do realizacji Planu gospodarki niskoemisyjnej dla Gminy Topólka.

W 2030 r. w gminie jeździć będzie 85-374 lekkich pojazdów elektrycznych w zależności od scenariusza¹²⁹. W 2050 r. będzie to 490 dla scenariusza bazowego i aż 2057 w scenariuszu alternatywnym, co oznacza prawie całkowitą elektryfikację obecnej floty pojazdów zarejestrowanych w gminie - 3,3 tys.¹³⁰. Ponieważ na obszarach wiejskich zakłada się użytkowanie głównie pojazdów lekkich i ładowanie ich w domach, planowana liczba miejsc poboru energii na potrzeby ładowania jest porównywalna z liczbą pojazdów. Dodatkowe punkty ładowania zainstalowane będą w miejscach pracy, budynkach

¹²⁸ Ta wartość uwzględnia także zapotrzebowanie wynikające z instalacji pomp ciepła w budynkach mieszkalnych jednorodzinnych.

¹²⁹ W dalszej przyszłości w gminach wiejskich należałoby także zelektryfikować maszyny rolnicze, czego jednak nie uwzględniono w opracowaniu.

¹³⁰ Uchwała nr XIII/107/16 rady gminy Topólka z dnia 22 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia i przyjęcia do realizacji Planu gospodarki

użyteczności publicznej, a także w centralach flot lekkich pojazdów dostawczych na terenie gminy.

Ładowanie EV wygeneruje dodatkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną - o ile do 2030 r. jest to poniżej 1 GWh, o tyle w 2050 będzie to 4,4 GWh - niemal dwukrotność obecnej wartości i aż 38 proc. łącznego zapotrzebowania w gminie w 2050 r.

Tabela 15. Prognoza rozwoju elektromobilności w gm. Topólka

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Liczba pojazdów elektrycznych	85	374	490	2057
Liczba miejsc poboru energii na potrzeby ładowania	91	400	524	2201
Zapotrzebowanie na energię dla EV [GWh]	0,16	0,72	0,89	4,40

Źródło: Opracowanie własne.

Po stronie wytwarzania energii elektrycznej, w gminie funkcjonuje kilkanaście turbin wiatrowych o łącznej mocy 11,4 MW i produkcji ok. 25 GWh rocznie. Dotychczas nie raportowano funkcjonowania instalacji fotowoltaicznych, ale w przyszłości zakłada się istotny wzrost mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach PV - do 2,1 MW w 2030 r. i 7,5 MW w 2050 r. zgodnie ze scenariuszami z punktu 4.5. To oznacza, że przy średniej mocy instalacji w programie „Mój Prąd” wynoszącej 5,77 kW, w 2050 r. aż 96 proc. budynków mieszkalnych w gminie produkowałoby własną energię słoneczną i oddawałoby część z niej do sieci. W dalszych obliczeniach dot. wpływu EV na sieci dystrybucyjne uwzględniono jedynie mikroinstalacje PV, gdyż te stanowią największe wyzwanie dla pracy sieci niskiego napięcia o ograniczonej obciążalności. Jak wspomniano, nie uwzględniono rozwoju domowych magazynów energii, badając scenariusz pesymistyczny dla obciążenia sieci. Elektrownie wiatrowe i większe elektrownie słoneczne przyłączane są typowo do sieci wyższych napięć lub bezpośrednio do GPZ. Wyzwaniem dla OSD jest obecnie przyłączanie mniejszych farm fotowoltaicznych do sieci średniego napięcia, co już teraz wymaga realizacji wielkoskalowych modernizacji infrastruktury sieciowej¹³¹. Zagadnienie to wykracza jednak poza ramy niniejszej publikacji. Kwestie bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną przez EV i produkcji z OZE na poziomie wysokich napięć (KSE) omówiono w rozdziale 5.

Powyższe założenia wykorzystano do stworzenia modelu sieci dystrybucyjnej w gminie Topólka (rysunek 31), a następnie do oszacowania konieczności dostosowania sieci do obsługi zwiększonego zapotrzebowania związanego z rozwojem elektromobilności. Analizę przeprowadzono dla wszystkich kluczowych komponentów sieci dystrybucyjnej:

- Sieć niskiego napięcia 0,4 kV,
- Stacja transformatorowa 15/0,4 kV,
- Linie odgałęźne średniego napięcia (łącznie stacje 15/0,4 kV z linią magistralną),
- Magistralne linie 15 kV przyłączone do GPZ,
- GPZ.

potrzebowania na moc wynikający z ładowania pojazdów elektrycznych przyczyni się do większego obciążenia stacji transformatorowych 15/0,4 kV oraz linii 0,4 kV, co zbadano na fragmencie gminy pokazanym na rysunku 32., obejmującym 27 budynków mieszkalnych oraz jedną stację transformatorową 15/0,4 kV. Warto zaznaczyć, że średnio

niskoemisyjnej dla Gminy Topólka: <http://bip.topolka.pl/upload/Plan%20Gospodarki%20Niskoemisyjnej%20uchwa%20C5%82a%20Nr%20107%20.pdf>.

131 P. Czyżak, M. Sikorski, A. Wrona, Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce, Instytut Polityki Paper 06/2021, 2021, <http://instytut.pl/potencjal-oze/>.

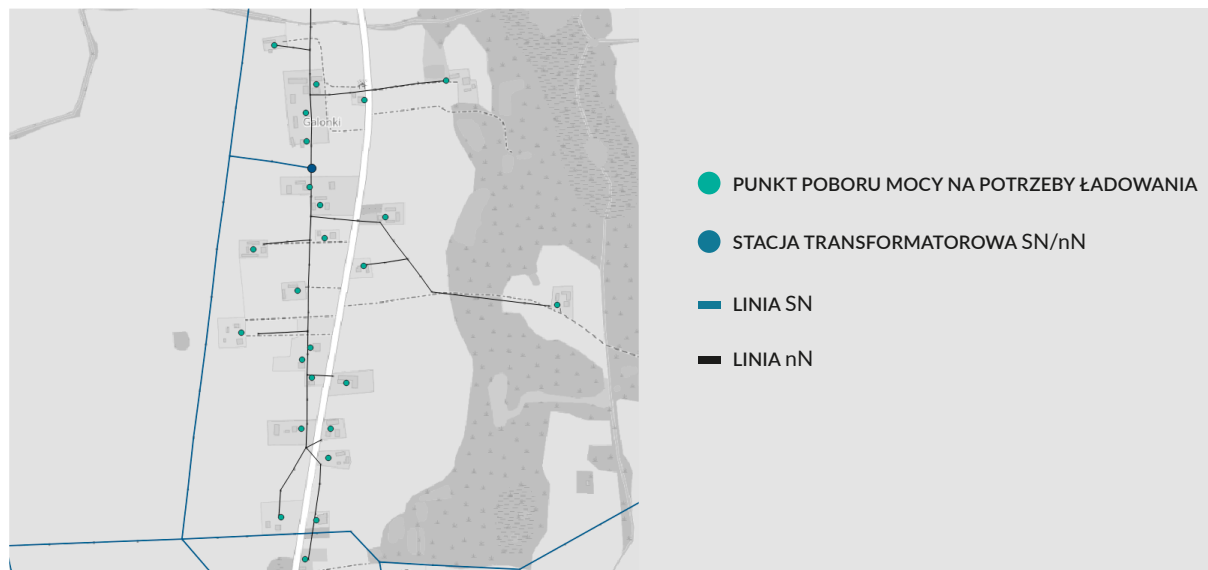
w Polsce, do jednej stacji transformatorowej przyłączono 19 budynków mieszkalnych¹³². Do badania wybrano więc obszar pesymistyczny pod względem obciążenia linii 0,4 kV i stacji transformatorowych średniego napięcia.

Na rysunku 32. zaznaczono planowane rozmieszczenie miejsc poboru energii na cele ładowania - zgodnie z opisem założeń powyżej, w 2050 r. w scenariuszu alternatywnym znajdują się one we wszystkich budynkach mieszkalnych. W tym przypadku oznacza to 27 takich miejsc poboru mocy przyłączonych do linii niskiego napięcia. Dokładna moc transformatora SN/nN nie jest znana, zgodnie z Planem Gospodarki Niskoemisyjnej moce transformatorów 15/0,4 kV w gminie mieszczą się w przedziale 20-250 kVA, średnia na terenie sieci Energa to 161 kVA¹³³, dla całej Polski średnia ważona to 183 kVA (wyłączając sieć Innogy).

Analiza przeprowadzona dla najbardziej wymagającego scenariusza - alternatywnego w roku 2050, z użyciem profili zapotrzebowania i ładowania z punktu 4.4. i 4.5. (roboczy dzień zimowy), wykazała, że nawet niemal całkowita elektryfikacja transportu nie stanowi zagrożenia dla elementów sieci niskiego napięcia. Obciążenie transformatora 15/0,4 kV kształtuje się w przedziale od 24,1 proc. do 30,5 proc. w zależności od pory roku i wariantu elastyczności. Wzrost obciążenia w stosunku do scenariusza bazowego wynosi maksymalnie 12 proc. Większe jest obciążenie linii zbiorczej 400 V, która łączy dolną odnogę pokazanego fragmentu sieci (19 budynków) z transformatorem 15/0,4 kV - od 27,3 proc. do 38 proc. Linia wytrzymałaby obciążenie (założono bezpieczną granicę 70 proc.) nawet przy realizacji przewodem o minimalnym przekroju 16 mm². Wzrost obciążenia w stosunku do scenariusza bazowego w roku 2050 wynosi maksymalnie 15 proc.

Aplikując powyższy przykład do sieci niskiego napięcia dla całej gminy Topólka, wyniki są zbliżone. Mimo że średnio w gminie liczba punktów ładowania przekracza liczbę gospodarstw domowych (założono, że dodatkowe punkty ładowania zainstalowane są również w miejscach pracy), obciążenie transformatorów 15/0,4 kV i sieci 400 V pozostaje poniżej 30 proc. nawet dla wariantu nieelastycznego. Podobne wnioski płyną z uogólnienia wyników do poziomu obszarów wiejskich w Polsce - przy zastosowaniu transformatorów o mocy odpowiadającej średniej mocy transformatorów SN/nN w Polsce (z wyłączeniem typowo miejskiej sieci Innogy), oraz porównywalnej gęstości ich rozmieszczenia, wzrost ich obciążenia związany z infrastrukturą ładowania EV nie zagraża bezpieczeństwu sieci, a realizacja standardowo planowanych modernizacji będzie w zupełności wystarczająca. Większe obciążenie notują linie zbiorcze niskiego napięcia - latem do 44 proc. (wzrost o 19 proc. względem obciążenia bazowego), jest to jednak wciąż wartość bezpieczna mimo znacznie większej gęstości prywatnych punktów ładowania.

Rysunek 32. Rozmieszczenie punktów poboru energii na wybranym fragmencie gm. Topólka



Źródło: Opracowanie własne Instraat. Mapa bazowa OpenStreetMap.

132 Dzielać liczbę budynków mieszkalnych (ok. 5 mln) przez liczbę stacji SN/nN (261 tys.) - PTPIREE, *Energetyka Dystrybucja i Przesył*, 2020, http://raport.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf.

133 PTPIREE, *Energetyka Dystrybucja i Przesył*, 2018, http://www.ptpiree.pl/documents/raport_ptpiree.pdf.

Warto zaznaczyć, że większym wyzwaniem w projektowaniu sieci niskiego napięcia niż rozwój elektromobilności wydaje się być rozwój mikroinstalacji fotowoltaicznych. Jak wspomniano, ambitne scenariusze krajowe na rok 2050 oznaczają, że zdecydowana większość domów jednorodzinnych wyposażona będzie w instalację PV. Przy braku domowych magazynów energii, w letnie południe, obciążenie linii 400 V od domów do transformatora 15/0,4 kV osiąga 69 proc., czyli wartość bliską dopuszczalnej. Oznacza to tym samym, że inwestycje modernizacyjne w celu przyłączenia OZE będą w zupełności wystarczające aby zabezpieczyć również ewentualny wzrost obciążenia wywołany rozwojem elektromobilności. Rozwój elektromobilności należy wręcz traktować jako korzystny - zwiększenie lokalnej konsumpcji energii w gospodarstwach domowych zmniejsza bowiem ilość energii oddawanej do sieci przez prosumentów. W scenariuszu bazowym z mniejszą liczbą pojazdów elektrycznych, obciążenie sieci niskiego napięcia w letnie południe wzrasta o 10 proc., do niebezpiecznych 79 proc.

Rozwój elektromobilności nie zagraża również wewnętrznej sieci 15 kV w gminie. Średnio do jednej linii odgałęznej 15 kV przyłączono 4 stacje transformatorowe, a maksymalne obciążenie tego odcinka linii średniego napięcia wynosi 5,7 proc. Linia może z łatwością obsłużyć wsie o nawet 10-krotnie większej gęstości sieci (liczby linii na jeden transformator), co oznacza, że ten komponent na obszarach wiejskich nie wymaga modernizacji w związku z rozwojem elektromobilności.

Ostatnim obszarem badań były linie magistralne 15 kV zasilające gminę oraz same główne punkty zasilania (GPZ). W celu oceny wpływu elektromobilności na obciążenie badanych komponentów, przygotowano model sieci dystrybucyjnej w gm. Topólka i sąsiednich korzystając z wspomnianego wcześniej programu PyPSA¹³⁴. W przygotowanym modelu uwzględniono sieci magistralne 15 kV oraz główne punkty zasilania.

Ocenia się, że obecne obciążenie GPZ, do których przyłączona jest gmina, wynosi:

- GPZ Lubraniec: 60 proc.
- GPZ Piotrków Kujawski: 49 proc.

54

W przyszłości, obciążenie to wzrośnie nieznacznie z powodu wzrostu zapotrzebowania bazowego, jednak wpływ samego rozwoju elektromobilności w gm. Topólka na obciążenie głównych punktów zasilania jest znikomy - dla scenariusza alternatywnego w 2050 r. wzrost wynosi 3,6 proc. dla GPZ Lubraniec i 2,3 proc. dla GPZ Piotrków Kujawski w wariancie nieelastycznym oraz odpowiednio 2 proc. i 1,3 proc. w wariancie elastycznym. Takie obciążenie należy więc uznać za zaniedbywalne w kontekście planowania rozwoju GPZ na obszarach wiejskich.

Nieco wyższy jest wpływ elektromobilności na obciążenie magistralnych (czyli głównych - idących od GPZ) linii średniego napięcia. Założono, że linie te zrealizowano typowymi dla połączeń magistralnych przewodami AFL-6 70 mm²¹³⁵, o dopuszczalnej mocy szczytowej do 4,6 MW zimą¹³⁶. Zastosowanie scenariusza alternatywnego zwiększa obciążenie linii o 10 proc. w wariancie nieelastycznym i 5,5 proc. w wariancie elastycznym. Maksymalne obciążenie na połączeniach do GPZ nie przekracza 23 proc. co oznacza, że takie wartości nie stanowią problemu. Warto jednak zauważyć korzyści z zastosowania wariantu elastycznego - pozwala on na wygładzenie wieczornego szczytu obciążenia na liniach średniego napięcia, o godzinie 20:00 redukując obciążenie o 4,4 pp. w stosunku do wariantu nieelastycznego.

Podsumowanie powyższych wniosków dla obszarów wiejskich w Polsce w roku 2050 zawarto w tabeli 16. Rozwój elektromobilności nie wpływa negatywnie na sieci niskiego i średniego napięcia, a wzrost obciążenia wynikający z zastosowania ambitnego scenariusza alternatywnego w stosunku do bazowego jest nieznaczny. W szczególności, przy zastosowaniu wariantu elastycznego, wzrost obciążenia w najbardziej newralgicznym punkcie - linii niskiego napięcia przed transformatorem 15/0,4 kV, to jedynie 11 proc. Co niezwykle istotne, rozwój elektromobilności może przyczynić się do ograniczenia inwestycji koniecznych do przystosowania sieci dystrybucyjnych do gwałtownego rozwoju OZE. Większa penetracja pojazdów elektrycznych i lokalna konsumpcja energii w ramach gospodarstwa domowego czy przedsiębiorstwa ogranicza przepływ energii od prosumenta do sieci, redukując obciążenie sieci nN o nawet 11 proc. To z kolei pozwala na utrzymanie obciążenia poniżej bezpiecznej wartości 70 proc. i uniknięcie konieczności modernizacji tysięcy kilometrów sieci niskiego napięcia.

134 T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, <https://arxiv.org/abs/1707.09913>.

135 BEZEL, Linie Napowietrzne, 2018, <https://bezel.com.pl/2018/08/01/linie-napowietrzne/#odstepy>.

136 Eltrim Kable, Przewody do linii napowietrznych, 2020, <https://www.eltrim.com.pl/assets/katalogi/Katalog-przewody-napowietrzne-2020.pdf>.

Tabela 16. Wpływ rozwoju elektromobilności na komponenty sieci dystrybucyjnych na obszarze wiejskim w roku 2050

	Wartości w scenariuszu alternatywnym		Zmiana w stosunku do bazowego		Czy konieczna modernizacja
	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	
Obciążenie sieci niskiego napięcia - EV	44,49%	34,47%	19,29%	11,29%	Nie
Obciążenie transformatora 15/0,4 kV - EV	22,02%	16,98%	9,32%	5,32%	Nie
Obciążenie lokalnej sieci średniego napięcia - EV	4,66%	3,59%	1,97%	1,13%	Nie
Średnie obciążenie linii magistralnych średniego napięcia	22,45%	18,02%	9,97%	5,54%	Nie
Maksymalne obciążenie GPZ	63,61%	62,01%	3,61%	2,01%	Nie

Źródło: Opracowanie własne.

Średnie i małe miasta – Marki, Ząbki, Zielonka

Kolejnym obszarem wybranym do badań były średnie i małe miasta. Na ich terenie mieszka ok 1/3 populacji Polski. W odróżnieniu od gmin wiejskich, w miastach jedynie część mieszkańców (około 40 proc.) ma dostęp do dedykowanego miejsca parkingowego, pozostali korzystają z punktów ładowania w miejscach pracy, a także publicznych o małej i dużej mocy. Na terenach miejskich są także ładowane ciężkie pojazdy miejskie (w szczególności autobusy) i drogowe.

Wyzwania związane z rozwojem elektromobilności w małych i średnich miastach przedstawiono na przykładzie grupy podwarszawskich miast: Marek, Ząbek i Zielonki, dzielących część infrastruktury elektroenergetycznej.

Łącznie w 2019 r. miały one 91 tys. mieszkańców¹³⁷. Liczba budynków mieszkalnych wynosiła 17 tys., liczba mieszkań 37,5 tys. - na obszarze występuje zabudowa mieszana jedno- i wielorodzinna.

Wszystkie trzy miasta zasilane są za pośrednictwem dwóch GPZ:

- GPZ Pustelnik o mocy 2 x 25 MVA i obecnym obciążeniu ok. 55 proc. (po niedawnej modernizacji),
- GPZ Ząbki o mocy 2 x 25 MVA i obciążeniu powyżej 65 proc.

W odróżnieniu od obszarów wiejskich, w miastach sieć średniego i niskiego napięcia jest w dużym stopniu skablowana - w Ząbkach dla sieci 15 kV udział połączeń kablowych wynosi aż 84 proc., dla sieci 0,4 kV jest to 48 proc.¹³⁸ To oznacza, że sieci te niedawno przeszły modernizację i powinny cechować się znaczącym nadmiarem możliwej obciążalności - w Ząbkach, średnie obciążenie linii 15 kV to jedynie 26,3 proc, średnio do jednej linii magistralnej przyłączono 9 stacji transformatorowych SN/nN - dwukrotnie więcej niż na obszarach wiejskich.

Na terenie trzech miast zlokalizowano łącznie 484 stacje transformatorowe 15/0,4 kV o mocach 63-630 kVA, średnio ok. 300 kVA¹³⁹. Obciążenie stacji transformatorowych 15/0,4 kV jest stosunkowo wysokie - w Ząbkach aż 36 proc. stacji cechuje się obciążeniem przekraczającym 75 proc. co oznacza, że już teraz kwalifikują się do modernizacji.

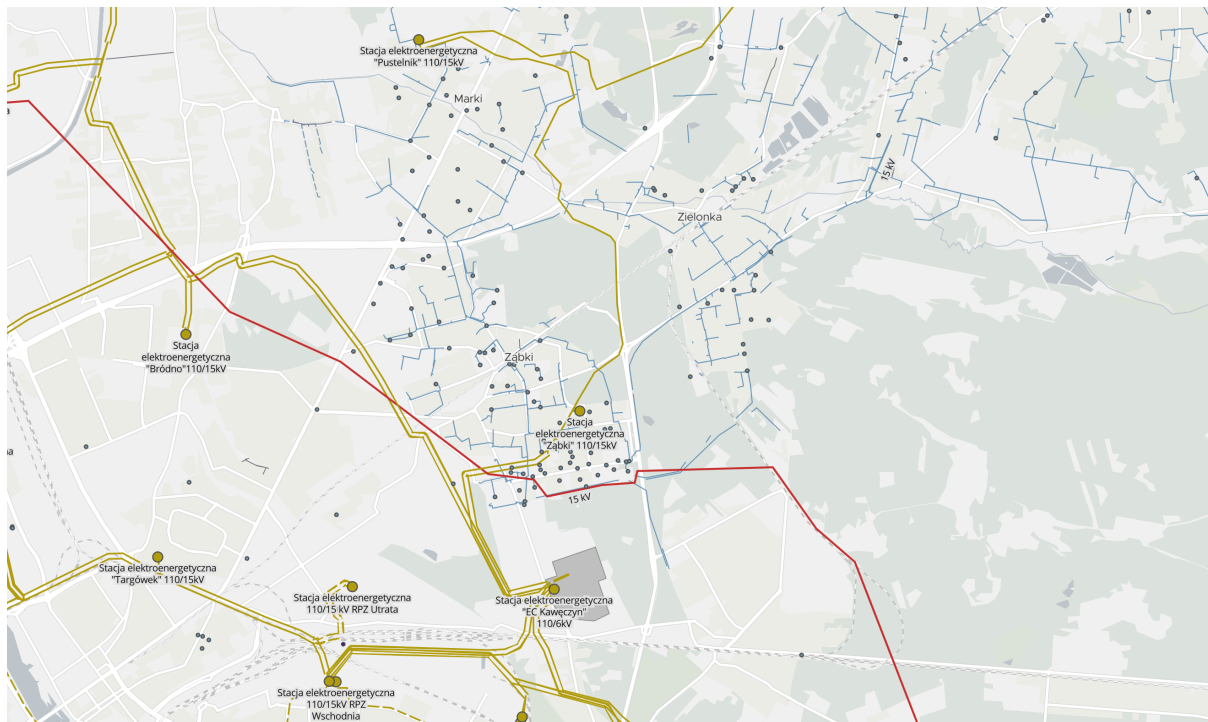
¹³⁷ GUS, Bank danych lokalnych, sekcja: LUDNOŚĆ / STAN LUDNOŚCI / Ludność w gminach bez miast na prawach powiatu i w miastach na prawach powiatu wg płci.

¹³⁸ Plan gospodarki niskoemisyjnej dla miasta Ząbki: <https://bip.zabki.pl/zalacznik/97667>.

¹³⁹ Wartość średnia dla sieci w Markach i Wołominie: Biuletyn Informacji Publicznej, Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy Wołomin na lata 2012-2027, 2012, <https://wolomin.bip.net.pl/index.php?c=525>.

Mapę sieci dystrybucyjnej przedstawiono na na rysunku 33.

Rysunek 33. Mapa sieci elektroenergetycznej w gminach Marki, Ząbki i Zielonka



56

Źródło: Open Infrastructure Map.

W odróżnieniu od obszarów wiejskich, małe i średnie miasta cechują się znacznie większym zużyciem energii w sektorach usług, handlu, przemysłu. Jest to szczególnie widoczne w Markach, gdzie odbiorcy energii z tych sektorów, przyłączeni do sieci średniego napięcia, konsumują nawet powyżej 50 proc. energii elektrycznej (por. tabela 17). Przewiduje się wzrost zapotrzebowania bazowego (bez elektromobilności) na energię elektryczną - z obecnych 180 GWh rocznie do 217 GWh w 2030 r. i 255 GWh w 2050 r.

Tabela 17. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w gm. Marki, Ząbki, Zielonka [MWh]

	Średnie napięcie	Niskie napięcie
Marki	46 015	43 342
Ząbki	3 697	49 717
Zielonka	2 588	34 802

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Planu gospodarki niskoemisyjnej dla miasta Ząbki.

Dodatkowy wzrost zużycia energii elektrycznej wynika z planowanego rozwoju elektromobilności (por. tabela 18). W 2030 r. w gminie jeździć będzie ok. 1609-7099 lekkich pojazdów elektrycznych w zależności od scenariusza. W 2050 r. będzie to według naszych szacunków ok. 9,3 tys. dla scenariusza bazowego i ok. 39 tys. w scenariuszu alternatywnym. Ciężkich samochodów miejskich będzie w 2050 roku 421-1770, a drogowych 562-2359 w zależności od scenariusza. W całym powiecie wołomińskim (w którym badane miasta odpowiadają za 36 proc. zaludnienia) zarejestrowano obecnie 144 tys. pojazdów osobowych, 688 autobusów, 26 tys. pojazdów ciężarowych¹⁴⁰. Zakładając równomierną liczbę pojazdów na osobę, scenariusz alternatywny oznacza niemal całkowitą elektryfikację pojazdów lekkich i całkowitą elektryfikację transportu publicznego (a nawet wzrost liczby autobusów zgodnie z efektem "mobility transition"). Jak wskazano w rozdziale 4.1., elektryfikacja ciężkich pojazdów drogowych odbędzie się w ostatniej kolejności.

Planowana liczba punktów poboru energii na potrzeby ładowania znacznie przekracza liczbę pojazdów - w miastach korzysta się bowiem nie tylko z punktów ładowania i gniazdek w domach prywatnych i miejscach pracy, ale także z licznych urządzeń publicznych i flotowych, zasilających także pojazdy z obszarów wiejskich.

Pojazdy elektryczne wygenerują dodatkowe zapotrzebowanie na energię - do 2030 r. pomiędzy 3,6 a 15,9 GWh, w 2050 od 22,2 GWh w scenariuszu bazowym do aż 106,1 GWh w scenariuszu alternatywnym. W tym ostatnim przypadku, zapotrzebowanie na energię z sektora elektromobilności będzie stanowiło 29,4 proc. łącznego zapotrzebowania w trzech opisywanych miastach, w scenariuszu bazowym jest to jedynie 8 proc.

Tabela 18. Prognoza rozwoju elektromobilności w Markach, Ząbkach i Zielonce

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Liczba pojazdów elektrycznych	1 682	7 422	10 283	43 172
Liczba punktów poboru energii na potrzeby ładowania	2 025	8 933	11 836	49 695
Zapotrzebowanie na energię dla EV [GWh]	3,60	15,87	22,21	106,11

Źródło: Opracowanie własne.

We wszystkich trzech miastach zakłada się istotny rozwój mikroinstalacji PV - do 13,2 MW w 2030 r. i 47,3 MW w 2050 r. zgodnie ze scenariuszami z punktu 4.5. W zależności od miasta, oznaczałoby to, że udział budynków mieszkalnych z instalacją fotowoltaiczną wyniesie od 40 proc. do 59 proc. - znacząco mniej niż na obszarach wiejskich. Przeliczając te wartości na jeden lokal mieszkalny, średnio 22 proc. z nich będzie wyposażone w mikroinstalację PV.

Korzystając z metodologii opisanej w punkcie dot. obszarów wiejskich oceniono wpływ rozwoju elektromobilności na obciążenie infrastruktury sieciowej w średnich i małych miastach. Założono, że do 2050 roku sieci niskiego i średniego napięcia zostaną w całości skablowane. Dla linii 400 V założono użycie kabli o obciążalności prądowej 135 A¹⁴¹. Jak wspomniano, średnia moc transformatorów 15/0,4 kV w średnich miastach to ok. 300 kVA i taką wartość przyjęto, ponieważ część stacji już teraz wymaga modernizacji. W przyszłości wartość ta może wzrosnąć. Średnio na badanym obszarze na jedną stację transformatorową przypada 77 lokali mieszkalnych (w domach jedno i wielorodzinnych). Bazowe zużycie energii elektrycznej na jeden lokal mieszkalny w miastach to średnio 2134 kWh rocznie¹⁴², zakłada się jego wzrost do 3015 kWh w 2050 roku zgodnie ze scenariuszami krajowymi. W obliczeniach uwzględniono rozwój mikroinstalacji PV na terenie miast, ale ich penetracja jest nieporównywalnie mniejsza niż na obszarach wiejskich i nie mają one tak znacznego wpływu na infrastrukturę niskiego i średniego napięcia.

W odróżnieniu od obszarów wiejskich, na obszarach miejskich uwzględniono rozmieszczenie nie tylko punktów poboru energii dla ładowania w domach i miejscach pracy, ale także publicznych punktów ładowania o normalnej i dużej mocy, a także flotowych punktów ładowania miejskich i drogowych. Przykład rozmieszczenia punktów poboru energii na potrzeby ładowania na fragmencie miasta Ząbki pokazano na rysunku 34. Obszar zasilany jest z ośmiu stacji transformatorowych 15/0,4 kV i obejmuje około 187 domów jednorodzinnych i ponad 400 lokali w budynkach wielorodzinnych, średnio na jedną stację transformatorową przypada około 78 lokali - co niemal idealnie odpowiada miejskiej średniej. Mieszkańcy wszystkich domów jednorodzinnych korzystają z punktów ładowania bądź zwykłych gniazdek do ładowania EV, założono też umiejscowienie licznych prywatnych punktów ładowania dla mieszkańców budynków wielorodzinnych - średnio w miastach jedynie 40 proc. mieszkańców posiada prywatne miejsce parkingowe¹⁴³.

¹⁴¹ AKXS 4 x 35 mm²: HELUKABEL, YAKXS - karta katalogowa, <https://www.helukabel.pl/files/YAKXS-karta-katalogowa.pdf>.

¹⁴² GUS, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r., https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosc/5485/2/4/1/zuzycie_energii_w_gospodarstwach_domowych_w_2018.pdf.

¹⁴³ Średnia dla całego kraju to 64 proc., przy założeniu 100 proc. na obszarach wiejskich i 40 proc. w miastach: Kielichowska I., Staschus K., van der Leun K., Bettgenhaeuser K., Ramaekers L., Sheppard S., Staats M., Lenkowski A., Sijtsma L., Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

W okolicy znajdują się liczne budynki usługowe i handlowe wyposażone w prywatne punkty ładowania przeznaczone dla pracowników, a także publiczne punkty ładowania o normalnej mocy. Na południowo-zachodnim krańcu kwartału zlokalizowano także halę magazynową z flotowymi punktami ładowania o dużej mocy. Publiczne punkty ładowania o dużej i normalnej mocy rozmieszczono na parkingu Miejskiego Centrum Sportu. Pokazany obszar charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem zabudowy i, tym samym, infrastruktury ładowania - stanowi więc dobrą wizualizację sposobu planowania infrastruktury ładowania w miastach.

Analiza obciążenia w miejskiej sieci niskiego napięcia wykazała, że nawet w wymagającym scenariuszu alternatywnym rozwój elektromobilności nie musi wiązać się z dodatkowymi kosztami infrastruktury sieciowej.

Średnie obciążenie transformatorów 15/0,4 kV na obszarze Ząbek, Marek i Zielonki w roku 2050 kształtuje się w przedziale 26,1 proc. do 32,1 proc. w zależności od wariantu elastyczności (tabela 19). Wariant elastyczny pozwala na redukcję obciążenia szczytowego o 6 proc. Wzrost obciążenia w scenariuszu alternatywnym w stosunku do scenariusza bazowego wynosi jedynie 9-13 proc. (w zależności od wariantu elastyczności). Podobnie jak obciążenie linii, obciążenie transformatorów jest zróżnicowane - w przykładowych Ząbkach, 64 proc. z nich cechuje się obciążeniem w bezpiecznym zakresie do 74 proc., pozostałe będą musiały być zmodernizowane niezależnie od scenariusza rozwoju elektromobilności. Średni wzrost obciążenia o 9-13 proc. nie powinien stanowić żadnego zagrożenia dla transformatorów modernizowanych regularnie w odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie bazowe.

Większym wyzwaniem może być obciążenie linii 400 V. Przy zakładanej stosunkowo niskiej obciążalności prądowej typowo stosowanych linii kablowych 4x35 mm², w wariantcie nieelastycznym scenariusza alternatywnego obciążenie latem dochodzi do 71 proc. Wariant elastyczny pozwala na redukcję tej wartości do bezpiecznych 59 proc. Różnica w stosunku do scenariusza bazowego jest tutaj znaczna: 19-28 proc. w zależności od wariantu. Kluczowym dla uniknięcia kosztownej modernizacji sieci niskiego napięcia jest więc zastosowanie elastyczności ładowania.

Rysunek 34. Rozmieszczenie punktów poboru energii na potrzeby ładowania EV na wybranym fragmencie Ząbek



Źródło: Opracowanie własne Instraat na podstawie Open Infrastructure Map, Open Street Map, Geoportal, Google Maps.

Podobnie jak w przypadku gm. Topólka przygotowano model sieci średniego napięcia w Markach, Ząbkach i Zielonce, z uwzględnieniem linii magistralnych i głównych punktów zasilania. Warto zauważyć, że w miastach prognozowane jest znaczne zwiększenie zapotrzebowania bazowego na energię elektryczną. Żeby utrzymać obecny poziom obciążenia GPZ, niezależnie od scenariusza rozwoju elektromobilności wymagane będzie zwiększenie mocy stacji "Pustelnik" i "Ząbki" - dla obu do 2x40 MVA. W przeciwnym wypadku już zapotrzebowanie bazowe (bez elektromobilności) w 2050 roku powoduje przeciążenie GPZ.

Nawet przy mocy GPZ zwiększonej do 2 x 40 MVA, rozwój elektromobilności stanowi wyzwanie dla utrzymania rezerwy mocy w GPZ. W GPZ Pustelnik obciążenie wzrasta z 55 proc. do 58 proc. w scenariuszu bazowym, a w scenariuszu alternatywnym do 74 proc., wyniki dla wariantu elastycznego są niemal identyczne. GPZ Pustelnik może więc wymagać dalszej modernizacji - potencjalnie do 63 MVA, czyli maksymalnej wartości typowo możliwej w stacjach elektroenergetycznych 110/15 kV bez istotnej ingerencji w ich budowę. Sytuacja GPZ Ząbki jest jeszcze bardziej wymagająca - początkowe obciążenie 65 proc. zwiększa się do 72 proc. dla scenariusza bazowego i 97 proc. dla scenariusza alternatywnego. Zastosowanie wariantu elastycznego ładowania pozwala na redukcję obciążenia do 70 proc. w scenariuszu bazowym i 88 proc. w scenariuszu alternatywnym.

To oznacza, że we wszystkich scenariuszach na 2050 rok (scenariusz bazowy z elastycznością jest na granicy bezpieczeństwa), GPZ Ząbki wymaga zwiększenia mocy do maksymalnej wartości 2 x 63 MVA.

Obciążenie głównych linii 15 kV jest zróżnicowane, już obecnie w Ząbkach waha się od 5 proc. do 70 proc. Szczegółowe informacje o rodzaju zastosowanych kabli średniego napięcia nie są dostępne, dlatego w modelu moc dopuszczalną linii dobrano tak, aby uzyskać raportowane dla Ząbek średnie obciążenie na poziomie 26 proc. przy samym zapotrzebowaniu bazowym (bez elektromobilności). Zastosowanie scenariusza alternatywnego zwiększa średnie obciążenie linii o 6,6-13 proc. w wariantcie nieelastycznym i 4-13 proc. w wariantcie elastycznym. W scenariuszu bazowym są to pomijalne wartości rzędu 3 proc. Mimo podobnych wartości maksymalnych obciążenia, wariant elastyczny pozwala na redukcję łącznego obciążenia w szczycie wieczornym aż o 1,8 MW. Średnie obciążenie linii nie przekracza 40 proc. w scenariuszu alternatywnym. Jak wspomniano, istnieje duże zróżnicowanie obciążenia linii, jednak linie, które już w tej chwili osiągają 60-70 proc. obciążenia to pozostałe jeszcze linie napowietrzne, które będą w najbliższych latach zamieniane na linie kablowe niezależnie od rozwoju elektromobilności co oznacza, że wzrost obciążenia o 13 proc. wynikający z ładowania pojazdów elektrycznych nie jest dla nich zagrożeniem.

Tabela 19. Wpływ rozwoju elektromobilności w małych i średnich miastach na komponenty sieci dystrybucyjnych

	Wartości w scenariuszu alternatywnym		Różnica w stosunku do bazowego		Czy konieczna modernizacja
	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	
Obciążenie sieci niskiego napięcia	71,37%	58,76%	28,45%	19,36%	Zależnie od wariantu
Obciążenie transformatora 15/0,4 kV	32,12%	26,44%	12,80%	8,71%	Nie
Średnie obciążenie linii magistralnych średniego napięcia	38,12%	35,93%	9,13%	7,65%	Nie
Maksymalne obciążenie GPZ	97,33%	87,89%	25,39%	18,26%	Tak

Źródło: Opracowanie własne.

Analiza wpływu elektromobilności na sieci niskiego i średniego napięcia oraz główne punkty zasilania w średnich i małych miastach wykazała, że nawet niemal pełna elektryfikacja floty pojazdów wynikająca ze scenariusza alternatywnego nie musi wiązać się z nadmiernym obciążeniem infrastruktury sieciowej i kosztownymi inwestycjami. Jedyne komponenty sieci wymagające bezwzględnej modernizacji to GPZ, który nawet w scenariuszu bazowym wykazuje obciążenie około 70 proc. Zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na uniknięcie inwestycji w sieci niskiego napięcia nawet w scenariuszu alternatywnym.

Wielkie i duże miasta – Wrocław.

Grupa dużych miast stanowi szczególne wyzwanie analityczne. Ogromna gęstość zaludnienia i dynamicznie rosnące zapotrzebowanie na energię oznaczają, że modernizacja infrastruktury sieciowej musi być planowana z wieloletnim wyprzedzeniem. Wyzwania związane z rozwojem elektromobilności w dużych miastach przedstawiono na przykładzie Wrocławia.

Warto zaznaczyć, że większość dużych miast już teraz w swoich strategiach uwzględnia rozwój elektromobilności, w tym elektryfikację transportu publicznego. We Wrocławiu, jest to *Wrocławska strategia rozwoju elektromobilności*¹⁴⁴. Wzrost zapotrzebowania na energię związany z rosnącą liczbą pojazdów elektrycznych uwzględniono także w *Planie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy Wrocław na lata 2020-2035*¹⁴⁵. Dane i założenia z powyższych dokumentów wykorzystano w analizie, należy jednak zauważyć, że ich horyzont czasowy nie sięga roku 2050, a prognozy rozwoju elektromobilności są konserwatywne - wzrost liczby EV do 2030 określa się na jedynie 4000, znacznie mniej niż w omawianym scenariuszu bazowym.

W 2019 r. Wrocław miał 639 tys. mieszkańców¹⁴⁶. Liczba budynków mieszkalnych wynosiła 43 tys., liczba mieszkań 340 tys.¹⁴⁷ - na obszarze występuje głównie zabudowa wielorodzinna. Warto zaznaczyć, że w ciągu ostatnich pięciu lat, we Wrocławiu oddawano 7,8 tys. nowych mieszkań rocznie¹⁴⁸.

Wrocław zasilany jest za pośrednictwem licznych GPZ (por. tabela 20). Infrastruktura sieci 110 kV dynamicznie się rozwija, do roku 2030 planuje się m.in.:

- budowę GPZ Mennicza,
- modernizację GPZ Pułaskiego,
- przebudowę GPZ Swojec,
- przebudowę GPZ Krzywoustego,
- modernizację GPZ Walecznych,
- budowę GPZ Jagodno,
- budowę GPZ Złotniki,
- budowę GPZ Psie Pole Przemysłowe (wariantowo),
- budowę GPZ Muchobór Wielki,
- budowę GPZ Stysia/Owsiana,
- budowę GPZ Nowa WuWA,
- budowę GPZ Ligota.

Oznacza to tym samym, że oszacowanie wpływu elektromobilności na obciążenie GPZ jest niezwykle trudne - musi bowiem uwzględniać ciągłe zmiany w układzie sieci, mocach transformatorów itd. w perspektywie 2050 roku.

144 Wrocławska strategia rozwoju elektromobilności: http://wrosystem.um.wroc.pl/beta_4/webdisk/211025/0675ru08z.pdf

145 Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy Wrocław na lata 2020-2035: <https://bip.um.wroc.pl/artykul/859/41655/projekt-zalozen-do-planu-zaopatrzenia-w-cieplo-energie-elektryczna-i-paliwa-gazowe-dla-obszaru-gminy-wroclaw-na-lata-2020-2035>

146 GUS, Bank danych lokalnych, sekcja: LUDNOŚĆ / STAN LUDNOŚCI / Ludność w gminach bez miast na prawach powiatu i w miastach na prawach powiatu wg płci

147 GUS, Bank danych lokalnych, sekcja: Gospodarka mieszkaniowa i komunalna / Zasoby mieszkaniowe

148 Biuletyn Informacji Publicznej, *Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Wrocław na lata 2020-2035*, 2019, <https://bip.um.wroc.pl/artykul/859/41655/projekt-zalozen-do-planu-zaopatrzenia-w-cieplo-energie-elektryczna-i-paliwa-gazowe-dla-obszaru-gminy-wroclaw-na-lata-2020-2035>

Tabela 20. Główne punkty zasilania we Wrocławiu

	Moc [MVA]	Poziomy napięcie
GPZ Pułaskiego	2 x 40	110/20/10 kV
GPZ Wrocław Zachód	2 x 63	110/20/10 kV
GPZ Walecznych	2 x 63	110/20/10 kV
GPZ Zacharzyce	2 x 25	110/20 kV
GPZ Swojec (stacja kontenerowa)	1 x 25	110/20/10 kV
GPZ Żelazna	1 x 40, 2 x 25	110/20/10 kV
GPZ Wilcza	2 x 40	110/20/10 kV
GPZ Pilczyce	2 x 40	110/20/10 kV
GPZ Leśnica	2 x 25	110/20 kV
GPZ Bielany Wrocławskie	2 x 63	110/20 kV
GPZ Krzywoustego	2 x 16	110/20/10 kV
GPZ Skarbowców	2 x 25	110/10 kV
GPZ Żmigrodzka	2 x 40	110/20/10 kV
GPZ Wieczysta	2 x 40	110/20/10 kV
GPZ Pafawag	1 x 40, 1 x 16	110/10 kV
GPZ Psie Pole	3 x 40	110/20/10 kV
GPZ Kurkowa	2 x 63	110/20/10 kV
GPZ Długa	2 x 40	110/20/10 kV
GPZ Klecina	1 x 25	110/20 kV
GPZ Hutmen (przemysłowy)	2 x 16	110/10 kV

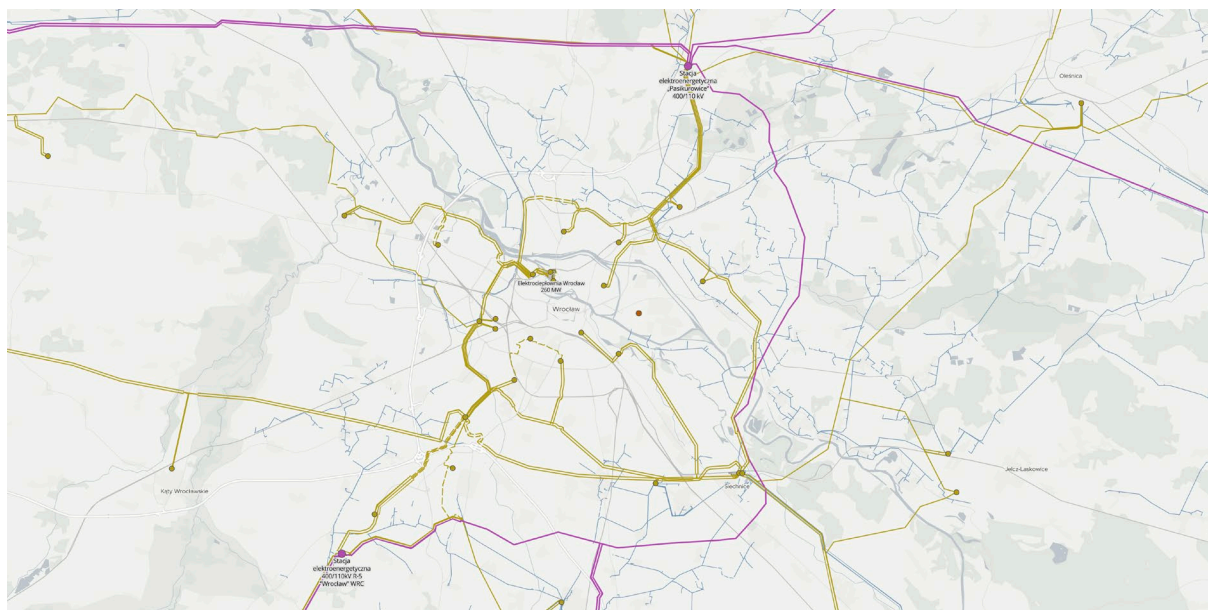
Źródło: Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Wrocław na lata 2020-2035.

Sieć średniego napięcia pracuje we Wrocławiu na dwóch napięciach - 20 kV (1241 km) i 10 kV (1059 km), przy czym stopniowo dąży się do przechodzenia w całości na napięcie 20 kV. Stan sieci należy ocenić jako dobry - ponad 90 proc. to połączenia kablowe (dla linii 10 kV jest to aż 96 proc.). Na terenie miasta funkcjonują 2433 stacje transformatorowe SN/nN, są to głównie stacje wewnętrzne (94 proc.), a jedynie około 20 proc. z nich wymaga obecnie modernizacji. Sieć SN pracuje w układzie rozciętych pętli z możliwością drugostronnego zasilania awaryjnego. Sieć niskiego napięcia należąca do Tauron Dystrybucja jest również niemal całkowicie skablowana (83 proc.).

Poza siecią główną zarządzaną przez Tauron Dystrybucja, na terenie miasta funkcjonuje także m.in. infrastruktura PKP Energetyka - sieci o średnim napięciu o długości 55,8 km i niskim napięciu o długości 21,7 km, obie niemal w całości skablowane (87 proc.). PKP Energetyka posiada również 75 stacji transformatorowych o średniej mocy 348 kVA i średnim obciążeniu 82 proc.

Mapę sieci dystrybucyjnej (WN i SN) przedstawiono na rysunku 35.

Rysunek 35. Mapa sieci elektroenergetycznej we Wrocławiu



Źródło: Open Infrastructure Map.

62

Jako jedno z największych miast w Polsce, Wrocław cechuje się bardzo dużym zużyciem energii elektrycznej - w 2018 roku było to 2388 GWh. Podobnie jak w średnich miastach, w strukturze zużycia istotną rolę (53 proc.) pełnią duzi odbiorcy przemysłowi i usługowi przyłączeni do sieci średniego napięcia (tabela 21). Gospodarstwa domowe odpowiadają jedynie za 25 proc. zużycia energii. To oznacza, że przestrzenny rozkład zapotrzebowania jest dużo mniej równomierny niż na obszarach wiejskich - komponenty sieci będące w pobliżu np. zakładów przemysłowych będą notowały nieporównywalnie większe obciążenie niż tereny skupiające jedynie budynki mieszkalne. W przyszłości zakłada się wzrost zapotrzebowania bazowego (bez elektromobilności) z obecnych 2388 GWh rocznie do 2860 GWh w 2030 r. i 3350 GWh w 2050 r.

Tabela 21. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną we Wrocławiu [GWh]

taryfy A - wysokie napięcie	19,6
taryfy B - średnie napięcie	1 255,1
taryfy C+G+R - niskie napięcie	1 113,2
w tym taryfa G (gospodarstwa domowe)	593,5
Razem	2 387,8

Źródło: Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Wrocław na lata 2020-2035.

Dalszy wzrost zużycia energii elektrycznej wynika z przewidywanego rozwoju elektromobilności (por. tabela 22).

Zakładamy, że w 2030 r. we Wrocławiu jeździć będzie 11-50 tys. lekkich pojazdów elektrycznych w zależności od scenariusza. W 2050 r. będzie to 65 tys. dla scenariusza bazowego i 275 tys. w scenariuszu alternatywnym. Ciężkich samochodów miejskich będzie w 2050 roku 3-12 tys., a drogowych 4-17 tys. w zależności od scenariusza. W odróżnieniu od innych omawianych obszarów, w dużych miastach liczba lekkich pojazdów elektrycznych nie odpowiada całości obecnej floty (442 tys.) - dąży się bowiem do zmiany modelu mobilności z transportu indywidualnego w stronę publicznego. Na terenie Wrocławia zarejestrowano obecnie 68 tys. pojazdów ciężarowych, co oznacza, że w scenariuszu alternatywnym elektryfikacja obejmie 43 proc. z nich, przy czym zakłada się całkowitą elektryfikację transportu publicznego (obecnie 429 autobusów) do roku 2035¹⁴⁹.

Podobnie jak w przypadku średnich miast, planowana liczba punktów poboru energii na potrzeby ładowania nieco przekracza liczbę pojazdów elektrycznych z powodu użytkowania licznych punktów i gniazdek w miejscach pracy i budynkach mieszkalnych, a także publicznych punktów ładowania o dużej i normalnej mocy.

Pojazdy elektryczne wygenerują dodatkowe zapotrzebowanie na energię - do 2030 r. jest to pomiędzy 25,3 a 111,7 GWh w zależności od scenariusza, w 2050 od 156,3 GWh w scenariuszu bazowym do 746,6 GWh w scenariuszu alternatywnym. Warto podkreślić, że w dużych miastach udział sektora transportu w całkowitym zużyciu energii elektrycznej jest mniejszy niż w średnich miastach i na obszarach wiejskich - w scenariuszu alternatywnym w 2050 r. wyniesie jedynie 18,2 proc.

Tabela 22. Prognoza rozwoju elektromobilności we Wrocławiu

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Liczba pojazdów elektrycznych	11 840	52 235	72 360	30 3803
Liczba punktów poboru mocy na potrzeby ładowania	14 252	62 877	83 392	35 0117
Zapotrzebowanie na energię dla EV [GWh]	25,31	111,66	156,30	746,61

Źródło: Opracowanie własne Instraat

W dużych miastach proporcjonalnie mniejszą rolę prawdopodobnie pełnić będą również mikroinstalacje fotowoltaiczne. Do 2030 r. we Wrocławiu ich moc może wynieść 93 MW do 2030 r. i 332 MW do 2050 r., jednak przeliczając te wartości na liczbę lokali mieszkalnych, docelowa penetracja PV wyniesie jedynie 17 proc.

63

Bazując na metodologii zastosowanej dla przykładów opisanych powyżej, oceniono jak rozwój elektromobilności może wpłynąć na sieci dystrybucyjne w dużych i wielkich miastach. Sieci niskiego i średniego napięcia są już teraz niemal całkowicie skablowane (często powyżej 90 proc.), przechodzą częste modernizacje oraz dostosowane są do sytuacji awaryjnych. W przypadku głównych linii niskiego napięcia założono użycie kabli YAKXS 4 x 70 mm² o obciążalności prądowej 196 A¹⁵⁰ bazując na przeglądzie wytycznych do zamówień publicznych i projektów budowlanych związanych z przebudową linii kablowych niskiego napięcia. Przyjęto konserwatywnie, że średnia moc transformatorów SN/nN to ok. 400 kVA - w Warszawie jest to nawet powyżej 500 kVA. We Wrocławiu, na jedną stację SN/nN przypada 140 lokali mieszkalnych - niemal dwukrotnie więcej niż w średnich miastach co oznacza także większe obciążenie pojedynczej stacji. Bazowe zużycie energii elektrycznej w miastach (bez elektromobilności) wynosi średnio 2134 kWh rocznie, założono wzrost do 3015 kWh w 2050 r. W obliczeniach uwzględniono rozwój mikroinstalacji PV, jednak penetracja fotowoltaiki na terenie dużych miast jest na tyle mała, że nie ma aż tak istotnego wpływu na sieci dystrybucyjne.

Analiza wpływu zapotrzebowania na moc przez elektromobilność na sieć niskiego napięcia wykazała, że w scenariuszu alternatywnym konieczna może być modernizacja odcinków najbardziej obciążonych, nawet biorąc pod uwagę ich obecne skablowanie przewodami 4 x 70 mm². W wariantcie nieelastycznym scenariusza alternatywnego obciążenie latem dochodzi do 77 proc. (tabela 23). Wariant elastyczny pozwala na redukcję tej wartości do bezpiecznych 64-65 proc. Różnica w stosunku do scenariusza bazowego jest znaczna: 17-27 proc. w zależności od wariantu. Zastosowanie wariantu elastycznego jest niezwykle istotne aby uniknąć konieczności zwiększania średnicy przewodów linii nN.

Obciążenie transformatorów SN/nN na obszarze Wrocławia w roku 2050 kształtuje się w przedziale 31,7 proc. do 37,8 proc. w zależności od wariantu elastyczności (Tab. 6.1.10.). Wariant elastyczny pozwala na redukcję obciążenia szczytowego o 6 proc. Wzrost obciążenia w stosunku do scenariusza bazowego wynosi 8-13 proc., co oznacza, że rozwój elektromobilności w dużych miastach nie powinien wymagać modernizacji stacji SN/nN.

Inaczej jest w przypadku samych sieci średniego napięcia - w zależności od scenariusza, ich obciążenie może przekroczyć 80 proc. Jako początkowy stan sieci przyjęto założenie o zastosowaniu aluminiowych kabli YHAKXS

3 x 1 x 70 mm² o obciążalności 210 A¹⁵¹ zgodnie z wytycznymi miasta do projektów budowlanych, a także biorąc pod uwagę zapotrzebowanie bazowe (maksymalne obciążenie bazowe w zimowy dzień roboczy wynosi przy takich przewodach 65 proc.). Założono też, że większość sieci średniego napięcia będzie do 2050 r. pracowała na docelowym napięciu 20 kV. W scenariuszu alternatywnym, maksymalne obciążenie głównych linii SN rośnie do 86,6 proc., przy czym w wariantcie elastycznym jest ono wyższe o 5 proc. niż w wariantcie bez elastyczności. Wynika to z przeniesienia szczytu zapotrzebowania na moc do ładowania EV z wieczornego (o godz. 20) na godziny robocze (11-12), kiedy największe obciążenie bazowe generują także odbiorcy na średnim napięciu (głównie przedsiębiorstwa). Taki manewr zwiększa nieco obciążenie linii średniego napięcia, ale znacząco ułatwia bilansowanie KSE jak wskazano w rozdziale 5. Niemniej jednak, w obu wariantach, główne linie średniego napięcia będą wymagały zmiany przewodów na komponenty o większej obciążalności - np. 3 x 1 x 120 mm². W scenariuszu bazowym, obciążenie sieci średniego napięcia jest również znaczne - 67-69 proc, pozostaje jednak w granicy bezpieczeństwa. Warto pamiętać, że już startowe obciążenie sieci (przed uwzględnieniem EV) jest wysokie i bardzo prawdopodobne jest, że linie będą musiały zostać zmodernizowane przed rokiem 2050 niezależnie od zapotrzebowania z sektora transportu.

Ostatni z badanych komponentów sieci dystrybucyjnych - stacja elektroenergetyczna WN/SN nie powinna wymagać modernizacji w związku z rozwojem elektromobilności. Zgodnie z metodologią zastosowaną w *Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Wrocław na lata 2020-2035* założono, że zapotrzebowanie na moc w poszczególnych stacjach WN/SN rozkłada się proporcjonalnie do mocy transformatorów, co oznacza, że procentowo, obciążenie jest dla wszystkich stacji takie samo. Jest to oczywiście pewne uproszczenie, jednak stosowane nawet w miejskich dokumentach planistycznych z powodu braku dostępności dokładnych danych o miejscowym poborze mocy, a także ich ogromnej zmienności. Przy takich założeniach, ocenia się, że obecne maksymalne obciążenie GPZ we Wrocławiu w zimowy dzień roboczy to około 51 proc. W niedalekiej przyszłości planuje się budowę ośmiu nowych głównych punktów zasilania, założono, że będą to stacje 2 x 40 MVA. Dodatkowo modernizacji poddane zostaną GPZ Pułaskiego, Swojec i Krzywoustego. Zwiększy to łączną moc GPZ z obecnych 648 MW do około 972 MW. Obecnie zapotrzebowanie w szczycie zimowego dnia roboczego ocenia się na 328 MW, w roku 2050 będzie to 464 MW. Przyrost zapotrzebowania na moc jest niższy niż określono w planie zapotrzebowania miasta na lata 2020-2035 - Wrocław należy do miast o silnie rosnącej populacji i, tym samym, ponadprzeciętnie wysokim zapotrzebowaniu na moc. Biorąc pod uwagę modernizację i budowę nowych GPZ, obciążenie bazowe spada nieco do wartości 48 proc. Aplikując scenariusz alternatywny rozwoju elektromobilności, obciążenie GPZ rośnie do 62,8 proc. w wariantcie elastycznym. Podobnie jak w przypadku sieci średniego napięcia, wariant elastyczny cechuje się nieco wyższym obciążeniem szczytowym. Wzrost o 8-14 proc. w stosunku do scenariusza bazowego jest nieznaczny, a główne punkty zasilania w dużych miastach nie powinny wymagać modernizacji w wyniku samego rozwoju elektromobilności.

Tabela 23. Wpływ rozwoju elektromobilności w dużych i wielkich miastach na komponenty sieci dystrybucyjnych

	Wartości maksymalne w scenariuszu alternatywnym		Zmiana w stosunku do bazowego		Czy konieczna modernizacja
	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	
Obciążenie sieci niskiego napięcia	77,16%	64,61%	26,73%	16,64%	Zależnie od wariantu
Obciążenie transformatora SN/nN	37,81%	31,66%	13,10%	8,24%	Nie
Średnie obciążenie linii magistralnych średniego napięcia	81,58%	86,56%	12,84%	19,35%	Tak
Maksymalne obciążenie GPZ	59,22%	62,84%	7,79%	14,04%	Nie

Źródło: Opracowanie własne Inostrat.

151 Analiza wpływu elektromobilności na sieci dystrybucyjne w dużych i wielkich miastach wykazała, że zwiększenie liczby pojazdów elektrycznych może wiązać się z dodatkowymi inwestycjami. W szczególności, w obu wariantach scenariusza

alternatywnego konieczne jest zwiększenie obciążalności głównych linii średniego napięcia. Zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na uniknięcie inwestycji w sieci niskiego napięcia nawet w scenariuszu alternatywnym.

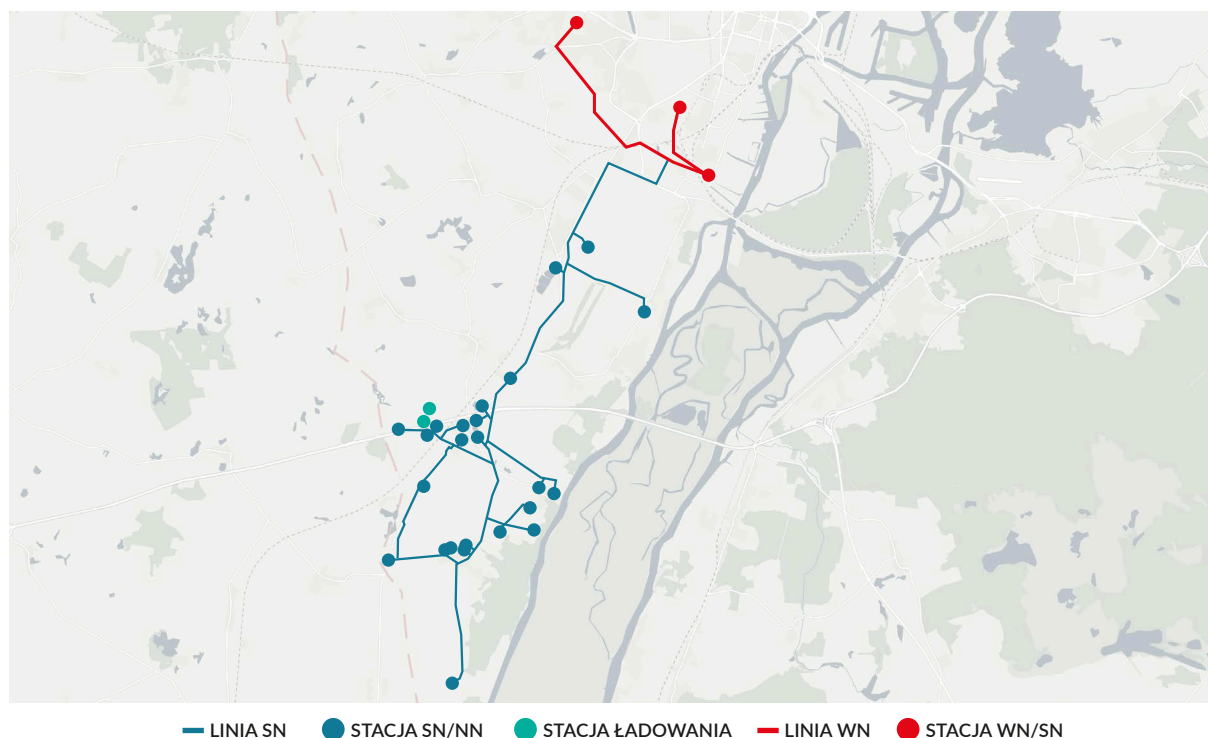
Autostrady i drogi ekspresowe – Kołbaskowo.

Oprócz badania wpływu elektromobilności na infrastrukturę elektroenergetyczną w miastach i wsiach, przeprowadzono dedykowaną analizę dla ładowania EV w punktach o dużej mocy rozmieszczonych przy autostradach i drogach ekspresowych. Przypadek ten różni się istotnie od wcześniej omówionych, nakłada bowiem ponadprzeciętne wymagania dotyczące dostępnej mocy szczytowej na wybranych obszarach pozamiejskich, które cechują się bazowo niskim zużyciem energii.

Zagadnienie zilustrowano na przykładzie gminy Kołbaskowo w woj. zachodniopomorskim. Przez gminę przebiega autostrada A6, przy której umieszczono dwie stacje paliw (w dwóch kierunkach), już obecnie zawierające po jednym punkcie ładowania pojazdów elektrycznych o dużej mocy. Zwiększenie liczby punktów ładowania do oczekiwanej w latach 2030 i 2050 będzie miało istotny wpływ na lokalną sieć elektroenergetyczną.

Obecnie gmina Kołbaskowo zasilana jest za pośrednictwem napowietrznej linii średniego napięcia¹⁵² przyłączonej do GPZ Gumieńce o mocy 2 x 16 MVA i obciążeniu około 40 proc.¹⁵³ Łączna odległość od stacji ładowania do GPZ wynosi około 16 km (licząc po torze obecnej linii średniego napięcia). Do linii średniego napięcia przyłączono 26 stacji transformatorowych 15/0,4 kV. Już obecnie przy stacji ładowania pojazdów umieszczone są dedykowane stacje transformatorowe - należy więc założyć, że ich moc pozwala na obsługę zapotrzebowania na energię elektryczną także przy zwiększonej liczbie punktów ładowania.

Rysunek 36. Mapa sieci elektroenergetycznej w gminie Kołbaskowo i rozmieszczenie autostradowych stacji ładowania



Źródło: Opracowanie własne Instraat na podstawie Open Infrastructure Map, UDT, Geoportal.

W gminie Kołbaskowo planuje się wymianę obecnych linii napowietrznych na linie kablowe¹⁵⁴, a także rozważa się

152 Założono typowy dla linii magistralnych przewód AFL 70 mm².

153 Biuletyn Informacji Publicznej, *Program ochrony środowiska gminy Dobra na lata 2013-2016 z perspektywą na lata 2017-2020*, 2013, https://bip.dobraszczecinska.pl/pliki/dobraszczecinska/File/srodowisko/2017/Aktualizacja%20PO%C5%9A%2017_09_2013.pdf.

154 Wójt Gminy Kołbaskowo, *Zmiana studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy Kołbaskowo*, 2014, <https://www.>

poprowadzenie nowej linii 110 kV wzdłuż linii 220 kV do zasilania nowej stacji 110/15 kV w okolicy autostrady¹⁵⁵. Takie działanie pozwoliłoby na przyłączenie stacji ładowania wprost do nowego punktu zasilania, nie określono jednak terminu realizacji projektu.

Mapę sieci dystrybucyjnej (110, 15 kV) i rozmieszczenie autostradowych stacji ładowania pojazdów elektrycznych przedstawiono na Rys. 36.

Gmina cechuje się stosunkowo niewielkim bazowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, z którego zdecydowaną większość - 67 proc., generują gospodarstwa domowe (por. tabela 24). Odbiorcy na terenie gminy przyłączeni są do sieci niskiego napięcia. Podobnie jak na innych obszarach, zakłada się wzrost gminnego zapotrzebowania bazowego na energię elektryczną - z obecnych 14,6 GWh rocznie do 17,6 GWh w 2030 r. i 20,6 GWh w 2050 r.

Tabela 24. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w gm. Kołbaskowo [MWh]

Oświetlenie publiczne	1 268,5
Administracja publiczna	846,4
Mieszkalnictwo	9 815,5
Usługi, handel, przemysł	2 632,4

Źródło: Plan gospodarki niskoemisyjnej dla gminy Kołbaskowo.

Jak wspomniano, na terenie wsi, przy autostradzie A6 umieszczono dwa punkty ładowania pojazdów elektrycznych o mocach 94 i 194 kW. W przyszłości zakłada się wzrost tej liczby aż do docelowych 24 punktów ładowania - po 12 szt. na każdą ze stacji umieszczonych po dwóch stronach autostrady (tabela 25). Punkty ładowania zużyją w 2050 roku do 34 GWh energii elektrycznej, tym samym będą odpowiadały za ponad połowę gminnego zapotrzebowania. Zapotrzebowanie na energię pochodzi zarówno z pojazdów zarejestrowanych w gminie Kołbaskowo, ale przede wszystkim z pojazdów lekkich i ciężkich drogowych podróżujących z innych obszarów Polski.

Tabela 25. Prognozowana zmiana liczby autostradowych punktów ładowania i zapotrzebowanie na energię elektryczną dla EV w gminie Kołbaskowo

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Liczba punktów ładowania	2	2	6	24
Zapotrzebowanie na energię dla EV [GWh]	0,20	0,88	7,99	34,35

Źródło: Opracowanie własne.

Aby ocenić wpływ rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną generowanego przez autostradowe punkty ładowania, przygotowano model sieci dystrybucyjnej w gminie Kołbaskowo. W modelu uwzględniono sieci magistralne 15 kV oraz główne punkty zasilania. W tym przypadku pominięto analizę sieci niskiego napięcia, gdyż stacja ładowania dysponuje własnymi, dedykowanymi stacjami transformatorowymi i jest to sytuacja typowa dla autostradowych stacji paliw i miejsc obsługi podróżnych, rozmieszczonych zazwyczaj daleko od innych zabudowań. W miejscach nie posiadających jeszcze stanowisk ładowania EV, obecne stacje transformatorowe mogą wymagać rozbudowy i przystosowania.

W przypadku sieci średniego napięcia, zwiększenie liczby punktów ładowania, a także ich wysoki stopień wykorzystania,

przekładają się na istotny wzrost obciążenia (tabela 26). Obecne obciążenie GPZ Gumieńce na poziomie 40 proc. wzrasta w scenariuszu bazowym do 49-50 proc., a w scenariuszu alternatywnym do aż 89 proc. Zastosowanie wariantu elastycznego ładowania pozwala na redukcję obciążenia do 83 proc. w scenariuszu alternatywnym, jednak nadal spowoduje to przekroczenie dopuszczalnych wartości granicznych. Konieczne będzie więc zwiększenie mocy transformatorów - np. z typowych 2 x 16 MVA do 2 x 25 MVA. Badany GPZ Gumieńce zlokalizowano na obszarze miejskim o dużej gęstości zaludnienia i, tym samym, dużym (i wciąż rosnącym) bazowym obciążeniu. Już na 2022 rok planowana jest modernizacja GPZ Gumieńce, która być może obejmie także instalację transformatorów o większej mocy. W większości pozamiejskich lokalizacji autostradowych bazowe obciążenie GPZ nie będzie tak silnie wzrastało co oznacza, że ich modernizacja musiałaby być przeprowadzona specjalnie na potrzeby stacji ładowania.

Ogromnym wyzwaniem jest także zwiększone obciążenie linii magistralnej 15 kV. Obecne obciążenie linii Kołbaskowo - Gumieńce ocenia się na jedynie 13 proc., przy czym może ono być większe z powodu powstawania nowych osiedli na przedmieściach Szczecina, które potencjalnie korzystałyby także z tej linii. Realizacja scenariusza bazowego prowadzi do istotnego wzrostu obciążenia - o 34 proc. w wariantcie nieelastycznym i 28 proc. w wariantcie elastycznym, co mieści się w granicach bezpiecznych wartości dopuszczalnych. Jednak wprowadzenie scenariusza alternatywnego prowadzi do całkowitego przeciążenia linii - do 171 proc. w wariantcie nieelastycznym i 140 proc. w wariantcie elastycznym. Taka sytuacja wymaga uzupełnienia obecnej linii o drugi tor, co pozwoliłoby na podwojenie dopuszczalnej mocy przy ograniczonej ingerencji w infrastrukturę. Nawet wtedy obciążenie linii w wariantcie nieelastycznym to niepokojące 85 proc. - bezwzględnie konieczna jest więc realizacja wariantu elastycznego, utrzymująca obciążenie na poziomie 70 proc. W wariantcie nieelastycznym, zwiększanie obciążenia ze stacji ładowania musiałoby wiązać się z całkowitą przebudową linii 15 kV (w tym jej skablowaniem) lub kosztownym rozwojem infrastruktury 110 kV - być może przy planowanej budowie węzła 220/110 kV w okolicy autostrady byłoby to możliwe, ale nie należy oczekiwać realizacji tak ogromnej inwestycji na cele samych autostradowych stacji ładowania.

Tabela 26. Wpływ zwiększania liczby autostradowych punktów ładowania na komponenty sieci dystrybucyjnych

67

	Wartości w scenariuszu alternatywnym		Zmiana w stosunku do bazowego		Czy konieczna modernizacja
	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	Wariant nieelastyczny	Wariant elastyczny	
Obciążenie linii magistralnej średniego napięcia	170,97%	140,12%	123,84%	98,81%	Tak
Maksymalne obciążenie GPZ	89,09%	83,08%	40,49%	33,42%	Tak

Źródło: Opracowanie własne.

Podsumowując, rozwój ładowarek autostradowych o dużej mocy będzie wiązał się z istotnymi wyzwaniami po stronie sieci dystrybucyjnych. W szczególności, przy zastosowaniu scenariusza alternatywnego konieczne będzie poprowadzenie dodatkowych torów linii średniego napięcia, rozbudowa stacji transformatorowych 15/0,4 kV w lokalizacjach nie wyposażonych dotychczas w punkty ładowania, a także zwiększenie mocy GPZ.

6.2. Konieczne inwestycje w sieci dystrybucyjne wynikające z rozwoju elektromobilności

Wyniki powyższej analizy wskazują, że zakres inwestycji w sieci dystrybucyjne będzie zależał od obszaru. Konieczne działania nie stanowią jednak bariery dla rozwoju elektromobilności. Łącznie, koszty inwestycyjne do 2050 roku wyniosą do 2,5 mld zł w scenariuszu bazowym i do 11,8 mld zł w scenariuszu alternatywnym (tabela 27). W tym ostatnim, wariant elastyczny pozwala na redukcję kosztów o 5,8 mld zł. W perspektywie 2030 rozwój elektromobilności nie spowoduje zagrożenia dla funkcjonowania sieci dystrybucyjnych, nie przewiduje się więc żadnych dodatkowych kosztów inwestycyjnych ponad już planowane działania OSD w tym horyzoncie czasowym.

Warto podkreślić, że w obliczeniach uwzględniono jedynie inwestycje związane z rozwojem elektromobilności - czyli wynikające ze wzrostu zapotrzebowania na energię dla ładowania EV, a nie wzrostu zapotrzebowania bazowego, czy też np. rozwoju OZE. Zgodnie ze strukturą wiekową sieci dystrybucyjnych (punkt 3.1.) wiele komponentów sieci dystrybucyjnych wymaga modernizacji już teraz - plany OSD w tym zakresie uwzględniono w obliczeniach (co zostało opisane w części 6.). Z drugiej strony, przyjęte założenie oznacza, że jeśli sieci nie zostaną zmodernizowane w zakresie podstawowym do roku 2050, rozwój elektromobilności może się wiązać z kosztami inwestycyjnymi o wartości wyższej niż oszacowano.

Wśród badanych obszarów zdecydowanie największe koszty wiążą się z rozwojem infrastruktury ładowania przy drogach ekspresowych i autostradach. Wynika to z szeregu czynników - przede wszystkim autostradowe stacje ładowania często oddalone są od terenów gęściej zaludnionych, a tym samym od głównych punktów zasilania. Z tego samego względu, istniejąca infrastruktura sieciowa na tego typu terenach nie jest przystosowana do obsługi dużego obciążenia i będzie wymagała modernizacji. Ogromny szczytowy pobór mocy może się wiązać z koniecznością prowadzenia dedykowanych linii średniego napięcia do odległych GPZ, co generuje wysokie koszty.

68

Tabela 27. Koszt inwestycji w sieci dystrybucyjne wynikający z rozwoju elektromobilności w podziale na obszary do 2050 roku

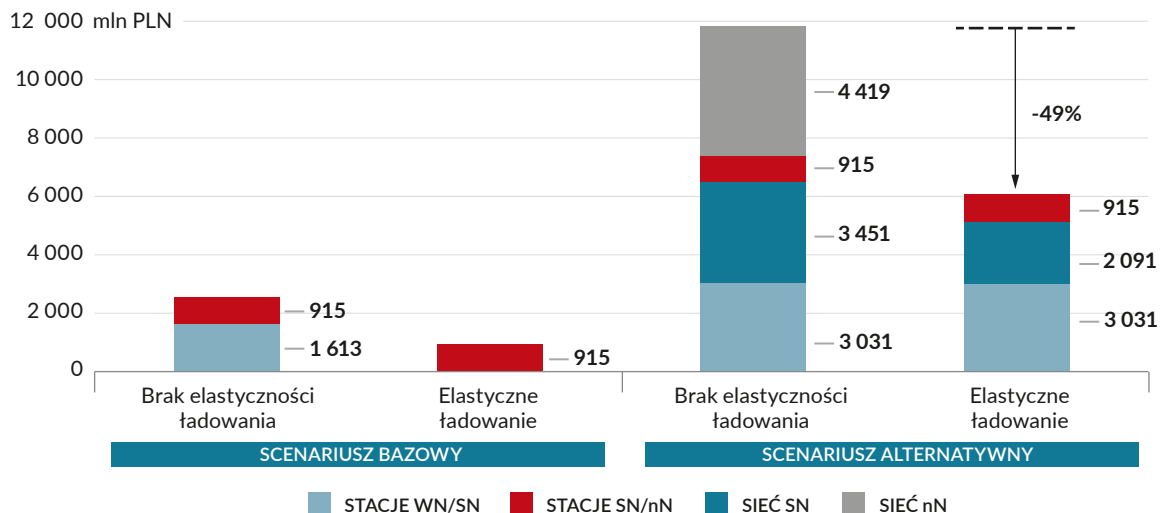
	Scenariusz bazowy		Scenariusz alternatywny	
	Brak elastyczności ładowania	Elastyczne ładowanie	Brak elastyczności ładowania	Elastyczne ładowanie
Wsie	0	0	0	0
Małe i średnie miasta	1 613	0	4 190	1 613
Duże i wielkie miasta	0	0	3 118	1 275
Autostrady i drogi ekspresowe	915	915	4 509	3 149
SUMA	2 528	915	11 816	6 037

Źródło: Opracowanie własne.

Największym składnikiem kosztów są główne punkty zasilania oraz sieci średniego napięcia, wymagające przystosowania nie tylko do obsługi wspomnianych stacji ładowania przy drogach krajowych i ekspresowych, ale także zwiększonego poboru mocy na obszarach miejskich.

Należy zaznaczyć, że liczne inwestycje w sieci 110 kV i główne punkty zasilania finansowane były dotychczas jedynie częściowo ze środków własnych OSD, w wielu przypadkach większość kosztów pokryto z dotacji UE. Należy się spodziewać, że w przyszłości będzie podobnie.

Rysunek 37. Koszty inwestycji w zależności od komponentu sieci do 2050 roku



Źródło: Opracowanie własne.

W perspektywie 2050, roczne koszty przystosowania sieci dystrybucyjnych do realizacji scenariusza alternatywnego w wariantcie bez elastyczności ładowania wyniosą 407 mln zł, przy zastosowaniu elastyczności ładowania jest to 208 mln zł. Stanowi to jedynie ułamek rocznych kosztów inwestycyjnych ponoszonych obecnie przez OSD, które wyniosły łącznie ponad 6 mld zł w samym 2019 roku (p. 3.1.). Koszty po stronie sieci dystrybucyjnych nie powinny więc być barierą dla rozbudowy infrastruktury ładowania, a rosnąca liczba pojazdów elektrycznych jest nieporównywalnie mniejszym wyzwaniem finansowym dla OSD niż np. rozwój OZE, konieczność wdrażania liczników inteligentnych czy też proces skablowania sieci średniego i niskiego napięcia, w celu zapewnienia odpowiednich wskaźników bezpieczeństwa pracy i niezawodności zasilania, a także modernizacji sieci wynikającej ze wzrostu zapotrzebowania bazowego.

Szczegółowe wyliczenia kosztów inwestycyjnych w podziale na komponenty w poszczególnych obszarach omówiono poniżej.

Obszary wiejskie

Na obszarach wiejskich rozwój elektromobilności nie stanowi zagrożenia dla sieci niskiego i średniego napięcia. Większym obecnie obserwowanym zagrożeniem jest wzrost mikroinstalacji PV, które mogą doprowadzić do przeciążenia sieci niskiego napięcia. Inwestycje powinny więc być skupione na przystosowaniu sieci do rozwoju instalacji fotowoltaicznych. Co istotne, rozwój elektromobilności może przyczynić się do ograniczenia zakresu tych inwestycji, gdyż większa penetracja prywatnych punktów ładowania i lokalna konsumpcja energii w ramach gospodarstwa domowego czy przedsiębiorstwa ogranicza przepływ energii od prosumenta do sieci, redukując obciążenie sieci nN. Modernizacja sieci w zakresie koniecznym dla obsługi OZE (oraz wynikającym ze standardowych remontów związanych z wiekiem infrastruktury) będzie na terenach wiejskich w zupełności wystarczająca, aby zrealizować także potrzeby związane z rozwojem elektromobilności.

Średnie i małe miasta

W średnich i małych miastach wzrost liczby pojazdów elektrycznych i zwiększone zapotrzebowanie na energię do ich ładowania może wymagać dodatkowych inwestycji, w szczególności zwiększenia mocy GPZ i potencjalnie zwiększenia dopuszczalnej obciążalności linii niskiego napięcia.

W przypadku głównych punktów zasilania, modernizacja części z nich będzie wymagana w nie tylko w obu wariantach scenariusza alternatywnego, ale także w scenariuszu bazowym. W tym ostatnim, na uniknięcie dodatkowych kosztów pozwala zastosowanie wariantu elastycznego. Ocenia się, że do 2050 roku moc większości GPZ w średnich i małych

miastach będzie musiała być zwiększona do 2 x 40 MVA (z obecnie typowych 2 x 16 MVA i 2 x 25 MVA). Przy okazji wykonywanej przebudowy, konstrukcja stacji powinna być przygotowana do umieszczenia w niej transformatorów o mocy 63 MVA (jak ma to miejsce we Wrocławiu). Aby zaspokoić zapotrzebowanie na moc z sektora elektromobilności, połowa z transformatorów 40 MVA będzie wymagała zamiany na konstrukcje o mocy 63 MVA. Sama wymiana transformatorów na większe wraz z koniecznym dostosowaniem stacji to koszt 3,8-4,5 mln zł¹⁵⁶. W przypadku kompleksowej przebudowy, jest to nawet 10-20 mln zł. Analiza ponad 150 projektów inwestycyjnych w zakresie sieci dystrybucyjnych finansowanych z dotacji UE¹⁵⁷ wykazała, że średni koszt modernizacji/przebudowy stacji 110kV/SN wyniósł w latach 2015-2018 około 12 mln zł i taką wartość przyjęto w obliczeniach. Należy jednak zauważyć, że w wielu przypadkach przebudowa GPZ zostanie zrealizowana w ramach projektów inwestycyjnych OSD związanych z bezpieczeństwem energetycznym lub rozwojem OZE, a rozwój elektromobilności ograniczy wydatki do samej wymiany transformatorów. Zakładając jednak pesymistycznie koszt modernizacji pojedynczego GPZ rzędu 12 mln zł, łącznie dla stacji 110 kV/SN w średnich i małych miastach będzie to 1,6 mld zł (obejmuje to 137 stacji - połowę jednostek w małych i średnich miastach).

Drugim komponentem kosztów dotyczącym małych i średnich miast jest potencjalne zwiększenie obciążalności sieci niskiego napięcia, aczkolwiek zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na jego całkowite uniknięcie. Duża liczba prywatnych punktów ładowania przyłączonych do napięcia 400 V powoduje, że na linii zbiorczej przed stacją transformatorową 15/0,4 kV obciążenie może przekroczyć dopuszczalne wartości. Może to mieć miejsce nawet w sieciach kablowych (zakłada się, że w 2050 dotyczyć to będzie wszystkich sieci nN w miastach) klasy 4 x 35 mm². Oczywiście taka sytuacja zależna jest od gęstości rozmieszczenia punktów ładowania oraz topografii sieci. Zakładając jednak konserwatywnie, że sieć zrealizowana jest w strukturze otwartej z dwoma gałęziami odchodzącymi od stacji transformatorowej, ocenia się, że około 39 tys. km sieci nN będzie wymagało wymiany na linie o większym przekroju - 4 x 70 mm². Liczba ta wynika z założenia, że modernizacja obejmie odcinki linii 400 V o długości 300 m od każdej ze stacji transformatorowych w małych i średnich miastach (szacuje się, że stacji tych jest około 65 tys.). Koszt wymiany kabli w istniejących liniach na komponenty o większej obciążalności oszacowano na 2,6 mld zł, przy założeniu kosztów jednostkowych rzędu 50 zł/m (w tym sam kabel to ok. 16 zł/m¹⁵⁸). Warto podkreślić, że koszt można znacznie zredukować uwzględniając większe zapotrzebowanie już na etapie prowadzenia linii i umieszczając w nich od razu kable 4 x 70 mm². Ich cena jednostkowa jest co prawda o około 50 proc. wyższa¹⁵⁹, ale pozwoliłoby to na uniknięcie podwójnego kosztu robocizny w przyszłości.

Zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na uniknięcie inwestycji w sieci niskiego napięcia nawet w scenariuszu alternatywnym.

Wielkie i duże miasta

Duże i wielkie miasta już teraz przewidują zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną w związku z rozwojem elektromobilności, a także prowadzą programy elektryfikacji transportu publicznego. Zmiany te mogą wiązać się z koniecznością zwiększenia obciążalności linii średniego i niskiego napięcia.

Sieć średniego napięcia jest w dużych miastach w większości skablowana. Analiza jej dokładnej topografii jest utrudniona, w szczególności ponieważ stosuje się układy zamknięte, z dwustronnym zasilaniem odbiorców. Najbardziej obciążone pozostają jednak linie położone najbliżej stacji transformatorowej. Te odcinki mogą wymagać nawet zastosowania przewodów 3 x 1 x 120 mm² w obu wariantach scenariusza alternatywnego. Dotyczy to głównych odcinków sieci w pobliżu stacji transformatorowych WN/SN - analizując sieć we Wrocławiu oceniono ich długość na około 5000 m wokół każdego GPZ. Łącznie, modernizacji wymagałoby 2346 km sieci SN w sąsiedztwie 469 GPZ w dużych miastach.

¹⁵⁶ Mapa dotacji UE, <https://mapadotacji.gov.pl/>.

¹⁵⁷ Ministerstwo Energii, *Lista projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej, w ramach programu operacyjnego infrastruktura i środowisko 2014-2020*, 2019, <https://www.gov.pl/attachment/cbaeaa34-a832-4024-8a88-7d5bb561708c>.

¹⁵⁸ tim.pl, 2021, <https://www.tim.pl/kabel-energetyczny-yakxs-4x70-0-61kv-bebnowy>.

¹⁵⁹ 16 zł / m względem 10,5 zł / m: tim.pl, 2021, <https://www.tim.pl/kabel-energetyczny-yakxs-4x35-0-61kv-bebnowy-1> i tim.pl, 2021, <https://www.tim.pl/kabel-energetyczny-yakxs-4x70-0-61kv-bebnowy>.

Koszt kilometra linii kablowej SN to 350-450 tys. zł¹⁶⁰, przy czym obejmuje to likwidację linii napowietrznej, prace gruntowe i budowę linii kablowej od zera. W badanym przypadku, zakłada się raczej wymianę kabli w istniejącej linii, co powinno zredukować koszt jednostkowy do około 200-300 tys. zł / km (koszt samego kabla YHAKXS 3 x 1 x 120 mm² to niemal 180 zł / m)¹⁶¹. Łącznie, koszty modernizacji linii SN w dużych i wielkich miastach na potrzeby elektromobilności to 1,3 mld zł.

Podobnie jak w przypadku małych i średnich miast, konieczne może być zwiększenie obciążalności linii niskiego napięcia, aczkolwiek zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na całkowite uniknięcie dodatkowych kosztów w tym obszarze. Mimo że sieć niskiego napięcia jest w dużych miastach niemal całkowicie skablowana, popularne przewody YAKXS 4 x 70 mm² stosowane na zbiorczych odcinkach linii 400 V mogą nie być wystarczające w przypadku znacznego zwiększenia liczby punktów ładowania EV. Stosując metodologię podobną do przypadku średnich miast (modernizację odcinków w sąsiedztwie 40 tys. stacji transformatorowych) ocenia się, że 24,5 tys. km linii niskiego napięcia będzie wymagało zwiększonej obciążalności realizowanej poprzez zastosowanie przewodów 4 x 95 mm² lub 4 x 120 mm². Koszt wymiany kabli w istniejących liniach to 1,8 mld zł, zakładając, że linie te nie będą wymagały przebudowy¹⁶². Zastosowanie elastycznego ładowania pozwala na uniknięcie inwestycji w sieci niskiego napięcia nawet w scenariuszu alternatywnym.

Autostrady i drogi ekspresowe

W przypadku punktów ładowania o dużej mocy rozmieszczonych wzdłuż autostrad i dróg ekspresowych (w tzw. miejscach obsługi podróżnych - MOP) skala inwestycji jest znacząca. W scenariuszu alternatywnym konieczne będzie poprowadzenie dodatkowych torów linii średniego napięcia, rozbudowa stacji transformatorowych 15/0,4 kV w lokalizacjach nie wyposażonych dotychczas w punkty ładowania, a także zwiększenie mocy GPZ. Obecnie w Polsce istnieje bądź planowana jest realizacja 346 miejsc obsługi podróżnych (tzw. MOP)¹⁶³, rozmieszczonych wyłącznie przy autostradach i drogach ekspresowych (rysunek 38). W obiektach MOP funkcjonują stacje paliw oraz stacje ładowania pojazdów elektrycznych, przy czym jedynie 9,5 proc. MOP wyposażono obecnie w punkty ładowania EV. Jedno (dwukierunkowe) MOP przypada średnio na 23 km dróg ekspresowych i autostrad - tych mamy w Polsce 4000 km¹⁶⁴. Planuje się rozbudowę sieci tychże dróg do 8117 km, co oznacza proporcjonalny wzrost liczby MOP do ponad 700. Do 2050 roku zakłada się wyposażenie wszystkich MOP w punkty ładowania o dużej mocy, docelowo byłoby to 12 punktów ładowania na jedną stację. Jest to dwukrotność liczby punktów obecnie zainstalowanych np. na stacji Ekoen w woj. lubuskim¹⁶⁵ przy maksymalnej mocy 350 kW per punkt. Liczbę punktów na stację oszacowano na podstawie łącznego zapotrzebowania na energię elektryczną w sektorze drogowych punktów ładowania (por. tabela 9). Zapotrzebowanie to pochodziło przede wszystkim (85 proc.) z floty ciężkich pojazdów drogowych zarejestrowanych w miastach, w mniejszym stopniu z pojazdów lekkich. Biorąc pod uwagę profile ładowania w urządzeniach autostradowych (p. 4.4.), liczbę punktów ładowania w jednym MOP dobrano tak, aby szczytowe obciążenie pojedynczego urządzenia nie przekroczyło nominalnej mocy - 350 kW. W efekcie zaproponowano rozmieszczenie po 12 punktów ładowania w jednym MOP, łącznie daje to 8425 drogowych punktów ładowania poza miastami w roku 2050.

160 Średni koszt kablowania linii SN w PGE Dystrybucja w 2019 r.: Biznesalert.pl, Rekordowe inwestycje PGE Dystrybucji w infrastrukturę energetyczną w 2019 r., 2020, <https://biznesalert.pl/inwestycje-pge-dystrybucja-infrastruktura-rekord-energetyka/>, Kosztorys kablowania w Toruniu: http://www.bip.torun.pl/pobierz.php?FileDir=doc&File=Informacja+WGK+z+dn+17_01.07.2007+-+dot+skablowania+napowie+trznich+linii+elektroenergetycznych+%28JAR%29.pdf.

161 tim.pl, 2021, <https://www.tim.pl/kabel-energetyczny-yhakxs-1x12050-1220kv-bebnowy>.

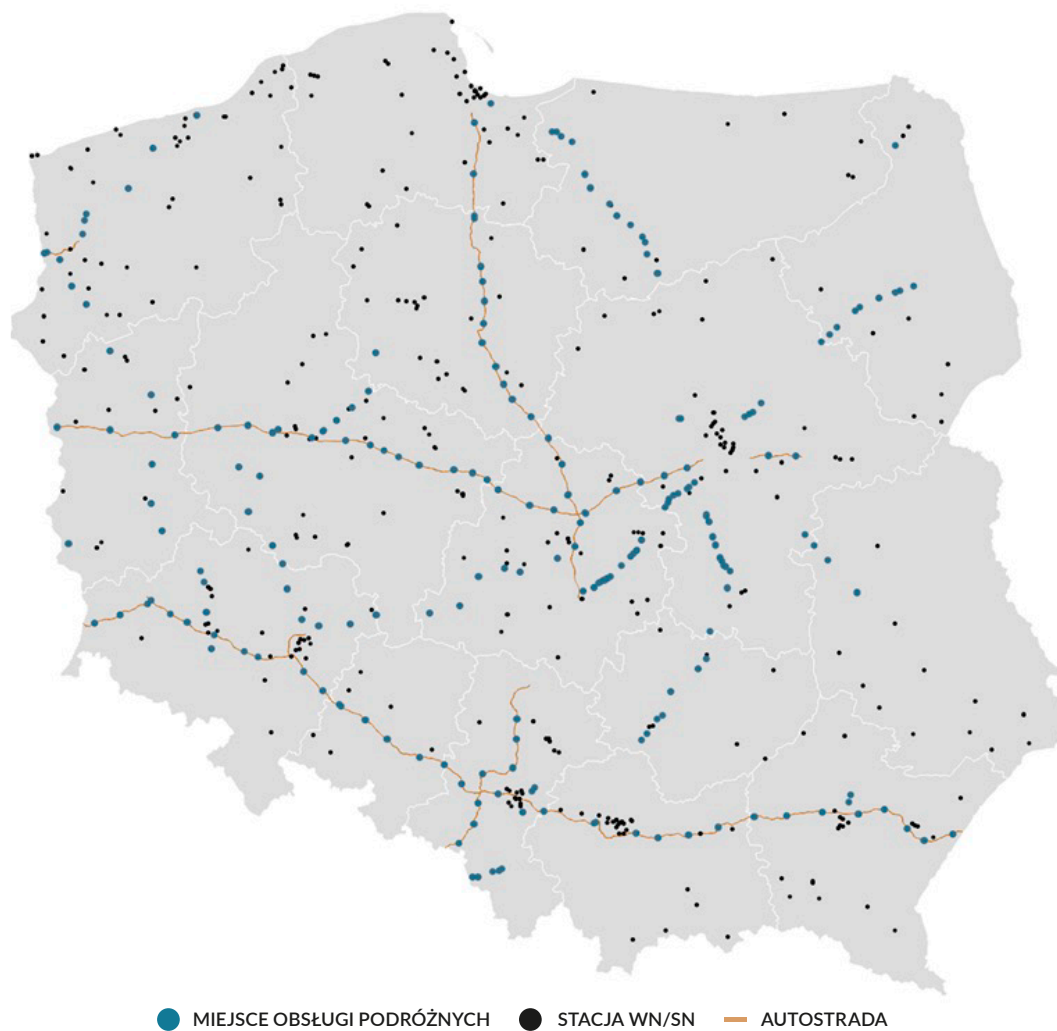
162 Podobnie jak w przypadku małych i średnich miast, przyjęto koszt jednostkowy wymiany kabli na poziomie 50 zł/m

163 GDDKiA, Mapa istniejących i planowanych Miejsc Obsługi Podróżnych: <https://www.gddkia.gov.pl/pl/2549/Mapa-istniejacych-i-planowanych-Miejsc-Obslugi-Podroznych>.

164 Dziennik Ustaw, *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sieci autostrad i dróg ekspresowych*, 2019, <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190001819>

165 EKOEN, <https://ekoen.pl/charging>.

Rysunek 38. Mapa miejsc obsługi podróżnych oraz stacji elektroenergetycznych 110/15 kV



72

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GDDKiA i OpenStreetMap.

Tabela 28. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w drogowych punktach ładowania

	2030		2050	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny	Scenariusz bazowy	Scenariusz alternatywny
Suma zapotrzebowania z drogowych punktów ładowania [TWh]	0,07	0,31	2,80	12,06
Zapotrzebowanie per punkt ładowania [MWh]	8,35	36,86	332,81	1431,18

Źródło: Opracowanie własne.

Konieczne inwestycje związane ze zwiększoną liczbą autostradowych punktów ładowania obejmują:

- zwiększenie mocy GPZ,
- skablowanie i zwiększenie obciążalności linii średniego napięcia od stacji ładowania do GPZ,
- rozbudowę stacji transformatorowych 15/0,4 kV.

Pierwszy komponent dotyczy około 120 stacji elektroenergetycznych 110/15 kV z łącznej liczby około 694 - założono przyłączenie stacji ładowania do najbliższej stacji 110/15 kV na podstawie rysunku 37. Oczywiście modernizacja dotyczy tylko istniejących stacji elektroenergetycznych, zakłada się, że te nowo budowane będą przystosowane do obsługi zwiększonego obciążenia wynikającego z rozwoju OZE i elektromobilności. Dla wspomnianych stacji konieczna będzie modernizacja. Bazując na założeniach dot. jednostkowego kosztu modernizacji stacji 110kV/SN opisanych w punkcie dotyczących małych i średnich miast, łączny koszt modernizacji GPZ wynikający z samego rozwoju autostradowych punktów ładowania oszacowano na 1,4 mld zł.

Kolejnym wymaganym działaniem jest zwiększenie mocy linii 15 kV. Szczytowe zapotrzebowanie na moc ładowania w scenariuszu alternatywnym jest na tyle duże, że konieczna jest instalacja drugiego toru linii 15 kV (zakładając wykorzystanie przewodu AFL-6 70mm²). Bazując na rozmieszczeniu MOP (Rys. 6.2.2.) oszacowano średnią odległość MOP do najbliższej stacji elektroenergetycznej 110/15 kV - wynosi ona 15,5 km. MOP rozmieszczane są w parach po obu stronach drogi, co oznacza, że mogą współdzielić linię 15 kV (jak pokazano na przykładzie gm. Kołbaskowo). To oznacza, że liczba nowych torów linii 15 kV do obsługi stacji ładowania wyniesie docelowo ok. 351 - połowę szacowanej liczby MOP w 2050 r. Najprawdopodobniej w przyszłości operatorzy sieci dążyć będą do prowadzenia linii kablowych zamiast zwiększania mocy istniejących połączeń napowietrznych. Koszt kilometra linii kablowej 15 kV szacuje się na 350-450 tys. zł¹⁶⁶, jednak wartość ta zależy silnie od warunków w danej lokalizacji. Dla linii napowietrznej jest to 100-200 tys. zł/km. Warto zaznaczyć, że w wariancie nieelastycznym scenariusza alternatywnego nawet podwojenie obciążalności linii napowietrznej nie wystarczy, aby pokryć zapotrzebowanie na moc - aby zapewnić bezpieczeństwo sieci zakłada się więc poniesienie całości kosztu skablowania linii. W efekcie, łączny koszt połączeń od MOP do GPZ wyniesie w wariancie nieelastycznym 2,2 mld zł, w wariancie elastycznym zredukowany jest do 0,5 mld zł.

Ostatnim elementem sieci wymagającym inwestycji związanych z rozwojem autostradowych stacji ładowania są stacje transformatorowe 15/0,4 kV. Nawet istniejące stacje muszą zostać przystosowane do obsługi ponadprzeciętnie dużych mocy szczytowych - nawet do 4 MW. Konieczne jest więc zastosowanie transformatorów o zwiększonej mocy - np. 4 x 1000 kVA. Koszt typowej stacji 630 kVA ocenia się na 150-170 tys. zł, jednak koszt pojedynczej stacji o zwiększonej mocy (np. dedykowanej dla farm PV) to nawet 360 tys. zł¹⁶⁷. Zakładając, że tego typu stacje muszą znaleźć się we wszystkich MOP niewyposażonych dotychczas w punkty ładowania (90,5 proc.), łączny koszt budowy/modernizacji stacji transformatorowych SN/nN szacuje się na 915 mln zł dla obu scenariuszy rozwoju elektromobilności.

¹⁶⁶ Średni koszt kablowania linii SN w PGE Dystrybucja w 2019 r.: Biznesalert.pl, Rekordowe inwestycje PGE Dystrybucji w infrastrukturę energetyczną w 2019 r., 2020, <https://biznesalert.pl/inwestycje-pge-dystrybucja-infrastruktura-rekord-energetyka/>, Kosztorys kablowania w Toruniu: http://www.bip.torun.pl/pobierz.php?FileDir=doc&File=Informacja+WGK+z+dn+17_01.07.2007+-+dot+skablowania+napowietrznych+linii+elektroenergetycznych+%28JAR%29.pdf.

¹⁶⁷ M. Niewitała, Koszt budowy farmy PV o mocy 1 MW - analizujemy udział komponentów w cenie, Globenergia, 2019, <https://globenergia.pl/koszt-budowy-farmy-pv-o-mocy-1-mw-analizujemy-udzial-komponentow-w-cenie/>.

7. Podsumowanie

Rozwój elektromobilności stanowi wyzwanie organizacyjne i techniczne, zarówno dla administracji publicznej jak i OSD. Wymaga dobrego planowania i współpracy pomiędzy samorządami oraz OSD, w celu określenia optymalnego planu rozbudowy infrastruktury ładowania, z uwzględnieniem potrzeb użytkowników pojazdów elektrycznych oraz ograniczeń i możliwości sieci. Przeprowadzenie bezpiecznej elektryfikacji tego sektora wymagać będzie inwestycji w sieci, dostosowujących je do zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz przystosowujących je do rozproszonej natury systemu ładowania.

Wysokość potrzebnych nakładów inwestycyjnych będzie zależała od scenariusza rozwoju, regionu kraju oraz wprowadzenia mechanizmów zachęcających do ładowania elastycznego tzw. taryf dynamicznych (mogą one zredukować koszty modernizacji sieci nawet o 49 proc.). Z drugiej strony, wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że skala niezbędnych inwestycji w sieci dystrybucyjne, związanych z samym rozwojem elektromobilności, jest relatywnie mała - nie jest to kwota duża w stosunku do rocznych kosztów inwestycyjnych ponoszonych obecnie przez OSD i wymaganych przez rosnącą moc odnawialnych źródeł energii w sieci, konieczność modernizacji i skablowania sieci SN i nN, a także wdrażanie liczników inteligentnych. Koszty po stronie sieci dystrybucyjnych nie powinny więc być barierą dla rozbudowy infrastruktury ładowania.

Mimo licznych obaw związanych z wpływem zwiększonej floty pojazdów elektrycznych na KSE, większym wyzwaniem w projektowaniu sieci niskiego napięcia niż rozwój elektromobilności jest rozwój instalacji fotowoltaicznych. Inwestycje związane z rozwojem OZE mogą być w wielu obszarach kraju (zwłaszcza w regionach wiejskich) wystarczające pod względem przystosowania sieci do rozwoju elektromobilności, a ten z kolei może przyczynić się do ograniczenia inwestycji koniecznych do przystosowania sieci dystrybucyjnych do gwałtownego rozwoju OZE. Rozwój elektromobilności należy wręcz traktować jako potencjalnie korzystny dla sieci i odpowiednio go wykorzystywać - zwiększenie lokalnej konsumpcji energii w gospodarstwach domowych zmniejsza bowiem ilość energii oddawanej do sieci przez prosumentów. Ważne jest, aby inwestycje sieciowe były planowane efektywnie, z odpowiednim wyprzedzeniem i uwzględniały megatrendy wynikające ze zmieniającego się kształtu i specyfiki systemu elektroenergetycznego.

Załącznik 1 - Taryfy i zachęty

Z.1.1. Zachęty do zakupu aut elektrycznych

Kraj	Bezpośrednie dopłaty	Ulga podatkowa	Komentarz
Austria	1 500 EUR (BEV, FCEV) 750 EUR (PHEV)		Dla aut o max. cenie 50 000 EUR PHEV napędzane dieslem nie są objęte systemem wsparcia
Belgia	2 000-4 000 EUR		Wsparcie zależne od ceny auta.
Francja	Dla nabywców indywidualnych: obecnie 6 000 EUR a od 2022 r. 5 000 EUR Dla biznesów: 5 000 EUR, plan obniżenia do 1 000 EUR w najbliższych latach	Zwolnienie z podatku rejestracyjnego w wielu regionach kraju	Dla aut BEV o max. cenie 45 000 EUR
Niemcy	BEV: 9 000 EUR dla pojazdów o max. cenie 40 000 EUR oraz 7 500 EUR dla pojazdów o cenie w przedziale 40 000 - 65 000.* PHEV: 6 750 EUR dla pojazdów o max. cenie 40 000 EUR oraz 5 625 EUR dla pojazdów W cenie do 65 000.*	BEV zarejestrowane w okresie 2011 - 2030 są zwolnione z podatku od pojazdów (niem. <i>Kfz-Steuer</i>); pojazdy typu PHEV wciąż płać niższy podatek niż ICE, proporcjonalnie do ich niższych emisji CO ₂ . Podatek od samochodów służbowych: redukcja podatków za prywatne użytkowanie pojazdu służbowego z 1 proc. ceny katalogowej miesięcznie dla aut typu ICE, do 0,25 proc. dla BEV i 0,5 proc. dla PHEV	Jako część pakietu bodźców gospodarczych (1.07.2020 - 31.12.2021)
Włochy	0-20 gCO ₂ /km: 6 000 EUR*/4 000 EUR** 21-70 gCO ₂ /km: 2 500 EUR*/1 500 EUR**	BEV zwolnione z podatku od własności przez pięć lat od zarejestrowania pojazdu	*Jeżeli kupno pojazdu EV towarzyszy złomowanie starego samochodu (Euro 1-4) **Jeżeli kupno pojazdu EV nie towarzyszy złomowanie starego samochodu
Holandia	4 000 EUR* / 2 000 EUR ** (do 2025 r. lub wykorzystania puli środków)	BEV: Do 2024 r. nabywcy zwolnieni z podatku od zakupu auta oraz podatku od własności PHEV: wysokość podatku zależy od emisyjności pojazdu - do 2024 r. 50 proc. redukcja podatku od własności	*na zakup lub leasing nowego auta **na zakup lub leasing używanego auta
Norwegia	Brak subsydiów	BEV zwolnione z podatku VAT (25%) oraz trzech podatków od zakupu pojazdu.*	* podatki od wagi, emisji CO ₂ oraz emisji NO _x
Portugalia	3 000 EUR		Max. cena katalogowa auta do 62 500 EUR
Hiszpania	1 300-5 500 EUR (BEV i PHEV)*		Dla aut w cenie poniżej 40 000 EUR; W zależności od zasięgu auta: 5500 EUR > 72 km

Z.1.2. Zachęty dla infrastruktury ładowania

Kraj	Subsydia	Ulgi podatkowe	Komentarz
Niemcy	<p>Dla publicznie dostępnych punktów ładowania :</p> <p>do 3 000 EUR na stacje ładowania do 22 kW; do 13 000 EUR na punkty ładowania i DC do 100 kW; do 30 000 eur na punkty ładowania DC powyżej 100 kW oraz do 5 000 EUR za podłączenie do sieci niskiego napięcia a do 50 000 EUR za podłączenie do sieci wysokiego napięcia</p> <p>Pewne regiony oferują także dodatkowe subsydia np. 50 proc. (max. 1000 EUR) dofinansowania do kupna i instalacji w Norderhein-Westfalen</p>	<p>Właściciele samochodów prywatnych i firmowych posiadający pojazdy elektryczne typu plug-in, którzy ładują swoje samochody na terenie zakładu pracy są zwolnieni z deklarowania tego jako korzyści pieniężnej w zeznaniu podatkowym</p> <p>Właściciele samochodów służbowych, ładujący swoje pojazdy w domu, mogą skorzystać z ulgi podatkowej</p> <p>Pracodawcy oferujący bezpłatne ładowanie pojazdów elektrycznych lub rowerów nie będą opodatkowani za tę usługę do 2030 r.</p>	
Holandia	<p>Brak zachęt dla prywatnych punktów ładowania , lecz zachęty dla ich zakupu i instalacji przez firmy i tych dostępnych publicznie.</p> <p>Dla firm: odliczenie 36 proc. kwoty zainwestowanej w punkt ładowania; możliwość zamortyzowania 75 proc. kosztów inwestycji punktów ładowania</p>		<p>Publiczne punkty ładowania : użytkownicy EVs mają możliwość wnioskowania o zainstalowanie publicznie dostępnego punktu ładowania jeżeli nie ma takiego w pobliżu domu lub miejsca pracy, a zostanie on postawiona przez państwo</p>
Belgia		<p>13,5 proc. odliczenia od inwestycji w infrastrukturę ładowania od podatku dochodowego dla firm</p> <p>75 proc. kosztów ładowania odliczone od podatku dochodowego osób prywatnych</p>	
Francja	<p>Dla odbiorców indywidualnych: 300 EUR na zakup i instalację prywatnego punktu ładowania</p> <p>Dla firm: subsydia do 40 proc. kosztów zakupu i instalacji punktów ładowania dla biznesu</p> <p>Dla kondominiów: subsydia sięgające do 50 proc. kosztów zakupu i instalacji punktu ładowania</p> <p>Dla instytucji publicznych: subsydia do 40 proc. kosztów zakupu i instalacji publicznych punktów ładowania .*</p>		<p>*Punkty ładowania muszą być instalowane na życzenie kierowców pojazdów elektrycznych i znajdować się w promieniu 500 metrów od ich miejsca zamieszkania lub pracy.</p>
Włochy		<p>Osoby fizyczne, firmy i wspólnoty mieszkaniowe mogą uzyskać dostęp do nowego odliczenia podatkowego w wysokości 50 proc. na łączną kwotę maksymalnie 3 000 EUR, rozłożonego na dziesięć równych rocznych rat, na zakup i instalację punktów ładowania do pojazdów elektrycznych od 1 marca 2019 r. do 31 grudnia 2021 r.</p>	

<p>Hiszpania</p>	<p>Osoby prywatne i firmy mogą otrzymać dotacje Moves II w wysokości do 30-40 proc. kosztów zakupu i instalacji (do łącznej kwoty 100 000 euro) na rozwój publicznej i prywatnej infrastruktury ładowania. Dotacje są rozdzielane i zarządzane przez każdą wspólnotę autonomiczną</p>		
<p>Norwegia</p>			<p>Kraj nie zapewnia dotacji lub ulg podatkowych lecz sam inwestuje w rozwój infrastruktury ładowania pojazdów. W podejmowane działania wchodzi: publiczne finansowanie szybkich punktów ładowania co 50 km na głównych ulicach; środki dla spółdzielni mieszkaniowych na instalację punktów ładowania (2,1 mln eur) i inne.</p>

Źródło: opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

Załącznik 2

Przeprowadzone w ostatnich latach przez OSD inwestycje są podsumowane poniżej:

Enea Operator

W 2019 r. Enea Operator przeznaczył ponad 900 mln zł na modernizację i rozbudowę infrastruktury sieciowej, w tym na realizację procesu przyłączania do sieci nowych podmiotów, źródeł OZE, modernizację sieci na każdym poziomie napięć oraz budowę sieci inteligentnych. W 2019 r. spółka zrealizowała 29 umów o dofinansowanie projektów inwestycyjnych i dotacji, o łącznej wysokości, odpowiednio 596 i 331 mln zł. Umożliwią one dalsze inwestycje w budowę i modernizację stacji elektroenergetycznych oraz setek kilometrów linii i zwiększą potencjał sieci na adaptację OZE oraz budowę sieci inteligentnych.

Tab. Z.2.1. Inwestycje zrealizowane przez Enea operator w latach 2019-20.

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2019	Przebudowa linii wysokiego napięcia 110 kV Morzyczyn - Drawski Młyn	127 mln zł (całkowita wartość)	Inwestycja doprowadziła do wzrostu długości sieci do 240 km na terenie województw zachodniopomorskim, lubuskim i wielkopolskim. poprawi bezpieczeństwo energetyczne na terenie tych województw oraz zwiększa możliwości przyłączeniowe, w tym z odnawialnych źródeł energii. Zwiększyła ona również całkowitą obciążalność sieci w okresie letnim ponad sześciokrotnie, ograniczyła straty energii powstające podczas dystrybucji oraz zwiększyła możliwości elastycznego ruchu w sieci. Zwiększyła ona również podatność linii na niesprzyjające zjawiska atmosferyczne.
2020	Modernizacja linii wysokiego napięcia 110 kV		ciągi Reclaw – Goleniów, Leszno Gronowo – Śrem HCP – Śrem Helenki, Wałcz – Mirosławiec oraz Gorzów – Witnica
2019	Rozbudowa i modernizacja stacji		Przebudowa stacji wysokich napięć GPZ Pomorska i GPZ Dolice w województwie zachodniopomorskim oraz Czarnków Płoty w woj. wielkopolskim.
2019	Przyłączenie OZE do sieci		W 2019 r. do sieci spółki zostało przyłączonych 90 tzw. dużych OZE (II i III grupa przyłączeniowa) o łącznej mocy ok. 80 MW oraz ponad 12,7 tys. mikroinstalacji o mocy bliskiej 90 MW. Dodatkowa moc zainstalowana poprawi bezpieczeństwo i ciągłość energetyczną na tych obszarach.
2019/2020	Przyłączenie liczników bilansujących		Spółka zakupiła nowoczesne liczniki bilansujące i przyłączyła ich ponad 30 tys. do sieci dystrybucyjnej. W trakcie instalacji liczników Enea Operator dokonał modernizacji sieci energetycznych i na kolejne lata planuje dalsze przyłączenie liczników co ma ją pozwolić na masowe wdrożenie projektu rozwoju sieci inteligentnych.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPIREE (2020).

Energa Operator

W 2019 r. Energa Operator wydała ponad 1,3 mld zł na inwestycje związane z rozwojem i modernizacją infrastruktury sieciowej tj. zwiększanie potencjału na adaptację OZE oraz sieci inteligentnych. Spółka otrzymała wsparcie unijne na wszystkie jej wnioskowane projekty w ramach perspektywy UE 2014-2020, na łączną kwotę ponad 200 mln zł. W 2019 spółka zrealizowała projekty odtworzenia istniejącego majątku oraz modernizacji sieci o wartości bliskiej 600 mln zł. W tym, spółka zakończyła przebudowę 674, 4 km linii napowietrznych zastępując je liniami kablowymi oraz przewodami niepełnoizolowanymi. Wymieniła również 47 km niesieciowych kabli średniego napięcia. Zrealizowane projekty zwiększyły zdolności przyłączeniowe sieci dystrybucyjnej spółki oraz zmniejszają ryzyko związane z ciągłością dostaw energii elektrycznej.

Tab. Z.2.2. Inwestycje zrealizowane przez Energa operator w latach 2019-20.

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2019	Kablowanie i izolowanie sieci średniego napięcia		<ul style="list-style-type: none"> skablowanie 14 km linii napowietrznej na odcinku Olsztyn 1 - Jeziorany; budowa linii kablowej średniego napięcia zastępującej linię napowietrzną dwutorową 15 kV na odcinku Elektrownia Rosnowo i GPZ Przemysłowy Elektrownia Rosnowo; wymiana odcinków linii napowietrznych średniego napięcia na linię kablową na odcinku GPZ Drawsko - Ostrowice - 7,14 km; wymiana przewodów na niepełnoizolowane na napowietrznym odcinku linii średniego napięcia GPZ Rybin - Okalewo o długości 39,4 km wymiana odcinków linii napowietrznych średniego napięcia na linie niepełnoizolowaną na odcinku na terenie gminy Borne Sulinowo oraz Czaplunek - 5,99 km.
2019	Wdrażanie nowych technologii budowy nowych linii energetycznych na pozostałych obszarach		<ul style="list-style-type: none"> wybudowano GPZ Maćkowy wraz z linią Pruszcz - Maćkowy, przebudowano GPZ Oliwa, GPZ Ślesin, GPZ Ostrów Północ, GPZ Dunowo, GPZ Koszalin Północ, GPZ Kąty Rybackie, GPZ Iława, GPZ Toruń Śródmieście i GPZ Grudziądz Śródmieście <p>W tych projektach wdrożono najnowsze rozwiązania techniczne i zabezpieczeniowe. Dodatkowa rezerwa elektryczna powstała w wyniku inwestycji umożliwią szybką realizację zapotrzebowania na moc przyłączeniową.</p>
2019	Budowa dwutorowej linii wysokiego napięcia		Budowa nowej linii wysokiego napięcia na odcinku Pelplin - Starogard Gdański
2019	Modernizacja linii napowietrznych		Modernizacja linii napowietrznych na odcinku Polmo - Subkowy i Subkowy - Lignowy oraz Janiszew - Adamów i Płock Góry - Radziwie.
2019	Inicjatywa automatyzacji sieci w stacjach napowietrznych i wewnętrznych		Zainstalowano 521 łączników z telesterowaniem w stacjach napowietrznych oraz 32 łączniki w stacjach wewnętrznych.
2019	Inwestycje w poprawę wskaźników SAIDI/SAIFI		Zakończenie budowy ostatnich wież telekomunikacyjnych oraz instalacja i uruchomienie stacji bazowych systemu łączności o cyfrowym standardzie TETRA.
2019	Uruchomienie dwóch rejonów dystrybucji z punktami bezpośredniej obsługi klientów dystrybucyjnych		Inwestycja miała na celu poprawę komfortu obsługi klientów oraz umożliwienie elastycznej koordynacji prac na sieci i skrócenie czasu reakcji służb energetycznych w przypadku awarii systemu. Ma to również umożliwić lepsze rozpoznanie lokalnych potrzeb i dostosowanie do nich planu rozwoju sieci.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPiREE (2020).

Jednym z ważniejszych priorytetów spółki na kolejne lata jest kablowanie sieci na terenach leśnych i zadrzewionych.

Innogy Stoen Operator

W 2019 r. Innogy Stoen Operator przeznaczył ponad 230 mln zł na inwestycje w sieci, w tym 67,5 mln zł na inwestycje w przyłączenia do sieci niskiego i średniego napięcia, 57 mln zł na rozwój sieci wysokiego napięcia i 18 mln na projekty przy sieciach średniego napięcia.

Tab. Z.2.3. Inwestycje zrealizowane przez Innogy Stoen Operator w latach 2019-20.

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2019	Nowa stacja GPZ Towarowa (jeden obiekt o napięciu 220 kV położony w sąsiedztwie centrum miasta w Warszawie).		<p>Sieć ma kluczowe znaczenie dla pracy całości warszawskiej sieci 110 kV. Do wykonanych inwestycji zaliczają się:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Gruntowna modernizacja i wymiana większości rozwiązań technologicznych powstałych w latach 90; ● wyposażenie stacji w rozdzielnię 220 kV wykonaną w technologii GIS, w układzie H5; ● Instalacja drugiego autotransformatora 220.110/15 kV; <p>Głównym zadaniem stacji po wykonaniu jej modernizacji oraz zwiększeniu liczby linii 110 kV z niej wyprowadzonych jest zmniejszenie tranzytu mocy oraz przesunięcie dużego źródła dla sieci 100kV bliżej miejsca zwiększonego zapotrzebowania na moc.</p>
2018-19	Inwestycje w stację RPZ Wschodnia		<p>Stacja RPZ Wschodnia, powstała w latach 50-tych, jest trzonem prawobrzeżnej sieci średniego napięcia w Warszawie. W 2018 Innogy rozpoczęła pracę nad jej całkowitą przebudową, a w 2019 r. stacja została podłączona pod napięcie.</p> <p>W 2019 r. zakończono budowę stacji RPZ Tarchomin, aby sprostać wzrostowi zapotrzebowania na energię elektryczną na warszawskich dzielnicach Tarchomin, Żerań i Białołęka.</p>

80

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPIREE (2020).

Tab. Z.2.4. Planowane projekty i modernizacje Innogy Stoen Operator na kolejne lata

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2020/21	Modernizacja stacji GPZ Towarowa		<ul style="list-style-type: none"> ● dwustronne zasilanie sieci 220 kV, która aktualnie jest zasilana pojedynczą linią 220 kV z GPZ Mory ● stacja ma pracować w ciągu liniowym m Mory – Towarowa – Ołtarzew.
2020/21 i kolejne lata	Inwestycje w stację RPZ		<ul style="list-style-type: none"> ● przyłączenie do sieci istniejącej sieci 100 kV i 15 kV; Celem inwestycji jest umożliwienie stacji dużej elastyczności ruchowej, pozwalającej na niemal dowolną konfigurację połączeń pomiędzy y EC Żerań, EC Siekierki i GPZ Miłosna. Planowany układ rozdzielni 100 kV ma również umożliwić pracę w sieci podzielonej na wiele obszarów sieciowych. ● budowa nowej stacji 110/15 kV RPZ Szamoty (budowa rozpoczęta w 2019 r.). Zakończenie budowy zaplanowano na 2021 r. ● budowa stacji RPZ Falenica ● modernizacje i rozbudowy istniejących stacji RPZ Imielin, RPZ Grochów oraz wielu stacji RSM (rozdzielni sieciowych 15 kV).

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPIREE (2020).

PGE Dystrybucja

W latach 2016-19 PGE Dystrybucja przeznaczyła ponad 7 mld zł na inwestycje w infrastrukturę energetyczną, a w samym 2019 r. było to 2,2 mld zł. Inwestycje w 2019 r. obejmowały m.in. budowę 1 236 km linii niskiego i średniego napięcia oraz modernizację 2 673 km linii o tych napięciach. Dodatkowo spółka wybudowała 838 stacji SN/nn oraz zmodernizowała 1 409 takich stacji. Inwestycje te miały na celu zwiększenie możliwości przyłączeniowych sieci dystrybucyjnej operatora, w tym wdrożenia większej ilości źródeł OZE, ale również poprawę wskaźników SAIDI/SAIFI, tym samym ograniczając straty sieciowe oraz zwiększając bezpieczeństwo ciągłości dostaw energii elektrycznej. Dodatkowo w 2019 r. spółka przyłączyła do swojej sieci 41 996 odnawialnych źródeł energii, w tym 41 792 mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Tab. Z.2.5. Inwestycje zrealizowane przez PGE Dystrybucja w latach 2019-20.

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2019	Budowa i modernizacja linii WN (110 kV).	131 mln zł	Budowa i modernizacja linii WN (110 kV) o długości 157 km. W skład najważniejszych modernizacji wchodzi: <ul style="list-style-type: none"> • modernizacja linii 110 kV na odcinku Łódź Śródmieście – Łąkowa i Łódź Śródmieście – Drewnowska (koszt to ponad 14 mln zł) • modernizacja linii 110 kV na odcinku Szczepieszyn – Biłgoraj (koszt to 9 mln zł)
2019	Kablowanie sieci SN	340 mln zł	Jako część wieloletniego programu kablowania sieci SN w 2019 r. wykonano 950 km kablowych sieci SN.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPIREE (2020).

Tab. Z.2.6. Planowane projekty i modernizacje PGE Dystrybucja na kolejne lata

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2023	Kablowanie sieci SN		Do 2023 r. spółka planuje zwiększyć udział linii kablowych średniego napięcia do min. 30%.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPIREE (2020).

Tauron Dystrybucja

W 2019 r. spółka przeznaczyła 1,8 mld zł na inwestycje w sieć dystrybucyjną, w tym głównie na projekty ukierunkowane na poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców oraz zwiększenie potencjału przyłączania źródeł OZE. W ramach tychże inwestycji dokonano budowy i modernizacji ok. 900 km linii średniego napięcia oraz ok. 2 800 km linii niskiego napięcia.

Tab. Z.2.7. Inwestycje zrealizowane przez Tauron Dystrybucja w latach 2019-20.

Rok zakończenia	Inwestycja	Wartość	Opis
2019	Modernizacje linii WN (110 kV)		<p>W 2019 r. zakończone wieloletnie prace modernizacyjne linii 110 kV relacji:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● GPZ Skoczów - GPZ Strumień na obszarze oddziału w Bielsku-Białej ● na terenie Wałbrzycha ● Głubczyce - Prudnik w Opolu ● Tuczawa - Lipówka i Bukowno - Lipówka w Będzinie
2019	Przebudowa stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Strusina (2017-2019)	15,9 mln zł (łącznie w latach 2017-2019)	<p>Inwestycja miała na celu zwiększenie niezawodności oraz poprawę warunków pracy sieci 110 kV. W jej rezultacie poprawiło się bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Tarnowie.</p>
2019	Modernizacja rozdzielni 100 kV w stacji elektroenergetycznej Oborniki Śląskie		<p>Modernizacja polegała na wdrożeniu w pełni cyfrowej komunikacji z wykorzystaniem tzw. szyny procesowej. Dzięki tejże modernizacji stacja Oborniki Śląskie stała się pierwszym w Polsce obiektem cyfrowym, zastępując przewody i kable sterownicze do transmisji danych przewodami światłowodowymi.</p> <p>Modernizacja umożliwia natychmiastową diagnozę ewentualnych błędów i uszkodzeń w sieci, co pozwala na zapobieganie awariom.</p> <p>Dodatkowo w rezultacie modernizacji po raz pierwszy zastosowano optyczne przekładniki prądowe (sensory) w miejsce tradycyjnych przekładników 110 kV.</p>
2019	Zadania w ramach programów: Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego i Małopolskiego oraz Programy Infrastruktura i Środowisko	85,5 mln zł	<p>Wśród działań zostały zrealizowane inwestycje t.j.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● kompleksowa przebudowa stacji elektroenergetycznej 110/6 kV Janów w Katowicach, celem zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w Katowicach oraz poprawy niezawodności dostaw energii z wykorzystaniem sieci inteligentnych. ● przebudowa stacji elektroenergetycznej 110/6 kV Siemianowice. ● budowa dwóch linii SN w technologii kablowej na odcinku R-37 Ręczyn do stacji elektroenergetycznej R-300 Mikułowa. Ma ona umożliwić przyłączenie do sieci elektrowni fotowoltaicznych w gminie Zgorzelec.
2020	Budowę magazynu energii elektrycznej przy stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Cieszanowice w gminie Kamiennik (2019-2020)		<p>Inwestycja ma umożliwić bardziej efektywne zarządzanie pracą sieci na obszarze, do którego podłączona jest farma wiatrowa. Będzie on miał moc znamionową 3,16 MVA, a pojemność użyteczną 774 kWh.</p>

Literatura

- Bannon E., *In cities 63% support EU ban on petrol and diesel car sales after 2030*, Transport & Environment, 2021, <https://www.transportenvironment.org/press/cities-63-support-eu-ban-petrol-and-diesel-car-sales-after-2030>
- Barone G., Brusco G., Menniti D., Pinnarelli A., Polizzi G., Sorrentino N., Vizza P., Burgio A., *How Smart Metering and Smart Charging may Help a Local Energy Community in Collective Self-Consumption in Presence of Electric Vehicles*, Energies, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13164163>
- BEZEL, *Linie Napowietrzne*, 2018, <https://bezel.com.pl/2018/08/01/linie-napowietrzne/#odstepy>
- Biznesalert.pl, *Rekordowe inwestycje PGE Dystrybucji w infrastrukturę energetyczną w 2019 r.*, 2020, <https://biznesalert.pl/inwestycje-pge-dystrybucja-infrastruktura-rekord-energetyka/>
- Borkowski M., *Elektromobilność - problem czy lekarstwo dla systemu elektroenergetycznego*, Forum Energii, 2020, https://www.forum-energii.eu/pl/blog/elektromobilnosc-kse?utm_source=twitter&utm_medium=post_13112020&utm_campaign=EV
- Biuletyn Informacji Publicznej, *Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy Wołomin na lata 2012-2027*, 2012, <https://wolomin.bip.net.pl/index.php?c=525>
- Biuletyn Informacji Publicznej, *Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Wrocław na lata 2020-2035*, 2019, <https://bip.um.wroc.pl/artykul/859/41655/projekt-zalozen-do-planu-zaopatrzenia-w-cieplo-energie-elektryczna-i-paliwa-gazowe-dla-obszaru-gminy-wroclaw-na-lata-2020-2035>
- Biuletyn Informacji Publicznej, *Program ochrony środowiska gminy Dobra na lata 2013-2016 z perspektywą na lata 2017-2020*, 2013, https://bip.dobraszczecinska.pl/pliki/dobraszczecinska/File/srodowisko/2017/Aktualizacja%20PO%C5%9A%2017_09_2013.pdf
- Bralewski P., Szabłowski Ł., Badyda K., Bujalski W., *Perspektywy rozwoju elektromobilności w Polsce z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, „Nowa Energia” nr 4/2018.
- Bronk L., Czarnecki B., Magulski R., Pakulski T., Ścigan M., Maćkowiak-Pandera J., Jędra M., *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>
- Brown T., Hörsch J., Schlachtberger D., PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, <https://arxiv.org/abs/1707.09913>,
- Bühne J.A., Gruschwitz D., Hölscher J., *How to promote electromobility for European car drivers? Obstacles to overcome for a broad market penetration*, European Transport Research Review, 2015, <https://etrr.springeropen.com/articles/10.1007/s12544-015-0178-0>
- C40 Cities, *Fossil Fuel Free Streets Declaration*, 2019, <https://www.c40.org/other/green-and-healthy-streets>
- Chojnacki W., *Kablowanie sieci dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia*, 2019, <https://www.elektro.info.pl/artykul/kable-i-przewody/150706,kablowanie-sieci-dystrybucyjnych-sredniego-i-niskiego-napiecia>
- Clean Energy, *Przed wakacjami mają ruszyć dopłaty w programie „zielony transport publiczny”*, 2021, <https://cleanerenergy.pl/2021/03/24/przed-wakacjami-maja-ruszyc-doplaty-w-programie-zielony-transport-publiczny/>
- Council of European Energy Regulators, *CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply*, 2018, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>
- Czernicki Ł., Maj M., Miniszewski M, *Jak wspierać elektromobilność?*, red. B. Sobik, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa 2019, http://pie.net.pl/wp-content/uploads/2019/10/PIE-Raport_Elektromobilnosc.pdf
- Czubiński R., *Zielony Transport Publiczny: samorzady mierzą wysoko*, 2021, <https://www.transport-publiczny.pl/mobile/zielony-transport-publiczny-samorzady-mierza-wysoko-67564.html>
- Dziennik Ustaw, *Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych Dz.U.2018 poz. 317*, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000317>

Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, 2014, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=PL>

Dziennik Ustaw, Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sieci autostrad i dróg ekspresowych, 2019, <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190001819>

EDSO for smart grids, *Position paper on Electric Vehicles Charging Infrastructure*, na, <https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/public/EDSO-on-Electric-Vehicles.pdf>

Eltrim Kable, Przewody do linii napowietrznych, 2020, <https://www.eltrim.com.pl/assets/katalogi/Katalog-przewody-napowietrzne-2020.pdf>

Enea Operator, 2020, <https://www.operator.enea.pl/oeneioperator/aktualnosci/2020/210-enea-operator-z-kolejnym-dofinansowaniem-na-budowe-inteligentnych-sieci-elektroenergetycznych>

Energa Operator, 2020, <https://media.energa.pl/pr/598609/polowa-klientow-energi-operatora-z-licznikami-zdalnego-odczytu-w-2021-r>

Energa Operator, *Energa podsumowała trzeci kwartał 2020 roku*, 2020 <https://media.energa.pl/pr/592431/energa-podsumowala-trzeci-kwartał-2020-roku>

Energa Operator, *Energa Operator wzmacnia sieć elektroenergetyczną*, 2021, <https://media.energa.pl/pr/671715/energa-operator-wzmacnia-siec-elektroenergetyczna>

European Alternative Fuels Observatory, 2021, <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m>

Eurostat, baza danych, <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

European Environment Agency, *Trends and projections for Europe 2020: Tracking progress towards Europe's climate and energy targets*, 2020, <https://www.eea.europa.eu/highlights/eu-on-track-to-meet>

Fishbone A., Shahan Z., Badik P., *Infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych. Wytyczne dla miast*, GreenTechnica & Greenway, 2017, https://greenwaypolska.pl/wp-content/uploads/sites/7/2019/09/GreenWay_Infrastruktura_ladowania_pojazdow_elektrycznych_Wytyczne_dla_miast_www_maj_2018.pdf

GUS, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r., https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/2/4/1/zuzycie_energii_w_gospodarstwach_domowych_w_2018.pdf

GLOBEnergia, *Program dopłat do samochodów elektrycznych w pierwszej połowie 2021 r.*, 2021, <https://globenergia.pl/program-doplat-do-samochodow-elektrycznych-w-pierwszej-polowie-2021-r-elektromobilnosc/>

Grzybowski M., Ładowanie samochodów elektrycznych – rodzaje ładowarek, Elektryczne Autocentrum, 2019, <https://www.autocentrum.pl/publikacje/porady/ladowanie-samochodow-elektrycznych-rodzaje-ladowarek/>

Hampel C., France decreases electric vehicle subsidies as sales rise, Electrive.com, 2020, <https://www.electrive.com/2020/09/29/france-decreases-ev-subsidies-as-sales-rise140521/>

HELUKABEL, YAKXS - karta katalogowa, <https://www.helukabel.pl/files/YAKXS-karta-katalogowa.pdf>

International Energy Agency, *Global EV Outlook 2020*, 2020, <https://webstore.iea.org/download/direct/3007>

International Energy Agency, 2019, http://www.ieahev.org/assets/1/7/Report2019_Switzerland.pdf

IRENA, *Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles*, 2019, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Innovation_Outlook_EV_smart_charging_2019.pdf

Jolly J., *Car industry lobbied UK government to delay ban on petrol and diesel cars*, The Guardian, 2021, <https://www.theguardian.com/business/2021/mar/15/car-industry-lobbied-uk-government-delay-ban-petrol-diesel-cars>

Jóźwiak D., Drechny M., *Analysis of the possibilities of using V2G technology for power system balancing*, 2019, <http://pe.org.pl/articles/2019/10/12.pdf>

- Keay-Bright S., *Accelerating electromobility in east Europe: a how-to guide (part 1)*, 2019, <https://energypost.eu/accelerating-electromobility-in-east-europe-a-how-to-guide-part-1/>
- Kielichowska I., Staschus K., van der Leun K., Bettgenhaeuser K., Ramaekers L., Sheppard S., Staats M., Lenkowski A., Sijtsma L., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>
- Kifer Ł., *Rząd szykuje 800 milionów zł na wsparcie elektromobilności. Powstaną stacje tankowania wodorem i ładowania prądem*, 2020, <https://moto.pl/MotoPL/7,170318,26631740,rzad-szykuje-800-milionow-zl-na-wsparcie-elektromobilnosci.html>
- Kłos M., *Elektromobilność. Rozwój elektromobilności w Polsce i związane z tym wyzwania dla systemu elektroenergetycznego*, 2020, <https://www.muratorplus.pl/technika/elektroenergetyka/elektromobilnosc-w-polsce-rozwoj-elektrom>
- Kłos M., Marchel P., Paska J., Bielas R., Błędzińska M., Michalski Ł., Wróblewski K., Zagrajek K., *Forecast and impact of electromobility development on the Polish Electric Power System*, E3S Web of Conferences, 2018, https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/10/e3sconf_pe2019_01005.pdf
- KOBIZE, *Wskaźniki emisyjności CO2, SO2, NOX, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej*, 2019, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosc/Wskazniki_emisyjnosc_grudzien_2019.pdf
- Komisja Europejska, *Effect of electromobility on the power system and the integration of RES*, 2018, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_s13_final_report_electromobility_201806.pdf
- Komisja Europejska, *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*, 2020 <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1>
- Kwiatkiewicz P., Szczerbowski R., Śledzik W., *Elektromobilność - środowisko infrastrukturalne i techniczne wyzwania polityki intraregionalnej*, Poznań 2020.
- Maier U., Peter F., Jahn A. & Hildermeier J., *Distribution grid planning for a successful energy transition - focus on electromobility*, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project, 2019, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_EN.pdf
- Malinowski M., *Domowa stacja ładowania samochodów elektrycznych: rodzaje i ważne parametry*, 2020, <https://murator.com.pl/instalacje/instalacja-elektryczna/domowa-stacja-ladowania-samochodow-elektrycznych-rodzaje-i-wazne-parametry-aa-vhiW-DQSk-Eckn.html>
- Mapa dotacji UE, <https://mapadotacji.gov.pl/>
- Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, 2017, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rzad-przyjal-krajowe-ramy-polityki-rozwoju-infrastruktury-paliw-alternatywnych-3>
- Ministerstwo Energii, *Plan rozwoju elektromobilności w Polsce "Energia do przyszłości"*, 2017, https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DIT_PRE_PL.pdf/ebdf4105-ef77-91df-0ace-8fbb2dd18140
- Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, 2020, <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju>
- Ministerstwo Infrastruktury, *Strategia Zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 roku*, 2019, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/projekt-strategii-zrownowazonego-rozwoju-transportu-do-2030-roku2>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Fundusz Niskoemisyjnego Transportu*, 2018, <https://www.gov.pl/web/klimat/fundusz-niskoemisyjnego-transportu>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw*, 2020, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12340506>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski#:~:text=PEP2040%20stanowi%20jasn%C4%85%20wizj%C4%99%20strategii,os%C5%82abienia%20gospodarki%20pandemi%C4%85%20COVID%2D19.>

- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych i infrastrukturę do tankowania wodoru*, 2020, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12341508>
- Najwyższa Izba Kontroli, *Informacja o wynikach kontroli: Wsparcie rozwoju elektromobilności*, 2020, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,23045,vp,25751.pdf>
- Najwyższa Izba Kontroli, *Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej*, 2018, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/ochrona-praw-konsumenta-energii.html>
- Nanaki E. A., Kiartzis S., Xydis G. A., *Are only demand-based policy incentives enough to deploy electromobility?*, Policy Studies, 2020, <https://www.heliev.gr/wp-content/uploads/2020/02/Are-only-demand-based-policy-incentives-enough-to-deploy-electromobility-1.pdf>
- M. Niewitała, *Koszt budowy farmy PV o mocy 1 MW - analizujemy udział komponentów w cenie*, Globenergia, 2019, <https://globenergia.pl/koszt-budowy-farmy-pv-o-mocy-1-mw-analizujemy-udzial-komponentow-w-cenie/>
- Nijhuis Ch., *Number of e-buses in German public transport doubled in 2020, fuel cell falling behind - report*, Clean Energy Wire, 2021, <https://www.cleanenergywire.org/news/number-e-buses-german-public-transport-doubled-2020-fuel-cell-falling-behind-report>
- Piotrowski P., Baczyński D., Robak S., Kopyt M., Piekarcz M., & Polewaczyk M., *Comprehensive forecast of electromobility mid-term development in Poland and its impacts on power demand system*, 2020, http://journals.pan.pl/Content/117262/PDF/06_697-709_01508_Bpast.No.68-4_27.08.20.pdf
- Płuska E., Rackiewicz I., Rosicki M., Sobiecki I., Szczepanik-Retka I., Załupka M., Skarbak-Żabkin A. & Matuszewski P., *Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce*, ATMOTERM S.A. & Forum Elektromobilności, 2019, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/rozwoj-elektromobilnosci-w-polsce>
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, *Polish EV Outlook 2020*, 2020, <https://orpa.pl/najnowsza-prognoza-rozwoju-elektromobilnosci-w-polsce/>
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, *Barometr Nowej Mobilności 2020/21*, 2020, https://pspa.com.pl/media/2020/11/barometr_nowej_mobilnosci_2020_raport_S_1.pdf
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, *Pojazdy elektryczne jako element sieci elektroenergetycznych*, 2018, https://pspa.com.pl/media/2020/08/V2G_raport_S.pdf
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, *Eksperti o nowelizacji ustawy o elektromobilności. Są pozytywne, ale i błędy*, 2021, <https://auto.wprost.pl/aktualnosci/10435363/eksperti-pspa-o-nowelizacji-ustawy-o-elektromobilnosci.html>
- Portal na rzecz czystej energii i klimatu, *Polska energetyka potrzebuje innowacji. Nie tylko ze względu na upały*, 2018, <https://leonardo-energy.pl/artykuly/polska-energetyka-potrzebuje-innowacji-nie-tylko-ze-wzgledu-na-upaly/>
- PTPIREE, *Energetyka dystrybucja i Przesył*, 2020, http://www.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf
- PTPIREE, *Energetyka Dystrybucja i Przesył*, 2018, http://www.ptpiree.pl/documents/raport_ptpiree.pdf
- PZPM, *Licznik Elektromobilności*, 2021, <https://www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Licznik-elektromobilnosci/Marzec-2021>
- Rabiega W., Sikora P., Gąska J., *CO2 emissions reduction potential in transport sector in Poland and the EU until 2050*, Centre for Climate and Energy Analysis, 2019, http://climatecake.pl/wp-content/uploads/2019/11/CAKE_Transport_emission_reduction_potential_2050_paper__final.pdf
- Ranssen van, S., *Local grid investments can make or break the energy transition*, Energy Monitor, 2021, <https://energymonitor.ai/tech/networks-grids/local-grid-investments-can-make-or-break-the-energy-transition>
- Shahan Z., *CleanTechnica Busts Into Electric Car Wilderness*, Clean Technica, 2015, <https://cleantechnica.com/2015/10/31/cleantechnica-busts-into-electric-car-wilderness/>

Smart Energy International, 2019, <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-grid/23-9-billion-anticipated-substations-automation/>

Stone T., *UK government announces 120 funding for electric vehicles*, TTI, 2021, <https://www.traffictechtoday.com/news/electric-vehicles-ev-infrastructure/uk-government-announced-120m-funding-for-electric-buses.html#:~:text=The%20UK's%20Transport%20Secretary%20Grant,continues%20to%20build%20back%20greener.>

Sustainable BUS, *German fundings for e-buses grow up to 650 million euros*, 2021, <https://www.sustainable-bus.com/news/german-fundings-for-e-buses-grow-up-to-650-million-euros/#:~:text=Subsidies%20for%20electric%20buses.&text=of%20300%20million.-,The%20German%20aid%20scheme%20is%20valid%20until%20the%20end%20of,setting%20up%20the%20charging%20infrastructure.>

Ted.tenders electronic daily, Polska-Gdańsk: *Transformatory napięciowe 2020/S 141-347855. Wyniki postępowania. Dostawy*, 2020, https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:347855-2020:TEXT:EN:HTML&WT.mc_id=RSS-Feed&WT.rss_f=Materials+and+Products&WT.rss_a=347855-2020&WT.rss_ev=a

Tomaszewski R., *Sieć do zmaiany: jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej*, Polityka Insight, 2019, https://www.politykainsight.pl/prawo/_resource/multimedium/20182100

The Wallbox, *The ultimate guide to EV initiatives in the Netherlands*, 2020, https://wallbox.com/en_us/netherlands-ev-incentives

The Wallbox, *The ultimate guide to EV initiatives in Germany*, 2020, https://wallbox.com/en_catalog/ev-incentives-in-germany

Transport & Environment, *Roll-out of public EV charging infrastructure in the EU*, 2018, <https://www.transportenvironment.org/press/only-5-percent-ev-charging-happens-public-charging-points>

Transport & Environment, *How clean are electric cars? T&E T&E's analysis of electric car lifecycle CO2 emissions*, 2020, <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/downloads/T%26E%E2%80%99s%20EV%20life%20cycle%20analysis%20LCA.pdf>

Urząd Dozoru Technicznego, *Ewidencja Infrastruktury Paliw Alternatywnych*, <https://eipa.udt.gov.pl/> [data dostępu: 12.01.2021]

Unterlohner F., *How to decarbonise long-haul trucking in Germany: an analysis of available technologies and their associated costs*, Transport & Environment, 2021, https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2021_04_TE_how_to_decarbonise_long_haul_trucking_in_Germany_final.pdf

Wappelhorst S., *Beyond major cities: Analysis of electric passenger car uptake in European rural regions*, The International Panel on Clean Transportation, 2021, <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Ev-europe-rural-mar2021.pdf>

Wappelhorst S., Cui H., *Growing momentum: Global overview of government targets for phasing out sales of new internal combustion engine vehicles*, The International Council on Clean Transportation, 2020, <https://theicct.org/blog/staff/global-ice-phaseout-nov2020#:~:text=In%20addition%2C%20the%20country%20is,Ireland%2C%20Slovenia%2C%20and%20Sweden.>

Worldometer, *Norway Population*, 2020, <https://www.worldometers.info/world-population/norway-population/>

Wójt Gminy Kołbaskowo, *Zmiana studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy Kołbaskowo*, 2014, <https://www.kolbaskowo.pl/attachments/article/1253/za%C5%82.%201%20do%20uchwa%C5%82y%20XXXVI.446.2014.pdf>

Zakrzewska S., Gil-Świdorska A. & Szmitkowski P., *Struktura wiekowa polskiej infrastruktury energetycznej*, 2020, https://www.cire.pl/pliki/2/2020/str_wiek.pdf

Zawieska J., *Rozwój Rynku Elektromobilności w Polsce* [w:], *Elektromobilność w Polsce na tle tendencji europejskich i globalnych*, red. J. Gajewski, W. Paprocki, J. Pieriegud, Warszawa 2019, s. Publikacja Europejskiego Kongresu Finansowego, 2019, s.9, https://www.efcongress.com/wp-content/uploads/2020/02/publikacje09__Elektromobilno%C5%9B%C4%87-w-Polsce-na-tle-tendencji-europejskich-i-globalnych.pdf

Sieci dystrybucyjne i elektromobilność Planowanie i rozwój



FORUM ENERGII
ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu