

Załącznik 1

Metodyka wyznaczenia trajektorii liniowych

Spis treści

1. Wprowadzenie	3
2. Metodyka wyznaczenia punktów początkowych trajektorii liniowych dla połączeń synchronicznych	3
2.1. Przyporządkowanie sieciowych modeli referencyjnych do poszczególnych godzin analizowanego okresu.....	4
2.2. Wyznaczanie wartości strefowych współczynników PTDF dla elementów CNE i CNEC	4
2.3. Wyznaczanie godzinowych wartości przepływów alokowanych dla elementów CNEC.....	5
2.4. Wyznaczanie godzinowych przepływów alokowanych dla elementów CNEC wyrażonych w procentach maksymalnych zdolności elementu CNE	6
2.5. Wyznaczanie średnich przepływów alokowanych dla elementów CNEC stanowiących punkty początkowe trajektorii.....	6
3. Przebieg trajektorii liniowej	7
4. Wpływ trajektorii liniowych na poziom oferowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych	8

1. Wprowadzenie

Niniejszy dokument przedstawia szczegółowy opis procesu wyznaczenia punktów początkowych trajektorii liniowych corocznego wzrostu zdolności przesyłowych na potrzeby międzystrefowego obrotu energią elektryczną, tak aby osiągnąć cel CEP 70% do 31 grudnia 2025 r.

Ze względu na znacznie mniej złożony proces wyznaczania punktów początkowych trajektorii liniowych dla połączeń asynchronicznych, obliczenia dla granicy Szwecja-Polska i Litwa-Polska zostały opisane w dokumencie głównym. Niniejszy dokument obejmuje opis metodyki dla połączeń synchronicznych.

2. Metodyka wyznaczenia punktów początkowych trajektorii liniowych dla połączeń synchronicznych

Zgodnie z art. 15. ust. 2 Rozporządzenia 2019/943 punktem początkowym trajektorii jest **zdolność przesyłowa zaalokowana** na granicy lub na krytycznym elemencie sieci:

- **średnia w roku kalendarzowym poprzedzającym** przyjęcie planu działania

albo

- **średnia z trzech lat kalendarzowym przed przyjęciem planu działania,**

w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa.

Przyjmuje się, że początek stosowania Planu działania to 1.01.2020 r., zaś data jego przyjęcia przypada na koniec 2019 r. Zatem podstawą do wyznaczenia punktu początkowego są średnie zdolności alokowane w 2018 r. oraz średnie zdolności alokowane za lata 2016 - 2018.

Rekomendacja ACER wskazuje w pkt 4.2, że jednolite i spójne podejście do monitorowania spełnienia wymagania dla minimalnych poziomów zdolności dostępnych dla obrotu międzystrefowego MACZT (ang. *margin available for cross-zonal trade*) powinno polegać na monitorowaniu MACZT na poziomie krytycznych elementów sieci oraz krytycznych elementów sieci skojarzonych ze zdarzeniem losowym wykorzystanym przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych, tj. na poziomie elementów CNE/CNEC (ang. *critical network element* oraz *critical network element associated with a contingency used in capacity calculation*) we wszystkich obszarach koordynacji, tj. obszarach z różnymi sposobami wyznaczania i alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, oraz z różnym poziomem koordynacji tych procesów. Mając na uwadze zapisy Rekomendacji ACER trajektorie i ich punkty początkowe zostały wyznaczone dla każdego elementu CNE/CNEC zgodnie z określoną przez OSP listą elementów CNE/CNEC dla połączeń synchronicznych polskiego obszaru rynkowego.

Proces wyznaczenia punktów początkowych trajektorii został opisany w poniższych krokach (pkt 2.1 – 2.5)

2.1. Przyporządkowanie sieciowych modeli referencyjnych do poszczególnych godzin analizowanego okresu

Okres objęty obliczeniami (lata 2016-2018) został podzielony na 7 przedziałów. W każdym z przedziałów użyto odpowiedniego sieciowego modelu referencyjnego ENTSO-E. Tabela 1 zawiera zestawienie wykorzystanych modeli sieciowych i okresów ich obowiązywania.

Tabela 1. Sieciowe modele referencyjne ENTSO-E

sezon (s)	Sieciowy model referencyjny ENTSO-E	okres obowiązywania
zima 2016	20160120_1030_RE3_UX2.uct	1.01.2016 – 31.03.2016
lato 2016	20160720_1030_RE3_UX3.uct	1.04.2016 – 31.10.2016
zima 2017	20170118_1030_RE3_UX5.uct	1.11.2016 – 31.03.2017
lato 2017	20170719_1030_RE3_UX0.uct	1.04.2017 – 31.10.2017
zima 2018	20180117_1030_RE3_UX3.uct	1.11.2017 – 31.03.2018
lato 2018	20180718_1030_RE3_UX4.uct	1.04.2018 – 31.10.2018
zima 2019	20190116_1030_RE3_UX2.uct	1.11.2018 – 31.12.2018

Źródło: PSE S.A.

Zgodnie z powyższą tabelą, jeśli godzina h należy do danego okresu obowiązywania zdefiniowanego w prawej kolumnie, wówczas strefowe współczynniki PTDF (ang. *zonal Power Transfer Distribution Factors*, lub *strefowy PTDF*) wyznaczone są na podstawie modelu wyszczególnionego w środkowej kolumnie. Przyporządkowanie sezonu do godziny symbolizuje $s(h)$.

2.2. Wyznaczanie wartości strefowych współczynników PTDF dla elementów CNE i CNEC

Wartości sezonowych strefowych współczynników rozptywu mocy w sieci elektroenergetycznej PTDF w stanie N-0 i N-1¹, tj. odpowiednio dla elementów CNE i CNEC, wyznaczone są na podstawie węzłowych współczynników PTDF i macierzy współczynników rozkładu generacji GSK (ang. *Generation Shift Key*):

$$U_{i,z,s(h)} = \sum_n H_{i,n,s(h)} \cdot K_{n,z,s(h)}$$

gdzie:

- $U_{i,z,s(h)}$ – reprezentuje strefowy współczynnik PTDF typu *zone-to-slack* oznaczający wpływ salda strefy z na przepływ na elemencie CNE/CNEC i w godzinie h
- $H_{i,n,s(h)}$ – reprezentuje węzłowy współczynnik PTDF oznaczający wpływ zmiany generacji w węźle n na przepływ na elemencie CNE/CNEC i w godzinie h
- $K_{n,z,s(h)}$ – reprezentuje współczynnik rozkładu generacji GSK oznaczający wpływ zmiany generacji w węźle n na zmianę salda strefy z w godzinie h
- $s(h)$ – reprezentuje sezon przyporządkowany do godziny h (patrz tabela 1 w pkt 2.1)
- n – węzeł sieci

¹ Stan lub sytuacja N-1 oznacza sytuację w systemie przesyłowym, w której miało miejsce zdarzenie awaryjne znajdujące się w wykazie zdarzeń losowych. Stan N-0 oznacza stan systemu przesyłowego, kiedy pracuje bez zdarzeń losowych.

Węzłowe macierze PTDF (H) obliczane są na podstawie parametrów modelu sieci wyznaczonych na podstawie referencyjnych modeli sieciowych (patrz tabela 1 w pkt 2.1). Macierz H składa się ze współczynników PTDF dla stanów N-0 oraz N-1, tak, że kolejne wiersze macierzy odpowiadają rozptywowi mocy dla poszczególnych elementach CNE/CNEC, dla których wyznaczane są punkty początkowe trajektorii. Współczynniki GSK (K) reprezentują wpływ generacji w danym węźle sieci na zmianę salda strefy, w której się znajduje. Współczynniki obliczane są na podstawie ustalonych wartości punktów pracy jednostek wytwórczych w sieciowym modelu referencyjnym (uwzględniane są jedynie sumy nieujemnych wartości generacji jednostek wytwórczych podłączonych do danego węzła sieci – tak obliczoną wartość charakteryzującą węzeł oznaczamy $p_{n,s(h)}$).

$$K_{n,z,s(h)} = \begin{cases} \frac{p_{n,s(h)}}{\sum_{m \in z} p_{m,s(h)}} & \text{dla } n \in z \\ 0 & \text{dla } n \notin z \end{cases}$$

gdzie:

- $K_{n,z,s(h)}$ – reprezentuje współczynnik rozkładu generacji GSK oznaczający wpływ zmiany generacji w węźle n na zmianę salda strefy z w godzinie h
- $p_{n,s(h)}$ – reprezentuje wartość nieujemnej generacji w węźle n należącym do strefy z określonej w sieciowym modelu referencyjnym przyporządkowanym do sezonu s i godziny h (patrz tabela 1 w pkt 2.1)
- $\sum_{m \in z} p_{m,s(h)}$ – reprezentuje sumę nieujemnych generacji w węzłach należących do strefy z
- n i m – oznaczenia numerów węzłów

2.3. Wyznaczanie godzinowych wartości przepływów alokowanych dla elementów CNEC

Przepływ rynkowy (alokowany) na danym elemencie CNE/CNEC zależy od godzinowego układu (wektora) sald strefowych (ang. *zonal net positions*) i sezonowych macierzy strefowych współczynników rozptywu mocy w sieci elektroenergetycznej ($PTDF$) w stanie N-0 i N-1.

$$f_{i,h} = \sum_z U_{i,z,s(h)} \cdot \eta_{z,h}$$

gdzie:

- $f_{i,h}$ – przepływ rynkowy (zdolności alokowane) na danym elemencie CNE/CNEC i w godzinie h wyrażony w MW
- $U_{i,z,s(h)}$ – reprezentuje strefowy współczynnik PTDF typu *zone-to-slack* oznaczający wpływ salda strefy z na przepływ na elemencie CNE/CNEC i w godzinie h
- $\eta_{z,h}$ – reprezentuje saldo strefy z w godzinie h
- $s(h)$ – reprezentuje sezon przyporządkowany do godziny h (patrz tabela 1 w pkt 2.1)

2.4. Wyznaczanie godzinowych przepływów alokowanych dla elementów CNEC wyrażonych w procentach maksymalnych zdolności elementu CNE

Przepływ rynkowy (zdolności alokowane) na danym elemencie CNE/CNEC wyrażony w procentach maksymalnych zdolności elementu CNE stanowi podstawę do obliczenia punktów początkowych trajektorii. Maksymalne zdolności przesyłowe $F_{\max i}$ zostały obliczone dla każdego elementu CNE w każdej godzinie h na podstawie charakterystyk obciążeniowych poszczególnych linii i transformatorów stanowiących elementy CNE oraz historycznych temperatur otoczenia tych elementów CNE za okres 2016-2018.

$$f_{i,h}^{\%} = \frac{f_{i,h}}{F_{\max i,h}}$$

gdzie:

- $f_{i,h}^{\%}$ – przepływ rynkowy (zdolności alokowane) na danym elemencie CNE/CNEC i w godzinie h wyrażony w procentach maksymalnych zdolności elementu CNE
- $f_{i,h}$ – przepływ rynkowy (zdolności alokowane) na danym elemencie CNE/CNEC i w godzinie h wyrażony w MW
- $F_{\max i,h}$ – reprezentuje maksymalne zdolności przesyłowe elementu CNE dla elementu CNE/CNEC i w godzinie h

Należy zaznaczyć, że przepływ rynkowy na danym elemencie CNE/CNEC w danej godzinie h może mieć wartość dodatnią – przepływ w kierunku zgodnym z definicją elementu CNE (np. z węzła A do węzła B przy definicji elementu CNE A-B) lub wartość ujemną – przepływ w kierunku przeciwnym do definicji elementu CNE (z węzła B do węzła A przy definicji elementu CNE A-B).

2.5. Wyznaczanie średnich przepływów alokowanych dla elementów CNEC stanowiących punkty początkowe trajektorii

Punkty początkowe trajektorii określane wg Rekomendacji ACER jako $MACZT_{\min}$ są wyznaczone dla każdego elementu CNEC jako większa z dwóch średnich w określonych przedziałach czasowych:

- roku kalendarzowego 2018
- lat kalendarzowych 2016-2018

oraz osobno dla (i) kierunku zgodnego z definicją elementu CNE

$$MACZT_{\min,i}^{\%+} = \max \left(\frac{1}{n_{h18}^+} \sum_{h \in N_{h18}^+} f_{i,h}^{\%+}; \frac{1}{n_{h1618}^+} \sum_{h \in N_{h1618}^+} f_{i,h}^{\%+} \right)$$

oraz (ii) osobno dla kierunku przeciwnego do definicji elementu CNE

$$MACZT_{\min,i}^{\%-} = \left| \min \left(\frac{1}{n_{h18}^-} \sum_{h \in N_{h18}^-} f_{i,h}^{\%-}; \frac{1}{n_{h1618}^-} \sum_{h \in N_{h1618}^-} f_{i,h}^{\%-} \right) \right|$$

gdzie:

- N_{h18}^+, N_{h18}^- – zbiór godzin w 2018 r., kiedy na danym elemencie CNE/CNEC wyznaczono odpowiednio dodatni lub ujemny przepływ rynkowy

- n_{h18}^+, n_{h18}^- – liczba elementów w zbiorach odpowiednio w N_{h18}^+, N_{h18}^-
- N_{h1618}^+, N_{h1618}^- – zbiór godzin w okresie 2016–2018, kiedy na danym elemencie CNE/CNEC wyznaczono odpowiednio dodatni lub ujemny przepływ rynkowy
- n_{h1618}^+, n_{h1618}^- – liczba elementów w zbiorach odpowiednio w N_{h1618}^+, N_{h1618}^-
- $f_{i,h}^{\%+}, f_{i,h}^{\%-}$ – przepływ rynkowy (zdolności alokowane) na danym elemencie CNE/CNEC w godzinie h wyrażony w procentach maksymalnych zdolności elementu CNE odpowiednio dodatni lub ujemny

3. Przebieg trajektorii liniowej

Punktem końcowym trajektorii dla każdego elementu CNE/CNEC i jest wielkość docelowa obowiązująca od 1 stycznia 2026 r. w obu kierunkach, czyli

$$MACZT_{2026,i}^{\%,sgn} = 70\%,$$

gdzie sgn oznacza kierunek przepływu zgodny z definicją CNE (+) lub przeciwny (-).

Pomiędzy punktami $MACZT_{min,i}^{\%,sgn}$ i $MACZT_{2026,i}^{\%,sgn} = 70\%$ została wyliczona liniowa trajektoria, w której kolejne wartości $MACZT_{y,i}^{\%,sgn}$ są ustalane dla każdego elementu krytycznego i zarówno dla kierunku zgodnego, jak i przeciwnego dla każdego roku $y \in \{2020, 2021, \dots, 2025\}$, i stanowią liniową interpolację pomiędzy wartościami $MACZT_{min,i}^{\%,sgn}$ i $MACZT_{2026,i}^{\%,sgn}$.

$$MACZT_{y,i}^{\%,sgn} = MACZT_{min,i}^{\%,sgn} + (MACZT_{2026,i}^{\%,sgn} - MACZT_{min,i}^{\%,sgn}) \div 6 \times (y - 2020)$$

W przypadku dodania do listy elementów CNE/CNEC nowego elementu CNE/CNEC zgodnie z definicją określoną w pkt 1.1 (c) Planu działania, tj. elementu oddanego do użytku w okresie 2019-2025, przyjmowana jest trajektoria, w której $MACZT_{min,i}^{\%,sgn} = 0$, a trajektoria ma przebieg jak w tabeli 2 dla obu kierunków (zgodnego i przeciwnego).

Tabela 2. Przebieg trajektorii liniowej dla nowych elementów krytycznych oddawanych do użytku w latach 2019-2025.

Rok oddania do użytku elementu CNE/CNEC	% zdolności przesyłowej na elemencie CNE w obu kierunkach						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	od 01.2026
2019	0	12	23	35	47	58	70
2020	0	12	23	35	47	58	70
2021	-	0	14	28	42	56	70
2022	-	-	0	18	35	53	70
2023	-	-	-	0	23	47	70
2024	-	-	-	-	0	35	70
2025	-	-	-	-	-	0	70

Źródło: PSE S.A.

4. Wpływ trajektorii liniowych na poziom oferowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych

Art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943 wprowadza pojęcie minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego, wyrażonych w procentach zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. W konsekwencji punkty początkowe trajektorii liniowych oraz ich przebieg w poszczególnych latach również są określone w procentach zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. Należy zaznaczyć, że OSP stosuje dynamiczne monitorowanie obciążalności elementów przesyłowych, tj. odzwierciedlające ich rzeczywiste zdolności przesyłowe zależne od temperatury otoczenia. W efekcie – dla danego punktu trajektorii (w danym roku) wyrażonego w procentach zdolności – mogą występować różne poziomy oferowanych zdolności wyrażonych w MW, w zależności od temperatury otoczenia.

Art. 16 ust. 4 zdanie 1 Rozporządzenia 2019/943 stanowi, że: „Uczestnikom rynku udostępnia się maksymalny poziom zdolności połączeń wzajemnych oraz sieci przesyłowych, na które wpływają przepływy transgraniczne, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci.” Oznacza to, że gdy będzie to możliwe z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy sieci, OSP będzie oferował międzyobszarowe zdolności przesyłowe wyższe niż wynika to z przyjętych trajektorii liniowych.

Ponadto należy zaznaczyć, że planowane i nieplanowane wyłączenia elementów systemu przesyłowego wpływają na poziom zdolności, jakie mogą być bezpiecznie oferowane na rynku. W określonych przypadkach, gdy na przykład wymagane są wyłączenia elementów systemu przesyłowego w celu wykonania niezbędnych prac budowlanych, remontowych lub modernizacyjnych, system przesyłowy pracuje w niepełnej konfiguracji sieciowej. Może wystąpić wtedy sytuacja, że dla wybranych elementów sieciowych (CNE/CNEC) wymagane wielkości minimalnych zdolności przesyłowych nie będą mogły być osiągnięte przy poszanowaniu bezpieczeństwa operacyjnego. Powyższe ma charakter nieprzemijający, to znaczy że mogą zachodzić sytuacje braku możliwości dochowania wielkości wynikających z celu CEP70% zarówno w trakcie realizacji Planu działania, jak i po zakończeniu jego wdrażania. Jedynym, teoretycznie możliwym rozwiązaniem, jest znaczące wzmocnienie sieci przesyłowej, wykraczające poza uzasadnione ekonomicznie potrzeby użytkowników sieci, którzy ponoszą koszty takiego rozwoju sieci. Z tego powodu wyłączenia elementów systemu przesyłowego wpływające na możliwość oferowania minimalnych zdolności przesyłowych z poszanowaniem bezpieczeństwa pracy sieci, będą uwzględniane na etapie wyznaczania zdolności przesyłowych oraz będą monitorowane pod kątem spełnienia minimalnych zdolności przesyłowych przez Regulatora.