

# Czynniki decydujące o opłacalności modernizacji odcinków linii 110 kV

## Factors decisive for profitability of 110 kV line sections modernization

### Przyczyny podejmowania działań modernizacyjnych odcinków linii 110 kV

Liczne raporty dotyczące stanu sieci elektroenergetycznych ujawniają znaczny wiek wielu odcinków tych linii w Polsce [1]. Około 50% linii wysokiego napięcia pracuje przez okres dłuższy niż 40 lat. Można zatem z dużą dozą prawdopodobieństwa stwierdzić występowanie w takich liniach zjawisk starzeniowych przewodów stalowo-aluminiowych, powodujących ograniczenia w znamionowej zdolności przesyłowej linii do 50-60% wartości przewidzianej projektowo. Zjawisko to prowadzi do przeciążeń wyeksploatowanych odcinków linii 110 kV. Poza wyżej wymienioną, innymi przyczynami powodującymi przeciążenia linii są:

- wzrost obciążeń w okresach szczytu obciążenia, w szczególności w sezonie letnim;
- instalacja generacji rozproszonej w sieci 110 kV i sieciach niższych poziomów napięć, w szczególności w wyniku przyłączenia elektrowni wiatrowych;
- wzmożone przepływy mocy w sieci przesyłowej, w tym także przepływy transgraniczne, w szczególności w przypadkach awarii elementów sieci przesyłowej;
- występowanie awarii elementów pierścieni sieci 110 kV.

Opisane zjawiska skłaniają do przeprowadzenia modernizacji wyeksploatowanych fragmentów sieci i działania takie prowadzi się w sieciach wielu operatorów europejskich [2]. Wybór wariantu działań modernizacyjnych zależy przede wszystkim od prognozy przyszłego obciążenia linii.

W przypadkach, gdy przyczyną podjęcia działań modernizacyjnych jest wzrost poziomu obciążenia sieci operatorzy sieci 110 kV stają przed dylematem dotyczącym sposobu przeprowadzenia wymaganej modernizacji linii, tak by zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w sposób optymalny ekonomicznie. Powszechnie rozważanymi wariantami są:

- podwyższenie dopuszczalnej temperatury pracy linii do 60°C lub 80°C, prowadzące zazwyczaj do podwyższeń i wzmocnień jej konstrukcji wsporczych;
- wymiana przewodów na przewody technologicznie pozwalające na pracę linii w wysokich temperaturach przy zachowaniu dopuszczalnego zwiisu;
- wymiana przewodów wraz z podwyższeniem i wzmocnieniem słupów linii.

Decyzja o sposobie modernizacji linii powinna wynikać z analizy ekonomicznej możliwych do zastosowania wariantów takich działań. W analizie należy uwzględnić między innymi następujące czynniki:

- stan techniczny konstrukcji wsporczych,
- potrzeby w zakresie przyszłej przepustowości linii,
- straty techniczne generowane w linii przed modernizacją i po planowanej jej realizacji,
- pozostałe koszty utrzymania linii.

W przypadku decyzji o zachowaniu istniejących konstrukcji wsporczych lub nieznacznych ich modernizacjach jedynym wariantem znaczącego zwiększenia obciążalności linii jest wymiana przewodów na nowoczesne technologicznie przewody niskozwisowe z rdzeniem stalowym lub z rdzeniem kompozytowym. Opcja wymiany przewodów w linii na przewody o większej obciążalności wymaga rozeznania dostępnych zamienników tradycyjnych przewodów AFL.

### Własności nowoczesnych technologicznie przewodów zastępujących AFL 6

Szeroką analizę porównawczą różnych przewodów przeznaczonych dla linii 110 kV oraz strat obciążeniowych przy pracy takich przewodów w wysokich temperaturach i przy znacznych obciążeniach zawarto w pracy [3]. Większość przewodów nowoczesnych technologicznie w stosunku do AFL 6 charakteryzuje się mniejszą rezystancją jednostkową, wynikającą z następujących przyczyn:

- trapezoidalny kształt drutów aluminiowych, co pozwala na zwiększenie przekroju powłoki aluminiowej w stosunku do drutów okrągłych, przy zachowaniu tej samej średnicy przewodu,
- wykorzystanie aluminium wyżarzane charakteryzującego się nieznacznie wyższą przewodnością w stosunku aluminium utwardzanego.

W tabeli 1 zestawiono najbardziej istotne parametry przewodów AFL 6, 120 mm<sup>2</sup> i nowoczesnych technologicznie przewodów różnych konstrukcji zdolnych do zastąpienia tego przewodu. Bardzo istotnym parametrem jest masa przewodu, która w przypadku decyzji o pozostawieniu istniejących konstrukcji wsporczych powinna być zbliżona do masy AFL 6, by nie

## Opcje oszczędnych działań inwestycyjnych mających na celu przywrócenie lub zwiększenie obciążalności znamionowej odcinków linii 110 kV

powodować przeciążeń pracujących słupów. Istotna jest również masa aluminium decydująca o faktycznej rezystancji jednostkowej przewodów. Kolejnym ważnym parametrem, jeśli chodzi o wytrzymałość konstrukcji wsporczych, jest średnica zewnętrzna przewodów, która powinna być zbliżona do przewodu wymiennego, by zachować zbliżone naprężenia linii wynikające z obciążenia wiatrem po instalacji nowych przewodów.

Bardzo istotnym parametrem jest dopuszczalna temperatura pracy, która dla przewodów AFL wynosi 80°C, co zmusza, w celu zwiększenia obciążalności linii, do zwiększenia przekrojów tego typu przewodów i zastosowania nowych konstrukcji wsporczych. Dla nowoczesnych przewodów niskozwisowych dopuszczalna temperatura pracy może wynosić od 150°C do 210°C przy zachowaniu dopuszczalnego zwisu i jest to parametr decydujący, wraz z czynnikami ekonomicznymi, o zastosowaniu przy planowanych modernizacjach określonej technologii budowy przewodów.

### Czynniki wpływające na wybór opcji wymiany przewodów w odcinkach linii 110 kV

Ważnym praktycznym problemem jest zastępowanie wyeksploatowanych przewodów linii 110 kV typu AFL 6; 120 mm<sup>2</sup>. Rezystancja jednostkowa na 1 km takiego przewodu jest na najwyższym poziomie spośród przewodów ujętych w tabeli 1 i przekracza o około 30% wartości rezystancji jednostkowych charakteryzujących najlepsze technologie. Ponadto praca przewodów wykorzystujących aluminium w wysokich temperaturach powoduje znaczące podwyższenie ich rezystancji jednostkowej w stosunku do rezystancji przy 20°C i w przypadku 80°C wzrost ten sięga około 25%.

Praca przewodów w wysokich temperaturach i przy znacznych obciążeniach linii prowadzi zatem do znaczącego wzrostu strat obciążeniowych w przewodach linii, co może stanowić ważny element rachunku opłacalności inwestycji modernizacyjnych, biorąc pod uwagę rosnące ceny energii elektrycznej. Istotne znaczenie mają także ceny nabycia przewodów. Niewątpliwie najdroższymi przewodami są przewody z rdzeniami kompozytowymi. Ich zastosowanie w liniach rozdzielczych 110 kV, przy występowaniu tańszych zamienników wykorzystujących rdzenie stalowe, wydaje się trudne do uzasadnienia.

Pierwszą, niejako naturalną, opcją modernizacyjną linii 110 kV jest przywrócenie jej dawnej znamionowej obciążalności utraconej na skutek zjawisk starzeniowych i uszkodzeń mechanicznych linki stalowo-aluminiowej. W tym celu istniejące stare przewody AFL należy wymienić na nowe o tych samych parametrach, co uprzednio pracujące.

Działanie takie pozwala na przywrócenie pierwotnej projektowej obciążalności linii, czyli jej realny wzrost sięgający kilkudziesięciu procent rzeczywistej obciążalności możliwej do wykorzystania w stanie poprzedzającym modernizację. Racjonalnym warunkiem przeprowadzenia takiej wymiany przewodów jest względnie dobry stan konstrukcji wsporczych oraz izolacji linii.

Działanie takie jest także najłatwiejsze pod względem formalno-prawnym, oczywiście zakładając uregulowany prawny sposób korzystania z gruntów pod linią przez jej właściciela. Nie wymaga ono wydania pozwolenia na budowę, a tylko przeprowadzenia uzgodnień z właścicielami gruntów dotyczących prawa do zajęcia ich terenów dla przeprowadzenia wymiany przewodów i naprawy ewentualnych szkód powstałych podczas przeprowadzania wymiany.

Odzyskanie w opisany sposób obciążalności projektowej linii jest w wielu przypadkach zagrożenia przeciążeniami wystarczające, w szczególności przy względnie małym obciążeniu linii. Na rysunku 1 przedstawiono histogram obciążeń linii 110 kV w Polsce za publikacją [4], ujawniający niskie obciążenie wielu odcinków tej sieci.

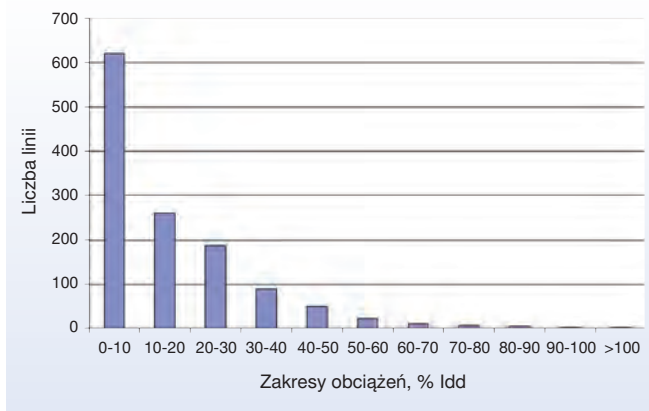
W przypadku potrzeby zapewnienia większego wzrostu obciążalności linii 110 kV pozostają dwie ogólne strategie działania:

- wymiana przewodów linii na przewody o większej obciążalności przy zachowaniu tych samych konstrukcji wsporczych;
- modernizacja całej linii, obejmująca wymianę przewodów roboczych na przewody o większym przekroju oraz wymianę konstrukcji wsporczych dostosowanych do obciążeń wynikających z ciężaru i zwisów nowych przewodów.

Tabela 1

Parametry techniczne przewodów zastępujących AFL 6 120 mm<sup>2</sup>

Przewody zastępujące AFL 6 120	AFL-6 120	ACSS/TW PARTRIDGE EHS	TACSR 120	GZTACSR 150 GAP	HELSINKI ACCC 154
Masa [kg/km]	510	546	510	511	479,7
Do AFL 6 120 [%]	100	107	100	100	94
Masa Al. [kg/km]	338,0	374,7	338,0	363,0	425,6
Śred. zew. [mm]	15,65	14,87	15,65	15,79	15,65
Robl 20°C [Ω/km]	0,2388	0,2032	0,2391	0,2194	0,1861
Do AFL 6 120	100%	85%	100%	92%	78%
Robl 80°C [Ω/km]	0,2975	0,2532	0,2979	0,2734	0,2319
Robl 80°C/ Robl 20°C	124,6%				
Obc. minimalna [A]	405	837	604	738	752
Maks. temp. pracy [°C]	80	200	150	170	180



Rys. 1. Histogram obciążeń linii 110 kV w KSE w porównaniu do jej obciążalności długotrwałej Idd według [4]

W tabeli 1 przedstawiono możliwości dotyczące wymiany przewodów roboczych linii i własności nowych technologicznie przewodów o podwyższonych parametrach pracy. W dalszej części niniejszej analizy postanowiono skupić się na najtańszych i równocześnie efektywnych rozwiązaniach i w związku z tym zdecydowano pominąć kosztowne opcje przewodów o rdzeniach z wytrzymałych włókien węglowych. Jako opcje porównawczą do planowanych działań inwestycyjnych wybrano wymianę na ten sam przekroju pozwalający na przywrócenie znamionowej obciążalności linii. Zatem ostatecznie w niniejszej analizie rozpatrywano cztery opcje działań modernizacyjnych dotyczące wyeksploatowanego odcinka linii 110 kV z przewodem AFL 120 mm<sup>2</sup>:

- wymiana przewodów na nowe AFL przy zachowaniu tego samego przekroju linii 120 mm<sup>2</sup> przy rozszerzeniu niezbędnych działań naprawczych na izolację i konstrukcje wsporcze linii;
- wymiana przewodów na niskozwisowe o rdzeniu stalowym klasy GZTACSR (GAP) lub ACSS przy równoczesnym przeprowadzeniu niezbędnych działań remontowych izolacji i konstrukcji wsporczych linii;
- przebudowa linii obejmująca dostosowanie konstrukcji wsporczych do przekroju przewodów AFL 240 mm<sup>2</sup> oraz montaż przewodów o takim przekroju;
- przebudowa linii obejmująca dostosowanie konstrukcji wsporczych do przekroju przewodów AFLs 300 mm<sup>2</sup> oraz montaż przewodów o takim przekroju.

Oczekiwane parametry techniczne linii po przeprowadzeniu opisanych modernizacji przedstawiono w tabeli 2. Opcja z zachowaniem tych samych konstrukcji wsporczych, biorąc pod uwagę dotychczasowy wiek linii, będzie możliwa przy pozytywnej ocenie stanu konstrukcji wsporczych po przeprowadzeniu w stosunku do nich niezbędnych zabiegów remontowych. Dla linii wykorzystujących kratowe konstrukcje słupów i pracujących już od 30 czy 40 lat można w ten sposób liczyć na przedłużenie żywotności linii o dalsze trzydzieści lat. Przebudowa konstrukcji wsporczych i dostosowanie linii do przewodów o przekroju 240 mm<sup>2</sup> tradycyjnych czy sektorowych zapewnia pracę linii przy znacząco zwiększonej obciążalności w okresie kilkudziesięcioletnim z uwagi na nowe, wytrzymałe słupy. Istotnym czynnikiem jest również obniżony poziom strat obciążeniowych w stosunku do linii o przekroju przewodów 120 mm<sup>2</sup>.

Tabela 2

Rozpatrywane warianty działań w celu osiągnięcia wymaganych parametrów linii 110 kV

Rozpatrywane działania dostosowawcze	Wymiana na nowy AFL-6120	Wymiana na niskozwisowy z rdzeniem stalowym (GAP 150)	Przebudowa linii do przewodu AFL 6 240	Przebudowa linii do przewodu AFLs 10300
Masa, kg/km	510	511	997	1083,3
Do AFL 6 120, %	100%	100%	195%	212%
Masa Al., kg/km	338,0	363,0	650	825
Średnica zewn., mm	15,65	15,79	21,7	21,7
R <sub>obl</sub> 20°C, Ω/km	0,2388	0,2194	0,1240	0,0967
Do AFL 6 120	100%	92%	52%	41%
Obciążalność minimalna, A	405	738	609	684
Maks. temp. pracy, °C	80	170	80	80

### Analiza głównych wydatków, kosztów i przychodów związanych z przebudową odcinków linii 110 kV zgodnie z przyjętymi opcjami

Przedstawiono analizę opłacalności działań naprawczych i modernizacyjnych odcinka linii 110 kV dla przyjętych wariantów technicznych jej przebudowy biorąc pod uwagę parametry ekonomiczne pracy linii dla każdego z wariantów. W tabeli 3 zamieszczono założone nakłady na przeprowadzenie planowanych działań modernizacyjnych linii.

Tabela 3

Nakłady związane z przeprowadzeniem planowanej przebudowy odcinka linii 110 kV, zł/km

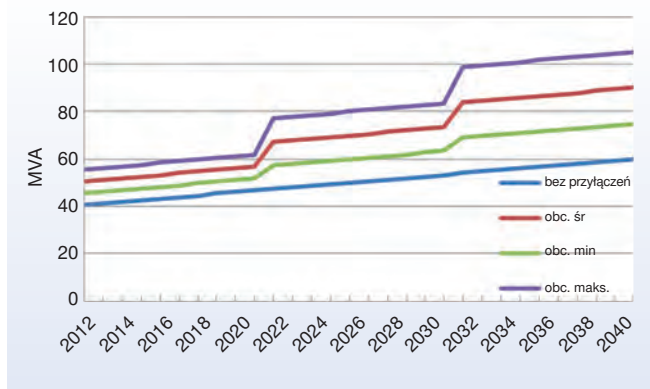
Sposób modernizacji	Nowy AFL6120	Niskozwisowy z rdzeniem stalowym	Przebudowa linii do AFL 6 240	Przebudowa linii do AFLs10300
Szacowane nakłady do oceny wartości zamówienia	50 000	120 000	290 000	320 000

### Koszty utrzymania linii

Różnice w podejściu do modernizacji linii spowodują różne koszty jej utrzymania w analizowanym 30-letnim okresie jej pracy. Budowa nowych konstrukcji wsporczych, zakładana przy wariantach wzrostu przekroju przewodów linii do poziomu 240 mm<sup>2</sup>, skutkuje zdecydowanie mniejszą potrzebą wykonywania zabiegów remontowych w stosunku do wariantów zakładających wykorzystanie istniejących konstrukcji wsporczych. W obydwu wariantach założono takie same koszty wycinki roślinności w pasie przebiegu linii na poziomie 3000 zł/km co trzy lata. Koszty konserwacji konstrukcji wsporczych przyjęto dla konstrukcji starych na poziomie 7000 zł/km co pięć lat poczynając od roku pierwszego, natomiast dla konstrukcji nowych co dziesięć lat na poziomie 5000 zł/km poczynając od roku dziesiątego.

## Przyrost obciążenia linii i poziomu przychodów z tym związanego

Podstawowym powodem wymiany przewodów linii na przewody o większej obciążalności jest zapewnienie wzrostu obciążalności linii ponad dotychczas dostępną w celu umożliwienia zawierania nowych umów przyłączeniowych lub zwiększenia mocy umownych w umowach przesyłowych już zawartych. Poziom obciążenia linii przeważnie rośnie nieznacznie, lecz równomiernie w czasie, zgodnie ze wzrastającym zapotrzebowaniem na moc i energię odbiorców istniejących oraz przyrasta w czasie skokowo na skutek przyłączania nowych inwestycji w sektorze przemysłowym lub na skutek wzrostu mocy zamówionej przez kontrahentów zawartych już umów przesyłowych i dokonywania przez nich aktualizacji zapotrzebowania. W przedstawianej analizie do celów sprawdzenia wpływu poziomu mocy szczytowej na wybór preferowanego rozwiązania modernizacji linii 110 kV założono cztery poziomy przyrostu mocy umownej w linii w okresie 30 lat jej przyszłego analizowanego wykorzystania, zobrażone na rysunku 2.



Rys. 2. Przyrost mocy umownej w linii

Poziom obciążenia „bez przyłączeń” nie wymaga zwiększenia obciążalności przewodów linii i jest naturalnym przyrostem obciążenia szczytowego od wartości 40 MVA, obsługiwanych przez linię przed modernizacją, do 60 MVA, w horyzoncie czasowym analizowanym, to znaczy do roku 2041, przy założeniu braku nowych przyłączeń. Dla poziomów przyrostu obciążenia minimalnego („obc. min”), średniego („obc. śr”) i maksymalnego (obc. maks”) założono skokowe przyrosty obciążenia szczytowego na skutek nowych przyłączeń o 5, 10 i 15 MVA odpowiednio w okresach co 10 lat, nałożone na przyrost naturalny. Przyrostom mocy, będącej sumą mocy szczytowych obszarów odbiorców zasilanych za pośrednictwem pierścienia 110 kV obejmującego rozpatrywaną linię, towarzyszy odpowiedni wzrost przychodu wynikający z opłat za moc umowną odbiorców. Zasilanie liniami 110 kV odbywa się w układzie pierścieniowym zamkniętym, co powoduje rozkład mocy dostarczanych do odbiorców na dwa łuki pierścienia zasilającego. W analizach przyjęto zatem, że do przychodu z inwestycji w zwiększenie obciążalności odcinka linii 110 kV można przypisać tylko 50% zakładanego wzrostu mocy szczytowej.

Oczywiście przyrost mocy umownych na poziomach napięcia wysokiego, średniego i niskiego może być znacząco wyższy od mocy szczytowej rejestrowanej w linii, co wynika

z niejednoczesności użytkowania tych mocy. W uproszczeniu przyjęto zatem, że poziom wzrostu mocy szczytowej w odcinku linii 110 kV znajduje 50-procentowe pokrycie we wzroście mocy umownych i związanych z tym przychodach przenoszonych przez opłaty stałe taryfy dystrybucyjnej, a wzrost mocy umownych ponad ten poziom jest przypisywany przychodowo działaniom inwestycyjnym na innych elementach i poziomach napięcia sieci dystrybucyjnej.

Zwiększenie obciążalności linii następuje z chwilą oddania jej do użytkowania po zakończeniu modernizacji. Nie oznacza to jednak osiągnięcia z tą chwilą pełnych korzyści z nowych możliwości. Korzyści te są osiągane stopniowo w miarę zawierania nowych umów przyłączeniowych i wzrostu mocy umownych w obszarze zasilanym rozpatrywanym pierścieniem linii 110 kV. Zwiększenie poziomu przychodów można wyliczyć na podstawie różnicy nowego poziomu mocy umownych na danym obszarze i poziomu mocy, jaki występował przed modernizacją. W przedstawianych obliczeniach przyjęto poziom wyjściowy mocy umownych przed modernizacją o wartości 40 MVA. Przyrosty tego poziomu w poszczególnych latach wynikają z przyjętych modeli przyrostu obciążenia linii przedstawionych na rysunku 2. Przyrost poziomu przychodów wynikający ze zwiększenia poziomu mocy umownych dla przyjętych modeli w poszczególnych latach wyznaczano przy wykorzystaniu poniższego wzoru:

$$\Delta OS = 0,5 \Delta S 0,91 ST_{os} 12 \quad (1)$$

gdzie:

$\Delta OS$  – roczny przyrost opłaty stałej za korzystanie z systemu dystrybucyjnego;

$\Delta S$  – przyrost mocy szczytowej w linii w stosunku do stanu wyjściowego (40 MVA) spowodowany zwiększeniem mocy umownych w rozpatrywanym obszarze, przeliczany na moc czynną standardowym współczynnikiem mocy 0,91;

$ST_{os}$  – uśredniona stawka miesięczna za moc umowną dla odbiorców różnych grup taryfowych mających udział we wzroście mocy umownej.

Na podstawie analizy taryfowych stawek opłat stałych operatorów sieci dystrybucyjnych przyjęto wartość  $ST_{os} = 10\ 000$  zł/MW/miesiąc. Dla grupy taryfowej A na poziomie 110 kV wartości stawek są przeważnie niższe (około 7000 zł/MW/mies.) natomiast na poziomie średniego i niskiego napięcia są one wyższe (w granicach 14 000 zł/MW/mies.).

### Uwzględnianie strat obciążeniowych w liniach 110 kV

Wyznaczenie strat w linii przesyłowej przy rzeczywistym zmiennym obciążeniu i przy zmiennych warunkach atmosferycznych nie jest łatwe z uwagi na zachodzące zmiany temperatury w wyniku różnych warunków chłodzenia, a zatem zmiany rezystancji jednostkowej przewodu w dość szerokich granicach. Średnia temperatura roczna powietrza w Polsce zawiera się w przedziale od 7°C do 9°C. W przedstawianych obliczeniach przyjmowano średnią roczną temperaturę przewodu na poziomie od 15°C dla przekroju 240 mm<sup>2</sup> do 20°C dla przekroju 120 mm<sup>2</sup>. Ma to na celu odzwierciedlenie różnych możliwych warunków klimatycznych otoczenia linii, przy równoczesnym założeniu pracy tych linii przy znaczących obciążeniach.



Wartości prądu przepływającego linią 110 kV, służące do wyznaczenia na tej podstawie start obciążeniowych, określano przy założeniu dystrybucyjnego charakteru tego prądu, czyli zakładano, że prąd ten wynika z obciążenia stacji 110 kV/SN. Straty wyznaczano zgodnie z zależnością (4), zamieszczoną poniżej, opierając się na maksymalnym prądzie obciążeniowym linii wyliczonym na podstawie mocy szczytowych i rocznego czasu trwania strat maksymalnych. Zgodnie z [5] dla stacji 110 kV/SN wartość średnia czasu trwania strat maksymalnych  $\tau = 2525$  h w ciągu roku z odchyleniem standardowym  $\sigma(t) = 510$  h. Jeśli chodzi o wartość przyjmowanego prądu maksymalnego linii, to wyznaczono te wartości dla poszczególnych lat na podstawie przyjętego poziomu obciążenia linii przedstawionego na rysunku 2. Do obliczeń strat w linii stosowano poniższe zależności:

$$R(t) = R_o(t) L \quad (2)$$

$$\Delta P_{\text{obc sz}} = (S/U)^2 R(t) \quad (3)$$

$$\Delta E_{\text{obc}} = \Delta P_{\text{obc sz}} \tau \quad (4)$$

$$K_{\text{rst}} = \Delta E_{\text{obc}} C_{\text{en}} \quad (5)$$

gdzie:

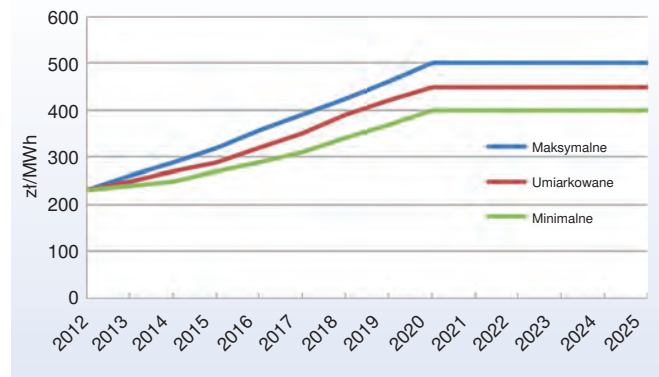
- $R(t)$  – rezystancja linii,  $\Omega$
- $R_o(t)$  – rezystancja jednostkowa linii,  $\Omega/\text{km}$
- $L$  – założona długość linii, km
- $\Delta P_{\text{obc sz}}$  – straty mocy szczytowej w linii, MW
- $S$  – moc szczytowa w linii, MVA
- $\tau$  – roczny czas trwania strat maksymalnych, wynoszący 2525 h
- $\Delta E_{\text{obc}}$  – straty obciążeniowe w linii, MWh
- $C_{\text{en}}$  – cena energii strat, zł/MWh
- $K_{\text{rst}}$  – koszty roczne strat, zł

W ocenie opłacalności modernizacji linii ważną rolę odgrywa przyjęty poziom cen energii na pokrycie start obciążeniowych. Ceny te powinny być ustalane w drodze przetargu organizowanego przez operatorów sieci elektroenergetycznych na pokrycie strat w określonych okresach (rok, pół roku) lub też być ceną zakupu energii na rynku bilansującym. Proponujemy oparcie prognozy cen na pokrycie strat obciążeniowych na cenach energii elektrycznej dla przemysłu przewidywanych na następne lata, zamieszczonych w załączniku nr 2 „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku” do rządowego dokumentu *Polityka Energetyczna Polski do roku 2030* [6]. Zgodnie z tym dokumentem ceny, w złotych o wartości z 2007 roku, osiągną 364,4 zł/MWh w roku 2015, 474,2 zł/MWh w roku 2020, 485,4 w roku 2025 oraz 483,3 zł/MWh w roku 2030.

Przyjmując dane za wymienionym dokumentem i 30-letnią perspektywę pracy linii (do roku 2041) oraz stabilizację cen energii elektrycznej w drugiej części tego okresu, można do obliczeń opłacalności zamodelować pewne warianty przyrostu cen w celu zachowania możliwości oceny wpływu tego parametru na wybór sposobu modernizacji linii.

Na rysunku 3 przedstawiono przyjęte warianty wzrostu cen energii na pokrycie strat w poszczególnych latach pracy przebudowanej linii. W okresie po roku 2020 przyjęto stabilizację cen na poziomie tego roku. Wariant cen zbliżony do poziomu przewidywanego w dokumencie rządowym uznano za wariant

maksymalny („ $C_{\text{maks}}$ ”). Warianty umiarkowany („ $C_{\text{um}}$ ”) i minimalny („ $C_{\text{min}}$ ”) zakładają złagodzenie europejskiej polityki ograniczania emisji  $\text{CO}_2$ , przynajmniej w stosunku do Polski.



Rys. 3. Ceny energii na pokrycie strat

Dysponując narzędziami do określenia strat obciążeniowych w rozpatrywanym odcinku linii 110 kV stajemy przed problemem założenia wartości strat uznanych za uzasadnione i określenia w stosunku do tego poziomu zysków czy kosztów związanych z analizowanymi wariantami modernizacji linii. Poziom strat uzasadnionych jest określany poprzez wartość różnicy bilansowej uznawanej przez organa regulacyjne w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego. W analizie należałoby również uwzględnić szczególne podejście do ograniczenia strat w sieciach elektroenergetycznych, wynikające z europejskiej polityki energetycznej. Tendencje europejskie znajdują wyraz w nowym projekcie dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej [7], który opublikowano w czerwcu 2011 i która ma zastąpić dyrektywę obecnie obowiązującą. W nowej dyrektywie przewiduje się wyznaczenie dla operatorów sieci celów do osiągnięcia w zakresie poprawy efektywności systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz kontrolę wykonania tych celów. Cele te wynikają z ogólnego dążenia do osiągnięcia poprawy efektywności użytkowania energii do roku 2020 na poziomie 20%.

Efektom takiej polityki będzie prawdopodobnie nałożenie na operatorów sieciowych obowiązku poprawy efektywności pracy sieci w stosunku rocznym. Biorąc pod uwagę stosunkowo niskie względne poziomy start w sieciach 110 kV w stosunku do sieci o niższym poziomie napięcia można się spodziewać względnie niskich wymagań regulacyjnych dotyczących ograniczenia poziomu start w sieciach 110 kV w stosunku rocznym. Dla celów obliczeniowych w niniejszej analizie przyjęto nałożenie obowiązku ograniczania strat w sieciach 110 kV o 1% na rok z uwzględnieniem przyrastającego obciążenia. Oczywiście niewypełnienie nałożonego obowiązku będzie karane finansowo poprzez brak uznania w kosztach różnicy bilansowej kosztów powyżej określonego poziomu odniesienia. Na podstawie powyższego w niniejszej analizie przyjęto uznawanie kosztu bazowego w opłacie zmiennej wynikające ze strat przy pracy przewodu AFL120 w roku zerowym (40 MVA) i przy dalszym ograniczaniu tych strat zgodnie z przyjętą ścieżką o 1% rocznie przy uwzględnieniu wzrostu obciążenia. W analizie opłacalności uwzględniono zyski (przy stratach mniejszych w stosunku do bazowych) lub koszty (przy stratach większych w stosunku do bazowych) na stratach

obciążeniowych występujących w wyniku przeprowadzonej modernizacji w porównaniu z kosztami uzasadnionymi (AFL 120 pomniejszane o 1% rocznie) przy zastosowaniu następującej zależności:

$$\Delta K_{rst} = [\Delta E_{obct} - \Delta E_{obcAFL120} (1-0,01(t-1)) (S_t / S_{AFL120})^2] C_{ent} \quad (6)$$

gdzie:

- $\Delta K_{rst}$  – koszty strat uwzględniane w analizie opłacalności dla roku t;
- $\Delta E_{obct}$  – straty obciążeniowe w roku t dla opcji wymiany przewodu AFL120 na nowy o zwiększonej obciążalności;
- $\Delta E_{obcAFL120}$  – straty obciążeniowe dla opcji wymiany przewodu AFL120 na nowy o tej samej obciążalności;
- t – kolejny rok analizy;
- $S_t$  – obciążenie linii w roku t na podstawie przyjętego modelu obciążenia (rys. 2);
- $S_{AFL120}$  – obciążenie linii przed modernizacją;
- $C_{ent}$  – cena energii na pokrycie strat obciążeniowych w roku t dla przyjętego modelu wzrostu cen (rys. 3).

### Analiza porównawcza opłacalności wariantów modernizacji odcinka linii 110 kV

Opłacalność wariantów modernizacji linii 110 kV wyznaczono wyliczając sumę zdyskontowanych przepływów pieniężnych NPV dla danego wariantu w okresie 30 lat z uwzględnieniem przychodów w dalszych latach w postaci wartości rezydualnej  $W_{rez}$ . Jako stopę dyskonta założono średnioważony koszt kapitału ponoszony przez operatorów sieci dystrybucyjnych i uznawanych przez organy regulacyjne, z uwzględnieniem tarczy podatkowej,  $k = 7,77\%$  dla roku 2011 [8].

Do wyznaczenia obliczenia zdyskontowanej wartości przepływów posługiwano się poniższą zależnością:

$$NPV = \sum_1^n \frac{NCF_t}{(1+k)^t} + W_{rez} \quad (7)$$

$$W_{rez} = \frac{NCF_{30}}{k(1+k)^{30}} \quad (8)$$

gdzie:

- NPV – wartość bieżąca rocznych przepływów pieniężnych;
- n – zakładana liczba lat pracy linii;
- $NCF_t$  – roczny przepływ pieniężny w roku t;
- k – stopa dyskonta dla wyznaczenia bieżącej wartości przyszłych przepływów.

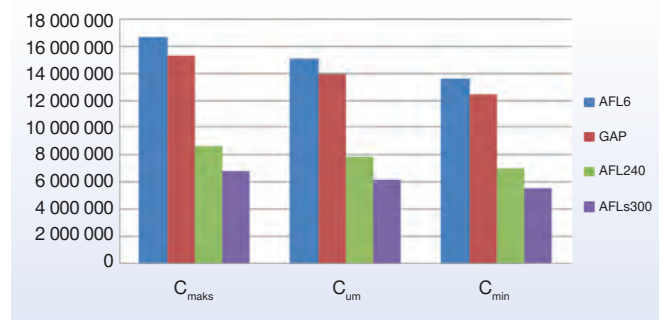
W rocznych przepływach pieniężnych uwzględniano sumę wartości kosztów, przychodów i nakładów inwestycyjnych. W celu wyznaczenia opłacalności inwestycji polegającej w rozpatrywanym przypadku na modernizacji odcinka linii 110 kV trzeba odnieść nakłady czy też koszty poniesione do efektów uzyskanych. W wyniku wymiany starego przewodu AFL na nowy o tych samych parametrach ponosimy nakłady związane z taką wymianą, lecz uzyskujemy ograniczone efekty w zakresie większej przepustowości linii czy też określonego poziomu strat obciążeniowych. W przypadkach wymiany przewodu na inny o zwiększonej obciążalności i innej rezystancji jednostkowej

niż AFL 120 należy spodziewać się efektów pieniężnych takich działań w wyniku znaczących możliwości wzrostu mocy umownej do wykorzystania w procesie przyłączania nowych odbiorców oraz na skutek obniżenia poziomu strat w stosunku do poziomu wyjściowego uzasadnionego, który w przypadku osiągnięcia oszczędności poniżej progu uznawanego przez wymagania regulacyjne traktowany jest też jako przychód.

### Wyniki obliczeń opłacalności przebudowy odcinka linii 110 kV

Poniżej przedstawiono wyniki obliczeń obejmujące analizy opłacalności działań modernizacyjnych przedstawionych w tabeli 2 na linii 110 kV o długości do 50 km przy nakładach inwestycyjnych podanych w tabeli 3. Obliczenia przeprowadzono dla czterech modeli obciążenia zgodnych z rysunkiem 2 oraz dla różnych cen energii niezbędnej do pokrycia występujących strat obciążeniowych, zamodelowanych na rysunku 3. Zamodelowano również dwa warianty uznawania strat obciążeniowych za uzasadnione przez organa regulacyjne.

W celu zwrócenia uwagi na zasadnicze znaczenie start obciążeniowych w kosztach pracy linii, co wynika w dużej mierze z wysokich wartości cen energii uwzględniających koszty emisji gazów cieplarnianych do środowiska, na rysunku 4 pokazano wartości bieżące tych strat za okres 30 lat pracy, wyznaczone przy wykorzystaniu zależności (7) bez wartości rezydualnej, dla odcinka linii o długości 30 km zmodernizowanej zgodnie z rozpatrywanymi opcjami dla najłagodniejszego modelu wzrostu obciążenia nieuwzględniającego nowych skokowych przyłączeń.



Rys. 4. Wartości bieżące kosztów strat obciążeniowych, w zł, dla linii o długości 30 km i modelu wzrostu obciążenia „bez przyłączeń”

Straty obciążeniowe przy znaczących obciążeniach linii skutkują znaczącymi stratami finansowymi w okresie pracy linii i znacznie różnią się w zależności od wybranego wariantu przebudowy linii. Przy przyjętych założeniach występują prawie trzykrotne różnice w wartościach pieniężnych bieżących strat pomiędzy wariantem najmniej oszczędnym i cenach energii maksymalnych  $C_{maks}$  oraz rozwiązaniem najbardziej oszczędnym i cenach minimalnych  $C_{min}$ . Należy zwrócić uwagę na fakt wzrostu poziomu strat z poziomem obciążenia przewodów do potęgi drugiej oraz z rezystancją jednostkową liniowo zgodnie z poniższą zależnością:

$$\Delta P_{obc2} = \Delta P_{obc1} (S_2 / S_1)^2 R_{02} / R_{01} \quad (9)$$

gdzie:

$\Delta P_{obc1}, \Delta P_{obc2}$  – straty obciążeniowe,  
 $S_1, S_2$  – poziom przesyłanych mocy,  
 $R_{01}, R_{02}$  – rezystancje jednostkowe przewodów zależne od przekroju i materiałów przewodzących prąd.

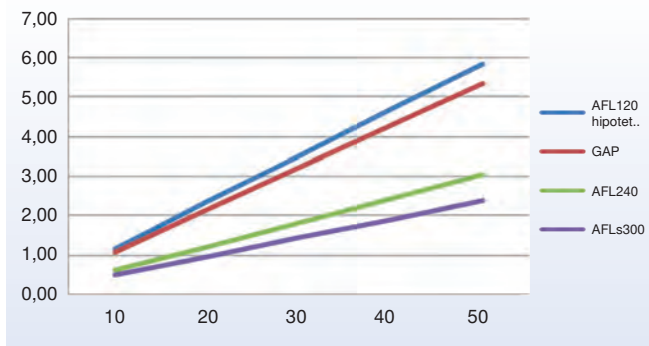
Zatem przy większych obciążeniach linii znaczenie kosztu strat rośnie ze względu na opłacalność przesyłu rozumianą jako poziom kosztu strat przypadający na jednostkę energii przesyłanej. Roczny poziom energii pozornej przesyłanej linią można wyznaczyć zgodnie z poniższą zależnością:

$$E_{pt} = St (3/2) \tau \quad (10)$$

gdzie:

$St$  – moce szczytowe w linii dla poszczególnych lat i modeli obciążenia wg rys. 2;  
 $\tau$  – czas trwania start maksymalnych przeliczony na czas użytkowania mocy szczytowej poprzez współczynnik (3/2).

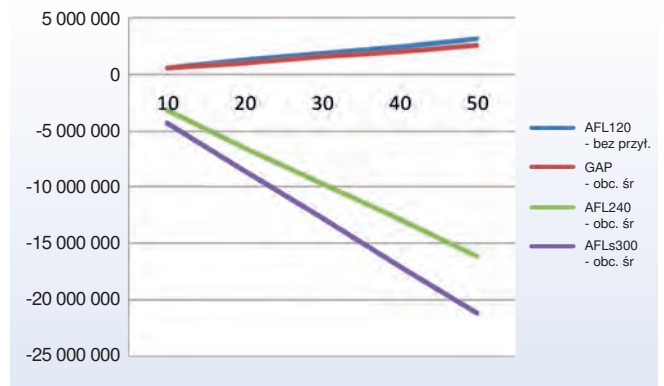
Obliczeniowe koszty przesyłu wyliczone poprzez podzielenie wartości bieżących kosztów strat przesyłowych linii, wyliczonych z zależności (7) bez wartości rezydualnej ( $W_{rez}$ ) za okres 30 lat eksploatacji, przez ilość energii pozornej przesyłanej, wyznaczonej poprzez zsumowanie za okres 30 lat rocznych przesyłów wyznaczonych zgodnie z zależnością (10), przedstawiono na rysunku 5. Wyniki pokazują, że zastosowanie przewodów o większym przekroju z obszaru 240 mm<sup>2</sup> powoduje prawie dwukrotne obniżenie kosztów przesyłu w stosunku do przekroju 120 mm<sup>2</sup>. Zatem zastosowanie przewodów niskozwisowych o przekroju zbliżonym do oryginalnie zaprojektowanych nie powoduje wzrostu sprawności przesyłu, lecz tylko zwiększa możliwości przesyłu, jeśli chodzi o wartości energii i mocy przesyłanych.



Rys. 5. Obliczeniowe koszty przesyłu w zł/MVAh w funkcji długości linii w km dla analizowanych przewodów i średniego modelu przyrostu obciążenia

Planując przebudowę odcinka linii 110 kV interesuje nas uzyskany poziom strat obciążeniowych w porównaniu z sytuacją wyjściową. Dzięki planowanym działaniom modernizacyjnym dążymy do poprawy efektywności pracy obiektu modernizowanego w sposób wytyczany decyzjami taryfowymi organów regulacyjnych. Możemy zatem wyznaczyć koszty strat obciążeniowych dla poszczególnych wariantów modernizacji linii porównawczo w stosunku do kosztów strat uznawanych za uzasadnione.

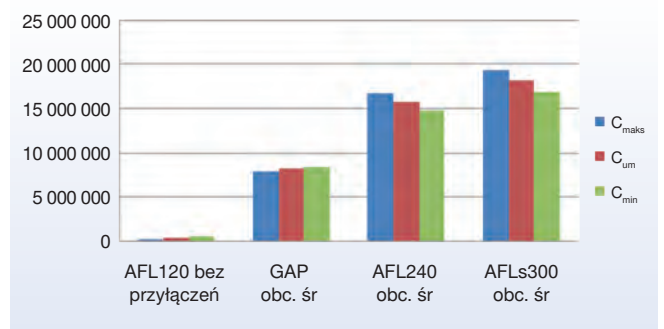
Na rysunku 6 przedstawiono wartości bieżące kosztów strat dla analizowanych opcji modernizacji linii, wyznaczone dla określonych lat przy wykorzystaniu zależności (6) i zdyskontowane zgodnie z zależnością (7), bez uwzględniania wartości rezydualnej ( $W_{rez}$ ). Zgodnie z zależnością (6) za poziom strat uzasadnionych uznawano obniżanie poziomu strat obciążeniowych obiektu modernizowanego w stosunku 1% rocznie przy uwzględnieniu wzrostu obciążenia.



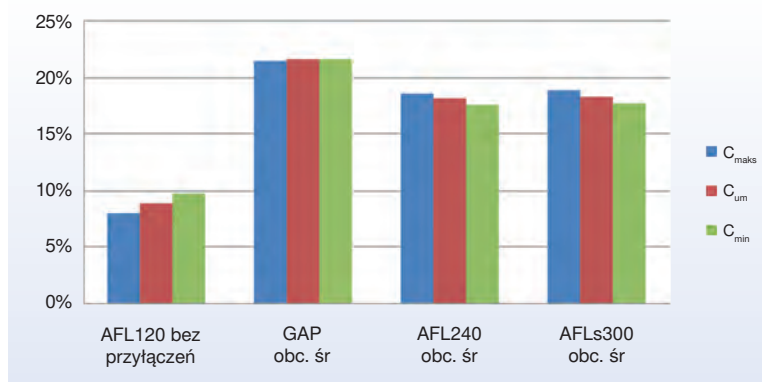
Rys. 6. Wartość bieżąca, w zł, strat nieuzasadnionych dla ceny energii  $C_{um}$  w funkcji długości linii, w km

Widać, że pewne rozwiązania modernizacyjne zapewniają znaczące „zyski” na stratach w stosunku określonych wymagań regulacyjnych (ujemne wartości bieżące kosztów), natomiast inne nie pozwalają na wywiązywanie się z wymagań planowanych do wprowadzenia (dodatnie wartości bieżące kosztów). Gdybyśmy dążyli tylko do utrzymania bieżącego poziomu strat obciążeniowych (w miejsce rocznych oszczędności o 1%), to prosta charakteryzująca przewody AFL 120 dla modelu obciążenia bez nowych przyłączeń na rysunku 6 uległby obniżeniu do poziomu pozwalającego na zajęcie położenia na osi poziomej. Przedstawione powyżej podejście do poziomu strat obciążeniowych razem z przyjęciem względnie wysokiego poziomu cenowego tych strat w przyszłości ma duży wpływ na wyniki oceny opłacalności zastosowania poszczególnych wariantów modernizacji linii.

Wyniki analizy opłacalności w sensie wartości bieżących przepływów pieniężnych NPV różnych opcji modernizacji dla odcinka linii o długości 30 km przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Wartość bieżące netto NPV w zł dla analizowanych opcji przebudowy linii 110 kV o długości 30 km



Rys. 8. Wartości wewnętrznej stopy zwrotu IRR w % dla różnych opcji modernizacji linii o długości 30 km

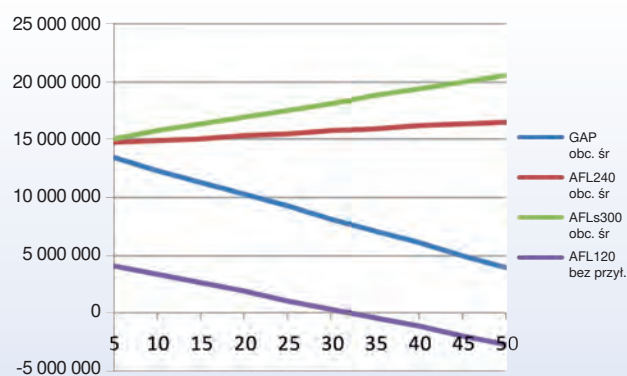
Dla przyjętych założeń najbardziej opłacalne są opcje zapewniające najniższe straty, chociaż wszystkie opcje prowadzące do zapewnienia możliwości nowych przyłączy są opłacalne i zapewniają znaczące dodatnie bieżące wartości przepływów zdyskontowanych. Wartości wewnętrznych stóp zwrotu IRR analizowanych opcji modernizacji przedstawiono na rysunku 8.

IRR jest stopą dyskontową  $k$  z zależności (7), która zapewnia wartość NPV na poziomie zero, czyli całkowitą spłatę środków zaangażowanych w modernizację linii w analizowanym okresie. Wysoka stopa zwrotu IRR świadczy o dużych zyskach z inwestycji w stosunku do zaangażowanych środków. Wyniki przedstawione na rysunku 8 pokazują najszybszy zwrot zaangażowanego kapitału w przypadku opcji modernizacji w wykorzystaniem przewodu GAP. Mało opłacalna jest natomiast opcja wymiany przewodów na nowe o takich samych parametrach, zapewniająca wartości IRR na poziomie zbliżonym do kosztu pozyskania kapitału przez operatorów. Z analizy rysunków 7 i 8 wynika, że poziom cen energii za straty wpływa korzystnie na opłacalność dla opcji przekroju przewodów powyżej 200 mm<sup>2</sup>, gdy straty przypadają poniżej poziomu uznanego za uzasadniony, natomiast negatywnie, gdy wzrost cen strat nie jest pokrywany kosztami uzasadnionymi (przekroje niższe).

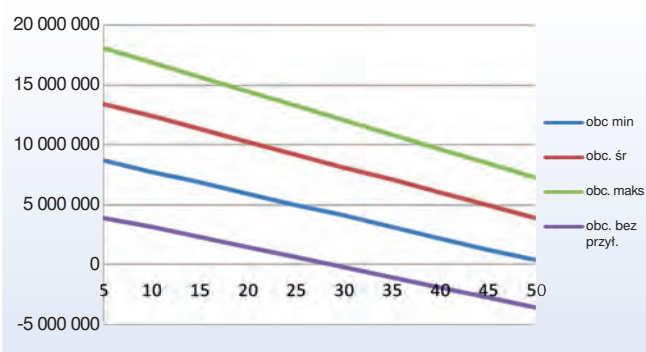
Zależność poziomu opłacalności inwestycji od długości linii dla obciążenia średniego przedstawiono na rysunku 9. Przedstawione zależności obrazują wpływ strat obciążeniowych przy zachowaniu stałego (niezależnego od długości) przychodu związanego ze wzrostem obciążenia (mocy umownej). Tendencja wzrostowa opcji AFL 240 i AFLs 300 wynika z zysków na stratach w stosunku do wartości uznanej regulacyjnie (rys. 6). W przypadku opcji GAP poziom strat obciążeniowych wraz ze wzrostem długości w coraz większym stopniu obciąża ten wariant. Jako nieopłacalny, przy większych długościach linii, charakteryzuje się wariant zastępowania starego przewodu AFL 120 nowym o tych samych parametrach technicznych. Wysokie koszty inwestycyjne wariantu AFLs 300 są niwelowane poprzez oszczędności na stratach w stosunku do przyjętego modelu regulacyjnego. Tendencja ta ulega wzmocnieniu ze wzrostem cen energii na straty.

Na rysunku 10, na przykładzie przewodu GAP, przedstawiono wpływ modelu obciążenia zastosowanego w analizie na przebieg wartości bieżącej przepływów pieniężnych, świadczących o poziomie opłacalności zastosowanych rozwiązań. Wykres ten obrazuje dominujący wpływ wartości strat obciążeniowych

na wybór najlepszego wariantu przebudowy linii. Potwierdza on utrwalenie tendencji do zmian opłacalności zastosowania danej opcji ze zmianą długości linii i pozwala na stwierdzenie znaczącej opłacalności zastosowania przewodu GAP dla modeli obciążenia średniego i maksymalnego, co dotyczy w jeszcze większym stopniu przewodów AFL 240 i AFLs 300. Zastosowanie przewodu GAP, przy niewielkich długościach linii przesyłu, jest nawet opłacalne dla modelu obciążenia „bez przyłączy”, co wynika z mniejszych strat obciążeniowych tego przewodu w stosunku do AFL 120 przy tym samym obciążeniu.



Rys. 9. Zmiany NPV, w zł, wraz z długością, w km, odcinka linii przebudowywanej i ceny energii na straty  $C_{um}$



Rys. 10. Wartości NPV w zł w funkcji długości w km i  $C_{um}$  dla linii o przewodach GAP przy różnych modelach obciążenia



## Podsumowanie

Przeprowadzona analiza wykazała zdecydowany wpływ kosztów strat obciążeniowych na opłacalność działań modernizacyjnych podejmowanych w stosunku do odcinków linii 110 kV. Wpływ ten wynika z polityki klimatycznej oraz z programów poprawy efektywności pracy urządzeń i systemów przesyłowych wprowadzanych w ramach Unii Europejskiej. Bezpośrednim skutkiem przyjęcia takiej strategii jest wysoki poziom cen energii elektrycznej w Polsce oraz spodziewane wymagania regulacyjne dotyczące obowiązkowej poprawy efektywności pracy systemów dystrybucyjnych i przesyłowych.

Wynikiem analiz jest stwierdzenie o opłacalności przebudowy odcinków linii 110kV przy zastosowaniu rozwiązań prowadzących do maksymalnego obniżenia strat obciążeniowych – AFL 240, AFLs300. Stwierdzenie to, wynikające z przyjętych założeń obliczeniowych, znajduje z pewnością potwierdzenie w przypadku znaczących wzrostów obciążenia linii i co za tym idzie dużej efektywności inwestowania w obniżanie strat. Generalnie jednak poziom strat w liniach 110 kV, biorąc pod uwagę ich średni poziom obciążenia, jest względnie niski w porównaniu do strat na innych poziomach napięcia dystrybucyjnego a zatem należy się spodziewać uznania znaczącej części ich obecnej wartości jako uzasadnionych regulacyjnie w kosztach różnicy bilansowej i skierowaniu działań efektywnościowych w zakresie strat na inne urządzenia.

Duże znaczenie przy planowanych modernizacjach ma dostępność środków inwestycyjnych. W prowadzonych analizach zakładano wykorzystanie dla celów modernizacji kapitałów własnych, które jak wiadomo są ograniczone i o które konkurują różne przedsięwzięcia z działalności regulowanej operatorów systemów dystrybucyjnych. W takich przypadkach zastosowanie przewodów niskozwisowych z rdzeniem stalowym (GAP, ACSS) może być zalecanym rozwiązaniem pozwalającym w większości analizowanych przypadków na osiągnięcie najszybszego, spośród analizowanych opcji, zwrotu środków zaangażowanym w modernizację przy stopach zwrotu IRR przekraczających średnioważony koszt kapitału uznawany przez URE. Tylko dla najdłuższych odcinków linii stopy zwrotu opcji modernizacji z przewodem o większym przekroju mają podobne wartości. Szybki zwrot środków zainwestowanych pozwala na możliwość prowadzenia dalszych inwestycji w krótkim czasie.

Wyniki przeprowadzanych analiz zależą w istotnym stopniu od przyjęcia modelu obciążenia linii 110 kV i zakładanego wzrostu tego obciążenia. Wydaje się możliwa weryfikacja tego modelu, opartego na zależności [4], na podstawie analiz konkretnych linii przewidzianych do modernizacji na podstawie zarejestrowanych przebiegów ich obciążenia. Można w ten sposób znacząco ograniczyć ryzyko związane z prawidłowością przyjętych założeń obliczeniowych.

Ogólnym wnioskiem pozostaje stwierdzenie o znaczącym wzroście opłacalności podejmowania działań modernizacyjnych na wiekowych odcinkach linii 110 kV z uwagi na rosnące wydatki na pokrycie strat w tych liniach, planowane wdrażanie programów poprawy efektywności sieci, ograniczone możliwości zwiększenia ich przepustowości przy narastających potrzebach wynikających z naturalnego wzrostu obciążenia oraz intensywnego wdrażania jednostek generacji rozproszonej.

## LITERATURA

- [1] Najwyższa Izba Kontroli „Informacja o wynikach kontroli restrukturyzacji elektroenergetyki oraz bezpieczeństwa sieci energetycznych” Warszawa sierpień 2009.
- [2] Eirgrid TRANSMISSION DEVELOPMENT PLAN 2007-2011
- [3] W.A. Sokolik Zircon „Optymalizacja strat w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej za pomocą niskostratnych przewodów napowietrznych” V Konferencja Straty Energii Elektrycznej w Sieciach Elektroenergetycznych PTPIREE 2011
- [4] Dr inż. W. Szpyra „Ogólna charakterystyka KSE” (<http://hp.zee.agh.edu.pl/~wszpyra/>)
- [5] PTPIREE „Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych” Praca zbiorowa pod redakcją J. Kulczyckiego 2010
- [6] Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 w sprawie polityki energetycznej państwa do roku 2030; Monitor Polski z 2010 r. Nr 2 poz. 11
- [7] Proposal for a Directive on energy efficiency and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC COM(2011)370 22/06/2011
- [8] Urząd Regulacji Energetyki „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2011 – 2015”; [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)



**STOPY NIKLU • STALE NIERDZEWNE  
STALE SUPER DULPEX • TYTAN • KOBALT**

*Twoje Potrzeby*  
**MATERIAŁOWE**

**WYPOSAZENIE KOTŁÓW: SYSTEMY ODPROWADZANIA SPALIN:**

STOP RA 253 MA®	AL-6XN® STAL NIERDZEWNA AUSTENITYCZNA
STAL NIERDZEWNA 309	ZERON® 100 STAL SUPER DUPLEX
STOP RA330®	2205 STAL NIERDZEWNA DUPLEX
STOP RA333®	317L STAL NIERDZEWNA AUSTENITYCZNA

**ROLLED ALLOYS**

**BLACHY • PRETY • RURY  
MATERIAŁY SPAWALNICZE • WYPEŁNIENIA • KOŁNIERZE**

T: +48 - (0)796 453 460 / [www.rolledalloys.com](http://www.rolledalloys.com) / [dkrolicki@rolledalloys.com](mailto:dkrolicki@rolledalloys.com)