

Praca pod redakcją Jana POPCZYKA

**BEZPIECZEŃSTWO
ELEKTROENERGETYCZNE
W SPOŁECZEŃSTWIE
POSTPRZEMYSŁOWYM
NA PRZYKŁADZIE POLSKI**



MONOGRAFIA

GLIWICE 2009



Praca pod redakcją Jana POPCZYKA

**BEZPIECZEŃSTWO
ELEKTROENERGETYCZNE
W SPOŁECZEŃSTWIE
POSTPRZEMYSŁOWYM
NA PRZYKŁADZIE POLSKI**

WYDAWNICTWO POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ
GLIWICE 2009

Opiniodawcy

Prof. dr hab. inż. Gerhard BARTODZIEJ

Prof. dr hab. inż. Zbigniew LUBOŚNY

Kolegium redakcyjne

REDAKTOR NACZELNY – Prof. dr hab. inż. Andrzej BUCHACZ

REDAKTOR DZIAŁU – Prof. dr hab. inż. Marian PASKO

SEKRETARZ REDAKCJI – Mgr Elżbieta LEŚKO

Autorzy

Przedmowa, wstęp, rozdz. 1 i 2 – Prof. dr hab. inż. Jan POPCZYK

Rozdz. 3 – Dr inż. Edward SIWY, Dr hab. inż. Kurt ŻMUDA,
prof. Politechniki Śląskiej

Rozdz. 4 – Dr inż. Roman KORAB

Rozdz. 5 – Dr inż. Henryk KOCOT

Opracowanie komputerowe tekstu

Bogusław SZEWC

Wydano za zgodą

Rektora Politechniki Śląskiej

ISBN 978-83-7335-576-7

© Copyright by

Wydawnictwo Politechniki Śląskiej

Gliwice 2009

Utwór w całości ani we fragmentach nie może być powielany ani rozpowszechniany za pomocą urządzeń elektronicznych, mechanicznych, kopiujących, nagrywających i innych, w tym również nie może być umieszczany ani rozpowszechniany w postaci cyfrowej zarówno w Internecie, jak i w sieciach lokalnych bez pisemnej zgody posiadacza praw autorskich.

BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE W SPOŁECZEŃSTWIE POSTPRZEMYSŁOWYM NA PRZYKŁADZIE POLSKI

*Energetyka przestała być obszarem, gdzie poszukuje się prawdy.
Stała się natomiast na całym świecie obszarem polityczno-biznesowych interesów
skrywanych pod hasłem bezpieczeństwa energetycznego.
W ten sposób rodzi się konflikt między sposobem funkcjonowania energetyki (nadbudową,
zwłaszcza w postaci polityki energetycznej) i bazą (społeczeństwem wiedzy).
Dlatego przychodzi czas na zmiany:
w XXI wieku zarządzanie energetyką musi być oparte na wiedzy, a do tego potrzebna jest
na samym początku racjonalizacja pojęcia „bezpieczeństwo energetyczne”.*

Monografia została sfinansowana w ramach rządowego projektu zamawianego
PBZ-MEiN-1/2/2006 nt. **Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju**

SPIS TREŚCI

	Str.
Wstęp. Zmiany strukturalne w energetyce	7
Rozdział 1. W kierunku mechanizmów rynkowych zarządzania bezpieczeństwem energetycznym. Wybrane pojęcia i definicje	13
Rozdział 2. Nowy obraz polskiej energetyki w unijnym i światowym kontekście	37
Rozdział 3. Intensyfikacja wykorzystania zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznych	73
Rozdział 4. Porównanie i krytyczna analiza dwóch modeli rynku energii elektrycznej: miedzianej płyty oraz cen węzłowych	113
Rozdział 5. Porównanie i krytyczna analiza dwóch scenariuszy rozwojowych systemu dostaw energii elektrycznej: kontynuacji oraz innowacyjnego ...	193

Wstęp

ZMIANY STRUKTURALNE W ENERGETYCE

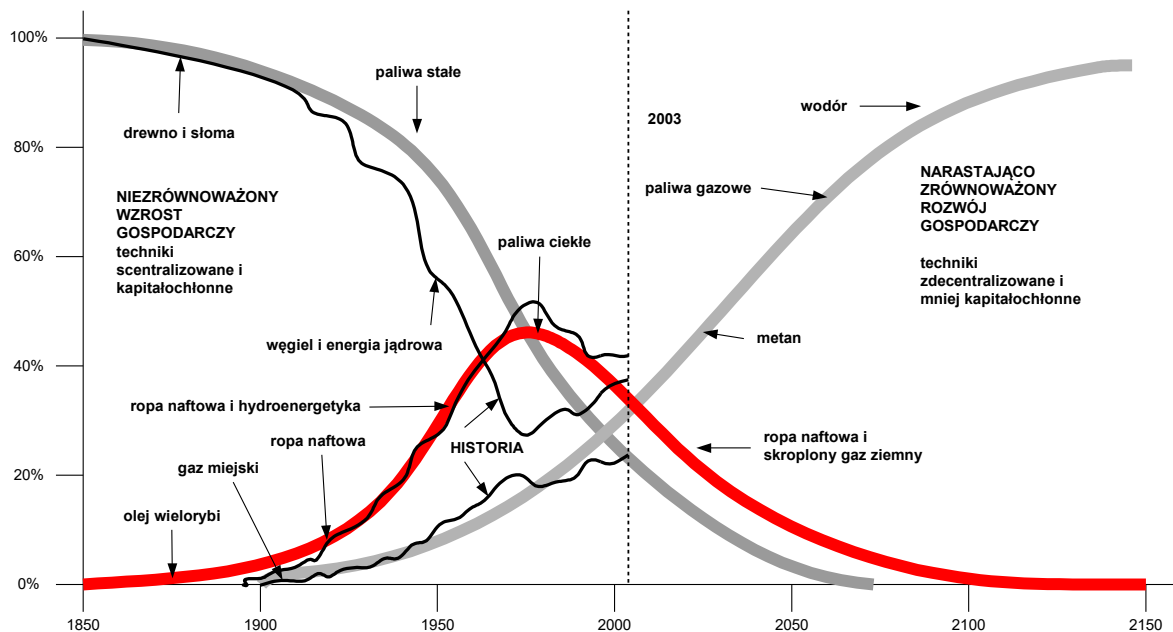
Fakt, że Stany Zjednoczone nie przystąpiły do Traktatu z Kioto nie może być w żadnym wypadku traktowany jako argument świadczący o zasadniczej różnicy ich polityki klimatycznej w porównaniu z unijną. Wiadomo, że w perspektywie 2050 Stany chcą zbudować społeczeństwo wodorowe, Unia natomiast – społeczeństwo bezemisyjne. Zatem długoterminowy cel jest praktycznie ten sam, a droga dojścia w jednym i drugim przypadku prowadzi w horyzoncie 2020 przez energetykę odnawialną (innovacyjną).

Punktem wyjścia do rozważań o bezpieczeństwie energetycznym w końcu pierwszej dekady XXI w. jest sytuacja paliwowa i ekologiczna świata z jednej strony oraz społeczna i technologiczna z drugiej. W tym kontekście trzeba na nowo popatrzeć na technologie energetyczne, w szczególności na ich potencjał rozwojowy i wynikające z tego potencjału możliwości praktycznego unowocześnienia energetyki szeroko rozumianej, obejmującej elektroenergetykę, ciepłownictwo, sektor paliw transportowych, gazownictwo, górnictwo oraz powstający nowy wielki segment energetyki odnawialnej [1].

W tym miejscu stawia się zasadniczą tezę dla całej tematyki zawartej w monografii, mianowicie że na obecnym etapie rozwój technologii staje się główną siłą sprawczą unowocześnienia światowej energetyki. Podkreśla się przy tym, że droga do nowej sytuacji prowadziła przez reformy w elektroenergetyce, polegające najprzód na wykreowaniu segmentu niezależnych wytwórców w USA (ustawa PURPA, lata 80. XX w.), a następnie wykreowaniu segmentu niezależnego handlu energią elektryczną „po- nad” siecią (reforma brytyjska, zasada TPA, lata 90. XX w.). Reformy te pobudziły konkurencję tam, gdzie wcześniej jej sobie nie wyobrażano, następnie zaś ujawniły w systemie zaopatrzenia gospodarki w paliwa i energię na trzy rynki końcowe (energii elektrycznej, ciepła i transportu) systemowy konflikt między nadbudową (polityką energetyczną, czyli polityczno-korporacyjnym sojuszem biznesowym) oraz bazą (społeczeństwem wiedzy, które się pojawiło wraz z internetem).

Rysunek 1 pokazuje karierę kolejnych paliw. Węgiel od czasów rewolucji przemysłowej (zapoczątkowanej wynalezieniem maszyny parowej w połowie XVIII w.) był podstawą budowy potęgi Wielkiej Brytanii. Szczyt swojego znaczenia górnictwo brytyjskie osiągnęło w drugiej dekadzie XX w.: maksymalne wydobycie miało miejsce w 1913 roku (292 mln ton), a zatrudnienie osiągnęło maksymalny poziom w 1920 roku (1,25 mln zatrudnionych). Złamanie w latach 1984/85 przez Premier M. Thatcher historycznego strajku górników zakończyło okres wielkiego znaczenia narodowego przedsiębiorstwa British Coal. Ropa naftowa przyczyniła się do powstania potęgi Stanów Zjednoczonych w XX w. Jej fundamentem stał się samochód produkowany taśmowo (początek pierwszej dekady minionego wieku) i amerykańska demokracja. Równolegle, od końca XIX w., dokonywał się rozwój elektroenergetyki (z wykorzystaniem zdyspersyfikowanej bazy paliwowej, obejmującej energię wodną, węgiel, ropę naftową, energię atomową). Elektroenergetyka w XX w. była pomostem od społeczeństwa przemysłowego do społeczeństwa wiedzy. W ostatniej dekadzie

minionego wieku rozpoczął się gwałtowny rozwój gazowych technologii energetycznych. W pierwszym etapie był to rozwój technologii w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, opartych na spalaniu gazu ziemnego, głównie w postaci bloków *combi* i silnikowych agregatów kogeneracyjnych. Na energetycznym wykorzystaniu gazu ziemnego przez demokratyczny świat siłę buduje na razie przede wszystkim niedemokratyczna Rosja, jako dostawca gazu sieciowego do Unii Europejskiej. Ten fakt przyspiesza obiektywne procesy, warunkowane rozwojem demokracji, gospodarki rynkowej i postępem technologicznym. W rezultacie gaz ziemny, który spowodował w ostatnich kilkunastu latach skokowy rozwój technologii energetycznych, zwykłą koleją rzeczy (przyspieszaną przez rosyjską imperialną politykę gazową) będzie się stawał coraz bardziej ofiarą swojego sukcesu. Mianowicie, gaz ziemny będzie uzupełniany, a następnie zastępowany energią odnawialną, w szczególności paliwami drugiej generacji produkowanymi z biomasy, a w kolejnym etapie także z węgla, z ewentualnym wykorzystaniem energii atomowej w procesach jego zgazowywania i upłyniania (technologie atomowo-węglowe).



Rys. 1. Rozwój systemów zaopatrzenia świata w energię [2] (rozszerzenie własne danych historycznych dla okresu 1998-2007)

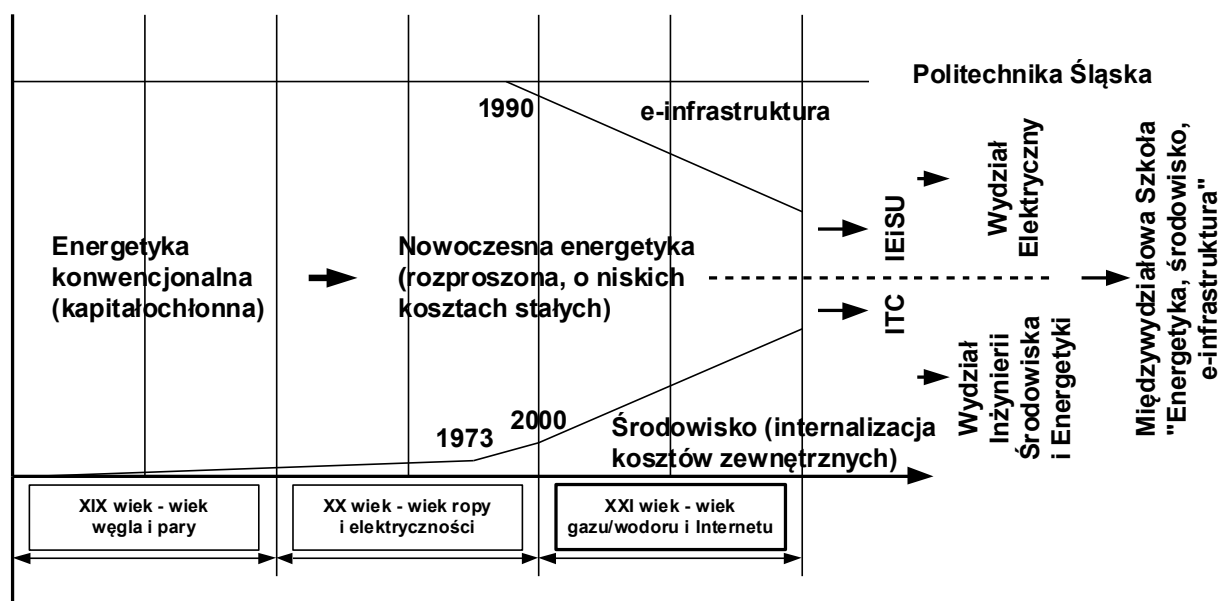
Bezpieczeństwa energetycznego współcześnie nie wolno rozpatrywać oczywiście w oderwaniu od społeczeństwa wiedzy. Z tego punktu widzenia ważne jest, że maszyna parowa zapoczątkowała rozwój społeczeństwa przemysłowego. To z kolei przekształciło się w społeczeństwo wiedzy za sprawą technologii teleinformatycznych i, w szczególności, internetu. Technologie teleinformatyczne i internet zapoczątkowały konkurencję w elektroenergetyce i, ogólnie, w sektorach sieciowych za pomocą zasady TPA (dostęp stron trzecich do sieci). Rozwój technologii energetycznych, ukierunkowanych na ochronę klimatu, dokonujący się pod wpływem konkurencji w społeczeństwie wiedzy, doprowadzi z kolei do powstania społeczeństwa nowego typu, zwanego wodorowym w USA i bezemisyjnym w UE.

Zatem tym, czym w ostatniej dekadzie minionego stulecia stały się technologie internetowe w sferze wiedzy (pracy opartej na wiedzy), tym w ciągu nadchodzących kilkunastu lat zaczną stawać się w energetyce (i w transporcie samochodowym) rozproszone technologie, w przyszłości zwłaszcza wodorowe, w postaci ogniwa paliwowego. Zasada działania ogniwa paliwowego jest znana od 1839 roku (właśnie wtedy angielski fizyk William R. Grove wykazał, że podczas elektrochemicznej syntezy wodoru i tlenu wyzwolona zostaje

energia elektryczna), ale dopiero współcześnie powstały warunki technologiczno-ekonomiczne do ich powszechnego wykorzystania. Ogniwo paliwowe działa, pod względem zasady, jak bateria (akumulator). Różnica polega na tym, że bateria wyczerpuje się, natomiast ogniwo paliwowe działa tak długo, jak długo zasilane jest paliwem w postaci wodoru, który na razie najłatwiej uzyskiwać z gazu ziemnego, a w dalszej perspektywie będzie uzyskiwany z biomasy (bezpośrednio, bez przechodzenia przez fazę gazową) i z węgla (z przejściem przez fazę gazową).

Istotę przemian na świecie w dwóch minionych stuleciach i w stuleciu nadchodzącym dobrze (obrazowo) charakteryzuje rys. 2. Z rysunku tego wynikają dalekosiężne konsekwencje dotyczące dalszych zmian strukturalnych w energetyce (ogólnie, nie tylko w elektroenergetyce) i konieczność ich rozpatrywania w ramach szeroko rozumianego procesu społeczno-gospodarczego (a nie tylko w ograniczonym kontekście techniczno-ekonomicznym). Ogólna sytuacja przedstawiona na rys. 2 ma już przełożenie na działania średnioterminowe w postaci strategii rozwojowych poszczególnych regionów świata. Z unijnego punktu widzenia ma znaczenie strategia lizbońska przyjęta na początku obecnej dekady, której celem miało być zdobycie przez UE przewagi konkurencyjnej nad USA do 2010 roku¹.

W obszarze energetyki jest to unijna strategia energetyczna ogłoszona w marcu 2007 roku w postaci Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20², a w szczególności projekt dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej, ogłoszony przez Komisję Europejską w styczniu 2008 roku.



Rys. 2. Zmiana znaczenia pracy (fizycznej), energii oraz wiedzy (pracy opartej na wiedzy) w rozwoju ludzkości [3]. Autorska (J. Popczyk) koncepcja ukierunkowania kształcenia w dziedzinie energetyki (w Politechnice Śląskiej, ITC – Instytut Techniki Ciepłej, IEiSU – Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów)

Rysunek 3 służy do zobrazowania nowego miejsca i nowej roli energetyki rozproszonej w szerokim otoczeniu, w kontekście polskim. Bez wątpienia, sytuacja przedstawiona na rysunku, polegająca na coraz słabszym powiązaniu małych źródeł odnawialnych z systemem elektroenergetycznym i na coraz silniejszej ich wirtualnej integracji (np. w postaci wirtualnej

¹ W końcówce dekady jest jednak jasne, że celu tego Unia nie będzie w stanie zrealizować.

² Reguła 3×20 oznacza w energetyce (ogólnie, a nie tylko w elektroenergetyce) trzy główne cele do osiągnięcia przez UE w horyzoncie 2020. Są to: 20-procentowy udział energii odnawialnej w rynkowych dostawach energii, 20-procentowa redukcja emisji CO₂ (w porównaniu do 1988 roku) i 20-procentowa redukcja zapotrzebowania jednostkowego na energię (na jednostkę dochodu narodowego), uzyskana poprzez poprawę efektywności jej użytkowania.

elektrowni) z segmentem energetyki rozproszonej elektryczno-cieplno-transportowej, będzie miała w nadchodzących latach istotne znaczenie i wpływ na upodmiotowienie wszystkich odbiorców energii i nabywców paliw: ludności, odbiorców w sektorze usług, odbiorców przemysłowych. Upodmiotowienie odbiorców będzie się dokonywać w procesie zmian sytuacji energetycznej gmin, stanowiących najbardziej naturalne środowisko dla rozwoju energetyki rozproszonej. Bardzo grubą autorską (J. Popczyk) prognozę udziału rolnictwa energetycznego w polskiej bazie paliwowej w horyzoncie 2020 roku przedstawia tabela 2.2, rozdz. 2.



Rys. 3. Miejsce i rola energetyki rozproszonej w relacji do systemu elektroenergetycznego i do tradycyjnych sektorów paliwowo-energetycznych oraz do potencjalnych obszarów ekspansji tej energetyki

Wyjątkową rolę, którą może odegrać rolnictwo energetyczne, jest związana z oceną znaczenia paliw drugiej generacji (przede wszystkim gazowych) i trzeciej generacji (wodorowych). Postęp w dziedzinie pozyskiwania takich paliw wydaje się mieć fundamentalne znaczenie z punktu widzenia zarządzania bezpieczeństwem energetycznym. Mianowicie, chodzi tu o przeprowadzenie Polski przez nadchodzącą drugą, bardzo trudną, dekadę, między innymi za pomocą paliw biogazowych drugiej generacji, i przygotowanie się do absorpcji węglowych paliw drugiej generacji oraz biomasowych paliw trzeciej generacji (wodoru) przez energetykę rozproszoną w trzeciej dekadzie. Właśnie przez pryzmat rozwoju paliw drugiej generacji najłatwiej jest zrozumieć potencjał takiego zarządzania.

Unowocześnianie energetyki w wymiarze praktycznym, rozumiane jako stopniowe dostosowywanie się do funkcjonowania w społeczeństwie wiedzy, już się rozpoczęło, chociaż przebiega niezwykle opornie. Urynkowienie sektorów sieciowych (elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa z dala czynnego, a także sektora paliw transportowych w części zależnej od sieci rurociągów naftowych) w ostatnich kilkunastu latach za pomocą zasady TPA spowodowało realne zmiany. Przede wszystkim zapoczątkowało transformację ekonomiki tych sektorów od kosztowej (od dominującego cenotwórstwa taryfowego, opartego na kosztach przeciętnych w długich okresach czasu) do rynkowej (do cenotwórstwa opartego w coraz większym stopniu na krótkookresowych kosztach krańcowych). Zmiany te można traktować jako pierwszy etap pożądanego unowocześnienia energetyki. Jego zasadnicze znaczenie wiąże się z wprowadzeniem możliwości konkurencji do sieciowych sektorów energetycznych, a także stworzeniem podstaw do uznania, że o bezpieczeństwie energetycznym decydują przede wszystkim, przy współczesnych możliwościach technicznych, operatorzy sieciowi i prawidłowo funkcjonujące rynki (bilateralne grafikowane, giełdowe i podobne oraz bilansujące techniczne), na których podstawową rolę muszą odgrywać odbiorcy, nie państwo.

Kluczowe znaczenie dla zrozumienia zmian strukturalnych w energetyce będzie miał rozpoczynający się proces internalizacji kosztów zewnętrznych (środowiska, sieciowych, nadzatrudnienia). W 2008 roku proces ten zostanie przyśpieszony w Polsce przez dotkliwy brak uprawnień do emisji CO₂. W rezultacie myślenie typu „elektroenergetyka odnawialna wymaga dotowania, za pomocą systemu certyfikatów” szybko będzie odwracane na myślenie „elektroenergetyka tradycyjna jest dotowana, za pomocą mechanizmu nieopłaconych kosztów zewnętrznych”.

Literatura do wstępu

- [1] Komitet Problemów Energetyki PAN: Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych (ekonomiki) i innowacyjnych technologii – różne scenariusze rozwojowe energetyki. Materiały konferencyjne, Warszawa-Serock, czerwiec 2008.
- [2] J. Zhang: The Prospect of Hydrogen Economy – A Strategic Decision for Every Nation, a także artykuł: J. Malko: Wodór – perspektywiczny nośnik energii. „Wokół Energetyki”, nr 4 (20), sierpień 2004.
- [3] N. Bernot: W kierunku przemian strukturalnych w elektroenergetyce europejskiej. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., „Elektroenergetyka” nr 1/2004 (48).

Rozdział 1

W KIERUNKU MECHANIZMÓW RYNKOWYCH ZARZĄDZANIA BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYCZNYM. WYBRANE POJĘCIA I DEFINICJE

O ziemię, religię, bogactwa, wodę i źródła energii toczą się wojny. Ziemia była człowiekowi zawsze potrzebna do wyżywienia się. W Europie właśnie z punktu widzenia bezpieczeństwa żywnościowego było jej stale za mało. Dlatego w Traktatach Rzymskich (w jednym z nich, o utworzeniu EWG) zapisana została ponad pięćdziesiąt lat temu Wspólna Polityka Rolna ukierunkowana na stworzenie (z wykorzystaniem protekcjonizmu państwowego) trwałych podstaw bezpieczeństwa żywnościowego Wspólnoty. Polityka ta doprowadziła, w krótkim czasie, do wielkich nadwyżek produkcji rolnej. Powodem był brak wyobraźni polityków odnośnie możliwości wzrostu wydajności w rolnictwie. Skutkiem był natomiast (i jest) wielki koszt Polityki, hamujący rozwój obecnej Unii.

Współcześnie najważniejszą wojną na świecie, chociaż prowadzoną bez armii, ale za pomocą monopoli i z udziałem polityków, jest wojna o bezpieczeństwo energetyczne. Jest to wojna prowadzona kosztem społeczeństw i środowiska naturalnego. Sytuacja w rolnictwie i energetyce może się jednak wkrótce zasadniczo zmienić, kiedy ziemia będzie służyć człowiekowi do produkcji energii. Wówczas nadprodukcja żywności i deficyt energii przestaną być (osobno) wdzięcznym polem uprawiania polityki. Konkurencja doprowadzi natomiast w obszarze rolnictwa, energetyki i środowiska do historycznej alokacji zasobów.

Zmiany strukturalne w energetyce wytwarzają nowy system pojęć i definicji, które samostnie nie tworzą postępu, ale kierunkują badania i ułatwiają porozumiewanie się w nauce i przede wszystkim w edukacji. W niniejszym rozdziale przedstawia się propozycję takiego systemu, w tym na potrzeby niniejszej monografii. Proponowany system ma charakter otwarty, przede wszystkim zaś wymaga udoskonaleń, głównie przejścia od definicji opisowych (rozbudowanych) do ścisłych oraz od systemu otwartego do systemu zamkniętego (takiego, w którym system definicji jest minimalny, a jednocześnie kompletny). Cztery uwagi z tym związane są następujące.

Po pierwsze, wielkim problemem, z którym trzeba się uporać w sferze pojęć i definicji jest dokonująca się za sprawą rynku konwergencja w zarządzaniu i uniwersalizacja technologiczna, a zarazem nowa konsolidacja kompetencji zawodowych, badawczych, naukowych. Z tego punktu widzenia jest już praktycznie pewne, że rynek powoduje w energetyce konsekwencje o znacznie głębszych skutkach niż przez ostatnie 20 lat byliśmy skłonni uznać. Wielkim obszarem nowej konsolidacji są technologie. Ta konsolidacja obejmuje pozyskiwanie, przetwarzanie, transport/przesył oraz użytkowanie paliw i energii, łącznie z redukcją szkodliwych oddziaływań tych technologii na środowisko naturalne, a także utylizację odpadów komunalnych, z produkcji rolnej, z przetwórstwa rolno-spożywczego i innych, łącznie z produkcją energii. Wielkim obszarem nowej konsolidacji jest ekonomika rynkowa, zupełnie różna od ekonomiki monopoli naturalnego; w nowej ekonomice konieczne są

w szczególności kompetencje umożliwiające przejście od długoterminowego kosztu przeciętnego do krótkoterminowej wartości krańcowej, od optymalizacji (na przykład optymalizacji podziału kosztów produkcji skojarzonej) do kosztu unikniętego, od kosztu prywatnego do kosztu publicznego (uwzględniającego internalizację kosztów zewnętrznych) [1], itd. Także wielkim obszarem nowej konsolidacji są regulacje prawne i zarządzanie (w tym bezpieczeństwem energetycznym), a także komunikacja społeczna (jako podstawa wytworzenia przyzwolenia społecznego na całkowicie nowe unormowania, szczególnie w obszarze środowiska).

Po drugie, perspektywa paliwowa (obecnie fundamentalna) jest tą, która obecnie pozwala najłatwiej zrozumieć współczesny potencjał zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym tkwiącym w innowacyjnej energetyce, w szczególności w paliwach drugiej generacji. Z drugiej strony paliwa drugiej generacji to obszar, gdzie do uporządkowania jest praktycznie wszystko, nawet systematyka. Monografię traktuje się między innymi jako punkt wyjścia do rozpoczęcia dyskusji na ten temat wśród elektroenergetyków. Na obszarze innowacyjnej energetyki dokonuje się na niespotykaną dotychczas skalę integracja kompetencji z obszaru energetyki (elektroenergetyki, ciepłownictwa, gazownictwa, górnictwa, paliw płynnych, energetyki odnawialnej), ochrony środowiska (w tym biotechnologii środowiskowej), rolnictwa (w tym biotechnologii upraw rolnych) i uniwersalizacja technologii.

Po trzecie, rozwój rynku energii elektrycznej coraz bardziej przybliża proces polegający na tym, że podejście deterministyczne (kryteria techniczne) w doborze urządzeń (linii) elektroenergetycznych będzie sukcesywnie uzupełniane przez podejście statystyczno-probabilistyczne. Będzie tak dlatego, bo naturze rynku bliższe są losowość i prawo wielkich liczb niż determinizm. W szczególności rynek oferuje (potencjalnie) dobre mechanizmy wyceny i wynagrodzenia za skutki zdarzeń o małym prawdopodobieństwie. Oczywiście, z drugiej strony rynek wymaga jednoznacznych kryteriów takiego wynagradzania. Dlatego istnieje potrzeba powiązania parametrów/wskaźników rynkowych i podejścia statystyczno-probabilistycznego do wymiarowania sieciowych zdolności przesyłowych z tradycyjnymi kryteriami technicznymi, osadzonymi w podejściu deterministycznym, służącymi do opisu bezpieczeństwa energetycznego.

Po czwarte, ze względu na to, że rynek wymusza całkowicie nowe podejście do zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym, w którym ekonomika, konwergencja zarządzania i uniwersalizacja technologii, internalizacja kosztów zewnętrznych, innowacyjność, zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe oraz koszty/ceny referencyjne zaczynają odgrywać dominującą rolę, uznaje się za konieczne wcześniejsze szersze naświetlenie tych zagadnień, a potem dopiero przejście do pojęć i definicji (opisowych).

1.1. Ewolucja ekonomiki w energetyce: od monopolu do uniwersalnej konkurencji

Ocena efektywności inwestycji w monopolistycznej ekonomice kosztowej. W tym przypadku zakres inwestycji w źródła wytwórcze wynika z konieczności pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem normatywnego marginesu rezerwy. Metodyka optymalizacyjna polega zaś na wyborze wariantu inwestycyjnego zapewniającego jego minimalny koszt łączny (budowy i eksploatacji) zdyskontowany na rok zerowy:

$$\sum_{t=0}^T (J_t + K_t) a_t \rightarrow \min \quad (1.1)$$

$$a_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (1.2)$$

gdzie: J – nakłady inwestycyjne, K – koszty eksploatacji, a – współczynnik dyskontujący, r – stopa dyskonta, t – indeks oznaczający kolejne lata w okresie życia projektu.

Odmianą zadania jest zadanie polegające na zastąpieniu normalywnego odwzorowania niezawodności odwzorowaniem w postaci kosztu zawodności. Wówczas minimalizacji podlega zdyskontowany koszt obejmujący trzy składniki: nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne i odrębnie określone koszty zawodności. Koszty zawodności określa się dla zróżnicowanych wariantów inwestycyjnych, przy tym takich, które przynajmniej w warunkach normalnych zapewniają pokrycie maksymalnego zapotrzebowania.

Oczywiście, konsekwencją przedstawionej tu ekonomiki są wynikowe ceny, przenoszące łączny koszt, wprawdzie zminimalizowany, ale uniemożliwiający odbiorcom i dostawcom podjęcie gry popytowo-podażowej.

Ocena efektywności inwestycji w konkurencyjnej ekonomice rynkowej. W tym przypadku następuje odwrócenie sytuacji. Inwestor bada rynek, w szczególności określa cenę, jaką może uzyskać za towar/usługę (prognozuje cenę, którą zapłaci odbiorca). Przyjmując tę cenę za punkt wyjścia dokonuje oceny efektywności inwestycji i podejmuje pozytywną decyzję inwestycyjną tylko wówczas, jeśli wskaźniki efektywności są dla niego satysfakcjonujące z punktu widzenia oczekiwanego wynagrodzenia zaangażowanego własnego kapitału (nie może uzyskać lepszego wynagrodzenia na otwartym rynku kapitałowym).

$$NPV = \sum_{t=0}^T a_t CF_t = \sum_{t=1}^T a_t CF_t - J_o \quad (1.3)$$

gdzie: CF – skumulowany przepływ finansowy (*cash flow*), $IRR > r$, IRR – wewnętrzna stopa zwrotu, dla której $NPV = 0$.

Istnieje jeszcze jedna fundamentalna różnica między ocenami efektywności (1.1) i (1.3). Mianowicie, w analizie ekonomicznej (1.1), której podstawą są stopy dyskontowe, nie uwzględnia się stóp podatkowych i stóp procentowych (stóp bankowych decydujących o kosztach kredytów), a także ryzyk. W analizie ekonomiczno-finansowej (1.3) uwzględnienie podatków, kosztów kredytów i ryzyk staje się podstawowym wymaganiem metodologicznym.

Uwagi dotyczące analizy ryzyka. Problem stopy dyskontowej. Formalne metody analizy ryzyka inwestycyjnego (w obszarze inwestycji materialnych), nadające się do zastosowań praktycznych, są w elektroenergetyce dopiero w początkowej fazie rozwoju (jest to inna sytuacja niż w zastosowaniach dotyczących krótkookresowych wahań cen na rynkach giełdowych energii elektrycznej, gdzie możliwe jest stosunkowo proste wykorzystanie zaawansowanych metod z rynków finansowych). Jedną z koncepcji, którą można wskazać jako obiecującą, jest budowa modelu statystyczno-probabilistycznego nałożonego na analizę przepływów finansowych, czyli analizę, której podstawą jest wzór (1.3). Punktem wyjścia do budowy modelu statystyczno-probabilistycznego ryzyka w tej koncepcji powinna być analiza wrażliwości stosowana powszechnie w praktyce, a ponadto stosowane w ekonomii modele analityczne wybranych wielkości makroekonomicznych.

Jedną z najważniejszych wielkości makroekonomicznych wykorzystywanych w analizie przepływów finansowych jest stopa dyskontowa. Stopa ta w postaci analitycznej może być wyrażona w sposób następujący:

$$r = (1 + s_a) * (1 + s_r) - 1 \quad (1.4)$$

gdzie: s_a – jest kosztem alternatywnym kapitału (najczęściej równym oprocentowaniu państwowych obligacji długoterminowych), s_r – jest natomiast stopą ryzyka, charakterystyczną dla danej działalności gospodarczej.

Stopa dyskontowa charakteryzuje kondycję gospodarki oraz jej stabilność w długoterminowym horyzoncie inwestycyjnym i stanowi w szczególności podstawę decyzji inwesty-

cyjnych o kluczowym znaczeniu w sektorach o największej kapitałochłonności. Stopa dyskontowa, jako parametr pozwalający uwzględnić zmianę wartości pieniądza w czasie, ma zasadniczy wpływ na optymalną (dla danej gospodarki) strukturę nakładów inwestycyjnych (rozłożonych w okresie inwestowania) oraz przyszłych kosztów eksploatacyjnych (ponoszonych przez długi okres czasu).

Jest jasne, że wysokie stopy dyskontowe, charakterystyczne dla słabych i niestabilnych gospodarek, prowadzą do rozwiązań o niskich nakładach inwestycyjnych i wysokich kosztach eksploatacyjnych, a niskie stopy odwrotnie – do rozwiązań o wysokich kosztach inwestycyjnych i niskich kosztach eksploatacyjnych. Jeśli zatem pominąć ryzyko technologiczne oraz ryzyko zmian cen paliw, to zastosowanie rachunku dyskonta powoduje, że elektrownie wodne (i ogólnie źródła odnawialne energii elektrycznej), a także elektrownie atomowe mają większe szanse zastosowania w USA i w Europie Zachodniej, natomiast elektrownie gazowe (ewentualnie na ropę naftową) są bardziej właściwe dla Afryki i Ameryki Południowej. Podobnie, niska stopa dyskontowa w USA i w Unii preferuje linie elektroenergetyczne o dużych przekrojach przewodów roboczych (wyższych nakładach inwestycyjnych, niższych kosztach strat mocy i energii), a wysoka stopa dyskontowa, właściwa dla gospodarek krajów afrykańskich i południowoamerykańskich, prowadzi do mniejszych przekrojów przewodów roboczych linii elektroenergetycznych.

Wybór stopy dyskontowej do zilustrowania problemu ryzyka w elektroenergetyce rynkowej, i ogólnie na rynkach z wymaganą kapitałochłonną infrastrukturą, ma charakterystyczne znaczenie z wielu innych punktów widzenia (poza punktem widzenia związanym z techniką obliczeniową), z których dwa są najważniejsze. Po pierwsze, podejście do stopy dyskontowej wyrażone za pomocą wzoru (1.4) wskazuje, że rynek będzie wymuszał zbliżanie się tradycyjnych metodologii ocen ekonomicznych materialnych inwestycji infrastrukturalnych do metodologii ocen inwestycji kapitałowych. Oczywiście, to oznacza uniwersalizację i zrównywanie, w tendencji, dochodowości inwestycji infrastrukturalnych i dochodowości rynku wyrażanej za pomocą dochodowości akcji wchodzących w skład charakterystycznych indeksów akcji, np. amerykańskich indeksów: przemysłowego DJIA (*Dow Jones Industrial Average*), bankowego S&P 500 (*Standard & Poor*) oraz technologicznego NASDAQ. Inaczej, oznacza to trend na konkurencyjnych rynkach usług infrastrukturalnych od rachunku ekonomicznego do finansowego, i od rachunku długoterminowego do krótkoterminowego. Po drugie, wzór (1.4) wskazuje na podstawowe zadanie do wykonania w zakresie niezbędnego unowocześnienia systemów regulacyjnych rynków usług infrastrukturalnych. Mianowicie, zadaniem tym jest niezwłoczne stworzenie przez regulatorów podstaw do wyznaczenia stopy ryzyka s_r i określenie jej wartości referencyjnej, zwłaszcza dla infrastruktury sieciowej.

W przypadku elektroenergetyki wyzwaniem jest także określenie stopy ryzyka s_r zróżnicowanej dla poszczególnych technologii energetycznych, np. dla elektroenergetyki atomowej, węglowej, gazowej, odnawialnej, oraz dla technologii proefektywnościowych w obszarze użytkowania energii elektrycznej. Jest zrozumiałe przy tym, że ryzyko rynkowe budowy tradycyjnego bloku atomowego o mocy 1500 MW, za 10 mld zł, jest inne niż ryzyko budowy bloku 460 MW za 1,8 mld zł na węgiel kamienny, którego rynek się kurczy. Z kolei jest oczywiste, że to ostatnie zdecydowanie się różni od ryzyka budowy mikroelektrociepłowni gazowej (na gaz ziemny) za 1 mln zł na szybko rosnącym rynku kogeneracyjnej energetyki rozproszonej. Wreszcie, jeszcze inna jest sytuacja na rynku technologii proefektywnościowych w obszarze użytkowania energii elektrycznej, gdzie mechanizmy konkurencji działają na skalę masową od dawna, i są ustabilizowane.

Osadzanie ekonomiki energetyki w mechanizmach koniunkturalnego cyklu gospodarczego. 2008 rok jest bardzo dobry, aby w szczególności zacząć zmieniać opis przyszłego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Z opisu wygładzonego, abstrahującego od cykli koniunkturalnych w gospodarce, do opisu ściśle z nimi skorelowanego. Wzrost cen energii elektrycznej, powodowany coraz większymi kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂ (i wzrostem cen węgla) jest stosowną okazją.

Podkreśla się tu, że wzrost cen jest nieunikniony, tzn. jest już w bardzo dużym stopniu poza możliwością jego skutecznego zarządzania. Istnieje natomiast jeszcze pewna możliwość zarządzania jego skutkami. W szczególności otwarte jest pytanie, jaki użytek zostanie zrobimy z tego wzrostu. Kluczową sprawą jest oczywiście, czy wzrost cen pobudzi inwestycje i rozwój innowacyjnej energetyki, czy też stanie się odwrotnie: wzrost cen zostanie wykorzystany do sfinansowania wzrostu kosztów operacyjnych skonsolidowanych w ostatnich kilku latach przedsiębiorstw oraz do zrealizowania inwestycji w starym stylu, które spowodują wielkie *stranded costs* w przyszłości.

Jeśli wolny rynek energii elektrycznej zostanie w Polsce dopuszczony do głosu, to scenariusz jest łatwy do przewidzenia. Poniżej przedstawia się pięć uwag związanych z tym scenariuszem. W uwagach podaje się oszacowania wpływu wzrostu cen na wskaźniki makroekonomiczne, które mają jedynie bardzo orientacyjny charakter (chodzi o opis problematyki zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną za pomocą nowego języka, charakterystycznego dla podejścia rynkowego, a nie za pomocą dotychczasowego języka, charakterystycznego dla monopolu). Przedstawione oszacowania powinny być systematycznie pogłębiane (ściśła metodyka dla potrzeb precyzyjniejszych oszacowań praktycznie wymaga dopiero opracowania).

1. Bardzo silny wzrost cen energii elektrycznej (wynoszący np. 50%) przekłada się natychmiast na wzrost inflacji konsumenckiej CPI. Potencjał tego wzrostu wynosi obecnie około 2%. Krótkoterminowo inflacja przekłada się bardzo bezpośrednio na wzrost stóp procentowych i spowolnienie gospodarki (na obniżenie PKB). Jednak przy obecnej, bardzo dużej elektrochłonności polskiego PKB (125 MWh/mln zł), nie ma zagrożenia długoterminowego spowolnienia gospodarki (większego niż 0,2% w wymiarze rocznym).

2. Zwłaszcza, że silny wzrost cen energii elektrycznej w Polsce przypada na okres osłabienia koniunktury gospodarczej na świecie. To oznacza, że oczyszczające działanie cyklu koniunkturalnego na gospodarkę, między innymi zmniejszające jej elektrochłonność, będzie w Polsce silniejsze niż w krajach, gdzie wzrostu cen energii elektrycznej nie będzie. Można przyjąć, że jeśli współczynnik korelacji między wzrostem zapotrzebowania na energię i wzrostem PKB (w fazie wzrostowej cyklu koniunkturalnego) wynosi dla Polski obecnie około 0,5, to dla następnego cyklu współczynnik ten może ukształtować się na bardzo niskim poziomie, wynoszącym 0,2.

3. Należy w tym miejscu pamiętać, że silny wzrost cen pokaże po raz pierwszy w historii, jaka jest naprawdę elastyczność cenowa popytu na energię elektryczną w Polsce. Pierwsza składowa obniżki popytu, związana z prostym oszczędzaniem energii elektrycznej, ujawni się praktycznie natychmiast po wzroście cen. Druga składowa, związana z inwestycjami na rzecz obniżki elektrochłonności gospodarki (w tym z planowanymi do wdrożenia białymi certyfikatami), ujawni się, orientacyjnie, w 2009 roku. Trzecia składowa, związana ze zmianami strukturalnymi gospodarki, na bardziej nowoczesną, ujawni się, orientacyjnie, w 2010 roku. Syntetyczny roczny wskaźnik obniżki elektrochłonności gospodarki (postrzeganej jako *business as usually*) należy w perspektywie 2020 przyjąć na poziomie około 1,5% (taką obniżkę można uważać za dobrze skorelowaną z celami unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20).

4. Silny wzrost cen pobudzi rozwój segmentu niezależnych wytwórców. Widoczny efekt w tym zakresie (zwiększona roczna podaż energii elektrycznej, pochodząca z energetyki wiatrowej i biometanowej, wynosząca około 1,5 TWh) jest możliwy po 2...3 latach. Konieczna jest jednak zmiana regulacji, z regulacji ukierunkowanej na odbiorców na

regulację ukierunkowaną na inwestorów i technologie (regulację mającą podstawy w kosztach referencyjnych dla poszczególnych technologii).

5. Wielkoskalowa elektroenergetyka węglowa, nawet ta w postaci tradycyjnych technologii, z efektami możliwymi dopiero po 2015 roku³, nie jest w stanie odpowiedzieć na bieżący wzrost cen, niezależnie od tego jak wielki on będzie. Trzeba jednak podkreślić, że w przypadku tradycyjnych technologii węglowych większy problem, niż z mocami, jest związany z węglem, którego zaczyna brakować. A sytuacja w górnictwie (w zakresie inwestycji wydobywczych) nie jest, pod względem czasu odpowiedzi na wzrost cen, lepsza jak w elektroenergetyce (w zakresie inwestycji wytwórczych i sieciowych).

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości faktu, że ekonomika monopolu ciągle jeszcze określa sposób funkcjonowania elektroenergetyki i że zmiana tej ekonomiki na rynkową jest możliwa i zarazem konieczna, jest pierwszym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

1.2. Konwergencja zarządzania i uniwersalizacja technologii energetycznych

Konwergencja gazownictwa i elektroenergetyki, charakterystyczna dla USA i ostatnio bardzo wyraźnie dla Europy, staje się w społeczeństwie wiedzy już niewystarczająca. Otwieranie rynków energii elektrycznej i gazu (niezwykle trudne), mające na celu zmianę pozycji odbiorców końcowych na rynku, daje już wyraźne efekty, chociaż (jak to często bywa) inne od bezpośrednio zamierzonych.

Mianowicie, są to efekty polegające na przyśpieszeniu uniwersalizacji technologii energetycznych, której początki bez wątplenia łączą się ze światowym rozwojem technologii gazowych, w szczególności w postaci technologii *combi* i kogeneracji gazowej małej skali, w drugiej połowie latach dziewięćdziesiątych. Nie bez znaczenia dla nasilającej się obecnie uniwersalizacji technologii energetycznych jest rozwój technologii LNG w transporcie gazu ziemnego (najprzód morskiego, a potem lądowego), rozwój technologii CNG (w transporcie samochodowym) itp.

Rozwój technologii gazowych generalnie stworzył dobre podstawy (infrastrukturę) pod rozwój technologii biometanowych, a te stanowią o wielkich perspektywach całego segmentu biomasowych technologii odnawialnych. Są to perspektywy znacznie większych niż te, które wynikały z dotychczasowego rozwoju technologii biopaliwowych (paliwa płynne w postaci bioetanolu i estrów).

Cztery obszary konwergencji w szeroko rozumianej energetyce. Za rozwojem technologii gazowych i biomasowej energetyki odnawialnej w naturalny sposób postępuje bardzo szybko konwergencja i nowa integracja/konsolidacja, obejmująca w szczególności cztery wielkie obszary, wykraczające daleko poza gazownictwo i elektroenergetykę.

Po pierwsze, jest to obszar samych technologii, takich jak: mały agregat kogeneracyjny (także trójgeneracyjny), samochód CNG, klasyczny hybrydowy samochód (także autobus, lokomotywa przetokowa), jak i samochód hybrydowy „tankowany” z instalacji (z „gniazdka”) odbiorcy końcowego na rynku energii elektrycznej (np. prototypowa Toyota Plug-in HV, 2007), samochód wodorowy (np. limitowana seria Mercedesa, 2007), wreszcie samolot (np. samoloty koncernu Airbus, 2008) na paliwo gazowe jak i na biopaliwo płynne, a także samolot wodorowy (np. awionetka Boeing, 2008). Siłą napędową integracji technologicznej w kolejnych dwóch dekadach będzie rozwój paliw drugiej generacji, przede wszystkim biopaliw gazowych (druga dekada) i gazów syntezowych otrzymywanych w procesie przeróbki węgla, zarówno kamiennego, jak i brunatnego (trzecia dekada). Rozwój ten otworzy drogę do energetyki wodorowej. Dlatego symbolem uniwersalizujących się

³ Za pomocą technologii węglowych bezemisyjnych odpowiedzi (w postaci wyprodukowanej energii elektrycznej) na wzrost cen energii elektrycznej obecnie może nastąpić dopiero po 2020 roku.

technologii (i integrujących się w nowy sposób) będzie wkrótce ogniwo paliwowe. Spektakularnymi przykładami projektów wodorowych już obecnie są: Kalifornia – sieć stacji wodorowych (1000 stacji w 2014 roku) i flota autobusów wodorowych, Norwegia – wyspa wiatrowo-wodorowa.

Po drugie, jest to obszar końcowych rynków energii, mianowicie energii elektrycznej, ciepła i usług transportowych. Od wymienionych powyżej technologii jest już tylko krok do uniwersalnych rozproszonych (masowych) technologii energetycznych zapewniających odbiorcom możliwość indywidualnej dostawy energii elektrycznej i ciepła (umożliwiających odbiorcom w coraz większym stopniu uniezależnienie się od wielkich sieciowych systemów elektroenergetycznych, a także od systemów ciepłowniczych z dala czynnych) oraz zapewniających różne formy transportu (w tym najważniejsze, mianowicie transporty samochodowy i lotniczy, dające ludziom niezależność). Podkreśla się tu, że uniwersalne masowe technologie energetyczne podlegają na rynku prawom konkurencji podobnym do tych, którymi rządzą się rynki poza sieciowymi monopolami technicznymi i regulacyjnymi, w szczególności np. takimi jak współczesny rynek samochodów.

Po trzecie, jest to obszar paliwowy, obejmujący paliwa w postaci gazu ziemnego, paliw płynnych ropopochodnych oraz paliw drugiej generacji: biomasowych paliw odnawialnych płynnych i gazowych, paliw płynnych i gazowych pochodzących (w nadchodzących latach) z przeróbki węgla, zarówno brunatnego jak i kamiennego, a także wodoru (w dalszej przyszłości). Wszystkie te paliwa mogą być już obecnie z podobną skutecznością (efektywnością) wykorzystane w uniwersalizujących się technologiach energetycznych, czyli takich, które będą się praktycznie nadawać do wykorzystania na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła i transportu. To już powoduje zmianę struktury konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, która wydaje się być szokująca, rys. 2.1, rozdz. 2. Jednak trzeba przyjąć, że jest to zaledwie wstęp do tego, co będzie miało miejsce w kolejnych dekadach. Mianowicie, rewolucja w obszarze paliw spowoduje upadek istniejącego systemu akcyzowego i powstanie nowego. Obecny system akcyzowy, tworzony przez dziesięciolecia, jest w szczególności podporządkowany sposobowi wykorzystania paliw. W takim systemie na przykład olej napędowy wykorzystany do transportu jest obłożony bardzo wysoką akcyzą, ale gaz ziemny już nie. Na ten sam olej napędowy wlewany do zbiornika samochodowego, obłożony bardzo wysoką akcyzą, obowiązuje akcyza znacznie niższa, jeśli jest wykorzystany w agregacie kogeneracyjnym. Jest wiele innych podobnych przykładów. Wniosek jest jednoznaczny, istniejący system akcyzowy, charakterystyczny dla społeczeństwa przemysłowego, jest zupełnie nieracjonalny w społeczeństwie wiedzy i jeszcze bardziej byłby nieracjonalny w społeczeństwie wodorowym (już obecnie nie ma on najmniejszego uzasadnienia po stronie technologicznej, a wręcz jest w tym aspekcie korupcyjny). Dlatego potrzebne jest stworzenie podstaw pod nowy, jednolity system akcyzowy. W świetle Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20 (określającego cel łączny w zakresie obniżki emisji CO₂ na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła i rynku transportowego) należy bez wątpienia metodę tę ulepszyć. Ulepszenie powinno iść w kierunku wykorzystania do internalizacji kosztów emisji CO₂ metody termoeologicznej związanej z egzergią [2].

Po czwarte, jest to obszar biznesowy, tzn. konwergencja w obszarze organizacji i zarządzania (sieciowego) przedsiębiorstwami. Tu największe znaczenie mają obecnie przekształcenia (fuzje, przejęcia itp.), których wynikiem jest bardzo szybki wzrost (zwłaszcza w Europie) wielkich grup elektroenergetyczno-gazowych. Jednak wyraźne są już także inne bardzo silne trendy. W wyniku powstają całkowicie nowe rozwiązania organizacyjne (nowe segmenty biznesowe). W szczególności są to: (1^o) niezależne „sieci” małych, lokalnych przedsiębiorstw multienergetycznych (chodzi tu o proces postępującego „usieciowienia” organizacyjno-kapitałowego, czyli o budowę dużych sieci małych przedsiębiorstw multienergetycznych, które powstawały i powstają w wyniku rozszerzania działalności tradycyjnych przedsiębiorstw ciepłowniczych na lokalne rynki energii elektrycznej i gazu

ziemnego), (2°) „sieci” małych przedsiębiorstw produkujących zieloną energię elektryczną (chodzi tu o sieci tworzone w bardzo elastyczny sposób – między innymi z zastosowaniem powiązań kontraktowych, ale także kapitałowych – przez tradycyjnych, wielkich producentów energii elektrycznej), (3°) elektrownie wirtualne, czyli sieci małych źródeł wytwórczych na rynku energii elektrycznej (istotą sprawy w tym przypadku jest zintegrowane sterowanie technologiczne oraz zintegrowane zarządzanie na rynku energii elektrycznej małymi źródłami – o zróżnicowanych właściwościach, wzajemnie się dopełniających – takich jak: elektrownie wiatrowe, szczytowe elektrownie gazowe, źródła kogeneracyjne, elektrownie wodne), (4°) energetyka rozproszona ukierunkowana na utylizację odpadów w rolnictwie i w przemyśle rolno-spożywczym oraz generalnie w przemysłach obciążających środowisko naturalne, a także na utylizację śmieci w sektorze komunalnym (w obszarze tej energetyki rozproszonej charakterystyczne są przede wszystkim źródła kogeneracyjne, a z punktu widzenia *know how* zagadnienia biotechnologiczne są na ogół znacznie trudniejsze do rozwiązania niż zagadnienia energetyczne), (5°) rolnictwo energetyczne, czyli segment upraw energetycznych na potrzeby produkcji biopaliw oraz biogazu/biometanu (jest to bez wątpienia segment rolnictwa o bardzo wielkich perspektywach, stanowiący potencjalne źródło najistotniejszych zmian strukturalnych, mianowicie zmieniający strukturę cen żywności i energii oraz zbliżający poziom konkurencji w dostawach energii do poziomu konkurencji w dostawach żywności).

Potrzeba nauki koncernowej. Postęp w dziedzinie technologii energetycznych będzie zapewniany w kolejnych latach głównie przez dostawców tych technologii. Ale bez wątpienia, nowe trendy wymagają wielu różnorodnych działań rozpoznawczych i dostosowawczych ze strony samych przedsiębiorstw energetycznych. W tych działaniach muszą się znaleźć badania o charakterze stosowanym, obejmujące prognozowanie rozwoju i praktycznych zastosowań, w tym obszar doświadczeń eksploatacyjnych (projekty demonstracyjne) związanych z nowymi technologiami, a także badania studialne dotyczące ekonomiki rynkowej (w aspekcie makroekonomicznym, uwzględniającym dochodzenie do pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych) i badania systemowe dotyczące aspektów ekologicznych nowych technologii (rozpatrywanych także przez pryzmat internalizacji kosztów zewnętrznych). Są to badania niezbędne z punktu widzenia redukcji ryzyka kosztów nietrafionych inwestycji w segmencie zastosowań tradycyjnych sieciowych technologii energetycznych, czyli są konieczne z punktu widzenia budowy przez tradycyjne przedsiębiorstwa energetyczne swojej konkurencyjności na rynku (z uwzględnieniem w strategiach rozwojowych tych przedsiębiorstw inwestycji w rozproszoną energetykę innowacyjną, bądź bez jej uwzględnienia).

Jednak w obszarze oficjalnych działań firmowanych przez kolejne polskie rządy nie ma dotychczas w ogóle miejsca na pogłębioną analizę nowych trendów (ich dalekosieżnych konsekwencji), których znaczenia nie da się zaprzeczyć (zwłaszcza jeśli wróci się do wyobrażeń o rozwoju systemów elektroenergetycznych, które dominowały jeszcze w latach osiemdziesiątych minionego wieku [3]). Nie ma też miejsca na tworzenie podstaw pod naukę koncernową. W rezultacie szybkie umocnienie się dominującej roli przedsiębiorstw nie pociąga za sobą budowy w nich właściwych centrów kompetencji (centrów studiów i badań w zakresie nowych trendów rozwojowych, nowych technologii, ekonomiki rynkowej, internalizacji kosztów zewnętrznych).

Platforma współpracy gospodarki z polskim środowiskiem naukowo-badawczym, już w nowych warunkach (rynkowych), jest potrzebna jak nigdy dotąd. Jednak obie strony muszą mieć interes. Nauka powinna zyskać w wyniku współpracy możliwość sprzedaży swoich usług (badań). Przedsiębiorstwa oprócz możliwości zakupu wyników tych badań powinny mieć ułatwioną organizację nauki koncernowej (ośrodków/centrów badawczo/rozwojowych – OBR-ów/CBR-ów). Należy przy tym uwzględnić, że obecnie OBR-y/CBR-y są potrzebne każdemu przedsiębiorstwu energetycznemu. Takiemu, które nie będzie prywatyzowane (np. PSE-Operator, który bez OBR-u/CBR-u nie udźwignie odpowiedzialności za bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju), takiemu, które będzie sprywatyzowane przez giełdę (i które bez

OBR-u/CBR-u nie będzie w stanie wygrać w przyszłości konkurencji), i takiemu, które będzie sprzedane zachodniemu inwestorowi strategicznemu. W tym ostatnim przypadku jest duże prawdopodobieństwo przekształcenia polskiego OBR-u/CBR-u w ośrodek pracujący na rzecz globalnego (ponadnarodowego) inwestora (szansa taka wiąże się z deficytem inżynierskiej wiedzy na Zachodzie i – często – wysoką oceną polskich inżynierów). Oczywiście, stworzenie silnego OBR-u/CBR-u w przypadku przedsiębiorstw prywatyzowanych powinno być zawsze elementem strategii mającej na celu zwiększenie wartości przedsiębiorstwa. Dodatkowo, rozwój OBR-ów/CBR-ów jest ważny dlatego, że jest to obecnie jeden z niewielu sposobów na powstrzymanie ekspansji zachodnich firm konsultingowych na rynku usług dla polskich przedsiębiorstw energetycznych.

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości faktu, że następuje uniwersalizacja technologii energetycznych i konwergencja rynków energii elektrycznej, ciepła oraz paliw transportowych, i że konieczne jest odwołanie się przedsiębiorstw energetycznych do poważnych badań naukowych na rzecz tej uniwersalizacji, jest drugim wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

1.3. Koszty zewnętrzne

W ekonomice koszty zewnętrzne definiuje się jako różnicę kosztów społecznych i kosztów prywatnych. W elektroenergetyce można obecnie przyjąć, że koszty zewnętrzne w aspekcie środowiska, to głównie koszty uprawnień do emisji CO₂. Właśnie wokół tej sprawy zaczyna się rozgrywać w 2008 roku jeden z najważniejszych konfliktów dla przyszłości polskiej elektroenergetyki.

Mianowicie, oszacowanie rocznej emisji całkowitej (przez źródła wielkie i małe) w Polsce, wynikającej ze spalania węgla kamiennego i węgla brunatnego zostało przedstawione w tabl. 2, rozdz. 2. Wynika z tego oszacowania, że łączna roczna emisja ze spalania tych dwóch paliw wynosi 254 mln ton. Przydział uprawnień dla Polski, przyznany przez Komisję Europejską na 2008 rok, wynosi natomiast 208,5 mln ton. Temu odpowiada podział zużycia węgla kamiennego⁴: 60 mln ton – wielkie źródła (elektrownie, elektrociepłownie, wielkie ciepłownie) i zużycie procesowe w przemyśle (huty, cementownie) oraz 20 mln ton – małe źródła (ciepłownicze), które obecnie nie są objęte systemem darmowych przydziałów emisji. Jest to w pełni racjonalna struktura, odzwierciedlająca stan rzeczywisty. (Zatem Polska nie ma istotnych argumentów na zmianę decyzji Komisji Europejskiej.)

Przydzielone uprawnienia do emisji CO₂ (także do emisji SO₂) oznaczają nic innego, jak tylko nieopłacone koszty zewnętrzne środowiska. Nieopłacone koszty środowiska będą jednak szybko eliminowane (uprawnienia do redukcji emisji będą redukowane). Po 2012 roku nieopłacone uprawnienia do emisji CO₂ mają być zupełnie wyeliminowane. To powoduje konieczność włączenia szerokiego problemu emisji CO₂ do analiz ekonomicznych poświęconych technologiom energetycznym w ogóle, nie tylko elektroenergetycznym. (W dalszych częściach monografii nie uwzględnia się kosztów zewnętrznych związanych z emisją SO₂. Jest to jednak jeden z wielkich nierozwiązanych problemów. Pokazały to kłopoty z końcówki 2007 roku. Mianowicie, wielkie ryzyko było związane z niejasnym stanowiskiem rządu w sprawie sposobu zarządzania po 1 stycznia 2008 emisjami SO₂. Ewentualne odstępianie od zapisów Traktatu Akcesyjnego dotyczących dopuszczalnych dla Polski emisji SO₂ na rzecz wypełnienia celów Dyrektywy LCP mogło spowodować wyłączenia mocy nawet kilka tysięcy MW. Sprawa wróci zresztą w inny sposób, mianowicie w związku z pracami Komisji Europejskiej nad nową Dyrektywą IPPC, która ma obowiązywać od 2016 roku [4]. Różnice między Dyrektywą LCP i IPPC w zakresie emisji SO₂ dotyczą głównie źródeł mniejszych mocy, czyli skutki Dyrektywy IPPC ujawnią się głównie w ciepłownictwie).

⁴ Węgiel brunatny w całości jest wykorzystany w wielkich źródłach (w elektrowniach).

Inną kategorią są koszty zewnętrzne w postaci *stranded costs* (koszty osierocone) w systemie elektroenergetycznym, czyli charakterystyczne dla rynku energii elektrycznej. W tym obszarze występują dwa rodzaje kosztów. Po pierwsze, są to koszty stanowiące różnicę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w monopolu i na rynku konkurencyjnym określonym przez zasadę TPA. Za takie można w polskiej praktyce uważać koszty osierocone w postaci kosztów likwidacji kontraktów długoterminowych (KDT). W 2008 roku wynoszą one około 2,3 mld zł. (Łączne koszty osierocone w wytwarzaniu, praktycznie do poniesienia w okresie do 2015 roku, wynoszą około 11,5 mld zł.) Po drugie, są to koszty stanowiące różnicę kosztów energii elektrycznej dostarczanej z systemu elektroenergetycznego i za pomocą innowacyjnych technologii rozproszonych. Łączny koszt opłat przesyłowych wynoszą w 2008 roku około 15 mld zł. Potencjalne koszty osierocone, o których jeszcze w ogóle się nie mówi, ocenia się natomiast na około 3 mld zł (H. Kocot).

Wprowadzenie potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska naturalnego do analiz ekonomicznych dotyczących technologii energetycznych do powszechnej społecznej świadomości jest trzecim wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

1.4. Innowacyjna energetyka – napęd gospodarki i wielki obszar nowej konsolidacji kompetencji

Zagrożenie dla klimatu, chociaż coraz powszechniej na świecie uznawane w świecie naukowym, nie jest jednoznacznie dowiedzione. Czy w takim razie nie należałoby zalecać umiarkowania w internalizacji kosztów zewnętrznych emisji CO₂, zwłaszcza w stosunku do agresywnej strategii unijnej w tym obszarze, uwzględniając dodatkowo, że Stany Zjednoczone nie przystąpiły do Traktatu z Kioto?

Otóż nie. Jeśli wiadomo, że cel długoterminowy (w perspektywie 2050) jest praktycznie ten sam (dla UE jest to społeczeństwo bezemisyjne, a dla Stanów społeczeństwo wodorowe), to trzeba widzieć, że droga dojścia do tego celu prowadzi przez energetykę innowacyjną (w horyzoncie 2020 przez energetykę odnawialną). W tym tkwi sedno sprawy. Chodzi mianowicie, tak czy owak, o wprowadzenie energetyki na drogę innowacyjności.

Poniżej przedstawia się próbę jednolitej perspektywy fundamentalnej dla energetyki innowacyjnej, i dla najbardziej kontrowersyjnych zagadnień z punktu widzenia operacjonalizacji bezpieczeństwa energetycznego, tzn. perspektywę uwzględniającą energetykę wiatrową, energetykę biomasową, bezpieczeństwo ekologiczne i bezpieczeństwo żywnościowe. Jest jasne, że wielki problem bezpieczeństwa energetycznego, bezpieczeństwa ekologicznego i bezpieczeństwa żywnościowego z jednej strony oraz energetycznych technologii wiatrowych i biomasowych z drugiej, rozpatrywany z punktu widzenia zasobów przyrodniczych, wymaga dopiero badań. Ale trzeba pamiętać, że paliwa kopalne (powstające przez miliony lat), wiatr, żywność i biomasa mają to samo źródło – słońce. W tym miejscu uznaje się, że uprawniona jest obecnie (na danym etapie technologicznym) hipoteza, że biomasa jest, fundamentalnie, bardziej użyteczna niż wiatr w łańcuchu przetwarzania energii słonecznej na energię końcową potrzebną człowiekowi (energię elektryczną, ciepło, paliwa transportowe). Ponadto uprawniona jest hipoteza, że rolnictwo energetyczne nie narusza bezpieczeństwa żywnościowego. Podstawą pod taką hipotezę jest fakt, że na żywność przypada obecnie zaledwie 1% przyrostu biomasy w całym bilansie biomasowym na ziemi. (Przy tym już wiadomo, że jeszcze nie wyczerpie się potencjał bezpiecznego rozwoju rolnictwa energetycznego, a już pojawią się lasy energetyczne, otwierające nową perspektywę dla paliw biomasowych drugiej generacji).

Do przedstawionej perspektywy fundamentalnej trzeba jeszcze dodać dalsze czynniki wzmacniające trend w postaci innowacyjnej energetyki rozproszonej. Dwoma bardzo ważnymi czynnikami są: efekt „fabrycznej produkcji” i efekt „inteligentnego obiektu”. Pierwszy dotyczy inwestycji i budowy, drugi eksploatacji i operatorstwa (w przeszłości prowadzenia ruchu). Zastąpienie placów budowy elektrowni (stacji transformatorowo-

rozdzielczych, linii elektroenergetycznych) produkcją „źródeł” w fabrykach oznacza w elektroenergetyce zastąpienie efektu skali efektem produkcji seryjnej i jest zmianą jakościową, o wielkim potencjale innowacyjności. Podobnie, zmianą jakościową o wielkim potencjale innowacyjności jest zastąpienie tradycyjnej eksploatacji serwisowaniem urządzeń, a tradycyjnego prowadzenia ruchu operatorstwem bezobsługowym w formule elektrowni wirtualnej i obiektu inteligentnego.

Innowacyjność w perspektywie rolnictwa energetycznego. Samo rolnictwo energetyczne może być w kolejnych latach obszarem, w którym pojawi się silny impuls do rozwoju innowacyjnych technologii około-rolniczych, około-energetycznych i około-ekologicznych, mianowicie: (1^o) biotechnologii środowiskowej (utyliczacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle), (2^o) biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy) oraz (3^o) technologii teleinformatycznych dla potrzeb technicznych i rynkowych usieciowanej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla elektrowni wirtualnych.

Rolnictwo energetyczne może być także impulsem do zbudowania w Polsce nowoczesnego przemysłu dostaw urządzeń (służyłoby temu na przykład stworzenie wielkiego rynku popytowego dla Grupy Przemysłowej BUMAR, Zakładów Cegielskiego i innych przedsiębiorstw – budowa agregatów kogeneracyjnych oraz dla polskich stoczni – produkcja m.in. zbiorników dla biogazowni). Należy przy tym podkreślić, że bariera wejścia na większość z rynków wymienionych innowacyjnych technologii (nie na wszystkie te rynki) jest jeszcze stosunkowo niska i jest ona całkowicie do pokonania przez polską naukę, polski przemysł, polskie rolnictwo, polską wieś i polską energetykę.

Innowacyjnej energetyce, która ma być „kołem zamachowym” gospodarki na całym świecie, potrzebny jest wielki program edukacyjny, w tym program specjalistycznego kształcenia kadr. Natychmiast jest konieczne zintensyfikowanie kształcenia na rzecz zapewnienia polskiej gospodarce specjalistów do wykonywania takich przykładowych zawodów jak: „audytor energetyczny” (zawód formalnie wykreowany w Polsce w 2008 roku), a także „inżynier ds. współpracy źródeł rozproszonych z siecią”, „inżynier obiektów inteligentnych”, „deweloper projektów biogazowych (energetyczno-ekologicznych)” „integrator usług infrastrukturalnych w gminie” (zawody potrzebne, formalnie jeszcze nieistniejące). Listę zawodów można mnożyć. Ważne jest, że są to zawody, na które w Unii jest już bardzo wielki popyt. Ważne jest także to, że są to zawody o całkowicie nowej konsolidacji kompetencji. Zatem potrzebna jest zmiana formuły kształcenia (i badań), w stosunku do dotychczas realizowanej. Jedną z możliwości w tym zakresie mogłaby polegać na powoływaniu Międzywydziałowych Szkół „Inteligentna Energetyka”, grupujących wiele wydziałów w poszczególnych politechnikach, często z wydziałami elektrycznymi w roli lidera.

Podkreśla się, że badania na świecie, w szczególności w UE, nad przyszłymi rynkami pracy jednoznacznie wskazują trendy zmian potwierdzające przedstawione powyżej propozycje. Na przykład, w pierwszej dekadzie na liście zawodów przyszłości znajduje się kilka zawodów ściśle odpowiadających potrzebom energetyki rozproszonej (stanowiącej podstawę scenariusza innowacyjnego rozwoju energetyki). Już obecnie w przemyśle i usługach związanych z biotechnologią i odzyskiem energii powstaje w UE najwięcej nowych form pracy (w formach tych uczestniczą: biolodzy, genetycy, informatycy, ekolodzy). Z punktu widzenia potrzeb przyszłości dwa zawody są szczególnie ważne. Są to następujące zawody: pierwszy – biotechnolog oraz technolog odzyskiwania energii i surowców oraz drugi – specjalista ochrony i oczyszczania środowiska. Prognozuje się, że w drugiej połowie przyszłej dekady osoby posiadające te zawody będą miały pewne zatrudnienie na unijnym rynku pracy. Prognozy dotyczące zawodów przyszłości pociągają za sobą oczywiście wymagania w zakresie kształcenia w wyższych uczelniach, w tym na studiach podyplomowych (Wstęp, rys. 2).

Innowacyjność w perspektywie paliwowej. Perspektywa paliwowa jest obecnie najbardziej konstruktywnym sposobem tworzenia nowego obrazu energetyki. Warto popatrzeć na tę sprawę przez pryzmat kryzysu na rynkach kapitałowych (na giełdach), który przetacza się przez świat. Po pierwsze, cena ropy naftowej, która dotychczas była zmienną objaśnianą, staje się zmienną objaśniającą. Konsekwencje tego dla energetyki będą w nadchodzących latach prawdopodobnie większe niż konsekwencje pierwszego kryzysu naftowego (1973-1974). Mianowicie, politycy europejscy po raz pierwszy (w czasie, kiedy ceny giełdowe ropy naftowej osiągnęły poziom 150 \$ za baryłkę) zaczynają rozważać obniżkę akcyzy na paliwa (transportowe). Jeśli się uwzględni osiągalny już poziom uniwersalizacji technologii energetycznych na rynkach końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych), to jest to początek lawiny, która wytworzy nową strukturę konkurencyjności tych technologii. Po drugie, analizując amerykańskie indeksy DJIA, S&P 500 i NASDAQ od początku bardzo silnej przeceny (koniec 2007) i w okresie stopniowej odbudowy ich wartości (marzec-maj 2008) można wywnioskować, że dokonuje się negatywna weryfikacja przedsiębiorstw antyinnovacyjnych (ryunki giełdowe oczyszczają gospodarkę z nieefektywnych przedsiębiorstw), i pozytywna weryfikacja przedsiębiorstw innowacyjnych (dokonuje się alokacja kapitału z pierwszego segmentu giełdowego do drugiego: mianowicie, w wymienionym okresie technologiczny indeks NASDAQ wzrósł o 12%, bankowy S&P 500 o 5,2%, a przemysłowy DJIA tylko o 3,1%).

Doświadczenia telekomunikacji są do naśladowania w energetyce. Telekomunikacja jest dotychczas najbardziej spektakularnym przykładem wpływu likwidacji monopolu na rozwój sektora użyteczności publicznej i jego przekształcenia w jeden z najbardziej innowacyjnych obszarów gospodarki, na którym działa (na świecie) silna konkurencja. Światowa liberalizacja telekomunikacji zapoczątkowana została przez reformy tego sektora na początku lat osiemdziesiątych minionego wieku w USA, Wielkiej Brytanii i Japonii. Charakterystyczne znaczenie ma przy tym porównanie reform amerykańskiej i brytyjskiej. Mianowicie, w USA reforma polegała na podziale krajowego monopolisty AT&T (będącego przedsiębiorstwem prywatnym). W Wielkiej Brytanii reforma polegała natomiast na prywatyzacji państwowego monopolisty British Telecom, po wcześniejszym dopuszczeniu (w 1982 roku) do rynku firmy Mercury, i próbie wyzwolenia konkurencji na drodze działań regulacyjnych na rynku duopolistycznym.

Praktyka wykazała, po raz pierwszy na skalę globalną, że prywatyzacja monopolu bez jego podziału, i następnie działania regulacyjne, nie są skutecznym sposobem wyzwolenia konkurencji w monopolistycznych sektorach infrastrukturalnych. Konieczny jest natomiast podział monopolu, taki jak w USA. W rezultacie należy przyjąć, że siłami sprawczymi rozwoju konkurencji w telekomunikacji stały się:

1. Rozpad amerykańskiego giganta telekomunikacyjnego AT&T (1982).
2. Liberalizacja telekomunikacji w krajach OECD.
3. Postęp technologiczny (rozwój przemysłu komputerowego, rozwój sieci światłowodowych, rozwój telefonii komórkowej, rozwój internetu).
4. Rozwój międzynarodowych przedsiębiorstw, które potrzebują rozbudowanej wewnętrznej (korporacyjnej) komunikacji.

Należy podkreślić, że bez wcześniejszego rozwoju technologii teleinformatycznych (i technologii pomiarowych) w ogóle nie byłoby możliwe wykorzystanie zasady TPA w elektroenergetyce. Bo trzeba pamiętać, że istotą rynku energii elektrycznej funkcjonującego w środowisku TPA jest: szokowe skrócenie cykli handlowych, przekształcanie rynku technologicznych usług systemowych (w szczególności usług regulacyjnych) w rynek energii elektrycznej, rozwój handlu internetowego, itd.

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości, że innowacyjna (inteligentna) energetyka staje się faktem o ogromnej sile oddziaływania na społeczeństwo, jest czwartym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

1.5. Zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe

Innowacyjność w energetyce stawia bardzo wysokie wymagania odnośnie planowania rozwoju inwestycyjnego w tym obszarze. Szczególnym zadaniem staje się zabezpieczenie energetyki przed nietrafionymi inwestycjami, co z kolei pociąga za sobą potrzebę stworzenia koncepcji oceny zdolności odpowiedzi poszczególnych technologii energetycznych na sygnały rynkowe. W szczególności potrzebne jest opracowanie metodyki wprowadzenia do oszacowań ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej parametru w postaci zdolności technologii energetycznej do odpowiedzi na trzy sygnały. Są to: (1^o) rynkowy wzrost cen energii elektrycznej, (2^o) kryzys energetyczny, czyli deficyt mocy zarządzany obecnie metodami operatorskimi (podobnymi do metod w postaci dawnych stopni zasilania), a w przyszłości możliwy do zarządzania strukturalnymi zmianami podatkowymi (narzędziami w obszarze podatku akcyzowego oraz (3^o) blackout. Oczywiście najważniejsza jest ocena minimalnego czasu do odpowiedzi, który zależy mocno od wielu czynników, w tym od potrzebnego kapitału inwestycyjnego.

Na przykład, w przypadku technologii atomowej, obejmującej uzgodnienia lokalizacyjne i rozbudowę sieci przesyłowych, wymagającej ogromnych nakładów do pierwszego efektu, czas odpowiedzi, zarówno na wzrost cen jak i na kryzys, to okres 15 do 20 lat (poza przypadkiem Elektrowni Ignalina, interesującym dla Polski, w której możliwe jest uruchomienie pierwszego bloku już w 2015 roku). Dla technologii węglowych czas odpowiedzi na wzrost cen, czyli w przypadku, kiedy będzie chodziło głównie o odbudowę mocy wytwórczych w starych lokalizacjach i nie będzie zasadniczego kłopotu z sieciami, będzie wynosił około 5 lat. Ale czas odpowiedzi na kryzys, związany z deficytem mocy i potrzebą budowy nowych mocy wytwórczych (w starych technologiach spalania) oraz potrzebą rozbudowy sieci przesyłowych i rozdzielczych, a także z potrzebą inwestycji w kopalniach w nowe ściany wydobywcze, będzie wynosił około 10 lat. Czas odpowiedzi czystych technologii węglowych, ukierunkowanych na komercyjną produkcję paliw drugiej generacji (produkcja gazów syntezowych i benzyn syntetycznych) wynosi natomiast nie mniej niż 20 lat⁵, a w przypadku technologii węglowo-jądrowych nie mniej niż 25 lat. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii gazowych, których podstawą jest wykorzystanie gazu ziemnego, czyli czas związany z zapewnieniem dostaw tego gazu z nowych kierunków geograficznych, zarówno za pomocą sieci przesyłowych jak również w przypadku wykorzystania technologii LNG, wynosi nie mniej niż 5 lat. Czas odpowiedzi technologii biometanowych na wzrost cen, związany z kreowaniem ewolucyjnego rozwoju rolnictwa energetycznego i z technologiami zgazowania biologicznego biomasy, wynosi obecnie nie więcej niż 5 lat. W przypadku technologii biopaliwowych czas odpowiedzi na kryzys, uzależniony od zmian podatku akcyzowego na biopaliwa stosowane w technologiach kogeneracyjnych, mógłby wynosić 3 lata. Czas ten jest związany głównie z reakcją rolników i logistyką w rolnictwie (energetycznym).

Z tego punktu widzenia podkreśla się, że 3-letni czas odpowiedzi na kryzys jest w pełni realistyczny nawet w przypadku technologii biometanowych, które w polskiej elektroenergetyce praktycznie jeszcze nie są znane. Realistyczny charakter tego czasu wynika przede wszystkim z agroenergetycznych doświadczeń niemieckich, ale także z doświadczeń polskich w obszarze biopaliw. Doświadczenia niemieckie polegają w szczególności na gwałtownym wzroście rynku projektów biometanowych. Mianowicie, tylko w 2006 roku niemiecki rynek zwiększył się o ponad 1200 takich projektów, o łącznej mocy elektrycznej wynoszącej około 600 MW. Z kolei w Polsce rynek upraw rzepaku powiększył się w sezonie uprawowym 2006/2007 ponad dwukrotnie. Impulsem było zwiększone, ujawnione na początku 2006 roku,

⁵ Podany długi okres jest charakterystyczny dla technologii polegającej na wykorzystaniu gazu z przeróbki węgla do zasilania wielkich (1000 MW) bloków *combi* (gazowo-parowych). Technologie polegające na wykorzystaniu gazu z przeróbki węgla do zasilania energetyki rozproszonej mają zdecydowanie krótszy czas odpowiedzi na sygnały rynkowe.

zapotrzebowanie na rzepak ze strony polskich wytwórców estrów. Oczywiście, decyzje podatkowe Ministra Finansów ze stycznia 2007 roku dotyczące podatku akcyzowego na biopaliwa zahamowałyby, w przypadku zamkniętej gospodarki, polski rynek uprawy rzepaku. Jednak na otwartym rynku rolnicy nie stracili, bo na polski rzepak pojawiło się wielkie zapotrzebowanie ze strony niemieckich wytwórców estrów. (Decyzje Ministra Finansów pokazują, że wprowadzenie zasady zarządzania bezpieczeństwem energetycznym za pomocą mechanizmów rynkowych wymaga zasadniczej poprawy obecnej jakości polityki podatkowej w obszarze energetyki. W przeciwnym razie nie możemy liczyć na wzrost bezpieczeństwa, musimy się natomiast liczyć z tym, że korzyści z polskiego rolnictwa energetycznego będą mieli inni, np. Niemcy).

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości tego, że to jednostkowe nakłady inwestycyjne charakterystyczne dla poszczególnych technologii i czas odpowiedzi tych technologii na sygnały rynkowe powinny stanowić podstawę systemu regulacji rynku energii elektrycznej, jest piątym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

1.6. Koszty/ceny referencyjne uwzględniające internalizację kosztów zewnętrznych

Na rys. 1, rozdz. 2 przedstawione są koszty referencyjne uwzględniające internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, a także kosztów, które mogą się stać wkrótce źródłem kosztów osieroconych (*stranded costs*), czyli sieciowych oraz usług systemowych. W metodzie wykorzystanej do oszacowania przedstawionych kosztów referencyjnych przyjęto jednolitą (produktową) internalizację kosztów emisji CO₂. Podkreśla się przy tym, że na obecnym etapie internalizacja kosztów emisji CO₂ jest najsilniejszym czynnikiem zmiany struktury konkurencyjności technologii elektroenergetycznych.

W świetle Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20 (określającego cel łączny w zakresie obniżki emisji CO₂ na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła i rynku transportowego) należy bez wątplenia metodę tę ulepszyć. Ulepszenie powinno iść w kierunku wykorzystania do internalizacji kosztów emisji CO₂ metody termoeologicznej, związanej z egzergią.

Drugą sprawą, która musi być uwzględniona w procesie doskonalenia wykorzystania kosztów referencyjnych na rynku inwestycyjnym jest perspektywa czasowa. Koszty referencyjne, dotyczące poszczególnych technologii, muszą w sobie integrować perspektywę krótkoterminową, bo na rynku energii elektrycznej rządzą coraz bardziej ceny krótkookresowe, oraz perspektywę długoterminową (bardzo zróżnicowaną w całym zbiorze dostępnych współczesnie technologii) wyrażoną za pomocą ryzyka, które staje się przedmiotem coraz skuteczniejszego zarządzania na rynku krótkoterminowym.

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości faktu, że w warunkach skonsolidowanych przedsiębiorstw energetycznych koszty referencyjne dla poszczególnych technologii energetycznych są głównym zabezpieczeniem przed subsydiowaniem skrótnym między tymi technologiami, a tym samym przed przyszłymi stranded costs, i powinny być podstawą regulacji na rynku inwestycyjnym, jest szóstym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

WYBRANE POJĘCIA I DEFINICJE⁶

I. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w szerokim kontekście bezpieczeństwa energetyczno-ekologicznego

Bezpieczeństwo energetyczne. Obejmuje sferę racjonalizacji pozyskiwania i użytkowania energii oraz jej dostawy na wszystkie trzy rynki końcowe: na rynek energii elektrycznej, rynek ciepła oraz rynek paliw transportowych.

Bezpieczeństwo energetyczno-ekologiczne. Jest to bezpieczeństwo energetyczne, którego koszt uwzględnia internalizację kosztów zewnętrznych środowiska lub spełnienie normatywnych wymagań ochrony środowiska (przede wszystkim powietrza).

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Obejmuje dostawę energii elektrycznej oraz sferę racjonalizacji jej użytkowania i uwzględnia koszt spełnienia normatywnych wymagań ochrony środowiska (w obszarach: wytwórczym i sieciowym), w tym normatywnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa ludzi oraz funkcjonowania infrastruktury krytycznej (m.in. systemu zaopatrzenia w energię i paliwa).

Bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Jest to bezpieczeństwo funkcjonalne pracy połączonego systemu elektroenergetycznego oraz techniczne bezpieczeństwo urządzeń i obiektów składających się na połączony system elektroenergetyczny, a także bezpieczeństwo środowiska, na które te urządzenia i obiekty oddziałują.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Bezpieczeństwo (niezawodność zasilania, jakość energii elektrycznej) rozpatrywane w perspektywie indywidualnego odbiorcy (w kontekście indywidualnych praw i obowiązków odbiorcy oraz możliwości jego wpływania na to bezpieczeństwo, a także preferencji czasowych dotyczących własnego ryzyka utraty bezpieczeństwa).

Bezpieczeństwo rynkowe dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jest to bezpieczeństwo zarządzane za pomocą mechanizmów rynkowych (płynnych rynków: usług systemowych, energii elektrycznej oraz inwestycyjnego w segmencie energetyki rozproszonej), z wykorzystaniem zasady TPA w odniesieniu do tradycyjnego systemu elektroenergetycznego oraz z wykorzystaniem zasobów uniwersalizującej się energetyki rozproszonej. Ponadto jest to bezpieczeństwo zarządzane z wykorzystaniem produktów rynkowego systemu ubezpieczeń.

II. Zarządzanie bezpieczeństwem elektroenergetycznym. W kierunku podejścia zintegrowanego

Struktura bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Jest to struktura czasowa i podmiotowo-przedmiotowa samego bezpieczeństwa elektroenergetycznego oraz struktura konstytutywna (regulacyjna/prawna) czynników warunkujących bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Strukturę czasową tworzą: bezpieczeństwo krótko-, średnio- i długo-terminowe. Bezpieczeństwo krótkoterminowe (sekundowe, minutowe, godzinowe) jest właściwością działań automatyki regulacyjnej i zabezpieczeniowej, technicznego rynku bilansującego (rynku usług systemowych) oraz ogólnie działań operatorskich. Bezpieczeństwo średnioterminowe jest właściwością rynku energii elektrycznej działającego w warunkach istniejącej bazy paliwowej, istniejących zdolności wytwórczych oraz istniejących zdolności przesyłowych/sieciowych. (Na rynek ten składają się: rynek rzeczywisty – dobowy – i rynki terminowe na giełdzie oraz na platformach internetowych. Przede wszystkim są to jednak rynki rzeczywiste w postaci dwustronnych transakcji i kontraktów średnioterminowych, na ogół z horyzontem do jednego roku). Bezpieczeństwo długoterminowe jest właściwością rynków inwestycyjnych (inwestycji

⁶ Jest to rozszerzona/zmodyfikowana (w niewielkim stopniu) propozycja przedstawiona wcześniej przez autora rozdziału w Raporcie [5].

w bazę paliwową, w systemowe zdolności wytwórcze, w systemowe zdolności przesyłowe oraz w energetykę rozproszoną słabo powiązaną z systemem, a także autonomiczną). Strukturę podmiotowo-przedmiotową tworzą: bezpieczeństwo zależne od poziomu technologii energetycznych oraz od umiejętności i kondycji ekonomicznej podmiotów mających udział w jego zarządzaniu, tzn. operatorów (systemowego i dystrybucyjnych), administracji (unijnej oraz krajowej, rządowej i samorządowej), przedsiębiorstw elektroenergetycznych (w tym handlowych), niezależnych inwestorów oraz odbiorców. Strukturę konstytutywną tworzą: regulacje prawne ekonomiczno-finansowo-społeczne (w tym podatkowe) obowiązujące w warunkach normalnych oraz regulacje prawne przygotowane na warunki kryzysowe.

Poziom zrównoważenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z istniejącego systemu krajowego, z rynku unijnego oraz z nowego segmentu energetyki rozproszonej. Poziom określony z wykorzystaniem koncepcji ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy BEEO, mającego następującą ogólną postać:

$$BEEO = BEEU + BEEK + BEER \quad (1.5)$$

Poszczególne składniki (funkcjonały losowe, mniej dokładnie funkcje losowe, albo w największym uproszczeniu zmienne losowe) odnoszą się w zapisanej sumie do poziomu unijnego, krajowego oraz indywidualnego odbiorcy (udział własny odbiorcy w zagwarantowaniu sobie bezpieczeństwa środkami dostępnymi w segmencie energetyki rozproszonej). Do zbudowania miary ilościowej tak rozumianego bezpieczeństwa elektroenergetycznego (określenia jego składowych) w warunkach działania konkurencji nadają się dwie mierzalne wielkości, stosunkowo wiarygodne. Są to: (1^o) współczynnik odporności (obejmujący substytucyjność) technologii na warunki kryzysowe (strajki, terroryzm – w tym terroryzm polityczny państw niedemokratycznych, awarie – obejmujące także *blackouty*) oraz (2^o) osiągalny (na danym etapie) czas (zdolność) odpowiedzi technologii na sygnały rynkowe (zmiany cen, zmiany podatków), zależny głównie od skali technologii (i nakładów inwestycyjnych) oraz od jej dojrzałości (rozwojowej). Potrzebna jest pilna ocena możliwości wykorzystania metodyki krańcowych cen węzłowych (ocena użyteczności tych cen) do wymiarowania: międzysystemowych ograniczeń sieciowych (BEEU), ograniczeń krajowych zdolności paliwowych i krajowych zdolności wytwórczych źródeł systemowych (BEEK) oraz konkurencyjności źródeł rozproszonych i zastępowalności sieci rozdzielczych przez źródła rozproszone (BEER).

Technologie skojarzone i technologie zintegrowane. Technologie skojarzone (przede wszystkim kogeneracja) obejmują produkcję różnych rodzajów energii na jednym strumieniu energii pierwotnej (na jednym strumieniu pary). Technologie zintegrowane obejmują źródła powiązane za pomocą mechanizmów rynkowych na rynkach usług systemowych (usług regulacyjnych, mocy interwencyjnych, rezerw mocy) i na rynkach energii. Są to np. elektrownie wirtualne (integrujące fizyczne elektrownie rozproszone), węzły lub grupy bilansujące obejmujące źródła wiatrowe i elektrownie szczytowo-pompowe, węzły lub grupy bilansujące obejmujące źródła wiatrowe i rezerwujące je elektrownie gazowe. Specjalne znaczenie w sterowaniu (technicznym) i zarządzaniu (rynkowym) w obszarze technologii zintegrowanych mają systemy teleinformatyczne (dedykowane potrzebom sterowania i zarządzania, na ogół odrębnie). Bardzo ważną klasą technologii zintegrowanych są technologie energetyczno-ekologiczne, ukierunkowane na produkcję energii i utylizację odpadów (utylizacja odpadów komunalnych, odpadów z produkcji rolnej oraz odpadów z przetwórstwa rolno-spożywczego).

Uniwersalizacja technologii energetycznych. Cecha technologii energetycznej pozwalająca wykorzystać tę technologię do zaspokojenia potrzeb odbiorcy końcowego (na ogół bezpośrednio przez samego odbiorcę) w zakresie dostaw energii elektrycznej, ciepła oraz transportu. Największe perspektywy rozwojowe mają technologie służące podstawowo potrzebom transportowym, a rezerwowo potrzebom dostawy energii elektrycznej i/lub ciepła. Szczególną

klasą tych technologii są technologie umożliwiające zasilanie odbiorcy końcowego w energię elektryczną w czasie *blackoutu*. (Tę sytuację oddaje hasło marketingowe wylansowane na Florydzie w USA, nawiedzanej przez tornada, o następującej treści „Chcesz się ubezpieczyć od *blackoutu* – kup sobie Toyotę Prius”). Proces uniwersalizacji technologii energetycznych rozpoczynają takie technologie jak: mały agregat kogeneracyjny (ogólnie poligeneracyjny, np. trójgeneracyjny), samochód CNG (także samolot CNG), klasyczny hybrydowy samochód (także autobus, lokomotywa przetokowa), jak i samochód hybrydowy „tankowany” z instalacji (z „gniazdka”) odbiorcy końcowego na rynku energii elektrycznej (np. prototypowa Toyota Plug-in HV, 2007), wreszcie samochód wodorowy (np. limitowana seria Mercedesa, 2007) i inne. Znaczenie uniwersalizacji technologii energetycznych polega zasadniczo na tym, że rozszerza ona zakres konkurencji i tym samym znacznie przyspiesza rzeczywistą konkurencję w dostawach energii w ogóle oraz zwiększa bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w szczególności.

Dyweryfikacja paliwowo-technologiczna wytwarzania energii elektrycznej. Obejmuje paliwa tradycyjne stosowane w (branżowych) technologiach elektroenergetycznych (węgiel kamienny i brunatny, paliwo jądrowe, energia wodna, olej opałowy, gaz ziemny) oraz paliwa stosowane w technologiach energetycznych nowej generacji. Te ostatnie to obecnie: gaz ziemny, energia wiatrowa, ropopochodne paliwa płynne, biomasowe paliwa płynne, gazowe i stałe. W perspektywie następnej dekady są to: benzyny syntetyczne i gazy syntezowe z przeróbki węgla kamiennego i brunatnego. W perspektywie lat trzydziestych są to: energia słoneczna, energia termojądrowa, a także wodór. Prawie wszystkie te paliwa mogą być już obecnie z podobną skutecznością (efektywnością) techniczną wykorzystane w uniwersalizujących się technologiach energetycznych.

Paliwa drugiej generacji. Nie ma jeszcze warunków do jednoznacznego zdefiniowania paliw drugiej generacji. Rolnicy definiują na przykład paliwa drugiej generacji jako te, których produkcja nie jest konkurencyjna względem produkcji żywności. Energetycy natomiast jako te, które mają wysoki (na przykład 1,6) stosunek energii na wyjściu z procesu do energii włożonej w procesie pozyskiwania paliwa. W związku z tym powstaje trudność w odpowiedzi na pytanie: do jakich paliw, pierwszej czy drugiej generacji, zaliczyć biopaliwa? Na przykład biogaz w klasyfikacji europejskiej jest zaliczany zarówno do paliw pierwszej jak i drugiej generacji. W pierwszym segmencie są: gaz wysypiskowy, z oczyszczalni ścieków, z biogazowni utylizujących odpady rolnicze i z przetwórstwa rolno-spożywczego. W drugim segmencie będzie natomiast (po skomercjalizowaniu technologii na skalę rynkową) biogaz ze zgazowania celulozy (słoma, drewno, wytloki z trzciny cukrowej). W niniejszej monografii przyjmuje się, że biogaz produkowany z całych roślin energetycznych zielonych (takich jak kukurydza, buraki pastewne/półcukrowe i inne) w procesie zgazowania biologicznego (fermentacyjnego), i ewentualnie oczyszczony do postaci gazu ziemnego wysokometanowego, jest paliwem drugiej generacji. Biopaliwa płynne (etanol i estry) produkowane obecnie z ziarna zbóż (takich jak kukurydza, pszenica i inne) oraz rzepaku są natomiast paliwami pierwszej generacji. Zarówno biogaz jak i paliwa płynne, które będą produkowane w nadchodzących latach z celulozy, będą jednocie paliwami drugiej generacji.

Rolnictwo energetyczne. Jest to przede wszystkim wielkotowarowa uprawa biomasy oraz przetwórstwo rolno-energetyczne, czyli przemysłowa produkcja paliw biomasowych przeznaczonych do sprzedaży na rynku. Perspektywy dla paliw płynnych (estry, bioetanol) wykorzystywanych w transporcie, i z coraz większym powodzeniem w elektroenergetyce oraz w ciepłownictwie, a także stałych (ulepszona biomasa), wykorzystywanych w procesach współspalania w elektroenergetyce oraz w ciepłownictwie, są ograniczone. W perspektywie rozwojowej (w kolejnej dekadzie) podstawowym produktem rolnictwa energetycznego będą paliwa gazowe (biogaz, biometan), produkowane w biogazowniach, dostarczane na rynek z wykorzystaniem transportu drogowego CNG i LNG oraz poprzez załączanie do istniejących sieci gazowych (zbudowanych do przesyłu gazu ziemnego). Rolnictwo energetyczne obejmuje także utylizację biomasy odpadowej w biogazowniach zasilających lokalne źródła

kogeneracyjne. Rynkowy roczny potencjał produkcyjny rolnictwa energetycznego w Polsce w perspektywie długoterminowej (trzecia dekada obecnego stulecia) ocenia się [J. Popczyk] obecnie na około 160 TWh energii pierwotnej (głównie w paliwie gazowym), przy założeniu wykorzystania na cele energetyczne gruntów odłogowanych i nieużytków oraz 15% ziemi uprawnej. Założenie to jest zbieżne⁷ z opinią Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego w sprawie surowców odnawialnych – perspektyw rozwoju wykorzystania materiałowego i energetycznego z marca 2006 roku (2006/C I IO/IO), według której w UE można ze 104 mln ha ziemi uprawnej wykorzystać w perspektywie średnioterminowej pod uprawy energetyczne 13,7 mln ha.

III. Rynkowe mechanizmy i narzędzia zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym

Zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe. Parametr służący do oszacowań ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Proponuje się rozpatrywać zdolność odpowiedzi technologii na trzy sygnały. Sygnałami tymi są: (1°) rynkowy wzrost cen energii elektrycznej, (2°) kryzys energetyczny, czyli deficyt mocy zarządzany obecnie metodami operatorskimi (podobnymi do metod w postaci dawnych stopni zasilania), a w przyszłości możliwy do zarządzania strukturalnymi zmianami podatkowymi (narzędziami w obszarze podatku akcyzowego oraz (3°) *blackout*. Oczywiście najważniejsza jest ocena minimalnego czasu do odpowiedzi, który zależy mocno od wielu czynników, w tym od potrzebnego kapitału inwestycyjnego.

Koszty referencyjne. Odnoszą się do poszczególnych technologii elektroenergetycznych dostawy energii elektrycznej do odbiorcy końcowego i obejmują: (1°) koszty wytwarzania energii elektrycznej, (2°) wartość usługi przesyłu (sieciami przesyłowymi i rozdzielczymi) charakterystyczną dla danej technologii wytwórczej, a nie dla systemu elektroenergetycznego, czyli koszt usługi przesyłu uwzględniony tylko w niezbędnym zakresie, (3°) koszt rezerwy zasilania i usług systemowych charakterystyczny dla danej technologii elektroenergetycznej, (4°) wartość źródła wytwórczego (stanowiącego część składową danej technologii elektroenergetycznej) na rynku usług systemowych, w tym na rynku substytucji inwestycji sieciowych, (5°) zinternalizowane koszty zewnętrzne (w szczególności koszty zewnętrzne środowiska, przede wszystkim emisji CO₂). Podstawą klasyfikacji technologii elektroenergetycznych dostawy energii elektrycznej do odbiorcy końcowego są technologie wytwórcze takie jak: konwencjonalne bloki węglowe, bloki atomowe, wielkoskalowe bloki bezemisyjne, kogeneracja gazowa na gaz ziemny, kogeneracja gazowa małej skali na gaz ziemny, mikro-kogeneracja gazowa na gaz ziemny, elektrownie wiatrowe, elektrownie wodne, biogazownie zintegrowane z kogeneracją, ogniwa paliwowe (i ewentualnie wybrane technologie zintegrowane). Koszty referencyjne są podstawą oceny konkurencyjności poszczególnych technologii na rynku inwestycyjnym, czyli podstawą do kreowania regulacji prawnych kształtujących przejrzysty rynek inwestycyjny oraz podstawą do decyzji inwestorów, przede wszystkim inwestorów niezależnych. W szczególności koszty referencyjne są narzędziem do pokonania bariery braku przejrzystości na rynku inwestycyjnym, związanej z wewnętrznym subsydiowaniem skrośnym w obszarze technologii w skonsolidowanych przedsiębiorstwach, mianowicie subsydiowaniem nowych źródeł wytwórczych przez bloki zamortyzowane oraz za pomocą przychodów z opłat sieciowych i za pomocą nieopłaconych kosztów zewnętrznych.

Mechanizmy wielotowarowe na rynku energii elektrycznej (E. Toczyłowski). Są to mechanizmy ukierunkowane na decentralizację rynku i rozproszenie odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw pomiędzy indywidualne podmioty rynkowe. Posiadają one atrakcyjne właściwości, takie jak: przejrzyste zasady wyboru i odrzucania ofert, rynkowa wycena poszczególnych elementarnych składowych kosztów związanych z wytwarzaniem i dostar-

⁷ Przy tym całkowicie niezależne od przywołanej opinii.

czaniem energii elektrycznej do odbiorców końcowych, sprawiedliwa alokacja tych kosztów między odbiorców i dostawców energii elektrycznej w poszczególnych obszarach i węzłach sieci, maksymalizacja korzyści ekonomicznych z obrotu, efektywne bilansowanie podmiotów (redukcja kosztów bilansowania), optymalny arbitraż między ofertami i przetargami wielotowarowymi, eliminacja ryzyka strat uczestników. Konstrukcja mechanizmów wielotowarowych opiera się na fakcie, że sama energia elektryczna jest i będzie stawać się nośnikiem coraz większej liczby towarów oraz usług. Zostały lub mogą być wprowadzane takie instrumenty jak uprawnienia do emisji CO₂, SO₂, certyfikaty zielone, czerwone, żółte, białe itp. Są rozwijane aukcje zdolności przesyłowych (w dalszej perspektywie będą one dotyczyć również rezerw przesyłowych), usługi dotyczące bezpieczeństwa dostaw, usługi na rynku rezerw mocy regulacyjnych (w tym opcje na zakup energii bilansującej), ewentualnie usługi spełniania ograniczeń systemowych i elektrownianych, itp. Dyskutuje się też o celowości wprowadzenia rynku zdolności wytwórczych oraz instrumentów umożliwiających rozróżnianie warunków bezpieczeństwa dostaw paliw i nośników energii pierwotnej. Tradycyjne mechanizmy giełdowe oparte na niezależnym obrocie pojedynczymi towarami okazują się tutaj niewystarczające. Mechanizmy obrotu wielotowarowego umożliwiają jednoczesny obrót rynkowy wielu towarów elementarnych i usług. Uczestnicy aukcji i giełd wielotowarowych mają możliwości wprowadzania wielu zindywidualizowanych ofert lub ogłaszania przetargów w wyniku zaprojektowania „paczek” towarów złożonych, tworzących wiązki towarów elementarnych. Na tej podstawie w handlu i w procesach bilansowania istnieją warunki do stosowania wielotowarowych ofert kupna i sprzedaży różnorodnych złożonych towarów, najlepiej uwzględniających potrzeby wytwórców i odbiorców. Wykorzystywane są oferty różnej postaci, takie jak elementarne, zintegrowane, dotyczące wiązek towarów i usług, oraz tzw. oferty grupujące łączące bardziej elementarne oferty.

Poziom płynności rynków. Płynność rynku jest pojęciem niejednoznacznym, nawet na rynkach finansowych/kapitałowych, tym bardziej na takich rynkach jak rynki towarowe, rynki pracy i inne. Ogólnie jednak płynność rynku oznacza sytuację, w której dzięki występowaniu dużej liczby kupujących i sprzedających zawieranie transakcji jest łatwe i tanie, albo inaczej obroty są duże a produkt/towar często zmienia właściciela. Z punktu widzenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego główne znaczenie ma obecnie płynność trzech rynków, mianowicie: (1°) usług systemowych, (2°) energii elektrycznej (niestandardyzowane kontrakty/transakcje dwustronne, giełda energii, niszowe platformy internetowe) oraz (3°) inwestycji (np. w postaci przetargów ogłaszanych przez Prezesa URE na nowe moce wytwórcze). Coraz większego znaczenia nabierają także dwa dalsze rynki. Są to: (4°) aukcje na zdolności przesyłowe (np. w odniesieniu do połączeń transgranicznych na unijnym rynku energii elektrycznej) oraz (5°) unijny rynek handlu uprawnieniami do emisji CO₂. O żadnym z wymienionych pięciu rynków nie można jeszcze powiedzieć, że jest płynny. W szczególności przeszkodą na drodze do płynności tych rynków jest zbyt mała liczba sprzedających i niesymetria w dostępie do informacji poufnej (np. brak dostępu odbiorców do informacji o rzeczywistych kosztach dostawy energii elektrycznej za pomocą różnych technologii, czyli o kosztach referencyjnych). Jednak pojawienie się w ciągu kilku zaledwie lat różnych form na rynku energii elektrycznej ogólnie traktowanym (mianowicie giełd transakcyjnych, rynków elektronicznych, aukcji) wskazuje na duży potencjał wzrostu jego płynności. Rozwój energetyki rozproszonej będzie oczywiście zwiększał płynność rynku energii elektrycznej (poszczególnych segmentów).

Zdolność systemu regulacyjnego/prawnego (w tym podatkowego) do odpowiedzi na sygnały rynkowe. Jest to właściwość rządu i obejmuje: (1°) stały audyt bezpieczeństwa elektroenergetycznego realizowany z pomocą operatora systemu przesyłowego oraz (2°) rządową inicjatywę prawodawczą. Podkreśla się tu, że wykorzystanie rynkowych mechanizmów upodobnia zarządzanie bezpieczeństwem energetycznym do zarządzania całą gospodarką. Dlatego narasta potrzeba poszerzenia koordynacji rządowej regulacji charakterystycznych dla elektroenergetyki oraz regulacji dla szerokiego otoczenia. Mianowicie, w krótkim czasie musi

się ukształtować w rządzie nowy, w aspekcie elektroenergetyki, podmiotowy układ kompetencji. W szczególności chodzi tu o nowy typ powiązania kompetencji Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki z kompetencjami ulokowanymi w Ministerstwach: Skarbu Państwa (nadzór właścicielski nad przedsiębiorstwami energetycznymi, ...), Rolnictwa i Rozwoju Wsi (obszar rolnictwa energetycznego, ...), Środowiska (zarządzanie rozdziałem uprawnień do emisji CO₂, ...), Infrastruktury (Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju, Plan Zagospodarowania Przestrzennego Gminy, ...), Rozwoju Regionalnego (wykorzystanie funduszy unijnych, ...), Finansów (koordynacja podatku akcyzowego w obszarze energetyki, ...) oraz Spraw Zagranicznych (równoważenie polskich interesów energetyki, środowiska i rolnictwa w polityce unijnej i globalnej). Nowy, podmiotowy układ kompetencji ministerialnych powinien być w szczególności tworzony pod kątem jego zdolności do tworzenia regulacji prawnych umożliwiających zarządzanie bezpieczeństwem elektroenergetycznym na podstawie sygnałów rynkowych, a także zdolności do tworzenia regulacji prawnych umożliwiających zarządzanie bezpieczeństwem elektroenergetycznym w warunkach kryzysowych (patrz „Zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe”).

Zdolność niezależnych operatorów do rynkowego zarządzania usługami systemowymi.

Wykorzystanie rynkowego potencjału wzrostu bezpieczeństwa elektroenergetycznego występującego w podsektorze operatorskim jest w najbliższych latach priorytetem o najwyższej wadze. Przy tym rynek usług systemowych praktycznie trzeba dopiero zbudować poprzez decentralizację/demonopolizację usług systemowych przypisanych obecnie wyłącznie operatorowi systemowemu oraz zbudowanie całkiem nowego segmentu usług systemowych takich jak: usługi na rzecz energetyki rozproszonej i świadczone przez tę energetykę (w tym substytucja inwestycji sieciowych za pomocą inwestycji w lokalne źródła wytwórcze), budowa mocy interwencyjnych, odpłatna redukcja przez odbiorców końcowych własnego zapotrzebowania i inne. Jednak obecna struktura organizacyjno-właścicielska segmentu operatorskiego, zwłaszcza w części dystrybucyjnej, nie odpowiada rzeczywistym potrzebom, a także unijnym wymaganiom określonym w Dyrektywie 2003/54/WE. Dlatego pilne staje się rzeczywiste wyłączenie operatorów dystrybucyjnych ze skonsolidowanych grup energetycznych, aby uzyskali oni rzeczywistą niezależność.

Rynkowe trendy zarządzania eksploatacją sieci elektroenergetycznych. Eksploatację (dawne utrzymanie) sieci elektroenergetycznych określa się jako obszar o bardzo dużym rynkowym potencjale innowacyjności, niestety zupełnie niedocenianym obecnie w Polsce z punktu widzenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego. W planowaniu i realizacji procesów eksploatacyjnych niedostateczne jest wykorzystanie opisu tych procesów za pomocą języka modeli statystyczno-probabilistycznych [6]. Niedostateczne jest wykorzystanie nowych technologii, na przykład GIS, nowej organizacji usług (planowych), na przykład takiej jak *outsourcing*, nowej organizacji likwidacji awarii, na przykład z użyciem przewoźnych odcinków linii zapasowych (głównie w przypadku sieci rozdzielczych, ale również w przypadku linii przesyłowych, nawet 400 kV).

Zdolność gmin do reagowania w sytuacjach kryzysowych w zakresie dostaw energii elektrycznej (udział w opracowaniu: J. Bargiel). Odpowiedzialność gmin za bezpieczeństwo elektroenergetyczne wynika z regulacji prawnych. Z ustawy Prawo energetyczne wynika odpowiedzialność gminy za: założenia do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz plan zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Z ustawy o zarządzaniu kryzysowym wynika odpowiedzialność gminy za bezpieczeństwo w czasie kryzysów, m.in. odpowiedzialność za plan reagowania kryzysowego. Ważniejsze jest już jednak różnorodne (w tym komercyjne) zaangażowanie gmin w energetykę rozproszoną (m.in. poprzez swoich deweloperów, tj. przedsiębiorstwa multienergetyczne lub infrastrukturalne), którą gminy traktują jako bardzo silny czynnik pobudzający lokalny rozwój. (Obecnie tylko ok. 25% gmin w Polsce posiada „założenia do planu”, a zaledwie kilka procent „plany zaopatrzenia”. Plany reagowania kryzysowego są ciągle

aktualizowane. Ustawodawca zobowiązał również gminy do finansowania zadań własnych z zakresu zarządzania kryzysowego w ramach budżetów gmin, powiatów i województw).

Zdolność odbiorców do odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym na utratę bezpieczeństwa energetycznego. Jest to: (1°) zdolność odbiorcy do wykorzystania konkurencji dostawców na rynku energii elektrycznej, (2°) elastyczność cenowa popytu na energię elektryczną, (3°) zdolność/podatność odbiorcy do wykorzystania technologii uniwersalnych, takich jak np. samochód hybrydowy, (4°) podatność do inwestowania we własne źródła zasilania. Zdolność odbiorcy do odpowiedzi na sygnały rynkowe jest determinowana głównie przez poziom jego wiedzy. Ludność podejmuje działania w obszarach (1) oraz (2), właściciele domów częściowo także w obszarze (3). Odbiorcy przemysłowi podejmują dodatkowo działania w obszarze (4). Jednak generalnie udział odbiorców na rynku wytwórczych technologii elektrycznych czystych jest ograniczony, bo działają oni pod wpływem preferencji krótkoterminowych (ograniczenia kapitałowe odbiorcy nie mają natomiast istotnego znaczenia na rynku inwestycyjnym w segmencie energetyki rozproszonej). Na rynku technologii skojarzonych oraz zintegrowanych technologii energetyczno-ekologicznych sprawa wygląda inaczej. Mianowicie, w tym obszarze zdolność odbiorców (zainteresowanych produkcją ciepła i/lub utylizacją odpadów) do odpowiedzi na sygnały rynkowe jest bardzo duża.

Podatność niezależnych inwestorów do inwestowania w elektroenergetyce. Jest to podatność wynikająca ze zróżnicowanego profilu akceptowalnego ryzyka charakterystycznego dla niezależnych inwestorów. Dwa główne profile są charakterystyczne dla: (1°) inwestorów branżowych (zagranicznych) inwestujących w wielkoskalowe bloki wytwórcze *green field* oraz dla (2°) inwestorów spoza elektroenergetyki korporacyjnej inwestujących w energetykę rozproszoną (najbardziej typowymi w tej grupie są krajowe i zagraniczne przedsiębiorstwa ciepłownicze, gazownicze, naftowe, a także inwestorzy z innych obszarów).

Mapa drogowa zarządzania rynkowym bezpieczeństwem elektroenergetycznym. Jest to harmonogram wykorzystania zasobów i działań w perspektywie 2020, zapewniający bilansowanie podaży i popytu na energię elektryczną poprzez harmonizowanie rozwoju tradycyjnego systemu elektroenergetycznego (w ramach elektroenergetyki korporacyjnej) z rozwojem innowacyjnego segmentu energetyki rozproszonej (pod wpływem konkurencji na tym rynku), w szczególności z realizacją celów Pakietu energetycznego 3×20. Najważniejszymi zasobami możliwymi do szybkiego (w ciągu kilku lat) wykorzystania za pomocą mechanizmów rynkowych są w szczególności: energetyka wiatrowa (z potencjałem budowy źródeł o mocy do 1000 MW w ciągu roku), rynek popytowy na kogenerację w ciepłownictwie (około 3000 MW_{el}), zwiększenie rocznego wydobycia krajowego gazu ziemnego (o około 1-1,5 mld m³, w przeliczeniu na czysty metan), wykorzystanie rolnictwa energetycznego (osiągnięcie rocznej produkcji biometanu przez to rolnictwo nie mniejszej niż 5 mld m³), wykorzystanie potencjału obniżki jednostkowej elektrochłonności produktu narodowego (w tempie wynoszącym przynajmniej 1,5-2% rocznie), a także wykorzystanie potencjału zmiany rocznego salda wymiany zagranicznej z eksportowego (wynoszącego około 6 TWh) na importowe (sięgające poziomu wynoszącego nawet 10 TWh). Najważniejszymi działaniami są w szczególności: budowa instalacji demonstracyjnych zgazowania węgla kamiennego oraz zgazowania węgla brunatnego.

IV. Powiązanie parametrów/wskaźników rynkowych z tradycyjnymi pojęciami służącymi do opisu bezpieczeństwa elektroenergetycznego

Ograniczenia techniczne i rynkowe, sieciowe i elektrowniane. Ograniczenia techniczne deterministyczne (tradycyjne) stanowią podstawę nastawień automatyki w systemie elektroenergetycznym (w tym przede wszystkim automatyki zabezpieczeniowej) i są ukierunkowane konserwatywnie (w tradycji monopolistycznej) na bezpieczeństwo elementów systemu i całego systemu elektroenergetycznego. Ograniczenia techniczne mające podstawę w podejściu statystyczno-probabilistycznym rozszerzają obszar parametrów użytkowania elementów

systemu i całego systemu elektroenergetycznego w sposób uzasadniony względami ekonomicznymi, w perspektywie kosztów społecznych. Na rynku ograniczenia techniczne, zarówno sieciowe jak i elektrowniane, oznaczają wzrost kosztów bilansowania popytu i podaży, w perspektywie kosztów prywatnych. Zatem cena na rynku bilansującym staje się jednym z najbardziej syntetycznych i obiektywnych parametrów do opisu bezpieczeństwa elektroenergetycznego.

Wykorzystanie prognoz makroekonomicznych (prognozowania cykli koniunkturalnych) do prognozowania średnio- i długo-terminowych deficytów mocy. W gospodarce rynkowej zużycie energii elektrycznej jest skorelowane ze wzrostem dochodu narodowego. Stąd odpowiednia jest metoda prognozowania zużycia energii elektrycznej (i ewentualnych deficytów mocy/energii) wykorzystująca właściwości cykli koniunkturalnych w gospodarce. W takiej metodzie podstawowe znaczenie ma makroekonomiczna równowaga popytowo-podażowa na rynku energii elektrycznej, która wytwarza się w ramach następującej sekwencji: wzrost cen energii elektrycznej powoduje inflację, ta powoduje wzrost stóp procentowych i kosztu kapitału. W rezultacie następuje spowolnienie gospodarki przy równoczesnym jej czyszczeniu z technologii elektrochłonnych i pobudzeniu inwestycji podażowych (pod wpływem wysokich cen).

Nadwyżka sieciowa (udział w opracowaniu: H. Kocot, R. Korab). Dla ogólnej oceny stanu pracy sieci można wykorzystać wielkość wynikającą z cen węzłowych, mianowicie nadwyżkę sieciową. Wielkość ta jest zdefiniowana jako różnica pomiędzy wpłatą wniesioną przez odbiorców za zakupioną energię elektryczną a wypłatą dla wytwórców za energię przez nich sprzedaną, liczoną zarówno dla odbiorców jak i wytwórców po cenach LMP w danym węźle. Ze względu na wagę nadwyżki sieciowej, jako wielkości dla syntetycznej oceny bezpieczeństwa elektroenergetycznego w kontekście rynkowym, przedstawia się ją poniżej w sposób szczegółowy:

$$NS = PO - PW = \sum_{i=1}^{n_w} LMP_i P_{Li} - \sum_{i=1}^{n_G} LMP_i P_{Gi} = \sum_{i=1}^{n_w} LMP_i (P_{Li} - P_{Gi}) \quad (6)$$

gdzie: PO - płatności odbiorców, PW - należności dla wytwórców, n_w - liczba węzłów sieci, n_G - liczba generatorów, LMP_i - krótkookresowa cena węzłowa energii w węźle i , P_{Li} - moc czynna odbierana w węźle i , P_{Gi} - moc czynna generowana w węźle i .

Podobnie jak w przypadku ceny węzłowej, nadwyżkę sieciową można rozdzielić na składnik pochodzący od strat sieciowych (sumarycznych w sieci) oraz składnik pochodzący od ograniczeń gałęziowych i napięciowych. Dodatkowo można również dokonać rozdziału nadwyżki sieciowej między poszczególne elementy sieciowe (gałęzie i węzły), co z kolei pozwala na pogrupowanie elementów ze względu na wysokość kosztów strat mocy i ograniczeń przesyłowych powodowanych przez te elementy. Nadwyżka sieciowa ze względu na swoją jednowartościowość jest wielkością bardzo przydatną w procesie oceny poszczególnych opcji rozwojowych i modernizacyjnych oraz pozwala na porównywanie ze sobą kosztów rozłożonych i zróżnicowanych we wszystkich węzłach systemu.

V. Użyteczność modeli statystyczno-probabilistycznych w rynkowym zarządzaniu bezpieczeństwem energetycznym

W historii rozwoju systemów elektroenergetycznych wraz ze wzrostem gęstości powierzchniowej mocy (energii) pobieranej z sieci, czyli na kolejnych etapach jej rozwoju, zmieniały się kryteria decydujące o wymiarowaniu urządzeń, w tym (a nawet przede wszystkim) linii. W ujęciu deterministycznym, które było dominujące w elektroenergetyce monopolistycznej, charakterystyczna była nadrzędność kryteriów technicznych (ich istotą jest wymiarowanie urządzeń na maksymalne obciążenia) nad ekonomicznymi (istotą tych jest

z kolei wybór wariantów o najniższym koszcie przeciętnym obejmującym nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne, w tym koszty strat sieciowych).

Kryteriami technicznymi o podstawowym znaczeniu na pierwszym, bardzo długim etapie rozwoju sieci były kryteria odnoszące się do linii: kryterium dopuszczalnego spadku napięcia i kryterium dopuszczalnej długotrwałej obciążalności prądowej (cieplnej). Spełnienie tych kryteriów powodowało, że inne kryteria techniczne, na przykład zwarciove, też były spełnione. Z drugiej zaś strony kryteria techniczne najczęściej nie powodowały wówczas dodatkowego kosztu, tzn. kosztu powyżej poziomu wynikającego z kryterium ekonomicznego uwzględniającego koszt strat sieciowych (mocy i energii), ale nie obejmującego kosztu nieciągłości zasilania odbiorców.

Drugi charakterystyczny etap był związany z gwałtownym wzrostem znaczenia ciągłości zasilania po tym jak pierwszy wielki *blackout* dotknął północno-wschodnie obszary USA w 1965 roku. Rozwój sieci na drugim etapie był (powszechnie na świecie) zdeterminowany bardzo ostrym kryterium ekonomicznym, uwzględniającym wysoki koszt jednostkowy energii niedostarczonej odbiorcom. Spełnienie tego kryterium oznaczało na ogół spełnienie wymaganych kryteriów technicznych.

W trzecim charakterystycznym etapie, przypadającym na koniec lat siedemdziesiątych i na lata osiemdziesiąte minionego wieku, ujawniło się znaczenie kryterium zwarciovego. Podkreśla się tu, że nakłady inwestycyjne wynikające z konieczności spełnienia kryterium zwarciovego na ogół nie przynoszą efektów ekonomicznych w postaci obniżki strat sieciowych. Dodatkowo w latach osiemdziesiątych zelżała presja na podwyższanie bardzo już wysokiej ciągłości zasilania odbiorców. W rezultacie kryteria techniczne (przede wszystkim zwarciove) zaczęły powodować dodatkowe koszty.

Dodatkowe koszty powodowane kryteriami technicznymi wywołały na świecie wielkie zainteresowanie zastosowaniem podejścia statystyczno-probabilistycznego do wymiarowania urządzeń, szczególnie do wyznaczania dopuszczalnej długotrwałej obciążalności prądowej linii napowietrznych oraz do wymiarowania wytrzymałości zwarciovegoj urządzeń rozdzielczych (wyłączników, szyn zbiorczych, izolatorów wsporczych i innych). Jednak w monopolistycznej elektroenergetyce nawet dojrzałe wyniki w zakresie zastosowań modeli statystyczno-probabilistycznych (w Polsce np. prace [7, 8]) nie miały szans na praktyczne wdrożenie. Dopiero rynek i intensyfikacja wykorzystania sieci, wynikająca z działania rynku, zwłaszcza w warunkach utrudnień lokalizacyjnych, stworzyły warunki do zastosowań tych wyników, por. rozdz. 3.

Należy przyjąć, że na etapie dojrzałego rozwoju rynku energii elektrycznej modele statystyczno-probabilistyczne staną się użyteczne także do racjonalizacji bezpieczeństwa ludzi (jako specyficznego segmentu bezpieczeństwa elektroenergetycznego), czyli do zagadnień o szczególnej wrażliwości. Mianowicie, rynek pozwoli efektywniej wyeliminować nieracjonalne zagrożenia mające zakorzenienie w tradycyjnym podejściu deterministycznym. Pouczający jest tu następujący przykład [7]. Badania przeprowadzone w Kanadzie w latach osiemdziesiątych minionego wieku wykazały, że zagrożenie ludzi spowodowane eksploatacją rozdzielni 230 kV z przekrozoną wytrzymałością zwarciovego oszynowania (niedopuszczalną według deterministycznych kryteriów technicznych) było od 10 do 100 razy mniejsze niż zagrożenie wynikające z prac modernizacyjnych mających na celu zlikwidowanie przekroczeń (co z kolei według przepisów eksploatacyjnych było konieczne).

Literatura do rozdziału 1

1. Graczyk A.: Ekologiczne koszty zewnętrzne. Identyfikacja, szacowanie, internalizacja. Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko. Białystok 2005.
2. Szargut J.: Wpływ nieodwracalności działania ogniw procesu cieplnego na emisję CO₂. „Energetyka”, nr 11/2007
3. Popczyk J.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. Politechnika Śląska, skrypt uczelniany nr 1196, Gliwice 1984.

4. Badyda K., Lewandowski J.: Konsekwencje strategii unijnej, dotyczącej redukcji CO₂ dla elektroenergetyki i ciepłownictwa w Polsce. Materiały Konferencji „Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych (ekonomiki) i innowacyjnych technologii – różne scenariusze rozwojowe energetyki”. Komitet Problemów Energetyki PAN. Warszawa-Serock, czerwiec 2008.
5. Projektu zamawiany PBZ-MEiN-1/2/2006: Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju. Raport z prac wykonanych w Politechnice Śląskiej, Gliwice 2007.
6. Horak J., Popczyk J.: Eksploatacja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1985.
7. Popczyk J.: Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1991.
8. Popczyk J. Żmuda K.: Sieci elektroenergetyczne. Ocena stanu i optymalizacja według podejścia probabilistycznego. Politechnika Śląska, skrypt uczelniany nr 1612, Gliwice 1991.

Rozdział 2

NOWY OBRAZ POLSKIEJ ENERGETYKI W UNIJNYM I ŚWIATOWYM KONTEKŚCIE

W 2008 roku, po recentralizacji elektroenergetyki i na progu wielkich potrzeb inwestycyjnych (w samej elektroenergetyce, ale także w górnictwie), najważniejszą sprawą jest uwolnienie Polski od subsydiowania skrośnego pomiędzy technologiami energetycznymi i pobudzenie rozwoju segmentu niezależnych wytwórców/inwestorów. Potrzebne jest do tego środowisko regulacyjne, które na nowo trzeba zbudować. Jego podstawą powinny być koszty referencyjne dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Podkreśla się, że w nowej sytuacji technologicznej koszty referencyjne, uwzględniające pełną internalizację kosztów zewnętrznych, oznaczają, z punktu widzenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego, zrównoważoną strukturę ryzyka inwestycyjnego w trzech segmentach: sieciowym (operatorskim), wytwarzania wielkoskalowego i w obszarze inteligentnej energetyki (rozproszonej, głównie odnawialnej).

Niestety, dokonana recentralizacja elektroenergetyki oznacza pogwałcenie fundamentalnych wymagań odnośnie potrzeby zrównoważenia ryzyka inwestycyjnego. Mianowicie, skonsolidowane/korporacyjne przedsiębiorstwa (obejmujące wytwarzanie, operatorstwo dystrybucyjne i handel) stanowią obszar o małym ryzyku dla nich samych (i dla banków finansujących inwestycje za pomocą kredytów), ale o bardzo dużym ryzyku wystąpienia w przyszłości stranded costs dla odbiorców. Niezależni inwestorzy (wytwarzanie) są natomiast narażeni ciągle na bardzo duże (niesymetryczne) ryzyko regulacyjne, chociaż stanowią główną siłę redukującą ryzyko wystąpienia stranded costs dla odbiorców w przyszłości.

Destrukcyjna nieprzejrzystość obciążająca działalność inwestycyjną w elektroenergetyce, po jej recentralizacji, nie może być tolerowana w nadchodzących latach. W szczególności w żadnym wypadku operatorzy nie mogą przenosić (na odbiorców) ryzyka kosztów systemowych, powodowanych przez wytwórców (na przykład kosztów rezerwowania źródeł wiatrowych). Z kolei niezależni wytwórcy (z obszaru inteligentnej energetyki) nie mogą ponosić niepotrzebnych, z punktu widzenia ich funkcjonowania, kosztów sieci, które są jednak niezbędne dla wytwarzania wielkoskalowego. Nie może także trwale funkcjonować system regulacyjny, w którym wytwarzanie wielkoskalowe uzyskuje darmowe uprawnienia do emisji CO₂, a energetyka odnawialna uzyskuje dopłaty za to, że nie powoduje emisji CO₂ (przy tym każda technologia odnawialna inne, nie według osiąganych efektów, ale według ponoszonych kosztów, tak jak było w gospodarce socjalistycznej).

Monografia ukazuje się w czasie, kiedy w polskiej elektroenergetyce narasta kryzys nie mniejszy niż w latach osiemdziesiątych minionego stulecia. Odpowiedzią na tamten kryzys była reforma zapoczątkowana w 1990 roku, ukierunkowana na uwolnienie sektora od przeszłości (powiązana ze zmianami ustrojowymi w Polsce i nawiązująca do rozpoczynającego się wtedy urynkowania elektroenergetyki na świecie w oparciu o zasadę TPA). W 2008 roku

potrzebna jest inna reforma. Taka, która wprowadzi polską elektroenergetykę w przyszłość (zapewni włączenie się Polski w zmiany strukturalne, wśród których najważniejsze znaczenie mają zmiany technologiczne – wymuszane ochroną środowiska i oszczędnością paliw pierwotnych – dokonujące się w całej światowej energetyce, nie tylko w elektroenergetyce).

Głównym celem reform zapoczątkowanych w elektroenergetyce w 1990 roku było ograniczenie jej nieefektywności, w szczególności ograniczenie subsydiowania skróśnego pomiędzy grupami odbiorców. Jako siłę sprawczą wykorzystano wtedy zasadę mówiącą o tym, że ceny (energii elektrycznej) muszą odwzorowywać koszty. Do jej realizacji wykorzystano decentralizację i dostęp podmiotów (wytwórców, handlowców, odbiorców) do sieci elektroenergetycznych, najprzód przesyłowych, a potem dystrybucyjnych.

W drugiej połowie minionej dekady rozpoczął się jednak odwrót od decentralizacji. Po dziesięciu latach recentralizacji całej energetyki, realizowanej równolegle do pozorowanego jej urynkwiania za pomocą ustawy Prawo energetyczne, nie można wskazać praktycznie niczego, co zostało skutecznie rozwiązane, a nie mogło być lepiej rozwiązane bez centralizacji. (Stwierdzenie to nie dotyczy ciepłownictwa, gdzie procesy rynkowe ujawniły się z większą siłą, niż w pozostałych sektorach kompleksu paliwowo-energetycznego, z korzyścią dla ludności i całej gospodarki).

W szczególności realizowana przez dwa lata (2006-2007) rządowa strategia centralizacji elektroenergetyki (utworzenie czterech grup), wzmacniania dominującej roli PGNiG, centralizacji zarządzania górnictwa (w Kompanii Węglowej) była najgorszą z możliwych. W elektroenergetyce antyreforma polegała na konsolidacji niezrestrukturyzowanych przedsiębiorstw i tworzeniu niebezpiecznych dla gospodarki dominujących na rynku podmiotów gospodarczych. Ponadto była to strategia coraz silniejszej wzajemnej izolacji poszczególnych sektorów: elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa. Taka strategia skutkuje kontynuacją technologiczną. Centralizacja sektorowa i kontynuacja technologiczna są groźne ogólnie w energetyce, jednak szczególnie groźne są w elektroenergetyce, i potencjalnie w górnictwie. W elektroenergetyce kontynuacja technologiczna polega przede wszystkim na decyzjach inwestycyjnych dotyczących zastosowania wielkoskalowych technologii węglowych, w dodatku w postaci rozwiązań prototypowych w skali światowej, np. w postaci bloków nadkrytycznych 460 MW (Pątnów na węgiel brunatny, Łągisza na węgiel kamienny) i 850 MW (Bełchatów), lokujących w Polsce ryzyko związane z tymi technologiami. W górnictwie polega na inwestycjach, jeśli one zostaną podjęte, w tradycyjne wydobywanie, w szczególności polega na budowie nowych ścian wydobywczych i nowych szybów w kopalniach węgla kamiennego oraz nowych kopalń węgla brunatnego.

Dodatkową sprawą jest to, że został niezwykle umocniony korporacyjny ład w energetyce. W rezultacie został stworzony bardzo silny, antyinnovacyjny front, który skutecznie blokuje wpisanie się Polski w realizację unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20 (marzec 2007), a ostatnio projektu dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej (styczeń 2008), oraz wykreowanie polskiego rolnictwa energetycznego. W ten sposób, na przykład, może być zmarnowana w Polsce historyczna szansa zastąpienia klasycznej (sieciowej) reelektryfikacji wsi nowoczesną reelektryfikacją, mającą podstawę w innowacyjnej energetyce rozproszonej wytwórczej (model amerykański) i w rolnictwie energetycznym. To wszystko się dzieje w czasie, kiedy na świecie koncerny samochodowe i lotnicze prześcigają się w informacjach o zaawansowaniu rozwoju technologii hybrydowych, biopaliwowych (na paliwa płynne i gazowe) oraz wodorowych.

2.1. Zagrożenia dla polskiej energetyki

W perspektywie cywilizacyjnej największym zagrożeniem, jakie obecnie (w końcu pierwszej dekady XXI wieku) występuje w odniesieniu do polskiej energetyki, jest systemowy konflikt między nadbudową (polityką energetyczną, czyli polityczno-korporacyjnym sojuszem biznesowym) oraz bazą (społeczeństwem wiedzy). Konflikt taki nie rodzi się oczywiście w ciągu miesięcy, i nie jest właściwością tylko Polski. Jednak dla Polski ten

konflikt oznacza znacznie większe zagrożenie niż dla innych krajów. Oznacza też znacznie większą utratę szans, które niesie z sobą każdy wielki kryzys.

Systemowy konflikt między nadbudową i bazą oznacza, że trzeba przerwać podejście, które polega na dostosowywaniu się społeczeństwa do sposobów funkcjonowania energetyki. Trzeba równocześnie pobudzić dostosowanie się energetyki do standardów działania i infrastruktury społeczeństwa wiedzy (oraz przygotować ją do funkcjonowania w przyszłym społeczeństwie wodorowym – czwarta, piąta dekada obecnego stulecia).

Konsolidacja polskiej elektroenergetyki dokonana w latach 2006-2007, i utrwalana przez obecny rząd, jest niestety naśladownictwem schyłkowych schematów ze społeczeństwa przemysłowego i ruchem pod prąd. W szczególności oznacza ona izolacjonizm elektroenergetyki: korporacyjny, historyczny, technologiczny. Izolacjonizm korporacyjny uniemożliwia potrzebną w społeczeństwie wiedzy konwergencję (w obszarze wszystkich sektorów paliw i energii). Izolacjonizm historyczny oznacza brak zdolności do krytycznego wykorzystania czterech traumatycznych doświadczeń elektroenergetyki amerykańskiej z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych⁸, które były katalizatorem reform rynkowych w latach osiemdziesiątych (wykreowanie nowych form finansowania inwestycji w sektorze niezależnych wytwórców – USA⁹, Ameryka Południowa) i dziewięćdziesiątych (reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjne, wykreowanie konkurencji opartej na wykorzystaniu zasady TPA – USA, Europa). Izolacjonizm technologiczny jest najbardziej groźny – oznacza brak zdolności do otwarcia się na uniwersalizację technologiczną. Tej, do której punktem startu jest światowy rozwój technologiczny, zapoczątkowany na wielką skalę w latach dziewięćdziesiątych (internet, przyspieszenie rozwoju biotechnologii, technologii mikroprocesorowych, gazowych technologii wytwórczych *combi* i kogeneracyjnych, komercjalizacja samochodu hybrydowego, uzyskanie dojrzałości konstrukcyjnej samochodu wodorowego, a także przyspieszenie prac nad samolotem wodorowym).

Analogie w obecnej (2008 rok) sytuacji energetycznej na świecie do wydarzeń, które wstrząsnęły elektroenergetyką amerykańską w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych, są już niezwykle czytelne. W poszczególnych obszarach można wskazać na następujące fakty:

- 1.** Paliwa płynne: ceny giełdowe (Nowy Jork) ropy naftowej dochodzące w lipcu do 150\$/baryłkę i brak zdolności wydobywczych (inaczej niż w czasie pierwszego kryzysu naftowego w latach 1973-1974, kiedy zdolności istniały, a zatem zagrożenie długoterminowe było mniejsze).
- 2.** Gazownictwo: zapowiadane w lipcu (przez Rosję) ceny gazu ziemnego w kontraktach bilateralnych na poziomie 500\$/1000 m³, i również brak zdolności wydobywczych na świecie (dodatkowo dotkliwy brak zdolności przeładunkowych terminali skraplających/eksportowych w segmencie LNG).
- 3.** Górnictwo: ceny giełdowe (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) węgla kamiennego dochodzące w lipcu do 220\$/tonę (w tym przypadku ważny jest, z polskiego punktu widzenia, brak zdolności wydobywczych w Polsce, ale z drugiej strony niewiadoma odnośnie zapotrzebowania chińskiego, które może w kolejnych latach istotnie się zmniejszyć).
- 4.** Środowisko naturalne: zapowiadane przez Komisję Europejską całkowite wyeliminowanie po 2012 roku darmowych uprawnień do emisji CO₂ i prognozowane ceny na unijnym rynku tych uprawnień wynoszące minimum 40 euro/tonę (przy komplikacjach związanych z odmienną od unijnej polityką USA w zakresie zarządzania zmianami klimatycznymi i brakiem w ogóle zgody Chin i Indii na internalizację kosztów zewnętrznych środowiska).

⁸ Północno-wschodni *blackout* – 1965 (wdrożenie zasady poprawy niezawodności strukturalnej sieci przesyłowych za pomocą redundancji), pierwszy kryzys naftowy – 1973/74, krach giełdowy Consolidated Edison – 1974, awaria Three Mile Island – 1979.

⁹ Skuteczne przeprowadzenie procedury legislacyjnej związanej z ustawą *PURPA*, trwającej ponad 4 lata – 1978-1982, otworzyło drogę do rozwoju amerykańskiego segmentu niezależnych wytwórców (*IPP*), ukierunkowanego na kogenerację (na ochronę środowiska i na zmniejszenie zużycia paliw pierwotnych).

5. Rolnictwo: przeciwstawianie rolnictwa energetycznego rolnictwu żywnościowemu i całkowicie zmanipulowana medializacja wzrostu cen żywności w kontekście produkcji biopaliw (płynnych), blokowanie likwidacji Wspólnej Polityki Rolnej UE, blokowanie technologii GMO, w tym w potencjalnym segmencie rolnictwa energetycznego.

Wszystkie wymienione zagrożenia globalne przenoszą się bardzo dotkliwie na Polskę, bo są wzmacniane w poszczególnych sektorach przez silne negatywne uwarunkowania. Z tego punktu widzenia diagnoza stanu polskiej energetyki (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych, górnictwo, energetyka odnawialna), wspólna dla wszystkich opcji politycznych, jest następująca:

1. Bezinwestycyjne zdolności wydobywcze górnictwa węgla gwałtownie się kurczą, zdolności wytwórcze elektroenergetyki gwałtownie się dekapitalizują, trudności lokalizacyjne budowy nowych sieci gwałtownie rosną, globalne ryzyko polityczne w obszarze dostaw gazu, a także ropy, rośnie, udział energii odnawialnej w Polsce jest jednym z najniższych w Europie, zarządzanie alokacją uprawnień do emisji CO₂ jest katastrofalne, wielkie ryzyko jest związane z brakiem strategii w sprawie sposobu zarządzania emisjami SO₂ (sprawa przyszłej Dyrektywy IPPC, ze skutkami po 2016 roku, w szczególności w ciepłownictwie). Jest to punkt wyjścia do inwestycji rzędu 150...200 mld zł w okresie do 2020 roku, których skutki będą sięgać 2050 roku.

2. Jest też zgoda, że dopiero po 2020 roku pojawią się realnie możliwości dotyczące zastosowań (w pełni komercyjnych) nowych bezemisyjnych technologii węglowych wielkoskalowych, takich jak bezemisyjne technologie węglowo-elektryczne, technologie atomowo-elektryczne, a także technologie zgazowania węgla i upłynniania węgla, z ewentualnym wykorzystaniem do tego celu technologii atomowo-węglowych. Uzyskana do 2020 roku na świecie dojrzałość bezemisyjnych technologii węglowych obniży też polskie ryzyko ich wdrożenia (obniży ryzyko nietrafionych inwestycji, które w ostatnim dziesięcioleciu dotknęło cały świat, w tym Polskę, w postaci wielkich kosztów osieroconych w elektroenergetyce).

Dodatkowo dochodzą negatywne uwarunkowania, które z natury nie mogą być wspólne dla wszystkich opcji politycznych. Są to uwarunkowania w postaci ryzyka regulacyjnego mającego źródło w bieżącej działalności rządu. W tym miejscu wskazuje się najmocniej na negatywne sygnały odchodzenia rządu od rynku. W gazownictwie sygnałami takimi są na przykład komunikaty Ministra Skarbu Państwa (lipiec i sierpień 2008) o możliwości dokapitalizowania PGNiG, a także o przejściu (od PGNiG) spółki Polskie LNG przez Gaz System, czyli operatora przesyłowego w gazownictwie, będącego w 100% spółką Skarbu Państwa (jest to zapowiedź dalszego, po konsolidacji elektroenergetyki, odchodzenia od rynku paliw i energii na rzecz polityczno-korporacyjnego biznesu). W elektroenergetyce jest to brak stabilnego środowiska regulacyjnego ukierunkowanego na inwestycje. W ciepłownictwie jest to brak uprawnień do emisji CO₂, a także trudne do wyobrażenia skutki (po 2016 roku) nowej dyrektywy IPPC (problem emisji SO₂, NO_x). W energetyce odnawialnej jest to brak internalizacji, w rachunku inwestorów, kosztów zewnętrznych energetyki wiatrowej (kosztów zewnętrznych w postaci kosztów rezerwowania i regulacji), ale jeszcze bardziej brak zdecydowanego otwarcia państwa na rolnictwo energetyczne.

Rozwinięcie wybranych zagadnień. Zaistniała sytuacja ma niewątpliwie znamiona pełzającego kryzysu (remonopolizacja, która osiągnęła groźny poziom, ściera się z liberalizacją, która jest obiektywnie potrzebna). Dlatego szczególnie ważna jest synteza uwarunkowań i próba odpowiedzi, czy mimo remonopolizacji mechanizmy rynkowe na obecnym etapie, wspomagane innowacyjnymi technologiami, będą w stanie skutecznie stabilizować bezpieczeństwo elektroenergetyczne, zwłaszcza w okresie przejściowym (do 2020 roku) wymagającym wielkich nakładów inwestycyjnych i będą zabezpieczać Polskę przed nietrafionymi inwestycjami po tym okresie (w perspektywie 2050).

Z tego punktu widzenia okres 2006-2007 powinien być w Polsce poddany szczegółowej analizie. Głównie z tego powodu, że polityka energetyczna prowadzona wówczas przez rząd

jest przykładem instrumentalnego wykorzystania bezpieczeństwa energetycznego do realizacji celów politycznych na niespotykaną wcześniej skalę. Mianowicie, w wyniku konsolidacji elektroenergetyki miały być osiągnięte trzy cele: zahamowanie wzrostu cen energii elektrycznej, zwiększenie zdolności inwestycyjnych skonsolidowanych przedsiębiorstw i zmniejszenie negatywnego oddziaływania elektroenergetyki na środowisko naturalne. Seria bardzo zróżnicowanych wydarzeń oraz nowe zjawiska, które wystąpiły już w ostatnich miesiącach 2007 roku, najwyraźniej obnażyły jednak słabość centralnego zarządzania, mającego na celu zastąpienie rynku, i pokazały zagrożenie dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego z tytułu takiego zarządzania. W tym miejscu podkreśla się, jako szczególnie niebezpieczną sprawę, demoralizację wynikającą z faktu, że w polskiej polityce energetycznej staje się normą brak realizacji zapowiadanych celów. W odniesieniu do polityki energetycznej realizowanej przez rząd w okresie 2006-2007 sprawę tę obrazują następujące fakty.

1. Z wielkich zapewnień o rynkowej reformie elektroenergetyki pozostały: recentralizacja i remonopolizacja elektroenergetyki. Stopień centralizacji organizacyjnej i zarządzania (centralizacji funkcji) jest w skonsolidowanych grupach większy niż we Wspólnocie Energetyki i Węgla Brunatnego funkcjonującej do września 1990 roku, którą trzeba było zlikwidować. Na przykład w strategii PGE wprowadzony został rachunek wyrównawczy (ceny transferowe) praktycznie taki, jaki był stosowany w WEiWB. Spółka Matka (PGE) oraz koncern górnico-wytwórczy (głównie BOT) i handel hurtowy (PGE Electra) zostały uwolnione od ryzyka, które w całości przełożono na obrót detaliczny, czyli na odbiorców (tak jak w monopolu). Zaplanowano całkowicie centralny rozwój innowacyjnej energetyki rozproszonej, mimo że jeszcze nikt na świecie nie wymyślił jak centralnie wdrażać innowacje, i że główne problemy współczesnej energetyki rozproszonej są właściwością gmin (technologie energetyczno-ekologiczne, paliwa biomasowe drugiej generacji, energetyka rozproszona jako infrastruktura krytyczna w sytuacjach kryzysowych w gminach i inne).

2. Niepowodzenie sztandarowych zapowiedzi rządu w zakresie bezpieczeństwa energetycznego (ogólnie, nie tylko elektroenergetycznego) jest ewidentne. Kiedy konsolidacja w elektroenergetyce weszła w drugiej połowie 2007 roku w końcową fazę zaczęły się natychmiast ujawniać negatywne skutki w postaci rzeczywistego wzrostu kosztów (np. kosztów wynikających z pakietów socjalnych) i potencjalnego bardzo istotnego wzrostu cen energii elektrycznej. Pod tym względem sygnałem był wzrost cen na giełdzie w pierwszych dniach stycznia 2008 roku do około 250 zł/MWh, ale jeszcze większe znaczenie ma niezwykle silny lobbging ze strony skonsolidowanych przedsiębiorstw na rzecz uzasadnienia, że wzrost cen energii elektrycznej musi mieć w najbliższych latach szokowy charakter. Do tego obrazu elektroenergetyki (po konsolidacji, z pakietami socjalnymi) trzeba dodać także strajki zapowiadane przez związki zawodowe (w czasie manifestacji w Warszawie, lipiec 2008 rok) na wielką skalę. W górnictwie węgla kamiennego interwencjonizm państwowy (centralizacja zarządzania Kompanią Węglową, inkorporacja Kopalni Budryk do Jastrzębskiej Spółki Węglowej) spowodował (nie tylko potencjalnie, ale już także realnie) dotkliwe osłabienie bezpieczeństwa energetycznego. (W Kompanii Węglowej 2007 rok zakończył się ujemnym wynikiem finansowym, a 2008 rozpoczął się pogotowiem strajkowym. Z kolei Kopalnia Budryk dotknięta została na przełomie 2007/2008 najdłuższym strajkiem w polskim górnictwie, trwającym aż 46 dni.)

3. Spektakularnymi przykładami nieefektywności, mającymi podłoże w interesach politycznych, okazały się ponadto: (1^o) skrajnie destrukcyjny przykład ustanowienia siedziby Polskiej Grupy Energetycznej w Lublinie, a z drugiej strony całkowite zahamowanie działań na rzecz realizacji jednego z najważniejszych unijnych celów energetycznych, którym jest zapewnienie odbiorcom dostępu do konkurencyjnego rynku energii elektrycznej (zapewnienie tańszej energii elektrycznej), (2^o) wzmocnienie dominującej (praktycznie monopolistycznej) pozycji przedsiębiorstwa PGNiG na rynku gazu ziemnego i całkowite zahamowanie działań na rzecz realizacji innego z najważniejszych unijnych celów energetycznych, którym jest zapewnienie odbiorcom dostępu do tańszego gazu, (3^o) praktyka regulacyjna (realizowana przez Urząd

Regulacji Energetyki), blokująca wykorzystanie potencjału rozwojowego kogeneracji tkwiącego w ciepłownictwie, hamująca wejście Polski na drogę oszczędności paliw pierwotnych oraz redukcji emisji CO₂, a z drugiej strony dopuszczanie do kuriozalnego marnotrawstwa biomasy we współspalaniu, (4°) blokowanie unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20, który ma na celu pobudzenie w Unii rozwoju energetyki innowacyjnej i rolnictwa energetycznego oraz działań na rzecz środowiska naturalnego, (5°) zakup udziałów w polach gazowych na Morzu Północnym, który jest niezwykle drogi i nie tworzy żadnych trwałych podstaw pod dywersyfikację dostaw gazu ziemnego dla Polski, (6°) projekt gazoportu w Świnoujściu, który od początku (2006 rok) jest obciążony nieudolnością organizacyjną (w szczególności brakiem kontraktów na dostawy gazu), (7°) przebieg negocjacji dotyczących polskiego uczestnictwa w budowie elektrowni atomowej Ignalina, które są obciążone niejasnością rządowych celów strategicznych (zwłaszcza w zakresie budowy jednolitej unijnej przestrzeni bezpieczeństwa energetycznego) i niewydolnością przedsiębiorstw elektroenergetycznych uwikłanych w konsolidację, (8°) projekt przedłużenia ropociągu Odessa-Brody, czyli budowy polskiego odcinka do Płocka, który miał być jednym z istotnych sposobów dywersyfikacji zasilania Polski w ropę, a okazał się krótkotrwałym zabiegiem propagandowym, (9°) zablokowanie w 2007 roku na pewien czas (poprzez politykę kadrową) prac nad realizacją pierwszego polskiego projektu zgazowania węgla kamiennego, przygotowanego przez Zakłady Azotowe Puławy i KWK Bogdanka, otwierającego w perspektywie 2020 roku drogę do zastosowań tej technologii w energetyce, (11°) sygnałem negatywnych skutków są także narastające konflikty z Komisją Europejską na tle niedotrzymywania przez Polskę dyrektyw rynkowych, środowiskowych, efektywnościowych i innych (związanych).

4. Ogólnie, centralne zarządzanie stało się źródłem chaosu, którego egemplifikacją są między innymi: (1°) uwolnione i niewolnione (!) ceny energii elektrycznej w 2008 roku, (2°) całkowicie nieprzejrzysta sprawa przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2008 rok (przydziału uruchamiającego walkę o branżowe interesy), (3°) niejasne stanowisko rządu odnośnie celów unijnego Pakietu 3×20, stwarzające wrażenie, że Polska nie jest w stanie ich zrealizować (lub inaczej, że ich realizacja nie jest w interesie Polski), (4°) niepełne oceny przyczyn i skutków charakterystycznych awarii sieciowych w 2008 roku (Szczecin – marzec, Bytom – lipiec, Warszawa – sierpień) oraz brak systemowych działań zaradczych (w sferze rządowej regulacji, a także w sferze strategii rozwojowych i eksploatacyjno-ruchowych operatorów), (5°) lobbing rządowo-korporacyjny, wspomagany przez zagraniczne firmy konsultingowe, na rzecz opinii, że Polsce grozi inwestycyjna niewydolność w obszarze wytwarzania energii elektrycznej. Częścią chaosu są nowe zjawiska, przeczące katastroficznym wizjom korporacyjnym, zwłaszcza dotyczącym niewydolności inwestycyjnej w wytwarzaniu, mianowicie w takiej postaci jak: (1°) nawałnica inwestorów w energetyce wiatrowej, (2°) narastająca fala inwestorów w segmencie technologii energetyczno-ekologicznych (w energetyce biometanowej i w rolnictwie energetycznym), (3°) nowy kierunek aktywności unijnych inwestorów strategicznych w Polsce, coraz mniej zainteresowanych inwestycjami kapitałowymi w istniejące przedsiębiorstwa, a coraz bardziej budową wielkich bloków w formule *green field*.

Wniosek węższy (operacyjny). Przewyciężenie kryzysu związanego z odwrotem od reform rynkowych w elektroenergetyce i otwarcie się całej energetyki (nie tylko elektroenergetyki) na przyszłość wymaga wyobraźni i odważnych działań. Z tego punktu widzenia wszystkie wymienione powyżej wydarzenia i zjawiska są bardzo charakterystyczne.

1. Na przykład, pokazują one, że nie ma powodu bać się o brak inwestorów. Ale trzeba im zapewnić stabilne środowisko rynkowe (i regulacyjne). Brak odpowiedzialności koalicji rządowo-korporacyjnej, wspomaganiej przez zagraniczne firmy konsultingowe, za realizację celów polityki energetycznej (i wynikające stąd skutki) nie tworzy jednak takiego środowiska. Przeciwnie, ośmiela ją do dalszego upolityczniania bezpieczeństwa energetycznego. Powoduje też pełzającą inkorporację segmentu niezależnych wytwórców, potencjalnie konkurencyjnego, do środowiska antykonkurencyjnego. Jest to zagrożenie, którego negatywnych

skutków nie da się przecenić, bo pociąga za sobą umocnienie antyinnovacyjnych środowisk badawczych.

2. Syntezą wymienionego zagrożenia (p. 1) jest sprawa możliwości wypełnienia przez Polskę celów unijnego Pakietu 3×20, która pokazuje niezwykle ważną wagę otwarcia się energetyki na niezależne badania. Szkody wynikające z braku takich badań są ewidentne. W tym miejscu trzeba się odnieść do raportu przedstawionego przez Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej nt. „Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 roku” (Jan Soliński, „Energetyka” nr 13/2007). Jest to bardzo kompetentny raport w tradycyjnej konwencji. Ale wniosek, że zalecany przez UE 20-procentowy¹⁰ udział odnawialnych źródeł energii (przeciętny dla UE) nie będzie możliwy w Polsce do osiągnięcia, jest z gruntu nieprawdziwy (nie uwzględnia potencjału produkcji paliw biomasowych z upraw rolniczych).

3. Rozwój innowacyjnej elektroenergetyki wymaga bezwarunkowej prywatyzacji. Przeprowadzona konsolidacja przedsiębiorstw, których w żadnym wypadku nie można uznać za innowacyjne, nie zapewni jednak wzrostu ich wyceny przez inwestorów na giełdzie w planowanym przez rząd procesie prywatyzacyjnym (w polityce rządowej konsolidacja była jednym z czynników budowy wartości przedsiębiorstw przed ich prywatyzacją, ale na giełdach realizuje się od 2007 roku w skali światowej kolejny cykl oczyszczania gospodarek z najbardziej antyinnovacyjnych segmentów). Dlatego przychodzi czas na zmiany struktury elektroenergetyki w taki sposób, aby zwiększyć szanse na jej innowacyjny rozwój zgodny z projektem dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej (innowacyjnej). Z tego punktu widzenia kluczowe znaczenie ma ukształtowanie niezależnych operatorów dystrybucyjnych poprzez ich wyłączenie ze skonsolidowanych struktur. Jest to jedno z bardzo ważnych zadań, zwłaszcza, jeśli wiadomo, że Komisja Europejska uznała dotychczasowe działania na rzecz zapewnienia niezależności polskich operatorów dystrybucyjnych za niewystarczające i wdrożyła postępowanie przeciw Polsce w tej sprawie. Dyskusja odnośnie tego, jak powinni być ukształtowani operatorzy dystrybucyjni, uwzględniająca zastrzeżenia Komisji Europejskiej niestety w Polsce jeszcze (sierpień 2008 rok) nie rozpoczęła się.

4. Rozwój innowacyjnej elektroenergetyki wymaga także wielu innych działań. Po pierwsze, potrzebne jest nowe *know how*, do którego można dojść tylko przez całkowicie nową konsolidację kompetencji (w obszarze wiedzy). Po drugie, potrzebna jest konwergencja tradycyjnych sektorów paliwowo-energetycznych, czyli ukształtowanie nowej praktyki gospodarczej ukierunkowanej na uniwersalizację małoskalowych technologii energetycznych (wejście na ścieżkę, na której rynek oznacza konkurencję, konkurencja pobudza innowacyjność i uniwersalizację technologii, te nasilają konkurencję...). Po trzecie, potrzebne jest, w szeroko rozumianej energetyce, odwołanie się do złotego trójkąta: biznes – samorządy – nauka. Ten trójkąt nie ma w Polsce żadnych tradycji, a bez samorządów nie jest możliwa implementacja rozproszonych technologii ekologiczno-energetycznych, i jeszcze bardziej – nie jest możliwa realizacja Programu IERE (Innowacyjna energetyka. Rolnictwo energetyczne) [1].

5. Na koniec, pomocą w zapewnieniu stabilnych warunków działania niezależnym inwestorom (w uruchomieniu potencjału innowacyjności w energetyce) może być sformułowanie przez rząd konsekwentnej rynkowej doktryny bezpieczeństwa energetycznego. Polskie środowisko naukowo-badawcze powinno zbudować scenariusze rozwojowe i stworzyć podstawy pod taką doktrynę, a także pod politykę energetyczną i regulacje prawne oraz pod wybór technologii energetycznych. Przedsiębiorstwa, powinny przestać liczyć na państwo, zbudować za to w sojuszu z polskim środowiskiem naukowo-badawczym swoje strategie rynkowe, które pozwolą im wygrywać konkurencję o polski rynek dostaw energii (uchronią Polskę od oddania tego rynku zagranicznym, konkurencyjnym firmom).

¹⁰ W końcu 2007 roku oficjalnie nie był jeszcze znany cel dla Polski, który zgodnie z projektem dyrektywy ze stycznia 2008 roku, dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej, wynosi 15%. Według raportu również ten cel nie może być przez osiągnięty, bo polskie możliwości (w tendencji) wynoszą jedynie 10%.

Wniosek szerszy (strategiczny). Przedstawiony szeroki kontekst historyczno-cywilizacyjny i polskie szczegółowe uwarunkowania nie pozostawiają wątpliwości: przez najbliższą dekadę polska energetyka będzie się przeprowadzać ze społeczeństwa przemysłowego do społeczeństwa wiedzy. Wielkie napięcia są na tej drodze nieuniknione. Chodzi jednak o to, aby zminimalizować straty związane z transformacją i zapewnić maksymalizację wykorzystania szans. Trzy uwagi z tym związane są następujące:

1. Kumulacja zjawisk globalnych (mających związek bezpośredni lub pośredni z bezpieczeństwem energetycznym), która następuje w 2008 roku, przybliża powstanie masy krytycznej w obszarze zmian strukturalnych w energetyce. Do zjawisk tych należą: losy zaangażowania amerykańskiego na Bliskim Wschodzie (Iran, Irak, Afganistan), głęboki kryzys na światowych giełdach kapitałowych, wzrost cen ropy naftowej do 150\$/baryłkę, wybory prezydenckie w USA, konflikt rosyjsko-gruziński. W kontekście paliw kopalnych zjawiska te oznaczają przede wszystkim początek procesów ograniczania finansowania najbardziej niedemokratycznych państw na świecie i ochrony bezpieczeństwa energetycznego świata demokratycznego przed terroryzmem energetycznym tych państw, dysponujących głównymi zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego (Iran, Wenezuela, Arabia Saudyjska, Rosja, Katar)¹¹.

2. Drugą siłą sprawczą staje się w skali globalnej program redukcji emisji CO₂. Pod tym względem charakterystyczne są programy wyborcze w okresie 2005 do 2008 kolejno w Niemczech, Francji i USA, a także oświadczenia rządu Wielkiej Brytanii z tego okresu. Zgodnie z tymi programami (i oświadczeniami) redukcja emisji CO₂ ma wynieść w okresie do 2050 roku od 50% do 80% (na ogół względem bazy z 1990 roku). To oznacza (przy wszystkich zastrzeżeniach) wejście świata, po stronie podażowej rozwoju energetycznego, na ścieżkę innowacyjnej energetyki, ukierunkowanej na ograniczanie zmian klimatycznych, głównie na ścieżkę czystych (bezemisyjnych) technologii węglowych oraz na ścieżkę rozwoju rolnictwa energetycznego (i lasów energetycznych). Ta ostatnia ścieżka oznacza w gruncie rzeczy ścieżkę trwałej równowagi przyrodniczo-cywilizacyjnej. Inaczej, oznacza zaprzestanie rabunkowego wykorzystania paliw kopalnych wytworzonych przez miliony lat, i wejście w proces stabilizacji ryzyka przyszłych pokoleń związanego ze zmianami klimatycznymi, z drugiej zaś strony pozostawia wielkie pole swobody dla postępu technologicznego i wzrostu cywilizacyjnego globalnego społeczeństwa.

3. W świetle dwóch pierwszych uwag wybór przyszłych technologii energetycznych (na drugą, trzecią i czwartą dekadę) ma obecnie wagę fundamentalną. Wybór ten musi uwzględniać, oprócz wąskiego spojrzenia techniczno-ekonomicznego, również szeroki wymiar makroekonomiczny (także społeczno-cywilizacyjny). Z tego punktu widzenia szczególne znaczenie ma dla Polski porównanie perspektyw gazu ziemnego, rolnictwa energetycznego, a także energetyki węglowej (technologii CCT) [2, 3] i energetyki atomowej nie tylko w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego, ale także w aspekcie przepływu środków finansowych z opłat za energię elektryczną uiszczanych przez polskich odbiorców końcowych, tabeli 2.1. Jest jasne, że w przypadku technologii atomowych 80% tych opłat (uwzględniających pokrycie kosztów kapitałowych, kosztów za paliwo i innych kosztów eksploatacyjnych oraz łącznych kosztów sieciowych) trafi do dostawców zagranicznych. W przypadku technologii gazowych na gaz ziemny będzie to 50%. W przypadku technologii węglowych około 20% (zdecydują o tym koszty kapitałowe technologii bezemisyjnych, które polskie przedsiębiorstwa muszą kupić za granicą), a w przypadku technologii biogazowych nie więcej niż 10%. Oznacza to, że w przypadku technologii biogazowych pieniądze zostaną w Polsce, a ponadto staną się impulsem modernizacyjnym dla polskiej wsi i impulsem restrukturyzacyjnym dla polskiego rolnictwa (zostaną wykorzystane do przygotowania polskiego rolnictwa

¹¹ Trzeba pamiętać, że wysokie ceny paliw są w interesie przedsiębiorstw paliwowych. Zatem terroryzm państw dysponujących głównymi zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego oznacza w świecie demokratycznym co innego dla rządów, dla przedsiębiorstw paliwowych (energetycznych) i dla odbiorców energii.

do skutków wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej po 2013 roku i do absorpcji paliw drugiej generacji uzyskiwanych z węgla po 2020 roku).

Tabela 2.1.

Udział opłat uiszczanych za energię elektryczną przez odbiorców końcowych (uwzględniających pokrycie kosztów kapitałowych, kosztów za paliwo i innych kosztów eksploatacyjnych oraz łącznych kosztów sieciowych), które trafią do dostawców zagranicznych [J. Popczyk]

Technologia	Udział [%]
Atomowa	80
Węglowa CCT (CCS, IGCC...)	20
Wiatrowa	60
Gazowa na gaz ziemny	50
Biogazowa	10

2.2. Energetyka rozproszona i wielki nowy obszar jej integracji

Minimalizacja strat i maksymalizacja szans związanych z transformacją energetyki, nie tylko elektroenergetyki, jest związana z pytaniem jak ją przeprowadzić przez okres od 2009 do 2020 roku, w jaki sposób zapewnić jej efektywność ekonomiczno-ekologiczną i adekwatność z trendami światowymi, w szczególności z globalnymi regulacjami dotyczącymi środowiska naturalnego. Czyli: w jaki sposób poprowadzić dalsze reformy (w elektroenergetyce i gazownictwie), dalszą restrukturyzację (w górnictwie, sektorze paliw płynnych i ciepłownictwie) oraz politykę wdrożeniową dotyczącą innowacyjnych technologii (w energetyce odnawialnej i w wielkim nowym obszarze małoskalowych zintegrowanych technologii energetyczno-ekologicznych). I tu występują zasadnicze różnice między tym, co robi sojusz polityczno-korporacyjny i co powinno być robione.

Charakterystyczne (główne) uwarunkowania do odpowiedzi na postawione pytanie widzi się tu, na przykład dla segmentu elektroenergetycznego, następująco: W przeszłości, kiedy roczny wzrost zużycia energii elektrycznej wynosił 8%, czas realizacji wielkoskalowych inwestycji elektrowni wynosił 10 lat, jednostkowe nakłady inwestycyjne na te elektrownie wynosiły kilka, a nawet dwadzieścia kilka mld zł (w przypadku takich elektrowni jak Elektrownia Bełchatów), a technologie teleinformatyczne nie istniały rynek energii elektrycznej był niemożliwy. Współcześnie roczny wzrost rynku nie przekracza na ogół 2%, instalacja małego źródła wytwórczego jest możliwa w ciągu jednego roku, na jego sfinansowanie wystarcza nawet jeden mln zł, a teleinformatyka umożliwia godzinne i krótsze transakcje na rynku obejmującym miliony podmiotów. W takich warunkach stabilizowanie bezpieczeństwa energetycznego za pomocą rynku (rzeczywistego, nie pozorowanego) jest w pełni możliwe.

W udzielonej dalej w monografii odpowiedzi (pozytywnej) dotyczącej sposobu przeprowadzenia polskiej elektroenergetyki przez okres 2009-2020 zawiera się określony podział ryzyka, odzwierciedlającego istotę rynku. Akceptacja nowej alokacji ryzyka, z coraz większym udziałem odbiorców w tym ryzyku, dokonuje się oczywiście w trudnym procesie. Podstawowa trudność polega przy tym ciągle na braku zrozumienia mechanizmów rynkowych. Dlatego Zespół Politechniki Śląskiej, uczestniczący w badaniach rozpoczętych w 2007 roku w ramach Projektu „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” (Projekt finansowany przez rząd, obecnie przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego), podjął próbę oceny możliwości wykorzystania mechanizmów rynkowych do zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym kraju (najbardziej newralgicznym). Poniżej przedstawia się sześć głównych bloków zagadnień, w których badania były/są ukierunkowane na konfrontację podejścia tradycyjnego i rynkowego (wszystkie badania, o których jest mowa, warunkują bardzo istotnie rozwój inteligentnej (rozproszonej) energetyki – bezpośrednio, albo pośrednio). Blokami tymi są:

1. Intensyfikacja wykorzystania sieci elektroenergetycznych za pomocą rynkowo zorientowanych modeli dynamicznej obciążalności termicznej roboczej i zwarciowej linii napowietrznych (modeli statystyczno-probabilistycznych, respektujących losową naturę rzeczywistej obciążalności linii) i/lub za pomocą wymiany przewodów na wysokotemperaturowe w tych liniach.
2. Porównanie i krytyczna analiza dwóch modeli rynku energii elektrycznej: modelu scentralizowanych usług systemowych i zasady TPA realizowanej na miedzianej płycie oraz modelu cen węzłowych (zawierających sygnały lokalizacyjne) i urynkowionych usług systemowych, rozciągniętych na energetykę małoskalową.
3. Porównanie i krytyczna analiza dwóch scenariuszy rozwojowych systemu dostaw energii elektrycznej: scenariusza kontynuacji i scenariusza innowacyjnego (chodzi przede wszystkim o analizę uwzględniającą internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, ale także o internalizację potencjalnych osieroconych kosztów sieciowych).
4. Zastąpienie tradycyjnych metod prognozowania zużycia energii elektrycznej i planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych mechanizmami reagowania odbiorców, a także inwestorów, charakterystycznymi dla gospodarczych cykli gospodarczych (obejmujących w szczególności hossę i bessę), a szczególnie na takie sygnały rynkowe, oprócz cenowych, jak inflacja i stopa procentowa.
5. Modelowanie techniczno-ekonomiczne pracy źródeł rozproszonych w aspekcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Chodzi tu głównie o analizę wpływu źródeł rozproszonych na system elektroenergetyczny, w wymiarze technicznym i ekonomicznym, w horyzoncie krótkoterminowym – pod kątem weryfikacji bieżących zasad przyłączania źródeł rozproszonych do systemu elektroenergetycznego, a w horyzoncie długoterminowym – pod kątem wymagań rozwoju struktury systemu, jego zabezpieczeń oraz możliwości „ciągłego” dostarczania mocy ze źródeł rozproszonych.
6. Wykorzystanie rynkowego potencjału wzrostu bezpieczeństwa elektroenergetycznego występującego w podsektorze niezależnych operatorów, związanego z decentralizacją usług systemowych. W tym przypadku ważne są na przykład takie nowe usługi jak: odpłatna redukcja zapotrzebowania na moc przez odbiorcę końcowego – w horyzoncie krótkoterminowym oraz usługa zastępowalności inwestycji sieciowych za pomocą inwestycji w lokalne źródła wytwórcze – w horyzoncie średnioterminowym.
7. Wykorzystanie rynkowych modeli zarządzania eksploatacją sieci elektroenergetycznych (planowanie i realizacja procesów eksploatacyjnych), uwzględniających nowe technologie (np. GIS) oraz nowe organizacje (np. *outsourcing*), a także opis procesów eksploatacji językiem modeli statystyczno-probabilistycznych.

Wyniki z badań, uzyskane do połowy 2008 roku, odnoszące się do zagadnień stanowiących przedmiot bloków 1, 2 i 3 są już dojrzałe (rozdziały 3, 4, 5 monografii, odpowiednio). Zagadnienia stanowiące przedmiot bloków 4 do 7 wymagają dalszych intensywnych badań.

Podkreśla się, że podobne badania jak dla elektroenergetyki są potrzebne dla gazownictwa. Przy tym, jeśli nawet w tym przypadku zagadnienia systemowo-sieciowe są łatwiejsze, to z drugiej strony występuje opóźnienie w urynkowieniu gazownictwa znacznie większe niż w urynkowieniu elektroenergetyki, a to zwiększa stopień trudności wykorzystania mechanizmów rynkowych w gazownictwie.

Siedem tez do rozważań o energetyce rozproszonej. Poniżej przedstawia się siedem tez na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej. Chodzi przy tym o rozwój w horyzoncie długoterminowym, w szczególności w horyzoncie 2020. Tezy są następujące:

Teza 1 Wyczerpuje się fundamentalny (merytoryczny) potencjał wdrożeniowy zasady TPA jako mechanizmu, ogólnie na świecie, zwiększania konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu. Zmniejszenie w latach 2006 i 2007 liczby odbiorców korzystających z zasady TPA było dotkliwą praktyczną porażką polskiego systemu regulacji w elektroenergetyce (systemu

kosztowej w gruncie rzeczy regulacji konkurencyjnego rynku energii elektrycznej opartego na zasadzie TPA). Realizacja rządowego programu konsolidacji wytwórczo-dystrybucyjnej elektroenergetyki i centralizacja obrotu w gazownictwie (w PGNiG), a także niewystarczający zakres zrealizowanych działań przed pełnym otwarciem rynków energii elektrycznej i gazu, które formalnie nastąpiło 1 lipca 2007 roku (przede wszystkim brak inwestycji w systemy teleinformatyczne i pomiarowe) pogłębiają tę porażkę. W rezultacie nie ma podstaw do prognoz, że negatywna sytuacja ulegnie w bliskiej przyszłości odwróceniu (bez radykalnej zmiany podejścia do regulacji).

Teza 2. Narasta siła nowych technologii, które uchylają furtkę do konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu poza zasadą TPA. Mianowicie, pojawiła się na przykład możliwość odwrócenia utrwalonego przez dziesięciolecia schematu, że sieć stanowi podstawowe zasilanie, natomiast lokalne źródło wytwórcze nie ma pełnej wartości z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Obecnie dojrzałość technologiczna małych źródeł wytwórczych często jest wystarczająca do tego, aby je uznać za pełnowartościowe zasilanie podstawowe, a sieć traktować jako zasilanie rezerwowe. Stąd wynika ważna konsekwencja, mianowicie opłata przesyłowa powinna wynikać z wartości zasilania sieciowego dla odbiorcy, a nie z potrzeby pokrycia kosztów operatora. Oznacza to możliwość pojawienia się *stranded costs* u operatorów.

Teza 3. Zapoczątkowanie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ pokazało marność merytoryczną mechanizmu w postaci Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (zarówno KPRU-1 jak i KPRU-2) w odniesieniu do emisji CO₂. Systemy wsparcia energetyki odnawialnej i skojarzonej oparte na certyfikatach (zielonych, czerwonych, żółtych) wprowadzone w Polsce są istotnym postępowaniem w skali UE w aspekcie prawidłowej internalizacji kosztów zewnętrznego środowiska. Jednak uniwersalizacja technologii energetycznych umożliwia i jednocześnie tworzy presję na zastosowanie dalej idących rozwiązań, zwłaszcza po 2012 roku (zamykającym okres obowiązywania ustaleń protokołu z Kioto z 1997 roku), mianowicie polegających na jednolitym podejściu (produktowym) do internalizacji tych kosztów. Jedynie takie podejście umożliwi w nadchodzących latach redukcję szarej strefy i ograniczenie nieefektywności interwencjonizmu państwowego (etatystycznego systemu) w obszarze bezpieczeństwa ekologicznego.

Teza 4. Niesymetryczny (historyczny) system podatkowy, w szczególności akcyzowy (np. wysoka akcyza na benzynę i olej napędowy, brak akcyzy na gaz ziemny), nieadekwatny do osiągniętego już poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, staje się główną barierą ograniczającą wzrost efektywności dostawy energii i paliw do odbiorców końcowych w Polsce (i w UE). System ten w warunkach bardzo szybkiego rozwoju technologii energetycznych i ich uniwersalizacji staje się z jednej strony niestabilny (powoduje ryzyko inwestorów), z drugiej natomiast jest przyczyną narastania szarej strefy podatkowej w energetyce. Zatem ujednoczenie podatków na paliwa i energię (w ramach określonych przez UE), adekwatne do osiągniętego poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, jest koniecznością. Skutkiem ujednoczenia podatków w energetyce (ogólnie rozumianej) będzie nowa struktura konkurencyjności paliw (technologii energetycznych).

Teza 5. Strategia Komisji Europejskiej (budowa jednolitej unijnej przestrzeni bezpieczeństwa energetycznego, a nie elektroenergetycznego), kierunek restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki (sektorowa konsolidacja wytwórczo-dystrybucyjna) oraz uniwersalizacja technologiczno-paliwowa (rozwój rozproszonej energetyki odnawialno-gazowej) narzucają w Polsce koncepcję ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy (BEEO). Mianowicie: $BEEO = BEEU + BEEK + BEER$. Poszczególne składniki (funkcjonały losowe, mniej dokładnie funkcje losowe, albo w największym uproszczeniu zmienne losowe) odnoszą się w zapisanej sumie do poziomu unijnego – BEEU, krajowego – BEEK oraz indywidualnego odbiorcy (chodzi o udział własny odbiorcy w zagwarantowaniu sobie bezpieczeństwa środkami dostępnymi w segmencie energetyki rozproszonej oraz poprzez obniżanie własnej elektrochłonności) – BEER. Do zbudowania miary ilościowej tak rozumianego bezpieczeń-

stwa elektroenergetycznego (określenia jego składowych) w warunkach działania konkurencji nadają się dwie mierzalne wielkości, stosunkowo wiarygodne. Są to: (1°) współczynnik odporności (obejmujący substytucyjność) technologii na warunki kryzysowe (strajki, terroryzm – w tym terroryzm polityczny państw niedemokratycznych, awarie – obejmujące także *blackouty*) oraz (2°) osiągalny, na danym etapie, czas (zdolność) odpowiedzi technologii na sygnały rynkowe (zmiany cen, zmiany podatków), zależny głównie od skali technologii (i nakładów inwestycyjnych) oraz od jej dojrzałości (rozwojowej).

Teza 6. Nabiera znaczenia trend, w którego ramach rozwój energetyki rozproszonej staje się produktem „ubocznym” działań na rzecz ochrony środowiska. Jest to rezultat wymagań dotyczących utylizacji odpadów w produkcji rolnej oraz w przetwórstwie rolno-spożywczym, (do której można wykorzystać technologie zgazowania biologicznego biomasy. Znaczenie tego niszowego, na razie, segmentu polega na tym, że inwestorzy spoza elektroenergetyki zawodowej i gazownictwa zdobywają na nim *know how* w zakresie rynku energii (energii elektrycznej, ciepła oraz gazu) i tworzą sobie podstawy do działań na dużą skalę w energetyce biometanowej, polegających na produkcji z biomasy uprawianej energii elektrycznej i ciepła (ewentualnie na produkcji biometanu przeznaczonego do zatłaczania do sieci gazowej, albo do transportu z wykorzystaniem technologii LNG i/lub CNG). Spodziewanym efektem będzie rozwój ważnego segmentu energetycznego w postaci rolnictwa energetycznego.

Teza 7. Niezwykle ważny, dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, staje się całkowicie nowy kontekst. Jest to kontekst przemian przestrzennych w zagospodarowaniu kraju. Szczególnego znaczenia nabiera pod tym względem ocena wpływu energetyki rozproszonej na kształtowanie systemu osadniczego i na jego przekształcenia. Podkreśla się, że w środowiskach odpowiedzialnych za politykę rozwoju regionalnego kraju (w środowiskach zewnętrznych w stosunku do elektroenergetyki zawodowej i gazownictwa) istnieje zgoda, że ocena ta musi obejmować szeroko rozumianą internalizację kosztów zewnętrznych (środowiskowych) związanych z użytkowaniem energii (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z globalnej konkurencji. W rezultacie przyjmuje się, że polityka rozwoju regionalnego kraju (zwłaszcza zakres suburbanizacji i dezurbanizacji) musi obejmować wszechstronną analizę porównawczą kosztów dostaw energii (dostaw za pomocą scentralizowanych systemów sieciowych i dostaw ze źródeł rozproszonych) oraz korzyści po stronie systemów osadniczych (osadnictwa skoncentrowanego i osadnictwa rozproszonego). Oprócz kontekstu przemian przestrzennych w zagospodarowaniu kraju ważny staje się również nowy kontekst planowania przestrzennego zagospodarowania gmin. Mianowicie, chodzi o planowanie upraw energetycznych w gminach. Planowanie to spowoduje upodmiotowienie, w aspekcie gospodarki energetycznej, gmin rolniczych, które dotychczas znajdowały się na marginesie pod tym względem (około 1500 gmin).

Szczegółowe regulacje dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej. Wymagane udziały energii odnawialnej w całym rynku energii/paliw przedstawiono w tab. 2.2. Właśnie ta tabela jest wyrazem szybko następującej integracji podejścia do trzech głównych rynków końcowych: energii elektrycznej, ciepła i paliw silnikowych w transporcie.

Mianowicie, w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3×20 wymagany udział energii odnawialnej jest określony dla trzech rynków końcowych łącznie. Sprawą krajów członkowskich Unii jest alokacja udziału na poszczególne rynki końcowe (należy przy tym przyjąć, że będą o niej decydować mechanizmy rynkowe). W ten sposób odchodzi do przeszłości długi okres, kiedy energię odnawialną łączono przede wszystkim z rynkiem energii elektrycznej i częściowo, w ostatnich kilku latach, z rynkiem paliw transportowych (biopaliwa). Rozpoczyna się natomiast etap wielkiego wzrostu znaczenia energetyki odnawialnej na rynku ciepła. Trzeba tu podkreślić, że natura energii odnawialnej (jej rozproszenie terytorialne, mała gęstość, niskie parametry termodynamiczne) czynią energię odnawialną szczególnie właściwą do wykorzystywania na rynku ciepła.

Tabela 2.2.

Regulacje dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej (na rynkach sieciowych nośników energii i paliw silnikowych)

Nośnik energii	Wymagany udział energii odnawialnej	Podstawa prawna
Energia elektryczna	2006 rok – 3,6% 2007 rok – 5,1% od 2010 roku – 10,4%	Ustawa Prawo energetyczne Rozp. MG z dnia 19 grudnia 2005 roku Rozp. MG z dnia 3 listopada 2006 roku
Gaz sieciowy	Sprawa otwarta	Etap autorskiej (J. Popczyk) koncepcji ¹
Paliwa płynne	do końca 2005 – 2% po 2010 – 5,75%	Dyrektywa 2003/30/WE z 8 maja 2003
Energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe, łącznie	2020 rok – 15% ²	Pakiet 3x20, cel dla Polski wg projektu dyrektywy (styczeń 2008)

¹ Udział energii odnawialnej w rynku gazu ziemnego jest sprawą otwartą. Trzeba jednak pamiętać, że gwałtownie rosną możliwości technologiczne produkcji biometanu. Najbardziej skutecznym sposobem zarządzania wzrostem tej produkcji byłoby określenie wymaganego udziału biometanu w gazie ziemnym i wprowadzenie (obecnie) certyfikatów pochodzenia gazu odnawialnego. Tę koncepcję sygnalizuje się tutaj jako całkowicie nową. (Koncepcją można by objąć także niektóre gazy odpadowe, np. gaz koksowniczy). Podkreśla się, że koncepcja znalazła już zwolenników wśród gazowników (patrz materiały Konferencji nt. „Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój”. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, Pomorska Spółka Gazownictwa, Wielkopolska Spółka Gazownictwa. Bydgoszcz, 29 marca 2007).

² Udział energii odnawialnej na rynku paliw transportowych musi być nie mniejszy niż 10%.

Drugą sprawą wynikającą z tab. 2.2 jest wielkie przyśpieszenie rozwoju energetyki odnawialnej. Przyśpieszenie to obejmuje, oprócz zastosowań energii odnawialnej na rynku ciepła, także zastosowania na rynku paliw transportowych. W tym segmencie energii odnawialnej padają już w niektórych krajach polityczne deklaracje rozwoju bez ropy naftowej. Spektakularnym przykładem jest Szwecja, która w październiku 2005 roku ogłosiła w swojej polityce energetycznej uniezależnienie się do 2015 roku od ropy naftowej na rzecz paliw alternatywnych. Z kolei Stany Zjednoczone wchodzi na ścieżkę uniezależnienia się od ropy importowanej; w 2008 roku B. Obama, kandydat na prezydenta ze strony demokratów, uczynił swoim oficjalnym celem wyborczym wyeliminowanie importu ropy w ciągu 10 lat.

Stan przygotowań Polski do rozwoju innowacyjnej energetyki odnawialnej. Kształtowanie się nowego segmentu energetyki odnawialnej elektryczno-cieplno-transportowej będzie się odbywać w Polsce z wielkim trudem. Jednym z ważnych powodów jest fakt, że Polska nie przeszła etapu rozwoju rozproszonej energetyki gazowej (na gaz ziemny), stanowiącego bardzo dobre wyprzedzenie etapu energetyki odnawialnej, zwłaszcza tej z Programu IERE, tak jak przeszły na przykład Dania (ewolucyjnie), czy USA (po kryzysie kalifornijskim w 2001 roku). Do 2006 roku przeszkodą w rozwoju rozproszonej energetyki gazowej było opóźnienie w harmonizacji ustawy Prawo energetyczne z dyrektywą kogeneracyjną (Dyrektywa 2004/8/WE). Ale nawet w roku 2007, już po harmonizacji, liczba gazowych źródeł kogeneracyjnych nie wzrosła. Przeciwnie, liczne źródła istniejące, bardzo dobrze dobrane/zoptimalizowane pod względem energetycznym i ekonomicznym, zarówno średniej wielkości (na przykład Siedlce – 15 MW_{el}), jak i mikroźródła (na przykład Tuchów – 66 kW_{el}), były wyłączone na skutek synergicznego współdziałania (negatywnego): regulacji (MG, URE), braku konkurencji w gazownictwie oraz oporu elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych wobec energetyki rozproszonej. To zresztą przyspieszyło postęp w zakresie rozpoznania przez niezależnych inwestorów (spoza elektroenergetyki i gazownictwa) innowacyjnych kierunków rozwojowych w postaci rolnictwa energetycznego (biotechnologia środowiskowa i uprawy energetyczne) oraz biometanowych technologii energetycznych (zgazowanie biomasy energetycznej).

Poniżej przedstawia się trzy główne działania, które są potrzebne dla zapewnienia rozwoju energetyki rozproszonej (działania, które pozwolą zmierzyć się z jednej strony z ograniczeniami wynikającymi z wyczerpywania się potencjału konkurencji związanego z zasadą TPA, z drugiej natomiast pozwolą odnieść korzyści z integracji różnorodnych innych potencjałów).

1. Potrzebne jest przede wszystkim rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej o sieć między źródłem i odbiorcą oraz o sposób rezerwowania (odejście od doktryny, że system elektroenergetyczny zawsze stanowi podstawowe zasilanie odbiorcy). Potrzebne jest także rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej w taki sposób, aby uwzględniało ono w analizach ekonomicznych możliwości posiadane przez wytwórców w zakresie uzyskiwania przychodów na rynku usług systemowych, charakterystyczne dla poszczególnych technologii wytwórczych. Jest to rozszerzenie potrzebne na użytek koncepcji kosztów referencyjnych jako podstawy regulacji prawnych (do zapisania w nowej ustawie Prawo energetyczne) na rynku dostaw energii.

2. Potrzebne jest wykorzystanie coraz płynniejszego handlu uprawnieniami do emisji CO₂, jako podstawy pod koncepcję jednolitych kosztów referencyjnych (i pod obiektywną/rynkową koordynację rozwiązań na rynkach certyfikatów zielonych, czerwonych i żółtych, a potencjalnie również certyfikatów błękitnych i białych), zwłaszcza pod budowę racjonalnego systemu ustalania wymaganych udziałów energii elektrycznej „zielonej” oraz „czerwonej” i „żółtej” w całkowitej energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców¹². Mianowicie, taką koordynację, która wynika z obiektywnych przesłanek. Wtedy nie będzie trzeba mówić o preferencjach dla energetyki rozproszonej (odnawialnej i kogeneracji). Trzeba będzie natomiast mówić, jak poradzić sobie z balastem w postaci starych, niekonkurencyjnych technologii systemowych, np. takich jak elektrownie węglowe (na węgiel kamienny i na węgiel brunatny), obciążających środowisko.

3. Potrzebne jest stworzenie nowego systemu oceny ryzyk technologii energetycznych oraz oceny efektywności zintegrowanych technologii. (Na przykład, wykorzystanie biomasy w elektroenergetyce powinno być rozpatrywane już obecnie przez pryzmat efektywności, którą hasłowo, choć niezbyt zgrabnie, można by nazwać efektywnością biotechnologiczno-energetyczno-środowiskowo-podatkową. Wówczas łatwiej byłoby rozwiązywać trudności. Bo w świetle takiego podejścia okazałoby się, że nie ma obiektywnych podstaw sytuacji polegającej obecnie na tym, że istnieje już stosunkowo rozwinięty rynek biopaliw, a nie istnieje jeszcze rynek biometanu (wiadomo już, że biotechnologiczno-energetyczna efektywność produkcji biometanu jest zdecydowanie wyższa niż produkcji biopaliw, i tak będzie aż do czasu komercjalizacji technologii zgazowywania/upłynniania celulozy). Z drugiej strony okazałoby się też, że to mechanizm fiskalny w postaci akcyzy jest główną zaporą wykorzystania biopaliw w projektach kogeneracyjnych, a nie technologie wytwórcze i fundamentalna ekonomika.

Zakończenie dotyczące energetyki rozproszonej. Najważniejszym przykładem w Europie, potwierdzającym siłę (ewolucyjnych) trendów rozwojowych energetyki rozproszonej, jest Dania. Jednak kluczowe znaczenie mają doświadczenia amerykańskie (USA). Na te ostatnie doświadczenia składają się: stopniowy, zwłaszcza po kryzysie kalifornijskim, odwrót od technologii wielkoskalowych z jednej strony, z drugiej natomiast doświadczenia związane z funkcjonowaniem kilkunastu milionów autonomicznych źródeł wytwórczych energii elektrycznej.

Sprawcza siła energetyki rozproszonej polega na tym, że jest to budowa bezpieczeństwa energetycznego od dołu do góry, odwrotnie niż w porządku korporacyjno-politycznym, czyli odwrotnie niż to było, szczególnie w elektroenergetyce, na świecie przez całą drugą połowę minionego stulecia (po II wojnie światowej). Budowa bezpieczeństwa energetycznego od

¹² Uwaga dotyczy bliskiego okresu, kiedy będą funkcjonować dwa równoległe systemy: system KPRU i handlu uprawnieniami do emisji CO₂ oraz system certyfikatów (czyli co najmniej do 2012 roku). Pożądanym rozwiązaniem na dalszą przyszłość są uniwersalne systemy rynkowe, np. inkorporacji kosztów zewnętrznych środowiska (w szczególności kosztów uprawnień do emisji CO₂) do kosztów paliwa, p. 2.6.

dołu do góry jest właściwa (w naturalny sposób) dla wysoko upodmiotowionego, względem polityki, społeczeństwa wiedzy. W długim horyzoncie czasowym (np. w horyzoncie Pakietu energetycznego-klimatycznego 3×20, tzn. w horyzoncie 2020 roku) energetyka rozproszona będzie się stopniowo stawać pomostem do energetyki wodorowej (z wykorzystaniem ogniwa paliwowego). Na drodze do energetyki wodorowej ważną rolę odegrają technologie gazowe, nie tylko wytwórcze (kogeneracyjne i ogólnie poligeneracyjne), ale także transportowe, w szczególności wykorzystanie nowych technologii LNG i CNG w transporcie lądowym gazu ziemnego i biometanu.

2.3. Punkt wyjścia. Rynek energii pierwotnej i końcowej w roku 2008 i 2020

W tabeli 2.3 przedstawiono oszacowanie rynku energii pierwotnej, emisji CO₂ pochodzącej ze spalania paliw pierwotnych oraz rynku energii końcowej w 2008 roku (uwzględniające potencjał rolnictwa energetycznego). Jest to oszacowanie stanowiące podstawę do dalszych rozważań.

Oszacowanie rynku paliw pierwotnych i energii końcowej w 2020 roku za pomocą tradycyjnych metod prognostycznych jest obecnie praktycznie niemożliwe. Nie jest to jednak zasadniczy problem, bowiem obecnie nie chodzi o precyzyjne prognozy, a o stwierdzenie, czy rynek (bez interwencjonizmu państwowego) będzie w stanie odpowiadać na popyt. To zależy oczywiście od dynamiki wzrostu popytu. Można z bardzo dużym prawdopodobieństwem przyjąć, że zdolność rynku do odpowiedzi na wzrost zapotrzebowania do 2020 roku będzie w pełni wystarczająca (oczywiście pod warunkiem, że państwo nie będzie psuło rynku za pomocą rządowej/administracyjnej konsolidacji, zaniżania cen podporządkowanego politycznym kampaniom wyborczym i podobnych działań). Wynika to z oszacowań wielkości polskich rynków końcowych energii w okresie 2008-2020 roku. Są one następujące:

1. Energia elektryczna. Zakłada się 2-procentowy roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 26%. Wielkość rynku końcowego (zużycie przez odbiorców) na koniec okresu wyniesie około 150 TWh, a z potrzebami własnymi i stratami sieciowymi 190 TWh.

2. Ciepło. Zakłada się stabilizację rynku (uzasadnioną tym, że ciągle jest jeszcze do wykorzystania wielki potencjał termomodernizacji), czyli wielkość rynku końcowego na koniec okresu będzie taka jak w 2008 roku i wyniesie 240 TWh.

3. Transport. Zakłada się 3-procentowy roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 43%. Wielkość rynku końcowego (zużycie) na koniec okresu wyniesie około 210 TWh.

Tabela 2.3.

Polski rynek paliw pierwotnych, emisji CO₂ oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym (z uwzględnieniem potencjału rolnictwa energetycznego) [J. Popczyk]

Paliwo	Rynek w jednostkach naturalnych na rok	Emisja CO ₂ mln ton/rok	Rynek paliw pierwotnych, TWh/rok	Rynek energii końcowej, TWh/rok
1	2	3	4	5
Węgiel kamienny	80 mln ton	176	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	78	170	40
Gaz ziemny	10 mld m ³	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	70	220	50
Energia odnawialna	-	-	-	6/30
Rolnictwo energetyczne	2 mln ha ekw. (16 mld m ³ biometanu)	-	160	140
Razem	-	310	1250	480

Uwagi do tabeli 2.3

Uwaga 1. Węgiel kamienny – całkowite wydobycie wynosi 100 mln t/a, 20 mln t/a stanowi eksport.

Uwaga 2. Gaz ziemny – całkowite zużycie wynosi 15 mld m³/a, 5 mld m³/a wykorzystuje się w przemyśle chemicznym (przede wszystkim przy produkcji nawozów sztucznych). Całe wydobycie krajowe 4,5 mld m³ jest wykorzystywane do celów energetycznych.

Uwaga 3. Emisja CO₂ została oszacowana na podstawie danych z rynku paliw. Jest to obecnie, kiedy nie ma jeszcze węglowych (i węglowodorowych) technologii bezemisyjnych, najprostszy i najbardziej wiarygodny sposób szacowania łącznej (z energetyki wielkoskalowej i rozproszonej) emisji CO₂.

Uwaga 4. Energia odnawialna (wykorzystanie/potencjał) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współpalaniu, hydroenergetyka przepływowa i energetyka wiatrowa. Czyli na rynku końcowym reprezentowana jest obecnie tylko w postaci energii elektrycznej. Takie podejście do energetyki odnawialnej jest już, w świetle Pakietu energetycznego 3×20, całkowicie nieuprawnione.

Uwaga 5. Rolnictwo energetyczne – w tabeli ostrożnie jest oszacowany potencjał powierzchni możliwej do wykorzystania. Rynek w paliwie pierwotnym został oszacowany na podstawie wydajności kukurydzy (założenie upraszczające), z uwzględnieniem potencjału postępu biotechnologicznego. Mianowicie, wydajność energetyczna z jednego hektara obliczeniowego/ekwiwalentnego, wynosząca obecnie w przypadku kukurydzy 5 tys. m³ biometanu, wzrośnie w 2020 roku do 8 tys. m³ (w przypadku buraka półcukrowego/pastewnego osiągalna wydajność jest jeszcze znacznie większa, a trzeba uwzględnić, że tradycja/kultura uprawy jest w Polsce wyższa niż kukurydzy, ponadto wykorzystanie buraka półcukrowego/pastewnego jako rośliny energetycznej jest sposobem na kłopoty związane z unijnymi ograniczeniami limitu produkcji polskiego cukru w ramach Wspólnej Polityki Rolnej).

Uwaga 6. Rynek energii końcowej został oszacowany z uwzględnieniem sprawności energetycznej charakterystycznej dla stosowanych obecnie technologii. W przypadku energii elektrycznej są to praktycznie tylko technologie systemowe wielkoskalowe, o niskiej sprawności wykorzystania energii pierwotnej w elektrowniach i dużych stratach w sieciach.

Ze względu na potencjalne znaczenie rolnictwa energetycznego pożyteczne jest rozszerzenie przedstawionej powyżej uwagi 5. Mianowicie, produkcję biometanu z hektara można porównać z rocznym zużyciem gazu ziemnego na mieszkańca Polski, wynoszącym około 0,3 tys. m³. Wówczas widać, że jeden hektar wystarcza już obecnie do pokrycia ponad 15-krotnego zapotrzebowania na gaz ziemny w całej gospodarce (procesy przemysłowe, energetyka zawodowa, zużycie w sektorze usług, zużycie przez ludność) przypadającego na statystycznego Polaka. Z kolei na rynku paliw transportowych (samochody CNG) jeden hektar przeznaczony pod uprawę kukurydzy wystarcza obecnie do pokrycia zapotrzebowania 10 Polaków (statystycznych). Inaczej: wydajność energetyczna z jednego hektara upraw rolniczych wynosi, w paliwie pierwotnym, 50 MWh (180 GJ) obecnie i 80 MWh (288 GJ) w 2020 roku. Zatem z jednego hektara uzyskujemy obecnie, uwzględniając sprawność przetwarzania energii pierwotnej w agregacie kogeneracyjnym, ilość biometanu potrzebną do produkcji skojarzonej około 17 MWh energii elektrycznej i około 90 GJ ciepła. Są to ilości wystarczające do pokrycia około 7-krotnego zapotrzebowania na energię elektryczną i około 6-krotnego zapotrzebowania na ciepło w całej gospodarce, przypadającego na statystycznego Polaka. (Dla porównania: jeden hektar zapewnia w przybliżeniu żywność dla trzech Polaków).

Jeśli wiadomo, że istotą zmian (fundamentalnych i politycznych/regulacyjnych), które należy uwzględnić (projektując przyszłościowy rozwój wydarzeń w Polsce w zakresie zaopatrzenia w paliwa i energię), jest redukcja emisji CO₂ i lepsze wykorzystanie energii pierwotnej, to przydatność tabeli 2.3 polega na łatwym zidentyfikowaniu za jej pomocą uwarunkowań do odpowiednich działań (paliwa węglowe są odpowiedzialne za ponad 70%

emisji CO₂, a efektywność ich przetworzenia na energię końcową, elektryczną i ciepło, kształtuje się zaledwie na poziomie około 44%). Ponadto z tabeli widać, że na rynku energii końcowej pojawia się bardzo poważny potencjał rolnictwa energetycznego, wynoszący ponad 20%, dotychczas w ogóle niezauważalny.

2.4. Pierwsza koncepcja widziana przez pryzmat wybranych rozwiązań

Wykorzystanie biomasy w charakterystycznych technologiach energetycznych. W najbliższych latach najważniejsze jest to, czy biomasa będzie źródłem niezwykle atrakcyjnego biznesu (pod względem zysków wynikających ze szkodliwej regulacji prawnej) tylko dla wielkiej elektroenergetyki, nawet w przypadkach bezsensownych z punktu widzenia energetycznego (współspalanie w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi), czy też zostanie efektywnie wykorzystana w energetyce rozproszonej, w źródłach dedykowanych, przede wszystkim na rynku ciepła. Odpowiedź na to pytanie powinna uwzględniać szerszą, oprócz elektrowni kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, listę technologii.

W tabeli 2.4 przedstawiono oszacowanie wykorzystania biomasy charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych, od najniekorzystniejszej, obecnie dominującej, technologii w postaci współspalania w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, poprzez duże elektrociepłownie węglowe z kotłami fluidalnymi, aż do najkorzystniejszych technologii w postaci kogeneracji gazowej (biogazowej/biometanowej) małej skali (o mocy jednostkowej poniżej 1 MW_{el}) i małego kotła (o mocy kilkunastu kW_c) do ogrzewania małych indywidualnych domów. Oszacowanie to wymaga dalszej pogłębionej analizy, ale już obecnie wskazuje na wielki, nieuświadomiony dotychczas, problem nieefektywności wykorzystania biomasy z punktu widzenia dwóch celów Pakietu energetycznego-klimatycznego 3×20.

Tabela 2.4.

Oszacowanie (autorskie) wykorzystania biomasy, charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych [J. Popczyk]

Technologia					
Elektrownia kondensacyjna		Elektrociepłownia węglowa		Elektrociepłownia biogazowa	Kocioł na biomasę stałą
Kocioł pyłowy	Kocioł fluidalny	Kocioł pyłowy	Kocioł fluidalny		
3%	25%	48%	70%	85%	85%

Uwagi do tabeli 2.4

Uwaga 1. Oszacowania dla źródeł z kotłem pyłowym (elektrownia kondensacyjna i wielka elektrociepłownia węglowa) są zrobione przy założeniu, że udział biomasy w paliwie wynosi 5% oraz, że współspalanie obniża w tych źródłach sprawność o 1 punkt procentowy. Założono też, że energia pierwotna potrzebna na pokrycie strat związanych z ubytkiem sprawności pochodzi w całości z biomasy. Oczywiście, w części bloków kondensacyjnych spadek sprawności można ograniczyć, wykorzystując do tego celu duże ilości ciepła odpadowego do suszenia biomasy (potrzebne jest jednak dostosowanie bloków pyłowych do spalania biomasy).

Uwaga 2. W przypadku bloków z kotłem fluidalnym (bloki w Elektrowni Turów, blok w Elektrociepłowni Żerań, blok budowany w Elektrowni Łagisza) założono, że współspalanie nie obniża sprawności kotła.

Uwaga 3. Założono, że bloki elektrowni, w których jest realizowane współspalanie, przyłączone są do sieci przesyłowej, bloki wielkich elektrociepłowni węglowych do sieci 110 kV, a elektrociepłownia biogazowa zasila bezpośrednio odbiorcę końcowego.

Internalizacja kosztów zewnętrznych. Postęp w zakresie internalizacji kosztów zewnętrznych, zwłaszcza zwiększająca się płynność rynku uprawnień do emisji CO₂, daje coraz lepsze podstawy wyceny (kalibracji) certyfikatów zielonych, czerwonych, żółtych, z wykorzysta-

niem zasady kosztów unikniętych. W świetle dwóch głównych celów Komisji Europejskiej, którymi są obniżka zużycia paliw pierwotnych i obniżka emisji CO₂, zasada kosztów unikniętych jednoznacznie wskazuje na potrzebę wynagradzania inwestorów za uzyskiwane efekty w zakresie realizacji tych celów. W przypadku źródeł kogeneracyjnych zintegrowanych z biogazowniami powinno to być, odpowiednio do istniejącego systemu certyfikacyjnego, wynagrodzenie w postaci praw majątkowych do certyfikatów zielonych i żółtych. Jednocześnie istnieje komunikat URE z 31 maja 2007 roku, odnoszący się do tego przypadku, zabraniający inwestorom łącznego korzystania z dwóch certyfikatów, zielonego i żółtego.

W tabeli 2.5 przedstawiono wyniki uzyskane na podstawie propozycji metodycznej kalibracji certyfikatów (obecnie zielonych, czerwonych, żółtych) dla różnych technologii energetycznych ukierunkowanej bezpośrednio na sytuację energetyczną Polski na początku 2008 roku (w szczególności po przeprowadzeniu konsolidacji w elektroenergetyce, centralizacji zarządzania w Kompanii Węglowej i umocnieniu dominującej pozycji PGNiG w gazownictwie), charakteryzującą się deficytem uprawnień do emisji CO₂, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych w elektroenergetyce i wydobywczych w górnictwie. Przy takim ukierunkowaniu ważny jest podział nie tylko na źródła kogeneracyjne biogazowe i źródła kogeneracyjne gazowe oraz elektrownie wiatrowe. Mianowicie, źródła kogeneracyjne (biogazowe i gazowe) należy podzielić dodatkowo na te, które wypierają produkcję ciepła w wielkich kotłowniach (posiadających przydział uprawnień do emisji CO₂), czyli w sieciowych systemach ciepłowniczych, oraz źródła zastępujące małe kotłownie, które nie uczestniczą w systemie KPRU 2. (Podkreśla się w tym miejscu, że w wypadku energii elektrycznej produkcja w małych źródłach przyłączonych do systemu, czyli z wyjątkiem źródeł autonomicznych, zawsze wypiera produkcję w wielkich źródłach.)

Tabela 2.5

Wartość [zł/MWh] certyfikatów dla wybranych technologii wynikająca z kosztów unikniętych uprawnień do emisji CO₂, obliczona dla obecnej sytuacji w Polsce (charakteryzującej się deficytem uprawnień do emisji CO₂, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych) [J. Popczyk, H. Kocot]

Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN				Elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV
wypierające produkcję ciepła w wielkich kotłowniach, posiadających uprawnienia do emisji CO ₂		zastępujące małe kotłownie, nie uczestniczące w KPRU 2		
biometanowe	gazowe	biometanowe	Gazowe	
255	165	165	83	160

Wyniki przedstawione w tabeli 2.5 wskazują na potrzebę zupełnie nowej koordynacji opłat zastępczych dla obecnej sytuacji, związanej z deficytem uprawnień do emisji CO₂ i faktem, że małe źródła nie są objęte systemem KPRU 2. Dodatkowo w obecnej sytuacji ważne są w ekonomice energetyki rozproszonej nowe usługi, które na rzecz tej energetyki trzeba realizować (od strony systemu), bądź za jej pomocą można realizować (na rzecz systemu). Z tego punktu widzenia podkreśla się, że energetyka wiatrowa będzie wymagała coraz pełniejszego opłacenia kosztów usług regulacyjnych i kosztów rezerwowania, które obecnie praktycznie nie występują w rachunku inwestorów. Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN, zlokalizowane poza systemami ciepłowniczymi z dala czynnymi, nie uczestniczące w KPRU 2, będą mogły być natomiast wykorzystane do nowoczesnej reelektryfikacji wsi, czyli mogą być zasobem usług w postaci substytucji inwestycji sieciowych na obszarach wiejskich.

Tabela 2.6

Wartość rynków certyfikatów (opłaconych kosztów zewnętrznych środowiska). Wyniki w zakresie kosztów uprawnień do emisji CO₂ uwzględniają sytuację, w której Polska nie ma możliwości „pożyczenia” darmowych uprawnień z limitów lat następnych (2009, 2010) [J. Popczyk]

Certyfikat/koszt uprawnień	Wartość jednostkowa zł/MWh	Rynek TWh	Wartość rynku mln zł/rok
Zielony (bez współspalania)	240	3	720
Czerwony	18	17	306
Żółty	130	3	390
Koszt uprawnień do emisji CO ₂	120	30	3 600

Z punktu widzenia sygnałów rynkowych (konkurencyjności poszczególnych technologii) podstawowe znaczenie ma fakt, że jeśli wytwórcom brakuje uprawnień do emisji CO₂, to jest to już etap, na którym cena krańcowa energii elektrycznej obejmuje pełną internalizację kosztu zewnętrznego środowiska w postaci opłaty za te uprawnienia. Przy tej okazji trzeba koniecznie zmienić jedną rzecz: przestać mówić, że energetyka odnawialna jest dotowana. Wprowadzie certyfikaty „zielone”, „czerwone” i „żółte”, kosztują, ale energetyka węglowa jest też droga, właśnie z uwagi na koszt koniecznego zakupu uprawnień do emisji CO₂, tab. 2.6. Gdy nie ma wystarczających darmowych uprawnień do emisji CO₂ (przyznawanych krajom członkowskim przez Komisję Europejską, i alokowanych w Polsce przez Ministerstwo Środowiska na poszczególne przedsiębiorstwa), to elektrownie węglowe ograniczają produkcję. Uruchomią produkcję, gdy odbiorcy zapłacą za uprawnienia, które muszą być kupione na unijnym rynku. Jedna MWh energii elektrycznej wyprodukowanej z węgla (w elektrowniach krańcowych) powoduje emisję powyżej 1 tony CO₂. Gdyby nie było możliwości „pożyczenia” darmowych uprawnień z limitów lat następnych (2009, 2010), to już w końcu 2008 roku, kiedy wyczerpie się darmowy limit przyznany Polsce na 2008 rok, odbiorcy musieliby dopłacać do każdej MWh wyprodukowanej w krańcowych elektrowniach węglowych ok. 120 zł.

Zakończenie dotyczące istniejącego narodowego (polskiego) systemu wsparcia energetyki odnawialnej. Przedstawione oszacowania, wymagające pogłębionej analizy, wskazują na wielki, nieuświadomiony dotychczas, problem nieefektywności wykorzystania biomasy z punktu widzenia dwóch celów Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20. W szczególności potwierdzają one dodatkowo wielki błąd regulacyjny tkwiący w decyzji Prezesa URE z 31 maja 2007 roku pozbawiający inwestorów biogazowni zintegrowanych z elektrociepłowniami biogazowymi wynagrodzenia za dwa certyfikaty (zielony i żółty). Uświadomienie, przez środowiska naukowo-badawcze, na skalę społeczną błędów regulacyjnych tkwiących w istniejącym narodowym (polskim) systemie wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej jest pilną potrzebą. W szczególności konieczne jest wprowadzenie do powszechnej świadomości potrzeby efektywnego wykorzystania biomasy, a nie takiego jak we współspalaniu, w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi.

2.5. Zielona energia elektryczna, zielone ciepło, zielona benzyna, zielony gaz. Druga koncepcja

Obecnie zielona energia elektryczna, energia produkowana w skojarzeniu i zielona benzyna (biopaliwa: etanol, estry) są przedmiotem zupełnie różnych systemów wspomagania. Istotą systemu wspomagania zielonej energii elektrycznej i energii produkowanej w skojarzeniu jest opłata zastępcza. Mechanizm wsparcia biopaliw osadzony jest natomiast w systemie podatku

akcyzowego. W warunkach postępującej uniwersalizacji technologicznej taki system nie może być rozwijany, nie może być nawet podtrzymywany, musi być natomiast zredukowany.

Druga z prezentowanych tu koncepcji, stanowiąca zdecydowanie ulepszenie pierwszej, istniejącej (rozwijanej przez rząd), polega na wprowadzeniu zielonej energii elektrycznej (elektrownie wodne przepływowe, elektrownie wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne), zielonego ciepła (kolektory słoneczne, pompy ciepłe, technologie geotermalne), zielonej benzyny (etanol, estry) oraz zielonego gazu (biogaz z upraw rolniczych, z przetwórstwa rolno-spożywczego, z oczyszczalni ścieków, ze składowisk śmieci).

Generalna zasada kalibracji certyfikatów powinna być w tym przypadku osadzona w uniwersalnej, rynkowej metodzie kosztów unikniętych oraz uniwersalnej koncepcji internalizacji kosztów zewnętrznych. Czyli ogólne założenia do modeli analitycznych należy formułować następująco: (1^o) zielona energia elektryczna wypiera (oczywiście tylko wtedy, jeśli jest konkurencyjna) energię elektryczną czarną (po włączeniu do rachunku kosztów: kosztów środowiska, opłat przesyłowych, a także kosztów usług systemowych), (2^o) zielone ciepło wypiera ciepło czarne, (3^o) zielona benzyna wypiera paliwa transportowe czarne (benzynę, olej napędowy), (4^o) zielony gaz wypiera gaz ziemny, paliwa transportowe czarne i zieloną benzynę.

Wypieranie na rynku następuje generalnie w oparciu o koszty krańcowe. Na rynku paliw i sieciowych nośników energii często jest to jednak jeszcze wypieranie w oparciu o koszty przeciętne. Zatem w metodzie kalibracji (certyfikatów zielonej energii elektrycznej, zielonego ciepła, zielonej benzyny, zielonego gazu) trzeba dla potrzeb zasady kosztów unikniętych na ogół określić zintegrowane technologie krańcowo-przeciętne.

Tabela 2.7

Kalibracja (wycena) certyfikatów (opłat zastępczych) związanych z zielonym gazem [J. Popczyk]

Mechanizm		Emisja CO ₂ [t/MWh]	Łączna emisja CO ₂ [t/(MWh _{c obl.})]	Zużycie biometanu [t/(MWh _{c obl.})]	Wartość certyfikatu [zł/tys.m ³]
Biometan wypiera produkcję:	z przeciętnej kotłowni węglowej lokalnej	0,60	0,60 + 0,73	175	1 064
	z krańcowej elektrowni węglowej systemowej	1,45			
Biometan wypiera gaz ziemny (z rynku)					1 120

Uwagi do tabeli 2.7

Uwaga 1. Do obliczeń przyjęto sprawność energetyczną przeciętną lokalnej kotłowni opalanej węglem typu groszek, równą 0,50. Dla łańcucha technologicznego obejmującego krańcową elektrownię systemową, opalaną miałem węglowym, oraz sieć „ważoną” łączącą tę elektrownię z odbiorcami końcowymi przyjęto sprawność energetyczną równą 0,25. Dla agregatu kogeneracyjnego zasilanego biogazownią przyjęto sprawność energetyczną równą 0,85 (wartość ta uwzględnia lokalne straty sieciowe związane z przepływami między źródłem, odbiorcą i lokalną siecią).

Uwaga 2. Łączna emisja CO₂ w [t/(MWh_{c obl.})] oraz zużycie biometanu w [t/(MWh_{c obl.})] odnosi się do całego agregatu kogeneracyjnego, o stosunku mocy cieplnej do elektrycznej równej 2:1 („MWh_{c obl.}” oznacza obliczeniową MWh wyprodukowaną w agregacie i dostaną

do odbiorcy końcowego, obejmującą pakiet energii w postaci jednej MWh ciepła i połowy MWh energii elektrycznej).

W tabeli 2.7 przedstawiono wyniki wstępnej kalibracji certyfikatu gazu zielonego. Uznaje się tu, że ta sprawa ma w nadchodzących latach znaczenie podstawowe (Program IERE). Założenia do modelu analitycznego pozwalającego obiektywnie określić wartość certyfikatu gazu zielonego (opłaty zastępczej) sformułowano następująco. Gaz zielony (biometan) jest produkowany w biogazowni zintegrowanej technologicznie (rzeczywiście) z agregatem kogeneracyjnym. Z tego założenia wynika kolejne, dotyczące technologii krańcowo-przeciętnej potrzebnej do zastosowania zasady kosztów unikniętych. Mianowicie, technologią tą jest zintegrowana (wirtualnie) technologia obejmująca przeciętną lokalną kotłownię węglową i krańcową elektrownię systemową na węgiel kamienny. (Wybór elektrowni krańcowej wymaga jeszcze pogłębionej analizy. W wyniku takiej analizy może się okazać, że elektrownią krańcową jest już elektrownia na węgiel brunatny.)

Dla porównania przedstawiono w tabeli 2.7 (ostatni wiersz) wartość certyfikatu wyznaczoną w oparciu o alternatywne podejście koncepcyjne, polegające na najprostszym internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska charakterystycznych dla gazu ziemnego. Uzyskano bardzo zbliżoną wartość. To pozwala traktować przedział wartości certyfikatu, 1050...1150 zł/tys. m³, jako bardzo wiarygodny. Taki przedział zapewnia bardzo silną rynekową konkurencyjność zielonego gazu.

Podkreśla się tu także, że rozwiązanie w postaci zielonego gazu ma jeszcze jedną bardzo korzystną właściwość w porównaniu z obecnym systemem (systemem certyfikatów dla zielonej energii elektrycznej i produkcji w skojarzeniu). Tą właściwością jest możliwość oderwania miejsca produkcji gazu zielonego od miejsca produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu).

2.6. Inkorporacja kosztów środowiska do kosztów paliwa. Trzecia

koncepcja (w pracy nad rozwijaniem koncepcji współuczestniczy Stefan Kawalec)

Należy przyjąć, że system pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO₂ będzie oznaczał internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, w części którą obecnie obejmuje system KPRU 2, w postaci ich inkorporacji do kosztów energii elektrycznej i ciepła. Zdecydowanie prostsze i znacznie efektywniejsze rynkowo jest jednak inkorporowanie kosztów środowiska do kosztów paliwa. Przewaga rynkowa tego systemu jest ogromna.

Po pierwsze, jest to system bardzo prosty i bardzo wiarygodny. Wynika to zwłaszcza z faktu, że system handlu węglem kamiennym jest częścią systemu powszechnego (z dobrze rozwiniętą infrastrukturą pobierania podatków: VAT i akcyzowego). W przypadku węgla brunatnego, który jest przedmiotem handlu między kopalniami i elektrowniami od początku lat dziewięćdziesiątych, infrastruktura do inkorporowania kosztów środowiska do kosztów tego węgla praktycznie również istnieje. Praktycznie istnieje także infrastruktura do inkorporowania kosztów środowiska do kosztów gazu ziemnego sprzedawanego odbiorcom końcowym¹³.

Po drugie, z prostoty i wiarygodności systemu w obrocie hurtowym i detalicznym wynika, że jest on jednakowo użyteczny dla energetyki wielkoskalowej i rozproszonej, dla elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu. Ta uniwersalność systemu jest bez wątpienia nową jakością, zbliżającą rynek paliw i energii do zwykłych rynków, z silną konkurencją.

¹³ Praktycznie, czyli w jednym i drugim przypadku bez tworzenia nowej infrastruktury, wymagającej nakładów pracy koncepcyjnej i nakładów inwestycyjnych.

Tabela 2.8

Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej [J. Popczyk]

	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska [mld zł]	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska [mld zł]	Rynek energii końcowej, TWh/rok
Węgiel kamienny	21,0	21,0 + 22,4	300
Węgiel brunatny	6,0	6,0 + 8,4	40
Gaz ziemny	11,8	11,8 + 2,8	84

Uwagi do tabeli 2.8

Uwaga 1. Do obliczeń przyjęto koszt mialu węglowego na poziomie 200 zł/tonę. Koszt energii pierwotnej w węglu brunatnym przyjęto na poziomie 80% kosztu energii pierwotnej w węglu kamiennym w postaci mialu węglowego. Koszt węgla kamiennego w postaci groszku przyjęto na poziomie 400 zł/tonę. Koszty węgla kamiennego (mialu i groszku) nie uwzględniają kosztu transportu.

Uwaga 2. Koszt gazu ziemnego, uwzględniający uzmiennioną opłatę przesyłową, przyjęto na poziomach: 1 100 zł/tys.m³ dla mocy (w paliwie pierwotnym) ponad 100 MW (taryfa E3a), 1 300 zł/tys.m³ dla mocy powyżej 6 MW (taryfa W6) i 1 800 zł/tys.m³ dla ludności (taryfa W1).

Uwaga 3. Koszt uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na poziomie rekomendowanym dla analiz rozwojowych: 40 euro/tonę (140 zł/tonę).

Tabela 2.9.

Koszt produkcji energii elektrycznej i ciepła, w gospodarce rozdzielonej i w skojarzeniu, przez okres 7000 h/rok [J. Popczyk]

Paliwo	Elektrownia	Kotłownia	Elektrociepłownia
1	2	3	4
Węgiel kamienny			
- moc [MW]	50	100	50+100
- zużycie paliwa [tys. ton]	341		225
- koszt paliwa 1 [mln zł]	68		45
- koszt paliwa 2 [mln zł]	68 + 95		45 + 60
Gaz ziemny			
- moc [MW]	0,5	1	0,5 + 1
- zużycie paliwa [mln m ³]	1,44		1,24
- koszt paliwa 1 [mln zł]	1,68		1,45
- koszt paliwa 2 [mln zł]	1,68+ 0,40		1,45 + 0,35

Uwagi do tabeli 2.9

Uwaga 1. Sprawność: przeciętna elektrownia węglowa kondensacyjna (z uwzględnieniem strat sieciowych) – 30%, elektrociepłownia węglowa (z uwzględnieniem strat sieciowych) – 80%, kotłownia węglowa – 85%, elektrownia gazowa *combi* (z uwzględnieniem strat sieciowych) – 50%, silnikowy agregat kogeneracyjny – 85%, kotłownia gazowa – 95%.

Uwaga 2. Koszt paliwa 1 - bez inkorporacji kosztów środowiska do paliwa, koszt paliwa 2 - z inkorporacją.

Po trzecie, w systemie inkorporowania kosztów środowiska do kosztów paliwa unika się bardzo złożonych procedur certyfikacji. Unika się także konieczności koncesjonowania wielu działalności, np. koncesjonowania źródeł odnawialnych i źródeł skojarzonych, co bez wątpienia obniża koszty energii końcowej (w wyniku działania dwóch mechanizmów: likwidacji kosztów certyfikacji oraz wzmocnienia konkurencji).

Po czwarte, system napędza niezwykle efektywnie rozwój technologiczny i rynkową konkurencję, a w efekcie zapewnia naturalny/rynkowy sposób realizacji dwóch podstawowych celów Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20.

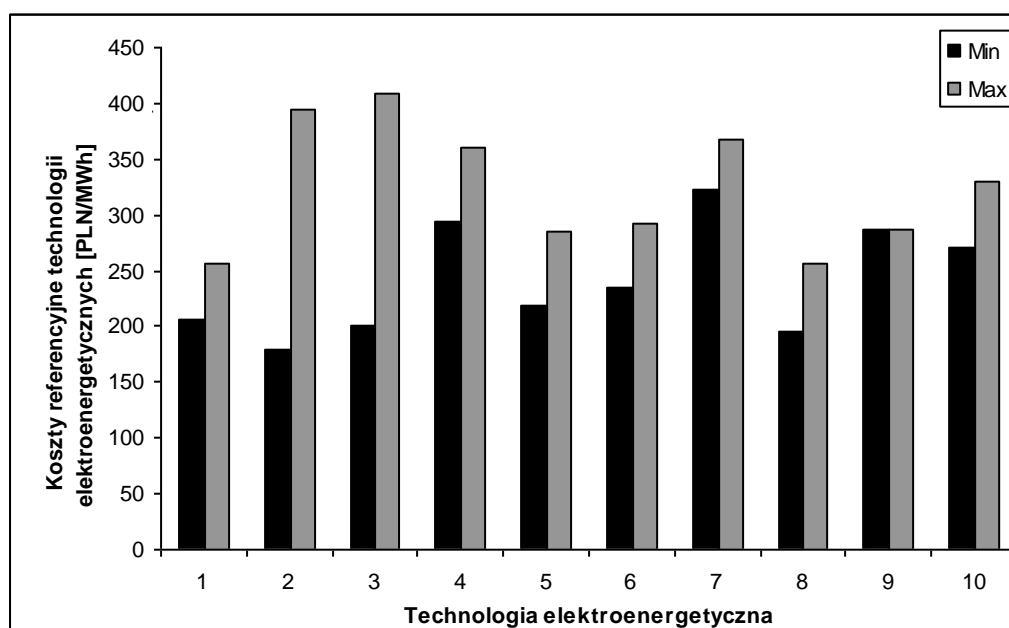
2.7. Koszty referencyjne dla charakterystycznych technologii energetycznych

Na rysunku 2.1 zostały przedstawione koszty referencyjne dla 10 charakterystycznych technologii elektroenergetycznych (w tym kogeneracyjnych). Pokazanie kosztów referencyjnych dla energii elektrycznej jest w tym miejscu uzasadnione ze względów metodologicznych (chodzi o zaprezentowanie podejścia). Przy tym wiele spraw długo jeszcze nie będzie miało praktycznego rozwiązania.

Rozszerzenie bilansu uprawnień do emisji CO₂ na elektroenergetykę rozproszoną (kogenerację) i na ciepło poza sieciowe oraz transport jest jedną z takich spraw. Inną kategorią są koszty zewnętrzne w postaci *stranded costs* (kosztów osieroconych) w systemie elektroenergetycznym, czyli charakterystyczne dla rynku energii elektrycznej. W tym obszarze występują dwa rodzaje kosztów.

Po pierwsze, są to koszty stanowiące różnicę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w monopolu i na rynku konkurencyjnym, określonym przez zasadę TPA. Za takie można w polskiej praktyce uważać koszty osierocone w postaci kosztów likwidacji kontraktów długoterminowych (KDT). W 2008 roku wyniosą one około 2,3 mld zł. (Łączne koszty osierocone w wytwarzaniu, praktycznie do poniesienia w okresie do 2015 roku, wynoszą około 11,5 mld zł.)

Po drugie, są to koszty stanowiące różnicę kosztów energii elektrycznej dostarczanej z systemu elektroenergetycznego i za pomocą innowacyjnych technologii rozproszonych. Podkreśla się, że pojawiły się już fundamentalne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszenia presji na inwestycje sieciowe). Dlatego konieczne jest uwzględnienie w ocenie kosztów energii elektrycznej (dla tych technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne, a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym) wartości (nie kosztu) opłaty przesyłowej. To oznacza potrzebę odejścia w elektroenergetyce od obowiązującej bezwarunkowej zasady konieczności pokrywania kosztu opłaty przesyłowej, czyli zgodę na pojawienie się kosztów osieroconych u operatorów OSP i OSD.



Technologie: 1. – blok jądrowy, sieć przesyłowa, 2 – blok na węgiel brunatny, sieć przesyłowa, 3 – blok na węgiel kamienny, sieć przesyłowa, 4 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć 110 kV,

5 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć ŚN, 6 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć nN, 7 - zintegrowana technologia wiatrowo-gazowa, sieć 110 kV, 8 – biometanowe źródło kogeneracyjne, sieć ŚN, 9 – mała elektrownia wodna, sieć ŚN, 10 – ogniwo paliwowe.

Rys. 2.1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO₂: 10 euro/tonę oraz 40 euro/tonę [H. Kocot]

Łączny koszt opłat przesyłowych wyniesie w 2008 roku około 15 mld zł. Potencjalne koszty osierocone, o których jeszcze w ogóle się nie mówi, ocenia się natomiast na około 3 mld zł [H. Kocot]. Dlatego wprowadzenie potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych w postaci kosztów osieroconych, wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji, do analiz ekonomicznych dotyczących technologii elektroenergetycznych do powszechnej społecznej świadomości jest wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Poniżej formułuje się podstawowe założenia do metodyki wyznaczania kosztów referencyjnych, wykorzystane w rozdz. 5. Mianowicie, przyjmuje się, że koszty referencyjne dla energii elektrycznej (z uwzględnieniem tej produkowanej w skojarzeniu) powinny uwzględniać w jednolity sposób trzy grupy czynników (przede wszystkim). Są to:

1. Koszty zewnętrzne środowiska. Przez jednolite uwzględnienie kosztów zewnętrznych środowiska, np. związanych z emisją CO₂, rozumie się głównie podejście produktowe (na MWh energii elektrycznej, na GJ ciepła) do rozdziału uprawnień, obejmujące wszystkie źródła, bez względu na ich wielkość.

2. Właściwe (w szczególności oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych. W tym wypadku ważne ogólne znaczenie ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć poprzez budowę lokalnych źródeł, dobrze dobranych do lokalnych warunków. Z tego punktu widzenia ważne jest prawidłowe uwzględnienie sytuacji różnych grup odbiorców końcowych, o której decyduje możliwość substytucji inwestycji (nowych i modernizacyjnych) w obszarze sieci elektroenergetycznych (tradycyjnie traktowanego rozwoju sieci) przez inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej, posiadającej wielki potencjał warunkowany postępem technologicznym. Oczywiście, możliwość substytucji jest bardzo zróżnicowana (jest ona największa w sieciach niskiego i średniego napięcia na obszarach wiejskich, o niedostatecznych zdolnościach przepustowych, wymagających według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, a z drugiej strony szczególnie nadających się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej).

3. Wycena usług systemowych. Zwłaszcza chodzi tu o wycenę w sensie wynikającym z dyrektyw bezpieczeństwa dostaw gazu i energii elektrycznej (Dyrektywy 2004/67/WE i 2005/89/WE), a to oznacza przede wszystkim potrzebę wykorzystania potencjału gazowych (w tym biometanowych) źródeł kogeneracyjnych (rozproszonych) na rynku usług systemowych, zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i gazowego.

Koszty przedstawione na rys. 1 uwzględniają wszystkie trzy grupy kosztów: koszty zewnętrzne środowiska, sieciowe i usług systemowych. Z rysunku wynika, że dla nowych inwestycji (czyli dla ceny uprawnień do emisji CO₂ wynoszącej 40 euro/tonę) najbardziej ekonomiczną technologią jest biometanowe źródło kogeneracyjne (małej skali). Najbardziej niekorzystną technologią jest pod względem ekonomicznym blok na węgiel brunatny (technologia wielkiej skali oparta na spalaniu węgla). O najgorszym miejscu bloku na węgiel brunatny w rankingu decydują wielkie koszty zewnętrzne środowiska (emisji CO₂) oraz wielkie koszty sieci potrzebnej do przesłania energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku do odbiorców końcowych. Podkreśla się, że koszty referencyjne przedstawione na rys. 2.1 znajdują potwierdzenie, chociaż nie w bezpośredni sposób, w kosztach przedstawionych w tabeli 2.9.

Użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu kosztów referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. Negatywne doświadczenia zagraniczne, o wielkiej skali, np. doświadczenia niemieckie z energetyką wiatrową, potwierdzają potrzebę poszukiwania takich rozwiązań jak proponowane tu koszty referencyjne. W Polsce znaczenie kosztów referen-

cyjnych dodatkowo jeszcze rośnie wraz z postępującą konsolidacją elektroenergetyki. Mianowicie, koszty te powinny się stać w kolejnych latach zaporą, w postaci odpowiednich rozwiązań regulacyjnych, przed subsydiowaniem skrośnym technologii elektroenergetycznych w skonsolidowanych grupach przedsiębiorstw, realizowanym za pomocą cen transferowych.

Celem zobrazowania faktu, bez wdawania się w zawłości metodyczne, że nowa ekonomika zmienia strukturę konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, w szczególności czyni niekonkurencyjnymi wielkoskalowe technologie węglowe, przedstawia się, poza rys. 2.1, uproszczone oszacowanie kosztu jednostkowego dla Bloku Łagisza w budowie (nadkrytycznego, fluidalnego) o mocy 460 MW. Podstawowe dane, decydujące o koszcie jednostkowym energii elektrycznej dostarczanej z tego bloku do odbiorcy końcowego (uśrednionego), są następujące: nakłady inwestycyjne – 1,8 mld zł, sprawność netto – 42 %, emisja CO₂ – 0,8 t/MWh, czas wykorzystania mocy znamionowej – 7000 h/rok.

Dla powyższych danych poszczególne składniki kosztu jednostkowego energii elektrycznej u odbiorcy końcowego wynoszą: amortyzacja (dla okresu amortyzacji wynoszącego 30 lat) – 20 zł/MWh, koszt kapitału transferowalnego (dla stopy zwrotu kapitału IRR równej 8%) – 60 zł/MWh, koszt węgla – 100 zł/MWh, koszt uprawnień do emisji CO₂ – 120 zł/MWh, koszty stałe uzmiennione – 20 zł/MWh, opłata przesyłowa – 100 zł/MWh. Razem daje to 420 zł/MWh. Jest to koszt bardzo dobrze korespondujący z górnym poziomem kosztu dla technologii 3 (odpowiadającej blokowi Łagisza) na rys. 2.1.

Krótką uwagą dotyczącą ciepłownictwa. Podobne koszty, jak dla energii elektrycznej, powinny być pilnie wyznaczone, ze względów użytkowych, dla ciepła. Chcąc wyznaczyć koszty referencyjne na rynku ciepła trzeba wziąć pod uwagę, że ciepłownictwo polskie w 2008 roku znajduje się w biegunowo różnych sytuacjach w dwóch aspektach: w aspekcie polskiego środowiska regulacyjnego i w aspekcie podstaw fundamentalnych (rozwoju technologii, unijnego środowiska regulacyjnego oraz sytuacji globalnej). W drugim aspekcie ciepłownictwo ma historyczną szansę. W pierwszym aspekcie sytuacja ciepłownictwa jest niestety niekorzystna. W szczególności przegrywa ono, mimo dobrych podstaw fundamentalnych, z elektroenergetyką.

Ukształtowana w przeszłości w biznesie polityczno-korporacyjnym przewaga elektroenergetyki nad ciepłownictwem w zakresie energetyki odnawialnej i ochrony środowiska jest obecnie szkodliwa dla gospodarki w całości. Dlatego musi ona być stopniowo likwidowana (musi następować stopniowe wypieranie uznaniowych rozwiązań charakterystycznych dla polskiego/narodowego systemu wsparcia przez coraz bardziej uniwersalne rozwiązania charakterystyczne dla zarysowanych tu koncepcji drugiej i trzeciej, p. 2.5 i 2.6, odpowiednio).

Samo ciepłownictwo, najsilniej w ostatnich latach poddane konkurencji rynkowej (w całym kompleksie paliwowo-energetycznym) musi upomnieć się o należne mu miejsce w środowisku zuniwersalizowanych technologii energetycznych i rynkowych kompetencji. Nadarza się dobra okazja do tego. Sposobem na zdobycie przez ciepłownictwo w nadchodzącym okresie należnego miejsca w szeroko rozumianej energetyce są działania w obszarze paliw i ochrony środowiska, bo właśnie na tym obszarze zaczyna się rozgrywać konkurencja o rynki końcowe (wszystkie trzy: energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych). Konkurencję wygrają ci, którzy posiadają umiejętność wykorzystywania efektu zakresu działania i integracji (często wirtualnej/rynkowej) rozproszonych technologii energetycznych, szybko wypierającego dotychczasowy efekt skali technologicznej.

2.8. Potencjał rolnictwa energetycznego. Ocena możliwości wypełnienia przez Polskę unijnych celów określonych w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3×20

Wykorzystanie przez Polskę potencjału rolnictwa energetycznego jest ważne z wielu punktów widzenia. W najbardziej doraźnej perspektywie ma ono na celu osłabienie kryzysu

w energetyce. W średnio- i długo-terminowej perspektywie chodzi natomiast o stabilizację bezpieczeństwa energetycznego kraju, ale także o wpisanie się Polski w istotę Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20. W takim sensie rozwój rolnictwa energetycznego w Polsce powinien mieć charakter fundamentalny. Zatem z jednej strony powinien to być wielki program energetyczno-ekologiczny. Z drugiej strony powinien to być program społeczno-technologiczny. Pod tym względem najistotniejszym celem powinno być wprowadzenie obecnych przedsiębiorstw energetycznych w etap rozwoju innowacyjnego, przeprowadzenie nowoczesnej reelektryfikacji wsi, uruchomienie produkcji paliw drugiej generacji opartej o zasoby wsi oraz przygotowanie polskiej energetyki do absorpcji nowych technologii przeróbki węgla (zgazowanie węgla).

Poniżej przedstawia się uproszczoną koncepcję oceny polskiego potencjału rolnictwa energetycznego z punktu widzenia efektów w postaci zdolności do pokrycia zapotrzebowania na energię końcową, tzn. odpowiednio do sposobu definiowania celów w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3×20, na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych, łącznie traktowanych. Koncepcja w takim ujęciu (metodyka) ma wiele wspólnego z układem równań uwikłanych (inaczej, analizą zjawisk nieliniowych o silnych ograniczeniach).

Mianowicie, między energią pierwotną pozyskaną z upraw rolniczych i energią końcową występuje wielki segment technologii energetycznych, które w metodyce muszą być uwzględnione. Na początku łańcucha technologicznego występują technologie przetwarzania biomasy: produkcja peletów, brykietów, biowęgla; produkcja biopaliw płynnych pierwszej generacji (etanolu i estrów), zgazowanie biomasy zielonej (produkcja biogazu/biometanu, traktowanego jako paliwo drugiej generacji) oraz produkcja biopaliw płynnych i gazowych z celulozy (paliwa drugiej generacji). Następnie są technologie energetyczne wytwórcze (silnikowe agregaty kogeneracyjne, kotły), technologie na rynku transportu (samochody CNG). Są sieci elektroenergetyczne, ciepłownicze i gazowe oraz technologie na rynku transportu lądowego paliw gazowych (LNG, CNG), Wreszcie są reżimy pracy źródeł wytwórczych elektrycznych (praca na silną sieć, praca na słabą sieć, praca autonomiczna) oraz źródeł wytwórczych ciepła (źródła autonomiczne, źródła sieciowe).

Z mnogości technologii i udziału poszczególnych rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) w rynku energii odnawialnej wynika wiele ograniczeń, które w analizie muszą być uwzględnione i będą decydować o alokacji biomasy na poszczególne rynki końcowe. Stopień „uwikłania” analizy dodatkowo zwiększają: (1^o) system akcyzowy (unijny, korzeniami tkwiący ciągle w społeczeństwie przemysłowym), (2^o) system wspomagania rozwoju energetyki odnawialnej (obecnie w UE dominują systemy o charakterze narodowym, w przyszłości będzie to zapewne jednolity system unijny) oraz (3^o) system uprawnień do emisji CO₂, unijno-narodowy, obejmujący tylko wielkie źródła, składający się z jednolitego unijnego handlu uprawnieniami do emisji CO₂ i narodowych systemów alokacji tych uprawnień. Istotną trudnością jest ponadto fakt, że należy się przygotowywać do integracji, już w średnim horyzoncie czasowym (po 2015 roku), wymienionych trzech systemów w jeden, na przykład w system z inkorporacją kosztów środowiska do kosztów paliwa (p. 2.6).

Ocena potencjału rolnictwa energetycznego musi mieć, tak jak to jest w każdej analizie nieliniowej z silnymi ograniczeniami, charakter iteracyjny. Szczególne znaczenie ma w takim razie wybór punktu startowego w procesie iteracyjnym. Na podstawie doświadczenia własnego (autorskiego) stwierdza się tu, że dobrym punktem startowym do analizy jest dla Polski udział energii odnawialnej na rynku energii końcowej wynoszący 15%, czyli zgodny z projektem dyrektywy ze stycznia 2008 roku, związanej z Pakietem energetyczno-klimatycznym 3×20, dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej.

Dokonane poniżej oszacowania liczbowe są w pełni wiarygodne, pomimo zastosowanych uproszczeń metodycznych, i są bardzo optymistyczne. Oczywiście, badania pogłębiające tematykę są niezbędne, zwłaszcza w świetle projektu dyrektywy ze stycznia 2008 roku. Jednak

zasadnicze znaczenie ma obecnie wykorzystanie uzyskanych już wyników do sformułowania polskiej strategii konwergencji energetyki i rolnictwa i zaproponowanie innowacyjnego programu rozwojowego (Program IERE) w obszarze o niezwyklej wadze gospodarczej oraz niezwyklej wrażliwości politycznej, adresowanego do tysięcy przedsiębiorców, do setek tysięcy rolników oraz do milionów mieszkańców wsi i użytkowników energii (nie tylko elektrycznej).

Wielkość polskich rynków końcowych energii w latach 2008 i 2020. Poniżej przedstawia się zgrubne oszacowanie (autorskie) rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych. W przypadku energii elektrycznej i ciepła podaje się także oszacowanie rynków produkcji (czyli rynków końcowych powiększonych o straty sieciowe i potrzeby własne). Oszacowania są następujące:

1. Energia elektryczna, zużycie/produkcja: 106/140 TWh (około 350 TWh w paliwie pierwotnym).
2. Ciepło ogółem, zużycie/produkcja: 750/850 PJ (około 350 TWh w paliwie pierwotnym):
 - 2.1. Systemy sieciowe: 350/450 PJ.
 - 2.2. Ogrzewanie indywidualne: 400/400 PJ.
3. Transport, zużycie paliw płynnych (około 150 TWh w paliwie pierwotnym):
 - 3.1. Benzyna: 4,2 mln ton.
 - 3.2. Olej napędowy: 6,4 mln ton.
 - 3.3. LPG: 1,5 mln ton.

Wartość rynków końcowych w 2020 roku przyjęto zgodnie z oszacowaniami przedstawionymi w p. 2.3. Jeśli uwzględnić, że w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3×20 do energii końcowej wlicza się potrzeby własne źródeł wytwórczych i straty sieciowe, to łączny roczny rynek energii końcowej wyniesie w 2020 roku około 640 TWh. Są to oszacowania racjonalne w ujęciu eksperckim i jako takie stanowią dobry punkt wyjścia do określenia zdolności Polski do wypełnienia celów Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20, ale mają bardzo otwarty charakter i powinny być bezustannie weryfikowane.

Udziały energii odnawialnej w trzech polskich końcowych rynkach energii w 2020 roku.

Zgodnie z projektem dyrektywy ze stycznia 2008 roku, związanej z Pakietem energetyczno-klimatycznym 3x20, polski cel na 2020 rok, w postaci udziału energii odnawialnej na rynku energii końcowej wynosi 15%. Jeśli roczny rynek końcowy szacuje się na 640 TWh, to cel w jednostkach mianowanych wynosi 96 TWh. Struktura wypełnienia celu (udziałów energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) jest ciągle sprawą otwartą. Można przyjąć, że zostanie ona określona w drodze przetargu, skierowanego (jeszcze w 2008 roku) przez Ministerstwo Gospodarki do inwestorów.

Do czasu uzyskania dokładniejszych danych o strukturze przyjmuje się tu, na podstawie rozpoznania własnego (eksperskiego), następujące postępowanie mające na celu jej bardzo zgrubne określenie. Mianowicie, dla paliw transportowych przyjmuje się minimalny udział wymagany przez UE, tzn. 10% rynku, co przekłada się na 21 TWh. W przypadku energii elektrycznej udział elektrowni wiatrowych w 2020 roku ocenia się na około 12 TWh, udział elektrowni wodnych na około 6 TWh oraz udział źródeł kogeneracyjnych na biogaz komunalny na około 2 TWh. Zakłada się, że pozostała część celu, tzn. około 50 TWh, będzie pochodzić z segmentu rolnictwa energetycznego (z upraw rolniczych).

Założenia dotyczące sposobu wykorzystania biomasy uprawianej w 2020 roku. Założenia mają charakter modelowy. W szczególności zakłada się umownie, odwołując się do postępującej uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, że na wszystkich trzech rynkach końcowych energii paliwem odnawialnym będzie biogaz/biometan produkowany z roślin energetycznych. Dalsze założenia są następujące:

1. Zakłada się zastosowanie najefektywniejszej obecnie biotechnologii, mianowicie zgazowania fermentacyjnego roślin energetycznych, ewentualnie z dodatkiem substratów w postaci biomasy odpadowej z produkcji rolnej oraz z przetwórstwa rolno-spożywczego, i wykorzysta-

nie biogazu lub biometanu (uzyskiwanego po oczyszczeniu biogazu). To założenie jest bardzo ostrożne (z bardzo dużym prawdopodobieństwem do 2020 roku nastąpi komercyjne wdrożenie znacznie bardziej efektywnych biotechnologii, mianowicie zgazowania zielonej celulozy oraz bezpośredniej produkcji wodoru z biomasy).

2. Do dalszych oszacowań zakłada się, dla zwiększenia ich przejrzystości, zastosowanie tylko wybranych technologii energetycznych, którymi są: (1°) wykorzystanie bezpośrednie biogazu uzyskiwanego z upraw energetycznych (biogazownie zintegrowane technologicznie z agregatami kogeneracyjnymi), (2°) zatłaczanie biometanu do sieci gazu ziemnego (Rozdzielenie produkcji biometanu oraz produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła), (3°) zastosowanie, aż do pełnego wykorzystania potencjału produkcji ciepła i energii elektrycznej, agregatów kogeneracyjnych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na energię końcową u odbiorców energii elektrycznej i ciepła, wynoszącą 85%, (4°) zastosowanie, poza potencjałem produkcji skojarzonej, kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na ciepło u odbiorcy, wynoszącą 95%, (5°) zastosowania samochodów CNG, w miejsce samochodów zasilanych mieszankami paliw tradycyjnych i biopaliw płynnych, przy uwzględnieniu zmniejszonej sprawności wykorzystania paliwa transportowego, czyli biometanu w stosunku do mieszanek płynnych, o 20%.

3. Krajowy potencjał ciepła produkowanego z biometanu w skojarzeniu określa się na podstawie struktury produkcji charakterystycznej dla gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocy poniżej 1 MW_{el}. Mianowicie, przyjmuje się, że energia elektryczna stanowi 35% w bilansie paliwa pierwotnego, a ciepło 50% (straty stanowią 15 proc. w paliwie pierwotnym). Potencjał kogeneracji w Polsce oceniany jest na około 3 tys. MW_{el}, co daje możliwość, przy czasie użytkowania mocy szczytowej wynoszącej 6 000 h/rok, wykorzystania rocznie około 44 TWh energii odnawialnej (na rynku energii końcowej) z segmentu rolnictwa energetycznego do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu; jest to 18 TWh i 26 TWh, odpowiednio. Przyjmuje się, że energia odnawialna z segmentu rolnictwa energetycznego ponad ten poziom będzie wykorzystywana do produkcji ciepła.

Założenia do oceny potencjału rozwojowego polskiego rolnictwa energetycznego. Sformułowane poniżej założenie, dotyczące transformacji rolnictwa żywnościowego w rolnictwo energetyczne ma charakter zachowawczy. Mianowicie, odnosi się ono, w pierwszej fazie, nie tyle do transformacji (rolnictwa żywnościowego w rolnictwo energetyczne), co do wykorzystania istniejących nadwyżek ziemi potrzebnej dla rolnictwa żywnościowego. Dopiero w późniejszej fazie może dojść do alokacji fundamentalnej, skutkującej graniczną strukturą wykorzystania ziemi uprawnej do celów energetycznych.

Założenie jest następujące. Zakłada się graniczną strukturę wykorzystania całego areálu ziem uprawnych, łącznie z ugorami i gruntami odłogowanymi, którym dysponuje Polska (ponad 18 mln ha, tab. 2.7) w następującej postaci: 75% dla potrzeb rolnictwa żywnościowego (13,5 mln ha) oraz 25% dla potrzeb rolnictwa energetycznego (4,5 mln ha). Z pewnym prawdopodobieństwem taka struktura może już pociągać za sobą transformację rolnictwa żywnościowego w rolnictwo energetyczne i zmianę relacji cen żywności i energii (prawdopodobieństwo jest jednak niewielkie, zwłaszcza jeśli uwzględni się potencjał wzrostu wydajności rolnictwa żywnościowego w Polsce). Przy tym transformację rolnictwa żywnościowego w energetyczne należy łączyć ze stopniowym wygaszaniem Wspólnej Polityki Rolnej w UE po 2013 roku oraz z otwarciem unijnego rynku żywności na dostawy z krajów opóźnionych w rozwoju (w szczególności z Afryki). A to oznacza, że Polska może zapewnić sobie istotny wzrost efektywności ekonomicznej rolnictwa, istotny wzrost bezpieczeństwa energetycznego, a także stabilizację cen energii, bez istotnego wzrostu cen żywności.

Oszacowanie zasobów rolnych niezbędnych do realizacji przez Polskę celów Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20. Przyjęte założenia, łącznie z założeniem dotyczącym wydajności energetycznej upraw rolnych w 2020 roku (80 MWh/ha w paliwie pierwotnym,

tabela 2.3, uwaga 5) pozwalają oszacować zasoby ziemi potrzebne do celów energetycznych w następujący sposób.

1. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku paliw transportowych konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{21 \text{ TWh} : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,8 = \text{ok. } 0,33 \text{ mln ha.}$$

2. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej i na rynku ciepła (35 TWh i 50 TWh, odpowiednio) produkowanych w skojarzeniu konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{(18 \text{ TWh} + 26 \text{ TWh}) : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,85 = \text{ok. } 0,65 \text{ mln ha.}$$

3. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku ciepła produkowanego w kotłowniach (6 TWh), poza źródłami kogeneracyjnymi, konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{6 \text{ TWh} : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,95 = \text{ok. } 0,08 \text{ mln ha.}$$

Porównanie potencjału rolnictwa energetycznego polskiego i niemieckiego w aspekcie celów Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20. Chociaż polskie możliwości wypełnienia celu określonego w projekcie dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej nie powinny budzić wątpliwości, to Polska w koalicji z Niemcami (i Wielką Brytanią) blokuje (połowa 2008 roku) bardzo korzystne dla siebie rozwiązanie, niekorzystne natomiast dla Niemiec. Tym rozwiązaniem jest jednolity unijny rynek zielonych certyfikatów.

Dane przedstawione w tabeli 2.10 wskazują dobitnie (choć nie bezpośrednio), że niemiecki potencjał rolnictwa energetycznego jest mniejszy od niemieckiego celu około 6-krotnie. Zatem cena krańcowa certyfikatów zielonych na rynku unijnym, w dużym stopniu zależna od nierównowagi bilansowej charakterystycznej dla Niemiec, będzie wysoka. W takiej sytuacji polskie nadwyżki certyfikatów zielonych można by sprzedać bardzo korzystnie na unijnym rynku. (Nadwyżki certyfikatów zielonych będą pochodzić z sumy zasobów energii odnawialnej, obejmujących także energetykę wiatrową, wodną i inne, a ponadto będą wynikać z wyższej, od przyjętej do wyliczeń przedstawionych w tabeli, wydajności energetycznej z hektara użytków rolnych). Wykorzystanie tej szansy, a nie sojusz polsko-niemiecki na rzecz jej zablokowania, jest polską racją stanu.

Tabela 2.10

Porównanie potencjału rolnictwa energetycznego Polski i Niemiec w aspekcie jednolitego (unijnego) rynku zielonych certyfikatów [J. Popczyk]

Wielkość	Polska	Niemcy
Ludność [mln]	38	82
Powierzchnia [tys. km ²]	314	357
Użytki rolne [mln ha]	18,6	17,3
Użytki rolne niezbędne do pokrycia potrzeb żywnościowych ¹ [mln ha]	ok. 4	ok. 8,6
Potencjał rolnictwa energetycznego (25% użytków rolnych) 2008 ² , pp ³ [TWh]	160	120
Potrzeby energetyczne 2008, pp [TWh]	1100	3845
Udział OZE w końcowym rynku energii w 2005 roku [%]	5,8	7,2
Cel unijny (2020) [%]	15	18
Energochłonność, pp PKB [MWh/1000 euro]	4,8	2,1

¹ Przy przeciętnej osiągalnej obecnie wydajności zbóż wynoszącej 7 [ton/ha] (Francja, Holandia, Irlandia, Niemcy). W Polsce wydajność ta wynosi na razie ok. 3,5 [ton/ha].

² Potencjał rolnictwa energetycznego został obliczony bardzo zachowawczo, mianowicie przy założeniu, że powierzchnia ekwiwalentna upraw energetycznych jest aż 2-krotnie mniejsza od rzeczywistej i przy obecnej wydajności energetycznej kukurydzy 50 MWh/ha (w przypadku buraków półcukrowych potencjał wynosi 215 TWh dla Polski i 200 TWh dla Niemiec, a w przypadku kukurydzy GMO około 550 TWh i około 500 TWh, odpowiednio).

³ pp – wielkości odnoszące się do rynku paliw pierwotnych.

Potencjał polskiego rolnictwa energetycznego a dywersyfikacja dostaw gazu do Polski.

Obecnie z jednego hektara kukurydzy jesteśmy w stanie wyprodukować rocznie 5 tys. m³ biometanu, z półtora miliona hektarów 7,5 mld m³, czyli nieznacznie mniej niż wynosi cały polski import gazu ziemnego, a więcej niż import tego paliwa z Rosji. Zatem należy poświęcić rozwojowi rolnictwa energetycznego przynajmniej tyle wysiłku i tyle pieniędzy ile poświęciliśmy od 2006 roku dywersyfikacji zasilania Polski w gaz ziemny, bo to jest problem o tej samej wadze z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, a dodatkowo jest to problem o kluczowej wadze z punktu widzenia bezpieczeństwa ekologicznego oraz z punktu widzenia sytuacji wsi i rolnictwa.

Korzyści wsi (krótkofalowe i długofalowe) z rozwoju rolnictwa energetycznego. Krótkofalowo rolnictwo energetyczne skompensuje skutecznie brak reelektryfikacji wsi, czyli programu zapowiadanego od lat przez kolejne rządy, ale w ogóle nie realizowanego (przede wszystkim dlatego, że w warunkach rynkowych reelektryfikacja wsi jest praktycznie nie-realistyczna). Zatem krótkofalowo rolnictwo energetyczne ograniczy pogłębiającą się barierę rozwojową wsi polegającą na nieadekwatności (do szybko rosnących potrzeb) infrastruktury w postaci wiejskich sieci elektroenergetycznych. Ponadto, rolnictwo energetyczne umożliwi milionom mieszkańców wsi uczestnictwo w korzyściach z przebudowy energetyki, w szczególności z elektroenergetyki, na bardziej konkurencyjną. Długofalowo rolnictwo energetyczne zapewni wsi polskiej włączenie się w jeden z wielkich obszarów innowacyjności gospodarki w ogóle. Będzie to wynikać między innymi stąd, że skala inwestycji jednostkowych w rolnictwie energetycznym jest stosunkowo niewielka (nakłady na takie inwestycje są rzędu kilku, najczęściej blisko dziesięciu, milionów złotych). Zatem w początkowej fazie rozwoju rolnictwa energetycznego będzie możliwe podmiotowe uczestnictwo w jej rozwoju małych inwestorów, na skalę pojedynczych wsi. (Jest to oczywiście niemożliwe w energetyce dużej skali). Szacuje się, że rozwój energetyki rozproszonej (biogazowni i systemów kogeneracyjnych) w gminach rolniczych może spowodować napływ komercyjnych inwestycji z tego tytułu na obszary wiejskie rzędu 50 mld zł w horyzoncie 2020. To upodmiotowi na trwałe wieś w obszarze elektroenergetyki i ciepłownictwa. Oczywiście, rolnictwo energetyczne, w części stanowiącej bazę surowcową dla przemysłu biopaliw, umożliwi dodatkowo mieszkańcom wsi uczestnictwo w korzyściach ze zmiany struktury rynku paliw dla potrzeb transportu.

Wniosek końcowy dotyczący potencjału rolnictwa energetycznego w aspekcie polskiego celu w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3×20. Łączna powierzchnia gruntów, nieco tylko przekraczająca 1 mln hektarów obliczeniowych (mniej niż 2 mln hektarów rzeczywistych), konieczna dla wypełnienia przez Polskę celów obligatoryjnych unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20, jest istotnie mniejsza od założonej granicznej powierzchni gruntów możliwych do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne (około 4,5 mln hektarów rzeczywistych, 25%). Podkreśla się, że dokonane oszacowanie uwzględnia postęp biotechnologiczny, co jest całkowicie uprawnione. Ale nawet bez postępu biotechnologicznego wypełnienie celów nie byłoby obciążone żadnym ryzykiem (łączna powierzchnia gruntów, konieczna do wypełnienia celu, byłaby wówczas równa około 1,7 mln hektarów obliczeniowych, czyli byłaby istotnie mniejsza od granicznej powierzchni możliwej do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne).

W tym miejscu warto podkreślić bardzo korzystną cechę rolnictwa energetycznego jako jednego z filarów bezpieczeństwa energetycznego. Mianowicie, wzrost zapotrzebowania na energię może mieć w tym przypadku zawsze adekwatną odpowiedź w postaci wzrostu wydajności energetycznej z hektara. Podobna cecha nie występuje w przypadku takich wyczerpywalnych paliw jak ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel (oczywiście, w tym przypadku występuje mechanizm postępu technicznego w sferze wydobywania, który w ostatnich latach bardzo wyraźnie zwiększał zasoby ekonomiczne wymienionych paliw na świecie).

2.9. Mapa drogowa budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego Polski (J. Popczyk, sierpień 2008)

Sposoby przeprowadzenia polskiej elektroenergetyki przez okres przejściowy 2008-2020 i zapewnienia jej efektywności ekonomiczno-ekologicznej oraz adekwatności z trendami światowymi. Mechanizmy rynkowe można w energetyce psuć, ale trwale nie da się ich już zablokować. Jeśli się uzna tę prawdę, to w zakresie wytwarzania odpowiedzi na postawione pytanie można szukać w tabeli 2.11. Mianowicie, pewne technologie (atomowe, węglowe CCT) w nadchodzącej dekadzie są nieosiągalne. Tradycyjne technologie węglowe są do wykorzystania, ale z efektami po 2015 roku. Niestety, po wprowadzeniu pełnej opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ i uwzględnieniu rzeczywistych opłat sieciowych, są to technologie bardzo drogie, bez potencjału konkurencyjności w długich horyzontach czasowych. Pozostają technologie gazowe (na gaz ziemny) i odnawialne (wiatrowe i biogazowe) oraz, przede wszystkim, elektro-efektywne technologie po stronie popytowej (o dużym potencjale, jeśli uwzględni się bardzo wysoką elektrochłonność polskiego PKB, 125 MWh/mln zł). Takie uwarunkowania technologiczne powodują, że nadchodząca dekada będzie w Polsce dekadą niezależnych wytwórców i operatorów (ci ostatni muszą zapewnić intensyfikację wykorzystania istniejących sieci poprzez działania innowacyjne osadzone w nowych koncepcjach obciążalności dynamicznej linii napowietrznych, wspartych modelami statystyczno-probabilistycznymi i technologiami teleinformatycznymi).

Tabela 2.11

Podatność technologii wytwórczych (łącznie z inwestycjami sieciowymi) i elektro-efektywnych technologii po stronie popytowej na sygnały rynkowe [J. Popczyk].

Technologia	Minimalne nakłady inwestycyjne [mln zł]	Czas odpowiedzi na sygnały rynkowe [lat]
Węglowa (tradycyjna)	2 000	8
Atomowa	10 000	15
Węglowa CCT (CCS, IGCC...)	3 000	20
Wiatrowa	10...1 500	2...5
Gazowa na gaz ziemny	1	1
Biogazowa	10	2
Elektro-efektywne technologie po stronie popytowej	Praktycznie każde środki są użyteczne	od zera ¹ do kilkunastu lat ²

¹ Indywidualna wymiana elektro-chłonnych urządzeń odbiorczych na elektro-efektywne, istniejące na rynku.

² Przebudowa gospodarki z elektro-chłonnej na elektro-efektywną.

Pakiet energetyczno-klimatyczny 3×20 jest natomiast dużą szansą dla Polski. Za pomocą tego Pakietu Polska może przyspieszyć swój rozwój cywilizacyjny. Ale trzeba tę szansę umiejętnie wykorzystać. Na razie jednak prym wiodą ci, którzy Pakiet widzą jako nie-szczęście. Z korporacyjno-politycznej perspektywy Pakiet ten oznacza przede wszystkim wzrost cen energii elektrycznej spowodowany opłatami za uprawnienia do emisji CO₂, które po 2012 roku będą wynosić na rynku energii elektrycznej znacznie ponad 20 mld zł rocznie, aby możliwe było opłacenie kosztów zewnętrznych środowiska, czyli kosztów, których biznes korporacyjno-polityczny dotychczas nie ponosił. Z perspektywy społeczeństwa wiedzy sprawa wygląda zupełnie inaczej. Jeśli energia elektryczna ma drożeć (dodatkowe 20 mld zł musi być wydane przez społeczeństwo/odbiorców), to powinien być z tego pożytek: pieniądze powinny pozostać w kraju, w możliwie największej części, i powinny być wykorzystane na modernizację gospodarki. Warunek ten spełniają technologie biogazowe (tab. 2.1).

Analiza porównawcza dwóch scenariuszy rozwojowych elektroenergetyki: kontynuacji i innowacyjnego w perspektywie roku 2020. Niżej przedstawiono dwa kierunki działania, które mogłyby stanowić ramy programu energetycznego dla Polski (obejmującego elektro-

energetykę wielkoskalową i rozproszoną, uwzględniającego współczesne globalne uwarunkowania. Są to w szczególności:

1. Ostrożna kontynuacja procesu włączania Polski w unijną przestrzeń bezpieczeństwa energetycznego na poziomie europejskich systemów sieciowych (elektroenergetycznego, gazowego i naftowego), oparta na podstawach komercyjnych. Odwrócenie procesu realizowanego przez ostatnie dwa lata, polegającego na korporatyzowaniu (utrwalaniu sektorowości) kompleksu paliwowo-energetycznego, zwłaszcza poprzez konsolidację elektroenergetyki i brak liberalizacji gazownictwa. Wejście w proces konwergencji sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego: elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa, rolnictwa energetycznego.

2. Wysłanie do Rosji sygnału, że Polska dokonuje konwersji zasobów w rolnictwie polegającej na przejściu od produkcji mięsa przeznaczonego na eksport do Rosji do produkcji biometanu obniżającego zależność Polski od importu gazu z Rosji. Wysłanie sygnału do USA, że Polska podejmuje działania mające na celu ich wsparcie w stopniowym ograniczaniu finansowania niedemokratycznych państw za pomocą wysokich cen ropy naftowej i gazu. (Cel na rzecz wyzwolenia się Polski z nieefektywnej strategii rządowej na kierunku rosyjskim, w szczególności mający na celu zmniejszenie siły rosyjskiego szantażu energetycznego i wzmocnienie działań amerykańskich.)¹⁴

Przy formułowaniu propozycji mapy drogowej przedstawionej poniżej uwzględnione zostały, oprócz jakościowych czynników, także wyniki analizy porównawczej dwóch scenariuszy rozwojowych. Scenariusze opisuje się następująco:

Scenariusz kontynuacji. Scenariusz stanowi konsekwencję realizowanej w ostatnich latach polityki bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności konsekwencję programu konsolidacyjnego w elektroenergetyce oraz strategii utrwalania dominacji PGNiG w gazownictwie. Głównymi cechami scenariusza kontynuacji są: (1^o) wzmocnienie korporacyjnego charakteru elektroenergetyki oraz gazownictwa (wynikające z centralizacji i sektorowej izolacji), (2^o) częściowe wyjęcie inwestycji na rzecz bezpieczeństwa energetycznego spod rygorów efektywności ekonomicznej, (3^o) ukierunkowanie na rozwój wielkoskalowych technologii wytwórczych i sieci przesyłowych, (4^o) presja inwestycyjna podobna do tej, jaka była charakterystyczna dla elektroenergetyki w gospodarce socjalistycznej w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych (presja ta jest współcześnie znacznie bardziej niebezpieczna).

Scenariusz innowacyjny. Scenariusz ten jest na razie scenariuszem hipotetycznym. Jest on osadzony w Pakiecie energetycznym 3×20. Głównymi cechami scenariusza innowacyjnego są: (1^o) intensyfikacja wykorzystania istniejących zdolności wytwórczych i sieci przesyłowych za pomocą mechanizmów rynkowych (przy minimalnych nakładach inwestycyjnych), (2^o) budowa 20-procentowego segmentu innowacyjnej energetyki rozproszonej (elektroenergetyki, ciepłownictwa, paliw transportowych) i wykreowanie rolnictwa energetycznego, (3^o) system zarządzania bezpieczeństwem energetycznym oparty na wykorzystaniu zdolności technologii energetycznych do odpowiedzi na sygnały rynkowe w postaci wzrostu cen, (4^o) – system regulacji ukształtowany na kosztach referencyjnych dostaw energii elektrycznej, uwzględniających pełną internalizację kosztów zewnętrznych (ekologicznych) i wartość usług systemowych (w miejsce kosztów tych usług), oraz w pełni respektujący otwartą konkurencję na rynkach ciepła i paliw transportowych).

Analiza porównawcza scenariuszy jest próbą zobiektywizowania wyboru strategii rozwojowej (inwestycyjnej) dla elektroenergetyki w okresie przejściowym (do 2020 roku). Wyniki tej analizy są przedmiotem rozdz. 5.

Mapa drogowa. Mapę drogową budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego Polski trzeba obecnie budować koncentrując się na koniecznej restrukturyzacji

¹⁴ Ważne jest także nadanie do Wielkiej Brytanii sygnału, że Polska jest przygotowana do wejścia w proces wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej. (Stworzenie w tym obszarze podstaw pod wspólne działania brytyjsko-polskie, korzystne dla Polski.)

przedsiębiorstw energetyczno-paliwowych, która ma (po konsolidacji) ograniczenia w potencjalnym ryzyku naruszenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowe znaczenie przywiązuje się poniżej do budowy mapy drogowej bezpieczeństwa energetycznego dla rynku energii elektrycznej, na którym niewrażliwe są obecnie interesy przedsiębiorstw: elektroenergetycznych, górniczych i PGNiG S.A. Podkreśla się, że rynkowa mapa oznacza odwołanie się do mechanizmów rynkowych, wspomaganych adekwatną (zminimalizowaną) regulacją ze strony państwa, na którą przejściowo składa się nadzór właścicielski nad przedsiębiorstwami Skarbu Państwa (do czasu ich prywatyzacji), regulacja cen oparta na kosztach referencyjnych uwzględniających internalizację kosztów zewnętrznych środowiska (minimalizująca ryzyko inwestorów) oraz podatki. Punktem wyjścia do mapy przedstawionej poniżej jest koncepcja zarządzania ryzykiem utraty bezpieczeństwa uwzględniająca trzy czynniki. Są to:

1. Zdolność technologii do odpowiedzi na rynkowy wzrost cen energii elektrycznej (prognozowany w kolejnych latach).
2. Zdolność technologii do odpowiedzi na kryzys (bilansowy) na rynku energii elektrycznej, czyli na sytuację, w której państwo będzie skłonne między innymi do nowej koordynacji podatku akcyzowego w obszarze szeroko rozumianej energetyki.
3. Odporność technologii na ryzyko regulacyjne (w tym na remonopolizację elektroenergetyki), na które narażeni są inwestorzy (konkurencja mająca podstawę w zasadzie TPA i konkurencja możliwa częściowo poza tą zasadą).

Oczywiście, opracowanie mapy powinno nastąpić poprzez poddanie gruntownej weryfikacji licznym scenariuszy (dostępnych w postaci wyników prac wiarygodnych zespołów badawczych zajmujących się w Polsce problematyką bezpieczeństwa energetycznego w całości, a nie tylko bezpieczeństwa elektroenergetycznego). Jeden z tych scenariuszy (przykładowy, całkowicie realistyczny) ma następującą postać.

a). Wykorzystanie potencjału zmiany salda eksport/import, z opcji eksportowej na importową (zmiana rocznego salda eksportowego wynoszącego w 2007 roku około 6 TWh na saldo importowe wynoszące około 10 TWh, po wyposażeniu układu przesyłowego 750 kV w sprzęgło *back to back*), horyzont – 2013 rok.

b). Wykorzystanie potencjału obniżki elektrochłonności polskiej gospodarki (PKB), w cenach stałych, ze 125 MWh/mln zł (podkreśla się, że tej elektrochłonności gospodarki odpowiada udział energii elektrycznej w PKB wynoszący prawie 4%) do 100 MWh/mln zł, tzn. o 20%, horyzont – 2020 rok.

c). Budowa elektrowni wiatrowych o mocy 2000 MW (roczna produkcja energii elektrycznej 5 TWh), horyzont – 2013 rok. Opcja kontynuacji budowy elektrowni wiatrowych po 2013 roku aż do mocy 6000 MW (do poziomu łącznej rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej około 12 TWh), horyzont – 2020 rok.

d). Wykorzystanie potencjału kogeneracji (rozproszonej) tkwiącego w ciepłownictwie i w przemyśle (3000 MW_{el}), wymagającego około 5,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, horyzont – 2013 rok.

Rynek energii elektrycznej 2007	15%
Rynek ciepła 2007	15%

e). Zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego (o około 1,5 do 2 mld m³ rocznie), praktycznie bezinwestycyjne, horyzont – 2011 rok.

Rynek energii elektrycznej 2007	5%
Rynek ciepła 2007	5%

Budowa infrastruktury, opartej na technologiach LNG i CNG, do wspomagania intensyfikacji wykorzystania krajowych zasobów gazu ziemnego, z opcją wykorzystania tej infrastruktury w przyszłości w energetyce rozproszonej opartej na gazach syntezowych z przeróbki węgla (kamiennego i brunatnego), horyzont – 2020 rok.

f). Wykorzystanie 1 mln hektarów ekwiwalentnych gruntów pod uprawy energetyczne przeznaczone do produkcji biometanu (np. 65 mln ton kukurydzy, 6,5 mld m³ biometanu w roku), horyzont – 2013 rok.

Rynek energii elektrycznej 2007	20%
Rynek ciepła 2007	20%

g). Zastąpienie klasycznej (sieciowej) reelektryfikacji wsi nowoczesną reelektryfikacją mającą podstawę w innowacyjnej energetyce rozproszonej wytwórczej i w rolnictwie energetycznym, czyli we własnych zasobach wsi. Opcja wykorzystania 2 mln hektarów ekwiwalentnych gruntów pod uprawy energetyczne, horyzont – 2020.

h). Określenie kosztów referencyjnych i wybór kierunków inwestowania w obszarze wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego (wykorzystania czystych technologii węglowych, synergicznych technologii węglowo-jądrowych)¹⁵ w aspekcie potrzeby minimalizacji inwestycji nietrafionych, horyzont – 2010. Realizacja czterech instalacji demonstracyjnych w segmencie czystych technologii węglowych, horyzont – 2015 rok, w postaci następujących projektów:

i). Projekt: przemysł chemiczny – górnictwo węgla kamiennego (ZA Puławy – KWK Bogdanka).

- Projekt: elektroenergetyka – górnictwo węgla kamiennego (Tauron).
- Projekt: elektroenergetyka – górnictwo węgla brunatnego (BOT).
- Projekt: gazownictwo (PGNiG) – górnictwo węgla kamiennego.

j). Wybór strategii dotyczącej ewentualnego wykorzystania energetyki atomowej w Polsce: odwołanie się do importu z Unii i Ukrainy vs. budowa bloków atomowych na terytorium Polski i rozbudowa wewnętrznej sieci przesyłowej konieczna ze względu na wymagania związane z przyłączeniem tych bloków. Podkreśla się, że budowa bloków na terytorium Polski jest rozwiązaniem cechującym się dużą ekspozycją na ryzyko, wymagającym wielkiego zakresu rozbudowy sieci dla wszystkich potencjalnych lokalizacji bloków: Żarnowiec, Kopań, Warta-Klempicz, Nowe Miasto, Małkinia, Wyszaków, Chodcza, Gościeradów. (Z punktu widzenia energetyki atomowej trzeba wziąć pod uwagę fakt, że nie jest ona obecnie sprawą poszczególnych krajów członkowskich, ale całej Unii. Jeśli energetyka ta okaże się konkurencyjna, co jest jednak mało prawdopodobne, to poszczególne kraje członkowskie staną przed problemem, czy elektrownie atomowe budować u siebie, czy importować energię z elektrowni atomowych, które zostaną wybudowane przez inwestorów w krajach posiadających duże doświadczenie (tam, gdzie ekspozycja na ryzyko jest mniejsza.) Horyzont – 2015.

k). Uzgodnienie (na poziomie regulacji prawnych) systemu podatkowego (skoordynowanych poziomów akcyzy i zasad odpisów amortyzacyjnych) dla inwestycji energetycznych. Określenie przez rząd (URE) referencyjnych stóp dyskontowych dla operatorów sieciowych oraz cen dla poszczególnych technologii wytwórczych (tradycyjnych węglowych, gazowych, odnawialnych, atomowych), horyzont – 2013 rok.

l). Wprowadzenie produktowego (na kWh, GJ, litr paliwa silnikowego, kupowanych przez odbiorcę końcowego) przydziału uprawnień do emisji CO₂, horyzont – 2012 rok (koniec obowiązywania KPRU-2).

m). Stworzenie sieci źródeł rozproszonych odnawialno-gazowych (10 tys. źródeł, w tym ogniwo paliwowych, w części zależnej od rozwoju światowego rynku tych ogniwo), horyzont 2020 rok.

¹⁵ Jedną z kluczowych spraw jest określenie sposobu wykorzystania produktów czystych technologii węglowych, np. gazu syntezowego (wiadomo, że gaz ten może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w wielkich blokach *combi*, zintegrowanych z instalacjami zgazowania węgla, albo dla potrzeb energetyki rozproszonej, z wykorzystaniem transportu gazu za pomocą systemów: sieciowego, LNG lub CNG.

Realizacja przedstawionej mapy drogowej zapewnia bezpieczeństwo energetyczne Polski, przez odwołanie się tylko do sił rynkowych, w perspektywie przynajmniej dziesięciu lat w następującym sensie: Działania 1 do 6 oraz 13 zapewniają rozwój segmentów podaźowych (import, własne wytwarzanie) do 2013 roku wynoszących nie mniej niż 45% rynku energii elektrycznej (2007) i 25% rynku ciepła (2007). Przy rocznym wzroście rynku energii elektrycznej wynoszącym nawet 1,5...2,0% (rocznym wzroście PKB wynoszącym 4...5%) oraz przy stabilizacji rynku ciepła, a nawet przewidywanym jego przejściowym kurczeniu się, jest to potencjał całkowicie wystarczający do ochrony bezpieczeństwa energetycznego i wykorzystania najbliższych dziesięciu lat na wejście Polski w nową strategię energetyczną związaną z wykorzystaniem wielkoskalowych technologii bezemisyjnych.

Zakończenie do mapy drogowej. Centralizacja energetyki i utrwalenie jej branżowości nie tylko nie przygotowały Polski w ostatnich dwóch latach do wykorzystania historycznej szansy wejścia na drogę innowacyjności w tym obszarze, ale spowodowały dotkliwą remonopolizację. Osłabienie remonopolizacji było stosunkowo łatwe bezpośrednio po przejściu władzy przez liberalno-wiejską koalicję w końcu 2007 roku, kiedy korporacyjne struktury były jeszcze chwiejne. Po kilku miesiącach jest ono zdecydowanie trudniejsze (przy tym zakłada się tu, że rząd chce dokonać zmian). Opublikowanie przez Komisję Europejską w styczniu 2008 roku projektu dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej spowodowało ofensywę energetyki korporacyjnej przeciwko celom Pakietu energetycznego 3×20. Ofensywa jest ułatwiona ze względu na negatywne stanowisko byłego rządu dotyczące Pakietu i brak stanowiska obecnego rządu w tej sprawie. Dodatkowo jest ułatwiona tym, że rząd, były i obecny, nie podjął wysiłku, aby działania konsolidacyjne zrównoważyć działaniami po stronie regulacji. Jest to sytuacja, która osłabia środowisko prorynkowe (prokonkurencyjne, proinnowacyjne).

Jeśli chodzi o regulację, to wymaga ona na obecnym etapie już nie kosmetycznych zmian, ale poważnej reformy, najgłębszej w swojej dotychczasowej historii (od 1997 roku). Trzema najważniejszymi kierunkami tej reformy powinny być: (1^o) zapoczątkowanie przenoszenia regulacji z końca (z odbiorcy) na początek (na inwestora), w tym szybkie wzmocnienie sygnałów lokalizacyjnych, np. w postaci cen węzłowych, (2^o) wprowadzenie kosztów referencyjnych, uwzględniających koszty zewnętrzne środowiska, a także potencjalne koszty osieroczone sieciowe, (3^o) modernizacja regulacji w obszarze działania operatorów dystrybucyjnych (w obszarze intensywnego rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej).

Literatura do rozdz. 2:

1. Popczyk J.: Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku. „Rynek Energii”, 3/2008.
2. Chmielniak T., Ścieżko M.: Czyste technologie węglowe – zgazowanie. BMP „Energetyka ciepła i zawodowa”, 3/2008.
3. Rakowski J.: Obecne możliwości technologiczne ograniczania emisji CO₂ z elektrowni węglowych. „Energetyka”, 6/2008.

Rozdział 3

INTENSYFIKACJA WYKORZYSTANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

3.1. Wprowadzenie

Rozwój rynku energii powoduje, że obciążenia sieci elektroenergetycznej mogą ulegać stosunkowo częstym i szybkim zmianom. W warunkach wolnego dostępu do sieci wytwórców i odbiorców spodziewane jest znacznie częstsze występowanie ograniczeń możliwości przesyłowych jednych elementów sieci, a spadek obciążeń innych. Rozwój i rozbudowa sieci elektroenergetycznej pociąga za sobą znaczne ryzyko inwestycyjne. Napotyka ona również na duże trudności natury formalno-prawnej. Dotyczy to w szczególności linii napowietrznych, dla których bardzo utrudnione jest uzyskanie prawa drogi. Również w przypadku innych elementów sieci, np. stacji transformatorowo-rozdzielczych, występują trudności z ich lokalizacją. Dużego znaczenia nabiera w związku z tym intensyfikacja wykorzystania istniejących elementów sieciowych. Wiąże się ona ze zwiększeniem możliwości przesyłowych, a także z poprawą sprawności dystrybucji, ograniczeniem kosztów, polepszeniem parametrów jakości energii, zwiększeniem bezpieczeństwa eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Poniżej przedstawiono wybrane rozwiązania pozwalające na intensyfikację wykorzystania elementów sieciowych. Są one związane z zastosowaniem dynamicznej obciążalności termicznej elementów sieciowych (w szczególności linii napowietrznych), modernizacją termiczną linii z wykorzystaniem przewodów wysokotemperaturowych, a także optymalizacją struktury i konfiguracji sieci, w tym optymalizacją sposobu pracy punktu neutralnego sieci.

Przedstawione sposoby intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów sieciowych stanowią wybrane przykładowe rozwiązania problemów, z jakimi borykają się operatorzy systemów elektroenergetycznych. Można również wskazać wiele innych. W szczególności duże możliwości daje obserwowana w ostatnim czasie rozbudowa systemów identyfikacji stanu pracy sieci (teletechnicznych i informatycznych). Istotne znaczenie może mieć również diagnozowanie stanu elementów sieciowych oraz opracowanie strategii reinwestycji w sieci.

3.2. Wybrane sposoby optymalizacji struktury i konfiguracji sieci

3.2.1. Optymalizacja punktów rozcięć w sieciach SN

Punkty rozcięć w sieci SN o strukturze zamkniętej są wyznaczone najczęściej w sposób arbitralny. Służby planujące układ sieci kierują się orientacyjnymi poziomami obciążeń linii, napięć w węzłach sieci, przejrzystością układu, wyposażeniem poszczególnych rozdzielni w aparaturę łączeniową itp. Część z nich jest determinowana występowaniem w sieci odbiorców wymagających zwiększonej pewności zasilania (np. szpitale). Punkt rozcięcia lokalizowany jest wtedy u tych odbiorców, zapewniając możliwość automatycznego przełączenia rezerwowego zasilania. Należy stwierdzić, że w sieciach o skomplikowanej strukturze (jakimi są sieci miejskie) rozmieszczenie punktów rozcięć zwykle odbiega od optymalnego. Powoduje to zwiększone straty energii w sieci, nadmierne spadki napięć, nierównomierne obciążenia elementów sieci.

Podstawowym problemem przy rozwiązywaniu zadania optymalizacyjnego jest prawidłowa estymacja obciążeń w sieci SN. Generalnie zakres stałego opomiarowania prądów obciąż-

żenia w sieciach rozdzielczych jest stosunkowo niewielki. Obejmuje on zazwyczaj jedynie GPZ-y – i to w niepełnym zakresie. Szczególnego znaczenia nabiera więc prawidłowe określenie tych obciążeń w poszczególnych elementach sieci. Dokonuje się tego na podstawie wyrzywkowych pomiarów, odpowiednich modeli statystycznych, zużytej energii itp.

Istotnym elementem jest zastosowanie odpowiedniego narzędzia optymalizacyjnego. Miejska sieć SN może być bardzo rozległa. Obejmuje ona często kilkaset do kilku tysięcy węzłów sieciowych. Problemem staje się więc wielkość zadania optymalizacyjnego. Do jego rozwiązania dobrze nadają się procedury oparte o algorytmy genetyczne. Główną ideą algorytmów genetycznych jest zaadoptowanie mechanizmów doboru naturalnego, jakie spotyka się w przyrodzie w procesie genetycznym, do różnych metod obliczeniowych, np. w zagadnieniach optymalizacji. Algorytmy genetyczne nie gwarantują najczęściej znalezienia optimum globalnego, lecz jedynie jego przybliżenie. Ponieważ algorytmy te wykorzystują zasadę tzw. „miękkiej selekcji”, tzn. akceptowania w kolejnych krokach również rozwiązań gorszych od dotychczasowych, istnieje jednak duże prawdopodobieństwo ucieczki z pułapek optimum lokalnych i znalezienia optimum globalnego. Jest to jedna z podstawowych zalet tych algorytmów. Drugą istotną cechą jest ich uniwersalność. Można za ich pomocą Rozwiązywać różnorodne problemy, przy niewielkich zmianach w samej strukturze algorytmu.

Tabela 3.1

Możliwości ograniczenia strat energii po optymalizacji punktów rozcięć w miejskich sieciach SN na wybranych obszarach

Liczba stacji SN/nN [szt.]	Długość linii SN [km]	Zmniejszenie strat [%]	Szacunkowe oszczędności [tys. zł/a]
600	500	16	130
780	550	4	80
430	430	11	50

Wykonane analizy dla przykładowych sieci SN zasilających duże obszary aglomeracji miejskich obejmujących każdorazowo kilkaset stacji SN/nN wykazują, że przeprowadzenie analizy optymalizacyjnej pozwala na istotne ograniczenie strat energii (tabela 3.1). Należy podkreślić, że zmiana lokalizacji punktów rozcięć w sieci jest jedynie przedsięwzięciem organizacyjnym nie wymagającym nakładów inwestycyjnych.

3.2.2. Optymalizacja sposobu pracy punktu neutralnego w sieciach SN

W Polsce sieci średniego napięcia pracują z nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym. Punkt neutralny tych sieci jest najczęściej izolowany, uziemiony przez dławik gaszący lub uziemiony przez rezystor. Stosowane są również różne odmiany tych trzech zasadniczych sposobów pracy punktu neutralnego. Należy podkreślić, że zastosowany w danym obszarze sieci sposób pracy punktu neutralnego wynikał często z rozwoju historycznego sieci, panującej w danym okresie mody, typowego rozwiązania stosowanego w całej spółce dystrybucyjnej itp. Ponieważ sposób pracy punktu neutralnego powinien być dostosowany do warunków pracy sieci (miejska-terenowa, napowietrzna-kablowa) często nie jest on optymalny. Również parametry urządzeń uziemiających nie zawsze są dostosowane do parametrów sieci. Typowym przykładem jest tutaj stosowanie standardowych rezystorów wymuszających prąd zwarcia doziemnego na poziomie 500 A (lub nawet 1000 A) niezależnie od rodzaju i prądu pojemnościowego sieci.

Przy analizie sieci o różnym sposobie pracy punktu neutralnego należy brać pod uwagę następujące kryteria:

- wartości przepięć ziemnozwarciowych,
- warunki działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych,
- oddziaływanie prądu ziemnozwarciowego na środowisko (zagrożenie porażeniowe),
- ciągłość dostawy energii elektrycznej,

- koszty wykonania danego układu.

Od sposobu uziemienia punktu neutralnego zależy wartość przepięć ziemnozwarciowych powstających w stanie nieustalonym. Przepięcia takie towarzyszą momentowi powstawania zwarcia oraz momentom ponownych zapłonów łuku podczas występowania zwarć o łuku przerywanym. Na wartość tych przepięć ma nie tylko wpływ sposób pracy punktu neutralnego, ale również rozległość sieci oraz sam mechanizm powstawania zwarcia.

Korzystny przebieg zjawisk ziemnozwarciowych zapewnia tylko kompensacja dobrej jakości. Praktycznie musi to być kompensacja nadążna. Jeżeli stopień rozstrojenia kompensacji jest utrzymywany w maksymalnych granicach ok. $\pm 5\%$, następuje znaczne ograniczenie szybkości narastania napięcia powrotnego na przerwie połukowej. Duża liczba zwarć doziemnych ulega wtedy samolikwidacji bez wyłączenia linii.

W rozległych sieciach kablowych miejskich i mieszanych o prądach ziemnozwarciowych rzędu 100 A i więcej, również korzystny przebieg zjawisk ziemnozwarciowych zapewnia rezystor dobrany według warunku $I_R \geq 1,2I_C$. Rezystor taki zmniejsza poziom generowanych przepięć w stosunku do sieci skompensowanej co najmniej o kilka procent. Transformator uziemiający przy takim rezystorze musi posiadać małą impedancję dla składowej zerowej (podobną jak np. transformator TUOc 1640/15). W sieciach o mniejszym prądzie I_C , np. rzędu 50 A, rezystor powinien wymuszać prąd I_R rzędu 150 A lub niewiele mniejszy. Należy przy tym uwzględnić, że skuteczne tłumienie przebiegów nieustalonych wymaga spełnienia warunków: $R_0/X_0 \geq 2$ i $X_0/X_1 \leq 10$ na szynach SN stacji zasilającej.

Zagrożenie porażeniowe ludzi jest również jednym z czynników decydujących o sposobie uziemienia punktu neutralnego sieci średnich napięć. Występuje ono wskutek przepływu prądów zwarciovych przez uziemienia urządzeń podczas zakłóceń. O bezpieczeństwie ludzi i zwierząt decyduje napięcie rażenia występujące w pobliżu urządzeń zasilanych ze stacji SN/nN. Napięcie rażenia jest częścią spadku napięcia na uziomie wynikającą z rozkładu potencjału w pobliżu urządzeń w czasie rozptyłu prądu uziomowego przez ich uziemienia. Prawdopodobieństwo porażenia jest funkcją napięcia uziomowego proporcjonalnego do prądu płynącego przez uziom i czasu jego występowania. Sposób uziemienia punktu neutralnego wpływa na wartość tego prądu i czasu trwania zwarcia, a więc i na zagrożenie porażeniowe.

Z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego najlepszym układem pracy jest sieć kompensowana (w praktyce z automatyką AWSC). W sieci izolowanej o stosunkowo dużym prądzie pojemnościowym zagrożenie porażeniowe jest nawet nieco większe niż w sieci z odpowiednio dobranym do prądu pojemnościowego rezystorem (przy spełnieniu warunku $I_R \geq 1,2I_C$). Analiza poziomów prądów ziemnozwarciowych przeprowadzona dla wytypowanych sieci pozwala stwierdzić, że w przypadku zastosowania rezystora uziemiającego o prądzie $I_R = 500$ A lub 1000 A występuje znaczne obniżenie prądu zwarciovego na końcu długich ciągów (zwłaszcza napowietrznych), co łagodzi wymagania z zakresu ochrony przeciwporażeniowej. Z kolei w sieciach izolowanych mieszanych o dużym prądzie pojemnościowym, wynikającym z dużego udziału ciągów kablowych, występuje przyrost prądu zwarcia nawet o 50% i więcej, przy doziemieniu na końcu długich odplywów napowietrznych. Wynika to z częściowej kompensacji reaktancji poprzecznej (pojemnościowej) reaktancją wzdłużną (indukcyjną), która dla długich ciągów napowietrznych może mieć wartość tego samego rzędu co reaktancja poprzeczna rozległej sieci kablowej. Może to m.in. tłumaczyć dużą awaryjność stwierdzoną dla takich odplywów.

Analiza awaryjności (tabela 3.2) wykazuje, że z punktu widzenia niezawodności najkorzystniejszym sposobem pracy punktu neutralnego w sieciach napowietrznych lub napowietrzno-kablowych jest kompensacja prądu ziemnozwarciowego. Sieci takie wykazują najmniejszą liczbę zakłóceń wszelkiego rodzaju (doziemnych i pozostałych, przemijających i trwałych). Należy sądzić, że kompensacja ziemnozwarciowa skutecznie likwiduje bez wyłączenia linii znaczną liczbę zaburzeń występujących np. przy wietrze lub podczas wyładowań atmosferycznych. W sieciach z rezystorem, w których z natury rzeczy przeważają linie kablowe, odplywy kablowe wykazują najniższą awaryjność w porównaniu do odplywów kablowych w innych sieciach. Niestety jednocześnie występujące w takich sieciach odplywy

napowietrzne wykazują najwyższą awaryjność. Jest to spowodowane tym, że rezystor powoduje zadziałanie zabezpieczeń także w przypadku zaburzeń, które potencjalnie mogłyby ulec samolikwidacji bez wyłączania linii. Z uwagi także na duże zagrożenie porażeniowe w ciągach napowietrznych (zwłaszcza przy rezystorze wymuszającym duży prąd) należy takich sytuacji unikać.

Tabela 3.2

Wskaźniki awaryjności (na 100 km i rok) w sieciach 15 i 20 kV na wybranym obszarze (zwarcia przemijające / trwałe)

Linie	Zwarcia	Sieci izolowane	Sieci kompensowane	Sieci z rezystorem
Napowietrzne	Doziemne	17,4 / 9,4	8,4 / 8,2	38,1 / 12,4
	Pozostałe	13,8 / 13,8	10,2 / 10,7	24,8 / 20,9
	Suma	54,4	37,5	96,2
Kablowe	Doziemne	- / 87,4	- / 17,5	- / 11,8
	Pozostałe	- / 18,2	- / 12,7	- / 6,7
	Suma	105,6	30,2	18,5

Z punktu widzenia warunków pracy zabezpieczeń kryteria admitancyjne wykazują najmniejszą podatność na zmiany sposobu pracy punktu neutralnego sieci, charakteryzują się one również największą czułością przy zwarciach wysokorezystancyjnych. Z uwagi na to, że napięcie zerowe jest wielkością rozruchową wszystkich kryteriów ziemnozwarciowych, należy tak sparametryzować elementy uziemiające punkt neutralny (dławik i/lub rezystor), aby osiągnąć kompromis pozwalający na rozruch zabezpieczenia przy możliwie dużej rezystancji przejścia. Rozważając uziemienie przez rezystor należy raczej kierować się doborem jego rezystancji w oparciu o prąd pojemnościowy sieci, przez co uzyska się wymuszenie prądu ziemnozwarciowego na poziomie wystarczającym do pobudzenia kryteriów zabezpieczeniowych (zwłaszcza admitancyjnych), zapewniając jednocześnie w wielu przypadkach warunki do rozruchu zabezpieczenia już w początkowej fazie zwarcia przy znacznej rezystancji przejścia – najkorzystniejsze jednak w tym kontekście jest zastosowanie kompensacji (najmniejsza podatność napięcia zerowego na rezystancję przejścia) z wymuszeniem składowej czynnej dla osiągnięcia selektywnego wyłączenia linii z doziemieniem.

3.3. Dynamiczna obciążalność termiczna linii napowietrznych

3.3.1. Normatywne określenie obciążalności prądowej linii napowietrznej

Wielkością fizyczną określającą obciążalność urządzeń elektroenergetycznych jest najczęściej dopuszczalna temperatura ich pracy wynikająca z różnych uwarunkowań. Temperatura do jakiej nagrzewa się urządzenie przy danym obciążeniu zależy w dużym stopniu od warunków otoczenia. Warunki te szczególnie w przypadku urządzeń napowietrznych zmieniają się w czasie. Z tego względu rzeczywista obciążalność prądowa urządzeń jest również zmienną w czasie wielkością dynamiczną.

Obciążalność prądowa linii jest taką wartością prądu, przy której przewody robocze nagrzewają się do temperatury granicznej roboczej. Obciążalność prądowa linii zależy w istotny sposób od warunków atmosferycznych (temperatura otoczenia, prędkość i kierunek wiatru oraz nasłonecznienie), dlatego też przy podawaniu znamionowej obciążalności prądowej linii należy odnieść się do ściśle określonych, umownych warunków atmosferycznych. Należy więc podkreślić, że termin "znamionowa obciążalność prądowa linii" jest terminem umownym, uzależnionym od tego, jakie warunki atmosferyczne zostaną przyjęte na użytek tej definicji.

Według normy PN-E-05100-1:1998 [16] **znamionowa obciążalność prądowa danej linii** jest to wartość obciążalności prądowej w ściśle określonych warunkach atmosferycznych, przy założeniu określonej **temperatury granicznej roboczej** przewodów roboczych. Wybór wartości temperatury granicznej roboczej przewodów dla linii o napięciu 110 kV i

wyższym jest pozostawiony właścicielowi linii. Przy wyborze tej temperatury należy mieć na uwadze fakt, że nie może być ona długotrwale przekroczona, gdyż prowadzi to do zmniejszenia odległości przewodów roboczych od ziemi i od obiektów krzyżowanych poniżej dopuszczalnych, bezpiecznych wartości. Należy zatem uwzględnić przewidywane przepływy mocy w stanach normalnych i awaryjnych, sposób prowadzenia ruchu linii, zasady określania dopuszczalnej obciążalności prądowej oraz względy ekonomiczne. Norma zaleca temperaturę $+60^{\circ}\text{C}$ jako wartość optymalną, która pozwala w większym stopniu wykorzystać zdolności przesyłowe przewodów niż w przypadku dotychczas stosowanej (do 1989 roku) wartości $+40^{\circ}\text{C}$.

Wprowadzenie do normy PN-E-05100-1:1998 pojęcia **temperatury granicznej roboczej** stanowi istotną zmianę w stosunku do wcześniejszych wydań normy, w których nie uwzględniano wpływu warunków atmosferycznych oraz nagrzewania przez prąd na temperaturę przewodów roboczych, a tym samym i na odległości przewodów roboczych od ziemi i od obiektów krzyżowanych. Znajomość temperatury granicznej roboczej (także dla starych linii, w których istnieją np. rezerwy projektowe w odległościach pionowych) daje możliwość lepszego wykorzystania zdolności przesyłowej linii w każdych warunkach atmosferycznych, przy zapewnieniu wystarczającego bezpieczeństwa publicznego. Ma to szczególne znaczenie w stanach awaryjnych sieci bądź w czasie wyłączeń planowych dla wykonania niezbędnych modernizacji, remontów, prac utrzymaniowych itp. Należy jednocześnie podkreślić, że korzystanie z tej możliwości wymaga pewnej wiedzy na temat wpływu warunków atmosferycznych oraz prądu obciążenia na temperaturę przewodów, gdyż temperatura przewodów roboczych nie powinna przekraczać temperatury granicznej roboczej.

W odniesieniu do przewodów roboczych linii napowietrznych używa się dwóch pojęć, które należy rozróżniać:

- temperatura graniczna dopuszczalna długotrwale – wartość temperatury, której długotrwale przekroczenie prowadzi do trwałego pogorszenia własności mechanicznych przewodów. Wartość tej temperatury wynosi $+80^{\circ}\text{C}$ dla typowych przewodów gołych aluminiowo-stalowych.
- temperatura graniczna robocza – wartość temperatury, która nie może być przekroczona ze względu na zwis przewodów. (Jest rzeczą oczywistą, że temperatura robocza graniczna nie może przekraczać wartości temperatury granicznej dopuszczalnej długotrwale.)

Skutkiem wzrostu temperatury przewodu jest zwiększenie się jego zwisu. Istotny, ze względu na możliwość przekroczenia dopuszczalnych odległości, jest przyrost zwisów w zakresie temperatur od $+40^{\circ}\text{C}$ do $+80^{\circ}\text{C}$. Nagrzanie się przewodów od $+40^{\circ}\text{C}$ do $+60^{\circ}\text{C}$ lub do $+80^{\circ}\text{C}$ powoduje w przęsłach o rozpiętości nominalnej z typowymi przewodami AFL przyrosty zwisów zestawione w tabelicy 3.3 (linie 110 kV). W sekcjach odciągowych wieloprzęślowych maksymalne przyrosty zwisów mogą być o ok. 35% większe od podanych w tabeli 3.3.

Jak wynika z przedstawionych danych, przyrost zwisu wynosi więc około $3\text{ cm}/^{\circ}\text{C}$. W przypadku linii 220 kV i 400 kV wynosi on około $4\text{ cm}/^{\circ}\text{C}$ i może się zwiększać w sekcjach wieloprzęślowych o ok. 50%.

W roku 2002 Polski Komitet Normalizacyjny wprowadził drogą uznania nową normę europejską, przyjętą przez CENELEC jako EN 50341-1 w dniu 1 stycznia 2001 r. Nowa norma o symbolu PN-EN 50341-1: 2002 (U) [17] ma tytuł "Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne – Wspólne specyfikacje".

Tabela 3.3

Przyrosty zwisów typowych przewodów linii 110 kV przy przyroście temperatury od +40°C do +60°C lub +80°C w przęsłach nominalnych

Typ przewodu	Naprężenie przewodu	Przyrost zwisu w m	
		$\Delta f = f_{+60} - f_{+40}$	$\Delta f = f_{+80} - f_{+40}$
AFL-6 185 mm ²	normalne	0,65	1,26
	zmniejszone	0,55	1,07
AFL-6 240 mm ²	normalne	0,66	1,29
	zmniejszone	0,57	1,11

W zakresie obciążalności prądowej linii norma PN-EN 50341-1:2002(U) zawiera stwierdzenia podobne jako norma PN-E-05100-1: 1998. Mianowicie mówi ona że:

- "Wszystkie odstępki pionowe powinny być wyznaczane przy maksymalnej temperaturze pracy ciągłej przewodów, określonej w NNA (Narodowy Aspekt Normatywny) lub w Specyfikacji Projektowej".
- "Przekrój przewodu należy tak dobrać, aby projektowana temperatura przewodu nie przekraczała maksymalnej dopuszczalnej temperatury pracy jego materiału w warunkach, które powinny być zdefiniowane w NNA lub Specyfikacji Projektowej".

W tym zakresie nie należy się więc spodziewać wprowadzenia jakichkolwiek zmian do obecnej sytuacji, w której właściciel linii sam określa temperaturę graniczną roboczą przewodów roboczych.

Stosunkowo niewielką zmianę przewiduje norma PN-EN 50341-1: 2002(U) w odniesieniu do odstępów pionowych od ziemi. Zamiast dotychczas obowiązującej wartości $5+U_n/150$ wprowadzono wartość $5+D_{el}$, gdzie D_{el} jest minimalnym odstępem powietrznym wymaganym w celu zabezpieczenia przed przeskokiem do ziemi lub do obiektów o potencjale ziemi. Dla linii 110 kV $D_{el} = 1,00$ m.

3.3.2. Statyczna obciążalność prądowa linii napowietrznych

Nieaktualne już zarządzenie nr 29 Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 17 lipca 1974 r. w sprawie doboru przewodów i kabli elektroenergetycznych do obciążeń prądem elektrycznym precyzowało umowne warunki atmosferyczne, które można wykorzystać do określenia **znamionowej obciążalności prądowej** linii. Warunki te są następujące:

- prędkość wiatru 0,5 m/s,
- temperatura otoczenia +20°C i intensywność promieniowania słonecznego 800 W/m² w okresie od listopada do marca,
- temperatura otoczenia +30°C i intensywność promieniowania słonecznego 1000 W/m² w okresie od kwietnia do października.

Obliczona według tych warunków znamionowa obciążalność prądową linii 110 kV z przewodami AFL-6 240 mm² wynosi 570 A w okresie XI-III i 440 A w okresie IV-X dla temperatury granicznej roboczej +60°C. Dla temperatury granicznej roboczej +40°C znamionowa obciążalność wynosi już tylko 330 A w okresie XI-III i spada do zera w okresie IV-X (!). Z powyższego widać, że szczególnie dla "starych" linii znamionowa obciążalność termiczna jest nie do przyjęcia dla scharakteryzowania zdolności przesyłowych linii.

Na temperaturę przewodu, a więc na jego zwis oprócz prądu obciążenia istotny wpływ mają zmienne czynniki zewnętrzne – przede wszystkim prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza oraz nasłonecznienie. W połowie lat osiemdziesiątych na podstawie analizy statystycznej rozkładów prawdopodobieństwa tych czynników na terenie Polski wyznaczono dopuszczalne obciążalności linii napowietrznych w zależności od ich temperatury projektowej (temperatury granicznej roboczej) (tabela 3.4 i 3.5). Obciążalność ta

została wyznaczona dla najbardziej niekorzystnych warunków atmosferycznych, tzn. przy wysokiej temperaturze otoczenia i małej prędkości wiatru oraz przy przyjętym ryzyku przekroczenia dopuszczalnych zwisów około 20 godzin w ciągu roku. Jak wynika z przedstawionych tablic, obciążalność prądowa letnia linii zaprojektowanej na +40°C stanowi jedynie 50% dopuszczalnej obciążalności przewodów. Dla linii zaprojektowanej na +60°C jest to 85%. Podobne wartości występują dla pozostałych rodzajów przewodów typu AFL. Jak wykazały analizy statystyczne, w przypadku gdy linia zaprojektowana na +40°C byłaby obciążona prądem dopuszczalnym długotrwale dla przewodów, przekroczenie dopuszczalnych zwisów występowałoby w czasie ok. 5% okresu letniego, tj. przez ponad 250 godzin w ciągu roku.

Tabela 3.4

Statyczna obciążalność prądowa linii i samych przewodów AFL-6 240 mm² w okresie letnim i zimowym według [3]

Okres	Obciążalność przewodów [A]	Statyczna obciążalność linii [A]	
		Temperatura graniczna robocza	
		+40°C	+60°C
IV – X	645	325	550
XI – III	735	625	735

Tabela 3.5

Statyczna obciążalność prądowa linii i samych przewodów AFL-8 525 mm² w okresie letnim i zimowym według [3]

Okres	Obciążalność przewodów [A]	Statyczna obciążalność linii [A]	
		Temperatura graniczna robocza	
		+40°C	+60°C
IV – X	1030	515	875
XI – III	1220	1040	1220

3.3.3. Wpływ warunków atmosferycznych na rzeczywistą obciążalność linii

Rzeczywista, dynamiczna obciążalność prądowa linii napowietrznych, zależna od aktualnie panujących warunków atmosferycznych, zmienia się w szerokim zakresie. W tabeli 3.6 przedstawiono obliczone na podstawie analiz teoretycznych wartości obciążalności linii z przewodami AFL-8 525 mm² dla różnych prędkości wiatru i temperatury otoczenia. W obliczeniach przyjęto, że linia jest projektowana na temperaturę 60°C. Przyjęto także stały poziom promieniowania słonecznego o natężeniu 800 W/m². Wartości te zostały wyznaczone na podstawie bilansu cieplnego przewodu w stanie ustalonym. Dokumentem międzynarodowym, określającym metodę obliczania obciążalności przewodów gołych w liniach napowietrznych, jest Raport Techniczny nr 207 opublikowany w 2002 r. przez Grupę Roboczą 12 Komitetu Studiów 22 CIGRE [1].

W tabeli 3.7 przedstawiono obliczone na podstawie analiz teoretycznych wartości obciążalności linii z przewodami AFL-8 525 mm² dla typowych wartości czynników atmosferycznych, przyjmowanych przez operatorów sieci w różnych krajach do wyznaczania obciążalności linii napowietrznych. Wyniki podane w tablicy uwzględniają/nie uwzględniają natężenie promieniowania słonecznego na poziomie 1000 W/m².

Tabela 3.6

Obciążalność linii z przewodami AFL-8 525 mm² w różnych warunkach atmosferycznych
w A

Temp. otocz. w °C	Prędkość wiatru w m/s				
	0,5	2,0	5,0	10,0	20,0
-20	1390	1988	2814	3685	4840
-10	1294	1846	2615	3426	4501
0	1187	1693	2404	3152	4143
10	1066	1526	2176	2857	3759
20	926	1340	1924	2533	3339
30	755	1123	1637	2168	2866

Tabela 3.7

Obciążalność linii z przewodami AFL-8 525 mm² w warunkach atmosferycznych przyjmowanych przez operatorów sieci

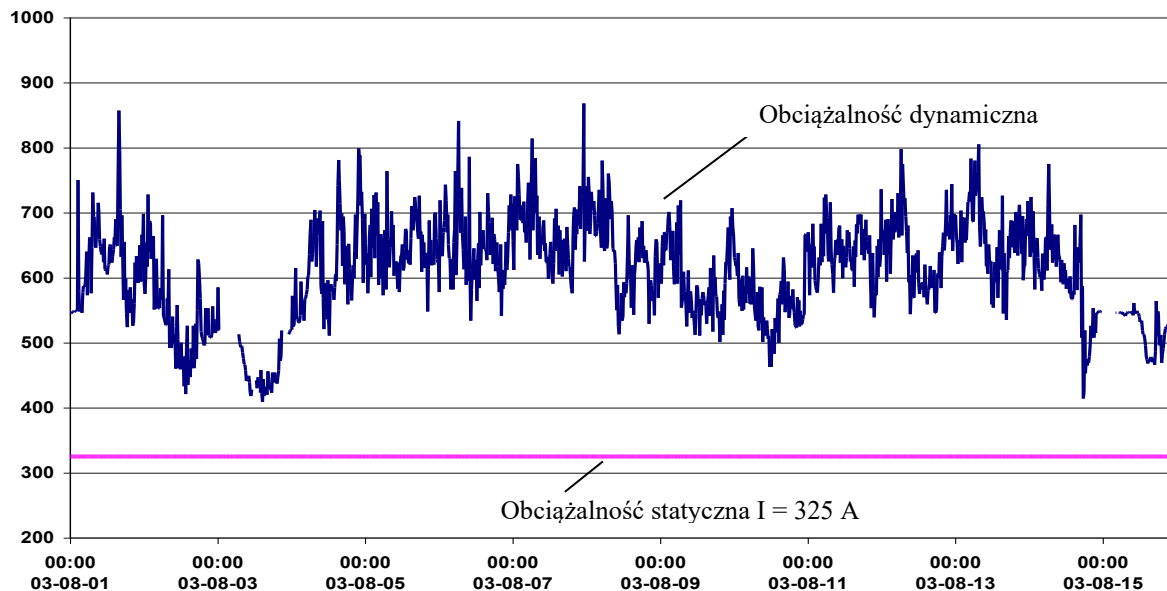
Temperatura graniczna robocza w °C	Prędkość wiatru w m/s	Temperatura otoczenia w °C		
		10	20	30
40	0,0	361/762	0/612	0/420
	0,5	670/947	398/780	0/557
	0,6	712/976	443/804	0/574
	1,0	834/1068	569/879	0/627
50	0,0	634/940	407/807	0/650
	0,5	908/1142	716/998	436/822
	0,6	952/1177	758/1028	482/847
	1,0	1085/1286	883/1122	608/923
60	0,0	765/1000	613/890	408/765
	0,5	1006/1193	863/1076	685/941
	0,6	1049/1229	903/1109	723/968
	1,0	1179/1341	1024/1208	836/1055
80	0,0	1018/1192	911/1103	789/1005
	0,5	1239/1385	1135/1293	1016/1190
	0,6	1284/1425	1177/1330	1056/1224
	1,0	1423/1551	1308/1446	1177/1330
100	0,0	1397/1557	1299/1470	1192/1377
	0,5	1634/1772	1539/1685	1434/1590
	0,6	1689/1822	1590/1732	1483/1634
	1,0	1856/1977	1749/1877	1632/1770

Należy zwrócić uwagę, że bardzo niewielkie zmiany niektórych parametrów, przede wszystkim znamionowej prędkości wiatru (różnica 0,1 m/s jest praktycznie niemierzalna), dają istotne różnice w wyznaczanej obciążalności. Dla niskich temperatur granicznych roboczych sięgają one kilkunastu i więcej procent.

Przykład rzeczywistej, zmieniającej się wraz z warunkami atmosferycznymi obciążalności termicznej linii napowietrznej 110 kV w okresie letnim, przedstawiono na rys. 3.1. Przedstawiony okres charakteryzował się najwyższymi w ostatnich latach temperaturami otoczenia. Obciążalność ta przez większość czasu znacznie przekraczała określoną dla tej linii letnią obciążalność statyczną (normatywną) pomimo występujących w tym czasie bardzo wysokich temperatur otoczenia.

Z drugiej strony należy zwrócić uwagę, że w okresie zimowym temperatura otoczenia może osiągać stosunkowo wysokie wartości (ok. 20°C). Arbitralne przyjmowanie obciążal-

ności zimowej w tych warunkach jest obciążone znacznym ryzykiem przekroczenia temperatury dopuszczalnej przewodów w linii. Przykładowo przewód AFL-8 525 mm² obciążony prądem $I_{obc} = 1000$ A w temperaturze otoczenia 20°C przy nasłonecznieniu 800 W/m² i bezwietrznej pogodzie osiąga temperaturę 67,4°C, a więc przekracza temperaturę dopuszczalną (40°C) o 27,4 K. Widać na tym przykładzie, że znacznie bardziej uzasadnione jest stosowanie obciążalności linii uzależnionej od rzeczywistej temperatury otoczenia.



Rys. 3.1. Obciążalność wybranej linii 110 kV z przewodami AFL-6 240 mm² w zmiennych warunkach atmosferycznych

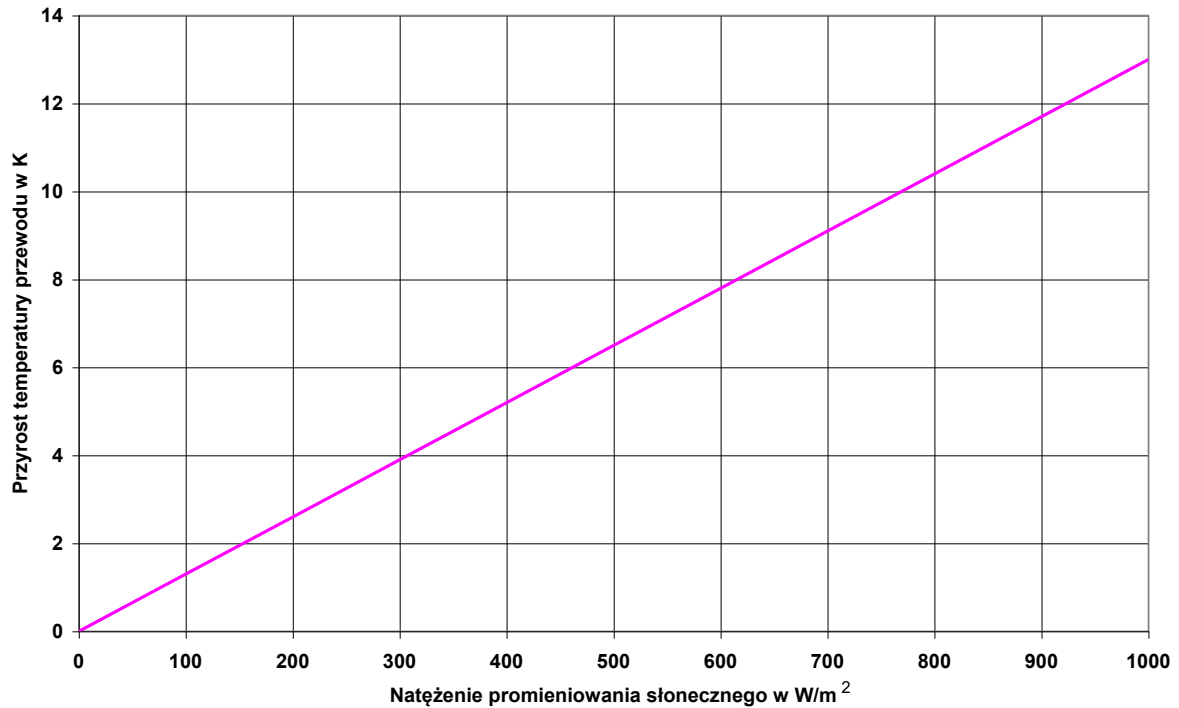
Wpływ prędkości i kierunku wiatru, a także promieniowania słonecznego na temperaturę przewodów w linii napowietrznej przedstawiono na rys. 3.2 ÷ 3.4. Na rys. 3.2 pokazano przyrost temperatury przewodu AFL-6 240 mm² spowodowany promieniowaniem słonecznym w zależności od jego natężenia. W obliczeniach przyjęto, że przewód jest już po stosunkowo długim okresie eksploatacji. Współczynnik absorpcyjności powierzchni przewodu wynosi $\epsilon = 0,9$. Należy podkreślić, że rozkład promieniowania słonecznego wzdłuż linii może się istotnie zmieniać. Zależy on od kierunku usytuowania linii oraz od zachmurzenia, które może mieć charakter lokalny.

Największy wpływ na temperaturę przewodów w liniach napowietrznych ma prędkość i kierunek wiatru (rys. 3.3 i 3.4). Są to jednocześnie parametry najbardziej zmienne w czasie i przestrzeni. Przy wyznaczaniu temperatury przyjęto, że przewód AFL-6 240 mm² jest obciążony prądem $I_{obc} = 570$ A, temperatura otoczenia wynosi 20°C, promieniowanie słoneczne 800 W/m². Przy analizie wpływu kierunku wiatru przyjęto jego stałą prędkość 2 m/s.

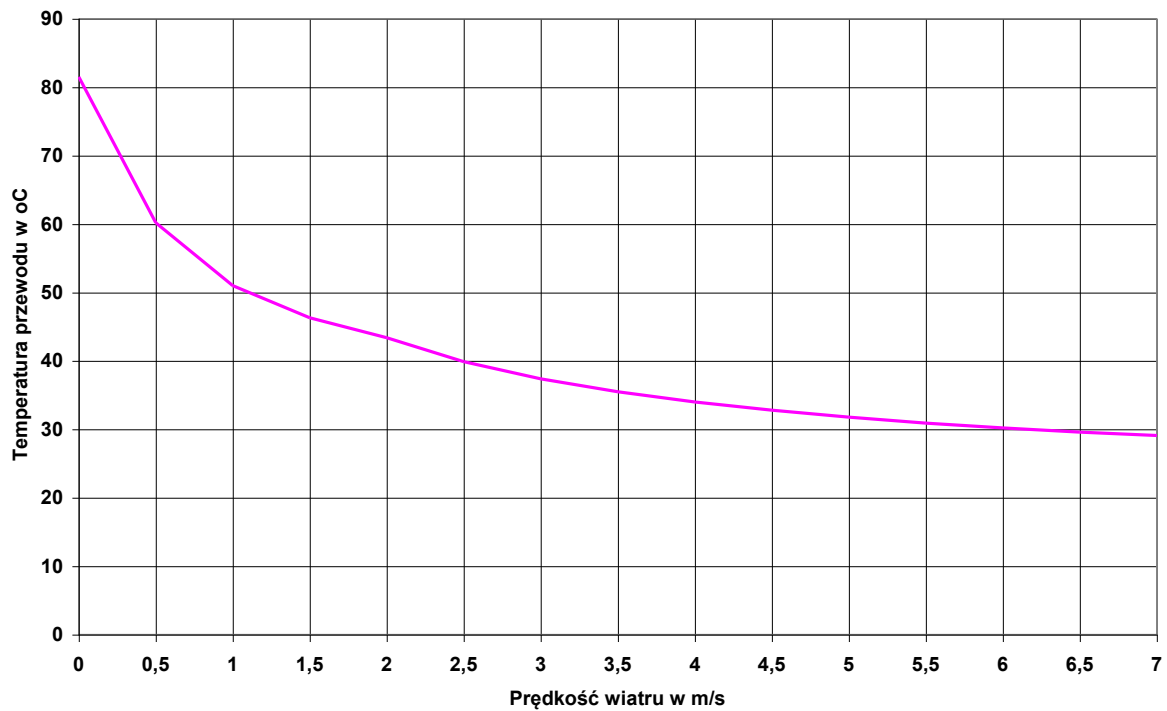
Rysunek 3.5 przedstawia natomiast dobowy przebieg przeciętnych wartości czynników atmosferycznych wpływających na obciążalność linii w wybranym sezonie letnim. Należy zwrócić uwagę, że występuje wyraźna dodatnia korelacja pomiędzy temperaturą i prędkością wiatru co jest korzystne z punktu widzenia obciążalności. Wzrostowi temperatury otoczenia powodującemu obniżenie obciążalności towarzyszy zwykle wzrost prędkości wiatru polepszający warunki chłodzenia linii kompensujący negatywny wpływ podwyższenia temperatury otoczenia.

Na rys. 3.6 przedstawiono wyznaczoną teoretycznie z bilansu cieplnego metodą CIGRE [1] statyczną i dynamiczną obciążalność prądową linii 110 kV. Przyjęto następujące warunki atmosferyczne do wyznaczania obciążalności statycznej: prędkość wiatru 0,5 m/s, nasłonecznienie 800 W/m² (zima) i 1000 W/m² (lato), temperatura otoczenia +20°C (zima) i +30°C

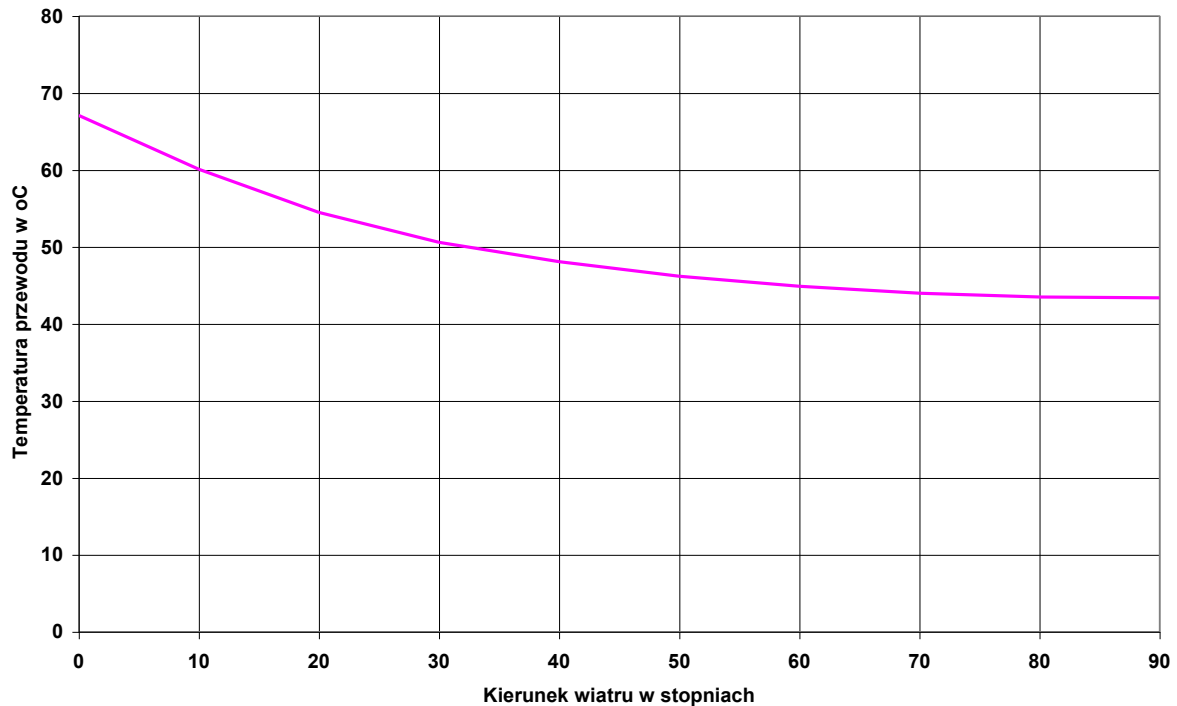
(lato). W przypadku obciążalności dynamicznej obliczenia wykonano dla prędkości wiatru 0,5 m/s i nasłonecznienia $250 \div 1000 \text{ W/m}^2$ w zależności od temperatury otoczenia. Rysunek pokazuje możliwości znacznego zwiększenia przepustowości linii po zastosowaniu obciążalności dynamicznej uzależnionej od temperatury otoczenia.



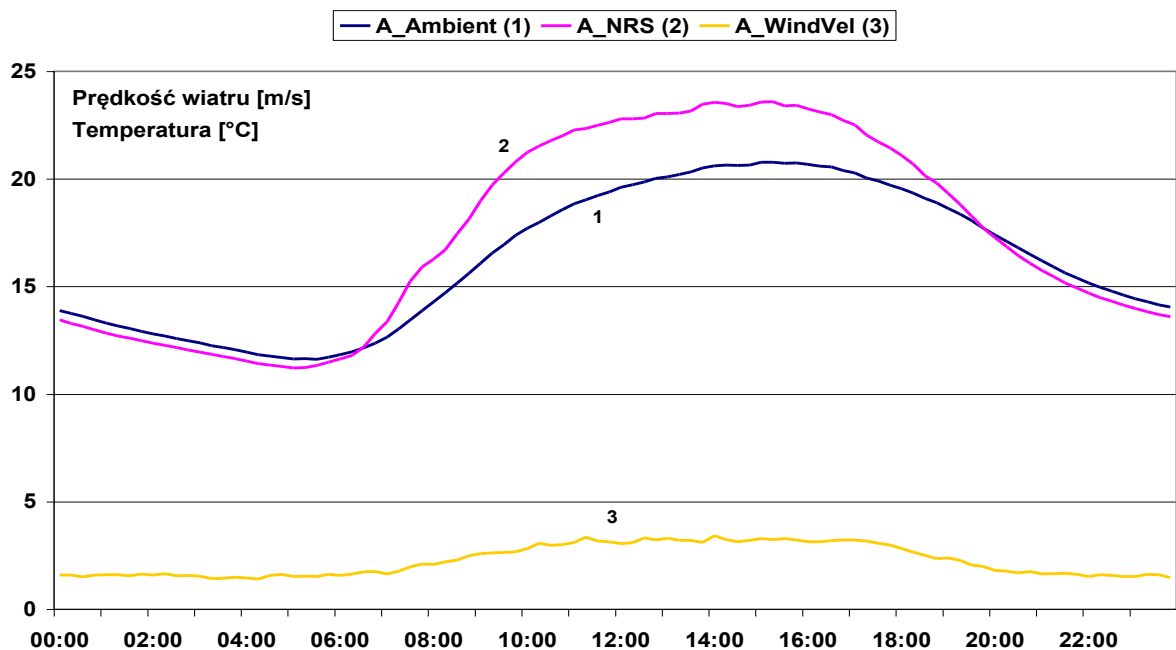
Rys. 3.2. Wpływ promieniowania słonecznego na temperaturę przewodu



Rys. 3.3. Wpływ prędkości wiatru na temperaturę przewodu w linii

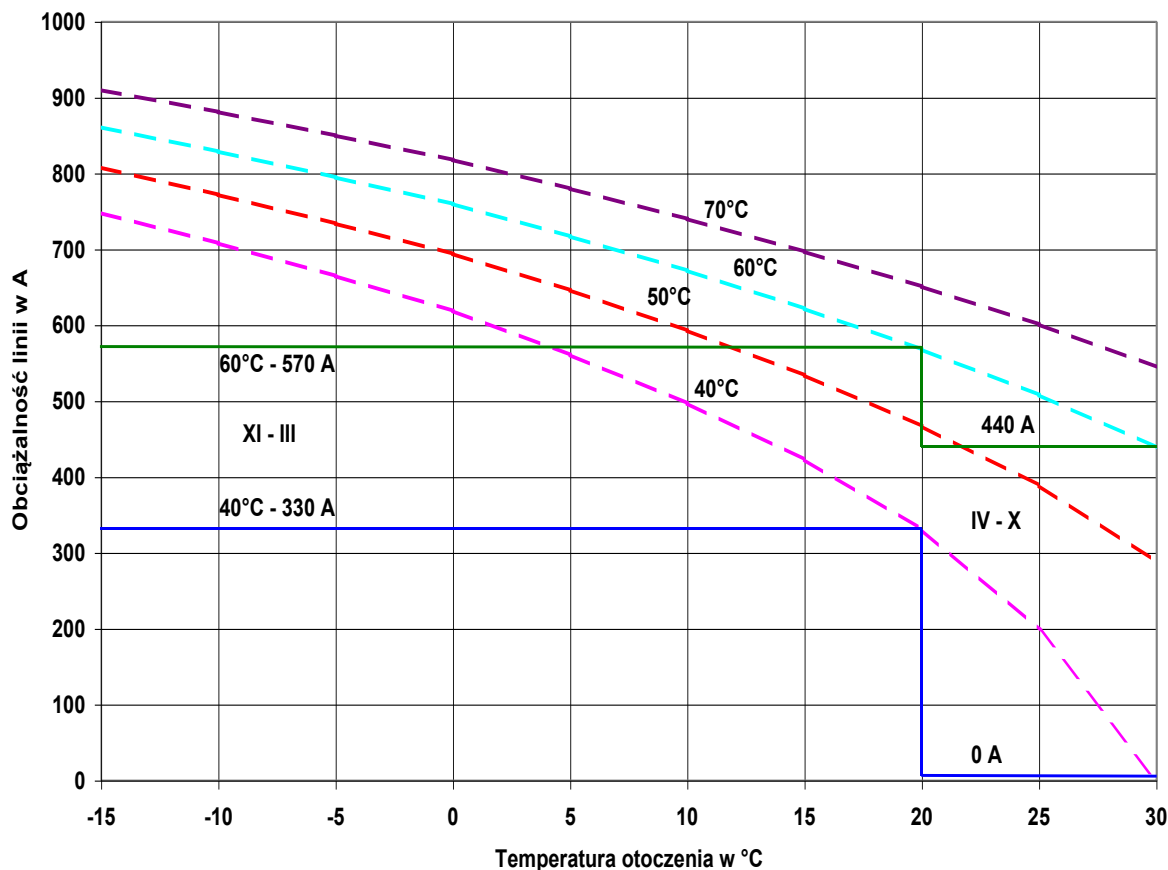


Rys. 3.4. Wpływ kierunku wiatru na temperaturę przewodu w linii



Rys. 3.5 Przeciętne w ciągu doby wartości prędkości wiatru (3), temperatury otoczenia (1) i nasłonecznionego przewodu (2)

W przypadku prowadzenia stałego monitoringu warunków atmosferycznych wzdłuż linii można obciążalność dynamiczną określać na bieżąco, co pozwala na pełne wykorzystanie zdolności przesyłowej monitorowanej linii, przy jednoczesnym wyeliminowaniu niebezpieczeństwa przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu. Stosowanych jest wiele metod monitoringu. Są one oparte na pomiarach warunków pogodowych panujących na linii, istnieją metody pomiaru temperatury przewodu [13] lub bezpośrednio naciągu [14] ewentualnie zwiśu przewodu [15]. Poniżej przedstawiono ich krótką charakterystykę.



Rys.3.6. Statyczna (linie ciągłe) i dynamiczna (linie przerywane) obciążalność prądowa linii 110 kV z przewodami AFL-6 240 mm² w okresie zimowym i letnim dla temperatury granicznej roboczej +60°C i +40°C

Monitoring warunków pogodowych. Mierzone są podstawowe czynniki atmosferyczne, tj. temperatura otoczenia, nasłonecznienie, prędkość i kierunek wiatru oraz prąd obciążenia linii. Na podstawie bilansu cieplnego wyliczana jest następnie temperatura przewodu. Wadą tej metody pomiaru jest fakt, że ma on charakter punktowy. Szczególnie wiatr jest czynnikiem bardzo zmiennym zarówno w czasie, jak i w przestrzeni. Końcowy zwis przewodu zależy natomiast od przeciętnej temperatury przewodu w całej sekcji odciągowej, której długość osiąga niejednokrotnie kilka kilometrów. Poza tym trudny jest dokładny pomiar parametrów wiatrowych przy małej jego prędkości, a takie warunki są najbardziej interesujące z punktu widzenia dopuszczalnej obciążalności linii.

Pomiar temperatury przewodu. Temperaturę przewodu mierzy się zwykle za pomocą czujników przypinanych do przewodu lub zdalnie, wykorzystując promieniowanie podczerwone. Należy tutaj zwrócić uwagę, że nie jest to pomiar dokładny. Temperatura powierzchni przewodu różni się od temperatury rdzenia odpowiedzialnego głównie za zwis przewodu. Również w tym przypadku jest to pomiar punktowy.

Pomiar naciągu przewodu. Naciąg przewodu odzwierciedla jego przeciętną temperaturę. Istnieje też ścisły bezpośredni związek pomiędzy naciągiem i zwisem przewodu. Jest to więc bardzo dobra metoda monitorowania linii. Jest ona również stosunkowo prosta w zastosowaniu. Czujniki tensometryczne instaluje się pomiędzy konstrukcją wsporczą a izolatorami odciągowymi. Nie mają więc one bezpośredniej styczności z elementami będącymi pod napięciem.

Pomiar zwisu. Jest to metoda pozwalająca na bezpośrednią kontrolę odstępów przewodu do ziemi i krzyżowanych obiektów. Nie wymaga więc żadnych przeliczeń i stosowania założeń upraszczających. W ostatnim czasie zastosowano w tym celu technologię GPS.

W kraju do monitorowania bieżącej obciążalności linii wykorzystuje się m.in. urządzenia typu CAT-1 pozwalające na rejestrację panujących na linii warunków atmosferycznych (prędkości i kierunku wiatru, temperatury i nasłonecznienia) oraz naciągów przewodów. Nasłonecznienie określa się na podstawie temperatury nasłonecznionego, ale nieobciążonego prądem modelowego odcinka przewodu. Na podstawie naciągu można w dokładny sposób określić rzeczywistą przeciętną temperaturę przewodu w całej sekcji odciągowej.

3.3.4. Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii na podstawie probabilistyczno-statystycznej analizy ryzyka

Mając do dyspozycji dane pomiarowe z monitoringu występujących warunków pogodowych wzdłuż linii, można potraktować wynikającą z tych warunków obciążalność linii jako zmienną losową. Na podstawie analizy rozkładu prawdopodobieństwa tej zmiennej, przyjmując odpowiedni kwantyl, wyznacza się obciążalność statyczną linii dla przyjętego akceptowalnego ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury granicznej roboczej przewodów. Ryzyko to będzie miarą oczekiwanego w ciągu roku czasu występowania przekroczeń. Należy podkreślić, że powszechnie przyjmowaną metodą wyznaczania dopuszczalnej Obciążalności linii jest określanie tej obciążalności dla określonych, przyjmowanych jako występujące dostatecznie rzadko, niekorzystnych warunków pogodowych, np. prędkość wiatru 0,5 m/s, temperatura otoczenia 30°C, nasłonecznienie 1000 W/m². Występujące faktyczne ryzyko przekroczeń nie jest tutaj jednoznacznie określone.

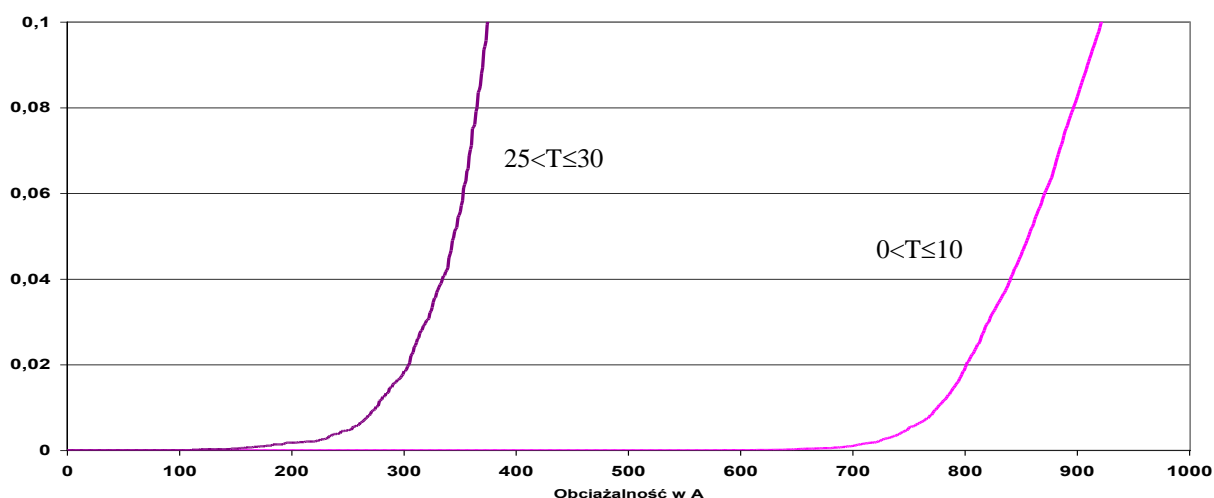
Jak pokazano poprzednio, stosowanie pojedynczej lub ewentualnie sezonowej statycznej obciążalności linii prowadzi do znacznego ograniczenia rzeczywistej przepustowości linii.

Wyznaczoną na podstawie pomiarów obciążalność linii można również potraktować jako proces losowy. Przyjmuje się wtedy jeden z parametrów jako stały. Może to być czas (analizuje się wtedy zmienność statystyczną obciążalności w określonych godzinach doby) lub przykładowo temperatura otoczenia (analizuje się wtedy zmienność statystyczną obciążalności w okresach, w których występuje określona temperatura otoczenia). Temperatura otoczenia (mierzona w cieniu) jest wielkością stosunkowo stabilną wzdłuż trasy przebiegu linii. Jest ona również wielkością łatwo prognozowalną, a ponadto prognozy krótkoterminowe charakteryzują się wysoką dokładnością i są ogólnie dostępne. Jest ona więc bardzo wygodnym parametrem, od którego można uzależnić obciążalność linii.

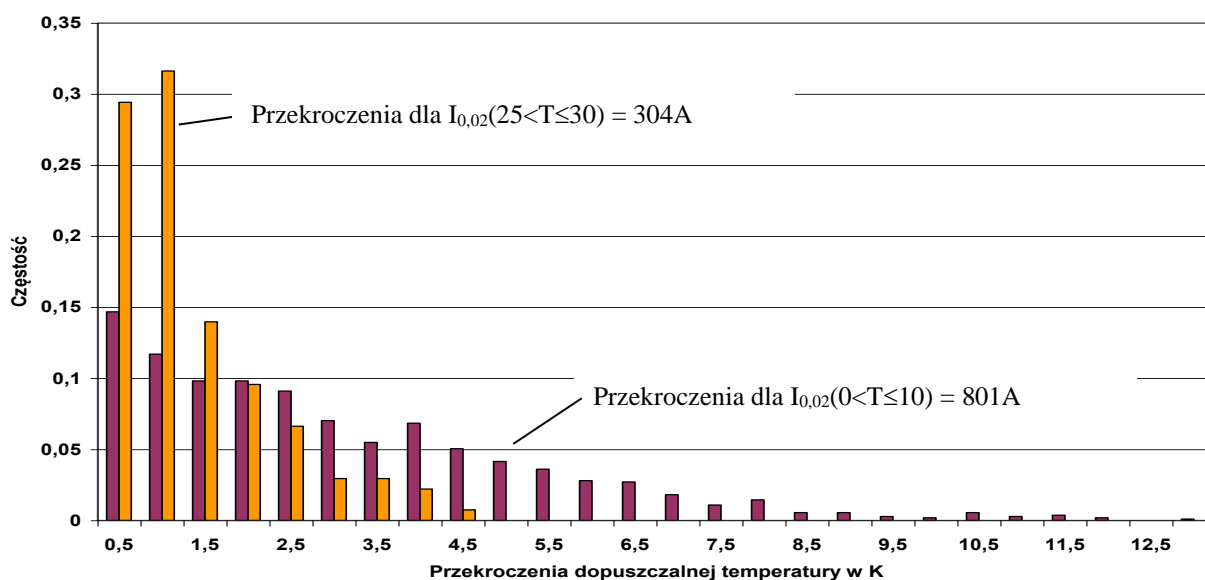
Podobnie jak poprzednio przyjmując odpowiedni kwantyl wyznacza się obciążalność dla danej wartości nielosowego parametru (czasu lub temperatury otoczenia). Otrzymuje się w konsekwencji dynamiczną obciążalność termiczną linii jako funkcję czasu lub temperatury otoczenia, przy czym dla każdej wartości parametru, przy przyjęciu odpowiadającej mu obciążalności, występuje jednakowe prawdopodobieństwo (ryzyko) występowania przekroczeń. Należy jednak zauważyć, że faktyczne ryzyko jakie ponosi operator sieci w czasie jej eksploatacji, związane z możliwością przekroczenia dopuszczalnej temperatury granicznej przewodów, a tym samym przekroczenia dopuszczalnych odstępów do ziemi i krzyżowanych obiektów, zależy zarówno od prawdopodobieństwa (czasu) występowania przekroczeń, jak i ich wartości (szczególnie maksymalnych).

Na rys. 3.7 przedstawiono początkową część dystrybuanty obciążalności linii dla różnych przedziałów temperatury otoczenia. Wyznaczone dla tych dystrybuant kwantyle obciążalności linii z prawdopodobieństwem przekroczenia 0,02 wynoszą odpowiednio: $I_{0,02}(0 < T \leq 10) = 801\text{A}$, $I_{0,02}(25 < T \leq 30) = 304\text{A}$.

Przyjmując, że obciążenie linii byłoby stałe i równe wyznaczonym kwantylom, można zbadać rozkład przekroczeń jakie wystąpiłyby w okresach, gdy obciążalność linii jest niższa od przyjętego kwantyla. Rozkłady te pokazano na rys. 3.8.



Rys. 3.7. Fragmenty dystrybuant obciążalności linii w różnych przedziałach temperatury otoczenia

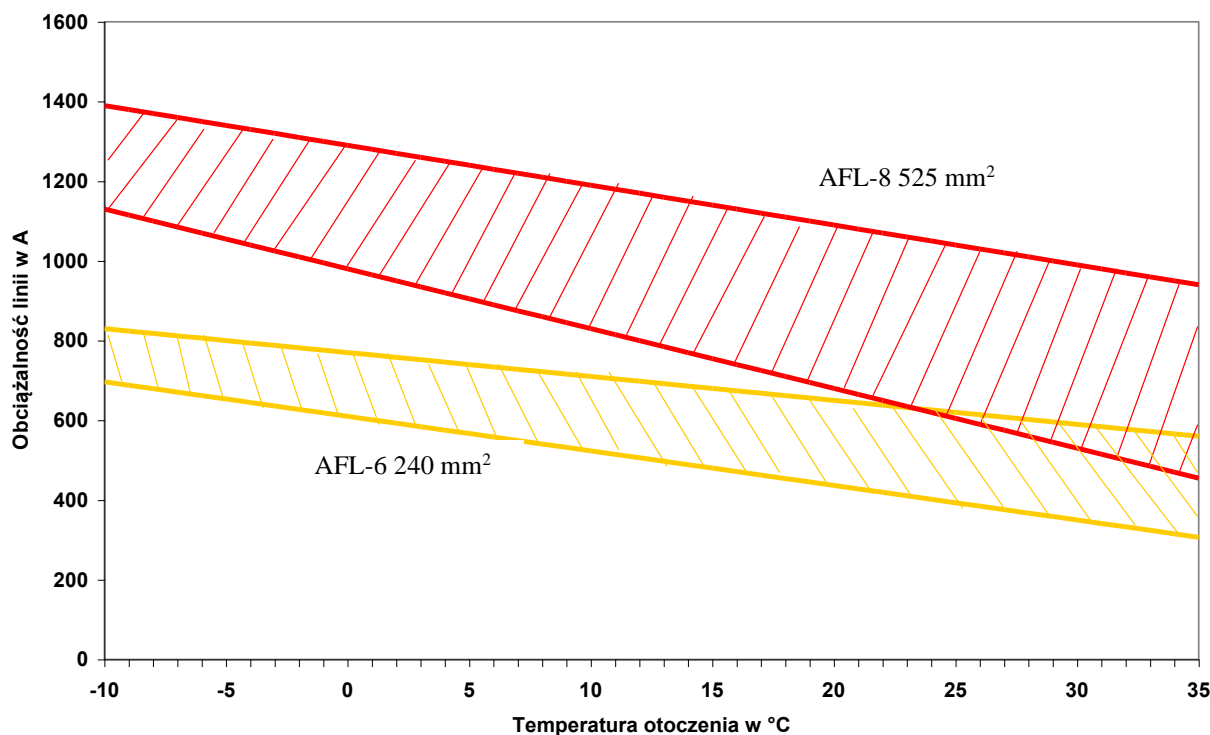


Rys. 3.8. Rozkład przekroczeń dopuszczalnej temperatury granicznej

Prawdopodobieństwo występowania przekroczeń jest w obydwu przypadkach jednakowe, jednak, jak widać na rysunku, rozkład wartości tych przekroczeń jest różny. Dla niskich temperatur otoczenia możliwe są znacznie większe wartości przekroczeń, z punktu widzenia operatora sieci są one więc znacznie bardziej niebezpieczne. Miarą faktycznego ryzyka ponoszonego przez operatora sieci może być przykładowo maksymalna wartość przekroczenia (albo jego odpowiedni kwantyl, np. 0,9). Przyjmując taką miarę można wyznaczyć zmodyfikowany przebieg dynamicznej obciążalności linii, dla której tak określone ryzyko będzie jednakowe dla każdej wartości temperatury otoczenia. Analogicznie wyznacza się dynamiczną obciążalność linii w poszczególnych godzinach doby.

Analiza statystyczna wyników pomiarów (prądu obciążenia oraz warunków atmosferycznych) prowadzonych przez prawie trzy lata na rzeczywistych obiektach w KSE pozwoliła na określenie modeli opisujących zależność obciążalności dynamicznej różnych linii w funkcji temperatury otoczenia zgodnie z opisaną powyżej metodologią. Zależność tą można w przybliżeniu opisać funkcją liniową. Na rys. 3.9 przedstawiono ją w postaci charakterystyki pasmowej dla typowych przewodów stosowanych w liniach napowietrznych najwyższych napięć oraz w sieci 110 kV.

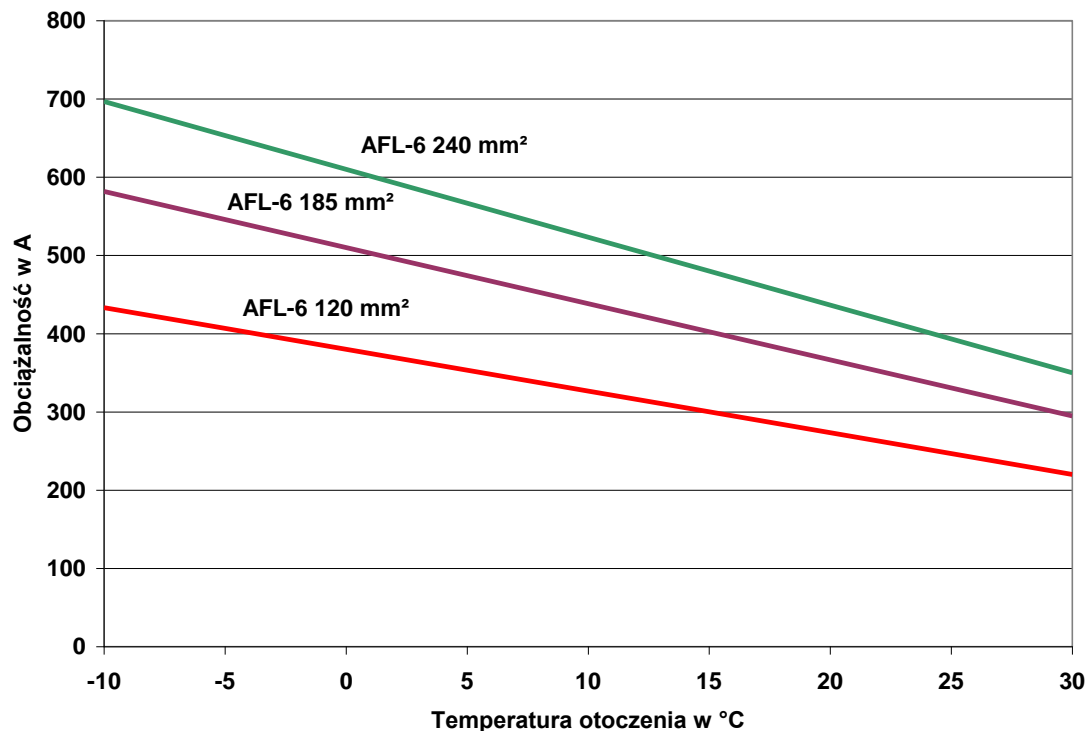
W zależności od przyjętej dopuszczalnej temperatury granicznej roboczej przewodów od 40°C do 80°C oraz przyjętego akceptowalnego ryzyka przekroczenia dopuszczalnych odstępów do ziemi i krzyżowanych obiektów otrzymuje się odpowiednią funkcję liniową z zaprezentowanego pasma. Podane wyżej zależności oraz dane dotyczące prognozowanych temperatur otoczenia mogą być podstawą do określania dopuszczalnych przepustowości linii wykorzystywanych w krótkoterminowym planowaniu pracy systemu elektroenergetycznego.



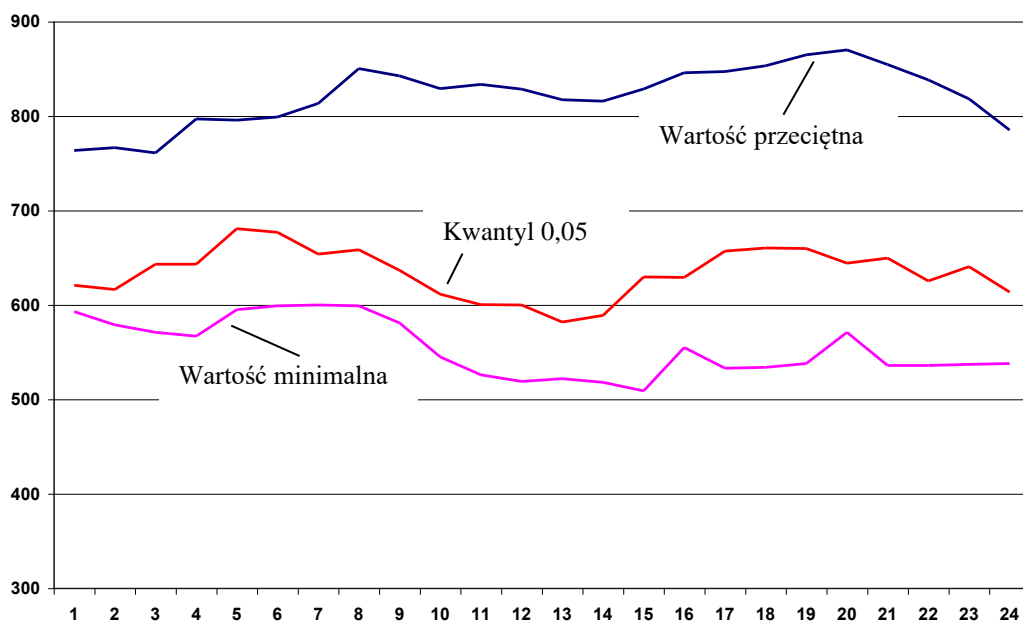
Rys. 3.9. Dynamiczna obciążalność linii z przewodami AFL-6 240 mm² i AFL-8 525 mm² uzależniona od temperatury otoczenia

Jak wykazują analizy, zastosowanie obciążalności dynamicznej pozwala zwiększyć przepustowość linii w okresie letnim o co najmniej kilkanaście procent nawet dla bardzo wysokich temperatur otoczenia (30°C). Gdy temperatura jest niższa, zwiększenie przepustowości osiąga kilkadziesiąt procent. Dalsze zwiększenie zdolności przesyłowych, przy zachowaniu ryzyka przekroczeń na racjonalnym poziomie uzyskuje się w warunkach awaryjnych (p. 3.3.5). Zależności te są podobne praktycznie dla wszystkich przekrojów i typów przewodów stosowanych obecnie w kraju w liniach napowietrznych 110 kV [10]. Na rysunku 3.10 przedstawiono obciążalność dynamiczną linii z typowymi przewodami stosowanymi w liniach sieci 110 kV dla przyjętej temperatury granicznej 40°C. Należy podkreślić, że wdrożenie dynamicznej obciążalności termicznej uzależnionej od temperatury otoczenia nie wymaga praktycznie żadnych nakładów inwestycyjnych. Z tak określonej obciążalności korzysta obecnie operator sieci przesyłowej. Została ona jednak wdrożona jedynie przez niektórych operatorów sieci dystrybucyjnych.

Określona zmienność warunków atmosferycznych w ciągu doby daje w efekcie przewidywaną statystyczną zmienność obciążalności w ciągu doby – opisaną wyżej obciążalność dynamiczną jako funkcję czasu. Na rys. 3.11 przedstawiono przebieg zmienności obciążalności linii w sezonie zimowym. Jest on szczególnie korzystny z punktu widzenia pracy KSE. Dobowa zmienność obciążalności linii ma bowiem zbliżony charakter do zmienności obciążenia systemu. W godzinach szczytu wieczornego zwiększają się również zdolności przesyłowe.



Rys. 3.10. Dynamiczna obciążalność termiczna linii projektowanej na 40°C z typowymi przewodami stosowanymi w krajowych sieciach 110 kV



Rys. 3.11. Dynamiczna obciążalność linii z przewodami AFL-240 mm² w poszczególnych godzinach doby w okresie zimowym

3.3.5. Dynamiczna obciążalność linii wyznaczana na podstawie analizy ryzyka w stanach awaryjnych

Norma PN-EN 50341-1: 2002(U) [17] zawiera w p. 5.4.2.2.1 ważną uwagę. Określa ona, że poszczególne kraje mogą uwzględniać krótkotrwałe obciążenia powodujące wyższe temperatury pracy przewodów i zmniejszone odstępki w takich przypadkach. Wymagania w tym zakresie powinny być podane w NNA lub w Specyfikacji Projektowej. Daje to możliwość

zwiększenia obciążalności linii w stanach awaryjnych. Przy określaniu ryzyka dla układu normalnego pracy sieci przyjmuje się, że układ ten występuje trwale. W przypadku stanów awaryjnych (układów pracy odbiegających od normalnego) zakłada się, że są to stany dorywcze – mogą one występować kilka dni, nie mają jednak charakteru trwałego. Możliwości takiego zwiększenia obciążalności rozpatrzono w dwóch aspektach:

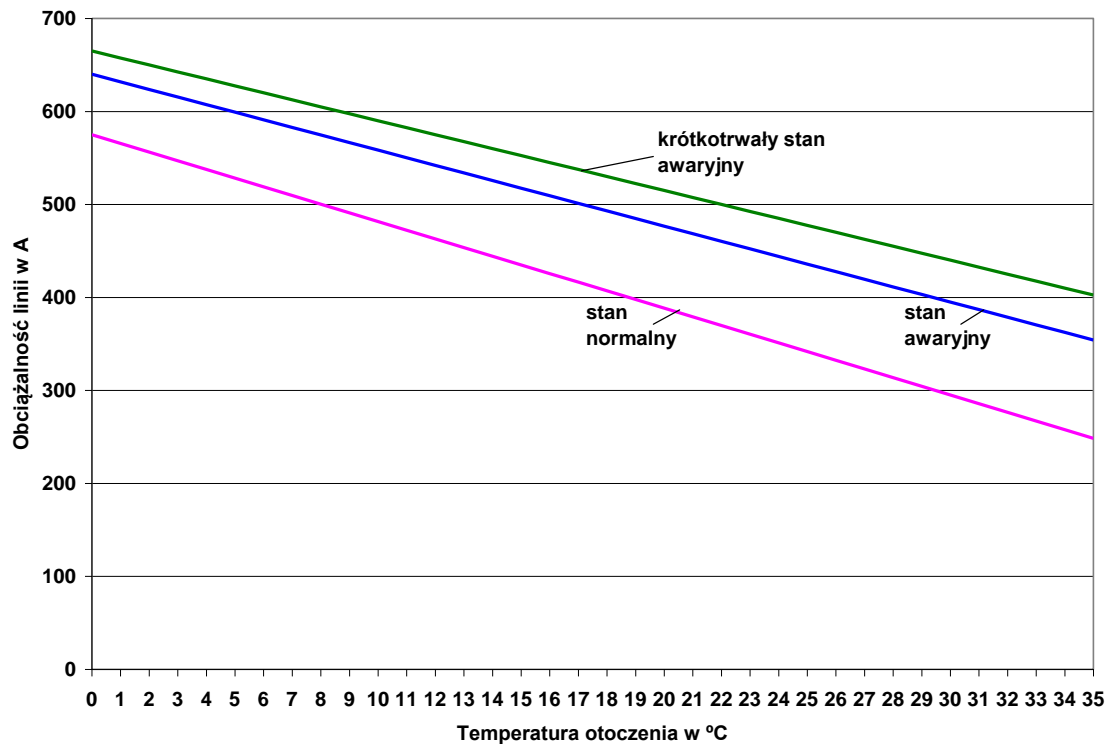
- określenie obciążalności długotrwałej linii w stanach awaryjnych przy uwzględnieniu kryterium $n-1$,
- określenie obciążalności krótkotrwałej w stanach, dla których czas trwania przeciążenia linii jest niewystarczający do nagrzania przewodów do temperatury ustalonej (poniżej trzech cieplnych stałych czasowych nagrzewania przewodu).

Biorąc pod uwagę jedynie oczekiwany czas występowania przekroczeń, możliwości zwiększenia obciążalności linii w stanach awaryjnych byłyby stosunkowo duże. Z uwagi na wartości częstości występowania uszkodzeń w elementach sieci zamkniętej oczekiwany czas przekroczeń (w godzinach na rok) temperatury dopuszczalnej przewodów byłby niewielki nawet przy prądach obciążeń znacznie przekraczających obciążalność linii w stanach normalnych. Jak już jednak wspomniano sam czas przekroczenia temperatury dopuszczalnej, tzn. liczba godzin w roku kiedy mogą występować przekroczenia dopuszczalnych temperatur, a tym samym dopuszczalnych odstępów doziemnych, nie odzwierciedla jeszcze faktycznego ryzyka, jakie ponosi właściciel sieci. Istotne są również oczekiwane wartości maksymalne tych przekroczeń. Z tego względu przy wyznaczaniu obciążalności awaryjnej można przyjąć, że występujące maksymalne przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów nie powinny być większe niż 10 K w stosunku do maksymalnych przekroczeń, jakie mogą występować w stanach normalnych. Daje to w konsekwencji dodatkowy przyrost zwisu w liniach 110 kV o ok. 30 cm dla przęsła nominalnego. W przypadku sekcji wieloprzęsłowych może to być 40 cm dla najdłuższego przęsła. W liniach przesyłowych wartości te wynoszą odpowiednio 40 i 60 cm.

Przyjmując powyższe założenie, analiza statystyczna wykazuje że procentowe prawdopodobieństwo wystąpienia przekroczeń w stanach awaryjnych jest prawie trzykrotnie większe w stosunku do ryzyka w stanach normalnych. Z uwagi jednak na określone prawdopodobieństwo występowania stanów awaryjnych (wynikające z częstości uszkodzeń elementów sieci zamkniętej) oczekiwana liczba godzin w ciągu roku występowania przekroczeń jest znacznie niższa w stosunku do stanów normalnych.

Obciążenie krótkotrwałe jest to stan obciążenia linii, w czasie którego nie następuje nagrzanie przewodów do temperatury ustalonej. Obciążenie linii ma charakter dorywczy, przykładowo na czas dokonania przełączeń w sieci (zazwyczaj nie przekraczający kilkunastu minut). Można wtedy obciążyć linię prądem o większej wartości bez ryzyka przekroczenia założonego poziomu dopuszczalnej temperatury. Przy wyznaczaniu obciążalności krótkotrwałej w stanach awaryjnych przyjęto, że czas obciążenia krótkotrwałego jest równy cieplnej stałej czasowej przewodów w linii. Dla przewodów w liniach 110 kV wynosi ona ok. 10-15 min., a w liniach sieci przesyłowej 15-20 min. w niekorzystnych warunkach atmosferycznych. Przyrost temperatury przewodów w tym czasie osiąga wartość 0,63 przyrostu ustalonego. Jeżeli założy się, że przewody w stanie normalnym miały założoną temperaturę dopuszczalną, to można przyjąć, że w krótkotrwałym stanie awaryjnym ich temperatura może zwiększyć się o 10 K. Co do możliwych maksymalnych przekroczeń zwisów są to warunki analogiczne jak dla długotrwałych stanów awaryjnych.

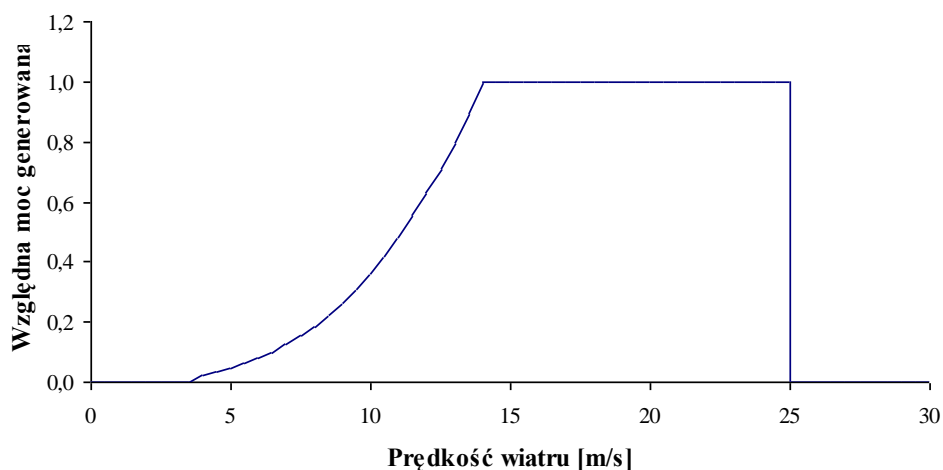
Uwzględnienie możliwości dodatkowego przekroczenia temperatury przewodów o 10 K daje szczególnie duży zysk w postaci możliwości zwiększenia obciążalności linii projektowanych na 40°C w okresie letnim. Przykładowe porównanie obciążalności dynamicznej linii 110 kV w stanie normalnym i w stanie awaryjnym pokazano na rys. 3.12. Przy temperaturze otoczenia na poziomie 30°C uzyskuje się zwiększenie obciążalności linii o ponad 30%, a w przypadku krótkotrwałego stanu awaryjnego o 50%.



Rys. 3.12. Obciążalność linii napowietrznej w różnych stanach pracy sieci

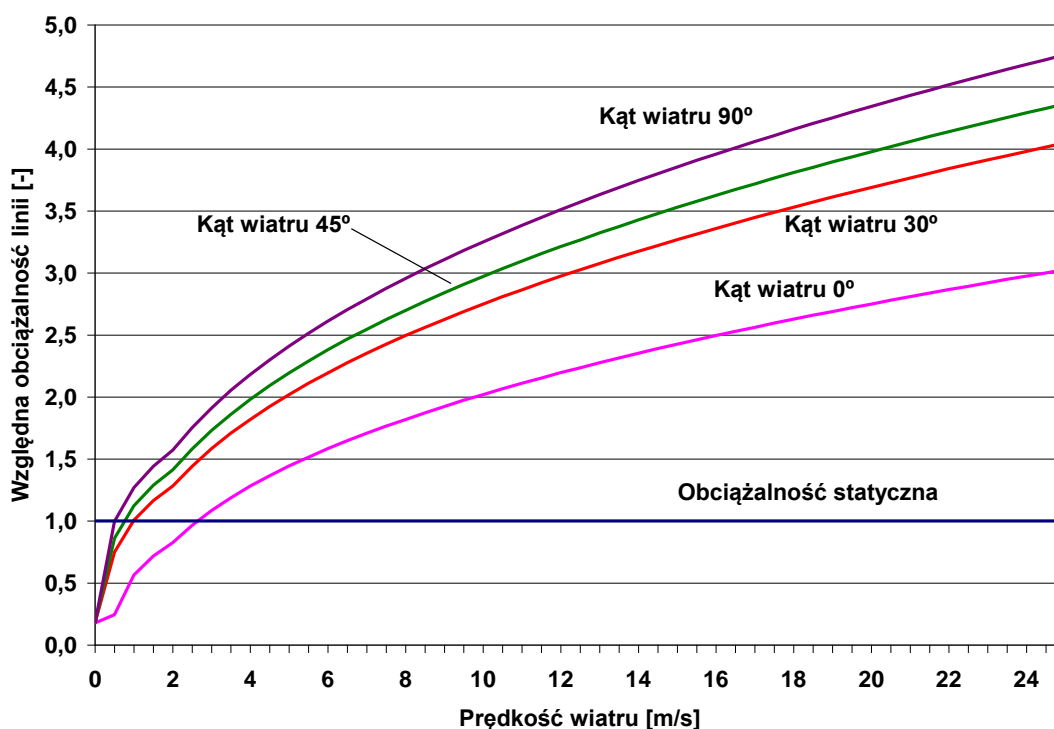
3.3.6. Źródła wiatrowe a obciążalność dynamiczna linii napowietrznych

Proces przyłączania źródła wiatrowego (farmy wiatrowej) wymaga opracowania ekspertyzy przyłączeniowej, która obejmuje m.in. rozptyły prądów i mocy w stanach ustalonych, weryfikację poziomów napięć, prądów zwarciovych, jakości napięcia czy też analizę oddziaływania dynamicznego farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny. W przypadku wykonywanych analiz rozptylowych uwzględnia się obciążalności linii elektroenergetycznych właściwe dla danego sezonu i określone zwykle na etapie projektowania, a następnie weryfikowane w trakcie eksploatacji linii. Obciążalność ta jest wyznaczona dla określonych, zwykle standardowo wymaganych, warunków atmosferycznych. Tak określona obciążalność linii jest obciążalnością statyczną i nie uwzględnia ona dynamiki warunków atmosferycznych. W szczególności znaczenie zasadnicze ma prędkość wiatru, która to w szerokim stopniu wpływa na rzeczywistą obciążalność linii, a z drugiej strony ta właśnie prędkość wiatru ma bezpośrednie przełożenie na produkowaną w źródle wiatrowym energię elektryczną.



Rys. 3.13. Charakterystyka mocy generowanej przez elektrownię wiatrową.

W wielu przypadkach największym problemem w polskich sieciach wysokiego i najwyższego napięcia jest niska – ze względu na zwisy – letnia obciążalność prądowa linii projektowanych dla temperatury przewodów $+40^{\circ}\text{C}$. Jest to problem specyficzny dla linii $110 \div 400 \text{ kV}$, mających przęsła o stosunkowo dużej rozpiętości (z reguły powyżej 200 m), a więc o dużym zwisie przewodów. W liniach tych pojawiają się często „wąskie gardła”, stwarzające ograniczenia w przesyłce mocy. Do wyznaczenia statycznej obciążalności prądowej przyjmuje się najczęściej prędkość wiatru wiejącego prostopadłe do linii na poziomie $0,5 \text{ m/s}$, przy wysokiej temperaturze otoczenia i nasłonecznieniu. Również prezentowana wyżej dynamiczna obciążalność uzależniona tylko od temperatury otoczenia jest wyznaczana przy przyjęciu akceptowalnego (niewielkiego) ryzyka przekroczeń. Odpowiada więc także niekorzystnym warunkom atmosferycznym. Z punktu widzenia wiatru są to warunki całkowicie odmienne od tych, w jakich farma wiatrowa osiąga swoją moc maksymalną (rys. 3.13). Najnowocześniejsze generatory wiatrowe startują przy prędkościach wiatru od $2,5 \text{ m/s}$, osiągając bardzo niewielki procent swojej mocy znamionowej. W analizach możliwości przyłączenia farm wiatrowych do sieci należałoby więc stosować dynamiczną obciążalność termiczną linii, która jest rozumiana jako graniczne obciążenie prądowe, powodujące osiągnięcie przez przewody robocze temperatury granicznej roboczej przy uwzględnieniu określonego ryzyka przekroczeń, uzależnionej również od prędkości wiatru.



Rys. 3.14. Wpływ prędkości i kierunku wiatru na obciążalność linii napowietrznej

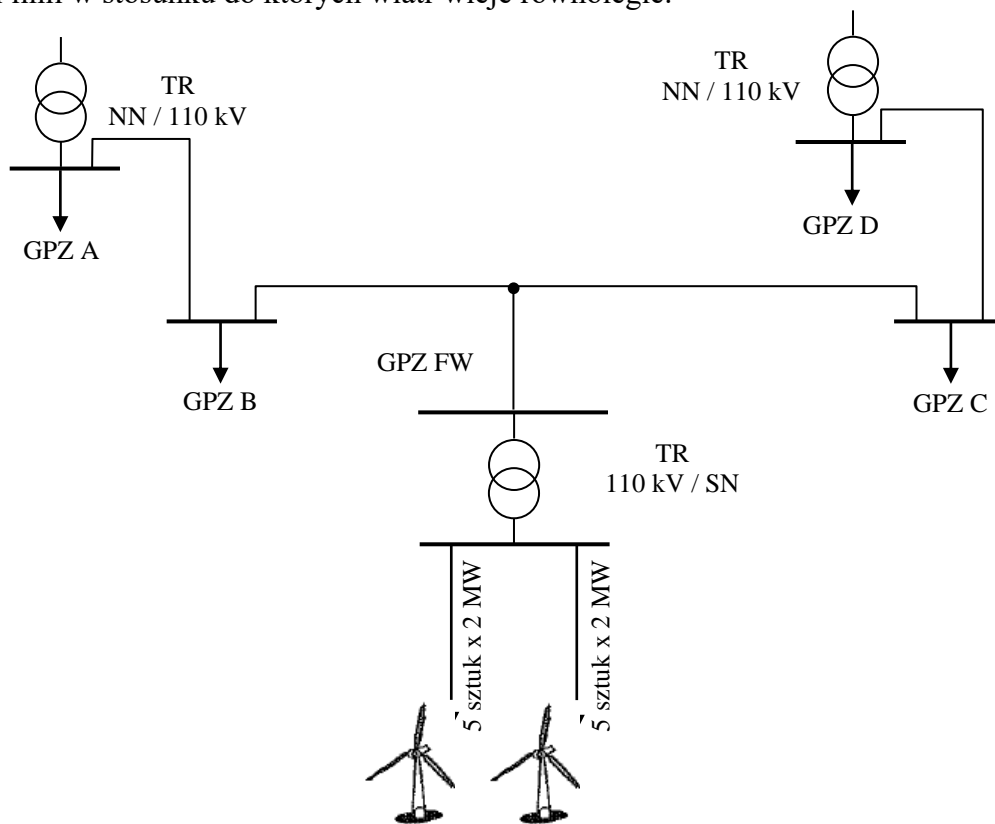
Na rys. 3.14 przedstawiono wpływ prędkości i kierunku wiatru na rzeczywistą obciążalność linii projektowanej na $+40^{\circ}\text{C}$ z typowymi przewodami stosowanymi w kraju w liniach 110 kV . Wiatr jest czynnikiem w największym stopniu wpływającym na aktualne możliwości przesyłowe danej linii. Jak widać na rysunku przesyłana moc może być nawet kilkukrotnie większa w stosunku do przyjmowanej obciążalności statycznej linii.

Większość farm wiatrowych o mocach powyżej kilku megawatów przyłączanych jest obecnie do sieci dystrybucyjnej 110 kV . W związku z powyższym przykładowej analizie poddano farmę wiatrową przyłączoną poprzez wcinkę w linię 110 kV . Jest to charakterystyczny sposób przyłączania farm wykorzystujący istniejącą infrastrukturę sieciową, rozwi-

janą jedynie o odcinek odczepowy. Przyjęto, że linia 110 kV stanowi ciąg łączący ze sobą stacje sprzęgające z siecią przesyłową. W efekcie otrzymano fragment układu sieciowego w postaci jak na rys. 3.15.

W praktyce linia 110 kV, w którą następuje wcięcie jest już zwykle wykorzystywana na potrzeby systemowe i występuje w niej określone obciążenie. W warunkach przyłączenia farmy wiatrowej dopuszcza się zwykle dopuszczalną moc generowaną jako różnicę pomiędzy aktualnym obciążeniem linii i jej maksymalną obciążalnością.

W prezentowanym układzie przeprowadzono analizę możliwości wyprowadzenia mocy z farmy wiatrowej przy wykorzystaniu dynamicznej obciążalności termicznej linii napowietrznej 110 kV. Linia jest wyposażona w przewody AFL-6 240 mm². Statyczna letnia obciążalność linii wynosi $I_{dl}=325$ A (temperatura graniczna robocza +40°C). Wyznaczone statycznie graniczne możliwości przesyłowe linii są więc na poziomie ok. 60 MW. Założono, że układ geograficzny linii jest podobny do układu na rysunku. Jest on niekorzystny, ponieważ niezależnie od kierunku wiatru (oś północ-południe lub wschód-zachód) występują odcinki linii w stosunku do których wiatr wieje równolegle.



Rys. 3.15. Schemat ideowy przyłączenia farmy wiatrowej do systemu

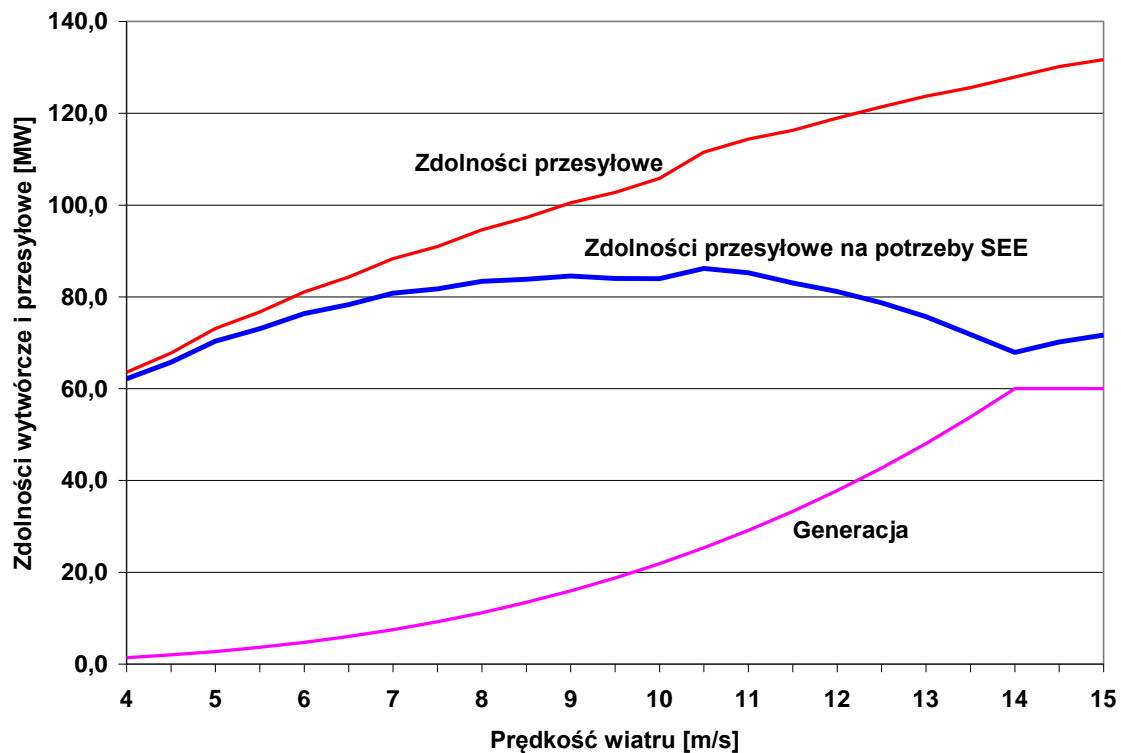
Należy również zwrócić uwagę, że nieprawidłowe jest bezpośrednie porównanie prędkości wiatru przyjmowanego w obliczeniach mocy wytwarzanej w farmie wiatrowej oraz wiatru oddziałującego na przewody linii napowietrznej. Występuje bowiem znaczna różnica wysokości obydwu obiektów. Przewody linii napowietrznej są zawieszane na wysokości kilku do kilkunastu metrów. Śmigła wiatraków znajdują się natomiast na wysokości kilkudziesięciu metrów.

W profilu pionowym wiatru rozkład prędkości rozpatruje się zwykle według dwóch formuł. Obydwie oparte są na badaniach empirycznych. Nieco częściej używana jest formuła potęgowa w postaci:

$$v_h = v_s \left(\frac{h}{h_s} \right)^\alpha, \quad (3.1)$$

gdzie v_h jest wyznaczoną prędkością wiatru na wysokości h w zależności od prędkości v_s na przyjmowanej wysokości standardowej h_s (zwykle 10 m). Przy wiatrach o małej prędkości (do 2 m/s) stosuje się wykładnik potęgowy $\alpha=0,4$. Dla wiatrów o prędkościach umiarkowanych (do 10 m/s) i wysokich (powyżej 10 m/s) przyjmuje się odpowiednio $\alpha=0,17$ oraz $\alpha=0,14$.

Na rys. 3.16 przedstawiono uzależnione od prędkości wiatru zdolności produkcyjne farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 60 MW oraz rzeczywiste możliwości przesyłowe linii 110 kV, wyznaczone w bardzo niekorzystnych warunkach atmosferycznych (temperatura otoczenia 30°C i nasłonecznienie 1000 W/m²) przy wietrze wiejącym równoległe do linii i uwzględnieniu zmniejszenia prędkości wiatru na wysokości zawieszenia przewodów. Jak widać w zakresie pracy farmy wiatrowej (prędkości wiatru od 4 m/s) rzeczywista zdolność przesyłowa linii 110 kV z przewodami AFL-6 240 mm² pozwala na wyprowadzenie mocy z farmy wiatrowej oraz dodatkowy przesył na potrzeby systemu elektroenergetycznego (pomiędzy stacjami GPZ-B i GPZ-C) co najmniej na poziomie pełnej obciążalności statycznej linii (60 MW). Z punktu widzenia tradycyjnie przyjmowanej obciążalności statycznej linii farma wiatrowa jest „niewidoczna”. Na potrzeby systemu pozostaje zawsze pełna rezerwa wynikająca z lepszych warunków chłodzenia przewodów w linii.



Rys. 3.16. Moc generowana w farmie wiatrowej i zdolności przesyłowe linii 110 kV

Prezentowane zagadnienia są istotnym elementem procesu planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. W wykonywanych analizach w zakresie ekspertyz przyłączeniowych jak i analizach rozwojowych źródła wiatrowe traktowane jest jak każda inna elektrownia, tj. uwzględniane z mocą dyspozycyjną (zwykle równą znamionowej). Przy znacznym rozwoju energetyki wiatrowej podejście takie będzie wymuszać nowe inwestycje sieciowe z uwagi na niewystarczające (ocenione na podstawie prowadzonych analiz) zdolności przesyłowe elementów sieciowych. W praktyce może doprowadzić to do nieuzasadnionego rozwoju sieci, przy niewykorzystaniu potencjału przesyłowego elementów istniejących. Uwzględnienie dynamicznej obciążalności termicznej układów przesyłowych w przypadku źródeł wiatrowych jest działaniem uzasadnionym i wprowadzającym nowe spojrzenie na istniejące zdolności przesyłowe i ich wykorzystanie.

3.4. Modernizacja termiczna linii napowietrznych z wykorzystaniem przewodów wysokotemperaturowych

3.4.1. Konstrukcja i cechy przewodów wysokotemperaturowych

Brak możliwości pracy tradycyjnych przewodów aluminiowych (w tym także ze stopu AlMgSi) i stalowo-aluminiowych w wysokich temperaturach wynika głównie z dwóch ograniczeń o charakterze materiałowym: małej odporności cieplnej na utratę wytrzymałości mechanicznej aluminium twardego i stopów AlMgSi, oraz dużego współczynnika rozszerzalności cieplnej tych materiałów, a w przypadku przewodów dwumateriałowych również rdzenia nośnego. Nowa generacja przewodów, zdolnych do pracy ciągłej przy temperaturze co najmniej 150°C, przełamuje te dwa ograniczenia. Możliwości nowych przewodów są zadziwiające, ponieważ przesuwają one termiczną zdolność przesyłową linii aż do obszaru, gdzie konieczne staje się koordynowanie tej zdolności z obszarem działania zabezpieczeń odległościowych linii. Zadziwiające jest również to, że niektóre przewody HTLS (*High Temperature Low Sag*) prawie nie zmieniają swojego zwisu przy znacznym wzroście temperatury przewodu.

Największą innowacją ostatnich lat jest opracowanie lekkich kompozytowych rdzeni nośnych, o bardzo małym współczynniku rozszerzalności cieplnej (tabela 3.8). Zastosowanie znalazły rdzenie kompozytowe z mikrowłókien tlenkowych w osnowie aluminiowej (Al-Al₂O₃) oraz rdzenie z włókien szklanych i węglowych osadzonych w żywicy polimerowej.

W Azji, a zwłaszcza w Japonii, stosowane są także rdzenie nośne wykonane z inwaru (stop FeNi), które jednak są ciężkie i stosunkowo drogie.

W przypadku zastosowania tradycyjnej stali na rdzenie nośne właściwości przewodów udało się znacznie polepszyć, dokonując redystrybucji naciągu w umiarkowanie wysokich temperaturach całkowicie na rdzeń nośny przewodu. Uzyskuje się to w dwojaki sposób: przez zastosowanie plastycznego oplotu przewodzącego, wykonanego z całkowicie wyżarzonego aluminium, lub przez naprężanie w czasie montażu tylko rdzenia nośnego w przewodzie, posiadającego szczelinę pomiędzy rdzeniem a oplotem.

Tabela 3.8

Własności materiałów wykorzystywanych na rdzenie nośne napowietrznych przewodów elektroenergetycznych

Właściwość	Stal ocynkowana	Stal pokryta aluminium (ACS)	Inwar ocynkowany	Inwar pokryty aluminium (HACIN)	Kompozyt metalowy	Kompozyt węglowy
Wytrzymałość na rozciąganie [MPa]	1300-1400	1070-1340	1150	1125-1225	1380	2150
Współczynnik rozszerzalności cieplnej [1/K]	11,5 x 10 ⁻⁶	13,0 x 10 ⁻⁶	2,8 x 10 ⁻⁶ (<100 °C) 3,6 x 10 ⁻⁶ (100-240 °C)	3,7 x 10 ⁻⁶ (15-230 °C) 10,8 x 10 ⁻⁶ (230-290°C)	6,3 x 10 ⁻⁶	1,61 x 10 ⁻⁶
Współczynnik sprężystości [MPa]	207000	162000	200000	155000	216000	115000
Gęstość [g/cm ³]	7,78	6,59	7,8	7,1	3,33	1,82

W przewodach wysokotemperaturowych na oplot przewodzący są stosowane dwa rodzaje materiałów: nowoczesna generacja przewodowych stopów na bazie aluminium z dodatkiem pierwiastków ziem rzadkich (głównie cyrkonu) oraz aluminium całkowicie wyżarzone.

W normie IEC 62004 wyróżniono cztery rodzaje drutów z odpornego cieplnie stopu AlZr: AT1, AT2, AT3 i AT4. Stopy AT1 i AT3 posiadają prawie taką samą przewodność jak aluminium twarde AL1 (która wynosi 61% IACS) i prawie taką samą wytrzymałość na rozciąganie. Warto także zwrócić uwagę, że przewodność aluminium całkowicie wyżarzonego jest większa niż aluminium twardego. W przewodach wysokotemperaturowych obniżenie rezystancji przewodu uzyskuje się także stosując zamiast drutów okrągłych druty trapezoidalne (przewody te w oznaczeniu posiadają dodatkowy symbol /TW).

Tabela 3.9

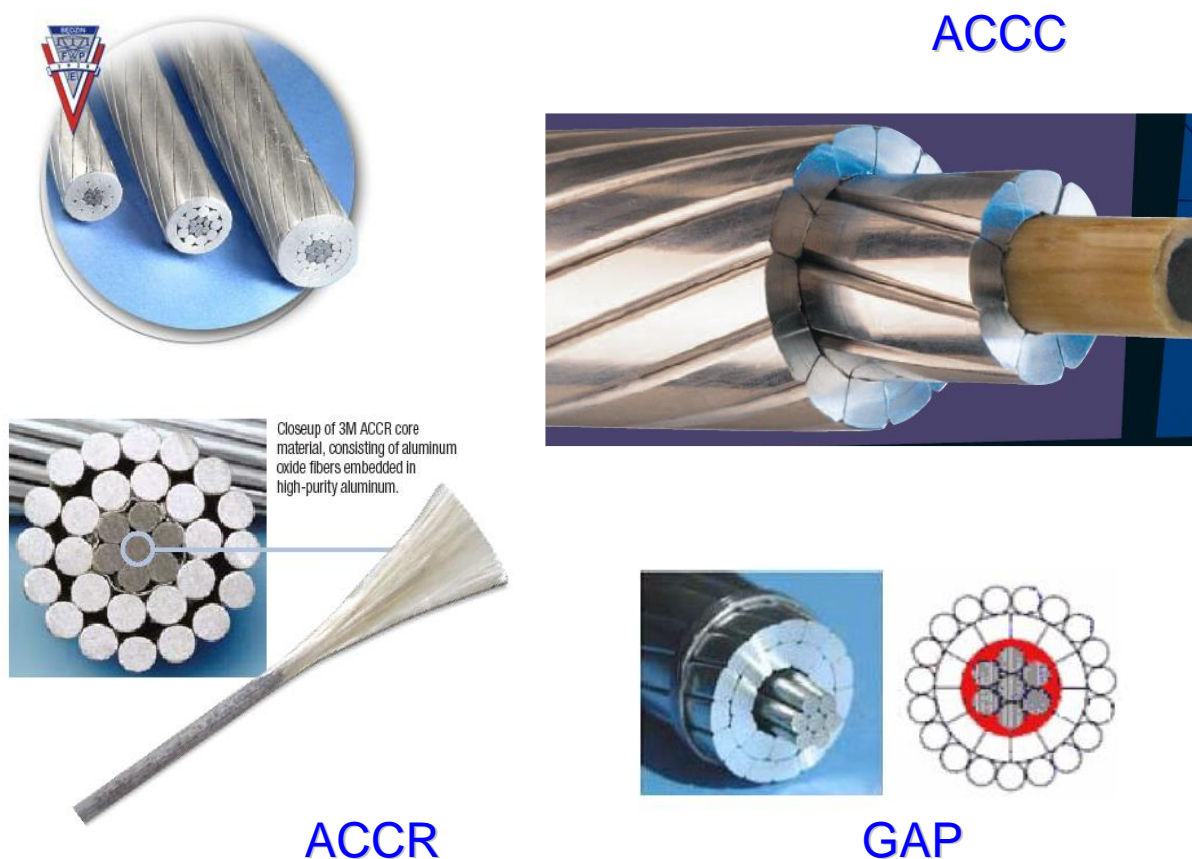
Stopy aluminium z cyrkonem i aluminium miękkie stosowane na oplot w przewodach wysokotemperaturowych

Oznaczenie	Opis	Wytrzymałość na rozciąganie [MPa]	Przewodność [% IACS ¹⁾	Maksymalna temperatura pracy ciągłej [°C]
AT1 (TAL-Thermal Resistant Aluminium Alloy)	Stop aluminium odporny na wysokie temperatury	159-169	60	150
AT2 (KTAL-High-Strengt Thermal Resistant Aluminium Alloy)	Stop aluminium wysokowytrzymały mechanicznie, odporny na wysokie temperatury	225-248	55	150
AT3 (ZTAL-Ultra Thermal Resistant Aluminium Alloy)	Stop aluminium odporny na bardzo wysokie temperatury	159-176	60	210
AT4 (XTAL-Extra Thermal Resistant Aluminium Alloy)	Stop aluminium superodporny na wysokie temperatury	159-169	58	230
1350-0 (Fullyannealed Aluminium)	Aluminium całkowicie wyżarzone	94	63	250

¹⁾ W procentach konduktywności wyżarzonej miedzi (58,0 m/Ω*mm²) wg IACS (*International Annealed Cooper Standard*)

Wykorzystując różne materiały do wykonania oplotu przewodzącego i łącząc je z różnymi materiałami używanymi na rdzenie, otrzymuje się wiele konstrukcji przewodów typu HTLS. Obecnie są stosowane następujące główne rodzaje przewodów:

- TACSR (*Thermal Resistant Aluminium Conductor Steel Reinforced*) – w odniesieniu do tradycyjnych przewodów stalowo-aluminiowych różni się tylko materiałem oplotu, który tutaj jest wykonany ze stopu AT1 (TAL),
- ACSS (*Aluminium Conductor Steel Supported*) – posiada druty oplotu z całkowicie wyżarzonego aluminium oraz zwykły rdzeń z drutów stalowych,
- ACCR (*Aluminium Conductor Composite Reinforced*) – posiada rdzeń kompozytowy z mikrowłókien tlenkowych osadzonych w aluminium (Al-Al₂O₃), o współczynniku rozszerzalności cieplnej $6,3 \cdot 10^{-6}$ 1/K, oraz oplot ze stopu ZTAL,
- ACCC (*Aluminium Conductor Composite Core*) – posiada rdzeń kompozytowy z włókien szklanych i węglowych osadzonych w żywicy polimerowej, o współczynniku rozszerzalności cieplnej $1,6 \cdot 10^{-6}$ 1/K, oraz oplot z aluminium całkowicie wyżarzonego,
- G(Z)TACSR (*Gap Type Aluminium Conductor Steel Reinforced*) – ze szczeliną pomiędzy rdzeniem stalowym a trapezoidalnymi drutami ze stopu (Z)TAL, wypełnioną wysokotemperaturowym smarem; przewód jest instalowany z małym naciąganiem lub bez naciągu w aluminiowym oplotcie,
- przewody inwarowe (TACIR, ZTACIR i XTACIR) są stosowane głównie w Japonii; posiadają rdzeń inwarowy o współczynniku rozszerzalności cieplnej $2,8 \dots 3,6 \cdot 10^{-6}$ 1/K oraz oplot ze stopu TAL, ZTAL lub XTAL.



Rys. 3.17. Trzy nowe rodzaje przewodów przeznaczonych dla linii przesyłowych

Dwa rodzaje przewodów z powyższej listy mogą być wykorzystywane praktycznie tylko przy budowie nowych linii: przewody typu TACSR oraz przewody inwarowe. Zwisy tych przewodów w niskich temperaturach są stosunkowo duże, praktycznie takie same jak przewodów stalowo-aluminiowych, a więc nie nadają się one do modernizacji termicznej starych polskich linii 110÷400 kV. Przewody TACSR posiadają współczynnik rozszerzalności cieplnej oraz ciężar taki sam jak przewody ACSR (stalowo-aluminiowe), natomiast przewody inwarowe posiadają tak samo ciężki rdzeń jak przewody ACSR.

Przewody typu GAP wymagają zastosowania specyficznego osprzętu oraz specjalnej techniki montażu, ponieważ naciągowi poddawany jest tylko rdzeń przewodu. Dzięki szczelinie, przy wydłużaniu się oplotu aluminiowego stalowy rdzeń posiada swobodę ruchu i nie jest dodatkowo obciążony na skutek tarcia. W ten sposób przewód w całości pracuje ze współczynnikiem rozszerzalności cieplnej jak dla stali. Powyżej temperatury montażu, która jest jednocześnie temperaturą punktu kolanowego, pracuje tylko rdzeń stalowy, zaś poniżej całej przewód. Z uwagi na całkowite lub prawie całkowite odciążenie oplotu stopowego, przewody te posiadają bardzo dużą odporność na drgania eolskie. Przyrost zwisu tego przewodu w zakresie wysokich temperatur, powyżej punktu kolanowego, jest identyczny jak przewodu ACSS (rys. 3.18).

Technika montażu przewodów typu ACSS i ACCR w linii jest praktycznie taka sama jak przewodów tradycyjnych. Stosowane są zaprasowywane dwuczęściowe uchwyty odciągowe. Praca przewodu ACSS w bardzo wysokich temperaturach może prowadzić do okresowego lub trwałego powstawania tzw. „koszyczka” na przewodzie z uwagi na występującą w oplocie siłę ściskającą. Także w wyniku samego przepięcia przed regulacją zwisów, jeżeli będzie ono zbyt duże, mogą się pojawić „koszyczki” na przewodzie praktycznie dyskwalifikujące go z dalszego montażu. Przepięcie przewodu ACSS przed regulacją zwisów zapobiega póź-

niejszej niestabilności zwisu przewodu, spowodowanej plastycznością aluminium miękkiego w oplocie. Powyższych wad nie posiadają przewody typu ACCR.

Najnowsze przewody typu ACCC również, z uwagi na zastosowanie w nich aluminium miękkiego, wykazują niestabilność zwisu, jeżeli przewód nie zostanie wstępnie przepięty. Niestabilność zwisu praktycznie nie występuje jednak w wysokich temperaturach, decydujących o odstępach pionowych i zarazem o obciążalności termicznej linii. Rdzeń przewodu ACCC jest mocowany w uchwycie odciągowym za pomocą samozaciskowego uchwytu stożkowego, natomiast oplót przewodu jest zaprasowywany. Z uwagi na zastosowanie trapezoidalnych drutów w oplocie przewód ACCC jest prawdopodobnie mniej podatny na tworzenie się „koszyczków”. Przewód ACCC/TW Stockholm został zastosowany w Polsce po raz pierwszy w linii 220 kV Kozienice-Mory w maju 2008 r.

Na rys. 3.18 przedstawiono porównanie zwisów końcowych przewodu AFL-6 185 mm² ze zwisami trzech równoważnych przewodów wysokotemperaturowych (Linnet ACSS/HS, ACCR 340-T16 i ACCC/TW), zawieszonych z takim samym naciągiem podstawowym 21550 N w przęśle o rozpiętości 300 m, zlokalizowanym w strefie sadowej SI. Najlepsze cechy pod względem zwisu wykazuje przewód Linnet ACCC/TW, a w następnej kolejności przewód Linnet ACCR 340-T16. W obliczeniach zwisów, oprócz liniowych odkształceń sprężystych i cieplnych, uwzględniono także odkształcenia plastyczne przewodów, które są znane na podstawie badań laboratoryjnych jako funkcja naprężenia i czasu. Według Broszury Technicznej nr 324 CIGRE [6], odpowiednim do obliczeń jest tutaj model eksperymentalny odkształceń plastycznych (*Experimental Plastic Elongation (EPE) Model*). Odkształcenia plastyczne są przy tym dwojakiego rodzaju: odkształcenie plastyczne przy przejściu przewodu przez duży naciąg (np. zimą), spowodowane nieliniowością charakterystyki pierwotnej rozciągania $\sigma = f(\varepsilon)$ (σ – naprężenie w przewodzie, ε – wydłużenie względne przewodu), oraz odkształcenie plastyczne wynikające z pełzania metalurgicznego przewodu, zależne od czasu (zwykle przyjmuje się okres pełzania 10 lat). Te dwa zjawiska są rozpatrywane niezależnie; w dalszym ciągu analizy zakłada się, że dominujący wpływ mają wydłużenia plastyczne pierwszego rodzaju. Metodyka obliczeń mechanicznych przewodów wysokotemperaturowych została przedstawiona w pracy [10].

Na wykresach zwisów końcowych załamanie charakterystyk odpowiada temperaturze punktu kolanowego (z ang. „*knee-point temperature*”) T_{KP} . Przy temperaturze przewodu $T > T_{KP}$ całe obciążenie mechaniczne przejmuje rdzeń przewodu, a wydłużenia przewodu wynikają wyłącznie ze współczynnika rozszerzalności cieplnej i modułu sprężystości rdzenia. Temperaturę odciążenia oplotu (indeks A) znajduje się z równania określającego naprężenie składowe w oplocie przewodu:

$$\sigma'_A = \sigma'_{A,CP} + \Delta\sigma \frac{E'_A}{E} - (T - T_{CP})(\alpha_A - \alpha)E'_A, \quad (3.2)$$

które przy $T=T_{KP}$ osiąga wartość 0. W równaniu (3.2) indeksem CP oznaczono wartości występujące w punkcie największego obciążenia mechanicznego przewodu np. przy oblodzeniu (z ang. „*common point*”). Poszczególne wielkości oznaczono:

E - współczynnik sprężystości,

α - współczynnik rozszerzalności cieplnej,

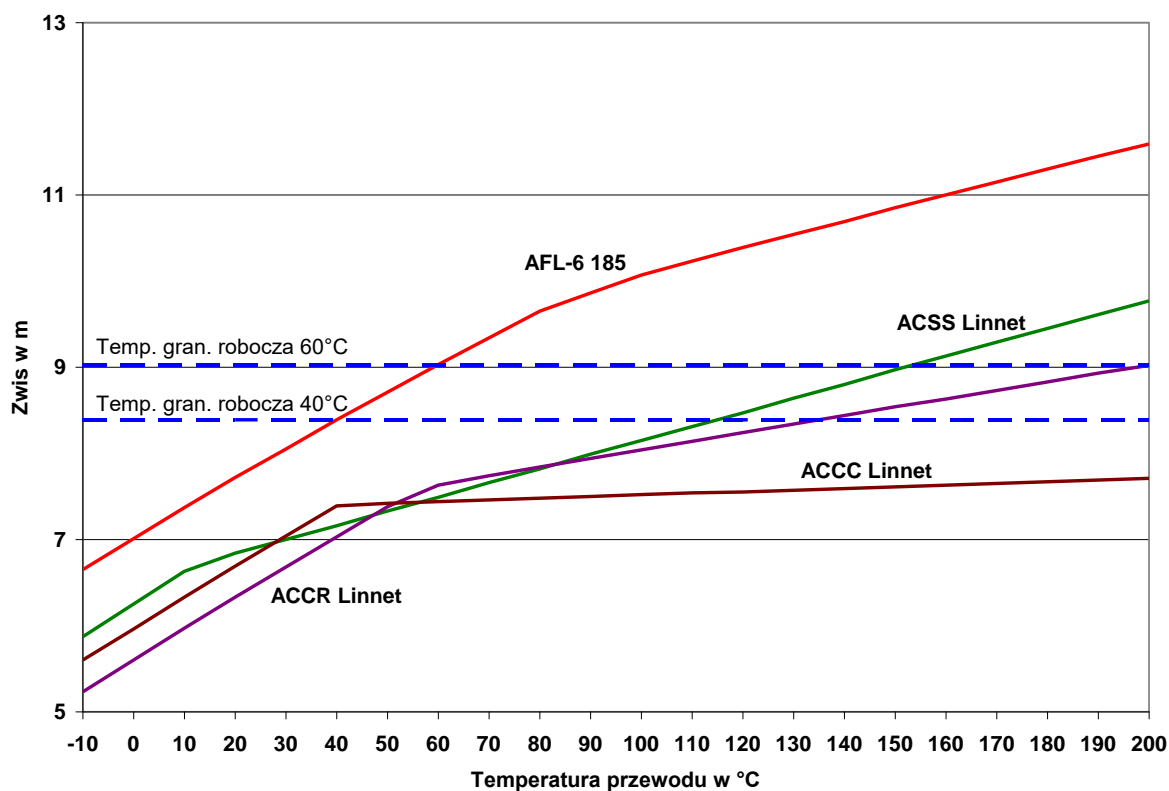
$\Delta\sigma$ - zmiana naprężenia w przewodzie w wyniku przejścia z punktu CP do danych warunków ($\Delta\sigma = \sigma - \sigma_{CP}$),

T - temperatura w danych warunkach.

Naprężenie σ znajduje się, rozwiązując standardowe równanie stanów przewodu, dla temperatury przewodu T .

W przypadku przedstawionym na rys. 3.18 temperatura T_{KP} wynosi dla poszczególnych przewodów: AFL – 87,8°C, ACCR – 57,4°C, ACCC – 40,4°C i ACSS – 12,2°C. Jednostkowy przyrost zwisu poszczególnych przewodów powyżej tej temperatury kształtuje się następująco: AFL i ACSS – 1,6 cm/K (rdzeń stalowy), ACCR – 1,05 cm/K (rdzeń kom-

pozytowy metalowy), ACCC – 0,20 cm/K (rdzeń kompozytowy węglowy). Przy konstruowaniu nowych przewodów dąży się do osiągnięcia jak najmniejszych wartości powyższej temperatury oraz jednostkowego przyrostu zwisu.



Rys. 3.18. Porównanie zwisów przewodu AFL-6 185 mm² ze zwisami równoważnych przewodów wysokotemperaturowych w przęśle 300 m z naciągami podstawowymi 21550 N

3.4.2. Warunki modernizacji termicznej starych polskich linii 220 i 110 kV

Modernizacja termiczna istniejących linii przesyłowych, w tym zwłaszcza 220 kV oraz wybranych linii 110 kV, jest obecnie w Polsce jednym z najpilniejszych zadań z punktu widzenia niezawodności pracy sieci oraz bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Istniejące ograniczenia przesyłowe w wybranych gałęziach sieci przesyłowej oraz duża awaryjność niektórych torów prądowych linii wymagają szybkiego podjęcia działań zaradczych. Problemy niedostatecznej zdolności przesyłowej sieci ujawniają się szczególnie w okresie letnim i mogą być jedną z istotnych przyczyn rozległych awarii systemowych. Krępują one także w znaczącym stopniu hurtowy obrót energią na istniejącym rynku energii, ujawniając się w postaci tzw. ograniczeń przesyłowych, wymagających interwencji operatora sieci przesyłowej oraz zwiększających łączne koszty wytwarzania energii i straty sieciowe.

Budowa nowych linii z przewodami o większym przekroju przewodów lub z wyższymi słupami jest kosztowna oraz stwarza poważne problemy z uzyskaniem zgody właścicieli gruntów w pasie linii. Nawet budowa nowej linii po trasie linii istniejącej powoduje takie same problemy jak budowa linii całkowicie nowej, zaś załatwienie spraw formalnych jest czasochłonne, a w skrajnych przypadkach niemożliwe. Długotrwałe wyłączenie danej linii stwarza także duże utrudnienie w pracy całej połączonej sieci oraz w zasilaniu wybranych odbiorców.

Rozwiązaniem problemu może być remont linii w takim zakresie, aby prace modernizacyjne mogły być wykonywane „na zgłoszenie”, bez potrzeby uzyskania pozwolenia na budowę [9]. W Polsce i na świecie ugruntował się obecnie pogląd, potwierdzony uzyskanymi dotychczas wynikami (technicznymi i ekonomicznymi), że najlepszym rozwiązaniem jest modernizacja termiczna istniejących linii, wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach

konstrukcyjnych starych linii (bez wymiany słupów i fundamentów) [7]. Umożliwiają to przewody wysokotemperaturowe, oferowane przez światowych producentów po konkurencyjnych cenach.

Proces selekcji przewodów nadających się szczególnie do modernizacji termicznej jest zróżnicowany dla każdej linii, przy czym na ogół ważną rolę odgrywa w nim zwis w funkcji temperatury przewodu. Nowe przewody należy umiejętnie wkomponować w istniejącą linię – słupy, wysięgniki, przewody odgromowe, odstępy izolacyjne wewnętrzne i zewnętrzne. Z tego powodu zwykle wymaga się, aby:

- średnica zewnętrzna przewodu nie była większa od średnicy starego przewodu (ze względu na słupy przelotowe i narożne),
- naciąg podstawowy przewodu nie przekraczał naciągu starego przewodu (ze względu na słupy mocne),
- odstępy do ziemi i do krzyżowanych obiektów były nie mniejsze niż przy starych przewodach,
- zachować koordynację zwisów przewodów roboczych i odgromowych,
- zapewnić ochronę linii przed drganiami eolnymi, ewentualnie stosując ochronę czynną.

Przy napięciu linii 400 kV dodatkowo należy uwzględnić zjawisko ulotu oraz natężenie pola elektrycznego; z tego względu średnica nowego przewodu powinna być praktycznie równa średnicy starego przewodu.

Większość istniejących linii 110, 220 i 400 kV ma wysokość zawieszenia przewodów na słupach taką, aby była zapewniona wymagana odległość przewodu do ziemi lub do krzyżowanych obiektów przy temperaturze przewodu $+40^{\circ}\text{C}$. Tę zasadę, zgodną z wymaganiami obowiązujących norm, przyjmowano w Polsce do 1989 r. Przykładowo dla linii z przewodami roboczymi AFL-6 120 mm², na słupach podstawowych serii S12, odległość dolnych przewodów do ziemi w przeszle nominalnym wynosi:

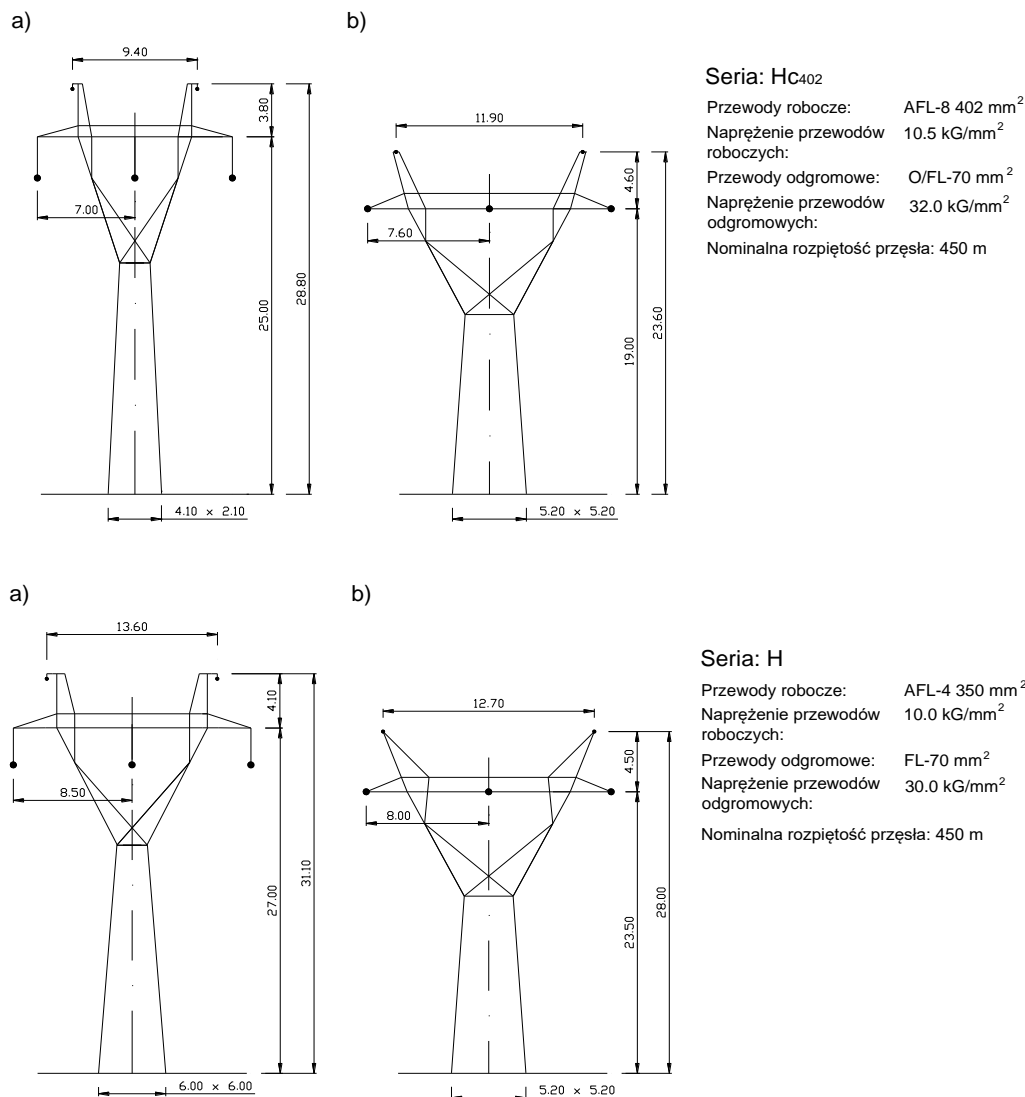
$$h = 16,60 - f_{+40} - L_{iz} - Z = 16,60 - 8,55 - 1,92 - 0,40 = 5,73 \text{ m,}$$

czyli jest równa wymaganej odległości $h_{\min} = 5 + U_n/150 = 5 + 110/150 = 5,73 \text{ m}$ (oznaczono f_{+40} – zwis przy temperaturze przewodu $+40^{\circ}\text{C}$, L_{iz} – długość najdłuższego łańcucha przelotowego ŁP2, Z – zapas odległości pionowej, U_n – napięcie znamionowe linii). Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku pozostałych serii słupów linii 1-torowych z przewodami AFL-6 120 mm²: A, Ac, A12, S₁₂₀ i Sc₁₂₀, z przewodami AFL-6 185 mm²: S₁₈₅, Sc₁₈₅, oraz z przewodami AFL-6 240 mm²: Sc₂₄₀, S24 i B2. Małą wysokością charakteryzują się także słupy linii 2-torowych serii: D₁, D₂, Dc₁, Dc₂, O24, OS24 i Oy.

W latach sześćdziesiątych wybudowano w Polsce szereg linii 220 kV i 400 kV wyposażonych w przewody AFL-8 402/454 mm² (ACSR Condor) o średnicy zewnętrznej 27,7 mm. Przewody takie posiada m.in. pierwsza polska linia przesyłowa 400 kV Mikułowa-Joachimów. Linie jednotorowe 220 kV budowane były w tamtym okresie na słupach serii Hc402 (rys. 3.19a) i Hy402, zaś dwutorowe na słupach serii Mc2, przy założeniu wysokiego naprężenia podstawowego w przewodach roboczych, wynoszącego 10,5 kG/mm² (103 MPa). Linie były budowane prawie bez rezerw projektowych zwisu wzdłuż całej trasy, przy przyjęciu temperatury granicznej roboczej przewodów $+40^{\circ}\text{C}$. Oznacza to, że istniejące w tych liniach słupy przelotowe i mocne są bardzo niskie. Zwis przewodu AFL-8 402/454 mm² w temperaturze $+40^{\circ}\text{C}$ wynosi 14,41 m w przeszle 450 m (17,66 m w przeszle 500 m). Odejmując od wysokości słupa 25,0 m (Hc402 i Hy402) długość łańcucha przelotowego dwurzędowego 3,35 m i zwis 14,41 m oraz rezerwę zwisu 0,5 m otrzymuje się odległość pionową 6,74 m, która jest niewiele większa od wymaganej odległości minimalnej (6,47 m). Podobna kalkulacja dla słupa przelotowego serii Mc2 daje odległość pionową 6,49 m, praktycznie równą wymaganej odległości minimalnej.

Druga grupa starych linii 220 kV wyposażona jest w przewody robocze AFL-4 350 mm² (rys. 3.19b) o średnicy zewnętrznej 26,6 mm. Słupy serii H, M1 oraz M2 również były projektowane dla temperatury granicznej roboczej przewodów $+40^{\circ}\text{C}$

i mają wobec tego małą wysokość. Zwis przewodu AFL-4 350 mm² w temperaturze +40°C wynosi 16,28 m w przęśle 450 m. Przykładowo dla słupów przelotowych serii H odpowiada temu odległość przewodów od ziemi w środku poziomego przęsła tylko 6,87 m. Jeszcze gorsza sytuacja występuje w liniach ze słupami serii M1, natomiast praktycznie tak samo zła w liniach ze słupami serii M2.



Rys. 3.19. Sylwetki słupów kratowych dwóch starych polskich linii 220 kV z przewodami roboczymi AFL-8 402/454 mm² i AFL-4 350 mm²: a) przelotowy; b) odporowo-narożny ONII

3.4.3. Możliwości modernizacji termicznej linii 220 kV

Stare linie 220 kV z przewodami AFL-8 402/454 mm², zaprojektowane dla temperatury przewodów roboczych +40°C, pozwalają na długotrwałe obciążenie prądem o wartości 440 A (co odpowiada mocy 156 MW przy $\cos \varphi = 0,93$) „latem” (IV-X) i prądem 880 A (312 MW) „zimną” (XI-III). Jest to obciążalność określona dla najbardziej niekorzystnych warunków atmosferycznych, oparta na Zarządzeniu nr 29 MGİE oraz informacji EP Kraków ze stycznia 1993r. (opracowanie X-98355 pt. „Obciążalność prądowa elektroenergetycznych linii napowietrznych 110 kV, 220 kV i 400 kV”). Dla linii 220 kV z przewodami AFL-4 350 mm², zaprojektowanych dla +40°C, obciążalność termiczna wynosi odpowiednio 405 A (czyli 154 MW) i 810 A (308 MW). Jak z powyższego widać, szczególnie istotne znaczenie ma podwyższenie przepustowości linii w okresie letnim. Najbardziej efektywnym sposobem

zwiększenia przepustowości „letniej” jest doprowadzenie do możliwości pracy linii przy temperaturze przewodów wyższej niż 40°C, najczęściej +60°C (przewody AFL wytrzymują temperaturę pracy ciągłej +80°C). Przepustowość „letnia” linii rośnie w tym przypadku aż o 70% (tabela 3.10).

Tabela 3.10

Efektywność wymiany przewodów roboczych w liniach 220 kV na przewody HTLS

a) wymiana przewodów AFL-8 402/454 mm² zawieszonych na słupach serii Hc402, Hy402 i Mc2

Typ przewodu Średnica zewnętrzna Naciąg i napężenie podstawowe	Zwis w przęśle 450m i obciążalność letnia ¹⁾ ciągła linii przy temperaturze przewodów					
	40°C	60°C	80°C	100°C	120°C	180°C
AFL-8 402/454 mm ² 27,7 mm 46750 N, 103 MPa	14,41 m 0(440) A	15,29 m 590(750) A 209 MW				
Condor ACSS/HS 27,74 mm 46750 N, 102,8 MPa		14,75 m 610 A 216 MW	15,16 m 890 A 315 MW	15,56 m 1095 A 388 MW		
Condor ACCR 800-T13 27,8 mm 46750 N, 102,1 MPa			14,67 m 905 A 320 MW	14,98 m 1110 A 393 MW	15,22 m 1280 A 453 MW	
Stockholm ACCC/TW 26,39 mm 46750 N, 89,3 MPa				14,50 m 1165 A 412 MW	14,55 m 1340 A 474 MW	14,71 m 1750 A 620 MW

b) wymiana przewodów AFL-4 350 mm² zawieszonych na słupach serii H, M1 i M2

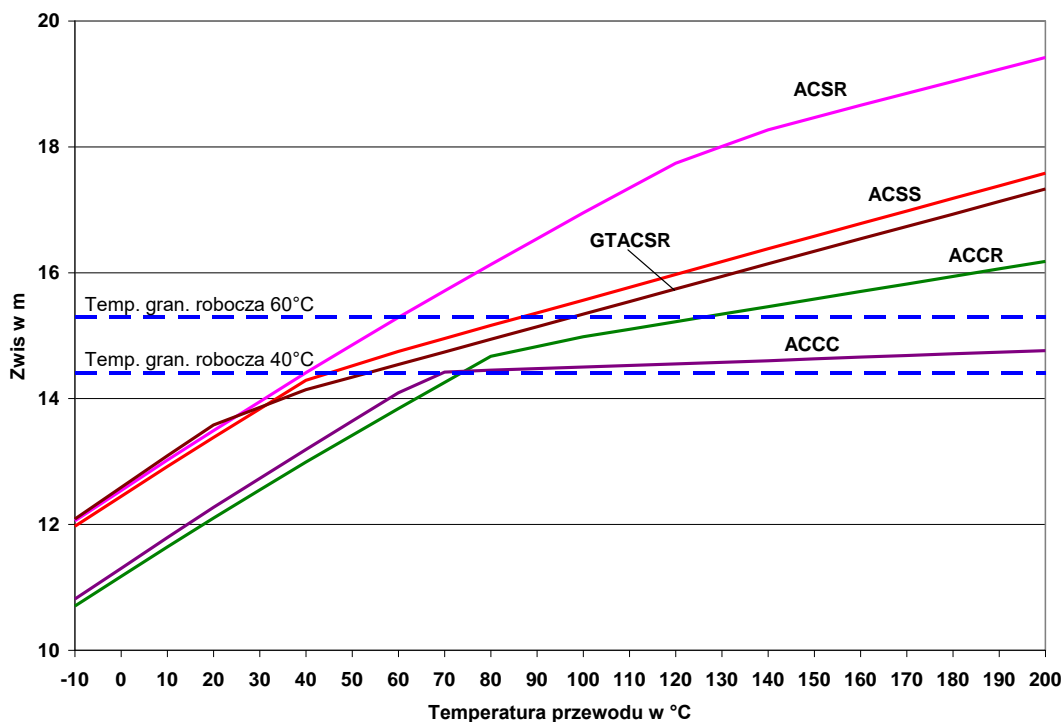
Typ przewodu Średnica zewnętrzna Naciąg i napężenie podstawowe	Zwis w przęśle 450m i obciążalność letnia ¹⁾ ciągła linii przy temperaturze przewodów					
	40°C	60°C	80°C	100°C	120°C	180°C
AFL-4 350 mm ² 26,9 mm 41980 N, 98,1 MPa	16,28 m 0(405) A	17,03 m 550(690) A 195 MW				
Starling ACSS/HS 26,70 mm 41980 N, 99,6 MPa			16,20 m 850 A 301 MW	16,62 m 1045 A 370 MW	17,04 m 1200 A 425 MW	
Custom ACCR/TW 872-T12, 26,2 mm 41980 N, 85,0 MPa			16,57 m 930 A 330 MW	16,96 m 1140 A 404 MW	17,19 m 1315 A 466 MW	
Stockholm ACCC/TW 26,39 mm 41980 N, 80,2 MPa				16,19 m 1165 A 412 MW	16,24 m 1340 A 474 MW	16,40 m 1750 A 620 MW

¹⁾ Obciążalność letnia została określona dla warunków: temperatura powietrza +30°C, prędkość wiatru 0,5 m/s, nasłonecznienie 1000 W/m², współczynnik absorpcyjności i emisyjności przewodu 0,9 (w nawiasach podano tzw. letnią obciążalność linii opartą na Zarządzeniu nr 29 MGİE oraz informacji EP Kraków ze stycznia 1993r.)

Zwiększenie temperatury granicznej roboczej do +60°C wymaga w liniach 220 kV „wygospodarowania” dodatkowego odstępu pionowego rzędu 90 cm w środku poszczególnych przęseł, ponieważ przyrost zwisu w typowych przęsłach linii 220 kV wynosi ok. 4,5 cm/K. Niezbędne jest wykonanie pomiarów geodezyjnych trasy linii oraz aktualnych zwisów dla jednego przewodu w każdym torze linii, w jednym lub dwóch przęsłach w zależności od długości sekcji odciągowej. Następnie, w zależności od sytuacji, stosuje się różne sposoby: podwyższenie zawieszenia przewodów (krótsze łańcuchy przelotowe), obniżenie obiektów krzyżowanych, podwyższenie słupów przelotowych itp. Z doświadczeń uzyskanych przez EP

Poznań wynika, że także ten ostatni sposób, pod warunkiem pozostawienia bez zmian istniejących fundamentów, jest przyjmowany w większości przez urzędy jako zakres prac wymagający jedynie zgłoszenia. Przepustowość linii 220 kV z dotychczasowymi przewodami po zwiększeniu temperatury granicznej do +60°C została podana w tabeli 3.10.

Radykalne zwiększenie obciążalności termicznej starych polskich linii 220 kV zapewnia jedynie wymiana przewodów na wysokotemperaturowe. Przewody wysokotemperaturowe, a zwłaszcza przewody typu ACCR i ACCC, wykazują zwis zdecydowanie mniejszy niż tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe. Przykładowo przy temperaturze pracy 80°C, która jest temperaturą graniczną pracy ciągłej dla przewodów stalowo-aluminiowych, zwis przewodów ACCR i ACCC jest mniejszy o ok. 1,5 m w typowym dla linii 220 kV prześle 450 m. Określa to szerokie możliwości podwyższenia obciążalności termicznej starych polskich linii przesyłowych praktycznie bez ingerencji w konstrukcje wsporcze.



Rys. 3.20. Porównanie zwisów przewodu AFL-8 402/454 mm² ze zwisami równoważnych przewodów wysokotemperaturowych w prześle 450 m z nacięciem podstawowym 46750 N

Stare polskie linie posiadają temperaturę graniczną roboczą na poziomie 40°C lub najwyżej na poziomie 60°C, jeżeli linia w międzyczasie została dostosowana do takiej temperatury pracy. Odpowiednie limity zwisu przewodów roboczych zostały dla obu przypadków podane na rys. 3.20 i w tabelicy 3.10. Przewody typu ACCR i ACCC osiągają te limity przy temperaturach pracy znacznie większych. Przykładowo limit zwisu przewodu AFL-8 402/454 mm² dla 60°C (15,29 m) równoważny przewód typu ACCR osiąga dopiero powyżej 120°C, zaś przewód typu ACCC dopiero znacznie powyżej 180°C. W najgorszych letnich warunkach przewód Condor ACCR zapewnia przepustowość 1280 A, zaś przewód Stockholm ACCC nawet 1750 A. Dalsze zwiększenie przepustowości linii w przypadku przewodu Condor ACCR jest możliwe poprzez np. podwyższenie niektórych słupów przelotowych w linii.

3.4.4. Możliwości modernizacji termicznej linii 110 kV

Różnorodność konstrukcyjna polskich linii 110 kV jest bardzo duża. Najmniejszy zastosowany przewód AFL-6 120 mm² posiada średnicę zewnętrzną 15,65 mm. Najbardziej zbliżoną średnicę zewnętrzną do tego przewodu posiada przewód wysokotemperaturowy Partridge ACSS/HS, a mianowicie 16,30 mm (tj. o 4% większą). Zastosowanie tego prze-

wodu może nie wymagać wzmocnienia żadnego ze słupów przelotowych danej linii, jeżeli istnieją minimalne choćby tylko rezerwy w ich przęsłach wiatrowych. Aby nie podwyższać żadnego ze słupów przelotowych w linii, należy zastosować naprężenie podstawowe 105 lub 110 MPa (tabela 3.11a). Lepszym wariantem wydaje się być naprężenie 110 MPa, ponieważ pozwala osiągnąć temperaturę graniczną roboczą przewodów 100°C, tj. przepustowość linii blisko 100 MW (tabela 3.11a). Przy naprężeniu 110 MPa naciąg nowego przewodu wynosi 17290 N, a więc jest większy o ok. 10% od naciągu starego przewodu, który wynosi 15785 N. Należy się więc liczyć ze wzmocnieniem niektórych elementów słupów mocnych w linii. Jeżeli linia jest już dostosowana do temperatury +60°C, przewód Partridge ACSS/HS przy zastosowaniu naprężenia 110 MPa pozwala osiągnąć przepustowość linii 124 MW, a więc ponad 2 razy większą niż przy starych przewodach.

Tabela 3.11

Efektywność wymiany przewodów roboczych w liniach 110 kV na przewody HTLS
a) wymiana przewodów AFL-6 120 mm² zawieszonych na słupach serii A, Ac, A12, S12, S₁₂₀ i Sc₁₂₀

Typ przewodu Średnica zewnętrzna Naciąg i naprężenie podstawowe	Zwis w przęśle 300m i obciążalność letnia ¹⁾ ciągła linii przy temperaturze przewodów					
	40°C	60°C	100°C	120°C	140°C	160°C
AFL-6 120 mm ² 15,65 mm 15785 N, 110 MPa	8,55 m 0(205) A	9,18 m 300(350) A 53 MW				
ACCR 207-T23 14,78 mm 15785 N, 121,9 MPa						8,45 m 660 A 117 MW
Partridge ACSS/HS 16,30 mm 17290 N, 110 MPa			8,49 m 555 A 98 MW	8,82 m 635 A 112 MW	9,14 m 700 A 124 MW	
Linnet ACSS/TW/HS 16,84 mm 21400 N, 108 MPa				8,41 m 720 A 127 MW	8,74 m 795 A 141 MW	9,07 m 865 A 153 MW

b) wymiana przewodów AFL-6 185 mm² zawieszonych na słupach serii S₁₈₅ i Sc₁₈₅, D₁, D₂, Dc₁, Dc₂

Typ przewodu Średnica zewnętrzna Naciąg i naprężenie podstawowe	Zwis w przęśle 300m i obciążalność letnia ¹⁾ ciągła linii przy temperaturze przewodów					
	40°C	60°C	120°C	140°C	160°C	180°C
AFL-6 185 mm ² 19,2 mm 21550 N, 100 MPa	8,40 m 0(270) A	9,04 m 375(455) A 66 MW				
Linnet ACSS/HS 18,29 mm 21550 N, 108,76 MPa			8,47 m 735 A 130 MW	8,80 m 815 A 144 MW	9,13 m 885 A 156 MW	
Linnet ACCR 340-T16 18,39 mm 21550 N, 107,75 MPa				8,44 m 820 A 145 MW	8,63 m 895 A 158 MW	8,83 m 960 A 170 MW
Linnet ACCC/TW 18,29 mm 21550 N, 87,46 MPa						7,87 m 1070 A 189MW

¹⁾ Patrz tabela 4.3

Jeszcze większą przepustowość zapewnia przewód ACCR 207-T23 o średnicy zewnętrznej 14,78 mm, i to przy zastosowanym naciągu takim samym jak stary przewód (tabela 3.11a). Bez podwyższania słupów uzyskuje się przepustowość 117 MW. W liniach dosto-

sowanych już do temperatury $+60^{\circ}\text{C}$ przewód ten pozwala uzyskać przepustowość linii blisko 140 MW.

Trzecim rozpatrzonym wariantem jest przewód Linnet ACSS/TW/HS o średnicy zewnętrznej 16,84 mm, większej o 8% od średnicy starego przewodu. Pewna liczba słupów przelotowych może więc wymagać wzmocnienia. Przewód powyższy posiada trapezoidalne druty oplotu aluminiowego, w związku z czym jego przekrój całkowity jest dość znaczny ($198,13\text{ mm}^2$). Przy naprężeniu podstawowym 108 MPa, naciąg podstawowy przewodu wynosi 21400 N, a więc wymaga albo znacznego wzmocnienia słupów mocnych w linii, bądź ich wymiany na słupy mocne serii Sc₁₈₅ lub S₁₈₅. W tym wariantie bez podwyższania słupów przelotowych uzyskuje się przepustowość minimum 127 MW, lub nawet 153 MW w linach już dostosowanych do temperatury $+60^{\circ}\text{C}$.

Wymiana przewodów AFL-6 185 mm² na przewody wysokotemperaturowe jest możliwa wprost, bez jakiegokolwiek ingerencji (podwyższanie, wzmocnianie itp.) w słupy przelotowe i mocne linii. Warunki takie spełniają aż trzy rodzaje przewodów (tabela 3.11b): Linnet ACSS/HS, Linnet ACCR 340-T16 i Linnet ACCC/TW.

Najtańszym przewodem jest przewód Linnet ACSS/HS, który po prostej wymianie pozwala osiągnąć temperaturę graniczną roboczą przewodów w linii 120°C , czyli przepustowość „letnią” linii 130 MW, równą np. przepustowości „zimowej” linii 110 kV z przewodami 240 mm². Pewną niedogodnością w przypadku tego przewodu jest początkowa niestabilność zwisu, tj. przyrost zwisu o ponad 1,5 m w wyniku przejścia przewodu przez duże np. zimowe obciążenie mechaniczne. Dla zachowania koordynacji zwisów górnego przewodu roboczego i przewodu odgromowego wymaga to zmniejszenia zwisu przewodu odgromowego lub zawieszenia górnego przewodu roboczego z obniżonym naprężeniem. Podobna sytuacja ma miejsce także w przypadku przewodu Partridge ACSS/HS, wieszanego na słupach serii S₁₂, S₁₂₀ i Sc₁₂₀.

Przewód Linnet ACCC/TW pozwala osiągnąć temperaturę graniczną 180°C , czyli przepustowość „letnią” linii prawie 190 MW. Cechy tego przewodu są identyczne jak poprzedniego przewodu, czyli wymaga on pewnych działań dla zachowania koordynacji zwisów z przewodem odgromowym. Cena tego przewodu jest jednak znacząco wyższa.

Przewód Linnet ACCR 340-T16 pod względem technicznym jest najlepszą konstrukcją i zapewnia m.in. stabilność zwisu, czyli nie wymaga żadnych działań dla zachowania koordynacji zwisów. Przy zachowaniu dotychczasowego naciągu w linii pozwala on osiągnąć temperaturę graniczną roboczą 140°C , czyli przepustowość 145 MW. W liniach już dostosowanych do temperatury $+60^{\circ}\text{C}$ pozwala on uzyskać przepustowość „letnią” nawet ponad 180 MW.

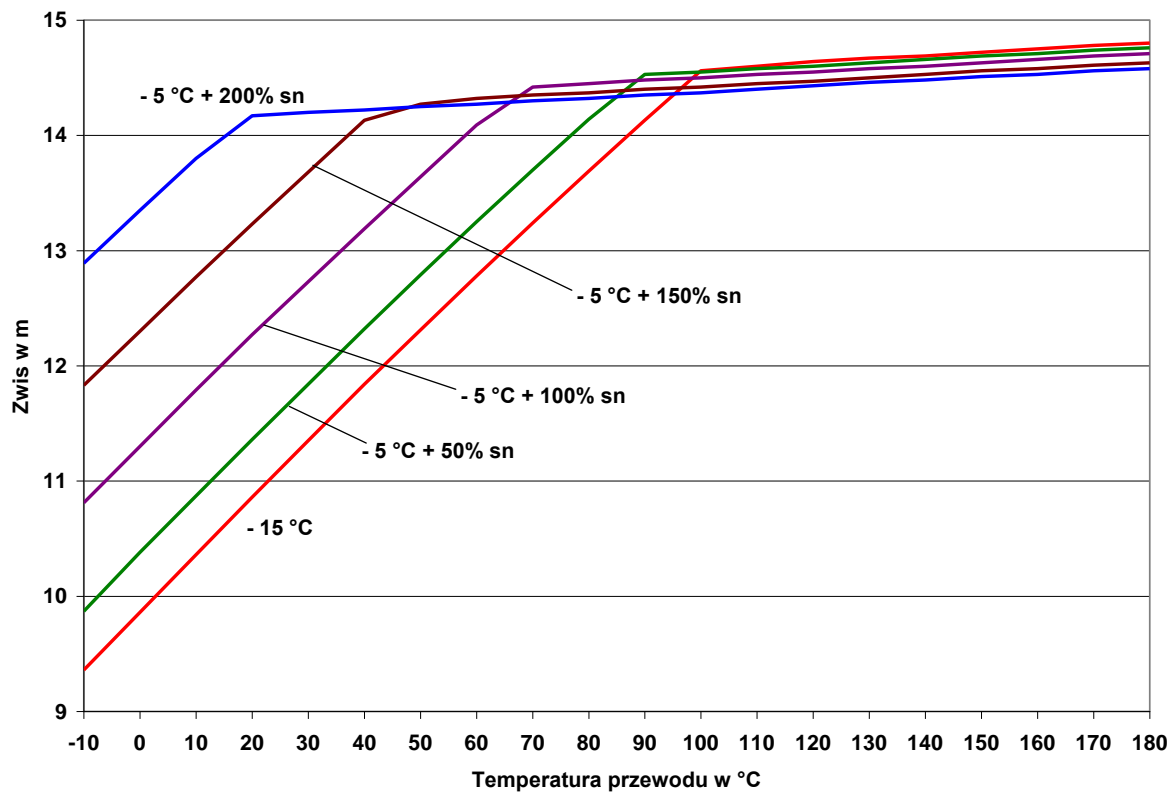
3.4.5. Niestabilność zwisu niektórych przewodów wysokotemperaturowych

Przewody wysokotemperaturowe posiadające aluminium całkowicie wyżarzone w oplotcie (przewody ACSS i ACCC) wykazują specyficzne właściwości mechaniczne. Odkształcenia plastyczne oplotu przy przejściu przewodu przez duży naciąg (zimą) powodują trwałe wydłużenie przewodu, a więc przyrost jego zwisu w niższych temperaturach (poniżej temperatury T_{KP}). Ilustruje to rys. 3.21, który przedstawia zwis przewodu ACCC/TW Stockholm po przejściu zimą przez różne obciążenia maksymalne, od -15°C bez oblodzenia do -5°C z podwójnym oblodzeniem. Założono montaż przewodów ze zwisem początkowym 9,56 m przy temperaturze $+10^{\circ}\text{C}$. Po zimie, w tej samej temperaturze pracy przewodu $+10^{\circ}\text{C}$, zwis rośnie w zależności od maksymalnego obciążenia jakie przeszedł przewód:

- po przejściu przez -15°C bez oblodzenia – do wartości 10,36 m,
- po przejściu przez $-5^{\circ}\text{C}+50\%$ s.n. – do wartości 10,87 m,
- po przejściu przez $-5^{\circ}\text{C}+100\%$ s.n. – do wartości 11,79 m,
- po przejściu przez $-5^{\circ}\text{C}+150\%$ s.n. – do wartości 12,77 m,
- po przejściu przez $-5^{\circ}\text{C}+200\%$ s.n. – do wartości 13,80 m.

Przyrost zwisu przewodu ACSS lub ACCC po zimie, w niskich temperaturach pracy przewodu jest bardzo znaczny. Należy tutaj zauważyć, że przyszłość przewodów zawie-

szonych w linii nie jest znana. Na niektórych odcinkach linii oblodzenie przewodów może w ogóle nie wystąpić przez cały okres istnienia linii. Wtedy zwis tych przewodów w niskich temperaturach pracy pozostanie przez cały czas stosunkowo mały. Oznacza to utrzymywanie się małej odległości między przewodami roboczymi i przewodami odgromowymi linii, czyli trudności z utrzymaniem odpowiednio małego zewnętrznego kąta ochrony odgromowej linii. Przewody typu ACSS i ACCC wymagają zwrócenia szczególnej uwagi na koordynację ich zwisów ze zwisami przewodów odgromowych.



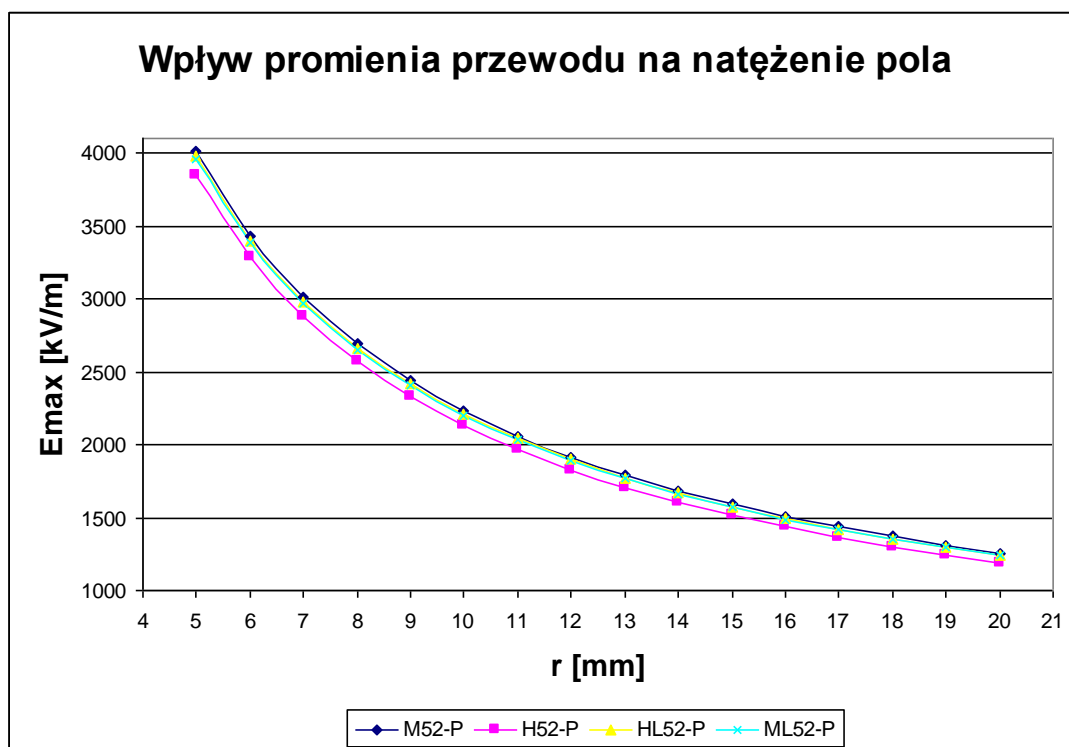
Rys. 3.21. Niestabilność zwisu przewodu ACCC/TW Stockholm w przęśle o rozpiętości 450 m po przejściu zimą przez różne obciążenia maksymalne

Z rysunku 3.21 można wysnuć bardzo ważny wniosek, że w wysokich temperaturach pracy przewodu zwis praktycznie nie zależy od historii obciążeń mechanicznych przewodu. Zwisy w wysokich temperaturach pracy przewodu są zaś miarodajne przy ustalaniu wysokości słupów, a więc decydują także o obciążalności termicznej linii. Powyższe zjawisko wiąże się z tym, że powyżej temperatury T_{KP} mechanicznie pracuje tylko rdzeń przewodu, którego charakterystyka rozciągania jest praktycznie liniowa. Otrzymuje się stąd praktycznie jednakowy zwis przy $T > T_{KP}$, ponieważ „historia” przewodu znajduje wyraz przede wszystkim w wydłużeniu plastycznym opłotu aluminiowego przewodu. Temperatura punktu kolanowego T_{KP} po zimie ulega obniżeniu w zależności od maksymalnego obciążenia mechanicznego, jakie przeszedł przewód. Przykładowo na rys. 3.21 po przejściu przewodu przez -15°C bez oblodzenia obniża się ona do wartości $100,6^{\circ}\text{C}$, zaś po przejściu przez podwójną sadź normalną obniżą się aż do $18,3^{\circ}\text{C}$. Należy zauważyć, że wszystkie wartości zwisu podawane w poprzednich rozdziałach są tzw. zwisami końcowymi obliczonymi przy założeniu, że przewód przeszedł zimą przez stan -5°C wraz z ciężarem sadzi normalnej (na rys. 3.21 jest to charakterystyka zwisu oznaczona jako „ $-5^{\circ}\text{C}+100\% \text{ sn}$ ”).

3.4.6. Zagrożenie zjawiskiem ulotu elektrycznego w modernizowanych liniach

W przypadku modernizacji istniejącej linii napowietrznej intensywność wyładowań ulotowych można ograniczyć poprzez dobór odpowiednich parametrów i konstrukcji przewodu. Głównie znaczenie ma tutaj średnica przewodu (rys. 3.22). Im jest ona większa,

tym pole elektryczne wokół przewodu jest bardziej jednorodne i tym samym osiąga niższe wartości maksymalnego natężenia przy przewodzie, co skutkuje mniejszą intensywnością wyładowań niezupełnych (lub w ogóle brakiem ich występowania). Należy wyjaśnić, że natężenie pola na rys. 3.22 jest wartością skuteczną (w $\text{kV}_{\text{rms}}/\text{m}$), obliczoną jednak dla największej wartości napięcia roboczego w linii (245 kV). Występują też istotne różnice pomiędzy poszczególnymi fazami linii pod względem pojemności i natężenia pola elektrycznego. W praktyce uciążliwości powodowane przez wyładowania ulotowe (np. hałas) mogą być związane jedynie z określoną pojedynczą fazą; natężenie pola podane na rys. 3.22 dotyczy tej fazy.

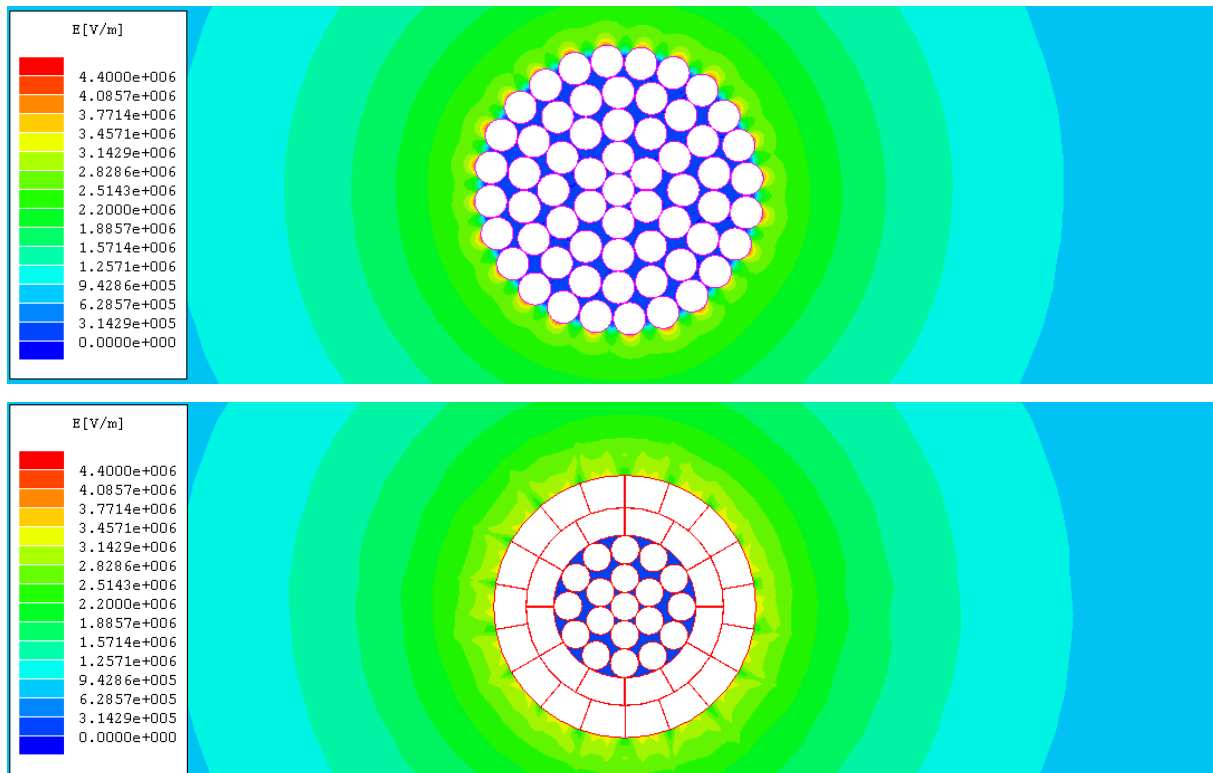


Rys. 3.22. Wpływ promienia przewodu na natężenie pola wokół niego (założono idealnie kołowy przekrój przewodów, zawieszonych na typowych słupach przelotowych linii 220 kV)

Istotne różnice związane z konstrukcją przewodu występują pomiędzy tradycyjną linką oraz przewodami z drutami trapezoidalnymi (/TW). Powierzchnia tych ostatnich jest stosunkowo gładka. Występują w niej jedynie niewielkie obszary z krzywiznami na krawędziach drutów trapezoidalnych. Pole wokół takiego przewodu jest więc znacznie bardziej jednorodne w porównaniu z tradycyjną linką, której powierzchnię zewnętrzną stanowi warstwa drutów o określonej średnicy.

Na rys. 3.23 przedstawiono rozkład natężenia pola wokół przewodu AFL-8 525 mm² o konstrukcji tradycyjnej (średnica $D=31,5$ mm) oraz wokół przewodu AFLs-10 525 mm² o konstrukcji zbliżonej do trapezoidalnej (średnica $D_{\text{TW}}=27,8$ mm). Należy zwrócić uwagę, że uzyskane wartości bezwzględne natężenia pola mają jedynie charakter poglądowy, ponieważ w celu podkreślenia różnic między przewodami obliczenia zostały wykonane dla napięcia 400 kV. Istotna jest natomiast relacja pomiędzy maksymalnymi wartościami natężenia pola dla przewodu tradycyjnego i trapezoidalnego. W rozważanym przypadku $E_{\text{max}}/E_{\text{maxTW}}=1,26$, a więc tradycyjna linka o większej średnicy ma o ponad 25% większe maksymalne wartości natężenia pola w stosunku do przewodu trapezoidalnego o mniejszej średnicy. Należy jednak podkreślić, że model przewodu trapezoidalnego wykorzystywany w obliczeniach jest wyidealizowany. Nie uwzględniono w modelu zagłębień między drutami, które w rzeczywistym przewodzie występują. Należy się więc spodziewać, że w praktyce realna wartość stosunku $E_{\text{max}}/E_{\text{maxTW}}$ będzie niższa. W dalszych analizach przyjęto, że maksymalne natężenie pola dla

przewodu tradycyjnego jest o 20% większe w stosunku do maksymalnego natężenia pola dla przewodu gładkiego o takiej samej średnicy. Należy podkreślić, że praktycznie wszystkie programy komputerowe do analizy pola wokół linii elektro-energetycznych zakładają idealnie kołowy przekrój przewodów. Zaniża to rzeczywiste maksymalne wartości natężenia pola występujące wokół przewodów.



Rys. 3.23. Rozkład natężenia pola elektrycznego wokół przewodu o konstrukcji tradycyjnej i trapezoidalnej

Jak już wspomniano, intensywność zjawisk ulotowych zależy również od układu geometrycznego elektrod, a więc w praktyce od typu słupów stosowanych w linii. W układzie płaskim największe natężenie pola występuje w fazie środkowej. Generalnie największe natężenia pola występują jednak w liniach dwutorowych, przy symetrycznym (zwierciadlanym) rozmieszczeniu faz po obu stronach słupa. Jest to spowodowane zarówno zwykle mniejszymi odległościami między fazami, jak i wzajemnym oddziaływaniem torów na siebie.

Proponowane przewody do modernizacji starych linii 220 kV nie wykazują zbyt dużych różnic jeżeli chodzi o ich średnicę. Dlatego nie ma też wyraźnego zróżnicowania tych przewodów ze względu na zagrożenie wyładowaniami ulotowymi. Istotna jest natomiast konstrukcja przewodu. Należy się spodziewać, że zastosowanie przewodów z drutami trapezoidalnymi w poważnym stopniu ograniczy zagrożenie ulotem i uciążliwościami z nim związanymi.

W tabeli 3.12 podano wartości natężenia pola wokół stosowanych dotychczas przewodów w liniach 220 kV oraz dla wybranych przewodów wysokotemperaturowych. W obliczeniach uwzględniono zwiększoną niejednorodność pola wokół tradycyjnych konstrukcji przewodów z okrągłymi drutami w zewnętrznej warstwie. Należy też podkreślić, że podane wartości bezwzględne można traktować jako orientacyjne ze względu na dużą trudność zamodelowania rzeczywistego przewodu i pełnego prawidłowego odwzorowania rozkładu niejednorodnego pola wokół przewodu. Interpretując przedstawione wyniki z punktu widzenia rzeczywistych zagrożeń, związanych z wyładowaniami ulotowymi, należy je odnosić do wartości jakie wyznaczono dla istniejących linii (np. z przewodami AFL-8 350 – tabela 3.12).

Wartości maksymalnego natężenia pola wokół przewodów w starych liniach 220 kV przed i po modernizacji termicznej

Przewód	D [mm]	E_{max}, E_{maxTW} [kV/cm]	
		Linia jednotorowa, seria Hc402	Linia dwutorowa, seria Mc2
AFL-8 350	26,1	21,1	22,4
AFL-4 350	26,9	20,6	21,9
AFL-8 402	27,7	20,1	21,4
AFL-8 525	31,5	18,1	19,3
Condor ACSS/HS	27,74	20,1	21,3
Condor ACCR 800-T13	27,8	20,0	21,3
Starling ACSS/HS	26,7	20,8	22,1
GTACSR-459	26,67	20,1	21,4
Stockholm ACCC/TW	26,39	17,5	18,6
Custom ACCR/TW 872-T12	26,2	17,6	18,7
ACCR/TW 797-T13	25,15	18,2	19,3

3.4.7. Straty przesyłowe w liniach z przewodami wysokotemperaturowymi

Rezystancja przewodów wysokotemperaturowych jest z reguły mniejsza niż przewodów tradycyjnych. Przyczyną takiej sytuacji jest korzystniejsza budowa przewodów wysokotemperaturowych, w tym zwiększony przekrój oplotu z drutami trapezoidalnymi (/TW), większa przewodność materiału oplotu, dobrze przewodzący rdzeń przewodu. Podwyższona temperatura pracy przewodów wysokotemperaturowych ma niewielki wpływ na poziom strat mocy i energii w tych przewodach. Decydujące znaczenie, jak w przypadku wszystkich przewodów, ma kwadrat prądu obciążenia płynącego w przewodzie. Straty mocy w jednej fazie są obliczane ze wzoru:

$$\Delta P = I^2 R_T \cdot 10^{-3} \text{ [kW/km]}, \quad (3.3)$$

gdzie R_T jest rezystancją przewodu w Ω/km dla temperatury pracy przewodu T w $^\circ\text{C}$:

$$R_T = R_{20} [1 + \alpha_R (T - 20)] . \quad (3.4)$$

Przykładowo dla przewodu Condor ACCR 800-T13 przy prądzie $I = 1000$ A temperatura pracy przewodu w ekstremalnych letnich warunkach osiąga $T = 89^\circ\text{C}$, czyli

$$R_T = 0,0690 [1 + 0,00403(89 - 20)] = 0,0690 \cdot 1,278 = 0,0882 \Omega/\text{km} ,$$

oraz straty

$$\Delta P_{max} = 1000^2 \cdot 0,0882 \cdot 10^{-3} = 88,2 \text{ kW/km} .$$

W innych warunkach, np. przy temperaturze powietrza $+10^\circ\text{C}$, prędkości wiatru 1,5 m/s i nasłonecznieniu 500 W/m^2 , temperatura przewodu jest niższa i osiąga tylko 44°C przy prądzie 1000 A. Rezystancja przewodu wynosi w tych warunkach $0,0757 \Omega/\text{km}$, zaś straty mocy (na 1 fazę linii) $75,7 \text{ kW/km}$. Straty $88,2 \text{ kW/km}$ przy prądzie maksymalnym 1000 A są stratami maksymalnymi w warunkach letnich, gdy przewód osiąga najwyższą temperaturę.

Biorąc za podstawę podane wyżej straty przeciętne $75,7 \text{ kW/km}$, można oszacować łączne straty w linii 220 kV 1-torowej o długości np. 75 km. Prądowi 1000 A odpowiada moc czynna na końcu linii równa w przybliżeniu (przy współczynniku mocy 0,93):

$$P_2 = 1,73 \cdot 220 \cdot 1,0 \cdot 0,93 = 354 \text{ MW} .$$

Straty mocy w linii przeciętnie wynoszą:

$$\Delta P = 3 \cdot 75,7 \cdot 75 \cdot 10^{-3} = 17 \text{ MW} ,$$

zaś moc czynna na początku linii

$$P_1 = 354 + 17 = 371 \text{ MW} .$$

Podane łączne straty są znaczne, chociaż przy tradycyjnych przewodach byłyby jeszcze większe. Za duże straty „odpowiada” duży prąd; przy prądzie dwa razy mniejszym (500 A) straty wynosiłyby w tym przypadku tylko niecałe 4 MW.

Poszczególne warianty modernizacji termicznej linii różnią się kosztami modernizacji oraz stratami mocy i energii w czasie późniejszej eksploatacji linii. Jeżeli modernizowana linia jest linią silnie obciążoną, należy rozpatrzyć czy droższe warianty modernizacji, zapewniające jednak mniejsze straty przesyłowe, nie są wariantami lepszymi. Generalnie dotyczy to linii, w których stosunek maksymalnego prądu obciążenia do przekroju istniejących przewodów (część aluminiowa) przekracza wartość około 1 A/mm². Jeżeli linia jest natomiast słabo obciążona (także po modernizacji), to z góry można założyć, że wystarczający jest wariant tańszy, spełniający wszystkie kryteria techniczne.

Proponuje się następujący sposób postępowania. Najpierw należy oszacować prąd maksymalny w linii po modernizacji. Jeżeli takie oszacowanie nie jest możliwe w sposób bezpośredni, należy dokonać oszacowania pośredniego biorąc za podstawę spodziewaną roczną energię przesyłaną linią A_r . Następnie należy obliczyć średnią moc oraz średni prąd obciążenia:

$$P_{2\text{śr}} = A_r / 8760, \quad (3.5)$$

$$I_{\text{śr}} = P_{2\text{śr}} / (1,73 \cdot U_n \cdot \cos\varphi). \quad (3.6)$$

Zmienność prądu (i mocy) w poszczególnych liniach przesyłowych jest różna w zależności od roli pełnionej przez daną linię w krajowym systemie przesyłowym. W przeciętnej linii przesyłowej stosunek prądu maksymalnego I_{max} (w okresie rocznym) do prądu średniego wynosi ok. 1,4...1,5, czemu odpowiada roczny czas użytkowania mocy szczytowej T_s ok. 6000 h/a, przy czym zachodzi:

$$I_{\text{max}} / I_{\text{śr}} = 8760 / T_s. \quad (3.7)$$

Od czasu T_s uzależniony jest czas τ [h/a], tj. czas ekwiwalentny użytkowania (wykorzystania) maksymalnych strat. Czas τ zwykle wynosi 4300...4800 h/a. Na tej podstawie oblicza się roczne straty energii:

$$\Delta A_r = \tau \cdot \Delta P_{\text{max}} \text{ [MWh/a]}. \quad (3.8)$$

Jeżeli przedsiębiorstwo sieciowe, np. PSE – Operator S.A., kupuje energię na pokrycie strat sieciowych po cenie jednostkowej k_A [zł/MWh], to roczny koszt strat energii w danej linii wynosi:

$$K_{\text{strat}} = \Delta A_r \cdot k_A \text{ [zł/a]}. \quad (3.9)$$

Pełna ocena ekonomiczna danego wariantu wymaga obliczenia kosztów rocznych, które uwzględniają również nakłady (wydatki) na modernizację termiczną danej linii. Koszty roczne są wyrażone wzorem:

$$K_r = K_{\text{inw}} (r + r_{\text{ce}}) + K_{\text{strat}}, \quad (3.10)$$

gdzie:

K_{inw} – koszt modernizacji termicznej linii dla danego wariantu w zł,

r – rata kapitałowa (z ang. „*capital recovery factor*”) lub inaczej rata rozszerzonej reprodukcji, ujmująca stopę oprocentowania kredytu oraz stopę (stawkę) amortyzacji obiektu (linii),

r_{ce} – roczne koszty względne remontów, konserwacji, obsługi i administracji dla linii przesyłowych.

Suma $(r + r_{\text{ce}})$ dla linii przesyłowych wynosi w zaokrągleniu 0,15 1/a (z ang. „*investment demand factor*”). Dla dwóch porównywanych wariantów mamy więc:

$$K_{r1} = 0,15 \cdot K_{\text{inw}1} + K_{\text{strat}1}, \quad (3.11)$$

$$K_{r2} = 0,15 \cdot K_{\text{inw}2} + K_{\text{strat}2}. \quad (3.12)$$

Wybrany powinien zostać wariant o mniejszym koszcie rocznym.

Przykładowo można rozpatrzeć dwa przewody: o tradycyjnej budowie (Condor ACCR 800-T13) oraz o budowie trapezoidalnej (Custom ACCR/TW 872-T12), spełniające wszelkie kryteria techniczne. Poza tym w przykładzie przyjęto następujące dane:

$$U_n=220 \text{ kV}, \quad I_{\max}=1000 \text{ A}, \quad I_{\max}/I_{sr}=1,4, \quad \cos\varphi=0,93, \quad l=75 \text{ km}, \quad \tau=4800 \text{ h/a}, \\ k_A=150 \text{ zł/MWh}.$$

Tabela 3.13

Porównanie pod względem strat energii dwóch wariantów modernizacji termicznej linii 220 kV o długości 75 km obciążonej mocą średnią 253 MW

Przewód:	Condor ACCR 800-T13 (1)	Custom ACCR/TW 872-T12 (2)
Maksymalny prąd obciążenia [A]	1000	1000
Maksymalna temperatura przewodu [°C]	89	86
Rezystancja przewodu w temperaturze maksymalnej [Ω/km]	0,0882	0,0799
Straty maksymalne mocy w przewodzie [kW/km]	88,2	79,9
Straty maksymalne mocy w linii [MW]	19,85	17,98
Roczne straty energii w linii [MWh/a]	95 280	86 304
Koszt rocznych strat energii [zł/a]	14 292 000	12 945 600
Różnica w kosztach rocznych strat energii [zł/a]	-	-1 347 000
Uzasadniona różnica w kosztach modernizacji termicznej linii [zł]	-	+8 980 000

Wybrany powinien zostać wariant o mniejszym koszcie rocznym. Tak więc wariant 2 jest korzystniejszy od wariantu 1, jeżeli:

$$K_{inw2} - K_{inw1} < (K_{strat1} - K_{strat2}) / 0,15.$$

W przedstawionym przykładzie musi więc zachodzić

$$K_{inw2} - K_{inw1} < 1\,347\,000 / 0,15 = 8\,980\,000 \text{ zł},$$

aby wariant 2 był uznany za korzystniejszy.

Literatura do rozdziału 3

1. Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure No. 207. Working Group 22.12 CIGRE (ELECTRA No.203, August 2002).
2. EPRI Technical Report: Dynamic thermal ratings of the Polish power grid Rogowiec-Pabianice 220 kV transmission line. Final report, EPRI, Palo Alto CA, and Polish Power Grid Company, December 2002 (authors: D.A. Douglass, H. Argasińska, Z. Wyszogrodzki, E. Siwy, K. Żmuda).
3. Douglass D.A., Edris A.A.: Field studies of dynamic thermal rating methods for overhead lines. Transmission and Distribution Conference, 1999, Proceedings of the 1999 IEEE Power Engineering Society, Vol. 2, 11-16 April 1999.
4. Siwy E., Żmuda K.: Dynamiczna obciążalność termiczna napowietrznych linii przesyłowych. ZN Pol. Śląskiej „Elektryka”, z. 186, Gliwice 2004.
5. Nigol O., Barrett J.S.: Characteristics of ACSR conductors at high temperatures and stresses. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 2, February 1981.

6. Sag-tension calculation methods for overhead lines. Technical Brochure No. 324. Working Group B2.12.3 CIGRE (ELECTRA No. 232, June 2007).
7. Siwy E., Żmuda K.: Analiza porównawcza przewodów ACCR z innymi przewodami wysokotemperaturowymi pod kątem zastosowania ich w istniejących polskich napowietrznych liniach przesyłowych. Opracowanie niepublikowane, Gliwice 2007.
8. Siwy E., Żmuda K.: Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii jako środek poprawy bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’07, Jurata 13-15 czerwca 2007 r., tom I, str.107-114.
9. Borowski J., Siwy E., Żmuda K.: Zwiększenie możliwości przesyłowych linii napowietrznych SN i WN poprzez modernizację termiczną linii. Materiały konferencji „Elektroenergetyczne linie kablowe i napowietrzne” KABEL 2008, Zakopane, 26-29 marca 2008 r.
10. Siwy E., Żmuda K.: Dynamiczna obciążalność termiczna linii przesyłowych z przewodami wysokotemperaturowymi. ZN Pol. Śląskiej „Elektryka”, z. xxx, Gliwice 2008.
11. Stephen R.: Description of state of the art methods to determine thermal ratings of lines in real-time and their application in optimising power flow. CIGRE Session, 22-304, Paris-France, 2000
12. Soto F., Alvira D., Martin L., Latorre J., Lumbreras J., Wagensberg M.: Increasing the capacity of overhead lines in the 400 kV Spanish transmission network: real time thermal ratings. CIGRE Session, 22-211, Paris-France, 1998.
13. Adachi K., Kumeda T., Nagano K.: A method for expanding the current capacity of overhead transmission lines. CIGRE Session, V2-209, Paris-France, 2004.
14. Seppa T. O., Adams H. W., Douglass D. A., Coad N., Edris A., Olivier P., Thrash F. R.: Use of on-line tension monitoring for real-time thermal ratings, ice loads and other environmental effects. CIGRE Session, 22-102, Paris-France, 1998.
15. Mensah-Bonsu C., Heydt G. T.: Overhead transmission conductor sag: a novel measurement technique and the relation of sag to real time circuit rating. Electric Power Component and Systems, Vol. 31, 2003.
16. PN-E-05100-1: 1998. Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi. (norma wycofana).
17. PN-EN 50341-1: 2002(U). Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45kV. Część 1: Wymagania ogólne-wspólne specyfikacje.

Rozdział 4

PORÓWNANIE I KRYTYCZNA ANALIZA DWÓCH MODELI RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ: MIEDZIANEJ PŁYTY ORAZ CEN WĘZŁOWYCH

4.1. Wprowadzenie

Rozpływem mocy w sieci elektroenergetycznej rządzą prawa fizyki (elektrotechniki). Zgodnie z tymi prawami konfiguracja sieci i parametry elementów ją tworzących oraz moce generowane i odbierane w poszczególnych węzłach determinują rozpływ mocy w danej sieci. Z kolei zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie operatorskim (horyzont operatorski obejmuje okres związany z planowaniem dostaw energii w dobie $n-1$ oraz z bieżącym sterowaniem tymi dostawami w dobie n) wymaga m.in., aby wartości wszystkich wielkości opisujących stan pracy systemu elektroenergetycznego mieściły się w dopuszczalnych ze względów technicznych granicach. W związku z tym dwa podstawowe zadania stojące przed operatorem, mianowicie zapewnienie bezpieczeństwa dostaw oraz zarządzanie rozplływami mocy, są ze sobą ściśle powiązane.

W tradycyjnym, rozwijanym przez blisko 100 lat sposobie funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, wypełnienie wymienionych wyżej podstawowych zadań, w ogólnej ocenie, było stosunkowo łatwe (było z pewnością trudniejsze niż obecnie pod względem technicznym, jednak nie napotykało tylu barier innej natury, np. własnościowych, organizacyjnych, prawnych, ekologicznych, itp.), bowiem o całości funkcjonowania sektora decydowano w zasadzie na szczeblu centralnym w ramach jednego, pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa wytwórczo-przesyłowo-dystrybucyjnego. Przejście do rynkowych warunków funkcjonowania sektora spowodowało pojawienie się wielu nowych podmiotów, nierzadko o sprzecznych interesach. Efektem zaistniałych przemian była również radykalna zmiana w traktowaniu energii elektrycznej. Mianowicie w warunkach rynkowych energia elektryczna stała się towarem, a handel nim podlega prawom ekonomii, przy czym najważniejsze jest tutaj prawo popytu i podaży.

Aktualnie na polskim rynku energii elektrycznej prawo popytu i podaży oraz prawa elektrotechniki rządzące rozplływami mocy funkcjonują oddzielnie, czyli że przy zawieraniu transakcji rynkowych uczestnicy rynku kierują się tylko prawem popytu i podaży, ignorując całkowicie prawa elektrotechniki oraz ograniczenia techniczne towarzyszące dostawie energii do odbiorcy końcowego (stosowany jest tzw. model „miedzianej płyty”). Rodzi to olbrzymie konsekwencje dla Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), który zgodnie z prawem jest odpowiedzialny za zarządzanie rozplływami mocy w sieci oraz za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw. Aktualnie wyłącznie na operatorze OSP spoczywa odpowiedzialność za określenie warunków pracy systemu, dla których w wyniku działania praw elektrotechniki zostanie osiągnięty stan, w którym nie będą przekroczone dopuszczalne wartości poszczególnych wielkości, przy czym operator OSP musi brać pod uwagę również wynik działania prawa ekonomii, czyli zawarte przez uczestników transakcje rynkowe. Opisana sytuacja, w której mechanizmy rynkowe (zasady będące podstawą funkcjonowania rynku energii elektrycznej) są oparte wyłącznie na prawach ekonomii jest błędna, gdyż opiera się na błędnym założeniu, że możliwe jest zupełne rozdzielenie handlu energią od aspektów związanych z jej fizyczną dostawą do odbiorcy końcowego. Dlatego sytuacja ta powinna jak najszybciej ulec zmianie.

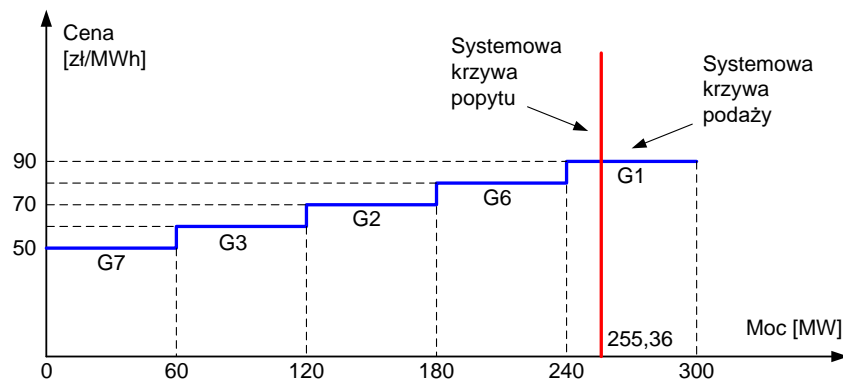
W niniejszym rozdziale dokonano porównania i krytycznej analizy dwóch modeli rynku energii elektrycznej: funkcjonującego aktualnie w Polsce modelu scentralizowanych usług systemowych i zasady TPA realizowanej na „miedzianej płycie” oraz proponowanego do zastosowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) modelu cen węzłowych i urynkowionych usług systemowych, rozciągniętych na energetykę małoskalową. Wykazano,

że zasady rynku oparte na koncepcji cen węzłowych (krótkookresowych) zapewniają wyższy stopień bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym, niż zasady oparte na modelu „miedzianej płyty”. Przedstawiono również wyniki analiz studialnych ilustrujących proponowane dla KSE zasady rynku oparte na koncepcji cen węzłowych. Z kolei w załączniku do niniejszego rozdziału krótko przedstawiono koncepcję cen węzłowych oraz omówiono wynikające z nich stawki opłaty rynkowej (punkt-punkt i węzłowe) przenoszące koszty związane ze stratami przesyłowymi i ograniczeniami sieciowymi.

4.2. Ogólne zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej w modelu „miedzianej płyty” i w modelu cen węzłowych

4.2.1. Zasady rynku „miedzianej płyty”

W modelu „miedzianej płyty” uczestnicy rynku przy zawieraniu transakcji handlowych biorą pod uwagę wyłącznie cenę energii – w pierwszej kolejności wybierani są producenci najtańsi. W skali całego systemu oznacza to, że oferty cenowe producentów energii są szeregowane kolejno od oferty o najniższej cenie do oferty najdroższej, tworząc systemową krzywą podaży, czyli tzw. stos generacji. Krzywa popytu określona przez sumaryczne zapotrzebowanie w systemie (powiększone o prognozowane straty przesyłowe) wyznacza jednostki wytwórcze zakwalifikowane do produkcji. Punkt przecięcia krzywej podaży z krzywą popytu wyznacza systemową (jednolitą we wszystkich lokalizacjach) krańcową cenę rozliczeniową. Mechanizm rynkowy oparty na modelu „miedzianej płyty” minimalizuje więc koszt bilansowania zapotrzebowania bez uwzględnienia ograniczeń technicznych związanych z dostawą energii do odbiorcy (bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych). Opisaną sytuację dla systemu testowego, którego schemat oraz szczegółowe dane zamieszczono w załączniku Z.4.1, ilustruje rysunek 4.1.



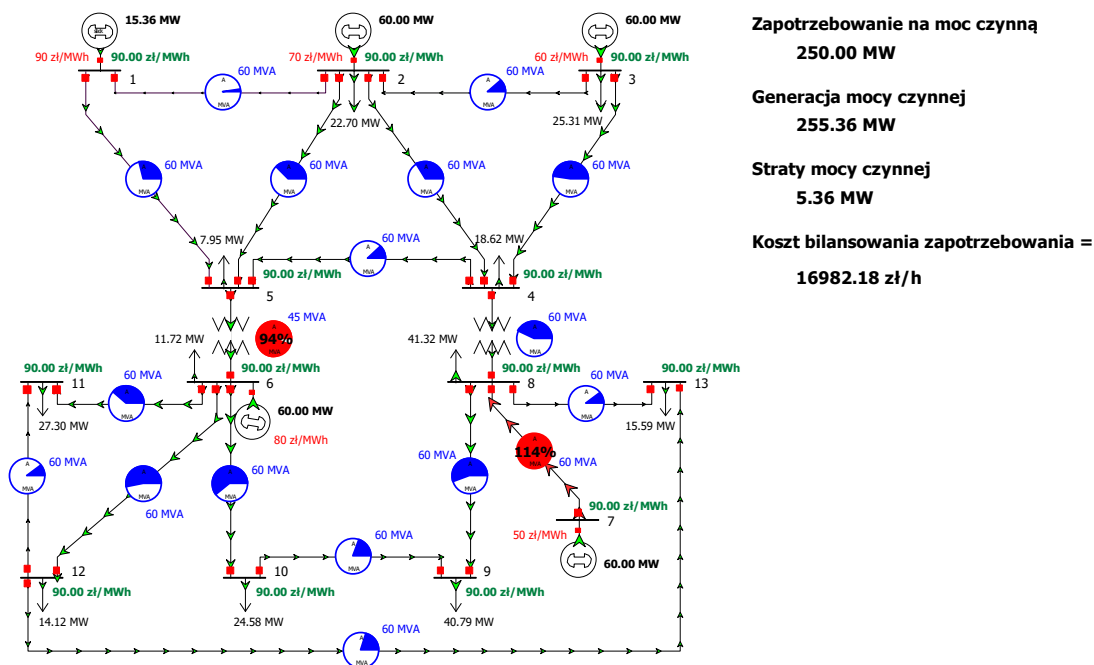
Rys. 4. 1. Systemowa krzywa podaży oraz krzywa popytu w analizowanym stanie pracy systemu testowego dla modelu „miedzianej płyty”

Na rysunku 4.2 przedstawiono stan systemu testowego wynikający z rozkładu generacji otrzymanego na skutek działania mechanizmów rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty” (przy każdym węźle sieci kolorem zielonym podano wartość ceny rozliczeniowej, natomiast przy węzłach generatorowych kolorem czerwonym podano ceny ofertowe wytwórców, a kolorem czarnym moce generowane). W celu określenia tego stanu, dla rozkładu generacji wynikającego z rysunku 4.1, wyznaczono rozptyw mocy w sieci przy zastosowaniu metody zmiennoprądowej (strzałkami zilustrowano przepływy mocy czynnej w poszczególnych gałęziach; przepływy mocy biernej nie zostały zaznaczone na schemacie). Obliczenia wykonano programem *PowerWorld Simulator* [0]. Otrzymany stan systemu jest niedopuszczalny ze względów technicznych, gdyż nie są spełnione dwa ograniczenia:

- dopuszczalna obciążalności linii łączącej węzły 7 i 8 jest przekroczona o 14%,

- moc generowana przez generator przyłączony do węzła 1 jest równa 15,36 MW, przy minimum technicznym tego generatora wynoszącym 30 MW.

W związku z tym, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii (spełnienia wszystkich ograniczeń technicznych) konieczna jest interwencja operatora OSP.



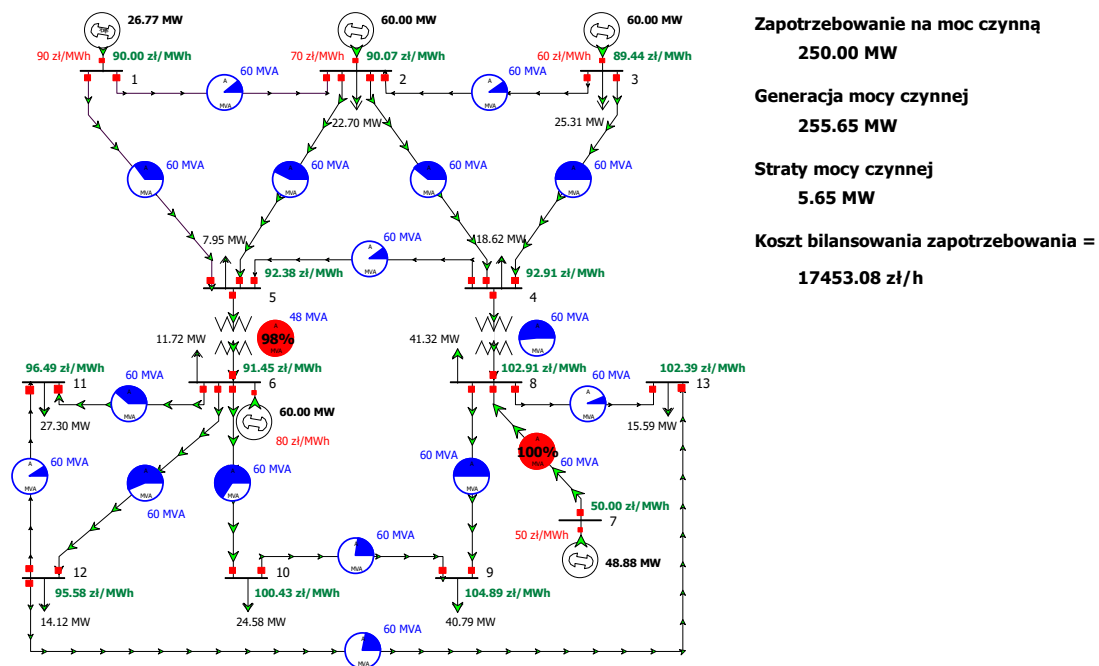
Rys. 4. 2. Stan systemu testowego osiągnięty w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji „miedzianej płyty”

W modelu „miedzianej płyty” cena rozliczeniowa jest jednakowa dla wszystkich uczestników rynku (jednakowa we wszystkich lokalizacjach w systemie), a jej wartość zależy wyłącznie od ceny ofertowej zamykającego stos generacji wytwórcy krańcowego. Cena ta nie uwzględnia kosztów związanych ze stratami przesyłowymi i ograniczeniami sieciowymi. Koszty te są przenoszone na uczestników rynku (zwykle na odbiorców) za pośrednictwem opłaty przesyłowej i najczęściej są one uśredniane w ramach danej grupy odbiorców (stosowana jest tzw. metoda „znaczką pocztowego”). Powoduje to, że dla wszystkich odbiorców zaliczonych do danej grupy stawka opłaty jest jednakowa i nie zależy od tego, od którego wytwórcy dany odbiorca kupuje energię. W efekcie, odbiorcy przy zawieraniu transakcji handlowych kierują się wyłącznie ceną energii oferowaną przez wytwórcę (nie biorą pod uwagę kosztów związanych z dostawą energii, ponieważ niezależnie od tego, z którym wytwórcą zawrą kontrakt, zawsze za dostawę energii zapłacą tyle samo). Na rynku „miedzianej płyty” prawo popytu i podaży działa więc oddzielnie od praw elektrotechniki rządzących dostawą energii od wytwórców do odbiorców końcowych.

4.2.2. Zasady rynku opartego na koncepcji cen węzłowych

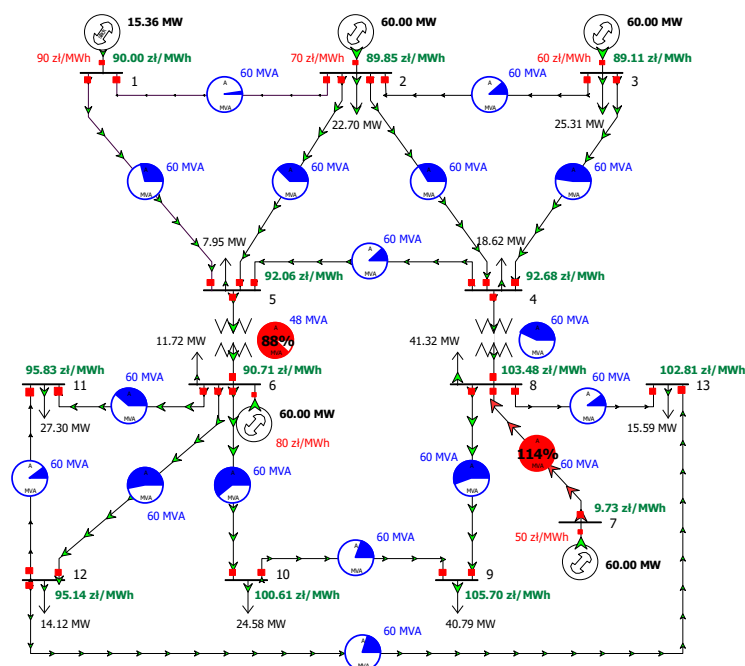
Alternatywnym rozwiązaniem w stosunku do modelu „miedzianej płyty” jest model rynku energii elektrycznej oparty na opisanych w załączniku Z.4.2 krótkookresowych cenach węzłowych LMP (*Locational Marginal Prices*) [0] oraz wynikających z nich stawkach opłaty rynkowej (punkt–punkt lub węzłowych) [0]. W modelu cen węzłowych rozliczenia sprzedanej/kupionej energii mogą być wykonywane bezpośrednio na podstawie cen węzłowych lub z wykorzystaniem stawek opłaty rynkowej, a także w sposób mieszany (część energii jest rozliczana po cenach LMP, a część z wykorzystaniem opłaty rynkowej). W tym modelu rynku odbiorcy przy zawieraniu transakcji handlowych, oprócz ceny energii oferowanej przez poszczególnych wytwórców, uwzględniają również koszty związane z dostawą

energii od miejsca jej wytworzenia do miejsca odbioru (koszty te obejmują koszty związane ze stratami przesyłowymi i ograniczeniami sieciowymi). Jest to możliwe dlatego, że koszty związane z dostawą energii stanowią integralną część ceny węzłowej. Można więc powiedzieć, że cena węzłowa LMP jest elementem łączącym prawo popytu i podaży z prawami elektrotechniki z uwzględnieniem ograniczeń technicznych związanych z dostawą energii, a mechanizm rynkowy oparty na modelu cen LMP minimalizuje koszt bilansowania zapotrzebowania, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne związane z dostawą energii (ograniczenia sieciowe). Na rysunku 4.3 zilustrowano stan systemu osiągnięty w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji cen węzłowych LMP (przy każdym węźle sieci kolorem zielonym podano wartość cen LMP).



Rys. 4.3. Stan systemu testowego osiągnięty w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji cen węzłowych LMP

Stan systemu przedstawiony na rysunku 4.3 (stan równowagi, w którym koszt bilansowania zapotrzebowania jest minimalny, przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń sieciowych) może być osiągnięty w sposób iteracyjny w wyniku indywidualnych działań podejmowanych przez wszystkich uczestników rynku. W procesie dochodzenia do stanu równowagi uczestnicy rynku po każdorazowym zawarciu transakcji powinni zostać poinformowani o wartości cen węzłowych LMP i wynikających z nich stawkach opłaty rynkowej. Znacząc ceny i stawki opłat określone dla danego zestawu zawartych transakcji handlowych, mogą oni dokonać korekty zawartych przez siebie transakcji (zasady rynku powinny oczywiście uwzględniać możliwość takiej korekty) w sposób polepszający ich sytuację rynkową. Na rysunkach 4.4 ÷ 4.6 przedstawiono kolejne przykładowe kroki wykonywane w celu osiągnięcia stanu systemu przedstawionego na rysunku 4.3, przy czym punktem wyjścia jest stan wynikający z działania mechanizmów rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty” (rys. 4.2), dla którego wyznaczono wartości cen LMP, przy założeniu, że koszt związany z przekroczeniem dopuszczalnej obciążalności gałęzi – kara za przekroczenie – wynosi 100 zł/MVA.



Zapotrzebowanie na moc czynną
250.00 MW

Generacja mocy czynnej
255.36 MW

Straty mocy czynnej
5.36 MW

Koszt bilansowania zapotrzebowania =
16982.18 zł/h

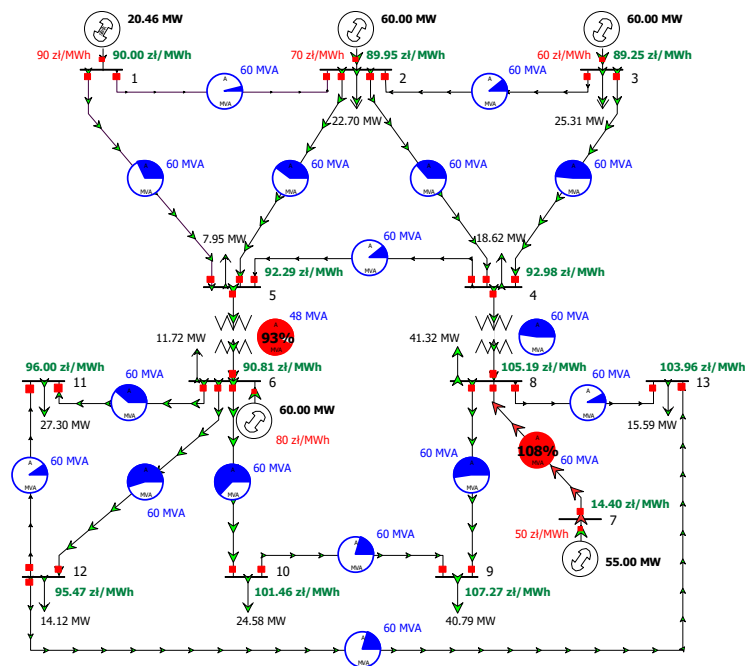
Rys. 4. 4. Iteracyjne dochodzenie do stanu systemu osiągniętego w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji cen węzłowych LMP – krok 1

W modelu rynku opartym na koncepcji cen węzłowych działania wszystkich uczestników rynku, powodujące poprawę ich indywidualnej sytuacji rynkowej, prowadzą do ustalenia stanu równowagi. Działania te można m.in. prześledzić na przykładzie dowolnego odbiorcy, np. odbiorcy zlokalizowanego w węźle 11. Jeżeli założyć, że po zawarciu transakcji przez pozostałych odbiorców, ma on możliwość zawarcia kontraktu dwustronnego tylko z wytwórcą przyłączonym do węzła 1 (oferującym energię po 90 zł/MWh) lub z wytwórcą w węźle 7 (oferującym energię po 50 zł/MWh), to przy braku informacji o kosztach dostawy energii (kosztach związanych ze stratami przesyłowymi i ograniczeniami sieciowymi wynikającymi z zawartych transakcji) odbiorca ten zawrze kontrakt z tańszym wytwórcą w węźle 7, powodując że ceny węzłowe ustalą się na poziomie przedstawionym na rysunku 4.4. W tej sytuacji odbiorca w węźle 11 zapłaciłby za każdą jednostkę energii cenę ofertową wytwórcy w węźle 7 (50 zł/MWh) oraz stawkę opłaty punkt-punkt równą różnicy cen węzłowych w węzłach 11 i 7 (86,10 zł/MWh), czyli łącznie 136,10 zł/MWh. W sytuacji, w której odbiorca w węźle 11 kupiłby część energii od wytwórcy w węźle 1, za każdą jednostkę zapłaciłby jedynie 95,83 zł/MWh (90 zł/MWh + 5,85 zł/MWh). Różnica w jednostkowych łącznych opłatach za energię powoduje, że w kolejnych krokach (rys. 4.5 i 4.6) odbiorca ten zmienia sposób kontraktowania i coraz większą część energii kupuje od wytwórcy w węźle 1. W stanie równowagi (rys. 4.3) jednostkowe łączne opłaty za energię tego odbiorcy są jednakowe. Proces dochodzenia do stanu równowagi ilustruje tabela 4.1.

Tabela 4.1

Jednostkowe [zł/MWh] opłaty za energię i jej dostawę dla odbiorcy zlokalizowanego w węźle 11 przy różnych sposobach kontraktowania

Kolejny krok		Wytwórca w węźle 1			Wytwórca w węźle 7		
		Cena ofertowa	Stawka opłaty	Opłata łączna	Cena ofertowa	Stawka opłaty	Opłata łączna
Krok 1	Rys. 4.4	90,00	5,83	95,83	50,00	86,10	136,10
Krok 2	Rys. 4.5	90,00	6,00	96,00	50,00	81,60	131,60
Krok 3	Rys. 4.6	90,00	6,17	96,17	50,00	76,26	126,26
Stan równowagi	Rys. 4.3	90,00	6,49	96,49	50,00	46,49	96,49



Zapotrzebowanie na moc czynną
250.00 MW

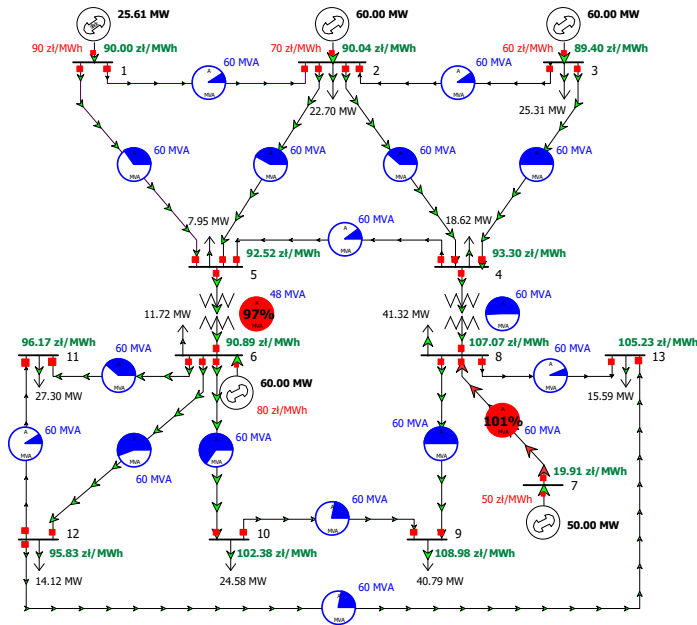
Generacja mocy czynnej
255.46 MW

Straty mocy czynnej
5.46 MW

Koszt bilansowania zapotrzebowania =
17191.36 zł/h

Rys. 4.5. Iteracyjne dochodzenie do stanu systemu osiągniętego w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji cen węzłowych LMP – krok 2

W modelu cen węzłowych również działania ze strony wytwórców energii prowadzą do ustalenia się optymalnego stanu pracy systemu z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych. Działania te można przeanalizować na przykładzie wytwórcy przyłączonego do węzła 7, przy czym założono, że rozliczenia są wykonywane bezpośrednio po cenach węzłowych. W przypadku, w którym ceny węzłowe zostały wyznaczone dla stanu systemu określonego w wyniku działania modelu „miedzianej płyty” (rys. 4.4) sytuacja wytwórcy przyłączonego do węzła 7 (generacja tego wytwórcy powoduje przekroczenie ograniczenia sieciowego dla linii łączącej węzły 7 i 8) jest bardzo niekorzystna, gdyż cena węzłowa LMP w tym węźle jest znacznie niższa od jego ceny ofertowej. Wytwórca ten nie otrzyma satysfakcjonującego go przychodu, a w związku z tym nie będzie zainteresowany zawarciem kontraktów pokrywających jego pełne zdolności wytwórcze. Zmniejszając ilość oferowanej energii wytwórca ten poprawia swoją sytuację. W kolejnych krokach (rys. 4.5 i 4.6) wytwórca przyłączony do węzła 7 ogranicza oferowane pasmo odpowiednio do 55 i 50 MW, powodując wzrost ceny węzłowej w węźle nr 7, w efekcie czego wzrasta jego przychód ze sprzedaży jednostki energii. Dopasowując swoją produkcję do zdolności przesyłowej linii łączącej węzły 7 i 8 (rys. 4.3) wytwórca ten powoduje podwyższenie się ceny węzłowej w węźle 7 do poziomu równego jego cenie ofertowej. Jest to najlepsza sytuacja rynkowa, jaką wytwórca przyłączony do węzła 7 w tych warunkach może osiągnąć.



Zapotrzebowanie na moc czynną
250.00 MW

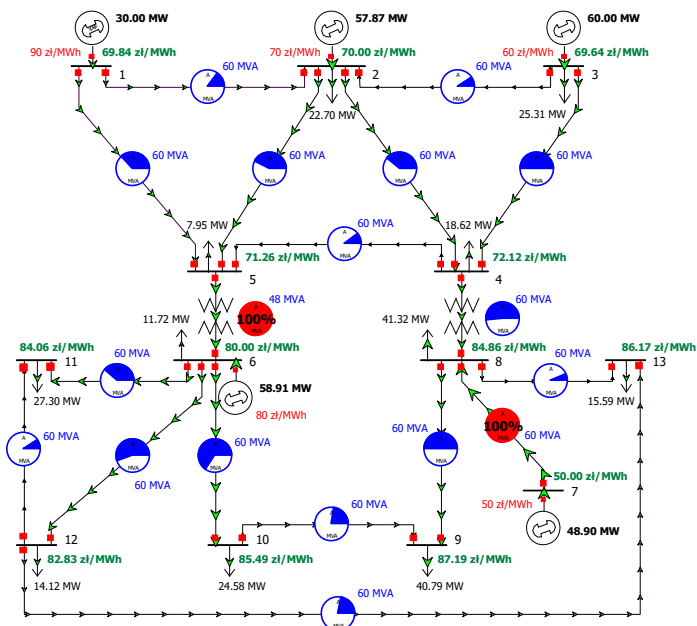
Generacja mocy czynnej
255.61 MW

Straty mocy czynnej
5.61 MW

Koszt bilansowania zapotrzebowania =
17404.89 zł/h

Rys. 4. 6. Iteracyjne dochodzenie do stanu systemu osiągniętego w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji cen węzłowych LMP – krok 3

W otrzymanym przy zastosowaniu mechanizmów rynkowych opartych na koncepcji cen węzłowych LMP stanie pracy systemu testowego (rys. 4.3), w odróżnieniu od stanu wynikającego z działania „modelu miedzianej” płyty (rys. 4.2), spełnione są wszystkie ograniczenia sieciowe. Nie jest natomiast spełnione ograniczenie na minimalną moc generowaną przez generator przyłączony do węzła 1 (moc generowana jest równa 26,77 MW przy minimum technicznym wynoszącym 30 MW). W związku z tym, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii (spełnienia wszystkich ograniczeń technicznych) konieczna jest interwencja operatora OSP, przy czym należy zaznaczyć, że w tym przypadku wymagane są mniejsze korekty, niż w przypadku stanu osiągniętego w wyniku działania mechanizmu „miedzianej płyty”. Stan systemu testowego osiągnięty po przeprowadzeniu przez operatora wymaganej korekty wytwarzania zilustrowano na rysunku 4.7.



Zapotrzebowanie na moc czynną
250.00 MW

Generacja mocy czynnej
255.68 MW

Straty mocy czynnej
5.68 MW

Koszt bilansowania zapotrzebowania =
17508.58 zł/h

Rys. 4. 7. Stan systemu testowego osiągnięty w wyniku działań operatora zapewniających bezpieczeństwo dostaw w horyzoncie operatorskim – układ normalny

W odniesieniu do warunków dla KSE stan ten w przybliżeniu odpowiada tzw. układowi normalnemu sieci (w przybliżeniu, ponieważ układ normalny KSE tworzony jest w sposób minimalizujący ryzyko utraty bezpieczeństwa elektroenergetycznego z uwzględnieniem dodatkowych ograniczeń wynikających z konieczności zapewnienia odpowiednich poziomów operacyjnych rezerw mocy, spełnienia ograniczeń wynikających z warunków zwarciovych, wymagań dotyczących stabilności oraz z kryterium $n-1$; w układzie pokazanym na rysunku 4.7 wymienione ograniczenia zostały pominięte).

Model rynku oparty na koncepcji cen węzłowych stymuluje również działania prowadzące do minimalizacji ograniczeń elektrownianych. Właściwość ta wynika z relacji Zachodzących między ceną węzłową w węźle, do którego przyłączony jest dany wytwórca, a jego ceną ofertową. Relację tę wyraża zależność

$$LMP_i \begin{cases} < c_{Gi} & \text{jeżeli} & P_{Gi} = P_{Gi}^{\min} \\ = c_{Gi} & \text{jeżeli} & P_{Gi}^{\min} < P_{Gi} < P_{Gi}^{\max} \\ > c_{Gi} & \text{jeżeli} & P_{Gi} = P_{Gi}^{\max} \end{cases} \quad (4.1)$$

w której P_{Gi}^{\min} i P_{Gi}^{\max} oznaczają odpowiednio minimalną i maksymalną wartość mocy czynnej generowanej przez danego wytwórcę, P_{Gi} oznacza aktualnie generowaną wartość mocy czynnej, a c_{Gi} jest ceną ofertową tego wytwórcy. Jeżeli założyć, że wytwórca ustala swoją cenę ofertową na równi ze swoim krańcowym kosztem wytwarzania, to w sytuacji, w której jego moc generowana będzie równa mocy minimalnej, wytwórca ten poniesie stratę, gdyż cena węzłowa (stanowiąca podstawę do rozliczeń) będzie niższa od jego ceny ofertowej. Sytuacja taka jest zilustrowana na rysunku 4.7 i dotyczy wytwórcy w węźle 1. Jeżeli opisana sytuacja będzie się powtarzać, to w celu uniknięcia strat wytwórca będzie musiał podjąć działania prowadzące albo do obniżenia mocy minimalnej, albo do zmniejszenia kosztów wytwarzania. Z kolei w przedstawionym na rysunku 4.7 stanie systemu odwrotna sytuacja zachodzi w odniesieniu do wytwórcy w węźle 3. W tym przypadku cena węzłowa jest wyższa od ceny ofertowej tego wytwórcy. Jeżeli taka sytuacja utrzymywałaby się w dłuższym okresie, wytwórca ten byłby w stanie zgromadzić kapitał, który może przeznaczyć na zwiększenie swoich zdolności wytwórczych. Efektem działań wytwórców, stymulowanych przez ceny węzłowe LMP, powinna więc być racjonalizacja kosztów związanych z ograniczeniami elektrownianymi.

4.2.3. Model „miedzianej płyty” i model cen węzłowych w praktyce

Rynek kalifornijski jako przykład spektakularnej klęski modelu „miedzianej płyty”.

W Kalifornii, w okresie przed restrukturyzacją, energia elektryczna była dostarczana przez przedsiębiorstwa prywatne oraz przez spółki municypalne, przy czym około 70% odbiorców było obsługiwanych przez trzy największe, pionowo zintegrowane spółki prywatne (Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company i San Diego Gas & Electric Company) posiadające i eksploatujące jednostki wytwórcze oraz sieci przesyłowe i rozdzielcze. Spółki dostarczające energię elektryczną na obszarze Kalifornii były regulowane przez California Public Utilities Commission (CPUC), jednak stosowany system regulacji postrzegany był jako niewydolny, czego najjaskrawszym przejawem była cena energii, kształtująca się na jednym z najwyższych poziomów w USA i znacznie przewyższająca ceny w stanach sąsiednich (w roku 1996 cena energii w Kalifornii przewyższała o 75% średnią cenę energii w 10 zachodnich stanach USA i o około 40% cenę w całym kraju) [0].

Na początku roku 1993, w związku z presją odbiorców przemysłowych na obniżkę ceny energii, CPUC rozpoczęła kompleksowy przegląd struktury i działania kalifornijskiego sektora elektroenergetycznego. Do najważniejszych czynników wpływających na wysokość ceny energii zaliczono:

- wysokie nakłady inwestycyjne poniesione na budowę elektrowni atomowych,
- kosztowne kontrakty długoterminowe zawarte z wytwórcami,
- nadmierne, w stosunku do zapotrzebowania, zdolności wytwórcze,
- nieefektywne i kosztowne instytucje regulujące działanie sektora elektroenergetycznego.

Efektem wykonanego przeglądu była szeroka zgoda na głęboką reformę istniejącej struktury sektora elektroenergetycznego oraz systemu regulacji.

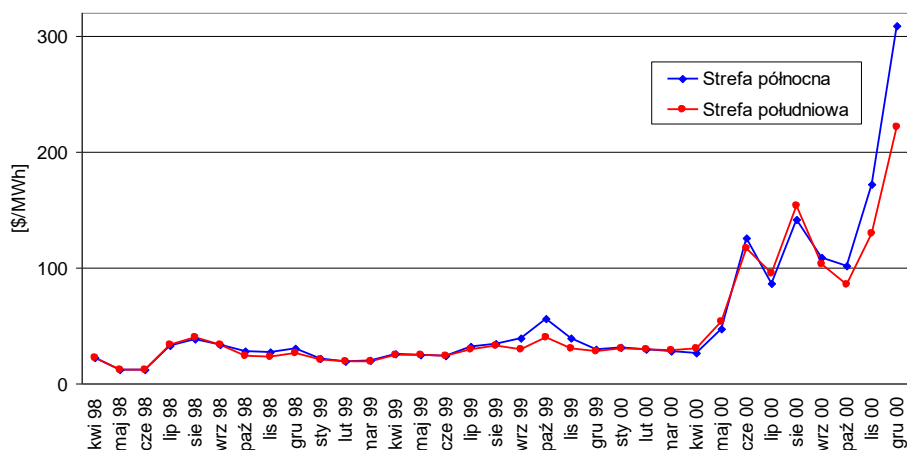
W kwietniu 1994 roku CPUC opublikowała tzw. „Błękitną księgę”, w której zawarła proponowany program reform kalifornijskiej elektroenergetyki. Według propozycji komisji zarówno istniejący, jak i nowi wytwórcy energii elektrycznej mieli być wyłączeni spod nadzoru organów regulacyjnych, a produkowana przez nich energia elektryczna miała stać się przedmiotem obrotu na nowym, konkurencyjnym rynku hurtowym. Z kolei odbiorcy mieli uzyskać możliwość wyboru między kupnem energii na rynku konkurencyjnym (bezpośredni dostęp do rynku hurtowego), a jej kupnem na dotychczasowych zasadach (u lokalnego przedsiębiorstwa po cenach regulowanych). Po ponad dwóch latach debaty, w 1996 roku, propozycja CPUC weszła w życie. Działanie rynku według nowego modelu (modelu „miedzianej płyty”) rozpoczęło się w kwietniu 1998 roku.

Do głównych cech modelu rynku energii wdrożonego w Kalifornii należy zaliczyć:

- podział pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych,
- wolny dostęp do sieci oraz umożliwienie zmiany dostawcy odbiorcom detalicznym,
- umożliwienie „wejścia” na rynek nowym wytwórcom,
- powołanie giełdy energii CALPX,
- utworzenie niezależnego operatora systemu CAISO,
- wprowadzenie systemu opłat przesyłowych o stawkach niezależnych od lokalizacji odbiorcy w sieci,
- wprowadzenie opłaty *Competition Transition Charge* pokrywającej koszty osieroczone.

Najważniejszym segmentem rynku kalifornijskiego była giełda CALPX, pełniąca rolę operatora handlowo-technicznego OHT (podmiotu przygotowującego harmonogramy pracy jednostek wytwórczych i harmonogramy poboru energii przez odbiorców) dla operatora CAISO. Giełda CALPX składała się z dwóch rynków: rynku dnia następnego oraz rynku następnej godziny. Trzy główne przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działające na obszarze stanu Kalifornia były zobowiązane do kupowania i sprzedawania energii wyłącznie za pośrednictwem giełdy. Operator CAISO był z kolei odpowiedzialny za zarządzanie ograniczeniami sieciowymi. W tym celu na podstawie otrzymanych harmonogramów produkcji/poboru energii przez poszczególnych uczestników rynku operator CAISO przeprowadzał symulację pracy systemu z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych. Jeżeli nie zidentyfikował żadnych problemów uznawał przekazane harmonogramy pracy za ostateczne. W przypadku zidentyfikowania aktywnych ograniczeń sieciowych operator przystępował do ich likwidacji. W tym celu stosował metodę cen strefowych [0, 0, 0]. W systemie kalifornijskim wyróżniono dwie strefy: północną i południową rozdzieloną przekrojem nazywanym Path 15. Operator CAISO prowadził również rynek rezerw mocy.

Rozpatrując ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym (rys. 4.8) można stwierdzić, że w pierwszych dwóch latach funkcjonowania nowego modelu rynku były one stosunkowo stabilne i kształtowały się na poziomie nie odbiegającym znacząco od cen przyjętych w projekcjach wykonywanych przy przygotowywaniu reformy sektora (w projekcjach zakładano, że po reformie ceny energii ukształtują się na poziomie 25 \$/MWh, a następnie, w miarę wyczerpywania się nadwyżek mocy, wzrosną do około 30 \$/MWh). Od końca wiosny 2000 roku ceny energii zaczęły gwałtownie rosnać osiągając niespotykane wcześniej wartości. W ciągu miesiąca wzrosły one średnio o około 270%, a w grudniu 2000 roku przekroczyły 300 \$/MWh (przy około 30 \$/MWh w grudniu 1999 roku). Był to początek końca kalifornijskiego modelu rynku opartego na koncepcji „miedzianej płyty”.



Rys. 4. 8. Miesięczne, średnie ważone, wartości cen energii na giełdzie kalifornijskiej w okresie od marca 1998 do grudnia 2000 roku (źródło: www.energy.ca.gov)

Gwałtowne wzrosty cen energii na rynku hurtowym były przyczyną narastających problemów finansowych przedsiębiorstw dostarczających energię odbiorcom taryfowym, gdyż w wyniku „zamrożenia” cen dla odbiorców detalicznych, przedsiębiorstwa te nie mogły osiągnąć przychodów w wysokości pozwalającej na pokrycie wydatków ponoszonych na jej zakup na rynku hurtowym. Zaprzestanie płacenia za zakupioną energię przez te przedsiębiorstwa spowodowało w styczniu 2001 roku zawieszenie handlu na giełdzie CALPX, a w niedługim czasie jej bankructwo. Ponadto z powodu niewystarczającej podaży rezerw mocy wystąpiły częste stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii. W tabeli 4.2 zestawiono liczbę stanów alarmowych w latach 1998 ÷ 2001 w systemie kalifornijskim. Z danych tych wynika, że w 2001 roku bezpieczeństwo dostaw uległo znaczącemu pogorszeniu. W styczniu 2001 roku w północnej części stanu Kalifornia miał miejsce rozległy *blackout*.

Tabela 4.2

Liczba stanów zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w pracy systemie kalifornijskim w latach 1998 ÷ 2001 [0]

Rezerwa mocy mniejsza od:	1998	1999	2000	2001
7,0% zapotrzebowania	8	5	55	66
5,0% zapotrzebowania	6	1	36	60
1,5% zapotrzebowania	0	0	1	38

W analizach kryzysu kalifornijskiego wylicza się wiele czynników, które mogły przyczynić się do jego wystąpienia, przy czym u podstaw większości z nich leży wadliwy, oparty na koncepcji „miedzianej płyty”, model rynku wdrożony w 1998 roku. Doświadczenia kryzysu kalifornijskiego uświadomiły bezwzględną konieczność jego zmiany. W 2002 roku zaproponowano nowy model rynku [0, 0], w którym przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działające w Kalifornii będą miały możliwość zawierania kontraktów dwustronnych, a oprócz rynków dnia następnego i następnej godziny funkcjonować ma rynek czasu rzeczywistego. W modelu tym, noszącym nazwę *Market Redesign and Technology Upgrade*, przewidziano całkowite odejście od koncepcji „miedzianej płyty” na rzecz modelu opartego na metodzie krótkookresowych cen węzłowych LMP, z wykorzystaniem pełnego modelu sieci przesyłowej systemu kalifornijskiego i systemów sąsiednich. Praktyczne wdrożenie nowego modelu rynku zaplanowano na jesień 2008 roku.

Sukces modelu cen węzłowych na przykładzie rynku PJM. Rynek PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland), obejmujący swoim zasięgiem północno-wschodnie stany USA, jest uważany za prototypowy rynek typu *pool*. Początek rynku PJM sięga roku 1927 [0, 0], kiedy

to trzy przedsiębiorstwa elektroenergetyczne – PSE&G, PECO i PP&L – podpisały pierwsze na świecie porozumienie o utworzeniu *poolu*. Porozumienie to nosiło nazwę PA-NJ Agreement. W pierwotnej postaci *pool* PA-NJ funkcjonował do 1956 roku. Następnie został on poszerzony oraz zmieniono jego nazwę na PJM. W listopadzie 1997 roku operator rynku PJM, jako pierwszy w USA, uzyskał status niezależnego operatora systemu (*Independent System Operator* – ISO).

W odróżnieniu od rynku kalifornijskiego, gdzie procesy rynkowe były koordynowane przez kilka podmiotów (operatora CAISO, giełdę CALPX oraz pozostałych operatorów OHT), na rynku PJM całością działań rynkowych zarządza niezależny operator systemu przesyłowego. Do głównych zadań operatora systemu PJM należy:

- centralne prognozowanie zapotrzebowania,
- prowadzenie rynku energii elektrycznej, w tym grafikowanie i koordynacja pracy jednostek wytwórczych oraz zarządzanie zawartymi kontraktami i rynkiem bilansującym,
- prowadzenie rynków towarzyszących (ryнку usług systemowych, zdolności wytwórczych oraz finansowych praw przesyłowych FTR – *Financial Transmission Rights* [0]),
- planowanie rozwoju, koordynowanie oraz monitorowanie pracy sieci przesyłowej w celu zapewnienia jej bezpiecznej i niezawodnej pracy,
- prowadzenie pomiarów i rozliczeń z uczestnikami rynku.

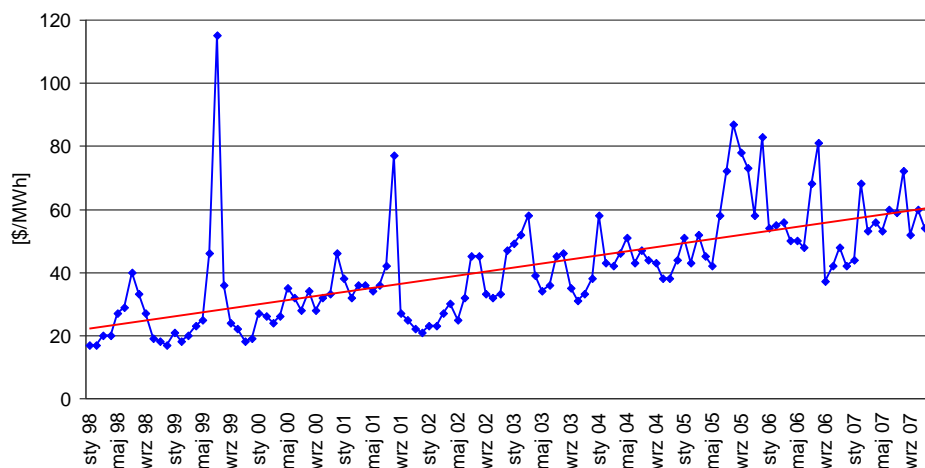
Model rynku energii oparty na koncepcji krótkookresowych cen węzłowych LMP funkcjonuje w systemie PJM od 1998 roku [0, 0]. Aktualnie w ramach prowadzonego przez operatora rynku energii elektrycznej można wyróżnić dwa segmenty: rynek dnia następnego i rynek czasu rzeczywistego. W obu tych segmentach ceny węzłowe LMP są bezpośrednio stosowane do rozliczeń wyprodukowanej/odebranej energii, a na rynku dnia następnego także do określania stawek opłaty obciążającej zawarte kontrakty dwustronne. Na cenach LMP oparta jest także rynkowa metoda planowania rozwoju sieci przesyłowej systemu PJM. Ceny te dostarczają ponadto sygnałów ekonomicznych wpływających na decyzje lokalizacyjne dotyczące umiejscowienia nowych źródeł i odbiorów energii. Rozwiązania stosowane na rynku PJM są zgodne z rekomendowanymi przez Federal Energy Regulatory Commission (FERC) zasadami, które powinny być podstawą działania regionalnych rynków energii w USA, znanymi pod nazwą *Standard Market Design* (SMD) [0, 0]. Rozwój mechanizmów rynkowych na rynku PJM przedstawia tabela 4.3.

Tabela 4.3

Rozwój mechanizmów rynkowych na rynku PJM (źródło: www.pjm.com)

Data wprowadzenia	Element mechanizmu rynkowego
kwiecień 1997	Rynek „miedzianej płyty” – jednolita cena rozliczeniowa wyznaczana na podstawie kosztów wytwarzania
kwiecień 1998	Zmiana modelu rynku – model cen węzłowych LMP (ceny węzłowe wyznaczone na podstawie kosztów wytwarzania)
styczeń 1999	Rynek zdolności wytwórczych – aukcje dobowe
marzec 1999	Rynek zdolności wytwórczych – aukcje miesięczne i wielomiesięczne
kwiecień 1999	Ceny węzłowe LMP wyznaczone na podstawie dobrowolnych ofert cenowych uczestników rynku
kwiecień 1999	Rynek finansowych praw przesyłowych
czerwiec 2000	Rynek regulacyjnych rezerw mocy
czerwiec 2000	Rynek dnia następnego na rynku energii elektrycznej
grudzień 2002	Rynek wirujących rezerw mocy
kwiecień 2008	Rynek zdolności wytwórczych z ceną uwzględniającą wymagania niezawodnościowe [0]
czerwiec 2008	Ceny węzłowe LMP wyznaczone z uwzględnieniem strat mocy (dotychczas uwzględniano tylko ograniczenia sieciowe)

Podobnie jak w przypadku systemu kalifornijskiego, również przypadku systemu PJM, efekty działania mechanizmów rynkowych można ocenić m.in. przez pryzmat cen energii na rynku hurtowym (rys. 4.9). Obserwując zmienność cen węzłowych w systemie PJM można stwierdzić, że utrzymują się one na stosunkowo stabilnym poziomie ze stałą tendencją wzrostową (na rysunku 4.9 linię trendu zaznaczono kolorem czerwonym). Przyczyną obserwowanego wzrostu cen jest m.in. postępujący wzrost zapotrzebowania w systemie oraz wzrost kosztów paliwa, szczególnie gazu ziemnego [0]. W okresie funkcjonowania na rynku *PJM* modelu opartego na koncepcji cen węzłowych zdarzyły się również okresy nagłego wzrostu cen energii, jednak osiągnięte wtedy poziomy cen były znacznie niższe niż podczas kryzysu kalifornijskiego. Przykładowo latem 1999 roku nastąpił wzrost średniej ceny energii do poziomu bliskiego 120 \$/MWh, który był spowodowany nieplanowanym odstawieniem elektrowni atomowej i związanym z tym zachwianiem bilansu mocy w regionie [0]. Znacznie częściej jednak nagłe wzrosty cen były spowodowane nietypowymi warunkami atmosferycznymi, np. upalne lato 2001. Po ustaniu czynników zakłócających, ceny wracały do typowego poziomu, przy czym należy zaznaczyć, że działo się to bez jakichkolwiek administracyjnych ingerencji w mechanizmy rynkowe. Można więc stwierdzić, że z punktu widzenia kształtowania się cen energii mechanizmy rynkowe stosowane w systemie PJM działają w sposób prawidłowy.

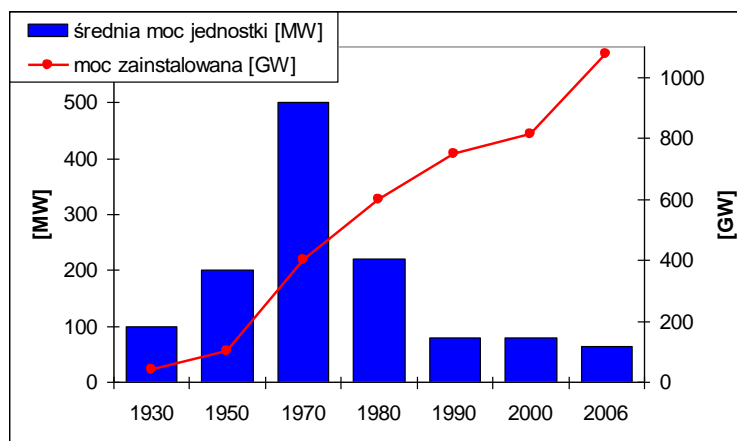


Rys. 4. 9. Miesięczne, średnie ważone, wartości cen węzłowych LMP na rynku *PJM* w okresie od stycznia 1998 do grudnia 2007 roku (źródło: www.pjm.com)

Testem sprawdzającym poprawność przyjętych rozwiązań, zarówno technicznych, jak i dotyczących modelu rynku (rynek jest w głównym stopniu odpowiedzialny za kreowanie właściwych sygnałów dotyczących inwestycji, zapewniających wystarczalność systemu w różnych stanach jego pracy), są awarie katastrofalne. W przypadku systemu PJM taka awaria wydarzyła się 14 sierpnia 2003 roku. W wyniku tej najpoważniejszej na kontynencie północnoamerykańskim awarii systemowej zasilania było pozbawionych 50 milionów osób na terenie ośmiu stanów USA i dwóch prowincji kanadyjskich. Wyłączono moc 62 GW, a ilość niedostarczonej energii oszacowano na 350 GWh [0]. Jako bezpośrednią przyczynę blackoutu wskazuje się awaryjne wyłączenie linii przesyłowej w północnym Ohio, które zapoczątkowało kaskadowe wyłączenia kolejnych przeciążonych linii. Niestabilne warunki pracy systemu (wahania napięć i częstotliwości) doprowadziły z kolei do wyłączenia kilku dużych jednostek wytwórczych, co jeszcze pogorszyło sytuację i doprowadziło do szeregu dalszych kaskadowych wyłączeń linii. W konsekwencji całość zdarzeń doprowadziła do odłączenia północno-wschodnich obszarów USA oraz kanadyjskich prowincji Ontario i Quebec od systemu Eastern Interconnection, powodując blackout na tym obszarze.

Rozwijająca się awaria nie pozostawała bez wpływu na system PJM. W pierwszej kolejności wyłączone zostały linie łączące stan Pensylwania z systemem stanu Nowy Jork. Następnie od reszty systemu PJM odcięta została północna część systemu obsługiwanego przez przedsiębiorstwo Public Service Electric & Gas Co. – PSEG obejmująca część stanu New Jersey (system PSEG jest silnie powiązany z systemem nowojorskim). W wyniku tych działań system PJM został odłączony od reszty systemu Eastern Interconnection tracąc jedynie 7% obciążenia (w odłączonej części systemu PSEG, który uległ blackoutowi wraz z systemem nowojorskim). Kluczowym w ustabilizowaniu pracy systemu PJM okazało się istnienie odpowiednich rezerw mocy wytwórczych oraz przesyłowych sieci.

Północnoamerykański *blackout* z 2003 roku uwidoczniał negatywny wpływ dużych jednostek wytwórczych na warunki pracy systemu elektroenergetycznego w stanach poprzedzających awarię katastrofalną. Rozwijająca się awaria spowodowała odłączenie od sieci ponad 500 jednostek wytwórczych, w tym 19 bloków atomowych (ponowne uruchomienie jednostek atomowych, które nie posiadają zdolności do samostartu, zajęło w niektórych przypadkach nawet trzy doby). Doświadczenia te potwierdziły konieczność kontynuowania obserwowanego trendu rozwojowego w podsystemie wytwórczym USA (rys. 4.10), który wskazuje na to, że w ostatnich dziesięcioleciach stałemu wzrostowi ilości mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym towarzyszy systematyczne obniżanie mocy nowo instalowanych źródeł. Aktualnie w Stanach Zjednoczonych średnia moc instalowanych jednostek wynosi około 70 MW, a dominującymi technologiami wytwórczymi są technologie gazowe i odnawialne [0].



Rys. 4. 10. Moc zainstalowana w systemach elektroenergetycznych USA [GW] oraz średnia moc nowobudowanych jednostek wytwórczych [MW] (źródło: [0, 0])

Udowodniona zdolność systemu PJM do obrony przed awarią katastrofalną potwierdza słuszność stosowanych rozwiązań gwarantujących bezpieczeństwo dostaw energii odbiorcom końcowym, w tym słuszność przyjętych mechanizmów rynkowych generujących odpowiednie sygnały ekonomiczne, które stymulują rozwój systemu zapewniający jego wystarczalność także w sytuacjach awaryjnych. O atrakcyjności tych rozwiązań świadczy m.in. przystępowanie do rynku PJM kolejnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Po blackoucie z 2003 roku do rynku PJM przystąpiły:

- maj 2004 – Commonwealth Edison (spółka obsługująca m.in. Chicago),
- październik 2004 – American Electric Power (największa firma wytwórcza w USA),
- październik 2004 – Dayton Power & Light (spółka obsługująca część stanu Ohio),
- styczeń 2005 – Duquesne Light (spółka obsługująca m.in. Pittsburg),
- maj 2005 – Dominion (spółka obsługująca stany Wirginia i Północna Karolina).

Charakterystykę rynku PJM w roku 1997 i 2007 przedstawia tabela 4.4. Dla porównania w tabeli tej zestawiono również dane charakteryzujące KSE w roku 2007.

Tabela 4.4

Rynek PJM w 1997 i 2007 roku oraz Krajowy System Elektroenergetyczny w roku 2007 (źródło: www.pjm.com, www.pse-operator.pl)

Charakterystyczna wielkość	System elektroenergetyczny		
	PJM 1997	PJM 2007	KSE 2007
Zdolności wytwórcze	56 GW	165 GW	35 GW
Obciążenie szczytowe	49 GW	145 GW	25 GW
Roczne zużycie energii	180 TWh	729 TWh	154 TWh
Długość linii	22,5 tys. km	90,5 tys. km	45 tys. km
Liczba obsługiwanych stanów	5 + D.C.	13 + D.C.	-
Powierzchnia obsługiwanego obszaru	124 tys. km ²	424 tys. km ²	312 tys. km ²
Ludność	22 mln	51 mln	38 mln

Rynek oparty na modelu cen węzłowych funkcjonuje w systemie PJM od ponad dziesięciu lat i jest ciągle udoskonalany w kierunku pozwalającym na możliwie najwierniejsze odwzorowanie zjawisk fizycznych oraz na właściwe uwzględnienie jak największej liczby ograniczeń technicznych towarzyszących handlowi energią. Wprowadzony w Kalifornii rynek oparty na koncepcji „miedzianej płyty” upadł po niespełna trzech latach, gdyż zawierał fundamentalny błąd – handel energią był oderwany od aspektów związanych z jej dostawą (kalifornijski model rynku nie uwzględniał praw fizyki rządzących rozplywami mocy w sieci oraz ograniczeń technicznych związanych z przesyłem energii).

4.3. „Miedziana płyta” vs. ceny węzłowe – wpływ modelu rynku na bezpieczeństwo dostaw energii odbiorcom końcowym w KSE

4.3.1. Metody określania stopnia bezpieczeństwa dostaw energii odbiorcom końcowym – przegląd literatury

Powszechnie stosowaną praktyką mającą na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie operatorskim, w procesie planowania dobowego, jest zakładanie przez operatora z góry typowych możliwych do zaistnienia awarii poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego, czyli wykorzystanie kryterium $n-1$ $[0, 0]$. Działanie takie oparte jest na założeniu, że prawdopodobieństwo uszkodzenia dwóch lub więcej, krytycznych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, elementów systemu jest znikome, a koszty związane z działaniami prewencyjnymi mającymi zapewnić ubezpieczenie w przypadku jednoczesnej awarii tych elementów byłyby wyższe, niż koszty ponoszone po ewentualnym zaistnieniu uszkodzeń. Jednak, jak wykazują raporty analizujące przyczyny zaistniałych w ostatnich latach wielkich awarii systemowych w Europie oraz w Ameryce Północnej $[0, 0, 0, 0, 0]$, podejście takie cechuje się pewną słabością, gdyż główną przyczyną większości z tych awarii było jednoczesne wystąpienie kilku czynników (w tym uszkodzeń elementów systemu), które zostały wcześniej sklasyfikowane przez operatora jako zdarzenia mało prawdopodobne do zaistnienia w tym samym momencie (dokładniej chodzi o przedział czasowy na tyle krótki, że operator nie ma możliwości odpowiedniej reakcji).

W związku z tym, że aktualnie stosowane procedury planowania pracy systemu elektroenergetycznego nie zapewniają stuprocentowego bezpieczeństwa dostaw energii w możliwych do zaistnienia sytuacjach, ważne jest określenie prawdopodobieństwa utraty tego bezpieczeństwa w różnych stanach pracy systemu. Między innymi z tego powodu w ostatnich latach prowadzono na świecie szereg badań nad metodami pozwalającymi na określenie stopnia szeroko rozumianego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy czym w tych badaniach szczególną uwagę zwrócono na możliwość wykorzystania metod probabilistyczne-

nych. Przykładowo, w pracy [0] opisano model umożliwiający oszacowanie prawdopodobieństwa rozszerzania się awarii na skutek wzajemnego oddziaływania poszczególnych elementów systemu. Z kolei uwzględniający warunki meteorologiczne model przedstawiony w artykule [0] może być wykorzystany w ocenie i zarządzaniu poziomem bezpieczeństwa dostaw w czasie rzeczywistym (*on-line*), natomiast przedstawiona w pracy [0] metoda pozwala na oszacowanie wartości kosztu związanego z ryzykiem wystąpienia załamania (lawiny) napięcia.

W pracach [0, 0] autorzy prezentują probabilistyczne podejście do określania w trybie *on-line* bezpieczeństwa dostaw w systemie działającym w warunkach rynkowych, proponując metodę pozwalającą na intensyfikację i uelastycznienie wykorzystania możliwości przesyłowych sieci poprzez wyznaczenie limitów przepływów między poszczególnymi częściami systemu w zależności od warunków pogodowych oraz sytuacji na rynku energii elektrycznej. Podobne zagadnienie jest przedmiotem pracy [0], w której autorzy proponują metodę szacowania dynamicznej wartości wskaźnika TTC (*Total Transfer Capacity*). Z kolei opracowanie [0] rozszerza przedstawiony w [0] model obliczeniowy o niepewność prognozy obciążenia i generacji oraz o możliwość zaistnienia wyłączeń elementów systemu. Artykuł [0] omawia natomiast sposób określania dopuszczalnej obciążalności transformatorów, który uwzględnia czasową zmienność temperatury otoczenia oraz losową zmienność obciążenia. Oczywiście powstaje pytanie, do jakiego stopnia można wykorzystywać możliwości przesyłowe systemu kosztem zmniejszania poziomu bezpieczeństwa dostaw? Problem ten został przedstawiony w pracy [0], gdzie zaprezentowano wyniki badań przeprowadzonych w systemie francuskim. Z kolei prace [0, 0] skupiają się na problemie oszacowania stopnia bezpieczeństwa dostaw w warunkach, gdy zawierana jest duża liczba transakcji dwustronnych, a z założenia system był projektowany i budowany dla innego modelu przepływu, tzn. sterowanego centralnie.

Systemy komputerowe wspomagające prowadzenie pracy systemu (tzw. systemy EMS – *Energy Management System*) są niezastąpione w bieżącym monitorowaniu stanu sieci elektroenergetycznej, jednak są mniej pomocne przy podejmowaniu decyzji wymagających oceny ryzyka wystąpienia zakłócenia. Z tego też względu podejmowane są próby budowy modeli, które wykorzystując funkcjonalność systemów EMS, pozwolą na ilościowe oszacowanie takiego ryzyka w różnych stanach pracy systemu. Jednym z takich modeli jest opisany w pracach [0, 0] model o nazwie OL-RBSA – *Online Risk-Based Security Assessment*. Model ten, uwzględniając aktualny i prognozowany stan pracy systemu oraz prawdopodobieństwo uszkodzenia różnych jego elementów, umożliwia wyznaczenie ryzyka wystąpienia utraty bezpieczeństwa dostaw na kilka godzin do przodu. Innym modelem pozwalającym na określenie stopnia bezpieczeństwa dostaw oraz ryzyka jego utraty jest model opracowany na potrzeby brytyjskiego operatora systemu przesyłowego National Grid [0, 0, 0, 0]. Model ten uwzględnia najszersze, spośród opisanych wyżej metod, spektrum czynników mogących wpływać na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w horyzoncie operatorskim. Uwzględnia on m.in.:

- losowe wyłączenia elementów systemu, także na skutek różnych zjawisk pogodowych,
- nieprawidłowe działania zabezpieczeń oraz możliwość wyłączeń kaskadowych,
- możliwość utraty stabilności pracy generatorów,
- przebieg procesu regulacji częstotliwości w systemie,
- działania podejmowane przez operatora, w tym sposób przywracania zasilania odbiorcom.

Ze względu na olbrzymią liczbę kombinacji możliwych do zaistnienia zdarzeń, do modelowania tak złożonego zagadnienia stosowana jest metoda Monte Carlo. W dalszej części pracy podobne podejście zostanie zastosowane do oceny wpływu modelu rynku na bezpieczeństwo dostaw energii odbiorcom końcowym w KSE.

4.3.2. Metoda określania stopnia bezpieczeństwa dostaw energii w KSE na poziomie systemowym dla różnych modeli rynku

Zastosowana do oceny stopnia bezpieczeństwa dostaw w KSE na poziomie systemowym metoda (poziom systemowy obejmuje sieci 400/220/110 kV oraz przyłączone do tych sieci źródła) wykorzystuje trzy stany pracy systemu elektroenergetycznego:

1. stan wynikający z działania modelu rynku opartego na koncepcji „miedzianej płyty”,
2. stan wynikający z działania modelu rynku opartego na koncepcji cen węzłowych LMP,
3. układ normalny, czyli stan systemu po korekcie operatorskiej minimalizującej ryzyko utraty bezpieczeństwa dostaw.

Dla systemu testowego wykorzystanego w rozdziale 4.2 stany te są przedstawione odpowiednio na rysunkach 4.2, 4.3 i 4.7.

Oceniając stopień bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie operatorskim należy przeanalizować różne, nieplanowane sytuacje, które są możliwe do zaistnienia podczas realizacji dostaw energii (podczas realizacji planu pracy jednostek wytwórczych określonego m.in. w wyniku działania mechanizmów rynkowych). Zakłada się, że sytuacje te obejmują awaryjne wyłączenia gałęzi sieci (linii i transformatorów), w tym linii międzysystemowych, oraz wyłączenia jednostek wytwórczych, a także losowe zmiany obciążeń węzłowych. Do uzyskania nienormalnych stanów pracy systemu, a więc stanów z losowymi wyłączeniami elementów oraz z losowymi zmianami obciążeń węzłowych, jest wykorzystywana metoda Monte Carlo (przyjęte założenia oraz sposób losowania zostanie omówiony w dalszej części pracy), przy czym punktem wyjścia do symulacji jest układ normalny.

Zastosowana do oceny stopnia bezpieczeństwa dostaw w KSE metoda wykorzystuje sformułowaną w rozdziale 1 oraz w pracy [0] ogólną koncepcję ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy (BEEO) równą

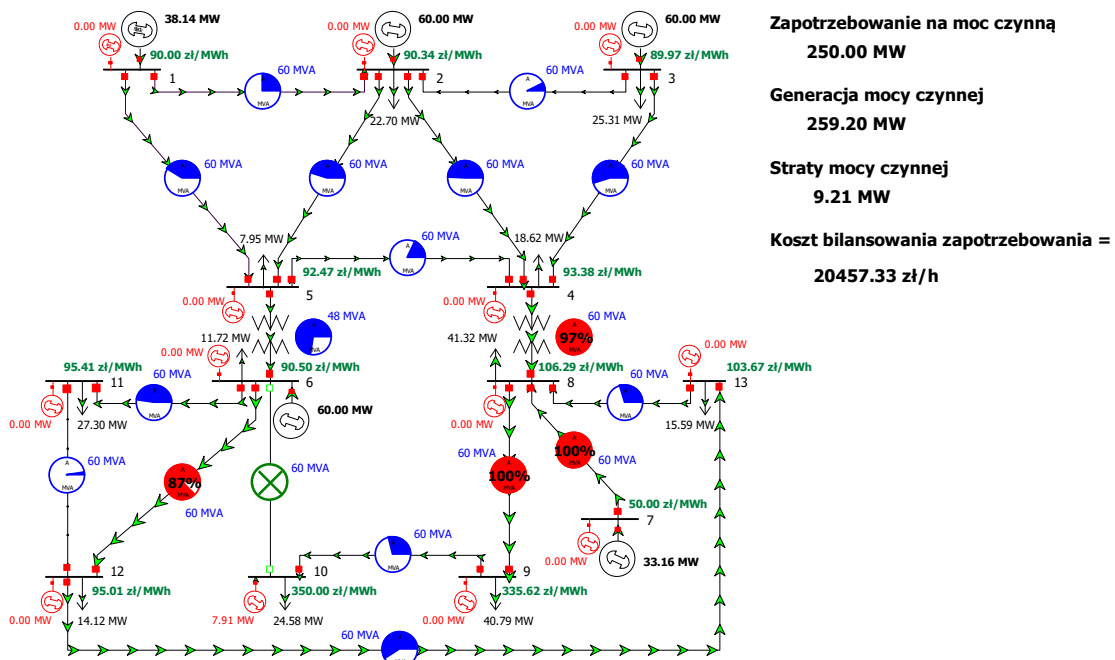
$$BEEO = BEEU + BEEK + BEER, \quad (4.2)$$

w której poszczególne składniki (funkcjonały losowe, mniej dokładnie: funkcje losowe, albo w największym uproszczeniu – zmienne losowe) odnoszą się w zapisanej sumie do poziomu unijnego – BEEU, krajowego – BEEK oraz indywidualnego odbiorcy – BEER (chodzi tutaj o udział odbiorcy w zagwarantowaniu własnego bezpieczeństwa dostaw środkami dostępnymi w segmencie energetyki rozproszonej oraz poprzez obniżanie własnej elektrochłonności). W zastosowanej w niniejszej pracy metodzie określania stopnia bezpieczeństwa dostaw w horyzoncie operatorskim zakłada się, że bezpieczeństwo elektroenergetyczne odbiorcy:

- na poziomie unijnym (BEEU) wiąże się z możliwością importu energii z krajów Unii Europejskiej z wykorzystaniem istniejących połączeń międzysystemowych,
- na poziomie krajowym (BEEK) wiąże się z możliwością zwiększenia produkcji energii w źródłach krajowych (w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych – JWCD),
- na poziomie indywidualnym (BEER) wiąże się z możliwością zapewnienia pokrycia zapotrzebowania przez źródła generacji rozproszonej.

W celu odwzorowania składnika BEER zakłada się, że każdy odbiorca, oprócz możliwości pokrycia swojego zapotrzebowania poprzez zakup energii z sieci (na którą składa się energia produkowana przez jednostki krajowe – składnik BEEK oraz energia importowana z UE – składnik BEEU), ma również możliwość wytworzenia energii w źródle generacji rozproszonej, przyłączonym bezpośrednio do węzła, z którego jest on zasilany. Sytuacja taka została zilustrowana na rysunku 4.11, gdzie w każdym węźle systemu testowego przyłączono źródło generacji rozproszonej o cenie energii równej 350 zł/MWh i o mocy maksymalnej równej zapotrzebowaniu w danym węźle (każdy odbiorca jest więc w stanie w całości pokryć swoje zapotrzebowanie generacją lokalną). W analizowanym przykładzie założono również awaryjne wyłączenie linii łączącej węzły 6 i 10. Po wyłączeniu linii, przy wykorzystaniu zadania optymalizacji rozptyłu mocy (*Optimal Power Flow* – OPF), wyznaczono stan systemu, w którym są spełnione ograniczenia techniczne, a koszt bilansowania zapotrze-

bowania jest minimalny. Ze względu na ograniczone przepustowości pracujących linii, nie jest możliwe pokrycie całego zapotrzebowania w węźle 10 dostawami z sieci. Konieczne jest więc przywołanie do pracy lokalnego źródła przyłączonego do tego węzła. Ponieważ cena energii produkowanej w źródłach generacji rozproszonej jest wyższa, niż cena energii kupowanej z sieci, źródła te są przywoływane do pracy jedynie w sytuacjach, w których nie ma możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorcy dostawami z sieci (moc generowana przez źródła generacji rozproszonej może być również interpretowana jako moc niedostarczona z sieci w danym stanie pracy systemu).



Rys. 4. 11. Stan systemu testowego po zaistnieniu awaryjnego wyłączenia gałęzi sieci – stan nienormalny

Dopuszczalny ze względu na ograniczenia techniczne oraz optymalny pod względem kosztowym stan systemu po zaistnieniu wyłączeń (rys. 4.11) oraz stany systemu określone w wyniku działania mechanizmów rynkowych (rys. 4.2 i 4.3) są podstawą do wyznaczenia wartości wskaźników będących miarami bezpieczeństwa dostaw energii zapewnianego przez porównywane modele rynku: model „miedzianej płyty” oraz model cen węzłowych. Stosowane są dwa wskaźniki, do określenia których podstawą jest:

- rozdział generacji w stanie po zaistnieniu wyłączeń awaryjnych i losowej zmianie obciążeń węzłowych oraz w stanach określonych w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty” i na modelu cen węzłowych LMP

$$BEEO_{P_G} = \left(1 - \frac{\sum_i |P_{Gi} - P_{Gi}^{TR}|}{\sum_i P_{Gi}} \right) \cdot 100\% , \quad (4.3)$$

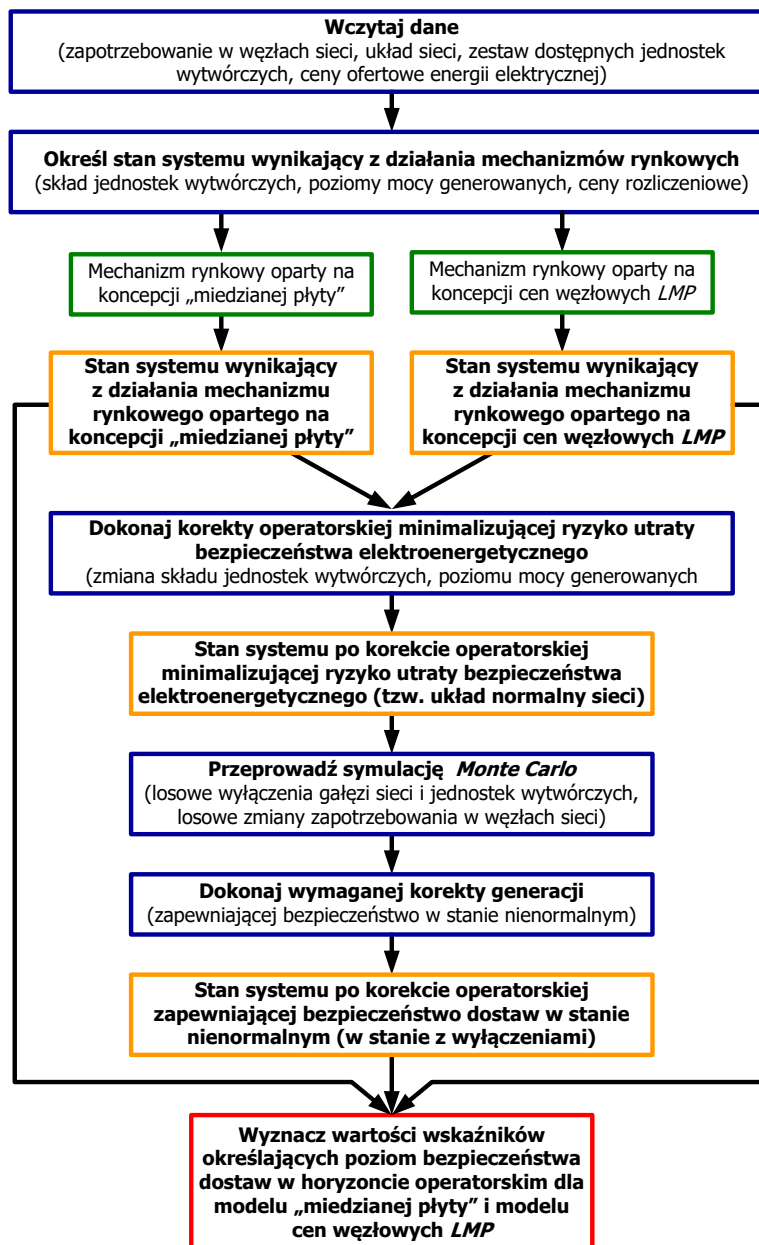
przy czym P_{Gi} oznacza moc czynną generowaną przez jednostkę wytwórczą i w stanie nienormalnym (po zaistnieniu wyłączeń i zmianie obciążeń), a P_{Gi}^{TR} jest mocą czynną jednostki wytwórczej i wynikającą z zawartych transakcji rynkowych (odpowiednio dla modelu „miedzianej płyty” i dla modelu cen węzłowych LMP),

- koszt bilansowania zapotrzebowania w stanie po zaistnieniu wyłączeń i zmianie obciążeń oraz w stanach określonych w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty” i na modelu cen węzłowych LMP

$$BEEO_K = \left(1 - \frac{\sum_i (K_i - K_i^{TR})}{\sum_i K_i} \right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\sum_i (c_{Gi} P_{Gi} - c_{Gi} P_{Gi}^{TR})}{\sum_i c_{Gi} P_{Gi}} \right) \cdot 100\% , \quad (4.4)$$

gdzie K_i oznacza koszt zakupu energii z jednostki wytwórczej i w stanie nienormalnym, K_i^{TR} oznacza koszt zakupu energii z jednostki i określony w wyniku działania mechanizmów rynkowych, natomiast c_{Gi} jest ceną ofertową energii jednostki i .

W zdefiniowanych wyżej wskaźnikach uwzględnia się wszystkie trzy składniki BEEO (zależność 4.2). Wskaźniki te zostały skonstruowane w taki sposób, aby przyjmowały wartość równą 100% w przypadku, gdy w rzeczywistych warunkach pracy systemu nie są wymagane żadne korekty w stosunku do stanu określonego w wyniku działania mechanizmów rynkowych (wartość wskaźnika na poziomie 100% oznacza więc, że analizowany mechanizm rynkowy zapewnia pełne bezpieczeństwo dostaw). Rysunek 4.12 przedstawia algorytm metody określania stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE w horyzoncie operatorskim na poziomie systemowym.



Rys. 4. 12. Algorytm metody pozwalającej na dokonanie oceny stopnia bezpieczeństwa dostaw w horyzoncie operatorskim w KSE dla dwóch modeli rynku

4.3.3. Ocena stopnia bezpieczeństwa dostaw energii w KSE na poziomie systemowym – przyjęte założenia oraz sposób wykonywania analiz

Ocena stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE została wykonana dla czterech charakterystycznych stanów pracy polskiego systemu elektroenergetycznego, obejmujących modele sieci 400/220/110 kV, przygotowane na:

- zimowy szczyt wieczorny – ZSW,
- zimową dolinę nocną – ZDN,
- letni szczyt poranny – LSP,
- letnią dolinę nocną – LDN.

Podstawowe dane charakteryzujące analizowane stany pracy KSE przedstawia tabela 4.5. Dla każdego z wymienionych stanów wyznaczono skład jednostek wytwórczych i rozdział obciążeń dla dwóch modeli rynku: modelu „miedzianej płyty” i modelu cen węzłowych LMP.

Tabela 4.5

Najważniejsze wielkości [MW] charakteryzujące analizowane stany pracy KSE

Charakterystyczna wielkość	ZSW	ZDN	LSP	LDN
Sumaryczne zapotrzebowanie	24873	18962	18075	11267
w tym eksport	2023	1107	1580	1052
Generacja zdeterminowana	6677	6090	3220	2859
w tym import	820	551	422	517
Zdolności wytwórcze dostępnych JWCD	25310	23969	25432	24191
w tym odstawionych w układzie normalnym	4368	6349	8405	12372

Do określenia stanu systemu wynikającego z działania mechanizmów rynkowych opartych na metodzie cen węzłowych LMP została zastosowana procedura *Unit Decommitment* [0]. Obliczenia z wykorzystaniem tej procedury rozpoczyna się od wyznaczenia optymalnego rozptywu mocy OPF dla pełnego składu jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych dostępnych w danym stanie pracy KSE (w obliczeniach uwzględniana jest również generacja zdeterminowana, czyli generacja jednostek nie podlegających centralnemu sterowaniu przez operatora OSP – tzw. jednostki nJWCD – oraz import energii). W następnym kroku algorytm kolejno odstawia jednostki JWCD i wyznacza optymalny rozptyw mocy dla przypadków z odstawieniami. Spośród wszystkich przypadków z odstawioną jedną jednostką JWCD wybierany jest ten, w którym zmniejszenie całkowitego kosztu bilansowania zapotrzebowania jest największe – rozpatrywana jednostka zostaje trwale odstawiona. Obliczenia są powtarzane do momentu, w którym odstawienia kolejnych jednostek JWCD nie prowadzą do dalszego zmniejszenia kosztu bilansowania. W wyniku działania algorytmu *Unit Decommitment* określany jest zatem optymalny pod względem kosztowym skład i obciążenie jednostek JWCD, uwzględniający ograniczenia w wytwarzaniu mocy czynnej i biernej w poszczególnych jednostkach oraz ograniczenia sieciowe.

Z kolei w celu wyznaczenia stanu systemu wynikającego z działania mechanizmów rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty” tworzy się systemową krzywą podaży (rys. 4.1), szeregując wszystkie dostępne jednostki wytwórcze według rosnących cen ofertowych (dla potrzeb określenia systemowej krzywej podaży generacja zdeterminowana jest uwzględniana z zerową ceną). Następnie przywołuje się do pracy kolejno generatory od najtańszych do najdroższych, aż do momentu, w którym zostanie pokryte sumaryczne zapotrzebowanie w KSE powiększone o prognozowane straty mocy w sieci (przyjęto, że wartość strat mocy dla danego poziomu zapotrzebowania w KSE jest taka sama, jak wartość

strat w odpowiednim układzie po zastosowaniu procedury *Unit Decommitment*). W obliczeniach uwzględnia się tylko ograniczenia na maksymalną moc czynną wytwarzaną przez poszczególne jednostki wytwórcze (nie uwzględnia się ograniczeń sieciowych).

W przeprowadzonych według opisanych procedur obliczeniach dla KSE założono, że:

- średnia cena energii oferowanej przez jednostki JWCD jest równa średniej cenie energii wytworzonej w KSE w jednostkach kondensacyjnych w 2005 roku (137,40 zł/MWh),
- zróżnicowanie cen energii poszczególnych elektrowni systemowych jest takie samo, jak zróżnicowanie ich zmiennych kosztów wytwarzania,
- wszystkie jednostki JWCD wchodzące w skład danej elektrowni oferują energię po jednakowej cenie,
- cena ofertowa energii elektrycznej jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych (Porąbka-Żar i Żarnowiec) jest równa 137,40 zł/MWh.

W tabeli 4.6 zestawiono przyjęte w analizach ceny energii elektrycznej oferowanej przez poszczególne elektrownie systemowe w KSE.

Tabela 4.6

Ceny ofertowe energii elektrycznej [zł/MWh] w elektrowniach systemowych w KSE

Nazwa elektrowni	Cena ofertowa	Nazwa elektrowni	Cena ofertowa
Adamów	129,99	Ostrołęka	158,61
Bełchatów	107,03	Pątnów	125,48
Dolna Odra	163,16	Połaniec	148,16
Jaworzno III	134,04	Rybnik	128,21
Konin	135,60	Siersza	136,59
Kozienice	143,52	Skawina	139,96
Łągisza	132,33	Stalowa Wola	157,00
Łaziska	130,49	Turów	139,01
Opole	126,62	ESP	137,40

Otrzymany w wyniku działania mechanizmów rynkowych skład jednostek wytwórczych i rozdział generacji nie uwzględnia wszystkich ograniczeń technicznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego, dlatego niezbędna jest pewna korekta operatorska, w wyniku której ograniczenia te zostaną uwzględnione. Zakłada się, że układami pracy KSE po korekcie operatorskiej, w których spełnione są wszystkie ograniczenia techniczne są tzw. układy normalne, przygotowywane przez operatora OSP w sposób minimalizujący ryzyko utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, według zasad przedstawionych w [0]. W niniejszych analizach przyjmuje się, że układy normalne stanowią plan pracy jednostek wytwórczych na daną godzinę doby.

Podczas realizacji planu pracy jednostek wytwórczych mogą zaistnieć nieprzewidziane wcześniej zdarzenia, a w szczególności:

- awaryjne wyłączenia linii i transformatorów,
- awaryjne wyłączenia jednostek wytwórczych,
- losowe zmiany obciążeń węzłowych (w stosunku do wartości przyjętych podczas planowania pracy systemu).

W analizach zdarzenia te są uwzględniane przy wykorzystaniu metody Monte Carlo, za pomocą której symulowano losowe wyłączenia elementów systemu (gałęzi sieci i jednostek wytwórczych) oraz losową zmienność obciążeń węzłowych.

W celu uzyskania losowych wyłączeń elementów systemu (gałęzi sieci i jednostek wytwórczych) dla każdego elementu była losowana liczba z przedziału (0, 1) i jednostajnym rozkładzie prawdopodobieństwa. Jeżeli wylosowana liczba była mniejsza lub równa wskaźnikowi awaryjności dla danego elementu, to element ten podlegał wyłączeniu awaryjnemu. Wykorzystane w symulacjach wskaźniki awaryjności dla jednostek wytwórczych [0] zestawiono w tabeli 4.7. Dla jednostek JWCD przyjmowano odpowiednie wartości wskaźników

w zależności od mocy jednostki oraz rodzaju paliwa, natomiast dla jednostek nJWCD przyjęto wartość średnią wskaźnika.

Tabela 4.7

Wskaźniki awaryjności dla krajowych jednostek wytwórczych (źródło: [0])

Moc jednostki [MW]	Wskaźnik awaryjności [%]	
	węgiel kamienny	węgiel brunatny
120	10,1	3,3
200	1,7	2,9
360	1,0	0,9
500	1,4	-
Średnio	3,5	

Dla gałęzi sieci wskaźniki awaryjności wyznaczono z następujących zależności:

- dla linii

$$q = \frac{T_a}{8760} \cdot l, \quad (4.5)$$

- dla transformatorów

$$q = \frac{T_a}{8760}, \quad (4.6)$$

gdzie T_a oznacza czas wyłączenia awaryjnego w ciągu roku (w h/(100 km·rok) dla linii, w h/rok dla transformatorów), natomiast l jest długością linii. Średnie wartości czasów wyłączeń awaryjnych dla linii 400 i 220 kV oraz transformatorów NN/NN i NN/110 kV przyjęto na podstawie [0]. Są one równe odpowiednio 31,74 h/(100 km·rok) oraz 109,24 h/rok. Dla linii 110 kV założono czas awaryjnego wyłączenia równy 50 h/(100 km·rok).

Kolejnym czynnikiem podlegającym losowym zmianom w wykonanych symulacjach było obciążenie w węzłach sieci. Analizując zmienność sumarycznego zapotrzebowania w KSE w poszczególnych godzinach 2005 roku, wyznaczono wartości odchylenia standardowego obciążenia systemu w okresach odpowiadających czterem charakterystycznym stanom pracy KSE (tab. 4.8). W wykonanych losowaniach obciążeń węzłowych założono, że odchylenie standardowe mocy odbieranej w poszczególnych węzłach jest takie samo, jak odchylenie standardowe sumarycznego zapotrzebowania w KSE w odpowiednim charakterystycznym stanie pracy systemu. Jako średnią, wokół której losowano obciążenia dla danego węzła, przyjęto wartość obciążenia węzłowego z odpowiedniego układu normalnego. Do losowania użyto generatora liczb pseudolosowych o rozkładzie normalnym.

Tabela 4.8

Odchylenie standardowe sumarycznego zapotrzebowania w KSE w czterech stanach pracy

Charakterystyczny stan pracy KSE	Odchylenie standardowe [%]
Zima szczyt wieczorny	4,61
Zima dolina nocna	10,72
Lato szczyt poranny	4,68
Lato dolina nocna	13,18

4.3.4. Ocena stopnia bezpieczeństwa dostaw energii w KSE na poziomie systemowym – wyniki analiz

Po przeprowadzeniu symulacji Monte Carlo uzyskuje się nowy stan systemu (stan nie-normalny) z losowymi wyłączeniami linii, transformatorów, jednostek wytwórczych oraz

z losowo zmienionym zapotrzebowaniem w poszczególnych węzłach sieci. Aby zbilansować zapotrzebowanie oraz spełnić ograniczenia techniczne w nienormalnym stanie pracy KSE, konieczne jest wykonanie ponownego rozdziału obciążeń. W tym celu stosuje się procedurę optymalizacji rozplywu mocy OPF.

Zgodnie z ogólną koncepcją ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy BEEO (zależność 4.2) w nienormalnym stanie pracy KSE istnieje możliwość zakupu dodatkowych ilości energii:

- składnik BEEU – ze strony Unii Europejskiej za pomocą istniejących linii wymiany międzysystemowej; założono że cena energii kupowanej z UE jest równa 250 zł/MWh oraz że zakup energii z UE polega na zmniejszeniu eksportu z Polski do krajów UE (w analizowanych stanach pracy KSE jest eksporterem energii – tabela 4.5),
- składnik BEEK – od pracujących w danym stanie krajowych jednostek JWCD po cenach zestawionych w tabeli 4.6,
- składnik BEER – ze źródeł generacji rozproszonej przyłączonych w poszczególnych węzłach sieci 110 kV po cenie 350 zł/MWh (moc maksymalna źródła generacji rozproszonej w danym węźle jest równa mocy odbieranej w tym węźle w odpowiednim układzie normalnym, natomiast moc minimalna tego źródła jest równa zero).

Dla każdego z czterech charakterystycznych stanów pracy KSE wykonano po 100 cykli obliczeniowych (każdy cykl obejmował symulację Monte Carlo i ponowny rozdział obciążeń). Wyniki obliczeń, w postaci histogramów przedstawiających częstość występowania sumarycznych zmian generacji (zwiększenia generacji w stanach nienormalnych w stosunku do odpowiedniego układu normalnego) zamieszczono na rysunku 4.13, przy czym osobno pokazano sumaryczne zwiększenie generacji w jednostkach JWCD, w źródłach rozproszonych oraz zakup energii z UE. W tabeli 4.9 przedstawiono natomiast statystyczną ocenę sumarycznych zmian generacji po wykonaniu symulacji Monte Carlo i ponownym rozdziale obciążeń OPF dla czterech charakterystycznych stanów pracy KSE.

Uzyskane wyniki wskazują, że w rozpatrywanych stanach pracy KSE główny udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw w horyzoncie operatorskim miały krajowe jednostki JWCD (rys. 4.13.a, 4.13.d, 4.13.g, 4.13.j). Największe wartości dodatkowej ilości mocy koniecznej do wyprodukowania przez jednostki JWCD w stanach nienormalnych zaobserwowano dla szczytowego obciążenia KSE (układ ZSW), przy czym w żadnym z analizowanych przypadków konieczne zwiększenie wytwarzania nie przekraczało 2000 MW. W układzie odwzorowującym letnią dolinę obciążenia jednostki JWCD były w stanie zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii we wszystkich zasymulowanych nienormalnych stanach pracy KSE.

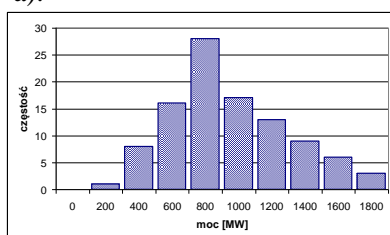
Drugim w kolejności segmentem pozwalającym na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym był segment energetyki rozproszonej (rys. 4.13.b, 4.13.e, 4.13.h, 4.13.k). Udział źródeł rozproszonych w pokryciu zapotrzebowania w stanach nienormalnych uwidocznił się szczególnie w układzie odwzorowującym szczytowe zapotrzebowanie zimowe. Dla 100 symulacji przeprowadzonych dla tego stanu pracy KSE konieczność wejścia do pracy źródeł rozproszonych zaistniała w 47 przypadkach, przy czym w 5 sytuacjach sumaryczna generacja źródeł rozproszonych przekroczyła 100 MW (w tym dwukrotnie osiągnęła wartość między 180 a 200 MW).

Konieczność zakupu energii z państw UE zaistniała sporadycznie jedynie w stanach obciążenia szczytowego – w szczycie zimowym pięciokrotnie, natomiast w szczycie letnim tylko jeden raz (rys. 4.13.c, 4.13.f, 4.13.i, 4.13.l). Największe wartości mocy kupowanej z państw UE mieściły się w przedziale od 300 do 350 MW. Taki poziom importu wystąpił trzykrotnie w układzie odwzorowującym zimowy szczyt wieczorny, przy czym w dwóch przypadkach import następował z wykorzystaniem połączeń między systemem polskim i czeskim, a raz z wykorzystaniem połączenia KSE z systemem słowackim. Wykonane analizy pozwalają na stwierdzenie, że w rozpatrywanych stanach możliwość zakupu energii z państw

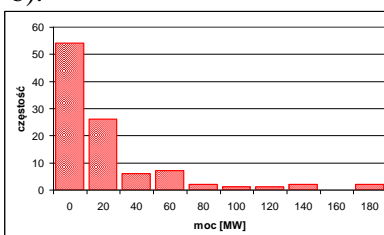
UE za pośrednictwem istniejących połączeń transgranicznych miała znikomy udział w zalewaniu bezpieczeństwa dostaw polskim odbiorcom.

zima szczyt wieczorny – ZSW

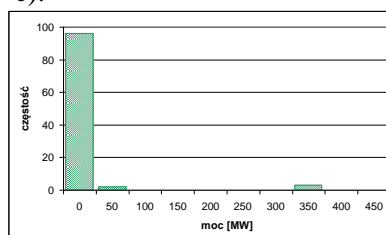
a).



b).

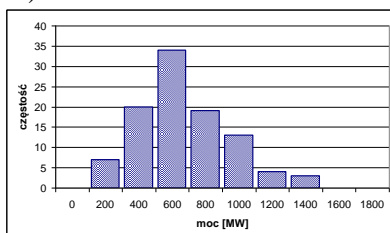


c).

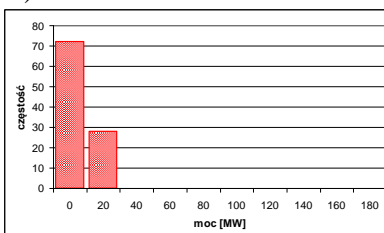


zima dolina nocna – ZDN

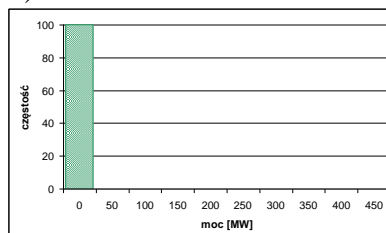
d).



e).

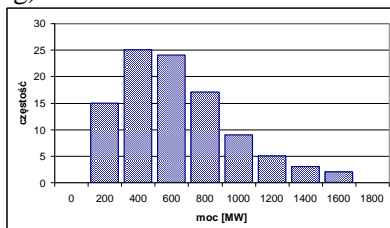


f).

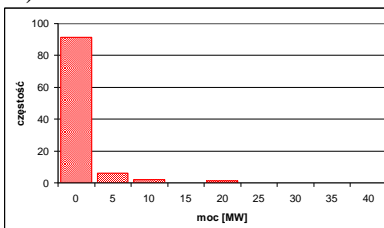


lato szczyt poranny – LSP

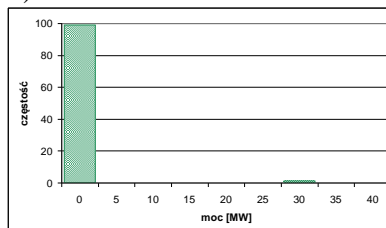
g).



h).

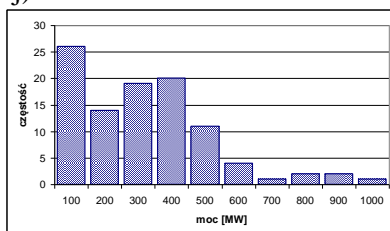


i).

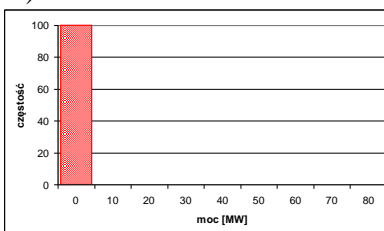


lato dolina nocna – LDN

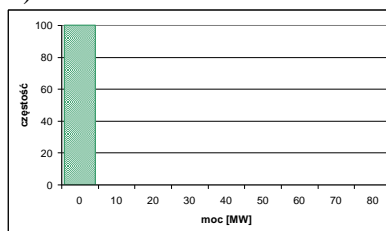
j).



k).



l).



Rys. 4. 13. Częstość występowania sumarycznych zmian generacji w nienormalnych stanach pracy KSE: a, d, g, j – w jednostkach JWCD; b, e, h, k – w źródłach rozproszonych; c, f, i, l – w źródłach modelujących import z UE

Spośród trzech rozpatrywanych segmentów dających możliwość zakupu dodatkowych ilości energii w nienormalnych stanach pracy KSE (jednostki JWCD, źródła rozproszone, zakup z UE), segment obejmujący źródła generacji rozproszonej jest aktualnie w początkowej fazie rozwoju, tzn. w przeważającej większości zamodelowane źródła rozproszone aktualnie nie istnieją. Ponieważ założono, że cena energii w źródłach rozproszonych jest znacznie wyższa niż cena w pozostałych dwóch segmentach, źródła te były przywoływane do pracy jedynie w sytuacjach, w których nie istniały techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania dostawami z sieci. W związku z tym moc generowana przez te źródła może być również interpretowana jako moc niedostarczona odbiorcom w danym stanie pracy KSE. Na tej podstawie można oszacować prawdopodobieństwo utraty bezpieczeństwa dostaw w horyzoncie operatorskim w analizowanych czterech charakterystycznych stanach pracy KSE. W tym celu wartość mocy generowanej przez źródła generacji rozproszonej należy odnieść do wartości

sumarycznej mocy odbieranej w danym stanie pracy KSE (tab. 4.5). Wyniki dla trzech wariantów odpowiadających maksymalnej, średniej i minimalnej mocy generowanej przez źródła generacji rozproszonej przedstawiono w tabeli 4.10.

Tabela 4.9

Statystyczna ocena sumarycznych zmian generacji [MW] po wykonaniu symulacji Monte Carlo i ponownym rozdziale obciążeń dla charakterystycznych stanów pracy KSE

Rodzaj źródła	Maksimum	Średnia	Minimum	Rozstęp	Odchylenie standardowe	Mediana
zima szczyt wieczorny – ZSW (sumaryczne zapotrzebowanie: 24 873 MW)						
Jednostki JWCD	1842,15	841,39	137,30	1704,85	356,38	771,41
Generacja rozproszona	196,57	16,90	0,00	196,57	36,03	0,00
Import z UE	344,87	9,55	0,00	344,87	54,81	0,00
zima dolina nocna – ZDN (sumaryczne zapotrzebowanie: 18 962 MW)						
Jednostki JWCD	1396,46	578,79	93,34	1303,12	265,86	524,87
Generacja rozproszona	18,14	1,73	0,00	18,14	3,95	0,00
Import z UE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
lato szczyt poranny – LSP (sumaryczne zapotrzebowanie: 18 075 MW)						
Jednostki JWCD	1433,70	534,74	1,74	1431,96	325,22	450,37
Generacja rozproszona	18,19	0,43	0,00	18,19	2,10	0,00
Import z UE	29,20	0,29	0,00	29,20	2,92	0,00
lato dolina nocna – LDN (sumaryczne zapotrzebowanie: 11 267 MW)						
Jednostki JWCD	940,33	270,45	0,00	940,33	201,09	259,63
Generacja rozproszona	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import z UE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

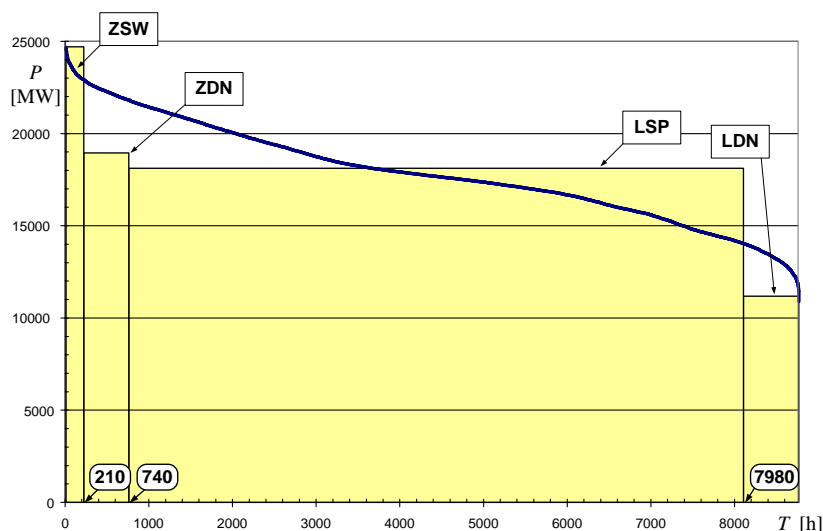
Tabela 4.10

Prawdopodobieństwo utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym [%] w czterech charakterystycznych stanach pracy KSE

Wariant	ZSW	ZDN	LSP	LDN
Maksymalny	0,79	0,09	0,10	0,00
Średni	0,07	0,01	> 0,01	0,00
Minimalny	0,00	0,00	0,00	0,00

Wyznaczenie średniorocznego prawdopodobieństwa utraty bezpieczeństwa dostaw energii w KSE wymaga oszacowania rocznej ilości energii, która byłaby konieczna do wytworzenia przez źródła generacji rozproszonej. W tym celu rozpatrywanym charakterystycznym stanom pracy KSE należy przyporządkować czasy ich obowiązywania w ciągu roku kalendarzowego. Przy określaniu czasów trwania poszczególnych stanów przyjęto założenie, że roczna uporządkowana krzywa obciążenia KSE jest aproksymowana czterema prostokątami, przy czym jeden bok każdego prostokąta odpowiada mocy pobieranej w danym stanie pracy KSE, natomiast bok drugi określa czas trwania tego stanu. Przyjęto zasadę równości ilości energii rocznej wynikającej z uporządkowanej krzywej obciążenia i z jej aproksymacji za pomocą czterech prostokątów (równość pól powierzchni). Dodatkowo minimalizuje się sumę kwadratów odchylenia od krzywej uporządkowanej obciążenia. Wyznaczone opisaną metodą czasy obowiązywania czterech charakterystycznych stanów pracy KSE przedstawia rysunek 4.14, natomiast w tabeli 4.11 zestawiono ilości energii koniecznej do dostarczenia przez źródła generacji rozproszonej oraz średnioroczne wartości prawdopodobieństwa utraty bezpieczeństwa dostaw w KSE. Przy wyznaczaniu tego prawdopodobieństwa przyjęto, że odbiorcy końcowi w KSE zużywają w ciągu roku 107 TWh energii. Jeżeli przyjąć, że zerowy poziom prawdopodobieństwa utraty bezpieczeństwa dostaw oznacza, że odbiorca ma możliwość pobierania energii z systemu przez 8760 godzin w ciągu roku, to przy poziomie

prawdopodobieństwa wynoszącym 0,17% łączny czas trwania przerw w zasilaniu odbiorcy jest równy 15 godzin.



Rys. 4. 14. Czasy obowiązywania poszczególnych charakterystycznych stanów pracy KSE w ciągu roku kalendarzowego

Tabela 4.11

Ilość energii konieczna do dostarczenia przez źródła generacji rozproszonej [GWh] oraz średnioroczne prawdopodobieństwo utraty bezpieczeństwa dostaw w KSE [%]

Wariant	ZSW	ZDN	LSP	LDN	Suma	Prawdopodobieństwo
Maksymalny	41,3	9,6	131,7	0,0	182,6	0,17
Średni	3,6	0,9	3,1	0,0	7,6	0,01
Minimalny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00

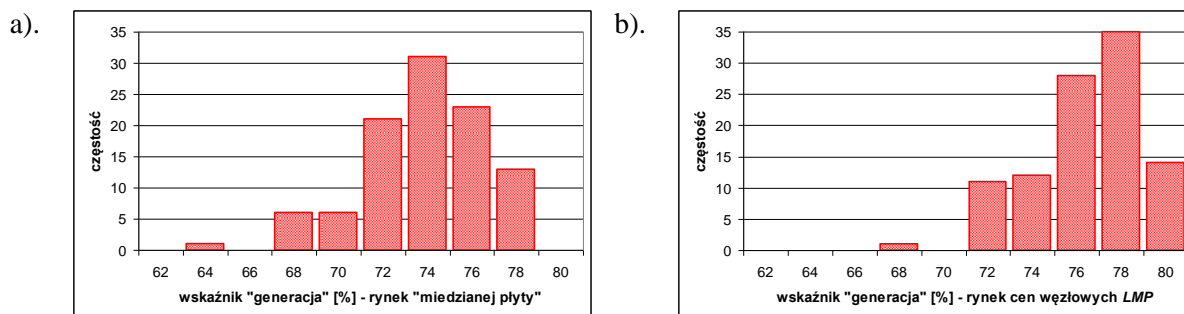
4.3.5. Bezpieczeństwo dostaw energii w KSE na poziomie systemowym w modelu „miedzianej płyty” i w modelu cen węzłowych

Występujące w stanach nienormalnych zmiany generacji w jednostkach JWCD, w Różdłach rozproszonych oraz w źródłach modelujących możliwości zakupu energii z krajów UE są podstawą do wyznaczenia zdefiniowanych zależnościami 4.3 i 4.4 wskaźników będących miarą stopnia bezpieczeństwa dostaw energii jaki zapewnia rozpatrywany model rynku. Na rysunkach 4.15 i 4.16 zilustrowano częstość występowania wartości wymienionych wskaźników dla modelu „miedzianej płyty” i modelu cen węzłowych LMP w czterech charakterystycznych stanach pracy KSE, natomiast w tabelach 4.12 i 4.13 przedstawiono statystyczną ocenę wartości tych wskaźników.

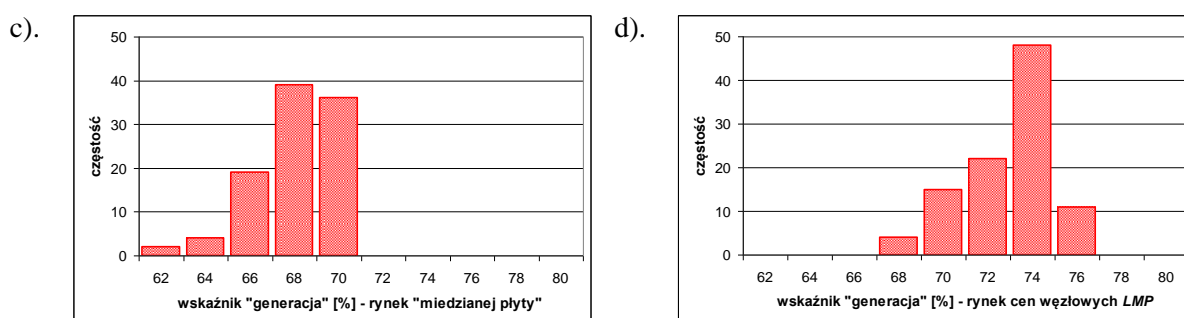
W przypadku wskaźnika opartego na rozdziale generacji (zależność 4.3) stopień bezpieczeństwa dostaw zapewniany przez mechanizm rynkowy oparty na modelu cen węzłowych LMP jest o kilka do kilkunastu punktów procentowych wyższy od poziomu bezpieczeństwa wynikającego z działania modelu „miedzianej płyty” (oprócz układu LDN, dla którego niewielką przewagę ma model „miedzianej płyty”). Wyższa wartość tego wskaźnika oznacza, że dla stanu systemu osiągniętego w wyniku działania mechanizmu rynkowego opartego na cenach LMP wymagane są mniejsze korekty operatorskie w składzie jednostek wytwórczych i w rozdziale generacji, niż w przypadku modelu „miedzianej płyty”. Również wskaźnik oparty na koszcie bilansowania (zależność 4.4) każdorazowo osiąga wyższe wartości dla modelu cen węzłowych LMP, przy czym występujące tutaj różnice są na poziomie pojedynczych punktów procentowych. Mniejsze wartości wskaźnika dla modelu „miedzianej płyty” oznaczają, że w tym przypadku należy ponieść większe koszty, aby dostosować skład

jednostek i rozdział generacji do wymogów związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw, niż w przypadku modelu cen węzłowych.

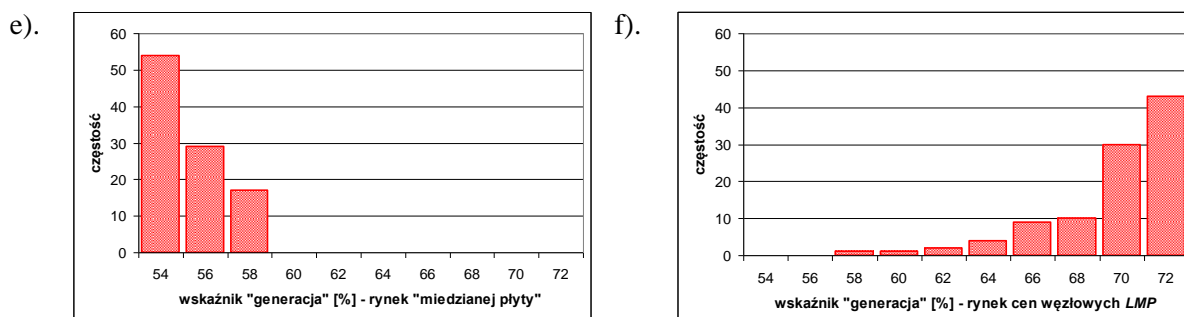
zima szczyt wieczorny – ZSW



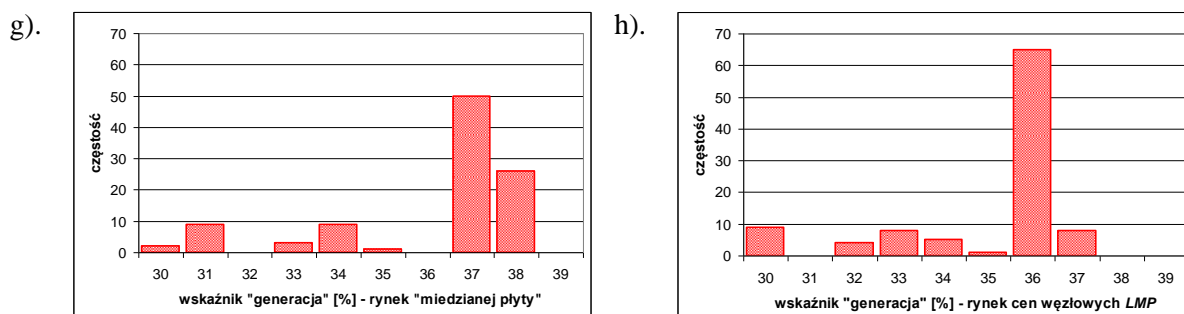
zima dolina nocna – ZDN



lato szczyt poranny – LSP

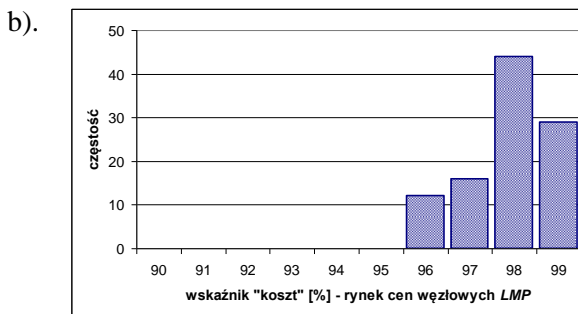
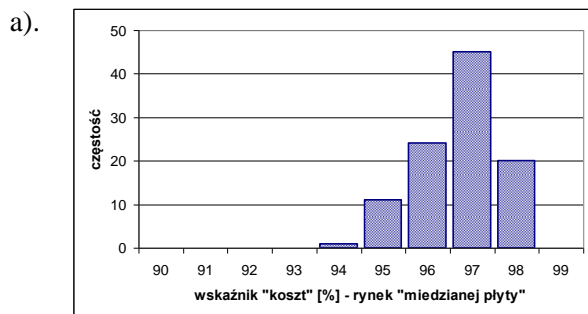


lato dolina nocna – LDN

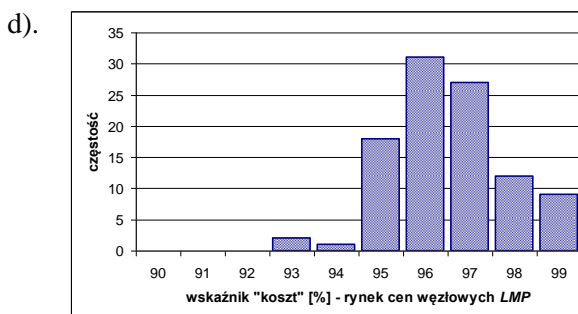
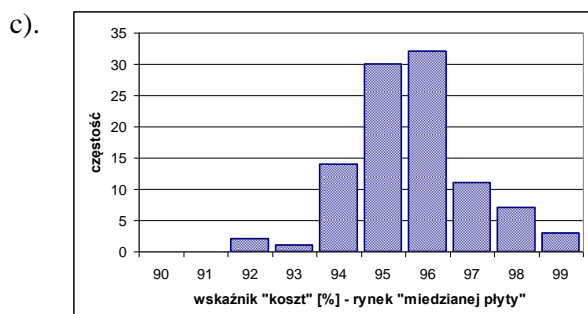


Rys. 4. 15. Częstość występowania wskaźnika określającego stopień bezpieczeństwa dostaw dla dwóch modeli rynku – wskaźnik zdefiniowany zależnością 4.3

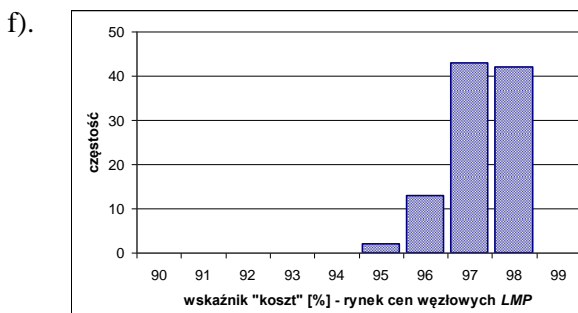
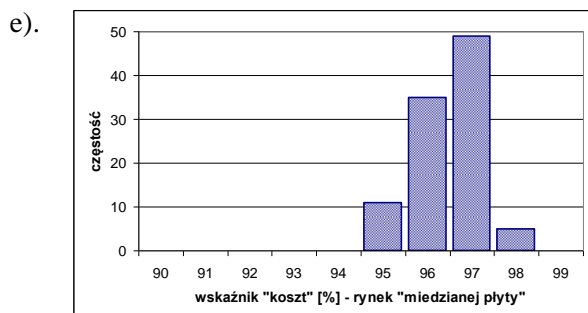
zima szczyt wieczorny – ZSW



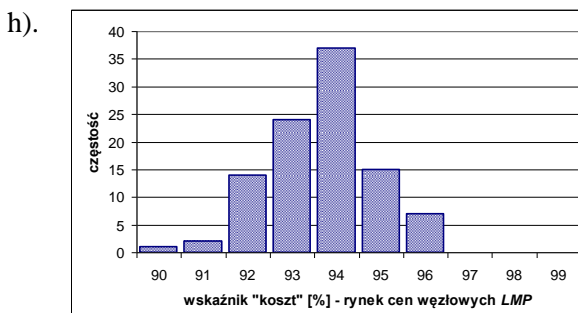
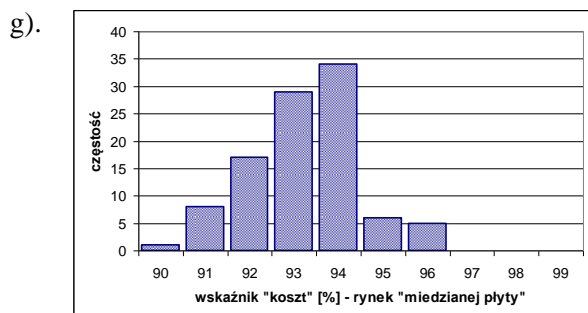
zima dolina nocna – ZDN



lato szczyt poranny – LSP



lato dolina nocna – LDN



Rys. 4. 16. Częstość występowania wskaźnika określającego stopień bezpieczeństwa dostaw dla dwóch modeli rynku – wskaźnik zdefiniowany zależnością 4.4

Tabela 4.12

Statystyczna ocena wskaźnika [%] określającego stopień bezpieczeństwa dostaw dla dwóch modeli rynku – wskaźnik określony na podstawie rozdziału generacji (zależność 4.3)

Model rynku	Maksimum	Średnia	Minimum	Rozstęp	Odchylenie standardowe	Mediana
zima szczyt wieczorny - ZSW						
Miedziana płyta	77,41	73,00	63,92	13,49	2,64	73,43
Ceny węzłowe LMP	79,79	75,52	67,99	11,80	2,42	75,91
zima dolina nocna - ZDN						
Miedziana płyta	69,94	67,02	60,11	9,83	1,91	67,51
Ceny węzłowe LMP	75,22	72,06	66,46	8,76	1,93	72,57
lato szczyt poranny - LSP						
Miedziana płyta	56,98	53,09	43,62	13,36	3,14	53,64
Ceny węzłowe LMP	72,93	68,91	57,52	15,41	2,99	69,74
lato dolina nocna - LDN						
Miedziana płyta	37,64	35,61	24,28	13,36	2,56	36,76
Ceny węzłowe LMP	36,31	34,45	22,86	13,45	2,32	35,47

Tabela 4.13

Statystyczna ocena wskaźnika [%] określającego poziom bezpieczeństwa dostaw dla dwóch modeli rynku – wskaźnik określony na podstawie kosztu bilansowania (zależność 4.4)

Model rynku	Maksimum	Średnia	Minimum	Rozstęp	Odchylenie standardowe	Mediana
zima szczyt wieczorny - ZSW						
Miedziana płyta	97,62	96,20	93,95	3,67	0,91	96,41
Ceny węzłowe LMP	98,80	97,36	95,09	3,72	0,92	97,58
zima dolina nocna - ZDN						
Miedziana płyta	98,46	95,12	91,67	6,79	1,31	95,04
Ceny węzłowe LMP	99,42	96,04	92,56	6,86	1,33	95,96
lato szczyt poranny - LSP						
Miedziana płyta	97,15	96,03	94,18	2,97	0,74	96,08
Ceny węzłowe LMP	97,90	96,78	94,91	2,99	0,74	96,82
lato dolina nocna - LDN						
Miedziana płyta	95,41	92,74	89,27	6,14	1,21	92,86
Ceny węzłowe LMP	95,86	93,18	89,69	6,17	1,21	93,29

Wykonane analizy wykazały, że stan KSE uzyskiwany w wyniku działania mechanizmów rynkowych opartych na modelu cen węzłowych LMP wymaga wprowadzania przez operatora OSP mniejszych korekt w składzie jednostek wytwórczych i w rozdziale obciążeń, niż stan uzyskiwany w wyniku zastosowania mechanizmów opartych na modelu „miedzianej płyty”. Można zatem wnioskować, że w horyzoncie operatorskim model cen węzłowych LMP zapewnia wyższy stopień bezpieczeństwa dostaw odbiorcom końcowym, niż aktualnie obowiązujący w Polsce model oparty na koncepcji „miedzianej płyty”.

4.4. Model cen węzłowych (zawierających sygnały lokalizacyjne) i urynkowionych usług systemowych w KSE

Zagwarantowanie odpowiednio wysokiego stopnia bezpieczeństwa dostaw, dalszy rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz racjonalizacja kosztów związanych z dostawą energii wymagają odejścia od funkcjonujących w Polsce zasad rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty”. Nowe zasady rynkowe powinny w maksymalnym stopniu przyczyniać się do zwiększenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego oraz efektywności ekonomicznej funkcjonowania KSE, przede wszystkim przez zachęcanie uczestników rynku do zawierania takich transakcji handlowych, które będą możliwe do zrealizowania za pośrednictwem istniejącej sieci elektroenergetycznej (czyli takich transakcji, które będą uwzględniały prawa elektrotechniki rządzące rozpyłkami mocy oraz ograniczenia techniczne towarzyszące dostawie energii), a jednocześnie pozwolą na intensyfikację wykorzystania jej zdolności przesyłowych oraz na minimalizację kosztów związanych z ograniczeniami

sieciowymi. Ponadto w nowych zasadach powinien się znaleźć mechanizm umożliwiający przeniesienie kosztów związanych z bilansowaniem zapotrzebowania wyłącznie na tych uczestników rynku, którzy są bezpośrednio odpowiedzialni za ich powstanie. Przedstawione wymagania spełnia model rynku oparty na koncepcji cen węzłowych LMP.

W dalszej części rozdziału przedstawiona została propozycja kompleksowego modelu rynku energii elektrycznej opartego na krótkookresowych cenach węzłowych LMP, które pozwalają na dokonanie właściwej wyceny energii elektrycznej z uwzględnieniem aspektów związanych z lokalizacją danego podmiotu rynkowego w systemie. Najważniejszymi elementami proponowanego rozwiązania są rynek dnia następnego (RDN) oraz rynek czasu rzeczywistego (RCR). W obu tych segmentach planowanie pracy oraz sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego powinno odbywać się w sposób minimalizujący koszt bilansowania zapotrzebowania (określany na podstawie dobrowolnych ofert cenowych zgłaszanych przez poszczególnych uczestników rynku) z uwzględnieniem ograniczeń technicznych oraz wymagań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw. W ramach rynku dnia następnego powinien funkcjonować również rynek regulacyjnych usług systemowych pozwalający na zakup operacyjnych rezerw mocy o różnym czasie aktywacji, przy czym zakup ten odbywałby się równolegle z zakupem energii wykorzystywanej do bilansowania zapotrzebowania. W opracowaniu zaproponowano również spójne z zasadami rynków RDN i RCR zasady handlu transgranicznego.

4.4.1. Oparty na koncepcji krótkookresowych cen węzłowych rynek dnia następnego w KSE

Ogólne zasady funkcjonowania rynku dnia następnego RDN. W ogólnym przypadku rynek dnia następnego RDN powinien być oparty na cenach określanych z pewnym wyprzedzeniem $[0, 0, 0, 0]$. Podstawą do wyznaczenia wartości stosowanych w tym segmencie rynku cen jest plan pracy jednostek wytwórczych biorących udział w bilansowaniu zapotrzebowania, tzw. jednostek grafikowych (JG) aktywnych (zgodnie z [0] jednostka grafikowa jest aktualnie podstawowym obiektem rynku bilansującego). Plan ten powinien być określany na podstawie złożonych ofert bilansujących na energię oraz ofert na operacyjne rezerwy mocy (zagadnienie to zostanie szczegółowo przedstawione w rozdziale 4.4.3), przyjętych przez OSP umów sprzedaży energii zawartych w innych segmentach rynku oraz prognozowanego zapotrzebowania, przy uwzględnieniu przewidywanych ograniczeń systemowych oraz wymagań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw. Plan pracy powinien być określany w sposób minimalizujący koszt bilansowania prognozowanego zapotrzebowania. W bilansowaniu systemu, oprócz wytwórców (JG wytwórczych aktywnych), powinni brać udział również odbiorcy energii elektrycznej posiadający możliwość dostosowania swojego zapotrzebowania do wymagań występujących na rynku energii (JG odbiorcze aktywne). Odbiorcy ci powinni mieć możliwość zgłaszania analogicznych ofert cenowych jak wytwórcy uczestniczący w bilansowaniu zapotrzebowania. Obszar działania mechanizmu rynkowego opartego na modelu cen węzłowych LMP powinien obejmować całą sieć 400/220/110 kV KSE.

W ramach zgłoszenia podstawowego dla doby n (odbywającego się w dobie $n-1$) uczestnicy rynku będący dysponentami poszczególnych jednostek grafikowych zgłaszają do operatora OSP:

- 1) dla JG wytwórczych aktywnych (jednostek JWCD) – oferty cenowe na energię wykorzystywaną do bilansowania systemu, oferty na operacyjne rezerwy mocy oraz zawarte umowy sprzedaży energii,
- 2) dla JG wytwórczych pasywnych (jednostek nJWCD) – zawarte umowy sprzedaży energii (umowy te składają się na tzw. generację zdeterminowaną),
- 3) dla JG odbiorczych aktywnych (biorących udział w bilansowaniu zapotrzebowania) – oferty cenowe na energię wykorzystywaną do bilansowania systemu, oferty na opera-

- cyjne rezerwy mocy (w przypadku dopuszczenia strony popytowej do udziału w rynku regulacyjnych usług systemowych) oraz zawarte umowy sprzedaży energii,
- 4) dla JG odbiorczych pasywnych – zawarte umowy sprzedaży energii.

W czasie trwania okresu zgłoszeń podstawowych operator OSP dokonuje wstępnej weryfikacji formalnej zgłoszonych umów sprzedaży energii. Ostateczna weryfikacja umów odbywa się po zakończeniu okresu zgłoszeniowego. Przyjęte do realizacji umowy sprzedaży energii poszczególnych JG mają postać planu godzinowego i określają tzw. deklarowany dobowy program pracy danej JG. Podczas trwania okresu zgłoszeniowego OSP przygotowuje prognozę zapotrzebowania w KSE dla poszczególnych godzin doby n .

Po zakończeniu okresu zgłoszeń podstawowych dla doby n , wykorzystując umowy sprzedaży energii zgłoszone przez JG odbiorcze oraz prognozę zapotrzebowania w KSE, operator OSP dla poszczególnych węzłów sieci objętej obszarem działania mechanizmu bilansującego (węzłów sieci 400/220/110 kV KSE) określa prognozowane wartości mocy odbieranej w poszczególnych węzłach w danej godzinie doby n . Następnie na podstawie ofert bilansujących na energię, ofert na operacyjne rezerwy mocy oraz prognozy zapotrzebowania w węzłach sieci 400/220/110 kV KSE, operator OSP określa plan pracy JG wytwórczych i odbiorczych aktywnych dla doby n w sposób minimalizujący koszt bilansowania prognozowanego zapotrzebowania. W procesie planowania operator uwzględnia ograniczenia sieciowe, ograniczenia wynikające z charakterystyk technicznych jednostek wytwórczych i odbiorczych aktywnych oraz ograniczenia wynikające z konieczności zapewnienia odpowiedniego poziomu operacyjnych rezerw mocy. Algorytm stosowany do planowania pracy jednostek w ramach rynku RDN powinien umożliwić ich dobór oraz optymalny rozdział obciążeń z uwzględnieniem wymagań dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W wyniku rozwiązania zadania optymalizacji określa się również wartości cen węzłowych LMP dla każdej godziny doby n .

Po zakończeniu procesu planowania operator OSP publikuje jego wyniki dla doby n obejmujące w szczególności:

- plan pracy poszczególnych JG wytwórczych aktywnych (JWCD),
- plan pracy poszczególnych JG odbiorczych aktywnych,
- wartości cen węzłowych LMP we wszystkich węzłach sieci 400/220/110 kV KSE odwzorowanych w modelu systemu przyjętym do obliczeń,
- wartości ceny węzłowej LMP w węźle wirtualnym reprezentującym centralny plac handlowy oraz wartości stawek węzłowych opłaty rynkowej (patrz Załącznik Z.4.2).

Wyznaczony plan pracy ma charakter realizacyjny, a wartości cen węzłowych LMP oraz wyznaczonych na ich podstawie stawek opłaty rynkowej są podstawą do przeprowadzenia rozliczeń wartościowych na rynku RDN.

Na podstawie umów sprzedaży energii zgłoszonych przez JG wytwórcze i odbiorcze aktywne dla doby n (pozycji kontraktowych deklarowanych) oraz na podstawie wyznaczonych w procesie planowania planów pracy JG wytwórczych i odbiorczych aktywnych (pozycji kontraktowych skorygowanych), OSP dokonuje rozliczenia energii bilansującej. Energia bilansująca na rynku RDN stanowi różnicę między ilością energii wynikającą z pozycji skorygowanej a ilością wynikającą z pozycji deklarowanej. Rozliczenie energii bilansującej na rynku RDN dotyczy wyłącznie JG wytwórczych i odbiorczych aktywnych, gdyż pozycje deklarowane JG wytwórczych i odbiorczych pasywnych nie ulegają zmianie w procesie planowania. Do rozliczeń energii bilansującej miałyby zastosowanie ceny węzłowe LMP wyznaczone na rynku RDN dla poszczególnych węzłów sieci 400/220/110 kV KSE dla każdej godziny doby.

Płatność operatora OSP na rzecz JG wytwórczej aktywnej, której generacja wynikająca ze skorygowanej pozycji kontraktowej wyznaczonej na rynku RDN jest większa niż generacja wynikająca ze zgłoszonych umów sprzedaży energii (pozycji deklarowanej) jest określana jako iloczyn wartości ceny LMP w węźle, do którego dana jednostka jest przyłączona oraz ilości energii bilansującej tej jednostki w danej godzinie. Zobowiązanie (w stosunku do

operatora OSP) JG wytwórczej aktywnej, której generacja wynikająca ze skorygowanej pozycji kontraktowej wyznaczonej na rynku RDN jest mniejsza niż generacja wynikająca z pozycji deklarowanej jest określana jako iloczyn wartości ceny LMP i ilości energii bilansującej tej jednostki. Analogicznie przeprowadzane jest rozliczenie z JG odbiorczymi aktywnymi. W ramach rynku RDN przeprowadzane jest również rozliczenie zaplanowanych do wykorzystania operacyjnych rezerw mocy.

Wszystkie umowy sprzedaży energii elektrycznej zgłoszone przez uczestników na rynek RDN są obciążane opłatą rynkową punkt-punkt lub węzłową. Zadaniem opłaty rynkowej jest właściwe przeniesienie kosztów związanych z ograniczeniami sieciowymi i ze stratami przesyłowymi na poszczególnych uczestników rynku. Rozliczenie opłaty rynkowej jest przeprowadzane wyłącznie na rynku dnia następnego RDN. Dla zawartych przez poszczególnych uczestników rynku umów dwustronnych, dla których jednoznacznie zdefiniowany jest węzeł dostawczy i węzeł odbiorczy, określone są opłaty rynkowe typu punkt-punkt. Opłaty typu punkt-punkt obliczane są jako iloczyn różnicy cen węzłowych LMP w węzłach odbiorczym i dostawczym będących stroną danej umowy dwustronnej oraz ilości zakontraktowanej w ramach tej umowy energii. Opłata punkt-punkt naliczana jest tylko wtedy, gdy obie strony danej umowy dwustronnej wyraziły zgodę na obciążenie tej umowy tego typu opłatą oraz wskazały stronę (ewentualnie określili w jakim stosunku opłata punkt-punkt ma być podzielona między obie strony umowy), która ma tę opłatę uiścić. W przeciwnym przypadku umowa dwustronna jest rozliczana według stawek węzłowych. Według stawek węzłowych rozliczane są również wszystkie transakcje, dla których nie zdefiniowano jednoznacznie pary węzeł dostawczy – węzeł odbiorczy (transakcje giełdowe oraz transakcje zawierane z przedsiębiorstwami obrotu).

W przedstawionym modelu możliwy jest dalszy rozwój zasad planowania pracy jednostek grafików na rynku RDN. Mianowicie istnieje możliwość wprowadzenia dodatkowego okresu zgłoszeniowego, w którym uczestnicy rynku, po zapoznaniu się z wynikami planowania uzyskanymi na podstawie danych zgłoszonych podczas okresu podstawowego, będą mogli dokonać korekty tych danych. W szczególności odnosi się to do ofert cenowych, których korekta może prowadzić do zmniejszenia liczby i stopnia oddziaływania ograniczeń sieciowych, a w efekcie do zmniejszenia wartości cen węzłowych LMP oraz wynikających z nich stawek opłaty rynkowej.

Krótkookresowe ceny węzłowe LMP oraz stawki opłaty rynkowej w KSE. Analiza cen węzłowych LMP i stawek opłaty rynkowej w sieci 400/220/110 kV KSE została wykonana przy zastosowaniu zmiennoprądowego zadania optymalizacji rozptyłu mocy OPF [0, 0, 0]. Obliczenia wykonano pakietem MATPOWER [0]. Optymalizacji podlegała moc czynna i bierna generowana przez jednostki JWCD oraz moc bierna generowana w jednostkach, które nie podlegają centralnemu sterowaniu przez operatora OSP (tzw. jednostki nJWCD). W analizach bezpośrednio uwzględnione zostały:

- ograniczenia w wytwarzaniu mocy czynnej i biernej w poszczególnych jednostkach,
- ograniczenia w przepustowości gałęzi sieci w postaci dopuszczalnej wartości mocy pozornej, wynikającej z dopuszczalnej obciążalności prądowej (zagadnienie to, w odniesieniu do linii napowietrznych, zostało szczegółowo omówione w rozdziale 3),
- ograniczenia poziomów napięć węzłowych.

Funkcją celu w zadaniu OPF był koszt bilansowania zapotrzebowania. Obliczenia wykonano dla cen ofertowych przedstawionych w tabeli 4.6¹⁶.

¹⁶ Przedstawione w tabeli 4.6 ceny ofertowe JWCD zostały określone na podstawie ceny energii oferowanej przez jednostki JWCD w 2005 roku (137,40 zł/MWh). W kolejnych dwóch latach cena ta była stosunkowo stabilna (w 2006 roku była równa 138,46 zł/MWh, a w 2007 – 134,20 zł/MWh). W związku z tym wyniki analiz uzyskane dla warunków cenowych z roku 2005 pozostają aktualne.

Analizy zostały wykonane dla czterech charakterystycznych stanów pracy KSE (układów normalnych) opisanych w punkcie 4.3.3. W układach tych moce odbierane w poszczególnych węzłach sieci 400/220/110 kV zostały skorygowane w taki sposób, aby sumarycznie odpowiadały obciążeniom, które rzeczywiście wystąpiły w KSE w latem 2005 roku oraz zimą 2005/06. Przyjęte zostały następujące wartości sumarycznego obciążenia KSE w poszczególnych stanach:

- ZSW 2005/06 – 24 462 MW (24.01.2006 r., godz. 17.00),
- ZDN 2005/06 – 19 363 MW (24.01.2006 r., godz. 3.00),
- LSP 2005 – 17 427 MW (14.07.2005 r., godz. 13.00),
- LDN 2005 – 11 829 MW (03.07.2005 r., godz. 3.00).

W efekcie wykonanych analiz wyznaczono m.in. wartości cen węzłowych LMP we wszystkich węzłach sieci odwzorowanych w wykorzystanych modelach KSE. Na podstawie cen węzłowych można następnie wyznaczyć stawki opłaty rynkowej zgodnie z zasadami opisanymi w załączniku Z.4.2. W tabeli 4.14 przedstawiono dla losowo wybranych węzłów KSE wartości cen węzłowych LMP oraz stawek węzłowych dla wytwórców (SO_G) i odbiorców (SO_L). Podano również, służącą do określania stawek węzłowych opłaty rynkowej, wartość ceny węzłowej w węźle wirtualnym (LMP_{sr}) oraz jednolitą w całym KSE cenę określoną dla rynku „miedzianej płyty” ($CRMP$).

W pracach [0, 0] sformułowano wymagania wobec opłat przesyłowych, których przestrzeganie powinno pozwolić na uzyskanie konkurencyjnego TPA zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców. Zgodnie z tymi wymaganiami stawki opłaty przesyłowej powinny być określone w taki sposób, aby:

1. koszty przesyłu z węzła A do węzła B kompensowały koszty przesyłu z węzła B do węzła A (zasada symetrii),
2. jednostkowe opłaty przesyłowe dla generacji i odbioru w danym węźle znosiły się (zasada zwrotności),
3. koszt przesyłu z węzła A do węzła C za pośrednictwem węzła B był równy sumie kosztów przesyłu z węzła A do B i z węzła B do C (zasada addytywności).

Na podstawie danych zestawionych w tabeli 4.14 można wykazać, że wymagania te ściśle wypełniają oparte na cenach węzłowych LMP stawki opłaty rynkowej, a w szczególności:

- stawka punkt-punkt opłaty rynkowej przy przesyśle z węzła A do B jest równa stawce przy przesyśle z węzła B do A wziętej z przeciwnym znakiem (spełniona zasada symetrii),
- w danym węźle stawka węzłowa opłaty rynkowej dla wytwórcy jest równa stawce opłaty dla odbiorcy wziętej ze znakiem przeciwnym (spełniona zasada zwrotności),
- stawka punkt-punkt opłaty rynkowej przy przesyśle z węzła A do C przez węzeł B jest równa sumie stawek przy przesyśle z węzła A do B i dalej z węzła B do C (spełniona zasada addytywności).

Wyznaczone dla czterech charakterystycznych stanów pracy KSE wartości cen węzłowych LMP pozwoliły na oszacowanie wartości rocznych tych cen (średnioważonych po czasie obowiązywania poszczególnych stanów pracy KSE w ciągu roku, przy czym czasy te określono stosując metodę opisaną w punkcie 4.3.4). W tabeli 4.15 przedstawiono wartość średnią (arytmetyczną) z rocznych cen węzłowych osobno dla węzłów sieci 400, 220 i 110 kV KSE. Podano również wartości minimalne i maksymalne tych cen. Wyniki zaprezentowano w podziale na obszary KSE odpowiadające częścią kraju obsługiwanym przez poszczególne Obszarowe Dyspozycje Mocy (ODM).

Tabela 4.14

Ceny węzłowe LMP oraz stawki węzłowe opłaty rynkowej [zł/MWh] w wybranych losowo węzłach sieci 400/220/110 kV KSE dla analizowanych układów normalnych

Węzeł sieci	U_n [kV]	ZSW 2005/06			ZDN 2005/06			LSP 2006			LDN 2006		
		LMP	SO _G	SO _L	LMP	SO _G	SO _L	LMP	SO _G	SO _L	LMP	SO _G	SO _L
LMP _{śr}	-	144,16			135,67			140,22			134,94		
Miłosna	400	145,88	-1,73	1,73	135,47	0,20	-0,20	141,48	-1,26	1,26	136,25	-1,32	1,32
Rogowiec	400	136,73	7,43	-7,43	129,18	6,49	-6,49	134,85	5,37	-5,37	131,70	3,24	-3,24
Rokitnica	400	139,03	5,13	-5,13	130,89	4,78	-4,78	137,01	3,21	-3,21	132,94	2,00	-2,00
Mory	220	149,25	-5,10	5,10	136,80	-1,13	1,13	143,97	-3,75	3,75	137,24	-2,31	2,31
Ostrołęka	220	151,27	-7,11	7,11	138,45	-2,78	2,78	147,41	-7,19	7,19	140,45	-5,52	5,52
Byczyna	220	137,65	6,51	-6,51	132,87	2,80	-2,80	136,36	3,86	-3,86	133,58	1,36	-1,36
Augustów	110	165,89	-21,73	21,73	147,33	-11,66	11,66	155,81	-15,59	15,59	145,52	-10,58	10,58
Legionowo	110	156,13	-11,97	11,97	140,92	-5,25	5,25	148,03	-7,81	7,81	140,18	-5,24	5,24
Katowice	110	136,36	7,80	-7,80	130,42	5,25	-5,25	137,08	3,14	-3,14	133,16	1,78	-1,78
CRMP	-	148,16			143,52			148,16			143,52		

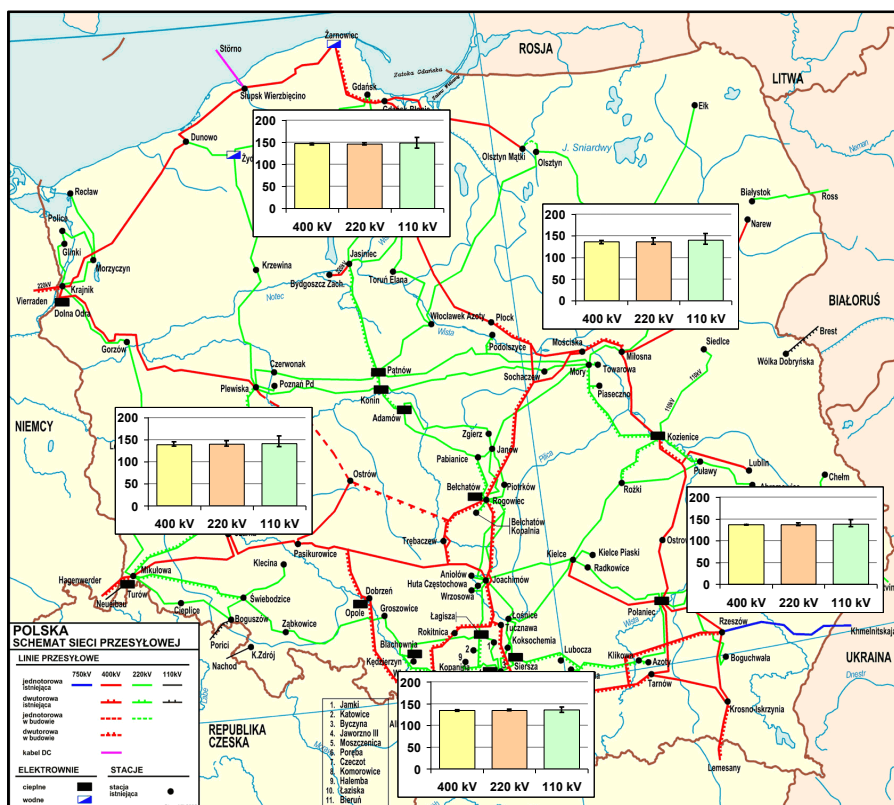
Tabela 4.15

Roczne średnioważone ceny węzłowe LMP [zł/MWh] dla poszczególnych obszarów oraz poziomów napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE

Obszar KSE	400 kV			220 kV			110 kV		
	min.	średn.	maks.	min.	średn.	maks.	min.	średn.	maks.
ODM Warszawa	132,53	137,03	139,97	131,09	137,84	146,67	131,24	140,61	157,07
ODM Radom	136,36	137,07	137,97	135,44	137,17	141,14	132,00	138,64	149,68
ODM Katowice	133,18	134,42	136,45	133,73	135,27	137,71	130,70	135,97	143,34
ODM Poznań	135,86	139,86	146,09	135,88	141,33	148,84	134,36	142,50	161,13
ODM Bydgoszcz	144,82	147,36	148,06	144,41	146,84	149,05	137,02	148,79	162,54
Cały KSE	132,53	139,24	148,06	131,09	138,56	149,05	130,70	139,61	162,54

Z przedstawionych w tabeli 4.15 danych wynika, że w całej sieci 400/220/110 kV KSE maksymalna wartość ceny węzłowej wynosi 162,54 zł/MWh, a wartość minimalna 130,70 zł/MWh (średnio w KSE jest to 139,54 zł/MWh). Maksymalne wartości cen węzłowych (niezależnie od poziomu napięcia) występują na obszarze działania ODM Bydgoszcz, natomiast minimalne w ODM Katowice. Obserwuje się także różną zmienność cen węzłowych w węzłach leżących wewnątrz poszczególnych obszarów. Głównymi przyczynami zróżnicowania cen LMP na danym obszarze są bilans mocy oraz od gęstość sieci w tym obszarze. Znajduje to dobre odzwierciedlenie w wynikach uzyskanych dla ODM Katowice (równowaga wytwarzania i odbioru oraz duża gęstość sieci powodują niewielkie zróżnicowanie cen LMP dla wszystkich poziomów napięciowych) oraz dla obszarów ODM Bydgoszcz i ODM Warszawa (duże zróżnicowanie cen węzłowych jest wynikiem ujemnego bilansu mocy w obszarze – przewaga odbioru nad wytwarzaniem – oraz stosunkowo słabym rozwojem sieci w tych rejonach kraju). Duże zróżnicowanie cen węzłowych może być zatem symptomem pogarszającego się poziomu bezpieczeństwa dostaw w danej części systemu. Otrzymane wyniki ilustruje również rysunek 4.17.

Na podstawie rocznych średnioważonych wartości cen węzłowych LMP określono stawki węzłowej opłaty rynkowej dla poszczególnych węzłów KSE zgodnie z zasadami opisanymi w załączniku Z.4.2. Stawki te zostały wyznaczone przy założeniu jednakowego sumarycznego udziałów wytwórców i odbiorców w pokrywaniu kosztów związanych ze stratami i ograniczeniami sieciowymi w KSE. W tabeli 4.16 przedstawiono wartość średnią (arytmetyczną) z rocznych średnioważonych stawek węzłowych dla wytwórców, osobno dla sieci 400, 220 i 110 kV (stawki dla odbiorców mają taką samą wartość bezwzględną, lecz przeciwny znak). Podano również wartości minimalne i maksymalne tych stawek.



Rys. 4. 17. Roczne średnioważone ceny węzłowe LMP [zł/MWh] dla poszczególnych obszarów oraz poziomów napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE

Zestawione w tabeli 4.16 wartości stawek węzłowych opłaty rynkowej dla wytwórców jednoznacznie pokazują wpływ lokalizacji wytwórcy w systemie na wysokość ponoszonej przez niego opłaty. Wartości ujemne stawek węzłowych oznaczają, że wytwórcy nie tylko nie muszą pokrywać części kosztów związanych z przesyłem energii, ale jeszcze otrzymują dopłatę od operatora (dlatego, że generacja mocy w węźle z ujemną stawką opłaty wpływa korzystnie na funkcjonowanie KSE, poprzez zmniejszenie kosztów związanych ze stratami i ograniczeniami sieciowymi).

Tabela 4.16

Roczne średnioważone stawki węzłowe opłaty rynkowej [zł/MWh] dla wytwórców w poszczególnych obszarach i poziomach napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE

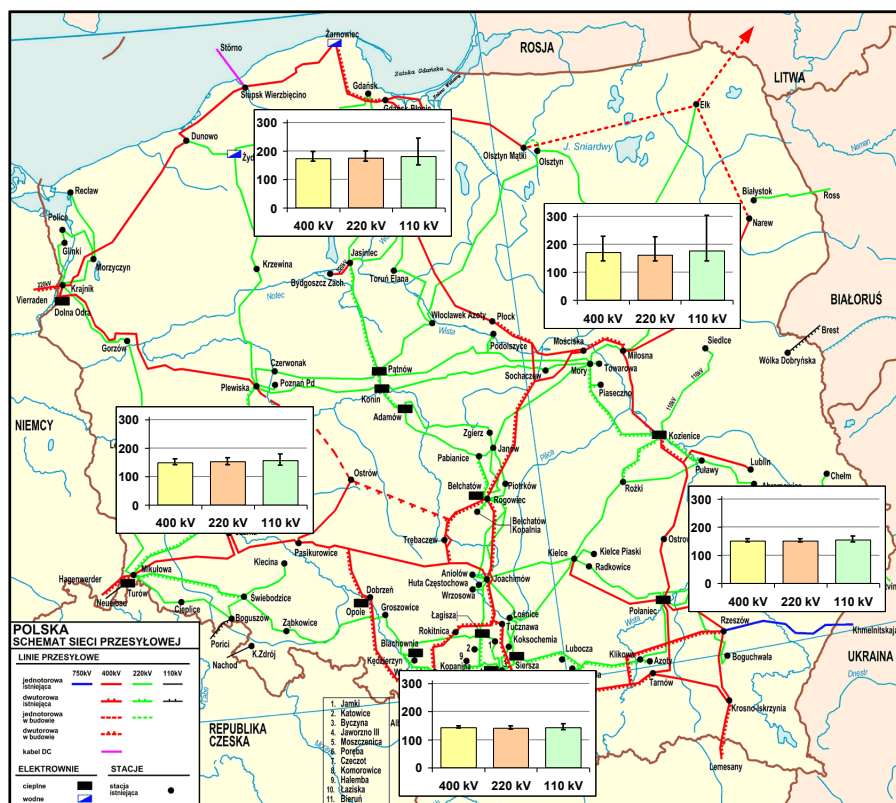
Obszar KSE	400 kV			220 kV			110 kV		
	min.	średn.	maks.	min.	średn.	maks.	min.	średn.	maks.
ODM Warszawa	-1,92	0,55	5,52	-8,61	-0,17	6,97	-19,02	-2,55	6,82
ODM Radom	0,08	1,32	5,28	-3,09	1,09	6,97	-11,63	-0,58	6,05
ODM Katowice	1,17	3,34	4,87	0,47	2,81	4,32	-5,28	2,08	7,36
ODM Poznań	-8,03	-0,72	4,06	-10,78	-3,11	2,17	-23,07	-4,43	3,70
ODM Bydgoszcz	-10,01	-9,17	-6,77	-11,00	-8,45	-5,69	-24,49	-10,72	1,04
Cały KSE	-10,01	-1,19	5,52	-11,00	-0,50	6,97	-24,49	-1,56	7,36

W niektórych obszarach KSE na poziomie sieci 110 kV różnice w stawkach węzłowych osiągają nieco poniżej 27 zł/MWh, natomiast maksymalne jednostkowe dopłaty od operatora dla wytwórcy (ujemne wartości stawek węzłowych opłaty rynkowej) osiągają wartość 24,5 zł/MWh. Ogólnie w KSE obszary korzystnej lokalizacji nowych źródeł obejmują w zasadzie cały obszar ODM Bydgoszcz oraz ODM Poznań oraz większość węzłów sieci 110 kV w obszarach ODM Warszawa oraz ODM Radom. Należy jednak zaznaczyć, że w każdym przypadku konkretne decyzje lokalizacyjne powinny zostać poprzedzone dokładną

analizą cen węzłowych LMP i stawek węzłowych opłaty rynkowej w poszczególnych węzłach sieci w różnych stanach pracy KSE, bowiem nawet w zasadniczo korzystnych, jeżeli chodzi o lokalizację nowych źródeł, obszarach ODM Bydgoszcz oraz ODM Poznań znajdują się węzły o dodatnich wartościach stawek węzłowych opłaty rynkowej (a więc niekorzystnych ze względu na lokalizację nowych mocy wytwórczych).

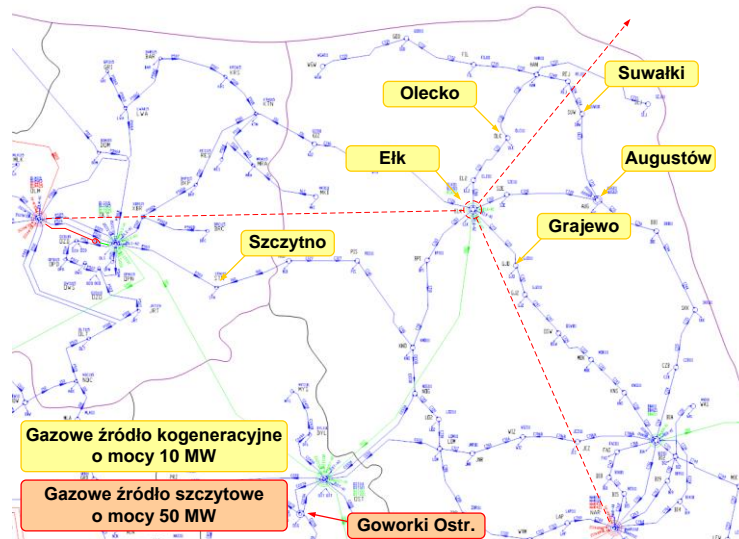
W tabeli 4.16 przedstawiono średnioroczne wartości krótkookresowych cen węzłowych LMP oraz wynikających z nich stawek węzłowych opłaty rynkowej. Można zauważyć, że ich zróżnicowanie w poszczególnych węzłach jest na umiarkowanym poziomie. W KSE mogą jednak zaistnieć sytuacje, w których różnice w cenach LMP między poszczególnymi obszarami (a nawet węzłami sieci) osiągną bardzo duże wartości. Przykładowa taka sytuacja została zilustrowana na rysunku 4.0, który prezentuje wyniki otrzymane dla modelu KSE, w którym uwzględniono planowane połączenie z systemem litewskim. Założono eksport energii z KSE w wysokości 1500 MW. W układzie założono rozbudowę krajowej sieci przesyłowej (nowe linie 400 kV zaznaczono linią przerywaną). Pomimo założonej rozbudowy sieci przesyłowej KSE, w układzie z zamodelowanym eksportem w wysokości 1500 MW do systemu litewskiego, nie było możliwe dotrzymanie wszystkich ograniczeń sieciowych (głównie w sieci 110 kV). W związku z tym w obliczeniach dla tego przypadku ograniczenia sieciowe zostały pominięte, w efekcie czego zróżnicowanie cen węzłowych LMP między poszczególnymi węzłami wynika ze strat mocy.

Przy eksporcie energii z KSE do systemu litewskiego obserwuje się znaczący wzrost wartości cen węzłowych w północno-wschodnich obszarach kraju w stosunku do sytuacji, w której ten eksport nie występuje. Spowodowane jest to tym, że eksportowana energia musi zostać przesłana z daleko położonych źródeł, co skutkuje bardzo silnym wzrostem strat mocy w sieci 400/220/110 kV KSE (straty wynoszą 857 MW, przy 617 MW dla analogicznego układu, w którym eksport nie występuje).

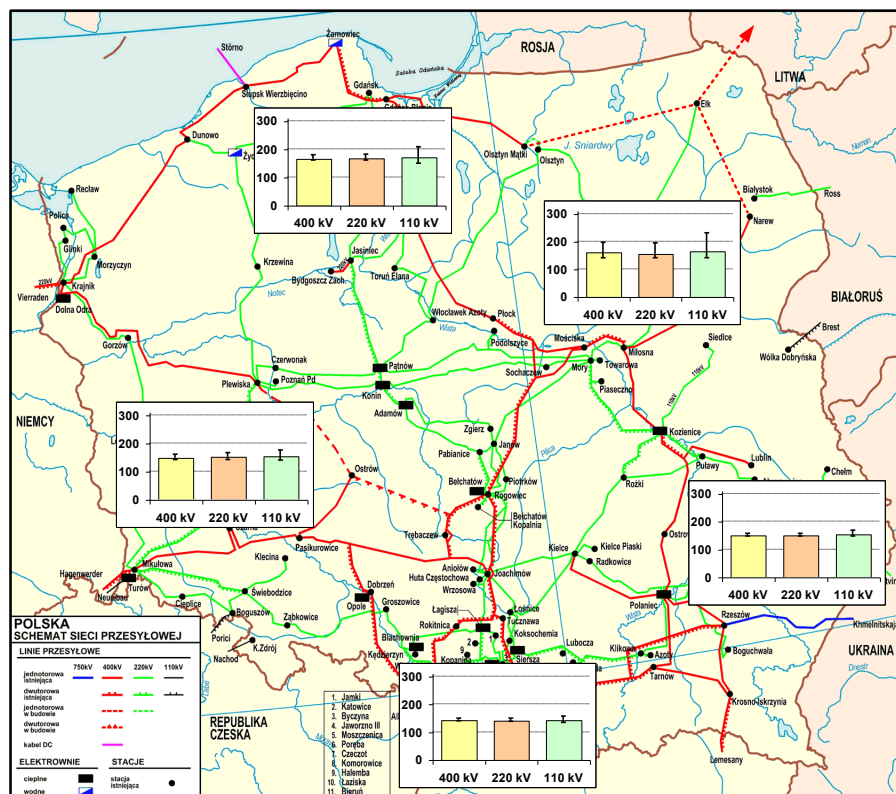


Rys. 4. Ceny węzłowe LMP [zł/MWh] dla poszczególnych obszarów oraz poziomów napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE przy eksporcie 1500 MW do systemu litewskiego (układ normalny)

Jedną z możliwości zmniejszenia strat mocy jest budowa nowych ciągów liniowych, przy czym należy zaznaczyć, że aktualnie jest to sposób mało realny (ze względu na trudności formalno-prawne związane z budową nowych linii, w szczególności w obszarach cennych przyrodniczo). Drugą, bardziej realną możliwością, jest budowa źródeł. Na rysunku 4.0 pokazano potencjalne lokalizacje nowych źródeł generacji rozproszonej w północno-wschodniej części Polski [0]. Założono budowę sześciu źródeł kogeneracyjnych o mocy elektrycznej 10 MW oraz jednego gazowego źródła szczytowego o mocy 50 MW.



Rys. 4. Rozpatrywane lokalizacje źródeł generacji rozproszonej w północno-wschodnich obszarach Polski



Rys. 4. Ceny węzłowe LMP [zł/MWh] dla poszczególnych obszarów oraz poziomów napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE przy eksporcie 1500 MW do systemu litewskiego (układ ze źródłami generacji rozproszonej)

Wprowadzenie do pracy nowych źródeł generacji rozproszonej powoduje znaczące zmniejszenie wartości cen węzłowych na obszarach północno-wschodniej Polski (rys. 4.0). Wynika to przede wszystkim z faktu, że wprowadzenie tych źródeł do pracy przyczynia się do widocznego (około 5%) zmniejszenia strat mocy czynnej w sieci 400/220/110 kV KSE (straty zmniejszają się z poziomu 857 MW do poziomu 816 MW).

Zaprezentowany przykład wyraźnie pokazuje w jaki sposób ceny węzłowe LMP wskazują miejsca lokalizacji nowych źródeł (lub ogólnie lokalizacji nowych inwestycji w systemie elektroenergetycznym). Wysokie wartości tych cen na danym obszarze wskazują na niedobór zdolności wytwórczych w tym rejonie (przewagę zapotrzebowania nad odbiorem), a więc na pogarszanie się bezpieczeństwa dostaw energii odbiorcom końcowym. W przypadku modelu „miedzianej płyty” ceny zostają uśrednione na obszarze całej Polski, w efekcie czego informacja o potencjalnym zagrożeniu bezpieczeństwa elektroenergetycznego w pewnych Obszarach kraju zostaje zatracona.

4.4.2. Zasady rynku czasu rzeczywistego RCR z wykorzystaniem zadania estymacji stanu systemu elektroenergetycznego

Ogólne zasady funkcjonowania rynku czasu rzeczywistego RCR. Rynek czasu rzeczywistego RCR powinien być oparty na cenach określanych na bieżąco na podstawie rzeczywistych warunków panujących w systemie [0, 0, 0, 0]. Ceny te powinny być wyznaczone na podstawie zgłoszonych przez jednostki grafikowe (JG) wytwórcze i odbiorcze aktywne ofert cenowych i rzeczywistych, generowanych i odbieranych, ilości energii, z uwzględnieniem zasady minimalizacji kosztów bilansowania zapotrzebowania przy spełnieniu wszystkich ograniczeń systemowych. Ograniczenia systemowe powinny z kolei być systematycznie aktualizowane wraz z bieżącymi zmianami stanu systemu i warunków zewnętrznych, np. obciążalność termiczna linii napowietrznych powinna być w sposób ciągły dostosowywana do rzeczywistych warunków atmosferycznych, czyli powinna być stosowana tzw. dynamiczna obciążalność linii [0, 0].

Po zakończeniu okresu planowania pracy jednostek grafikowych aktywnych oraz po dokonaniu rozliczeń na rynku RDN, operator OSP powinien cyklicznie przygotowywać i publikować dodatkowe plany operacyjne. Plany te powinny być przygotowywane przy zastosowaniu tego samego algorytmu, jak stosowany na rynku RDN, przy uwzględnieniu zaktualizowanych prognoz i warunków pracy KSE (m.in. zmiany prognozowanego zapotrzebowania w stosunku do prognozy przyjętej do planowania na rynku RDN oraz awaryjnych wyłączeń elementów systemu). Plany operacyjne m.in. umożliwią operatorowi OSP dokonanie dodatkowych, w stosunku do zaplanowanych w ramach rynku RDN, rozruchów i odstawień jednostek wytwórczych.

Wyznaczony przez operatora OSP operacyjny plan pracy jednostek grafikowych wytwórczych i odbiorczych aktywnych jest podstawą do określenia piętnastominutowych poleceń ruchowych dla poszczególnych jednostek. Bieżącą kontrolę wykonania poleceń ruchowych operatora OSP oraz odtworzenie rzeczywistych warunków pracy sieci 400/220/110 kV KSE zapewnia estymator stanu. Estymacja stanu powinna być wykonywana w krótkich odstępach czasowych, np. w cyklach pięciominutowych. Wyniki dostarczane przez estymator stanu powinny być podstawą do określenia bieżących wartości cen węzłowych LMP stosowanych do rozliczeń energii bilansującej na rynku RCR.

Z uwagi na zastosowanie estymatora stanu ceny LMP na rynku RCR byłyby określane z pewnym (wynikającym m.in. z czasu działania estymatora stanu) opóźnieniem w stosunku do rzeczywistej sytuacji ruchowej w KSE, czyli tzw. metodą *ex post*. Metoda *ex post* umożliwia wyznaczenie wartości cen węzłowych LMP dla zadanych (rzeczywistych) poziomów produkcji mocy w poszczególnych jednostkach wytwórczych. Przy obliczaniu cen LMP z wykorzystaniem metody *ex post* zakłada się, że przyrost mocy w danym węźle sieci pokrywają potencjalnie wszystkie jednostki wytwórcze pracujące z mocą mniejszą niż

maksymalna. W pokrywaniu tego przyrostu mogą również uczestniczyć jednostki grafikowe odbiorcze aktywne. Jednostki pokrywające zadany przyrost zapotrzebowania są dociążane w taki sposób, aby całkowity koszt pokrycia tego przyrostu był minimalny. Wyznaczone z wykorzystaniem metody *ex post* ceny węzłowe odzwierciedlają zatem aktualny (zadany) stan systemu elektroenergetycznego, który nie zmienia się w wyniku przeprowadzenia obliczeń. W obliczeniach uwzględniane są ograniczenia w wytwarzaniu mocy oraz ograniczenia sieciowe. Możliwe jest wprowadzenie zasady [0], że jednostki grafikowe aktywne, których rzeczywisty punkt pracy różni się o więcej niż np. 10% w stosunku do planu określonego przez operatora OSP nie mają wpływu na wartości cen węzłowych LMP na rynku RCR (nie biorą udziału w pokrywaniu przyrostów zapotrzebowania zadawanych w poszczególnych węzłach). Jest to jeden z elementów stymulujących jednostki grafikowe aktywne do ścisłego wykonywania poleceń ruchowych operatora OSP, a więc wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw w horyzoncie operatorskim. Wartości cen węzłowych LMP określone dla odstępów pięciominutowych powinny być następnie integrowane dla całego okresu rozliczeniowego (aktualnie w przypadku polskiego rynku bilansującego okresem tym jest godzina). Określone w ten sposób wartości godzinowe cen węzłowych LMP powinny stanowić podstawę do rozliczeń energii bilansującej na rynku RCR.

Rozliczenie energii bilansującej na rynku RCR dotyczy wszystkich jednostek grafikowych (wszystkich wytwórców i odbiorców). Na rynku RCR energia bilansująca w przypadku jednostek grafikowych aktywnych stanowi różnicę między ilością energii wynikającą z rzeczywistej pozycji kontraktowej (z rzeczywistego punktu pracy) a ilością energii wynikającą ze skorygowanej pozycji kontraktowej (określonej w wyniku planowania pracy na rynku RDN). W przypadku jednostek pasywnych energia bilansująca na rynku RCR jest obliczana jako różnica między ilością energii wynikającą z rzeczywistej pozycji kontraktowej a ilością wynikającą z deklarowanej pozycji kontraktowej (pozycji zgłoszonej na rynek RDN wynikającej z zawartych w innych segmentach umów sprzedaży energii). Rzeczywiste pozycje kontraktowe jednostek grafikowych są określane na podstawie pomiarów. Rozliczenie energii bilansującej na rynku RCR powinno odbywać się według krótkookresowych cen węzłowych LMP wyznaczonych dla tego rynku dla poszczególnych węzłów sieci 400/220/110 kV w każdej godzinie doby n .

Płatność od operatora OSP dla jednostki grafikowej wytwórczej (aktywnej lub pasywnej), której generacja wynikająca z rzeczywistej pozycji kontraktowej jest większa niż generacja wynikająca odpowiednio z pozycji skorygowanej lub deklarowanej, powinna być określana jako iloczyn wartości ceny LMP w węźle, do którego dana jednostka jest przyłączona oraz wykorzystanej na rynku RCR ilości energii bilansującej tej jednostki w danej godzinie. Analogicznie określa się zobowiązanie, w stosunku do operatora OSP, jednostki grafikowej wytwórczej (aktywnej lub pasywnej), której generacja wynikająca z rzeczywistej pozycji kontraktowej jest mniejsza niż generacja wynikająca odpowiednio z pozycji skorygowanej lub deklarowanej. Energia wyprodukowana przez dodatkowo uruchomione jednostki wytwórcze (jednostki nie przewidziane w planie pracy utworzonym w ramach rynku RDN) powinna być rozliczana na rynku czasu rzeczywistego. Energia zaplanowana na rynku RDN do wyprodukowania przez daną jednostkę w dobie realizacyjnej, a nie wyprodukowana przez nią z uwagi np. na awarię jednostki również powinna być rozliczana po cenach LMP ustalonych na rynku RCR. Także energia produkowana w wyniku działania układów regulacji częstotliwości i mocy wymiany ARCM powinna być rozliczana po cenach obowiązujących dla rynku RCR. Analogicznie powinny być przeprowadzane rozliczenia z odbiorcami.

Kluczowym czynnikiem warunkującym prawidłowe funkcjonowanie rynku czasu rzeczywistego RCR jest właściwe odtworzenie rzeczywistych warunków pracy całego systemu. Zadanie to jest realizowane z wykorzystaniem zadania estymacji stanu.

Modelowanie systemu w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem zadania estymacji stanu systemu elektroenergetycznego w perspektywie szerokiego zastosowania synchronicznych pomiarów fazy napięć. Model i algorytm rozwiązania zadania estymacji stanu

systemu elektroenergetycznego został po raz pierwszy zastosowany dla rzeczywistego obiektu na początku lat siedemdziesiątych ubiegłego stulecia [0]. Z biegiem czasu algorytm estymacji stanu został „obudowany” dodatkowymi algorytmami tworząc tzw. pakiet programów modelowania systemu w czasie rzeczywistym (*Real Time Power System Modeling – RTPSM*), którego głównym celem jest dostarczenie najbardziej wiarygodnego obrazu o stanie systemu na podstawie zbioru informacji stałej i gromadzonej z układów teletransmisji w trybie *on-line* [0]. W skład standardowego pakietu RTPSM wchodzi m.in. algorytmy realizujące [0, 0]:

- analizę topologii i badanie spójności sieci,
- weryfikację danych pomiarowych,
- test obserwowalności sieci ze względu na dostępny zbiór danych pomiarowych,
- detekcję i identyfikację błędnych danych pomiarowych,
- estymację stanu,
- odtworzenie wielkości nie mierzonych lub odrzuconych jako błędne.

Analiza topologii ma za zadanie zrekonstruować macierz incydencji sieci na podstawie danych, uzyskiwanych w trybie *on-line*, dotyczących położenia łączników w każdej stacji rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej. Weryfikacja danych ma na celu szybkie sprawdzenie pomiarów dostarczanych do estymatora przez systemy telemetryczne oraz wychwycenie i odrzucenie pomiarów obarczonych ewidentnymi błędami. Analiza obserwowalności daje odpowiedź, czy aktualnie dostępny zbiór danych pomiarowych jest wystarczający do prawidłowego określenia estymaty stanu systemu. Detekcja i identyfikacja błędnych danych pomiarowych pozwala na wykrycie danych obarczonych błędami grubymi.

Estymacja stanu jest procedurą obliczeniową, której zadaniem jest odtworzenie najbardziej prawdopodobnego stanu pracy systemu m.in. na podstawie zbioru pomiarów zebranych w systemie elektroenergetycznym oraz aktualnej topologii sieci i parametrów gałęzi tworzących tę sieć. Stan pracy systemu jest jednoznacznie określony poprzez współrzędne wektora stanu, którymi, podobnie jak w przypadku wyznaczania rozptyłu mocy, są moduły i argumenty zespolonych napięć węzłowych. Na podstawie współrzędnych wektora stanu można jednoznacznie określić wszystkie inne wielkości charakteryzujące dany stan pracy systemu.

Biorąc pod uwagę sposób rozwiązania zadania estymacji stanu można wyróżnić metody wykorzystujące kryterium najmniejszych kwadratów oraz metody wykorzystujące obliczenia rozptyłu mocy, w tym metody probabilistyczne oraz metody oparte na modelowaniu rozmytym. Przegląd stosowanych metod estymacji stanu systemu przedstawiono m.in. w referacie [0]. W symulacjach, których wyniki przedstawiono w dalszej części pracy wykorzystano algorytm estymacji stanu oparty na kryterium najmniejszych kwadratów. Szczegóły algorytmu wyjaśniono m.in. w pracach [0, 0, 0].

Głównymi czynnikami warunkującymi dokładność estymacji stanu są [0]:

1. Prawidłowe odwzorowanie topologii sieci. Jest to warunek podstawowy, gdyż błędy w odwzorowaniu topologii bardzo silnie wpływają na przydatność końcowych wyników estymacji. Warunek ten jest możliwy do spełnienia jedynie w przypadku dostarczenia do estymatora stanu danych o położeniu poszczególnych łączników we wszystkich stacjach wchodzących w skład sieci objętej modelowaniem w czasie rzeczywistym.
2. Redundancja (nadmiarowość) pomiarów. Jest to stosunek wszystkich pomiarów dostarczanych na bieżąco do estymatora stanu przez systemy telemetryczne do wymiaru wektora stanu ($2 \times$ liczba węzłów).
3. Rozmieszczenie pomiarów w sieci i rodzaj wielkości mierzonych. Pomiarów powinny być tak rozmieszczone, aby zapewniały obserwowalność systemu w każdym stanie pracy.
4. Dokładność pomiarowa wielkości mierzonych. Istotnym jest, iż pośrednie pomiary mocy cechuje niższa dokładność niż bezpośrednie pomiary modułów i kątów napięć.

Rozszerzenie obszaru działania mechanizmu bilansującego na całą sieć 400/220/110 kV KSE będzie wymagać wyposażenia części aktualnie nieopomiarowanych węzłów sieci 110 kV w układy pomiarowe równie wysokiej klasy jak zainstalowane obecnie w węzłach

sieci przesyłowej. Ponadto przy rozpatrywaniu możliwości zwiększenia dokładności estymacji stanu należy także uwzględnić możliwości jakie daje rozwijająca się stale dziedzina synchronicznych pomiarów fazy napięć węzłowych w sieci.

Początek rozwoju techniki synchronicznych pomiarów fazy napięć przypada na wczesne lata osiemdziesiąte XX wieku, kiedy to rozpoczęto rozmieszczanie na orbicie okołoziemskiej licznych satelitów GPS [0]. Wtedy narodziła się znana dziś pod nazwą *Phasor Measurement Unit* (PMU) aparatura służąca do synchronizowanych taktem zegara jednoczesnych pomiarów fazy napięć w węzłach sieci (i prądów w gałęziach do nich przyłączonych). Dokładność synchronizacji jest lepsza od 1 μ s (co w sieci o częstotliwości znamionowej 50 Hz odpowiada kątowi poniżej 0,02°). Wynik takiego pomiaru jest więc „migawką” stanu systemu (bądź jego fragmentu) w czasie rzeczywistym [111].

Wyniki przeprowadzanych badań wskazują, że wykorzystanie pomiarów z aparatury PMU pozwala na poprawę obserwowalności sieci [0], przyczynia się do zwiększenia efektywności eliminacji błędnych danych [0] i ma pozytywny udział w określaniu topologii sieci [0]. Przede wszystkim jednak wyniki przeprowadzanych badań [0] wskazują na znaczną poprawę dokładności estymacji, co jest pierwszorzędą obecnie zaletą wykorzystania aparatury PMU. Oczywiście zawsze zakłada się, że zsynchronizowane pomiary fazy są dokonywane z wysoką (podaną wcześniej) dokładnością.

Aspekt ekonomiczny (koszt aparatury pomiarowej) oraz liczne braki w infrastrukturze teletransmisyjnej stały się przyczyną poszukiwań algorytmów pozwalających na optymalne rozmieszczenie aparatury PMU tylko w wybranych węzłach sieci. Jedną z metod [0] zakłada niepełną obserwowalność sieci. Jej przedmiotem jest zredukowanie liczby jednostek PMU poprzez silne rozproszenie nieobserwowalnych grup węzłów w sieci. Obserwowalne węzły sąsiadujące z nieobserwowalnymi obszarami pozwalałyby na interpolację pozostałych nieznanymi wartości napięć węzłowych. Liczba węzłów sąsiadujących ze sobą i tworzących nieobserwowalną grupę uzależniona jest od wprowadzonej w ramach metody tzw. „głębokości nieobserwowalności” (jako ogólnej miary fizycznej odległości węzłów obserwowalnych od tych, z których brak jest pomiarów). Autorzy pracy [0] wykazali, że zapewnienie pełnej obserwowalności sieci wymaga rozmieszczenia aparatury PMU tylko w 20...25% ogólnej liczby węzłów sieci. Z kolei w pracy [0] przedstawiono wyniki badań wskazujące, iż optymalne rozmieszczenie aparatury PMU tylko w 30% liczby węzłów sieci pozwala na zredukowanie błędów estymacji aż o 90%. Umieszczanie kolejnych jednostek PMU w pozostałych węzłach sieci, aż do 100% liczby węzłów opomiarowanych, przebiega z rosnącą korzyścią dla jakości estymacji stanu.

Wykorzystanie zsynchronizowanych pomiarów fazy w rozległych sieciach uważane jest na obecnym etapie za dziedzinę, którą dopiero czeka dalszy rozwój [0]. W publikacji [0] wskazano na obszary wymagające dalszych badań. Są to m.in. szersze testy możliwości wykorzystania techniki PMU, aspekty związane z współlistnieniem danych pozyskiwanych synchronicznie i niesynchronicznie, a także analiza korzyści i kosztów związanych z instalowaniem kolejnych jednostek PMU w sieci. Elementy ostatniego z wymienionych zagadnień, wraz z odniesieniem do proponowanego dla KSE nowego modelu rynku opartego na koncepcji cen węzłowych LMP, stanowią podstawę opisanych w dalszej części niniejszej pracy badań, przy czym zagadnienie dotyczące pomiarów fazy napięć analizuje się w aspekcie poprawy jakości estymacji, a w szczególności dokładności wyznaczania wartości cen węzłowych LMP stosowanych w rozliczeniach na rynku RCR. Inne zastosowania techniki PMU, wraz z opisem tych zastosowań w różnych systemach elektroenergetycznych na świecie, zostały szczegółowo omówione w pracy [0].

Ocena wpływu stopnia opomiarowania sieci 400/220/110 kV KSE na dokładność wyznaczania wartości cen węzłowych LMP na rynku czasu rzeczywistego RCR. Od 2001 roku operator OSP użytkuje system komputerowy SINAUT Spectrum, który służy do wspomagania bieżącego sterowania pracą KSE [0]. Częścią systemu SINAUT Spectrum jest estymator stanu, którego zadaniem jest dostarczenie najbardziej wiarygodnego „obrazu” o bieżącym

stanie pracy KSE. Dane wejściowe systemu SINAUT Spectrum można podzielić na dwie podstawowe grupy:

- dane stałe wprowadzane przez operatora – dotyczące m.in. parametrów poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego,
- dane bieżące udostępniane przez urządzenia telemechaniki: pomiary analogowe oraz stany łączników.

Źródłem pomiarów analogowych (m.in. pomiarów mocy czynnych i biernych oraz modułów napięć węzłowych) są rdzenie pomiarowe przekładników prądowych i napięciowych zainstalowanych w poszczególnych węzłach sieci. Aktualny stopień opomiarowania sieci 400/220/110 kV KSE przedstawiają tabele 4.17 i 4.18.

Tabela 4.17

Liczba przekazywanych do estymatora pomiarów napięć w węzłach sieci względem całkowitej liczby węzłów o danym poziomie napięcia

U_n [kV]		400	220	110
Liczba węzłów [szt.]		54	154	2523
Liczba pomiarów napięć w węzłach	[szt.]	108	152	160
	[%]	200%	99%	6,3%

Tabela 4.18

Liczba stacji z pomiarami mocy przekazywanymi do estymatora względem całkowitej liczby stacji o danym poziomie napięcia (napięcie górne)

U_n [kV]		400	220	110
Liczba stacji [szt.]		31	79	1689
Liczba stacji z pomiarami mocy czynnych i biernych	[szt.]	31	73	8
	[%]	100%	92%	0,5%

Z przedstawionych danych wynika, że aktualnie obserwowalna jest jedynie sieć przesyłowa 400 i 220 kV, natomiast sieć 110 kV wykazuje w tym zakresie daleko idące braki. Wyznaczona dla aktualnego stanu opomiarowania wartość redundancji wynosi około 0,48. Tak niska wartość redundancji nie pozwala na przeprowadzenie estymacji stanu całej sieci 400/220/110 kV KSE z zadowalającą jakością. Stwarza to m.in. istotne zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie operatorskim, czego przykładem była awaria napięciowa z 26 czerwca 2006 r., gdzie jako jeden z elementów, który przyczynił się do jej zaistnienia wskazywana jest niedostateczna wiedza operatora o bieżącej sytuacji ruchowej w KSE [0].

Aktualny stan opomiarowania KSE stanowi punkt wyjścia przy badaniu wpływu zwiększenia zakresu tego opomiarowania na jakość estymacji. Analizy wykonano dla modelu KSE odwzorowującego zimowy szczyt wieczorny (tab. 4.5). W obliczeniach założono, że na rynku RCR obciążenie w każdym węźle (a w efekcie sumaryczne obciążenie w KSE) ulega zmianie o $\pm 1\%$ oraz $\pm 2\%$ w stosunku do wartości zaplanowanej na rynku RDN. Założoną ścieżkę rozwoju opomiarowania w KSE przedstawia tabela 4.19.

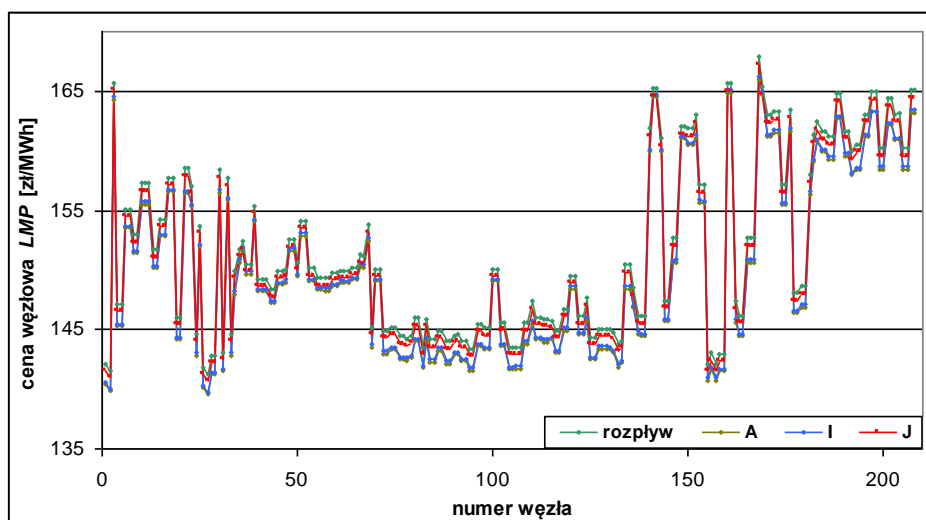
Na rysunku 4.0 przedstawiono rzeczywiste (wyznaczone w oparciu o wyniki rozptyłu, czyli przy założeniu pełnej wiedzy operatora OSP o aktualnym stanie systemu na rynku RCR) oraz wyznaczone na podstawie wyników estymacji stanu (dla wariantów opomiarowania A, I, J) wartości cen węzłowych w węzłach sieci 400 i 220 kV KSE dla obciążenia większego o 2% względem obciążenia bazowego (planowanego na rynku RDN). Porównanie wyników dla wariantów A oraz I umożliwia ocenę wpływu jaki ma zapewnienie obserwowalności sieci 110 kV na wartości wyznaczanych na podstawie wyników estymacji stanu cen LMP w węzłach sieci przesyłowej. Z kolei porównanie wyników dla wariantów I oraz J pozwala na określenie wpływu wykorzystania pomiarów kątów fazowych napięć we wszystkich węzłach sieci na dokładność wyznaczania cen LMP w sieci 400 i 220 kV. Uzyskane wyniki wskazują,

że opomiarowanie wszystkich węzłów sieci 110 kV, ale bez pomiaru kątów fazowych napięć, ma niewielki wpływ na zmniejszenie niedokładności wyznaczania cen węzłowych LMP w węzłach sieci przesyłowej.

Tabela 4.19

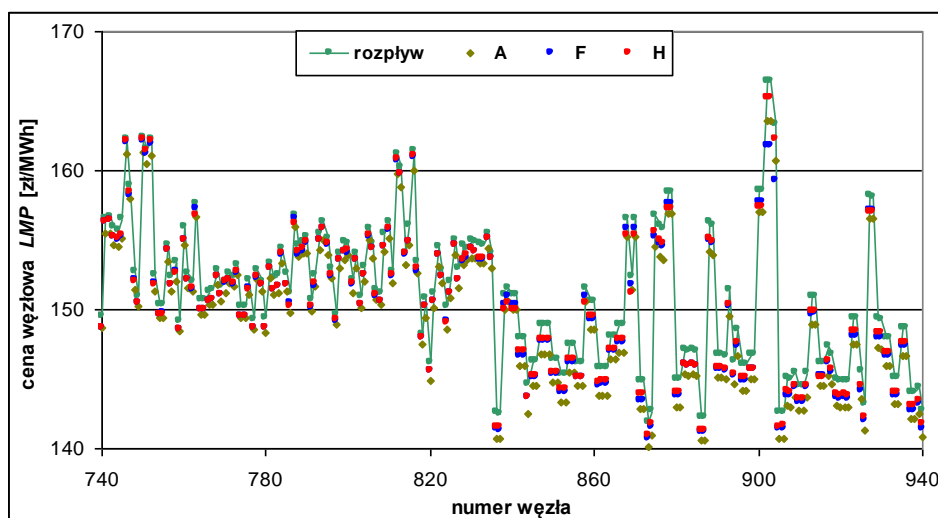
Założona ścieżka rozwoju stanu opomiarowania sieci 400/220/110 kV KSE

Analizowane warianty opomiarowania sieci 400/220/110 kV KSE		Redund.
A	Aktualny stan opomiarowania	0,48
B	Wariant (A) rozszerzony o pomiar kątów fazowych napięć	0,52
C	Pełne opomiarowanie stacji NN/110 kV oraz stacji 110 kV z JWCD	0,96
D	Wariant (C) rozszerzony o pomiar kątów fazowych napięć	1,05
E	Pełne opomiarowanie stacji NN/110 kV oraz stacji 110 kV z JWCD i nJWCD	1,48
F	Wariant (E) rozszerzony o pomiar kątów fazowych napięć	1,63
G	Pełne opomiar. stacji NN/110 kV, stacji 110 kV z JWCD, nJWCD i wielosystemowych	2,98
H	Wariant (G) rozszerzony o pomiar kątów fazowych napięć	3,33
I	Pełne opomiarowanie wszystkich stacji w sieci 400/220/110 kV KSE	4,06
J	Wariant (I) rozszerzony o pomiar kątów fazowych napięć	4,56



Rys. 4. Rzeczywiste oraz wyznaczone na podstawie wyników estymacji wartości cen węzłowych dla rynku RCR w węzłach sieci 400 i 220 kV dla obciążenia KSE większego względem obciążenia bazowego o 2%

Z kolei na rysunku 4.0 przedstawiono wyniki uzyskane dla wybranych węzłów sieci 110 kV (warianty opomiarowania A, F i H). Węzły o numerach 740 ÷ 835 należą do obszaru 2 (ODM Radom), zaś węzły 836 ÷ 940 do obszaru 3 (ODM Katowice). Taki wybór węzłów pozwala na przedstawienie w czytelny sposób wyników charakterystycznych dla całej sieci 110 kV. Z rysunku 4.0 wynika, że wartości cen węzłowych LMP dla wariantu opomiarowania A odbiegają dość silnie od rzeczywistych wartości cen LMP (wyznaczonych w oparciu o wyniki rozptywu mocy). Można także zauważyć, że wartości cen wyznaczonych w oparciu o wyniki estymacji dla obszaru 3 są obarczone większym błędem niż w przypadku cen wyznaczonych dla węzłów zlokalizowanych w obszarze 2. Ma to ścisły związek z faktem, iż w stanie bazowym (dla zapotrzebowania przyjętego na rynku RDN) moce generowane i odbierane w poszczególnych węzłach w okręgu 3 osiągają wyższe wartości niż w okręgu 2, stąd również założona zmiana obciążenia na rynku RCR jest większa. Wpływa to na zwiększenie błędów popełnianych w procesie estymacji stanu. W ogólnym przypadku wartości cen węzłowych wyznaczone na podstawie wyników estymacji dla wariantów F i H są obarczone znacznie niższymi błędami względem wyników otrzymanych dla wariantu A, przy czym różnice między wariantami F i H są niewielkie.



Rys. 4. Rzeczywiste oraz wyznaczone na podstawie wyników estymacji wartości cen węzłowych dla rynku RCR w wybranych węzłach sieci 110 kV dla obciążenia KSE większego względem obciążenia bazowego o 2%

Wpływ dokładności wyznaczania cen węzłowych LMP na globalną sytuację finansową podmiotów rynkowych na rynku czasu rzeczywistego RCR. Na rynku czasu rzeczywistego RCR przedmiotem rozliczeń są odchylenia od planu opracowanego w ramach rynku dnia następnego RDN. Rozliczenie powinno być wykonywane na podstawie cen węzłowych LMP określonych z wykorzystaniem procedury estymacji stanu. Zastosowanie estymacji stanu do określania cen LMP na rynku RCR powoduje, że w stosunku do sytuacji, w której operator wyznaczałby ceny LMP na podstawie pełnych, rzeczywistych danych o aktualnym stanie systemu, ceny LMP są wyznaczone z pewnymi błędami, zależnymi od dokładności estymacji. W przypadku niedokładnego wyznaczenia wartości cen LMP poszczególni uczestnicy rynku mogą ponosić nieuzasadniony koszt lub odnosić nieuzasadnioną korzyść w wyniku przeprowadzenia rozliczenia.

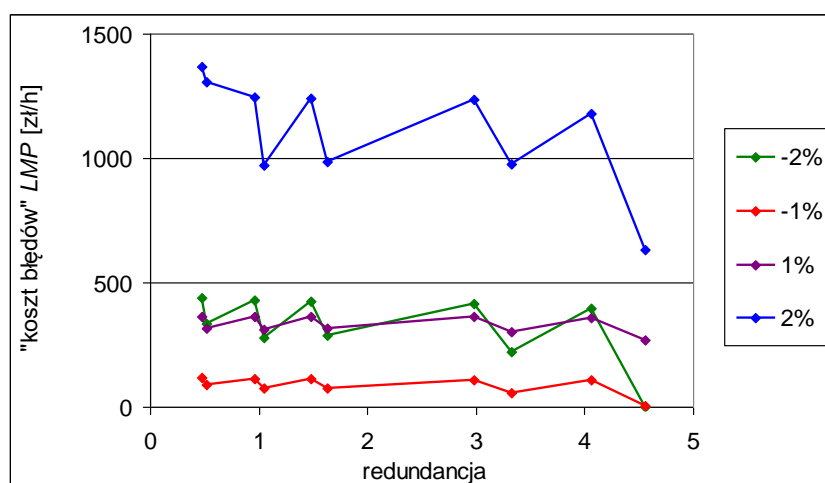
Przykładowo, odbiorca, który na rynku RCR pobrał więcej energii niż wynikało to z planu ustalonego na rynku RDN, za każdą jednostkę energii składającą się na różnicę między zapotrzebowaniem rzeczywistym a planowanym powinien zapłacić operatorowi cenę LMP, wyznaczoną na rynku RCR. Jeżeli na podstawie wyników estymacji stanu cena węzłowa w węźle, do którego przyłączony jest ten odbiorca będzie wyznaczona z błędem powodującym zaniżenie jej wartości w stosunku do wartości określonej przy pełnej wiedzy o stanie systemu, odbiorca ten zapłaci operatorowi mniej niż powinien, czyli odniesie nieuzasadnioną korzyść. W odwrotnym przypadku, tzn. wtedy, gdy błąd określenia ceny węzłowej wpłynie na zawyżenie jej wartości, odbiorca ten poniesie nieuzasadniony dodatkowy koszt. Opisana sytuacja dotyczy wszystkich wytwórców i odbiorców uczestniczących w rynku czasu rzeczywistego RCR. Sumując wartości bezwzględne nieuzasadnionych korzyści i kosztów ponoszonych przez poszczególnych wytwórców i odbiorców można określić wskaźnik, na podstawie którego można dokonać globalnej oceny nieefektywności ekonomicznej sytuacji, w której rozliczenia na rynku RCR są przeprowadzone na podstawie cen węzłowych, wyznaczonych z pewnym błędem. W niniejszej pracy wskaźnik ten nazywany jest „kosztem błędów” ($K_{\Delta LMP}$) wyznaczania cen LMP na rynku RCR. Określa go wzór

$$K_{\Delta LMP} = \sum_{i=1}^{n_w} |\Delta LMP_i (P_i^{RCR} - P_i^{RDN})| = \sum_{i=1}^{n_w} |(LMP_{i(rzecz)} - LMP_{i(est)}) (P_i^{RCR} - P_i^{RDN})|, \quad (4.7)$$

w którym $LMP_{i(rzecz)}$ oznacza wartość ceny węzłowej w węźle i wyznaczoną na podstawie pełnej wiedzy o rzeczywistych warunkach pracy systemu, $LMP_{i(est)}$ jest ceną wyznaczoną na podstawie wyników estymacji stanu, natomiast P_i^{RDN} i P_i^{RCR} oznaczają odpowiednio moc

węzłową (równą różnicy między mocą wytwarzaną i odbieraną w danym węźle sieci) dla rynku dnia następnego i rynku czasu rzeczywistego.

Zdefiniowany zależnością 4.7 koszt błędów wyznaczania cen węzłowych LMP na rynku RCR pozwala na zaproponowanie kryterium optymalizacji rozmieszczenia pomiarów w systemie. Zgodnie z tym kryterium dodanie kolejnego układu pomiarowego w dotychczas nieopomiarowanym węźle sieci (stacji elektroenergetycznej) ma uzasadnienie ekonomiczne, jeśli zagregowany koszt błędów $K_{\Delta LMP}$ w założonym okresie będzie większy lub co najmniej równy kosztowi zainstalowania aparatury pomiarowej. Na rysunku 4.0 przedstawiono wartości „kosztu błędów” wyznaczania cen węzłowych LMP na rynku czasu rzeczywistego w zależności od wartości redundancji (dla wariantów opomiarowania zestawionych w tabeli 4.19) dla rozpatrywanych w analizach poziomów zmian obciążeń węzłowych na rynku RCR w stosunku do obciążeń planowanych na rynku RDN.



Rys. 4. Wartość „kosztu błędów” wyznaczania cen LMP na rynku czasu rzeczywistego w zależności od redundancji (wszystkie warianty opomiarowania – tabela 4.19)

Uzyskane wyniki analiz wskazują, że na dokładność estymacji wpływa nie tylko sama wartość redundancji i związany z nią sposób rozmieszczenia punktów pomiarowych w sieci, ale w szczególności charakter dokonywanych pomiarów (wielkości podlegające pomiarom). Przeprowadzone badania wykazały, że nawet w przypadku bardzo wysokiej redundancji pomiary błędy estymacji (a w efekcie błędy wyznaczania cen węzłowych na rynku RCR) mogą osiągać wartości niewiele różniące się od przypadków o znacznie mniejszej redundancji. Największą poprawę jakości estymacji stanu KSE, w stosunku do sytuacji aktualnej, uzyskuje się dla wariantu opomiarowania D (tab. 4.19), w którym zakłada się, że dostępne są pomiary mocy gałęziowych i węzłowych oraz modułów i kątów fazowych napięć we wszystkich stacjach NN/110 kV oraz we wszystkich stacjach o górnym napięciu 110 kV, do których przyłączono jednostki JWCD (założono umieszczenie aparatury pomiarowej w 462 węzłach, a redundancja osiągnęła wartość 1,05). Dalsze zwiększanie zasięgu opomiarowania w niewielkim stopniu przyczynia się do poprawy jakości estymacji. Poprawa widoczna jest dopiero przy pełnym opomiarowaniu sieci 400/220/110 kV KSE.

4.4.3. Urynkowane usługi systemowe na przykładzie operacyjnych rezerw mocy (rozciągniętych na małoskalową energetykę wiatrową)

Regulacja częstotliwości w połączonych systemach elektroenergetycznych UCTE. Częstotliwość jest jednym z podstawowych parametrów charakteryzujących jakość energii elektrycznej. Utrzymanie zadanej (znamionowej) wartości częstotliwości w systemie elektroenergetycznym (SEE) wymaga zrównoważenia bilansu między mocą wytwarzaną a odbieraną. Regulacja częstotliwości jest procesem trójstopniowym obejmującym [0, 0]:

- regulację pierwotną – regulację mocy jednostki wytwórczej za pomocą indywidualnego regulatora prędkości obrotowej w funkcji częstotliwości sieci i w zależności od jego nastawienia,
- regulację wtórną – regulację mocy wymiany i częstotliwości w SEE za pomocą skoordynowanego oddziaływania na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych przez system automatycznej regulacji mocy i częstotliwości ARCM,
- regulację trójną – automatyczne lub ręczne przesuwanie punktu pracy jednostki wytwórczej elektrowni w celu zmiany jej mocy bazowej, wokół której działają regulacja pierwotna i wtórna.

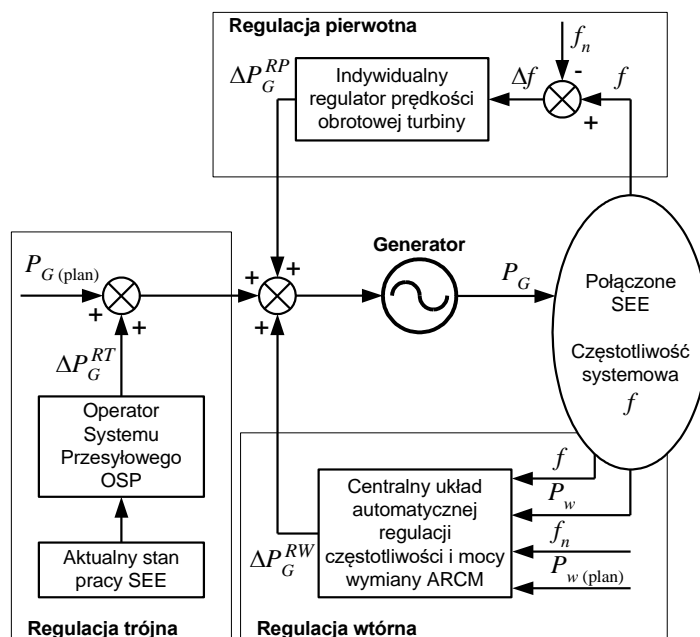
Poniżej, w uproszczony sposób, opisano proces regulacji częstotliwości w połączonych SEE.

Po wystąpieniu zakłócenia w SEE pojawia się różnica Δf między częstotliwością rzeczywistą f a zadaną (znamionową) f_n . Pod wpływem tej różnicy indywidualny regulator prędkości obrotowej turbiny zmienia przepływ czynnika napędowego, w wyniku czego zmienia się moment napędowy turbiny. Powoduje to zmianę mocy czynnej generowanej P_G przez daną jednostkę wytwórczą o ΔP_G^{RP} w stosunku do wartości planowanej $P_{G(\text{plan})}$. Działanie regulacji pierwotnej powinno zakończyć się do 30 s od chwili wystąpienia zakłócenia, doprowadzając do zrównowżenia bilansu mocy przy nowej, innej niż znamionowa, częstotliwości. Drugi etap procesu regulacji częstotliwości obejmuje działanie regulacji wtórnej, której zadaniem jest przywrócenie znamionowej wartości częstotliwości oraz wartości mocy wymiany P_w z systemami sąsiednimi do wielkości planowanej. W tym celu nadrzędny regulator ARCM wypracowuje odpowiednie sygnały regulacyjne $[0, 0]$ powodujące zmianę o ΔP_G^{RW} punktów pracy jednostek wytwórczych uczestniczących w regulacji wtórnej. Działanie regulacji wtórnej powinno rozpocząć się najpóźniej po 30 s od chwili wystąpienia zakłócenia i zakończyć się w czasie do 15 minut. W trzecim etapie rozpoczyna się regulacja trójna, której głównym celem jest odbudowanie odpowiednich zasobów regulacji pierwotnej i wtórnej, a także nadszycenie za zmieniającym się obciążeniem SEE. Regulacja trójna jest prowadzona przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), który na podstawie aktualnych warunków pracy SEE dokonuje zmian punktów pracy poszczególnych jednostek wytwórczych o ΔP_G^{RT} . Zmiany punktów pracy powinny odbywać się w sposób minimalizujący koszt bilansowania zapotrzebowania z uwzględnieniem ograniczeń technicznych towarzyszących wytwarzaniu i przesyłowi mocy. Opisany proces regulacji częstotliwości przedstawiono schematycznie na rysunku 4.0.

Operacyjne rezerwy mocy na polskim rynku energii elektrycznej – stan aktualny. Prawne działanie regulacji częstotliwości według opisanych wyżej zasad wymaga dysponowania odpowiednimi ilościami operacyjnych rezerw mocy. Na polskim rynku energii elektrycznej operacyjne rezerwy mocy obejmują [0]:

- rezerwę sekundową – wykorzystywaną w regulacji pierwotnej (w ilości od ± 200 do ± 300 MW w każdej godzinie doby), przy czym czas aktywacji 50% ilości rezerwy sekundowej musi być krótszy niż 15 s,
- rezerwę minutową (w ilości od ± 700 do ± 1000 MW w każdej godzinie doby),
- rezerwę godzinową – wykorzystywaną w regulacji trójnej (w ilości około 4...5% sumarycznego zapotrzebowania w danej godzinie w KSE), dostępną w czasie nie dłuższym niż 15 minut od chwili wydania przez operatora OSP polecenia zmiany punktu pracy jednostki wytwórczej.

Wymienione wyżej rodzaje rezerw stanowią tzw. rezerwę wirującą w systemie. Dodatkowo w [0] wprowadza się pojęcie rezerwy odtworzeniowej, czyli rezerwy niewirującej przeznaczonej do uruchomienia w razie konieczności odtworzenia lub zwiększenia wymaganych zasobów rezerw wirujących (w ilości stanowiącej dopełnienie do poziomu 14% sumarycznego zapotrzebowania w KSE). Proces uruchamiania jednostki oferującej rezerwę odtworzeniową powinien rozpocząć się do 15 minut od chwili wydania polecenia przez OSP i zakończyć do 8 godzin (po tym czasie jednostka powinna osiągnąć minimum techniczne).



Rys. 4. Schematyczne przedstawienie procesu regulacji częstotliwości w połączonych systemach elektroenergetycznych UCTE

Według obecnie obowiązujących w Polsce zasad operator OSP kupuje rezerwę sekundową i minutową w ramach corocznych negocjacji z wytwórcami. Wykorzystanie tych rezerw jest planowane oddzielnie od planowania zakupu energii bilansującej. Rezerwa godzinowa jest natomiast pozyskiwana od wytwórców nieodpłatnie. Planowanie jej wykorzystania odbywa się w ramach mechanizmu bilansującego, przy czym stosowana aktualnie metoda nie pozwala na optymalny rozdział sumarycznej wielkości rezerwy godzinowej w KSE między jednostki wytwórcze. Ponieważ poszczególne jednostki wytwórcze mogą oferować zarówno energię bilansującą, jak i operacyjne rezerwy mocy, oddzielny zakup tych towarów może prowadzić do nieoptymalnych decyzji, charakteryzujących się zwiększonymi kosztami bieżącego funkcjonowania KSE.

Nowoczesną metodą pozwalającą na minimalizację kosztów bieżącego funkcjonowania systemu jest łączny zakup energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy [0, 0, 0, 0]. Zakup ten powinien odbywać się w trybie aukcyjnym, w ramach prowadzonego przez operatora OSP rynku dnia następnego RDN. Podstawą aukcji powinny być składane przez uczestników rynku na każdą godzinę doby objętej planowaniem oferty cenowe na energię bilansującą i rezerwy mocy. W literaturze zagranicznej łączny zakup energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy w trybie aukcyjnym nosi nazwę kooptymalizacji. Jednym z warunków praktycznego wdrożenia łącznego zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy na konkurencyjnym rynku energii jest dysponowanie odpowiednią metodą pozwalającą na efektywne rozwiązanie zadania kooptymalizacji dla rzeczywistych systemów elektroenergetycznych. W dalszej części opracowania sformułowano zadanie kooptymalizacji pozwalające na łączny zakup energii bilansującej oraz operacyjnych rezerw wirujących, obejmujących rezerwę sekundową, minutową i godzinową.

Zadanie łącznej optymalizacji energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy. W zadaniu optymalizacji rozptywu mocy OPF poszukuje się minimum funkcji celu, którą jest koszt bilansowania zapotrzebowania w SEE. W zadaniu tym zakłada się godzinny okres optymalizacji, a więc miarą energii może być stała moc czynna generowana przez daną jednostkę wytwórczą. Funkcję celu w zadaniu OPF określa zależność

$$K(\mathbf{P}_G) = \sum_i c_{Gi} P_{Gi}, \quad (4.8)$$

gdzie: $K(\mathbf{P}_G)$ – koszt bilansowania zapotrzebowania, c_{Gi} – cena ofertowa energii jednostki wytwórczej i , P_{Gi} – moc czynna generowana przez jednostkę i .

W zadaniu kooptymalizacji energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy funkcję celu 4.8 należy rozszerzyć o kolejne składniki określające koszty zakupu rezerwy sekundowej, minutowej i godzinowej. Po rozszerzeniu funkcja celu przyjmuje postać

$$K(\mathbf{P}_G, \mathbf{R}) = \sum_i c_{Gi} P_{Gi} + \sum_i c_{Gi}^{RS} (RS_{Gi}^+ + RS_{Gi}^-) + \sum_i c_{Gi}^{RM} (RM_{Gi}^+ + RM_{Gi}^-) + \sum_i c_{Gi}^{RG} RG_{Gi}^+, \quad (4.9)$$

gdzie:

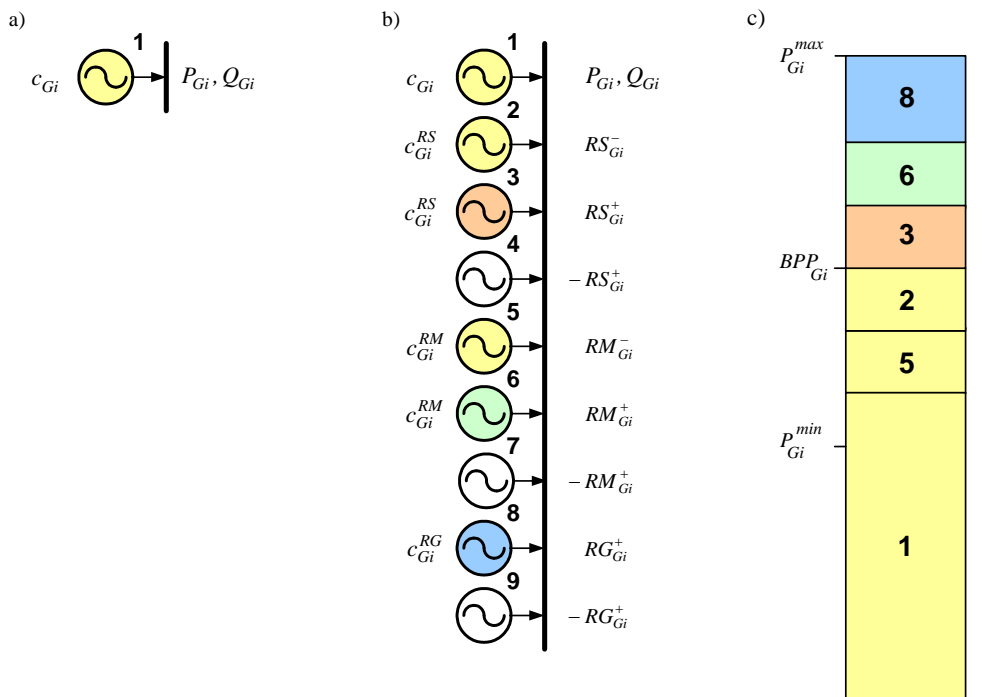
$K(\mathbf{P}_G, \mathbf{R})$ - całkowity (w danej godzinie) koszt zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy,

$c_{Gi}^{RS}, c_{Gi}^{RM}, c_{Gi}^{RG}$ - ceny ofertowe odpowiednio dla rezerwy sekundowej, minutowej i godzinowej jednostki wytwórczej i ,

$RS_{Gi}, RM_{Gi}, RG_{Gi}$ - ilość mocy jednostki i zaplanowana do wykorzystania odpowiednio jako rezerwa sekundowa, minutowa i godzinowa, przy czym indeksy górne + i - oznaczają pasma zaplanowane do wykorzystania odpowiednio przy dociążaniu i odciążaniu jednostki.

Rozszerzenie funkcji celu do postaci 4.9 wymaga innego modelu generatora niż stosowany zwykle w zadaniu OPF. W zadaniu OPF (w wersji zmiennoprądowej) generator jest reprezentowany przez generowane moce czynną P_{Gi} i bierną Q_{Gi} (rys. 4. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..a**), przy czym uwzględniane są ograniczenia na minimalne i maksymalne wartości tych mocy. Dla mocy czynnej ograniczenie to wyraża zależność

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}. \quad (4.10)$$



Rys. 4. Modele generatora: a) prosty model generatora stosowany w zadaniu OPF, b) model wielogeneratorowy stosowany w zadaniu łącznej optymalizacji energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy, c) ilustracja zakresów regulacji mocy czynnej jednostki wytwórczej (ilustracja modelu wielogeneratorowego)

Ten prosty model jest niewystarczający, aby można go było zastosować w zadaniu kooptymalizacji. Stosowany w zadaniu kooptymalizacji model generatora musi bowiem umożliwiać zadawanie oddzielnych cen za energię oraz za rezerwę sekundową, minutową i godzinową. W tym celu w [0, 0] zaproponowano zastosowanie pokazanego na rysunku 4. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..b** modelu wielogeneratorowego złożonego z szeregu modeli prostych. Model ten reprezentuje pojedynczą jednostkę wytwórczą, która zgłasza ofertę zarówno na energię bilansującą (generator nr 1), jak i wszystkie rodzaje rozpatrywanych rezerw mocy (generatory nr 2, 3, 5, 6 i 8). Moc bierną generuje wyłącznie generator nr 1. W przypadku rezerwy sekundowej i minutowej założono, że w zadaniu łącznej optymalizacji uwzględnia się pasma dodatnie i ujemne tych rezerw (wykorzystywane odpowiednio przy dociążaniu i odciążaniu jednostki wytwórczej). W przypadku rezerwy godzinowej uwzględniono jedynie pasmo dodatnie, gdyż założono, że ujemną rezerwę godzinową otrzymuje się odstawiając daną jednostkę wytwórczą.

W modelu wielogeneratorowym należy uwzględnić fakt, że dla pojedynczej jednostki wytwórczej ilość energii bilansującej oraz planowane do wykorzystania ilości poszczególnych rezerw są wielkościami od siebie zależnymi. Uzyskuje się to modyfikując ograniczenie 4.10 do postaci

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} + RS_{Gi}^- + RS_{Gi}^+ + RM_{Gi}^- + RM_{Gi}^+ + RG_{Gi}^+ \leq P_{Gi}^{\max}. \quad (4.11)$$

Dodatkowo dla każdego z pasm mocy oferowanej jako rezerwa sekundowa, minutowa i godzinowa należy uwzględnić ograniczenie wynikające z dopuszczalnej szybkości zmian punktu pracy danej jednostki wytwórczej. Ograniczenie to, na przykładzie rezerwy godzinowej, wyraża zależność

$$0 \leq RG_{Gi}^+ \leq RG_{Gi}^{\max}, \quad (4.12)$$

gdzie R_{Gi}^{\max} jest maksymalną wartością mocy oferowanej przez jednostkę wytwórczą i jako rezerwa godzinowa. Analogiczne ograniczenia należy uwzględnić dla pasm mocy oferowanych jako rezerwa sekundowa i minutowa.

Kolejnymi ograniczeniami związanymi z jednostką wytwórczą, które mogą być uwzględnione w zadaniu kooptymalizacji są ograniczenia postaci

$$RS_{Gi}^- - RS_{Gi}^+ = 0, \quad (4.13)$$

$$RM_{Gi}^- - RM_{Gi}^+ = 0. \quad (4.14)$$

Ograniczenia 4.13 i 4.14 powodują, że pasma mocy zaplanowane do wykorzystania jako rezerwa sekundowa i minutowa są symetryczne względem bieżącego punktu pracy danej jednostki wytwórczej BBP_{Gi} , który w zadaniu łącznej optymalizacji energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy jest określony przez sumę ilości energii bilansującej oraz ilości mocy zaplanowanej do wykorzystania jako rezerwa sekundowa i minutowa przy odciążaniu jednostki, co można zapisać wzorem

$$BBP_{Gi} = P_{Gi} + RS_{Gi}^- + RM_{Gi}^-. \quad (4.15)$$

Powyzsza zależność została zilustrowana na rysunku 4. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..c**

Opisany model wielogeneratorowy składa się z szeregu modeli prostych, które przez algorytm optymalizacyjny są traktowane jak zwykle generatory (generujące moc czynną), a więc są bezpośrednio uwzględniane w równaniach bilansu mocy węzłowych. Wspomniana niedogodność modelu dotyczy w szczególności generatorów reprezentujących pasma mocy oferowane jako rezerwy: sekundowa, minutowa i godzinowa, wykorzystywane przy dociążaniu jednostki (generatory 3, 6 i 8). Aby ją wyeliminować do modelu wielogeneratorowego wprowadza się generatory sztuczne, generujące moc o ujemnej wartości (generatory 4, 7 i 9).

Jedyną funkcją tych generatorów jest równoważenie generacji odpowiadających im generatorów 3, 6 i 8. Dokonuje się to przez wprowadzenie dodatkowych ograniczeń, które dla generatorów 3 i 4, a więc dla rezerwy sekundowej wykorzystywanej przy dociążaniu jednostki wytwórczej, określa zależność

$$RS_{Gi}^+ + (-RS_{Gi}^-) = 0. \quad (4.16)$$

Analogiczne zależności należy uwzględnić dla generatorów 6 i 7 oraz 8 i 9. Opisany zabieg sprawia, że generacja generatorów 3, 6 i 8 nie jest uwzględniana przez algorytm optymalizacyjny w równaniach bilansu mocy węzłowych.

Oprócz opisanych ograniczeń dla pojedynczych jednostek wytwórczych w zadaniu łącznej optymalizacji energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy należy również uwzględnić ograniczenia dotyczące minimalnej sumarycznej ilości poszczególnych rodzajów rezerw w SEE w danej godzinie, a także ograniczenia związane z siecią elektroenergetyczną. Ograniczenia związane z siecią dotyczą:

- bilansów mocy czynnych i biernych węzłowych,
- dopuszczalnych przedziałów zmienności napięć węzłowych,
- dopuszczalnych przepływów mocy pozornych w liniach i transformatorach.

Sformułowane zadanie łącznej optymalizacji energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy, obejmujących rezerwy wirujące, może zostać stosunkowo łatwo rozszerzone o zakup rezerwy odtworzeniowej (niewirującej).

Łączna optymalizacja energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy w KSE. Na rynkach energii elektrycznej stosuje się różne metody zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy. Jak wcześniej wspomniano aktualnie na polskim rynku rezerwy sekundowa i minutowa są kupowane oddzielnie od energii bilansującej i rezerwy godzinowej. W tym punkcie przedstawiono wyniki porównania analogicznej metody zakupu, w której w najpierw dokonuje się zakupu rezerwy sekundowej i minutowej, a następnie energii bilansującej i rezerwy godzinowej z drugą metodą, w której wszystkie cztery towary są kupowane w procesie ich łącznej optymalizacji (minimalizacji kosztu zakupu tych towarów).

W metodzie, w której rezerwy sekundowa i minutowa są kupowane oddzielnie od energii bilansującej i rezerwy godzinowej (stosowanej aktualnie w na polskim rynku energii), w pierwszej kolejności dokonuje się zakupu tych rezerw, a następnie energii bilansującej i rezerwy godzinowej, przy czym w niniejszym opracowaniu założono, że w obu przypadkach minimalizuje się koszty z tym związane. Rozwiązuje się zatem dwa osobne zadania optymalizacji, w których minimalizuje się funkcje celu określone zależnościami

$$K(\mathbf{RS}, \mathbf{RM}) = \sum_i c_{Gi}^{RS} (RS_{Gi}^+ + RS_{Gi}^-) + \sum_i c_{Gi}^{RM} (RM_{Gi}^+ + RM_{Gi}^-) \quad (4.17)$$

$$K(\mathbf{P}_G, \mathbf{RG}) = \sum_i c_{Gi} P_{Gi} + \sum_i c_{Gi}^{RG} RG_{Gi}^+ \quad (4.18)$$

gdzie $K(\mathbf{RS}, \mathbf{RM})$ i $K(\mathbf{P}_G, \mathbf{RG})$ oznaczają odpowiednio całkowite (w danej godzinie) koszty zakupu rezerwy sekundowej i minutowej oraz energii bilansującej i rezerwy godzinowej.

W metodzie, w której dokonuje się łącznego zakupu energii bilansującej, rezerwy sekundowej, minutowej i godzinowej, wykorzystuje się sformułowane wcześniej zadanie kooptymalizacji. W obu tych metodach uwzględnia się wszystkie ograniczenia opisane w poprzednim punkcie.

Porównania obu rozpatrywanych metod zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy dokonano dla czterech charakterystycznych stanów pracy KSE (tab. 4.5). Obliczenia wykonano przyjmując ceny energii zestawione w tabeli 4.6. W celu oszacowania poziomu cen ofertowych dla rezerwy sekundowej, minutowej i godzinowej określono proporcję między ceną energii elektrycznej a cenami poszczególnych rodzajów rezerw. W tym celu przeanalizowano zatwierdzone przez URE taryfy wytwórców energii elektrycznej na lata 1999 i 2000. Zawarte w tych taryfach stawki opłat za rezerwy mocy zostały

sprowadzone do postaci jednoskładnikowej, a następnie odniesione do średniej dla danej elektrowni taryfowej ceny energii elektrycznej [0]. Na tej podstawie określono trzy warianty cenowe cen ofertowych operacyjnych rezerw mocy przedstawione w tabeli 4.20.

Tabela 4.20

Przyjęte warianty cenowe cen ofertowych operacyjnych rezerw mocy (w procentach ceny ofertowej energii bilansującej)

Cena ofertowa dla rezerwy	Wariant cenowy		
	minimalny	średni	maksymalny
sekundowej	3,1	5,0	7,2
minutowej	3,2	5,0	8,3
godzinowej	10,5	30,0	45,3

W obliczeniach założono, że w regulacji wtórnej i trójnej uczestniczą wszystkie jednostki JWCD ciepłe oraz jednostki elektrowni szczytowo-pompowych Porąbka-Żar i Żarnowiec. W regulacji pierwotnej uczestniczą natomiast tylko jednostki ciepłe. Przyjęto, że pasma mocy oferowane przez poszczególne JWCD jako rezerwy sekundowa i minutowa są równe 5% mocy maksymalnej jednostki, natomiast pasmo oferowane jako rezerwa godzinowa jest równe różnicy między mocą maksymalną a mocą minimalną danej jednostki. Założone (zgodnie z [0]) wymagane poziomy poszczególnych rodzajów operacyjnych rezerw mocy dla analizowanych stanów pracy KSE przedstawia tabela 4.21.

Tabela 4.21

Wymagane poziomy poszczególnych rodzajów operacyjnych rezerw mocy [MW] w charakterystycznych stanach pracy KSE

Rodzaj rezerwy mocy	Charakterystyczny stan pracy KSE			
	ZSW	ZDN	LSP	LDN
Rezerwa sekundowa	±300	±200	±300	±200
Rezerwa minutowa	±1000	±700	±700	±500
Rezerwa godzinowa	1000	800	800	500

Wykonane analizy (szczegółowe wyniki obliczeń przedstawiono w [0]) wskazują, że w każdym rozpatrywanym wariantcie pracy KSE zastosowanie metody łącznego zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy przyczyniło się do zmniejszenia łącznych kosztów z tym związanych (w stosunku do metody, w której najpierw kupuje się rezerwy sekundową i minutową, a następnie energię bilansującą i rezerwę godzinową). Spowodowane to jest głównie zmniejszeniem kosztu zakupu energii bilansującej, gdyż przy łącznym zakupie energii i rezerw jednostki tańsze są w większym stopniu wykorzystywane do produkcji energii, a w mniejszym do świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Możliwe do uzyskania efekty ekonomiczne przedstawia tabela 4.22.

Tabela 4.22

Zmniejszenie sumarycznego kosztu zakupu [zł/h] energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy w KSE po zastosowaniu łącznego zakupu energii bilansującej i rezerw mocy

Charakterystyczny stan pracy KSE	Wariant cenowy:		
	minimalny	średni	maksymalny
zima szczyt wieczorny	24 097	24 251	24 032
zima dolina nocna	15 723	15 841	15 497
lato szczyt poranny	27 368	27 234	26 443
lato dolina nocna	5 432	3 425	3 805

Na podstawie danych zestawionych w tabeli 4.22 można oszacować potencjalne korzyści roczne, w postaci zmniejszenia kosztów związanych z zakupem energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy w KSE, wynikające z zastosowania metody łącznego ich zakupu. W tym celu wykorzystano metodę opisaną w punkcie 4.3.4, która pozwala na przypisanie analizowanym stanom pracy KSE czasu ich obowiązywania w ciągu roku kalendarzowego. Możliwa do uzyskania obniżka kosztów wynikających z zastosowania łącznego zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy w KSE wynosi (średnio dla trzech wariantów cenowych) około 210 mln zł na rok. Przy wartości całego rynku energii elektrycznej w 2005 roku równej około 21,4 mld zł (produkcja krajowa 156 TWh, średnia cena 137,4 zł/MWh) stanowi to około 1%. Natomiast odnosząc otrzymaną kwotę potencjalnej obniżki do ilości energii zużytej w 2005 roku przez odbiorców końcowych w KSE (107 TWh) finalna cena zakupu energii zmniejsza się o około 2 zł/MWh.

Możliwość uzyskania obniżki kosztów bieżącego funkcjonowania KSE po wdrożeniu metody łącznego zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy wynika m.in. z istnienia wzajemnych zależności między ilością energii bilansującej oraz ilościami planowanych do wykorzystania poszczególnych rodzajów rezerw dla danej jednostki wytwórczej (więc minimum sumy dwóch funkcji nie jest równe sumie minimów tych funkcji traktowanych oddzielnie). Metoda łącznego zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy powinna zostać wdrożona w ramach rynku dnia następnego RDN w proponowanym do zastosowania w KSE modelu opartym na koncepcji cen węzłowych LMP, przy czym w przypadkach uzasadnionych względami technicznymi w zadaniu optymalizacji stosowanym w planowaniu pracy jednostek można wprowadzić dodatkowe ograniczenia np. prowadzące do odpowiedniego rozkładu terytorialnego rezerw w KSE. Rozszerzeniu powinien ulec również katalog regulacyjnych usług systemowych [0], tzn. powinny się w nim znaleźć i być opłacane wszystkie rodzaje operacyjnych rezerw mocy.

Zmienność generacji elektrowni wiatrowych i jej wpływ na zwiększenie wymaganych ilości operacyjnych rezerw mocy. Aktualnie na świecie (koniec 2007 roku) w źródłach wykorzystujących energię wiatru zainstalowanych jest około 94 GW mocy [0]. Największy udział (22 GW) ma tutaj energetyka niemiecka. Na następnych miejscach lokują się energetyka północnoamerykańska (17 GW) oraz hiszpańska (15 GW). W 2007 roku w UE zainstalowanych było 56,5 GW w elektrowniach wiatrowych, przy czym odnotowano tutaj 18% przyrost mocy zainstalowanej w stosunku do roku 2006 (na sektor wiatrowy przypadło 40% wszystkich nowych inwestycji w źródła energii w UE w 2007 r.). Zainstalowane źródła wiatrowe pozwolą na produkcję 119 TWh w skali roku (3,7% zapotrzebowania UE). Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej tych źródeł wynosi więc około 2100 h/rok.

W Polsce według stanu na koniec 2007 r. sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wiatrowych wynosiła 276 MW, przy czym wśród inwestycji można wyróżnić zarówno profesjonalne projekty (9 farm wiatrowych), jak i pojedyncze turbiny lub zespoły kilku turbin o małej mocy rozsiane po całym kraju. Źródła wiatrowe wyprodukowały około 400 GWh energii, co daje średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie poniżej 1500 h/rok. W 2007 roku przyłączono do KSE 123 MW w nowych farmach wiatrowych (80% przyrost roczny). Aktualnie trwa budowa farm o łącznej mocy około 185 MW [0]. Jednocześnie obserwuje się stały wzrost zainteresowania inwestorów tą technologią wytwarzania energii (obecnie w analizach pozwalających na dokonanie wpływu planowanej farmy wiatrowej na pracę KSE, w wariancie maksymalnym, uwzględnia się łączną moc zainstalowaną w źródłach wiatrowych na poziomie około 9 GW). Według prognozy European Wind Energy Association [0] w 2010 roku moc zainstalowana w źródłach wiatrowych w Polsce przekroczy 1,2 GW. Analizy wykonane dla KSE wskazują, iż istnieją możliwości przyłączenia elektrowni wiatrowych o łącznej mocy około 5 GW bez konieczności znaczących inwestycji sieciowych [0]. Z kolei w raporcie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej [0] stwierdza się, że w 2020 roku realnym jest osiągnięcie poziomu 13,6 GW mocy zainstalowanej w tego rodzaju źródłach.

Jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru charakteryzują się znaczną, w stosunku do innych technologii wytwarzania, zmiennością mocy generowanej [0, 0]. Zmienność ta jest głównie spowodowana zmiennością prędkości wiatru w czasie, niejednorodnością wiatru i przesłanianiem wiatru przez wieże turbozespołów [0]. W pracach [0, 0] wyróżniono krótko i długookresową zmienność generacji wiatrowej, przy czym z punktu widzenia tematyki niniejszego punktu ważna jest zmienność krótkookresowa obejmująca:

- zmienność sekundową – wynikającą ze zmienności czynnika napędowego (turbulencje) i specyficznych właściwości wiatraków. Zmienność sekundowa ma niewielkie znaczenie i nie stanowi zasadniczego problemu dla prowadzenia ruchu systemu.
- zmienność minutową – czyli zmiany generacji źródeł wiatrowych zachodzące w czasie od 10 minut do godziny. Zmienność minutowa jest istotna dla prowadzenia ruchu SEE. Dla pojedynczej farmy wiatrowej zmiany minutowe mogą wynieść nawet 100% jej mocy znamionowej (np. przy wyłączeniu z powodu nadmiernej prędkości wiatru). Przy większej liczbie farm zlokalizowanych na stosunkowo rozległym obszarze zmienność minutowa jest znacznie mniejsza.
- zmienność godzinową – spowodowaną zmianą warunków atmosferycznych (ruchem ośrodków wyżowych i niżowych). Zmienność ta jest istotna dla planowania pracy SEE. Jest ona większa niż zmienność minutowa. Przykładowo zmierzona maksymalna zmiana generacji wiatrowej w ciągu 4 ÷ 12 godzin dla Danii wyniosła prawie 60% mocy zainstalowanej, a dla Niemiec aż 80%.

Wskazana wyżej zmienność generacji elektrowni wiatrowych wpływa na konieczność utrzymywania w systemie dodatkowych (w stosunku do stanu bez generacji wiatrowej) ilości operacyjnych rezerw mocy obejmujących rezerwę sekundową, minutową i godzinową. W przypadku wykorzystywanej w regulacji pierwotnej rezerwy sekundowej (o czasie aktywacji do 30 sekund od chwili wystąpienia zaburzenia bilansu mocy), niewielka zmienność sekundowa generacji wiatrowej powoduje, że jej wpływ na zwiększenie wymaganej ilości tej rezerwy w systemie jest również niewielki [0, 0, 0, 0]. Przykładowo w pracy [0] szacuje się, że w systemie skandynawskim przy udziale energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie wiatrowe równym 10% zużycia rocznego, wzrost wymaganej ilości rezerwy sekundowej jest równy 0,3% sumarycznej mocy zainstalowanej w tych źródłach. Z kolei badania przeprowadzone dla amerykańskiego systemu Idaho [0] wskazują na nieco większy, około 1%, przyrost wymaganej ilości rezerwy sekundowej będący efektem wprowadzenia generacji wiatrowej (tab. 4.23), przy czym należy zaznaczyć, że system Idaho jest znacznie mniejszy od systemu skandynawskiego, który obejmuje systemy Szwecji, Finlandii i Norwegii oraz część systemu duńskiego.

Tabela 4.23

Przyrost wymaganej ilości rezerwy sekundowej i minutowej (w % mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych) w systemie Idaho [0]

Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych / Udział mocy el. wiatrowych w obciążeniu szczytowym		Rodzaj rezerwy	
[MW]	[%]	sekundowa	minutowa
300	10	1,2	8,7
600	20	1,2	9,6
900	30	1,1	11,3
1200	40	1,1	13,5

Zmienność minutowa generacji wiatrowej, większa niż zmienność sekundowa, skutkuje również większymi wymaganiami dotyczącymi dodatkowych ilości minutowej rezerwy mocy wykorzystywanej w regulacji wtórnej (rezerwy o czasie aktywacji do 15 minut), przy czym obserwuje się stały wzrost tych wymagań w miarę zwiększania udziału generacji wiatrowej w systemie. Wspomniane już badania dla systemu Idaho [0] wskazują, że w zależności od

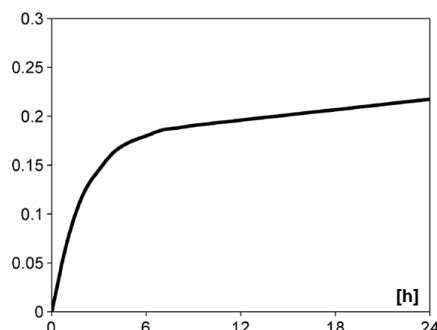
stosunku mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych do obciążenia szczytowego systemu, konieczne jest zwiększenie wymaganej ilości rezerwy minutowej o ilość równą od kilku do kilkunastu procent sumarycznej mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych (tab. 4.23). Podobne wartości otrzymano w wyniku symulacji przeprowadzonych w pracy [0], przy czym, w celu uniknięcia sytuacji, w których moc generowana przewyższa moc odbieraną, w pracy tej wskazuje się na konieczność utrzymywania odpowiedniego pasma ujemnej rezerwy minutowej. Nieco niższe od podanych wyżej ilości dodatkowej rezerwy minutowej wymagane są dla systemów skandynawskich [0] (tab. 4.24).

Tabela 4.24

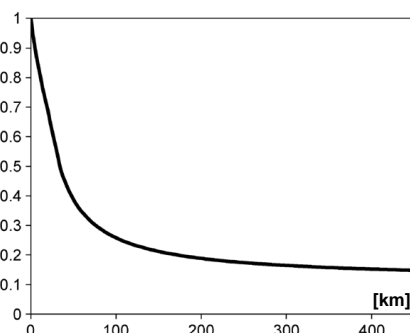
Przyrost wymaganej ilości rezerwy minutowej (w % mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych) w systemach skandynawskich [0]

Udział [%] energii produkowanej w el. wiatrowych w zużyciu całkowitym	System elektroenergetyczny		
	fiński	duński	skandyn. łącznie
5	2,0	1,3	0,8 ÷ 1,2
10	3,9	2,5	1,6 ÷ 2,2
20	7,2	4,9	3,1 ÷ 4,2

Godzinowa zmienność wiatru jest m.in. przyczyną błędów prognozy dotyczących poziomu generacji elektrowni wiatrowych popełnianych podczas planowania pracy systemu elektroenergetycznego. Oczywiście jest, że błąd ten jest tym większy im dłuższy jest horyzont prognozy. Dla zneutralizowania skutków tych błędów konieczne jest utrzymywanie rezerwy godzinowej, która jest wykorzystywana w regulacji trójnej. Na rysunku 4.0 przedstawiono typowy przebieg, odniesionego do 1 MW mocy zainstalowanej, odchylenia standardowego błędu prognozy generacji pojedynczej farmy wiatrowej w zależności od długości horyzontu prognozy [0].



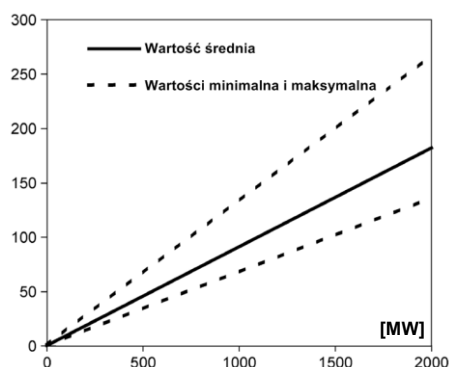
Rys. 4. Odchylenie standardowe błędu prognozy generacji pojedynczej farmy wiatrowej (odniesione do 1 MW mocy zainstalowanej) w zależności od długości horyzontu prognozy [0]



Rys. 4. Współczynnik korelacji między błędami prognozy generacji pojedynczych farm wiatrowych w zależności od odległości między tymi farmami [0]

Przy prognozowaniu generacji większej liczby farm wiatrowych należy uwzględnić fakt, że farmy te są rozmieszczone w pewnych odległościach od siebie oraz że błędy prognozy dla pojedynczych farm są ze sobą skorelowane, przy czym wartość współczynnika korelacji silnie zależy od odległości między poszczególnymi farmami (rys. 4.0).

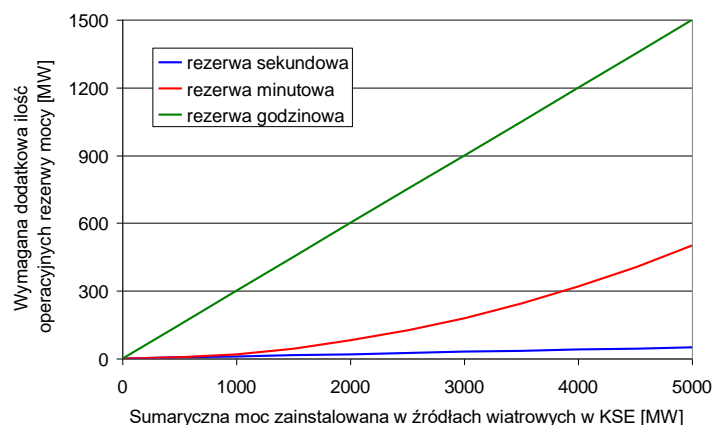
Badania wykonane dla systemu irlandzkiego [0, 0] pozwoliły na oszacowanie odchylenia standardowego błędów prognozy sumarycznej generacji wiatrowej w systemie. Na rysunku 4.0 przedstawiono odchylenie standardowe błędu prognozy sumarycznej generacji wiatrowej dla horyzontu sześciogodzinnego. Pokazano wartość średnią oraz wartości skrajne tego błędu. Na podstawie przedstawionego przebiegu odchylenia standardowego błędu, biorąc pod uwagę przedział $\pm 3\sigma$, można oszacować maksymalną wartość błędu prognozy popełnianego dla horyzontu czasowego równego 6 godzin. Przykładowo dla mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w systemie równej 1000 MW, odchylenie standardowe błędu prognozy wynosi średnio około 90 MW, co daje wartość błędu prognozy równą ± 270 MW. Określona w ten sposób wartość błędu prognozy generacji wiatrowej może być podstawą do wyznaczenia dodatkowej ilości rezerwy godzinowej w systemie. Z uwagi na przebieg czasowy odchylenia standardowego błędu prognozy generacji pojedynczej farmy wiatrowej (rys. 4.0) wzrost wymagań dotyczących dodatkowej ilości rezerwy godzinowej dla dłuższych horyzontów czasowych prognozy nie będzie znaczący.



Rys. 4. Odchylenie standardowe błędu prognozy sumarycznej generacji elektrowni wiatrowych dla sześciogodzinnego horyzontu prognozy [0]

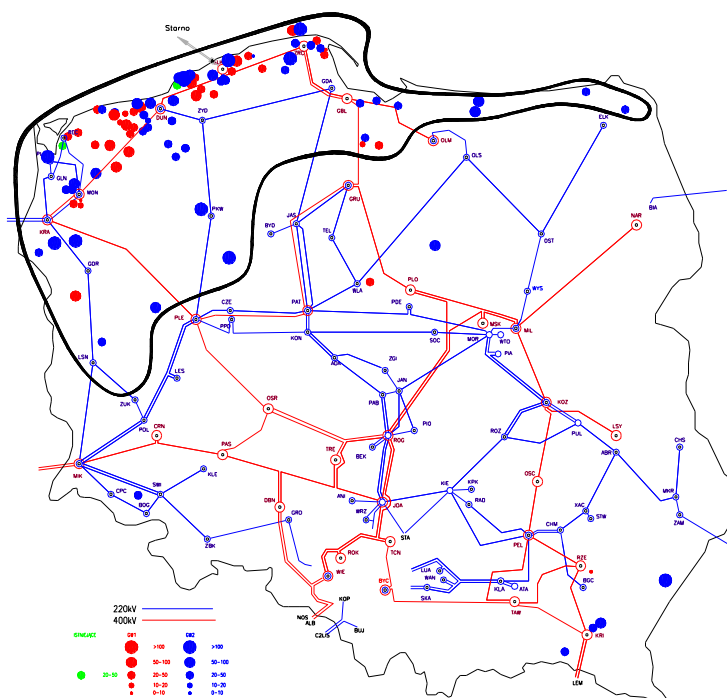
W pracy [0] dokonano podobnego oszacowania wymaganego zwiększenia ilości rezerwy godzinowej na skutek wzrastającego udziału generacji wiatrowej. Rozpatrywano dwa poziomy (10 i 20%) odchylenia standardowego błędu prognozy sumarycznej generacji wiatrowej. Stwierdzono liniowy wzrost wymaganej dodatkowej ilości rezerwy godzinowej, przy czym dla odchylenia standardowego błędu równego 10% wzrost ten jest równy 300 MW na 1 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych, natomiast przy odchyleniu równym 20% jest on dwukrotnie większy.

Koszty rezerwowania elektrowni wiatrowych w KSE. Do oszacowania kosztów rezerwowania elektrowni wiatrowych w KSE zastosowano opisaną wcześniej metodę łącznego zakupu energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy. Z uwagi na brak ogólnodostępnych wyników badań dotyczących wzrostu wymaganych ilości operacyjnych rezerw mocy przy zwiększonym udziale generacji wiatrowej w KSE, wykorzystano opisanie wyżej doświadczenia światowe. Konieczne do utrzymania dodatkowej ilości operacyjnych rezerw mocy przedstawia rysunek 4.0 (dla stanów KSE z zerową generacją wiatrową ilość rezerw przyjęto zgodnie z tabelą 4.21). Koszty rezerwowania elektrowni wiatrowych zostały wyznaczone dla czterech charakterystycznych stanów pracy KSE (tab. 4.5), przy przyjęciu ceny energii zestawionych w tabeli 4.6. Obliczenia wykonano dla trzech wariantów cenowych rezerw mocy (tab. 4.20).



Rys. 4. Wzrost wymaganych ilości operacyjnych rezerw mocy w KSE przy zwiększonym udziale generacji wiatrowej

Ze względu na brak precyzyjnych danych co do przyszłej lokalizacji elektrowni wiatrowych w KSE, generacja wiatrowa została rozłożona równomiernie pomiędzy wybrane węzły terenowej sieci 110 kV (razem około 250 węzłów) w obszarze zaznaczonym na rysunku 4.0. Rozpatrywano pięć poziomów sumarycznej mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych (od 1 do 5 GW), przy czym w analizach założono, że moc generowana przez elektrownie wiatrowe jest równa ich mocy zainstalowanej. Przyjęto, że pasmo mocy oferowane jako rezerwa sekundowa jest równe 5% mocy maksymalnej danej jednostki, w przypadku rezerwy minutowej jest to 10%, natomiast pasmo oferowane jako rezerwa godzinowa jest równe różnicy między mocą maksymalną a minimalną jednostki. Zgodnie z wymaganiami IRiESP [0] przyjęto, że minimum techniczne jednostek ciepłych jest równe 40% ich mocy maksymalnej.

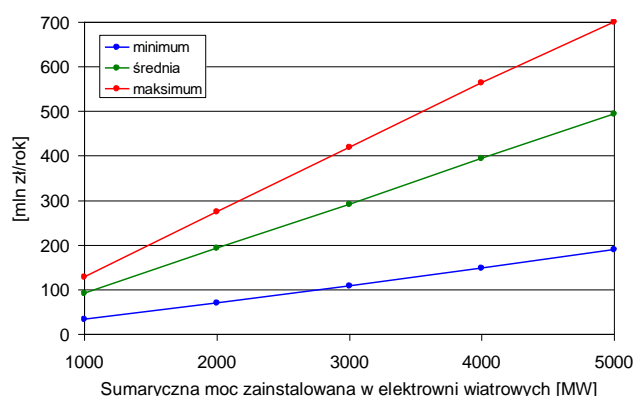


Rys. 4. Obszar prawdopodobnego dużego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce [0]

Rozdział obciążeń oraz rozkład operacyjnych rezerw mocy między poszczególne jednostki w KSE został wyznaczony z uwzględnieniem dopuszczalnej obciążalności gałęzi sieci 400, 220 i 110 kV. Należy zaznaczyć, że w niektórych analizowanych stanach pracy KSE

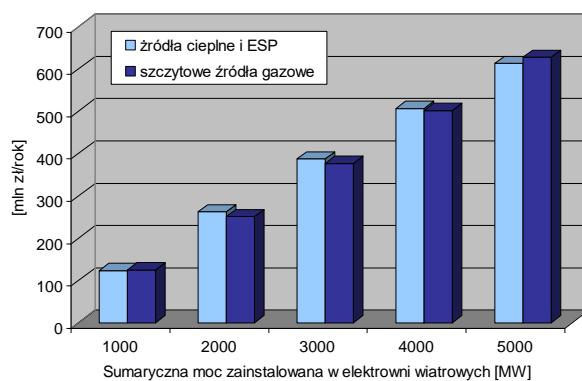
(w stanach z kilkunastoprocentowym udziałem generacji wiatrowej) nie było możliwe spełnienie wszystkich ograniczeń związanych z obciążalnością gałęzi sieci, szczególnie w rejonach w których założono rozwój elektrowni wiatrowych. Fakt ten nie upoważnia jednak do wysuwania wniosku o konieczności znaczącej rozbudowy sieci w tych rejonach KSE, bowiem zgodnie z aktualną praktyką w obliczeniach przyjęto pochodzącą z odpowiednich układów normalnych, tzw. statyczną obciążalność linii napowietrznych, wyznaczoną dla innych warunków chłodzenia przewodów linii, niż warunki panujące podczas pracy elektrowni wiatrowych (przy odpowiednio silnym wietrze). W referacie [0] wykazano natomiast, że stosowanie tzw. dynamicznej obciążalności linii (uwzględniającej m.in. prędkość i kierunek wiatru) pozwala na znaczne zwiększenie dopuszczalnej obciążalności linii, a tym samym na uniknięcie nieuzasadnionych inwestycji sieciowych, poprzez lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury przesyłowej.

Dla każdego z analizowanych układów normalnych KSE określono koszty zakupu rezerw mocy przy różnych poziomach generacji w źródłach wiatrowych w KSE. Następnie, stosując opisaną w punkcie 4.3.4 metodę pozwalającą na przyporządkowanie analizowanym stanom pracy KSE czasu ich obowiązywania w ciągu roku kalendarzowego, wyznaczono roczne koszty rezerwowania elektrowni wiatrowych dla trzech wariantów cenowych. Wyniki zilustrowano na rysunku 4.0. Porównując koszty zakupu rezerw mocy przy zwiększonym udziale źródeł wiatrowych z kosztami dla zerowej generacji wiatrowej stwierdzono, że każdy 1 GW mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych powoduje wzrost kosztów zakupu rezerw mocy średnio o około dwadzieścia punktów procentowych, co powoduje, że przy 5 GW mocy zainstalowanej w tych źródłach (około 20% zapotrzebowania szczytowego KSE) koszty zakupu rezerw, w stosunku do stanu bez generacji wiatrowej, podwajają się.



Rys. 4. Roczne koszty rezerwowania elektrowni wiatrowych w KSE

Alternatywą dla rezerwowania elektrowni wiatrowych za pomocą elektrowni ciepłych i szczytowo-pompowych może być wykorzystanie źródeł szczytowych z turbinami gazowymi. Źródła te charakteryzują się krótkim czasem rozruchu (rzędu 10 minut), a w związku z tym mogą być zakwalifikowane jako niewirująca rezerwa godzinowa. W analizach założono, że cena ofertowa dla rezerwy godzinowej jest równa kosztowi rozruchu źródła (odniesionemu do 1 MW). Koszty rozruchu źródeł z turbinami gazowymi zostały zgrubnie oszacowane na podstawie ilości spalonego podczas rozruchu gazu. W wariantcie minimalnym wynoszą one 37 zł/MW, w wariantcie średnim 42 zł/MW, a w maksymalnym 48 zł/MW. Na rysunku 4.0, dla maksymalnego wariantu cenowego, porównano roczne koszty zakupu rezerwy godzinowej w elektrowniach ciepłych i szczytowo-pompowych z kosztami zakupu tej rezerwy w źródłach gazowych. Uzyskane wyniki wskazują, że źródła gazowe mogą być konkurencyjne na rynku usług systemowych w stosunku do jednostek ciepłych i wodnych szczytowo-pompowych.



Rys. 4. Roczne koszty zakupu rezerwy godzinowej w elektrowniach cieplnych i szczytowo-pompowych oraz w źródłach szczytowych z turbinami gazowymi

Koszty rezerwowania źródeł wiatrowych stanowią koszt zewnętrzny jaki ta technologia wytwarzania generuje w systemie elektroenergetycznym (tematyka kosztów zewnętrznych została poruszona w rozdziałach 1 i 2, natomiast wyniki szczegółowych analiz przeprowadzonych dla KSE zostały przedstawione w rozdziale 5). W celu ochrony odbiorców końcowych przed wzrostem kosztów wynikających z konieczności zakupu dodatkowych ilości rezerw mocy na potrzeby rezerwowania tych źródeł, należy rozważyć możliwość obciążania tymi kosztami właścicieli źródeł wiatrowych. W związku z planowanym dużym rozwojem źródeł wiatrowych w Polsce oraz w wyniku stale zmniejszającej się ilości dostępnych rezerw mocy w źródłach kondensacyjnych, należy oczekiwać systematycznego wzrostu kosztów rezerwowania elektrowni wiatrowych. Wzrost cen operacyjnych rezerw mocy w źródłach cieplnych będzie polepszać konkurencyjność źródeł gazowych – droższych w eksploatacji, ale bardziej elastycznych ruchowo niż źródła ciepłe. Wykorzystanie źródeł gazowych do rezerwowania elektrowni wiatrowych powinno się przyczynić do rozwoju zintegrowanej technologii wytwarzania jaką jest technologia wiatrowo-gazowa.

4.4.4. W kierunku wspólnego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej – wymiana transgraniczna w modelu cen węzłowych

Proces tworzenia jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej rozpoczął się w 1996 roku za sprawą przyjęcia przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej dyrektywy 96/92/EC [0], zastąpionej w 2003 roku przez dyrektywę 2003/54/EC [0]. Dyrektywa 2003/54/EC nakreśla jedynie ogólne ramy funkcjonowania rynku energii elektrycznej, nie precyzując modelu, w oparciu o który powinien on funkcjonować. Nie określa również zalecanej metody zarządzania ograniczeniami sieciowymi, w tym ograniczeniami występującymi na liniach wymiany między systemami elektroenergetycznymi państw członkowskich UE.

Bardziej szczegółowe wytyczne dotyczące problemu zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na połączeniach transgranicznych są zawarte w rozporządzeniu [0]. Zgodnie z artykułem 6 tego rozporządzenia problem ograniczeń sieciowych powinien zostać rozwiązany przy wykorzystaniu niedyskryminującego mechanizmu rynkowego, który będzie zapewniał poszczególnym uczestnikom rynku oraz operatorom OSP efektywne ekonomicznie sygnały, przy czym wykorzystywana metoda nie powinna dokonywać wyboru między zawartymi transakcjami. Operator OSP powinien w całości oferować uczestnikom rynku dostępne zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych, a żadna transakcja, która łagodzi istniejące ograniczenia sieciowe nie powinna zostać odrzucona. Wszelkie procedury ograniczające realizację zawartych transakcji, powinny być wykorzystywane jedynie w sytuacjach zagrażających bezpieczeństwu dostaw, w których nie ma możliwości zastosowania innego mechanizmu zarządzania ograniczeniami sieciowymi.

Zagadnienia dotyczące budowy wspólnego rynku energii elektrycznej w UE znalazły się również w dyrektywie dotyczącej bezpieczeństwa dostaw [0]. Dyrektywa ta wymaga m.in. ścisłej współpracy między operatorami OSP w sprawach związanych z rozbudową połączeń międzysystemowych. Wymóg ten jest już obecnie wypełniony w przypadku współpracy dwóch bezpośrednio zainteresowanych operatorów, natomiast jeżeli uwzględnić wpływ nowych połączeń na systemy trzecie (z uwagi na występujące przepływy kołowe), to w celu jego spełnienia konieczna jest odpowiednia koordynacja planowania rozwoju linii transgranicznych w całym regionie.

9 listopada 2006 r. Komisja Europejska przyjęła zmodyfikowane wytyczne dotyczące zarządzania transgraniczną wymianą energii elektrycznej [0]. Wytyczne te stanowią załącznik do rozporządzenia [0]. Zawierają one szereg zasad, których celem jest efektywne wykorzystanie europejskiej sieci elektroenergetycznej z poszanowaniem bezpieczeństwa dostaw. Wytyczne te zostały przyjęte przez Komisję kilka dni po awarii w systemie UCTE z 4 listopada 2006 roku, kiedy stało się oczywiste, że zarządzanie wymianą transgraniczną energii elektrycznej oparte na ścisłej współpracy operatorów OSP jest jednym z kluczowych elementów warunkujących bezpieczeństwo dostaw energii w systemach połączonych. Podsumowując przedstawiony krótki przegląd regulacji unijnych można stwierdzić, że są one na wysokim poziomie ogólności, pozostawiając państwom członkowskim dużą swobodę wyboru rozwiązań szczegółowych. Stwierdzenie to odnosi się również do metod zarządzania ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi połączeń transgranicznych.

Metody alokacji zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych stosowane w UE.

Aktualnie na polskim rynku zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych są wyznaczone łącznie dla połączeń synchronicznych na wszystkich granicach Polski [0]. Ze względów bezpieczeństwa dostaw zdolności te nie są udostępniane w całości. Część z nich jest utrzymywana w rezerwie na wypadek zdarzeń losowych (zarezerwowane pasmo mocy może być wykorzystywane przez operatora OSP do celów regulacyjnych lub w sytuacjach awaryjnych). Kolejna część jest rezerwowana na poczet wcześniej zawartych transgranicznych kontraktów długoterminowych. Pozostałe pasmo, określane jako dostępne zdolności przesyłowe ATC (*Available Transfer Capacity*), jest w całości udostępniane uczestnikom rynku w przetargach rocznych, miesięcznych oraz dobowych. Przetargi skoordynowane na zdolności przesyłowe organizowane są przez Biuro Aukcyjne zlokalizowane w Pradze. W przetargach uczestniczą operatorzy OSP systemów: czeskiego, niemieckiego, polskiego i słowackiego.

W celu zapewnienia sobie zdolności przesyłowych linii wymiany uczestnicy rynku składają oferty, podając wartość mocy i cenę, którą są gotowi zapłacić za przesył na poszczególnych przekrojach handlowych. W procesie przetargowym zdolności przesyłowe zostają alokowane na rzecz uczestników przetargów oferujących najwyższe ceny na wskazanych w ofertach przekrojach handlowych. Oferty cenowe ustawiane są w stos w porządku malejącym cen. Następnie zostają przyporządkowane i skonfrontowane ze zdolnościami przesyłowymi oferowanymi przez operatorów OSP na przekrojach technicznych, odpowiednio do deklarowanych kierunków przepływu na przekrojach handlowych. Ustalona w wyniku przetargu cena rezerwacji jest ceną krańcową, równą cenie ostatniej zaakceptowanej oferty w stosie, nie przekraczającej zdolności przesyłowych oferowanych na odpowiednim przekroju technicznym [0].

Główną wadą stosowanej aktualnie metody zarządzania zdolnościami przesyłowymi połączeń transgranicznych jest alokowanie dostępnych zdolności przesyłowych ATC bez uwzględnienia fizycznych przepływów energii. W związku z tym, operatorzy OSP Austrii, Czech, Niemiec, Polski, Słowacji, Słowenii i Węgier powołali w roku 2006 zespoły robocze dla celów opracowania i wdrożenia nowego modelu wyznaczania i alokacji mocy przesyłowej połączeń transgranicznych [0]. Rozpatrywana nowa metoda bazuje na fizycznych przepływach mocy przez połączenia międzysystemowe. Nosi ona nazwę *Flow-based Market*

Coupling (FMC) lub *Flow-based Capacity Allocation* (FCA). Metoda ta jest stosowana w handlu transgranicznym m.in. między Belgią, Francją i Holandią.

W metodzie FMC określa się część przepustowości połączeń międzysystemowych alokowaną na danego uczestnika rynku przy przesyłaniu energii między dowolnymi systemami narodowymi w regionie. W ofercie uczestnik rynku określa żadaną wartość mocy przesyłowej, obszar źródłowy i obszar odbioru mocy oraz cenę rezerwacji w odniesieniu do 1 MW. W procedurze alokacji aukcyjnej moce złożone w ofertach transponowane są przy wykorzystaniu współczynników *Power Transfer Distribution Factors* (PTDF) [0], na fizyczne przepływy mocy dla każdego połączenia międzysystemowego. Współczynniki PTDF wyznacza się na podstawie obliczeń symulacyjnych przy wykorzystaniu modelu sieci elektroenergetycznej UCTE. Procedura przetargowa polega na rozwiązaniu zadania optymalizacji, którego funkcją celu jest maksymalizacja wartości wymiany międzysystemowej (sumy iloczynów mocy przepływających przez linie wymiany i cen ofertowych za wykorzystanie przepustowości tych linii), natomiast ograniczeniami są maksymalne zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych. Szczegóły metody przedstawiono m.in. w opracowaniach [0, 0, 0].

Transgraniczny handel energią elektryczną w modelu rynku opartym na koncepcji krótkookresowych cen węzłowych LMP. Aktualnie w państwach członkowskich UE stosowane są różne modele narodowych rynków energii elektrycznej. Rozwój handlu międzynarodowego według wspólnych dla danego regionu (a w przyszłości dla całej UE) reguł wymaga uwzględnienia tego zagadnienia w stosowanych w poszczególnych krajach modelach rynku, tak aby możliwe było ich bezkonfliktowe współistnienie. W dalszej części przedstawione zostały zasady rozliczania energii będącej przedmiotem handlu transgranicznego w modelu rynku opartym na metodzie cen węzłowych LMP, działającym według reguł przedstawionych w rozdziałach 4.4.1 i 4.4.2.

Najistotniejszą cechą modelu rynku opartego na metodzie cen węzłowych jest stosowanie indywidualnych cen i stawek opłaty w stosunku do energii dostarczonej i odbieranej w różnych lokalizacjach w systemie. Zasada ta odnosi się również do energii eksportowanej i importowanej do KSE. Proponuje się, aby ceny LMP oraz wynikające z tych cen stawki opłaty rynkowej (określane zgodnie z zasadami przedstawionymi w załączniku Z.4.2) w węzłach granicznych KSE stanowiły podstawę do rozliczeń energii importowanej i eksportowanej do/z systemu polskiego, przy czym rozliczenia te dotyczyłyby wyłącznie obszaru Polski. Podejście takie umożliwi m.in. traktowanie energii kupowanej/sprzedawanej w handlu transgranicznym w identyczny sposób jak energii będącej przedmiotem obrotu wewnętrznego. Propozycja ogólnych zasad rozliczania energii będącej przedmiotem obrotu międzysystemowego jest następująca.

Uwzględniając przedstawiony wcześniej model rynku energii, składający się z dwóch podstawowych segmentów – rynku dnia następnego RDN i rynku czasu rzeczywistego RCR, proponuje się, aby wszystkie zaplanowane transakcje międzysystemowe były na rynku RDN obciążane opłatą rynkową, określoną na podstawie cen węzłowych LMP wyznaczonych dla rynku RDN. Zadaniem opłaty rynkowej jest właściwe przeniesienie kosztów związanych ze stratami i ograniczeniami sieciowymi w KSE. Odchylenia od zaplanowanych transakcji międzysystemowych byłyby natomiast rozliczane na rynku RCR wprost po cenach węzłowych LMP (określonych dla rynku RCR). Proponuje się, aby jako węzły graniczne, w których rozliczany jest import/eksport energii, przyjąć leżące po stronie polskiej węzły, do których przyłączone są linie łączące system polski z systemami zagranicznymi.

Przewidziana do zastosowania w celu alokacji mocy przesyłowej połączeń transgranicznych w regionie środkowo-wschodniej Europy metoda *FMC* wykorzystuje współczynniki PTDF, które pozwalają na jednoznaczne rozłożenie planowanych transakcji importu i eksportu energii między istniejące linie wymiany. Można zatem wskazać, przez który węzeł graniczny KSE energia wpłynie lub wypłynie z systemu polskiego, czyli można ustalić pary podmiotów węzeł graniczny – węzeł odbiorczy (import) lub węzeł wytwórczy –

węzeł graniczny (eksport), będące stronami poszczególnych transakcji międzysystemowych. W efekcie do rozliczenia opłaty rynkowej przenoszącej koszt związany ze stratami i ograniczeniami sieciowymi w KSE można zastosować stawkę opłaty typu punkt-punkt, równą różnicy cen węzłowych LMP w odpowiednich węzłach granicznym i wewnętrznym KSE. Określenie podmiotu ponoszącego opłatę punkt-punkt należałoby do stron danego kontraktu.

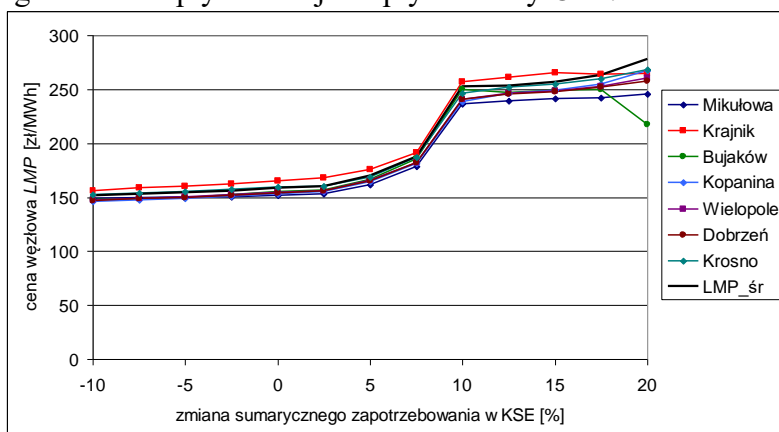
Do rozliczania kosztów związanych ze stratami i ograniczeniami sieciowymi w KSE możliwe jest również zastosowanie opłaty węzłowej. Przy wyznaczaniu stawki węzłowej obciążającej jednostkę eksportowanej energii, węzeł „wyjścia” z sieci KSE jest traktowany jak węzeł odbiorczy, i w tym przypadku stawka węzłowa dla tego węzła jest równa różnicy między ceną LMP w tym węźle a średnią ceną węzłową w KSE (ceną LMP w tzw. węźle wirtualnym – patrz Załącznik Z.4.2). Z kolei przy wyznaczaniu stawki węzłowej obciążającej jednostkę importowanej energii, węzeł „wejścia” do sieci KSE jest traktowany jak węzeł wytwórczy. W tym przypadku stawka węzłowa jest równa różnicy między średnią ceną LMP w KSE a ceną węzłową w danym węźle granicznym. Opłata węzłowa w węzłach granicznych obciążałaby podmioty prowadzące międzynarodowy obrót energią. Odpowiednia opłata węzłowa byłaby również naliczana polskim wytwórcom produkującym energię przeznaczoną na eksport oraz polskim odbiorcom zużywającym energię pochodzącą z importu. Sposób Obciążania węzłową opłatą rynkową podmiotów uczestniczących w handlu transgranicznym jest zatem analogiczny do sposobu zaproponowanego do zastosowania w odniesieniu do podmiotów dokonujących wewnętrznego obrotu energią za pośrednictwem giełdy lub przedsiębiorstw obrotu.

Ceny LMP i stawki węzłowe opłaty rynkowej w węzłach granicznych KSE – przykładowe wyniki analiz. Do wyznaczenia wartości cen węzłowych LMP w węzłach granicznych KSE wykorzystano model systemu Europy środkowo-wschodniej przygotowany na zimowy szczyt wieczorny 2010/11. Model ten składa się z 3304 węzłów, 626 jednostek wytwórczych i 4167 gałęzi i obejmuje modele systemów: polskiego, czeskiego, słowackiego i części systemu niemieckiego. Spośród 626 jednostek wytwórczych odwzorowanych w modelu (jednostki wytwórcze w systemach zagranicznych zostały częściowo zagregowane z podaniem odpowiednich wartości mocy minimalnych i maksymalnych), 214 jednostek podlega centralnemu sterowaniu przez odpowiednich operatorów (w tym 118 jednostek podlega sterowaniu przez polskiego operatora OSP). W wykorzystanym do obliczeń modelu została szczegółowo odwzorowana sieć 400/220/110 kV KSE oraz sieci NN systemu czeskiego, słowackiego i części systemu niemieckiego. Sieci 110 kV systemów sąsiednich zostały natomiast odwzorowane w sposób uproszczony (za pomocą odpowiednich ekwiwalentów).

W stanie bazowym sumaryczne zapotrzebowanie w węzłach sieci KSE jest równe 26 371 MW, przy całkowitym zapotrzebowaniu we wszystkich węzłach modelu równym 49 610 MW. Sumaryczne zdolności wytwórcze krajowych jednostek wynoszą 30 681 MW (w tym 22 737 MW w jednostkach JWCD), natomiast łączne zdolności wytwórcze jednostek zagranicznych odwzorowanych w modelu są równe 36 142 MW. W obliczeniach założono, że w analizowanym stanie pracy KSE średnia cena ofertowa energii produkowanej w eksploatowanych aktualnie krajowych jednostkach JWCD wynosi 150 zł/MWh. Dla nowych jednostek wprowadzanych do eksploatacji w KSE w latach 2008 ÷ 2010 przyjęto cenę ofertową równą 180 zł/MWh. Założono, że cena ofertowa energii produkowanej w źródłach zagranicznych jest jednakowa dla wszystkich jednostek i wynosi 250 zł/MWh.

Opisany model systemu Europy środkowo-wschodniej został wykorzystany do określenia wartości cen LMP w węzłach granicznych oraz średniej ceny węzłowej w KSE (rys. 4.0), będących podstawą do wyznaczenia wartości stawek węzłowych opłaty rynkowej w tych węzłach (tab. 4.25). Obliczenia wykonano dla zmieniającego się sumarycznego zapotrzebowania w KSE od 90 do 120% obciążenia bazowego (od 23,7 GW do 31,6 GW). Wyznaczono również wartości mocy przepływającej przez poszczególne linie wymiany, co pozwoliło na określenie łącznego przepływu transgranicznego między KSE a systemami

Czech, Niemiec i Słowacji (rys. 4.0). Obliczenia wykonano z wykorzystaniem zmiennoprądowego zadania optymalizacji rozplwy mocy OPF.



Rys. 4. Zmienność cen węzłowych LMP w węzłach granicznych KSE oraz zmienność średniej ceny LMP w KSE w zależności od sumarycznego zapotrzebowania

Tabela 4.25

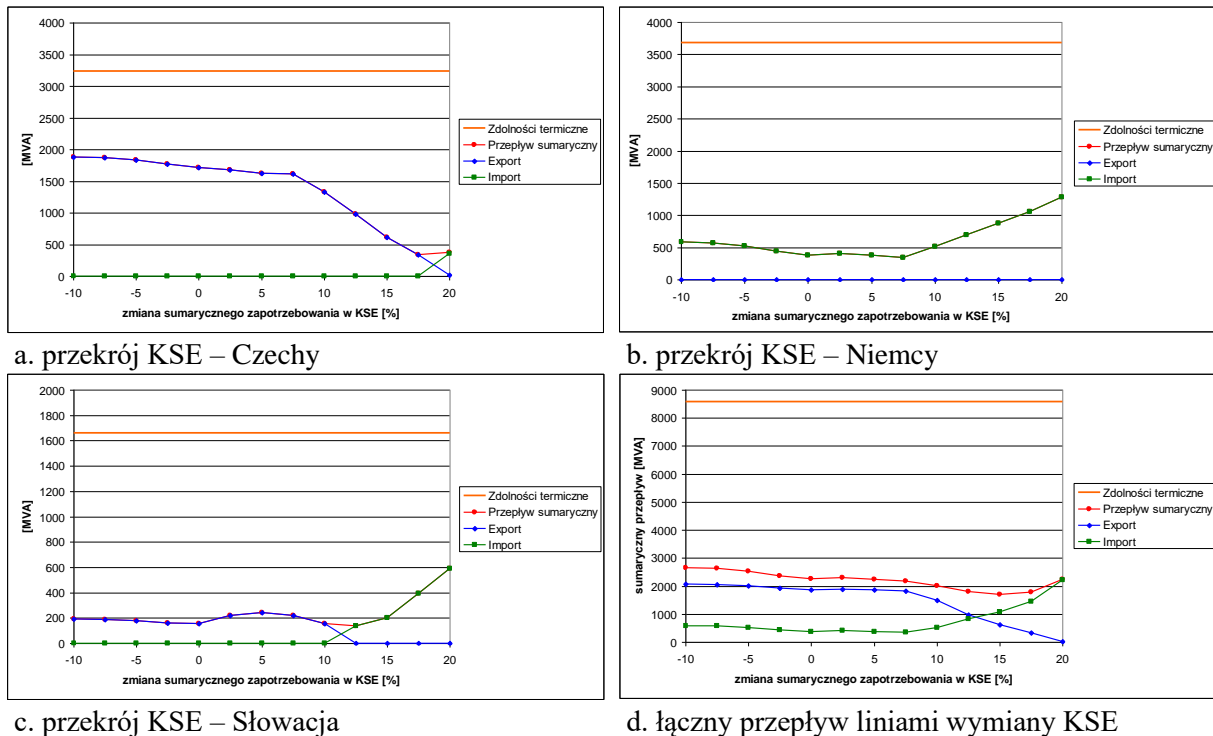
Stawki węzłowe opłaty rynkowej (dla importu energii) w węzłach granicznych oraz średnia cena LMP w KSE [zł/MWh] w zależności od sumarycznego zapotrzebowania

Węzeł graniczny	Zmiana sumarycznego zapotrzebowania w KSE [%] w stosunku do obciążenia bazowego (26,4 GW)												
	-10,0	-7,5	-5,0	-2,5	0,0	2,5	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	17,5	20,0
LMP _{śr}	151,96	153,53	154,71	156,33	158,79	160,54	170,02	187,82	252,84	253,18	256,60	263,32	278,43
Mikulowa	3,28	3,73	4,62	5,87	7,11	7,42	8,15	9,41	16,34	13,61	15,36	20,86	32,91
Krajnik	-4,30	-4,99	-5,46	-5,81	-6,41	-7,28	-5,73	-3,54	-4,27	-8,05	-9,07	-0,50	13,97
Bujaków	3,68	4,98	4,84	3,97	3,51	3,66	3,43	1,99	2,94	6,03	7,71	13,13	61,06
Kopanina	6,13	6,24	6,00	5,61	5,47	5,59	5,72	6,73	14,24	7,11	7,32	8,64	10,84
Wielopole	4,41	4,46	4,31	4,08	4,05	4,25	4,46	5,43	11,90	6,52	7,84	10,30	17,94
Dobrzeń	4,81	4,81	4,71	4,59	4,61	4,70	4,92	6,00	11,81	7,42	8,57	11,45	20,93
Krosno	-0,54	-0,39	-0,50	-0,85	-0,75	0,43	0,96	0,75	6,43	0,98	1,45	3,55	10,32

Z przeprowadzonych analiz wynika, że dla zmian sumarycznego zapotrzebowania, mieszczących się w przedziale od -10 do 7,5% zapotrzebowania bazowego, wartości cen LMP w węzłach granicznych KSE są do siebie zbliżone i podlegają systematycznemu wzrostowi w miarę zwiększania obciążenia systemu. Obserwowany przyrost wartości cen LMP wynika głównie z konieczności bilansowania zapotrzebowania przez coraz droższe jednostki krajowe, ale także ze wzrostu kosztu związanego ze stratami mocy i ograniczeniami sieciowymi. W tym przedziale zmian zapotrzebowania Polska jest eksporterem energii netto (rys. 4.0), a eksport energii z KSE jest na stabilnym poziomie. Energia wypływa z KSE połączeniami z systemami Czech i Słowacji, natomiast wpływa do KSE liniami wymiany łączącej KSE z systemem niemieckim.

Przy wzroście sumarycznego zapotrzebowania w KSE o 10% i więcej w stosunku do stanu bazowego wyczerpują się zdolności wytwórcze odwzorowanych w modelu jednostek wytwórczych krajowych elektrowni. W związku z tym w celu pokrycia zapotrzebowania w KSE następuje systematyczna redukcja eksportu i jednoczesny ciągły wzrost importu energii, głównie przez linie wymiany łączące KSE z systemami Niemiec i Słowacji (import z systemu czeskiego ma miejsce dopiero przy zwiększeniu obciążenia o 20%). Ponadto przy wzroście zapotrzebowania o 10% obserwuje się skokowy wzrost wartości cen LMP w węzłach KSE, w tym w węzłach granicznych, do około 250 zł/MWh (wartość ta wynika z założonej ceny energii w źródłach zagranicznych, a w przedziale zmian zapotrzebowania od 10 do 20%, to właśnie jednostki zagraniczne bilansują przyrost obciążenia w KSE i tym samym determinują wartości cen LMP). Przy sumarycznym zapotrzebowaniu w KSE więk-

szym o 20% w stosunku do obciążenia bazowego eksport energii z KSE ustaje całkowicie, natomiast import osiąga wartość 2200 MVA. Przy wzroście sumarycznego zapotrzebowania o 10% i więcej obserwuje się nasilenie ograniczeń sieciowych w KSE, szczególnie w sieci 110 kV (głównie w sieci zasilającej aglomerację warszawską, w okolicach zespołu elektrowni PAK oraz na Śląsku). Nasilenie się ograniczeń jest przyczyną zwiększającego się zróżnicowania cen LMP w węzłach sieci KSE, także w węzłach granicznych (rys. 4.0).



Rys. 4. Przepływy transgraniczne między KSE a systemami Czech (a), Niemiec (b) i Słowacji (c) oraz łączny przepływ mocy liniami wymiany (d) przy zmieniającym się zapotrzebowaniu w KSE

Uzyskane wyniki wskazują, że w rozpatrywanym stanie pracy systemu Europy środkowo-wschodniej maksymalne zdolności przesyłowe linii wymiany KSE przy eksporcie i imporcie energii są do siebie zbliżone i wynoszą około 2000 MVA, co stanowi 25% sumarycznych zdolności termicznych tych połączeń (są to tzw. całkowite zdolności przesyłowe, *Total Transfer Capacity* – TTC, z których tylko część może być udostępniona uczestnikom rynku). Wartości te znajdują potwierdzenie w praktyce, m.in. w raporcie [0] przedstawiającym przebieg awarii w systemie UCTE z dnia 4 listopada 2006 r. W raporcie tym podaje się, że po resynchronizacji wydzielonych na skutek awarii części systemu UCTE i zmniejszeniu przepływów w regionie północno-wschodnim do poziomów dopuszczalnych, przez połączenia transgraniczne wpływała do Polski moc równa 2540 MW (w tym 1890 MW przez połączenia z Niemcami, 280 MW z Czechami i 370 MW ze Słowacją). Z kolei po przywróceniu planowanej pracy połączonych systemów, KSE stał się eksporterem energii. W tym stanie do systemu czeskiego wypływało 920 MW, do systemu słowackiego 350 MW, a z systemu niemieckiego do KSE wpływało 400 MW (saldo wymiany wynosiło 870 MW).

Likwidacja awarii zaistniałej 4 listopada 2006 roku w systemie UCTE wymagała skoordynowanego działania operatorów systemów narodowych. Dalszy rozwój wspólnego rynku europejskiego wymaga, aby ścisła współpraca operatorów systemu była realizowana nie tylko w sytuacjach kryzysowych, ale również w codziennej praktyce operatorskiej. Skoordynowane zarządzanie pracą systemów narodowych, przynajmniej w ramach państw regionu Europy środkowo-wschodniej, powinno przyczynić się do intensyfikacji wykorzystania istniejących połączeń międzysystemowych, a w przyszłości doprowadzić do powstania regionalnego

rynku energii elektrycznej. Dalsza integracja regionalnych rynków doprowadzi z kolei do powstania jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej na obszarze połączonych systemów UCTE, co aktualnie jest jednym z ważniejszych celów europejskiej polityki energetycznej, zmierzającej do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw na obszarze całej Unii Europejskiej.

4.5. Zakończenie

W warunkach konkurencji bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w horyzoncie operatorskim zarządzane jest głównie za pomocą mechanizmów rynkowych. Aktualnie w Polsce funkcjonuje model rynku energii elektrycznej oparty na koncepcji „miedzianej płyty”, która zakłada nieograniczoną swobodę zawierania umów handlowych, natomiast całkowitą odpowiedzialność za przestrzeganie ograniczeń technicznych przypisuje operatorowi OSP. Model ten charakteryzuje się jednakową w danej chwili czasowej ceną energii elektrycznej we wszystkich węzłach sieci (we wszystkich lokalizacjach w systemie), zależną jedynie od cen ofertowych zgłoszonych przez uczestników rynku. Koncepcja „miedzianej płyty” w odniesieniu do handlu energią elektryczną jest całkowicie błędna, gdyż nie uwzględnia praw elektrotechniki rządzących rozplływem mocy w sieci elektroenergetycznej oraz fizycznych ograniczeń towarzyszących dostawie energii. Udowodnił to dobitnie kryzys kalifornijski z lat 2000-2001, u podstaw którego leżał właśnie zły model rynku energii. W wyniku kryzysu na rynku kalifornijskim nastąpiło odejście od modelu „miedzianej płyty” i podjęcie prac nad modelem opartym na koncepcji krótkookresowych cen węzłowych LMP, którego główną cechą jest to, że podczas zawierania umów handlowych uczestnicy rynku uwzględniają prawa rządzące rozplływem mocy w sieci oraz istniejące ograniczenia techniczne. W modelu tym ceny energii są zróżnicowane w zależności od lokalizacji danego uczestnika rynku w systemie elektroenergetycznym i obejmują składnik związany z kosztem zakupu energii na potrzeby bilansowania zapotrzebowania, składnik związany ze stratami przesyłowymi oraz składnik związany z ograniczeniami sieciowymi. Wykonane dla KSE analizy wykazały, że model cen węzłowych LMP zapewnia wyższy stopień bezpieczeństwa dostaw odbiorcom końcowym, niż aktualnie obowiązujący w Polsce model oparty na koncepcji „miedzianej płyty”. Porównanie innych cech obu modeli przedstawia tabela 4.26.

Tabela 4.26

Porównanie najważniejszych cech mechanizmów rynkowych opartych na modelu „miedzianej płyty” i na modelu cen węzłowych LMP

Porównywana cecha modelu	Model rynku energii elektrycznej	
	„miedziana płyta”	ceny węzłowe LMP
Prostota modelu	pozorna	naturalna
Przejrzystość zasad	mała	duża
Efektywność ekonomiczna	niska	wysoka
Zróżnicowanie cen/stawek opłat	brak	może być duże
Zarządzanie ryzykiem	proste	skomplikowane
Subsydiowanie skrośne	występuje	nie występuje
Preferencje dla pewnych obszarów	pozorne	brak
Wspieranie prowadzenia pracy systemu	słabe	silne
Sygnaly lokalizacyjne dla nowych inwestycji	brak	jednoznaczne
Bezpieczeństwo dostaw energii odbiorcom	mniejsze	większe

Model rynku oparty na koncepcji cen węzłowych LMP cechuje się naturalną, wynikającą z praw fizyki (elektrotechniki), prostotą i przejrzystością. W przypadku modelu „miedzianej płyty” jego zasady działania są proste i przejrzyste tylko z pozoru, bowiem szereg procesów rynkowych i kosztów z nimi związanych jest ukrytych. Model cen węzłowych zapewnia

również efektywność ekonomiczną w sensie Pareto, czyli zapewnia taką alokację dostępnych zasobów (zdolności wytwórczych źródeł i zdolności przesyłowych sieci), której nie można już poprawić bez jednoczesnego pogorszenia sytuacji któregokolwiek z uczestników rynku (model ten prowadzi do intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów przy zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw). Model cen LMP działa w ten sposób, że stymulując indywidualne zachowania poszczególnych podmiotów rynkowych, prowadzące do maksymalizacji ich własnych korzyści, jednocześnie prowadzi do minimalizacji globalnego kosztu bilansowania zapotrzebowania, przy uwzględnieniu praw fizyki oraz ograniczeń technicznych (uczestnicy rynku dostosowują swoje zachowania handlowe do technicznych możliwości systemu, czego konsekwencją jest racjonalizacja kosztów związanych z dostawą energii w krótkim okresie). W przypadku modelu „miedzianej płyty” niektórzy uczestnicy rynku mogą odnosić nieuzasadnione korzyści kosztem innych podmiotów, a prawa fizyki i ograniczenia techniczne nie są uwzględniane przy zawieraniu transakcji handlowych. Ponadto cecha modelu „miedzianej płyty”, zgodnie z którą wszyscy odbiorcy płacą „po równo” sprawia, że cena ustalana przez ten mechanizm ma raczej charakter paropodatku a nie ceny rynkowej.

Istotą modelu rynku opartego na koncepcji cen węzłowych LMP jest zróżnicowanie cen i stawek opłat w zależności od usytuowania uczestnika rynku w systemie. Wysoka cena węzłowa jednoznacznie wskazuje miejsca preferowane do lokalizacji nowych inwestycji – mocy wytwórczych i/lub przesyłowych. Brak zróżnicowania lokalizacyjnego cen w modelu „miedzianej płyty” sprawia, że potencjalni inwestorzy nie pojawią się w tych regionach kraju, które już aktualnie są zapóźnione pod względem rozwoju infrastruktury zapewniającej bezpieczeństwo dostaw. Efektem tego będzie dalsze pogłębianie się różnic między poszczególnymi regionami Polski. Najpoważniejszą konsekwencją takiego stanu rzeczy może być utrata bezpieczeństwa dostaw, czego najlepszym przykładem jest wspomniany już kryzys kalifornijski.

Literatura do rozdziału 4

- Abur A., Chen J.: Improved Bad Data Processing via Strategic Placement of PMUs. IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2005.
- Abur A., Exposito A.G.: Power System State Estimation. Theory and Implementation. Marcel Dekker, InZ., New York 2004.
- Agencja Rynku Energii S.A.: Statystyka elektroenergetyki polskiej 2004. Warszawa 2005.
- Alaywan Z., T. Wu, A.D. Papalexopoulos.: Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: an Operational Perspective. Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, October 2004.
- Alaywan Z.: Facilitating the Congestion Management Market in California. www.aiso.com
- Arroyo J.M., Galina F.D.: Energy and Reserve Pricing in Security and Network-Constrained Electricity Markets. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 20, no. 2, May 2005.
- Baldwin T.L., Mili L., Boisen M.B., Adapa R.: Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement, „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 8, no. 2, May 1993.
- Bandzul W.: Wpływ elektrowni wiatrowych na niezawodność pracy SEE. „Elektroenergetyka”, nr 3/2005.
- Błajszczak G.: Analiza przepływów energii elektrycznej przez granice Polski. „Energetyka”, Zeszyt tematyczny nr VI, 2005.
- Boczar T.: Energetyka wiatrowa – aktualne możliwości wykorzystania. Wydawnictwo Pomiarów Automatyka Kontrola, Gliwice 2007.
- Bujko J., Halawa T.: Regulacja częstotliwości w połączonych systemach elektroenergetycznych w warunkach rynkowych. Sekcja Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN, Warszawa 2002.
- Bujko J., Lewandowski S.: Aspekty techniczne i ekonomiczne rynku bilansującego w Polsce. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE’03, Kazimierz Dolny, kwiecień 2003.

- Byrne J., Wang Y.-D., Yu J.-M.: Lessons from a Comparative Analysis of California and PJM Electricity Restructuring Models. Center for Energy and Environmental Policy, University of Delaware, June 2005, ceep.udel.edu
- California ISO: Market Design 2002 Project. Comprehensive Market Design Proposal. April 2002, www.caiso.com
- Caramanis M.A., Bohn R.E., Schweppe F.A.: Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. „IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems”, vol. PAS-101 no. 9 September 1982.
- Castellano G., Moreschini G., Serranni A.: Probabilistic On-line Security Assessment and Control. Session 1996 CIGRE, Paris, France, August 1996.
- Chen J., Thorp J.S., Thomas J.R., Mount T.D.: Locational Pricing and Scheduling for an Integrated Energy-Reserve Market. Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January 2003.
- Cheng J., McGillis D., Galiana F.: Bilateral Trans. Considered as Interconnections in a Deregulated Environment. ProZ. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, Waterloo, Ontario, May 1998.
- Cheng J., McGillis D., Galiana F.: Power System Reliability in a Deregulated Environment. ProZ. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, Halifax, Nova Scotia, May 2000.
- CIGRE Working Group C4.601: Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement. Paris, August 2007.
- Commission Decision of 9 November 2006 amending the Annex to Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, Official Journal of European Union, L 312, 2006.
- Dany G.: Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production. IEEE Power Tech Proceedings, Porto, September 2001.
- De Tuglie E., Dicorato M., La Scala M., Scarpellini P.: A Probabilistic Approach for Dynamic Available Transfer Capability Evaluation. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- De Tuglie E., Dicorato M., La Scala M., Scarpellini P.: A Static Optimization Approach to Assess Dynamic Available Transfer Capability. „IEEE Transaction on Power Systems”, vol. 15, no. 3, August 2000.
- Deqiang G., Litvinov E.: Energy and Reserve Market Designs With Explicit Considerations to Lost Opportunity Costs. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 18, no. 1, February 2003.
- Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. Official Journal of European Union, L 176, 2003.
- Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment. Official Journal of European Union, L 33, 2006.
- Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal of European Union, L 027, 1997.
- Doherty R., O'Malley M.: A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 2, May 2005
- Elkraft System: Power Failure In Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003. November 2003, www.elkraft-system.dk
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy: Electric Power Annual 2006. October 2007. www.eia.doe.gov
- European Wind Energy Association: Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations. December 2005, www.ewea.org
- European Wind Energy Association: Wind Force 12 – A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. June 2005, www.ewea.org
- Frayner J., Ibrahim A., Bahceci S., Pecenkovic S.: A Comparative Analysis of Actual Locational Marginal Prices in the PJM Market and Estimated Short-Run Marginal Costs: 2003-2006. London Economics International LLC, Boston, January 2007, www.londoneconomics.com
- Fu W., McCalley J.D., Vittal V.: Risk Assessment for Transformer Loading. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 16, no. 3, August 2001.

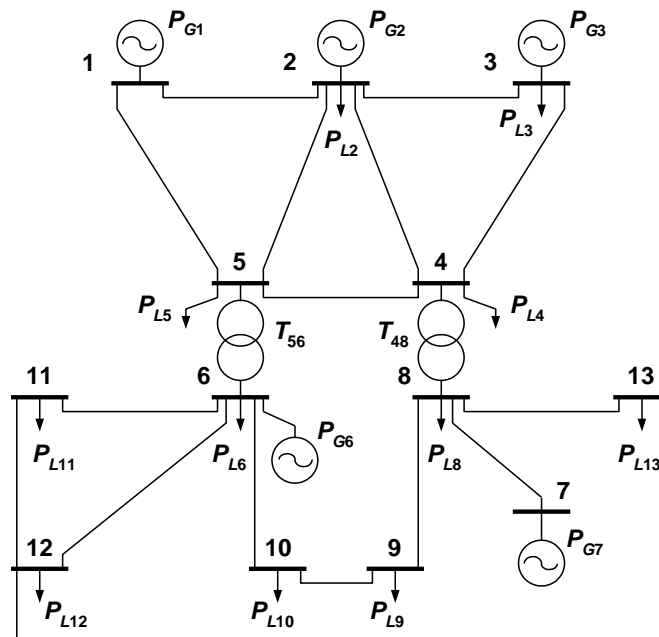
- Grande O.S., Wangensteen I.: Alternative Models for Congestion Management and Pricing. Impact on Network Planning and Physical Operation. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- Gribik P., Angelidis G., Kovacs R.: Transmission Access and Pricing with Multiple Separate Energy Forward Markets. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 14, no. 3, August 1999.
- Hobbs B.F., Hu M.Z., Inon J.G., Stoft S.E., Bhavaraju M.P.: A Dynamic Analysis of Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model. “IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 22, no. 1, February 2007.
- Hogan W.: Contract Networks for Electric Power Transmission. Working Paper, Harvard University, 1992.
- Holtinen H.: The Impact of Large Scale Wind Power Production on the Nordic Electricity System. VTT Technical Research Centre of Finland, 2004.
- Hunt S., Shuttleworth G.: Competition and Choice in Electricity. John Wiley and Sons, 1996.
- Idaho Power: Operational Impacts of Integrating Wind Generation into Idaho Power’s Existing Resource Portfolio. February 2007, www.idahopower.com
- Jastrzębski A., Błajszczak G., Ratz J.: Koordynowane zarządzanie zdolnościami przesyłowymi na połączeniach międzysystemowych. Materiały XII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’07, Gdańsk/Jurata, czerwiec 2007.
- Kacejko P., Miller P., Rodo P., Trębski R.: Wybrane problemy integracji modeli sieci elektroenergetycznych krajów tworzących eurorynek. „Energetyka”, Zeszyt tematyczny nr III, czerwiec 2004.
- Kacprzak T., Toczyłowski E.: Trade on Regional Power Markets with Flow-Based Methods. Materiały XII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’07, Gdańsk/Jurata, czerwiec 2007.
- Kasprzyk S.: Analiza serii wielkich awarii systemowych w 2003 roku jako podstawa do wypracowania nowoczesnej doktryny bezpieczeństwa energetycznego. „Energetyka”, Zeszyt tematyczny nr III, czerwiec 2004.
- Kirschen D.S., Bell K.R.W., Nedic D.P., Jayaweera D., Allan R.N.: Computing the Value of Security. IEE ProZ. Generation, Transmission and Distribution, vol. 150, no. 6, November 2003
- Kirschen D.S., Jayaweera D., Nedic D.P., Allan R.N.: A Probabilistic Indicator of System Stress. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 19, no. 3, August 2004.
- Kocot H., Korab R., Siwy E., Żmuda K.: Wykorzystanie krótkookresowych kosztów krańcowych w działalności operatorów sieciowych na rynku energii. „Przegląd elektrotechniczny”, nr 9’2004.
- Kocot H.: Planowanie rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV w warunkach rynku energii elektrycznej. Rozprawa doktorska, Gliwice 2000.
- Korab R., Przygodzki M., Żmuda K., Chmurski P., Tomasiak G.: Propozycja zasad bilansowania zapotrzebowania w KSE opartych na krótkookresowych cenach węzłowych LMP. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE’05, Kazimierz Dolny, kwiecień 2005.
- Korab R., Przygodzki M., Żmuda K., Chmurski P., Tomasiak G.: Standard Market Design w teorii i w praktyce – zagadnienia wybrane. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE’05, Kazimierz Dolny, kwiecień 2005.
- Korab R., Żmuda K., Tomasiak G.: Propozycja nowych zasad bilansowania zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Materiały XII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’05, Gdańsk/Jurata, czerwiec 2005.
- Korab R., Żmuda K.: Zastosowanie zadania optymalizacji rozptywu mocy do oceny stanu krajowej sieci przesyłowej i sieci 110 kV w warunkach rynkowych. Materiały Konferencji Naukowo - Technicznej „Optymalizacja w elektroenergetyce” OPE’03, Jachranka, październik 2003.
- Korab R.: Cooptimization of the Balancing Energy and Operating Reserves in the Competitive Electricity Market. Proceedings of the International Symposium MEPS’06, Wrocław, September 2006.
- Korab R.: Łączna optymalizacja energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. „Przegląd Elektrotechniczny”, 9/2006.
- Korab R.: Modele efektywnych taryf przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych. Rozprawa doktorska, Gliwice 2003.
- Korab R.: Operacyjne rezerwy mocy w mechanizmie bilansującym. Materiały XIII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’07, Jurata, czerwiec 2007.

- Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych. WNT, Warszawa 1996.
- Kremens Z.: Analiza błędnych danych z testem obserwowalności w ocenie stanu pracy systemu elektroenergetycznego. Prace naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Monografia 22/82, Wrocław 1989.
- Lebrevelec Z.: The Value of the Cost/Security Trade Off. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- Lubośny Z.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. WNT, Warszawa 2006.
- Łukomski R., Wilkosz K.: Estymacja stanu rozdzielczych sieci elektroenergetycznych. Przegląd metod. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Sieci 2004”, Wrocław, wrzesień 2004.
- Madajewski K., Sobczak B.: Operatorstwo generacji wiatrowej. „Energetyka”, Zeszyt tematyczny nr VIII, czerwiec 2006.
- McCalley J., Fouad A., Agrawal L., Farmer R.: A Risk-Based Security Index for Determining Operating Limits in Stability-Limited Electric Power Systems. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 12, no. 3, August 1997.
- Nedic D.P., Dobson I., Kirschen D.S., Carreras B.A., Lynch V.E: Criticality in a Cascading Failure Blackout Model. 15th Power Systems Computation Conference, Liège, Belgium, August 2005.
- Ni M., McCalley J.D., Vittal V., Greene S., Ten Z.W., Ganugula V.S., Tayyib T.: Software Implementation of Online Risk-Based Security Assessment. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 18, no. 1, February 2003.
- Ni M., McCalley J.D., Vittal V., Tayyib T.: Online Risk-Based Security Assessment. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 18, no. 1, February 2003.
- North American Electric Reliability Corporation: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada. November 2003, www.nerc.com
- Nuqui R.F., Phadke A.G.: Phasor Measurement Unit Placement Techniques for Complete and Incomplete Observability. „IEEE Trans. on Power Delivery”, vol. 20, no. 4, October 2005.
- Nuqui R.F.: State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements. PhD Dissertation, Blacksburg, Virginia, July 2001.
- Ott A. L.: Experience with PJM Market Operation, System Design and Implementation. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 18, no. 2, May 2003.
- Parsons B.K., Wan Y., Kirby B.: Wind Farm Power Fluctuations, Ancillary Services, and System Operating Impact Analysis Activities in the USA. European Wind Energy Conference, Copenhagen, Denmark 2001.
- Phadke A.G., Thorp J. S.: History And Applications Of Phasor Measurements. Power Systems Conference and Exposition PSCE '06, „IEEE PES”, November 2006
- PJM Market Monitoring Unit: 2007 State of the Market Report. www.pjm.com
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej: Energetyka wiatrowa w Polsce. Energetyka wiatrowa na świecie. www.visventi.org.pl
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej: Ocena możliwości rozwoju i potencjału energetyki wiatrowej w Polsce do roku 2020. www.visventi.org.pl
- Popczyk J., Kocot H., Korab R., Kucharczyk P., Szewc B.: Studium strategii rozwojowej grupy kapitałowej ESP S.A. Warszawa – Gliwice, styczeń 2007 (praca niepublikowana).
- Popczyk J.: Innowacyjność technologiczna, odwołanie się do własnych zasobów i konkurencja podstawą bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców w Polsce w perspektywie 2020. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE'07, Kazimierz Dolny, maj 2007.
- Power Systems Engineering Research Center: Phasor Measurement Unit Data in Power System State Estimation, January 2005.
- PowerWorld Corporation: PowerWorld Simulator. Version 13, www.powerworld.com
- Price E.: Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control, IEEE 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, April 2006.
- PSE-Operator S.A.: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Wersja 1.2, Warszawa, czerwiec 2006.
- PSE-Operator S.A.: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Regulamin generacji wymuszonej, Warszawa, grudzień 2002.
- PSE-Operator S.A.: Raport z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2007 roku. www.pse-operator.pl

- Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchange in electricity. Official Journal of European Union, L 176, 2003.
- Rios, M.A., Kirschen, D.S., Jayaweera, D., Nedic, D.P., Allan, R.N.: Value of security: modeling time-dependent phenomena and weather conditions. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 17, no. 3, August 2002.
- Sakis Meliopoulos A.P., Fardanesh B., Zelingher S.: Power System State Estimation: Modeling Error Effects and Impact on System Operation. Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, IEEE, 2001.
- Schweppe F.Z., Caramanis M.Z., Tabors R.D., Bohn R.E.: Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 1988
- Schweppe F.Z., Wildes J.: Power System Static-State Estimation. „IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems”, vol. PAS-89, no. 1, January 1970.
- Siewierski T., Wędzik A.: Analiza możliwości ograniczenia ryzyka przez zastosowanie nowych rozwiązań dotyczących udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych. Materiały XII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’07, Gdańsk/Jurata, czerwiec 2007.
- Siwy E., Przygodzki M.: Źródła wiatrowe a obciążalność dynamiczna linii napowietrznych. Materiały Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’07, Jurata, czerwiec 2007.
- Siwy E., Żmuda K.: Dynamic Thermal Rating of Overhead Transmission Lines. Proceedings of the International Symposium MEPS’02, Wrocław, September 2002.
- Siwy E., Żmuda K.: Dynamiczna obciążalność termiczna linii przesyłowych w działalności operatorów sieciowych. „Energetyka”, Zeszyt tematyczny nr VIII, czerwiec 2006.
- Sobierajski M., Wiszniewski A., Synal B., Myślecki W., Rojewski W.: Raport końcowy z analizy awarii napięciowej w KSE 26 czerwca 2006 r. Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki, Wrocław, styczeń/luty 2007, www.pse-operator.pl
- Stoft S.: Power System Economics. IEEE Press, 2002.
- Stott B., Alsac O., Monticelli A.: Security Analysis and Optimisation. Proceedings of the IEEE, vol. 75. no. 12, December 1987.
- Sustainable Energy Ireland: Operating Reserve Requirements as Wind Power Penetration Increases in the Irish Electricity System. August 2004.
- Toczyłowski E.: Efektywność ekonomiczna mechanizmów rynkowych i regulacyjnych w energetyce. „Rynek Energii”, Zeszyt tematyczny nr I, maj 2008.
- Toczyłowski E.: Mechanizmy przejrzystości i efektywności rynku energii. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE’07, Kazimierz Dolny, maj 2007.
- Uhlen K., Kjolle G., Lovas G., Breidablik O.: A Probabilistic Security Criterion for Determination of Power Transfer Limits in a Deregulated Environment. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006. Raport końcowy. Wersja przetłumaczona, luty 2007, www.pse-operator.pl
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE. Regulacja mocy i częstotliwości. Wersja 2.2, lipiec 2004.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. October 2003, www.ucte.org
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Operation Handbook. Policy 3. Operational Security. www.ucte.org
- United States of America Federal Energy Regulatory Commission: Standard Market Design and Structure. Notice of Proposed Rulemaking. RM01-12-000. July 2002, www.ferc.gov
- Wan H., McCalley J.D., Vittal V.: Risk-Based Voltage Security Assessment. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 15, no. 4, November 2000.
- Wood A.J., Woldenberg B.F.: Power Generation, Operation and Control. John Wiley and Sons INC, New York, 1996 .
- Wu T., Rothleder M., Alaywan Z., Papalexopoulos A.D.: Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow. „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 19, no. 1, February 2004.

- Zhou M., Centeno V. A., Thorp J. S., Phadke A. G.: An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators, „IEEE Trans. on Power Systems”, vol. 21, no. 4, November 2006.
- Zimmerman R., Murillo-Sanchez Z.E., Gan D.: MATPOWER – a MATLAB Power System Simulation Package. Version 3.0.0, Cornell University, February 2005. www.pserc.cornell.edu

Załącznik Z.4.1 – Dane sieci testowej



Rys. Z.4.1. Schemat systemu testowego

Moc bazowa = 100 MVA

Tabela Z.4.1

Dane węzłowe sieci testowej

Numer węzła	Pobór mocy czynnej	Pobór mocy biernej	Napięcie znamionowe	Napięcie maksymalne	Napięcie minimalne
	[MW]	[Mvar]	[kV]	[p.u.]	[p.u.]
1	0,00	0,00	220	1,11	0,95
2	22,70	13,28	220	1,11	0,95
3	25,31	19,87	220	1,11	0,95
4	18,62	-4,08	220	1,11	0,95
5	7,95	1,67	220	1,11	0,95
6	11,72	7,85	110	1,12	0,95
7	0,00	0,00	110	1,12	0,95
8	41,32	17,36	110	1,12	0,95
9	40,79	6,07	110	1,12	0,95
10	24,58	1,88	110	1,12	0,95
11	27,30	1,67	110	1,12	0,95
12	14,12	6,07	110	1,12	0,95
13	15,59	5,23	110	1,12	0,95

Tabela Z.4.2

Dane gałęziowe sieci testowej

Węzeł początkowy	Węzeł końcowy	R	X	B	Przekładnia	Obciążalność
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[MVA]
1	2	0,0194	0,0592	0,0528	-	60
1	5	0,0540	0,2230	0,0492	-	60
2	3	0,0470	0,1980	0,0438	-	60
2	4	0,0581	0,1763	0,0374	-	60
2	5	0,0570	0,1739	0,0340	-	60
3	4	0,0670	0,1710	0,0346	-	60
4	5	0,0134	0,0421	0,0128	-	60
4	8	0,0200	0,5562	0,0000	0,969	60
5	6	0,0200	0,2520	0,0000	0,932	48
6	10	0,0950	0,1989	0,0000	-	60
6	11	0,1229	0,2558	0,0000	-	60
6	12	0,0662	0,1303	0,0000	-	60
7	8	0,0300	0,1762	0,0000	-	60
8	9	0,0318	0,0845	0,0000	-	60
8	13	0,1271	0,2704	0,0000	-	60
9	10	0,0821	0,1921	0,0000	-	60
11	12	0,2209	0,1999	0,0000	-	60
12	13	0,1709	0,3480	0,0000	-	60

Tabela Z.4.3

Dane generatorowe sieci testowej

Numer węzła	Moc czynna		Moc bierna		Cena ofertowa
	maksymalna	minimalna	maksymalna	minimalna	
	[MW]	[MW]	[Mvar]	[Mvar]	[zł/MWh]
1	60	30	50	-20	90
2	60	30	50	-20	70
3	60	30	50	-20	60
6	60	30	50	-20	80
7	60	30	50	-20	50

Załącznik Z.4.2 – Krótkookresowa cena węzłowa i wynikające z niej stawki opłaty rynkowej

Krótkookresowa cena węzłowa energii elektrycznej

W teorii ekonomii zostało udowodnione, że określona sytuacja rynkowa spełnia kryterium efektywności ekonomicznej, jeżeli przedsiębiorstwo działa przy minimalnych kosztach, a cena danego towaru lub usługi oferowanej przez to przedsiębiorstwo jest równa krótkookresowemu kosztowi krańcowemu wyprodukowania tego towaru lub dostarczenia tej usługi. Cena ta zapewnia również obciążenie danego uczestnika rynku kosztami, do powstania których bezpośrednio się przyczynił. Według definicji [0, 0] krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węźle i (*Short Run Marginal Cost* – SRMC), nazywany także krótkookresową ceną węzłową (*Locational Marginal Price* – LMP), jest równy minimalnej zmianie kosztu bilansowania zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym (SEE) spowodowanej zmianą mocy odbieranej w tym węźle. W warunkach rynku energii elektrycznej przez pojęcie „krótki okres” rozumie się zwykle okres równy jednej godzinie. W związku z tym, w danej godzinie, miarą odebranej lub wygenerowanej w węźle i energii może być moc czynna. Definicję krótkookresowej ceny węzłowej LMP można zatem zapisać za pomocą zależności

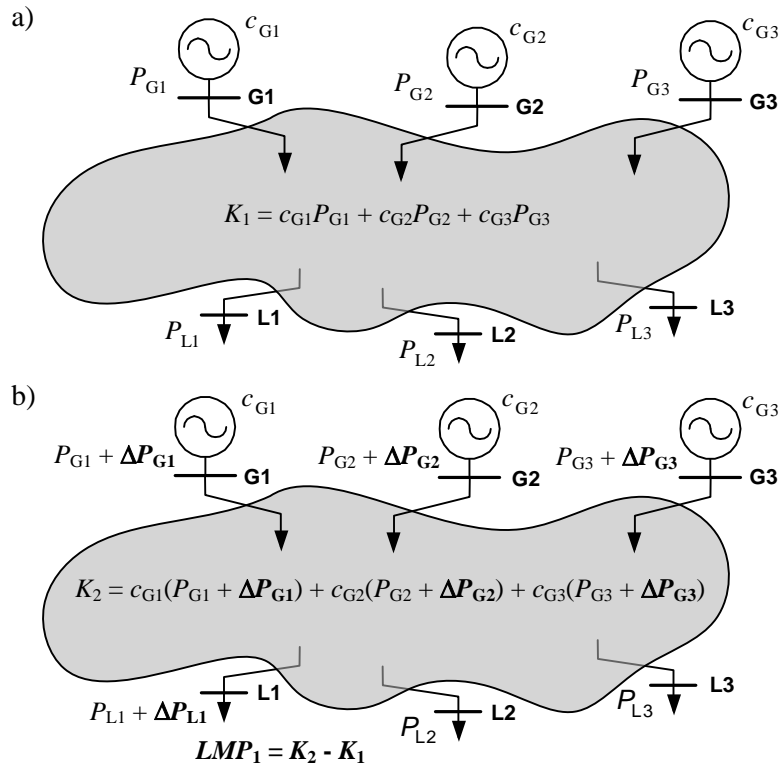
$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{Li}}, \quad (Z.1)$$

przy czym P_{Li} oznacza moc czynną odbieraną w węźle i , natomiast $K(\mathbf{P}_G)$ jest kosztem bilansowania zapotrzebowania (równym sumie iloczynów ilości mocy wykorzystanych do bilansowania zapotrzebowania i odpowiednich cen ofertowych).

Krótkookresowa cena węzłowa LMP odzwierciedla koszt dostarczenia dodatkowej jednostki energii do danego węzła. Uproszczony sposób jej wyznaczania, pozwalający na łatwą interpretację fizykalną ceny węzłowej, można prześledzić na następującym przykładzie. W pokazanym na rysunku Z.1 systemie pracuje trzech wytwórców oferujących energię po różnych cenach c_{Gi} (indeks i oznacza kolejnych wytwórców). Wytwórcy ci połączeni są między sobą i z odbiorcami za pomocą sieci pracującej w układzie zamkniętym. Operator systemu bilansuje zapotrzebowanie dokonując odpowiedniego rozdziału obciążeń między wytwórców z uwzględnieniem strat przesyłowych i ograniczeń sieciowych. Generacja poszczególnych wytwórców P_{Gi} jest określana w taki sposób, aby koszt bilansowania zapotrzebowania był minimalny. Dla stanu systemu elektroenergetycznego przedstawionego na rysunku Z.1. „a koszt ten jest równy K_1 .

W celu wyznaczenia wartości ceny węzłowej LMP w węźle $L1$ należy zwiększyć zapotrzebowanie P_{L1} o pewną niewielką wartość ΔP_{L1} . Wzrost zapotrzebowania powoduje konieczność zmiany rozdziału generacji o ΔP_{Gi} , a w efekcie zmianę kosztu bilansowania. Dla stanu systemu po wzroście zapotrzebowania koszt ten wynosi K_2 (rys. Z.1.b) Różnica kosztów bilansowania zapotrzebowania dla obu stanów systemu (przed i po zwiększeniu zapotrzebowania w węźle $L1$) jest równa cenie węzłowej LMP w węźle $L1$. W analogiczny sposób można wyznaczyć wartości cen LMP w pozostałych węzłach.

Krótkookresowe ceny węzłowe powinny być wyznaczane w optymalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego. W ogólnym przypadku poprzez optymalną pracę systemu elektroenergetycznego rozumiany jest stan, w którym koszty bilansowania zapotrzebowania osiągają wartość minimalną przy spełnieniu ograniczeń technicznych związanych z wytwarzaniem i dostawą energii do odbiorców. Do wyznaczania wartości cen węzłowych stosuje się zadanie optymalizacji rozprywu mocy (*Optimal Power Flow* – OPF) [0, 0].



Rys. Z. 1. Uproszczony sposób wyznaczania krótkookresowej ceny węzłowej LMP: a) stan bazowy, b) stan po zwiększeniu zapotrzebowania w węźle L1

Krótkookresowa stawka punkt-punkt opłaty rynkowej

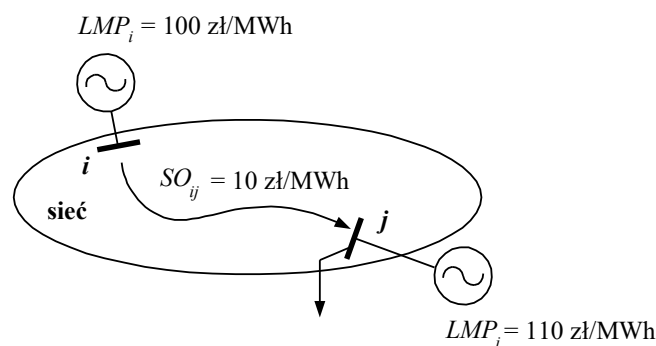
Zdefiniowana powyżej krótkookresowa cena węzłowa energii elektrycznej jest ściśle związana z opłatą przesyłową przenoszącą koszt strat i ograniczeń sieciowych, nazywaną dalej opłatą rynkową. Rozpatrując stan optymalnej pracy systemu stawka opłaty rynkowej SO_{ij} przenosząca koszt ograniczeń sieciowych i strat przesyłowych towarzyszących przesyłowi energii z węzła i do węzła j (tzw. krótkookresowa stawka punkt-punkt opłaty rynkowej) jest równa $[0, 0]$:

$$SO_{ij} = LMP_j - LMP_i \quad (Z.2)$$

W celu wyjaśnienia przedstawionej wyżej reguły określania opłaty rynkowej typu punkt-punkt zostanie przeanalizowany system przedstawiony na rysunku Z.2. Załóżmy, że przedstawiony wyżej SEE jest sterowany optymalnie, tj. według zasady minimalizacji kosztów bilansowania zapotrzebowania oraz że nie występują ograniczenia w wytwarzaniu mocy w generatorach przyłączonych do węzłów i oraz j . Załóżmy ponadto, że w stanie optymalnym krótkookresowa cena węzłowa LMP w węźle i jest równa cenie ofertowej energii w generatorze przyłączonym do tego węzła i wynosi ona $LMP_i = 100$ zł/MWh oraz że podobna relacja zachodzi również w węźle j z tą różnicą, że cena węzłowa w tym węźle jest równa $LMP_j = 110$ zł/MWh.

Zgodnie z zależnością Z.2 stawka punkt-punkt opłaty rynkowej, przenosząca koszty ograniczeń sieciowych i strat towarzyszących przesyłowi energii z węzła i do węzła j , jest równa $SO_{ij} = 10$ zł/MWh. Musi tak być dlatego, że gdyby stawka opłaty rynkowej między węzłem i a węzłem j była mniejsza niż 10 zł/MWh, to operator systemu mógłby zmniejszyć koszt bilansowania zapotrzebowania w systemie zwiększając produkcję energii w węźle i , i przesyłając ją do węzła j , przy jednoczesnym zmniejszeniu generacji w węźle j . W odwrotnym przypadku, gdyby stawka punkt-punkt opłaty rynkowej między węzłem i a węzłem j była większa niż 10 zł/MWh, w celu redukcji kosztu bilansowania operator powinien zmniejszyć ilość energii przesyłanej z węzła i do węzła j , zastępując ją energią wytwarzaną

w węźle j . Ponieważ w stanie optymalnym pracy systemu żadna zmiana któregośkolwiek z czynników nie może wpłynąć na poprawę tego stanu, powyższe rozumowanie udowadnia słuszność zależności Z.2.



Rys. Z. 2. Ilustracja zasady określania krótkookresowej stawki punkt-punkt opłaty rynkowej

Opłata rynkowa typu punkt-punkt obciążająca dany kontrakt dwustronny jest równa iloczynowi stawki określonej na podstawie różnicy cen LMP w węzłach, do których są przyłączone strony tego kontraktu i ilości energii, na którą w danej godzinie został on zawarty. Należy dodać, że opłata rynkowa typu punkt-punkt obciążająca dany kontrakt dwustronny może być w całości naliczana na wytwórcę, na odbiorcę lub na obie strony kontraktu w dowolnej proporcji.

Krótkookresowa stawka węzłowa opłaty rynkowej

Rozliczenie opłat rynkowych z wykorzystaniem wyłącznie zależności Z.2 jest możliwe jedynie w przypadku pełnego pokrycia zapotrzebowania energią elektryczną kupowaną w ramach kontraktów dwustronnych, w których jednoznacznie określa się miejsca jej dostawy i odbioru. Właściwości energii elektrycznej jako towaru powodują, że w przypadku zakupu energii np. na giełdzie lub w przedsiębiorstwie obrotu nie można jednoznacznie wskazać węzła, w którym została ona wyprodukowana. Nie można więc kupowanej w ten sposób energii obciążyć opłatą rynkową typu punkt-punkt naliczoną według zależności Z.2.

Zakup energii elektrycznej na giełdzie lub w przedsiębiorstwie obrotu można porównać z zakupem innego towaru na centralnym placu handlowym. W przypadku rynku energii elektrycznej rolę centralnego placu handlowego mógłby spełniać wirtualny węzeł sieciowy, do którego za pośrednictwem sieci przyłączeni są wszyscy wytwórcy i odbiorcy. Zwykle przy takim sposobie handlu, podobnie jak w przypadku innych towarów, wytwórca chcąc sprzedać energię na centralnym placu handlowym musi ją tam dostarczyć na własny koszt, a odbiorca, po dokonaniu zakupu energii, musi ją na własny koszt dostarczyć do miejsca jej użytkowania. Taki sposób naliczania opłat za transport towaru w przypadku rynku energii elektrycznej prowadzi do stawek węzłowych. Dla wytwórcy węzłowa stawka opłaty rynkowej określa więc koszt dostarczenia energii od węzła, w którym została ona wyprodukowana, do wirtualnego węzła reprezentującego centralny plac handlowy. W przypadku odbiorcy węzłowa stawka opłaty rynkowej określa koszt dostarczenia energii z centralnego placu handlowego do miejsca jej użytkowania. Wirtualny węzeł sieciowy reprezentujący centralny plac handlowy jest więc traktowany przez wytwórców jako węzeł odbiorczy, natomiast przez odbiorców jako węzeł wytwórczy. W związku z tym, analogicznie do sposobu określania stawek opłaty rynkowej typu punkt-punkt, efektywne ekonomicznie węzłowe stawki opłaty rynkowej dla wytwórców są równe różnicy ceny węzłowej LMP w wirtualnym węźle reprezentującym centralny plac handlowy i ceny w danym węźle wytwórczym, natomiast w przypadku odbiorców stawki te są równe różnicy ceny węzłowej w danym węźle odbiorczym i ceny

w węźle reprezentującym centralny plac handlowy. Krótkookresowe węzłowe stawki opłaty rynkowej dla wytwórców i odbiorców określają zależności:

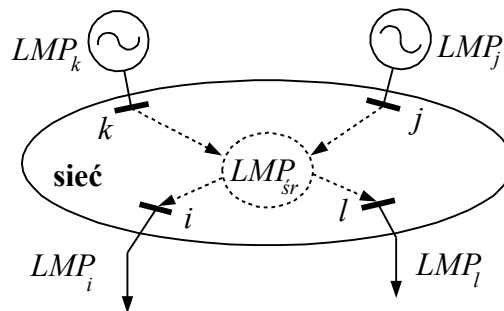
$$SO_{Gj} = LMP_{sr} - LMP_j, \quad (Z.3)$$

$$SO_{Li} = LMP_i - LMP_{sr}, \quad (Z.4)$$

w których LMP_{sr} oznacza cenę węzłową w wirtualnym węźle reprezentującym centralny plac handlowy. Wartość tej ceny można wyznaczyć ze wzoru [0]

$$LMP_{sr} = \frac{\sum_{j=1}^{n_G} LMP_j P_{Gj} + \sum_{i=1}^{n_w} LMP_i P_{Li}}{\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{n_w} P_{Li}}, \quad (Z.5)$$

przy czym n_w oznacza liczbę wszystkich węzłów w sieci, a n_G liczbę węzłów wytwórczych. Sposób określania węzłowych stawek opłaty rynkowej zilustrowano na rysunku Z.3.

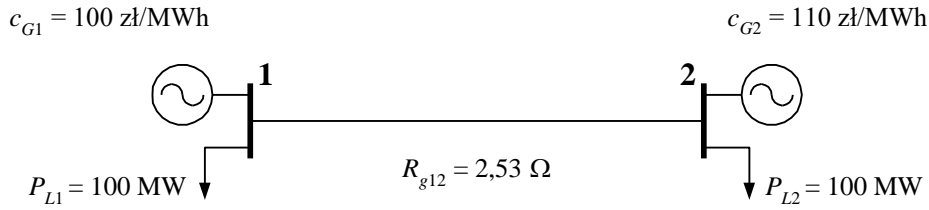


Rys. Z. 3. Ilustracja zasady określania krótkookresowych węzłowych stawek opłaty rynkowej dla wytwórców i odbiorców

Opłata wytwórcy w danej godzinie jest równa iloczynowi stawki węzłowej w węźle, do którego dany wytwórca jest przyłączony i ilości energii, jaką ten wytwórca sprzedał na giełdzie lub w przedsiębiorstwie obrotu. W analogiczny sposób opłatą obciążony jest odbiorca. Należy zaznaczyć, że wykorzystanie do określenia stawek węzłowych ceny w węźle wirtualnym (zależność Z.5) sprawia, iż sumaryczne opłaty węzłowe wytwórców są takie same, jak sumaryczne opłaty odbiorców (następuje podział sumarycznych kosztów przesyłu (kosztów strat i ograniczeń sieciowych) między wytwórców i odbiorców w stosunku 50/50). Ponadto suma krótkookresowych stawek węzłowych dla dwóch dowolnych węzłów jest równa stawce punkt-punkt opłaty rynkowej między tymi węzłami. Ta cecha opłat węzłowych powoduje, że opłaty węzłowe i opłaty punkt-punkt mogą funkcjonować równolegle na rynku energii. W pracy [0] przedstawiono również zależności określające wartość ceny węzłowej w węźle wirtualnym, przy zastosowaniu, których otrzymuje się rozkład sumarycznych kosztów przesyłu między wytwórców i odbiorców w stosunku 100/0 lub 0/100.

Wpływ strat mocy czynnej na wartość krótkookresowych cen węzłowych energii elektrycznej i stawki punkt-punkt opłaty rynkowej

W celu zilustrowania wpływu strat mocy czynnej na wartość ceny węzłowej LMP oraz stawki punkt-punkt opłaty rynkowej rozpatrzony zostanie dwuwęzłowy system elektroenergetyczny przedstawiony na rysunku Z.4.



Rys. Z. 4. System testowy do ilustracji wpływu strat mocy czynnej na wartość cen LMP i stawki punkt-punkt opłaty rynkowej

Założmy, że koszt bilansowania zapotrzebowania w analizowanym systemie jest równy

$$K(\mathbf{P}_G) = \sum_{i=1}^{n_G} c_{Gi} P_{Gi}, \quad (\text{Z.6})$$

gdzie c_{Gi} jest ceną ofertową wytwórcy i , a P_{Gi} oznacza moc czynną generowaną przez tego wytwórcę. Jeżeli pominąć ograniczenia w wytwarzaniu i przesyłce mocy oraz przepływy mocy biernej, to w celu minimalizacji wartości funkcji określonej zależnością Z.6 należy przywołać do pracy tylko tańszy generator przyłączony do węzła 1. Moc generowana przez tego wytwórcę pokrywa zarówno zapotrzebowanie odbiorców przyłączonych do węzłów 1 i 2, jak i straty mocy czynnej w linii łączącej węzły 1 i 2. W związku z tym koszt bilansowania zapotrzebowania w analizowanym systemie określa zależność

$$K(\mathbf{P}_G) = c_{G1} P_{G1} = c_{G1} (P_{L1} + P_{L2} + P_{str12}) = 100 \cdot (100 + 100 + 2,09) = 20209 \text{ zł/h}, \quad (\text{Z.7})$$

przy czym przez P_{str12} oznaczono straty mocy czynnej powstające w linii łączącej węzły 1 i 2. Przy pominięciu mocy biernej oraz założeniu jednakowych (znamionowych) wartości napięć w obydwu węzłach (napięciem znamionowym analizowanej sieci jest napięcie 110 kV) wartość strat mocy można wyznaczyć z zależności

$$P_{str12} = \frac{P_{L2}^2}{U_n^2} R_{g12} = \frac{100^2}{110^2} \cdot 2,53 = 2,09 \text{ MW}, \quad (\text{Z.8})$$

gdzie:

- U_n - napięcie znamionowe systemu (równe 110 kV),
- R_{g12} - rezystancja linii łączącej węzły 1 i 2.

Wykorzystując zależności Z.1 i Z.7 można wyznaczyć wartości krótkookresowych cen węzłowych w poszczególnych węzłach analizowanego systemu testowego. I tak wartość ceny węzłowej w węźle 1 określa zależność

$$LMP_1 = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{L1}} = \frac{\partial (c_{G1} (P_{L1} + P_{L2} + P_{str12}))}{\partial P_{L1}} = c_{G1} = 100 \text{ zł/MWh}, \quad (\text{Z.9})$$

natomiast w węźle 2:

$$LMP_2 = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{L2}} = c_{G1} \left(1 + \frac{\partial P_{str12}}{\partial P_{L2}} \right) = 100 \cdot (1 + 0,0418) = 104,18 \text{ zł/MWh}. \quad (\text{Z.10})$$

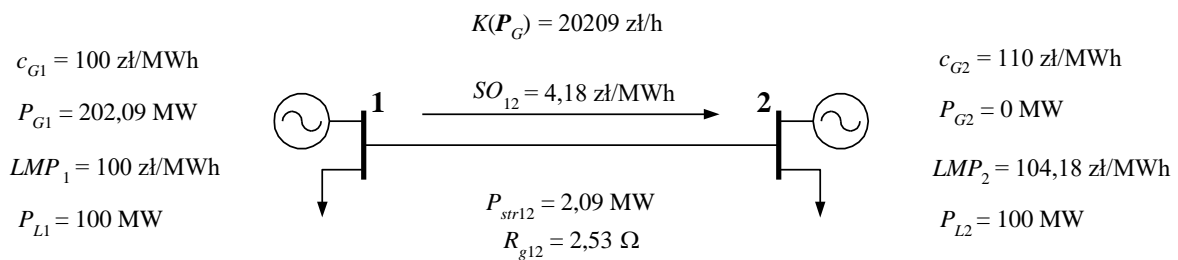
Wyrażenie $\frac{\partial P_{str12}}{\partial P_{L2}}$ określa krańcowe straty mocy czynnej (przyrost strat spowodowany

przyrostem przepływu mocy), czyli w tym przypadku zmianę strat mocy w linii łączącej węzły 1 i 2 spowodowaną zmianą obciążenia w węźle 2. Wartość krańcowych strat mocy czynnej w analizowanym systemie można wyznaczyć obliczając pierwszą pochodną zależności Z.8:

$$\frac{\partial P_{str12}}{\partial P_{L2}} = \frac{2P_{L2}}{U_n^2} R_{g12} = \frac{2 \cdot 100}{110^2} \cdot 2,53 = 0,0418 \text{ MW/MW}. \quad (\text{Z.11})$$

Porównując określoną zależnością Z.11 wartość krańcowych strat mocy czynnej z wartością średnią tych strat równą $\frac{P_{str12}}{P_{L2}} = \frac{2,09}{100} = 0,0209 \text{ MW/MW}$ należy zauważyć, że krańcowe straty są dwukrotnie większe od strat średnich.

Wartości poszczególnych wielkości charakteryzujących analizowany optymalny stan pracy systemu oraz wartości krótkookresowych cen węzłowych LMP w poszczególnych węzłach zamieszczono na rysunku Z.5.



Rys. Z. 5. Wpływ strat mocy czynnej na krótkookresowe ceny węzłowe LMP i stawkę punkt-punkt opłaty rynkowej

Zgodnie z zależnością Z.2 stawka punkt-punkt opłaty rynkowej, w tym przypadku pokrywająca jedynie koszty strat przesyłowych (w przykładzie założono brak ograniczeń sieciowych) towarzyszących przesyłowi energii z węzła 1 do węzła 2, jest równa:

$$SO_{12} = LMP_2 - LMP_1 = c_{G1} \frac{\partial P_{str12}}{\partial P_{L2}} = 100 \cdot 0,0418 = 4,18 \text{ zł/MWh}. \quad (\text{Z.12})$$

Z powyższej zależności wynika, że jeżeli w systemie elektroenergetycznym nie występują ograniczenia sieciowe, to stawka punkt-punkt opłaty rynkowej przy przesyłach energii elektrycznej z węzła i do węzła j jest równa kosztowi krańcowych strat mocy czynnej. W tym miejscu należy zauważyć, że rzeczywisty koszt strat przesyłowych (wyplata dla wytwórcy przyłączonego do węzła 1 z tytułu generacji mocy na pokrycie strat) występujących w linii łączącej węzeł 1 z węzłem 2 jest równy $2,09 \text{ MW} \cdot 100 \text{ zł/MWh} = 209 \text{ zł/h}$, co oznacza, że średni koszt strat (całkowity koszt strat podzielony przez ilość energii przepływającej linią łączącą węzły 1 i 2) jest równy $209 \text{ zł/h} / 100 \text{ MW} = 2,09 \text{ zł/MWh}$. Porównując średni koszt strat ze stawką opłaty rynkowej (w tym przypadku równej kosztowi krańcowych strat) można zauważyć, że koszt krańcowych strat jest dwukrotnie wyższy niż średni koszt strat. Jest to cecha metody krótkookresowych cen węzłowych (wynikająca z pokazanej wcześniej zależności między stratami krańcowymi a stratami średnimi), która powoduje, że po dokonaniu rozliczenia u operatora systemu powstaje nadwyżka przychodów nad ponoszonymi kosztami.

Wpływ ograniczonej przepustowości linii na wartość krótkookresowych cen węzłowych energii elektrycznej i stawki punkt-punkt opłaty rynkowej

W analizowanym w poprzednim punkcie przykładzie założono, że linią łączącą węzły 1 i 2 można przesłać dowolnie dużą moc czynną. Pominięto również wszystkie inne ograniczenia techniczne związane z wytwarzaniem i przesyłem mocy. W rzeczywistym SEE występuje jednak szereg ograniczeń, które należy uwzględnić przy planowaniu i prowadzeniu pracy systemu (w tym przy wyznaczaniu cen węzłowych). W tej części załącznika zostanie prze-

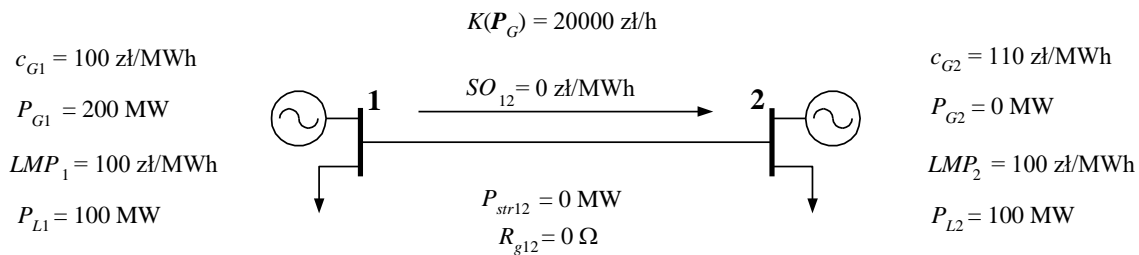
analizowany wpływ ograniczonej przepustowości linii (nazywanej również ograniczeniem gałęziowym) na wartość cen węzłowych LMP.

Wpływ ograniczenia gałęziowego na poziom krótkookresowej ceny węzłowej LMP zostanie przeanalizowany na przykładzie wykorzystanego w poprzednim punkcie dwuwęzłowego systemu elektroenergetycznego (rys. Z.4). Przy założeniu nieskończenie dużej przepustowości linii łączącej węzły 1 i 2 minimalny koszt bilansowania zapotrzebowania w analizowanym systemie określa zależność Z.7. Jeżeli dla uproszczenia rozważań pominąć straty mocy czynnej, zależność ta przyjmuje postać

$$K(\mathbf{P}_G) = c_{G1}P_{G1} = c_{G1}(P_{L1} + P_{L2}) \text{ zł/h.} \quad (\text{Z.13})$$

Przy pominięciu strat i ograniczeń gałęziowych koszt bilansowania zapotrzebowania wynosi 20000 zł/h, a przepływ mocy czynnej w linii łączącej węzły 1 i 2 jest równy mocy czynnej odbieranej w węźle 2 i wynosi 100 MW.

Wyznaczone na podstawie zależności Z.1 wartości krótkookresowych cen węzłowych w poszczególnych węzłach są w tym przypadku jednakowe i równe c_{G1} , a w związku z tym, zgodnie z zależnością Z.2, wartość stawki punkt-punkt opłaty rynkowej jest równa zero. Równość cen węzłowych LMP we wszystkich węzłach w sieci idealnej (bez strat przesyłowych i ograniczeń sieciowych) jest cechą metody krótkookresowych cen węzłowych. Omówiona sytuacja została przedstawiona na rysunku Z.6.



Rys. Z. 6. Krótkookresowe ceny węzłowe LMP i stawka punkt-punkt opłaty rynkowej przy braku ograniczeń sieciowych i strat przesyłowych

Jeżeli teraz założyć, że dopuszczalna przepustowość gałęzi łączącej węzły 1 i 2 wynosi $P_{g12}^{\max} = 50 \text{ MW}$, to aby nie dopuścić do jej przekroczenia, należy zmniejszyć wytwarzanie w generatorze przyłączonym do węzła 1. Jednocześnie w celu pokrycia zapotrzebowania w węźle 2 należy wprowadzić do pracy droższy generator przyłączony do tego węzła. W związku z tym w tej sytuacji koszt bilansowania zapotrzebowania określa zależność:

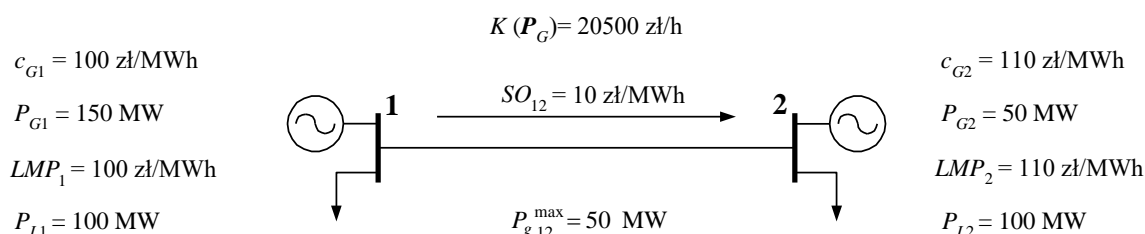
$$K(\mathbf{P}_G) = c_{G1}P_{G1} + c_{G2}P_{G2} = c_{G1}(P_{L1} + P_{g12}^{\max}) + c_{G2}(P_{L2} - P_{g12}^{\max}) \text{ zł/h.} \quad (\text{Z.14})$$

Określony zależnością Z.14 koszt jest równy 20500 zł/h i jest on o 500 zł/h większy niż w systemie bez ograniczenia gałęziowego. Różnica ta stanowi całkowity koszt związany z występującym ograniczeniem gałęziowym. Koszt krańcowy ograniczenia sieciowego można wyznaczyć zwiększając o 1 MW dopuszczalną przepustowość gałęzi łączącej węzły 1 i 2. Po zwiększeniu tej przepustowości do 51 MW koszt bilansowania zapotrzebowania zmniejszy się do 20490 zł/h. Różnica między kosztem bilansowania przy przepustowości gałęzi, wynoszącej 51 i 50 MW, stanowi właśnie krańcowy koszt ograniczenia sieciowego.

Wykorzystując zależności Z.1 i Z.14 można wyznaczyć wartości krótkookresowych cen węzłowych w poszczególnych węzłach. Wynoszą one: $LMP_1 = c_{G1} = 100 \text{ zł/MWh}$, $LMP_2 = c_{G2} = 110 \text{ zł/MWh}$. Występujące w tej sytuacji zróżnicowanie cen węzłowych wynika z tego, że z powodu istnienia ograniczenia w przepustowości gałęzi tańsza energia oferowana przez wytwórcę 1 nie może w całości pokryć zapotrzebowania w węźle 2. Wyznaczona na podstawie cen LMP stawka punkt-punkt opłaty rynkowej jest równa:

$$SO_{12} = LMP_2 - LMP_1 = c_{G2} - c_{G1} = 10 \text{ zł/MWh}. \quad (\text{Z.15})$$

W tym przypadku, ponieważ pominięto wpływ strat przesyłowych na wartość cen LMP, stawka punkt–punkt opłaty rynkowej jest równa wyznaczonemu wcześniej krańcowemu kosztowi ograniczeń sieciowych towarzyszących przesyłowi energii z węzła 1 do węzła 2. Wartości poszczególnych wielkości charakteryzujących przeanalizowany stan systemu przedstawiono na rysunku Z.7.



Rys. Z. 7. Wpływ ograniczenia gałęziowego na krótkookresowe ceny węzłowe LMP i stawkę punkt-punkt opłaty rynkowej

Podobnie jak w przypadku ilustrującego wpływ strat mocy na wartość cen LMP, również w omawianej sytuacji po rozliczeniu u operatora pozostanie nadwyżka przychodów nad wydatkami. W przypadku gdyby ceny węzłowe LMP (i/lub określone na ich podstawie stawki punkt-punkt lub węzłowe opłaty przesyłowej) stanowiły podstawę do rozliczeń na rynku energii elektrycznej, to pomiędzy wpłatami od odbiorców za zakupioną przez nich energię a wypłatami dla wytwórców za energię przez nich sprzedaną powstałaby różnica nazywana nadwyżką sieciową NS, określona zależnością

$$NS = \sum_{i=1}^{n_w} LMP_i P_{Li} - \sum_{j=1}^{n_G} LMP_j P_{Gj}. \quad (\text{Z.16})$$

Nadwyżka sieciowa może stanowić m.in. podstawę do oceny stanu sieci zamkniętej $[0, 0]$, gdyż jej składniki można rozdzielić między poszczególne elementy sieciowe (gałęzie i węzły), co pozwala stworzyć ranking elementów ze względu na wysokość kosztów związanych ze stratami mocy i ograniczeniami przesyłowymi powodowanymi przez te elementy.

Rozdział 5

PORÓWNANIE I KRYTYCZNA ANALIZA DWÓCH SCENARIUSZY ROZWOJOWYCH SYSTEMU DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ: KONTYNUACJI ORAZ INNOWACYJNEGO

5.1. Wprowadzenie

Polityka ochrony środowiska, poprzez zmniejszenie emisji CO₂, SO₂ itp., prowadzona przez Unię Europejską wykorzystuje dwa podstawowe instrumenty. Pierwszym z nich jest ograniczanie ilościowe przydziałów do emisji szczególnie CO₂ dla poszczególnych krajów, a drugim, który już w najbliższej przyszłości może być wprowadzony, jest zmiana przydziału darmowych uprawnień do emisji na zakup tych uprawnień (takie rozwiązanie rozważane jest do wprowadzenia od 2013 lub 2015 roku). Cele ograniczania emisji zostały zawarte w Pakiecie Energetycznym 3×20, przedstawionym przez Komisję Europejską. Na pakiet ten składają się:

1. Zmniejszenie emisji CO₂ o 20% w stosunku do roku bazowego 1989,
2. Zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% w trzech rynkach końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych),
3. Obniżenie energochłonności produkcji o 20% w stosunku do PKB.

Silne parcie Unii Europejskiej na zmniejszenie obciążeń środowiska naturalnego powoduje konieczność podjęcia poważnych działań inwestycyjnych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej. Dodatkowo w perspektywie kilkunastu najbliższych lat w kraju presja inwestycyjna będzie powodowana wzrostem zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, który to wzrost przyjmuje się zwykle na poziomie 2% rocznie oraz koniecznością wycofywania wyeksploatowanych jednostek wytwórczych, które w dodatku nie spełniają wymagań dotyczących emisji szkodliwych substancji do środowiska (dyrektywa LCP). Te trzy czynniki będą miały duży wpływ na koszty wytwarzania energii elektrycznej, a w konsekwencji na koszty zaopatrzenia odbiorcy w energię elektryczną.

Należy zwrócić uwagę, że składowe pakietu 3×20 dotyczą nie tylko produkcji energii elektrycznej, ale takiej samej mierze produkcji ciepła i wykorzystania paliw transportowych. Co więcej, projekt Dyrektywy unijnej o rozdziale obciążeń środowiskowych między poszczególne kraje nie dokonuje rozdziału energii odnawialnej między poszczególne rynki (energii elektrycznej, ciepła i transportu), ale podaje sumaryczny jej udział. Dla naszego kraju udział ten przewidywany jest na poziomie 15% całkowitego zużycia energii w roku 2020. Szczególne znaczenie ma duże przenikanie się rynku energii elektrycznej i ciepła, ale w ostatnim czasie również coraz bardziej transportu, zaś rozpatrywanie tych składowych musi odbywać się równolegle.

Ze względu na specyfikę polskich zasobów paliw (głównie węgla kamiennego oraz brunatnego) energia elektryczna produkowana jest głównie w konwencjonalnych elektrowniach cieplnych. Taka struktura produkcji powoduje silne obciążenie środowiska naturalnego

emisją różnych substancji szkodliwych. W dalszej części rozpatruje się tylko emisję CO₂. Rozwój wytwarzania węglowego pociąga za sobą wdrażanie nowoczesnych technologii ograniczających emisję CO₂ wśród których można wyróżnić zarówno technologie o zwiększonej sprawności przetwarzania energii pierwotnej (bloki na parametry nadkrytyczne i ultrakrytyczne), a także technologie wykorzystujące zgazowanie węgla oraz czyste technologie węglowe (z wychwytem dwutlenku węgla). Jako alternatywny do scenariusza węglowego rozpatruje się scenariusz rozwoju generacji rozproszonej wykorzystującej przede wszystkim odnawialne źródła energii, przy czym ze względu na specyfikę kraju w szczególności są to źródła kogeneracyjne wykorzystujące biometan jako paliwo.

Na bazie powyższego określono dwa główne nieco skrajne scenariusze rozwojowe elektroenergetyki polskiej w horyzoncie 2020, scenariusz kontynuacji oraz scenariusz innowacyjny (rozdział 2 niniejszej monografii).

Głównymi cechami scenariusza kontynuacji (SK) są [1]:

1. wzmocnienie korporacyjnego charakteru elektroenergetyki,
2. częściowe wyjęcie inwestycji na rzecz bezpieczeństwa energetycznego spod rygorów efektywności ekonomicznej,
3. ukierunkowanie na rozwój wielkoskalowych technologii wytwórczych i sieci przesyłowych,
4. presja inwestycyjna podobna do tej, która była charakterystyczna dla elektroenergetyki w gospodarce socjalistycznej.

Scenariusz ten w niniejszym rozdziale będzie rozpatrywany głównie pod kątem cechy nr 3 oraz ukierunkowania go na energetykę węglową.

Głównymi cechami scenariusza innowacyjnego (SI) są [1]:

1. intensyfikacja wykorzystania istniejących zdolności wytwórczych i sieci przesyłowych za pomocą mechanizmów rynkowych (przy minimalnych nakładach inwestycyjnych),
2. budowa 20-procentowego segmentu innowacyjnej energetyki rozproszonej (elektroenergetyki, ciepłownictwa, paliw transportowych) i wykreowanie rolnictwa energetycznego (założenie 20% udziału energii odnawialnej wynikało z przyjęcia wprost pakietu 3×20, według aktualnego projektu Dyrektywy Unijnej dla Polski udział ten wynosi 15%),
3. system zarządzania bezpieczeństwem energetycznym oparty na wykorzystaniu zdolności technologii energetycznych do odpowiedzi na sygnały rynkowe (wzrosty cen),
4. system regulacji ukształtowany na kosztach referencyjnych dostaw energii elektrycznej, uwzględniających pełną internalizację kosztów zewnętrznych (ekologicznych) i wartość usług systemowych (w miejsce kosztów tych usług).

Scenariusz innowacyjny został poddany analizie głównie ze względu na cechę 1 oraz 2. Rozwój systemu elektroenergetycznego w najbliższym czasie będzie z pewnością pewną wypadkową tych dwóch, przyjętych w nieco skrajnych przypadkach scenariuszach.

Scenariusze zostały porównane ze sobą pod względem ekonomicznym (niezbędnych nakładów na rozwój źródeł, ale również na rozbudowę sieci elektroenergetycznej), pod względem wystarczalności dla zapewnienia pokrycia zapotrzebowania oraz wpływu na pracę sieci elektroenergetycznych.

Podstawą oceny ekonomicznej scenariuszy w niniejszym rozdziale są koszty zewnętrzne dostaw energii.

5.2. Koszty zewnętrzne dostawy energii do odbiorcy

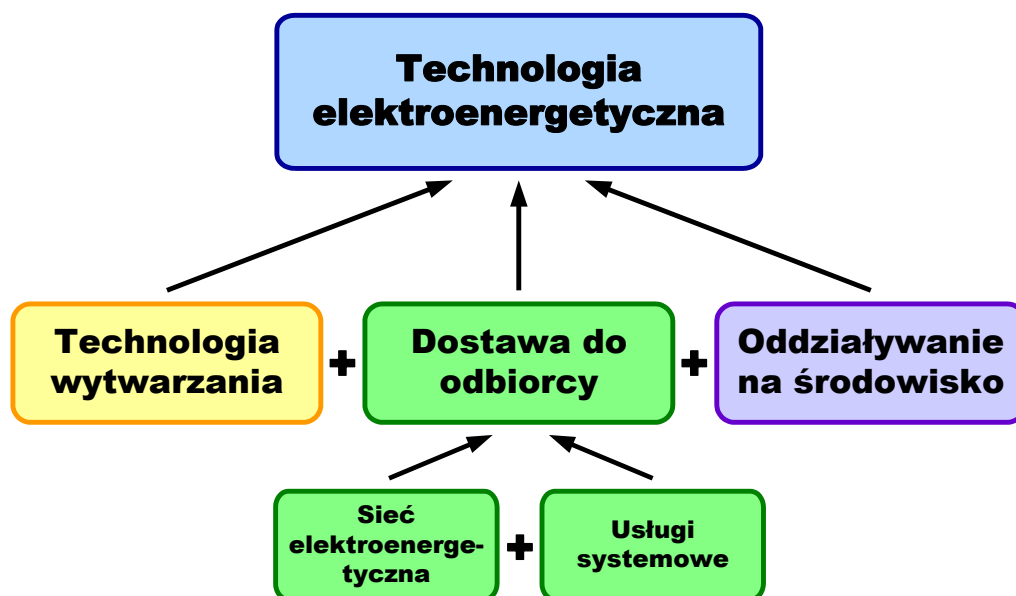
5.2.1. Definicja

W opracowaniu [2] zdefiniowano pojęcie technologii elektroenergetycznej oraz dokonano oszacowania wartości poszczególnych jej składników. Na koszt technologii elektroenergetycznej, zgodnie z przyjętą definicją, składają się:

- koszt produkcji energii elektrycznej w rozpatrywanym źródle,
- koszty związane z korzystaniem ze środowiska naturalnego,
- koszt zapewnienia rezerwy mocy dla źródła,
- koszty związane z przesyłem energii z miejsca wytwarzania do miejsca odbioru (uwzględnia się koszty zmienne strat i ograniczeń sieciowych oraz koszty stałe użytkowania infrastruktury sieciowej).

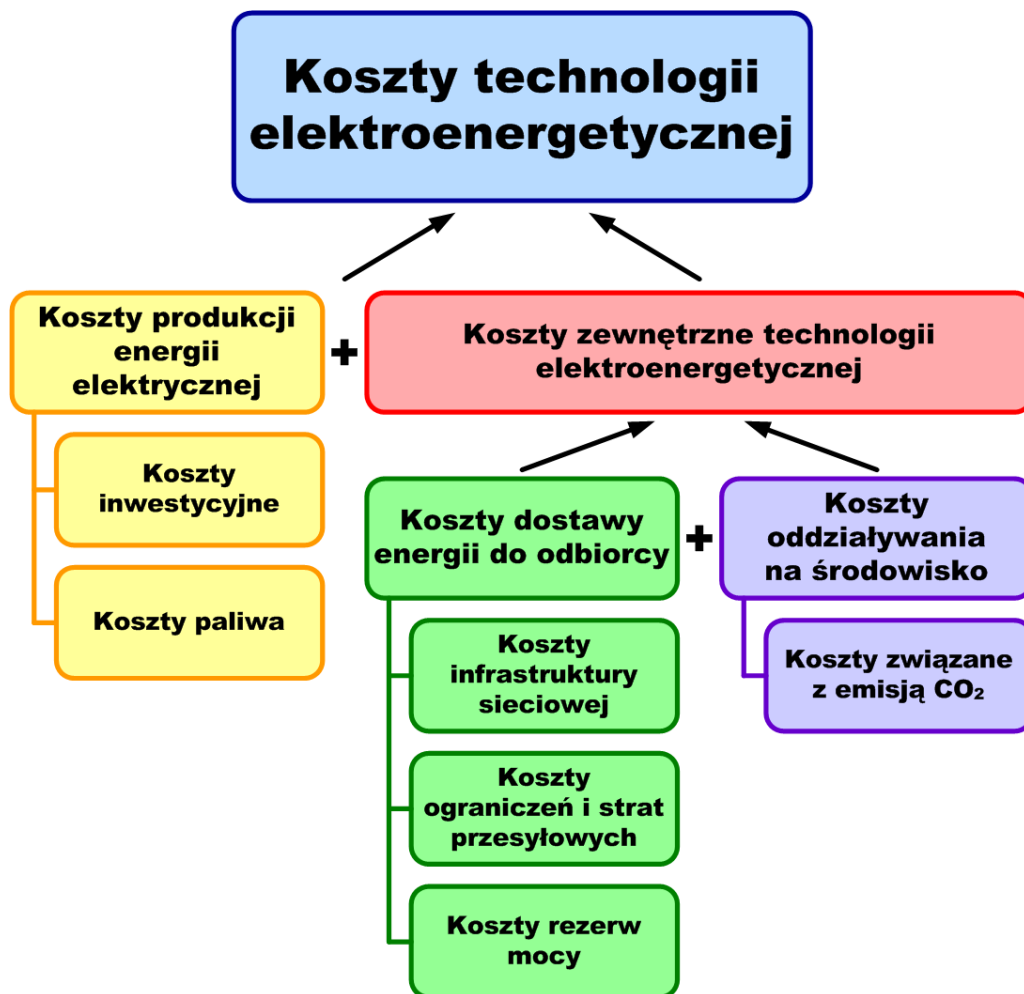
Dzięki tak dobranej definicji oraz obejmowanych przez nią składników możliwe jest jednoznaczne, kosztowe porównanie efektywności ekonomicznej dla różnych technologii, a także możliwa jest analiza i ewentualna weryfikacja aktualnego stanu promowania energetyki gazowej oraz odnawialnej w stosunku do energetyki tradycyjnej opartej na węglu kamiennym i brunatnym (system certyfikacji energii odnawialnej i skojarzonej a system rozdziału i handlu uprawnieniami CO₂).

Na rysunku 5.1 pokazano schematycznie definicję technologii elektroenergetycznej, a tym samym poszczególne składniki wchodzące w skład kosztu referencyjnego.



Rys. 5.1. Składniki pojęcia technologia elektroenergetyczna

Składniki kosztu dostawy do odbiorcy oraz oddziaływania na środowisko nazwano kosztami zewnętrznymi dostaw energii elektrycznej. W ekonomice koszty zewnętrzne definiuje się jako różnicę kosztów społecznych i kosztów prywatnych. W elektroenergetyce można obecnie przyjąć, że koszty zewnętrzne w aspekcie środowiska, to głównie koszty uprawnień do emisji CO₂. Inną kategorią są koszty zewnętrzne w postaci *stranded costs* (kosztów osieroconych) w systemie elektroenergetycznym, czyli charakterystyczne dla rynku energii elektrycznej. Ponieważ w składniku dostaw energii do odbiorcy rozważa się Ewentualność pojawienia się kosztów osieroconych w sieciach, w wyniku zastępowania sieci produkcją w pobliżu odbiorców, dlatego koszty dostaw uznano również za składnik kosztów zewnętrznych. Na rysunku 5.2 przedstawiono składniki kosztów wynikających z przyjętej definicji technologii elektroenergetycznej.



Rys. 5.2. Składniki pojęcia technologia elektroenergetyczna

W pracy [2] do analiz ilościowych zostały wybrane technologie rozproszone oraz technologie systemowe. Jako reprezentatywne technologie wytwarzania rozproszone zostały wybrane:

1. gazowe źródło kogeneracyjne o mocy elektrycznej 15...50 MW przyłączone do sieci o napięciu 110 kV (w praktyce jednostki przyłączone do sieci 110 kV, mogą mieć moc jeszcze większą, co uzależnione jest przede wszystkim od struktury sieci 110 kV);
2. gazowe źródło kogeneracyjne o mocy elektrycznej 1...7,5 MW przyłączone do sieci średniego napięcia, która w przypadku górnej granicy powinna być siecią bardzo silną (również w tym przypadku do sieci średniego napięcia można przyłączyć i są przyłączane jednostki większe, ale są one zwykle w tym przypadku przyłączone bezpośrednio do szyn SN w GPZ);
3. gazowe źródło kogeneracyjne o mocy elektrycznej do 400 kW przyłączone do sieci niskiego napięcia (źródło o mocy 400 kW powinno być włączone w punkcie styku sieci niskiego napięcia z siecią średniego napięcia);
4. elektrociepłownia biometanowa,
5. zintegrowana elektrownia wiatrowo-gazowa,
6. mała elektrownia wodna,
7. ogniwo paliwowe.

Jako technologie przeznaczonych do wytwarzania energii elektrycznej na poziomie systemowym (duże elektrownie przyłączone do sieci najwyższych napięć) rozpatrzono technologie oparte na:

1. elektrowni jądrowej,

2. elektrowni parowej na węgiel brunatny,
3. elektrowni parowej na węgiel kamienny.

Poniżej omówiono poszczególne składniki kosztów zewnętrznych.

5.2.2. Składniki kosztów zewnętrznych

Koszty emisji CO₂. Koszt użytkowania środowiska naturalnego (lub inaczej koszt szkodliwego oddziaływania na środowisko naturalne) systemów energetycznych jest w ostatnich latach przedmiotem intensywnych badań. W Europie problemem szacowania strat ekonomicznych wywołanych zanieczyszczeniem środowiska zajmuje się zespół badawczy skupiony wokół projektu Komisji Europejskiej: ExternE – Externalities of Energy (<http://externe.jrc.es>).

Aby dokonać oszacowania kosztu oddziaływania na środowisko poszczególnych technologii energetycznych konieczna jest znajomość wielkości emisji substancji szkodliwych dla środowiska związanych z produkcją energii elektrycznej oraz jednostkowych kosztów (cen) dla poszczególnych emitowanych substancji.

W tabeli 5.1 podano typowe wskaźniki emisji dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Z przedstawionych w tabeli wartości wskaźników emisji wynika znaczne obniżenie emisji pyłów i dwutlenku siarki w układach gazowych w stosunku do układów węglowych.

Największy udział w ilości emisji ma dwutlenek węgla. Z analiz teoretycznych, które znajdują potwierdzenie w wartościach przedstawionych w tabeli 5.1 wynika, że w wyniku produkcji 1 GJ energii pierwotnej (ze spalania odpowiedniej ilości paliwa) powstaje około 98 kg CO₂ w przypadku spalania węgla oraz 56 kg CO₂ w przypadku spalania gazu ziemnego wysokometanowego. W związku z powyższym ilość emitowanego dwutlenku węgla do produkcji 1 MWh energii elektrycznej można wyznaczać jako:

$$m_{CO_2} = \frac{352,8}{\eta_E} \text{ [kg/MWh]}$$

w przypadku produkcji energii elektrycznej z węgla oraz

$$m_{CO_2} = \frac{201,6}{\eta_E} \text{ [kg/MWh]}$$

w przypadku produkcji energii elektrycznej z gazu wysokometanowego, gdzie η_E jest sprawnością produkcji energii elektrycznej w elektrowni.

Tabela 5.1

Typowe wartości wskaźników emisji w produkcji energii elektrycznej

Typ układu	Paliwo	η_E %	Wskaźniki emisji w g/kWh wytworzonej energii elektrycznej				
			CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pył
Energetyka zawodowa							
Elektrownia parowa	węgiel	34	1034	0,18	3,13	19,9	1,41
	gaz ziemny	31	651	0,09	3,04	0	0,05
Blok turbogazowy	gaz ziemny	34	594	0,55	2,40	0	0,05
Blok turbogazowy 2	gaz ziemny	38	532	0,30	0,50	0	0,04
Układy kogeneracyjne bez stosowania redukcji emisji							
Elektrownia parowa	węgiel	25	1406	0,26	4,53	7,75	0,65
	gaz ziemny	25	808	0	1,29	0,46	0,07
Turbina gazowa	gaz ziemny	25	809	0,13	4,35	0	0,07
Turbina gaz. 2	gaz ziemny	35	577	0,30	0,50	0	0,05
Ogniwo paliw.	gaz ziemny	40	505	0,03	0,03	0	0

Blok turbogazowy 2 = Turbina gazowa 2 = turbina z niskoemisyjną komorą spalania

Dla źródeł jądrowych (elektrowni atomowych), wodnych wszystkie powyższe emisje są zerowe. Również w przypadku źródeł opalanych biogazem lub biomasą emisje powyższych substancji są przyjmowane jako zerowe ze względu na zamknięty cykl produkcja – spalanie biomasy.

W krajach europejskich obowiązują różne opłaty za emisję substancji szkodliwych, przy czym powszechnie uważane są one za zbyt niskie. Przykładowo w Polsce na rok 2007 zgodnie z rozporządzeniem Ministra Ochrony Środowiska z dnia 4 października 2006, opłaty za korzystanie z środowiska wynosiły:

- CO₂ – 0,19 zł/tonę,
- SO₂ – 0,36 zł/kg,
- NO₂ – 0,36 zł/kg,
- CO – 0,10 zł/kg,
- Pyły – 0,24 zł/kg.

W innych opracowaniach, np. [8], wartości szacowanych strat w środowisku spowodowanych emisją substancji szkodliwych uwzględniających degradację środowiska naturalnego wynoszą:

- CO₂ – 23,2 \$/t,
- SO₂ – 1650-8350 \$/t,
- NO₂ – 1810-12800 \$/t,
- Pyły – 2320-4400 \$/t.

W analizach rozwojowych (dla nowych inwestycji) prowadzonych przez zespoły przy Komisji Europejskiej dla dwutlenku węgla przyjmowana jest także wartość 40 €/t emisji, która odpowiada kosztowi wychwytywania dwutlenku węgla ze spalin w tzw. elektrowniach zeroemisyjnych.

Aktualna cena giełdowa w transakcjach zawieranych na rok 2008 (dotyczących drugiego okresu rozliczeniowego na rynku CO₂) wynosi 25-30 €/tonę. Ta wartość przyjmowana jest do analiz wpływu niewystarczającej ilości darmowych uprawnień do emisji CO₂, jakie Polska otrzymała na lata 2008-2012, na wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej i cen do odbiorców końcowych.

Ponieważ jedynie dwutlenek węgla jest wyceniany w sposób rynkowy (notowania giełdowe) do dalszych analiz obciążeń produkcji energii elektrycznej nie będą brane pod uwagę emisje innych związków chemicznych (uwzględnienie ich po cenach jak w rozporządzeniu Ministra Ochrony Środowiska praktycznie nie skutkuje żadnymi dodatkowymi kosztami).

Z powyższego krótkiego przeglądu jednostkowych kosztów emisji wynika, że istnieją duże rozbieżności tych kosztów. Dla dalszej analizy wybrano trzy rynkowe poziomy opłat za emisję CO₂:

- niski – 10 €/t,
- średni – 25 €/t,
- wysoki – 40€/t.

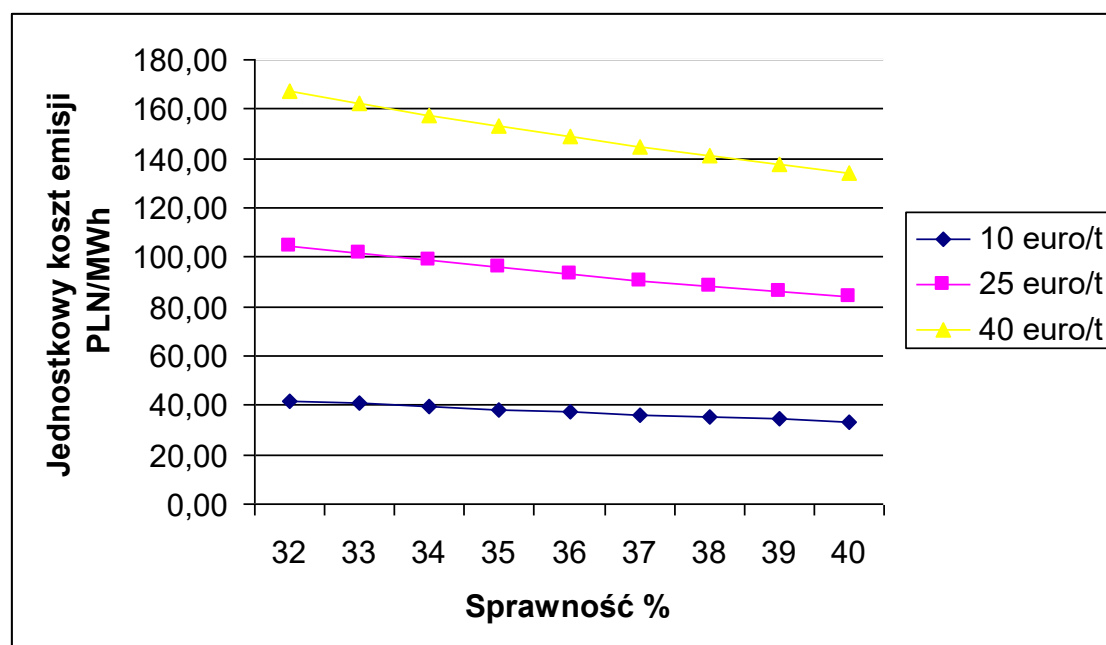
W tabeli 5.2 podano jednostkowe koszty (odniesione do produkcji energii elektrycznej) emisji CO₂ w przypadku produkcji energii w elektrowni węglowej oraz gazowej w zależności od sprawności produkcji energii elektrycznej.

Wyniki przedstawiono na rysunkach 5.3 oraz 5.4.

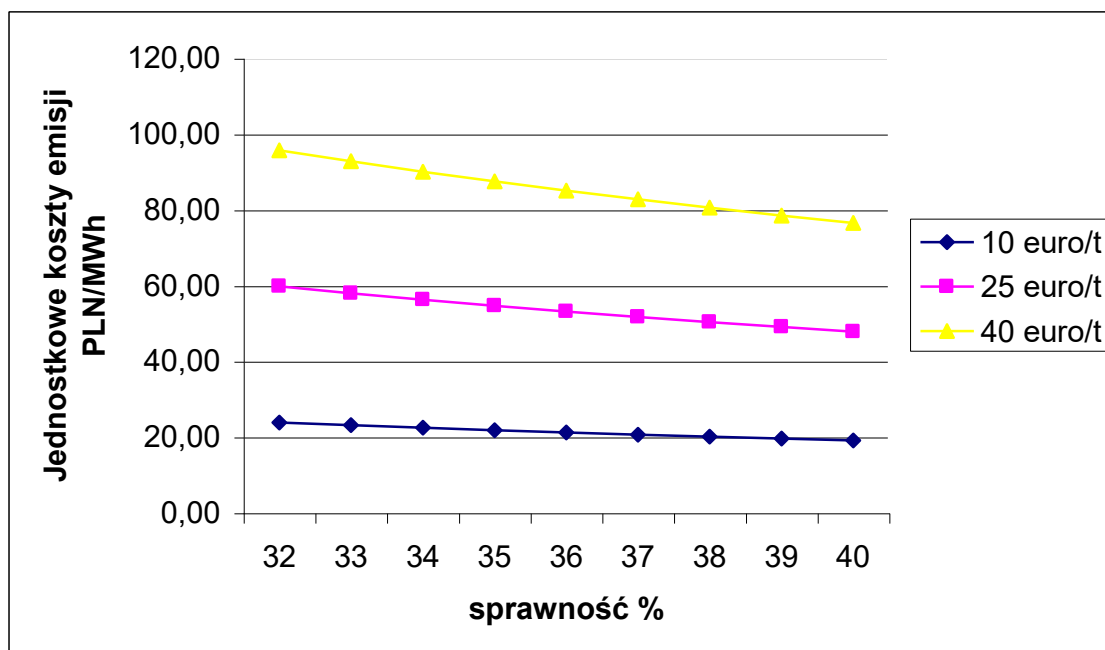
Tabela 5.2

Jednostkowe koszty emisji CO₂ wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh] przy różnych poziomach opłat za emisję

Sprawność %	Poziom opłat za emisję CO ₂		
	10 €/tonę	25 €/tonę	40 €/tonę
Elektrownia węglowa			
32	41,90	104,74	167,58
33	40,63	101,56	162,50
34	39,43	98,58	157,72
35	38,30	95,76	153,22
36	37,24	93,10	148,96
37	36,23	90,58	144,93
38	35,28	88,20	141,12
39	34,38	85,94	137,50
40	33,52	83,79	134,06
Elektrownia gazowa			
32	23,94	59,85	95,76
33	23,21	58,04	92,86
34	22,53	56,33	90,13
35	21,89	54,72	87,55
36	21,28	53,20	85,12
37	20,70	51,76	82,82
38	20,16	50,40	80,64
39	19,64	49,11	78,57
40	19,15	47,88	76,61



Rys. 5.3. Jednostkowe koszty emisji CO₂ dla elektrowni węglowej przy trzech poziomach opłat za emisję



Rys. 5.4. Jednostkowe koszty emisji CO₂ dla elektrowni gazowej przy trzech poziomach opłat za emisję

Z przedstawionych wyliczeń i zależności wynika znaczny udział kosztu środowiska w koszcie produkcji energii elektrycznej. Nawet przy niskim poziomie opłat za emisję (10 €/t) dla elektrowni węglowych koszt ten zawiera się w przedziale od 33 do 42 zł/MWh. Każdy punkt procentowy poprawy sprawności oznacza obniżenie kosztu emisji o około 1 zł/MWh. W przypadku wysokiego poziomu opłat za emisję (40 €/t) koszt emisji jest porównywalny z kosztem produkcji energii elektrycznej, zaś zmiany na punkt procentowy sprawności wynoszą około 4 zł/MWh.

W przypadku źródeł gazowych udział kosztów emisji w kosztach produkcji energii elektrycznej jest znacznie mniejszy i waha się od 19 do 23 zł/MWh w przypadku niskiego poziomu opłat oraz 75-96 zł w przypadku wysokiego poziomu opłat za emisję dwutlenku węgla. W tabeli 5.3 przedstawiono wyniki kosztów emisji dla analizowanych źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Tabela 5.3

Jednostkowe koszty emisji CO₂ wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh] dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

Rodzaj źródła (elektrownia)	η_E	emisja t/MWh	Poziom opłat za emisję CO ₂		
	%		10 €/t	25 €/t	40 €/t
Jądrowa	-	0,000	0,00	0,00	0,00
Na węgiel brunatny	35	1,008	38,30	95,76	153,22
Na węgiel kamienny	37	0,954	36,23	90,58	144,93
Gazowa 20 - 50 MW	35	0,576	21,89	54,72	87,55
Gazowa 1 – 7,5 MW	40	0,504	19,15	47,88	76,61
Gazowa do 400 kW	40	0,504	19,15	47,88	76,61
Wiatrowo-gazowa	40	0,403	15,32	38,30	61,29
Biometanowa	-	0,000	0,00	0,00	0,00
Wodna (mała)	-	0,000	0,00	0,00	0,00
Ogniwo paliwowe	40	0,504	19,15	47,88	76,61

Przedstawione w tabeli 5.3 wyniki stanowią składnik sumarycznych kosztów danej technologii energetycznej. Wartości te zostaną przyjęte do ostatecznej oceny kosztowej poszczególnych technologii.

Porównaniem dla otrzymanych wyników mogą stanowić podatki stosowane we Francji. W pracy [12] przedstawiono podatki dodatkowe podatki do produkcji energii związane z emisją CO₂. Odrębną sprawą jest ich wielkość, natomiast zachowana jest ich zależność od rzeczywistej wielkości emisji CO₂ powstającego w wyniku produkcji 1 MWh energii elektrycznej. Wielkość ta dla elektrowni jądrowej wynosi zero, natomiast dla elektrowni węglowej jest około dwukrotnie wyższa niż dla elektrowni gazowej. Jednostkowy koszt emisji równoważny kwocie tych podatków wynosi około 15 €/t.

Koszt operacyjnych rezerw mocy dla źródła. Kolejnym czynnikiem wpływającym na finalną cenę energii jest koszt związany z zakupem rezerw mocy, które są niezbędne do zapewnienia odpowiedniej jakości dostarczanej energii (zapewnienia odpowiedniej wartości częstotliwości).

Do oszacowania kosztu rezerw mocy dla różnych technologii wytwórczych wykorzystano wskaźnik AF – wskaźnik dyspozycyjności źródeł. Przyjęto zasadę, że właściciel źródła jest zobowiązany do zapewnienia rezerwowania (ponosi koszt zakupu rezerw mocy). Założono, że koszt rezerw mocy ponoszony przez źródło w danej godzinie jest równy iloczynowi wartości $1 - \frac{AF}{100\%}$ (przyjęto, że zawodność źródła w każdej godzinie jest taka sama jak w okre-

sie, dla którego został wyznaczony współczynnik AF) oraz cenie po jakiej właściciel źródła może kupić rezerwę mocy na rynku. W przypadku elektrowni na węgiel kamienny i brunatny przyjęto wskaźniki dla warunków polskich (dane ARE dla 2004 roku). W pozostałych przypadkach wykorzystano dane amerykańskie. Dla elektrowni biometanowej założono, że wskaźnik AF jest równy wskaźnikowi dla źródła z silnikiem tłokowym o mocy od 100 do 800 kW.

Jednostkowe koszty rezerw (sekundowej, minutowej, godzinowej czyli rezerwy wirującej oraz rezerwy odtworzeniowej) przyjęto na podstawie publikowanych przed kilku laty taryf dla wytwórców i przeliczeniu poszczególnych składników wg zmiany cen energii produkowanej w elektrowniach kondensacyjnych [3, 10]. Wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 5.4.

Tabela 5.4.

Koszty operacyjnych rezerw mocy dla różnych technologii wytwarzania [zł/MWh]

Technologia wytwarzania / koszt operacyjnych rezerw mocy	Wariant		
	minimalny	średni	maksymalny
Elektrownia jądrowa	3,03	5,14	8,93
Elektrownia na węgiel brunatny	2,33	3,96	6,88
Elektrownia na węgiel kamienny	2,12	3,60	6,26
Elektrownia z turbiną gazową 20 - 100 MW	1,14	1,94	3,37
Elektrownia z turbiną gazową 3 - 20 MW	0,89	1,51	2,62
Elektrownia z turbiną gazową 0,5 - 3 MW	0,51	0,86	1,50
Elektrownia wiatrowo-gazowa	0,09	0,15	0,26
Elektrownia z silnikiem tłokowym do 100 kW	0,71	1,20	2,09
Elektrownia z silnikiem tłokowym 100 - 800 kW	0,31	0,53	0,93
Elektrownia z silnikiem tłokowym 800 - 3000 kW	0,51	0,86	1,50
Elektrownia z turbiną parową do 25 MW	1,41	2,40	4,16
Mała elektrownia wodna	1,66	2,82	4,89
Ogniwo paliwowe	4,09	6,95	12,08

Podsumowując, w przypadku technologii gazowych (w tym biometanowych i wiatrowo-gazowych) maksymalna opłata za rezerwy mocy ponoszona przez to źródło nie powinna przekraczać 4 zł/MWh, podczas gdy maksymalny przychód, jaki to źródło może uzyskać ze sprzedaży usług systemowych może przekraczać 50 zł/MWh. Analogiczne relacje dla źródeł systemowych są znacznie mniej korzystne.

Koszty przesyłu mocy i energii. Na koszty przesyłu mocy i energii elektrycznej, bezpośrednio związane z siecią elektroenergetyczną składają się dwa podstawowe składniki: koszty strat i ograniczeń sieciowych, stanowiące koszty zmienne przesyłu oraz koszt infrastruktury sieciowej, stanowiący koszt stały sieci. Nośnikiem kosztów w przypadku składnika stałego stawki sieciowej jest moc umowna, a w przypadku składnika zmiennego – pobrana energia.

Istnieje wiele metod kalkulacji stawek opłat przesyłowych sieciowych. Aktualnie w Polsce obowiązująca metoda kształtowania stawek opłat przesyłowych jest tzw. metoda znaczka pocztowego (stawka grupowa), polegająca na uśrednieniu stawki opłaty przesyłowej na danym poziomie napięciowym, i przypisanie jednakowej wartości tej stawki wszystkim użytkownikom przyłączonym do sieci o danego napięciu. Metoda, oprócz niezaprzeczalnej zalety, jaką jest prostota jej wyznaczenia oraz stosowania, ma praktycznie same wady. Należą do nich przede wszystkim subsydiowanie kosztów wewnątrz grupy, brak efektywności ekonomicznej, brak sygnałów lokalizacyjnych dla nowych użytkowników. Dodatkowo wady te pogłębia fakt, że stawki opłat przesyłowych sieciowych naliczane są tylko dla odbiorców, zaś wytwórcy nie ponoszą żadnych kosztów przesyłu mocy i energii. Powoduje to brak konkurencji między wytwórcami uwzględniającą ich sytuację sieciową. Praktycznie wytwórcy konkurują między sobą tylko poprzez cenę produkcji energii. Fakt ten ma szczególne znaczenie przy porównywaniu efektywności wykorzystania źródeł energii przyłączonych do sieci o różnych poziomach napięciowych. Przy stosowaniu zasad kształtowania opłat przesyłowych sieciowych jak w naszym kraju miejsce przyłączenia nie wpływa w żaden sposób na ocenę konkurencyjności tych źródeł.

Opłata za straty sieciowe oraz ograniczenia przesyłowe. Metodą, która jednoznacznie i w sposób rynkowy wycenia wpływ pracy źródła na sieć elektroenergetyczną, w zależności od wielkości źródła (jego mocy) oraz miejsca przyłączenia jest metoda kosztów krańcowych, prowadząca do wyznaczenia węzłowych stawek za przesył mocy i energii elektrycznej [4]. Węzłowe stawki opłat (nazywane dalej opłatami rynkowymi) prawidłowo wyceniają wpływ danego użytkownika (odbiorcy i wytwórcy) na straty sieciowe oraz ograniczenia przesyłowe związane z przepustowością gałęzi (linii elektroenergetycznych i transformatorów) oraz poziomów napięć w węzłach sieci.

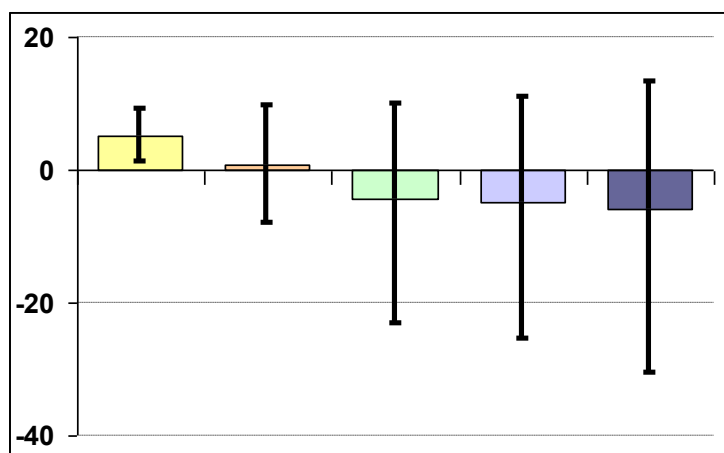
Ponieważ zróżnicowanie stawek rynkowych opłaty przesyłowej w zależności od miejsca przyłączenia jest znaczne, uśrednianie tej stawki dla całego obszaru kraju z podziałem tylko na poziom napięciowy nie ma większego sensu. W tabeli 5.5 podano zakresy zmian tych stawek w poszczególnych obszarach kraju wyznaczone dla obciążeń szczytowych dla układu normalnego pracy sieci dla zimy 2005/2006. Na rysunkach 5.5-5.9 przedstawiono wyniki obliczeń stawek rynkowych z podziałem na obszary sieciowe, przy czym podano również wartości maksymalne i minimalne tych stawek w danym obszarze.

Z przedstawionych analiz wynika kilka ważnych wniosków, przede wszystkim stawki rynkowe mogą przyjmować wartości ujemne, co oznacza korzystne umiejscowienie źródła w danym węźle, powodujące obniżenie strat w sieci lub zmniejszenie ograniczeń sieciowych. Generalnie największe zróżnicowanie stawek występuje w sieci niskiego napięcia, gdyż opłaty w tej sieci są pewną wypadkową opłat w sieciach nadrzędnych oraz strat w sieci niskiego napięcia. Wartości przeciętne stawek w każdym obszarze są tym niższe im niższy poziom napięcia (za wyjątkiem sieci 110 kV na obszarze ODM Katowice, co spowodowane jest znacznym udziałem generacji przyłączonej do tej sieci). Odchylenia w górę stawek rynkowych (wartości maksymalne) na sieci najwyższych napięć i częściowo w sieci 110 kV występują w węzłach o dużej koncentracji mocy. Wprowadzenie nowych dużych jednostek wytwórczych w sieci przesyłowej zmieni wartości tych stawek, jednak należy spodziewać się wzrostu tych stawek w miejscach przyłączenia ewentualnych źródeł systemowych (elektrowni jądrowej, czy opalanych węglem).

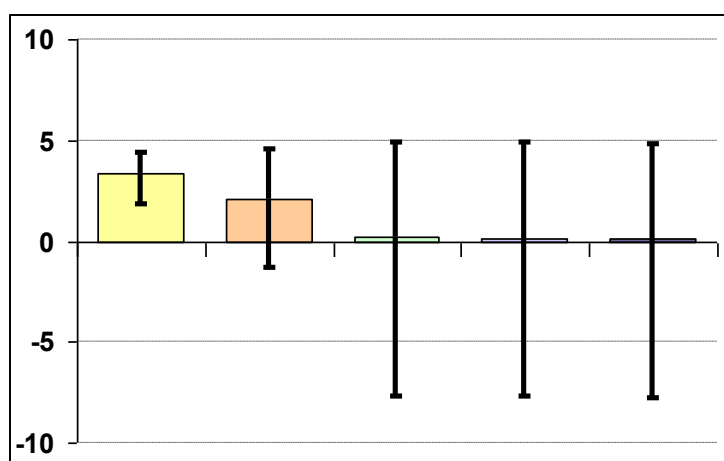
Tabela 5.5

Stawki opłat rynkowych w [zł/MWh] (za straty i ograniczenia sieciowe) dla wytwórców przyłączonych do sieci różnych napięć z podziałem na obszary sieciowe

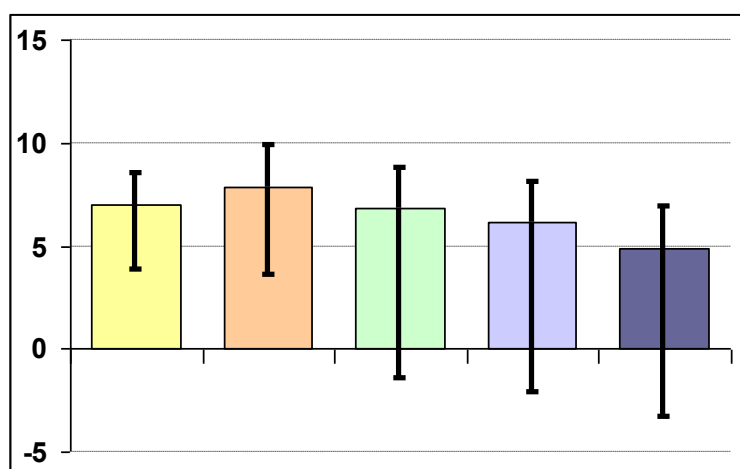
Obszar sieciowy	Minimum	Średnia	Maksimum
Sieć 400 kV			
ODM Warszawa	1,393	5,148	9,157
ODM Radom	1,863	3,338	4,385
ODM Katowice	3,873	7,021	8,521
ODM Poznań	-4,654	1,647	5,537
ODM Bydgoszcz	-2,855	-0,365	1,147
Sieć 220 kV			
ODM Warszawa	-7,950	0,850	9,676
ODM Radom	-1,281	2,090	4,545
ODM Katowice	3,629	7,832	9,869
ODM Poznań	-8,085	-1,079	5,100
ODM Bydgoszcz	-4,614	-2,452	1,211
Sieć 110 kV			
ODM Warszawa	-23,034	-4,415	10,008
ODM Radom	-7,699	0,184	4,879
ODM Katowice	-1,386	6,815	8,827
ODM Poznań	-31,898	-2,197	6,781
ODM Bydgoszcz	-38,301	-4,672	7,222
Sieć SN			
ODM Warszawa	-25,338	-4,857	11,008
ODM Radom	-7,718	0,165	4,860
ODM Katowice	-2,068	6,133	8,146
ODM Poznań	-35,087	-2,417	7,460
ODM Bydgoszcz	-42,131	-5,139	7,944
Sieć nN			
ODM Warszawa	-30,405	-5,828	13,210
ODM Radom	-7,751	0,132	4,827
ODM Katowice	-3,294	4,906	6,919
ODM Poznań	-42,105	-2,900	8,951
ODM Bydgoszcz	-50,557	-6,167	9,533



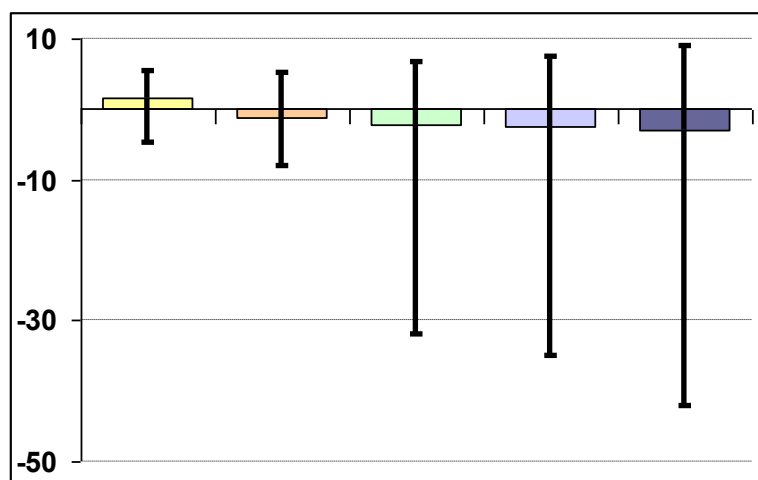
Rys. 5.5. Przeciętne wartości rynkowych stawek opłat przesyłowych w zł/MWh dla obszaru ODM Warszawa z podziałem na napięcia (od lewej 400 kV, 220 kV, 110 kV, sieć SN, sieć nN) oraz rozrzut tych stawek



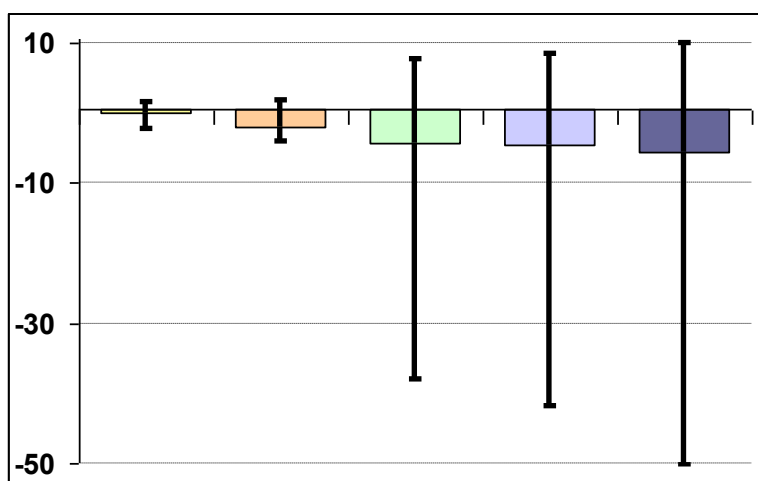
Rys. 5.6. Przeciętne wartości rynkowych stawek opłat przesyłowych w zł/MWh dla obszaru ODM Radom z podziałem na napięcia (od lewej 400 kV, 220 kV, 110 kV, sieć SN, sieć nN) oraz rozrzut tych stawek



Rys. 5.7. Przeciętne wartości rynkowych stawek opłat przesyłowych w zł/MWh dla obszaru ODM Katowice z podziałem na napięcia (od lewej 400 kV, 220 kV, 110 kV, sieć SN, sieć nN) oraz rozrzut tych stawek



Rys. 5.8. Przeciętne wartości rynkowych stawek opłat przesyłowych w zł/MWh dla obszaru ODM Poznań z podziałem na napięcia (od lewej 400 kV, 220 kV, 110 kV, sieć SN, sieć nN) oraz rozrzut tych stawek



Rys. 5.9. Przeciętne wartości rynkowych stawek opłat przesyłowych w zł/MWh dla obszaru ODM Bydgoszcz z podziałem na napięcia (od lewej 400 kV, 220 kV, 110 kV, sieć SN, sieć nN) oraz rozrzut tych stawek

Tabela 5.6

Aktualne i prognozowane stawki rynkowe (za straty i ograniczenia) opłat przesyłowych, w zł/MWh, dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

Rodzaj źródła (elektrownia)	Miejsce przyłączenia – sieć	Przeciętna stawka rynkowa	Aktualna (prawdopodob.) stawka rynkowa	Prognozowana stawka rynkowa
Jądrowa	400 kV	5,1	9,1	10,0
Na węgiel brunatny	400 kV	1,6	5,5	6,1
Na węgiel kamienny	400, 220 kV	7,0	8,5	9,4
Gazowa 20 - 50 MW	110 KV	0,8	-3,5	-3,9
Gazowa 1 – 7,5 MW	SN*	0,8	-3,5	-3,9
Gazowa do 400 kW	nN*	-4,8	-15,0	-16,5
Wiatrowo-gazowa	SN	-4,8	-15,0	-16,5
Biometanowa	nN	-5,8	-18,1	-20,0
Wodna (mała)	nN	-5,8	-18,1	-20,0
Ogniwo paliwowe	nN	-5,8	-18,1	-20,0

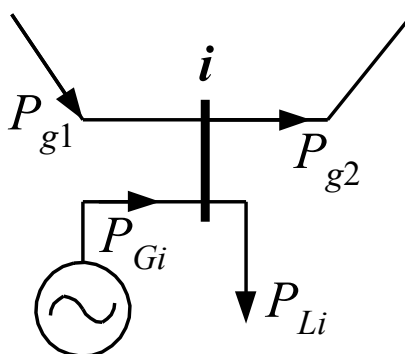
* Efekt – ze względu na straty i ograniczenia sieciowe, w przypadku maksymalnych mocy z zakresu – występuje tylko w sieci nadrzędnej, dlatego przyjęto wartości stawek dla sieci o jeden poziom napięciowy wyżej.

W tabeli 5.6 przedstawiono wyniki opłat za straty i ograniczenia dla analizowanych źródeł dla wartości przeciętnych. Podano również wartości aktualnie prawdopodobne, przy czym przyjęto dla źródeł systemowych wartości maksymalne z obszaru, w którym będą one lokowane, a dla źródeł generacji rozproszonej środkową wartość pomiędzy wartością średnią a wartością minimalną (źródła generacji rozproszonej powinny być lokowane w odpowiednich miejscach). W tabeli 5.6 podano również ewentualne zmiany (prognozy stawek) po wprowadzeniu nowych dużych źródeł systemowych, których budowa została już rozpoczęta.

Różnica stawek za straty dla źródła systemowego (przyłączonego do sieci najwyższych napięć, tj. 400 lub 220 kV) i źródła przyłączonego do sieci niskiego napięcia (przy korzystnej lokalizacji) może osiągać wartość nawet 30 zł/MWh, co jest wartością znaczną przy ocenie konkurencyjności takiego źródła.

Oplata za infrastrukturę sieciową. Oplata za infrastrukturę sieciową, nazywana również opłata za dostęp do sieci, może być podobnie jak opłata za straty i ograniczenia sieciowe wyznaczana jako opłata grupowa uśredniająca koszty lub jako opłat węzłowa przypisująca koszty konkretnemu użytkownikowi w zależności od stopnia wykorzystania sieci przez danego użytkownika. W niniejszej pracy proponuje się wykorzystanie metody węzłowej, a do wyznaczenia stawek opłat proponuje się wykorzystanie metody śledzenia rozptyłów mocy.

Metoda śledzenia rozptyłów mocy zakłada idealne wymieszanie w każdym węźle dopływających do niego mocy (od źródeł i gałęzi) i proporcjonalny ich udział w mocach odpływających. Pozwala ona na określenie dróg rozptywu mocy od danego źródła do odbiorców lub dróg, którymi moc dopływa do danego odbiorcy od poszczególnych źródeł. Idea metody została zilustrowana na rysunku 5.10.



Rys. 5.10. Ilustracja metody śledzenia rozptyłów mocy

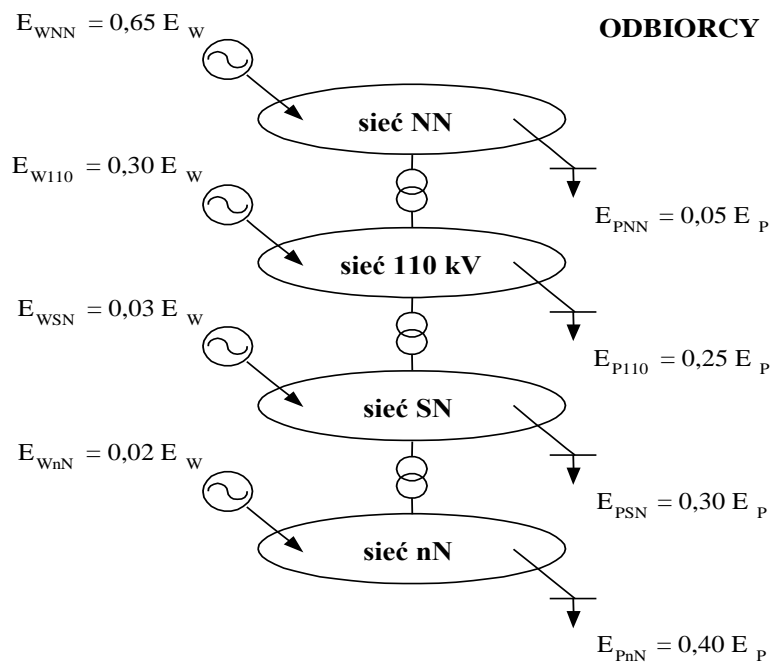
Moc pobieraną przez odbiorcę w węźle i można wyrazić zależnością:

$$P_{Li} = P_{Li} \frac{P_{Gi}}{P_{Gi} + P_{g1}} + P_{Li} \frac{P_{g1}}{P_{Gi} + P_{g1}},$$

w której pierwszy składnik określa jaka część mocy odbieranej dostarczana jest przez wytwórcę przyłączonego do tego węzła, natomiast składnik drugi przedstawia moc dostarczaną gałęzią 1.

Drugim przykładem, w jakim można zastosować metodę śledzenia jest śledzenie przepływów tzw. interkoneksji. Podsystemy (obszary sieciowe) są zastępowane specyficznymi ekwiwalentami i takie superwęzły oraz gałęzie połączeń tworzą sieć odpowiednią do analiz wymiany mocy międzyobszarowej. Można tę zasadę wykorzystać do rozdziału kosztów sieci danego poziomu napięciowego między poszczególne grupy wytwórców lub odbiorców (przyłączonych do poszczególnych poziomów napięć) zgodnie z rozptyłem mocy (lub energii) jak na rysunku 5.11.

WYTWÓRCY



Rys. 5.11. Struktura wytwarzania i odbioru energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Na rysunku 5.12 przedstawiono podział przepływów energii zgodnie z zasadą idealnego wymieszania energii na poszczególnych stopniach napięciowych, patrząc od strony wytwórców. Na podstawie rozdzielonych przepływów energii można wyznaczyć stopień wykorzystania sieci danego poziomu napięciowego przez określoną grupę wytwórców (przyłączonych do określonego poziomu napięciowego). Dla przykładu stopień wykorzystania sieci nN przez wytwórców przyłączonych do sieci SN określa zależność:

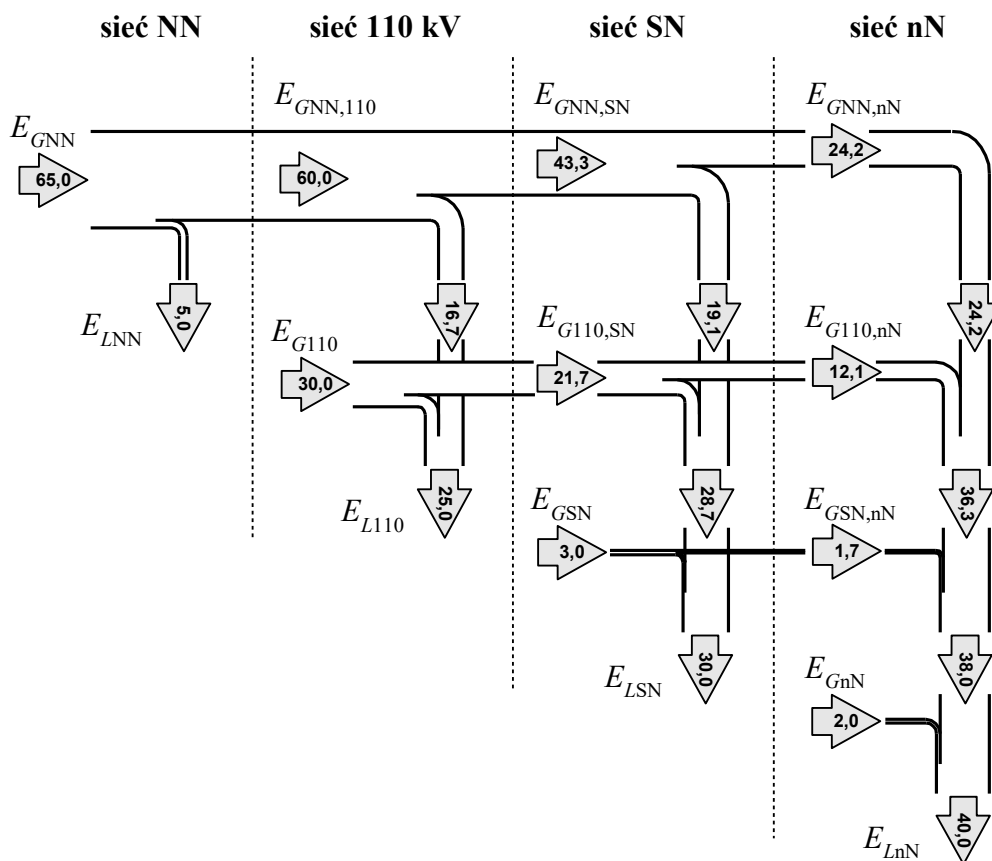
$$W_{nN,SN} = \frac{E_{GSN,nN}}{E_{GNN,nN} + E_{G110,nN} + E_{GSN,nN} + E_{GnN}}$$

W analogiczny sposób można wykonać proces śledzenia rozptyłów z punktu widzenia odbiorców. W tabeli 5.7 podano wartości przeciętnych uzmiennionych stawek opłat za infrastrukturę sieciową, wyznaczonych według metody śledzenia rozptyłów dla odbiorców przyłączonych do poszczególnych poziomów napięciowych sieci, przy założeniu że odbiorcy pokrywają cały koszt infrastruktury.

Tabela 5.7

Uzmiennione koszty infrastruktury z punktu widzenia odbiorcy przyłączonego do danego poziomu napięciowego w [zł/MWh]

Poziom napięcia	Koszt infrastruktury [zł/MWh]
400,220 kV	12,44
110 kV	15,52
SN	36,04
nN	92,28



Rys. 5.12. Ilustracja zasady idealnego wymieszania energii elektrycznej na przykładzie przepływu energii w KSE

Podane w tabeli 5.7 wartości należy traktować jak koszty uniknięte w przypadku budowy lokalnego (z punktu widzenia danego poziomu napięciowego) źródła dla odbiorcy przyłączonego do sieci o tym samym napięciu. Są to wartości wyznaczone dla aktualnego stanu udziału generacji na poszczególnych poziomach napięciowych.

Do problemu wyznaczenia kosztów infrastruktury można podejść też w drugi sposób, a mianowicie, wyznaczając efekt przyłączenia nowego źródła do danego poziomu napięciowego i zastępowania nim mocy i energii produkowanej przez źródła systemowe. Podejście to ma uzasadnienie dla analiz jak w niniejszej pracy, gdyż rozpatrywany jest przypadek rozwoju źródeł rozproszonych zamiast źródeł systemowych.

W tabeli 5.8 podano wartości efektów jakie daje w kosztach infrastruktury zastąpienie 1 MWh produkowanej w źródle przyłączonym do poziomu X przez produkcję tej samej 1 MWh w źródle przyłączonym do poziomu napięciowego Y, przy założeniu lokalizacji źródła w pobliżu odbiorcy. Wielkości na przekątnej oznaczają efekty osiągnięte przez lokalizację źródła przy odbiorcy, zamiast w głębi sieci danego napięcia.

Tabela 5.8

Uzmiennione koszty infrastruktury z przypadku zastępowania produkcji na poziomie napięciowym X przez produkcję na poziomie napięciowym Y w [zł/MWh]

	Y	400,220 kV	110 kV	SN	nN
X					
400,220 kV		12,1	19,2	39,9	96,5
110 kV			7,0	27,7	84,4
SN				20,7	77,3
nN					56,6

Z przedstawionych w tabeli 5.8 wyników można odczytać, że zastąpienie produkcji 1 MWh energii w źródle systemowym (400, 220 kV poziom X) przez jej produkcję w źródle przyłączonym do sieci nN (Y) i ulokowanym przy odbiorcy oszczędza 96,5 zł kosztów stałych w sieci, jeżeli natomiast źródło zastępujące (Y) przyłączone jest do sieci SN wtedy efekt wynosi 39,9 zł.

W tabeli 5.9 przedstawiono efekty dla rozpatrywanych w pracy źródeł.

Tabela 5.9

Oszczędności w kosztach infrastruktury sieciowej po przyłączeniu źródła w [zł/MWh], dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

Rodzaj źródła (elektrownia)	Miejsce przyłączenia – sieć	Oszczędności w kosztach infrastruktury sieciowej po przyłączeniu źródła
Jądrowa	400 kV	-12,1
Na węgiel brunatny	400 kV	-12,1
Na węgiel kamienny	400, 220 kV	-12,1
Gazowa 20 - 50 MW*	110 kV	15,6
Gazowa 1 – 7,5 MW**	SN	19,2
Gazowa do 400 kW**	nN	39,9
Wiatrowo-gazowa*	SN	23,1
Biometanowa	nN	96,5
Wodna (mała)*	nN	68,2
Ogniwo paliwowe	nN	96,5

*Dla tych elektrowni przyjęto, że nie są one przyłączone bezpośrednio przy odbiorze, dlatego oszczędności wynikają tylko z sieci nadrzędnych oraz przyjęto połowę oszczędności dla danego napięcia.

** Efekt, w przypadku maksymalnych mocy z zakresu, występuje tylko w sieci nadrzędnej, dlatego przyjęto wartości stawek dla sieci o jeden poziom napięciowy wyżej.

Ujemne wartości oszczędności (dla źródeł systemowych) oznaczają poniesioną stratę – konieczność rozbudowy sieci. Przyjęcie tego kosztu na poziomie średnim jest i tak korzystne dla tych źródeł, zwykle bowiem, w przypadku przyłączenia dużej elektrowni do sieci, konieczne są znaczne nakłady inwestycyjne związane z jej rozbudową.

Łączne efekty związane z przesyłem mocy i energii elektrycznej podane zostały w tabeli 5.10, przy czym oszczędności wynikające z kosztów infrastruktury potraktowano jako koszt z przeciwnym znakiem.

Tabela 5.10

Koszty przesyłu (za straty i ograniczenia oraz infrastrukturę), w zł/MWh, dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

Rodzaj źródła (elektrownia)	Miejsce przyłączenia – sieć	Aktualna (prawdopodob.) stawka rynkowa	Koszty infrastruktury sieciowej	Suma
Jądrowa	400 kV	9,1	12,1	21,2
Na węgiel brunatny	400 kV	5,5	12,1	17,6
Na węgiel kamienny	400, 220 kV	8,5	12,1	20,6
Gazowa 20-50 MW	110 KV	-3,5	-15,6	-19,1
Gazowa 1-7,5 MW	SN	-3,5	-19,2	-22,7
Gazowa do 400 kW	nN	-15,0	-39,9	-54,9
Wiatrowo-gazowa	SN	-15,0	-23,1	-38,1
Biometanowa	nN	-18,1	-96,5	-124,6
Wodna (mała)	nN	-18,1	-68,2	-86,3
Ogniwo paliwowe	nN	-18,1	-96,5	-124,6

Otrzymane wyniki można porównać z aktualnymi opłatami za przesył dla odbiorców różnych grup taryfowych, przy czym nie uwzględnione są w niniejszej pracy koszty opłaty systemowej. Otrzymane wyniki w dużej mierze są zbieżne z cenami taryfowymi. Dla przykładu, dla źródeł lokalnych (elektrowni biometanowej oraz dla ogniwa paliwowego), przyłączonych bezpośrednio do miejsca zasilania odbiorcy, zysk wynoszący 124,6 zł/MWh jest w przybliżeniu równy kosztom przesyłu (uzmienniona stawka stała oraz zmienna bez stawki systemowej) dla grupy taryfowej C23 (wartość przeciętna dla taryf różnych spółek). Podobnie jest dla elektrociepłowni gazowej o mocy do 3 MW przyłączonej do sieci SN – w tym przypadku zysk jest równy kosztom przesyłu jak dla odbiorcy taryfy B23.

Energetyka rozproszona, traktowana rynkowo, musi prowadzić do obniżenia finansowania rozwoju sieci, a nawet do *stranded costs* w segmencie sieciowym. Mechanizm powstawania *stranded costs* w systemie sieciowym będzie następujący. Odbiorca, dla którego źródło rozproszone będzie stanowiło zasilanie podstawowe, będzie się godził na zapłacenie opłaty przesyłowej (na pokrywanie kosztów sieci) tylko do wysokości określonej przez ilość energii pobranej z tej sieci. Przykładowo, jeżeli odbiorca pobiera z sieci tylko 10% zużywanej przez siebie energii, uzasadnionym jest aby ponosił tylko 10% kosztów sieci jemu przyporządkowanych (płacił 10% stawki opłaty przesyłowej), gdyż właśnie w takim stopniu tą sieć wykorzystuje. Przyjęcie takiej zasady spowoduje, że przedsiębiorstwo sieciowe nie będzie miało pokrytej pewnej części kosztów związanych z funkcjonowaniem sieci. Jednocześnie powinna obowiązywać zasada zakazująca przenoszenia niepokrytych części kosztów sieci na innych uczestników rynku (zasada nie zezwalająca na podwyższanie stawek opłaty przesyłowej innym odbiorcom z tytułu braku pokrycia części kosztów przedsiębiorstwa sieciowego). W efekcie część kosztów sieci nie zostanie pokryta przychodami z opłat przesyłowych, tworząc *stranded costs*. W celu minimalizacji wartości *stranded costs* przedsiębiorstwo sieciowe będzie musiało ograniczyć nakłady ponoszone na sieć (w części, w której nakłady te zostają zastąpione nakładami na rozwój energetyki rozproszonej zastępującej tą sieć).

5.2.3. Sumaryczne koszty zewnętrzne dla różnych technologii energetycznych

W tabeli 5.11 zebrano wszystkie składniki kosztów zewnętrznych dla analizowanych technologii energetycznych, tj. koszty środowiskowe (emisja CO₂), koszty przesyłu oraz koszty rezerw mocy. Wyznaczone sumy składników dla dwóch poziomów kosztów za emisję CO₂, podają przedziały w których mogą znajdować się wartości sumarycznych kosztów zewnętrznych.

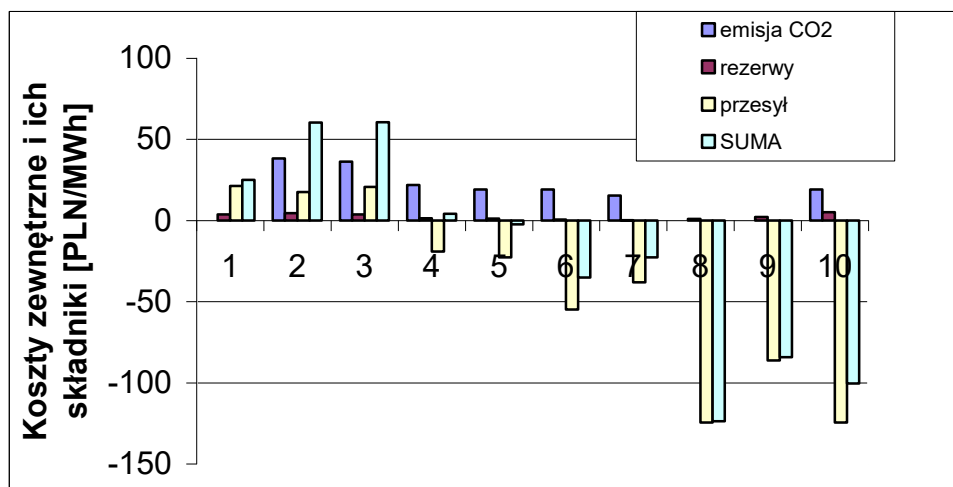
Tabela 5.11.

Sumaryczne koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej w [zł/MWh] dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

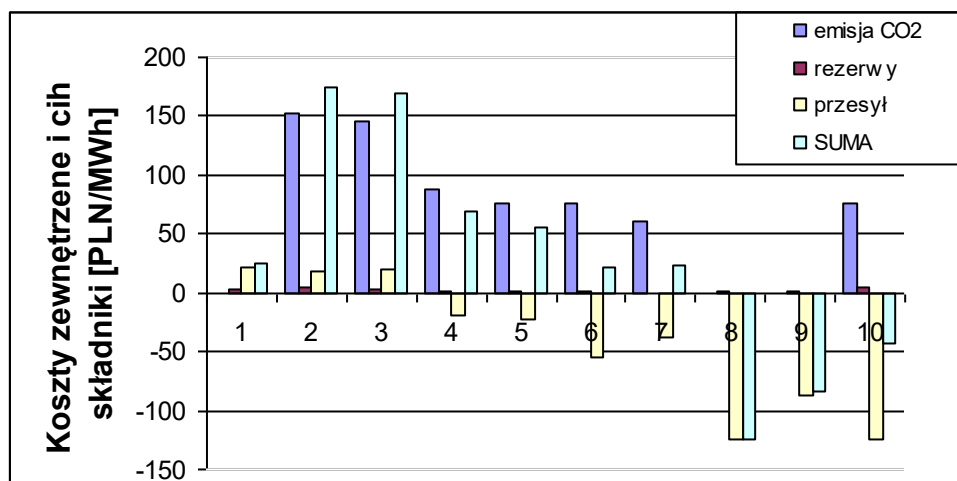
Rodzaj źródła (elektrownia)	Koszty emisji CO ₂		Koszty rezerw mocy	Koszty przesyłu	Suma	
	min	max			min	max
Jądrowa	0,00	0,00	5,14	21,2	26,4	26,4
Na węgiel brunatny	38,30	153,22	3,96	17,6	59,9	174,8
Na węgiel kamienny	36,23	144,93	3,60	20,6	60,4	169,1
Gazowa 20 - 50 MW	21,89	87,55	1,94	-19,1	4,7	70,4
Gazowa 1 – 7,5 MW	19,15	76,61	1,51	-22,7	-2,0	55,4
Gazowa do 400 kW	19,15	76,61	0,86	-54,9	-34,9	22,6
Wiatrowo-gazowa	15,32	61,29	0,15	-38,1	-22,6	23,3
Biometanowa	0,00	0,00	0,53	-124,6	-124,1	-124,1
Wodna (mała)	0,00	0,00	2,82	-86,3	-83,5	-83,5
Ogniwo paliwowe	19,15	76,61	6,95	-124,6	-98,5	-41,0

Na rysunkach 5.13-5.15 poszczególne numery odpowiadają następującym technologiom:

Technologia wytwarzania	Nr na wykresie
Atomowa	1
Na węgiel brunatny	2
Na węgiel kamienny	3
Gazowa 20 ÷ 50 MW	4
Gazowa 1 ÷ 7,5 MW	5
Gazowa do 400 kW	6
Wiatrowo-gazowa	7
Biometanowa	8
Mała elektrownia wodna	9
Ogniwo paliwowe	10

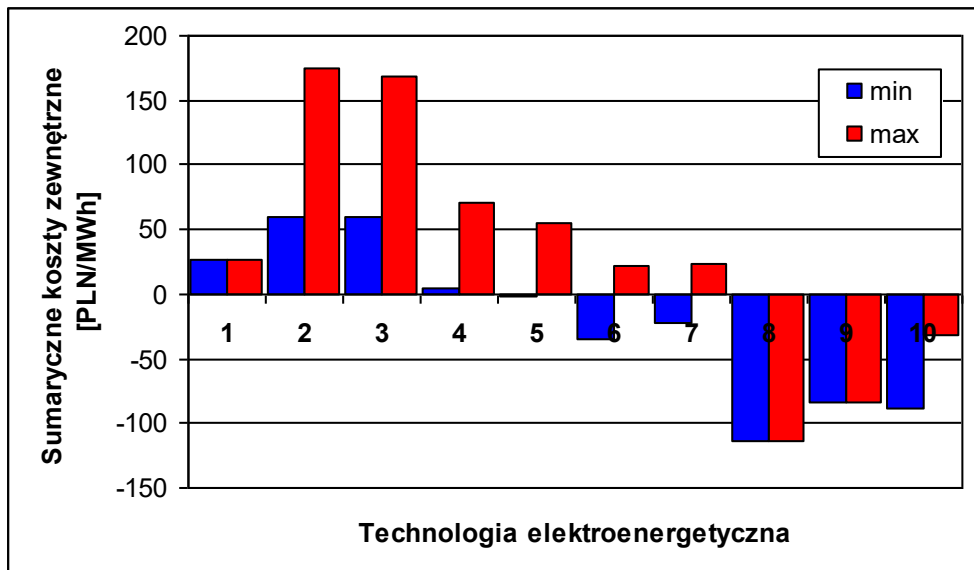


Rys. 5.13. Składniki i suma kosztów zewnętrznych dla rozpatrywanych technologii energetycznych przy jednostkowych kosztach emisji CO₂ 10 €/t



Rys. 5.14. Składniki i suma kosztów zewnętrznych dla rozpatrywanych technologii energetycznych przy jednostkowych kosztach emisji CO₂ 40 €/t

Sumaryczne koszty zewnętrzne dla różnych technologii kształtują się na bardzo różnych poziomach. Dla niskiego poziomu kosztów jednostkowych emisji CO₂ różnice pomiędzy technologiami najtańszymi a najdroższymi wynoszą około 180 zł/MWh, natomiast dla poziomu wysokiego jednostkowych kosztów emisji różnice te sięgają prawie 300 zł/MWh.



Rys. 5.15. Koszty zewnętrzne dla rozpatrywanych technologii energetycznych

Na rysunkach 5.13 oraz 5.14 przedstawiono składniki kosztów zewnętrznych dla poszczególnych technologii, przy czym na rysunku 5.13 podano wyniki dla niskiego poziomu kosztów emisji CO₂, a na rysunku 5.14 – dla wysokiego poziomu kosztów emisji. Najefektywniejszymi technologiami energetycznymi z punktu widzenia kosztów zewnętrznych są technologie czyste (bez emisji substancji szkodliwych), małej mocy i dodatkowo umiejscowione bezpośrednio u odbiorcy energii elektrycznej – biometanowa oraz ogniwo paliwowe. Jeżeli dokonać porównania pomiędzy energetyką gazową dużej mocy (elektrownia gazowa do 50 MW) oraz energetyką węglową to korzyści ze stosowania gazu są również znaczne i wynoszą od 56 do około 100 zł/MWh, w zależności od jednostkowych kosztów emisji CO₂.

Na rysunku 5.15 przedstawiono sumaryczne koszty zewnętrzne dla tych dwóch poziomów kosztów jednostkowych emisji.

5.2.4. Koszty produkcji energii elektrycznej dla różnych technologii

Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę kosztów wytwarzania dla poszczególnych rozpatrywanych technologii wytwarzania.

Elektrownia jądrowa

Ze względu na brak krajowych danych co do kosztów produkcji w elektrowniach jądrowych ograniczono się w tym przypadku do cen zawartych w [14]. Dla elektrowni jądrowej o mocy 1406 MW (a więc mocy zbliżonej do mocy bloków przewidywanych w kraju do budowy) uzmienniony koszt produkcji energii elektrycznej podany jest jako 37,1 \$/MWh wg cen z 2003 roku. Udział kosztów paliwa wynosi przy tym około 10%. Dla bloku o mocy 1000 MW w USA koszty produkcji energii elektrycznej szacowane są na 46,5 \$/MWh, przy czym udział kosztów paliwa również wynosi około 10%. Przyjęte do analiz w [14] nakłady inwestycyjne wynosiły około 1900 \$/kW.

Aby ustalić koszty produkcji w warunkach krajowych można dokonać prostego przeliczenia walut po kursie z 2003 roku czyli prawie 4 zł/\$. Otrzymamy wtedy koszt około 149-186 zł/MWh. Wartości te można przyjmować jako wartości minimalne cen energii produkowanej w elektrowniach jądrowych, rzeczywiste koszty w warunkach krajowych mogą znacznie odbiegać od tych wartości. Wydaje się, że można przyjąć przynajmniej 20% zwiększenie tych kosztów, co prowadzi do cen równych 180-230 zł/MWh. W pracy [15] podawany jest koszt inwestycyjny na poziomie 8 mln zł/MW dla pierwszej instalacji w kraju oraz 6,5 mln zł dla następnych.

Elektrownia na węgiel kamienny

Elektrownie kondensacyjne opalane węglem stanowią w krajowym systemie elektroenergetycznym podstawową grupę elektrowni. Koszty produkcji (sprzedaży) w krajowych elektrowniach podawane są corocznie przez URE. W roku 2005 wyniosły one: dla elektrowni węglowych na węgiel kamienny: 150 zł/MWh, zaś dla elektrowni na węgiel brunatny 120 zł/MWh.

Wartości te mogą stanowić podstawę do oceny aktualnej konkurencyjności poszczególnych źródeł. Dla celów strategicznych należy uwzględnić jednak koszty produkcji w nowych źródłach dla danych technologii. W kraju aktualnie budowane są zarówno bloki na węgiel kamienny (Łagisza) oraz na węgiel brunatny (Bełchatów II). Ceny energii z tych źródeł przewidywane są na poziomie nawet 240 zł/MWh dla bloku w Łagiszy i około 180 zł/MWh dla źródła Bełchatów. W przypadku projektu Legnica (nowa elektrownia na węgiel brunatny – łącznie z nową kopalnią węgla) cena energii szacowana jest na 200 zł/MWh.

W opracowaniu [14] podane są koszty produkcji w elektrowniach węglowych. Dla bloków o mocy 450 MW w Kanadzie koszty te wynoszą 31,1-41,2 \$/MWh, zaś dla bloków 600 MW w USA 27,1-36,5 \$/MWh. Koszty te są porównywalne z aktualnymi kosztami produkcji w krajowych elektrowniach. W [15] podane są wartości około 3,8 mln zł/MW jako koszt inwestycyjny (przy czym pojawiają się już głosy w kraju że koszty te mogą wynosić nawet 5 mln zł/MW) oraz 60-100 zł/MWh jako koszty zmienne (zależne od kosztów transportu węgla).

Elektrownia gazowa

W [2] podano założenia oraz dokonano oceny kosztów produkcji energii elektrycznej w źródle gazowym szczytowym, a więc przyjęto stosunkowo niski czas pracy źródła, równy 1000h/a. Przy założeniu pracy źródła jako podstawowe, przy czasie pracy około 6000 h/rok, jednostkowa cena gazu spada o około 20%, co pociąga za sobą spadek kosztów zmiennych produkcji również o 20%. Dla źródła o mocy 20-50 (100) MW otrzymamy koszt zmienny na poziomie 245 zł/MWh. Przyjmując koszty stałe (po uzmiennieniu równe 15% kosztów całkowitych, koszty zmienne wynoszą około 85%) wynoszące około 45 zł/MWh, otrzymuje się łączny koszt produkcji energii elektrycznej w takim źródle na poziomie 290 zł/MWh.

Dla dużego bloku gazowego o mocy 100 MW (*Combined-Cycle System*), dla warunków amerykańskich i poziomu cen z 2000 roku, koszt produkcji energii elektrycznej wynosi 47 \$/MWh [14], co po przeliczeniu daje 188 zł/MWh. Występuje w tym przypadku jednak znaczna zmiana proporcji kosztu paliwa oraz kosztów pozostałych. W warunkach amerykańskich koszty paliwa stanowią niecałe 70% kosztów łącznych.

Dla elektrociepłowni o mocy 1-7,5 MW oszacowanie kosztów produkcji energii elektrycznej jest nieco trudniejsze, gdyż jak zawsze w przypadku skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła występuje problem podziału kosztów pomiędzy te produkty finalne. Koszty inwestycyjne turbin gazowych zawierają się dla tego przedziału mocy od 838 \$/kW do 355 \$/kW (turbiny Makila TI oraz Taurus 70 [11]). Koszty paliwa, które decydują w większości przypadków o opłacalności inwestycji można szacować jak w przypadku rozpatrywanych elektrowni szczytowych. Dla turbiny o mocy 1 MW sprawność wynosi zwykle poniżej 30 % (27,1% dla podanej wyżej turbiny) oraz dla turbiny o mocy 7,5 MW może osiągać około 34%. Przy podanych wyżej sprawności oraz przy zadanej wartości opałowej gazu równej 36,51 MJ/m³ otrzymuje się zapotrzebowanie na gaz do produkcji 1 MWh energii elektrycznej równe odpowiednio 406 m³ dla turbiny o mocy 7,5 MW oraz 290 m³ dla turbiny o mocy 1 MW. Jeżeli przyjąć ceny gazu wg taryfy Mazowieckiej Spółki Gazowniczej, to w obydwu przypadkach należy rozpatrzeć grupę taryfową W-7. Cena jednostkowa gazu (z kosztami przesyłu) przy przyjęciu czasu pracy na poziomie 5000 h/rok wynosi 0,878 zł/m³, co daje koszt produkcji 1 MWh odpowiednio 357 oraz 255 zł/MWh (dla turbiny 1 i 7,5 MW). Jeżeli przyjąć, że koszty stałe stanowią 20% kosztów całkowitych to koszt produkcji można

oszacować jako: 446 oraz 318 zł/MWh, przy czym są to koszty jednostkowe przenoszące całkowite koszty produkcji. W zależności od cen, po których możliwa jest sprzedaż ciepła, jednostkowe koszty produkcji będą maleć.

Jeżeli przyjąć, że ciepło wyprodukowane w elektrociepłowni zostanie sprzedane na rynku po cenie produkcji w kotle węglowym o sprawności 90%, to, ponieważ ilość wyprodukowanego ciepła w stosunku do energii elektrycznej jest większa (przyjęto współczynnik 1,25) koszt produkcji energii elektrycznej może być obniżony o 90 zł/MWh – cena ciepła wyniosła 20 zł/GJ. Stąd można szacować rynkową cenę energii elektrycznej produkowanej w źródle skojarzonym gazowym o mocy od 1 do 7,5 MW jako 356-228 zł/MWh.

Dla układów skojarzonych gazowych małej mocy (do 3 MW) efektywniejsze stosowanie jest silników gazowych. Charakterystyczną cechą układów CHP z silnikami tłokowymi gazowymi jest wysoka sprawność elektryczna sięgająca nawet ponad 40%. Całkowite nakłady inwestycyjne zawierają się w granicach 295-383 \$/kWe przy mocach od 2 MW do 1 MW mocy elektrycznej [11]. Wzrost sprawności wpływa korzystnie na jednostkowe koszty produkcji, jednak mniejsza moc, a tym samym mniejsze zapotrzebowanie na gaz powoduje zwiększenie jednostkowych kosztów gazu (grupa taryfowa W-6 Mazowieckiej Spółki Gazowniczej). Porównując koszt gazu w taryfie W-7 i W-6 przy podobnym czasie wykorzystania mocy szczytowej produkcji energii elektrycznej koszt gazu jest o około 10% większy w taryfie W-6. Postępując jak dla układów z turbinami, otrzymuje się koszty paliwa na poziomie 240 zł/MWh oraz łączne koszty produkcji energii elektrycznej rzędu 295 zł/MWh. Wartość ta może zostać również skorygowana o efekt wynikający z sprzedaży ciepła, przy czym tym razem jest on mniejszy, bo ilość ciepła jest tylko o około 10% większa niż ilość energii elektrycznej. Efekt ten można oszacować na poziomie 80 zł/MWh. Ostateczna cena energii elektrycznej osiąga wartość 215 zł/MWh.

Dla układów małej mocy (do 400 kW) jednostkowe nakłady inwestycyjne są znacznie większe niż dla jednostek dużych. Przykładowo dla układu kogeneracyjnego z silnikiem gazowym wynoszą 337 \$/kW [11], ale mogą dla mniejszych jednostek osiągać wartości powyżej 1000 \$/kW (dla układu o mocy 100 kW wynoszą one 1765 \$/kW). Koszt paliwa jest w przybliżeniu równy kosztowi dla jednostki o mocy 1 MW i wynosi 240 zł/MWh. W tym przypadku jednak koszty stałe (zarówno koszty kapitałowe jak i obsługi) są znacznie większe. Dla warunków amerykańskich udział kosztów paliwa w dużej elektrowni gazowej (100 MW) wynosi około 80% łącznych kosztów, a dla małej (100 kW) wynosi 66%. Jeżeli przyjąć ten wskaźnik dla rozpatrywanej małej jednostki to łączny koszt produkcji wynosi około 360 zł/MWh. Uwzględniając koszty sprzedaży ciepła cena energii elektrycznej wyniesie około 270 zł/MWh.

Dla warunków amerykańskich koszty produkcji energii elektrycznej zostały podane jako: dla mikroturbiny o mocy 100 kW pracującej w układzie skojarzonym 70 \$/MWh i dla układu o mocy 3 MW – 29,4 \$/MWh.

Elektrownia biometanowa

Koszt produkcji energii elektrycznej i ciepła w elektrowni biometanowej zależy przede wszystkim od kosztu produkcji samego biometanu. W [16] koszt ten został oszacowany na 0,97 zł/m³ biometanu. Wartość ta jest porównywalna do kosztu gazu ziemnego (wysokometanowego) sieciowego dla taryfy W-6 (małe źródła gazowe) i wyższa o około 11% niż dla taryfy W-7 Mazowieckiej Spółki Gazownictwa przy czasie wykorzystania około 6000 h/rok. W związku z powyższym koszt produkcji energii elektrycznej w takim źródle powinien być porównywalny do kosztu produkcji w źródle korzystającym z gazu sieciowego. W prezentacji [16] pokazano efektywność produkcji gazu w biogazowni i wykorzystaniu go do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Przyjęto jednostkową cenę sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 315 zł/MWh. Aktualnie cena energii elektrycznej z uwzględnieniem certyfikatu zielonego może sięgać 381 zł/MWh i taka wartość przyjmowana jest w dalszej części pracy. Nie uwzględnia się w tym miejscu certyfikatu czerwonego, ze względu na aktualny stan prawny (komunikat Prezesa URE o niedopuszczeniu łączenia certyfikatów zielonego i czer-

wonego). W dalszej części pracy dokonuje się wg autorskiego podejścia wyceny certyfikatów na bazie rzeczywistych efektów środowiskowych, co naturalnie prowadzi do możliwości łączenia certyfikatu zielonego i czerwonego.

W pracy [14] koszt produkcji energii elektrycznej z biomasy szacowany jest na około 60 \$/MWh z niewielką tendencją do jego obniżania. Jeżeli porównać wyniki z [16], to można jeszcze doszukiwać się możliwości obniżenia kosztu produkcji energii elektrycznej.

Elektrownia wiatrowo-gazowa

Jednostkowe koszty produkcji w układzie gazowo-wiatrowym zależą od jednostkowych kosztów produkcji w tych dwóch źródłach pracujących autonomicznie, proporcji czasu pracy między tymi źródłami oraz łącznego czasu pracy układu.

Koszty jednostkowe dla układów gazowych małej mocy można przyjąć na poziomie 340 zł/MWh natomiast dla elektrowni wiatrowej przyjęto koszt na poziomie 370 zł/MWh, wykorzystując aktualne ceny energii odnawialnej (sprzedaż po średniej cenie elektrowni systemowych oraz maksymalna cena certyfikatu zielonego). Jeżeli przyjąć czas produkcji elektrowni gazowej na poziomie 6000 h/rok oraz elektrowni wiatrowej na poziomie 1500 h/a, to przeciętna cena energii wyniesie 346 zł/MWh.

W opracowaniu [14] podano wartości jednostkowych kosztów produkcji w elektrowniach wiatrowych dla warunków amerykańskich na poziomie 50-94 \$/MWh. Dla warunków europejskich w zależności od strefy wiatrowej (czasu pracy źródła) od 55-90 €/MWh.

Mała elektrownia wodna

Dla elektrowni wodnej przyjęto jako koszt produkcji krańcowy koszt sprzedaży energii z tej elektrowni tj. około 370 zł/MWh.

Dla elektrowni wodnych w [14] podano koszty produkcji w wybranych krajach świata. Dla małych elektrowni wodnych przykładowe wartości wynoszą:

- Niemcy: moc 714 kW – 83,2 \$/MWh,
- Czechy: moc 3,0 MW – 46,4 \$/MWh,
- Australia: moc 1,5 MW – 40,5 \$/MWh.

Ogniwa paliwowe

Ze względu na brak krajowych danych co do kosztów produkcji energii elektrycznej w ogniwach paliwowych ograniczono się w tym przypadku do cen zawartych w [14]. Dla ogniw o mocy 1 MW koszt produkcji energii wynosi od 94,6 do 118,7 \$/MWh (według cen z 2003 roku), co po przeliczeniu daje od 378 do 475 zł/MWh.

Rodzajem weryfikacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej jest odniesienie wyznaczonych w sposób parametryczny kosztów jednostkowych do rzeczywistych kosztów eksploatowanych źródeł. Jako przykład wykorzystano dane zawarte w jednym z referatów, zamieszczonym w materiałach konferencji „Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój!”, Bydgoszcz, marzec 2007.

W referacie tym przedstawiono rzeczywiste koszty funkcjonowania skojarzonego bloku gazowego pracującego w Przedsiębiorstwie Energetycznym w Siedlcach sp. z o.o. Jest to elektrociepłownia wyposażona w dwie turbiny gazowe TAURUS T70 o łącznej mocy 14,6 MW_e i 22,4 MW_c. Sprawność elektryczna źródła wynosi 33,5% a sprawność całkowita 86 %. Udział kosztów paliwa w kosztach całkowitych wynosi 72%. Według autorów referatu minimalna cena zbytu energii elektrycznej (jednostkowy koszt produkcji) wynosi 252 zł/MWh, przy założeniu ceny zbytu energii cieplnej jak średnia wskaźnikowa cena ciepła za 2005 rok wynosząca 24,24 zł/GJ. Jak podają autorzy referatu, wyznaczone ceny jednostkowe są silnie zindywidualizowane i dla innych podobnych źródeł mogą kształtować się na nieco innym poziomie. Koszt 252 zł/MWh jest wyższy niż podany wyżej, ale gdyby porównać go z kosztami szacowanymi w opracowaniu [2] dla elektrociepłowni z turbinami gazowymi to jest on porównywalny z podanymi tam wynikami.

Przedstawione wyżej koszty wytwarzania energii elektrycznej w klasycznych elektrowniach węglowych zbliżają się do podanej tam górnej granicy. Wynika to z faktu wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach budowanych na parametry nadkrytyczne, których koszty inwestycyjne są większe niż elektrowni „starych”. Z drugiej strony znacząco wzrastają sprawności tych elektrowni i można już przyjmować jako wartość referencyjną sprawność netto na poziomie 45-47% [17, 15]. Aktualny stan rozwoju technologii na parametry nadkrytyczne wyznaczają bloki Nordjylland i Avedore 2 (Dania) o sprawności netto 47-48% pracujące na węglu kamiennym oraz blok BoA (Niemcy) o sprawności netto 45,5% opalany węglem brunatnym. Podwyższenie sprawności netto o 10 punktów procentowych w stosunku do „starych” elektrowni węglowych pozwala zmniejszyć emisję CO₂ o prawie 20%. Jest to również znaczący wkład w sumaryczne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery.

W opublikowanym 30 maja 2007 r. na portalu internetowym Nauka w Polsce artykule „PKE zabiega o budowę pilotażowej bezemisyjnej elektrowni” (<http://naukapolska.pap.pl>) podano podstawowe dane dotyczące budowy (na razie pilotażowych instalacji) elektrowni węglowych o zerowej emisji CO₂.

Z danych wynika, że koszty budowy bezemisyjnej elektrowni są co najmniej 30-40 proc. wyższe od tradycyjnej. Średnio budowa 1 megawata mocy tradycyjnej elektrowni węglowej kosztuje 1,3-1,6 mln €, w przypadku demonstracyjnej bezemisyjnej instalacji byłoby to powyżej 2 mln €. Dodatkowe koszty wynikają przede wszystkim z konieczności wychwytywania powstającego w procesie spalania dwutlenku węgla, który następnie – zamiast, jak dziś, trafiać do atmosfery – powinien być sprężony i skroplony, a następnie lokowany np. pod ziemią w dawnych wyrobiskach górniczych lub w morskich głębinach (badane są m.in. technologie pozwalające na wykorzystanie dwutlenku węgla do „wypychania” wydobywanej spod dna mórz ropy). Koszt wychwycenia tony dwutlenku węgla szacuje się na około 35...40 €. Jest to równocześnie dodatkowy koszt zmiennej produkcji energii elektrycznej, gdyż jak już podano wyżej, produkcja 1 MWh energii elektrycznej w elektrowni węglowej łączy się z emisją prawie 1 tony CO₂. Dodatkowo szacuje się, że sprawność energetyczna takiej instalacji wyniosłaby około 28%, podczas gdy sprawność nowobudowanego, tradycyjnego bloku wynosi obecnie około 46%.

Zgodnie z opublikowanymi kilka miesięcy temu założeniami polityki energetycznej Komisji Europejskiej, działania na rzecz redukcji emisji dwutlenku węgla przez elektrownie węglowe należą do priorytetów unijnej energetyki. Postanowiono, że do 2015 r. w UE powstanie 10-12 pilotażowych instalacji energetycznych, które, choć oparte na węglu, nie będą emitować szkodzącego klimatowi dwutlenku węgla. Jedną z pierwszych bezemisyjnych elektrowni powstaje kilkadziesiąt kilometrów od granic Polski, w niemieckiej miejscowości Schwarze Pumpe. Pilotażową instalację buduje tam działający także w Polsce szwedzki koncern Vattenfall. Docelowo może powstać tam bezemisyjna elektrownia na skalę przemysłową. Obiekt pilotażowy powstaje w pobliżu działającej elektrowni, zasilanej węglem brunatnym. Demonstracyjna elektrownia będzie miała moc 30 MW i zostanie wyposażona w system wychwytywania dwutlenku węgla. Swoją projekt Vattenfall zainicjował w 2001 r. Zgodnie z planem, powinien on zakończyć się zaprojektowaniem elektrowni demonstracyjnej o mocy 250 MW oraz stworzeniem koncepcji nadającej się do zastosowania na skalę przemysłową. Powinna ona być dostępna do wdrożenia najpóźniej do 2020 r.

Inną weryfikację, przedstawionych wyżej kosztów produkcji, dokonano m.in. na podstawie materiałów polsko-francuskiego seminarium organizowanego przez Ministerstwo Gospodarki oraz Ministere de l’Economie, des Finances et de l’Industrie w Warszawie w 2007 roku.

Według [12], dla warunków Francji, średni jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh brutto w elektrowni, która zostanie oddana do eksploatacji w 2015 roku (przy założeniu serii 10 bloków w odniesieniu do elektrowni jądrowej, przy stopie dyskonta 8%, koszty sproszone na rok 2001) wyniesie:

- w elektrowni jądrowej z reaktorami EPR 28,4 € (w tym koszty inwestycyjne 17,0 €, koszty eksploatacyjne bez kosztów paliwa 5,0 €, koszty paliwa 4,4 € oraz podatki 2,0 €);
- w elektrowni z blokami na obiegu parowo-gazowym z paliwem gazowym, bez kosztów CO₂ 35,0 € (w tym koszty inwestycyjne 6,2 €, eksploatacyjne bez paliwa 4,2 €, paliwo 23,4 €, podatki 1,0 €). Z kosztami CO₂ 42,1 € (dodatkový podatek 7,1 €);
- w elektrowni węglowej z kotłami pyłowymi, bez kosztów CO₂ 33,7 € (w tym koszty inwestycyjne 14,0 €, eksploatacyjne bez paliwa 6,3 €, paliwo 11,0 €, podatki 2,4 €). Z kosztami CO₂ 48,3 € (dodatkový podatek 14,6 €);
- w elektrowni węglowej z cyrkulacyjnymi kotłami fluidalnymi, bez kosztów CO₂ 32,0 € (w tym koszty inwestycyjne 12,9 €, eksploatacyjne bez paliwa 5,6 €, paliwo 11,2 €, podatki 2,3 €). Z kosztami CO₂ 47,0 € (dodatkový podatek 15,0 €).

Analizowane tu reaktory EPR zrealizowane są w technologii PWR (*Pressurized Water Reactor*) i stanowi kontynuację serii reaktorów z francuskich bloków PWR. Moc bloku z tym reaktorem wynosi 1600 MWe.

Z podanych wyżej danych wynikają podobne wnioski jak z szacowanych wyżej, a mianowicie niski udział kosztów paliwa dla elektrowni jądrowej (około 15%) oraz wysoki udział tych kosztów dla elektrowni gazowej (66%). Przedstawione wartości bezwzględne (bez kosztów CO₂) mieszczą się (po przeliczeniu kursów euro na dolary oraz uwzględnieniu różnicy w czasie – analiza francuska 2001 r., analiza amerykańska z lat 2003 i 2004) w przedstawionych granicach dla warunków amerykańskich (dane zaczerpnięte z [14]).

Przedstawione wyżej dane dotyczące energetyki jądrowej oraz bezemisyjnych technologii produkcji energii elektrycznej są ważne, gdyż stanowią alternatywę dla energetyki odnawialnej w ograniczaniu emisji CO₂ do atmosfery. Jest to zagadnienie o tyle istotne, że w krajach Unii Europejskiej, ale i na świecie, nie ma jednoznacznych odpowiedzi na pytanie, w którym kierunku ma iść elektroenergetyka, aby zmniejszyć emisję dwutlenku węgla. Energetyka jądrowa ma ciągle wielu zwolenników, świadczy o tym chociażby fakt, że według [18] na początku 2007 roku pracuje na świecie 435 bloków o łącznej mocy prawie 370 GW (w ciągu ostatnich 3 lat nastąpił przyrost mocy o 8 GW), w fazie budowy jest 28 bloków o łącznej mocy prawie 23 GW oraz planowanych jest 64 bloków o mocy prawie 70 GW (dalszych 158 bloków o mocy 125 GW jest proponowanych). Budowane bloki jądrowe (oraz planowane i proponowane) umiejscowione są na terenie całego świata, jednak znaczące jest to, że również w Europie (Francja, Czechy, Finlandia, Słowacja, Rumunia, Litwa, Bułgaria), ale też w USA, Japonii czy Brazylii ta technologia ciągle znajduje zastosowanie.

5.3. Porównanie scenariuszy rozwojowych

5.3.1. Analiza składowych Pakietu Energetycznego 3×20

Podstawowym ograniczeniem, które muszą spełniać wszystkie scenariusze rozwoju energetyki (w szczególności elektroenergetyki) w horyzoncie 2020 roku, są założenia Pakietu Energetycznego 3×20.

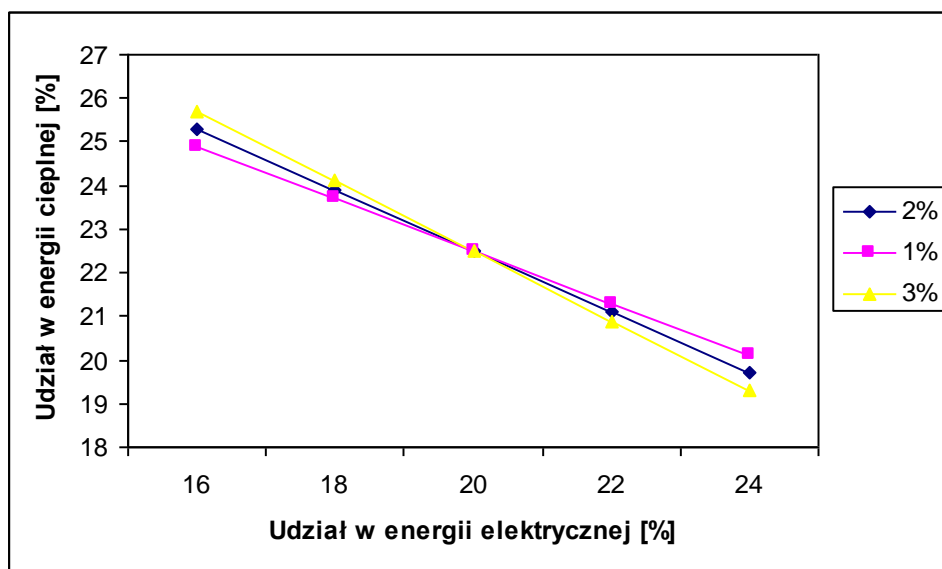
Poszczególne składowe pakietu 3×20 muszą być rozpatrywane łącznie dla trzech końcowych rynków: energii elektrycznej, ciepła oraz paliw transportowych. Poniżej zostaną przedstawione możliwości spełnienia tych składowych wymagań dla różnych proporcji udziałów energii odnawialnej w poszczególnych rynkach końcowych. Zastosowany model jest następujący.

1. Zakłada się, że trzecia składowa pakietu tj. zmniejszenie jednostkowego, w stosunku do produktu krajowego brutto, zużycia energii w warunkach naszego kraju zostanie spełniona, ze względu na dużą dynamikę przyrostu PKB. W rozpatrywanym okresie tj. do 2020 roku Polska będzie charakteryzować się dużym przyrostem PKB. M.in. w [9] stwierdza się, że obecnie za najbardziej prawdopodobny uznaje się scenariusz „bazowy” tj. umiarkowanego wzrostu PKB – około 5% do roku 2010 oraz 4% w latach 2011-2020. Daje to sumaryczny przyrost PKB w latach 2007-2020 na poziomie 71%. Przewidywane przyrosty dla poszcze-

gólnych rynków końcowych (w „mapie drogowej” przedstawionej we wstępie i w rozdziale pierwszym przyjęto, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną będzie w rozpatrywanym okresie wynosił 2% (sumarycznie około 29%), rynek ciepła nie ulegnie zmianie (ze względu na działania oszczędnościowe – przyjęto kompensację wzrostu zapotrzebowania i działań oszczędnościowych), rynek paliw wzrost o 3% rocznie co daje wzrost około 43% w rozpatrywanym okresie) dają sumaryczny przyrost (ważony po wielkościach poszczególnych rynków) tych rynków na poziomie 15%. Jeżeli dokonać konfrontacji przyrostu rynków produktów końcowych i przyrostu PKB to spadek jednostkowego zużycia energii wynosi ponad 30%. W związku z powyższym założenie o spełnieniu tej składowej pakietu 3×20 jest w pełni uzasadnione.

2. Składowe pakietu mówiące o sumarycznym obniżeniu emisji CO₂ oraz udziale energii odnawialnej w poszczególnych rynkach są ściśle ze sobą powiązane. Jako daną o wyższym priorytecie, w niniejszym rozdziale, przyjmuje się sumaryczny udział energii odnawialnej w rozpatrywanych trzech rynkach końcowych. Ponieważ celem jest sumaryczny udział energii odnawialnej w trzech rynkach podział pomiędzy poszczególnymi rynkami może być zrealizowany na różne sposoby. W niniejszym rozdziale przyjęto jako stały udział energii odnawialnej w paliwach transportowych na poziomie 14% (zgodnie z projektem Strategii energetycznej KE z 2007 r.). Ten cel został przyjęty obligatoryjnie z dwóch powodów: po pierwsze większej niezależności rynku paliw od pozostałych rynków i po drugie ze względu na charakter i tematykę niniejszego opracowania, która skupiona jest na energii elektrycznej i ciepłej. Udziały energii odnawialnej w rynkach energii elektrycznej i ciepła przyjmowane są w sposób scenariuszowy, przy czym jako zmienną niezależną przyjmuje się udział energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej.

Na rysunku 5.16 przedstawiono zależności udziału energii odnawialnej na rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej, przy założeniu 20% łącznego udziału energii odnawialnej w rozpatrywanych trzech rynkach.



Rys. 5.16. Udział energii odnawialnej w rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej, przy sumarycznym udziale energii odnawialnej w rynkach: energii elektrycznej, ciepłej i paliw transportowych równym 20%

Parametrem wykresu jest procentowy przyrost energii elektrycznej w rozpatrywanym horyzoncie czasowym tj. do 2020 roku. Roczny przyrost energii elektrycznej został przyjęty na trzech poziomach 2% jako najbardziej prawdopodobny oraz dodatkowo 1% i 3%.

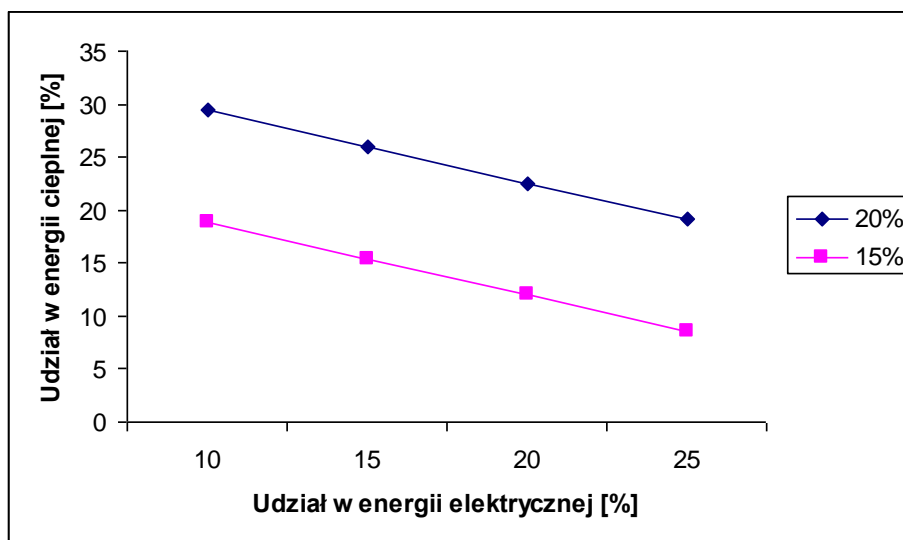
Otrzymane zależności są liniowe, przy czym współczynniki nachylenia tych prostych określające zmiany udziału energii odnawialnej w rynku ciepła do zmiany udziału energii

odnawialnej w rynku energii elektrycznej wynoszą, dla rocznego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie:

- 2% – 0,7%/1%,
- 1% – 0,6%/1%,
- 3% – 0,8%/1%.

Wartości tych współczynników poniżej 1 oznaczają, że większe sumaryczne efekty zwiększenia udziału energii odnawialnej można osiągnąć zwiększając udziały tejże energii w rynku energii elektrycznej niż w rynku ciepła. Istotna jest również zależność tych współczynników od przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, im większy przyrost zapotrzebowania tym większe (bezwzględne) wartości tego współczynnika.

Na rysunku 5.17 przedstawiono zależności udziału energii odnawialnej na rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej, przy założeniu 2% rocznego przyrostu obciążenia na rynku energii elektrycznej. Parametrem wykresu jest procentowy łączny udział energii odnawialnej w rozpatrywanych trzech rynkach, który przyjęto na poziomie 20% i 15% w rozpatrywanym horyzoncie czasowym tj. do 2020 roku. Udział 15% jest najbardziej prawdopodobną wielkością dla kraju (projekt Dyrektywy Unijnej ze stycznia 2008).



Rys. 5.17. Udział energii odnawialnej w rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej, przy 2% rocznym przyroście rynku energii elektrycznej

Otrzymane zależności są liniowe o jednakowym współczynniku nachylenia ($-0,7\%/1\%$) i przesunięte względem siebie o wartość 10,5%, co oznacza, że zwiększenie sumarycznego udziału energii odnawialnej w trzech rynkach o 5%, powoduje konieczność znacznego zwiększenia (o 10,5%) udziału energii odnawialnej w rynku ciepła, przy tym samym udziale energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej.

3. Po wyznaczeniu udziałów energii odnawialnej w poszczególnych trzech rynkach końcowych wykonywane są obliczenia sumarycznej emisji CO₂, i w ten sposób dokonuje się oceny spełnienia drugiego kryterium pakietu 3×20 mówiącego o 20% redukcji emisji CO₂. Jak wspomniano wcześniej scenariusze muszą być porównywalne ze sobą w związku z tym każdy musi dawać identyczne wartości ograniczenia sumarycznej emisji CO₂. Bardzo istotnym elementem Pakietu 3×20 jest fakt, że nie nakłada on konkretnego przydziału energii odnawialnej na poszczególne rynki energii końcowej. W związku z tym może wystąpić (a w polskich warunkach, ze względu na aktualne braki w produkcji energii odnawialnej i paliwach odnawialnych, z pewnością wystąpi) konkurencja pomiędzy poszczególnymi rynkami końcowymi (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) o dostęp do paliw odnawialnych.

Dane przyjęte w analizie

Parametrami analizy w celu osiągnięcia 20% obniżki emisji CO₂ są, oprócz udziału energii odnawialnej w rynku końcowym energii elektrycznej, również udziały energii „czerwonej” i „żółtej”. Wpływ na ostateczny poziom emisji CO₂, szczególnie tej drugiej jest znaczny. W analizie przyjęto, że nie będą korygowane udziały tych trzech „kolorów” energii elektrycznej w okresach, dla których udziały te zostały już przyjęte i umocowane prawnie. W pozostałym czasie do roku 2020 przyjmuje się natomiast równomierną zmianę udziału wynikającą z celu do osiągnięcia w roku 2020 oraz udziału w ostatnim roku, dla którego udział jest już ustalony.

W tabeli 5.12. podano przykładowy przydział udziałów dla trzech „kolorów” energii elektrycznej przy założeniu udziału w roku 2020 na poziomie odpowiednio dla energii „zielonej” 20%, „czerwonej” 20% oraz „żółtej” 7%. W tabeli tej zaznaczono udziały już przyjęte. Podano w niej również udział energii elektrycznej wytwarzanej z biogazu w stosunku do całej ilości energii odnawialnej w danym roku. Podobnie jak przy udziałach poszczególnych „kolorów” energii dana ta zadawana jest w modelu w sposób parametryczny, tj. podawany jest udział (cel) do osiągnięcia w roku 2020, zaś zmiany w stosunku do roku 2007 rozkładane są w sposób równomierny.

Tabela 5.12

Obowiązkowe udziały energii zielonej, czerwonej i żółtej na rynku energii elektrycznej oraz udział energii wytwarzanej z biogazu w energii zielonej

Rok	Procentowy udział w rynku końcowym			Procentowy udział w energii zielonej	
	zielona	czerwona	żółta	biogaz	reszta
2007	5,1	16,5	2,5	15,0	85,0
2008	7,0	17,0	2,6	19,2	80,8
2009	8,7	17,5	2,8	23,5	76,5
2010	10,4	19,0	3,0	27,7	72,3
2011	10,4	19,5	3,5	31,9	68,1
2012	10,4	19,7	3,9	36,2	63,8
2013	10,4	19,8	4,3	40,4	59,6
2014	10,4	20,0	4,7	44,6	55,4
2015	12,0	20,2	5,1	48,8	51,2
2016	13,6	20,3	5,4	53,1	46,9
2017	15,2	20,5	5,8	57,3	42,7
2018	16,8	20,7	6,2	61,5	38,5
2019	18,4	20,8	6,6	65,8	34,2
2020	20,0	21,0	7,0	70,0	30,0

Elementy tabeli 5.12 zaznaczone kolorem niebieskim (dla roku 2020) są parametrami, które w trakcie analizy są zmieniane. Wszystkie liczby w tej tabeli (oprócz zaznaczonych kolorami zielonym, czerwonym i żółtym) należy traktować jako przykładowe.

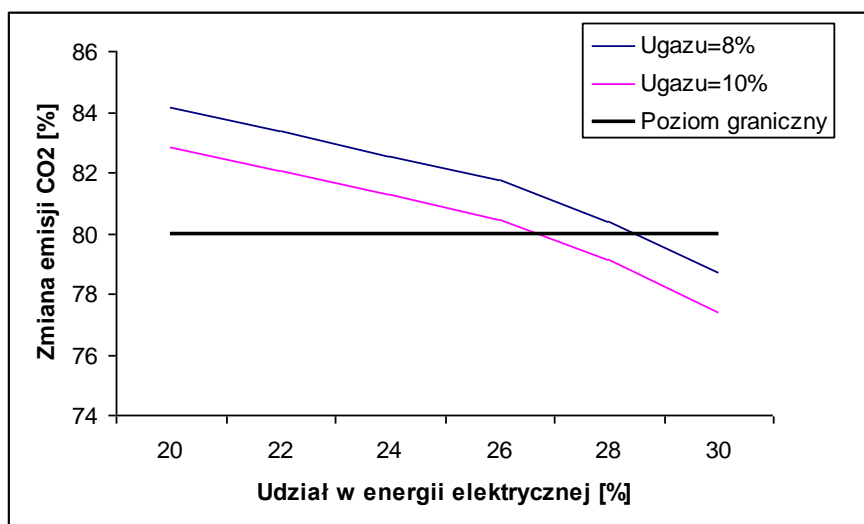
Kolejnym istotnym elementem analizy jest uwzględnienie wszystkich nowych inwestycji wytwórczych, które w rozpatrywanym horyzoncie czasowym na pewno zostaną zrealizowane. W przypadku energii elektrycznej w analizie uwzględniono wprowadzenie do pracy nowych bloków w elektrowniach Łagisza (460 MW), Bełchatów (830 MW), Pątnów (460 MW). Wymienione wyżej bloki są budowane na parametry nadkrytyczne pary, a więc należy uwzględnić ich zwiększoną sprawność (netto około 46%). Dodatkowo możliwe jest uwzględnienie dalszych inwestycji zapowiadanych przez poszczególne koncerny (PKE, BOT).

Ważnym parametrem analizy jest ilość energii elektrycznej eksportowanej z kraju oraz poziom strat sieciowych. Wielkości te są bardzo istotne, gdyż wg aktualnego stanu prawnego nie muszą „posiadać w sobie” udziałów energii zielonej, czerwonej i żółtej. Energia strat sieciowych i energia eksportowana mogą być energią „czarną” (właśnie tak, ze względu na

koszty wytwarzania, jest w chwili obecnej). W analizach przyjęto stałą wartość eksportu (według danych za 2006 eksport wynosił około 11 TWh) do 2020 roku oraz stałą wartość procentowych strat energii w sieciach na poziomie 16%.

Pozostałe dane, takie jak np. sprawności poszczególnych procesów wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej (rozdzielnie i w skojarzeniu), przyjmowane były na poziomie aktualnym dla danej technologii z tendencją do osiągnięcia najlepszych wskaźników na świecie (wskaźników referencyjnych).

Na rysunku 5.18 przedstawiono zależności procentowej emisji CO₂ w 2020 roku (w odniesieniu do emisji w roku 2007) od wielkości udziału energii „zielonej” w końcowym rynku energii elektrycznej. Udział ten ma decydujące znaczenie w osiągnięciu celu, jakim jest obniżenie emisji CO₂, co wynika zarówno z wielkości tego rynku, jak i zależności pomiędzy udziałami w energii odnawialnej pomiędzy rynkami energii elektrycznej i ciepłej (rys. 5.16 i 5.17). Parametrem tej analizy był udział produkcji energii żółtej w 2020 roku, przyjęty na dwóch poziomach 8% oraz 10%, natomiast przyrost zużycia energii elektrycznej w obydwu przypadkach był na poziomie 2%. Na rysunku tym zaznaczono graniczną wartość, która spełnia drugie kryterium pakietu 3x20 tj. obniżkę emisji CO₂ o 20 %. W prezentowanych analizach przyjęto to kryterium jako obniżkę w stosunku do 2007 roku, ze względu chociażby na skokowe zmniejszenie limitów emisji CO₂ przydzielonych Polsce na najbliższe lata. Dążenia Komisji Europejskiej w tym zakresie są i będą raczej jeszcze bardziej restrykcyjne.



Rys. 5.18. Zmiana emisji CO₂ w stosunku do roku 2007 w zależności od udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej

Zależności przedstawione na rysunku 5.18 są nieliniowe, silnie zmniejszające się ze wzrostem udziału energii „zielonej”. Aby osiągnąć w 2020 roku 20% zmniejszenie emisji konieczny jest udział energii zielonej na poziomie 28,5% przy udziale energii żółtej na poziomie 8% lub 26,7% przy udziale energii żółtej na poziomie 10%. Dla 28,5% udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej, udział energii odnawialnej w rynku ciepła powinien wynosić 16,7% natomiast dla udziału 26,7% – 17,9%.

Należy zauważyć, że udziały te są dosyć znaczne. Duży wpływ na zmniejszenie tego udziału mogłoby mieć uruchomienie w tym okresie elektrowni jądrowej. Wykonane analizy prowadzą do wniosku, że w przypadku uruchomienia elektrowni jądrowej o mocy 1400 MW, udziały energetyki zielonej mogłyby zostać zredukowane do 20% przy 8% udziale energii żółtej oraz 17% przy udziale energii żółtej 10%. Prowadzi to jednak do zwiększonych kosztów na rozbudowę sieci elektroenergetycznych.

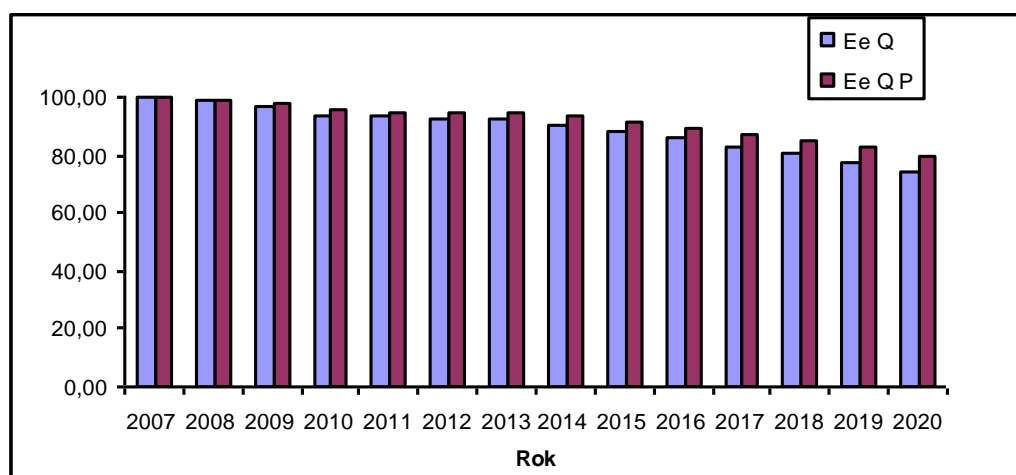
Analizy wykonywane są w sposób, że najpierw analizowany jest scenariusz innowacyjny, a następnie, do osiągniętych w scenariuszu innowacyjnym wskaźników emisji CO₂, dobierany

jest scenariusz kontynuacji, którego celem jest osiągnięcie takich samych wskaźników. Realizacja scenariusza kontynuacji oparta jest w głównej mierze na technologiach bezemisyjnych, które są jeszcze w fazie badań, ale do 2020 roku przewiduje się możliwość budowy w pełni komercyjnych elektrowni. W scenariuszu kontynuacji przyjmuje się dodatkowo wszystkie zamierzenia inwestycyjne grup wytwórczych w zakresie energetyki węglowej na parametry nadkrytyczne. Scenariusz kontynuacji zanalizowany został w dwóch wersjach A i B. W wersji A udziały elektroenergetyki odnawialnej oraz wykorzystującej jako paliwo gaz ziemny, pozostawia się na poziomie z 2007 roku, tj. nie następuje dalszy rozwój tych technologii (całość zobowiązań wynikających z Pakietu 3×20 przejąć powinno ciepłownictwo). W wersji B udziały elektroenergetyki zielonej oraz żółtej pozostawione są na poziomie wynikającym z przyjętych już w formie prawnej wartości do roku 2014 (energetyka odnawialna) oraz 2011 elektroenergetyka gazowa. Przyjęcie scenariusza kontynuacji w dwóch wersjach pozwala z jednej strony ocenić już umocowane prawnie obowiązki dotyczące udziału energetyki odnawialnej i ich wpływ na całkowite (z uwzględnieniem wszystkich składników kosztów zewnętrznych) koszty systemu, a drugiej strony dają wytyczne, co do dalszego rozwoju poszczególnych technologii elektroenergetycznych.

5.3.2. Porównanie scenariuszy pod względem ekonomicznym

Jak już podano wyżej przedstawione udziały energii odnawialnej, produkowanej w skojarzeniu z ciepłem w elektrociepłowniach węglowych i gazowych, pozwalają osiągnąć cel obniżenia emisji CO₂ do 2020 roku o 20%. Na rysunku 5.19 przedstawiono zmiany emisji w poszczególnych latach (w stosunku do 2007). Zmiany te przedstawiono dla emisji powodowanej przez rozpatrywane trzy rynki (energii elektrycznej, ciepła i gazu) oraz tylko dla produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Istotnym wnioskiem z przedstawionego wykresu jest występująca szybsza dynamika obniżki emisji CO₂ tylko dla dwóch rynków (energii elektrycznej i ciepła) niż dla trzech rynków razem. Wynika to z procentowego udziału paliw odnawialnych w danych rynkach, a ten udział dla paliw jest najmniejszy (14%) oraz ze względu na wielkości rynków (sumarycznej emisji CO₂ powodowanej rynkiem). Sumaryczna wyliczona wg modelu ilość CO₂ w roku 2007 wyniosła 246 mln ton. Wartość ta obejmuje również tzw. niską emisję wynikającą z produkcji ciepła. Jeżeli ją porównać z oficjalnymi danymi o emisji (prezentowanymi np. w [13]) to różnice są niewielkie – dla 2004 roku według [13] emisja ta wyniosła około 255 mln ton, jeżeli uwzględnić ciągły spadek emisji (na poziomie rocznym około 1%) to otrzymana z modelu i podawana w oficjalnych statystykach wartość będzie prawie identyczna. Świadczy to o wysokiej adekwatności zastosowanego modelu.



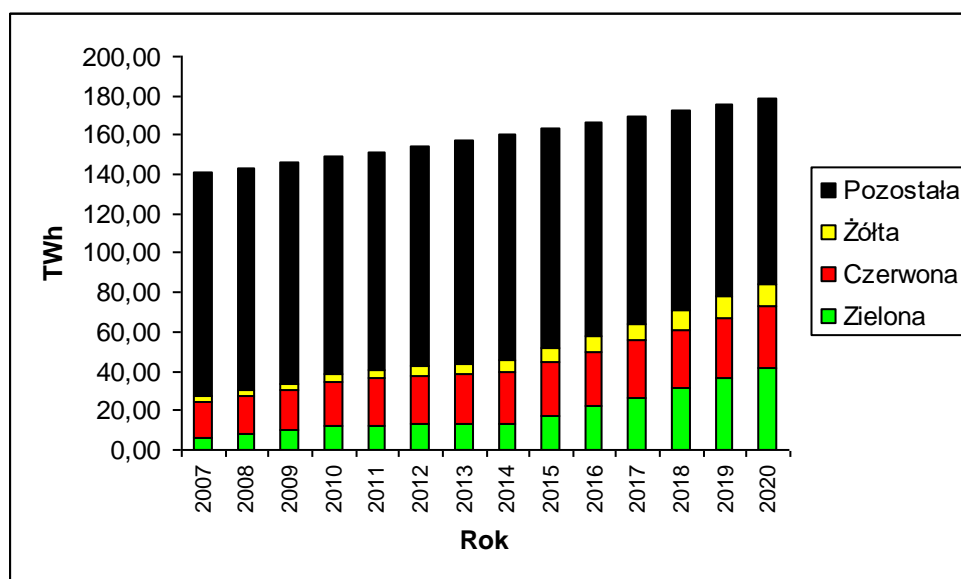
Rys. 5.19. Zmiana emisji CO₂ w stosunku do 2007 roku, dla rynków energii elektrycznej, ciepła i paliw (Ee, Q, P) oraz tylko dla rynków energii elektrycznej i ciepła (Ee, Q)

W celu oszacowania niezbędnych nakładów inwestycyjnych, koniecznych do osiągnięcia produkcji energii elektrycznej w przedstawionej strukturze, dokonano oszacowania niezbędnych nowych mocy w systemie. Przyjęto przy tym, że energia odnawialna produkowana na bazie biogazu stanowi 75% całkowitej produkcji energii zielonej (25% stanowią pozostałe rodzaje, przy czym decydujący udział w tej części będzie miała energetyka wiatrowa). Założono również, że całość produkcji energii elektrycznej opartej o biogaz produkowana jest w skojarzeniu z ciepłem.

W analizowanym modelu zakłada się dodatkowo podział nowych mocy gazowych (zarówno na gaz ziemny jak i biogaz) na moce wytwarzane w turbinach gazowych jak i silnikach tłokowych. Te pierwsze zwykle charakteryzują się większą mocą i w niniejszym opracowaniu przyjmuje się, że są to elektrociepłownie o mocy przyłączanej do sieci średniego napięcia, natomiast agregaty z silnikami tłokowymi, budowane również na bardzo małe moce przyłączane są do sieci niskiego napięcia. Dane kosztowe, tj. jednostkowe nakłady inwestycyjne zostały przyjęte na poziomach przedstawionych w rozdziale 3, za [11]. Dla elektrociepłowni biogazowych udział elektrociepłowni z silnikami gazowymi przyjęto na poziomie 60%.

Porównawczą analizę kosztową, ze względu na stosunkowo dużą niepewność danych, przeprowadzono metodą symulacyjną Monte Carlo. Jako zmienne niezależne w analizie przyjęto zarówno wielkości dotyczące obowiązkowych zakupów energii „kolorowych” jak również udziały w energetyce odnawialnej produkcji ze źródeł biometanowych, udziały dużych i małych jednostek (przyłączanych do sieci SN i nN) oraz jednostkowych kosztów inwestycyjnych dla różnych typów źródeł wytwórczych.

Na rysunku 5.20 przedstawiono udziały poszczególnych rodzajów energii elektrycznej produkowanej dla realizacji scenariusza innowacyjnego.



Rys. 5.20. Udziały w TWh poszczególnych rodzajów energii według scenariusza innowacyjnego

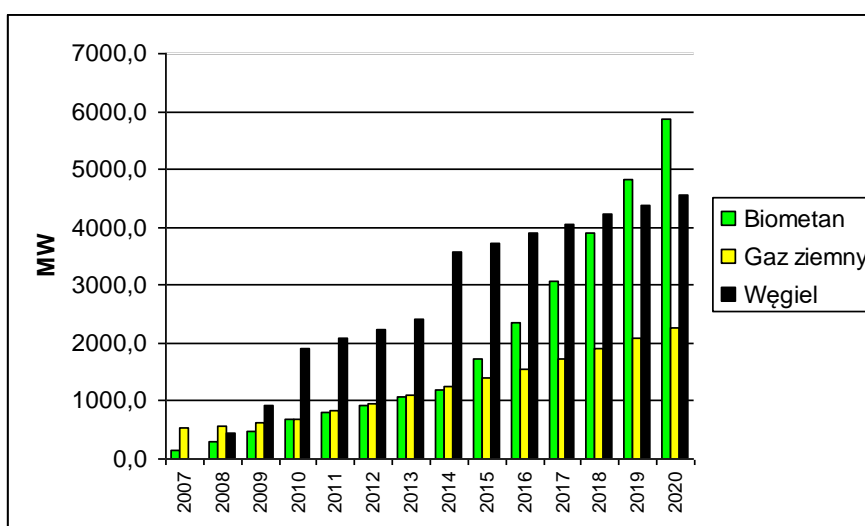
W tabeli 5.13 podano oszacowane wielkości niezbędnych mocy zainstalowanych w poszczególnych latach w elektrociepłowniach opalanych biogazem, gazem ziemnym. Podano również jako tło przyjęty udział nowych inwestycji (już realizowanych lub przyjętych do realizacji) w elektrowniach opalanych węglem. (W analizie uwzględniono wszystkie nowe inwestycje wytwórcze, które w rozpatrywanym horyzoncie czasowym na pewno zostaną zrealizowane. W przypadku energii elektrycznej w analizie uwzględniono wprowadzenie do pracy nowych bloków w elektrowniach Łagisza (460 MW), Bełchatów (830 MW), Pątnów (460 MW) oraz zapowiadane dodatkowe inwestycje przez poszczególne koncerny (PKE, BOT)).

Tabela 5.13

Niezbędne moce [MW] zainstalowane w poszczególnych latach w elektrociepłowniach opalanych biogazem, gazem ziemnym oraz nowych elektrowniach opalanych węglem według scenariusza innowacyjnego

Rok	EC biogazowe	EC gazowe	EL węglowe
2007	162,0	544,7	0,0
2008	296,6	577,8	460,0
2009	464,5	634,7	920,0
2010	674,2	693,7	1913,6
2011	797,8	825,5	2077,3
2012	925,9	962,3	2240,9
2013	1058,9	1104,2	2404,5
2014	1196,9	1251,4	3568,2
2015	1728,6	1404,1	3731,8
2016	2351,6	1562,4	3895,5
2017	3070,7	1726,5	4059,1
2018	3890,9	1896,4	4222,7
2019	4817,5	2072,5	4386,4
2020	5855,9	2254,9	4550,0

Dodatkowo w okresie tym niezbędne jest wybudowanie około 2700 MW mocy w źródłach wiatrowych oraz modernizacja lub budowa nowych elektrociepłowni węglowych o mocy prawie 3000 MW. Z punktu widzenia ostatecznego celu tj. roku 2020 nie jest istotny sposób rozłożenia tych inwestycji w czasie. Jednak ze względu na cele cząstkowe (spełnienie obowiązków zakupu energii zielonej i żółtej przede wszystkim) ten sposób ma znaczenie. Na rysunku 5.21 przedstawiono wielkości tych mocy na wykresie.



Rys. 5.21. Nowe moce niezbędne do spełnienia obowiązkowych zakupów energii kolorowych, na tle rozwoju realizowanych już inwestycji w elektroenergetyce węglowej

Całkowite nakłady inwestycyjne (przeciętne, przy założeniu 20% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii dla rynku energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) niezbędne do pokrycia analizowanych nowych mocy w całym okresie 2007-2020 oszacowano na 88,4 mld zł, co daje średnioroczną 6,8 mld zł. Sumaryczna nowa moc zainstalowana w tym okresie wynosi około 17700 MW, co daje przeciętny koszt jednostkowy równy 5 mln zł/MW. Przedstawione wartości nakładów zostały oszacowane w sposób zgrubny i stanowią dobrą bazę odniesienia dla porównania scenariusza innowacyjnego ze scenariuszem kontynuacji.

Aby osiągnąć niezbędne cele w scenariuszu kontynuacji (wersja A), niezbędna jest rozbudowa nowej mocy do 2020 roku na poziomie 16270 MW, a więc nieco mniejszym niż w przypadku scenariusza innowacyjnego. Wynika to z zdecydowanie większych czasów wykorzystania mocy w produkcji energii elektrycznej dla elektrowni węglowych, szczególnie w porównaniu z elektrowniami wiatrowymi, których w scenariuszu innowacyjnym należy wybudować znacząco więcej niż w scenariuszu kontynuacji. Dla scenariusza kontynuacji w wersji B nowe moce wytwórcze wynoszą sumarycznie 15320 MW. Udział poszczególnych nowych mocy jest następujący:

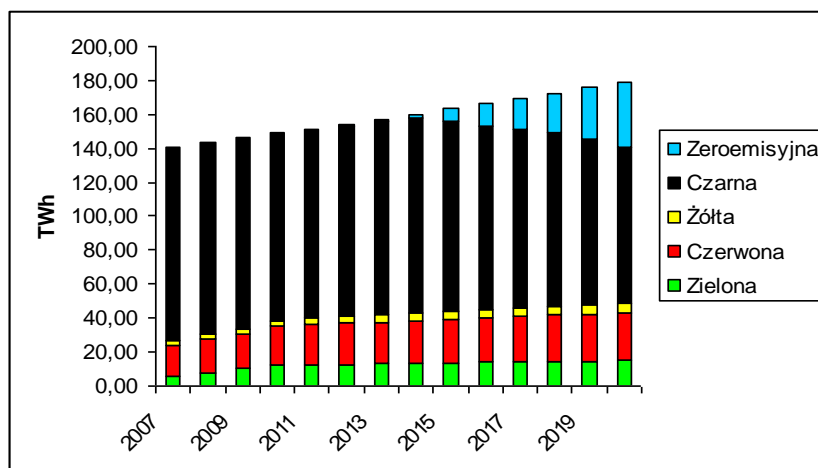
- elektrociepłownie opalane biogazem – 50 MW (wersja A) oraz 1190 MW (wersja B),
- elektrownie wiatrowe – 710 MW (wersja A) oraz 1540 MW (wersja B),
- elektrociepłownie na gaz ziemny – 160 MW (wersja A) oraz 440 MW (wersja B),
- elektrociepłownie węglowe – 1200 MW (wersja A) oraz 2170 MW (wersja B),
- elektrownie bezemisyjne – 9600 MW (wersja A) oraz 5430 MW (wersja B),
- elektrownie węglowe na parametry nadkrytyczne – 4550 MW (wersja A i B).

Całkowite nakłady inwestycyjne niezbędne do pokrycia analizowanych nowych mocy w całym okresie 2007-2020 oszacowano na 118 mld zł, co daje średnioroczną 9,08 mld zł dla wersji A oraz sumarycznie 100 mld zł i średnioroczną 7,7 mld zł dla wersji B. Przeciętny koszt jednostkowy liczony na MW mocy zainstalowanej jest równy odpowiednio dla wersji A i B – 7,3 mln zł oraz 6,5 mln zł.

Dla przypomnienia: w scenariuszu kontynuacji (wersja B, jako bardziej realistyczna), przyjęto zaniechanie rozwoju energetyki rozproszonej, od momentu ustania obowiązków zakupu ustalonych już prawnie (utrzymano tylko wielkości obowiązkowych zakupów na poziomie z 2014 roku dla energetyki odnawialnej oraz z 2011 roku dla energetyki gazowej), a osiągnięcie redukcji emisji CO₂ zrealizowano poprzez rozwój nowoczesnych technologii węglowych, w tym przede wszystkim technologii bezemisyjnych.

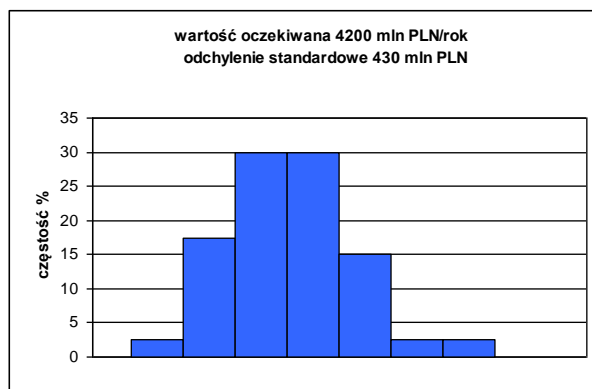
Z wyznaczonych poziomu cen w 2020 roku oraz nakładów inwestycyjnych jednoznacznie wynika opłacalność scenariusza innowacyjności w stosunku do scenariusza kontynuacji, przy czym dla wersji A (skrajnie ograniczającej produkcję energii odnawialnej) różnice te są bardzo duże, natomiast dla wersji B (zachowującej ustalone już obowiązki produkcji w zakresie energii odnawialnej) różnice są mniejsze szczególnie w cenach końcowych energii, ale już znaczne w nakładach inwestycyjnych. Silnie stymulującym czynnikiem taki wynik jest konieczność obniżenia emisji CO₂ do 2020 roku o 20% (jeden z elementów pakietu energetycznego 3×20).

Na rysunku 5.22 podano produkcję energii niezbędną do osiągnięcia identycznych celów jak w scenariuszu innowacyjnym zarówno dla roku 2020, ale też dla poszczególnych lat pośrednich, dla realizacji scenariusza kontynuacji B. Należy tutaj zaznaczyć, że technologicznie jest już realna możliwość budowy elektrowni węglowych bezemisyjnych.

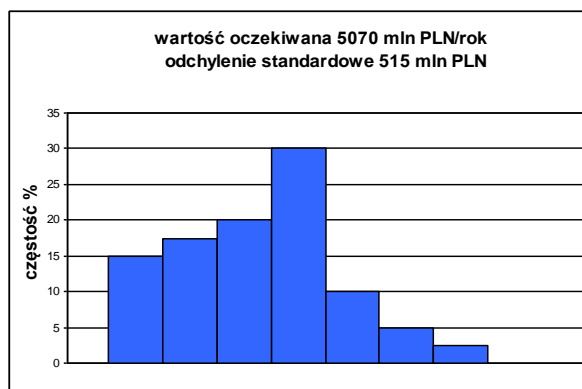


Rys. 5.22. Udziały w TWh poszczególnych rodzajów energii według scenariusza kontynuacji B

Na rysunkach 5.23...5.28 przedstawiono rozkłady wyników rocznych nakładów inwestycyjnych na nowe źródła, kosztów inwestycji sieciowych oraz kosztów energii liczonych z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych (jak w tabeli 5.11), dla łącznego udziału energii odnawialnej w trzech rynkach końcowych na poziomie 15%. Wykresy dla scenariusza kontynuacji dotyczą rozpatrywanej wersji B. Charakterystyczną cechą uzyskanych wyników (rozkładów) jest ich stosunkowo niewielki współczynnik zmienności w porównaniu do zadawanych współczynników zmienności dla danych wejściowych.

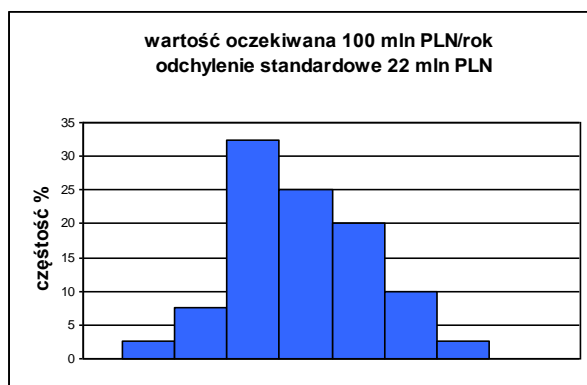


Rys. 5.23. Roczne nakłady inwestycyjne dla źródeł SI

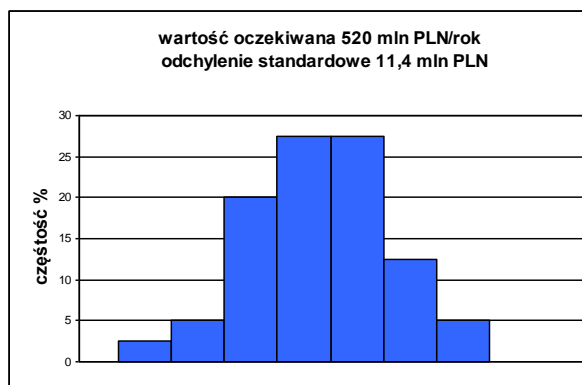


Rys. 5.24. Roczne nakłady inwestycyjne dla źródeł SK

SK

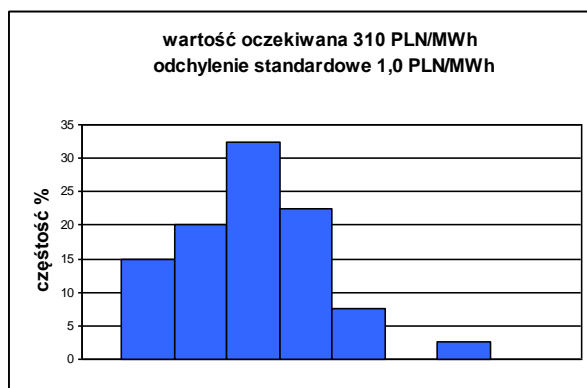


Rys. 5.25. Roczne nakłady inwestycyjne sieciowe SI



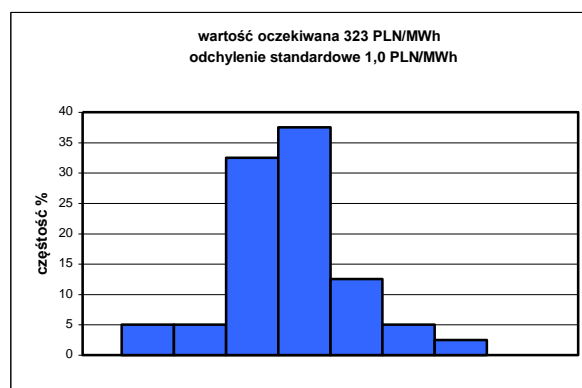
Rys. 5.26 Roczne nakłady inwestycyjne sieciowe SK

SK



Rys. 5.27. Koszty dostawy do odbiorcy liczone dla źródeł

z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych SI
kosztów zewnętrznych SK



Rys. 5.28. Roczne nakłady inwestycyjne

z uwzględnieniem

W tabeli 5.14 zebrano wskaźniki ekonomiczne oceniające dwa rozpatrywane scenariusze dla łącznego udziału energii odnawialnej w trzech rynkach końcowych na poziomie 20% oraz 15%. Zawarte w tabeli 5.14 wyniki dosyć jednoznacznie wskazują na większą efektywność ekonomiczną dla scenariusza innowacyjnego (co szczególnie widoczne jest przy większym udziale energii odnawialnej). Podane wartości nakładów inwestycyjnych odnoszą się do nowych źródeł, których budowa wynika z zwiększonego popytu na energię oraz z działań na rzecz ograniczenia emisji CO₂. Również nakłady inwestycyjne na rozbudowę sieci związane są z tymi inwestycjami wytwórczymi. Ciekawe wyniki otrzymano dla nakładów na sieć wraz ze wzrostem udziału energetyki odnawialnej. Przy wartości 20% udziału tej energii nakłady na sieć przy realizacji scenariusza innowacyjnego są już ujemne. Ujemną wartość tego kosztu należy interpretować jako koszty oszczędności tzn. o tyle należałoby zwiększyć nakłady na rozwój i modernizację sieci, gdyby nie rozwijać generacji rozproszonej (część tej kwoty może stanowić koszty osierocone *stranded costs*).

Tabela 5.14.

Syntetyczne porównanie scenariusza kontynuacji oraz innowacyjności dla udziału energii odnawialnej równej 20%/15%

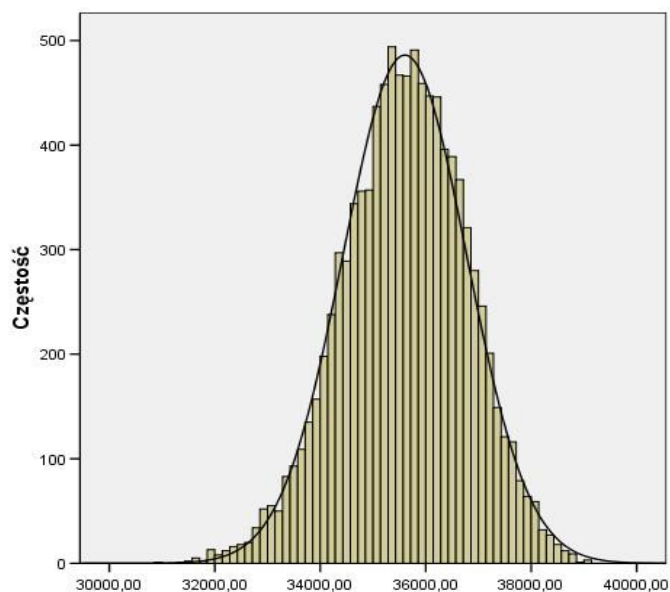
Wielkość	Rok 2007	Rok 2020	
		Innowacyjności	Kontynuacji
Względna cena zakupu energii z obowiązkami	1,0	1,44/1,35	1,50/1,40
Nakłady inwestycyjne w wytwarzaniu mld zł/rok	-	6,8/4,2	7,7/5,0
Nakłady inwestycyjne w przesyłach mld zł/rok	-	-0,2/0,1	0,9/0,5
Koszt z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych zł/MWh	304,2	318/310	331/323

5.3.3. Ocena wystarczalności generacji w perspektywie 2020

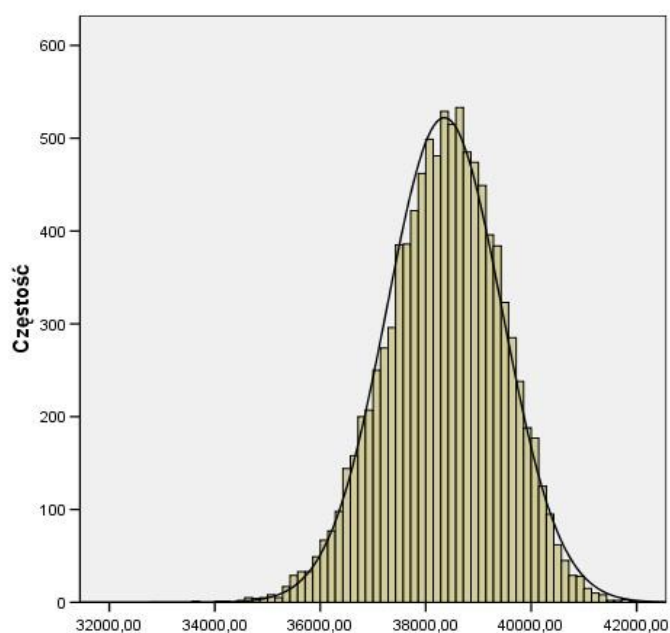
Ilościowe badanie bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, w horyzoncie długookresowym, dokonuje się zwykle poprzez określenie wystarczalności systemu. Przy tym wystarczalność systemu elektroenergetycznego jest definiowana jako zdolność do dostawy wymaganej ilości mocy i energii do odbiorców, z uwzględnieniem zdolności produkcyjnych źródeł wytwórczych oraz kryteriów technicznych pracy sieci (w zakresie przepustowości elementów i warunków napięciowych) przy uwzględnieniu planowanych i nieplanowanych wyłączeń elementów systemu. W UCTE zaproponowano probabilistyczną metodykę oceny wystarczalności mocy wytwórczych w systemach elektroenergetycznych. Metodyka ta została opisana szczegółowo w artykule [6].

Poniżej przedstawiono wyniki oceny wystarczalności (histogramy mocy dostępnej z uwzględnieniem współczynnika dyspozycyjności źródeł) systemu w roku 2020 dla SK (wersja B) oraz SI. Histogramy zostały wyznaczone metodą symulacyjną. Dla każdej jednostki określono współczynnik dyspozycyjności. Pojedyncza symulacja polegała na wyborze dostępnych jednostek wytwórczych (ich mocy nominalnych). Dla pojedynczych jednostek przyjęto jednorodny rozkład prawdopodobieństwa w przedziale od zera do jeden, a jednostka była dyspozycyjna, gdy wylosowana liczba z tego przedziału była nie większa niż współczynnik dyspozycyjności. Istotną cechą tych histogramów jest, że przedstawiają one rozkład normalny.

Na rysunku 5.29 przedstawiono histogram powstały w wyniku 10 tys. symulacji dostępnej generacji w scenariuszu kontynuacji (wersja B) dla roku 2020. Na rysunku 5.30 podano histogram powstały w wyniku takiej samej liczby symulacji dla scenariusza innowacyjnego.



Rys.5.29. Histogram dostępnej generacji w SK w roku 2020



Rys.5.30. Histogram dostępnej generacji w SI w roku 2020

W tabeli 5.15 podano podstawowe parametry tych rozkładów (również dla roku 2008), a dodatkowo podano moc szczytową systemu dla poszczególnych lat i wyznaczono prawdopodobieństwo przekroczenia przez moc szczytową (wraz z niezbędną rezerwą) wartości dostępnej generacji. Rezerwę mocy określono zgodnie z wytycznymi Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz z uwzględnieniem zwiększonego udziału mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych (patrz rozdział 4).

Tabela 5.15

Parametry rozkładów prawdopodobieństwa dostępnej generacji oraz prawdopodobieństwo wystąpienia niedoboru generacji

Rok	P _{ZAINSTALOW.}	P _{ŚR. DOSTĘP.}	Wsp. zmienności	P _{SZCZYTOWA}	Prawd. przekroc.
	MW	MW	%	MW	-
2008	34815	28976	3,51	24850	0,053
2020 SK	43114	35603	3,29	31560	0,227
2020 SI	46459	38352	2,85	31560	0,010

Większa wartość oczekiwana i mniejszy współczynnik zmienności rozkładu dla scenariusza innowacyjności oznacza większe bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego w wyniku realizacji tego scenariusza niż w przypadku realizacji scenariusza kontynuacji. Bezpośrednim miernikiem tego bezpieczeństwa jest prawdopodobieństwo wystąpienia niedoboru mocy w roku 2020, które jest znacznie mniejsze w scenariuszu innowacyjnym. Wartość tego prawdopodobieństwa dla SI jest mniejsza niż w 2008 roku, co daje poprawę bezpieczeństwa systemu, natomiast wartość prawdopodobieństwa dla SK na poziomie ponad 20% jest niezadowalająca, co musiałoby prowadzić do dalszej rozbudowy części wytwórczej. Powodowałoby to dalsze zwiększenie kosztu dostawy energii do odbiorcy. Wstępne analizy wskazują konieczność budowy dodatkowych przynajmniej 1500 MW (w co najmniej 3 blokach wytwórczych), aby prawdopodobieństwo przekroczenia przez moc szczytową wartości mocy dostępnej w scenariuszu kontynuacji było równe analogicznemu prawdopodobieństwu w scenariuszu innowacyjnym. Przewaga pod tym względem scenariusza innowacyjnego wynika przede wszystkim z dużej liczby jednostek wytwórczych w porównaniu do liczby jednostek występujących w scenariuszu kontynuacji.

5.3.4. Wpływ scenariusza rozwoju na pracę sieci

Do oceny wpływu nowych źródeł na pracę sieci elektroenergetycznej wykorzystano elementy kosztów krańcowych (cen węzłowych *LMP*). Cenę węzłową *LMP* można zdekomponować na składniki, w skład których wchodzi składnik związany z ceną energii w węźle krańcowym, składnik związany z wielkością strat mocy czynnej w sieci oraz składniki związane z poszczególnymi ograniczeniami w sieci. Z tego powodu cena *LMP* jest dobrym wskaźnikiem pracy sieci (lokalnym). Dla globalnej oceny stanu pracy sieci można wykorzystać wielkość wynikającą z cen węzłowych, mianowicie nadwyżkę sieciową. Wielkość ta jest zdefiniowana jako różnica pomiędzy wpłatą wniesioną przez odbiorców za zakupioną energię elektryczną a wypłatą dla wytwórców za energię przez nich sprzedaną, liczoną zarówno dla odbiorców jak i wytwórców po cenach *LPM* w danym węźle.

$$NS = PO - PW = \sum_{i=1}^{n_w} LMP_i P_{Li} - \sum_{i=1}^{n_G} LMP_i P_{Gi} = \sum_{i=1}^{n_w} LMP_i (P_{Li} - P_{Gi})$$

gdzie:

- PO* - płatności odbiorców,
- PW* - należności dla wytwórców,
- n_w - liczba węzłów sieci,
- LMP_i - krótkookresowa cena węzłowa energii,
- P_{Li} - moc czynna odbierana w węźle *i*,
- P_{Gi} - moc czynna generowana w węźle *i*.

Podobnie jak dla ceny węzłowej, nadwyżkę sieciową można rozdzielić na składnik pochodzący od strat sieciowych (sumarycznych w sieci) oraz składnik pochodzący od ograniczeń gałęziowych i napięciowych. Dodatkowo można również dokonać rozdziału nadwyżki sieciowej między poszczególne elementy sieciowe (gałęzie i węzły), co z kolei pozwala na

pogrupowanie elementów ze względu na wysokość kosztów strat mocy i ograniczeń przesyłowych powodowanych przez te elementy [4].

Nadwyżka sieciowa ze względu na swoją jednowartościowość jest wielkością bardzo przydatną w procesie oceny poszczególnych opcji rozwojowych i modernizacyjnych oraz pozwala na porównywanie ze sobą kosztów rozłożonych i zróżnicowanych we wszystkich węzłach systemu.

W celu określenia stanu pracy sieci w najbliższej perspektywie czasowej wyznaczono wartości jednostkowej (odniesionej do energii pobranej z sieci) nadwyżki sieciowej w najbliższych latach, z uwzględnieniem 2% przyrostu obciążenia. Jednostkowa nadwyżka sieciowa pozwala porównywać stany pracy sieci o różnych sumarycznych obciążeniach.

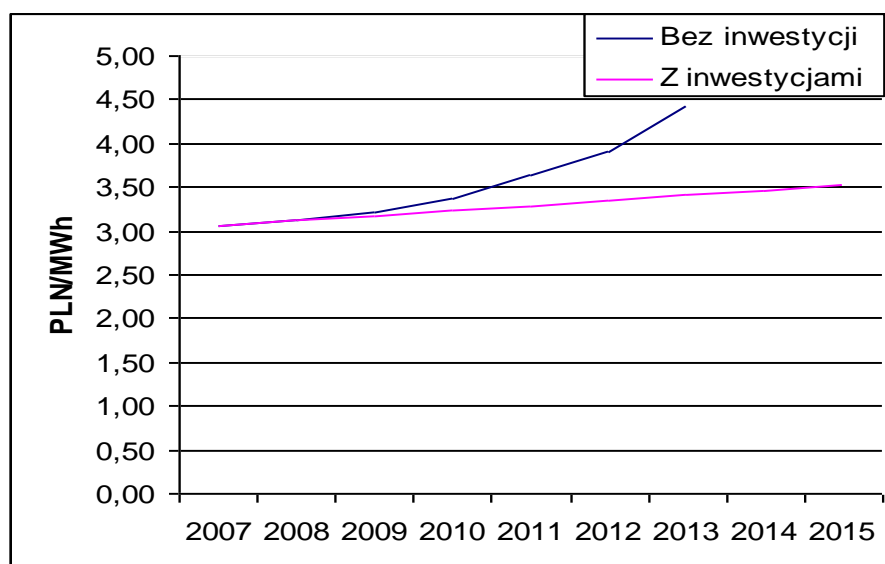
Analizę wykonano w następujących dwóch przypadkach:

1. bez uwzględnienia jakichkolwiek inwestycji sieciowych w sieci przesyłowej,
2. z uwzględnieniem inwestycji zdeterminowanych w sieci przesyłowej,

przy czym analiza dotyczyła średniorocznych wartości nadwyżek sieciowych wyliczanych na podstawie optymalizacji rozptywu mocy w systemie dla czterech charakterystycznych stanów: dwóch zimowych i dwóch letnich (szczyt i dolina). Uśrednienie wykonano na podstawie uporządkowanej krzywej obciążenia systemu.

Drugi przypadek uwzględnia inwestycje, które są już realizowane lub mają być zrealizowane w najbliższych latach. W tym przypadku uwzględniono również nowe moce wytwórcze wprowadzane do pracy w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Na rysunku 5.31 przedstawiono wyniki na wykresie z uwzględnieniem trendu zmian.

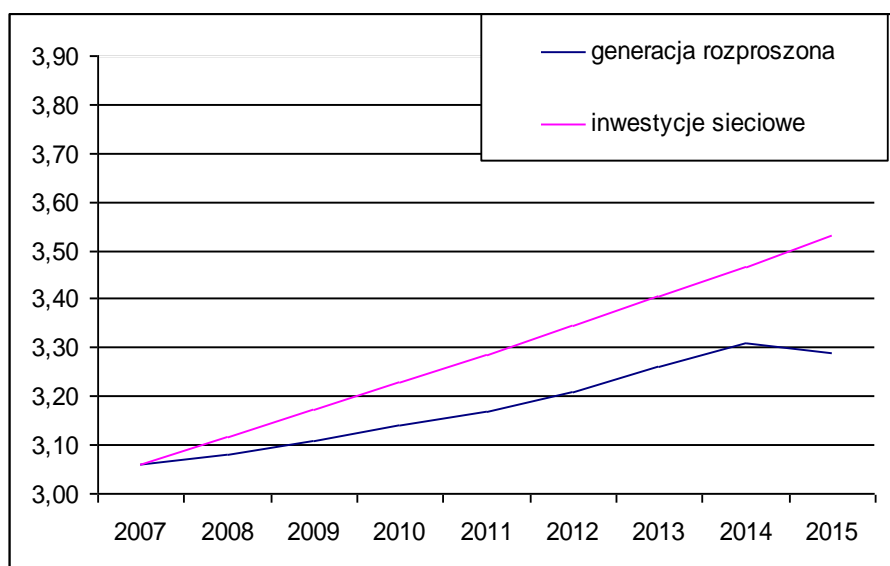
Przeprowadzona analiza w pierwszym przypadku, tj. bez uwzględnienia zmian w sieci przesyłowej i przy uwzględnieniu przyrostu obciążenia, możliwa była do wykonania do roku 2013. Dla kolejnych lat występujące ograniczenia w sieci uniemożliwiały pracę sieci. Charakter zmian jednostkowej nadwyżki sieciowej jest wykładniczy. Po uwzględnieniu zdeterminowanych inwestycji sieciowych możliwa była analiza do roku 2015.



Rys.5.31. Jednostkowe wartości nadwyżki sieciowej dla różnych sposobów pracy sieci przesyłowej

Istotną informacją wynikającą z tych analiz jest, że ograniczenia sieciowe (na przepustowość gałęzi) dotyczyły przede wszystkim sieci 110 kV oraz transformatorów NN/110 kV. Fakt jest o tyle istotny, że inwestycje w sieć 110 kV leżą w gestii operatorów sieci rozdzielczych.

Z drugiej strony, na rozptywy mocy w sieci 110 kV mają znacznie większy wpływ moce obciążenia niż w sieci najwyższych napięć, gdzie rozptywy determinowane są przede wszystkim pracą jednostek wytwórczych.



Rys.5.32. Jednostkowa nadwyżka sieciowa (zł/MWh) dla rozwoju systemu poprzez inwestycje sieciowe lub generację rozproszoną

Z rysunku 5.32 wynika jednoznacznie, że identyczne, a nawet lepsze efekty w projektowaniu bezpieczeństwa pracy sieci, którego miarą jest jednostkowa nadwyżka sieciowa, można osiągnąć poprzez rozwój generacji rozproszonej (rozłożonej równomiernie na terenie całego kraju) niż poprzez inwestycje sieciowe; wskazuje to możliwość zastępowalności rozwoju sieci (rozdzielczej i przesyłowej) poprzez rozwój generacji rozproszonej ulokowanej bliżej odbiorcy energii. Takim rodzajem generacji rozproszonej jest na pewno generacja biometanowa. Na rysunku ten wpływ widoczny jest szczególnie w roku 2015, gdzie nawet występuje obniżenie jednostkowej nadwyżki sieciowej (zwiększony przyrost generacji rozproszonej w tym roku). W latach 2010-2014 przyjmowana była stała wartość udziału generacji odnawialnej w energii odbieranej (na poziomie 10,5%) natomiast w roku 2015 przyjęto wartość 12,5% (nastąpił więc skokowy wzrost generacji rozproszonej).

Analizy dotyczące wpływu generacji rozproszonej na sieć będą kontynuowane w ramach projektu „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” w roku 2008.

5.4. Uwagi końcowe

Przeprowadzona analiza porównawcza (poprzez kosztowe wskaźniki oceny) dwóch dosyć skrajnych scenariuszy pozwala wysnuć wniosek o większej opłacalności rozwijania scenariusza innowacyjnego. Korzyści z jego realizacji występują bowiem zarówno w sektorze wytwórczym jak i w sektorze przesyłowym. Do tych korzyści należałoby dodać jeszcze korzyści natury społecznej, które związane są z silnym rozwojem obszarów wiejskich związanych z budową infrastruktury do produkcji biogazu.

W kraju należy odpowiedzieć na pytanie, w którym kierunku należy bardziej inwestować (dylemat realizacji rozpatrywanych scenariuszy), przy czym należy mieć na uwadze, że rzeczywisty kierunek rozwoju sektora wytwórczego będzie pewną wypadkową tych scenariuszy. W świetle przedstawionych wyników należy dokonać korekty tego kierunku w stronę zintensyfikowania rozwoju energetyki odnawialnej (rolnictwa energetycznego) oraz intensyfikacji wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej.

Analiza scenariuszy kontynuacji oraz innowacyjności, prowadzona dla tych samych założeń (przyrosty rynków) oraz celów (pakiet 3×20) prowadzi do następujących wniosków szczegółowych:

1. Wskaźniki kosztowe (nakłady inwestycyjne wytwarzaniu oraz przesył, ceny energii wraz z przesyłem, z uwzględnieniem kosztów CO₂) wskazują na większą opłacalność scenariusza innowacyjnego.

2. Rozwój technologii odnawialnych (w szczególności biometanowych) cechuje się większą dynamiką postępu (wydajność upraw energetycznych, postęp w biotechnologii) niż w technologiach wykorzystujących paliwa tradycyjne (szczególnie węgiel).
3. Rozwój rolnictwa energetycznego pozwala na większe uniezależnienie energetyczne kraju i zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.
4. Realizacja scenariusza innowacyjnego powoduje zwiększenie bezpieczeństwa rozumianego poprzez pojęcie wystarczalności generacji. Ze względu na dużą liczebność źródeł prawdopodobieństwo wystąpienia deficytu mocy (lub energii) jest znacznie mniejsze niż w przypadku realizacji nowych wielkich źródeł wytwarzania, które cechują się wyższymi jednostkowymi wskaźnikami dyspozycyjności, lecz ze względu na ich zdecydowanie mniejszą liczbę możliwe są większe niedobory mocy.
5. Wstępna analiza wpływu generacji rozproszonej na pracę sieci wskazuje na możliwość zastępowania rozwoju sieci (rozdzielczej i przesyłowej) poprzez rozwój generacji rozproszonej ulokowanej bliżej odbiorcy energii. Ma to bardzo istotne znaczenie w czasie, gdy rozważana jest rozbudowa systemu przesyłowego w celu zwiększenia bezpieczeństwa jego pracy, a z drugiej strony konieczność modernizacji sieci średnich i niskich napięć szczególnie w sieciach terenowych (wiejskich).
6. W aktualnie obowiązującym stanie prawnym konieczna byłaby odpowiednia kalibracja certyfikatów „zielonych” dla energii odnawialnych produkowanych z różnych źródeł oraz dla certyfikatów „czerwonych” i „żółtych”. Wycena tych certyfikatów powinna wykorzystywać kategorię kosztów unikniętych związanych z koniecznością zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ oraz wpływem źródeł na sieć (straty w sieci). Istotnym elementem wpływającym na wycenę tych certyfikatów powinno być rzeczywiste wykorzystanie energii pierwotnej zawartej w paliwach. Problem omówiono szczegółowo również w rozdziale 2.

Zaproponowana metodyka jednakowej oceny kosztów dla różnych technologii elektroenergetycznych integruje w sobie podstawowe składniki tych kosztów (wytwarzania, przesyły i ochrony środowiska) i pozwala dokonać obiektywnego porównania tych technologii. Wyznaczone na jej podstawie koszty referencyjne dla poszczególnych technologii elektroenergetycznych powinny stanowić podstawę do wszystkich działań restrukturyzacyjnych i regulacyjnych w tworzeniu i udoskonalaniu rynku energii elektrycznej w kraju.

Do zastosowania tej metodyki konieczne jest wprowadzenie rynkowych zasad rozdziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ (np. podejście produktowe tj. rozdział uprawnień na jednostkę energii elektrycznej, ciepła oraz paliw transportowych sprzedawaną odbiorcy). W tej kwestii rynkowe podejście do rozdziału uprawnień może zostać (według propozycji Komisji Europejskiej) zastąpione koniecznością zakupu wszystkich uprawnień do emisji, jakie danemu wytwórcy będą niezbędne do produkcji energii końcowej.

Innym, niezwykle istotnym, elementem koniecznym do zastosowania w celu jednolitej wyceny kosztów dostawy energii do odbiorców jest wprowadzenie opłat przesyłowych wyceniających rzeczywiste koszty przesyłu energii od wytwórcy do odbiorcy. Taką metodą jest metoda krótkookresowych kosztów krańcowych (cen węzłowych).

Literatura do rozdziału 5

1. Popczyk J.: Innowacyjność technologiczna, odwołanie się do własnych zasobów i konkurencja jako podstawa zarządzania bezpieczeństwem dostaw energii dla odbiorców w Polsce w perspektywie 2020, Materiały seminarium naukowego „Bezpieczeństwo Energetyczne Kraju”, Gliwice, 7 grudnia 2007.
2. Praca zbiorowa pod kier. prof. J. Popczyka: Studium strategii rozwojowej Grupy Kapitałowej ESP S.A. PEG sp. z o.o, praca niepublikowana, Gliwice, styczeń 2007.
3. Praca zbiorowa, Raport z zadania 1.2.1A Bezpieczeństwo strategiczne – w horyzoncie wieloletnim – związane z inwestycjami. Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN 1/2/2006 pt. „Bezpieczeństwo Energetyczne Kraju”. Gdańsk-Gliwice, styczeń 2008.

4. Kocot H., Korab R., Siwy E., Żmuda K.: Wykorzystanie krótkookresowych kosztów krańcowych w działalności operatorów sieciowych na rynku energii. „Przegląd Elektrotechniczny”, nr 9’2004.
5. Wańkowicz J., Soliński J.: Perspektywy rozwoju elektroenergetyki regionu Europy Środkowo-wschodniej w aspekcie wieloletniego bezpieczeństwa energetycznego. Materiały konferencji APE’07. Gdańsk-Jurata 13-15 czerwca 2007.
6. Przygodzki M.: Wystarczalność podsystemu wytwórczego kraju w nowych uwarunkowaniach unijnych. „Rynek Energii”, Zeszyt tematyczny nr I (II), maj 2008.
7. Kocot H., Korab R.: Ceny referencyjne dla wybranych technologii elektroenergetycznych. Materiały Konferencji Naukowej „Rynek energii elektrycznej”, Kazimierz Dolny, 9-11 maja 2007.
8. Popczyk J.: Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku. Referat wprowadzający na XIV Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej”, Kazimierz Dolny, maj 2008.
9. Kocot H.: Analiza porównawcza dwóch scenariuszy rozwojowych elektroenergetyki: kontynuacji i innowacyjnego w perspektywie roku 2020. „Rynek Energii” nr I (II) Z. tematyczny, maj 2008.
10. Korab R.: Cooptimization of the balancing energy and operating reserves in the competitive electricity market. Artykuł na International Symposium on Modern Electric Power Systems „MEPS’06”, Wrocław, September 2006.
11. Skorek J., Kalina J.: Gazowe układy kogeneracyjne. WNT, Warszawa 2005
12. Lavergne R.: Estimated costs of electricity production. Materiały Polsko-Francuskiego Seminarium „Quel paysage energetique pour la Pologne de demain?” - Ministerstwo Gospodarki - Ministere de l’Economie, des Finances et de l’Industrie, Warszawa 2007
13. Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do Emisji CO₂ na lata 2008-2012. Ministerstwo Środowiska.
14. Electricity Generation Technologies: Performance and Cost Characteristics”. Canadian Energy Research Institute, sierpień 2005.
15. Zaporowski B. Wykorzystanie technologii wytwórczych na polskiej mapie bezpieczeństwa energetycznego. Materiały konferencji Komitetu Problemów Energetyki PAN pt. „Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego polski w okresie 2008-2020 za pomocą mechanizmów rynkowych...”, Warszawa-Serock, czerwiec 2008
16. Płatek W.: Agroenergetyka biomasowa. Energetyka rozproszona. I spotkanie Konwersatorium „Energetyka przyszłości”, eGIE, Gliwice, 9.11.2006.
17. Pawlik M. Elektrownie węglowe na ścieżce dalszego rozwoju. Materiały konferencji APE’07. Gdańsk-Jurata 13-15 czerwca 2007.
18. World Nuclear News (wnn07a/18-01-2007). World Nuclear Association.

