
Rynki energii elektrycznej

Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne

Władysław Mielczarski

Politechnika Łódzka
Instytut Elektroenergetyki

Email: wladyslaw.mielczarski@electricmarket.neostrada.pl

Wszelkie prawa zastrzeżone. Publikacja nie może być w całości lub we fragmentach
kopiowany ani rozpowszechniany za pomocą urządzeń elektronicznych,
mechanicznych i innych bez uprzedniej zgody autora.

Spis treści

WPROWADZENIE	10
OD AUTORA	11
PRZEDMOWA	12
1. WSTĘP.....	17
1.1. OD MONOPOLU DO RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	17
1.2. CELE REFORMY PRZEMYSŁU ELEKTROENERGETYCZNEGO	18
1.3. NA CZYM POLEGA RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ?	18
1.4. GŁÓWNY CEL WPROWADZANIA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ	21
1.5. GŁÓWNE ZASADY DZIAŁANIA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ	22
1.6. DWA POZIOMY RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	23
1.7. MONOPOL SIECI PRZESYŁOWYCH I ROZDZIELCZYCH.....	23
1.8. WIELKOŚĆ PRZEDSIĘBIORSTW NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	24
1.9. DZIAŁANIA KONSOLIDACYJNE	25
1.10. NIE KAŻDY RYNEK PROWADZI DO SPADKU KOSZTÓW	26
1.11. WARUNKI DO WPROWADZENIA RYNKU.....	26
1.12. KOSZTY WPROWADZENIA I DZIAŁANIA RYNKU	27
1.13. RYNEK ENERGII JEST RYNKIEM CHWIŁOWYM.....	27
1.14. KTO POWINIEN WPROWADZAĆ RYNKI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	28
1.15. NOWA POZYCJA ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	28
2. STRUKTURA I ZASADY DZIAŁANIA RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	30
2.1. WPROWADZENIE	30
2.2. CZTERY GŁÓWNE MODELE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	30
2.2.1. <i>Model A - monopol elektroenergetyczny</i>	30
2.2.2. <i>Model B – agencja elektroenergetyczna</i>	31
2.2.3. <i>Model C – rynek hurtowy</i>	32
2.2.4. <i>Model D – rynek hurtowy i detaliczny</i>	33
2.3. GŁÓWNE STRUKTURY HURTOWYCH RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	34
2.3.1. <i>Rynek hurtowy scentralizowany</i>	35
2.3.3. <i>Rynek giełda – operator systemu przesyłowego</i>	36
2.3.4. <i>Rynek zdecentralizowany</i>	38
2.4. PODSUMOWANIE.....	39

3. CENY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ	41
3.1. ZASADY OGÓLNE	41
3.2. SYSTEM CEN KRAŃCOWYCH I OFERTOWYCH.....	41
3.3. USTALANIE CEN ENERGII NA RYNKU ZCENTRALIZOWANYM.....	43
3.4. CENY NA RYNKU GIELDOWYM I NA RYNKU BILANSUJĄCYM	44
3.5. CENY WYZNACZANE <i>EX ANTE</i> I <i>EX POST</i>	45
3.6. OGRANICZENIA PUŁAPÓW CEN	46
3.6.1. <i>Ceny ujemne w ofertach wytwórców</i>	46
3.6.2. <i>Ceny maksymalne i ich stosowanie</i>	47
3.6.3. <i>Minimalne ceny i ich stosowanie</i>	48
3.7. BŁĘDY W WYZNACZANIU CEN RYNKOWYCH W SYSTEMIE <i>EX ANTE</i>	51
3.7.1. <i>Wpływ błędów w prognozie zapotrzebowania</i>	51
3.7.2. <i>Błędy powodowane przez niedokładność współczynników obciążania i</i> <i>odciążania jednostek wytwórczych</i>	52
3.7.3. <i>Błędy powodowane małymi odchyleniami od instrukcji dyspozytora</i>	54
3.8. PŁATNOŚCI ZA DYSPOZYCYJNOŚĆ.....	55
3.8.1. <i>Premie za dyspozycyjność</i>	55
3.8.2. <i>Rynki tylko energii elektrycznej</i>	56
3.8.3. <i>Przykłady wzrostu cen</i>	58
3.9. CENY WĘZŁOWE	59
3.9.1. <i>Ceny węzłowe</i>	60
3.9.2. <i>Współczynniki strat sieciowych</i>	61
3.9.3. <i>Ogólne zasady wyznaczania współczynników strat sieciowych</i>	62
3.9.4. <i>Uśrednianie współczynników strat sieciowych</i>	66
3.9.5. <i>Akceptacja ofert a współczynniki strat sieciowych</i>	68
3.9.6. <i>Jednakowe ceny niezależnie od lokalizacji w sieci</i>	68
3.9.7. <i>Średnie ceny dla odbiorców – ceny węzłowe dla producentów</i>	69
3.9.8. <i>Ceny węzłowe dla wszystkich uczestników rynku</i>	70
3.10. WPLYW OGRANICZEŃ SIECIOWYCH	74
3.10.1. <i>Promieniowy system sieci</i>	75
3.10.2. <i>Podział rynku i prawa przesyłowe</i>	77
3.10.3. <i>Ograniczenia w sieciach oczkowych</i>	78
3.11. ZAWIESZENIE DZIAŁANIA RYNKU	80
3.12. PRZYKŁADY KSZTAŁTOWANIA SIĘ CEN CHWILOWYCH.....	81

4.	OFERTY NA RYNKU HURTOWYM.....	87
4.1.	SYSTEMY OFERT	87
4.1.1.	<i>Globalna i lokalna optymalizacja kosztów.....</i>	<i>87</i>
4.1.2.	<i>Koszty zmienne produkcji a cena rynkowa energii</i>	<i>88</i>
4.1.2.1.	Rynki scentralizowane	89
4.1.2.2.	Rynki rozproszone	89
4.1.3.	<i>Składniki kosztowe ofert wytwórców</i>	<i>90</i>
4.2.	PASMA CENOWO-ENERGETYCZNE.....	92
4.2.1.	<i>Idea pasm cenowych</i>	<i>92</i>
4.2.2.	<i>Ograniczenia ofert pasmowych.....</i>	<i>93</i>
4.2.3.	<i>Oferty giełdowe</i>	<i>95</i>
4.2.4.	<i>Oferty na rynku bilansującym</i>	<i>96</i>
4.3.	OKRESY HANDLOWE.....	98
4.4.	STRATEGIE SKŁADANIA OFERT	100
4.5.	MODELOWANIE RYNKU OFERT	101
4.5.1.	<i>Model zachowania uczestników rynku</i>	<i>101</i>
4.5.2.	<i>Optymalizacja ofert.....</i>	<i>102</i>
4.6.	PRZYKŁADY OFERT.....	103
4.6.1.	<i>Analiza statystyczna składanych ofert.....</i>	<i>103</i>
4.6.2.	<i>Przykłady ofert</i>	<i>104</i>
5.	KONTRAKTY NA RYNKU HURTOWYM.....	109
5.1.	GLÓWNE TYPY KONTRAKTÓW I TRANSAKCJI	110
5.2.	KONTRAKTY TYPU VESTING	111
5.2.1.	<i>Zasady ogólne kontraktów typu vesting</i>	<i>111</i>
5.2.2.	<i>Ustalanie cen w kontraktach typu vesting.....</i>	<i>112</i>
5.2.3.	<i>Wyznaczania płatności w kontraktach vesting dla wytwórców.....</i>	<i>114</i>
5.2.4.	<i>Kontrakty vesting a kontrakty długoterminowe.....</i>	<i>115</i>
5.2.5.	<i>Ocena kontraktów typu vesting</i>	<i>116</i>
5.3.	KONTRAKTY DWUSTRONNE	117
5.3.1.	<i>Kontrakty dwukierunkowe.....</i>	<i>118</i>
5.3.1.1.	Profile ryzyka	118
5.3.1.2.	Przykłady płatności w kontrakcie dwukierunkowym	120
5.3.2.	<i>Kontrakty jednokierunkowe.....</i>	<i>123</i>
5.3.3.	<i>Inne typy kontraktów.....</i>	<i>125</i>
5.4.	TRANSAKCJE NA GIEŁDACH ENERGII.....	125
5.5.	TRANSAKCJE NA RYNKU BILANSUJĄCYM.....	126
5.6.	TRANSAKCJE NA PARKIETACH TYPU FUTURES	128
6.	GIEŁDY ENERGII.....	130
6.1.	WPROWADZENIE	130

6.2.	TRANSAKCJE RYNKU DNIA NASTĘPNEGO „DOBA PRZED”	130
6.2.1.	Umieszczenie transakcji giełdowych	130
6.2.2.	Harmonogram rynku dnia następnego.....	131
6.2.3.	Charakterystyka transakcji giełdowych rynku dnia następnego	133
6.3.	OFERTY GIEŁDOWE.....	133
6.3.1.	Oferty zwykłe (proste)	133
6.3.2.	Oferty blokowe	135
6.4.	USTALANIE CEN TRANSAKCJI GIEŁDOWYCH	135
6.4.1.	Bilans ofert kupna i sprzedaży	135
6.4.2.	Koincydencja pozioma profilów ofert	138
6.4.3.	Koincydencja pionowa profilów ofert	139
6.4.4.	Nadmiar ofert sprzedaży	139
6.4.5.	Nadmiar ofert zakupu.....	141
6.4.6.	Brak punktu przecięcia profili.....	141
6.4.7.	Rozbieżność profili ofert.....	143
6.5.	USTALANIE CEN TRANSAKCJI GIEŁDOWYCH PRZY OFERTACH BLOKOWYCH.....	143
6.6.	PRZYGOTOWYWANIE OFERT GIEŁDOWYCH.....	146
6.6.1.	Oferty odbiorców i pośredników	146
6.6.2.	Oferty wytwórców energii elektrycznej	146
6.7.	PODSUMOWANIE.....	149
7.	RYNEK BILANSUJĄCY	151
7.1.	WPROWADZENIE – FUNKCJE RYNKU BILANSUJĄCEGO	151
7.2.	STRUKTURA RYNKU BILANSUJĄCEGO	152
7.2.1.	Zasady tworzenia obiektów na rynku bilansującym.....	152
7.2.2.	Fizyczny punkt pomiarowy (FPP)	153
7.2.3.	Miejsce dostarczania energii (MD).....	153
7.2.4.	Jednostka grafikowa (JG)	154
7.2.5.	Uczestnik rynku bilansującego (URB)	156
7.2.6.	Obszar rynku bilansującego.....	158
7.3.	PROCESY PLANOWANIA I PROWADZENIE RUCHU JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ...	158
7.3.1.	Planowanie koordynacyjne	158
7.3.2.	Wstępny plan koordynacyjny dobowy	159
7.3.3.	Zgłaszania danych handlowych i	160
7.3.3.1.	Zasady ogólne	160
7.3.3.2.	Zgłaszanie umów sprzedaży energii	161
7.3.3.4.	Wyznaczanie pozycji kontraktowej	163
7.3.3.5.	Oferty bilansujące.....	164
7.3.3.6.	Pasma redukcyjne i pasma przyrostowe	167
7.3.3.7.	Energia w pasmach redukcyjnych i przyrostowych.....	169
7.3.3.8.	Ceny deklarowane w pasmach redukcyjnych i przyrostowych	170
7.3.3.9.	Część techniczna oferty bilansującej	172
7.3.4.	Tworzenie planu koordynacyjnego dobowego (PKD).....	173
7.3.4.1.	Zasady ogólne.....	173

7.3.4.2.	Ograniczenia systemowe	177
7.3.4.3.	Generator modeli ograniczeń systemowych (GMOS)	177
7.3.4.4.	Ograniczenia ze strony jednostek wytwórczych	177
7.3.4.5.	Ograniczenia ze strony sieci przesyłowej	179
7.3.4.6.	Ograniczenia wynikające z poziomu rezerw mocy	179
7.3.5.	<i>Zasady rozdziału obciążeń</i>	179
7.3.5.1.	Funkcja celu w algorytmie rozdziału obciążeń	179
7.3.5.2.	Dane wejściowe do modułu LPD	181
7.3.5.3.	Tworzenie macierzy rozptyłów dla modułu LPD	181
7.3.6.	<i>Procesy algorytmu rozdziału obciążeń</i>	183
7.3.6.1.	Główny proces tworzenia PKD	183
7.3.6.2.	Zasady usuwania ograniczeń systemowych	184
7.3.6.3.	Tworzenie list rankingowych	185
7.3.7.	<i>Wyniki działania algorytmu rozdziału obciążeń</i>	186
7.3.8.	<i>Bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD)</i>	187
7.4.	ROZLICZENIA NA RYNKU BILANSUJĄCYM	188
7.4.1.	<i>Ogólne zasady rozliczeń</i>	188
7.4.2.	<i>Wyznaczanie pozycji kontraktowych</i>	189
7.4.2.1.	Zasady ogólne wyznaczania pozycji kontraktowych	189
7.4.2.2.	Wyznaczanie pozycji kontraktowych i odchyłeń	190
7.4.2.3.	Wyznaczanie cen za korekcie pozycji deklarowanych	190
7.4.2.4.	Wyznaczanie cen za odchylenie od pozycji skorygowanych	191
7.4.2.5.	Wyznaczanie należności	192
7.4.3.	<i>Procesy rozliczeń jednostek graficznych</i>	193
7.5.	PODSUMOWANIE	197
8.	OPLATY PRZESYŁOWE	198
8.1.	WPROWADZENIE	198
8.2.	KONSTRUKCJA OPLAT PRZESYŁOWYCH W POLSCE	199
8.3.	STAWKA SIECIOWA	201
8.3.1.	<i>Koszty uwzględniane w stawce sieciowej</i>	201
8.3.2.	<i>Zasady przenoszenia kosztów na sieci niższych napięć</i>	202
8.3.3.	<i>Wyznaczanie wielkości stawki sieciowej</i>	202
8.4.	STAWKA SYSTEMOWA	204
8.4.1.	<i>Koszty uwzględniane w stawce systemowej</i>	204
8.4.2.	<i>Wyznaczanie wielkości stawki systemowej</i>	204
8.4.2.1.	Koszty wynikające z kontraktów długoterminowych	204
8.4.2.2.	Koszty zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem	205
8.5.	NOWE METODY PRZYDZIELANIE KOSZTÓW SIECIOWYCH ODBIORCOM	206
8.5.1.	<i>Zasady ogólne</i>	206
8.5.1.1.	Określanie wysokości stawki węzłowej	207
8.5.1.2.	Określenie kosztów poszczególnych elementów sieci	207
8.5.1.3.	Określanie wysokości stawki ogólnej	207
8.5.1.4.	Przydzielanie kosztu nowych linii	208

8.5.2.	Metody śledzenia przepływów mocy w sieciach.....	208
8.5.3.	Metoda porównawcza rozpyłów mocy.....	208
8.5.4.	Metoda identyfikacji i przydzielania przepływów VPX.....	210
8.5.5.	Metoda „Inage domain”.....	212
8.5.5.1.	Zasada proporcjonalności.....	212
8.5.5.2.	Zasady główne algorytmu „inage domain”.....	213
8.5.5.3.	Przykład zastosowania metody „inage domain”.....	215
8.5.5.4.	Obliczanie domeny.....	216
8.5.5.5.	Obliczanie zależności linii od domeny.....	219
8.5.5.6.	Udział odbiorów w przepływie mocy.....	220
8.5.5.7.	Przydzielanie kosztów sieciowych poszczególnym odbiorom.....	222
8.6.	POSUMOWANIE.....	223
9.	PRZEWIDYWANIE CEN I POZIOMÓW RYZYKA	225
9.1.	WPROWADZENIE	225
9.2.	ZALEŻNOŚĆ CEN RYNKOWYCH OD INNYCH PARAMETRÓW RYNKU	225
9.2.1.	Średnie ceny rynkowe oraz popyt na energię w funkcji czasu.....	225
9.2.2.	Średnie ceny rynkowe w funkcji zapotrzebowania na energię.....	226
9.2.3.	Średnia cena w funkcji przewidywanego popytu na energię.....	227
9.2.4.	Ceny chwilowe w funkcji zapotrzebowania na energię.....	228
9.3.	WYBÓR NAJODPOWIEDNIEJSZEGO TRENDU.....	229
9.4.	FUNKCJE ROZMYTE CHWILOWYCH CEN RYNKOWYCH.....	233
9.4.1.	Trendy liniowe.....	234
9.4.2.	Nastawienie uczestników rynku do podejmowania ryzyka.....	235
9.5.	KOSZT ENERGII NA ZEWNĄTRZ TRENDÓW GRANICZNYCH.....	238
9.5.1.	Chwilowa cena rynkowa wyższa niż górny trend graniczny.....	240
9.5.2.	Chwilowe ceny rynkowe niższe od dolnego trendu granicznego.....	241
9.5.3.	Rozkład kosztów dodatkowych.....	242
9.6.	RYZYO PODEJMOWANE PRZEZ UCZESTNIKÓW RYNKU	243
9.9.	WNIOSKI KOŃCOWE.....	244
10.	BADANIE SIŁY RYNKOWEJ.....	245
10.1.	WPROWADZENIE	245
10.1.1.	Rynek hurtowy.....	245
10.1.2.	Rynek detaliczny	246
10.1.3.	Doświadczenia z istniejących rynków.....	247
10.2.	DZIAŁANIE NA RYNKACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	247
10.2.1.	Rynek konkurencyjny	247
10.2.2.	Siła rynkowa	247
10.2.3.	Wielkość udziału w produkcji na rynku energii elektrycznej.....	248
10.2.4.	Elastyczność popytu i podaży.....	248
10.2.5.	Ograniczenia systemowe.....	249
10.3.	ZACHOWANIA PRODUCENTÓW NA HURTOWYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	249

10.3.1.	Zachowania firm dostosowujących swoje ceny (firmy typu price-taking)	250
10.3.2.	Zachowania producentów z siłą rynkową	250
10.3.3.	Nadużywania siły rynkowej	251
10.3.4.	Konkurencyjność, a siła rynkowa	252
10.4.	OKREŚLENIE SIŁY RYNKOWEJ	253
10.4.1.	Określenie wielkości koncentracji produkcji	253
10.4.2.	Udział poszczególnych producentów w rynku	254
10.4.3.	Relacja pomiędzy ceną rynkową a kosztami produkcji	255
10.4.4.	Analiza siły rynkowej	255
10.4.5.	Modele Bertranda i Cournota	256
10.5.	PRZYKŁADY BADAŃ SIŁY RYNKOWEJ NA RYNKACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	257
10.5.1.	Badanie rynku angielskiego	257
10.5.2.	Badanie rynku australijskiego	259
10.5.3.	Badanie siły rynkowej w Kalifornii	260
10.6.	ZACHOWANIA PRODUCENTÓW NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ	263
10.6.1.	Wpływ koncentracji rynku	263
10.6.2.	Wpływ kontraktów	263
10.6.3.	Wejścia nowych producentów	264
10.6.4.	Wpływ regulacji	265
10.6.5.	Możliwość zмовы	265
10.6.	PODSUMOWANIE	266

Z1. ALGORYTMY ROZDZIAŁU OBCIĄŻEŃ.....268

Z1.1.	SFORMUŁOWANIE PROBLEMU	268
Z1.2.	EKONOMICZNY ROZDZIAŁ OBCIĄŻEŃ	268
Z1.3.	EKONOMICZNY ROZDZIAŁ OBCIĄŻEŃ – DLA KILKU SYSTEMÓW	269
Z1.3.1.	Funkcja celu	269
Z1.3.2.	Formułowanie ograniczeń	270
Z1.3.3.	Pokrycie zapotrzebowania	271
Z1.3.4.	Zdolności przesyłowych sieci	271
Z1.3.5.	Wymagania dotyczące rezerwy wirującej	272
Z1.3.6.	Ograniczenia techniczne jednostek wytwórczych	272
Z1.4.	WYZNACZENIA ROZDZIAŁU OBCIĄŻEŃ	273
Z1.4.1.	Stosowane metody	273
Z1.4.2.	Metoda priorytetów	273
Z1.4.3.	Programowanie dynamiczne	273
Z1.4.4.	Relaksacja Lagrange'a	275
Z1.4.5.	Programowanie liniowe	276
Z1.4.6.	Inne metody	277
Z1.5.	ROZDZIAŁ OBCIĄŻEŃ NA RYNKACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	277
Z1.5.1.	Optymalizacja globalna i lokalna	277
Z1.5.2.	Konieczność opracowania nowych algorytmów	278
Z1.5.3.	Rozdział obciążeń oparty na programowaniu liniowym	279

Z1.5.4.	Algorytm rozdziału obciążeń – „obieranie cebuli”	281
Z1.6.	PODSUMOWANIE.....	285
Z.2	ZASADY STOSOWANIE OPŁAT KOMPENSACYJNYCH	286
Z2.1.	ZASADY OGÓLNE	286
Z2.1.1.	Cel wprowadzenie opłat kompensacyjnych.....	286
Z2.1.2.	Wyznaczania wysokości opłat kompensacyjnych.....	286
Z2.1.3.	Określenie wolumenu produkcji	287
Z2.1.4.	Wyznaczanie wielkości kompensat dla wytwórców.....	288
Z2.1.4.1.	Produkcja jest większa od przydzielonego wolumenu.....	288
Z2.1.4.2.	Produkcja jest mniejsza od przydzielonego wolumenu	290
Z2.1.5.	Opłaty kompensacyjne kontraktów długoterminowych.....	292
Z2.1.6.	Uwagi dotyczące zasad ogólnych	292
Z2.2.	SYSTEM OPŁAT KOMPENSACYJNYCH (SOK)	294
Z2.2.1.	Wprowadzenie.....	294
Z2.2.2.	Wyznaczania obliczeniowego wolumenu sprzedaży W	294
Z2.2.3.	Wyznaczania ceny wymaganej wytwórcy C_w	294
Z2.2.4.	Wyznaczania ceny rynkowej C_r	295
Z2.2.5.	Wyznaczania rozliczeniowej ceny odniesienia C_o	295
Z2.2.6.	Wyznaczania kompensaty dla wytwórców	296
Z2.2.7.	Wyznaczania kompensaty podstawowej.....	296
Z2.2.8.	Składnik uwzględniający odchylenie ceny rynkowej.....	296
Z2.2.9.	Odchylenie sprzedaży od obliczonego wolumenu.....	297
Z2.3.	ANALIZA NIEKTÓRYCH ASPEKTÓW PROJEKTU SOK.....	297
Z2.3.1.	Założenia do analizy	297
Z2.3.2.	Parametry symulacji	298
Z2.3.3.	Analiza wyników symulacji	298
Z2.3.3.	Podsumowanie analizy SOK.....	303
LITERATURA		305

Wprowadzenie

Elektroenergetyka jest kluczowym przemysłem, od którego działania zależy niezawodność dostaw energii elektrycznej, konkurencyjność gospodarki i poziom życia społeczeństwa. Reforma elektroenergetyki jest jednym z głównych zadań na drodze do pełnego urynkowienia gospodarki. Dzięki tej reformie może zostać obniżony koszt produkcji i dostawy energii elektrycznej.

Narzędziami pozwalającymi zreformować sektor elektroenergetyczny są rynek energii elektrycznej i prywatyzacja. Żadne z tych narzędzi nie może być celem samym w sobie. Oba bowiem powinny być użyte do zwiększenia efektywności działania sektora. Przed rozpoczęciem reform należy zdefiniować końcową strukturę sektora, formy własności i zasady jego działania po reformie, a następnie poprzez wdrożenie rynku energii elektrycznej i skoordynowanej z nim prywatyzacji postawiony cel osiągnąć.

Wprowadzenie rynku energii elektrycznej jest możliwe poprzez oddzielenie energii jako produktu poddawanego obrotowi w warunkach konkurencji od przesyłu jako usługi. Przesył zaś jest naturalnym monopolem i dlatego musi pozostać działalnością regulowaną. Wprowadzenie konkurencji do wolnego obrotu energią elektryczną poprzez kontrakty wzajemne, transakcje giełdowe i transakcje na rynku bilansującym będzie stanowiło o sukcesie reformy elektroenergetyki. Handel energią elektryczną nie może w żaden sposób oddziaływać na niezawodność dostaw energii, dlatego też potrzebna jest infrastruktura techniczna w postaci sprawnej i niezawodnie działającego rynku bilansującego.

Prywatyzacja może nie tylko przynieść dochody potrzebne do przeprowadzenia innych reform, ale także, poprzez dopływ kapitału i „*know how*”, wspomóc reformy sektora. Jednakże prywatyzacja powinna być prowadzona po określeniu zasad działania rynku i metod jego regulacji. Wytwórcy energii będą działać na rynku konkurencyjnym, dlatego najważniejsze dla przyszłych inwestorów jest określenie zasad handlu energią oraz zasad działania rynku bilansującego. Dla inwestorów chcących zakupić przedsiębiorstwa przesyłowe istotnym jest sposób, w jaki będą mogli uzyskać zwrot zainwestowanego kapitału i jaka będzie wielkość stopy zysku. Brak zdefiniowanych reguł rynkowych oraz zasad zwrotu zainwestowanego kapitału powoduje duży stopień niepewności dla inwestorów.

Reforma elektroenergetyki jest skomplikowanym zadaniem. Dlatego też powinien powstać zharmonizowany program wdrażania rynku energii i prywatyzacji, którego celem będzie budowa, w ciągu najbliższych kilku lat, efektywnie działających struktur sektora. Mam nadzieję, że niniejsza publikacja wyjaśniająca zasady działania rynków energii elektrycznej przyczyni się do lepszego zrozumienia zachodzących procesów, a tym samym wspomóc reformę elektroenergetyki.

Od autora

Materiały, które posłużyły do przygotowania tej książki były zbierane przez wiele lat w czasie mojej pracy na Monash University w Melbourne, projektów dla Ontario Hydro oraz prac nad wdrożeniem rynku energii elektrycznej w Polsce.

Pisząc tę pracę, czerpałem z materiałów przygotowywanych przez zespoły ekspertów, których trudno byłoby wszystkich tutaj wymienić. Byli to moi współpracownicy z zespołu badawczego rynków energii elektrycznej na Monash University, eksperci pracujący dla rządu stanu Wiktorii, Office of the Regulator-General oraz konsultantów z którymi współpracowałem w Australii i Kanadzie.

W Polsce biorąc udział w pracach na projektem rynku energii elektrycznej dla KERM, nowelizacją ustawy Prawo energetyczne i rozporządzeń Ministra Gospodarki, a także wykonując projekt rynku bilansującego i budując moduły rozdziału obciążeń oraz generacji modeli ograniczeń systemowej miałem możliwość współpracy z wieloma polskimi ekspertami, którzy tworzyli regulacje i bezpośrednio wdrażali rozwiązania rynkowe. Materiały, które powstały w wyniku tych prac zostały wykorzystane w prezentowanej książce.

Nie jestem w stanie w tym krótkim wprowadzeniu wymienić wszystkich ekspertów z którymi miałem możliwość współpracować i od których miałem możliwość tak wiele się nauczyć, a którym chciałbym za wspólną pracę podziękować.

W szczególności bardzo cenię możliwość współpracy z ekspertami z Ministerstwa Gospodarki: W. Tabisiem, J. Łatkowskim, J. Maślanką, H. Trymuchą, M. Linkiewicz oraz E. Głuszek, a także ekspertami z Urzędu Regulacji Energetyki: M. Dudą, T. Kowalakiem i L. Szczygłem.

Biorąc udział w pracach nad opisem, projektem i regulaminem rynku bilansującego miałem możliwość współpracy z wieloma ekspertami Polskich Sieci Elektroenergetycznych, a w szczególności: z M. Zerka, S. Kasprzyk, S. Porębą, i J. Rakowskim. Wraz z nimi pracowali nad rynkiem bilansującym eksperci z Energoprojekt-Consulting S.A.: M. Kławe, O. Skonieczny, P. Chmurski i R. Ruszczyński.

Chciałbym serdecznie podziękować pani Mirosławie Szczygieł za redakcję tekstu książki wykonaną w bardzo krótkim czasie.

Szczególnie sobie cenię, że miałem zaszczyt współpracować z panią profesor Anną Fornalczyk. To dzięki jej zaangażowaniu reforma elektroenergetyki mogła zostać istotnie przyspieszona.

Chciałem szczególnie serdecznie podziękować mojej żonie Grażynie. Dzięki jej aktywnemu udziałowi i pomocy publikacja ta mogła powstać.

Przedmowa

Sukces reformy elektroenergetyki zależy nie tylko od regulacji rynkowych i prywatyzacji, ale przede wszystkim od działania tysięcy pracowników tego sektora, którzy będą wdrażać reformę bezpośrednio w swoich przedsiębiorstwach. Wymaga to zrozumienia zasad działania rynku energii elektrycznej i nabycia umiejętności praktycznego stosowania zdobytej wiedzy. Wdrożenie rynku energii elektrycznej wymaga współdziałania inżynierów, ekonomistów i prawników, którzy powinni znaleźć wspólną platformę odniesienia do swojej specjalistycznej wiedzy.

Prezentowana książka jest przeznaczona dla pracowników elektroenergetyki o różnych specjalnościach i doświadczeniu. Adresując książkę do tak szerokiego grona czytelników, starałem się unikać skomplikowanych reguł matematycznych, które zostały zredukowane do niezbędnego minimum, a większość analiz i dyskusji jest prowadzona w oparciu o praktyczne przykłady. Wartości użyte w przykładach nie powinny być traktowane jako przewidywane ceny na rynku energii elektrycznej, dlatego też posługuję się różnymi jednostkami pieniężnymi.

Struktura i zawartość merytoryczna publikacji oraz sposób prezentacji wynikają z doświadczeń autora w prowadzeniu kursów zawodowych i szkoleń podyplomowych dla inżynierów i ekonomistów w Australii i innych krajach. Uwypuklony został przede wszystkim aspekt praktyczny pozwalający zrozumieć aktualne procesy składające się na wdrażania rynku energii elektrycznej. Jego wprowadzanie trwa wiele lat. W tym czasie następują zmiany struktury rynku oraz przepisów regulujących je, dlatego też nie ograniczałem się jedynie do opisu i wyjaśnienia bieżących procesów, ale wskazywałem szereg rozwiązań, które mogą zostać zastosowane w przyszłości.

Chociaż książka ta jest przeznaczona głównie dla praktyków, mogą z niej również korzystać pracownicy instytucji naukowo-badawczych i wykładowcy wyższych uczelni. Rynek energii elektrycznej to wielkie wyzwanie dla pracowników naukowo-badawczych. Powstaje bowiem potrzeba opracowania wielu nowych metod, w których nowoczesne teorie powinny znaleźć praktyczne zastosowania. Rynek energii elektrycznej to zwiększenie efektywności i obniżenie kosztów wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej. Dlatego nowe metody będą weryfikowane przede wszystkim pod kątem ich przydatności w realizacji głównych celów rynkowych. Pokazuję kilka przykładów nowych metodologii opracowanych na potrzeby rynków energii elektrycznej. Należą do nich nowe metody rozdziału obciążeń w warunkach rynkowych, metody śledzenia przepływów energii w sieciach zamkniętych oraz metody przewidywania cen i szacowania ryzyka oparte o najnowsze osiągnięcia teorii zbiorów rozmytych. Prezentowane metody zostały wdrożone praktycznie, co umożliwia zademonstrowanie możliwości prowadzenia prac badawczych i praktycznego wykorzystania ich wyników.

Głównym celem publikacji jest wyjaśnienie wybranych aspektów działania rynku energii elektrycznej. Książka ta nie jest dokładnym poradnikiem praktycznym, w którym można znaleźć odpowiedź, jak postąpić w każdej sytuacji. Decyzja o tym będzie należała do osób odpowiedzialnych w przedsiębiorstwie za prowadzenie działalności rynkowej i musi być oparta na dokładnej znajomości regulacji rynkowych, regulaminów giełdy energii i rynku bilansującego, procedur działania oraz programów komputerowych dokonujących analiz rynkowych optymalizujących portfolio kontraktów oraz programów wspomagających przygotowywanie ofert giełdowych i ofert na rynek bilansujący.

Przedstawiana publikacja, której celem jest zaprezentowanie wybranych aspektów technicznych i ekonomicznych działania rynku energii elektrycznej, składa się z dziesięciu rozdziałów i dwóch załączników. Rozdział pierwszy przedstawia ogólne aspekty wdrażania rynku energii elektrycznej. Prezentowane są główne cele rynku energii elektrycznej i sposób, w jaki można je osiągnąć. Wskazana jest również możliwość wystąpienia takich negatywnych zjawisk, jak nadmierne koszty transakcji czy pojawienie się przedsiębiorstw z dużą siłą rynkową mogących kontrolować ceny.

Rozdział drugi prezentuje główne modele rynku od struktur monopolistycznych poprzez struktury scentralizowane aż do rozproszonych rynków energii elektrycznej. Wdrażany w Polsce rynek energii elektrycznej ma struktury zdecentralizowane. Wejście Polski do Unii Europejskiej będzie oznaczać włączenie polskiego rynku energii do systemu europejskiego, który będzie zawierał różne formy rynków od struktur monopolistycznych po scentralizowane w różnym stopniu giełdy energii i rynki bilansujące. Znajomość takich struktur rynkowych oraz relacji pomiędzy ich elementami jest podstawowym elementem wiedzy, którą powinni posiadać wszyscy uczestnicy rynku.

Celem wdrażania rynku jest tworzenie warunków dla konkurencji, w którym uczestnicy, potrafiący taniej wyprodukować energię elektryczną, są preferowani. Podstawowym elementem zapewniającym grę konkurencyjną są mechanizmy ustalania cen pokazane w rozdziale trzecim. Przedstawiane są systemy wyznaczania cen giełdowych oraz cen na rynku bilansującym, cechy systemów cen krańcowych i cen ofertowych, a także wyznaczania cen przed dostawą energii (*ex ante*) i po dostawie energii (*ex post*). W chwili obecnej na polskim rynku energii obowiązuje jednolita cena, a straty przesyłu są uwzględniane w opłatach przesyłowych. Dalszy rozwój rynku będzie prowadził do węzłowych cen energii, które uwzględniają lokalizację źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Dlatego też system cen węzłowych został dokładnie przedstawiony wraz z przykładami praktycznych zastosowań z działających rynków energii elektrycznej.

Giełda energii elektrycznej i rynek bilansujący działają w oparciu o oferty składane przez uczestników rynku energii elektrycznej. Zasady przygotowywania ofert na rynku energii elektrycznej są przedstawione w rozdziale czwartym. Od zrozumienia zasad składania ofert oraz strategii działań ofertowych zależeć będzie w dużym stopniu efekt działania uczestników rynku. Ceny i popyt na energię ulegają wahaniom dobowym, tygodniowym i sezonowym. Duży wpływ na ceny mają takie

zdarzenia, jak remonty, awarie czy specjalne wydarzenia w życiu społecznym. Wszystko to musi być wzięte pod uwagę w strategiach składania ofert zarówno na giełdzie energii, jak i na rynku bilansującym. Książka nie podaje szczegółowych strategii przygotowania ofert. Jest to robione przez specjalistyczne programy komputerowe, w które musi być wyposażony każdy z uczestników rynku. Jednakże zrozumienie głównych zasad strategii składania ofert pozwala uczestnikom rynku formułować oczekiwania od takich programów oraz osób opracowujących strategię działania przedsiębiorstwa na rynku energii elektrycznej.

Obrót energią na rynku odbywa się przede wszystkim w formie różnego rodzaju kontraktów wzajemnych zawieranych w początkowej fazie głównie pomiędzy producentami i odbiorcami, a w miarę rozwoju rynku przy czynnym udziale pośredników. Rozdział piąty jest poświęcony różnorodnym formom kontraktów i związanego z nimi ryzyka. Kontrakty wzajemne mają na celu zmniejszania ryzyka działalności rynkowej. Specyficzną cechą rynku energii elektrycznej jest to, że wolumen energii sprzedanej lub nabytej w formie kontraktu wzajemnego może różnić się od rzeczywistej produkcji czy poboru energii. Do ryzyka związanego ze zmianami cen dochodzi dodatkowe ryzyko związane ze zmianą wolumenu. Wszystkie te elementy powinny być szczegółowo analizowane przez uczestników rynku tak, aby zawierane przez nich kontrakty skutecznie zmniejszały ryzyko działania na rynku energii elektrycznej.

Giełda energii oraz główne zasady działania rynku dnia następnego są przedstawione w rozdziale szóstym. Z reguły przyjmuje się, że mechanizm wyznaczania cen giełdowych powinien być oparty na zasadzie najniższej ceny. W chwili obecnej giełda energii w Polsce stosuje inny mechanizm wyznaczania ceny giełdowej, co prowadzi w pewnych przypadkach do jej zawyżania. Wygodną formą składania ofert giełdowych dla producentów energii są oferty blokowe. Przyjęcie takiej oferty oznacza zapewnienie na pewien okres ciągłości pracy jednostek wytwórczych. Chociaż w chwili obecnej giełda energii w Polsce nie stosuje jeszcze ofert blokowych, to można przypuszczać, że mechanizm ten zostanie wkrótce wprowadzony. W rozdziale szóstym pokazany został typ takiej oferty oraz mechanizm określania cen giełdowych w przypadku dwóch rodzajów ofert: zwykłych i blokowych.

Podstawowym elementem rynku energii jest rynek bilansujący. Rynek ten tworzy techniczną bazę do działania całego rynku energii elektrycznej. W rozdziale siódmym prezentowane są wybrane elementy rynku bilansującego. Rozdział ten jest oparty na Regulaminie Rynku Bilansującego opublikowanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Dyskutowany jest w szczególności sposób przygotowania oferty bilansującej i rozdział obciążeń oparty na algorytmie programowania liniowego, który w sposób całkowicie obiektywny w oparciu o oferty uczestników i ograniczenia systemowe będzie prowadził rozdział obciążeń. W załączniku 1 przedstawiony jest krótki przegląd metod rozdziału obciążeń. Wskazuje on, że stosowany na polskim rynku bilansującym algorytm jest najlepszym rozwiązaniem spośród dotychczas istniejących metod.

Cena energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego zależy nie tylko od ceny energii ale również od opłat przesyłowych. Polskie regulacje prawne stanowią, że mogą być trzy tytuły płatności na rynku energii: za przyłączenie, za energię elektryczną oraz za przesył. Choć w założeniu opłaty przesyłowe powinny odnosić się do kosztów związanych z przesyłem energii, to jednak w polskim systemie muszą one zawierać składniki odnoszące się do innych kosztów. Dotyczy to w szczególności kosztów związanych z kontraktami długoterminowymi, zwiększonych kosztów zakupu energii ze źródeł produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem oraz kosztów wynikających z jakości i niezawodności dostaw dotyczących regulacyjnych usług systemowych i wytwarzania w trybie wymuszonym ograniczeniami sieciowymi. Proponowany w znowelizowanym rozporządzeniu Ministra Gospodarki składnik sieciowy opłaty przesyłowej jest oparty na zasadzie „znacznika pocztowego”. Ten prosty system powinien być stosowany tylko w początkowej fazie wdrażania rynku. Później należy przejść na system sieciowych opłat węzłowych wyznaczanych w oparciu o rzeczywiste wykorzystanie sieci przez odbiorców energii. Dlatego też w rozdziale ósmym przedstawiono również metody śledzenia przepływów energii w sieciach przesyłowych. Metody te są niezbędne do skonstruowania adekwatnego systemu opłat przesyłowych. Zasadniczym mechanizmem pozwalającym wytwórcom posiadającym kontrakty długoterminowe działać na rynku energii elektrycznej na tych samych zasadach co inni uczestnicy jest system opłat kompensacyjnych. Załącznik 2 prezentuje główne zasady systemów opłat kompensacyjnych, szczegółowe rozwiązanie zaprezentowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz analizę tego systemu dla kilku charakterystycznych przypadków.

Jednym z głównych problemów stojących przed uczestnikami rynku jest przewidywanie wielkości cen oraz zakresu ich zmienności. Dotyczy to zarówno giełdy energii jak i rynku bilansującego. Jedną z metod pozwalającą ocenić zakres zmienności cen i ponoszone ryzyko jest przedstawiona w rozdziale dziewiątym. Prezentowane podejście jest uproszczeniem do jednej zmiennej wielowymiarowej metody estymacji cen i wyznaczania ryzyka rynkowego. Metoda ta powstała na bazie analizy kształtowania się cen na rynkach energii elektrycznej i jej zależności od różnych czynników. Choć wykorzystuje ona nowoczesne metody oparte na zbiorach rozmytych, jest prosta w praktycznym zastosowaniu i stanowi przykład jednej z wielu metod, które mogą być stosowane przez uczestników rynku energii elektrycznej.

Efekty działania rynku energii elektrycznej zależą od tego, czy jego uczestnicy lub ich grupy będą w stanie oddziaływać na kształtowanie się cen. Każdy rynek energii elektrycznej powinien być uważnie analizowany pod kątem sprawdzenia siły rynkowej jego uczestników. Badania takie były prowadzone dla rynków energii elektrycznej w Anglii, Kalifornii i Australii. Rozdział dziesiąty, prezentując przegląd badań siły rynkowej, wskazuje na wagę tego problemu. Specyficzne cechy energii elektrycznej powodują, że miara koncentracji produkcji jako wskaźnik wielkości siły rynkowej nie jest odpowiednia w przypadku rynków energii elektrycznej. Należy tutaj stosować bardziej zaawansowane metody uwzględniające działanie również innych czynników.

Wybrane i przedstawione w książce aspekty techniczne i ekonomiczne rynków energii elektrycznej mogą dostarczyć czytelnikowi podstawowej informacji o zasadach działania rynków energii i ułatwić zrozumienie tych zasad. Książka ta może stanowić bazę i wprowadzenie do dalszego pogłębiania wiedzy o rynkach energii elektrycznej i zdobywania umiejętności praktycznych.

1. Wstęp

1.1. Od monopolu do rynków energii elektrycznej

Tradycyjnie produkcją, przesyłem i rozdziałem energii elektrycznej zajmują się przedsiębiorstwa będące w całości lub częściowo własnością państwa. Przyczyn tego stanu rzeczy jest wiele. Jedną z nich jest przeświadczenie, że handel energią elektryczną nie może być prowadzony na zasadach rynkowych obowiązujących w handlu innymi dobrami, ponieważ:

- produkcja energii i jej zużycie musi być zrównoważone w każdej chwili;
- nie istnieją dotychczas metody pozwalające na efektywne magazynowanie energii elektrycznej;
- zasilanie energią elektryczną ma fundamentalne znaczenie zarówno dla gospodarki kraju jak i warunków życia społeczeństwa, z tego też powodu powinno być centralnie sterowane;
- problemy techniczne związane z produkcją i przesyłem energii wymagają wysokich kwalifikacji pracowników jak również kapitałochłonnych inwestycji;
- długi okres budowy elektrowni, sieci przesyłowych i rozdzielczych wymaga długofalowego planowania;

Wszystkie te powody są oczywiście bardzo istotne i przez długi czas uważano, że jedynie istnienie silnego monopolu może zapewnić prawidłowe działanie przemysłu elektroenergetycznego. W Europie dodatkowym czynnikiem sprzyjającym funkcjonowaniu monopolu była tradycyjna skłonność rządów państw Europy Zachodniej do centralizacji oraz naturalna w gospodarkach socjalistycznych Europy Środkowej i Wschodniej koncentracja całej gospodarki w rękach państwa.

W Stanach Zjednoczonych przemysł elektroenergetyczny jest własnością prywatnych korporacji, jednakże produkcja i przesył energii odbywają się zgodnie ze ścisłymi regułami ustalonymi przez organy administracji państwowej.

Należy również mieć na uwadze, że we wszystkich systemach, w których państwo kontroluje elektroenergetykę, używa ono często swej władzy również do realizacji celów politycznych. Efektywność monopolu elektroenergetycznego byłaby z pewnością wyższa, gdyby nie konieczność pełnienia przez nie wielu funkcji społecznych narzuconych przez władze polityczne. Decyzje dotyczące inwestycji, zakupu sprzętu, lokalizacji elektrowni, rozwoju sieci, itp. są często motywowane politycznie. Rynki elektroenergetyczne rządzące się prawami popytu i podaży eliminują wpływ państwa na działanie tego sektora. Jest to jeden z bardziej znaczących czynników powodujących przewagę rynków energii elektrycznej nad monopolami państwowymi.

W monopolach elektroenergetycznych centralną rolę zajmują problemy techniczne. Istnieje wyraźny priorytet zagadnień technicznych nad ekonomiczną efektywnością produkcji. Dodatkowym istotnym czynnikiem jest to, że przemysł elektroenergetyczny jest zarządzany przez inżynierów lub menadżerów wywodzących się ze sfer technicznych. Ich decyzje są często zdeterminowane przez techniczne aspekty działania systemów elektroenergetycznych.

Czynnikiem wspierającym monopole w elektroenergetyce było również przeświadczenie o strategicznej ważności przemysłu elektroenergetycznego. Miało to znaczenie głównie w czasach zimnej wojny, ale nawet dzisiaj problemy strategicznego uzależnienia gospodarki energetycznej kraju pojawiają się na przykład w dyskusjach o dostawach gazu, budząc przy tym sporo emocji.

1.2. Cele reformy przemysłu elektroenergetycznego

W ostatnich latach wiele krajów zaczęło podejmować próby reformy przemysłu elektroenergetycznego. Chociaż szczegółowe sformułowania celów tych reform są różne w poszczególnych krajach, jednak można wskazać pewne fundamentalne elementy, które pojawiają się jako uzasadnienie wprowadzenia reform.

Głównymi celami, które zamierza się osiągnąć poprzez reformę przemysłu elektroenergetycznego są:

- obniżenie kosztów dostarczania energii elektrycznej zarówno dla gospodarki jak i społeczeństwa;
- poprawa efektywności ekonomicznej elektroenergetyki;
- stworzenie zachęt dla inwestowania w nowoczesne źródła wytwarzania energii oraz unowocześnienia przemysłu elektroenergetycznego;
- zapewnienie odbiorcom energii możliwości wyboru dostawcy poprzez wprowadzenie konkurencji na rynku energii elektrycznej;
- zapewnienie lepszej ochrony konsumentom energii poprzez rozwiązania prawne oraz regulacje rynkowe;
- poprawa jakości zasilania w energię elektryczną.

Gdy cele te zostaną osiągnięte całkowicie lub tylko częściowo poprawia się konkurencyjność całej gospodarki oraz podnosi poziom życia społeczeństwa. Chociaż wyliczone powyżej cele reform przemysłu elektroenergetycznego wydają się trudne do realizacji, doświadczenia wskazują, że są one możliwe do osiągnięcia w stosunkowo krótkim czasie przy prawidłowo zaprojektowanych i konsekwentnie wdrażanych reformach.

1.3. Na czym polega rynek energii elektrycznej?

Pierwszym krokiem niezbędnym do wprowadzenia rynku jest oddzielenie *energii elektrycznej jako produktu* od jej *dostawy jako usługi* oraz oddzielne wycenianie

tych dwóch składników. Rozdział produktu od usługi jest podstawowym elementem rynku energii elektrycznej.

Energia elektryczna jako produkt może być poddana warunkom rynkowym. Rynek energii elektrycznej, jak każdy inny rynek, musi spełniać następujące warunki:

- równe prawa uczestników;
- swobodny dostęp do rynku, ograniczony tylko warunkami technicznymi lub finansowymi;
- swobodne kształtowanie ceny energii elektrycznej w wyniku zrównoważenia zapotrzebowania i produkcji.

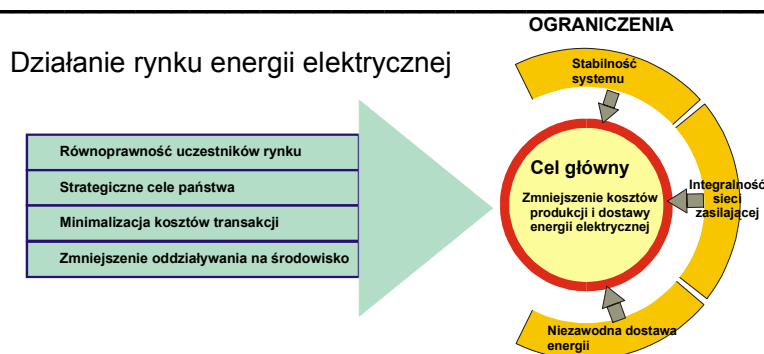
Rynek energii elektrycznej musi spełniać dodatkowe warunki wynikające ze specyficznej pozycji energii elektrycznej w gospodarce i życiu społeczeństwa. Na rynkach innych produktów może się zdarzyć, że cena oferowana przez część odbiorców jest za niska w stosunku do oczekiwań producentów i wówczas odbiorcy ci nie otrzymują produktu. Gdyby tego typu sytuację przenieść do przemysłu elektroenergetycznego, mogłoby się zdarzyć, że część odbiorców nie otrzymałaby energii, jeżeli ich dostawcy zaoferowaliby zbyt niskie ceny na rynku hurtowym.

Rozwiązaniem tego typu problemów jest konstrukcja takiej struktury rynku elektroenergetycznego, w której istnieje priorytet zasilania w energię nad transakcjami finansowymi. W praktyce oznacza to, że rynek działa głównie w sferze finansowej, podczas gdy operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za taki rozdział obciążeń, aby zrównoważyć całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną. Każdy prawidłowo zaprojektowany rynek energii elektrycznej musi traktować w sposób priorytetowy:

- integralność systemu transmisyjnego;
- stabilność systemu elektroenergetycznego;
- niezawodność dostaw.

Cele rynku energii elektrycznej i sposób ich realizacji zostały przedstawione szkieletowo na rysunku 1.1.

Niezależnie od rozwiązań szczegółowych wszystkie efektywnie działające rynki energii elektrycznej są skonstruowane w podobny sposób. Główne różnice polegają na organizacji sposobu zawierania kontraktów i przygotowania ofert. Ogólna struktura oraz działanie rynków energii są przedstawione na rysunku 1.2.



Rys. 1.1. Cele działania rynku energii elektrycznej i sposoby ich osiągnięcia

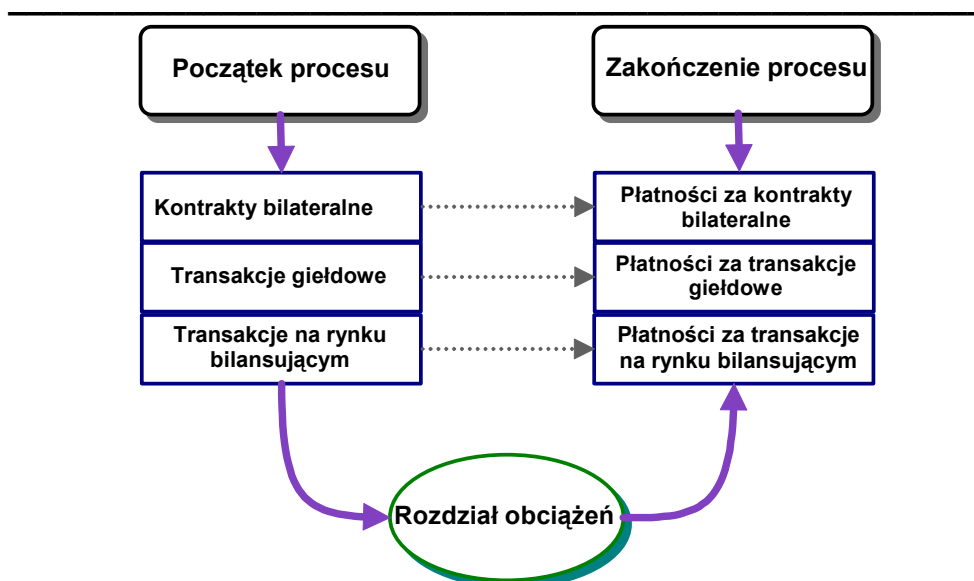
Całkowity proces rynkowy został podzielony na trzy główne fazy:

- przygotowanie
- główny proces rynkowy
- zakończenie

W czasie procesu przygotowawczego następuje zawarcie kontraktów i składanie ofert produkcji energii elektrycznej. Proces ten może być prowadzony przez operatora rynku, tak jak ma to miejsce w rynku centralnym. Można rozdzielić proces przygotowania pomiędzy operatora systemu przesyłowego oraz giełdę energii, jak ma to miejsce na rynku giełdowym.

Proces przygotowawczy może być również prowadzony przez operatorów handlowo-technicznych, którzy mogliby zawierać kontrakty i przygotowywać grafiki obciążeń - jest to rynek zdecentralizowany. Struktura organizacji procesów przygotowawczych decyduje również o strukturze procesów końcowych, w czasie których realizowane są płatności z tytułu kupna i sprzedaży energii.

Niezależnie jednak od sposobu zawierania kontraktów oraz składania i akceptacji ofert główny proces rynkowy, jakim jest rozdział obciążeń, czyli wyznaczenie jednostek wytwórczych do pracy, musi być dokonywany w jednym miejscu i czasie przez doświadczonego w procesach technicznych operatora systemu przesyłowego. Powinien on uwzględniać, o ile to możliwe, proponowane oferty, zawarte kontrakty czy przygotowane grafiki obciążeń. Ze względu na bezpieczeństwo energetyczne jego decyzje nie mogą być ograniczone poprzez żadne ustalenia pomiędzy uczestnikami rynku. Bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz niezawodność dostaw energii muszą mieć bezwzględny priorytet.



Rys. 1.2 Główne procesy rynkowe

1.4. Główny cel wprowadzania rynku energii elektrycznej

Pierwszoplanowym celem wprowadzania rynku energii elektrycznej jest obniżenie kosztów dostawy energii elektrycznej dla odbiorców hurtowych i indywidualnych. Obniżenie kosztów produkcji oraz dostawy energii elektrycznej nie zawsze muszą oznaczać spadek ceny energii. W krajach wysoko rozwiniętych, gdzie zdolności produkcyjne i przesyłowe są zwykle większe od zapotrzebowania, wprowadzenie rynku powoduje na ogół szybki i bezpośredni spadek cen energii elektrycznej. W gospodarkach krajów rozwijających się, gdzie rozwój systemu elektroenergetycznego nie nadąża za rozwojem gospodarki, wprowadzenie rynku może spowodować pewien wzrost cen energii elektrycznej. Stanowi to wyraźny sygnał dla nowych inwestycji w przemyśle elektroenergetycznym. Chociaż w krajach rozwijających się rynek może spowodować pewien wzrost cen, jednak całkowity koszt dostawy energii jest mniejszy niż w warunkach monopolu.

Nie można zagwarantować, że wprowadzenie rynku energii elektrycznej w każdym przypadku spowoduje spadek cen energii, ale prawidłowo zaprojektowany rynek prowadzi do tego, że ceny energii są w każdym przypadku niższe niż gdyby reform nie wprowadzono.

Biorąc pod uwagę obecną sytuację gospodarczą Polski można stwierdzić, że odpowiednio zaprojektowany i konsekwentnie wdrażany rynek elektroenergetyczny powinien już w krótkim czasie zaowocować spadkiem cen energii elektrycznej, poprawiając tym samym konkurencyjność całej gospodarki.

1.5. Główne zasady działania rynku energii elektrycznej

Wprowadzenie rynku energii pozwala osiągnąć cele przedstawione w poprzednich podrozdziałach. Dokonuje się to poprzez stworzenie odpowiedniej struktury rynku i przepisów regulujących jego działanie. Za główne można uznać następujące zasady rynkowe:

- Konkurencja w produkcji energii elektrycznej. Swobodna konkurencja na rynku obniża ceny energii i poprawia jakość zasilania. Ograniczenia swobody uczestników rynku powinny wynikać tylko z charakterystyk technicznych mających na celu zachowanie stabilności systemu.
- Równoprawne traktowanie wszystkich źródeł produkcji energii elektrycznej. Przepisy rynkowe nie powinny w żaden sposób faworyzować niektórych producentów czy technologii wytwarzania energii elektrycznej. Jeżeli państwo chce realizować określone cele wynikające z zobowiązań międzynarodowych, jak np. redukcja emisji gazu, czy obietnic społecznych np. utrzymanie produkcji górnictwa, to powinno to robić poza rynkiem energii elektrycznej. Elektrownie wydzielające nadmierne ilości dwutlenku siarki mogą być zobowiązane specjalnymi przepisami do redukcji emisji, płacenia dodatkowych podatków lub wykupywania pozwoleń na emisje zanieczyszczeń.
- Jednakowe traktowanie energii produkowanej i zużywanej w kraju oraz energii pochodzącej z importu i energii eksportowanej. Rynek elektroenergetyczny nie jest właściwym miejscem na uprawianie polityki celnej. Może się zdarzyć, że kraje sąsiadujące subsydują własną elektroenergetykę lub eksport energii elektrycznej. W takiej sytuacji najlepszym wyjściem są wzajemne ustalenia prowadzące do stworzenia podobnych przepisów lub w ostateczności wprowadzenie dodatkowego podatku na import energii.
- Równoprawny dostęp wszystkich uczestników rynku do sieci przesyłowych i rozdzielczych.
- Prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej.
- Ustanowienie przepisów zapobiegających nadużyciu siły rynkowej.
- Przekazywanie przez rynek jego uczestnikom sygnałów prowadzących do bardziej efektywnej produkcji i przesyłu energii. Sygnały te muszą brać pod uwagę stopień rozwoju rynku i możliwości dostosowawcze uczestników rynku. Uczestnicy rynku powinni mieć realne możliwości reakcji na nadchodzące sygnały rynkowe. Ważną częścią planowania struktury rynku i zasad jego działania jest analiza przewidywanych sygnałów rynkowych, które będą docierały do uczestników rynku w różnych sytuacjach i możliwości wykorzystania tych sygnałów przez działające na rynku przedsiębiorstwa.
- Prosta i łatwa do wprowadzenia w warunkach krajowych struktura rynku. Zaprojektowana struktura rynku powinna być prosta i zrozumiała dla jego

uczestników oraz odbiorców energii elektrycznej. Wprowadzanie rynku powinno być podzielone na etapy. Struktura rynku i jego przepisy muszą do pewnego stopnia uwzględniać realia krajowe, jednak rynek nie powinien być projektowany z uwzględnieniem obecnie istniejącej struktury oraz wszystkich przepisów czy umów obowiązujących w sektorze. Wprowadzenie rynku ma na celu wymuszenie zmian i dlatego rynek musi się różnić od istniejących obecnie rozwiązań. Jednym z większych niebezpieczeństw jest wprowadzenie zbyt skomplikowanej struktury rynkowej trudnej do wdrożenia i nieefektywnej w działaniu.

1.6. Dwa poziomy rynku energii elektrycznej

Podobnie jak inne rynki, rynek elektroenergetyczny może być skonstruowany na dwóch poziomach. Pierwszym poziomem jest rynek hurtowy (*wholesale market*), w którym uczestniczą producenci energii elektrycznej i hurtowi nabywcy. W rynku hurtowym mogą też uczestniczyć bezpośrednio odbiorcy, jednak koszt uczestnictwa, konieczność posiadania systemów komunikacyjnych i komputerowych oraz koszty osobowe ograniczają to uczestnictwo z reguły do bardzo dużych odbiorców energii.

Drugim poziomem jest rynek detaliczny (*retail market*), gdzie dostawcy energii oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy. Tutaj pojawia się bardzo istotny czynnik dostępu do sieci. Sieć przesyłowa i sieci rozdzielcze tworzą naturalne geograficzne monopole. Odbiorca jest dołączony do sieci w określonym punkcie i nie może go zmienić, o ile nie zmieni swojej lokalizacji. W długofalowym działaniu rynek powinien przekazywać sygnały o najlepszej lokalizacji, wskazując w ten sposób miejsca pod nowe inwestycje. Zasady rynku muszą pozwolić wszystkim jego uczestnikom na równoprawny dostęp do sieci przesyłowych i rozdzielczych.

1.7. Monopol sieci przesyłowych i rozdzielczych

O ile stosunkowo łatwo jest wprowadzić rynek energii elektrycznej jako produktu, o tyle znacznie trudniej jest rozwiązać problemy naturalnego monopolu sieci przesyłowej i sieci rozdzielczych. Spełnienie podstawowego warunku rynku: oddzielenie energii elektrycznej jako produktu od jej przesyłu jako usługi to pierwszy krok do rozwiązania problemu monopolu sieci elektroenergetycznej.

Usługi przesyłowe muszą być wyceniane oddzielnie i powinny być regulowane przez organy administracji państwowej. Jest to realizowane poprzez stworzenie taryf przesyłowych. Konstrukcja tych taryf powinna zawierać koszty amortyzacji majątku jak również pokrywać bieżące koszty, pozwalając na osiągnięcie umiarkowanego zysku.

Jedną z głównych zasad rynku jest to, że każdy, kto uiści odpowiednie opłaty przesyłowe, powinien mieć prawo do korzystania z sieci przesyłowej i sieci rozdzielczych celem zasilania swoich odbiorców. Mogą to być zarówno odbiorcy hurtowi jak i indywidualni.

Odrębny problem to prawa własności sieci i zakres dysponowania. Jeżeli właściciel sieci elektroenergetycznej będzie miał wyłączne prawo do podejmowania decyzji o inwestycjach, natomiast wartość inwestycji podwyższa amortyzację i tym samym taryfy sieciowe, to właściciel sieci może realizować zbędne inwestycje w celu podniesienia taryf i zwiększenia zysku. Konieczna jest kontrola nad inwestycjami oraz przenoszeniem ich kosztów do opłat przesyłowych.

Inny problem pojawia się w sieciach rozdzielczych. Jeżeli właściciel sieci będzie miał jednocześnie prawo handlu energią, to będzie on faworyzował swoich odbiorców, starając się zniechęcić ich do zakupu energii u innych dostawców, którzy jedynie wynajmują jego sieć. W praktyce dokonuje się subsydiowania skrośnego, zaniżając koszty energii przy zawyżaniu kosztów opłat przesyłowych. Ogranicza to konkurencję ze strony przedsiębiorstw obrotu nie będących właścicielami sieci rozdzielczej i zmuszonych do płacenia zawyżonych opłat przesyłowych. Nawet najlepsze regulacje prawne nie są w stanie całkowicie wyeliminować tego typu praktyk.

1.8. Wielkość przedsiębiorstw na rynku energii elektrycznej

Przy przechodzeniu od struktur monopolistycznych do rynkowych konieczne staje się podzielenie istniejącego monopolu na mniejsze elementy, których wielkość uniemożliwiałaby zdominowanie rynku. Z reguły, wstępnie, monopol zostaje podzielony na trzy części: wytwarzanie energii, przesył i dystrybucję. Następnie podsektor wytwarzania jest dzielony na mniejsze części zawierające jedną lub kilka elektrowni. Sieć przesyłowa z reguły nie ulega podziałowi i staje się własnością operatora systemu przesyłowego. Sieć rozdzielcza zostaje podzielona obszarowo i podporządkowana spółkom dystrybucyjnym będącym właścicielami tej sieci na wydzielonym obszarze.

Dokonując tego podziału, analizuje się dwa kryteria. Wydzielone przedsiębiorstwa powinny być na tyle duże, aby efekt skali mógł zapewnić im niższe koszty, a tym samym możliwość osiągnięcia zysku z działalności na rynku energii elektrycznej. Z drugiej strony ich wielkość powinna być ograniczona, aby nie miały zbyt wielkiej siły rynkowej i nie mogły zdominować rynku.

Przed wprowadzeniem reform rynkowych w polskim sektorze elektroenergetycznym został on podzielony na 33 spółki w podsektorze dystrybucji oraz na poszczególne elektrownie i elektrociepłownie w podsektorze wytwarzania. Choć obserwowane w Polsce procesy koncentracji przebiegają w odwrotnym kierunku niż typowe reformy rynkowe w innych krajach, to jednak problemy są te same.

Można je sformułować jako szereg pytań. Czy skonsolidowane grupy energetyczne spowodują bardziej skuteczne działanie rynku energii elektrycznej, a w efekcie spadek kosztu wytwarzania i dostawy energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, czy może duże skonsolidowane przedsiębiorstwa mające odpowiednią siłę rynkową zdominują rynek energii elektrycznej, czerpiąc nadmierne zyski kosztem odbiorców? W jaki sposób konsolidacja wpłynie na procesy prywatyzacyjne i na działanie powstającego rynku energii elektrycznej? Czy dzięki

konsolidacji uzyskamy lepsze ceny za prywatyzowane przedsiębiorstwa? Czy można pozwolić na konsolidację poziomą pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej i przedsiębiorstwami rozdziału energii? Czy dopuszczalna jest również koncentracja pionowa pomiędzy wytwórcami i przedsiębiorstwami rozdziału, a nawet odbiorcami energii?

1.9. Działania konsolidacyjne

Konsolidacja wytwórców polega na łączeniu kilku elektrowni w jedno przedsiębiorstwo lub konsorcjum. W Polsce większość energii elektrycznej jest wytwarzana w dużych elektrowniach systemowych. Trwające procesy konsolidacji wskazują na tendencje do powstawania koncernów o mocy zainstalowanej od 4000 do 5000 MW.

Konsolidacja w dystrybucji może mieć formę łączenia istniejących spółek dystrybucyjnych w grupy po kilka przedsiębiorstw. Wykładnikiem konsolidacji jest tutaj położenie geograficzne wskazujące na zasadność łączenia sąsiednich zakładów. Innym kryterium stosowanym przy konsolidacji jest podobny typ sieci rozdzielczej oraz charakter odbiorców. Często wydziela się również spółki dystrybucyjne na obszarach dużych aglomeracji miejskich.

Konsolidacja pionowa może mieć formę łączenia dostawców paliwa z producentami energii elektrycznej. Połączenie w jednym przedsiębiorstwie kopalni węgla brunatnego z elektrownią zużywającą ten węgiel jest naturalnym rozwiązaniem często spotykanym w innych krajach, ponieważ elektrownia taka jest jedynym odbiorcą węgla brunatnego z danej kopalni. Żadna ze stron nie ma alternatywy sprzedaży czy zakupu paliwa.

Elektrownie korzystające z węgla kamiennego mogą również wchodzić w porozumienia z kopalniami. W porozumieniu takim kopalnia - lub ich grupa - miałaby wyłączność na zaopatrywanie w paliwo danej elektrowni. Tworzyłoby to dla kopalni stabilny rynek zbytu. Ceną za stabilny i gwarantowany rynek zbytu węgla byłoby ustalenie, że koszt paliwa dostarczanego przez tę kopalnię zależałby od ceny energii elektrycznej, jaką udałoby się osiągnąć elektrowni na rynku energii. W ten sposób nastąpiłby podział ryzyka pomiędzy dostawców paliwa i producentów energii. Bardziej zaawansowaną formą jest nabycie kopalni przez elektrownię.

Inną formą konsolidacji pionowej jest tworzenie grup energetycznych, w których skład wchodzi wytwórcy energii elektrycznej i pobliskie spółki dystrybucyjne. Wynikiem takiej konsolidacji jest powstawanie rynków lokalnych, na których miejscowi producenci są połączeni organizacyjnie lub mają specjalne umowy z lokalnymi przedsiębiorstwami dystrybucji energii.

Konsolidacja ma szereg zalet, ale posiada też pewne wady. Do głównych należy zaliczyć możliwość wzrostu siły rynkowej skonsolidowanych przedsiębiorstw i próby monopolizacji rynku energii elektrycznej. Procesy konsolidacyjne powinny być dokładnie monitorowane poprzez badanie siły rynkowej skonsolidowanych przedsiębiorstw.

1.10. Nie każdy rynek prowadzi do spadku kosztów

Wadliwie zaprojektowany i źle wprowadzony rynek elektroenergetyczny nawet w warunkach nadprodukcji energii oraz dużej zdolności sieci przesyłowych może prowadzić do wzrostu kosztów. Odbywa się to kosztem przemysłu i społeczeństwa, z zyskiem dla właścicieli sektora elektroenergetycznego. Przykładem tego typu fiaska jest wprowadzenie rynku w Anglii i Walii, gdzie ceny hurtowe energii elektrycznej po wprowadzeniu rynku znacznie wzrosły. Po ponad 9 latach istnienia przyznaje się, że jego wprowadzenie było wadliwe i dokonuje jego restrukturyzacji.

Pomimo wielu dyskusji na temat rynków nadal istnieje niewiele przykładów dobrze działających rynków elektroenergetycznych, które mogłyby służyć jako wzorce. Dobrze działa rynek skandynawski. Rynek ten ze względu na swoją specyfikę jest trudny do naśladowania w innych warunkach. Polityczne działania promujące rynki w USA doprowadziły do bardziej wyszukanej formy regulowanego monopolu z cenami energii będącymi funkcjami czasu dostawy i lokalizacji. Najbardziej zaawansowany jest rynek w Kalifornii. W stadiach początkowych są rynki w niektórych stanach Kanady, jak Ontario i Alberta. Argentyna wprowadziła przed kilku laty formę regulowanego monopolu znaną jako agencję rynku. Ceny energii elektrycznej w Argentynie spadły, stało to się jednak dzięki zakończeniu inwestycji w elektrowniach wodnych produkujących taną energię oraz dzięki wybudowaniu kilku elektrowni gazowo-cieplnych zasilanych tanim gazem ze złóż podziemnych.

Najbardziej zaawansowane rynki istnieją w Nowej Zelandii i Australii. Przoduje tu australijski stan Wiktoria, który wprowadził rynek elektroenergetyczny w lipcu 1994r. Jest to przykład najbardziej udanej konstrukcji rynku i najlepszych efektów jego działania. Ceny energii elektrycznej w Wiktorii spadły dla wielkiego przemysłu około 40%, dla małego i średniego przemysłu około 25% , a dla odbiorców indywidualnych ponad 15% [32], [34].

1.11. Warunki do wprowadzenia rynku

Nigdy nie ma idealnych warunków do wprowadzenia rynku elektroenergetycznego. Zawsze będą istniały jakieś przeszkody. Jednym z typowych problemów są kontrakty długoterminowe.

Wydaje się to być paradoksalne, ale im bardziej przemysł elektroenergetyczny jest zmonopolizowany, tym łatwiej wprowadzić rynek elektroenergetyczny. Z reguły im większa władza państwa nad przedsiębiorstwami sektora elektroenergetycznego, tym łatwiejsze jest wprowadzenie rynku. Dlatego też zarówno Polska jak i inne kraje postkomunistyczne znajdują się w dobrej sytuacji wyjściowej do wprowadzenia rynków elektroenergetycznych.

Drugim elementem sprzyjającym wprowadzeniu rynku jest kryzys w gospodarce, długi państwa i konieczność szybkiego unowocześnienia i zwiększenia konkurencyjności gospodarki. Również w tym przypadku sytuacja Polski jest odpowiednia.

Rynki, które odniosły największe sukcesy powstały w krajach znajdujących się w głębokim kryzysie, gdzie władza polityczna nie miała innej możliwości niż przeprowadzenie głębokich reform, a kontrola państwa nad przemysłem elektroenergetycznym takie reformy wymusiła.

1.12. Koszty wprowadzenia i działania rynku

Wprowadzenie nowych struktur wymaga poniesienia nakładów finansowych. Wielkość tych nakładów zależy od głębokości reform oraz od efektywności procesów wdrażania rynku. Główne koszty wprowadzenia rynku to koszty:

- prac legislacyjnych,
- restrukturyzacji przedsiębiorstw,
- zmiany struktury zatrudnienia, włączając w to koszty przeszkolenia pracowników,
- koszty związane z budową infrastruktury rynku, a w szczególności systemów telekomunikacyjnych,
- nadzoru realizacji programu wdrożeń działania rynku.

Jeżeli procesy wdrażania rynku nie będą efektywne, to koszty te mogą być znaczne i spowodują osłabienie efektów osiąganych przez wprowadzenie rynku.

Działanie rynku wymaga nadzoru i stałej adaptacji do zmieniających się warunków. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że trudno od razu wprowadzić docelową strukturę rynku energii elektrycznej. Jest to z reguły długotrwały, wieloetapowy proces, który trwa zazwyczaj od 7 do 10 lat.

Dodatkowym istotnym elementem są koszty transakcji rynkowej. Wadliwie zaprojektowana struktura rynku i skomplikowane procedury rozliczeniowe mogą prowadzić do długotrwałych i kosztownych procesów arbitrażowych i sądowych.

1.13. Rynek energii jest rynkiem chwilowym

Rynek energii elektrycznej jest rynkiem chwilowym. Ponieważ trudno byłoby prowadzić rozdział obciążeń oraz wyznaczać ceny rynkowe na każdą minutę czy nawet okres krótszy, przyjmuje się najczęściej, że podstawowym okresem handlowym jest jedna godzina. Ceny na giełdzie czy rynku bilansującym określa się dla podstawowych okresów handlowych.

Wyznaczanie cen na każdą godzinę stawia nowe wymagania przed uczestnikami rynku. Muszą oni wyznaczać wolumeny energii w kontraktach wzajemnych, jak również w ofertach giełdowych i ofertach na rynek bilansujący, na każdy podstawowy okres handlowy. W podobny sposób muszą być również określone ceny. Wymaga to użycia programów komputerowych wspomagających uczestników rynku.

Ceny chwilowe na giełdzie energii i na rynku bilansującym stanowią bazę do wyznaczania cen w kontraktach wzajemnych. I chociaż, jak pokazuje doświadczenie z działających rynków energii, przez giełdę i rynek bilansujący przechodzi niewielka część całego wolumenu produkowanej i zużywanej energii, to wyznacza ona ceny bazowe dla całego rynku.

1.14. Kto powinien wprowadzać rynki energii elektrycznej

Dotychczasowe doświadczenia pochodzące głównie z krajów anglosaskich wskazują, że wiodącą rolę we wprowadzaniu rynku mają ekonomiści i prawnicy. Rola inżynierów jest często znacznie mniejsza, niż to było w warunkach monopolu. Prowadzi to niekiedy do bezpośredniego przenoszenia rozwiązań z innych dziedzin gospodarki na rynek elektroenergetyczny. Rynek ten jednak ma swoją specyfikę i nie wszystkie rozwiązania rynkowe mogą zostać bezpośrednio zaadaptowane. Dominacja elementów ekonomicznych prowadzi częstokroć do niezbyt udanych rozwiązań wymagających późniejszej korekty. Opóźnia to wprowadzanie rynku, generując dodatkowe koszty. Najlepszym rozwiązaniem jest współpraca różnego rodzaju specjalistów we wdrażaniu rozwiązań rynkowych.

Mały udział inżynierów we wdrażaniu dotychczas istniejących rynków na świecie ma wiele przyczyn. Najbardziej powszechna jest niechęć inżynierów dotychczas kontrolujących elektroenergetykę do zmian i do akceptacji systemu, który wprowadza dominację efektywności ekonomicznej ponad stroną techniczną. Istnieją często nieuzasadnione obawy pracowników energetyki, a w szczególności kadry inżynierskiej, że wprowadzenie rynku obniży ważności ich funkcji, prowadząc do znacznych redukcji zatrudnienia. Rynek energii elektrycznej prowadzi do większej racjonalizacji zatrudnienia. Część prac wykonywanych dawniej wewnątrz przedsiębiorstw jest zlecana na zewnątrz w formie kontraktów. Doświadczenia z wprowadzaniem rynku w innych krajach pokazują, że pewna grupa niżej kwalifikowanych pracowników musi liczyć się ze zmianą specjalności. Doświadczenia te wskazują również na zwiększenie zapotrzebowania na wysokokwalifikowane kadry inżynierskie, które są w stanie rozwiązywać nowe problemy wynikające z wprowadzania i działania rynku.

Wdrożenie i działanie rynku energii elektrycznej stawia wprawdzie wyższe wymagania, ale zarazem promuje dobrze kwalifikowanych pracowników. Ich pozycja w przedsiębiorstwie i zarobki rosną. Otwierają się również nowe drogi awansu. Rynek elektroenergetyczny wymaga od pracowników sektora elektroenergetyki zdobycia dodatkowej wiedzy i kwalifikacji. Wymaga on kompleksowego podejścia, w którym problemy techniczne muszą być widziane razem z efektami ekonomicznymi oraz uwarunkowaniami prawnymi.

1.15. Nowa pozycja odbiorców energii elektrycznej

Rynek elektroenergetyczny to nie tylko niższe ceny energii elektrycznej, lecz także nowa pozycja odbiorcy energii, który z przedmiotu w strukturze monopolu staje się podmiotem działania na rynku energii. Odbiorca z TPA (*prawo do usługi*)

przesyłowej) otrzymuje szereg ofert, a konkurujące ze sobą przedsiębiorstwa elektroenergetyczne starają się zapewnić jak najlepsze warunki zasilania i jakości energii.

Rynek elektroenergetyczny to także szereg nowych instytucji i regulacji prawnych chroniących odbiorcę energii elektrycznej [41]. Przepisy regulujące rynek są wprowadzane w konsultacji z odbiorcami i ich stowarzyszeniami. Rynek uaktywnia odbiorców energii, którzy tworzą stowarzyszenia reprezentujące interesy odbiorców w fazie tworzenia przepisów rynkowych i w czasie ich stosowania. Regulacje rynkowe dotyczące jakości zasilania są przepisami, których przedsiębiorstwa elektroenergetyczne muszą przestrzegać. Tworzy to sytuację zdecydowanie odmienną niż w przypadku istnienia monopolisty, który ustalał własne standardy lub akceptował istniejące normy, lecz nie zawsze ich przestrzegał.

2. Struktura i zasady działania rynków energii elektrycznej

Istniejące rynki elektroenergetyczne mają różną strukturę i należy się spodziewać, że przyszłość przyniesie nowe rozwiązania. Są jednak pewne elementy wspólne dla wszystkich rynków. Wynikają one głównie z cech charakterystycznych dla wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

2.1. Wprowadzenie

Cztery główne modele rynków energii elektrycznej mogą zostać scharakteryzowane jako [16]:

- monopol elektroenergetyczny,
- agencja elektroenergetyczna,
- rynek hurtowy,
- rynek detaliczny.

Chociaż w praktyce działające rynki mogą mieć cechy kilku modeli, zastosowana systematyka pozwala na łatwe zapoznanie się z cechami charakterystycznymi rynków energii elektrycznej.

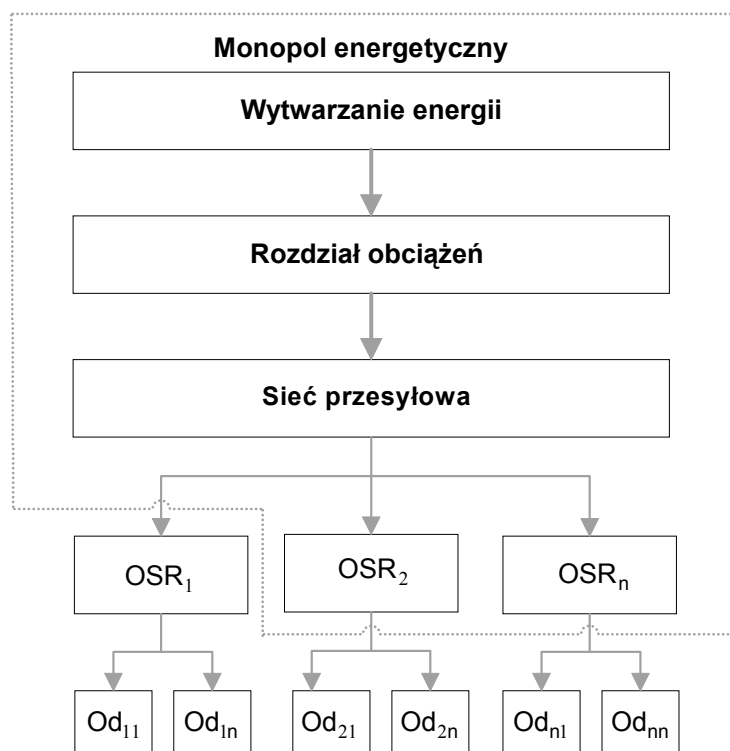
2.2. Cztery główne modele rynku energii elektrycznej

2.2.1. Model A - monopol elektroenergetyczny

W modelu tym przemysł elektroenergetyczny jest zorganizowany w formie pionowej struktury zawierającej wytwarzanie, przesył i dystrybucję energii. W niektórych rozwiązaniach organizacyjnych zakłady dystrybucyjne, nazywane również operatorami systemów rozdzielczych (OSR), mają pewną swobodę działania lub mogą być wyłączone z monopolu. Czasami takie zakłady są własnością władz lokalnych, jednak w każdym przypadku wytwarzanie energii, jej dystrybucja i przesył podlegają ścisłemu monopolowi. Odbiorcy muszą kupować energię elektryczną u operatorów, do których sieci są przyłączeni. Ceny energii są regulowane przez rządowe agencje lub podlegają różnym formom zatwierdzenia. Możliwość zmiany cen przez monopol jest ograniczona do pewnego stopnia przez władze polityczne.

Monopole elektroenergetyczne mogą mieć różne formy własności. W Europie i Kanadzie są najczęściej własnością państwa lub władz stanowych. W USA są własnością prywatną.

Rozwiązania organizacyjne odpowiadające modelowi A są dotychczas najczęściej spotykane na świecie. Są one powszechne w USA, Europie Zachodniej, byłych krajach socjalistycznych jak również w większość krajów świata, które dotychczas nie wprowadziły reform rynkowych. Rysunek 2.1 przedstawia graficznie strukturę modelu A.



Rys. 2.1. Model A – monopol elektroenergetyczny

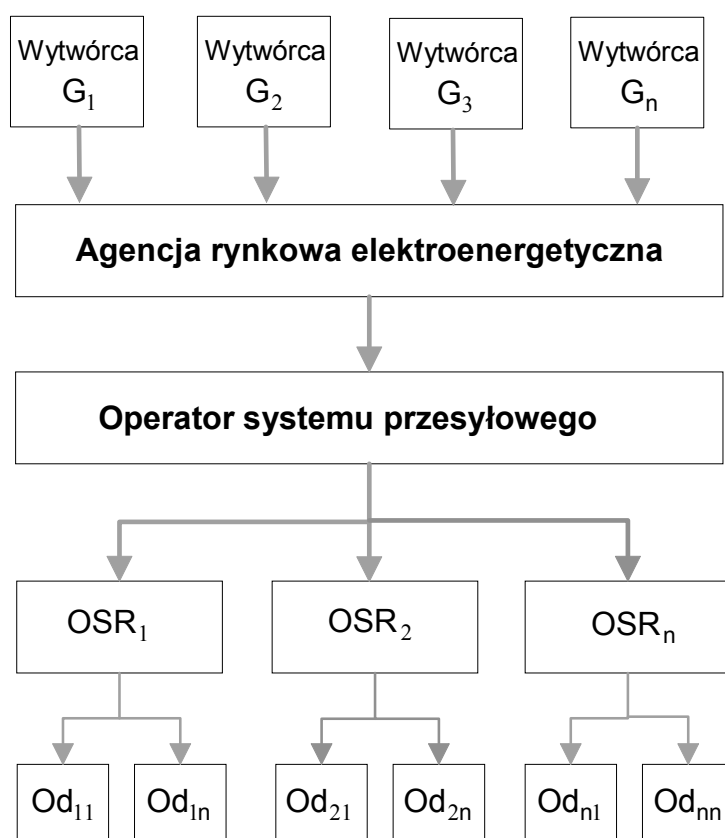
2.2.2 Model B – agencja elektroenergetyczna

W modelu tym specjalnie utworzona niezależna organizacja prowadzi zakup energii u różnych wytwórców. Agencja elektroenergetyczna może realizować szereg strategii prowadzących do większej efektywności przemysłu elektroenergetycznego, promocji nowych technologii wytwarzania i przesyłu. Agencja ma wyłączność na zakup energii elektrycznej, ustalanie jej ceny, decyduje także o rozdziale obciążeń i inwestycjach w sieci przesyłowej.

Strategie agencji elektroenergetycznej są najczęściej realizowane poprzez umowy długoterminowe z wytwórcami energii i zakładami dystrybucyjnymi. Agencje mogą istnieć przy różnych formach własności w przemyśle elektroenergetycznym.

Przykładem tego modelu jest częściowo rynek argentyński oraz niektóre systemy w USA. Często agencje takie są własnością rządu danego kraju i realizują wyznaczone przez władze polityczne cele. Również system istniejący w Polsce w latach 90-tych był podobny do tego rozwiązania. Rolę agencji pełniły Polskie Sieci Elektroenergetyczne, które poprzez kontrakty długoterminowe realizowały określoną politykę wobec sektora wytwarzania. Funkcja ta jest nadal utrzymywana poprzez istnienie kontraktów długoterminowych oraz rozdział energii z tych kontraktów w ramach „minimalnych ilości energii”, które są zobowiązani zakupić operatorzy systemów rozdzielczych.

Rysunek 2.2 przedstawia graficznie strukturę organizacji elektroenergetyki odpowiadającą modelowi B.



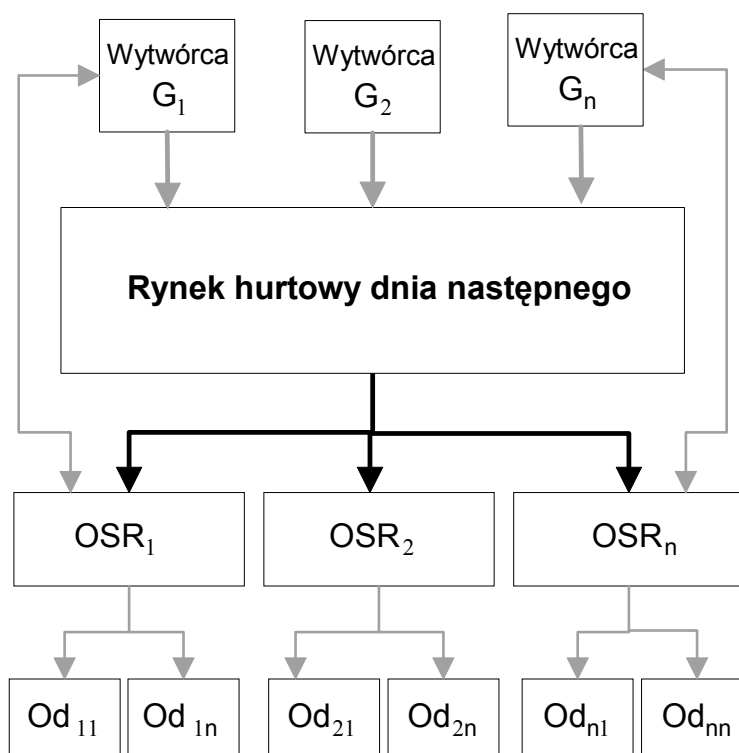
Rys. 2.2. Model B – agencja elektroenergetyczna

2.2.3. Model C – rynek hurtowy

W modelu tym niezależni producenci energii elektrycznej oferują energię po ustalanych przez siebie cenach. Energia może być sprzedawana na rynku hurtowym

dnia następnego. Rynek ten może przybierać różne formy: od rynku scentralizowanego poprzez rynek typu giełda - operator systemu przesyłowego do rynku rozproszonego. Wytwórcy mogą również zawierać w kontrakty dwustronne z operatorami systemów rozdzielczych.

Cechą charakterystyczną rynku hurtowego jest to, że odbiorcy muszą nabywać energię u operatorów sieci rozdzielczej, do których są przyłączeni. Rynki wyłącznie hurtowe nie istnieją trwale. Są one przejściową formą rynkową. Na wszystkich rynkach energii odbiorcy stopniowo zyskują prawo do usługi przesyłowej czyli swobodę wyboru dostawcy. W tym czasie działają tylko rynki hurtowe. Przykładem rynku hurtowego jest rynek w Kalifornii, gdzie trzy duże monopole tworzące rynek ograniczyły stan posiadania elektrowni, ale w dalszym ciągu kontrolują ponad 80% rynku detalicznego. Struktura rynku hurtowego jest przedstawiona na rysunku 2.3.



Rys. 2.3. Model C – rynek hurtowy

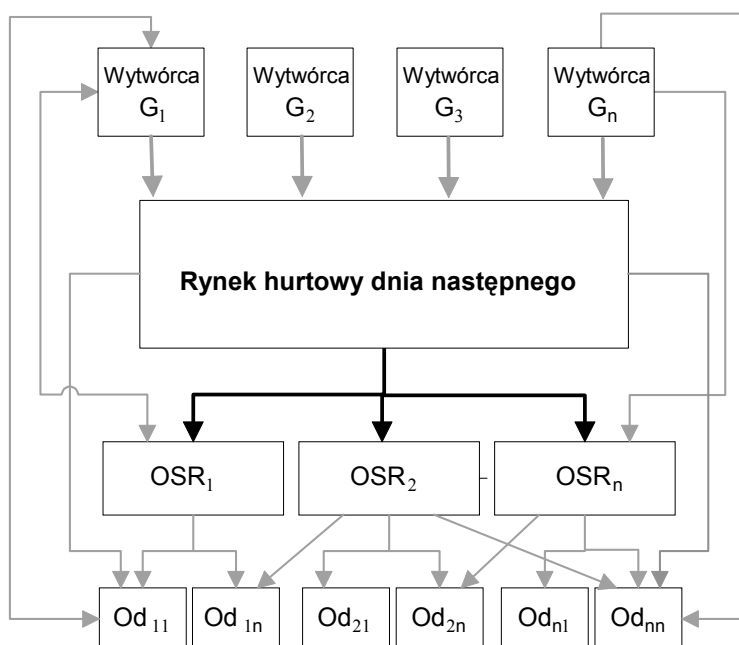
2.2.4. Model D – rynek hurtowy i detaliczny

Model ten jest najbardziej zaawansowanym rozwiązaniem rynku energii. Organizacja rynku hurtowego jest podobna jak w modelu C. Dodatkowo odbiorcy mają swobodny dostęp do sieci przesyłowej i rozdzielczej oraz bezpośrednio do

producentów energii. Na rynku detalicznym działa wielu hurtowników, konkurując ceną energii i warunkami dostawy. Właściciele sieci przesyłowych i rozdzielczych są zobowiązani udostępnić sieć każdemu, kto posiada odpowiednią koncesję na obrót energią, pobierając za to ustalone opłaty przesyłowe.

Odbiorcy mogą kupować energię bezpośrednio od wytwórców, na rynku hurtowym dnia następnego lub w przedsiębiorstwach obrotu. Rynek detaliczny jest z reguły wprowadzany stopniowo w kilku etapach oddzielonych 2-3 letnimi przerwami. Najpierw prawo wyboru otrzymują wielcy odbiorcy energii pozostali mogą kupować energię tylko u operatora sieci rozdzielczej, właściciela sieci, do której są podłączeni. Stopniowo i oni uzyskują prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej.

Rynek detaliczny wprowadza się z reguły jako następną fazę rozwoju rynku energii elektrycznej po rynku hurtowym. Przykładami dobrze działających rynków detalicznych są rynki w stanie Wiktoria i w Nowej Zelandii [31]. Rysunek 2.4 przedstawia typową strukturę rynku detalicznego energii elektrycznej.



Rys. 2.4. Model D – rynek hurtowy i detaliczny

2.3. Główne struktury hurtowych rynków energii elektrycznej

Można wyróżnić trzy główne modele rynku energii elektrycznej:

- rynek centralny z zintegrowaną giełdą energii i rynkiem bilansującym, na którym całkowity handel energią prowadzi operator rynku i systemu przesyłowego,

- rynek giełdowy z giełdą energii oddzieloną od operatora systemu przesyłowego, który jest odpowiedzialny za zbilansowanie produkcji energii z zapotrzebowaniem
- rynek rozproszony, na którym dodatkowo działają operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi,

2.3.1. Rynek hurtowy scentralizowany

Rynek scentralizowany jest oparty na zintegrowanej giełdzie energii i rynku bilansującym. Cały handel energią z jednostek wytwórczych o mocach znamionowych powyżej pewnej ustalonej wielkości – z reguły 30 lub 50 MW – musi przechodzić przez rynek scentralizowany. Rynki takie najczęściej działają w oparciu o ceny krańcowe w taki sposób, że cena ostatniej zaakceptowanej oferty wyznacza cenę rynkową. Rynek energii oraz rynek techniczny i rozdział mocy jest prowadzony przez operatora systemu przesyłowego, który jest jednocześnie operatorem rynku. Operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za zbilansowanie zapotrzebowania, giełdę ofert produkcji oraz przepływy finansowe.

W niektórych rozwiązaniach rynkowych następuje podział funkcji. Najważniejsze funkcje polegające na przyjmowaniu ofert, rozdziale obciążeń na ich podstawie oraz pomiary energii pozostają w rękach operatora rynku. Rozliczenia transakcji rynkowych, przepływy finansowe oraz zarządzanie wadami może wykonywać wyspecjalizowana instytucja finansowa, jak izba rozrachunkowa lub bank. Można również wydzielić przedsiębiorstwo zarządzania majątkiem sieciowym, które, będąc właścicielem sieci przesyłowej, dba o jej stan techniczny. Jednak wszystkie decyzje dotyczące inwestycji w systemie przesyłowym są w rękach operatora rynku. Pomimo możliwości zlecenia pewnych wyspecjalizowanych działań na zewnątrz praktyka pokazuje, że rozwiązanie, w którym wszystkie funkcje są skupione w jednym przedsiębiorstwie, jest najbardziej efektywne.

Uczestnicy rynku mogą zawierać kontrakty finansowe w dowolny sposób. Mogą to być bezpośrednie kontrakty pomiędzy uczestnikami rynku, kontakty zawarte za pośrednictwem instytucji finansowych, jak również kontrakty giełdowe na działających giełdach, jak np. giełdzie typu "Futures". W modelu tym nie ma specjalnie wydzielonej instytucji zajmującej się wyłącznie pośrednictwem w zawieraniu kontraktów. Uczestnicy rynku nie mają obowiązku przekazywania informacji o zawartych kontraktach operatorowi rynku.

Uczestnicy rynku przekazują oferty operatorowi rynku w zdefiniowanych pasmach cenowych i energetycznych. Uczestnicy rynku mają możliwość podawania zarówno cen ujemnych jak i dodatnich. Ceny ujemne są zgłaszane w ofertach wytwórców w czasie okresów niskiego zapotrzebowania w tzw. dolinie nocnej poboru energii. Zgłoszenie ujemnej ceny energii oznacza, że dany wytwórca jest gotowy dopłacić do produkowanej przez siebie energii byle tylko nie zostać odłączonym przez operatora rynku. Koszty takiej dopłaty mogą być niższe od kosztów odstawienia i ponownego

uruchomienia jednostki wytwórczej. Rozdział obciążeń następuje w sposób centralny na podstawie zgłaszanych ofert.

Jeżeli uczestnicy rynku zdecydują się ujawnić wolumen kontraktu dwustronnego, to wolumen ten jest brany pod uwagę przy rozliczeniach z operatorem rynku. W takim przypadku przepływy finansowe pomiędzy uczestnikami rynku a operatorem rynku dotyczą tylko różnic pomiędzy wolumenem sprzedaży lub zakupu na rynku scentralizowanym a wolumenem energii w zgłoszonym kontakcie. Uczestnicy rynku mogą nie ujawniać zawartego kontraktu i wówczas sprzedają oni lub kupują energię u operatora rynku zgodnie z chwilową ceną rynkową, a następnie kompensują sobie wzajemnie różnice zgodnie z warunkami zawartego kontraktu.

Operator rynku pokrywa koszty swojej działalności z opłat rynkowych. Do jego głównych obowiązków należą:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez odpowiednie planowanie i realizację produkcji energii elektrycznej, jej przesył i dostawę,
- zapewnienie stabilności systemu elektroenergetycznego,
- utrzymanie integralności sieci zasilającej i powiązań międzynarodowych,
- minimalizacja kosztów produkcji i przesyłu energii poprzez optymalny rozdział obciążeń,
- nadzorowanie działalności rynkowej,
- minimalizacja kosztów transakcji rynkowych,
- zapewnienie obsługi i nadzoru urządzeń pomiarowych,
- realizacja płatności finansowych na rynku energii elektrycznej,
- zarządzanie wadami rynkowymi

Operator rynku ma duże uprawnienia. Ma on prawo do wyłączenia z gry rynkowej każdego uczestnika lub zawieszenia działania rynku w stanach zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Stany zagrożenia bezpieczeństwa są szczegółowo określone odpowiednimi przepisami. Operator rynku ponosi odpowiedzialność cywilnoprawną za straty lub utratę zysków uczestników rynku, które powstały na skutek jego błędów lub nieprzestrzegania przepisów działania rynku.

2.3.3. Rynek giełda – operator systemu przesyłowego

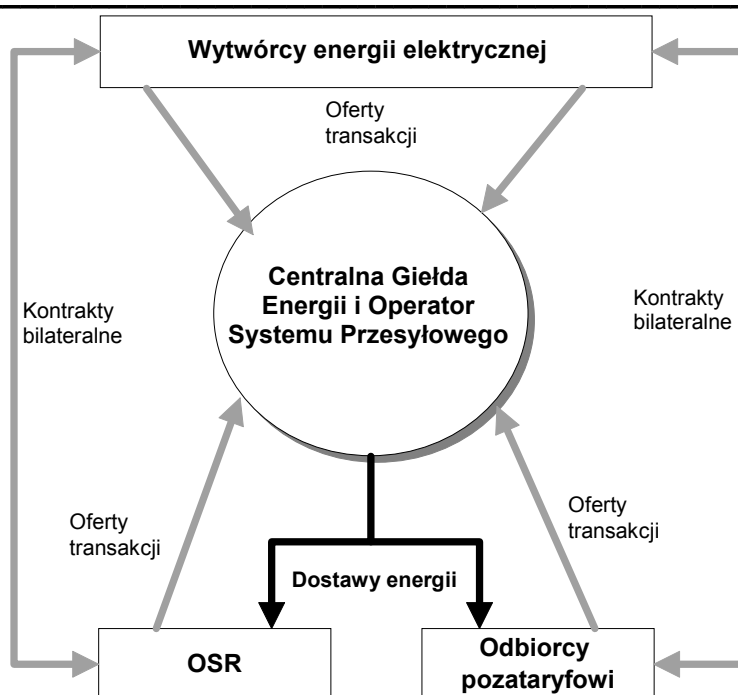
Rynek ten jest oparty na wydzielonej giełdzie energii elektrycznej oraz rynku bilansującym obsługiwanym przez operatora systemu przesyłowego. Transakcje na giełdzie energii są dokonywane w oparciu o oferty sprzedaży i zakupu energii przy założeniu elastycznie cenowego popytu. Zadaniem rynku bilansującego jest

zrównoważenie rzeczywistego popytu na energię, który jest praktycznie nieelastyczny, z produkcją energii elektrycznej. Operator systemu przesyłowego odpowiadający za rynek bilansujący ma również obowiązek zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerwy mocy i bezpieczeństwa systemu przesyłowego – rysunek 2.5.

Założeniem rynku typu giełda energii - operator systemu przesyłowego jest oddzielenie handlu energią od technicznych aspektów działania systemu przesyłowego. W praktyce prowadzi to do powstania dwóch rynków działających sekwencyjnie w czasie. Rynki typu giełda – operator systemu przesyłowego są ze sobą powiązane. Giełdy w Skandynawii czy Hiszpanii są własnością operatora systemu przesyłowego lub wydzielenie giełdy ma charakter podziału wewnętrznego funkcji u operatora systemu przesyłowego. Giełda energii w Kalifornii jest oparta na współdziałaniu trzech monopolów w handlu. Niezależna giełda energii w Amsterdamie ma ograniczone możliwości działania, handlując niewielkimi wolumenami energii. Polski rynek energii z niezależną giełdą energii i operatorem systemu przesyłowego upodobni działania polskiej giełdy energii do giełdy w Amsterdamie.

Uczestnicy składają oferty zarówno na giełdzie jak i na rynku bilansującym. Charakter tych ofert jest różny. Na giełdzie oferty służą wyłącznie nabyciu lub sprzedaży energii. Na rynku bilansującym składane są informacje o umowach sprzedaży energii elektrycznej, w których skład wchodzi kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe. Na rynku bilansującym składane są również oferty bilansujące służące operatorowi systemu przesyłowego do rozdziału obciążeń. Ważnym elementem rynku bilansującego jest zobiektywizowanie rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych. Powinien on być realizowany przez obiektywne systemy komputerowe z uwzględnieniem ofert uczestników i ograniczeń technicznych jednostek wytwórczych i systemu przesyłowego.

Operator systemu przesyłowego odpowiada tylko za przepływy finansowe wynikające z różnic pomiędzy zgłaszanymi umowami sprzedaży a rzeczywistą energią wyprodukowaną lub pobraną z systemu elektroenergetycznego. O ile na rynkach scentralizowanych stosuje się głównie ceny krańcowe, o tyle na rynku bilansującym można również stosować ceny ofertowe. Często na rynkach bilansujących stosuje się dwie ceny: ceny ofertowe dla wytwórców w zakresie różnicy pomiędzy wolumenem energii w zgłoszonych umowach sprzedaży i skorygowaną przez operatora systemu przesyłowego pozycją kontraktową oraz ceny rozliczeniowo - odchyleniowe. Ceny te stosuje się do wytwórców rozliczając różnicę pomiędzy skorygowaną pozycją kontraktową i rzeczywistą produkcją i dla odbiorców energii w zakresie różnicy pomiędzy zgłoszoną pozycją kontraktową a rzeczywistą energią pobraną z sieci przesyłowej. Ceny rozliczeniowe na rynkach bilansujących są ustalane *ex post* po odczycie urządzeń pomiarowych.



Rys. 2.5. Model rynku hurtowego: giełda energii –operator systemu przesyłowego

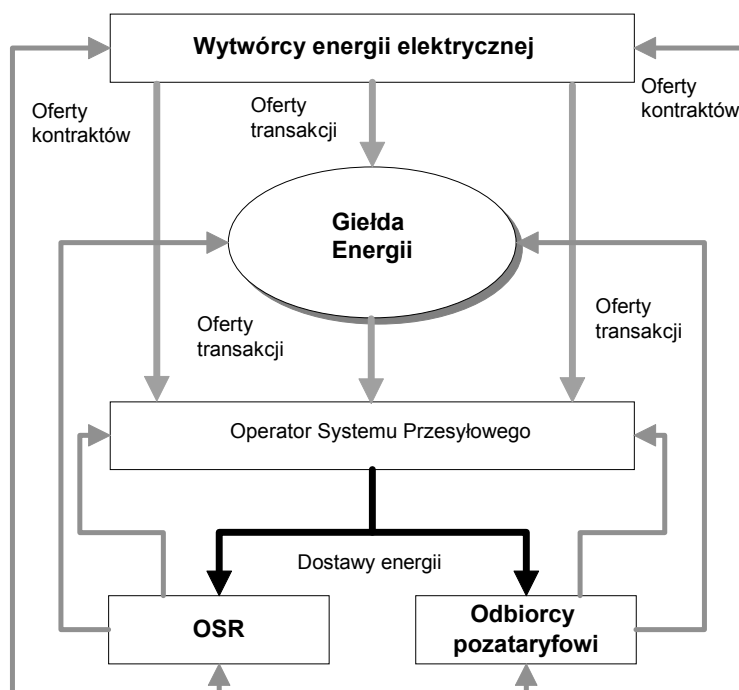
2.3.4. Rynek zdecentralizowany

W rynku zdecentralizowanym dodatkowym elementem są operatorzy handlowo-techniczni i operatorzy handlowi [30] – rysunek 2.6.

Operator handlowy (OH) jest to podmiot, który jest dysponentem handlowym jednostek graficznych, którymi mogą być jednostki grafikowe wytwórcze jak i jednostki grafikowe odbiorcze. OH dysponuje energią elektryczną wprowadzaną lub odbieraną poprzez jego jednostki grafikowe. Może on nie być wyłącznym dysponentem handlowym danej jednostki grafikowej i w takim przypadku współpracuje z innymi operatorami handlowymi lub operatorami handlowo-technicznymi. Operator handlowy jest odpowiedzialny za tworzenie handlowych grafików pracy jego jednostek i przekazywanie ich do odpowiedniego operatora handlowo-technicznego. Jest też stroną rozliczeń umów sprzedaży energii zawartych za jego pośrednictwem. Aby móc podjąć działalność, operator handlowy musi zawrzeć odpowiednią umowę z operatorem systemu przesyłowego lub właściwym operatorem systemu rozdzielczego, w zależności od tego, w jakiej sieci są umiejscowione jednostki grafikowe, którymi będzie dysponował.

Operator handlowo-techniczny (OHT) jest to podmiot, który jest dysponentem handlowym i technicznym jednostek graficznych. OHT dysponuje, na zasadzie wyłączności, zdolnościami wytwórczymi jednostek graficznych wytwórczych lub

zdolnościami przyłączeniowymi jednostek grafikowych odbiorczych. Dysponuje również energią elektryczną wprowadzaną lub odbieraną poprzez jego jednostki grafikowe. W tej części działalności OHT może nie być wyłącznym dysponentem i może współpracować z operatorami handlowymi lub innymi operatorami handlowo-technicznymi. OHT jest odpowiedzialny za tworzenie zbilansowanych handlowo-technicznych grafików pracy jednostek grafikowych i przekazywanie ich do operatora systemu przesyłowego lub właściwego operatora systemu rozdzielczego. OHT jest dla operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu rozdzielczego stroną rozliczeń na rynku bilansującym.

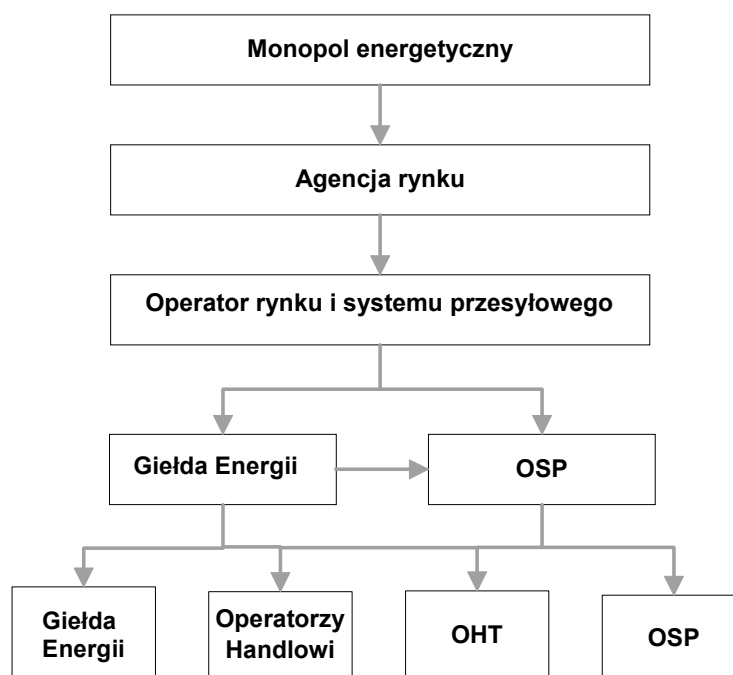


Rys. 2.6. Zdecentralizowany rynek hurtowy

2.4. Podsumowanie

Wprowadzanie rynków energii elektrycznej jest trudnym i złożonym procesem. Najlepszą metodą jest stopniowe wdrażanie rynków, poczynając od monopolu poprzez agencje rynku elektroenergetycznego, rynek scentralizowany, rynek giełdowy do rynku zdecentralizowanego – rysunek 2.7. Jednak w praktyce rozpoczyna się często to wprowadzanie od rynku scentralizowanego lub giełdowego.

W Polsce z wielu powodów, pomimo podejmowania prób nie wprowadzono rynku scentralizowanego. Wdrażany model jest rynkiem w pełni zdecentralizowanym.



Rys. 2.7. Stopniowe przechodzenie od monopolu do rynku zdecentralizowanego

3. Ceny na rynku energii elektrycznej

3.1. Zasady ogólne

Ceny w kontraktach dwustronnych zależą od stron kontraktu, których ogólną zasadą jest uwzględnianie zmienności cen rynkowych na giełdzie i rynku bilansującym w zależności od struktury rynku.

Przed wprowadzeniem rynku energii elektrycznej kontrakty dwustronne były z reguły zawierane na dłuższe okresy ze zdefiniowanymi wielkościami w okresach miesięcznych. Czasami definiowano wielkości w strefach czasowych, określając z reguły trzy charakterystyczne dobowe strefy czasowe wynikające z wielkości zapotrzebowania, jak na przykład: szczyt przedpołudniowy, szczyt wieczorny (popołudniowy) i strefa pozaszczytowa.

Wprowadzenie rynku godzinnego (w niektórych krajach 30-minutowego) niezależnie od struktur rynkowych powoduje, że ceny i wolumen energii są definiowane w okresach godzinnych. Zamiana kontraktów miesięcznych na wielkości godzinne, zwana grafikowaniem kontraktów, jest jednym z trudniejszych problemów, przed którymi stają uczestnicy rynku.

Nieodpowiednie rozłożenie w czasie doby wolumenu energii zakontraktowanej oraz złe zdefiniowanie cen mogą prowadzić do dużych strat uczestników rynku. Wynikać one mogą z odchyłeń rzeczywistej produkcji lub poboru energii od wielkości zakontraktowanych oraz bardziej korzystnych cen energii na rynku chwilowym.

3.2. System cen krańcowych i ofertowych

Stosuje się dwa główne systemy ustalania cen na rynkach energii. System cen krańcowych polega na tym, że zgłoszone oferty ustawia się w kolejności od ceny najniższej do najwyższej i ostatnia zaakceptowana oferta, niezbędna, aby zaspokoić zapotrzebowania, ustala cenę rynkową. Wszyscy zgłaszający otrzymują tę samą cenę niezależnie od ceny ich ofert. Nabywcy energii płacą ustaloną poprzez równowagę popytu i podaży krańcową cenę energii.

Drugi system ustalania cen, zwany systemem ofertowym, polega na płaceniu producentom energii ceny zgodnie z cenami zgłaszanymi przez nich w ofertach. Nabywcy energii płacą cenę wyznaczoną jako średnioważoną z zaakceptowanych ofert. Ilość zaakceptowanych ofert jest wielkością pozwalającą osiągnąć równowagę pomiędzy popytem i podażą.

Każdy z tych systemów ma swoich zwolenników i przeciwników. Zwolennicy systemu cen krańcowych wskazują na przesłanki ekonomiczne argumentując, że cena na rynku powinna być równa kosztowi wyprodukowania ostatniej jednostki równoważącej popyt z podażą. Przywoływana jest również prostota i czytelność systemu cen krańcowych. Zwolennicy systemu cen ofertowych argumentują, że

bardziej naturalny jest system, w którym producenci otrzymują ceny, za jakie proponowali sprzedaż swojego produktu. Zwraca się również uwagę, że system cen krańcowych może prowadzić w niektórych okolicznościach do bardzo wysokich cen.

Ocena sposobu ustalania cen rynkowych powinna być prowadzona z uwzględnieniem cech charakterystycznych dla danego rynku. Na rynku energii elektrycznej system cen krańcowych, szczególnie na rynku scentralizowanym, jak również na giełdzie energii, jest znacznie lepszy. System cen ofertowych można dopuścić na rynku bilansującym pod pewnymi warunkami. Na rynkach energii elektrycznej system cen ofertowych preferuje dużych producentów mających narzędzia i środki do prognozowania cen. System cen ofertowych może w pewnych rozwiązaniach rynkowych prowadzić również do niestabilności rynku, a w najgorszym razie do jego chaotycznego działania.

W systemie cen krańcowych niezależnie od złożonej oferty wszyscy producenci otrzymują tę samą najwyższą cenę ostatniej zaakceptowanej oferty. Oferty są oparte głównie na kosztach danego producenta, a nie na przewidywaniach cenach, jakie można uzyskać za produkt, ponieważ ich kształtowanie jest niezależne od danego producenta. Producenci, którzy złożyli oferty niższe od ceny rynkowej, nie mają powodów do zmiany oferty, ponieważ i tak dostają cenę najwyższej zaakceptowanej na rynku oferty. Pozycja finansowa danego producenta zależy głównie od jego kosztu wytwarzania, a nie od gry na rynku. System ten minimalizuje koszt zakupu energii.

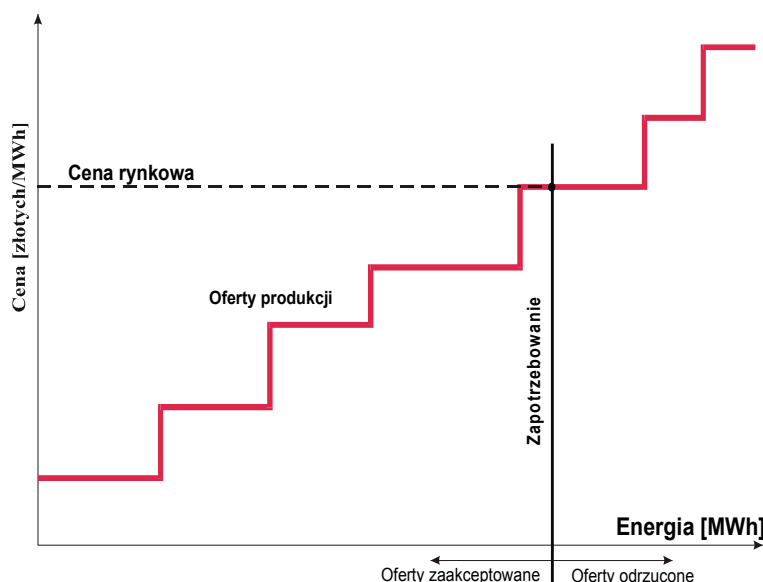
W systemie cen ofertowych cena otrzymywana przez producenta zależy od jego oferty. Składane oferty są oparte nie tylko na kosztach wytwarzania, ale również na prognozowaniu możliwej do uzyskania maksymalnej ceny sprzedaży. Pozycja finansowa uczestnika zależy już nie tylko od kosztów wytwarzania, lecz także od gry na rynku. System cen ofertowych może prowadzić do niestabilności rynkowej i eliminowania z produkcji jednostek wytwarzających tańszą energię w przypadku złożenia przez nie nieodpowiednich ofert, nie będąc w stanie precyzyjnie przewidzieć możliwych do uzyskania cen.

Założmy, że w systemie cen ofertowych kilkunastu uczestników złożyło oferty w wysokości od 90 do 140 złotych za 1MWh. Jeżeli najwyższa cena oferty zaakceptowanej w celu zrównoważenia popytu z podażą wynosi 130 zł/MWh, to wówczas producenci, którzy złożyli tańsze oferty, będą starali się zmienić własne oferty tak, aby uzyskać jak najwyższą cenę. W wyniku tych zmian ceny wszystkich ofert będą bliskie wielkości 130 zł/MWh. Jeżeli w następnych okresach czasowych zmniejszy się zapotrzebowanie, to program rozdziału obciążeń usunie z grafiku pracy jednostki o najwyższych cenach ofertowych. Mogą to być jednostki wytwórcze o niskich kosztach (będące w stanie produkować energię znacznie taniej), które złożyły za wysokie oferty, chcąc uzyskać większy przychód w grze rynkowej. Wyeliminowanie z grafiku pracy kilku najdroższych ofert powoduje reakcje producentów mającą na celu zmniejszanie cen w ofertach. Prowadzi to do tego, że producenci starają się zmieniać wysokość cen w ofertach tak często, jak na to pozwala system zgłaszania ofert.

Jednym ze sposobów ograniczania możliwości gry rynkowej w tym systemie jest podawanie informacji o zaakceptowanych ofertach z opóźnieniem lub bezpośrednio przed produkcją poprzez korygowanie zgłoszonej pozycji kontraktowej. Daje to jednak ograniczone efekty. Na systemie płacenia producentom zgodnie ze zgłoszonymi ofertami zyskują wielcy wytwórcy, którzy są w stanie zaangażować odpowiednie środki na dokładne przewidywanie cen rynkowych.

3.3. Ustalanie cen energii na rynku zcentralizowanym

Na rynku scentralizowanym cena energii zostaje ustalona poprzez akceptację ofert składanych przez producentów energii elektrycznej. Bardziej zaawansowane systemy rynkowe pozwalają również odbiorcom energii na składanie ofert zmniejszenia poboru energii poprzez sterowane urządzenie odbiorcze. Zakres ofert zmniejszenia poboru energii nie przekracza z reguły kilku procent zapotrzebowania i w większości okresów czasowych wpływ tego typu ofert na rynek jest niewielki.



Rys. 3.1. Wyznaczanie ceny rynkowej na scentralizowanym rynku energii elektrycznej

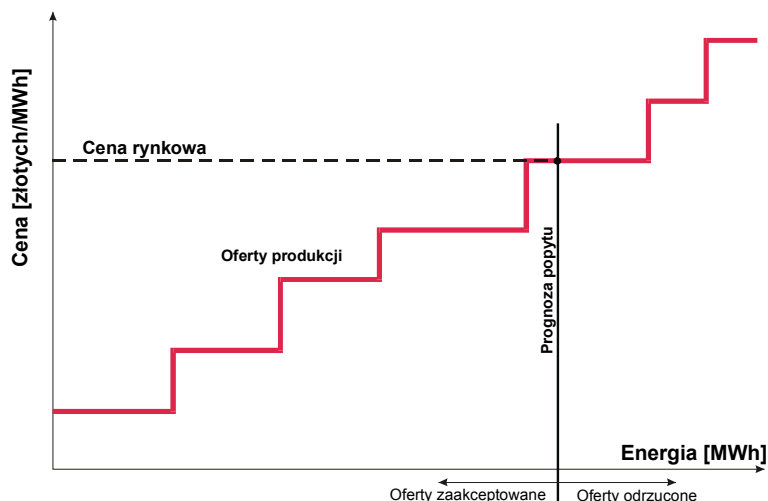
Oferty, a dokładniej pasma ofert składanych operatorowi rynku i systemu, są ustawiane w kolejności od cen najmniejszych do największych. Przecięcie się zapotrzebowania na energię z krzywą schodkową pasm ofert wyznacza cenę rynkową – rysunek 3.1. W przypadku określania cen w systemie *ex ante* zapotrzebowanie na energię elektryczną jest zapotrzebowaniem prognozowanym. W systemach z wyznaczaniem ceny *ex post* zapotrzebowanie na energię brane do rozliczeń wynika z rzeczywistego poboru energii w danym okresie czasowym.

Na rynkach scentralizowanych preferuje się system cen krańcowych oraz ustalanie cen przed realizacją fizycznej dostawy energii (*ex ante*). Cena bazowa na rynku energii jest taka sama dla wszystkich wytwórców i nabywców. W bardziej

rozwiniętych rynkach stosuje się system cen węzłowych. Wówczas producenci otrzymują, a nabywcy płacą ceny wyznaczone jako iloczyn ceny bazowej i współczynników wynikających z wielkości strat sieciowych. Współczynniki te są określone dla każdego węzła dostarczania i odbioru energii elektrycznej.

3.4. Ceny na rynku giełdowym i na rynku bilansującym

Giełdy energii ze względu na sposób działania używają systemu cen krańcowych. Wynika to z tego, że transakcje giełdowe rynku dnia następnego nie muszą doprowadzić do całkowitego zbilansowania produkcji energii z zapotrzebowaniem w systemie elektroenergetycznym. Giełdy energii w rynku dnia następnego dokonują zbilansowania elastycznego cenowo popytu wynikającego ze złożonych ofert zakupu z ofertami produkcji. Punkt przecięcia dwóch krzywych schodkowych wynikających z ofert sprzedaży i zakupu wyznacza cenę giełdową. Wszyscy sprzedawcy otrzymują tą samą cenę. Również nabywcy energii płacą tą samą cenę.



Rys. 3.2. Wyznaczanie cen na giełdzie energii elektrycznej

Rynek bilansujący może używać również systemu cen krańcowych. Czasem stosuje się na rynku bilansującym system płacenia zgodnie ze zgłaszaną ofertą. Dodatkowo na rynku bilansującym często pojawia się cena rozliczeniowa nazywana czasem ceną zbilansowania. Wyznaczana jest ona jako średni koszt, liczony na 1 MWh, zbilansowania odchyleń uczestników rynku od deklarowanych, a w niektórych systemach od skorygowanych pozycji kontraktowych. Cena odchyleniowa wynika z konieczności dokonania dodatkowych zakupów w celu zbilansowania całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym.

Jeżeli na rynku bilansującym cenę energii określa się jako cenę krańcową, jej wyznaczanie odbywa się w taki sam sposób, jak pokazano na rysunku 3.1 dla rynku scentralizowanego. Główną różnicą jest to, że na rynku scentralizowanym w celu wyznaczenia ceny korzysta się ze wszystkich ofert, a zapotrzebowanie na energię

jest całkowitym zapotrzebowaniem w systemie elektroenergetycznym. Na rynku bilansującym rozpatruje się oferty pomagające zbilansować produkcję energii z całkowitym zapotrzebowaniem. Bilansowanie dotyczy różnicy pomiędzy całkowitym zapotrzebowaniem w krajowym systemie elektroenergetycznym i jego częścią pokrytą przez kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe.

Należy zwrócić uwagę, że całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną, które musi zostać zbilansowane poprzez działanie rynku bilansującego, w zasadzie nie jest elastyczne cenowo, pomijając niewielką grupę sterowalnych obciążeń.

3.5. Ceny wyznaczane *ex ante* i *ex post*

W zasadzie cena chwilowa energii elektrycznej powinna być wyznaczana jako cena dla każdej chwili czasowej. W praktyce stosuje się pewnego rodzaju aproksymację, określając ceny energii dla wyznaczonych okresów handlowych. Najczęściej takim minimalnym okresem, dla którego dokonuje się rozdziału obciążeń, jest jedna godzina lub 30 minut. W najbardziej zaawansowanych systemach rynkowych, jak w Australii, cenę równowagi rynkowej wyznacza się w okresach 5-minutowych [34].

Minimalny okres, dla którego wyznacza się cenę chwilową, zależy od wielu czynników. Trzy najważniejsze z nich to:

- sposób wyznaczania cen energii: po dostawie (*ex post*) lub przed dostawą (*ex ante*);
- infrastruktura telekomunikacyjna systemu ;
- doświadczenie uczestników rynku.

Ceny można wyznaczać przed dostawą energii. System taki jest nazywany *ex ante*. Można również wyznaczać ceny po dostawie energii i odczycie urządzeń pomiarowych. System wyznaczania cen po dostawie produktu jest nazywany *ex post*. W tym przypadku ceny wyznaczane przed dostawą są tylko cenami prognozowanymi.

Giełdy energii zawsze wyznaczają ceny energii w systemie *ex ante*. Wiąże się to z tym, że giełda energii jest tylko miejscem dokonania transakcji, a fizyczna jej realizacja odbywa się poprzez rynek bilansujący. Rynki scentralizowane, jak również rynki bilansujące, mogą używać systemu *ex post* lub systemu *ex ante*.

Każdy z systemów wyznaczania cen ma pewne wady i zalety. System *ex post* stosuje się głównie w pierwszych fazach wprowadzania rynku energii. Ma on pewne zalety. Niedokładności prognozy obciążenia są pokrywane przez korzystanie z ofert uczestników w chwili fizycznej realizacji. Oferty rzeczywiście wykorzystane są inne niż prognozowane i właśnie na rzeczywistym wykorzystaniu ofert i na rzeczywistej produkcji oparta jest ostateczna cena energii. System *ex post* pozwala również na dłuższe minimalne okresy, dla których wyznacza się ceny chwilowe. Zasadniczą wadą systemu *ex post* jest brak odpowiednich sygnałów rynkowych dla uczestników rynku, a w szczególności dla producentów. Uczestnicy rynku powinni wiedzieć prze

dostawą produktu, po jakiej cenie jest on kupowany i sprzedawany. W systemie *ex post* dowiadują się o tym często po kilku dniach, a czasem i tygodniach.

Znacznie lepszym sposobem jest ustalanie ceny przed dostawą produktu w systemie nazwanym *ex ante*. Zarówno produkujący jak i kupujący wiedzą, jaka jest cena produktu w chwili sprzedaży. System ten jednak w przypadku rynków energii elektrycznej ma pewne wady. W systemie elektroenergetycznym popyt na energię nie jest znany dokładnie, ponieważ zależy od zachowania się setek tysięcy odbiorców. Popyt można przewidywać tylko z pewną dokładnością. W praktyce ceny energii wyznaczone *ex ante* mogą różnić się od cen w chwili dostawy. Dodatkowymi problemami są dostosowanie się producentów do szybko zmieniającego się zapotrzebowania i instrukcji dyspozytora systemu oraz różnice pomiędzy uśrednionymi parametrami określającymi szybkość dociążania i odciażania jednostek wytwórczych, a ich rzeczywistymi wartościami określonymi przez stan jednostki wytwórczej.

System wyznaczania cen *ex ante*, chociaż ma szereg zalet, wymaga dobrych systemów telekomunikacyjnych oraz pewnego doświadczenia od uczestników rynku i operatora systemu przesyłowego. Dlatego stosuje się ten system w dalszych fazach rozwoju rynku energii elektrycznej.

3.6. Ograniczenia pułapów cen

Stabilizacja rynku wymaga ograniczeń nałożonych przez przepisy rynkowe na maksymalne i minimalne ceny chwilowe. Dotyczy to zarówno giełdy energii jak i rynku bilansującego. Ustalenia docelowych ograniczeń lub planu ich wprowadzania powinno być zdecydowane przed wprowadzeniem rynku. Ograniczenia cen chwilowych dotyczą cen maksymalnych i cen minimalnych.

Dodatkowym elementem, który należy brać pod uwagę przy ustaleniu ceny maksymalnej, są płatności za dyspozycyjność. Jeżeli rynek jest tylko rynkiem energii elektrycznej i nie przewiduje płatności za zgłoszenie oferty lub gotowości do produkcji energii, cena maksymalna powinna być dostatecznie wysoka, aby pokryć koszty jednostek wytwarzających energię tylko w szczycie zapotrzebowania.

3.6.1. Ceny ujemne w ofertach wytwórców

Kiedy oferty cenowe wytwórców są ograniczone do wartości dodatnich, naturalną dolną granicą cen chwilowych jest zero. Na rynkach, które dopuszczają oferty wytwórców z ujemnymi cenami, dolna granica cen chwilowych dla wytwórców i ich ofert jest zdefiniowana przez przepisy jako liczba ujemna. W okresach, gdy na rynku cena nabycia energii od wytwórców jest ujemna, ceny płacone przez odbiorców mogą być również ujemne. Wówczas następuje zbilansowanie przepływów finansowych na rynku. W niektórych rozwiązaniach rynkowych dolna cena dla nabywców jest określona na poziomie zerowym. W takich przypadkach występują nadwyżki finansowe u operatora systemu przesyłowego. Nadwyżki te są wykorzystywane do obniżenia wysokości opłat rynkowych w roku następnym.

Ujemne ceny w ofertach wytwórców wprowadza się na rynkach, na których występują duże spadki zapotrzebowania na energię w nocy, a zatem pojawia się konieczność wyłączenia dużej liczby jednostek wytwórczych z pracy. Ceny ujemne w ofertach pozwalają wytwórcom na składanie ofert, w których wyrażają gotowość dopłaty do wytwarzanej przez siebie energii w określonych godzinach aby ich jednostki nie zostały wyłączone z pracy. Wysokość ewentualnie poniesionej dopłaty jest mniejsza niż koszty odstawienia jednostki wytwórczej i jej ponownego rozruchu.

Ceny ujemne w ofertach wytwórców dopuszcza się zarówno w rynkach scentralizowanych jak i rynkach rozproszonych. Ceny ujemne w ofertach szczególnie dobrze działają w systemie wyznaczania cen rynkowych jako cen krańcowych. Cen ujemnych w ofertach wytwórców nie należy mylić z cenami z pasm redukcyjnych ofert na rynku bilansującym.

3.6.2 Ceny maksymalne i ich stosowanie

Istnieje duża zgodność poglądów na to, w jaki sposób należy ustalać ceny maksymalne. Ceny te powinny odzwierciedlać wartość awaryjnie wyłączanych odbiorów (*load shedding*) w przypadku braku produkcji energii mogącej zrównoważyć zapotrzebowanie. Ceny te noszą nazwę "wartość straconych obciążeń" (*Value of Lost Load - VoLL*) i są z reguły ustalane na wysokości około US\$4000/MWh. Swoboda działania na rynku gwarantuje uczestnikom prawo składania ofert cenowych do wysokości cen maksymalnych. W początkowych fazach wdrażania rynku często stosuje się niższe wielkości dla cen maksymalnych, zwiększając je stopniowo w miarę postępów we wprowadzaniu rynku energii elektrycznej [34].

Ceny chwilowe mogą osiągać maksymalne wartości w sytuacjach, gdy:

- wystąpi konieczność awaryjnego wyłączenia obciążeń spowodowana brakiem zdolności produkcyjnych mogących pokryć zapotrzebowanie na energię w danym okresie czasowym;
- cena ostatniej oferty zaakceptowanej w celu zrównoważenia obciążenia jest równa cenie maksymalnej;
- w czasie rozdziału obciążeń nastąpi naruszenie ograniczeń systemowych, których nie można usunąć poprzez inne wprowadzenie zmian w grafiku pracy jednostek wytwórczych.

W pierwszym przypadku dyspozytor czuwający na pracę systemu elektroenergetycznego ogłasza cenę maksymalną, gdy zachodzi konieczność awaryjnego odciążania systemu. W drugim przypadku cena jest ustalana naturalnie w drodze akceptacji ofert. Może wówczas istnieć zapas mocy, ale cena maksymalna jest ustalana przez ofertę producenta. W obu przypadkach cena maksymalna jest sygnałem dla nabywców energii wskazującym na zmniejszenie obciążenia poprzez dobrowolne redukcje. Prowadzi to do zrównoważenia popytu z podażą na niższym poziomie a w rezultacie do obniżenia ceny.

Najbardziej kwestionowane jest stosowanie cen maksymalnych w przypadku naruszenia ograniczeń systemowych przy rozdziale obciążeń. Wskazane jest stosowanie cen maksymalnych, gdy system elektroenergetyczny znajduje się w stanie bliskim awaryjnego wskutek naruszenia ustalonych warunków technicznych, na przykład zmniejszonej zdolności regulacji częstotliwości. System pracuje dalej, wszyscy odbiorcy są zasilani, jednak zmniejszenie zdolności regulacji częstotliwości powoduje wzrost prawdopodobieństwa awaryjnego odciążania obciążeń. Innym przykładem może być czas potrzebny na włączenie się do ruchu generatorów napędzanych przez turbiny gazowe. Pomimo zdolności bardzo szybkiego włączenia do ruchu jednostki te potrzebują około 15 minut, w czasie których może dojść do czasowego naruszenia ograniczeń technicznych systemu. Innymi przykładami są naruszenie maksymalnych przepustowości linii przesyłowych czy niespełnienie wszystkich kryteriów niezawodnościowych w czasie przygotowywania grafiku pracy jednostek wytwórczych.

Argumentem przeciwko stosowaniu ceny maksymalnej w takich przypadkach jest wskazanie na nieodpowiedni sygnał rynkowy wysyłany przez cenę maksymalną do uczestników rynku. Energia jest dostarczana. Istnieje zapas mocy w systemie, a chwilowe naruszenie ograniczeń nie może być usunięte poprzez dobrowolne wyłączenie obciążeń, które nastąpiłoby, gdyby w systemie pojawiła się cena maksymalna.

Rozwiązaniem pośrednim może być zastosowanie ceny proporcjonalnej do wzrostu prawdopodobieństwa awaryjnego wyłączania obciążeń. Propozycja ta odzwierciedla faktyczny stan systemu, jednak jest trudna do zastosowania praktycznego ze względu na konieczność określania zwiększonego prawdopodobieństwa awaryjnego wyłączenia obciążeń w różnych regionach i powszechnej akceptacji przyjętych współczynników. Najbardziej praktycznym wydaje się pozostawienie ceny marginalnej, jako ceny najdroższej zaakceptowanej oferty z przesłaniem informacji do uczestników rynku o naruszeniu ograniczeń technicznych.

3.6.3. Minimalne ceny i ich stosowanie

Podobnie jak w przypadku ceny maksymalnej przepisy rynkowe powinny określić pułapy dla cen minimalnych. Jeżeli okresy czasowe, w których ceny chwilowe są wyznaczane dla producentów energii (*dispatch price*), są różne od okresów wyznaczania chwilowych cen rynkowych (*market price*), wówczas istnieje dodatkowa konieczność określenia dwóch cen minimalnych. Mogą być one zdefiniowane na tym samym poziomie, jednak powinny być określone oddzielnie [34].

Istnieje kilka poziomów, na których można ustalić minimalną cenę rynkową energii elektrycznej:

- cena minimalna równa zero,
- najniższa cena oferty w danym okresie (w niektórych rozwiązaniach rynkowych może to być cena ujemna),

- cena ustalona w oparciu o koszty wyjścia jednostki wytwórczej z ruchu,
- ustalony najniższy limit jako wartość nadmiaru produkcji (*Value of Excess Generation - VoEG*),
- ujemna wartość (*VoLL*) współczynnika określającego wartość awaryjnie wyłączonych odbiorów.

Minimalną cenę rynkową ustala się na poziomie zerowym, jeżeli system ofertowy przewiduje tylko oferty z cenami dodatnimi. Systemy takie są wprowadzane w początkowych fazach wdrażania rynku lub na rynkach o ograniczonej swobodzie działania uczestników.

Cena minimalna jest stosowana w przypadku naruszenia ograniczeń systemowych, gdy przy danym składzie ofert (oferty o ujemnych cenach dotyczą z reguły minimum technicznego) system nie ma odpowiednich zdolności regulacji. Cena minimalna może być również zastosowana przy gwałtownym odciążeniu systemu spowodowanym wyłączeniem dużego odbiorcy, np. huty z wydziałami elektrolizy lub spadkiem zapotrzebowania na skutek awarii linii przesyłowej. Zachodzi wówczas konieczność szybkiego odciążenia systemu poprzez wyjście z ruchu jednego lub kilku generatorów, o ile system nie ma odpowiednich zdolności regulacyjnych. W niektórych rozwiązaniach rynkowych dyspozytor systemu wskazuje, które jednostki mają wyjść z ruchu. Jest to wówczas interwencja dyspozytora ze wszystkimi jej konsekwencjami. Dobrze skonstruowany rynek powinien minimalizować sytuacje, w których zachodzi konieczność interwencji poprzez system sygnałów ekonomicznych pozwalających uczestnikom rynku zareagować w pożądanym sposób.

Mechanizmem pozwalającym producentom reagować na nadmiar mocy jest ujemna cena minimalna, którą muszą zapłacić za pozostawienie ich jednostek wytwórczych w ruchu. Cena ta powinna być dostatecznie duża, aby zachęcić do wyjścia z ruchu w sytuacji, gdy koszty odstawienia jednostki wytwórczej na jakiś czas są mniejsze od ceny płaconej operatorowi systemu przesyłowego za pozostawienie tej jednostki wytwórczej w ruchu. Minimalna cena ujemna nie powinna być za duża, aby nie obciążać zbytnio producentów, którzy gotowi są zredukować własną produkcję, jednak potrzebują pewnego czasu na odciążenie jednostek. Jest to szczególnie ważne w rynkach, gdzie ceny płacone producentom są liczone w krótkich okresach czasowych, np. 5 minut.

Producenci energii są zwolennikami stosowania minimalnej ceny równej cenie najtańszej oferty lub określenia ceny minimalnej na podstawie średnich kosztów odstawienia jednostki wytwórczej. Koszty takie można określić w przybliżeniu jako sumę kosztów poniesionych na skutek wyjścia z ruchu podzieloną przez minimum techniczne jednostki. Jeżeli blok elektroenergetyczny zasilany węglem z dodatkowymi palnikami olejowymi ma minimum techniczne 200MW, a koszty jego odstawienia na 1 godzinę wynoszą \$30000 (suma kosztów dodatkowego paliwa \$15000 i koszty zwiększenia częstotliwości przeglądów \$15000), to cena wyjścia z ruchu może być liczona jako $\$30000/200\text{MW}=\$150/\text{MWh}$.

Również producenci energii są przeciwni określeniu minimalnej ceny jako ujemnej wartości awaryjnie wyłączanych odbiorów, argumentując, że koszty odstawienia jednostek wytwórczych nie są tak duże. Najlepszym rozwiązaniem jest ustalenie minimalnej ceny negatywnej jako wartości pośredniej pomiędzy ujemną wartością awaryjnie wyłączonych odbiorów (*VOLL*) i minimalną wartością odstawienia jednostki uzyskaną poprzez obliczenie rzeczywistych kosztów dla elektrowni w danym systemie. Realna wartość minimalnej ceny energii elektrycznej wynosi wówczas około US\$1000/MWh. Tak ustalona minimalna cena powinna być używana w systemie ofertowym. Nosi ona nazwę “wartość nadmiaru mocy” (*Value of Excess Generation*).

3.7. Błędy w wyznaczaniu cen rynkowych w systemie *ex ante*

Chociaż system wyznaczania cen energii elektrycznej przed jej dostawą jest lepszym systemem niż *ex post*, to jednak dokładność wyznaczania ceny jest wrażliwa na szereg czynników. Prowadzić to może do powstawania różnic między ceną ostateczną a ceną chwilową opartą na prognozie obciążenia systemu. Istnieją trzy zasadnicze źródła błędów powodowane przez niedokładności:

- prognozy zapotrzebowania,
- wielkości współczynników obciążania i odciążenia jednostek wytwórczych użytych do przygotowania planu rozdziału obciążeń,
- niewłaściwego wypełniania przez jednostki wytwórcze instrukcji dyspozytora.

Dyskutowane błędy w systemie wyznaczania *ex ante* mają miejsce tylko w rynkach scentralizowanych oraz na rynku bilansującym, gdzie kontrakty i transakcje giełdowe są fizycznie realizowane.

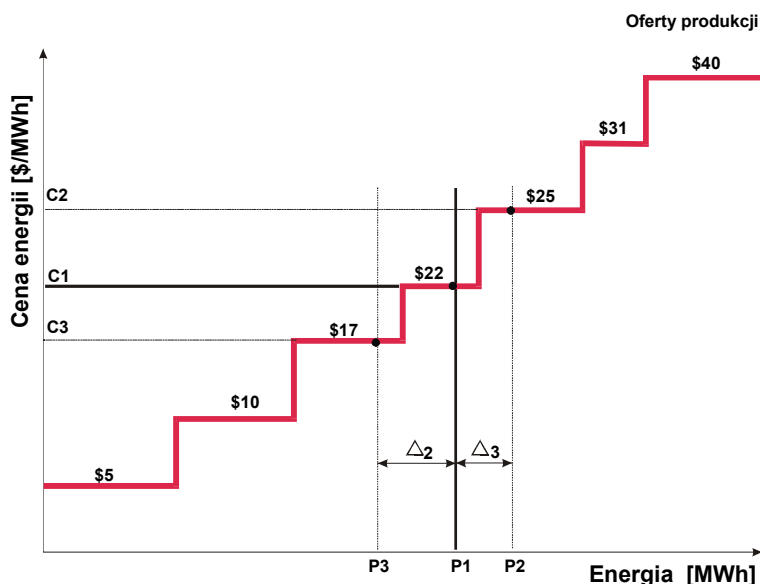
3.7.1. Wpływ błędów w prognozie zapotrzebowania

W systemie *ex ante* cena energii wyznaczona na podstawie prognozy obciążenia systemu jest ceną ostateczną. Wymaga to dokładnej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną. Ponieważ błędy prognozy wpływają na dokładność określenia ceny chwilowej, następuje konieczność skracania minimalnych okresów, dla których jest określana cena chwilowa. W następstwie tego zwiększają się wymagania stawiane przed urządzeniami telekomunikacji przekazującymi informacje pomiędzy uczestnikami rynku a operatorem systemu przesyłowego. Krótkie minimalne okresy ustalania cen chwilowych wymagają również pewnego doświadczenia od operatora systemu przesyłowego i uczestników rynku.

Przykład przedstawiający, jak błędy prognozy obciążenia systemu mogą wpłynąć na cenę chwilową energii jest pokazany na rysunku 3.3. Zakładając okres 1 godziny, moc obciążenia [MW] jest liczbowo równa energii elektrycznej [MWh]. Prognoza przewidująca obciążenie systemu P_1 w danym okresie spowodowała, że operator systemu przesyłowego wyznaczył cenę chwilową dla tego okresu równą $C_1 = \$22/\text{MWh}$. Rzeczywiste zapotrzebowanie systemu P_2 było w tym czasie większe i urządzenia automatycznej regulacji obciążły generator w większym stopniu, powodując, że produkował on energię w wyższym zakresie cenowym wynoszącym $C_2 = \$25/\text{MWh}$. Jednak ostateczna cena została ustalona na poziomie C_1 na podstawie prognozy.

Błędy prognozy zapotrzebowania powodują dwa efekty. W przypadku, gdy zapotrzebowanie rzeczywiste jest większe od prognozy, cena chwilowa jest niższa niż rzeczywista cena energii generowanej w tym okresie. W przypadku, gdy błąd

prognozy jest ujemny Δ_2 , rzeczywiste obciążenie P_3 jest mniejsze od prognozy, wówczas cena chwilowa mająca wartość $C_1 = \$22/\text{MWh}$ jest wyższa niż rzeczywista cena produkcji energii wynosząca $C_3 = \$17/\text{MWh}$. Zwiększenie dokładności prognozy obciążenia systemu prowadzi do redukcji błędów określania ceny, ale ich nie eliminuje.



Rys. 3.3. Wpływ błędów prognozy obciążenia systemu na błędy określania cen chwilowych w systemie *ex ante*.

3.7.2. Błędy powodowane przez niedokładność współczynników obciążania i odciążania jednostek wytwórczych

Błędy w określaniu cen chwilowych mogą powstawać wskutek niedokładności w przewidywaniu szybkości obciążania i odciążania się jednostek wytwórczych. Bloki cieplne wymagają pewnego czasu na zwiększenie mocy. Wszystkie bloki cieplne mają urządzenia automatyczne zapobiegające zbyt szybkiemu wzrostowi obciążenia. Współczynnik, który określa, z jaką szybkością można obciążać jednostkę generującą (*ramp rate*), zależy od punktu pracy kotła i jest określany przez funkcję nieliniową na podstawie badań modelowych lub pomiarów. Jest oczywiste, że operator systemu przesyłowego, planując pracę jednostek wytwórczych nie jest w stanie uwzględnić dokładnie nieliniowości współczynników obciążania w algorytmach rozdziału obciążeń. Z reguły używa się wartości średnich zadeklarowanych przez producenta energii.

Nieliniowość współczynnika obciążania generatora sprawia, że jednostki wytwórcze nie zawsze zachowują się dokładnie tak, jak przewidział to operator systemu przesyłowego w planie rozdziału obciążeń. Prowadzi to do powstawania różnic pomiędzy ceną ustaloną *ex ante* na podstawie prognozy a rzeczywistą ceną generowanej energii. Przykład taki dla systemu cen krańcowych jest pokazany na rysunku 3.4.

Oferty jednostek wytwórczych są ustawione w stosy i uporządkowane w kolejności wzrastającej ceny. Operator systemu przesyłowego dla okresu "N+1" porównuje prognozę zapotrzebowania ze stosem ofertowym. W punkcie przecięcia linii zapotrzebowania ze stosem ofert określa cenę dla danego okresu handlowego. Cena ta w diskutowanym przykładzie wynosi \$20/MWh i taką cenę ustala się dla okresu "N+1". Cena ta w systemie *ex ante* jest ceną ostateczną.

Jeżeli prognoza zapotrzebowania na energię ma tendencję rosnącą, dyspozytor przekazuje instrukcję o zwiększeniu produkcji do jednostek wytwórczych oferujących energię po cenie \$20/MWh. Z posiadanych przez operatora systemu przesyłowego danych wynika, że jednostki te są w stanie zwiększyć obciążenie zgodnie z jego dyspozycją. Różnice pomiędzy rzeczywistą szybkością obciążania się jednostek wytwórczych a obliczoną przez operatora systemu przesyłowego powodują, że jednostki te nie są w stanie wypełnić dokładnie dyspozycji. Pasma odpowiadające \$20/MWh na prawej stronie rysunku jest mniejsze, a górna część stosu przesuwana się w dół i zachodzi konieczność pokrycia zapotrzebowania poprzez wytwarzanie energii przez inne jednostki w wyższym paśmie cenowym. Rzeczywista cena produkcji energii pokazana na przecięciu zapotrzebowania z rzeczywistym stosem ofert cenowych wskazuje na cenę \$30/MWh.

W diskutowanym przypadku nie rozważano błędów prognozy zapotrzebowania. Nałożenie się tych dwóch błędów może powodować jeszcze większe różnice w cenie określonej *ex ante* i cenie wynikającej z rzeczywiście zaakceptowanych ofert. Takie różnice powodują skargi wytwórców energii.

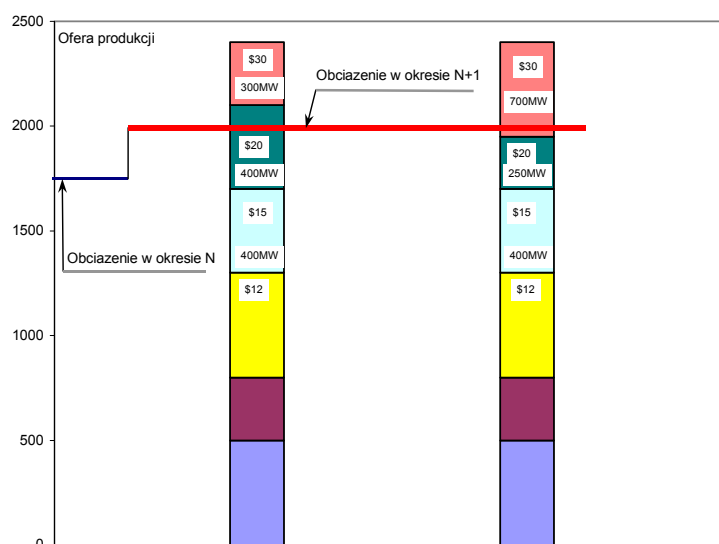
Istnieją trzy główne metody ograniczenia różnic powodowanych przez niedokładności współczynników obciążania i odciążania jednostek wytwórczych.

- Nieliniowe modelowanie współczynników w algorytmach rozdziału obciążeń najczęściej przez funkcję schodkową.
- Podawanie uaktualnionych współczynników dla każdego okresu handlowego w ofertach składanych przez producentów.
- Telemetryczny odczyt współczynników z układów automatyki bloku i przekazanie informacji do algorytmu rozdziału obciążeń.

Pierwszy z tych sposobów powodowałby większe skomplikowanie algorytmów rozdziału obciążeń, nie prowadząc do zbyt dużej poprawy dokładności. Podawanie uaktualnionych współczynników w ofertach może znacznie poprawić dokładność. Wymaga to jednak przewidzenia odpowiedniej struktury w systemie ofertowym. Należy podkreślić, że akceptacja ofert jest dokonywana przez programy komputerowe. Brak uaktualnionych współczynników obciążania i odciążania w

projekcie systemu ofertowego powoduje późniejszą konieczność zmiany oprogramowania, co może powodować szereg trudności w działającym już rynku. Metoda ta ma jednak zastosowanie tylko w systemach pozwalających na ciągłe uaktualnianie ofert. Jeżeli oferty muszą być składane z wyprzedzeniem o dzień, sposób powyższy nie ma zastosowania.

Stosunkowo najlepsza wydaje się propozycja telemetrycznego odczytu współczynników bezpośrednio z układów automatyki bloku. Jednakże wymaga to posiadania zaawansowanych i niezawodnie działających systemów komunikacyjnych. Problemem mogą być różne systemy automatyki bloków i konieczność budowy dodatkowych interfejsów pomiędzy układami automatyki a urządzeniami telemetrycznymi rynku.



Rys. 3.4. Błędy ustalania ceny chwilowej powodowane przez różnice pomiędzy planowanym a rzeczywistym obciążaniem się jednostek wytwórczych

3.7.3. Błędy powodowane małymi odchyleniami od instrukcji dyspozytora

Trzeci rodzaj błędu jest powodowany małymi odchyleniami od instrukcji dyspozytora czy planowanego grafiku pracy jednostek wytwórczych. Rozdział obciążeń jest dokonywany za pomocą programów komputerowych, które mogą sumować przydzielone jednostkom wytwórczym punkty pracy i bilansować całkowitą produkcję z zapotrzebowaniem z dużą dokładnością. W praktyce jednostki wytwórcze wypełniają polecenia z pewną dokładnością. Małe odchylenie jednej jednostki wytwórczej nie powoduje większych problemów. Jeśli jednak większa grupa jednostek odejdzie od zadanych punktów pracy w tym samym kierunku, może

dojść nawet do dużych różnic pomiędzy zaplanowanym rozdziałem obciążeń a rzeczywistą produkcją energii.

Błędy powodowane małymi odchyleniami od zadanych punktów pracy jednostek wytwórczych można ograniczyć przez wprowadzenie systemu ostrzegawczo-nakazowego. System taki porównuje rzeczywistą moc obciążenia jednostki z mocą zaplanowaną i wysyła do jednostki wytwórczej dwa sygnały:

- ostrzegający, kiedy jej rzeczywiste obciążenie różni się 2-3% wartości mocy nominalnej od wartości zadanego obciążenia,
- nakazujący likwidację odchylenia, kiedy różnica ta przekracza 4-5% wartości mocy nominalnej.

Te dwa sygnały są uruchamiane dopiero wtedy, kiedy suma odchyłeń w całym systemie przekroczy ustaloną granicę, np. 100MW.

3.8. Płatności za dyspozycyjność

Obciążenie systemu elektroenergetycznego zmienia się w czasie dnia, dni tygodnia i miesięcy roku. Powstają dość duże różnice pomiędzy szczytem zapotrzebowania a doliną. System elektroenergetyczny musi mieć zapas zdolności produkcyjnych pozwalający na pokrycie maksymalnego zapotrzebowania. W każdym systemie istnieje grupa elektrowni produkujących energię tylko w okresach szczytu zapotrzebowania. Elektrownie szczytowe to najczęściej jednostki wytwórcze z turbinami gazowymi, elektrownie wodne o ograniczonych zasobach wody i elektrownie szczytowo-pompowe.

Płatność za dyspozycyjność może następować w formie kontraktowania przez operatora systemu przesyłowego regulacyjnych usług systemowych. W wielu przypadkach należności otrzymywane za regulacyjne usługi systemowe nie są w stanie zagwarantować odpowiednich przychodów jednostkom wytwórczym produkującym energię tylko w szczycie zapotrzebowania, dlatego też niektóre rozwiązania rynkowe wprowadzają dodatkowe formy płatności za dyspozycyjność jednostek wytwórczych. W innych rozwiązaniach zwanych rynkami tylko energii elektrycznej nie przewiduje się takich płatności. W zamian za to dopuszcza się wysokie poziomy cen maksymalnych.

3.8.1. Premie za dyspozycyjność

Elektrownie szczytowe pracują przez krótki okres czasu, co powoduje problemy z pokryciem kosztów stałych w tego typu elektrowniach. Jest oczywiste, że cena energii z elektrowni szczytowych musi być znacznie wyższa niż z dużych elektrowni ciepłych pracujących w sposób ciągły. Jest to koszt posiadania długoterminowej rezerwy mocy w systemie w celu pokrycia obciążenia szczytowego i jego zmian.

Na rynku elektroenergetycznym producenci sami ustalają ceny energii w ofertach produkcji składanych giełdzie energii czy operatorowi systemu przesyłowego.

Powstaje problem, w jaki sposób jednostki wytwórcze pracujące tylko w krótkich okresach mają uzyskać dochód wystarczający na pokrycie wszystkich kosztów. Prostym wydaje się rozwiązanie, w którym operator rynku i systemu na scentralizowanym rynku energii, a operator systemu przesyłowego na rynku zdecentralizowanym płaci elektrowniom pewną sumę za złożenie oferty. Płatność ta jest nazywana premią dyspozycyjną (*Availability bonus*) i jest pokrywana przez wszystkich uczestników rynku.

Oplata ta powinna być dostatecznie duża, aby zachęcić producentów do utrzymania jednostek wytwórczych w dyspozycji, a jednocześnie dostatecznie mała aby nie podnosić zbyt wysokich kosztów działania rynku. Jeżeli wprowadza się system płatności za dyspozycyjność, to należy również wprowadzić mechanizm sprawdzania prawdziwości deklaracji producentów i w konsekwencji system kar za niespełnienie deklaracji. Prowadzi to do dalszego skomplikowania reguł rynkowych, podnosząc koszty działania rynku i prowadząc często do konieczności arbitrażu. System płatności za dyspozycyjność, jak wskazuje doświadczenie z rynku energii elektrycznej w Anglii, jest dosyć łatwo nadużywany i prowadzi do wzrostu całkowitych kosztów działania rynku.

Dodatkowym problemem jest realizacja systemu płatności za dyspozycyjność w modelu giełdowym lub rozproszonym rynku energii elektrycznej. W tych rozwiązaniach rynkowych płatności za dyspozycyjność mogą być realizowane tylko przez operatora systemu przesyłowego na rynku bilansującym. Z drugiej strony, w sprawnie działających rynkach z giełdą energii, operatorami handlowo-technicznymi i operatorami handlowymi, na rynku bilansującym jest sprzedawana niewielka ilość energii elektrycznej. Obciążenie tej niewielkiej ilości dodatkowymi opłatami podniosłoby znacznie ceny na rynku bilansującym. Pewnym rozwiązaniem może być wprowadzenie płatności za dyspozycyjność do opłat przesyłowych.

3.8.2 Rynki tylko energii elektrycznej

Prostszym i lepszym wydaje się rynek, w którym nie ma bezpośredniej płatności za dyspozycyjność. Rynki takie nazywają się rynkami tylko energii elektrycznej (*energy only markets*) [36]. Elektrownie szczytowe czy podszczytowe muszą uzyskać przychód na pokrycie całkowitych kosztów poprzez odpowiednie oferty cenowe. Jest oczywiste, że ceny proponowane przez elektrownie szczytowe na tego typu rynkach muszą być odpowiednio wysokie.

Przy projektowaniu rynku pojawiają się dwa problemy do rozstrzygnięcia. Po pierwsze, ustalając cenę maksymalną należy brać pod uwagę, czy elektrownie szczytowe, pracując w krótkich okresach czasu, są w stanie pokryć wszystkie swoje koszty i osiągnąć pewne zyski. Cena wynikająca z wartości awaryjnie wyłączonych odbiorów (*VoLL*) może okazać się zbyt niska. Po drugie, kiedy maksymalna cena pozwala na pokrycie kosztów, elektrownie szczytowe muszą tak określać swoje ceny, aby ich oferta była atrakcyjna cenowo i konkurencyjna z innymi ofertami.

Ustalenie ceny maksymalnej powyżej wartości VoLL ma pewne wady. Jeżeli cena oferty elektrowni szczytowych jest ceną maksymalną i wyższą niż wartości wyłączonych odbiorów, nabywcy energii będą dążyli do redukcji obciążenia przez obniżenie zapotrzebowania i będą eliminować z pracy elektrownie szczytowe. Istnieją rozbieżne opinie, czy efekt ten jest pozytywny. Moim zdaniem, w krótkim okresie efekt ten może nie być negatywny, jednak patrząc z dłuższej perspektywy czasowej redukcja mocy dyspozycyjnej może mieć szereg negatywnych skutków dla systemu elektroenergetycznego.

W analizie płatności za dyspozycyjność pomocny jest uporządkowany wykres roczny obciążeń, gdzie wielkość zapotrzebowania na energię została uporządkowana od największej do najmniejszej w okresach czasowych, w jakich występują dane obciążenia w ciągu roku – rysunek 3.5. Na rysunku tym nie zachowano skali, chcąc lepiej pokazać obszar zapotrzebowania w szczycie obciążenia systemu. Okres T_{sz} w którym występuje największe zapotrzebowanie na energię wynosi z reguły kilka procent całego rocznego czasu, a w niektórych systemach jest nawet poniżej 1%.

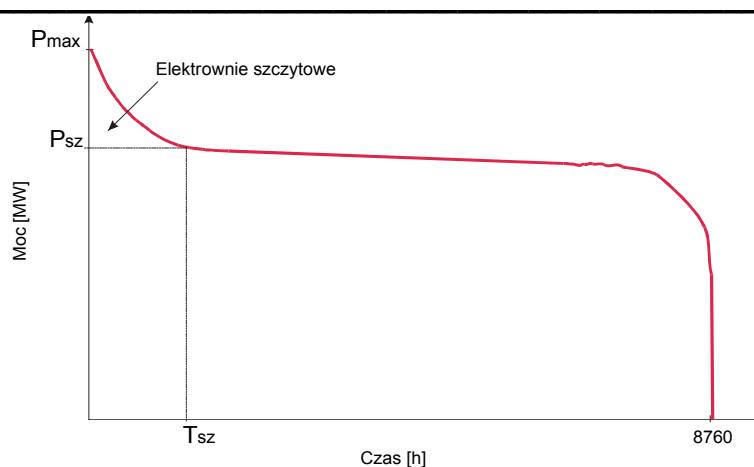
Elektrownie szczytowe są włączane do ruchu, kiedy moc przekroczy próg P_{sz} . Zdarza to się przez okres czasu krótszy niż T_{sz} w roku. W tym czasie elektrownie te muszą uzyskać fundusze pokrywające całkowite roczne koszty działalności. Gdyby założyć, z pewnym uproszczeniem, że obszar reprezentujący zapotrzebowanie szczytowe można aproksymować za pomocą trójkąta, to energię elektryczną potrzebną w szczycie obciążenia systemu można wyznaczyć z zależności:

$$E_{sz} = \frac{P_{max} - P_{sz}}{2} T_{sz} \quad (3.3)$$

Jeżeli dla uproszczenia również założymy, że energię w szczycie obciążenia produkuje jedna elektrownia i jej całkowite koszty roczne związane z wyprodukowaniem tej ilości energii wynoszą K_{roczne} przy założonym wolumenie produkcji E_{sz} , to cena energii elektrycznej oferowana przez te elektrownie nie powinna być niższa od wielkości:

$$C_{oferty} = \frac{K_{roczne}}{E_{sz}} \quad (3.4)$$

W praktyce ze względu na niedokładność aproksymacji powodującej, że energia obliczona w ten sposób jest większa od energii potrzebnej w szczycie obciążenia oraz konieczność przynoszenia pewnego zysku, maksymalna cena oferty powinna być wyższa od 50-100% niż wyliczona powyżej.



Rys. 3.5. Uporządkowany roczny wykres obciążeń systemu elektroenergetycznego

Znając uporządkowany wykres obciążeń można również wyznaczyć spodziewaną różnicę pomiędzy cenami w szczycie zapotrzebowania i w dolinie zapotrzebowania. W tym celu rozpatrzmy dwie elektrownie, zakładając dla uproszczenia, że mają one taką samą technologię wytwarzania. Pierwsza z nich pracuje jako elektrownia bazowa, a druga jako szczytowa. Biorąc pod uwagę konieczność remontów i awaryjnych odstawień można założyć, że bazowa jednostka wytwórcza będzie pracować około 7500 godzin rocznie. Jednostka szczytowa będzie pracowała znacznie krócej, powiedzmy 750 godzin rocznie. Jeżeli koszt stały jednostki bazowej wynosi na przykład 30 złotych/MWh, to odpowiednio koszt stały jednostki szczytowej pracującej 10 razy krócej musi być 10 razy większy, czyli w naszym przykładzie 300 złotych/MWh. Koszt zmienny dla obu jednostek jest taki sam i może wynosić na przykład 70 złotych/MWh. Wówczas jednostka bazowa ma całkowity koszt 100 złotych/MWh podczas gdy jednostka szczytowa ma całkowity koszt 370 złotych/MWh.

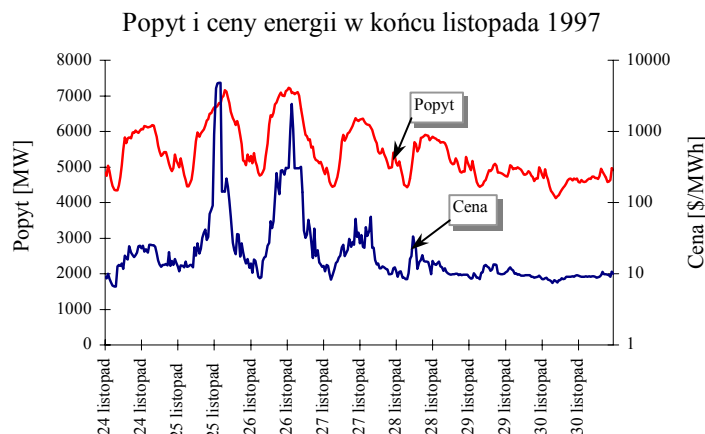
Z tego prostego przykładu widać, że średnie wartości cen na godzinny rynek energii muszą się zmieniać jak 1:4, aby pokryć zróżnicowanie kosztów wynikających z różnego obciążenia jednostek wytwórczych w czasie. Ceny chwilowe będą zmieniać się w znacznie szerszym zakresie.

3.8.3. Przykłady wzrostu cen

Rynek, w którym elektrownie szczytowe uzyskują niezbędne przychody poprzez odpowiednio wysokie oferty cenowe, charakteryzuje się krótkookresowymi dużymi wzrostami cen energii. W okresach wysokich cen następuje w sposób naturalny płatność za dyspozycyjność [40]. Przykład dużych wzrostów cen, jakie pojawiają się na rynku w Australii, gdzie nie ma płatności za dyspozycyjność, jest pokazany na rysunku 3.6.

Duże wzrosty cen, które są charakterystyczne dla rynków, w których nie ma płatności za dyspozycyjność, pojawiają się również na rynkach, gdzie taka płatność

istnieje. Otrzymywanie płatności za składane oferty, jak w przypadku rynku w Anglii, nie powstrzymuje producentów do wykorzystywania szczytów obciążenia w celu maksymalizacji cen rynkowych.



Rys. 3.6. Przykład wzrostu cen na rynku, na którym nie ma płatności za dyspozycyjność

3.9. Ceny węzłowe

Przepływy energii elektrycznej powodują pewne straty. W sieci przesyłowej straty związane z przesyłem są z reguły na poziomie 2-2,5%. W systemach rozdzielczych straty mogą wynosić nawet 8-10%. W koszt dostawy energii powinny być wliczane straty związane z jej transportem. W niektórych rozwiązaniach rynkowych koszty pokrycia strat włącza się do opłat sieciowych. Jest to rozwiązanie uproszczone, stosowane z reguły w pierwszych fazach wdrażania rynku energii elektrycznej. W rozwiązaniach docelowych powinno się włączać koszty strat związane z przesyłem energii elektrycznej do cen energii poprzez system cen węzłowych [42].

Kiedy nie ma żadnych ograniczeń, rozdział obciążeń może zostać dokonany wyłącznie w oparciu o kryterium cenowe ofert produkcji energii elektrycznej. W praktyce, szczególnie kiedy system przesyłowy nie ma zbyt dużych zdolności transmisyjnych oferta cenowa musi być tak modyfikowana (na przykład przez ceny zastępcze lub taryfowe dla jednostek pracujących w trybie wymuszonym ograniczeniami sieciowymi), aby uwzględnić pojawiające się ograniczenia. Istnieją trzy istotne elementy wpływające na to, że oferta cenowa nie zawsze może być akceptowana zgodnie z kryterium najniższej ceny i że płatności otrzymywane przez producentów różnią się od składanych ofert. Do tych elementów należą:

- straty sieciowe,
- ograniczenia zdolności przesyłowych energii,
- ograniczenia kontraktacji rezerwy systemowej.

W tej publikacji ograniczymy się do omówienia tylko dwóch pierwszych elementów. Ograniczenia kontraktowania rezerwy systemowej wynikają, podobnie jak ograniczenia przepływów energii, z ograniczeń przepustowości sieci. Kontraktowanie rezerwy w większości rynków wchodzi w skład regulacyjnych usług systemowych.

3.9.1. Ceny węzłowe

Straty wynikające z przesyłu energii elektrycznej mogą być uwzględnione za pomocą cen węzłowych. Cena energii zależy wówczas od lokalizacji producenta energii czy odbiorcy. Obliczanie strat jest rutynową częścią działalności operatora systemu w każdym systemie organizacji elektroenergetyki. Ten dobrze znany problem wymaga innego podejścia w systemach rynkowych.

Można założyć, że zmiana kosztu dostawy energii elektrycznej jest równa sumie zmian kosztu produkcji energii i zmian kosztu strat sieciowych. Matematycznie może to być wyrażone w formie:

$$\Delta(\text{koszt dostawy}) = \lambda(\Delta P_i + \Delta l) \quad (3.5)$$

gdzie: Δ jest symbolem przyrostu; λ oznacza koszt krańcowy produkcji energii, czyli cena najdroższej zaakceptowanej oferty; ΔP_i jest zmianą zapotrzebowania na energię w węźle „i”; Δl oznacza zmianę w wielkości strat sieciowych wywołaną zmianą zapotrzebowania na energię ΔP_i .

Zależności te można podzielić stronami przez ΔP_i otrzymując

$$\frac{\Delta(\text{koszt dostawy})}{\Delta P_i} = \lambda \left(1 + \frac{\Delta l}{\Delta P_i}\right) \quad (3.6)$$

Jeżeli przyrost zapotrzebowania jest bardzo mały, wówczas zmiana taka nazywa się zmianą marginalną i matematyczne równanie opisujące zmianę kosztu dostawy ma postać:

$$\beta_i = \lambda \left(1 + \frac{\partial l}{\partial P_i}\right) \quad (3.7)$$

gdzie β_i jest ceną węzłową w węźle „i”

Cena węzłowa może być również wyrażona jako

$$\beta_i = \lambda + \lambda \frac{\partial l}{\partial P_i} \quad (3.8)$$

gdzie pierwszy komponent oznacza cenę energii; drugi to koszt dostarczenia tej energii jako cena strat sieciowych.

Należy podkreślić, że całkowita cena dostarczenia energii, czyli cena związana z kosztami usług przesyłowych zawiera jeszcze inne elementy, jak amortyzację urządzeń, opłaty za prawa do przesyłu itd. W tej części skupiamy się głównie na zmianie ceny spowodowanej stratami sieciowymi.

3.9.2. Współczynniki strat sieciowych

Straty sieciowe są funkcją kwadratową płynącego prądu określaną w proporcji do rezystancji linii. Linearyzacja strat sieciowych może być stosowana tylko w niewielkim otoczeniu punktu pracy linii. Zmiana punktu pracy sieci oznacza zmianę drugiego elementu we wzorze określającym straty sieciowe.

Istnieje wyraźna sprzeczność pomiędzy dokładnym obliczeniem strat sieciowych dokonywanych za pomocą zależności nieliniowych, a linearyzacją dokonywaną na potrzeby obliczania cen węzłowych, jak również zastosowaniem algorytmów rozdziału obciążeń opartych na metodach programowania liniowego. Algorytmy takie wymagają linearyzacji odcinkowej funkcji określającej straty sieciowe.

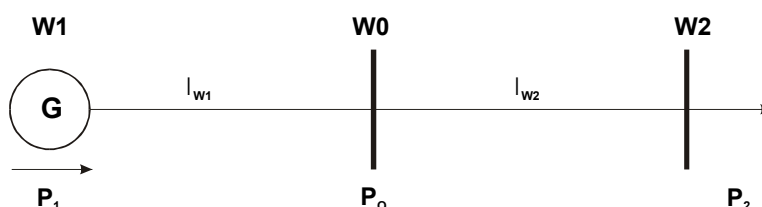
W celu dokładniejszej analizy problemu strat sieciowych i ich wpływu na ceny węzłowe energii rozważmy prosty system z jedną jednostką wytwórczą, dwoma liniami i jednym odbiorem. W systemie określono trzy węzły. W0 jest węzłem odniesienia, W1 węzłem wytwarzania, podczas gdy W2 oznacza węzeł odbiorczy. Energia płynie z węzła W1 do W0, a następnie do W2 powodując straty sieciowe na dwóch odcinkach linii oznaczonych jako l_{W1} i l_{W2} - rysunek 3.7. Straty w czasie przesyłu energii powodują, że energia (a zatem i moc) odbierana w węźle odniesienia W0, jest mniejsza niż wysłana z W1. Również moc odbierana w węźle W2 jest mniejsza niż wysyłana z węzła W0.

$$P_0 = P_1 - l_{W1} \quad \text{oraz} \quad P_2 = P_0 - l_{W2} \quad (3.9)$$

Całkowite straty mocy są określane jako

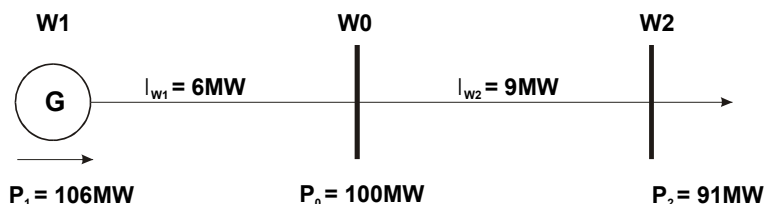
$$P_2 = P_1 - l_{W1} - l_{W2} \quad (3.10)$$

Zależności te są ogólnie znane i zostały przytoczone tylko jako wprowadzenie oznaczeń do dalszych rozważań.



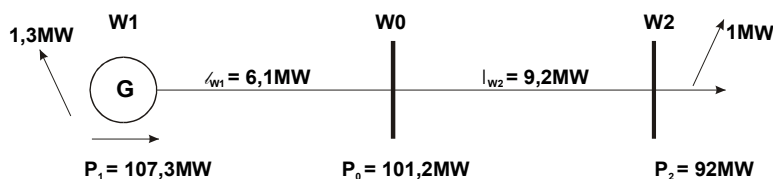
Rys. 3.7. Straty sieciowe wynikające z przepływu energii

Założmy, że przed zwiększeniem obciążenia moc płynąca z węzła W1 wynosiła 106 MW. Straty mocy na pierwszym odcinku wynosiły 6MW i na drugim 9 MW. Bilans mocy jest pokazany na rysunku 3.8.



Rys. 3.8. Bilans mocy przed przyrostem obciążenia

Dla określenia strat sieciowych stosuje się metodę przyrostową zakładającą wzrost obciążenia o 1 MW w węźle odbiorczym. W związku z tym zakłada się, że obciążenie w węźle W2 wzrosło o jakąś niewielką wartość, np. 1 MW. Taki wzrost obciążenia wywoła dodatkowe straty i zwiększona produkcja musi pokryć wzrost zapotrzebowania jak i wzrost strat. Bilans mocy jest pokazany na rysunku 3.9.



Rys. 3.9 Wzrost zapotrzebowania o 1MW w węźle W2.

Wzrost obciążenie o 1 MW w węźle W2 wywołuje konieczność wzrostu produkcji o 1,3MW. Z bilansu rozpływów mocy na rysunku można otrzymać zależności określające współczynniki strat sieciowych pomiędzy węzłami, które oblicza się jako stosunek przyrostu mocy w węźle początkowym do stosunku przyrostu mocy w węźle końcowym.

$$MWS_{12} = 1,3 / 1 = 1,3 \quad MWS_{02} = 1,2 / 1 = 1,2 \quad WSW_{10} = 1,3 / 1,2 = 1,083$$

3.9.3. Ogólne zasady wyznaczania współczynników strat sieciowych

Współczynniki strat sieciowych można wyznaczyć z ogólnych równań sformułowanych dla danego punktu pracy sieci. Równanie ma wówczas postać:

$$\sum_{k=1}^{N_W} MWS_k * \Delta P_k = 0 \quad (3.11)$$

gdzie: MWS_k oznacza współczynnik strat sieciowych dla węzła „k”; ΔP_k jest przyrostem mocy w węźle „k” przy założeniu, że moc odpływająca od węzła ma znak dodatni, a wpływająca do węzła znak ujemny; N_W oznacza liczbę węzłów.

Jeżeli w sieci wprowadzi się węzeł odniesienia, to współczynniki strat pozostałych węzłów mogą być obliczane w stosunku do węzła odniesienia. Jeżeli założymy, że węzłem odniesienia jest węzeł trzeci, to ogólne równanie ma postać.

$$MWS_1 * \Delta P_1 + MWS_2 * \Delta P_2 + \Delta P_{WO} + \dots + MWS_{N_W} * \Delta P_{N_W} = 0 \quad (3.12)$$

Jeżeli na przykład moc w węźle drugim wzrosła o pewną wartość, to wzrost mocy w węźle odniesienia, konieczny, aby pokryć moc w węźle drugim ma postać:

$$\Delta P_{WO} = -MWS_2 * \Delta P_2 \quad (3.13)$$

W celu dokładnego prześledzenia sposobu wyznaczania współczynników strat rozważmy kilka przykładów.

Rysunek 3.10 przedstawia wzrost współczynnika mocy na skutek wzrostu zapotrzebowania na moc w węźle W1. W celu wykonania prostych obliczeń założymy, że napięcie w węźle WO i W1 wynosi 100kV, a rezystancje linii 1Ω.

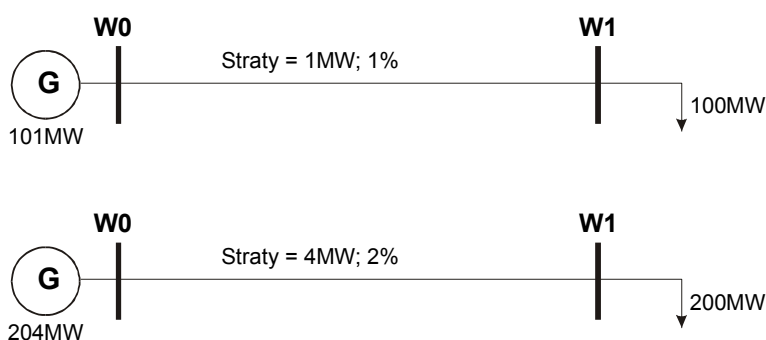
Prąd, jaki popłynie w przypadku, gdy linia jest obciążona mocą 100MW wynosi

$$I = \frac{P}{V} = \frac{100MW}{100kV} = 1000A$$

Straty w linii są iloczynem rezystancji linii i kwadratu prądu.

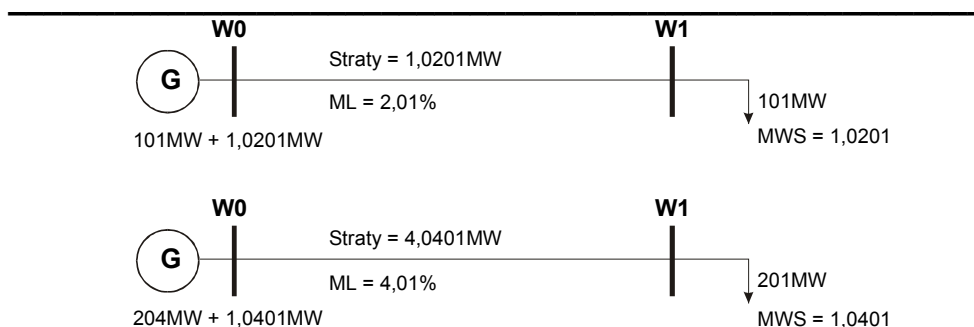
$$P_l = 1\Omega * (1000A)^2 = 1MW$$

co stanowi 1% całej przesyłanej mocy.



Rys. 3.10. Wzrost współczynnika strat sieciowych

Jeśli moc obciążenia wzrośnie z 100MW do 200MW, prąd wzrośnie do 2000A a straty mocy w linii do 4MW, to stanowi to będzie 2% całej transferowanej mocy.



Rys. 3.11. Wyznaczanie współczynnika strat w węźle W1

W celu wyznaczenia współczynnika strat zakładamy, że moc w węźle, dla którego prowadzimy obliczenia wzrosła o umowną niewielką porcję, np. o 1MW. Wówczas nastąpią zmiany płynącego prądu i odpowiednio strat w linii –rysunek 3.11.

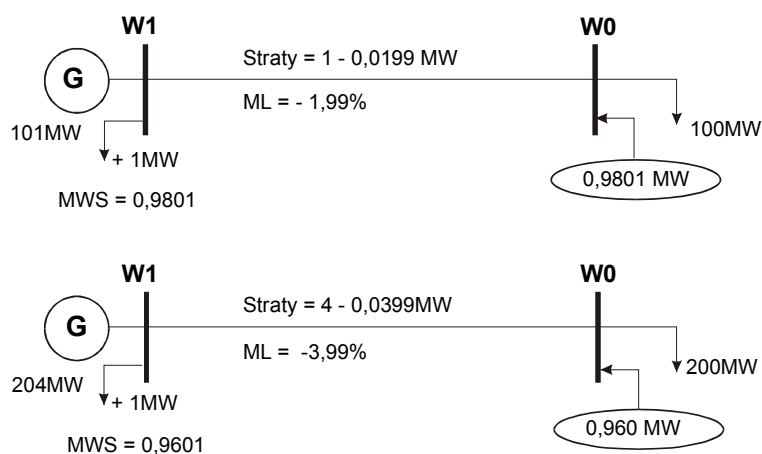
Wyniki obliczeń przy założeniu, że spadek napięcia wzdłuż linii jest pomijalny, przedstawione są w tabeli 3.1.

Inny charakter ma marginalny współczynnik strat sieciowych obliczany dla węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza. Na rysunku 3.12 współczynnik strat jest obliczany dla węzła W1. Określa on, o ile zmieniają się straty w linii, jeżeli w węźle W1 moc wzrośnie o 1MW.

Tabela 3.1. Współczynniki strat sieciowych dla przypadku z rysunku 3.11

Wielkość	Obciążenie wstępne 100MW	Obciążenie wstępne 200MW
Przyrost mocy w węźle W1	1MW	1MW
Moc po przyroście	101MW	201MW
Prąd	1001A	2001A
Straty w linii	1,0201MW	4,0401MW
Straty procentowe (ML)	2,01%	4,01%
Marginalny współczynnik strat w węźle W1	1,0201	1,0401

W przypadku pokazanym na rysunku 3.12 moc płynie od węzła W1 do węzła W0. Jeżeli nastąpi wzrost mocy w węźle W1 o 1 MW, to może on być skompensowany poprzez dołączenie dodatkowego umownego generatora w węźle odniesienia W0. Wówczas moc płynąca linią zmaleje i odpowiednio zmaleją straty. Wyniki obliczeń dla tego przypadku przy założeniu, że spadek napięcia w linii jest pomijalny, są przedstawione w tabeli 3.2.



Rys. 3.12. Wyznaczanie współczynników strat dla węzła z jednostką wytwórczą

Tabela 3.2. Obliczanie współczynników strat w węźle z jednostką wytwórczą

Wielkość	Wstępne obciążenie 100MW	Wstępne obciążenie 200MW
Przyrost mocy w węźle W1	1MW	1MW
Prąd płynący linią	999A	1999A
Straty w linii	0,99801MW	3,99601MW
Zmiana strat w linii	(1-0,0199)MW	(4-0,0399)MW
Procentowa zmiana strat (ML)	-1,99%	-3,99%
Współczynnik strat	0,981	0,960

Współczynniki strat sieciowych mogą mieć wielkości większe lub mniejsze od jedności. Zależy to od kierunku płynącej mocy. Jeżeli wzrost zapotrzebowania na moc w danym węźle powoduje, że przyrost mocy w węźle odniesienia prowadzi do zwiększenia przepływu i wzrostu prądu (rysunek 3.11) wówczas współczynnik strat sieciowych ma wartości większe od jedności. Jeżeli jednak przyrost mocy w określonym węźle prowadzi do zmniejszenia przepływu mocy, a zatem i prądu, współczynnik strat sieciowych jest mniejszy od jedności.

Rozważania powyższe prowadzą do wniosku, że nie ma stałych współczynników strat, ponieważ zmieniają się one wraz z obciążeniem sieci i z kierunkiem zmiany przepływu mocy.

3.9.4. Uśrednianie współczynników strat sieciowych

Dokładne współczynniki strat sieciowych można obliczyć na podstawie informacji o parametrach sieci i przepływie mocy. Istnieje wiele programów komputerowych pozwalających na dokładne obliczanie strat sieciowych, jednak wyniki obliczeń mogą być znane dopiero po dostarczeniu energii, sprawdzeniu urządzeń pomiarowych i wykonaniu symulacji rozplądów mocy.

Problem, jaki się pojawia na wielu rynkach energii elektrycznej, w których stosuje się ceny węzłowe, wskazuje na konieczność znajomości współczynników strat sieciowych przed rozdzieleniem obciążeń. Producenci składający oferty chcą wiedzieć przed ich złożeniem, jaką cenę otrzymają za energię, podczas gdy nabywcy chcą również wiedzieć, jaką cenę zapłacą za energię. Powoduje to istotną trudność, ponieważ przed dostarczeniem energii nie są znane rzeczywiste rozplawy pozwalające obliczyć dokładnie straty sieciowe.

Problem ten został rozwiązany przy pomocy uśredniania strat sieciowych i wyznaczania średnich współczynników strat. Operator systemu przesyłowego, dysponując informacją o typowych rozptywach mocy dokonuje szeregu symulacji dla wybranych okresów handlowych w ciągu jednego roku. Następnie wyznacza współczynniki strat w każdym z okresów i oblicza, jaką wielkość procentową stanowią okresy handlowe o danych wartościach współczynników strat sieciowych. Następnie jest obliczana średnia ważona. Obliczenia takie są prowadzone dla każdego węzła sieci. Metodę ilustruje tabela 3.3.

Tabela 3.3. Obliczanie średnich współczynników strat sieciowych

Współczynnik strat	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,075
Procent całkowitego czasu symulacji	10%	20%	50%	30%	15%	5%

$$LF_{\text{średni}} = \frac{1,03 * 10\% + 1,04 * 20\% + 1,05 * 50\% + 1,06 * 30\% + 1,07 * 15\% + 1,075 * 5\%}{100\%}$$

$$LF_{\text{średni}} = 1,04725$$

Obliczone z wyprzedzeniem współczynniki strat sieciowych dla każdego węzła sieci są znane uczestnikom rynku. Pozwalają one obliczać należności, jakie może przy danej ofercie otrzymać za produkcję energii jednostka wytwórcza i jaką cenę zapłaci nabywca energii. Jednakże współczynniki obliczone jako wartości średnie są obciążone błędami. Powstaje konieczność regulacji prawnych rozstrzygających dwie typowe sytuacje powodowane uśrednianiem współczynników strat.

- Operator systemu przesyłowego ma nadwyżkę powstałą w wyniku tego, że rzeczywiste straty były mniejsze niż wyznaczone metodą uśredniania.
- Operator systemu przesyłowego ma niedobór spowodowany wyższymi niż planowano stratami.

Konstrukcja przepisów rynkowych powinna być taka, że operator systemu przesyłowego nie powinien być zainteresowany zyskiem z działalności rynkowej. Nadwyżka finansowa w danym roku powinna być użyta w roku następnym do obniżenia opłat przesyłowych. Niedobór powinien być pokryty przez nabywców energii poprzez wzrost opłat przesyłowych. Może powstać pytanie, dlaczego niedoboru nie mieliby pokrywać również producenci energii. Jest to możliwe, ale taki system jest mniej czytelny. Wszystkie koszty, włączając w to koszty strat sieciowych, i tak w końcu pokrywa odbiorca energii elektrycznej. Łatwiej od strony rozliczeń jest obciążyć niedoborem opłaty przesyłowe, a następnie ten wzrost przenieść na ceny energii sprzedawanej odbiorcom.

3.9.5. Akceptacja ofert a współczynniki strat sieciowych

Możliwe są trzy sposoby rozwiązania problemu strat sieciowych i obciążenia uczestników kosztami strat sieciowych:

- Wszyscy uczestnicy rynku płacą jednakowe ceny za energię, płacąc dodatkowo za straty sieciowe uśrednione w proporcji do pobranej energii,
- Odbiorcy płacą ceny średnie, podczas gdy wytwórcy płacą ceny węzłowe,
- Wszyscy uczestnicy rynku płacą ceny węzłowe

Omówimy teraz szczegółowo wskazane wyżej sposoby rozwiązania tego problemu.

3.9.6. Jednakowe ceny niezależnie od lokalizacji w sieci

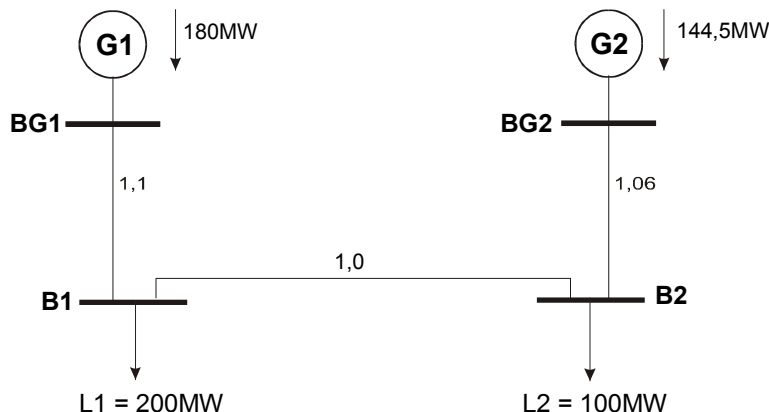
Rozważmy prosty przykład pokazany na rysunku 3.14. Dwie jednostki wytwórcze zasilają odbiorców o zapotrzebowaniu 200MW i 100MW. Straty sieciowe wynoszą 24,5MW. Załóżmy, że cena rynkowa ukształtowała się na poziomie \$20/MWh.

Jeżeli nie uwzględnimy strat sieciowych, to bilans płatności za okres czasowy jednej godziny będzie miał postać:

Jednostka wytwórcza - G1 - \$20/MWh*180MWh	=	\$3600
Jednostka wytwórcza - G2 - \$20/MWh*144,5MWh	=	\$2890
Całkowita płatność dla wytwórców	=	\$6490
Odbiorca - L1 - \$20/MWh*200MWh	=	\$4000
Odbiorca - L2 - \$20MWh*100MWh	=	\$2000
Całkowita płatność od odbiorców	=	\$6000
Różnica (straty) - \$6490-\$6000	=	\$490
Koszt strat na 1MWh energii pobranej - \$490/300MWh	=	\$1,6333
Płatności odbiorców		
Odbiorca - L1 – 200MWh*\$1,6333	=	\$326,66
Odbiorca - L2 – 100MWh*1,6333	=	\$163,34
Całkowita dopłata za straty sieciowe	=	\$490

System ten, chociaż jest prosty od strony rozliczeniowej i pozwala operatorowi systemu przesyłowego pokryć straty sieciowe przez opłaty dodatkowe (*Uplift*) płacone przez odbiorców energii, nie jest systemem efektywnym ekonomicznie. Nie

przesyła sygnałów wskazujących na zwiększone straty ze względu na lokalizację wytwórców i odbiorców.



Rys. 3.14. Przykład obliczania opłat za energię elektryczną

3.9.7. Średnie ceny dla odbiorców – ceny węzłowe dla producentów

System taki jest systemem bardziej efektywnym, ponieważ uzależnia cenę energii płaconej producentom od ich lokalizacji. System ten może być stosowany na rynkach energii, gdzie nie istnieje odpowiednia infrastruktura pomiarowa u odbiorców i zachodzi konieczność uśredniania płatności za straty sieciowe. Dla zilustrowania tego systemu posłużymy się dalej rysunkiem 3.14, wykorzystując informacje o stratach sieciowych. Przykładowy bilans płatności ma postać.

Jednostka wytwórcza - G1 - \$20/MWh/1.1*180MWh	=	\$3272,72
Jednostka wytwórcza - G2 - \$20MWh/1.06*144,5MWh	=	\$2726,41
Razem należności dla producentów	=	\$5999,14
Opłaty odbiorców za energię elektryczną		
nie zmieniają się i wynoszą	=	\$6,000

Jak widać, w tym przypadku uzyskano praktycznie równowagę, a niewielka nadwyżka może zostać użyta w celu redukcji opłat rynkowych.

System ten jest lepszy od poprzednio diskutowanego, ponieważ przekazuje sygnały rynkowe producentom energii. Prowadzi on z reguły do nadpłaty, którą następnie można wykorzystać do redukcji opłat przesyłowych. System ten prowadzi również do pewnej podwyżki cen rynkowych, ponieważ producenci starają się odzyskać należności płacone za straty sieciowe. W powyższym przykładzie utrzymaliśmy tę samą cenę rynkową, w praktyce jednak wprowadzenie tego systemu spowodowałoby wzrost ceny rynkowej do około \$21,6/MWh, ponieważ wytwórcy wliczyliby

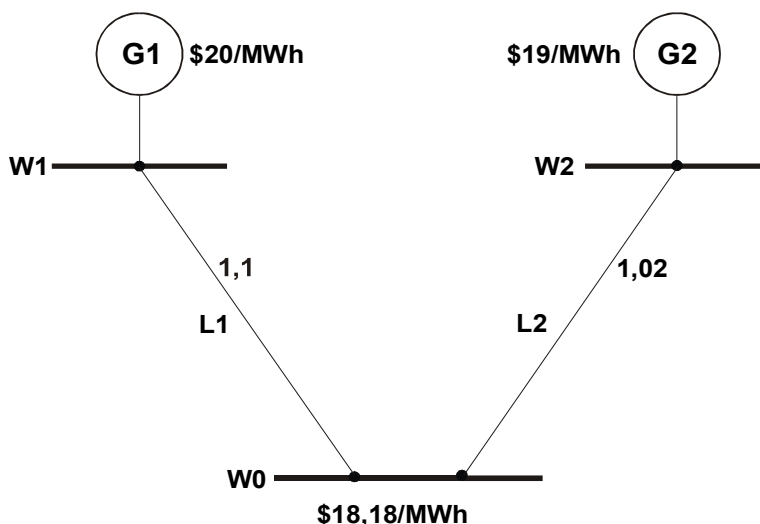
poniesione koszty w cenę energii. Odbiorcy płacą wyższe ceny rynkowe, natomiast nie są obciążani opłatami dodatkowymi. System ten ma pewne zalety. Jego wadą jest to, że uczestnicy rynku są traktowani w różny sposób.

3.9.8. Ceny węzłowe dla wszystkich uczestników rynku

Współczynniki strat sieciowych i ceny węzłowe, które są naturalną konsekwencją zastosowania współczynników strat sieciowych, są często źródłem nieporozumień. Należy podkreślić, że współczynniki strat określające ceny węzłowe płacone producentom lub przez nabywców, nie oddziałują na ceny ofert. Operator systemu przesyłowego akceptuje i ustawia oferty w kolejności ich cen. Współczynniki strat i ceny węzłowe są stosowane do ofert w celu wyznaczenia ceny w węźle odniesienia (*reference bus*).

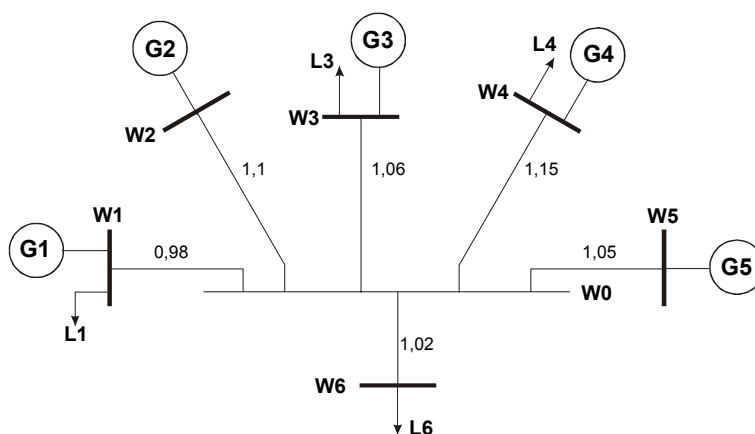
Przykład wzajemnej relacji cen węzłowych i cen ofert jest pokazany na rysunku 3.15. Załóżmy, że rozważamy oferty dwóch wytwórców energii G1 i G2. Ich oferty wynoszą \$20/MWh i \$19/MWh, a współczynniki strat sieciowych 1,02 i odpowiednio 1,1.

Jeżeli oferta G1 będzie zaakceptowana jako ostatnia, to cena rynkowa energii w węźle odniesienia będzie wynosiła $\$20/1,1 = \$18,18/\text{MWh}$ i tyle zapłaciliby odbiorcy przyłączeni do węzła W0. Wytwórca G1 otrzymuje cenę z węzła odniesienia pomnożoną przez współczynnik strat czyli $\$18,18 \cdot 1,1 = \$20/\text{MWh}$. Jest to dokładnie cena jego oferty. Wytwórca G2 otrzymuje za swoją energię cenę z węzła W0 pomnożoną przez jego współczynnik strat czyli $\$18,18 \cdot 1,02 = \$18,54/\text{MWh}$. Niższa cena otrzymywana przez wytwórcę G2 wynika z tego, że oferta cenowa G1 była droższa, jednak po uwzględnieniu strat cena w węźle odniesienia jest niższa.



Rys. 3.15. Obliczanie należności za produkcję energii w oparciu o ceny węzłowe

W celu dokładniejszego zilustrowania metody obliczania cen węzłowych w oparciu o współczynniki strat sieciowych rozważmy przykład systemu z siedmioma węzłami pokazany na rysunku 3.16.



Rys. 3.16. Przykład systemu z siedzioma węzłami

Przykład obliczenia cen węzłowych energii płaconych producentom i płaconych przez producentów jest pokazany w tabeli 3.4. Najwyższa zaakceptowana oferta \$25/MWh pochodzi od wytwórcy G5 i ona wyznacza cenę rynkową w węźle odniesienia równą \$23,81/MWh. Ceny płacone producentom i ceny płacone przez odbiorców energii są obliczane w stosunku do ceny węzła odniesienia przy uwzględnieniu strat sieciowych. W pokazanym przykładzie należności płacone przez odbiorców bilansują się z wypłatami za produkcję energii.

Tabela 3.4. Przykład cen węzłowych dla systemu z rysunku 3.16

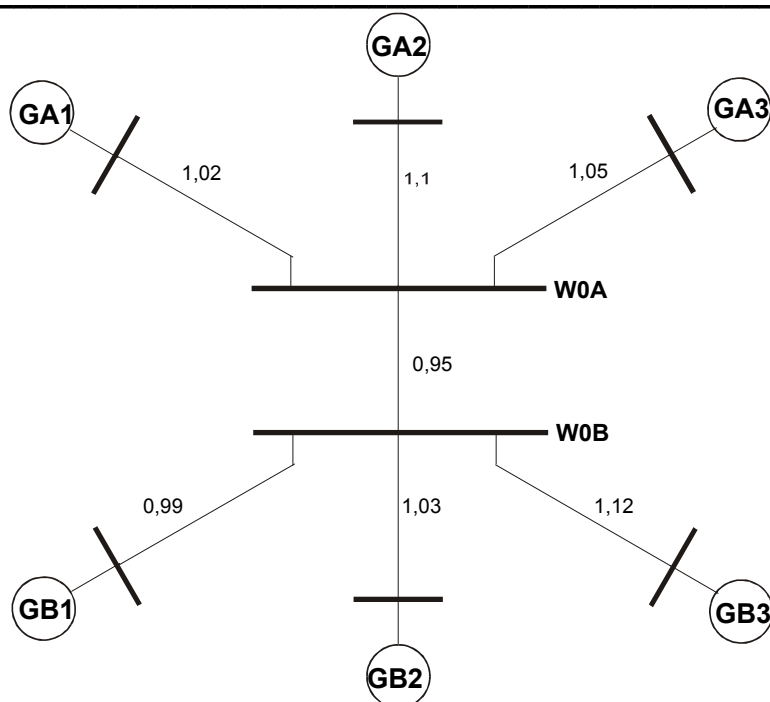
Uczestnicy	Oferta [\$/MWh]	Współczynniki strat	Cena w WO [\$/MWh]	Cena za 1 MWh w węźle przyłączenia	Produkcja [MWh]	Popyt [MWh]	Zapłata za produkcję [€]	Zapłata odbiorców [€]
G1	20	0,98	23,81	23,33	1000	-	23333,33	
G2	22	1,10	23,81	26,19	500	-	13095,24	
G3	30	1,06	23,81	25,24	0	-	0.00	
G4	24	1,15	23,81	27,38	50	-	1369,05	
G5	25	1,05	23,81	25,00	200	-	5000,00	
L1	-	0,98	23,81	23,33	-	300		7000,00
L3	-	1,06	23,81	25,24	-	150		3785,71
L4	-	1,05	23,81	27,38	-	100		2738,10
L6		1,02	23,81	24,39	-	1200		29273,81
Suma			42797,62			42797,62		

Różnice pomiędzy średnimi współczynnikami strat sieciowych a rzeczywistymi stratami są z reguły większe w dużych systemach. W celu redukcji różnic można system podzielić na regiony połączone liniami międzyregionalnymi. W takim przypadku pojawiają się dwa rodzaje współczynników strat:

- współczynniki strat regionalnych,
- współczynniki strat pomiędzy regionami.

W celu zwiększenia dokładności obliczeń strat współczynniki strat pomiędzy regionami oblicza się dynamicznie na podstawie równań strat dla przewidywanego przepływu. Współczynniki strat wewnątrz regionu oblicza się jako średnie wartości na podstawie symulacji typowych przepływów.

Przykład systemu elektroenergetycznego z dwoma regionami A i B jest pokazany na rysunku 3.17. Wyniki obliczeń cen węzłowych dla przypadku, kiedy nie ma ograniczeń przepływu w linii łączącej regiony zawiera tabela 3.5. Założono w obliczeniach, że wartość chwilowa współczynnika strat w linii łączącej regiony jest równa 0,95.



Rys. 3.17. Ceny węzłowe w systemie z dwoma regionami

Ostatnia oferta zaakceptowana jest ofertą wytwórcy GB3, \$26/MWh i ona decyduje o cenie rynkowej. Cena w węźle odniesienia regionu B, oznaczonym jako WBO, wynosi $\$26/1,12 = \$23,21/\text{MWh}$. Ceną w węźle odniesienia regionu A – oznaczonego - jako WAO jest ceną z węzła WBO skorygowaną o współczynnik strat w linii łączącej regiony i wynosi $\$22,05/\text{MWh}$. Ceny w węzłach przyłączenia są skorygowane o współczynniki strat sieciowych w stosunku do węzła odniesienia danego regionu. Są one pokazane w ostatniej kolumnie tabeli 3.5. Jak widać wytwórca GB3, który decyduje o cenie rynkowej, otrzymuje dokładnie cenę swojej oferty. W pozostałych przypadkach ceny wynikają z ceny w węzłach odniesienia i współczynników strat sieciowych.

Może się zdarzyć, że w pewnych okresach handlowych przepływ linią łączącą regiony osiąga maksymalną wartość, co powoduje, że wytwórca GB3 musi ograniczyć produkcję, ponieważ jego energia nie może zostać przesłana do regionu A. W tym regionie dyspozytor obciążył wytwórcę GA3, który - jako najdroższy - decyduje o cenie w regionie A. W regionie B, po odciążeniu jednostki wytwórczej GB3, jednostką decydującą o cenie w regionie B jest GB2 z ceną \$23/MWh.

Tabela 3.5. Ceny węzłowe systemu dla przypadku bez ograniczeń przepływów

Uczestnicy	Oferta [\$/MWh]	Współczynnik strat w regionie	Cena w WAO [\$/MWh]	Cena w WB0 [\$/MWh]	Cena w węźle przyłączenia [\$/MWh]
GA1	20	1,02	22,05		22,49
GA2	24	1,1	22,05		24,26
GA3	30	1,5	22,05		-
GB1	21	0,99		23,21	22,98
GB2	23	1,03		23,21	23,91
GB3	26	1,12		23,21	26,00

Osiągnięcie przez linię łączącą regiony maksymalnej zdolności przesyłowej spowodowało podzielenie rynku na regiony i wzrost ceny w regionie A oraz obniżenie ceny w regionie B. Ceny w węzłach przyłączenia są podane w tabeli 3.6. W obliczeniach założono, że współczynnik strat w linii łączącej regiony pozostał 0,95. W praktyce, kiedy zmieniają się warunki przepływu, ten dynamicznie określany współczynnik zmienia się również. Należy zwrócić uwagę, że dwie jednostki wytwórcze decydujące o cenach rynkowych w regionach GA3 i GB2 otrzymują dokładnie ceny ze swoich ofert.

Tabela 3.6. Ceny węzłowe w przypadku ograniczeń przepływu pomiędzy regionami

Uczestnicy	Oferta [\$/MWh]	Współczynnik strat w regionie	Cena w WAO [\$/MWh]	Cena w WB0 [\$/MWh]	Cena w węźle przyłączenia [\$/MWh]
GA1	20	1,02	28,57		29,14
GA2	24	1,1	28,57		31,43
GA3	30	1,05	28,57		30,00
GB1	21	0,99		22,33	22,11
GB2	23	1,03		22,33	23,00
GB3	26	1,12		22,33	-

3.10. Wpływ ograniczeń sieciowych

Idealna jest sytuacja, w której rozdział obciążeń dokonany poprzez akceptację najtańszych ofert produkcji może być zrealizowany bez ograniczeń przez sieć

przesyłową. Jednakże w praktyce występują ograniczenia przepływów mocy (*Network Congestion* lub *Network Constraints*) wynikające z maksymalnych przepustowości linii, powodując konieczność korekcji rozdziału obciążeń.

Typowe postępowanie operatora systemu przesyłowego może być wyjaśnione jako kilkuetapowa procedura:

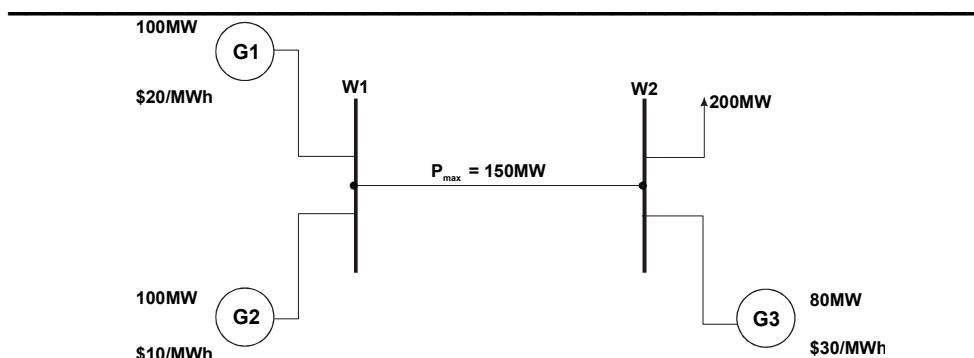
- ustawienie ofert w kolejności cenowej,
- prognoza obciążenia systemu,
- wstępny rozdział obciążeń dokonany przez porównanie prognozy obciążenia ze stosem ofert bez uwzględnienia ograniczeń,
- symulacja rozpływów sieciowych i sprawdzenie aktywności ograniczeń,
- sprawdzenie, czy rozplływ mocy wynikający ze wstępnego rozdziału jest możliwy do realizacji,
- akceptacja rozdziału obciążeń lub jego korekcja pozwalająca usunąć ograniczenia,
- wyznaczenie ceny rynkowej.

Korekcja rozdziału obciążeń wynikająca z powodu ograniczeń sieciowych polega na usuwaniu z wstępnego grafiku obciążeń jednostek tańszych i zastępowanie ich jednostkami droższymi, których produkcja energii nie spowoduje naruszenia maksymalnych zdolności transmisyjnych sieci. Ograniczenia sieciowe mają bezpośredni wpływ na cenę rynkową. W niektórych rozwiązaniach rynkowych cena płacona za produkcję energii wymuszona ograniczeniami jest ceną taryfową ustaloną przez urzędy regulacji energetyki lub ceną zastępczą ustaloną w umowie przyłączeniowej pomiędzy wytwórcą a operatorem systemu przesyłowego.

Ograniczenia sieciowe mają jeszcze wiele innych konsekwencji rynkowych, które omówimy w następnych rozdziałach. Jako wprowadzenie do dyskusji rozważmy przykład, w którym nie bierzemy pod uwagę strat sieciowych, aby skupić się tylko na ograniczeniach przepływów energii.

3.10.1. Promieniowy system sieci

Rozważmy przykład, w którym system elektroenergetyczny składa się z trzech jednostek wytwórczych i obciążenia. Ceny ofert i maksymalną przepustowość linii łączącej węzły W1 i W2 podano na rysunku 3.18. Linia przesyłowa ma maksymalną przepustowość 150MW. Gdyby linia ta miała większe zdolności przepustowe, powiedzmy 250MW, wówczas jednostki wytwórcze G1 i G2 w pełni wystarczyłyby do pokrycia zapotrzebowania 200MW w węźle W2 i cena rynkowa ustalona przez ofertę jednostki wytwórczej G2 wynosiłaby \$20/MWh.



Rys. 3.18. Wpływ ograniczeń sieciowych na cenę rynkową energii

Ograniczenie przepływu energii pomiędzy węzłem W1 i węzłem W2 powoduje, że rozdział obciążeń musi wziąć pod uwagę jednostkę wytwórczą G3 i cena rynkowa energii wzrasta do \$30/MWh. Pojawiają się dwie różne ceny. Cena energii w węźle W1 wynosi \$20/MWh, podczas gdy cena w węźle W2 to \$30/MWh. Różnica cen pojawiająca się w dwóch węzłach może przynosić różne efekty w zależności od rozwiązań rynkowych.

Jednym z możliwych rozwiązań jest ustalenie tej samej ceny, która obowiązywałaby we wszystkich węzłach systemu. Wówczas, gdyby w węźle W1 byli odbiorcy, płaciliby oni również cenę \$30/MWh, chociaż ich lokalne elektrownie gotowe byłyby produkować energię taniej. W tym przypadku jednolitej ceny rynkowej, wytwórcy w węźle W1 otrzymują również maksymalną cenę rynkową, czyli \$30/MWh. Takie rozwiązanie jest preferowane przez elektrownie, ponieważ prowadzi do wzrostu zysku niezależnie od tego, gdzie ograniczenia przesyłowe się pojawiają. Rozwiązanie to również nie przekazuje odpowiednich sygnałów rynkowych o wzroście cen powodowanych przez ograniczenia sieciowe, ponieważ wszyscy płacą taką samą cenę i nie istnieje możliwość nabycia energii taniej w innym miejscu. Ceny i rozdział obciążeń jednostek wytwórczych są zsumowane w tabeli 3.7.

Tabela 3.7. Podsumowanie rozdziału obciążeń i cen dla systemu z rys. 3.18

Wpływ ograniczeń sieciowych na rozdział obciążeń i ceny		Przepustowości linii W1-W2 ponad 200MW	Przepustowości linii W1-W2 równa 150MW
Rozdział obciążenia pomiędzy jednostki wytwórcze	G1	100MW	100MW
	G2	100MW	50MW
	G3	0MW	50MW
Ceny rynkowe w węzłach W1 i W2	W1	\$20/MWh	\$20/MWh
	W2	\$20/MWh	\$30/MWh
Cena rynkowa		\$20/MWh	\$30/MWh
Wartość praw przesyłowych		0	\$10/MWh

3.10.2. Podział rynku i prawa przesyłowe

Inne rozwiązanie rynkowe przewiduje podział rynku na podsystemy z różnymi cenami. Cena dla systemu w węźle W1 wynosiłaby \$20/MWh, podczas gdy w węźle W2 - \$30/MWh. Taka różnica cenowa powoduje pojawianie się wartości praw do przesyłu, czyli dysponowania linią przesyłową. Wówczas właściciele tej linii lub ktoś posiadający prawa do przesyłu energii tą linią mógłby kupować moc w węźle W1 po cenie \$20/MWh, która byłaby atrakcyjna dla producentów w tym regionie, a następnie sprzedawałby tę moc w węźle W2 po cenie trochę niższej niż cena węzła W2, a więc wciąż atrakcyjnej dla odbiorców w tym węźle.

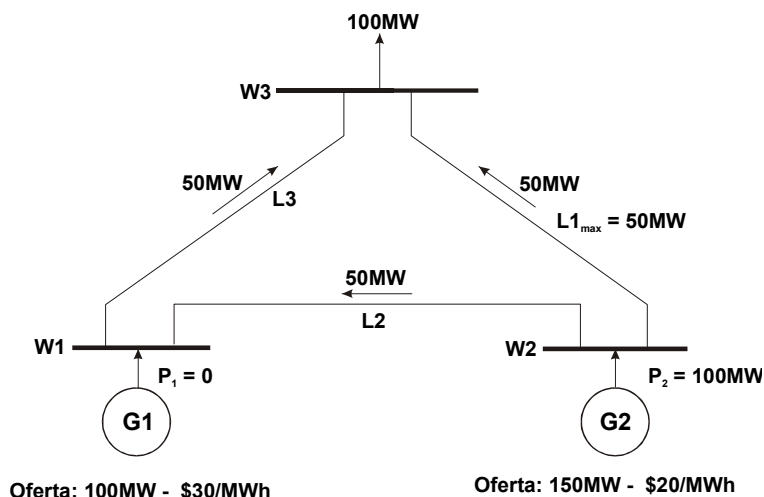
Wartości praw przesyłowych na 1MWh oblicza się jako różnicę cen na początku i na końcu linii. W tym przypadku wynosi ona \$10/MWh. Jest to teoretycznie największy zysk, jaki można otrzymać z praw do przesyłu. W praktyce zysk ten jest mniejszy. Podział rynku na skutek ograniczeń sieciowych i ustalenie różnych cen może stanowić impuls do inwestowania w nowe linie, zmniejszając w ten sposób różnice cen powodowane przez ograniczenia sieciowe. Zakładając, że sytuacja pokazana na rysunku 3.18 powtarza się często, każdy, kto zainwestuje w budowę dodatkowych zdolności przesyłowych pomiędzy węzłami W1 i W2, może liczyć się z zyskiem do \$10 za 1MWh przesłanej energii.

Wprowadzenie w przepisach rynkowych możliwości wykupienia praw przesyłowych (*firm transmission access*) prowadzi do stymulacji inwestycji w nowe linie przesyłowe. Należy również w przepisach rynkowych zdefiniować system

przetargów o te prawa, ponieważ o prawa do przesyłu energii niektórymi liniami może ubiegać się wielu uczestników rynku. Tworzy się w ten sposób następny rynek, rynek praw przesyłowych, działający równolegle do rynku energii.

3.10.3. Ograniczenia w sieciach oczkowych

Systemy przesyłowe rzadko są konstruowane jako systemy promieniowe. Najczęściej pracują one w systemie zamkniętym pozwalając na przepływ energii kilkoma drogami do tego samego węzła. Przykład takiego systemu z trzema węzłami jest przedstawiony na rysunku 3.19. Załóżmy, że zapotrzebowanie na moc w węźle W3 wynosi 100MWh. Jednostka wytwórcza G2 oferuje 150MW po cenie \$20/MWh, a jednostka wytwórcza G1 oferuje 100MWh po \$30/MWh. Minimalizacja kosztu zakupu energii prowadzi do rozdziału obciążeń, w którym elektrownia G2 wytwarza całą potrzebną energię.



Rys. 3.19. Rozpływ mocy w sieci oczkowej

Sprawdzenie rozplływów sieciowych pokazało, że 50MW płynie linią L1, podczas gdy pozostałe 50MW liniami L2 i L3. Taki rozpływ mocy wynika z impedancji sieci, która w tym przypadku w jednostkach względnych wynosi $Z_{L1} = 2$, $Z_{L2} = 1$, $Z_{L3} = 1$. Rozpływ mocy jest odwrotnie proporcjonalny do impedancji linii. Ogólny wzór określający, jaka porcja mocy popłynie daną linią ma postać:

$$P_{Li} = \frac{\sum_{j=1}^N Z_j - Z_i}{\sum_{j=1}^N Z_j} \quad (3.14)$$

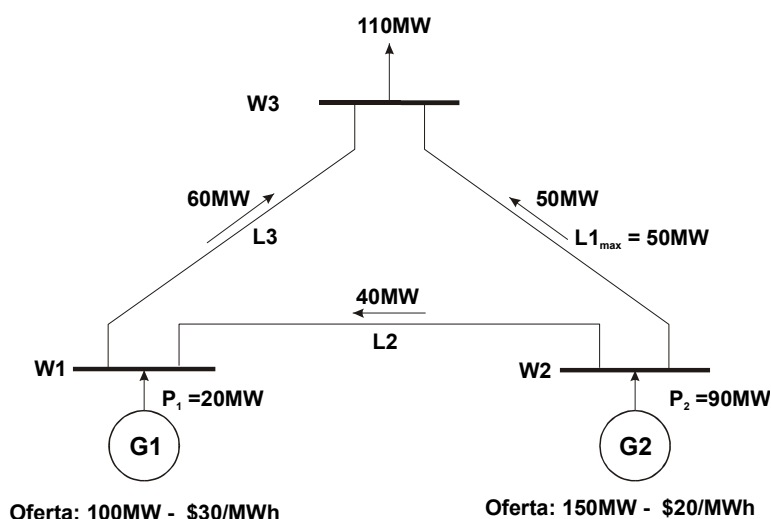
gdzie: P_{Li} jest porcją mocy, jaka popłynie linią L_i ; N oznacza liczbę wszystkich linii pomiędzy rozważanymi węzłami.

W przypadku systemu pokazanego na rysunku 3.19, połowa mocy z węzła W2 popłynie bezpośrednio do węzła W1, podczas gdy pozostała część popłynie poprzez węzeł W3.

Jeżeli obciążenie w węźle W3 wzrośnie do 110MW, wówczas naturalne wydawałoby się zwiększenie mocy produkowanej przez jednostkę wytwórczą G2, która ma jeszcze zapas mocy i oferuje najtańszą energię. Jednak istnieją ograniczenia przepustowości linii L1 pomiędzy węzłami W2 i W3. Każde zwiększenie mocy przez jednostkę wytwórczą G2 spowodowałoby, że 50% tego przyrostu popłynęłoby linią L1, która już jest obciążona do maksimum – rysunek 3.19.

Jedynym rozwiązaniem jest wyznaczenie jednostki wytwórczej G1 do pokrycia przyrostu obciążenia. Jednak dodatkowa moc 10MW z jednostki G1 spowodowałaby, że pewna porcja tej mocy, w tym przypadku $(4-3)/4=0.25$, czyli 2.5MW, popłynęłaby do węzła W3 poprzez węzeł W2 i linię L1, naruszając maksymalną zdolność przepustową tej linii.

Dodatkowe obciążenie jednostki G1 musi być synchronizowane z odciążeniem jednostki G2 tak, aby uwolnić zdolności przepustowe linii L1 zajmowanej przez przepływ od jednostki G2. Obliczenia prowadzą do rozdziału obciążeń i rozplywu mocy pokazanych na rysunku 3.20. Jednostka G2 jest obciążona obecnie mocą 90MW, a jednostka G1 produkuje 20MW, które pokrywa 10MW wzrostu zapotrzebowania i 10MW zredukowanej mocy z generatora G2. Wzrost zapotrzebowania o 10MW w węźle W3 spowodował, że cena rynkowa wzrosła do \$30/MWh pomimo istnienia zdolności produkcyjnych w jednostce G1 o koszcie tylko \$20/MWh.



Rys. 3.20. Ograniczenia sieciowe w systemie z pętlą

W sieciach oczkowych rozdział obciążeń jest znacznie trudniejszy niż w układach promieniowych. Dyskusja dotycząca podziału rynku i wartości praw przesyłowych prowadzona w poprzednim podrozdziale ma bezpośrednie zastosowanie również w tym przypadku.

3.11. Zawieszenie działania rynku

Bilansując popyt z podażą operator systemu przesyłowego wykonuje szereg dodatkowych czynności, takich jak wyznaczanie rezerwy, usługi systemowe, zapewnienie regulacji mocy systemu, sprawdzenie ograniczeń sieciowych, uwzględnienie eksportu i importu energii w całkowitym zapotrzebowaniu itd. Wszystkie te czynności wynikają z technicznych właściwości systemu i są takie same w warunkach monopolu jak i rynku energii elektrycznej [52].

Działania operatora systemu przesyłowego w warunkach monopolu i rynku są bardzo podobne. Najważniejszą różnicą jest to, że w warunkach rynkowych rozdział obciążeń następuje według ofert dostarczonych przez wytwórców.

Pojawia się również pytanie, co robi operator systemu przesyłowego, jeżeli liczba ofert dostarczona przez wytwórców nie jest wystarczająca do pokrycia przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną. W takim przypadku operator systemu przesyłowego może wprowadzić rynek kierowany lub rynek administrowany.

W pierwszym przypadku operator systemu przesyłowego może nakazać niektórym jednostkom wytwórczym wykonywanie jego poleceń niezależnie od składanych ofert. Część producentów jest wyłączona z rynku i kierowana bezpośrednio przez operatora systemu przesyłowego. Okres, w którym część producentów ma ograniczone prawa, powinien być zminimalizowany do czasu, w którym zagrożona jest stabilność systemu elektroenergetycznego.

Drugim rozwiązaniem jest całkowite zawieszenie rynku i wydawanie bezpośrednich poleceń wszystkim uczestnikom rynku. Przypadki, w których operator systemu przesyłowego ma prawo zawiesić rynek częściowo lub całkowicie, powinny być szczegółowo zdefiniowane przez przepisy rynkowe. Nieuzasadnione zawieszenie rynku może stanowić podstawę do roszczeń finansowych wobec operatora systemu przesyłowego ze strony uczestników rynku, którzy mogą stracić spodziewane zyski na skutek bezpośredniego administrowania rynkiem.

Typowe przyczyny pozwalające ograniczyć działanie rynku to:

- Przewidywane techniczne warunki zasilania powodujące niestabilność systemu lub jego podział. Możliwość wyłączenia części odbiorców z powodu braku energii elektrycznej nie jest uważane za dostateczny powód zawieszenia rynku. W takim przypadku równowaga powinna zostać przywrócona poprzez sygnały cenowe z rynku poprzez ceny energii równe co najmniej $VoLL$.
- Polecenie wydane przez wskazane w przepisach jednostki administracji państwowej lub urzędy regulacji.

-
- Stan wyjątkowy.
 - Strajki ograniczające działanie systemu elektroenergetycznego.

Operator systemu przesyłowego powinien mieć prawo w każdej chwili zawiesić rynek, kiedy wymaga tego bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Prawo to jednak powinno być dokładnie zdefiniowane i stosowane tylko w niezbędnych przypadkach. Przepisy rynkowe powinny również dokładnie określić kary dla tych uczestników rynku, którzy nie podporządkują się poleceniom operatora systemu przesyłowego.

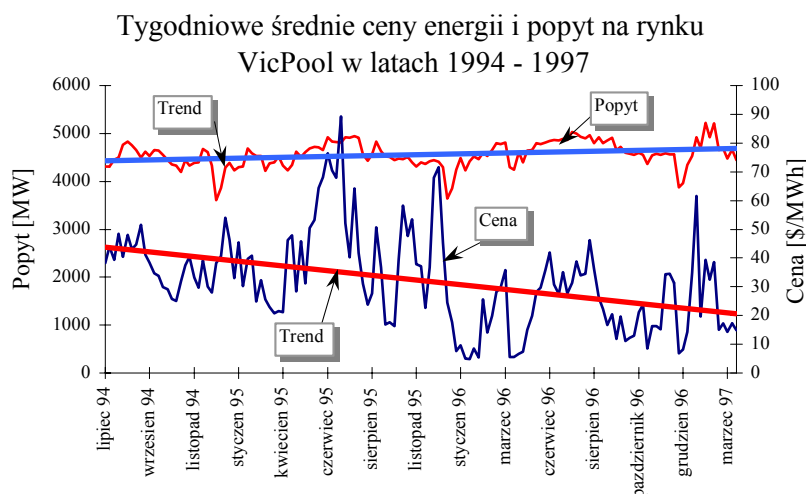
3.12. Przykłady kształtowania się cen chwilowych

Wprowadzenie rynku energii elektrycznej powoduje zmiany cen energii elektrycznej. Zmiany te odzwierciedlają procesy rynkowe, jak np. równowagę popytu i podaży, zmianę wielkości dziennego zapotrzebowania i inne. Chociaż rynkowe ceny chwilowe podlegają dużym wahaniom, są one dosyć łatwe do przewidzenia. Nie wiadomo obecnie, jak ukształtują się ceny na rynku energii elektrycznej w Polsce, jednakże będą one podlegać tym samym prawom, jakim podlegają zmiany cen energii elektrycznej na innych rynkach. Chociaż wartości liczbowe w pokazanych przykładach mogą być inne, to jednak trendy zmian i zachowanie się cen na rynku energii elektrycznej w Polsce będą podobne.

W celu ilustracji kierunków zmian cen rynkowych oraz pokazania czynników, których wpływom one podlegają, wybraliśmy kilka przykładów z analizy prowadzonej przez autora dla rynku w Australii [26], [34]. Wszystkie ceny są podane w $A\$/MWh$.

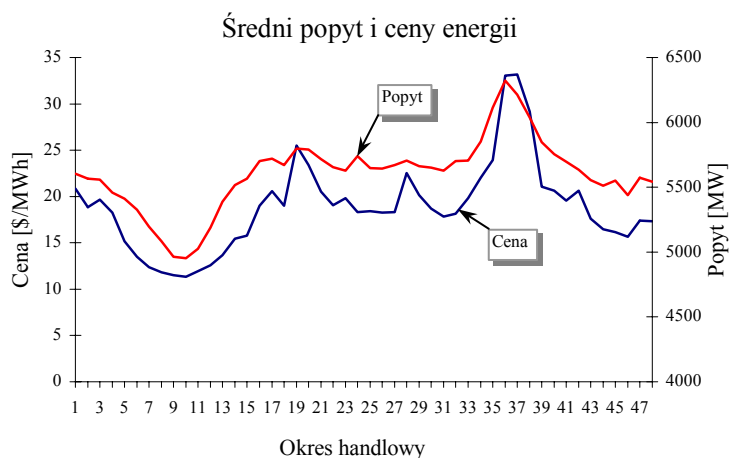
Wprowadzenie rynku elektroenergetycznego spowodowało znaczny spadek cen rynkowych – rysunek 3.21. Pomimo pewnych wahań trend spadkowy jest widoczny. Analiza ta obejmuje rynek w stanie Wiktoria. W maju 1997r. powstał w Australii rynek narodowy, gdzie trend spadkowy kształtuje się w podobny sposób. Pomimo pewnego wzrostu popytu na energię elektryczną trend spadkowy jest bardzo widoczny. Takie zachowanie się cen rynkowych świadczy o prawidłowym działaniu rynku i osiągnięciu zdefiniowanych celów.

Należy zwrócić uwagę, że pokazane w przykładach wielkości dotyczą cen chwilowych, zgodnie z którymi nabywa się według szacunków jedynie około 5-7% całej energii. Pozostała część energii jest pokryta poprzez kontrakty typu „vesting” oraz kontrakty dwustronne. Zainteresowany szczegółami czytelnik może zapoznać się z innymi publikacjami przedstawiającymi ten rynek w szczegółach [34].



Rys. 3.21. Kształtowanie się cen i zapotrzebowania na energię na rynku w stanie Wiktoria.

Głównym elementem kształtującym ceny jest zapotrzebowanie na energię elektryczną. Ceny energii odzwierciedlają dokładnie kształt profilu zapotrzebowania na energię – rysunek 3.22. Występujące odstępstwa są z reguły powodowane awariami występującymi w systemie.

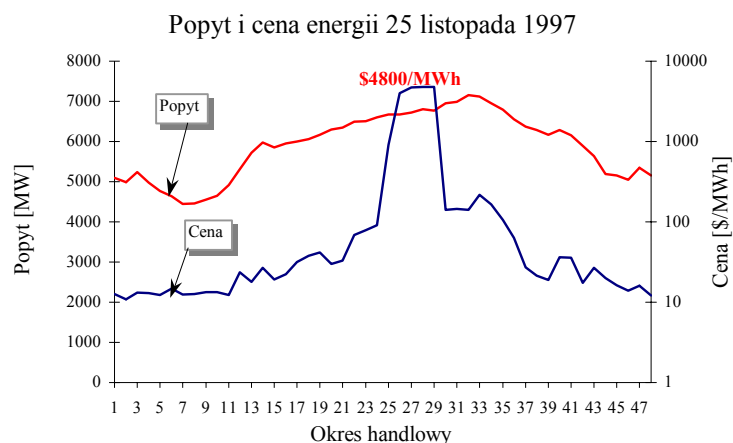


Rys. 3.22. Dienne kształtowanie się zapotrzebowania i cen rynkowych

W przypadku awarii w systemie ceny mogą osiągać wartości maksymalne. Taki przykład jest pokazany na rysunku 3.23, kiedy koïncydencja remontu linii przesyłowej z awarią w jednej z większej elektrowni spowodowała, że cena osiągnęła prawie wartość awaryjnie wyłączanych obciążeń. Maksymalna cena osiągnęła wówczas A\$5000/MWh. Choć cena ta była prawie 500 razy większa

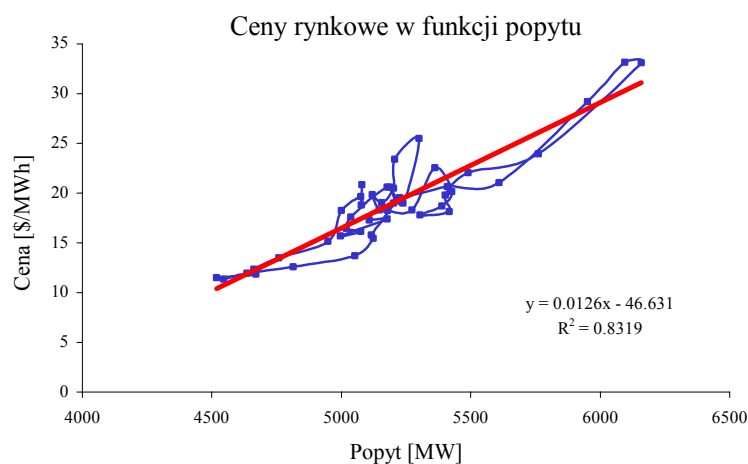
niż średnia cena rynkowa, to miała ona ograniczony wpływ na większość uczestników rynku mających różnego rodzaju kontrakty.

Okresy wysokich cen mają również pozytywne aspekty. Pozwalają one na płatności za dyspozycyjność jednostek szczytowych na rynkach tylko energii elektrycznej. Chwilowe wysokie ceny skłaniają uczestników rynku do zawierania różnego rodzaju umów, co powoduje większą stabilizację rynku.



Rys. 3.23. Ceny maksymalne na rynku energii elektrycznej

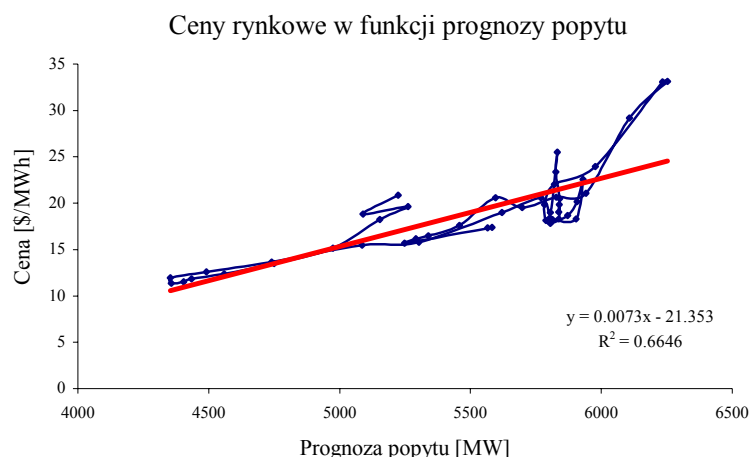
Awarie jednostek wytwórczych w koincydencji z odstawionymi do remontu liniami są wydarzeniami bardzo rzadkimi. W olbrzymiej większości okresów handlowych system pracuje normalnie i ceny energii kształtują się na niskim poziomie w funkcji popytu, dyspozycyjności jednostek, importu energii itd. Przykład kształtowania się cen chwilowych energii w funkcji popytu jest pokazany na rysunku 3.24. Dane dotyczą środkowego dnia tygodnia (środa) w 1997r. Współczynnik korelacji R^2 osiąga wartość ponad 0,8. Tak silne korelacje pozwalają uczestnikom rynku przewidywać ceny rynkowe i odpowiednio kształtować swoje zachowanie.



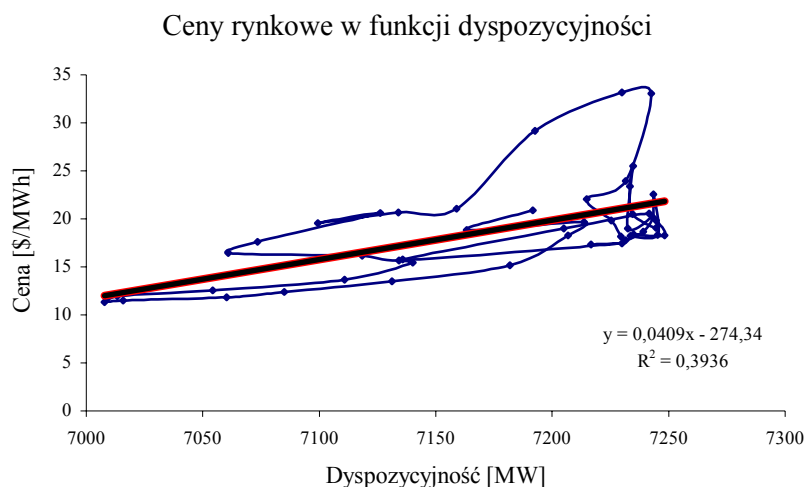
Rys. 3.24. Ceny rynkowe w funkcji popytu na energię elektryczną

W podobny sposób ceny zależą od prognozy zapotrzebowania na energię, którą operator rynku dostarcza wszystkim uczestnikom w ramach systemu PASA [24]. Rysunek 3.25 pokazuje silną korelację pomiędzy prognozą zapotrzebowania a cenami rynkowymi. Analiza ta podobnie jak trend pokazany na rysunku 3.24 były prowadzone dla 1997 roku. Analiza trendów dla innych dni tygodnia i innych lat pokazuje podobne zachowania cen w funkcji przewidywanego popytu.

Ceny rynkowe zależą również od całkowitej mocy, jaka jest w dyspozycji operatora rynku – rysunek 3.26. Należy zauważyć, że ceny rosną, kiedy rośnie ilość ofert składanych oraz moc oferowana do dyspozycji operatora rynku. Trend ten wynika z tego, że kiedy producenci spodziewają się wyższych cen, oferują więcej mocy operatorowi rynku. Podnosi to w pewien sposób ceny, ale jednocześnie redukuje ich duży wzrost. Jest to zjawisko znane z innych rynków, kiedy przewidywanie wysokiej ceny skłania producentów do oferowania jak największej ilości produktu, ograniczając w ten sposób znacznie spodziewany duży wzrost cenowy.

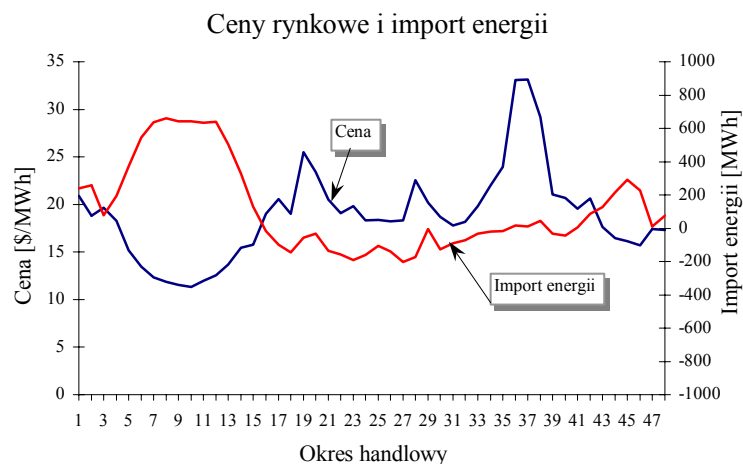


Rys. 3.25. Ceny rynkowe w funkcji prognozy zapotrzebowania



Rys. 3.26. Ceny rynkowe w funkcji dyspozycyjności jednostek wytwórczych

Ceny rynkowe zależą również od eksportu i importu energii. Na rysunku 3.27 pokazane są ceny w regionie Nr 2 rynku w Australii. Rynek ten jest zdominowany przez produkcję energii w elektrowniach ciepłych używających węgla kamiennego. W czasie doliny zapotrzebowania na energię w tym regionie producenci z sąsiedniego stanu Wiktorii, gdzie większość elektrowni używa taniego węgla brunatnego, oferują nadmiar energii po niskiej cenie powodując spadek ceny w regionie 2. W czasie dużego zapotrzebowania ceny w tym stanie rosną i import przestaje być opłacalny. W konsekwencji ceny rosną w obu regionach.



Rys. 3.27. Ceny rynkowe w funkcji importu energii

Każdy z rynków energii elektrycznej ma własne charakterystyczne cechy, od których będzie zależało kształtowanie się cen energii. Istnieje jednak wiele cech wspólnych wskazujących na takie same zależności funkcyjne pomiędzy cenami a

charakterystycznymi parametrami rynku. Przedstawione przebiegi są wybranymi przykładami analizy cen, jaką autor prowadzi od lat dla rynków energii elektrycznej.

4. Oferty na rynku hurtowym

4.1. Systemy ofert

Chociaż nie ma uniwersalnego systemu ofert, który mógłby być bezpośrednio stosowany na każdym rynku, systemy elektroenergetyczne i producenci energii elektrycznej mają pewne wspólne cechy techniczne, które muszą być uwzględnione w konstrukcji każdego systemu ofert. Operator systemu przesyłowego potrzebuje określonych informacji technicznych w celu dokonania prawidłowego rozdziału obciążeń oraz informacji o wolumenach kontraktów dwustronnych, transakcji giełdowych i proponowanych wielkościach i cenach dotyczących zwiększenia lub zmniejszenia produkcji, a także informacji o poborze energii oraz cen za nią. Na ogół panuje zgodność co do parametrów technicznych, jakie musi zawierać oferta produkcji energii elektrycznej. Parametry ekonomiczne oferty zależą od struktury rynku i jego przepisów.

Oferty są składane przez wytwórców, a w niektórych rozwiązaniach rynkowych również przez nabywców energii. W tym drugim przypadku oferta polega na zmniejszeniu określonej ilości pobieranej energii w zdefiniowanym okresie czasowym. Zakłada się, że zmniejszenie poboru energii następuje poprzez wyłączenie dużego odbioru lub jego części. Nie pozwala się zmniejszać pobieranej mocy poprzez redukcję napięcia, a w konsekwencji i mocy małych, średnich i dużych grup odbiorców. Oferty nabywców dotyczące sterowalnych obciążeń (*demand management unit*) są traktowane w rozdziale obciążeń w ten sam sposób co oferty wytwórców. W terminologii używanej w niektórych krajach oferty wytwórców noszą nazwę mocy czy energii dodatniej (*positive power*), a oferty zmniejszenia poboru mocy czy energii ujemnej (*negative power*).

4.1.1. Globalna i lokalna optymalizacja kosztów

Na rynku energii elektrycznej działają różnego rodzaju wytwórcy. O ile istnieje powszechna zgodność co do parametrów technicznych, jakie powinny być zawarte w ofercie, to nie ma jednomyślności w stosowaniu rozwiązań dotyczących składników cenowych oferty. Zależy to od rozwiązań rynkowych. Regulacje rynkowe mogą również przewidywać różną rolę operatora systemu przesyłowego. Rola ta może być bardziej aktywna, przejmująca część optymalizacji rozdziału obciążeń, lub bardziej pasywna, pozostawiająca optymalizację ofert uczestnikom rynku.

Zanim przejdziemy do bardziej szczegółowego omówienia formy ofert, przedstawimy pokrótce problemy związane z optymalizacją rozdziału obciążeń. W warunkach monopolu operator systemu przesyłowego zna charakterystyki kosztowe jednostek wytwórczych, koszty ich włączenia do ruchu, koszty ich odstawienia,

zapas wody określający możliwy czas produkcji energii przez elektrownie wodne, charakterystyki jednostek szczytowo-pompowych, planowane remonty, itd. Mając te wszystkie dane wraz z prognozami zapotrzebowania, operator systemu przesyłowego przygotowuje plan rozdziału obciążeń. Z reguły szczegółowy rozdział jest przygotowany na dzień następny. Operator systemu przesyłowego bierze również pod uwagę konieczność utrzymywania rezerwy oraz wyznaczenie jednostek pełniących regulacyjne usługi systemowe. Rozdział obciążeń może również uwzględniać straty przesyłowe w sieci elektroenergetycznej.

Rola operatora systemu przesyłowego w warunkach monopolu jest bardzo aktywna, gdyż odpowiada on za całkowitą optymalizację kierowanego przez siebie systemu. Optymalizacja ta polega na minimalizacji całkowitego kosztu produkcji i dostawy energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Jest to optymalizacja globalna w danym systemie.

Na rynku energii elektrycznej rola operatora systemu przesyłowego jest znacznie zredukowana. Akceptuje on przekazane oferty cenowe, nie wnikając w to, jak proponowana cena ma się do rzeczywistych kosztów produkcji. Optymalizacja oferty następuje u producenta lub nabywcy energii. To oni muszą przygotować ofertę w taki sposób, aby była atrakcyjna cenowo na rynku i aby pokrywała jego koszty. Mamy tutaj do czynienia z optymalizacją lokalną bezpośrednio u producenta energii.

Jest ogólnie uznawane, że optymalizacja globalna powinna przynosić lepsze efekty niż optymalizacje cząstkowe. Rynek energii elektrycznej nie jest tu wyjątkiem. Gdyby koszty ofert produkcji na rynku energii elektrycznej pozostawały takie same jak koszty w czasie monopolu, to przejście z całkowitej optymalizacji globalnej na cząstkową optymalizację lokalną prowadziłoby do wzrostu całkowitych kosztów, ponieważ optymalizacja lokalna nie może przynieść tych samych efektów co optymalizacja globalna. Istnieje jednak zasadnicza różnica pomiędzy rynkiem i monopolem. Rynek wprowadza konkurencję, wymuszając zmniejszenie kosztów produkcji. Powoduje to w rezultacie spadek kosztów produkcji i dostawy energii.

Analogia pomiędzy monopolem elektroenergetycznym a rynkiem energii elektrycznej jest taka sama, jak pomiędzy gospodarką planową i rynkową. Ta pierwsza usiłowała poprzez planowanie centralne optymalizować całą gospodarkę. Rynek rezygnuje z globalnej optymalizacji, wprowadzając swobodę działania i konkurencyjność.

4.1.2. Koszty zmienne produkcji a cena rynkowa energii

Jednym z ważniejszych problemów przy projektowaniu systemu ofert jest określenie, jakie składniki kosztów powinny pojawiać się w ofercie produkcji. Determinuje to obowiązki operatora systemu przesyłowego i optymalizację rozdziału obciążeń.

We wszystkich elektrowniach koszt wytwarzania energii elektrycznej składa się z dwóch głównych składników: kosztów stałych oraz kosztów zmiennych. Wszystkie rynki energii elektrycznej działające w oparciu o cenę krańcową zakładają, że cena energii występująca w ofercie wytwórcy jest równa jego kosztom zmiennym wytworzenia energii. W ofertach do ceny energii nie jest wliczany koszt stały. Powstaje tu oczywiście pytanie, w jaki sposób wytwórca energii ma uzyskać dochody na pokrycie kosztów stałych, nie mówiąc już o zysku, skoro jego oferta oparta jest jedynie na koszcie zmiennym? Pokrycie kosztów stałych i uzyskanie zysku jest jednak możliwe.

4.1.2.1. Rynki scentralizowane

Na rynkach energii działających w oparciu o ceny krańcowe oferty cenowe wytwórców energii są ustawiane w uporządkowany stos, poczynając od ofert najtańszych. Operator systemu przesyłowego porównuje prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną na dany okres czasowy ze stosem ofert i akceptuje wszystkie oferty niezbędne do zbilansowania obciążenia systemu, czyli zaspokojenia prognozowanego zapotrzebowania. Ostatnia zaakceptowana oferta o najwyższej cenie wyznacza cenę rynkową energii na dany okres czasowy. Wszyscy wytwórcy, niezależnie od wysokości swoich ofert, otrzymują za swoją produkcję tę samą cenę równowagi rynkowej.

Tylko w przypadku ostatniej zaakceptowanej oferty cena płacona za energię elektryczną jest równa kosztowi zmiennemu produkcji. Jest oczywiste, że ten producent nie może zrekompensować swoich kosztów stałych. Jeżeli taka sytuacja będzie się powtarzała w dłuższym okresie czasu, producent ten będzie ponosił straty i stopniowo zostanie wyeliminowany z rynku. Pozostali producenci otrzymują cenę wyższą niż ich oferty oparte na koszcie zmiennym. Ta nadwyżka może zostać wykorzystana na pokrycie kosztów stałych oraz być przeznaczona na zysk. Im większa różnica pomiędzy ceną oferty a ceną rynkową, tym większe zyski może osiągać producent. Jeżeli jednak cena rynkowa nie pokrywa w pełni kosztów stałych, to jest to sygnał dla producenta, że musi zredukować koszty lub liczyć się ze stratami i w efekcie eliminacją z rynku.

W ten właśnie sposób przez eliminację w pierwszej fazie ofert najdroższych, które nie zostały zaakceptowane przy bilansowaniu obciążenia, a następnie poprzez oparcie ofert na kosztach zmiennych produkcji, rynek energii elektrycznej eliminuje wytwórców, których produkcja jest najdroższa, stwarzając warunki do wejścia na rynek nowych producentów, których tańsze technologie wytwarzania i lepsza organizacja pracy powodują, że mogą oni osiągać zyski.

4.1.2.2. Rynki rozproszone

Związek cen w ofertach z kosztami produkcji na rynkach z giełdami energii i operatorami handlowymi oraz rynkiem bilansującym zależy od rozwiązań rynkowych. Giełdy energii działają w oparciu o cenę krańcową, kiedy ostatnia zaakceptowana oferta produkcji, która równoważy ofertę nabycia energii ustala cenę

giełdową. W związku z tym ceny w ofertach giełdowych powinny odzwierciedlać koszty zmienne produkcji energii elektrycznej.

Natomiast rynek bilansujący może działać zarówno w oparciu o ceny krańcowe jak również ceny ofertowe. W pierwszym przypadku zasada ustalania cen w ofertach przyrostu produkcji jest taka sama, jak w każdym systemie opartym na cenach krańcowych. Natomiast nie można składać ofert z cenami równymi kosztom zmiennym wtedy, kiedy płatność następuje po cenach ofertowych każdego producenta. W tym przypadku cena oferowanej do produkcji energii na rynku bilansującym musi również zawierać koszty stałe.

Na rynku bilansującym pojawia się również problem, jaka powinna być wielkość cen w pasmach redukcyjnych oferty. W pasmach tych wytwórca deklaruje wolumen energii zakontraktowanej, podając jednocześnie ceny redukcyjne, czyli ceny, które jest gotowy zapłacić operatorowi systemu przesyłowego, jeżeli znajdzie on innego wytwórcę, który przejmie zobowiązania kontraktowe. Ceny w pasmach redukcyjnych odzwierciedlają koszty zmienne danego producenta. W celu zilustrowania sposobu określania zakresu cen w pasmach redukcyjnych oferty na rynku bilansującym rozważmy prosty przykład.

Załóżmy, że wytwórca ma koszty stałe 50zł/MWh i koszt zmienny 60 zł/MWh. Koszt całkowity produkcji energii wynosi u tego wytwórcy 110 zł/MWh. Jeżeli wytwórca ten ma zawarty kontrakt powiedzmy na 200MWh po cenie 115 zł wówczas pokrywa koszty produkcji i osiąga zysk 5 zł/MWh. Jeżeli zgłosi on cenę redukcyjną w wysokości kosztu zmiennego, a operator systemu przesyłowego zaakceptuje tę ofertę redukcyjną, to wytwórca ten nie produkuje energii i płaci operatorowi systemu przesyłowego 60 zł/MWh. Jednakże wytwórca ten otrzymuje od swojego kontrahenta 115 zł/MWh. Po zapłaceniu należności operatorowi systemu przesyłowego zostaje mu 55 zł/MWh, co pozwala pokryć koszt stały i zatrzymać zysk. Gdyby wytwórca ten zgłosił cenę redukcyjną do 65 zł/MWh, to nie otrzymałby zysku, ale również nie miałby jeszcze strat. Ceny redukcyjne wyższe od 65 zł/MWh w przypadku ich akceptacji przez operatora systemu przesyłowego przynoszą straty.

4.1.3. Składniki kosztowe ofert wytwórców

Uruchomienie bloku jednostki wytwórczej w elektrowniach ciepłych jest związane z pewnymi kosztami zależnymi od stanu początkowego bloku. Można w sposób najbardziej ogólny wyróżnić trzy wielkości takich kosztów, zależnych od stanu gorącego, ciepłego i zimnego. Jeżeli jednostka wytwórcza ciepła na skutek zmienności obciążenia systemu jest często wyłączana z pracy i włączana ponownie, jej właściciel będzie ponosił dodatkowe koszty związane z rozruchami. Istnieje kilka sposobów uwzględniania tych kosztów w ofertach.

Pierwszy z nich przewiduje wskazanie w ofercie cenowej kosztów włączenia do ruchu jednostki z trzech charakterystycznych stanów początkowych. Algorytm rozdziału obciążeń pomiędzy jednostki wytwórcze bierze pod uwagę te koszty i minimalizuje całkowity koszt zbilansowania obciążenia. Rozwiązanie tego typu

zastosowano w fazie początkowej wdrażania rynku w stanie Wiktorii. Ma ono pewne zalety.

W fazie początkowej elektrownie nie mają doświadczenia z dokonaniem lokalnej optymalizacji i preferują rozwiązanie, do jakiego są przyzwyczajone w warunkach monopolu, kiedy to operator systemu przesyłowego decyduje o ich włączeniu do ruchu. Należność wypłacana za dostawę energii z jednostek wytwórczych ciepłych jest wówczas liczona jako koszt energii plus koszt włączenia do ruchu podzielony na liczbę okresów handlowych, w jakich elektrownia pozostawała w ruchu:

$$N_{\text{dzienny}} = \sum_{i=1}^h (c_{\text{energii}}^i E^i + k_{\text{rozruchu}_i}) \quad (4.1)$$

gdzie: N_{dzienny} oznacza całkowitą należność za dzienną dostawę energii z tej jednostki; c_{energii}^i jest ceną energii elektrycznej w godzinie „i”; E^i oznacza energię produkowaną w godzinie „i”; $k_{\text{rozruchu}_i} = k_{\text{start}} / h$; c_{start} jest kosztem włączenia jednostki wytwórczej do ruchu; h oznacza liczbę godzin, w których jednostka wytwórcza produkowała energię w danym dniu.

Pojawiające się dodatkowe koszty działania rynku, wynikające z należności wypłacanych elektrowniom ciepłym jako kompensacja kosztów włączenia się do ruchu, operator systemu przesyłowego rozdziela pomiędzy nabywców energii w proporcji do energii nabytej w zdefiniowanym okresie czasu. Minimalizacja kosztów wynikających z włączenia jednostek wytwórczych w elektrowniach ciepłych do ruchu jest częścią algorytmu rozdziału obciążeń.

Docelowym rozwiązaniem problemu kosztów włączenia do ruchu jednostek ciepłych jest włączenie wszystkich kosztów do jednej oferty cenowej. Wówczas producent energii elektrycznej dostarcza ofertę produkcji z jednym składnikiem cenowym. Jego zadaniem jest taka konstrukcja oferty, aby uzyskać cenę pozwalającą na pokrycie kosztów rozruchów. Niektóre z rynków energii elektrycznej od początku zdecydowały się na tego typu rozwiązanie. Jest ono znacznie lepsze niż zmienianie form ofert i algorytmów rozdziału obciążeń w trakcie działania rynku pomimo początkowych problemów producentów z formułowaniem ofert.

Inny tego rodzaju problem dotyczy ofert elektrowni wodnych o ograniczonych zasobach wody. Jednostki te noszą nazwę jednostek o ograniczonej energii (*limited energy units*). Przepisy rynkowe i system ofert muszą określić, czy o okresach handlowych, w jakich jednostki te są włączone do ruchu, decyduje operator systemu przesyłowego, czy też sami producenci podają, w jakich okresach handlowych ich jednostki są dyspozycyjne. W początkowych fazach wprowadzania rynku o czasie produkcji jednostek o ograniczonej energii może decydować operator systemu przesyłowego. Wówczas wytwórca posiadający takie jednostki wskazuje tylko liczbę godzin w ciągu doby jako maksymalny okres czasowy, na jaki ma zapas energii pierwotnej. Operator systemu przesyłowego przydziela odpowiednie godziny pracy takich jednostek tak, aby wyczerpać ofertę. W bardziej zaawansowanych fazach rozwoju rynku elektrownie takie same decydują o czasie swojej dyspozycyjności.

Kiedy operator systemu przesyłowego decyduje o okresach włączenia jednostek o ograniczonej energii do ruchu, używa specjalnego rodzaju algorytmów rozdziału obciążeń pomiędzy elektrownie. Przykładem takiego algorytmu jest metoda *Onion-skinning* (obieranie cebuli) zastosowana w pierwszych fazach wprowadzania rynku w stanie Wiktoria [52]. Polega ona na wstępnym rozdysponowaniu jednostek o nieograniczonej energii tak, aby zbilansować zapotrzebowanie, a następnie rozdysponowaniu jednostek o ograniczonej energii w godzinach szczytu zapotrzebowania poprzez stopniowe usuwanie ze wstępnego grafiku obciążeń jednostek wytwórczych ciepłych o droższej ofercie. Cały proces przebiega zgodnie z podstawowym kryterium działania rynku, że oferty niższe cenowo mają pierwszeństwo przed ofertami droższymi.

Najbardziej zalecanym sposobem jest wprowadzenie od razu w pierwszej fazie wdrażania rynku systemu ofert, w którym producenci posiadający jednostki o ograniczonej energii sami wskazują w ofercie godziny pracy, w których ich jednostki są dyspozycyjne. Upraszcza to znacznie algorytmy rozdziału obciążeń. System taki może powodować początkowo pewne problemy optymalizacji zasobów wodnych u niektórych producentów. Jednakże doświadczenia wskazują, że producenci dostosowują się do takiego systemu ofert w bardzo krótkim czasie.

Może zrodzić się pytanie, co stanie się w przypadku, gdy elektrownia wodna ze względu na wysoką cenę oferty nie zostanie zaakceptowana do ruchu we wskazanych przez nią godzinach, a napływająca woda gromadzi się w zbiorniku. Jeżeli zbiornik ma dużą rezerwę zasobów wody, mogą one zostać wykorzystane w następnych dniach, wydłużając okresy dyspozycyjności. Jeżeli jednak poziom wody osiąga wielkość dopuszczalną, a elektrownia nie jest wyłączona z ruchu, wówczas woda jest wypuszczana ze zbiornika obok turbin, a właściciel ponosi straty. W konsekwencji powoduje to, że następnym razem jego oferta cenowa jest niższa i w ten sposób rynek wymusza obniżanie cen energii.

Podsumowując dyskusję, można stwierdzić, że najlepszym rozwiązaniem jest system ofertowy, w którym elektrownie ciepłe podają jedną cenę oferty bez oddzielnego wykazywania kosztów włączenia jednostki do ruchu, a elektrownie wodne same decydują w ofertach o okresach swojej dyspozycyjności.

4.2. Pasma cenowo-energetyczne

4.2.1. Idea pasm cenowych

Jednym z największych problemów dla operatorów systemu przesyłowego był rozdział obciążeń jednostek wytwórczych. Polega on na takim doborze zestawu jednostek do pracy, który zminimalizuje całkowity koszt produkcji energii elektrycznej, spełniając jednocześnie szereg ograniczeń technicznych. Procedura ta była wykonywana zwykle w dwóch etapach, z których pierwszy polegał na doborze jednostek wytwórczych do pracy (*unit commitment*). W drugim etapie wyznaczano obciążenie tych jednostek, czyli ilość energii, jaką każda jednostka powinna

produkować w danej godzinie (*economic dispatch*) tak, aby zminimalizować całkowity koszt produkcji energii [34].

Dokonując doboru jednostek wytwórczych do pracy modelowano jednostki jako zmienne binarne, co prowadziło do skomplikowanych zadań kombinatorycznych. Próby zastosowania programowania dynamicznego w niewielkim stopniu pomagały rozwiązać ten problem. Stosowano więc różnego rodzaju metody heurystyczne, jak np. listę priorytetów i inne obciążone dużym stopniem subiektywności. Metody takie były do zaakceptowania w warunkach monopolu, kiedy operator systemu przesyłowego był jednocześnie właścicielem elektrowni i mógł do własnych jednostek stosować metody subiektywne.

Wprowadzenie rynków energii elektrycznej wymagało znalezienia nowych, obiektywnych sposobów doboru obciążeń jednostek wytwórczych. Jednocześnie systemy rynkowe wymagały, aby uczestnicy rynku mogli mieć swobodę w oferowaniu różnych cen za różne porcje produktu. Rozwiązaniem było zastosowanie pasm cenowych (*price band*), które pozwalały uczestnikom rynku proponować kilka różnych cen, przyporządkowując im jednocześnie wolumeny energii. Takie systemy ofertowe pozwala na obiektywny rozdział obciążeń oparty na oferowanych cenach i wolumenach energii w fazie planowania pracy oraz na elastyczne dostosowanie produkcji energii do zmieniającego się zapotrzebowania. Pasma cenowe są odpowiednikiem sygnału Y_0 używanego do regulacji pracy jednostek wytwórczych przed wprowadzeniem rynku energii elektrycznej.

Oferta produkcji energii elektrycznej składa się z dwóch podstawowych elementów:

- pasm cenowych,
- energii oferowanej w pasmach cenowych.

W niektórych rynkach energia jest oferowana w dwóch pasmach energetycznych. W pierwszym jest deklarowana energia netto. Jest to energia, którą wytwórca proponuje wprowadzić na rynek, jeśli jego oferta będzie przyjęta. W drugim paśmie energetycznym deklarowana jest energia brutto określana jako suma energii netto, potrzeb własnych i strat w transformatorze blokowym. Znajomość energii netto i brutto jest niezbędna. Energia netto jest wielkością produktu wprowadzaną na rynek i jest używana do rozliczeń finansowych. Energia brutto jest używana do przygotowania planu pracy jednostek, a następnie prowadzenia ich ruchu. Niektóre rozwiązania rynkowe zakładają, że wytwórcy podają tylko wielkość energii netto, a operator systemu przesyłowego wyznacza energię brutto, używając stałych współczynników przeliczeniowych.

4.2.2. Ograniczenia ofert pasmowych

Z reguły używa się do 10 pasm cenowych w ofertach na rynku bilansującym. Giełdy energii akceptują z reguły oferty w 25 pasmach. Istnieje kilka istotnych ograniczeń nakładanych na oferty pasmowe. Pierwsze z nich nakazuje, żeby ceny energii w kolejnych pasmach były rosnące. Założenie to jest często kwestionowane i

wątpliwości te są ze wszech miar słuszne. Koszt produkcji 1MWh energii elektrycznej przy obciążeniu generatora mocą np. 300MW jest niższy niż przy obciążeniu 200MW, ponieważ koszty stale rozkładają się na większą ilość produkcji. Wydaje się nielogicznym, żeby ceny podawane w pasmach cenowych odpowiadających coraz większej energii musiały wzrastać. Wiąże się to ze stabilnością rynku. Malejące ceny podawane ze wzrostem pasm cenowych powodowałyby niestabilność rynku. Jest to zasada ogólna dotycząca wszystkich rynków.

Konsekwencje niestosowania tej zasady może zilustrować przykład. Załóżmy, że jednostka wytwórcza ma moc dyspozycyjną w danej godzinie 300MW, a jej minimum techniczne wynosi 200MW. Jednostka ta złożyła na tę godzinę ofertę produkcji 200MW po cenie 120 zł/MWh oraz następnych 100MWh po cenie 110 zł/MWh. Algorytm dokonujący rozdziału obciążeń akceptuje w pierwszej kolejności oferty tańsze, czyli w tym przypadku produkcję 100MW po 110 zł/MWh, a następnie 200MW po 120 zł/MWh. Jeżeli inne jednostki wytwórcze złożyły dostateczną liczbę ofert z ceną poniżej 120 zł/MWh i ofert tych jest tyle, że zapotrzebowanie na energię może być zaspokojone, to oferta 200MW po 120 zł/MWh nie zostanie zaakceptowana. W takim przypadku rozpatrywana jednostka wytwórcza zostałaby przydzielona do pracy z obciążeniem 100MW, jednak jej minimum techniczne jest większe i ograniczenia techniczne w algorytmie rozdziału obciążeń automatycznie wyeliminują całą jednostkę wytwórczą z pracy. Gdyby podobne oferty składały także inne jednostki wytwórcze, to mogłyby wystąpić problemy z przygotowaniem grafiku pracy w warunkach rynkowych.

Na przykład w nowych rozwiązaniach rynkowych wprowadzanych w Anglii pozwala się, aby ceny w pasmach przyrostu produkcji były niższe niż ceny w pasmach redukcyjnych dla danej jednostki wytwórczej. Wówczas następuje automatycznie dokonana przez operatora systemu przesyłowego podmiana pasm redukcyjnych na niższe cenowo pasma przyrostowe. Działanie to nazywa się arbitrażem. Taka podmiana pasm ma sens w stosunku do różnych jednostek wytwórczych będących w dyspozycji różnych uczestników rynku. Podmiana pasm w ramach oferty tego samego uczestnika mając znaczenie czysto formalne, komplikuje system rynkowy. Na polskim rynku bilansującym ceny w kolejnych pasmach, niezależnie czy są to pasma redukcyjne, czy przyrostowe, muszą być rosnące.

W ofertach rynku bilansującego ceny w pasmach składanych przez jednego uczestnika rynku muszą rosnać monotonicznie. Nie jest również akceptowalne występowanie tej samej ceny w ofertach różnych uczestników. Ograniczenie to wynika z zasad działania rynku. Jeżeli zdarzyłoby się, że dwa pasma mają takie same ceny, algorytm rozdziału obciążeń akceptujący oferty w kolejności cenowej nie wiedziałby, które pasmo wziąć pierwsze i musiałby stosować dodatkowe kryteria doboru ofert. Jednakże uczestnicy rynku mogą złożyć oferty, w których występują takie same ceny w ofertach różnych uczestników. Wówczas programy weryfikujące poprawność formalną składanych ofert zmieniają automatycznie ceny w tych ofertach o pewną niewielką wartość, np. o 1 grosz, zgodnie z przepisami rynkowymi. Najczęściej w umowach przystąpienia do rynku bilansującego określa

się ceny zastępcze i ustala, że cena w ofercie uczestnika z większą ceną zastępczą jest podwyższana. Ograniczenie, które nie dopuszcza takich samych cen w ofertach różnych uczestników, stosuje się tylko na rynkach scentralizowanych i na rynkach bilansujących. Oferty giełdowe nie podlegają takim ograniczeniom.

Ogranicza się również podawane w ofertach ceny maksymalne. Cena maksymalna energii jest określana najczęściej poprzez koszt awaryjnie wyłączonych odbiorów (*VoLL*). Maksymalna cena energii jest równa w Anglii około 2800 funtów/MWh, w Australii A\$5000/MWh, co prowadzi to średniej wartości około US\$4000/MWh. Wprowadza się również ograniczenia na ceny minimalne w ofertach. Ceny maksymalne i minimalne są ustalane przez przepisy rynkowe.

Rynki, w których nie ma płatności za dyspozycyjność (*energy only markets*), jak np. rynek w Australii, powinny mieć większą wartość ceny maksymalnej. Rozważa się propozycję zwiększenia ceny maksymalnej do A\$25000/MWh. Ponieważ średnia cena chwilowa na rynku w Australii jest około A\$25-30/MWh, maksymalna cena oferty byłaby około 1000 razy większa niż średnia cena chwilowa. Tak wysoka cena maksymalna jest uzasadniona na rynkach, na których nie ma płatności za dyspozycyjność.

4.2.3. Oferty giełdowe

Handel energią elektryczną na giełdach energii nie podlega ograniczeniom technicznym, tak jak na rynku bilansującym, w związku z tym oferty giełdowe nie podlegają takiej ilości ograniczeń jak oferty na rynku bilansującym. Z reguły na giełdach energii dopuszcza się do dwóch rodzajów ofert. Oferty zwykłe (*ordinary bid*) są ofertami podającymi wolumen oraz cenę proponowanej do sprzedaży czy zakupu energii na każdą godzinę doby handlowej. Najczęściej dopuszcza się ofertę składaną w 25 pasmach.

Niektóre giełdy pozwalają na oferty blokowe (*block bid*). Wówczas uczestnik definiuje pewnie stały wolumen energii oraz liczbę godzin, w jakich określony wolumen chciałby sprzedawać lub nabywać. Definiuje się również minimalną cenę za podany wolumen.

Ceny w pasmach oferty sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie wzrastają w kolejnych pasmach. Ceny zakupu energii maleją w kolejnych pasmach. Zasady te wynikają z algorytmu ustalania ceny giełdowej, kiedy oferty sprzedaży są ustawiane w kolejności rosnących cen, a oferty zakupu w kolejności malejących cen. Pozwala to na otrzymanie schodkowych funkcji podaży i popytu, których punkt przecięcia wyznacza cenę giełdową.

W zasadzie na giełdach energii nie stosuje się ograniczeń wynikających z technicznych warunków działania systemu elektroenergetycznego. Na giełdach energii mogą handlować uczestnicy dysponujący fizycznymi urządzeniami produkującymi lub pobierającymi energię, ale również pośrednicy (operatorzy handlowi – OH), którzy nie dysponują fizycznymi urządzeniami przyłączonymi do

sieci przesyłowej czy sieci rozdzielczych, jeżeli obszar rynku obejmuje też sieci rozdzielcze.

Uczestnicy dysponujący fizycznymi urządzeniami do produkcji energii powinni składać oferty giełdowe tak, aby uwzględnić moce wytwórcze, którymi dysponują oraz zawarte już kontrakty dwustronne. Odbiorcy energii oraz operatorzy handlowi w handlu nie podlegają w zasadzie żadnym ograniczeniom technicznym. Ilość energii zakupiona przez nabywców nie musi odpowiadać technicznej zdolności urządzeń odbiorczych, a w przypadku operatorów handlowych ilości energii zakupionej nie muszą być równe ilości energii sprzedanej. Prowadzi to do tzw. otwartych pozycji kontraktowych, które będą dyskutowane w rozdziale o operatorze systemu przesyłowego.

4.2.4. Oferty na rynku bilansującym

Oferty składane na rynku bilansującym mają na celu realizację zawartych kontraktów dwustronnych oraz transakcji giełdowych. Dokonuje się to w formie zgłoszeń umów sprzedaży. Wytwórcy energii deklarują również ceny i wolumen energii, którą chcieliby wyprodukować ponad zgłoszone umowy sprzedaży, a nabywcy energii dysponujący sterowalnymi obciążeniami zgłaszają oferty zmniejszenia poboru energii. Oferty na rynku bilansującym służą nie tylko fizycznej realizacji zawartych umów sprzedaży. Na rynku bilansującym odbywa się również handel energią i zapewnione jest zbilansowanie produkcji energii z zapotrzebowaniem przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych. Dlatego też oferty na rynku bilansującym są bardziej skomplikowane i podlegają znacznie większym ograniczeniom niż oferty giełdowe.

Uczestnicy rynku bilansującego składają informacje o umowach sprzedaży energii elektrycznej. Na niektórych rynkach energii stosuje się ograniczenia ilości zgłaszanych umów sprzedaży. Zgłoszenia umów sprzedaży są dokonywane przez każdego uczestnika rynku na każdą godzinę doby handlowej.

Przykład zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórcę dla danej jednostki wytwórczej będącej w jego dyspozycji jest pokazany w tabeli 4.1. Wytwórca ten zawarł na daną godzinę pięć kontraktów dwustronnych z odbiorcami oraz transakcję giełdową na 40 MWh. Razem wielkość sprzedaży na tę godzinę wynosi 300MWh i jest to pozycja kontraktowa tego wytwórcy w danej godzinie. Podobne oferty składają nabywcy energii.

Tabela 4.1. Przykład zgłoszenia umowy sprzedaży dla jednostki wytwórczej [45]

Wytwórca 1 - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
Odbiorca 1	Odbiorca 2	Odbiorca 4	Odbiorca 5	Giełda	Razem

100	100	50	10	40	300
-----	-----	----	----	----	-----

Wytwórcy i odbiorcy dysponujący sterowalnymi obciążeniami zgłaszają oferty bilansujące, które składają się z części handlowej i części technicznej. Przykład handlowej oferty bilansującej wytwórcy energii jest pokazany w tabeli 4.2. Rozpatrywana jednostka wytwórcza ma zawartą na daną godzinę umowę sprzedaży na wolumen 300MW i taki wolumen jest zgłaszany w pasmach redukcyjnych oferty oznaczonych jako typ R. W podawanym przykładzie są to trzy pierwsze pasma. Należy zwrócić uwagę, że ilość pasm redukcyjnych nie musi być równa ilości zawartych umów sprzedaży. Jeżeli jednostka wytwórcza zawarła umowy sprzedaży energii, to w zgłoszonej ofercie musi być co najmniej jedno pasmo redukcyjne. Maksymalna liczba pasm redukcyjnych nie może przekraczać 10.

Pozostałe pasma handlowej oferty jednostki wytwórczej pokazują, jaką energię poza umowami sprzedaży jednostka ta jest gotowa wyprodukować i sprzedać operatorowi systemu przesyłowego. Ten typ pasma jest określany jako przyrostowy i oznaczany literą P. Składająca ofertę jednostka nie ma obowiązku wypełnienia wszystkich pasm energetycznych, podaje więc wówczas wartość zero, natomiast powinna wypełnić pasma cenowe.

W wszystkich pasmach oferty podane wielkości energii są wielkościami przyrostowymi. Pokazują one, jaką dodatkową porcję energii może wyprodukować jednostka w przypadku pasm przyrostowych lub o jaką wielkość może zmniejszyć produkcję poniżej pozycji kontraktowej w przypadku pasm redukcyjnych. Składająca ofertę jednostka ma swobodę dowolnego podziału oferty pomiędzy pasma redukcyjne i przyrostowe. Zakłada się, że energia zgłoszona w pierwszym paśmie odpowiada minimalnemu poziomowi obciążenia tej jednostki wytwórczej. Suma energii zgłoszonej we wszystkich pasmach nie może przekraczać dopuszczalnego obciążenia tej jednostki. W podanym przypadku jednostka wytwórcza składa informację o wprowadzanej na rynek energii netto oraz o energii brutto niezbędnej do prowadzenie ruchu jednostki.

Tabela 4.2. Przykład handlowej oferty bilansującej dla jednostki wytwórczej [45]

Wytwórca 1 - oferta bilansująca
--

Pasmo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Cena (zł/MWh)	70	80	90	110	120	130	140	150	160	170	Razem	Kontrakt
Energia netto (MWh)	230	50	20	10	10	10	10	0	0	0	340	300
Energia brutto (MWh)	246	54	21	11	11	11	11	0	0	0	365	
Typ oferty	R	R	R	P	P	P	P	P	P	P		

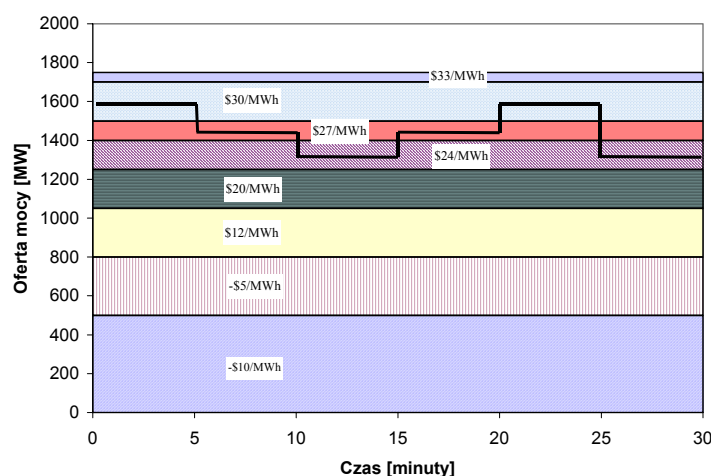
Część techniczna oferty bilansującej dla jednostek wytwórczych na polskim rynku bilansującym zawiera następujące dane [45]:

- minimalny czas postoju po odstawieniu;
- współczynnik obciążania w zakresie regulacyjności wyrażony w [MW/min];
- współczynnik odciażania w zakresie regulacyjności wyrażony w [MW/min];
- wielkość rezerwy minutowej;
- wielkość rezerwy sekundowej;
- minimalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu ciepłego;
- maksymalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu ciepłego;
- minimalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu zimnego;
- trzy charakterystyki rozruchowe danej jednostki wytwórczej dla różnych stanów cieplnych (zimnego, ciepłego i gorącego) określone przez parametry P^{R1} , P^{R2} , P^{R3} , T^{R1} , T^{R2} , T^{R3} , T^{R4} , dla każdej charakterystyki oddzielnie;
- czas przed synchronizacją podczas rozruchu ze stanu zimnego;
- czas przed synchronizacją podczas rozruchu ze stanu ciepłego;
- czas przed synchronizacją podczas rozruchu ze stanu gorącego.

4.3. Okresy handlowe

Przepisy rynkowe definiują okresy handlowe, na jakie składa się oferty i w jakich wyznacza się ceny chwilowe. Długość okresu handlowego powinna być kompromisem pomiędzy aproksymacją cen chwilowych, zdolnościami obliczeniowymi systemów komputerowych, pojemnością łącz telekomunikacyjnych, a doświadczeniem uczestników rynku. W warunkach monopolu rozdział obciążeń dokonuje się z reguły w okresach jednogodzinnych i część rynków, jak np. w Skandynawii czy Ontario, przyjęła okres jednej godziny za długość okresu handlowego. Rynki w Anglii i Australii zakładają 30 minutowe okresy handlowe, na które składa się oferty [34]. W Polsce rynek działa w okresach handlowych równych jednej godzinie.

W większości rynków okresy, w których oblicza się ceny chwilowe, są równe okresom czasowym, na które składa się oferty. Możliwym jest jednak przyjęcie innych, krótszych okresów wyznaczania cen chwilowych. Ma to szczególne znaczenie w systemach określania cen typu *ex ante* wymagających z reguły krótszych okresów handlowych. Wówczas cena chwilowa jest wyznaczana na podstawie oferty 30 - minutowej przy prognozie zapotrzebowania określonej w okresach 5 - minutowych. Przykład takiego systemu określania cen jest pokazany na Rysunku 4.1. Cena chwilowa jest tworzona w wyniku przecięcia się prognozy zapotrzebowania na energię z uporządkowanym stosem ofert.



Rys. 4.1. Określenie cen chwilowych w okresach 5 - minutowych przy 30-minutowym okresie składania ofert

Jeżeli okres składania ofert jest różny od okresu wyznaczania cen, to cena chwilowa jest płacona producentom energii elektrycznej (*dispatch price*), np. cena 5 minutowa. Cena używana w kontraktach oraz płacona przez nabywców energii jest ceną uśrednioną z cen chwilowych wytwórców dla okresu składania ofert, np. cena 30 minutowa. Uśrednianie jest dokonywane według następującej zależności:

$$C_{\text{średnia}} = \frac{\sum_{i=1}^l c_i}{l} \quad (4.2)$$

gdzie: $C_{\text{średnia}}$ jest ceną średnią używaną w kontraktach i płaconą na rynku przez odbiorców; c_i cena chwilowa w podokresie „i”; l – ilość podokresów „i” w okresie handlowym składania ofert.

W tym przypadku cena 30 minutowa wynosi:

$$c_{30 \text{ minut}} = \frac{30 + 27 + 24 + 27 + 30 + 24}{6} = \$27 / MWh$$

Różne okresy, na które składa się oferty i w których określa się ceny chwilowe, powodują komplikacje przy obliczaniu należności płaconych w kontraktach. Mogą również powodować początkowe trudności ze zrozumieniem przez uczestników rynku mechanizmu tworzenia cen chwilowych. Skracanie czasu wyznaczania cen chwilowych jest jednak konieczne w systemach *ex ante* stosowanych w bardziej zaawansowanych rynkach energii elektrycznej.

4.4. Strategie składania ofert

Strategia określania pasm cenowych i, co znacznie ważniejsze, oferowania określonej energii w zdefiniowanych pasmach cenowych, jest najbardziej istotnym elementem gry rynkowej, który muszą sobie przyswoić jego uczestnicy. Zapotrzebowanie na energię zmienia się w ciągu dnia, tygodnia i roku. Producenci zawierają różnego rodzaju kontrakty, mając czasem dodatkowo kontrakty długoterminowe z operatorem systemu przesyłowego. W systemie elektroenergetycznym występują awarie linii przesyłowych i jednostek wytwórczych powodujące znaczny wzrost cen. Dodatkowo każdy z uczestników ma własną strategię składania ofert, która również oddziałuje na zachowanie się rynku [35], [39].

Uwzględnienie zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną określa kilka charakterystycznych strategii składania ofert:

- dzienna,
- tygodniowa,
- sezonowa,
- dni specjalnych,
- wydarzeń specjalnych.

Pierwsze trzy strategie modyfikują oferty zgodnie z dzienną, tygodniową czy sezonową zmiennością popytu na energię elektryczną. Jest oczywiste, że z reguły ceny w ofertach w okresach zwiększonego zapotrzebowania są wyższe niż w dolinie obciążenia. Jednak nie musi tak być zawsze. Przykładem może być rynek, w którym elektrownie ciepłe produkujące moc w oparciu o węgiel kamienny redukują oferowaną moc w dolinie obciążenia, kiedy cena spada często poniżej ich kosztów paliwa. Wykorzystują to elektrownie używające węgla brunatnego o znacznie niższym koszcie paliwa, podnosząc ceny swoich ofert. Może dochodzić do niespodziewanych wzrostów cen w dolinie obciążenia spowodowanych ograniczeniami produkcji jednostek o dużym koszcie paliwa. Dobrze przemyślana strategia ofert elektrowni używających węgla brunatnego może przynosić im dodatkowe korzyści.

Badania prowadzone przez autora nad zależnością cen rynkowych energii elektrycznej od różnych parametrów wykazują ścisłą korelację pomiędzy zapotrzebowaniem a ceną energii.

Prawidłowo skonstruowane oferty powinny uwzględniać dni specjalne, takie jak święta czy okresy przedświąteczne, wakacje, jak również wydarzenia specjalne, jak mecze piłkarskie czy koncerty muzyczne. Oferty powinny również brać pod uwagę zdarzenia systemowe, a w szczególności:

- ❑ planowaną rezerwę mocy,
- ❑ planowaną wymianę międzysystemową,
- ❑ dyspozycyjność jednostek,
- ❑ remonty sieci i jednostek wytwórczych,
- ❑ ograniczenia sieciowe.

Istnieje wiele innych strategii prowadzących do optymalizacji przychodów poprzez adekwatne strategie ofert cenowych i ofert produkcji energii elektrycznej. Ze względu na szybkość procesów rynkowych, strategie ofertowe są najczęściej realizowane przez programy komputerowe, które pomagają reagować na zmieniającą się sytuację rynkową. Nawet na rynkach, gdzie ceny są ustalane na dzień wcześniej, istnieje konieczność używania różnego rodzaju symulatorów rynków elektroenergetycznych w celu opracowania optymalnej strategii.

4.5. Modelowanie rynku ofert

Dochody producenta energii elektrycznej zależą w dużym stopniu od odpowiedniej strategii składania ofert. Każdy z uczestników rynku ma rozbudowany dział analizy rynku, który na bieżąco analizuje zachowanie rynku, starając się dostosować oferty dotyczące cen i mocy do zmieniających się warunków. Dodatkowo uczestnicy rynku używają programów komputerowych optymalizujących składane oferty.

4.5.1. Model zachowania uczestników rynku

Sposób ustalania cen i mocy w ofercie jest tajemnicą handlową każdego z uczestników rynku. W niektórych rozwiązaniach rynkowych operator systemu przesyłowego publikuje oferty po ich akceptacji. Pozwala to na analizę zachowania się innych uczestników rynku, z którymi dany producent konkuruje. Analiza ofert innych uczestników rynku jest bardzo trudna, ponieważ ich zachowanie zależy od wielu czynników i zmienia się w czasie.

Istnieją trzy charakterystyczne metody modelowania zachowania uczestników rynku:

- równania różniczkowe,
- analiza statystyczna,
- modelowanie z użyciem logik ciągłych (*fuzzy logic*).

Pierwsza z metod zakłada, że zachowanie innych uczestników rynku można opisać za pomocą rozwiązań układu równań różniczkowych zwyczajnych. Metoda ta używa

zaawansowanych technik matematycznych w celu uwzględnienia parametrów wpływających na zachowanie uczestników rynku. Wadami tej metody jest duża wrażliwość rozwiązań równań różniczkowych na zmieniające się parametry.

Analiza statystyczna jest preferowana przez ekonomistów. Polega ona na budowie modeli, najczęściej liniowych, opartych na wielowymiarowej analizie regresyjnej. Zaletą tej metody jest stosunkowa prostota matematyczna. Wadą natomiast są problemy z uwzględnianiem zmieniających się zachowań uczestników, które nie zawsze mają charakter statystyczny. Próby opisu zachowania uczestników za pomocą rozkładów statystycznych prowadzą najczęściej do wniosku, że parametry funkcji rozkładów statystycznych nie są stałe w czasie. Podejście to również nie uwzględnia elementu niepewności wynikającego z decyzji podejmowanej przez ludzi odpowiedzialnych za składane oferty.

Najbardziej obiecującym podejściem jest zastosowanie metod opartych na logice ciągłej. Metody te szczególnie nadają się do opisywania zmieniających się procesów o dużym stopniu niepewności określenia parametrów. Analiza ofert i ich zmian prowadzona przez autorów wskazuje na największą przydatność tego typu podejścia.

4.5.2. Optymalizacja ofert

Po analizie zachowań uczestników rynku następnym krokiem jest optymalizacja własnej oferty. Występują tutaj trzy charakterystyczne etapy:

- grafikowanie umów sprzedaży,
- przygotowanie oferty giełdowej,
- przygotowanie informacji o umowach sprzedaży oraz oferty na rynek bilansujący.

Zadaniem grafikowania jest rozpisanie w okresach godzinnych wolumenu energii sprzedanej lub zakupionej w kontraktach dwustronnych. Na rynku energii elektrycznej szczególnie w okresie początkowym większość kontraktów dwustronnych dotyczy miesięcznych wolumenów sprzedaży energii. W niektórych przypadkach określa się w kontraktach dodatkowo wielkości energii w trzech strefach czasowych: szczycie porannym, szczycie wieczornym i okresie pozaszczytowym. Przygotowanie dającego się zrealizować grafiku umów sprzedaży jest zadaniem trudnym. Wymaga ono użycia programów optymalizujących i uwzględnienia ograniczeń technicznych, jakim podlegają jednostki wytwórcze.

Przygotowanie oferty giełdowej jest łatwiejsze, ponieważ dotyczy głównie aspektów handlowych. Natomiast przygotowanie ofert na rynek bilansujący jest bardzo trudne, gdyż trzeba uwzględnić nie tylko energię z kontraktów dwustronnych i transakcji giełdowych, lecz także wziąć pod uwagę ograniczenia techniczne. Kluczowym problemem jest bardzo krótki czas, jaki uczestnicy rynku będą mieli na przygotowanie oferty na rynek bilansujący. Po otrzymaniu informacji o zaakceptowanych ofertach giełdowych pozostaje tylko kilkanaście minut na

przygotowanie oferty na rynek bilansujący. Działania uczestników rynku muszą więc być wspomagane przez programy komputerowe.

Bardzo istotnym problemem jest optymalizacja działania na rynku energii elektrycznej. Uczestnicy muszą podejmować decyzje, jaką część energii sprzedawać lub nabywać w kontraktach dwustronnych i po jakiej cenie, jaką część produkcji przeznaczyć na transakcje giełdowe, jakie ceny ustalać w ofertach i jaką produkcję oferować na rynek bilansujący. Każdy uczestnik rynku musi te problemy rozstrzygać indywidualnie.

4.6. Przykłady ofert

Ponieważ polski rynek energii elektrycznej jest dopiero w fazie wdrażania, dla uczestników rynku może być interesujące, w jaki sposób uczestnicy innych rynków składają oferty. W celu zilustrowania tego odpowiednimi przykładami pokazano elementy analiz rynku australijskiego. Chociaż rynek w Polsce ma inną strukturę, to jednak, jak każdy rynek energii, ma wiele cech wspólnych z innymi rynkami. Wszystkie ceny są podane w dolarach australijskich.

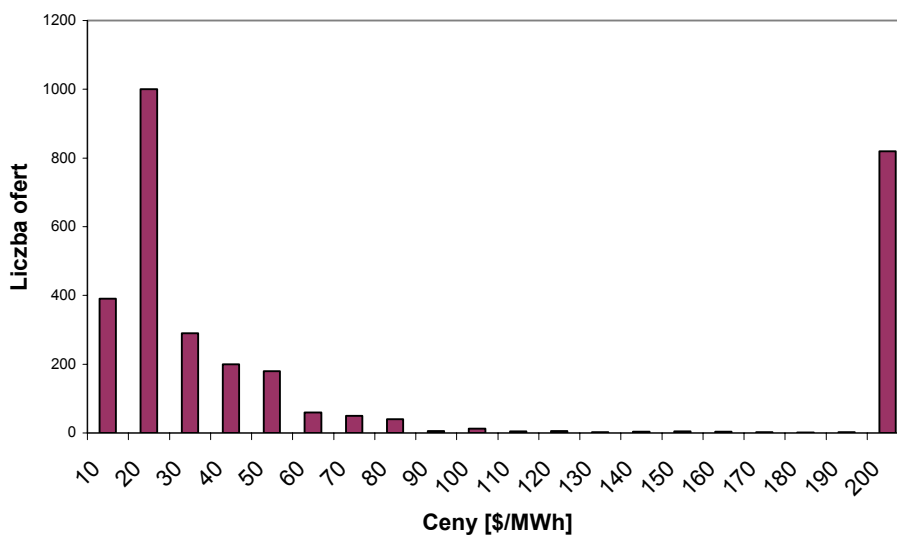
4.6.1. Analiza statystyczna składanych ofert

Analiza cen składanych ofert jest pokazana na rysunku 4.2. Dla celów analizy wprowadzono dziesięciodolarowe przedziały, w których rozlokowano składane oferty. Pierwszy przedział pokazuje oferty poniżej \$10/MWh, drugi pokazuje oferty z przedziału pomiędzy \$10/MWh a \$20/MWh, itd. Oferty składane w zakresie poniżej \$10 wskazują na zawarte kontrakty typu vesting i determinację producentów, którzy chcą być włączeni do ruchu. Cena chwilowa na rynku rzadko spada poniżej \$10/MWh [39].

Największa ilość ofert jest składana w zakresie pomiędzy \$10/MWh a \$20/MWh. Jest to zakres, w którym najczęściej waha się cena chwilowa i te oferty mają największe szanse akceptacji. Wraz ze wzrostem cen ilość ofert maleje. Oferty od \$20/MWh do \$60/MWh mogą być traktowane jako próba zwiększenia dochodów w przewidywaniu umiarkowanego wzrostu cen rynkowych. Wyróżnia się duża grupa ofert cenowych w zakresie powyżej \$190/MWh. Oferty te są składane w przewidywaniu awarii jednostek wytwórczych lub linii przesyłowych i związanego z tym bardzo gwałtownego wzrostu cen. Oferty tego typu, gdy zostaną zaakceptowane, stanowią swego rodzaju formę płatności za dyspozycyjność.

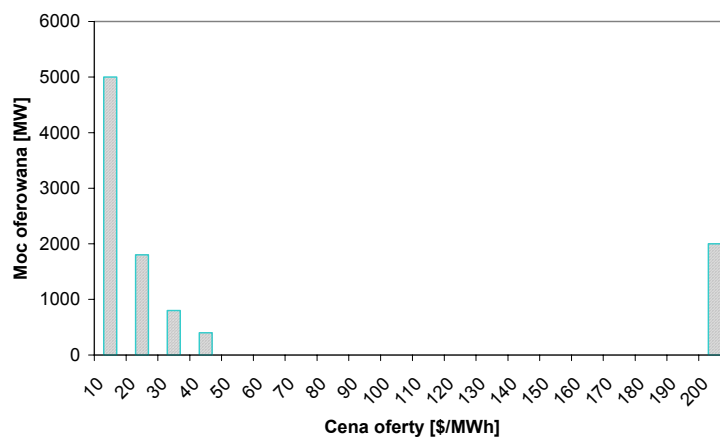
Dokładna analiza ofert elektrowni ciepłych wskazuje również, że pomimo dużej ilości kontraktów przynoszących znaczące zyski, elektrownie wydzielają pewną porcję energii, często na granicy maksymalnych zdolności produkcyjnych, i oferują ją na rynku po bardzo wysokich cenach, próbując uzyskać dodatkowy dochód w przypadku skoku cen chwilowych, co pokazano na rysunku 4.3. Tak oferowana energia nie podlega z reguły kontraktom, a tym samym kompensacji. Cały dodatkowy dochód zostaje u producenta.

Oferty cenowe



Rys. 4.2. Analiza statystyczna składanych ofert na rynku w Australii

Oferty mocy



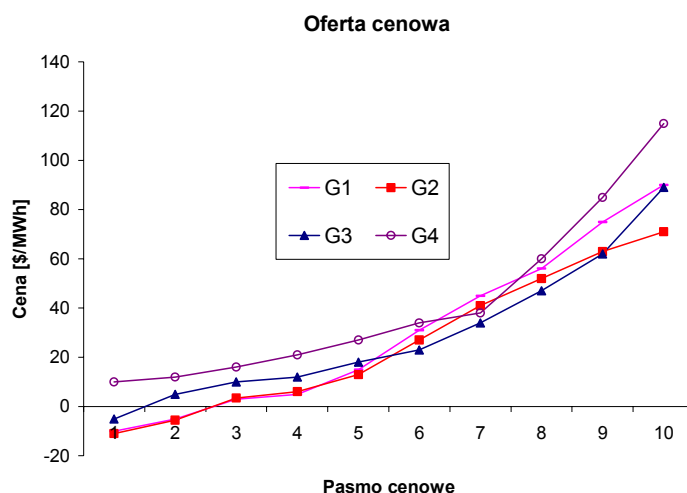
Rys. 4.3. Oferty mocy elektrowni ciepłych na rynku w Australii w marcu 1998r.

4.6.2. Przykłady ofert

Wybrano kilka przykładów ofert indywidualnych z rynku w Australii, aby pokazać realne przykłady ofert składanych na rynku hurtowym przez producentów energii [34]. Oferty cenowe są składane w 10 pasmach cenowych. Z reguły ceny mają charakter rosnący liniowo lub kwadratowo. W przypadku pokazanym na rysunku 4.4

elektrownia posiada cztery jednostki wytwórcze. Oferta cenowa dla wszystkich jednostek jest bardzo podobna. Algorytm rozdziału obciążeń wymaga, aby nie było dwóch ofert równych cenowo. Producenci chcący oferować energię po stałej cenie składają oferty różniące się od siebie tylko o kilka centów. Pozwala to na łatwe rozróżnienie ofert w procesie szeregowania w porządku wzrastającego kosztu, nie wpływając zasadniczo na dochód producenta.

Inny przykład oferty cenowej dla jednostki wytwórczej o mocy 500MW w elektrowni ciepłej jest pokazany w tabeli 4.3. Producent ten ma zakontraktowaną prawie całą energię i nie szuka zbyt agresywnie dodatkowych zysków, proponując cenę maksymalną na poziomie \$60/MWh. Jeżeli producent ten ma zakontraktowaną prawie całą produkcję, wzrost cen na rynku nie zwiększa zbytnio jego zysku, ponieważ różnice cenowe będzie musiał skompensować operatorowi systemu przesyłowego w przypadku kontraktów typu vesting lub innym uczestnikom rynku w kontraktach dwustronnych.



Rys. 4.4. Pasma cenowe oferty elektrowni ciepłej dla czterech jednostek

Tabela 4.3. Przykład zakresu cenowego oferty elektrowni ciepłej

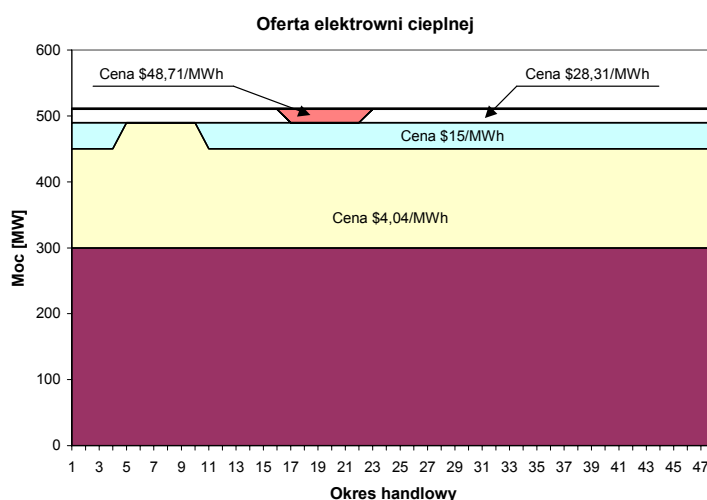
Zakres cenowy [\$ / MWh]										
Pasma	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cena	-1	4,04	8,3	13	15	18	28,3	42	48	59

Dzienna oferta składana na czterdzieści osiem 30 - minutowych okresów handlowych jest pokazana na rysunku 4.5. Dokładna analiza takiej oferty jest trudna, ponieważ kontrakty dwustronne są poufne i tylko ze składanych ofert można wywnioskować, jakie kontrakty mógł zawrzeć dany producent. Wielkość energii w kontraktach dwustronnych jest czasem ujawniana operatorowi systemu przesyłowego, nigdy natomiast nie jest ujawniana cena. Rozliczenia pomiędzy

producentami i operatorem systemu przesyłowego w przypadku ujawniania i nieujawniania energii zakontraktowanej w kontraktach dwustronnych są przedstawione w rozdziale omawiającym kontrakty.

Rozważany producent oferuje ponad 60% energii po cenie ujemnej. Wynika to z poziomu kontraktów typu vesting. Następne 150MW jest oferowane w drugim paśmie cenowym po cenie około \$4/MWh. Jest to poniżej średniej ceny rynkowej i wynika prawdopodobnie z kontraktów dwustronnych. Wielkość mocy oferowanej w drugim paśmie cenowym wzrasta w godzinach niższego zapotrzebowania. Może to być spowodowane wzrostem energii zakontraktowanej na te okresy handlowe przez nabywców z drugiego regionu, w którym elektrownie ciepłe używające drogiego węgla kamiennego ograniczają produkcję w czasie doliny zapotrzebowania. Wówczas zapotrzebowanie na energię jest pokrywane przez tanie elektrownie z regionu pierwszego, które używają węgla brunatnego. Dodatkowo producent ten oferuje niewielką ilość energii na granicy zdolności produkcyjnych po cenie \$28/MWh. Cena oferty wzrasta do \$48,71/MWh w czasie porannego szczytu zapotrzebowania. Oferta ta jest próbą osiągnięcia dodatkowych dochodów przy założeniu umiarkowanego wzrostu cen energii.

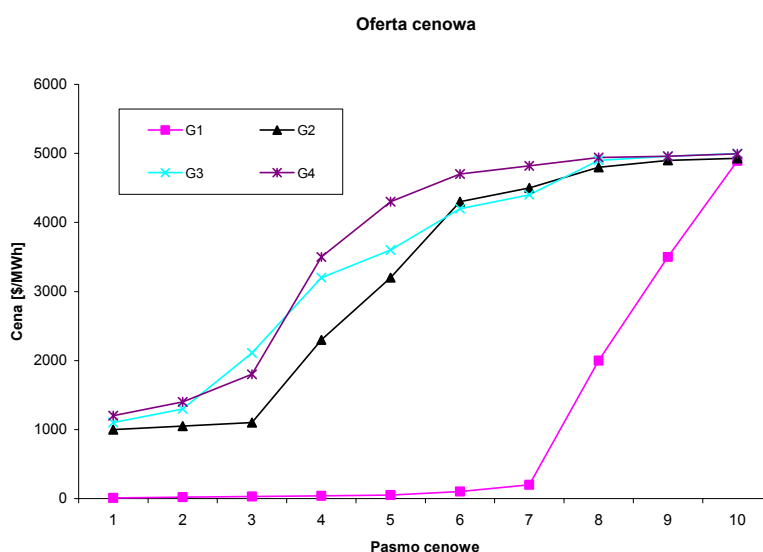
Przykład tej oferty pokazuje, jak zawarte kontrakty stabilizują cenę rynkową energii poprzez tworzenie sytuacji, w której producentom energii zależy na tym, aby energię produkować i aby cena rynkowa była niska. Wzrost ceny rynkowej przy braku akceptacji ofert i niewłączenie do ruchu może oznaczać dla producenta spore straty finansowe, ponieważ będzie on musiał wypłacać kompensatę operatorowi systemu przesyłowego i partnerom, z którymi ma zawarte kontrakty dwustronne. Niskie ceny rynkowe nie powodują strat u producentów mających kontrakty, ponieważ różnice pomiędzy cenami kontraktów a ceną chwilową są rekompensowane w ramach zawartych kontraktów.



Rys. 4.5. Przykład oferty elektrowni ciepłej

W innej sytuacji są elektrownie, które nie mają pozawieranych kontraktów typu vesting i kontraktów dwustronnych. Przykładem może być elektrownia posiadająca cztery turbiny gazowe o mocy 50MW każda. Jej oferta cenowa wskazuje wyraźnie na konieczność uzyskiwania dochodu w okresach bardzo wysokich cen chwilowych. Ceny gazu są tak wysokie, że poza okresami wysokich cen elektrownia z turbinami gazowymi nie może uzyskiwać cen większych od jej kosztów. Jednakże w okresie wysokich cen elektrownia ta, niemając kontraktów, nie musi rekompensować innym wzrostu cen i cały dochód zatrzymuje dla siebie. Elektrownia ma pewne koszty bieżące, na które musi zdobywać fundusze, wytwarzając energię nawet poniżej granicy opłacalności. Strategia tej elektrowni polega na wydzieleniu jednej turbiny i oferowaniu energii po stosunkowo niskich cenach w celu zdobycia dochodów na potrzeby bieżące, podczas gdy pozostałe turbiny oczekują na bardzo duży wzrost cen, co pokazano na rysunku 4.6.

Wydzielona do uzyskiwania bieżących dochodów jednostka oferuje energię po cenie \$49/MWh. Wystarcza to na pokrycie kosztów paliwa wynoszących około \$42/MWh, a zarazem cena jest dostatecznie niska, aby czasami jednostka mogła być przyjęta do ruchu w godzinach szczytu w dni robocze - tabela 4.4.

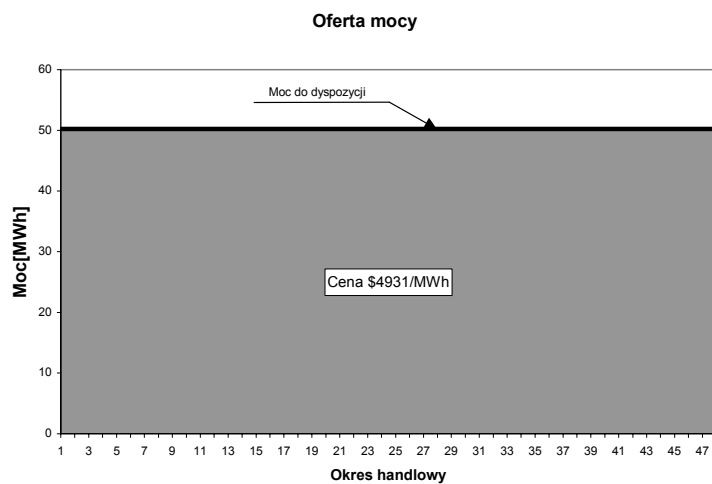


Rys. 4.6 Przykład oferty cenowej elektrowni z turbinami gazowymi.

Tabela 4.4. Zakres cenowy oferty elektrowni gazowej

Zakres cenowy [\$ / MWh]										
Pasmo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cena	49	59	69	101	211	511	1511	3561	4511	4931

Inne jednostki tej elektrowni są nastawione wyłącznie na zarabianie w okresach bardzo wysokich cen, bliskich cenom maksymalnym (*VoLL*). Rysunek 4.7 pokazuje dzienny profil takiej oferty. Elektrownia tego typu nie zmienia zwykle profilów ofert. Utrzymuje stałą ofertę w oczekiwaniu na sprzyjające warunki rynkowe.



Rysunek 4.7. Oferta mocy jednostki wytwórczej elektrowni gazowej.

5. Kontrakty na rynku hurtowym

Kontrakty są ważnym elementem rynku energii elektrycznej. Większość energii jest sprzedawana i nabywana w formie różnorodnych kontraktów, które stabilizują cenę rynkową, redukując ryzyko poniesienia strat przez nabywców i producentów. Kontrakty na rynku energii elektrycznej są formułowane na podobnej zasadzie co kontrakty na innych rynkach. Zasadnicze różnice pomiędzy rynkiem energii elektrycznej a innymi rynkami to:

- niemożność dokładnego określenia ilości energii nabytej czy sprzedanej w okresie, na który zawierane są kontrakty czy transakcje giełdowe;
- fakt, że w zasadzie wszystkie kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe na rynku energii elektrycznej są kontraktami finansowymi.

Główną cechą charakterystyczną rynku energii elektrycznej jest to, że energia wyprodukowana musi być natychmiast zużyta. Nie istnieje praktycznie możliwość magazynowania energii. Oznacza to, że nabywca hurtowy może nabyć w danej chwili, niezależnie od wcześniejszych deklaracji, tylko taką ilość energii, jaką w danym okresie są w stanie zużytkować jego odbiorcy. Nabywca hurtowy energii ma ograniczony wpływ na zachowanie się swoich odbiorców. Ilość energii zużywanej zależy od organizacji produkcji w przemyśle czy handlu oraz od stylu życia odbiorców indywidualnych. Można więc zapotrzebowanie na energię w pewnym stopniu przewidzieć. Występują jednak wahania w wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną. Zjawisko to musi być brane pod uwagę przy zawieraniu różnego rodzaju kontraktów. Niezależnie od deklaracji producenta i nabywcy formułowanej w postaci kontraktu, rzeczywista ilość wyprodukowanej i pobranej energii może podlegać zmianom.

Drugą istotną różnicą jest to, że energia elektryczna płynie zgodnie z prawami fizyki, gdzie struktura sieci, jej parametry i zdolności przepustowe oraz chwilowe zapotrzebowanie odgrywają decydującą rolę. Operator systemu przesyłowego ma ograniczone możliwości wymuszenia przepływu mocy od określonego wytwórcy. Dodatkowym elementem oddziałującym na przepływ energii w sieci są ograniczenia przepustowości linii elektroenergetycznych oraz awarie lub ograniczenia zdolności produkcji w elektrowniach. Operator systemu przesyłowego kieruje się naczelną zasadą zapewnienia przepływu energii elektrycznej do wszystkich odbiorców i zapewnienia stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Przy przygotowywaniu planu pracy jednostek wytwórczych przez operatora systemu przesyłowego kontrakty dwustronne pomiędzy uczestnikami rynku czy transakcje giełdowe nie są brane bezpośrednio pod uwagę. Wpływ kontraktów czy transakcji pojawia się głównie w rozliczeniach na rynku bilansującym.

Pomimo stosowanego zazwyczaj rozróżnienia pomiędzy rynkiem bilansującym a rynkiem finansowym, w rzeczywistości na rynku energii elektrycznej wszystkie kontrakty są kontraktami finansowymi. Najbardziej istotną różnicą pomiędzy

kontraktami finansowymi a kontraktami zgłaszanymi do realizacji na rynku bilansującym jest to, że zgłaszanie kontraktów na rynku bilansującym dotyczy dnia następnego oraz to, że forma zgłoszenia podlega ograniczeniom wynikającym z przepisów rynku bilansującego.

Niemożliwość dokładnej fizycznej realizacji dostawy energii w wielkości zakontraktowanej jest jedną z głównych różnic pomiędzy rynkiem energii elektrycznej i innymi rynkami. Niezrozumienie specyfiki rynku energii elektrycznej i bezpośrednie przenoszenie zasad działania innych rynków na rynek energii elektrycznej prowadzi do wielu nieporozumień.

5.1. Główne typy kontraktów i transakcji

Spośród wielu możliwych typów kontraktów i transakcji omówimy dokładnie te najczęściej spotykane na rynkach energii elektrycznej. Zwrócimy uwagę na specyficzną rolę kontraktów na rynku energii elektrycznej i ich rolę w stabilizacji rynku.

Handel energią elektryczną może przybierać następujące formy [34]:

- kontrakty typu vesting,
- kontrakty dwustronne,
- transakcje giełdowe,
- kontrakty finansowe, np. typu futures,
- transakcje na rynku bilansującym.

Kontrakty typu vesting są aranżowane przez organ administracji wprowadzającej rynek. Są one zawierane z jednej strony pomiędzy producentami i operatorem systemu przesyłowego, a z drugiej strony pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów rozdzielczych. Kontrakty typu vesting są ustanawiane na okres wprowadzania rynku.

Kontrakty dwustronne są zawierane pomiędzy uczestnikami rynku. W pierwszej fazie są one z reguły zawierane pomiędzy producentami energii a przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi i przedsiębiorstwami obrotu energią. W dalszych fazach rozwoju rynku obserwuje się zawieranie kontraktów pomiędzy producentami, przedsiębiorstwami obrotu energią, jak również innymi instytucjami finansowymi, jak banki i przedsiębiorstwa ubezpieczeniowe.

Transakcje giełdowe na giełdach energii elektrycznej mogą mieć różnorodny charakter. W pierwszej fazie wdrażania rynku giełdy energii organizują handel na rynku dnia następnego, stopniowo rozszerzając działanie na kontrakty standardowe zawierane najczęściej na okresy tygodniowe, miesięczne, kwartalne i roczne. Giełdy energii mogą oferować dodatkowo różnego rodzaju kontrakty finansowe. Czasem handel energią odbywa się na ogólnych giełdach na parkietach „futures”.

Handel energią może odbywać się również na rynku bilansującym. W początkowej fazie działania rynków bilansujących wprowadzany jest szereg ograniczeń, jak na przykład zbilansowane pozycje pośredników (OH). Wówczas handel przybiera dwie zasadnicze formy:

- nabycie lub sprzedaż energii przez operatora systemu przesyłowego od wytwórców i odbiorców w celu zbilansowania rynku poprzez korekcję pozycji kontraktowej;
- płatności za odchylenia od skorygowanych pozycji kontraktowych.

Z czasem ograniczenia w handlu na rynku bilansującym są znoszone i mogą na nim działać również pośrednicy z otwartymi pozycjami kontraktowymi. Wówczas ich niezbilansowanie jest rozliczane po cenach odchyleniowych podobnie jak odbiorców energii elektrycznej. Również wytwórcy zyskują więcej swobody poprzez dopuszczenie do sytuacji, w której ich pozycje kontraktowe na daną godzinę były mniejsze od mocy minimalnej lub większe od mocy maksymalnej.

5.2. Kontrakty typu vesting

5.2.1. Zasady ogólne kontraktów typu vesting

Chociaż kontrakty typu vesting nie występują na polskim rynku energii elektrycznej w sposób bezpośredni, jednak często taki typ kontraktów jest przywoływany w różnego typu dyskusjach o rynku energii. Dyskutuje się podobieństwo pomiędzy porozumieniem sektorowym dotyczącym kontraktów długoterminowych PSE a kontraktami typu vesting, dlatego też ten typ kontraktów jest krótko opisany.

Wprowadzanie rynku energii elektrycznej następuje stopniowo. Odbiorcy energii, poczynając od największych do najmniejszych, stopniowo uzyskują prawo do usługi przesyłowej zwanej TPA (*Third Party Access*), czyli do wyboru dostawcy energii (*contestable customer*). Odbiorcy, którzy mają prawo wyboru dostawcy energii są czasem nazywani odbiorcami pozataryfowymi. Do czasu kiedy takie prawo nabędą, odbiorcy ci (*franchised customer*) kupują energię zgodnie z taryfami energii elektrycznej zatwierdzanymi przez urzędy regulacji energetyki. Tego typu odbiorcy są nazywani odbiorcami taryfowymi.

Obowiązek sprzedaży energii odbiorcom taryfowym spoczywa na operatorach sieci rozdzielczych. O ile swobodę wyboru dostawcy na rynku detalicznym wprowadza się stopniowo, o tyle swoboda handlu na rynku hurtowym jest pierwszym krokiem we wdrażaniu rynku energii elektrycznej. Pojawia się więc okres przejściowy, w którym operatorzy systemów rozdzielczych kupują energię na rynku hurtowym, gdzie ceny podlegają dużym zmianom i muszą sprzedawać tę energię odbiorcom taryfowym po ustalonych cenach. Operatorzy systemów rozdzielczych ponoszą ryzyko zmian cen energii na rynku hurtowym.

Jednym z możliwych rozwiązań zmniejszających ryzyko operatorów systemów rozdzielczych jest ustanowienie przed wprowadzeniem rynku na okres przejściowy kontraktów o zdefiniowanych z góry cenach. Wolumen tych kontraktów pokrywa zapotrzebowanie odbiorców taryfowych danego operatora systemu rozdzielczego. Kontrakty typu vesting spełniają również inne funkcje. Należą do nich:

- stabilizacja rynku poprzez zapewnienie w okresie przejściowym opłacalnych cen energii dla producentów;
- zapewnienie odpowiednich zysków operatorom systemów rozdzielczych poprzez nabycie energii dla odbiorców taryfowych po ustalonych cenach;
- stworzenie odpowiednich warunków nabywania doświadczenie rynkowego poprzez stopniowe przechodzenie od kontraktów typu vesting do kontraktów dwustronnych.

Uważa się również, że kontrakty typu vesting zmniejszają prawdopodobieństwo nadużywania siły rynkowej i podejmowania prób gry na rynku energii elektrycznej.

Kontrakty typu vesting mogą przybierać wiele różnych form. W następnych rozdziałach omówione zostanie jedno z możliwych rozwiązań.

5.2.2 Ustalanie cen w kontraktach typu vesting

Kontrakty typu vesting różnicują ceny energii elektrycznej w zależności od wielkości zapotrzebowania. Najczęściej ustala się kilka charakterystycznych sezonów. Mają one związek z wielkością zapotrzebowania zmieniającego się z porami roku zależnymi od klimatu danego kraju. Przykładem jest podzielenie roku na trzy sezony [34]:

- zimny,
- ciepły lub gorący,
- umiarkowany.

Następnym elementem branym pod uwagę jest zmienne zapotrzebowanie na energię elektryczną w ciągu tygodnia - tzw. profil tygodniowy zapotrzebowania. Ze względu na dużą aktywność gospodarczą sektora handlowego w soboty definiuje się w niektórych krajach soboty jako dzień o innym charakterze zapotrzebowania. Charakterystyczne dni określa się jako:

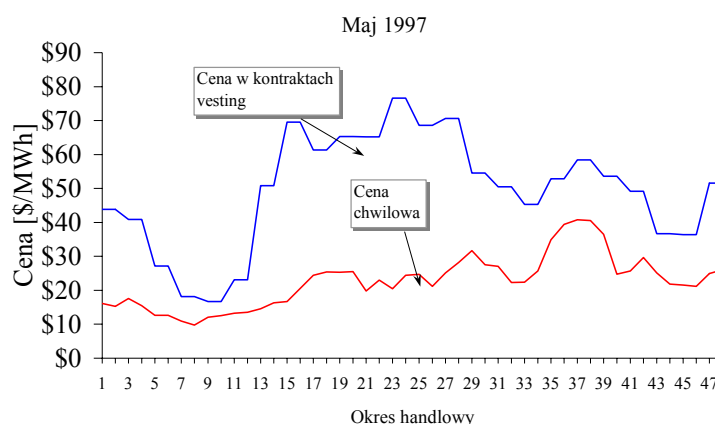
- robocze,
- soboty,
- święta.

Jako święta uznaje się wszystkie niedziele, święta państwowe i religijne, a w niektórych krajach również dni robocze w czasie wakacji.

Cenę energii w kontraktach typu vesting uzależnia się od pory dnia, wiążąc ją ściśle z prognozowanym zapotrzebowaniem na energię. Tworzy się profil cenowy dzienny, określając cenę dla każdego okresu handlowego (godziny lub 30 minut), jako wzorzec profilu cenowego dla każdego typu dnia. Rozkład cenowy energii w dowolnym dniu okresu, w którym obowiązują kontrakty typu vesting można otrzymać, mnożąc wzorzec profilu cenowego dziennego przez współczynniki odpowiadające sezonom, i przewidywany wskaźnik inflacji. Przykładowo cenę energii elektrycznej w okresie handlowym „i”, w dowolnym dniu „k”, okresu przejściowego można wyznaczyć z zależności:

$$c_k^{roboczy}(i) = C_{wzorzec}^{roboczy}(i) * W_{Sezon}(j) * W_{inflacja}(l) \quad (5.1)$$

gdzie: $c_k^{roboczy}(i)$ oznacza cenę energii w dniu roboczym „k” w okresie handlowym „i”; $C_{wzorzec}^{roboczy}(i)$ jest wzorcem cenowym w czasie dla dnia roboczego dla wszystkich okresów handlowych „i” w ciągu dnia; $W_{sezon}(j)$ jest współczynnikiem sezonu „j”, w którym występuje dzień roboczy „k”; $W_{inflacja}(l)$ - współczynnik inflacji dla roku „l”, w którym występuje dzień roboczy „k”.



Rys. 5.1. Przykład relacji cen chwilowych i cen w kontraktach vesting w trzecim roku działania rynku w stanie Wiktorii

Oczywiście można łatwo konstruować różne funkcje cenowe w kontraktach typu vesting biorąc pod uwagę wiele innych czynników, jednak w każdym przypadku funkcja ta musi być kompromisem pomiędzy szczegółowością a łatwością zastosowania.

Cena w kontraktach typu vesting jest z reguły znacznie wyższa niż na rynku chwilowym. Wynika to z funkcji tego typu kontraktów. Przykład rozkładu cen w kontraktach typu vesting i cen chwilowych na rynku energii elektrycznej w stanie Wiktorii [34] jest pokazany na rysunku 5.1.

5.2.3. Wyznaczania płatności w kontraktach vesting dla wytwórców

O ile płatności za energię zakupioną w ramach kontraktów vesting przez operatorów systemów rozdzielczych określa się jako iloczyn zdefiniowanej ceny i energii, o tyle w rozliczeniach z wytwórcami stosować można kilka opcji. Zobowiązania kontraktowe obowiązują wytwórców niezależnie od tego, czy produkują energię czy też są wyłączeni z ruchu. Tylko planowe remonty powodują uchylenie zobowiązań kontraktowych na okres wcześniej uzgodniony. Cena kontraktu jest ceną zdefiniowaną, podobnie jak energia, na każdy okres handlowy, każdego dnia w okresie przejściowym wprowadzania rynku.

Jeżeli w pewnym okresie handlowym wytwórca produkuje energię, której wielkość jest oznaczona jako $E_{gen}(i)$, to płatność otrzymywana od operatora systemu przesyłowego zależy od tego, czy wytwarzana energia była większa od energii zdefiniowanej przez kontrakt vesting dla tego okresu handlowego.

Przypadek 1 - $E_{gen}(i) \geq E_{vesting}(i)$

Gdy energia wytwarzana jest większa od energii zakontraktowanej, wówczas operator systemu przesyłowego wypłaca wytwórcy za dany okres handlowy:

$$N_{dla\ gen}(i) = E_{vesting}(i) * c_{vesting}(i) + [E_{gen}(i) - E_{vesting}(i)] * c_{chwilowa}(i) \quad (5.2)$$

gdzie: $N_{dla\ gen}(i)$ jest należnością dla wytwórcy za energię dostarczona w okresie handlowym „i”; $E_{vesting}(i)$ oznacza energię zakontraktowaną na okres „i”; $c_{vesting}(i)$ jest ceną kontraktową na okres „i”; $E_{gen}(i)$ jest energią wytwarzaną w okresie „i”; $c_{chwilowa}(i)$ oznacza cenę chwilową energii w okresie „i”.

Wytwórca energii otrzymuje należność za energię zakontraktowaną zgodnie z ceną kontraktu, a za dodatkową ilość wyprodukowanej energii otrzymuje zapłatę zgodnie z chwilową ceną rynkową.

Przypadek 2 - $E_{gen}(i) < E_{vesting}(i)$

Gdy energia wyprodukowana jest mniejsza od energii zakontraktowanej, wówczas producent energii elektrycznej otrzymuje zapłatę za dany okres handlowy:

$$N_{dla\ gen}(i) = E_{gen}(i) * c_{vesting}(i) - [E_{vesting}(i) - E_{gen}(i)] * c_x(i) \quad (5.3)$$

gdzie $c_x(i)$ jest ceną, którą można zdefiniować na kilka sposobów w zależności od rozwiązań rynkowych.

Cena zastosowana w zależności (5.3) może być różna. Wyróżnia się cztery charakterystyczne przypadki.

A. Cena za niedostarczoną energię jest ceną chwilową

$$c_x(i) = c_{chwil}(i) \quad (5.4)$$

Zastosowanie ceny chwilowej można uzasadnić koniecznością zakupu przez operatora systemu przesyłowego energii nie dostarczonej u innych producentów. Operator systemu przesyłowego może nabyć tę energię po cenie chwilowej.

B. Cena za niedostarczoną energię jest ceną z kontraktu

$$c_x(i) = c_{vesting}(i) \quad (5.5)$$

Uzasadnienie dla stosowania cen z kontraktu może być takie, że energia dostarczona i niedostarczona powinny być wyceniane tak samo. Rozwiązanie to można stosować, kiedy chce się wprowadzić silny system zachęcający producentów do wytwarzania energii zgodnie z ustalonymi kontraktami.

C. Nie stosuje się kar za energię niedostarczoną

$$c_x(i) = 0 \quad (5.6)$$

Takie rozwiązanie można uzasadnić tym, że już samo niedostarczenie energii powoduje zmniejszenie przychodów producenta i nie należy stosować dodatkowych kar, ponieważ sam system kontraktów vesting stanowi dostateczną zachętę do wywiązywania się z zobowiązań.

D. Cena za energię niedostarczoną jest zdefiniowana przez operatora systemu przesyłowego na podstawie innych kryteriów.

Każde z podanych rozwiązań ma pewne zalety i pewne wady.

5.2.4. Kontrakty vesting a kontrakty długoterminowe

Dostrzega się czasem podobieństwo pomiędzy kontraktami typu vesting a porozumieniem sektorowym dotyczącym kontraktów długoterminowych. Jest to podobieństwo stosunkowo niewielkie. Polega ono na zakupie pewnej ilości energii przez operatora systemu przesyłowego po cenach wyższych od cen rynkowych, a następnie rozdzielenie zakupionej energii pomiędzy operatorów systemów rozdzielczych w formie minimum ilości energii (MIE).

Tabela 5.1. Różnice między kontraktami vesting i porozumieniem sektorowym

Cecha	Kontrakty długoterminowe – (MIE) Porozumienie sektorowe	Kontrakty vesting
Cel ustanowienia kontraktów	Pokrycie kosztów inwestycji w sektorze wytwarzania	Stabilizacja rynku poprzez zagwarantowanie wytwórcom przychodów, a operatorom systemów rozdzielczych, nabycie energii po ustalonych cenach dla odbiorców taryfowych
Ilość energii zakontraktowanej u wytwórców	Ustalana tak, aby pokryć koszty wynikające z inwestycji	Pokrywająca zapotrzebowanie odbiorców taryfowych
Ilość energii zakontraktowanej przez nabywców	Proporcjonalnie, aby pokryć cały wolumen produkcji w kontraktach długoterminowych	Pokrywająca zapotrzebowanie odbiorców taryfowych
Ceny dla wytwórców	Umożliwiające pokrycie kosztów inwestycji przy ustalonym wolumenie produkcji	Umożliwiające pokrycie dużej części kosztów stałych w okresie przejściowym
Ceny dla nabywców	Umożliwiające płacenie wyższych cen wytwórcom posiadającym kontrakty	Umożliwiające pokrycie całkowitych kosztów kontraktów vesting
Czas obowiązywania	Wieloletnie kontrakty długoterminowe	Kontrakty na okres wprowadzania rynku, najczęściej 7 lat.
Sposób ustalanie zasad	Tymczasowy, podlegający zmianom	Ustalony na cały okres obowiązywania kontraktów

Kontrakty typu vesting są w sposób istotny różne od minimalnej ilości energii (MIE). Główne różnice są przedstawione w tabeli 5.1.

5.2.5. Ocena kontraktów typu vesting

Pomimo ogólnie pozytywnej oceny kontraktów typu vesting nie brak też głosów sceptycznych. Uważa się, że wyższe ceny w tych kontraktach zniekształcają ceny na rynku chwilowym, ponieważ wytwórcy, mając zapewnione pokrycie dużej części kosztów stałych przez kontrakty vesting, handlują na rynku chwilowym nadwyżkami energii po cenach zmiennych i przez to ceny na rynku chwilowym nie są odzwierciedleniem średnich cen nabywania energii na rynku hurtowym. Trudno się z tymi opiniami nie zgodzić. Tak działają kontrakty vesting. Jednak należy wziąć pod

uwagę to, że zawsze na rynku energii elektrycznej rynek chwilowy będzie rynkiem, na którym wytwórcy będą handlować nadwyżkami energii, a ceny będą często zbliżone do kosztów zmiennych. Efekt ten wystąpi niezależnie od istnienia kontraktów vesting.

Podsumowując, można stwierdzić, że kontrakty typu vesting mają pozytywne znaczenie w okresie przejściowym. Gwarantując dochody wytwórcom energii i zmniejszając ryzyko operatorów systemów rozdzielczych, kontrakty te stabilizują rynek energii i zachęcają przedsiębiorstwa sektora do reform rynkowych.

5.3. Kontrakty dwustronne

Kontrakty dwustronne są główną formą handlu na rynku energii elektrycznej. Są one zawierane przez uczestników rynku w celu zmniejszenia lub podziału ryzyka handlowego. W kontraktach dwustronnych ustala się cenę i wolumen energii na każdy okres handlowy każdego dnia kontraktu. Cena i moc kontraktu mogą być stałe, ale najczęściej stosowane są ceny zmienne odwzorowujące zapotrzebowanie i ceny chwilowe.

Tradycyjnie w elektroenergetyce kontrakty zawierane były na długie okresy czasowe z ilościami i cenami energii zdefiniowanymi na każdy miesiąc kontraktu. Czasami definiowano ceny kontraktów w okresach szczytowych i pozaszczytowych. Rynek energii elektrycznej jako rynek chwilowy, godzinny, wymaga definiowania wolumenu energii i jej ceny na każdą godzinę każdego dnia kontraktu. W dalszym ciągu istnieje możliwość zawierania tradycyjnych kontraktów. Jeżeli jednak informacja o tych umowach ma być przekazana operatorowi systemu przesyłowego, musi nastąpić grafikowanie kontraktu tzn. przypisanie wolumenu i ceny każdej godzinie.

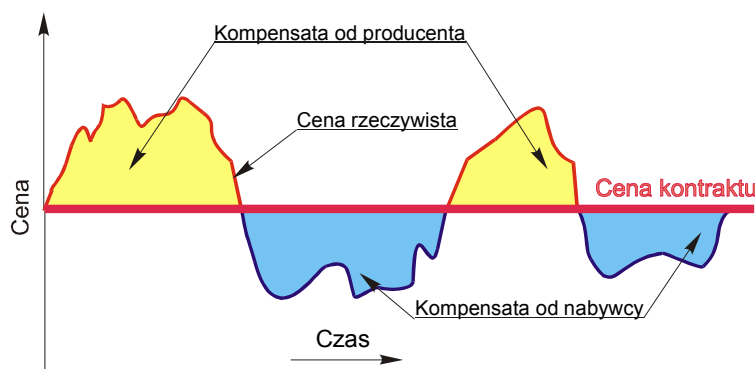
Ceny w kontraktach dwustronnych są ustalane przez strony kontraktu. Są one związane z cenami chwilowymi i wielkościami zmian cen chwilowych. W cenę kontraktu jest wliczane zmniejszenie ryzyka wynikające z faktu zawarcia kontraktu dwustronnego. Jeżeli prognoza przewiduje kształtowanie się ceny chwilowej na niskim poziomie, to cena w kontrakcie jest z reguły wyższa. Nabywca płaci cenę wyższą niż prognozowana na rynku chwilowym, ale również zmniejsza się jego ryzyko. Jeżeli przewidywana jest wysoka cena chwilowa, cena w kontrakcie powinna być niższa od ceny prognozowanej tak, aby była dostatecznie atrakcyjna dla nabywcy i dostatecznie wysoka dla producenta, wyższa od ceny przewidywanej minus ryzyko handlowe. Jednakże na rynku energii elektrycznej ceny chwilowe wynikają z handlu nadwyżkami energii często po cenach odpowiadających kosztom zmiennym, a w okresach wojen cenowych producentów nawet po cenach niższych od kosztów zmiennych. Dlatego na rynkach energii elektrycznej ceny energii w kontraktach dwustronnych są z reguły wyższe niż ceny na rynku chwilowym.

Istnieje wiele możliwych form kontraktów dwustronnych. Przedstawiamy trzy powszechnie spotykane ich typy. Ustalenie ceny za energię nabytą lub sprzedaną oznacza usunięcie ryzyka wynikającego ze zmienności cen. Pozostaje jednak zawsze ryzyko wynikające z różnicy pomiędzy wielkością energii zakontraktowanej i

energii rzeczywiście wyprodukowanej lub pobranej. Przypadki takie są omówione na przykładzie wybranych typów kontraktów w dalszych podrozdziałach.

5.3.1. Kontrakty dwukierunkowe

W kontraktach dwustronnych dwukierunkowych wytwórca energii i jej nabywca ustalają cenę i wolumen energii na każdy okres handlowy. Jeżeli chwilowa cena rynkowa jest różna od ceny ustalonej w kontrakcie na dany okres handlowy, wówczas strony kontraktu rekompensują sobie nawzajem różnice. Rysunek 5.2 ilustruje zasadę działania kontraktów dwukierunkowych. Dokładne przepływy i formy płatności zależą od organizacji rynku i od tego, czy strony kontraktu zdecydują się na przedłożenie kontraktu operatorowi systemu przesyłowego do realizacji. Jednak zawsze jest to kontrakt o cenie stałej dla obu stron kontraktu.



Rys. 5.2. Główna zasada działania kontraktów dwukierunkowych

5.3.1.1. Profile ryzyka

Mimo że kontrakty dwukierunkowe są kontraktami o ustalonej cenie, to jednak zarówno sprzedawca jak i nabywca ponoszą pewne ryzyko rynkowe związane z tym, że wielkość energii wyprodukowanej lub pobranej może różnić się od wielkości zakontraktowanej. Omówimy krótko profile ryzyka związane z różnicami pomiędzy wielkością energii zakontraktowanej a rzeczywiście pobranej na przykładzie nabywcy energii.

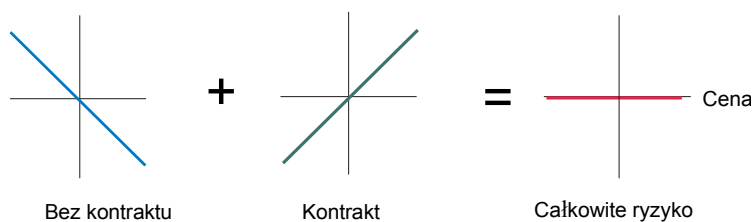
Ryzyko ponoszone przez nabywcę energii zależy od tego, jak wielkość zakontraktowanej energii ma się do rzeczywistego popytu. Rozważmy trzy charakterystyczne przypadki. Rysunek 5.3 pokazuje rynkowe profile ryzyka w przypadku, gdy wielkość energii zakontraktowanej jest równa ilości energii pobranej. Oś pionowa reprezentuje zysk lub stratę wynikającą z diskutowanych różnic. Zmiany cen są przedstawione na osi poziomej. Przecięcie osi pionowej z poziomą wyznacza cenę określoną w kontrakcie. Przy cenie rynkowej równej cenie określonej w kontrakcie nabywca energii nie ponosi strat, ale też nie ma

dotatkowych zysków związanych z wahaniami jego zapotrzebowania – punkt przecięcia osi w lewej części rysunku 5.3.

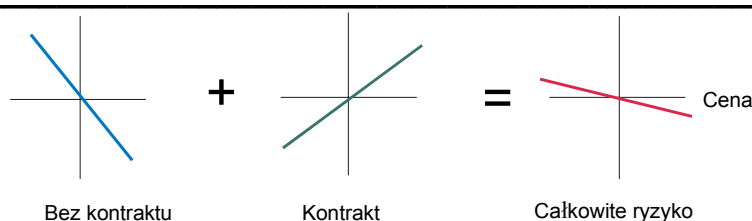
Jeżeli cena rynkowa spada to, nie mając kontraktu nabywca, osiągałby dodatkowe zyski w stosunku do założonej ceny. Jeżeli jednak cena rynkowa rośnie, to ponosi on straty w stosunku założonej ceny. Profil ryzyka na lewej stronie rysunku przyjmuje wartości dodatnie lub ujemne w zależności od wahań cen rynkowych. Wielkość dyskutowanych zysków i strat zależy od wielkości zapotrzebowania na energię tego nabywcy. Zapotrzebowanie wyznacza pochylenie profilu ryzyka. Im większe zapotrzebowanie na energię, tym bardziej pochylona jest linia profilu ryzyka. Linia pokazująca profil ryzyka wytwórcy jest pokazana w części środkowej rysunku 5.3. Jej pochylenie jest określone poprzez wolumen zakontraktowanej energii. Dodanie dwóch profili prowadzi do profilu wynikowego, jaki ma nabywca po zawarciu kontraktu dwustronnego dwukierunkowego.

Zerowe ryzyko jest osiągalne pod warunkiem, że pochylenie profili ryzyka bez kontraktu oraz profilu ryzyka kontraktu jest takie same. Zdarza się to wtedy, gdy ilość energii pobranej jest równa dokładnie ilości określonej w kontrakcie. Tylko w przypadku, kiedy wielkość zakontraktowana dokładnie odpowiada popytowi na energię, nabywca kupuje energię, nie ponosząc ryzyka rynkowego. Podobną analizę profili ryzyka można przeprowadzić od strony producenta energii.

W pewnych okresach handlowych rzeczywiste zapotrzebowanie na energię może być wyższe niż wielkość objęta kontraktem. Przypadek, w którym pobór energii przekracza wielkość zakontraktowaną jest pokazany na rysunku 5.4. Pochylenie profilu całkowitego ryzyka zależy od tego, o ile pobór energii jest większy od wolumenu kontraktu. Dla tego przypadku, jeżeli rynkowa cena chwilowa jest wyższa od ceny kontraktu, nabywca ponosi dodatkowe koszty w stosunku do możliwości nabycia tańszej energii na rynku chwilowym, natomiast kiedy cena rynkowa chwilowa jest niższa od ceny kontraktu, nabywca ma dodatkowe zyski.

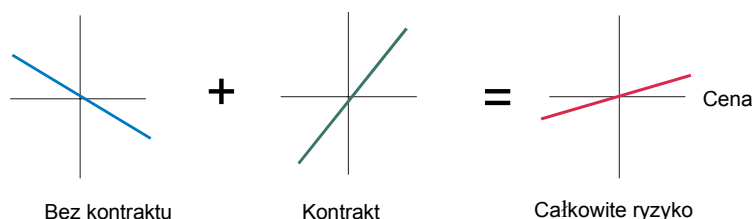


Rys. 5.3. Ryzyko rynkowe, kiedy wielkość popytu jest równa energii zakontraktowanej



Rys. 5.4. Ryzyko rynkowe w sytuacji, kiedy pobór energii jest większy od wielkości zakontraktowanej

Ponieważ popyt na energię jest zmienny, mogą wystąpić okresy handlowe, w których pobór energii będzie większy niż wolumen kontraktu – rysunek 5.5. Wówczas pochylenie profilu kontraktu jest większe niż profilu nabywcy bez kontraktu. Profil całkowitego ryzyka pokazuje, że jeżeli cena rynkowa chwilowa jest większa od ceny kontraktu, wówczas nabywca ma dodatkowe zyski. Przy cenie niższej kontrakt prowadzi do strat w stosunku do możliwości zakupów na rynku bilansującym.



Rys. 5.5. Ryzyko rynkowe w sytuacji, gdy pobór energii jest mniejszy od wielkości zakontraktowanej

5.3.1.2. Przykłady płatności w kontrakcie dwukierunkowym

W celu lepszego zrozumienia działania kontraktów dwukierunkowych rozpatrzmy przykład liczbowy. Dla uproszczenia rozważań założmy, że kontrakt ten nie jest ujawniony, czyli przedłożony do realizacji operatorowi systemu przesyłowego. Strony kupują i sprzedają energię na rynku, kompensując sobie nawzajem różnice pomiędzy ceną kontraktu a chwilową ceną na rynku. Gdyby strony ujawniły kontrakt i przedłożyły go do realizacji operatorowi systemu przesyłowego, wynik finansowy byłby dokładnie taki sam. Inne byłyby natomiast przepływy finansowe. Obliczenia są prowadzone dla jednej godziny.

Zakładamy, że nabywca zawarł kontrakt na daną godzinę na 100MWh w kontrakcie dwukierunkowym z wytwórcą energii oraz że cena energii w kontrakcie została określona na 120zł/MWh. Rozpatrzmy następujące przypadki kształtowania się poboru energii oraz cen chwilowych na rynku:

- zmniejszony pobór = 80MWh,
- zwiększony pobór = 120MWh,

- niska chwilowa cena rynkowa = 100zł/MWh,
- wysoka chwilowa cena rynkowa = 140zł/MWh.

Przypadek 1 - Pobór wynosił 120MWh, a chwilowa cena rynkowa równa była 100zł/MWh

Nabywca płaci operatorowi systemu przesyłowego	120MWh × 100złotych	12000zł
Nabywca rekompensuje producentowi różnicę	100MWh × (120 - 100)	2000zł
Całkowity koszt zakupu poniesiony przez nabywcę		14000zł
Koszt poniesiony przez nabywcę, gdyby cała energia została zakontraktowana po cenie 120zł/MWh		14400zł
Zysk nabywcy		400zł

Przypadek 2 - Pobór energii wynosił 120MWh, a chwilowa cena rynkowa równa była 140zł/MWh

Nabywca płaci operatorowi systemu przesyłowego	$120\text{MWh} \times 140\text{zł}$	16800zł
Producent rekompensuje różnicę nabywcy	$100\text{MWh} \times (140-120)\text{zł}$	-2000zł
Całkowity koszt zakupu poniesiony przez nabywcę		14800zł
Koszt poniesiony przez nabywcę gdyby cała energia została zakontraktowana po cenie 120zł/MWh		14400zł
Strata nabywcy		400zł

Przypadek 3 - Pobór energii wynosił 80MWh, a cena chwilowa na rynku wynosiła 100zł/MWh

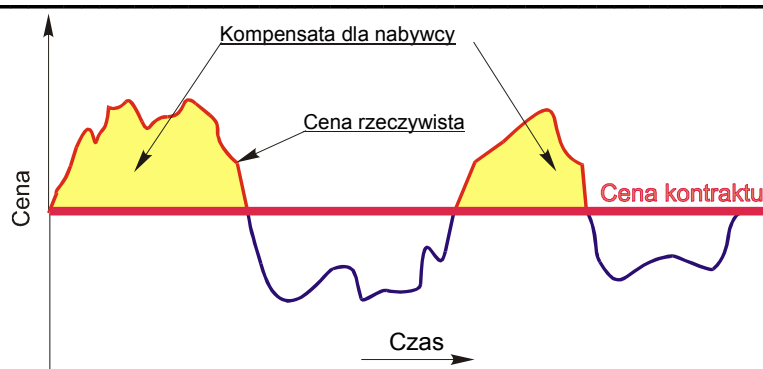
Nabywca płaci operatorowi systemu przesyłowego	$80\text{MWh} \times 100\text{zł}$	8000zł
Nabywca kompensuje różnicę producentowi	$100\text{MWh} \times (120-100)\text{zł}$	2000zł
Całkowity koszt poniesiony przez nabywcę		10000zł
Koszt poniesiony przez nabywcę, gdyby cała energia została zakontraktowana po cenie 120zł/MWh		9600zł
Strata nabywcy		400zł

Przypadek 4 - Pobór energii wynosił 80MWh, a chwilowa cena rynkowa wynosiła 140zł/MWh

Nabywca płaci operatorowi systemu przesyłowego	$80\text{MWh} \times 140\text{zł}$	11200zł
Producent kompensuje różnicę nabywcy	$100\text{MWh} \times (140-120)\text{zł}$	-2000zł
Całkowity koszt poniesiony przez nabywcę		9200zł
Koszt poniesiony przez nabywcę, gdyby cała energia została zakontraktowana po cenie 120zł/MWh		9600zł
Zysk nabywcy		400zł

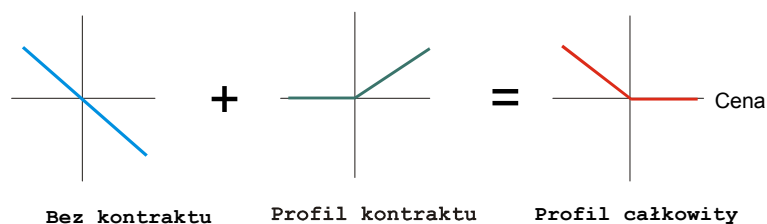
5.3.2. Kontrakty jednokierunkowe

O ile kontrakty dwukierunkowe są najczęściej stosowane w początkowych fazach wdrażania rynku, o tyle z czasem jego uczestnicy decydują się na zawieranie kontraktów jednokierunkowych. Przykład kontraktu jednokierunkowego zawartego przez nabywcę energii jest pokazany na rysunku 5.6. Nabywca płaci drugiej stronie kontraktu, którą może być wytwórca, operator handlowy lub instytucja finansowa, opłatę stałą zależną od wielkości energii zakontraktowanej, ceny kontraktu i okresu, na jaki kontrakt został zawarty. Jeżeli chwilowa cena rynkowa jest większa od ceny ustalonej w kontrakcie, druga strona kontraktu rekompensuje nabywcy różnicę. Jeżeli cena jest mniejsza od wielkości określonej w kontrakcie, nie ma rekompensaty dla producenta. W tego typu kontraktach nabywca jest zwolniony z obowiązku rekompensaty i w zamian za to płaci ustalona opłatę. Kontrakty jednokierunkowe są pewną formą zabezpieczenia: w zamian za stałą opłatę nabywca otrzymuje rekompensatę w przypadku, gdy ceny rynkowe są wyższe od cen ustalonych w kontrakcie. Podobne kontrakty mogą też zawierać wytwórcy energii. Kompensata następuje wówczas, kiedy cena spada poniżej pewnej ustalonej w kontrakcie wielkości.

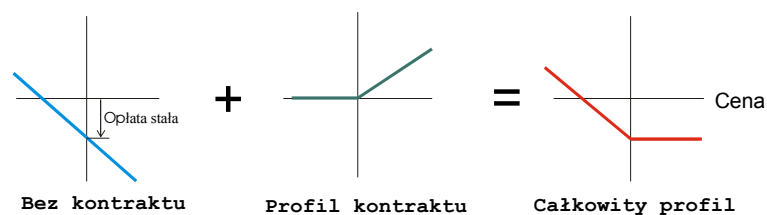


Rys. 5.6. Kontrakty jednokierunkowe

Ryzyko rynkowe w kontraktach jednokierunkowych może być analizowane w podobny sposób, jak w kontraktach dwukierunkowych. Jeżeli pobór energii jest równy wielkości zakontraktowanej, wówczas całkowite ryzyko rynkowe nabywcy jest małe i nie prowadzi do strat – rysunek 5.7. Na rysunku tym nie uwzględniono kosztu opłaty stałej. W całkowitym rachunku strat i zysków należy uwzględnić opłatę stałą ponoszoną przez nabywcę. W tym przypadku profile ryzyka mają postać pokazaną na rysunku 5.8.



Rys. 5.7. Ryzyko rynkowe przy kontraktach jednokierunkowych przy założeniu, że popyt jest równy wielkości zakontraktowanej



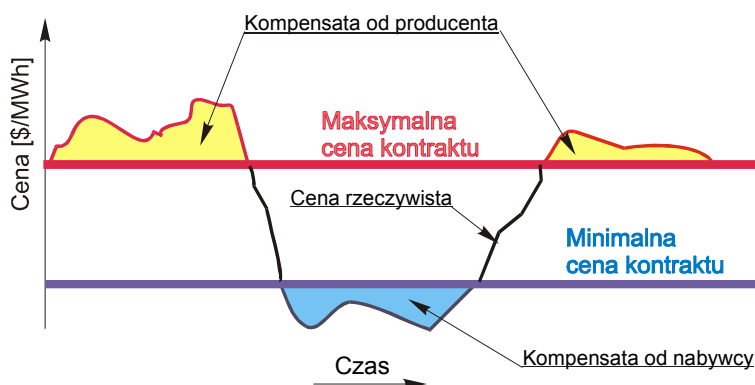
Rys. 5.8. Profile ryzyka dla kontraktów jednokierunkowych z uwzględnieniem opłaty stałej

Podobnie jak w przypadku kontraktów dwukierunkowych można naszkicować profile ryzyka dla różnych przypadków odchylenia wielkości energii pobranej od

wielkości zakontraktowanej. Ryzyko związane z odchyleniami energii rzeczywiście pobranej od prognozowanej powoduje, że na rynku energii elektrycznej uczestnicy rynku ponoszą ryzyko nie tylko wynikające z wahań cen energii, ale również ze zmian wolumenu.

5.3.3. Inne typy kontraktów

Możliwe jest zawieranie wielu typów kontraktów dwustronnych. Przykład kontraktu, w którym strony określają minimalną i maksymalną cenę, poniżej lub powyżej której następują kompensaty (*kontrakt typu „kołnierzyk”*), jest pokazany na rysunku 5.9. Jeżeli cena chwilowa jest większa od ceny maksymalnej ustalonej w kontrakcie, wówczas producent kompensuje różnicę nabywcy energii. Kiedy cena spada poniżej minimalnej granicy ustalonej w kontrakcie wówczas nabywca kompensuje producentowi różnicę. W obu przypadkach kompensata mieścić się musi w ustalonych w kontrakcie granicach. Nakreślenie profili ryzyka przy tego typu kontraktach zostawiamy czytelnikowi jako ćwiczenie sprawdzające.



Rys. 5.9. Kontrakty typu maksimum-minimum

5.4. Transakcje na giełdach energii

Giełdy energii oferują dwa główne rodzaje transakcji. Pierwszy z nich to transakcje na rynku dnia następnego. Transakcje te są zawierane na każdą godzinę danego dnia, w dniu poprzedzającym transakcję. Drugi rodzaj transakcji proponowany przez giełdy ma formę kontraktów standardowych o określonym wolumenie i czasie trwania kontraktu. Typowe kontrakty standardowe są zawierane na okres roku, kwartału, miesiąca lub tygodnia. Często giełda oferuje kontrakty standardowe o okresie trwania równym okresowi rozliczeń na rynku bilansującym, np. 10 dni. Kontrakty standardowe są instrumentami finansowymi ubezpieczenia się od ryzyka działania rynku.

W pierwszej kolejności powstające giełdy energii oferują możliwość zawierania transakcji na rynku dnia następnego. Możliwe jest składanie ofert prostych definiujących oferowaną do sprzedaży lub zakupu energię na każdą godzinę lub ofert blokowych o kilku charakterystycznych parametrach. Te ostatnie są formą wygodną dla wytwórców energii, ponieważ akceptacja oferty blokowej może oznaczać nieprzerwaną pracę jednostki wytwórczej przez okres czasu zdefiniowany w ofercie. W ten sposób wytwórcy zmniejszają ryzyko odstawienia jednostki wytwórczej.

Oferowanie energii na giełdzie może być trudniejsze w porównaniu z zawieraniem kontraktów bilateralnych. Składający ofertę uczestnik rynku nie może negocjować ceny giełdowej, ponieważ jest ona wynikiem równowagi ofert sprzedaży i zakupu. Oferta giełdowa jest z reguły składana w dniu poprzedzającym rozdział obciążeń na kilka minut przed zamknięciem przyjmowania ofert przez giełdę. Chociaż z zasady giełdy energii pozwalają na składanie ofert z kilkudniowym wyprzedzeniem, to jednak zmieniające się warunki w systemie elektroenergetycznym powodują, że prognozy wykonywane z takim wyprzedzeniem mogą być obarczone dużym błędem. Dlatego też uczestnicy rynku chcący odpowiednio zbudować ofertę giełdową składają ją w ostatniej chwili, tuż przed zamknięciem okresu składania ofert.

Zasady składania ofert giełdowych oraz zawierania transakcji giełdowych na rynku dnia następnego są przedstawione szczegółowo w rozdziale 6.

5.5. Transakcje na rynku bilansującym

Rynek bilansujący może być dla uczestników trzecim po rynku kontraktów dwustronnych i rynku giełdowym segmentem obrotu energią elektryczną. Pewien niewielki obrót na rynku bilansującym jest zawsze wymuszony przez zmieniającą się sytuację w systemie elektroenergetycznym. Wytwórca nie jest w stanie przewidzieć dokładnej produkcji swoich jednostek, chociażby ze względu na niemożność przewidzenia awarii i zmniejszenia się mocy dyspozycyjnej, a zatem zawsze powstaje pewna różnica pomiędzy energią zakontraktowaną do produkcji z danej jednostki a energią rzeczywiście wyprodukowaną. Nabywcy energii nie są w stanie przewidzieć zachowania się swoich odbiorców i zakontraktować takiej ilości energii, która dokładnie by pokrywała rzeczywisty pobór. Powstają naturalne odchylenia pomiędzy ilością energii zakontraktowanej a energią rzeczywiście pobraną. Odchylenia te są rozliczane na rynku bilansującym.

Oprócz zadania rozliczenia naturalnych odchyłeń rynek bilansujący może być segmentem, w którym uczestnicy prowadzą świadomą grę rynkową. Wytwórcy, mając zakontraktowaną część zdolności produkcyjnej swych jednostek wytwórczych, oferują pozostające w ich dyspozycji moce wytwórcze na rynku bilansującym operatorowi systemu przesyłowego w formie ofert sprzedaży nazywanych pasmami przyrostowymi w ofercie bilansującej. Mogą oni spodziewać się, że suma wszystkich zgłoszonych przez uczestników rynku bilansującego umów sprzedaży energii jest mniejsza od przewidywanego zapotrzebowania w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wówczas operator systemu przesyłowego musi zakupić dodatkowe ilości energii wykorzystując oferty w pasmach przyrostowych

ofert bilansujących. Dla wytwórców jest to możliwość sprzedaży dodatkowej ilości energii. Ważnym czynnikiem jest to, że cena energii oferowanej do sprzedaży zależy od wytwórcy energii. O ile jednostka wytwórcza nie musi produkować energii w trybie wymuszonym ograniczeniami sieciowymi, operator systemu przesyłowego zakupuje tą energię po cenach, które deklaruje wytwórca w pasmach cenowych oferty bilansującej. Ceny w pasmach przyrostowych nie mogą być wyższe od ceny maksymalnej, ta jednak jest z reguły ustalana na poziomie kilkukrotnie wyższym niż średnie ceny na rynku bilansującym czy giełdowym.

Transakcja zakupu energii od wytwórcy na rynku bilansującym następuje przez skorygowanie deklarowanej pozycji kontraktowej. Różnica pomiędzy deklarowaną a skorygowaną pozycją kontraktową jest wielkością transakcji na rynku bilansującym. Kiedy ilość energii będąca sumą wszystkich pozycji kontraktowych uczestników rynku bilansującego jest mniejsza od całkowitego zapotrzebowania na energię, transakcje zawierane na rynku bilansującym przez skorygowanie pozycji kontraktowej mają charakter zakupu energii przez operatora systemu przesyłowego od wytwórców. Może jednak się zdarzyć, że suma zakontraktowanej energii jest większa niż zapotrzebowanie na nią, wówczas skorygowana pozycja kontraktowa odpowiada mniejszej ilości energii niż pozycja deklarowana. Wtedy transakcje na rynku bilansującym mają charakter zakupu energii przez wytwórcę od operatora systemu przesyłowego i płaci on operatorowi systemu należność wynikającą z różnicy pomiędzy pozycją deklarowaną i skorygowaną oraz cenami zadeklarowanymi w pasmach redukcyjnych oferty bilansującej.

Odchylenia pomiędzy skorygowaną pozycją kontraktową a rzeczywistą produkcją są rozliczane po jednakowej dla wszystkich uczestników cenie rozliczeniowej. Wysokość tej ceny wynika z całkowitych kosztów poniesionych na zbilansowanie zapotrzebowania w krajowym systemie elektroenergetycznym. W przeciwieństwie do transakcji wynikających z korekty pozycji kontraktowej, które są rozliczane na podstawie cen deklarowanych przez uczestnika rynku w ofercie bilansującej, a zatem znanych mu przed transakcją, cena rozliczeniowa jest wyznaczana dopiero po odczycie urządzeń pomiarowych, czyli po czasie faktycznej produkcji energii. W chwili produkcji energii wytwórca nie wie, jaka będzie cena rozliczeniowa. Ogranicza to skłonność wytwórców do umyślnego odchylenia się od wyznaczonej przez operatora systemu przesyłowego pozycji w celu osiągnięcia dodatkowego zysku.

Nabywcy energii zawierają tylko jeden rodzaj transakcji. Wolumen tej transakcji jest wyznaczany przez różnicę pomiędzy deklarowaną pozycją kontraktową a rzeczywistym poborem energii. W przypadku nabywców nie stosuje się korygowania pozycji kontraktowej, ponieważ nie mają oni w zasadzie wpływu na zachowanie się swoich odbiorców. Transakcje nabywców na rynku bilansującym są rozliczane po cenie rozliczeniowej, jednakowej dla wszystkich uczestników rynku, wyznaczonej po odczycie urządzeń pomiarowych. Chociaż nabywca nie zna wysokości ceny rozliczeniowej w chwili składania informacji o umowach sprzedaży na rynku bilansującym, może on jednak próbować cenę tę przewidzieć. Zakładając, że cena rozliczeniowa na rynku bilansującym może być niższa niż ceny w

kontraktach dwustronnych lub transakcjach giełdowych, nabywca może kontraktować tylko pewną część swojego zapotrzebowania, dokupując resztę na rynku bilansującym po cenach rozliczeniowych. W przypadku prognozy wskazującej na wysokie ceny rozliczeniowe nabywca może zakontraktować przez kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe większą ilość energii niż jest w stanie pobrać z rynku bilansującego. Wówczas operator systemu przesyłowego odkupuje nadwyżkę od nabywcy, płacąc mu zgodnie z ceną rozliczeniową. Jeżeli przewidywania te sprawdzą się, nabywca może osiągać dodatkowy dochód poprzez grę na rynku bilansującym.

W podobny sposób jak nabywcy mogą działać przedsiębiorstwa obrotu energią. Przedsiębiorstwa takie, zgłaszając na rynku bilansującym umowy kupna i sprzedaży, mogą mieć zamkniętą lub otwartą pozycję kontraktową. W przypadku zamkniętej pozycji kontraktowej ilość zakupionej i sprzedanej energii są sobie równe. Nie ma wówczas przepływów finansowych pomiędzy przedsiębiorstwem obrotu energią i operatorem systemu przesyłowego. W przypadku otwartej pozycji kontraktowej ilości zakupionej i sprzedanej przez to przedsiębiorstwo energii są różne. Jeżeli ilość zakupionej energii jest mniejsza od ilości sprzedanej, przedsiębiorstwo obrotu dokupuje różnicę na rynku bilansującym po cenie rozliczeniowej. Jeżeli ilość zakupionej energii jest większa od ilości sprzedanej, wówczas przedsiębiorstwo obrotu odsprzedaże różnicę operatorowi systemu przesyłowego po cenie rozliczeniowej. Odpowiednio dokładne przewidywanie przyszłych cen rozliczeniowych może być dla przedsiębiorstwa obrotu energią źródłem dodatkowych przychodów wynikających z gry na rynku bilansującym.

Przedsiębiorstwo obrotu energią z otwartą pozycją kontraktową jest rozliczane na rynku bilansującym w podobny sposób, co nabywcy energii. Jediną różnicą jest to, że w przypadku nabywcy różnica pomiędzy deklarowaną pozycją kontraktową a rzeczywistym poborem energii może być wyznaczona dopiero po odczycie urządzeń pomiarowych. W przypadku przedsiębiorstwa obrotu energią różnica pomiędzy wielkościami zakupu i sprzedaży jest znana w chwili składania informacji na rynku bilansującym i nie ulega zmianie.

Giełda energii jest pośrednikiem w handlu energią, którego pozycja kontraktowa jest zawsze zamknięta, ponieważ zasadą działania giełdy jest równowaga pomiędzy transakcjami zakupu i sprzedaży. W związku z tym informacja o transakcjach giełdowych przekazywana operatorowi systemu przesyłowego służy wyłącznie do weryfikacji poprawności informacji o transakcjach giełdowych składanych przez uczestników rynku. Po dokonaniu takiej weryfikacji informacja z giełdy energii nie jest więcej wykorzystywana przez operatora systemu przesyłowego. Nie następują także żadne rozliczenia i przepływy finansowe pomiędzy giełdą energii i operatorem systemu przesyłowego.

5.6. Transakcje na parkietach typu futures

Energia elektryczna z czasem wchodzi do handlu na giełdach w opcji zwanej „futures”. Taka opcja kontraktu przewiduje, że pewna porcja energii elektrycznej

będzie sprzedana w przyszłości po ustalonej cenie. Cena jest ustalona w dniu kontraktu, podczas gdy dostawa następuje później, w czasie zdefiniowanym przez kontrakt. Kontrakt taki pozwala na ubezpieczenie się przed zmianą cen w przyszłości. Kontrakty typu "futures" są prowadzone przez giełdy w ustalonych wielkościach produktów. Najczęściej handluje się energią w porcjach równych 500 lub 736MWh.. Typowa porcja energii elektrycznej oferowana w takich kontraktach to 500MWh. W celu lepszego zrozumienia kontraktów giełdowych tego typu rozważmy prosty przykład.

Założmy, że producent energii elektrycznej spodziewa się, że w następnym miesiącu cena energii będzie poniżej jej obecnego poziomu równego 120zł/MWh. Producent ten zaoferował i sprzedał 500MWh po obecnej cenie z dostawą w miesiącu następnym. W wyniku tej operacji otrzymał on $500\text{MWh} \cdot 120\text{zł} = 60000$ złotych. W miesiącu dostawy energii cena może być niższa niż obecnie, tak jak przewidywał producent, ale może też być wyższa. Rozważmy te dwa przypadki.

Jeżeli w miesiącu dostawy cena spada do powiedzmy 100zł/MWh, to taka jest wówczas również wartość porcji energii, którą sprzedał producent miesiąc temu. Może on obecnie odkupić tę samą ilość energii po cenie bieżącej, czyli 100zł/MWh, uwalniając się od zobowiązania jej dostawy. Zapłaci on wówczas 50000 złotych. Operacja taka może przynieść producentowi zysk w wysokości 10000 złotych. Wykupiona z giełdy porcja energii jest sprzedawana na rynku energii, na przykład na giełdzie energii lub na rynku bilansującym po cenie bieżącej 100zł/MWh. Całkowity przychód producenta wynosi 60000 złotych, co było jego założonym celem.

Może się jednak też zdarzyć, że w miesiącu dostawy cena będzie wyższa niż w chwili sprzedaży i założmy, że cena wzrosła do 140zł/MWh. Wówczas producent może sprzedać energię na rynku po cenie bieżącej 140zł/MWh, otrzymując 70000 złotych. Odkupuje on teraz swój kontrakt za cenę bieżącą $140\text{zł/MWh} \cdot 500\text{MWh} = 70000$ złotych tracąc na tym 10000 złotych, jednak i w tym przypadku jego całkowity dochód wynosi 60000 złotych.

Przez handel energią przy pomocy kontraktów typu futures producent zredukował swoje ryzyko, uniezależniając się od zmian cen. Nie uzyska on dodatkowego przychodu, jeśli ceny energii w czasie realizacji opcji wzrosną, ale również nie straci w przypadku, gdy ceny spadną. W podobny sposób mogą kupować i sprzedawać energię na giełdzie nabywcy i pośrednicy.

Cena energii elektrycznej w kontraktach typu futures jest wynikiem przewidywania ceny przyszłej przez dużą grupę osób zaangażowanych w transakcje giełdowe. Ta prognoza może być używana do ustalania cen w różnego rodzaju kontraktach. Handel energią na giełdzie przyciąga również graczy giełdowych nie mających nic wspólnego z rynkiem energii elektrycznej - gracze ci handlują opcjami. Prowadzi to w dłuższym przedziale czasu do stabilizacji cen, ponieważ maleje różnica pomiędzy cenami przewidywanymi a cenami rzeczywistymi energii. Handel energią w kontraktach futures, chociaż może podlegać czasem spekulacji, ma w długim przedziale czasowym pozytywny, stabilizujący wpływ na rynek.

6. Giełdy energii

6.1. Wprowadzenie

Giełdy energii stanowią ważny element rynku energii elektrycznej. Giełdy energii z reguły rozpoczynają działanie od transakcji na rynku dnia następnego w dobie przed realizacją dostaw energii. Następnie ich działalność jest rozszerzana przez oferowanie kontraktów standaryzowanych na okresy tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku. W miarę rozwoju rynku bilansującego, kiedy następuje skracanie czasu, przygotowanie grafików pracy jednostek wytwórczych rynek energii dnia następnego typu „doba przed” zamienia się na rynek typu „godzina przed”. Nazwa rynku „godzina przed” jest raczej symboliczna. W praktyce oznacza to, że oferty na rynek bilansujący mogą być składane kilka razy dziennie.

Obecnie działająca w Polsce giełda energii rozpoczęła od rynku dnia następnego [13], dlatego też ograniczymy się w tej publikacji do opisu tego rynku. Przedstawimy również oferty blokowe. W chwili pisania tej publikacji na giełdzie można składać tylko oferty zwykłe, nazywane również prostymi (*ordinary bid*). Można się spodziewać, że wzorem giełdy w Amsterdamie, również na polskiej giełdzie będzie można wkrótce składać oferty blokowe (*blok bid*) [2]. Ten typ ofert i sposoby wyznaczania ceny giełdowej przy możliwości składania ofert mieszanych zostały omówione w dalszej części rozdziału.

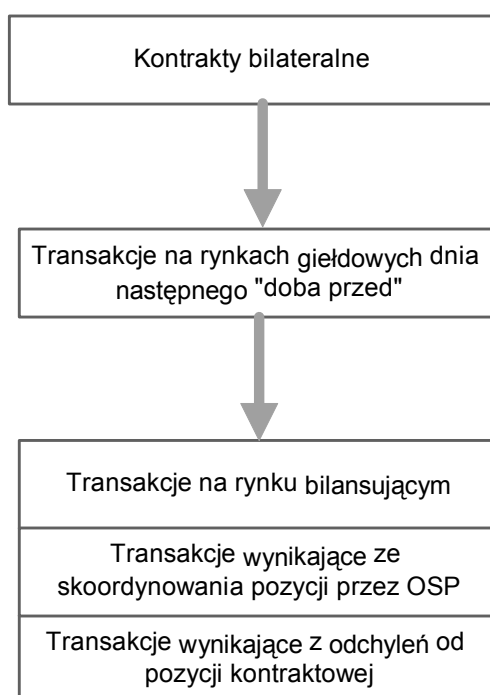
6.2. Transakcje rynku dnia następnego „doba przed”

6.2.1. Umiejscowienie transakcji giełdowych

Transakcje na rynku dnia następnego są ogniwnem pośrednim pomiędzy kontraktami dwustronnymi a transakcjami na rynku bilansującym. Uczestnicy rynku po skompletowaniu portfela kontraktów dwustronnych i dokonaniu ich grafikowania na określony dzień dokonują analizy możliwości produkcji w tym dniu lub prognozowania poboru energii i mają możliwość składania ofert sprzedaży lub zakupu na giełdzie energii – rysunek 6.1

Po zawarciu transakcji giełdowych uczestnicy rynku przekazują operatorowi systemu przesyłowego informacje o umowach sprzedaży, włączając w to transakcje giełdowe. Wytwórcy mogą oferować operatorowi systemu przesyłowego dodatkowe ilości energii. Mogą oni zawierać z operatorem systemu przesyłowego dwa rodzaje transakcji. Pierwszy z nich wynika z korygowania zgłoszonej pozycji kontraktowej przez OSP. Drugi tryb transakcji wynika z odchylenia od skorygowanej pozycji kontraktowej i jest rozliczany po cenie odchyleniowej rynku bilansującego dla danej godziny.

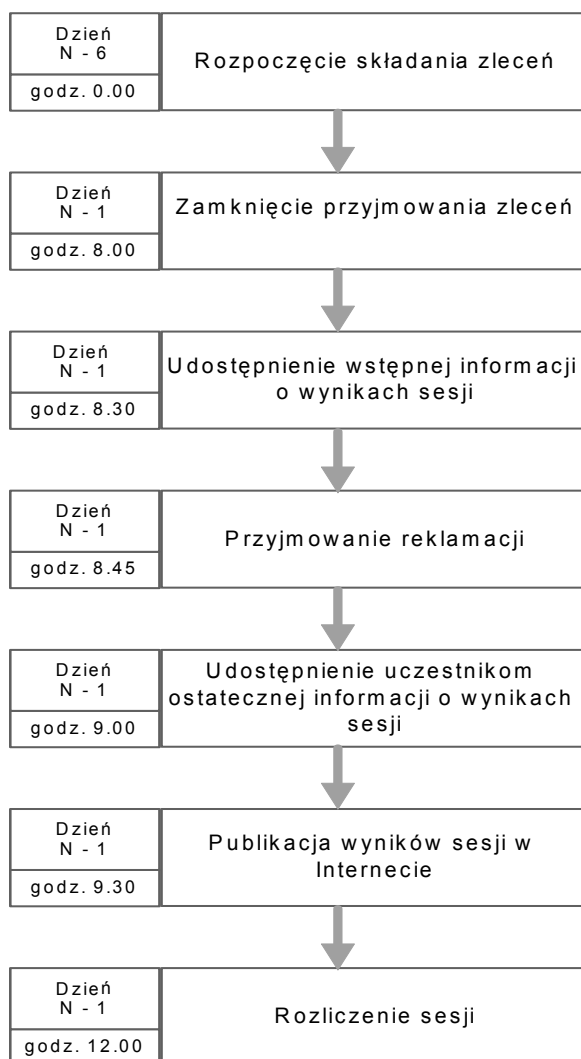
Korygowanie pozycji nie odnosi się do odbiorców energii, którzy nabywają energię w kontraktach dwustronnych i na giełdzie. Nabywcy ci będą rozliczać różnicę pomiędzy ilością energii zakupioną w kontraktach dwustronnych i transakcjach giełdowych oraz energią rzeczywiście pobraną zgodnie z ceną odchyleniową na rynku bilansującym.



Rys. 6.1. Giełda energii jako ogniwo pośrednie pomiędzy kontraktami dwustronnymi (bilateralnymi) i rynkiem bilansującym.

6.2.2. Harmonogram rynku dnia następnego

Uczestnicy giełdy energii mogą składać oferty już na sześć dni przed dniem realizacji transakcji, jednak w praktyce oferty giełdowe składa się w ostatniej chwili przed zamknięciem przyjmowania ofert. Wynika to z terminu udostępniania przez operatora systemu przesyłowego (OSP) informacji o stanie technicznym systemu, a w szczególności o ograniczeniach sieciowych w ramach WPKD, które są publikowane w dniu N-2 o godz. 16.00. Również pomiędzy momentem opublikowania WPKD a zamknięciem przyjmowania ofert przez giełdę w systemie elektroenergetycznym mogą mieć miejsce zdarzenia mogące wpłynąć na wielkość wolumenu oferty i na oferowane ceny.



Rys. 6.2. Harmonogram działania giełdy energii

Ustalanie ceny giełdowej szczególnie przy zwykłych ofertach jest procesem bardzo prostym, na który potrzeba kilku minut, o ile nie sekund. W związku z tym giełda energii udostępnia wstępne wyniki sesji po 30 minutach, a końcowe po godzinie [13]. Do godziny 12.00 następuje rozliczenie sesji – rysunek 6.2. Do godziny 10.00 uczestnicy rynku muszą przygotować oferty na rynek bilansujący. Jest to zadanie bardzo trudne do wykonania w tak krótkim czasie szczególnie dla wytwórców energii, którzy dodatkowo do informacji o umowach sprzedaży muszą przygotować dosyć skomplikowaną ofertę bilansującą.

6.2.3. Charakterystyka transakcji giełdowych rynku dnia następnego

Transakcje giełdowe na rynku dnia następnego są transakcjami finansowymi i nie mają bezpośredniego związku z ograniczeniami technicznymi występującymi w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym. Do szczególnych cech rynku giełdowego zaliczyć należy:

- elastyczny cenowo popyt
- to, że składane oferty nie muszą być związane z rzeczywistym poborem energii lub zdolnością do jej produkcji

Druga z wymienionych cech w chwili obecnej ma głównie zastosowanie do odbiorców energii. Ze względu na ograniczenia nałożone na wytwórców, w pierwszej fazie wdrażania rynku bilansującego, muszą oni zawierać kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe tak, aby ich całkowita pozycja kontraktowa wyznaczana przez OSP jako suma kontraktów dwustronnych i transakcji giełdowych była większa od minimum technicznego jednostki wytwórczej i mniejsza od maksymalnej mocy dyspozycyjnej tej jednostki. Można wyrazić nadzieję, że w dalszych fazach wdrażania rynku ograniczenie to zostanie zniesione.

Rozliczenie transakcji giełdowych następuje przed ich fizyczną realizacją. Na rozliczenia giełdowe nie ma wpływu rzeczywista produkcja wytwórcy czy pobór energii przez odbiorcę. Uczestnicy rynku rozliczają się z odchyłami od zgłaszanych pozycji kontraktowych z operatorem systemu przesyłowego. Giełda energii przekazuje również OSP informacje o zawartych transakcjach. Informacja ta jest używana tylko do weryfikacji poprawności informacji o zawartych transakcjach giełdowych przesyłanych OSP przez uczestników rynku. W przypadku różnic pomiędzy informacjami od uczestnika i giełdy energii o wolumenie transakcji giełdowej, OSP przyjmuje do wyznaczania pozycji kontraktowych wielkości wolumenu transakcji wynikające z informacji otrzymanych od giełdy energii.

6.3. Oferty giełdowe

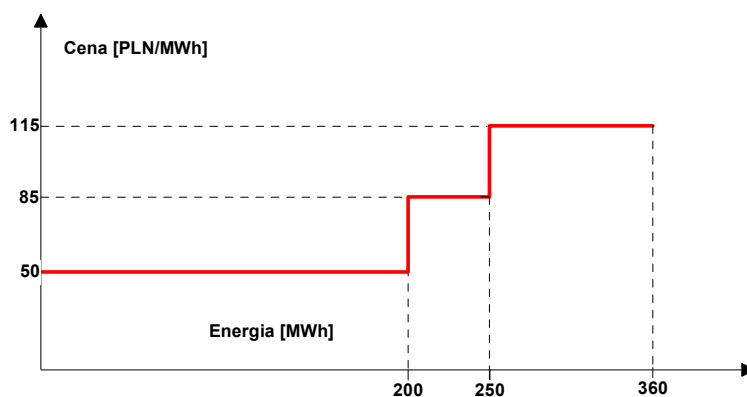
6.3.1. Oferty zwykłe (proste)

Uczestnicy rynku zgłaszają oferty giełdowe nazywane zleceniami kupna lub zleceniami sprzedaży na każdą godzinę do realizacji dnia następnego. Oferty zwykłe (proste) mają formę bloków o zdefiniowanym wolumenie energii oraz cenie. Każdy uczestnik może złożyć na każdą godzinę zlecenie składające się z 25 bloków. Ceny każdego bloku w zleceniu mogą się zmieniać w zakresie 0 PLN/MWh do 9999,99 PLN/MWh. Ilość energii w każdym z bloków zlecenia nie może przekraczać 99999,99MWh [13].

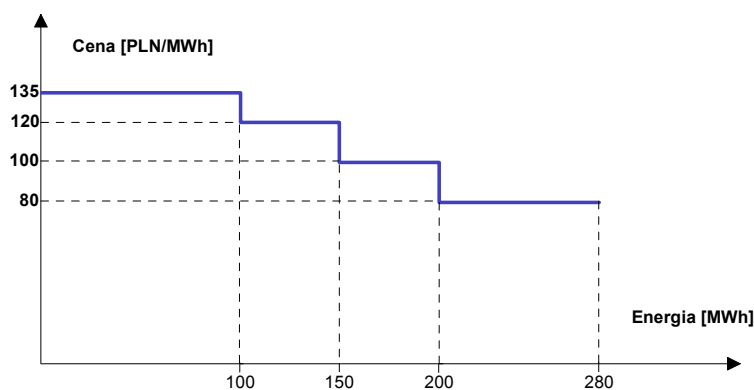
Bloki zlecenia wytwórcy są ustawiane w kolejności od ceny najniższej do ceny najwyższej. Tworzy to funkcję schodkową zwaną czasem profilem oferty – rysunek 6.3. Wytwórcy muszą zadbać, aby suma wolumenów w pierwszym bloku zlecenia i kontraktu dwustronnego nie była mniejsza od mocy minimalnej jednostki wytwórczej. Ograniczenie to wynika z formatu ofert na rynku bilansującym.

Bloki zlecenia nabycia energii są ustawiane w kolejności od cen najwyższych do cen najniższych. Podobnie jak w zleceniu wytwórcy zestawione bloki zlecenia tworzą funkcję schodkową, ale tym razem o malejących wartościach cenowych – rysunek 6.4.

Bloki w zleceniach składanych przez różnych uczestników giełdy mogą mieć te same ceny. Jest to zasadnicza różnica pomiędzy giełdą a rynkiem bilansującym. W przypadku, gdy kilka bloków ma taką samą cenę, całkowity profil popytu lub podaży jest ustalany przez ich agregację.



Rys. 6.3. Przykład zlecenia sprzedaży energii

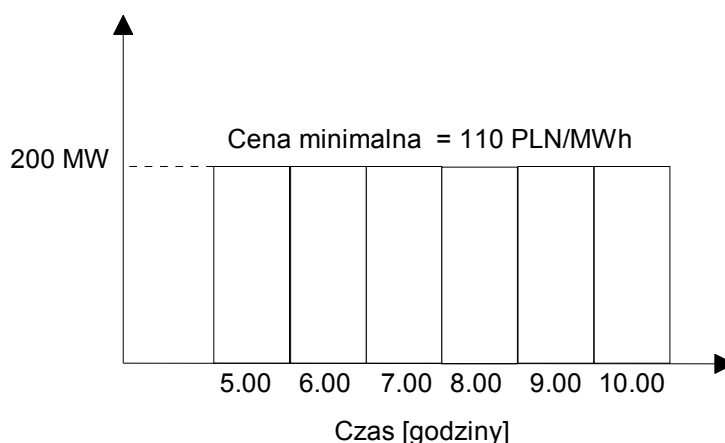


Rys. 6.4. Przykład zlecenia nabycia energii

6.3.2. Oferty blokowe

Oferty blokowe pozwalają uczestnikom giełdy na większą swobodę działania na rynku energii elektrycznej. Uczestnik rynku składa zlecenie na określoną ilość energii, która powinna być sprzedana lub nabyta przez określoną liczbę godzin. Dodatkowo sprzedawca określa minimalną cenę, za jaką oferowany przez niego blok energii może być sprzedany. Warunkiem jest to, aby cała energia w ofercie blokowej była sprzedana. Oferty blokowej nie można dzielić [2].

Chociaż oferty blokowe mogą być w zasadzie kierowane zarówno do sprzedawców jak i nabywców, w praktyce takie oferty stosuje się głównie do sprzedawców. Zaakceptowana oferta blokowa gwarantuje wytwórcom sprzedającym energię na giełdzie możliwość produkcji energii przez daną jednostkę wytwórczą w ciągu kilku godzin, umożliwiając jej pracę bez konieczności kosztownego odstawiania.



Rys. 6.5. Przykład oferty blokowej

6.4. Ustalanie cen transakcji giełdowych

6.4.1. Bilans ofert kupna i sprzedaży

Cena giełdowa wynika z przecięcia się całkowitego profilu podaży i popytu, wyznaczonego przez zestawienie wszystkich bloków zleceń sprzedaży i zakupu energii elektrycznej. Przecięcie się profili popytu i podaży może mieć różny charakter. Dwa najbardziej typowe przypadki są pokazane na rysunkach 6.6 i 6.7.

W przypadku pokazanym na rysunku 6.7 przecięcie profili następuje w takim punkcie, że ostatnia oferta sprzedaży nie może być w pełni zrealizowana, ponieważ zlecenia zakupu po cenie wyższej niż oferta sprzedaży obejmują mniejszą ilość energii. Przy takim punkcie równowagi ofert popytu i podaży:

- wielkość energii sprzedanej dla danej godziny wynosi E_r ,

- cena giełdowa dla danej godziny wynosi c_r i jest ceną ostatniego przyjętego do realizacji bloku w zleceniu sprzedaży,
- wszystkie bloki zleceń sprzedaży i zakupu energii na lewo od punktu równowagi (E_r, c_r) są zrealizowane, a bloki zleceń na prawo od tego punktu są odrzucane,
- wszyscy nabywcy kupują energię po cenie c_r ,
- wszyscy wytwórcy sprzedają energię po cenie c_r .

Jeżeli blok profilu sprzedaży, dla którego nastąpiło przecięcie profili, był blokiem oferty jednego sprzedawcy, to blok tego zlecenia jest realizowany częściowo i następuje sprzedaż tylko części energii w wielkości E_z z całkowitej oferowanej w tym bloku wielkości E_o .

Jeżeli blok profilu sprzedaży, dla którego nastąpiło przecięcie profili, był blokiem oferty składającym się z zagregowanych bloków o tej samej cenie przekazanych w zleceniu sprzedaży kilku sprzedawców, to następuje akceptacja bloków w proporcji do ich wielkości.

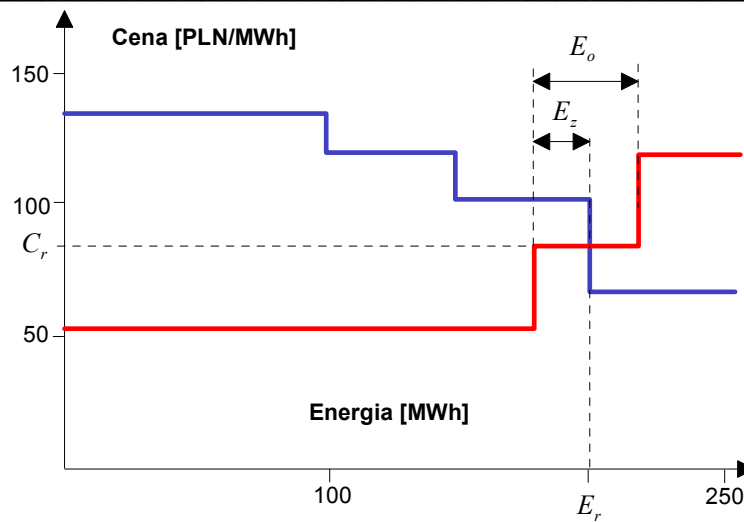
$$E_s(i) = E_o(i) \frac{E_z}{E_o} \quad (6.1)$$

gdzie: $E_s(i)$ jest porcją energii sprzedanej; $E_o(i)$ jest energią oferowaną do

sprzedaży przez wytwórcę „i” po cenie giełdowej; $E_o = \sum_{i=1}^{n_o} E_o(i)$ jest sumą energii

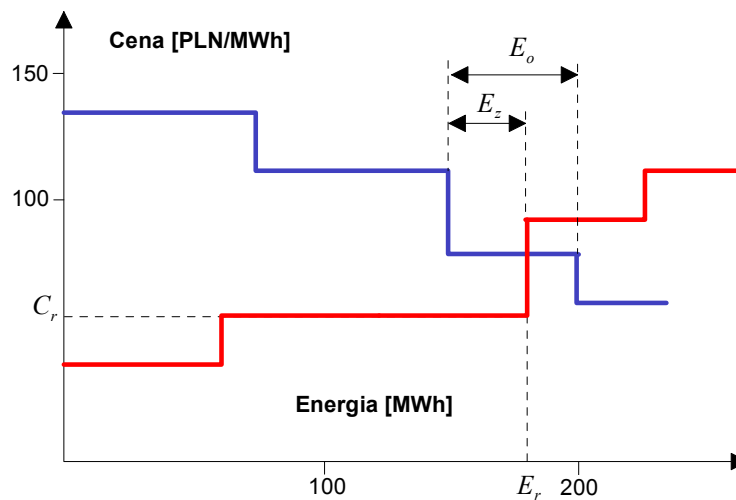
oferowanej do sprzedaży po cenie c_r ze wszystkich zleceń złożonych na daną godzinę.

Przecięcie profili podaży i popytu może również nastąpić w sposób pokazany na rysunku 6.7. W tym przypadku pełne wykonanie zlecenia zakupu energii po cenie, w której nastąpiło przecięcie profili, jest niemożliwe, ponieważ nie ma dostatecznie dużej ilości energii w zleceniach sprzedaży po cenie niższej. Realizacja ostatniego zaakceptowanego zlecenia sprzedaży odbywa się w proporcji do ilości energii w zleceniu zgodnie z zależnością (6.1).

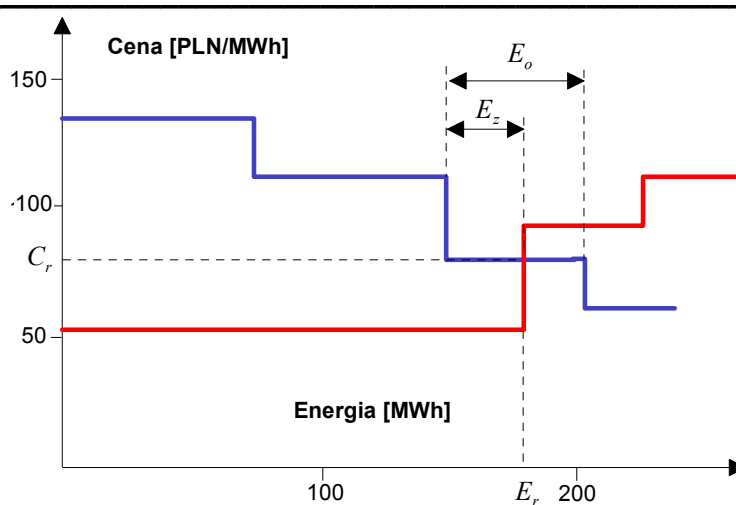


Rys. 6.6. Przykład przecięcia profili popytu i podaży przy nadmiarze energii do sprzedania w punkcie równowagi

Cena energii w danej godzinie powinna być równa ostatniej zaakceptowanej ofercie sprzedaży na giełdach realizujących zasadę najniższych cen – rysunek 6.7. Na giełdzie polskiej ceną sprzedaży jest cena ostatniej zaakceptowanej oferty nabycia energii – rysunek 6.8.



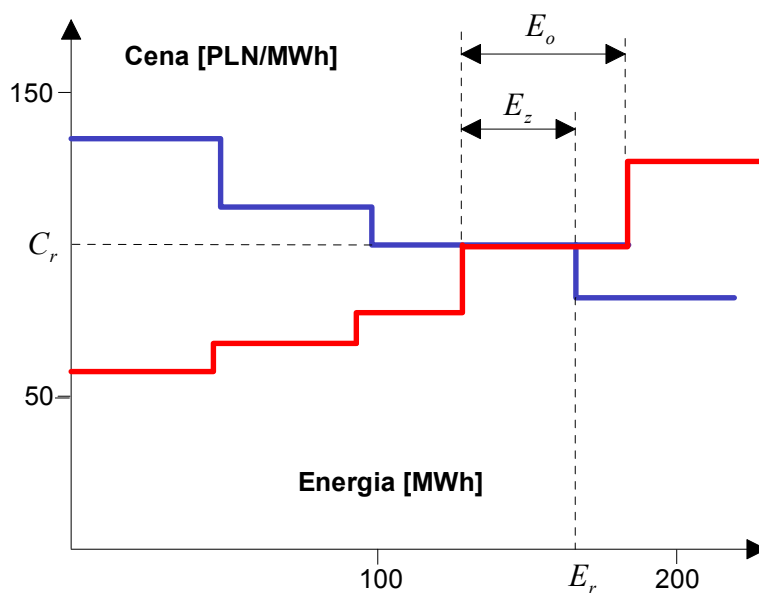
Rys. 6.7. Przykład przecięcia profili popytu i podaży przy nawiązaniu ofert nabycia w punkcie równowagi. Cena równowagi jest ceną ostatniej zaakceptowanej oferty sprzedaży – zasada najniższych cen



Rys. 6.8. Namiar ofert nabycia w punkcie równowagi. Cena giełdowa jest ceną ostatniej zaakceptowanej oferty nabycia – giełda energii w Polsce

6.4.2. Koincydencja pozioma profili ofert

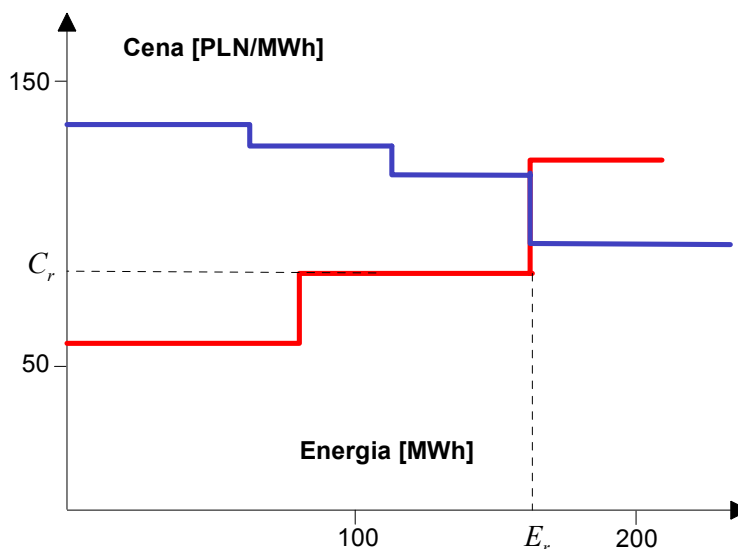
Na rysunku 6.9 pokazano koincydencję poziomą. Ponieważ ostatnia zaakceptowana oferta sprzedaży jest większa od odpowiadającej jej oferty nabycia, następuje podział proporcjonalny oferty sprzedaży zgodnie z zależnością (6.1).



Rys. 6.9. Koincydencja pozioma profili ofert nabycia i sprzedaży energii

6.4.3. Koincydencja pionowa profili ofert

Na rysunkach 6.10 i 6.11 pokazano koincydencję pionową zagregowanych profili ofert nabycia i sprzedaży energii. Cena równowagi dla danej godziny jest równa cenie ostatniej zaakceptowanej ofercie sprzedaży na giełdach kierujących się zasadą najniższej ceny – rysunek 6.10.



Rys. 6.10. Koincydencja pionowa zagregowanych profili ofert nabycia i sprzedaży energii. Cena równowagi jest ceną ostatniej zaakceptowanej oferty sprzedaży – zasada najniższej ceny.

Na giełdzie energii w Polsce cena równowagi w tym przypadku jest wyznaczana zgodnie z zależnością (6.2) - rysunek 6.11:

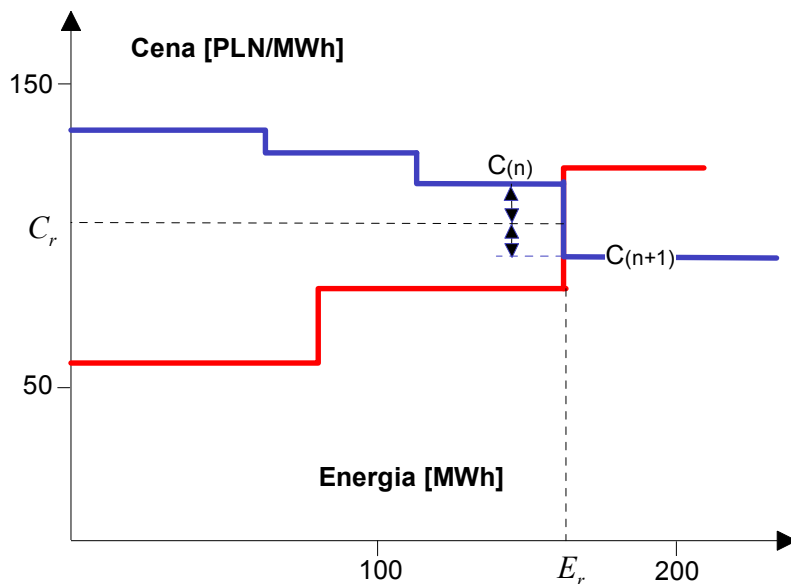
$$c_r = \frac{c(n) + c(n+1)}{2} \quad (6.2)$$

gdzie: $c(n)$ jest ceną ostatniej zaakceptowanej oferty nabycia energii; $c(n+1)$ oznacza cenę pierwszej odrzuconej oferty nabycia energii.

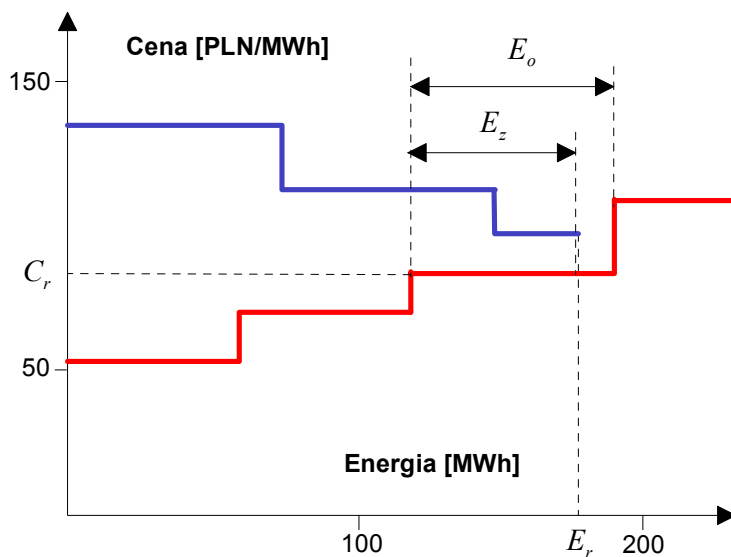
6.4.4. Nadmiar ofert sprzedaży

W niektórych okresach czasowych może się zdarzyć, że ilość złożonych ofert zakupu jest mniejsza, a zagregowane profile nabycia i sprzedaży mają taki kształt, że nie można wyznaczyć punktu ich przecięcia. Sytuację taką, jak przedstawiona na rysunku 6.12, można określić jako nadmiar ofert sprzedaży. Wówczas wolumen obrotu dla danej godziny jest równy sumie wszystkich ofert nabycia, a cena równowagi jest równa cenie ostatniej zaakceptowanej oferty sprzedaży. Podział

energii pomiędzy zlecenia sprzedaży o cenie równowagi następuje w proporcji do ilości energii zgłoszonej w zleceniach zgodnie z zależnością (6.1).



Rys. 6.11. Koincydencja pionowa zagregowanych profili ofert nabycia i sprzedaży energii. Cena równowagi jest ceną średnią wyznaczaną z ofert nabycia zgodnie z zależnością (6.2) – zasada na giełdzie energii w Polsce.

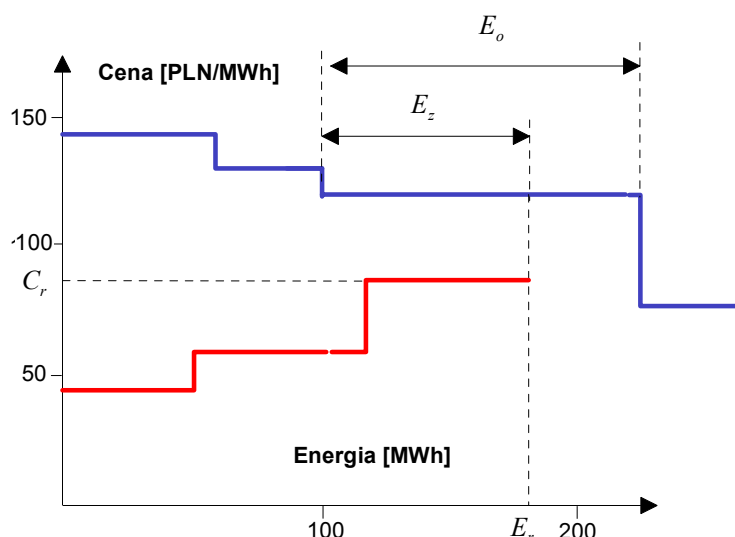


Rys. 6.12. Nadmiar ofert sprzedaży – brak punktu przecięcia profili

6.4.5. Nadmiar ofert zakupu

Podobnie do nadmiaru ofert sprzedaży może wystąpić nadmiar ofert zakupu, a profile mają taki kształt, że nie następuje ich przecięcie – rysunek 6.13. W przypadku stosowania zasady ceny najniższej cena równowagi jest ceną ostatniej zaakceptowanej oferty sprzedaży. Zlecenia nabycia energii są realizowane zgodnie z zasadą proporcjonalności.

Na giełdzie energii w Polsce cenę równowagi wyznacza się jako ostatnią przyjętą ofertę zakupu energii – rysunek 6.14. Podział proporcjonalny energii w ostatniej zaakceptowanej ofercie nabycia energii odbywa się zgodnie z zależnością (6.1).

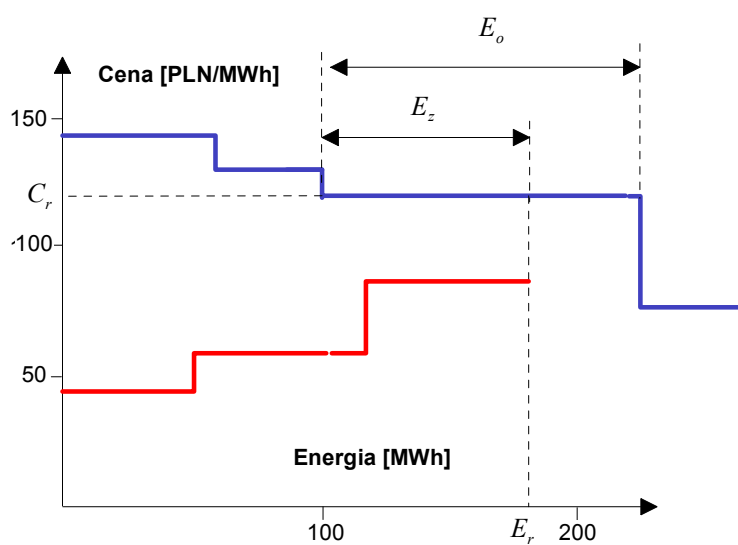


Rys. 6.13. Nadmiar ofert nabycia energii – brak punktu przecięcia profili. Cena równowagi wyznaczona zgodnie z zasadą ceny najniższej

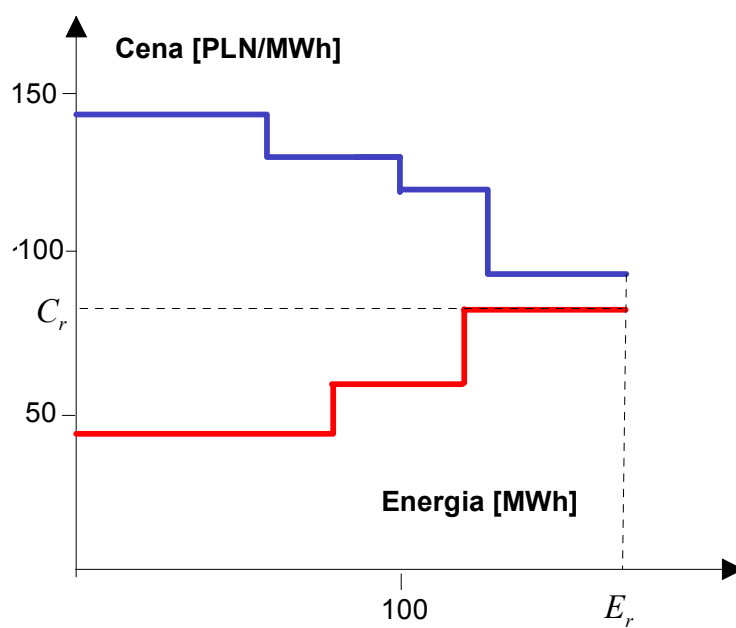
6.4.6. Brak punktu przecięcia profili

W niektórych przypadkach ilość złożonych na daną godzinę ofert nabycia i sprzedaży energii jest taka, że profile nie są w stanie się przeciąć, wyznaczając cenę równowagi – rysunek 6.15. Wówczas akceptuje się wszystkie oferty nabycia i wszystkie oferty sprzedaży energii. Cena równowagi jest wyznaczana jako:

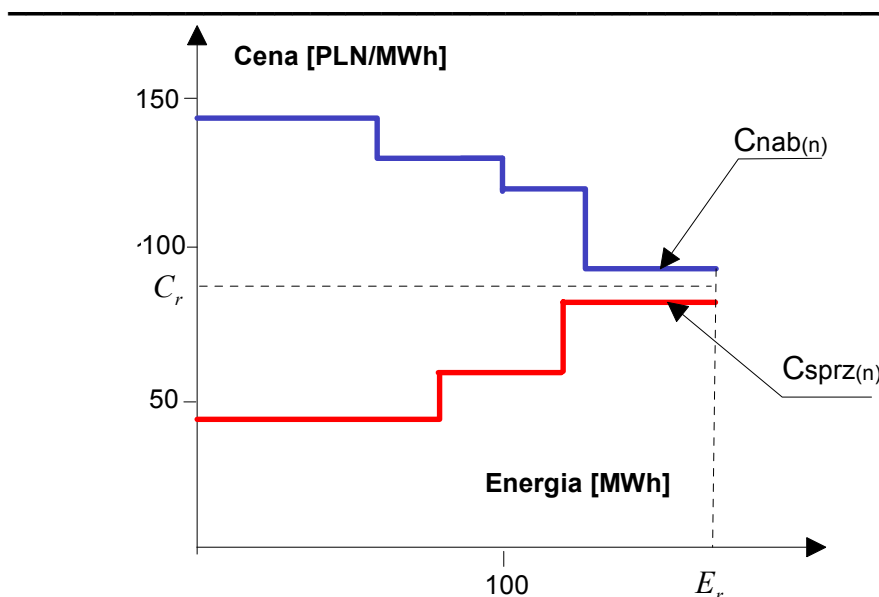
- najwyższa cena ofert sprzedaży w przypadku stosowania zasady minimalnej ceny giełdowej – rysunek 6.15,
- średniej z najwyższej ceny oferty sprzedaży i najniższej ceny ofert nabycia – rysunek 6.16 w przypadku giełdy energii w Polsce.



Rys. 6.14. Nadmiar ofert nabycia energii – brak punktu przecięcia profili. Cena równowagi wyznaczona zgodnie z zasadą przyjętą na giełdzie energii w Polsce.



Rys. 6.15. Mała ilość ofert. Brak punktu przecięcia profili. Cena ustalana zgodnie z zasadą najniższej ceny.



Rys. 6.16. Mała ilość ofert. Brak punktu przecięcia profili. Cena ustalana zgodnie z zasadami przyjętymi przez giełdę energii w Polsce.

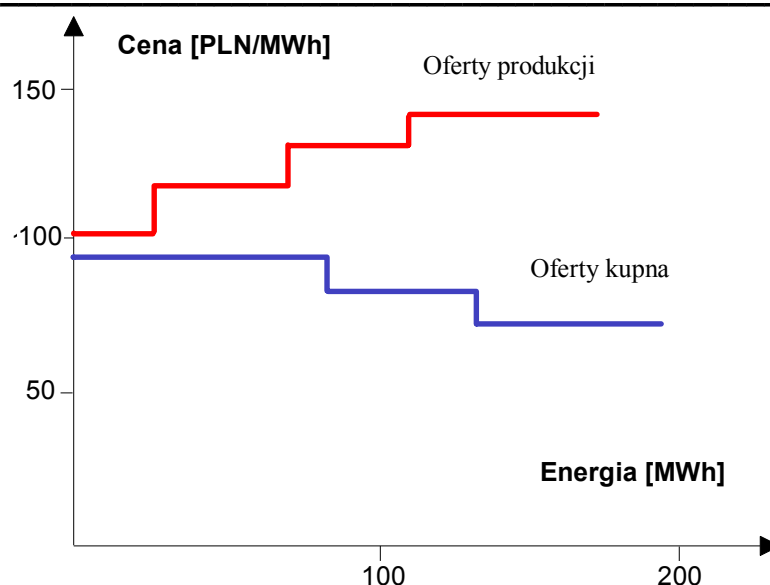
6.4.7. Rozbieżność profili ofert

W niektórych przypadkach profile ofert nabycia i sprzedaży energii są rozbieżne i nie jest możliwe ustalenie ceny równowagi – rysunek 6.17. Ma to miejsce wówczas, gdy wszystkie oferty sprzedaży mają ceny wyższe od ofert zakupu energii. W takich przypadkach dla danej godziny nie dokonuje się transakcji i wolumen sesji jest równy zeru.

6.5. Ustalanie cen transakcji giełdowych przy ofertach blokowych

W przypadku, gdy na giełdzie energii są składane zarówno oferty proste jak i blokowe, wyznaczenie cen giełdowych nie może następować godzina po godzinie. Konieczne jest wyznaczenie cen giełdowych na wszystkie 24 godziny dnia transakcji. Wynika to z wchodzenia ofert blokowych do profili wszystkich tych godzin, na które oferty blokowe zostały złożone.

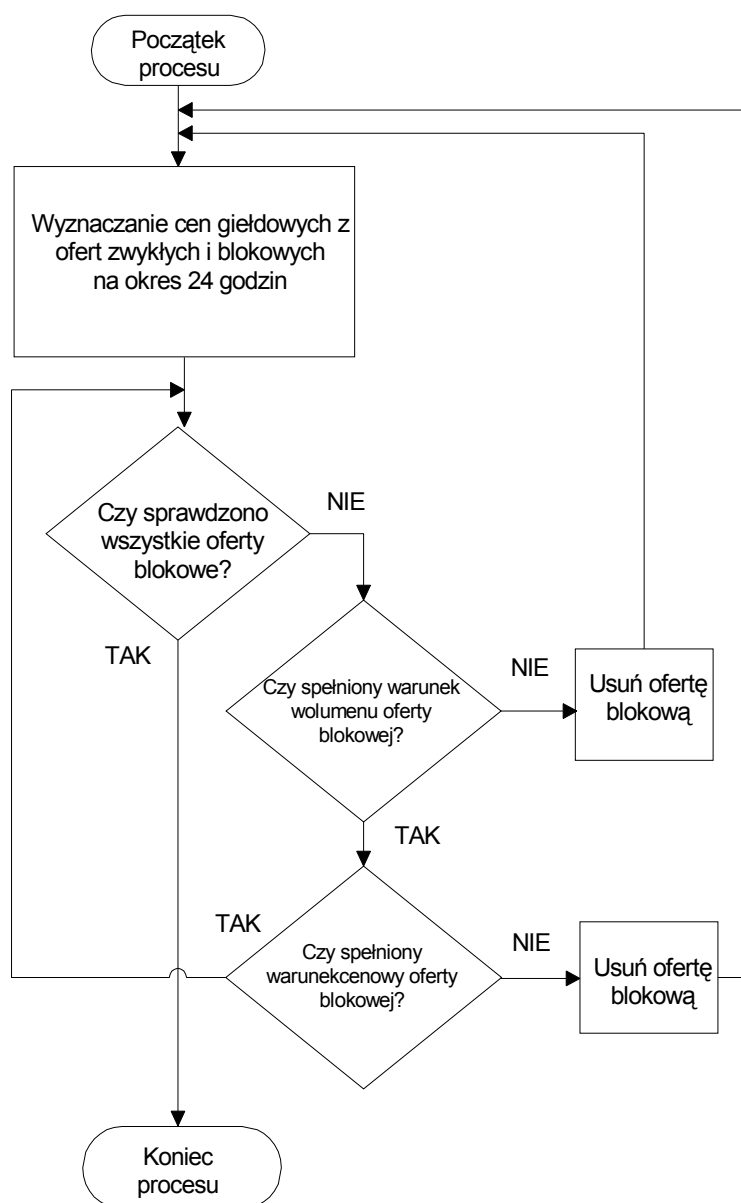
Po zakończeniu procesu wyznaczania cen analizuje się po kolei, czy zostały spełnione warunki ofert blokowych. Pierwszy etap sprawdzania dotyczy warunku cenowego. Jeżeli średnia cena w godzinach, na które została złożona oferta, jest wyższa od określonej minimalnej ceny sprzedaży zdefiniowanej w ofercie blokowej, to warunek uznaje się za spełniony i następuje przejście do drugiego etapu weryfikacji. Jeżeli warunek cenowy nie jest spełniony, następuje usunięcie oferty blokowej z profili i ponownie wyznacza się ceny równowagi dla wszystkich 24 godzin dnia, na który zostały złożone zlecenia.



Rys. 6.17. Rozbieżność profili ofert zakupu i sprzedaży. Niemożliwość wyznaczenia ceny równowagi

Drugim krokiem weryfikacji spełnienia warunków ofert blokowych jest sprawdzenie, czy zdefiniowany w ofercie blokowej wolumen został przyjęty do sprzedaży. Jeżeli warunek ten nie jest spełniony, ofertę blokową usuwa się z profili sprzedaży i powtarza proces wyznaczania cen. Weryfikację ofert blokowych kontynuuje się do chwili sprawdzenia wszystkich ofert blokowych.

Może się zdarzyć, że w procesie weryfikacji spełniania warunków ofert blokowych zostaną usunięte wszystkie te oferty. Mechanizm giełdowy z ofertami zwykłymi i blokowymi (*Iterative bid matching*) jest bardziej skomplikowany w porównaniu z mechanizmem wyznaczania cen równowagi tylko dla ofert zwykłych [13], jednak oferty blokowe dają większą swobodę uczestnikom rynku. Dlatego niezależnie od pewnych utrudnień warto ten mechanizm z czasem wprowadzić także na giełdę energii w Polsce.



Rys. 6.18. Proces weryfikacji spełniania warunków ofert blokowych

6.6. Przygotowywanie ofert giełdowych

6.6.1. Oferty odbiorców i pośredników

Transakcje giełdowe są dokonywane niezależnie od tego, czy rzeczywiste fizyczne przepływy energii będą odpowiadały tym transakcjom. Wobec tego nie zachodzi konieczność stosowania szczególnych ograniczeń w ilości energii w ofertach i jej cenach poza zwyczajowo stosowanymi limitami cenowymi i ilościowymi. Limity te są bardzo duże i nie wpływają zasadniczo na swobodę tworzenia i składania ofert.

Jednakże wytwórcy i odbiorcy z reguły chcą, aby zawarte transakcje były realizowane fizycznie przez operatora systemu przesyłowego i przekazują informacje o transakcjach giełdowych oraz oferty bilansujące do OSP. Ograniczenia stosowane przez OSP na rynku bilansującym zależą od przyjętego modelu rynku bilansującego i fazy jego rozwoju. W zaawansowanych fazach rozwoju rynek bilansujący nie nakłada praktycznie istotnych ograniczeń na handel energią.

Na polskim rynku bilansującym w roku 2000 najmniejszym ograniczeniom są poddani odbiorcy energii [44], [45]. Mogą oni zawierać kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe na ilości większe lub mniejsze od ilości prognozowanej energii pobranej. Różnica zostaje dokupiona lub odsprzedana na rynku bilansującym. Zgłaszanie umów sprzedaży na ilości mniejsze lub większe od poboru energii nazywa się niekiedy otwartymi pozycjami kontraktowymi. W przypadku odbiorców energii stosowanie otwartych pozycji kontraktowych na rynku bilansującym jest zupełnie naturalne, ponieważ nie można przewidzieć dokładnie, ile w rzeczywistości energii zostanie pobrane. Otwarta pozycja kontraktowa odbiorców daje im również dużo swobody przy składaniu ofert na giełdzie energii.

Pośrednicy handlujący energią, nazywani operatorami handlowymi, mogą skupywać energię w kontraktach bilateralnych i na giełdzie energii, a następnie zgłaszać do OSP informacje o umowach kupna i sprzedaży energii elektrycznej. W rozwiązaniu rynku bilansującego roku 2000 wymaga się, aby operatorzy handlowi mieli zamkniętą pozycję kontraktową, czyli w zgłaszanych OSP informacjach ilość energii zakupionej musi być równa ilości energii sprzedanej. Ograniczenie to ma również konsekwencje w formułowaniu ofert giełdowych. Ponieważ wyniki sesji giełdowej są znane na godzinę przed przekazaniem informacji do OSP, operatorzy handlowi muszą zadbać o to, aby ich pozycja kontraktowa była zbilansowana. Można przypuszczać, że wkrótce przepisy rynku bilansującego pozwolą operatorom handlowym na zgłaszanie otwartych pozycji kontraktowych, podobnie jak to czynią odbiorcy energii elektrycznej.

6.6.2. Oferty wytwórców energii elektrycznej

Najwięcej ograniczeń w handlu energią dotyczy wytwórców. Przepisy rynku bilansującego wymagają, aby wyznaczona na każdą godzinę pozycja kontraktowa wynikająca z sumy zgłoszonych umów sprzedaży, włączając w to kontrakty

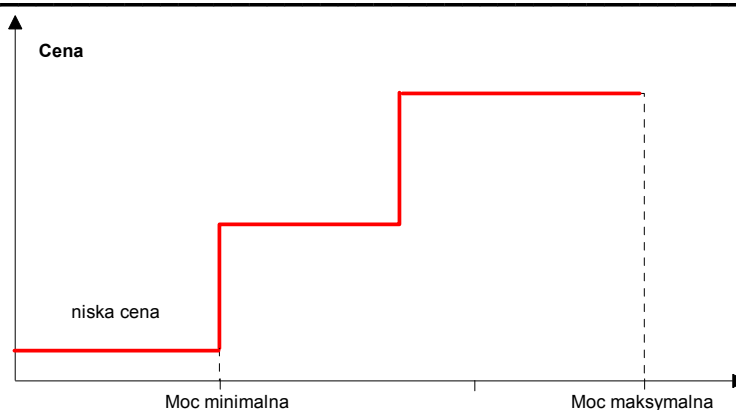
dwustronne i transakcje giełdowe, była większa od mocy minimalnej jednostki i nie większa niż moc dyspozycyjna. Ograniczenia te wynikają z powiązania umów sprzedaży energii z ofertami bilansującymi jednostek wytwórczych, na podstawie których następuje wyznaczanie grafików pracy w ramach dobowego planu koordynacyjnego oraz w ramach bieżących dobowych planów koordynacyjnych.

Wytwórca energii lub działający w jego imieniu podmiot, zgłaszając oferty giełdowe musi brać pod uwagę zawarte kontrakty dwustronne. Można tu wyróżnić trzy charakterystyczne sytuacje [13]:

- brak kontraktu dwustronnego;
- ilość energii w kontrakcie dwustronnym nie może zapewnić pracy jednostki wytwórczej powyżej minimum technicznego;
- ilość energii w kontrakcie dwustronnym może zapewnić pracę jednostki w zakresie powyżej minimum technicznego.

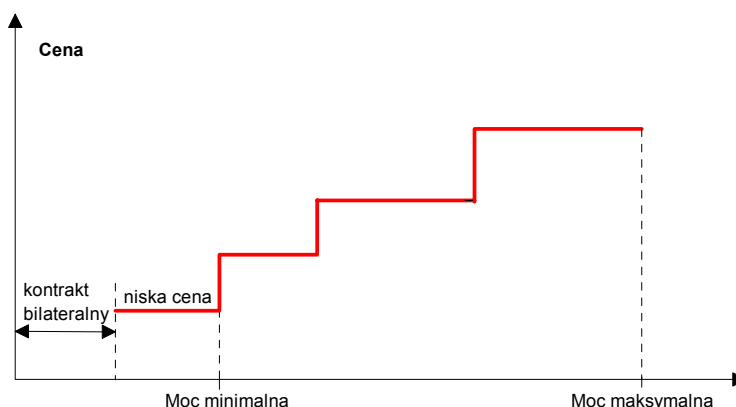
W każdej z powyższych sytuacji taktyka przygotowywania ofert giełdowych jest inna. Jeżeli jednostka wytwórcza nie ma zawartych kontraktów dwustronnych, może przyjąć dwa sposoby przygotowania oferty giełdowej. Pierwszy sposób polega na tym, że wolumen pierwszego bloku zlecenia sprzedaży energii odpowiada co najmniej mocy minimalnej jednostki i cena takiego bloku jest bardzo niska – rysunek 6.19. Uzasadnieniem takiej taktyki jest system cen marginalnych stosowany na giełdzie energii. Jeżeli blok oferty zostanie przyjęty, to i tak jednostka wytwórcza otrzyma cenę równowagi rynkowej wyznaczoną przez cenę ostatniej oferty sprzedaży zaakceptowanej dla uzyskania bilansu popytu i podaży.

Przy przyjęciu drugiego sposobu przygotowania ofert giełdowych jednostka wytwórcza składa zlecenie, w którym w pierwszym bloku wolumen energii odpowiada, jak poprzednio, minimum technicznemu, ale cena energii jest znacznie wyższa. Jeżeli blok zlecenia zostanie przyjęty, to rezultat jest taki, jak przy sposobie pierwszym. Jeżeli oferta jednostki wytwórczej nie zostanie przyjęta, składa ona ofertę bilansującą, oferując całą energię w pasmach przyrostowych oferty bilansującej. Ten sposób jest stosowany w przypadku, gdy prognoza wskazuje możliwość wystąpienia dużego zapotrzebowania na energię, a zatem akceptacji przez OSP wysokich cen w ofertach wytwórców.



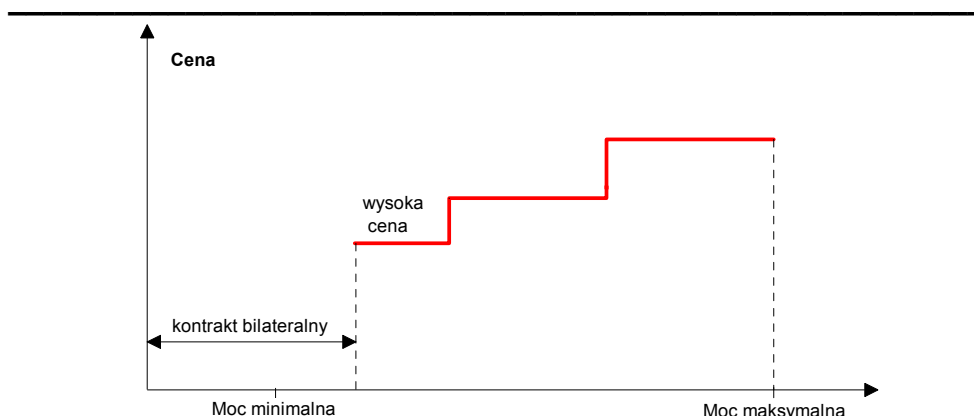
Rys. 6.19. Przykład oferty giełdowej wytwórcy, który nie posiada kontraktów dwustronnych

Jeżeli jednostka wytwórcza posiada kontrakt dwustronny, którego zgłoszenie nie zapewni pracy powyżej minimum, wówczas powinna zgłosić na giełdę energii ofertę, w której w pierwszym bloku byłaby energia wynikająca z różnicy pomiędzy kontraktem dwustronnym a minimalnym obciążeniem jednostki wytwórczej. Ten blok energii powinien być oferowany po niskiej cenie – rysunek 6.20.



Rys. 6.20. Przykład oferty giełdowej wytwórcy mającego kontrakty dwustronne niezapewniające pracy powyżej mocy minimalnej

Jeżeli jednostka wytwórcza ma kontrakty dwustronne pozwalające na pracę powyżej minimum technicznego, może ona kształtować profil swojej oferty w sposób, jaki uzna za najbardziej korzystny. Wówczas już pierwszy blok zlecenia sprzedaży może mieć wysoką cenę – rysunek 6.21.



Rys. 6.21. Przykład oferty giełdowej wytwórcy mającego kontrakty dwustronne zapewniające pracę powyżej mocy minimalnej

6.7. Podsumowanie

Giełdy energii odgrywają ważną rolę na rynku energii elektrycznej. W pierwszej fazie, rozpoczynając działalność, oferują transakcje na rynku dnia następnego „doba przed”. Stopniowo rozwój giełdy energii prowadzi do oferowania różnego rodzaju kontraktów standaryzowanych i następnie rozwija się handel różnego rodzaju instrumentami finansowymi. W miarę rozwoju rynku energii elektrycznej transakcje na rynku dnia następnego „doba przed” przechodzą w transakcje na rynku typu „godzina przed”.

Rozwój internetu wskazuje na możliwość powstania w Polsce w krótkim czasie wielu giełd oferujących możliwości handlu energią, o ile taki rozwój nie zostanie ograniczony przez przepisy. Wzrost ilości giełd spowoduje zmniejszenie się opłat giełdowych.

Działająca w roku 2000 w Polsce giełda energii wyznacza cenę równowagi w oparciu o reguły powodujące, że cena energii na giełdzie w niektórych przypadkach jest wyższa niż byłaby, gdyby stosowano zasadę najniższej ceny. Nowe giełdy, które powstaną, mogą stosować regułę najniższej ceny

Dyskusje o roli giełdy energii na rynku energii elektrycznej w Polsce wprowadziły spore zamieszanie. Przedstawiano modele giełdy, na której zawarte transakcje mają gwarancje fizycznej realizacji lub w których giełda przesyła oferty do OSP, a te, po potwierdzeniu lub akceptacji, są realizowane. Wynikało to z niezrozumienia roli giełdy w modelu rynku, w którym giełda energii jest niezależna od operatora systemu przesyłowego.

Transakcje giełdowe są transakcjami finansowymi, których rozliczenie następuje niezależnie, czy zawarta transakcja pociąga za sobą produkcję czy pobór energii odpowiadającej transakcji. W przypadku pośredników nie ma to znaczenia, a hurtowi odbiorcy energii w każdej sytuacji otrzymają energię tak, aby wszyscy ich nabywcy detaliczni mieli zapewnione zasilanie w każdej chwili. Wytwórcy, którzy

chcą produkować, muszą złożyć odpowiednie oferty bilansujące do operatora systemu przesyłowego. Giełda energii przekazuje informacje o transakcjach operatorowi systemu przesyłowego, który, korzystając z informacji z giełdy, sprawdza poprawność informacji w zgłoszonych na rynek bilansujący umowach sprzedaży energii. Transakcje giełdowe nie tylko nie dają pewności, że transakcja zostanie fizycznie zrealizowana, ale również nie zwiększają nawet prawdopodobieństwa jej realizacji, ponieważ wszystkie kontrakty i transakcje są traktowane na rynku bilansującym w ten sam sposób i sumowane w pozycję kontraktową. Giełda jako instytucja finansowa jest istotnym elementem rynku energii elektrycznej.

7. Rynek bilansujący

7.1. Wprowadzenie – funkcje rynku bilansującego

Funkcje rynku bilansującego są zależne od przyjętego modelu rynku energii elektrycznej. W scentralizowanych rozwiązaniach rynkowych bilansowanie rzeczywistego zapotrzebowania na energię z produkcją odbywa się jednocześnie z obrotem energii w systemach zwanych *pool*. Wówczas rynek bilansujący nie jest widoczny jako segment rynku energii elektrycznej.

W rozwiązaniach rynkowych, w których giełda energii elektrycznej jest własnością operatora systemu przesyłowego, czy też jest w inny sposób z tym operatorem stowarzyszona, rola rynku bilansującego jest niewielka, a jego zadaniem są głównie funkcje techniczne i przekazywanie informacji o pojawiających się ograniczeniach sieciowych, np. przez podział rynku na regiony z różnymi cenami energii.

W rozwiązaniach rynkowych, w których giełda energii jest zupełnie niezależna od operatora systemu przesyłowego, rola rynku bilansującego jest znacznie większa. W dalszym ciągu pełni on wszystkie funkcje techniczne, stając się jednocześnie istotnym segmentem obrotu energią elektryczną. Ważność rynku bilansującego jest również podkreślana poprzez sekwencje działań uczestników rynku. W pierwszej kolejności zawierają oni kontrakty dwustronne, następnie transakcje giełdowe, aby w trzecim kroku zawierać transakcje na rynku bilansującym. Wytwórcy energii dokonują dwóch transakcji z operatorem systemu przesyłowego. Pierwszy rodzaj transakcji dotyczy różnic pomiędzy deklarowaną a skorygowaną pozycją kontraktową. Drugi rodzaj transakcji dotyczy różnic pomiędzy skorygowaną pozycją kontraktową a rzeczywistą produkcją energii. Nabywcy energii dokonują tylko jednego rodzaju transakcji – rozliczeń pomiędzy deklarowaną pozycją kontraktową a rzeczywistym poborem energii. Tego rodzaju transakcji dokonują również przedsiębiorstwa obrotu energią.

Rynek bilansujący pokazuje uczestnikom, czy zawarte kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe były korzystne, czy raczej ponieśli oni straty, ponieważ lepiej było sprzedać lub nabyć energię na rynku bilansującym. To właśnie ceny na rynku bilansującym wyznaczają opłacalność innego rodzaju transakcji. Ceny te będą miały istotne znaczenie dla stabilności całego rynku energii elektrycznej.

W strukturze polskiego rynku giełda energii i operator systemu przesyłowego są od siebie niezależni. Zmniejsza to znacznie rolę giełdy energii, która nie jest stowarzyszona z operatorem systemu przesyłowego, jak ma to miejsce w Skandynawii czy Hiszpanii. Polska giełda energii nie jest także giełdą obligacyjną, jak giełda w Kalifornii. Struktura taka wzmacnia znacznie ważność rynku bilansującego jako niezależnego segmentu obrotu energią, podczas gdy niezależna giełda energii staje się jednym z wielu pośredników działających na rynku energii.

Struktura i zasady działania polskiego rynku bilansującego są takie, że może on pełnić głównie funkcje techniczne i domykające bilans popytu i podaży w zakresie kilku procent całkowitego zapotrzebowania na energię. Może on również stać się znaczącym segmentem obrotu energią, przez który będzie przepływało kilkanaście lub kilkadziesiąt procent produkcji w Polsce. Zaprojektowane systemy przyjmowania umów o sprzedaży energii jak również struktury ofert bilansujących, pozwalają uczestnikom rynku bilansującego wykorzystać ten rynek jako dodatkowy segment obrotu lub tylko ograniczyć się do niewielkiego bilansowania różnic pomiędzy deklarowaną a rzeczywistą pozycją kontraktową.

Zakres, w jakim będzie działał rynek bilansujący w przyszłości, zależy od uczestników rynku energii. To od nich zależy, czy będą prowadzić handel energią głównie w formie kontraktów dwustronnych i transakcji giełdowych, oczekując od tego rynku usługi zbilansowania, czy może będą wykorzystywać rynek bilansujący jako segment obrotu. Wydaje się, że w miarę rozwoju rynek energii będzie się stawał coraz bardziej rynkiem rozproszonym, na którym operator systemu przesyłowego będzie bilansował tylko niewielkie różnice wynikające z odchyleń od zbilansowanych grafików dostarczanych przez operatorów handlowo-technicznych. Jednakże w okresie przejściowym, zanim powstanie rynek rozproszony, operator systemu przesyłowego zarządzający rynkiem bilansującym ma ważne zadanie umożliwienia różnorodnych form obrotu energią.

Przedstawiony opis rynku bilansującego jest bezpośrednio oparty na regulaminie rynku bilansującego opublikowanym przez operatora systemu przesyłowego, dlatego też nie stosowano bezpośrednich powołań w tekście rozdziału. Celem tej książki nie jest przedstawienie szczegółowych zasad działania rynku bilansującego, które czytelnik może znaleźć w opublikowanym regulaminie i opisie rynku bilansującego [44], [45]. Podstawowym zadaniem było wybranie istotnych elementów działania rynku bilansującego oraz wyjaśnienie najważniejszych zasad ich działania.

7.2. Struktura rynku bilansującego

7.2.1. Zasady tworzenia obiektów na rynku bilansującym

Wielkości energii elektrycznej fizycznie przepływającej między wytwórcami a odbiorcami poprzez sieć przesyłową i sieci rozdzielcze są rejestrowane przez urządzenia pomiarowe zainstalowane w fizycznych punktach pomiarowych (FPP). Pomiar wielkości energii z FPP są odpowiednio agregowane dla miejsc dostarczania energii rynku bilansującego (MD_{RB}), które są umownymi miejscami rynku energii, gdzie energia elektryczna jest wymieniana (odbierana lub dostarczana) między podmiotami rynku energii.

Dla pośredników w obrocie energią elektryczną mogą występować miejsca dostarczania energii niepowiązane z fizycznymi punktami pomiarowymi, gdyż obrót energią następuje ponad siecią. Wówczas przyjmuje się, że wielkością energii

elektrycznej zarejestrowaną w FPP jest ilość energii wynikająca ze zgłoszonych umów handlowych.

Zbiór miejsc dostarczania energii MD_{RB} definiuje jednostkę grafikową (JG), która jest podstawowym obiektem rynku bilansującego. Dla jednostek grafikowych są określane pozycje kontraktowe, a także odchylenia od pozycji kontraktowej. Każda jednostka grafikowa jest związana z jednym uczestnikiem rynku bilansującego (URB), który jest podmiotem posiadającym pełnię praw do niej.

Na rynku bilansującym działają operatorzy handlowi (OH), handlowo-techniczni (OHT), operator systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorzy systemów rozdzielczych (OSR). Operatorzy handlowi reprezentują uczestników rynku bilansującego w procesie zawierania i rozliczania umów sprzedaży energii elektrycznej. Są też pośrednikami w zawieraniu umów sprzedaży energii lub stronami takich umów. Operatorzy handlowo-techniczni reprezentują uczestników w zakresie handlowych i technicznych uzgodnień, zawierania, fizycznej realizacji oraz rozliczania umów sprzedaży energii. Operatorzy systemów rozdzielczych są odpowiedzialni za prawidłowe funkcjonowanie sieci rozdzielczej na obszarze objętym ich działaniem. Operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za prawidłowe funkcjonowanie sieci przesyłowej oraz całego krajowego systemu elektroenergetycznego. Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemów rozdzielczych realizują fizycznie zgłaszane umowy sprzedaży energii elektrycznej.

7.2.2. Fizyczny punkt pomiarowy (FPP)

Fizyczne punkty pomiarowe są obiektami zlokalizowanymi w sieci elektroenergetycznej, definiującymi rzeczywisty pomiar energii czynnej lub biernej w określonym kierunku. Fizyczne pomiary energii elektrycznej w FPP są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe. Dla zapewnienia odpowiedniego poziomu niezawodności i jakości pomiarów energii elektrycznej jest wymagane rezerwowanie układów pomiarowych. Rezerwowanie to może być realizowane poprzez fizyczną instalację dwóch różnych układów lub poprzez odpowiednie wykorzystywanie urządzeń partnerów handlowych. Fizyczne punkty pomiarowe mogą być definiowane jako podstawowe lub rezerwowe.

Dla potrzeb rynku bilansującego dla każdego fizycznego punktu pomiarowego, dla każdego okresu rozliczeniowego równego jednej godzinie jest określana wartość energii elektrycznej. Wartość ta jest przekazywana do systemów komputerowych operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów rozdzielczych. Punkty pomiarowe są definiowane w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

7.2.3. Miejsce dostarczania energii (MD)

Miejscem dostarczenia energii jest umowny punkt, w którym następuje przekazanie (dostawa lub odbiór) energii elektrycznej przez jednego partnera handlowego drugiemu. Miejscem dostarczenia może być fizyczny punkt w sieci będący

umownym punktem granicznym, w którym następuje przekazanie energii elektrycznej. Wielkość energii elektrycznej dostarczonej lub odebranej jest wyznaczana na podstawie pomiarów energii oraz algorytmów wyznaczania ilości energii.

W przypadku pośredników w obrocie energią elektryczną (przedsiębiorstw obrotu, giełd) definiuje się wirtualne miejsca dostarczania energii, które nie są powiązane z punktami fizycznymi - jest to umowny punkt graniczny, w którym następuje przekazanie (dostawa lub odbiór) energii elektrycznej przez jednego partnera handlowego drugiemu. Ilości energii dostarczane lub odbierane w wirtualnych punktach dostarczania są określone w umowach sprzedaży energii elektrycznej zgłaszanych operatorowi systemu przesyłowego.

7.2.4. Jednostka grafikowa (JG)

Jednostka grafikowa jest podstawowym obiektem rynku bilansującego. Jest ona definiowana jako zbiór miejsc dostarczania energii, dla których są wyznaczane następujące dane:

- pozycja kontraktowa,
- wielkości dostarczonej energii elektrycznej,
- odchylenia od pozycji kontraktowej,
- należność za odchylenia od pozycji kontraktowej.

Jeżeli jednostka grafikowa jest jednocześnie jednostką wytwórczą, określone są dla niej również dane techniczne niezbędne w procesie planowania pracy jednostek wytwórczych na potrzeby rynku technicznego.

Czynnikami różnicującymi jednostki grafikowe są:

- typy miejsc dostarczania energii – fizyczne czy wirtualne,
- rodzaj uczestnika rynku bilansującego posiadającego prawa do JG,
- występowanie w JG jednostki wytwórczej,
- typ uczestnictwa w rynku bilansującym.

Określenie tego typu cech charakterystycznych prowadzi do wyróżnienia następujących typów jednostek grafikowych:

1. *Jednostka grafikowa wytwórcza (JG_W)* jest określana poprzez zbiór fizycznych miejsc dostarczania w sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczej. W skład JG_W wchodzi przynajmniej jedna jednostka wytwórcza. Operatorem tej jednostki jest operator handlowo-techniczny.
2. *Jednostka grafikowa odbiorcza (JG_O)* jest definiowana poprzez zbiór fizycznych miejsc dostarczania energii w sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczej. W skład takiej jednostki nie wchodzi żadna jednostka

wytwórcza. Prawa do tej jednostki ma uczestnik rynku będący odbiorcą (URB_0), a operatorem jest operator handlowo-techniczny.

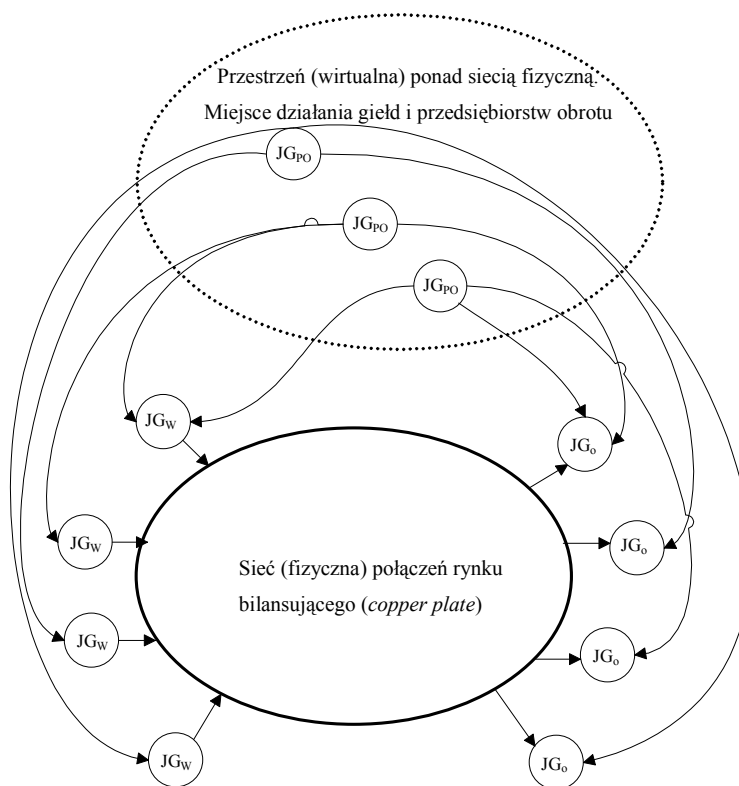
3. *Jednostka grafkowa wymiany międzysystemowej (JG_{WM})* jest określana poprzez zbiór fizycznych miejsc dostarczania energii w sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczej na połączeniach międzysystemowych, którymi dysponuje operator połączenia międzysystemowego (OSP w sieci przesyłowej i OSR w sieci rozdzielczej). W jej skład nie wchodzi żadna jednostka wytwórcza.
4. *Jednostka grafkowa operatora systemu przesyłowego (JG_{OSP})* jest definiowana poprzez zbiór fizycznych miejsc dostarczania energii w sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczej, którymi dysponuje operator systemu przesyłowego działający jako operator handlowo-techniczny.
5. *Jednostka grafkowa bilansująca (JG_{BI})* jest określana poprzez zbiór ponadsieciowych (wirtualnych) miejsc dostarczania energii, której właścicielem jest operator systemu przesyłowego. OSP poprzez tę jednostkę nabywa energię elektryczną na potrzeby strat sieciowych, strat handlowych i potrzeb własnych stacji w sieci przesyłowej. W skład takiej jednostki nie może wchodzić żadna jednostka wytwórcza. Operatorem jednostki grafkowej bilansującej jest operator systemu przesyłowego.
6. *Jednostka grafkowa przedsiębiorstwa obrotu (JG_{PO})* jest definiowana poprzez zbiór ponadsieciowych (wirtualnych) miejsc dostarczania energii, której właścicielem jest uczestnik rynku bilansującego będący przedsiębiorstwem obrotu energią. W skład tej jednostki nie może wchodzić żadna jednostka wytwórcza. Operatorem tej jednostki jest operator handlowy.
7. *Jednostka grafkowa generacji zewnętrznej (JG_{GZ})* jest określana poprzez zbiór ponadsieciowych (wirtualnych) miejsc dostarczania energii. Reprezentuje ona wytwarzanie energii przez wytwórców i pobór energii elektrycznej przez odbiorców poza obszarem rynku bilansującego. Operatorem tej jednostki jest operator systemu przesyłowego.
8. *Jednostka grafkowa aktywna (JG_A)* aktywnie uczestniczy w procesie bilansowania na rynku bilansującym.
9. *Jednostka grafkowa bierna (JG_B)* nie uczestniczy aktywnie w procesie bilansowania na rynku bilansującym.

W zależności od zestawienia czynników różnicujących jednostki grafkowe mogą być tworzone nowe jednostki grafkowe grupujące w sobie dwa lub więcej wyszczególnionych powyżej typów. Szczegółowe zasady tworzenia jednostek grafkowych podaje operator systemu przesyłowego w regulaminie rynku bilansującego.

Rysunek 7.1 pokazuje jednostki grafkowe wytwórcze (JG_W) i jednostki grafkowe odbiorcze (JG_O) jako obiekty dołączone fizycznie do sieci rynku bilansującego oraz jednostki grafkowe przedsiębiorstw obrotu (JG_{PO}) definiowane poprzez zbiór

ponadsieciowych (*wirtualnych*) miejsc dostarczania energii. Ponieważ straty wynikające z przesyłu energii są przydzielane jednostce grafikowej bilansującej (JG_{BI}), a koszty tych strat są składnikiem opłaty przesyłowej, sieci rynku bilansującego można przedstawić jako płytę pozwalającą na swobodny, bez strat, przepływ energii. Płyta taka jest nazywana czasem płytą miedzianą (*copper plate*).

Pośrednicy w handlu energią działają ponad siecią. Podobnie też działają giełdy energii. W zaawansowanych rozwiązaniach rynkowych dopuszcza się, aby jednostki grafikowe przedsiębiorstw obrotu mogły mieć niezbilansowane pozycje kontraktowe oznaczające, że ilość energii zakupionej musi się równać ilości sprzedanej. W przypadku, gdy pośrednicy muszą mieć zbilansowane pozycje kontraktowe, traktowani są oni przez rynek bilansujący w zasadzie tak samo jak giełdy energii.



Rys. 7.1. Jednostki grafikowe fizycznie przyłączone do sieci i działające ponad siecią.

7.2.5. Uczestnik rynku bilansującego (URB)

Uczestnikiem rynku bilansującego (URB) jest podmiot posiadający zawartą z operatorem systemu przesyłowego umowę o świadczenie usług przesyłowych i umowę przyłączeniową. Poprzez swoje jednostki grafikowe może on dokonywać wymiany energii elektrycznej na rynku energii. Na rynku bilansującym wyróżnia się następujących uczestników:

-
- uczestnicy fizycznie przyłączeni do sieci przesyłowej lub rozdzielczej,
 - uczestnicy nieprzyłączeni do sieci przesyłowej lub rozdzielczej,
 - operatorzy.

Uczestnicy fizycznie przyłączeni do sieci przesyłowej lub rozdzielczej:

- wytwórcy energii,
- odbiorcy energii w tym:
- spółki dystrybucyjne,
- odbiorcy końcowi.

Uczestnicy nieprzyłączeni do sieci przesyłowej lub rozdzielczej:

- przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną w tym:
- prowadzące obrót krajowy lub międzynarodowy,
- zakupujące energię na pokrycie różnicy bilansowej.

Uczestnicy rynku będący operatorami to:

1. *operatorzy handlowi (OH)*, którzy są dysponentami handlowymi jednostek graficznych. Dysponują oni energią elektryczną wprowadzaną lub odbieraną poprzez ich jednostki graficzne. OH może nie być wyłącznym dysponentem handlowym danej jednostki graficznej. W takim przypadku współpracuje z innymi operatorami handlowymi lub operatorami handlowo-technicznymi. Operatorzy handlowi są odpowiedzialni za tworzenie handlowych grafików pracy ich jednostek graficznych i przekazywanie ich do odpowiedniego operatora handlowo-technicznego. OH są też stroną rozliczeń umów sprzedaży energii zawartych za ich pośrednictwem.
2. *operatorzy handlowo-techniczni (OHT)*, którzy dysponują na zasadzie wyłączności zdolnościami wytwórczymi lub odbiorczymi ich jednostek graficznych wytwórczych lub odbiorczych. Dysponują oni również energią elektryczną wprowadzaną lub odbieraną poprzez ich jednostki. W tym zakresie mogą współpracować z operatorami handlowymi lub innymi operatorami handlowo-technicznymi. OHT są odpowiedzialni za tworzenie zbilansowanych handlowo-technicznych grafików pracy ich jednostek graficznych i przekazywanie ich do operatora systemu przesyłowego lub właściwego operatora systemu rozdzielczego. OHT działa w imieniu własnym, jeżeli jest równocześnie uczestnikiem rynku bilansującego lub może działać w imieniu innych uczestników, jeżeli posiada odpowiednie upoważnienia. OHT są stroną rozliczeń na rynku bilansującym.
3. *operatorzy systemu rozdzielczego (OSR)* są przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci rozdzielczej na określonym obszarze kraju.

-
4. *operator systemu przesyłowego (OSP)* jest to przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej na obszarze całego kraju, prowadzące ruch sieci przesyłowej oraz koordynujące działanie sieci rozdzielczej w sposób zapewniający bezpieczną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego. OSP równocześnie administruje rynkiem bilansującym obejmującym swym zasięgiem co najmniej sieć przesyłową.

7.2.6. Obszar rynku bilansującego

Zbiór wszystkich jednostek grafikowych wyznacza obszar działania rynku bilansującego poprzez jednoznaczne zdefiniowanie zbioru miejsc dostarczania energii. Obszar działania rynku bilansującego obejmuje podstawową sieć przesyłową i przez odpowiednie definiowanie miejsc dostarczania energii i jednostek grafikowych może być rozszerzany na sieć rozdzielczą. Takie rozszerzenie jest realizowane przez odpowiednie zapisy w umowach przyłączeniowych i umowach o świadczenie usług przesyłowych.

7.3. Procesy planowania i prowadzenie ruchu jednostek wytwórczych

7.3.1. Planowanie koordynacyjne

Operatorzy systemów sieciowych prowadzą planowanie operatywne, tworząc plany koordynacyjne roczne (PKR), miesięczne (PKM) oraz wstępny plan koordynacyjny dobowy (WPKD), dobowy plan koordynacyjny (PKD) i bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD), a także plany uproszczone kroczące o charakterze informacyjnym dla potrzeb analiz rynkowych.

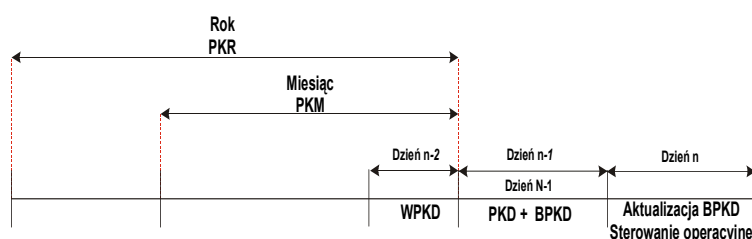
Plany koordynacyjne są tworzone z kilku powodów:

1. Plany koordynacyjne roczne i miesięczne służą do uzgadniania terminów braku dyspozycyjności jednostek wytwórczych i elementów sieci.
2. Wstępny plan koordynacyjny dobowy ma na celu poinformowanie uczestników rynku o warunkach technicznych systemu elektroenergetycznego w dniu N, dla którego jest on przygotowywany. WPKD jest publikowany przez operatora systemu przesyłowego do godziny 16.00 w dniu N-2.
3. Plan koordynacyjny dobowy ma na celu zaplanowanie pracy jednostek wytwórczych w dniu N na podstawie składanych przez nie ofert bilansujących oraz przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych. Plan koordynacyjny dobowy jest najważniejszym elementem planowania rynku bilansującego. Jest publikowany do godziny 16.00 dnia N-1. Plan ten

informuje, które jednostki wytwórcze będą wytwarzały energię w dniu N oraz jak będą obciążone.

4. Bieżący plan koordynacyjny dobowy jest rozłożeniem średnich energii określonych w godzinach w planie PKD na 15 - minutowe obciążenia jednostek wytwórczych. Plan ten jest publikowany do godziny 18.00 dnia N-1, a następnie uaktualniany w zależności od zdarzeń w systemie elektroenergetycznym.

Umiejscowienia planów koordynacyjnych w czasie pokazuje rysunek 7.2. W dalszej części rozdziału ograniczymy się do omówienia planów WPKD, PKD i BPKD jako bezpośrednio wiążących się z rynkiem dobowym.



Rys. 7.2. Umiejscowienia planów koordynacyjnych w czasie.

7.3.2. Wstępny plan koordynacyjny dobowy

Wstępny plan koordynacyjny dobowy jest planem technicznym zawierającym informacje o stanie systemu elektroenergetycznego, możliwościach wytwórczych oraz zdolnościach przesyłowych. Celem przygotowania i publikacji tego planu jest wspomaganie uczestników rynku w podejmowaniu decyzji o zawieraniu umów sprzedaży energii, zawieraniu transakcji giełdowych i przygotowywaniu ofert bilansujących. Ponieważ WPKD jest publikowany w dniu N-2, jego wpływ na kontrakty dwustronne jest ograniczony, natomiast może on oddziaływać na ceny w ofertach giełdowych i na rynku bilansującym. WPKD umożliwia również operatorowi systemu przesyłowego wstępne skoordynowanie pracy sieci przesyłowej i jednostek wytwórczych będących w jego dyspozycji.

Celem planu koordynacyjnego dobowego jest określenie w obrębie sieci przesyłowej:

- zakresu wytwarzania zdeterminowanego w sieci przesyłowej;
- wielkości wytwarzania w trybie wymuszonym w sieci przesyłowej;
- zakresu wytwarzania zdeterminowanego w sieci rozdzielczej;
- wielkości wytwarzania w trybie wymuszonym w sieci rozdzielczej;
- planowania pracy elektrowni szczytowo-pompowych w zakresie poboru energii i jej wytwarzania.

WPKD oprócz planowanej wielkości wytwarzania oraz importu i eksportu pokazuje ograniczenia wytwarzania w poszczególnych węzłach sieci przesyłowej. Informacja ta pozwala jednostkom wytwórczym na planowanie pracy tak, aby ograniczenia te były zachowane. Szczegółowe informacje o WPKD są publikowane przez operatora systemu przesyłowego w regulaminie rynku bilansującego.

7.3.3. Zgłaszania danych handlowych i

7.3.3.1. Zasady ogólne

Zgłoszenie danych jest czynnością, którą wykonuje określony obiekt rynku bilansującego w stosunku do innego obiektu tego rynku. Polega to na przekazaniu danych i informacji w zdefiniowanej formie. Przekazanie takich informacji jest traktowane jako zobowiązanie do realizacji określonych działań handlowych i technicznych. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych uczestniczą następujące obiekty:

- jednostki grafikowe,
- operatorzy handlowi,
- operatorzy handlowo-techniczni (OHT),
- operatorzy systemów rozdzielczych (OSR),
- operator systemu przesyłowego.

Uczestnik rynku, który chce, aby zawarte przez niego kontrakty dwustronne i transakcje giełdowe były realizowane przez operatora systemu przesyłowego, musi przekazać informacje o wolumenie tych kontraktów i transakcji na każdą godzinę doby N. Uczestnicy rynku nie przekazują informacji o cenach kontraktów. Rozliczenie finansowe zawartych kontraktów dwustronnych następuje pomiędzy stronami kontraktu, a rozliczenia transakcji giełdowych - pomiędzy giełdami energii i uczestnikami giełd. Na rynku bilansującym są rozliczane tylko różnice pomiędzy zgłoszonymi pozycjami kontraktowymi wyznaczanymi jako suma energii ze zgłoszonych kontraktów dwustronnych i transakcji giełdowych a energią w rzeczywistości wyprodukowaną lub pobraną w danej godzinie w przypadku jednostek grafikowych wytwórczych i odbiorczych. Rozliczenie to następuje po odczycie urządzeń pomiarowych.

Jednostki grafikowe przedsiębiorstwa obrotu w przypadku dopuszczenia przez przepisy rynku bilansującego niezbilansowanych pozycji kontraktowych rozliczają się z różnic pomiędzy pozycjami kontraktowymi zakupu i pozycjami kontraktowymi sprzedaży. Do rozliczeń tego typu jednostek grafikowych nie są potrzebne pomiary. Giełdy energii mają zawsze zbilansowane umowy zakupu i sprzedaży i nie rozliczają się na rynku bilansującym.

Informacje przekazywane w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych składają się z trzech grup:

- informacje pokazujące planowaną realizację umowy sprzedaży energii w każdej godzinie doby handlowej;
- oferta bilansująca, która jest składana dla jednostek graficznych wytwórczych; w przyszłości taką ofertę będą mogły składać jednostki graficzne odbiorcze, o ile w ich skład będą wchodzić sterowalne obciążenia;
- dane techniczne, czyli dane pokazujące uwarunkowania techniczne realizacji umów sprzedaży energii w każdej godzinie doby handlowej.

7.3.3.2. Zgłaszanie umów sprzedaży energii

Zgłoszenia umów sprzedaży określają wolumen energii sprzedanej i zakupionej dla każdej godziny doby N.

Rozpatrzmy przykład zgłoszeń umów sprzedaży dla czterech jednostek graficznych wytwórczych, pięciu jednostek graficznych odbiorczych, jednej jednostki graficznej przedsiębiorstwa obrotu energią oraz informację z giełdy energii - rysunki 7.3, 7.4, 7.5, 7.6. Zgłoszenia dotyczą godziny „i” w dobie N.

JG_{w1} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{O1}	JG_{O2}	JG_{O4}	JG_{PO}	Giełda	Razem
100	100	50	10	40	300

JG_{w2} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{O1}	JG_{O3}	JG_{O4}	JG_{PO}	Giełda	Razem
90	80	45	25	35	275

JG_{w3} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{O1}	JG_{O2}	JG_{O4}	JG_{O5}	Giełda	Razem
90	80	100	50	70	390

JG_{w4} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{O1}	JG_{O2}	JG_{O4}	JG_{O5}	Giełda	Razem
95	60	80	55	15	305

Rys. 7.3. Przykład zgłoszenia umów sprzedaży dla czterech jednostek graficznych wytwórczych.

W podobny sposób są zgłaszane umowy sprzedaży dla jednostek grafikowych odbiorczych.

JG_{O1} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{W1}	JG_{W2}	JG_{W3}	JG_{W4}	Giełda	Razem
100	90	90	95	60	435

JG_{O2} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{W1}	JG_{W2}	JG_{W3}	JG_{W4}	Giełda	Razem
100	0	80	60	20	260

JG_{O3} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)		
JG_{W2}	Giełda	Razem
80	10	90

JG_{O4} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)					
JG_{W1}	JG_{W2}	JG_{W3}	JG_{W4}	Giełda	Razem
50	45	100	80	30	305

JG_{O5} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)				
JG_{PO}	JG_{W3}	JG_{W4}	Giełda	Razem
35	50	55	40	180

Rys. 7.4. Przykład zgłoszeń umów sprzedaży dla pięciu jednostek grafikowych odbiorczych.

JG_{PO} - zgłoszenie umów sprzedaży (MWh)		
Nabycie	Sprzedaż	Bilans

JG_{W1}	JG_{W2}	JG_{O5}	
10	25	35	0

Rys. 7.5. Przykład zgłoszeń umów sprzedaży przez jednostkę grafikową przedsiębiorstwa obrotu.

Każda giełda energii zgłasza dokonane transakcje w dwóch podstawowych formach:

- zestawienie transakcji giełdowych sprzedaży energii elektrycznej;
- zestawienie transakcji giełdowych nabycia energii elektrycznej.

Przykład informacji o transakcjach giełdowych jednostek grafikowych wytwórczych i odbiorczych jest pokazany na rysunku 7.6. Pokazane w przykładzie ilości energii nabytej i sprzedanej są zgodne z ilościami zgłoszonymi w imieniu jednostek grafikowych wytwórczych i odbiorczych - rysunki 7.3, 7.4 i 7.5.

Informacja giełdowa o transakcjach nabycia zawartych z JG_W (MWh)				
JG_{W1}	JG_{W2}	JG_{W3}	JG_{W4}	Razem
40	35	70	15	160

Informacja giełdowa o transakcjach sprzedaży zawartych z JG_O (MWh)					
JG_{O1}	JG_{O2}	JG_{O3}	JG_{O4}	JG_{O5}	Razem
60	20	10	30	40	160

Rys. 7.6. Przykład informacji o transakcjach giełdowych

7.3.3.4. Wyznaczanie pozycji kontraktowej

Pozycja kontraktowa w poszczególnych miejscach dostarczania dla uczestników rynku bilansującego wyznaczana jest na każdy podstawowy okres handlowy (godzinę) doby handlowej na podstawie zgłoszeń przez operatorów handlowo-technicznych umów sprzedaży energii elektrycznej. Za pozycję kontraktową deklarowaną przyjmuje się pozycję wynikającą ze zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej o godzinie 10.00 dnia poprzedzającego dostawy energii elektrycznej ($N-1$). W przypadku braku zgłoszenia do godziny 10.00 operator systemu przesyłowego wyznacza pozycję kontraktową deklarowaną na podstawie danych domyślnych, uzgodnionych z danym uczestnikiem w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

Pozycja kontraktowa jest wyznaczana jako suma zgłoszonych umów sprzedaży dla danej jednostki grafikowej. Przykład zestawienia pozycji kontraktowych

deklarowanych dla jednostek grafikowych wytwórczych, wyznaczonych przez operatora systemu przesyłowego na podstawie zgłoszeń pokazanych na rysunkach 7.4 – 7.6, jest przedstawiona na rysunku 7.7.

Zestawienie pozycji kontraktowych jednostek grafikowych wytwórczych (MWh)				
JG_{W1}	JG_{W2}	JG_{W3}	JG_{W4}	Razem
300	275	390	305	1270

Rys. 7.7. Przykład zestawienia deklarowanych pozycji kontraktowych czterech jednostek grafikowych wytwórczych

W podobny sposób wyznacza się deklarowane pozycje kontraktowe jednostek grafikowych odbiorczych – rysunek 7.8.

Zestawienie pozycji kontraktowych jednostek grafikowych odbiorczych (MWh)					
JG_{O1}	JG_{O2}	JG_{O3}	JG_{O4}	JG_{O5}	Razem
435	260	90	305	180	1270

Rys. 7.8. Przykład wyznaczenia deklarowanych pozycji kontraktowych jednostek grafikowych odbiorczych

Jednostka grafikowa przedsiębiorstwa obrotu energią zgłosiła umowy sprzedaży, w których energia nabyta jest równa energii sprzedanej. Jej pozycja kontraktowa jest zbilansowana (zamknięta) i nie ma potrzeby dalszego uwzględniania tych umów w rozliczeniach rynku bilansującego. Pozycje kontraktowe giełd energii są zawsze zbilansowane i podawana przez giełdy informacja służy tylko do weryfikacji danych w informacjach zgłaszanych przez uczestników rynku bilansującego.

7.3.3.5. Oferty bilansujące

Oferty bilansujące są składane dla jednostek grafikowych wytwórczych. Ich celem jest powiązanie umów sprzedaży energii z technicznymi warunkami realizacji oraz umożliwienie płynnej zmiany wielkości energii wytwarzanej w systemie elektroenergetycznym. Zastosowanie ofert bilansujących, w których energia i ceny są określone w pasmach rozdziału obciążeń dokonywanych przez operatora systemu przesyłowego może odbywać się wyłącznie w oparciu o deklaracje uczestników rynku i warunki techniczne. W miarę rozwoju rynku bilansującego oferty bilansujące zaczynają również składać odbiorcy posiadający sterowalne obciążenia. Oferta bilansująca składa się z dwóch części przedstawiających dane handlowe i techniczne.

Część handlowa oferty bilansującej zawiera następujące dane identyfikacyjne składającego i okres czasu, na jaki jest składana oferta:

- ceny energii elektrycznej maksymalnie w dziesięciu pasmach cenowych na każdy podstawowy okres handlowy (godzinę) doby handlowej;
- energię w wartościach netto oferowaną w każdym z dziesięciu pasm na każdy podstawowy okres handlowy (godzinę) doby handlowej;
- energię w wartościach brutto (z uwzględnieniem potrzeb własnych danej jednostki wytwórczej) w każdym oferowanym paśmie na każdy podstawowy okres handlowy (godzinę) doby handlowej – różnica w ilościach mocy elektrycznej pomiędzy pasmami netto i brutto jest mocą potrzeb własnych danej jednostki wytwórczej;
- typ każdego pasma (redukcyjny lub przyrostowy);

Część handlowa oferty może zawierać dodatkowo:

- zakres regulacyjności – moc minimalną techniczną i moc maksymalną w przeciążeniu ($P_{\min,t}$, $P_{\max,p}$);
- moc dyspozycyjną.

Przykład informacji zawartych w części handlowej oferty bilansującej (bez zakresu regulacyjności i mocy dyspozycyjnej) dla czterech jednostek grafikowych wytwórczych jest pokazany na rysunku 7.9, gdzie ceny są podane w złotych na MWh a energia jest deklarowana w MWh.

JG_{W1} - oferta bilansująca												
Pasmo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Cena	70	80	90	110	120	130	140	150	160	170	Razem	Kontrakt
Energia netto	230	50	20	10	10	10	10	0	0	0	340	300
Energia brutto	246	54	21	11	11	11	11	0	0	0	365	
Typ oferty	R	R	R	P	P	P	P	P	P	P		

[illegible]

<i>JG_{w3}</i> - oferta bilansująca												
Pasmo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Cena	77	87	97	112	122	132	142	152	162	172	Razem	Konkret
Energia netto	300	50	40	20	20	10	10	10	10	0	470	390
Energia brutto	321	54	43	21	21	11	11	11	11	0	504	
Typ oferty	R	R	R	P	P	P	P	P	P	P		

JG_{W4} - oferta bilansująca

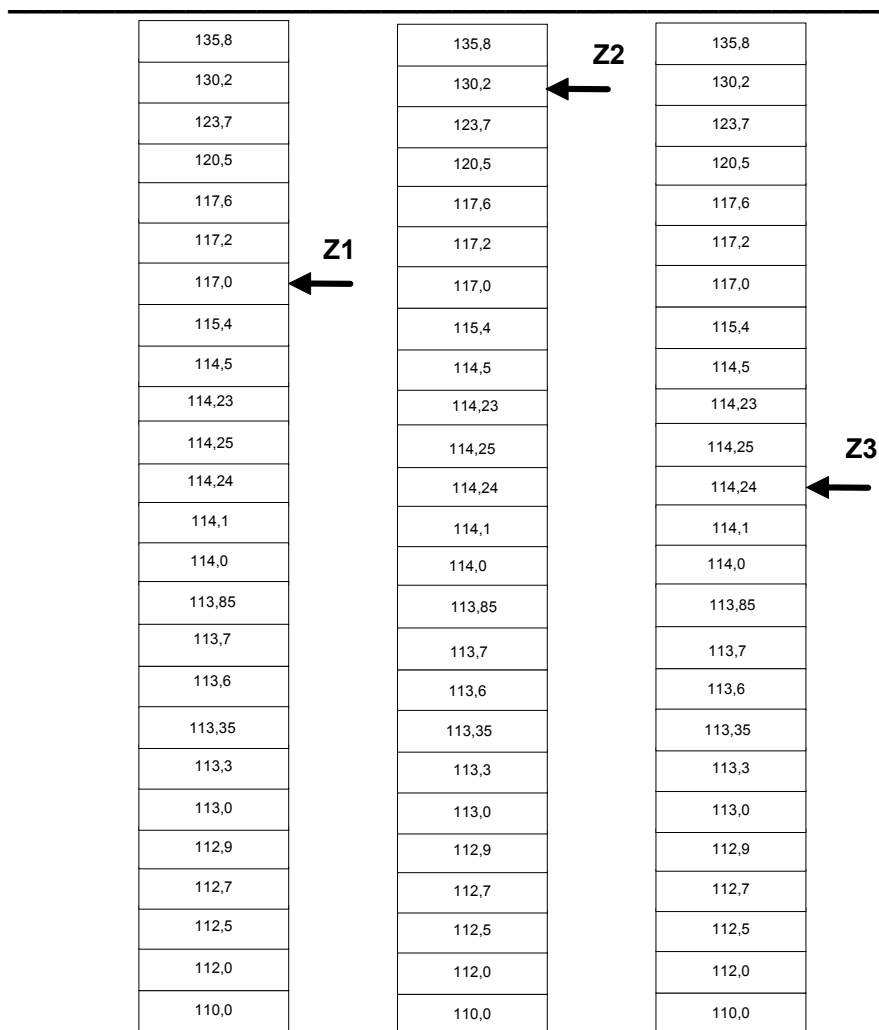
Pasmo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Cena	86	96	126	136	146	156	166	176	186	196	Razem	Kontrakt
Energia netto	250	30	25	10	10	0	0	0	0	0	325	305
Energia brutto	268	32	27	11	11	0	0	0	0	0	349	
Typ oferty	R	R	R	P	P	P	P	P	P	P		

Rys. 7.9. Przykład informacji zawartych w części handlowej ofert bilansujących jednostek grafikowych wytwórczych

7.3.3.6. Pasma redukcyjne i pasma przyrostowe

Pasmowa forma deklaracji energii w ofertach bilansujących pozwala jednostkom wytwórczym na elastyczny sposób przygotowania oferty i połączenie umów sprzedaży z możliwościami produkcyjnymi. Jednostka wytwórcza ma do dyspozycji 10 pasm. Może te pasma w sposób dowolny podzielić na dwie grupy: pasma redukcyjne (*typ oferty R*) i przyrostowe (*typ oferty P*). Pasma redukcyjne odpowiadają zawartym umowom sprzedaży energii elektrycznej. Energia w pasmach przyrostowych oznacza energię oferowaną do produkcji ponad wielkości w zawartych umowach sprzedaży.

Jednostka wytwórcza może zadeklarować wszystkie 10 pasm jako pasma redukcyjne. W tym przypadku jednostka składająca ofertę deklaruje, że chce wyprodukować energię tylko w ilości odpowiadającej zawartym umowom sprzedaży. Można również zadeklarować wszystkie 10 pasm jako pasma przyrostowe. Wówczas jednostka wytwórcza nie ma zawartych umów sprzedaży i całą energię oferuje na rynku bilansującym. Można również praktycznie w sposób dowolny podzielić 10 pasm na pasma redukcyjne i przyrostowe.



Rys. 7.10. Ustawianie pasm ofert w stos zgodnie z wielkościami cen w pasmach ofert bilansujących

Przygotowując plan pracy jednostek wytwórczych, operator systemu przesyłowego ustawia pasma wszystkich ofert w kolejności od najniższej ceny do najwyższej. Zakładając, że w danej godzinie ograniczenia techniczne nie zmieniają ustalonego porządku pasm, następuje porównanie prognozowanego zapotrzebowania ze stosem pasm. Przecięcie poziomu zapotrzebowania Z1 ze stosem wyznacza punkt, w którym energia z pasm poniżej punktu przecięcia jest przyjęta do produkcji. Jeżeli zapotrzebowanie na energię rośnie, np. do poziomu Z2, wówczas operator włącza do produkcji następne pasma. Jeżeli zapotrzebowanie na energię maleje (Z3), operator systemu przesyłowego wyłącza z grafiku pracy część pasm, zmniejszając odpowiednio obciążenie jednostek wytwórczych, które zgłosiły dane pasma – rysunek 7.10.

Oferty pasmowe pozwalają operatorowi na płynną regulację produkcji przy zmieniającym się zapotrzebowaniu. Uczestnikom rynku dają zaś zwiększone prawdopodobieństwo, że ich jednostki będą pracować. Zmniejszenie zapotrzebowania nie musi eliminować całej jednostki z pracy - obniża się tylko jej obciążenie o wielkość odpowiadającą energii deklarowanych w pasmach. Może rodzić się pytanie, dlaczego pasm jest 10, a nie na przykład 5 czy 25. Liczba pasm jest zakładana przy projektowaniu rynku bilansującego. Może ona wynosić 5 lub 25. Jednakże 5 pasm nie zapewnia elastyczności przy składaniu ofert i regulacji obciążenia. Liczba 25 pasm taką elastyczność zapewnia, jednak znacznie wzrastają czasy obliczeń algorytmów rozdziału obciążeń. Liczba 10 wydaje się być dobrym kompromisem.

7.3.3.7. Energia w pasmach redukcyjnych i przyrostowych

Pasma redukcyjne oferty bilansującej odpowiadają zawartym umowom sprzedaży energii. Wobec tego całkowita wielkość energii deklarowanej w pasmach redukcyjnych musi odpowiadać pozycji kontraktowej tej jednostki, tzn. być równa sumie energii ze wszystkich deklarowanych umów sprzedaży.

Oferta bilansująca złożona dla JG_{W1} określa trzy pasma redukcyjne. Ta jednostka grafikowa ma zawarte cztery kontrakty dwustronne oraz transakcję giełdową. Jak widać, liczba pasm redukcyjnych nie musi być równa liczbie umów sprzedaży energii, może być od niej większa lub mniejsza. Zależy to tylko od decyzji składającego ofertę. Jedynym ograniczeniem jest to, aby suma energii deklarowana w pasmach redukcyjnych była równa pozycji kontraktowej danej jednostki – rysunek 7.11.

Decyzja o liczbie pasm redukcyjnych wyznacza natychmiast liczbę pasm przyrostowych zgodnie z zależnością:

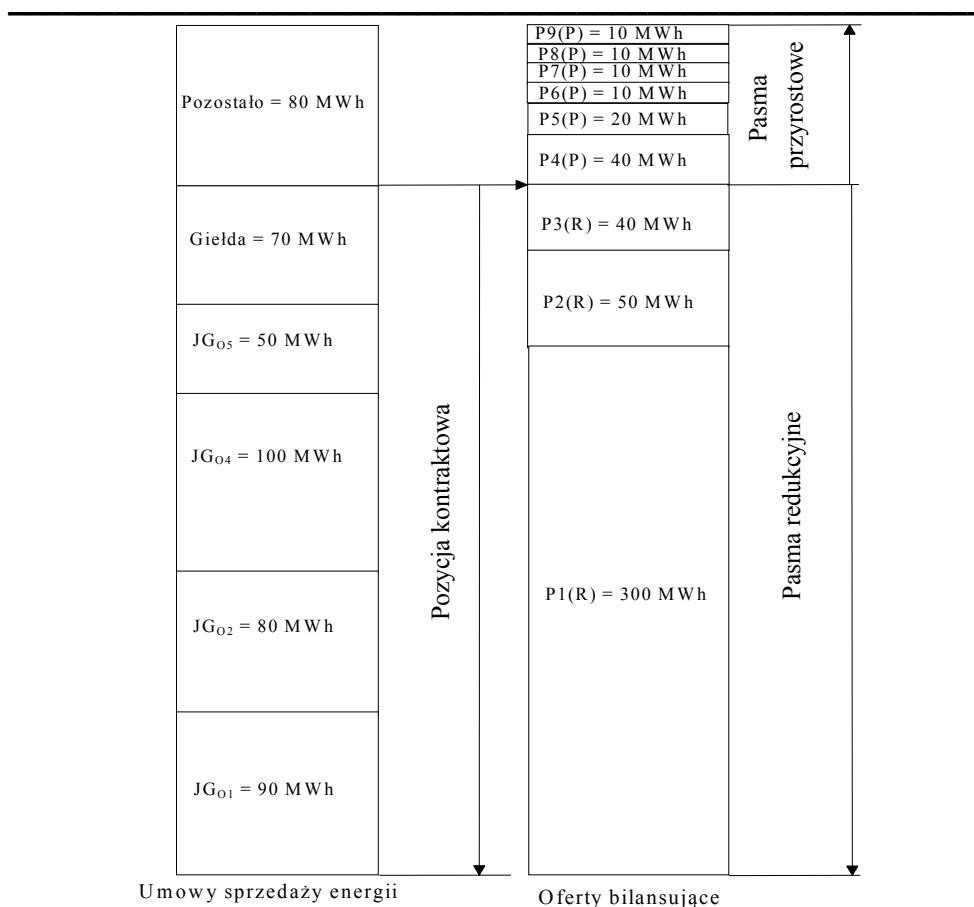
$$N_{przyrostowych}^{pasm} = 10 - N_{redukcyjnych}^{pasm} \quad (7.1)$$

Energia, która jest deklarowana w pasmach przyrostowych, jest różnicą pomiędzy możliwością produkcji jednostki przy obciążeniu mocą maksymalną, a pozycją kontraktową jednostki wytwórczej.

$$E_{przyrostowych}^{pasm} = P_{dysp} * t - E_{pozycja\ kontraktowa} \quad (7.2)$$

gdzie t jest czasem odpowiadającym jednej godzinie.

Rysunek 7.11 pokazuje relacje pomiędzy umowami sprzedaży energii elektrycznej a pasmami oferty bilansującej dla jednostki grafikowej wytwórczej JG_{W3} .



Rys. 7.11 Relacje pomiędzy umowami sprzedaży energii a pasmami oferty bilansującej dla jednostki grafikowej wytwórczej JG_{W3} .

7.3.3.8. Ceny deklarowane w pasmach redukcyjnych i przyrostowych

Ceny deklarowane w ofertach przyrostowych są cenami, które uczestnik rynku składający ofertę dla danej jednostki wytwórczej, jest gotowy zapłacić za przejęcie przez innego uczestnika jego zobowiązań kontraktowych. Pasma redukcyjne oferty bilansującej są wykorzystywane w dwóch przypadkach. W pierwszym cena w paśmie oferty przyrostowej w ofercie innego uczestnika rynku jest niższa niż cena w paśmie redukcyjnym danej jednostki wytwórczej. W drugim przypadku suma pozycji kontraktowych wszystkich jednostek wytwórczych jest większa niż zapotrzebowanie na energię w systemie elektroenergetycznym. W takim przypadku operator systemu przesyłowego wykorzystuje oferty redukcyjne, przyjmując do produkcji tylko część ofert o najniższych cenach.

Powstaje szereg pytań. Jakie powinny być deklarowane ceny w pasmach redukcyjnych i przyrostowych? Czy ceny w pasmach przyrostowych mogą być mniejsze od cen w pasmach redukcyjnych? Dlaczego ceny w pasmach powinny być

narastające? Dlaczego stosuje się ograniczenia na deklarowane ceny minimalne i maksymalne?

Ogólnie uważa się, że ceny w pasmach redukcyjnych powinny odpowiadać zmiennym kosztom produkcji energii. Jednak ceny w pasmach redukcyjnych zależą od cen w kontraktach dwustronnych i transakcjach giełdowych więc w niektórych przypadkach mogą być wyższe od kosztów zmiennych produkcji energii.

Jednym z diskutowanych problemów jest to, czy ceny w pasmach przyrostowych powinny być niższe od cen w pasmach redukcyjnych. Teoretycznie jest to możliwe i nie wpływa na działanie rynku. Niektóre rozwiązanie rynkowe, jak nowe reguły rynku w Anglii (*NETA – New Electricity Trading Agreement*), takie oferty dopuszczają. Jednak praktycznie nie ma to większego sensu. Jeżeli ogólną regułą jest, że ceny w ofertach redukcyjnych odnoszą się do kosztów zmiennych produkcji, a ceny w pasmach przyrostowych powinny odzwierciedlać całkowity koszt produkcji, to ceny w pasmach przyrostowych są oczywiście większe. Gdyby nawet założyć, że w ofercie dla danej jednostki grafikowej wytwórczej ceny w pasmach przyrostowych są mniejsze od cen w pasmach redukcyjnych, to algorytm ustawiający pasma ofert w stos cenowy automatycznie zamieni w ofercie tej jednostki pasma przyrostowe z redukcyjnymi. Jednostka na takiej zamianie nie może zyskać ani stracić. Jest to zwykle uporządkowanie oferty, jakie może być dokonane przez składającego ofertę, dlatego jest lepiej, jeżeli tego uporządkowania pasm dokonuje sam składający ofertę. Mimo że algorytm dokonujący rozdziału obciążeń na polskim rynku bilansującym może akceptować oferty z cenami w pasmach przyrostowych mniejszymi niż w pasmach redukcyjnych, w regulaminie rynku bilansującego wymaga się, aby ceny w ofertach narastały monotonicznie. Słuszne jest więc wprowadzanie przepisów ułatwiających składanie i weryfikację ofert.

Przy składaniu ofert wymagane są ceny rosnące monotonicznie w pasmach. Wynika to z dwóch powodów. Pasma są układane w stos w kolejności cenowej. Gdyby dwa pasma miały takie same ceny, wówczas nie można określić, które pasmo powinno znaleźć się pierwsze w stosie cenowym bez stosowania dodatkowych kryteriów, dlatego też lepiej jest nałożyć dodatkowe ograniczenie na składane oferty niż wprowadzać dodatkowe kryteria do rozdziału obciążeń. W praktyce jednak może się zdarzyć, że jeżeli nawet każdy z składających oferty spełnił to ograniczenie, mogą zdarzyć się pasma z tymi samymi cenami u różnych uczestników rynku. Wówczas można stosować dwa rozwiązania. W pierwszym oferty są odsyłane składającym dla dokonania odpowiedniej zmiany cen. Jest to rozwiązanie niepraktyczne, ponieważ nie ma gwarancji, że po zmianie znów nie pojawią się takie same ceny. Dodatkowym utrudnieniem jest krótki czas na weryfikację ofert. Najlepszym stosowanym rozwiązaniem jest zamiana cen przez algorytm weryfikacji o bardzo małą wartość. Zamiana ta jest dokonywana w oparciu o ceny zastępcze uzgodnione pomiędzy uczestnikiem a operatorem systemu przesyłowego w umowie o świadczenie usług przesyłowych. Cena w ofercie uczestnika, który ma wyższą cenę zastępczą, jest zwiększana o małą wielkość na przykład o 1/100 grosza.

Wymaganie rosnących cen w pasmach wywołuje szereg pytań. Są one motywowane efektem skali. Jeżeli koszt jednostkowy przy większej produkcji jest mniejszy,

dlaczego w takim razie ceny jednostkowe dla większej produkcji w ofertach muszą być wyższe? Konieczność nałożenia warunku wzrostu cen w pasmach oferty można udowodnić teoretycznie, modelując bilansowanie za pomocą równań różnicowych lub różniczkowych. Niespełnienie tego warunku powoduje niestabilne rozwiązania. Można również inaczej przeanalizować konsekwencje niespełnienia warunku narastania cen w pasmach. Jednostka wytwórcza, aby produkować energię musi zostać zsynchronizowana z siecią i być stopniowo obciążana od mocy minimalnej. Moc minimalna jest warunkiem stabilnej pracy bloku wytwórczego. Energia deklarowana w pierwszym paśmie musi być co najmniej równa obciążeniu jednostki mocą minimalną. Niech np. jednostka wytwórcza ma moc maksymalną 350MW, a moc minimalną 200MW i złożyła w paśmie np. 7. odpowiadającym pracy w przedziale obciążeń 310-320MW cenę niższą, powiedzmy 100zł/MWh, a w paśmie pierwszym cenę 120zł/MWh. Zasada akceptacji w pierwszej kolejności tańszych ofert mogłaby spowodować, że do pracy zostałaby przydzielona tylko porcja energii z pasma 7. w wielkości 10MW. Oznaczałoby to pracę jednostki wytwórczej w zakresie 310 – 320 MW bez akceptacji pierwszego pasma. Taka praca jest niemożliwa technicznie.

7.3.3.9. Część techniczna oferty bilansującej

Część techniczna oferty bilansującej służy do identyfikacji ograniczeń w elektrowniach uwzględnianych w procesie planowania pracy jednostek wytwórczych i dotyczy tylko tych jednostek. Część techniczna oferty bilansującej może być zmieniona do godz. 10.00 dnia $n - 2$ pod warunkiem, że wprowadzone zmiany mieszczą się w dopuszczalnych granicach określonych w bazie danych technicznych operatora systemu przesyłowego.

Część techniczna oferty bilansującej zawiera następujące dane:

- minimalny czas postoju po odstawieniu;
- współczynnik obciążania w zakresie regulacyjności wyrażony w [MW/min];
- współczynnik odciążania w zakresie regulacyjności wyrażony w [MW/min];
- wielkość rezerwy minutowej;
- wielkość rezerwy sekundowej;
- minimalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu ciepłego;
- maksymalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu ciepłego;
- minimalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu zimnego;
- 3 charakterystyki rozruchowe danej jednostki wytwórczej dla różnych stanów cieplnych (zimnego, ciepłego i gorącego) określone przez parametry P^{R1} , P^{R2} , P^{R3} , T^{R1} , T^{R2} , T^{R3} , T^{R4} , dla każdej charakterystyki oddzielnie;
- czas przed synchronizacją podczas rozruchu ze stanu zimnego;
- czas przed synchronizacją podczas rozruchu ze stanu ciepłego;

-
- czas przed synchronizacją podczas rozruchu ze stanu gorącego.

7.3.4. Tworzenie planu koordynacyjnego dobowego (PKD)

7.3.4.1. Zasady ogólne

Plan koordynacyjny dobowy tworzony jest przez operatora systemu przesyłowego na każdą godzinę doby handlowej. Plan ten jest tworzony w okresie od godziny 10.00 do godziny 16.00 doby $n - 1$. Dla wyznaczenia PKD używa się specjalnego algorytmu rozdziału obciążeń, zbudowanego w oparciu o metodę programowania liniowego (*Linear Programming Dispatch* – LPD).

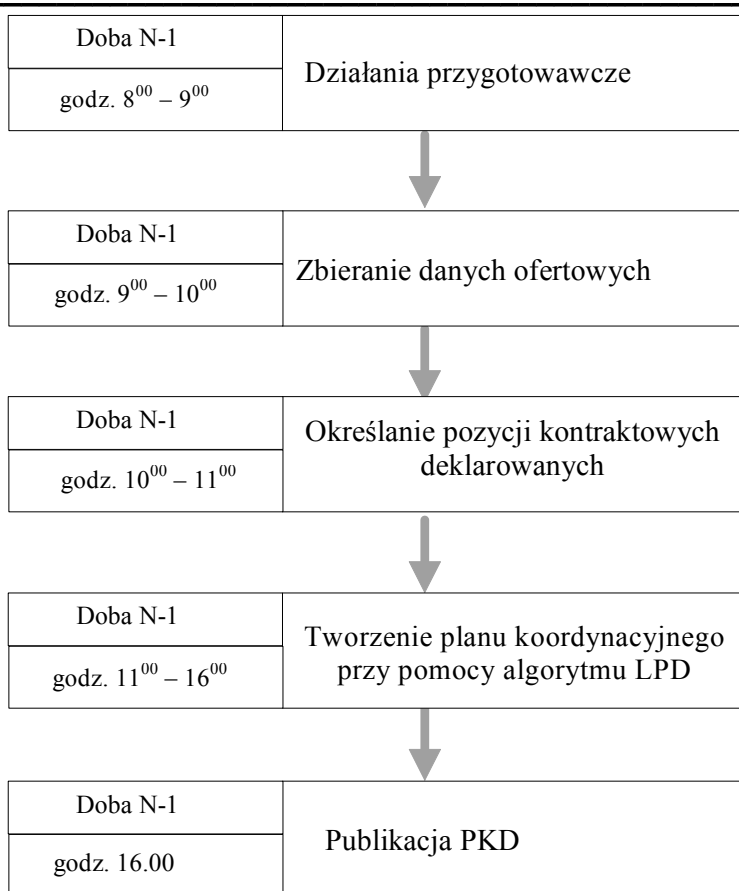
Algorytm rozdziału obciążeń zapewnia:

- dobór do pracy jednostek grafików wytwórczych w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych i niezbędnej rezerwy mocy,
- równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych ofert.

Wynikiem działania algorytmu LPD jest plan koordynacyjny dobowy zawierający grafiki pracy jednostek wytwórczych na każdą godzinę doby handlowej, uwzględniający:

- zbilansowane dobowe prognozy zapotrzebowania,
- wymagane rezerwy,
- występujące w krajowym systemie elektroenergetycznym ograniczenia systemowe.

Harmonogram tworzenia PKD jest pokazany na rysunku 7.12.



Rys. 7.12. Harmonogram tworzenia PKD

W ramach tworzenia planu koordynacyjnego dobowego operator systemu przesyłowego w celu zbilansowania produkcji energii elektrycznej z rzeczywistym zapotrzebowaniem dla każdego podstawowego okresu handlowego:

1. Umieszcza w PKD energię elektryczną zadeklarowaną w zgłoszonych pasmach redukcyjnych ofert bilansujących w porządku narastającym: od cen najniższych do cen najwyższych tylko do wielkości całkowitego zapotrzebowania w krajowym systemie elektroenergetycznym. Gdy suma energii w pasmach redukcyjnych jest większa od zapotrzebowania w krajowym systemie elektroenergetycznym następuje akceptacja do produkcji tylko energii z pasm o najniższej cenie redukcyjnej.
2. Umieszcza w PKD przy pomocy odpowiedniego algorytmu energię elektryczną zadeklarowaną w zgłoszonych pasmach przyrostowych ofert bilansujących w porządku narastającym: od cen najniższych do cen najwyższych w przypadkach, gdy produkcja energii, wynikająca ze zgłoszonych umów sprzedaży i oferowana w pasmach redukcyjnych, nie pokrywa pełnego prognozowanego zapotrzebowania.

3. Dokonuje optymalizacji produkcji poprzez zamianę energii zgłoszonej w pasmach redukcyjnych na energię zgłoszoną w pasmach przyrostowych ofert bilansujących w przypadkach, gdy cena w pasmach przyrostowych jednego uczestnika jest mniejsza niż cena w pasmach redukcyjnych zgłoszonych przez innego uczestnika rynku.

W powyższym procesie są uwzględniane jednocześnie ograniczenia systemowe. Jeżeli umieszczenie pasma z oferty bilansującej narusza ograniczenia systemowe, nie jest ono brane pod uwagę. Zasadę tworzenia PKD ilustruje rysunek 7.13, w którym wykorzystano podane wcześniej przykłady ofert. Jeżeli zapotrzebowanie jest na poziomie Z_A , to do produkcji akceptowana jest energia z pasm redukcyjnych oraz dodatkowo z pasm przyrostowych aż do pasma nr 6 w ofercie wytwórcy W3. Najdroższe pasmo zaakceptowane do planu to energia po 132zł/MWh. Pasma powyżej wskaźnika poziomu zapotrzebowania nie są przyjęte do planu.

Jeżeli zapotrzebowanie na energię jest na poziomie Z_B , przyjęte są pasma redukcyjne z wyjątkiem pasma redukcyjnego nr 3 wytwórcy W4, którego cena wynosiła 126zł/MWh. Zobowiązania tego wytwórcy są przejmowane przez wytwórców W2 produkującego 20MW po 125zł/MWh w ramach pasma nr 5 oraz wytwórcę W3, który wyprodukuje za wytwórcę W4 energię wielkości 5 MW po 125zł/MWh w ramach pasma nr 5. Następuje proces optymalizacji, w którym energia z tańszych pasm przyrostowych zastępuje energię z droższych pasm redukcyjnych.

Jeżeli zapotrzebowanie na energię jest na poziomie Z_C , występuje nadmiar energii zakontraktowanej w różnych formach i zgłoszonej w ramach pasm redukcyjnych. Operator nie może przyjąć do produkcji więcej energii niż zapotrzebowanie systemu i następuje odrzucenie części ofert redukcyjnych o najwyższych cenach – rysunek 7.13. Nie zostaje przyjęta produkcja energii zgłoszona przez wytwórcę W3 w paśmie nr 3 oraz wytwórcę W4 z pasma nr 2.

W3 – P7(P) – 10MWh po 142zł/MWh	
W1 – P7(P) – 10MWh po 140zł/MWh	
W4 – P4(P) – 10MWh po 136zł/MWh	
W2 – P6(P) – 10MWh po 135zł/MWh	Z_A
W3 – P6(P) – 10MWh po 132zł/MWh	
W1 – P6(P) – 10MWh po 130zł/MWh	
W4 – P3(R) – 25MWh po 126zł/MWh	
W2 – P5(P) – 20MWh po 125zł/MWh	
W3 – P5(P) – 20MWh po 122zł/MWh	
W1 – P5(P) – 10MWh po 120zł/MWh	
W2 – P4(P) – 20MWh po 115zł/MWh	Z_B
W3 – P4(P) – 20MWh po 112zł/MWh	
W1 – P4(P) – 10MWh po 110zł/MWh	
W3 – P3(R) – 40MWh po 97zł/MWh	
W4 – P2(R) – 30MWh po 96zł/MWh	Z_C
W2 – P3(R) – 45MWh po 90zł/MWh	
W1 – P3(R) – 20MWh po 90zł/MWh	
W2 – P2(R) – 50MWh po 87zł/MWh	
W4 – P1(R) – 250MWh po 86zł/MWh	
W2 – P2(R) – 30MWh po 85zł/MWh	
W1 – P2(R) – 50MWh po 80zł/MWh	
W3 – P1(R) – 300MWh po 77zł/MWh	
W2 – P1(R) – 200MWh po 75zł/MWh	
W1 – P1(R) – 230MWh po 70zł/MWh	

Rys. 7.13. Działanie algorytmu LPD przy różnych poziomach zapotrzebowania

7.3.4.2. Ograniczenia systemowe

Operator systemu przesyłowego w celu zachowania niezawodności i odpowiedniej jakości zasilania odbiorców uwzględnia w procesie tworzenia grafików pracy jednostek wytwórczych szereg ograniczeń systemowych.

Ograniczenia systemowe dzielą się na trzy główne grupy:

1. ograniczenie jednostek wytwórczych dotyczące elektrowni, a wynikające z konstrukcji, ograniczeń technologicznych oraz sposobu pracy jednostek wytwórczych;
2. ograniczenia sieciowe, które wynikają z przepustowości linii przesyłowych, konieczności zapewnienia odpowiednich przepływów energii elektrycznej i parametrów pracy systemu przesyłowego;
3. ograniczenia wynikające z utrzymania rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym.

Ograniczenia systemowe wprowadzane są do systemu informatycznego OSP za pomocą generatora modeli ograniczeń systemowych (system GMOS) i uwzględniane na poszczególnych etapach tworzenia planów koordynacyjnych.

7.3.4.3. Generator modeli ograniczeń systemowych (GMOS)

GMOS jest systemem pozyskiwania wiedzy, do którego wprowadzane są ograniczenia systemowe w postaci, jaką posługują się eksperci przygotowujący plany koordynacyjne. GMOS sprawdza poprawność formalną wprowadzanych ograniczeń, a następnie spójność logiczną dodawanego ograniczenia w stosunku do istniejących już w bazie danych ograniczeń. System GMOS dostarcza zestaw ograniczeń aktywny w danej dobie handlowej. System ten tworzy również matematyczne modele ograniczeń systemowych jako zbiór równości i nierówności liniowych i przekazuje ten zbiór w formacie MPS do modułu optymalizacji LPD. Sprawdzanie poprawności logicznej ograniczeń i ich spójności odbywa się przy pomocy modułu programowania liniowego XPRESS.

7.3.4.4. Ograniczenia ze strony jednostek wytwórczych

Do ograniczeń ze strony jednostek wytwórczych uwzględnianych bezpośrednio przez algorytm rozdziału obciążeń LPD na rynku bilansującym w Polsce należą następujące ograniczenia:

- minimalny czas postoju (w godzinach) po odstawieniu (liczba całkowita);
- współczynnik obciążania w zakresie P_{MIN}-P_{MAX} wyrażony w [MW/h];
- współczynnik odciążania w zakresie P_{MIN}-P_{MAX} wyrażony w [MW/h];
- minimalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu ciepłego;
- minimalny czas postoju, po którym rozruch następuje ze stanu zimnego;

- parametry charakterystyk rozruchowych ze stanów: zimnego, ciepłego i gorącego.

W niektórych przypadkach operatorzy systemów przesyłowych mogą czasowo zaakceptować dodatkowe ograniczenia jednostek wytwórczych. Do ograniczeń takich należą:

- ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych w ruchu elektrowni,
- ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych wynikające z produkcji ciepła przez elektrownię,
- ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego,
- ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu bieżącego lub awaryjnego,
- ograniczenie narzucające stan pracy jednostki wytwórczej w związku z wykonywanymi pomiarami,
- ograniczenie wynikające z konieczności uruchamiania jednostek wytwórczych po długim postoju w rezerwie,
- ograniczenie liczby jednostek wytwórczych uruchamianych jednocześnie w elektrowni,
- ograniczenie liczby jednostek wytwórczych uruchamianych w elektrowni na sąsiednie szczyty zapotrzebowania,
- ograniczenie minimalnego czasu pozostawiania jednostki wytwórczej w danym stanie pracy.

Należy zwrócić uwagę, że akceptacja ograniczeń wynikających z pracy jednostek wytwórczych jest obszarem potencjalnego konfliktu pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a elektrowniami. Podając parametry ograniczeń technicznych elektrownie starają się formułować je w taki sposób, aby poprawić swoją pozycję rynkową.

Przykładem może być parametr odnoszący się do minimalnego czasu pracy po rozruchu. Jednostki wytwórcze często określają ten parametr na poziomie 20-50 godzin. Gdyby OSP akceptował taką wielkość, to niemożliwe byłoby zmniejszenie zestawu jednostek wytwórczych w nocnej dolinie zapotrzebowania na energię elektryczną. W wielu rozwiązaniach rynkowych nie uwzględnia się minimalnego czasu pracy jednostek wytwórczych, zakładając, że każdą jednostkę można odstawić w ciągu godziny. Jednostka wytwórcza powinna tak składać oferty, aby nie być odstawiana zbyt często.

Wszystkie parametry ograniczeń dotyczących elektrowni zgłaszanych przez jednostki wytwórcze powinny być analizowane przez operatora systemu przesyłowego i podlegać jego akceptacji.

7.3.4.5. Ograniczenia ze strony sieci przesyłowej

Do ograniczeń sieciowych zalicza się wszelkie ograniczenia w pracy jednostek wytwórczych wynikające z warunków pracy sieci przesyłowej. Dla potrzeb tworzenia grafiku pracy jednostek wytwórczych ograniczenia sieciowe dzieli się na osiem głównych kategorii:

1. minimalna liczba pracujących jednostek w systemie lub w węźle,
2. maksymalna liczba pracujących jednostek w systemie lub w węźle,
3. minimalna moc generacji w systemie lub w węźle,
4. maksymalna moc generacji w systemie lub w węźle,
5. minimalna liczba jednostek i minimalna moc generacji w systemie lub w węźle,
6. maksymalna liczba jednostek i maksymalna moc generacji w systemie lub w węźle,
7. konieczność pracy w zadanym przedziale mocy,
8. wymuszony postój ze względów sieciowych.

Wyróżnia się trzy tryby wprowadzania ograniczeń sieciowych:

1. normalny,
2. operatywny w fazie planowania,
3. operatywny w fazie prowadzenia ruchu.

7.3.4.6. Ograniczenia wynikające z poziomu rezerw mocy

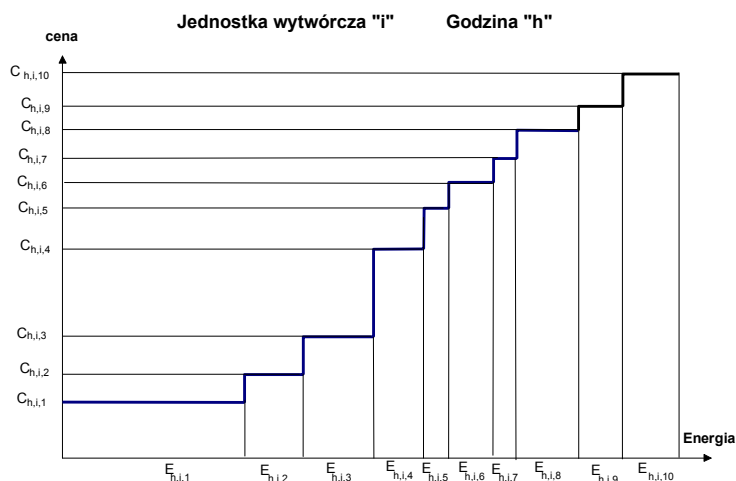
Ograniczenia dotyczące utrzymania odpowiedniego poziomu rezerw mocy wynikają z konieczności dotrzymania parametrów regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym. W procesie tworzenia planu pracy jednostek wytwórczych uwzględnia się następujące ograniczenia:

- ograniczenia wynikające z warunku równomiernego rozkładu rezerw mocy w KSE,
- ograniczenie koncentracji rezerw mocy w poszczególnych węzłach KSE,
- ograniczenie wynikające z łącznego zakresu regulacji pierwotnej i wtórnej mocy.

7.3.5. Zasady rozdziału obciążeń**7.3.5.1. Funkcja celu w algorytmie rozdziału obciążeń**

W algorytmie rozdziału obciążeń zakłada się, że energia w każdym paśmie oferty bilansującej jest jedną zmienną niezależną – rysunek 7.14. W ten sposób przydziela

się każdej jednostce wytwórczej 10 zmiennych i jej punkt pracy jest sumą przydzielonych zmiennych w danej godzinie. Potraktowanie każdego pasma jako zmiennej niezależnej zwiększa ilość zmiennych. Nie ma to jednak większego znaczenia, ponieważ algorytmy programowania liniowego są w stanie w krótkim czasie przetwarzać problemy optymalizacyjne z dziesiątkami tysięcy zmiennych.



Rys. 7.14. Przykład sposobu przydzielania zmiennych pasmom oferty bilansującej

Funkcja celu algorytmu LPD jest sformułowana jako kombinacja liniowa cen i energii deklarowanych przez uczestników rynku w pasmach ofert bilansujących. W matematycznym zapisie funkcji celu algorytmu rozdziału obciążenia występują dwa składniki¹:

- pierwszy z nich ma na celu minimalizację kosztów zakupu z ofert bilansujących,
- drugi prowadzi do dalszego zmniejszania kosztów zakupu poprzez zastępowanie produkcji jednych jednostek wytwórczych produkcją z innych jednostek na podstawie oferowanych przez nie cen – optymalizacja produkcji,

$$f_{celu} = \min \left\{ \sum_{h=1}^{Hk} \sum_{i=1}^{N_o} \left[\sum_{k=m+1}^{10} c_{h,i,k}^p * E_{h,i,k} - \sum_{j=1}^m (E_{h,i,j}^{OR} - E_{h,i,j}) * c_{h,i,j}^R \right] \right\} \quad (7.3)$$

gdzie: $E_{h,i,k}$ jest zaakceptowana do produkcji energia w paśmie przyrostowym k oferty JG_w i w godzinie h ; $E_{h,i,j}^{OR}$ oznacza energię zgłoszoną w paśmie redukcyjnym j JG_w i w godzinie h ; $E_{h,i,j}$ jest zaakceptowaną do produkcji

¹ W zasadzie funkcja celu może być zapisana przy pomocy jednego składnika. Jednak zapis dwuskładnikowy, chociaż jest tylko inną formą, pozwala łatwiej identyfikować funkcje algorytmu rozdziału obciążeń.

energią z pasma redukcyjnego j oferty $JG_W i$ w godzinie h ; $C_{h,i,k}^P$ oznacza cenę energii w paśmie przyrostowym k $JG_W i$ w godzinie h ; $C_{h,i,j}^R$ jest ceną energii w paśmie redukcyjnym j $JG_W i$ w godzinie h ; m jest liczbą zadeklarowanych pasm redukcyjnych $JG_W i$; N_O oznacza liczbę JG_W składających oferty; Hk jest horyzontem optymalizacji (liczba godzin objętych optymalizacją).

W przypadku, gdy liczba zadeklarowanych pasm redukcyjnych m $JG_W i$ jest równa 10 ($m = 10$) oznacza to, że dana $JG_W i$ nie zgłasza energii w pasmach przyrostowych i pierwszy składnik funkcji celu jest równy zero:

$$\sum_{k=m+1}^{10} C_{h,i,k}^P * E_{h,i,k} = 0 \quad (7.4)$$

W przypadku, gdy liczba zadeklarowanych pasm redukcyjnych m $JG_W i$ jest równa 0 ($m = 0$) oznacza to, że dana $JG_W i$ nie zgłasza energii w pasmach redukcyjnych i drugi składnik funkcji celu jest równy zero:

$$\sum_{j=1}^m (E_{h,i,j}^{OR} - E_{h,i,j}) * C_{h,i,j}^R = 0 \quad (7.5)$$

7.3.5.2. Dane wejściowe do modułu LPD

Algorytm rozdziału obciążeń (moduł LPD) wykorzystuje w sposób bezpośredni następujące dane wejściowe:

- prognozę zapotrzebowania na każdy podstawowy okres handlowy doby n ,
- plany wymiany energii z zagranicą na każdy podstawowy okres handlowy doby n ,
- plan pracy wytwarzania zdeterminowanego na każdy podstawowy okres handlowy doby n ,
- dane techniczne z ofert bilansujących,
- dane handlowe z ofert bilansujących,
- ograniczenia systemowe dla doby n z systemu GMOS,
- macierz rozptyłów W .

7.3.5.3. Tworzenie macierzy rozptyłów dla modułu LPD

Moduł LPD korzysta z macierzy rozptyłów W ($w_{k-l,i}$), określającej, jak zmniejszenie lub zwiększenie wytwarzania w danym węźle i powoduje zwiększenie lub zmniejszenie przepływu energii w linii łączącej węzły $k-l$.

W tym celu dane o topologii sieci z układu normalnego są modyfikowane zgodnie z planem wyłączeń dla danej doby n w celu dostosowania topologii sieci układu normalnego do układu rzeczywistego.

Wartości współczynników macierzy rozptyłów wyznacza się zgodnie z zależnością:

$$w_{k-l,i} = \frac{\Delta S_{k-l}}{\Delta P_i} \quad (7.6)$$

gdzie: $w_{k-l,i}$ jest współczynnikiem macierzy W określającym wpływ zwiększenia wytwarzania w węźle i o wielkość ΔP_i , która oznacza przyrost mocy czynnej w węźle i wywołany zwiększeniem wytwarzania energii czynnej w tym węźle, przy czym: $\Delta S_{k-l} = S_{k-l(0)} - S_{k-l}$ oznacza przyrost obciążenia elementu sieci łączącego węzły k i l ; $S_{k-l(0)} = \frac{\delta_{k(0)} - \delta_{l(0)}}{X_{k-l}/V_n^2} \operatorname{tg} \varphi_{k-l(0)}$ jest mocą pozorną płynącą w elemencie łączącym węzły $k-l$ dla rozptyłów liczonych w bazowym układzie normalnym; $S_{k-l} = \frac{\delta_k - \delta_l}{X_{k-l}/V_n^2} \operatorname{tg} \varphi_{k-l}$ oznacza moc pozorną płynącą w elemencie łączącym węzły $k-l$ po zwiększeniu wytwarzania mocy czynnej w węźle i o wielkość ΔP_i ; przy czym δ_k jest kątem napięcia w węźle k ; δ_l oznacza kąt napięcia w węźle l ; X_{k-l} jest reaktancją elementu łączącego węzły $k-l$; V_n^2 jest kwadratem napięcia znamionowego; $\operatorname{tg} \varphi_{k-l}$ oznacza tangens wynikający ze stosunku mocy biernej i czynnej w elemencie łączącym węzły $k-l$; 0 jest indeksem odnoszącym się do rozptyłów wyznaczonych dla układu normalnego.

Macierz W jest wyznaczana dla każdego podstawowego okresu handlowego doby n w postaci:

$$W(h) = \begin{bmatrix} w_{1,1} & w_{1,2} & & w_{1,N} \\ w_{2,1} & & & \\ & & w_{g,n} & \\ w_{G,1} & & & w_{G,N} \end{bmatrix} \quad (7.7)$$

gdzie: G jest liczbą gałęzi w rozpatrywanej sieci; N oznacza liczbę węzłów ze zmiennym wytwarzaniem mocy czynnej.

7.3.6. Procesy algorytmu rozdziału obciążeń

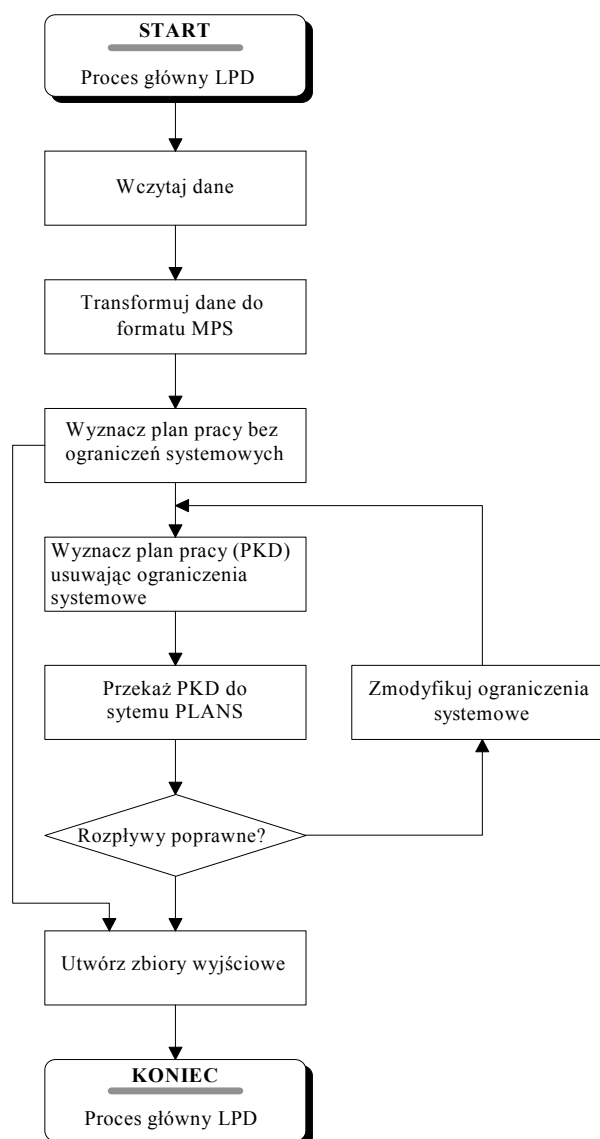
7.3.6.1. Główny proces tworzenia PKD

Proces główny rozdziału obciążeń wykonywany przez moduł LPD ma na celu przygotowanie planu koordynacyjnego dobowego dla prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Główny proces rozdziału obciążeń realizowany jest w następujących etapach:

- wczytanie danych wejściowych;
- transformacja danych wejściowych do formatu MPS – format MPS jest używany jako ogólnosiwiatowy standard przetwarzania danych do postaci używanych przez programowanie liniowe; w module LPD jest używany format XMPS, który jest zmodyfikowaną wersją standardu MPS;
- wyznaczenie wstępnego planu pracy bez uwzględnienia ograniczeń systemowych;
- wyznaczenie planu pracy jednostek wytwórczych z uwzględnieniem ograniczeń systemowych;
- weryfikacja planu pracy jednostek wytwórczych poprzez symulacje rozplływów mocy w programie PLANS lub PSLF;
- tworzenie zbiorów wyjściowych.

Główny proces rozdziału obciążeń jest pokazany na rysunku 7.15.



Rys. 7.15. Główny proces rozdziału obciążeń (moduł LPD)

7.3.6.2. Zasady usuwania ograniczeń systemowych

Rozdział obciążeń jest w pierwszej fazie dokonywany bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, z uwzględnieniem tylko ograniczeń technicznych jednostek wytwórczych. Pasma ofert bilansujących są ustawiane w stos, poczynając od najniższej ceny. W tej fazie nie wyróżnia się specjalnie pasm redukcyjnych i przyrostowych, chociaż każde pasmo ma przydzielone dokładne identyfikatory.

Następnie wykonuje się powtórnie rozdział obciążeń przy uwzględnieniu wszystkich ograniczeń systemowych. Powstaje w wyniku tego działania stos ofert, który może

różnić się od stosu pierwszego ustawionego bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych. Różnice pomiędzy tymi dwoma stosami wynikają z działania ograniczeń. Pewne pasma lub ich części zostają usunięte, a pojawiają się nowe pasma. Nowe pasma wynikają z wytwarzania wymuszonego względami sieciowymi (*must run*). Proces zastępowania pasm w stosie bez ograniczeń nowymi pasmami nazywa się usuwaniem ograniczeń sieciowych.

Następuje analiza dwóch stosów pasm z ofert bilansujących. W szczególności analizuje się nowe pasma, które pojawiły się na skutek usuwania ograniczeń systemowych i nadaje im się specjalne etykiety „*must run*”, jeżeli cena z pasm oferty bilansującej jest wyższa niż cena zastępcza ustalona w umowie pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i uczestnikiem rynku dysponującym daną jednostką wytwórczą. Pasmu „*must run*” zostaje przydzielona cena zastępcza. Proces ten ma na celu zapobieżenie zawyżaniu ceny przez jednostki wytwórcze, które muszą być przydzielone do ruchu celem usunięcia ograniczeń sieciowych.

Należy podkreślić, że nadanie etykiety „*must run*” jest procesem dynamicznym zależnym od ograniczeń, zapotrzebowania na energię oraz cen w złożonych ofertach bilansujących. Nie można mówić, że dana jednostka jest typu „*must run*”, ponieważ określenie to dotyczy poszczególnych pasm oferty bilansującej lub nawet ich części. Dane pasmo może mieć etykietę „*must run*” w jednej godzinie, a w następnej może już nie mieć tej etykiety.

7.3.6.3. Tworzenie list rankingowych

Listy rankingowe uruchamiania i obciążania oraz odstawiania i odciażania jednostek wytwórczych są tworzone zgodnie z pasmami z ofert bilansujących. Listy rankingowe są tworzone przez wyznaczenie dodatkowych planów pracy jednostek wytwórczych dla dwóch poziomów zapotrzebowania:

1. zwiększone zapotrzebowanie:

$$E_z(+\Delta) = E_z + \Delta E_z \quad (7.8)$$

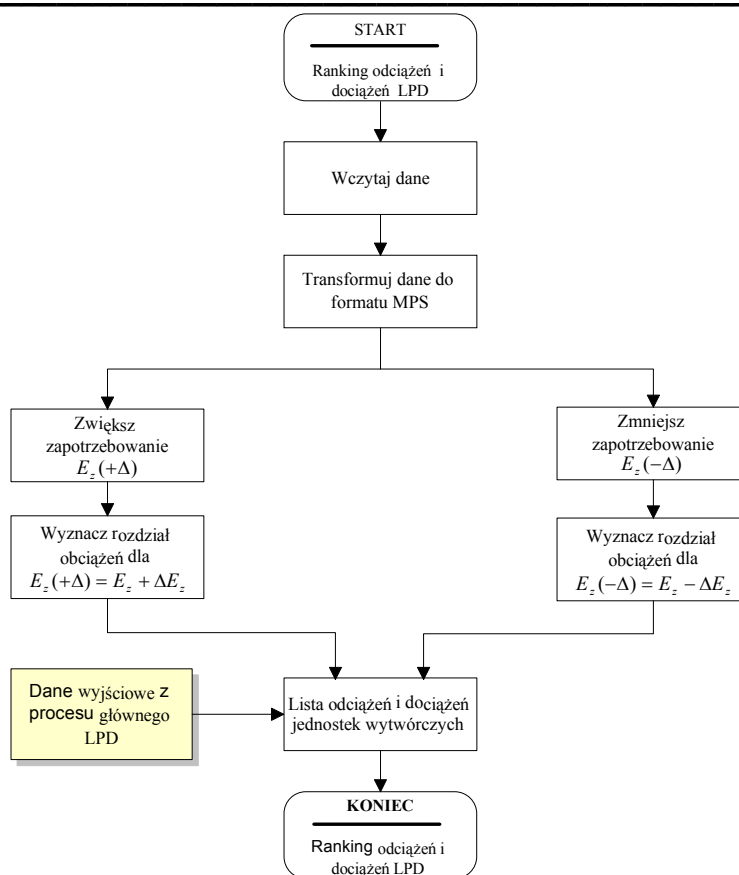
2. zmniejszone zapotrzebowanie:

$$E_z(-\Delta) = E_z - \Delta E_z \quad (7.9)$$

Wielkości odchyłeń od prognozowanego zapotrzebowania są określane przez operatora systemu przesyłowego na każdy podstawowy okres handlowy przygotowywanego planu koordynacyjnego dobowego.

Porównanie planów pracy jednostek wytwórczych dla prognozowanego zapotrzebowania oraz dla dwóch dodatkowych poziomów odchyłeń pozwala wyznaczyć listy rankingowe uruchamiania i obciążania oraz odstawiania i odciażania.

Schemat tworzenia list rankingowych jest pokazany na rysunku 7.16.



Rys. 7.16. Tworzenie list rankingowych przy użyciu modułu LPD

7.3.7. Wyniki działania algorytmu rozdziału obciążeń

Działanie algorytmu rozdziału obciążeń (modułu LPD) pozwala uzyskać następujące dane wyjściowe:

1. plan pracy JG_W - JWCD w rozbiciu na pasma oferty bilansującej bez uwzględnienia ograniczeń systemowych,
2. plan pracy JG_W - JWCD w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej z uwzględnieniem ograniczeń systemowych,
3. listy rankingowe uruchamiania i obciążania JG_W - JWCD,
4. listy rankingowe odstawiania i odciążania JG_W - JWCD,
5. zagregowany plan pracy JG_W - JWCD w następujących grupach:
6. wytwarzanie zdeterminowane w jednostkach JG_W nie będących JWCD,

-
7. wytwarzanie wymuszone poprzez ograniczenie systemowe,
 8. wytwarzanie w ramach zgłoszonych USE,
 9. wytwarzanie w ramach przyjęcia przez OSP energii z pasm przyrostowych ofert bilansujących,
 10. import i eksport energii elektrycznej,
 11. prognozowane średnie ceny na rynku bilansującym dla dwóch planów pracy:
 - 11.1. bez ograniczeń systemowych,
 - 11.2. po usunięciu ograniczeń systemowych.

Informacje uzyskane w wyniku działania algorytmu LPD nie tylko pozwalają uzyskać grafik pracy jednostek wytwórczych na dzień następny, ale również dają szereg innych informacji potrzebnych dyspozytorowi do prowadzenia ruchu w zmieniających się warunkach.

7.3.8. Bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD)

Bieżący plan koordynacyjny dobowy tworzony jest przez operatora systemu przesyłowego dla potrzeb prowadzenia ruchu. Zadaniem BPKD jest rozłożenie planowanego zapotrzebowania mocy, obciążenia godzinowego jednostek wytwórczych składających salda wymiany międzynarodowej i pozostałej generacji na okresy 15 - minutowe.

Zaplanowane wartości obciążenia jednostek wytwórczych dla okresów 15 - minutowych – bieżące punkty pracy (BPP) – są przesyłane do wytwórców i wyznaczają moc bazową danej jednostki wytwórczej na określone 15 - minut.

Bieżący plan koordynacyjny dobowy na daną dobę handlową n wykonywany jest na podstawie planu PKD na dobę n z wykorzystaniem tego samego algorytmu rozdziału obciążeń. Plan BPKD w wersji podstawowej i w kolejnych aktualizowanych wersjach nie jest zbilansowany w okresach 15 - minutowych – oznacza to, że zaplanowane punkty pracy (planowane obciążenie) jednostek wytwórczych w tych okresach nie pokrywają zapotrzebowania na energię w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Punkty pracy pokrywające zapotrzebowanie mocy w planowanym przedziale są wyznaczane w PKD dla każdej godziny. W pierwszej wersji BPKD wyznaczany jest bieżący punkt pracy (BPP) każdej jednostki wytwórczej na każdy przedział 15 - minutowy doby n na 15 minut przed rozpoczęciem tego okresu. W pozostałych wersjach BPKD nie koryguje się planowanego obciążenia jednostek wytwórczych z poprzedniej wersji, a jedynie zadaje się punkty pracy dla dodatkowo uruchamianych jednostek na mocy decyzji dyspozytorskich lub usuwa się z planu jednostki wytwórcze, które zostały odstawione w trybie awaryjnym.

7.4. Rozliczenia na rynku bilansującym

7.4.1. Ogólne zasady rozliczeń

Rozliczenia na rynku bilansującym dotyczą pojedynczych jednostek grafikowych (JG), z których każda należy do jednego z uczestników rynku bilansującego (URB). Każda jednostka grafikowa jest definiowana przez zbiór miejsc dostarczania energii, przez które następuje wymiana energii z obszarem rynku bilansującego, oraz algorytm ich agregacji. Przez miejsce dostarczania energia może być także odbierana z rynku bilansującego. Jest to wówczas odbiorcze miejsce dostarczania. W przypadku, gdy energia jest dostarczana do obszaru rynku bilansującego, miejsce to jest nazywane dostawczym miejscem dostarczania.

Niezależnie od przyporządkowania do uczestnika rynku bilansującego, każda jednostka grafikowa jest w dyspozycji operatora handlowo-technicznego (OHT), który jest odpowiedzialny za przekazywanie informacji pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a uczestnikiem rynku bilansującego. Rozliczenia zrealizowane dla jednostek grafikowych składają się na rozliczenie uczestnika rynku bilansującego.

Przedmiotem rozliczeń na rynku bilansującym jest energia bilansująca (EB) stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną (ED) a rzeczywistą (ER) dostawą energii. Wielkość deklarowanej dostawy energii (ED) wynika z umów sprzedaży energii w ramach kontraktów dwustronnych, giełd energii itp. Wielkość rzeczywistej dostawy energii (ER) wynika z rzeczywistej realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej ustalonych przez odczyt urządzeń pomiarowych.

Rozliczenie energii bilansującej jest realizowane w dwóch następujących po sobie fazach. W fazie pierwszej jest rozliczane odchylenie ustalone w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego. W fazie drugiej jest rozliczane odchylenie powstałe podczas fizycznej realizacji dostaw energii. Całkowite odchylenie, stanowiące energię bilansującą (EB) poszczególnych jednostek grafikowych jest równe sumie odchyleń z obu faz rozliczeń.

Realizacja rozliczeń dla poszczególnych jednostek grafikowych polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego. W ramach rozliczenia ilościowego są wyznaczane wielkości dostaw energii na rynek bilansujący, natomiast w ramach rozliczenia wartościowego należności wynikające z tych dostaw

Rozliczenie jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych: dobowym i dekadowym. W cyklu dobowym na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z rynku bilansującego w dobie n oraz wynikające z tego należności za dostawę lub odbiór energii. Rozliczenie doby n jest wykonywane przez operatora systemu przesyłowego w dobie $n+2$, a jego głównym celem jest możliwie szybkie udostępnienie danych rozliczeniowych OHT, aby możliwe było dokonanie ich weryfikacji.

W cyklu dekadowym na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych wyznaczane są ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z rynku bilansującego w dekadzie d oraz wynikające z tego należności za dostawę lub odbiór energii. Dekadowe wielkości rozliczeniowe są podstawą do wystawienia faktur za sprzedaż oraz zakup energii bilansującej.

Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych istnieje możliwość korygowania rozliczeń w okresie dłuższym niż dekada. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe, tzw. korekty rozliczeń. Są one realizowane w odstępach miesięcznych, przy czym pojedyncza korekta może dotyczyć dowolnych dekad z okresu poprzednich 12 miesięcy. Po upływie 12 miesięcy od rozliczenia danej dekady korekty rozliczeń nie są przyjmowane.

7.4.2. Wyznaczanie pozycji kontraktowych

7.4.2.1. Zasady ogólne wyznaczania pozycji kontraktowych

Pozycje kontraktowe poszczególnych jednostek grafików wytwórczych (JG_W) i odbiorczych (JG_O) wyznacza się na podstawie zgłoszeń danych handlowych zgłaszanych przez operatora handlowo-technicznego danej jednostki.

Pozycje kontraktowe jednostek grafików zakupu przedsiębiorstwa obrotu (JG_{POZ}) oraz jednostek grafików sprzedaży przedsiębiorstwa obrotu (JG_{POS}) wyznacza się na podstawie danych handlowych zgłaszanych przez operatora handlowego tych jednostek.

Pozycje kontraktowe pozostałych jednostek, takich jak jednostki grafikowej wymiany międzynarodowej (JG_{WM}), jednostki grafikowej generacji zewnętrznej (JG_{GZ}), jednostki grafikowej bilansującej (JG_{BI}) wyznacza się na podstawie danych operatora systemu przesyłowego. Również OSP zgłasza dane do wyznaczenie pozycji kontraktowej jednostek grafików będących w jego dyspozycji (JG_{OSP}).

Operator systemu przesyłowego wyznacza na każdy podstawowy okres handlowy doby n następujące pozycje kontraktowe:

1. Pozycje kontraktowe deklarowane – równe deklarowanym ilościom dostaw energii (ED).
2. Pozycje kontraktowe skorygowane – równe skorygowanym ilościom dostaw energii (ES). Pozycje te wyznaczane są tylko dla jednostek wytwórczych. W dalszych fazach rozwoju rynku pozycje skorygowane mogą być wyznaczone również w stosunku do sterowalnych obciążeń zgłaszających oferty bilansujące. Dla jednostek grafików, które nie składają ofert bilansujących pozycja kontraktowa nie jest korygowana, co oznacza, że w takich przypadkach pozycja kontraktowa skorygowana jest równa pozycji kontraktowej deklarowanej.
3. Odchylenie od pozycji kontraktowej skorygowanej – równe rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej. Odchylenie od pozycji skorygowanej jest

wyznaczane dla wszystkich jednostek grafikowych. Jeżeli jednostka grafikowa przedsiębiorstwa obrotu ma pozycję kontraktową zamkniętą, to ilość energii zakupionej jest równa energii sprzedanej i odchylenie od pozycji skorygowanej dla takiej jednostki jest równe zero.

7.4.2.2. Wyznaczanie pozycji kontraktowych i odchyleń

Dla wszystkich jednostek grafikowych „j” wyznacza się pozycje kontraktowe deklarowane na każdą godzinę „h” dnia realizacji dostaw $ED_{j,h}$, jako sumę zgłoszonych do realizacji umów sprzedaży. Umowy te dotyczą kontraktów bilateralnych $EZ_{j,h}^{Bi}$, transakcji giełdowych $EZ_{j,h}^{Gi}$ oraz kontraktów i transakcji z pośrednikami (przedsiębiorstwami obrotu) $EZ_{j,h}^{POi}$.

Dla jednostek grafikowych wytwórczych wyznacza się na daną godzinę pozycję kontraktową skorygowaną ($ES_{j,h}$) jako średnią z czterech 15 - minutowych poleceń dyspozytora. Powstająca różnica pomiędzy pozycją kontraktową deklarowaną a pozycją skorygowaną jest rozliczana zgodnie z cenami w pasmach oferty bilansującej, a w przypadku, gdy dana porcja energii jest wytwarzana ze względu na ograniczenia (*must run*), bierze się również pod uwagę ceny zastępcze z umowy pomiędzy uczestnikiem rynku i operatorem systemu przesyłowego.

Różnicę pomiędzy deklarowaną i skorygowaną ilością dostaw energii dla danej jednostki grafikowej wyznacza się jako:

$$\Delta EDS_{j,h} = ED_{j,h} - ES_{j,h} \quad (7.10)$$

Przedmiotem rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii jest różnica $\Delta ESR_{j,h}$ pomiędzy skorygowaną i rzeczywistą ($ER_{j,h}$) ilością dostaw energii, która powstaje podczas fizycznej realizacji dostaw energii.

$$\Delta ESR_{j,h} = ES_{j,h} - ER_{j,h} \quad (7.11)$$

7.4.2.3. Wyznaczanie cen za korekcje pozycji deklarowanych

Rozliczenie skorygowanej ilości dostaw energii odbywa się na podstawie ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej ($CRK_{j,h}$). Cena ta jest wyznaczana na podstawie cen z pasm „k” oferty bilansującej ($CO_{j,h,k}$) oraz cen zastępczych, negocjowanych pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i daną jednostką wytwórczą ($CN_{j,h}$). Cena zastępcza może być ustalona jako jedna wielkość dla wszystkich godzin lub jako profil cenowy dla doby.

Cenę rozliczeniową korekty pozycji kontraktowej ustala się według następujących zasad:

1. Gdy zmiana deklarowanej ilości dostaw energii w paśmie ofertowym $k \in K$ nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych, w rozliczeniach stosuje się ceny ofertowe

$$CRK_{j,h,k} = CO_{j,h,k} \quad (7.12)$$

2. Gdy zmiana deklarowanej ilości dostaw energii w paśmie ofertowym $k \in K$ jest spowodowana ograniczeniami systemowymi (zmiana wymuszona), w rozliczeniach stosuje się:
 - Mniejszą z wartości ceny ofertowej oraz ceny zastępczej w przypadku, gdy skorygowana ilość dostaw energii jest większa od deklarowanej

$$CRK_{j,h,k} = \min\{CO_{j,h,k}, CN_{j,h}\} \quad (7.13)$$

- Cenę ofertową w przypadku, gdy skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza bądź równa deklarowanej

$$CRK_{j,h,k} = CO_{j,h,k} \quad (7.14)$$

7.4.2.4. Wyznaczanie cen za odchylenie od pozycji skorygowanych

Koszty bilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem w krajowym systemie elektroenergetycznym są wyznaczane dla każdej godziny w fazie planowania pracy systemu elektroenergetycznego na podstawie deklarowanych i skorygowanych ilości dostaw energii, ofert bilansujących oraz ograniczeń systemowych znanych w chwili planowania. Wielkość kosztów bilansowania odzwierciedla koszty poniesione na pokrycie zapotrzebowania odbiorców na energię w ilości równej różnicy pomiędzy planowanym zapotrzebowaniem odbiorców a deklarowaną ilością dostaw energii.

Wielkość kosztów bilansowania KB_h w godzinie h równa jest różnicy pomiędzy całkowitym kosztem KCZ_h pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię a kosztem KED_h związanym zapewnieniem realizacji umów sprzedaży

$$KB_h = KCZ_h - KED_h \quad (7.15)$$

Rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw energii odbywa się na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h . Cena ta jest wyznaczana na podstawie kosztów bilansowania, zapotrzebowania oraz sumarycznej wielkości odchyleń jednostek grafikowych w godzinie h .

$$CRO_h = \frac{KB_h}{\sum_j \Delta ESR_{j,h}} \quad (7.16)$$

W przypadku, gdy koszt KB_h w godzinie h jest równy zero, jako cenę rozliczeniową przyjmuje się średnią arytmetyczną cen obowiązujących w godzinie h w siedmiu poprzednich dobach.

$$CRO_h = \frac{1}{7} \sum_{l=0}^{n-7+l} CRO_{h,l} \quad (7.17)$$

7.4.2.5. Wyznaczanie należności

Należność dla jednostek grafikowych $NDS_{j,h}$, wynikająca ze skorygowania pozycji kontraktowych, jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej oraz ilości energii przyjętej do realizacji w ramach skorygowanej pozycji kontraktowej. Uwzględnia się przy tym różne ceny kolejnych pasm oferty bilansującej.

$$NDS_{j,h} = \sum_{k \in K} (CRK_{j,h,k} * \Delta EDS_{j,h,k}) \quad (7.18)$$

Rozliczenia pomiędzy rzeczywistą energią wprowadzoną lub odebraną z rynku bilansującego a skorygowanymi pozycjami kontraktowymi dotyczą zarówno jednostek grafikowych wytwórczych jak i odbiorczych, a w przypadku jednostek grafikowych przedsiębiorstw obrotu energię z otwartymi pozycjami kontraktowymi również tych jednostek.

Należność za odchylenia od pozycji skorygowanej $NSR_{j,h}$ dla jednostek grafikowych jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii $\Delta ESR_{j,h}$ stanowiącej odchylenie od pozycji kontraktowej skorygowanej.

$$NSR_{j,h} = CRO_h * \Delta ESR_{j,h} \quad (7.19)$$

Całkowita należność $NB_{j,h}$ dla j -tej jednostki grafikowej za energię bilansującą dostarczoną albo odebraną z rynku bilansującego w godzinie h jest równa sumie należności wynikających z rozliczenia skorygowanej i rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$NB_{j,h} = NDS_{j,h} + NSR_{j,h} \quad (7.20)$$

Należności $NB_{j,h}$ są interpretowane w następujący sposób:

- $NB_{j,h} < 0$ oznacza należność dla j -tej jednostki grafikowej za energię dostarczoną na rynek bilansujący w godzinie h ,
- $NB_{j,h} > 0$ oznacza zobowiązanie j -tej jednostki grafikowej za energię odebraną z rynku bilansującego w godzinie h .

7.4.3. Procesy rozliczeń jednostek grafikowych

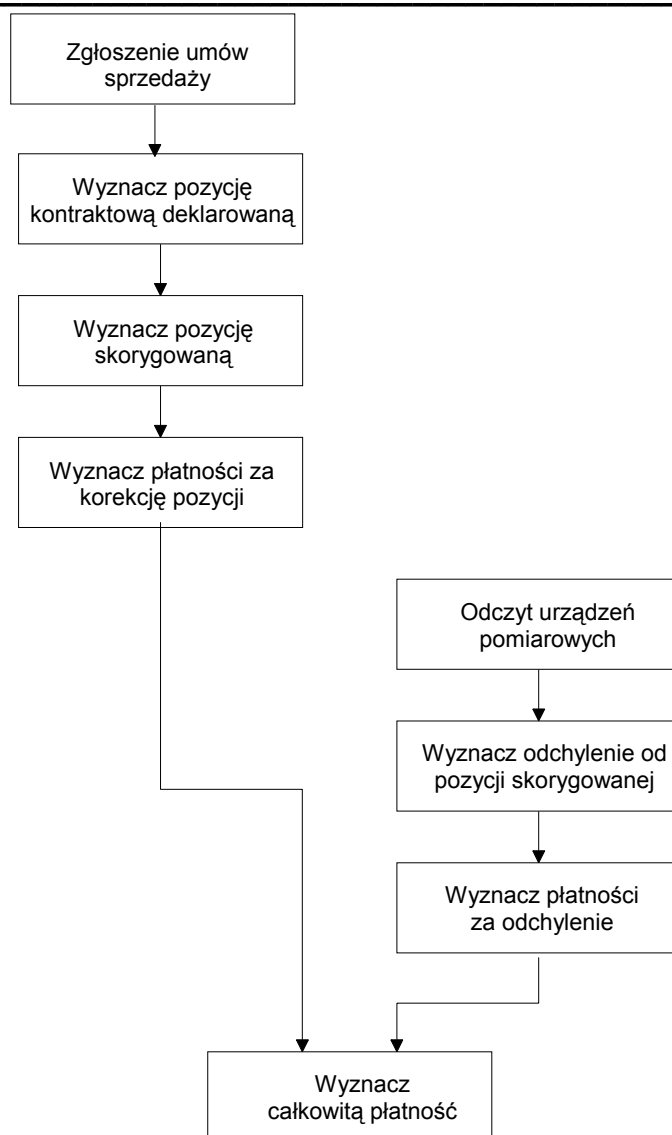
Proces rozliczenia jednostki grafikowej wytwórczej składa się z kilku charakterystycznych etapów – rysunek 7.17.

1. Wyznaczenie pozycji kontraktowej jednostki jako sumy energii ze zgłoszonych umów sprzedaży na daną godzinę.
2. Wyznaczenie pozycji skorygowanej na podstawie PKD, BPKD oraz bieżącej sytuacji ruchowej.
3. Wyznaczenie płatności za korektę pozycji. Płatności te wyznacza się, korzystając z cen w pasmach oferty bilansującej lub w przypadku wytwarzania wymuszonego usuwaniem ograniczeń systemowych cen zastępczych.
4. Odczyt urządzeń pomiarowych w celu wyznaczenia rzeczywistej wielkości energii wprowadzonej na rynek bilansujący.
5. Wyznaczenie należności za odchylenia od pozycji skorygowanej. W tym celu wykorzystuje się jednolitą cenę rozliczeniową.
6. Wyznaczenie całkowitej należności dla danej jednostki wytwórczej.

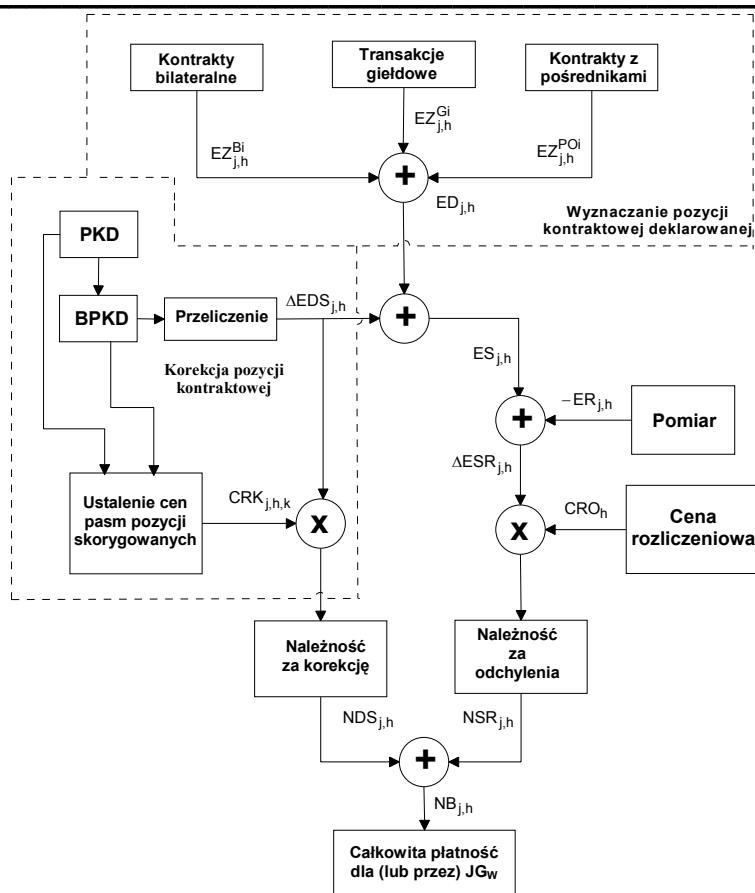
Powyższe obliczenia wykonuje się dla każdej jednostki grafikowej i dla każdej godziny danej doby. Następnie należności godzinne sumuje się w danej dobie, a kolejne doby w dekadzie, po której następuje fakturowanie. W praktyce czynności 3 – 6 wykonuje się w tym samym czasie po odczycie urządzeń pomiarowych. Schemat rozliczeń jednostek grafikowych wytwórczych jest pokazany na rysunku 7.18.

Rozliczenia jednostki grafikowej odbiorczej przebiega w podobny sposób. Jednak w tym przypadku nie wyznacza się pozycji skorygowanej, przyjmując, że jest ona równa pozycji deklarowanej – rysunek 7.19. Dokładny schemat obliczeń jednostki grafikowej odbiorczej jest pokazany na rysunku 7.20.

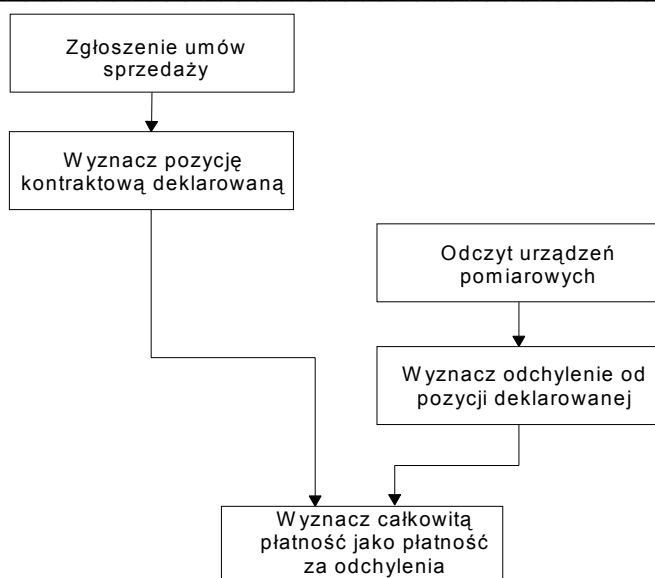
Jeżeli w rynku bilansującym biorą udział jednostki grafikowe przedsiębiorstw obrotu energią z otwartymi pozycjami kontraktowymi, proces ich rozliczeń przebiega tak samo jak jednostek grafikowych odbiorczych.



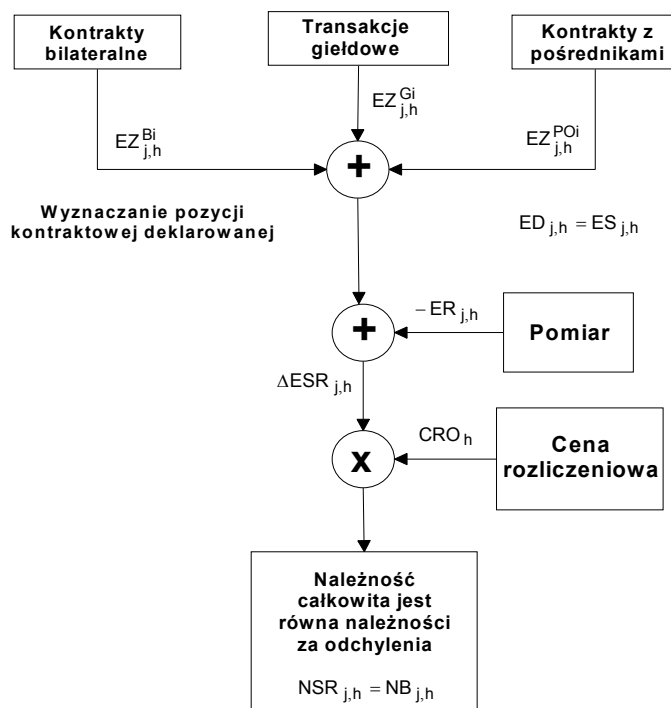
Rys. 7.17. Proces rozliczeń jednostki grafikowej wytwórczej



Rys. 7.18. Schemat rozliczeń jednostki grafikowej wytwórczej



Rys. 7.19. Proces rozliczeń jednostki grafikowej odbiorczej



Rys. 7.20. Schemat rozliczeń jednostki grafikowej odbiorczej.

7.5. Podsumowanie

Rynek bilansujący pełni podwójną rolę. Z jednej strony jest to trzeci, główny, obok kontraktów bilateralnych (wzajemnych) i giełd energii, segment rynku na którym odbywa się handel energią. Handel ten odbywa się w dwóch fazach. W pierwszej fazie są transakcje nabycia lub sprzedaży energii poprzez korygowanie przez operatora systemu przesyłowego pozycji kontraktowych deklarowanych. W drugiej fazie poprzez odchylenia od pozycji kontraktowych skorygowanych następuje nabycie lub sprzedaż energii po cenach rozliczeniowych.

Transakcje dotyczące skorygowania deklarowanych pozycji kontraktowych są zawierane przez jednostki grafikowe wytwórcze z operatorem systemu przesyłowego. W dalszych fazach wdrażania rynku oferty bilansujące sterowalnych obciążeń będą traktowane w ten sam sposób co jednostki grafikowe wytwórcze. Pozwoli to odbiorcom na transakcje w fazie pierwszej.

Transakcje w fazie drugiej dotyczą jednostek grafikowych wytwórczych, odbiorczych i przedsiębiorstw obrotu, kiedy będzie możliwość uczestniczenia w rynku takich jednostek z otwartymi pozycjami kontraktowymi. Zakłada się jednak, że transakcje w fazie drugiej jednostek grafikowych wytwórczych będą wynikać tylko z przyczyn technicznych. Dlatego też na rynku technicznym należy przewidzieć szereg sankcji dla jednostek wytwórczych które nie wykonują poleceń operatora systemu przesyłowego.

Transakcje wynikające z odchylenia od pozycji kontraktowej są dla jednostek grafikowych odbiorczych naturalne, ponieważ trudno jest dokładnie przewidzieć zachowanie się odbiorców końcowych. Może to jednak stanowić istotny element gry rynkowej dla takich jednostek. Podobnie może się stać w przypadku dopuszczenia na rynek bilansujący jednostek grafikowych przedsiębiorstw obrotu energią z otwartą pozycją kontraktową. Wówczas rynek bilansującym będzie istotnym elementem gry rynkowej dla tych jednostek. W przyszłości należy spodziewać się, że na rynku bilansującym będą mogli działać aktywnie odbiorcy, oferujący zmniejszenie zapotrzebowania na energię przy określonym poziomie cen. Zmniejszenie zapotrzebowania jest realizowane przez sterowalne obciążenia. Jednak do aktywnego działania na rynku bilansującym mogą być dopuszczone tylko sterowalne obciążenia stanowiące wydzielone urządzenie odbiorcze. Nie pozwala się odbiorcom hurtowym zmiany wielkości odbieranej energii poprzez regulację napięcia dla dużej liczby rozproszonych odbiorców [37].

Rynek bilansujący ma za zadanie zapewnienie bilansu pomiędzy produkcją energii i jej poborem. Działania te powinny być prowadzone w sposób najbardziej zbiektywizowany na podstawie zgłaszanych przez uczestników rynku ofert uwzględniających ograniczenia techniczne. Moduły GMOS i LPD zapewniają zbiektywizowanie procesu rozdziału obciążeń. Operator polskiego rynku bilansującego ma w swojej dyspozycji nowoczesne algorytmy rynkowe [17].

8. Opłaty przesyłowe

8.1. Wprowadzenie

Konstrukcja opłat przesyłowych jest jednym z ważniejszych elementów przy projektowaniu rynku energii elektrycznej. Główną zasadą konstrukcji opłat przesyłowych powinno być obciążanie kosztami tych uczestników rynku, którzy, korzystając z sieci przesyłowej, koszty takie powodują. Spotykane są trzy główne sposoby obciążania opłatami przesyłowymi uczestników rynku energii elektrycznej:

1. opłaty przesyłowe płacą tylko wytwórcy,
2. opłaty przesyłowe płacą tylko odbiorcy,
3. opłaty przesyłowe są dzielone pomiędzy wytwórców i odbiorców.

Pierwszy ze sposobów jest prostą analogią z innymi rynkami towarowymi, gdzie wytwórca oferuje kupującemu towar i jego bezpłatną dostawę. Nie jest to najlepsze rozwiązanie na rynkach energii elektrycznej, ponieważ narusza podstawową zasadę oddzielenia energii elektrycznej i jej ceny jako towaru od przesyłu jako usługi. Wytwórcy wliczają koszty wynikające z opłat przesyłowych do kosztów energii, powodując niejasności co do rzeczywistych kosztów produkcji energii.

Obciążanie kosztami przesyłu wyłącznie odbiorców jest najlepszym rozwiązaniem na rynkach energii elektrycznej. Wszystkie koszty produkcji i dostawy energii pokrywa i tak odbiorca końcowy, jest więc logiczne, że opłaty przesyłowe powinni płacić odbiorcy. System ten jest znacznie prostszy i czytelniejszy. Można również podzielić opłaty przesyłowe pomiędzy odbiorców i wytwórców. System taki jest czasem stosowany w początkowych fazach wprowadzania rynku energii elektrycznej.

Ze względu na metodykę konstrukcji opłat przesyłowych wyróżnia się trzy główne grupy:

1. opłaty węzłowe,
2. opłaty zależne od obszaru i poziomu napięcia, zwane czasem metodą znaczka pocztowego,
3. opłaty dystansowe.

Zdecydowanie najlepsze są opłaty węzłowe pozwalające uzależniać wysokość opłaty od rzeczywistych kosztów, jakie powoduje dany odbiorca przyłączony w określonym miejscu. Jednak dobre skonstruowanie węzłowych opłat przesyłowych wymaga zaawansowanych metod śledzenia przepływów energii w sieciach elektroenergetycznych. Metody takie opracowano stosunkowo niedawno i tylko nieliczne z nich mogą mieć praktyczne zastosowanie. Niezależnie od trudności w

konstrukcji opłat przesyłowych są one najbardziej odpowiednimi opłatami dla rynków energii elektrycznej. Należy jednak stosować takie taryfy w bardziej zaawansowanych stadiach rozwoju rynku.

Opłat przesyłowe, których wielkość zależy od obszaru na którym znajduje się odbiorca oraz od poziomu napięcia, na jakim jest pobierana energia elektryczna, nie są w stanie przenieść na odbiorców rzeczywistych kosztów, jakie powoduje pobieranie przez nich energii z sieci elektrycznej. Zawierają one pewien stopień uśrednienia kosztów, a zatem subsydiowania skróśnego. Jednak konstrukcja tych opłat jest stosunkowo prosta i są one zalecane do stosowania w początkowych fazach wdrażania rynku energii elektrycznej.

Najtrudniejsze do skonstruowania są opłaty dystansowe. Pomimo wielu prac teoretycznych nie ma dobrych metod konstrukcji tego typu opłat. Opłaty dystansowe są stosowane szczególnie przy wymianie międzysystemowej, kiedy wymiana pomiędzy dwoma systemami przebiega poprzez trzeci system położony pomiędzy nimi. Najczęściej w takich przypadkach określa się średnie dystanse, jakimi może płynąć energia i przydziela się koszty wynikające z wykorzystania elementów na drodze przepływu. W konstrukcji tego typu opłat jest duży stopień subiektywności.

8.2. Konstrukcja opłat przesyłowych w Polsce

Znowelizowane w roku 2000 rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią wprowadza nowy sposób wyznaczania opłaty przesyłowej. Nie jest intencją tej publikacji dokładne przytaczanie rozwiązań zastosowanych w znowelizowanym rozporządzeniu, tym bardziej, że w chwili oddawania książki do druku trwają jeszcze dyskusje i uzgodnienia, które mogą zmienić formę niektórych rozwiązań. Dlatego wybrano i przedyskutowano tylko kilka elementów konstrukcji opłat przesyłowych.

Proponowana w znowelizowanym rozporządzeniu opłata przesyłowa składa się z trzech głównych stawek – rysunek 8.1:

- sieciowej,
- systemowej,
- rozliczeniowej.

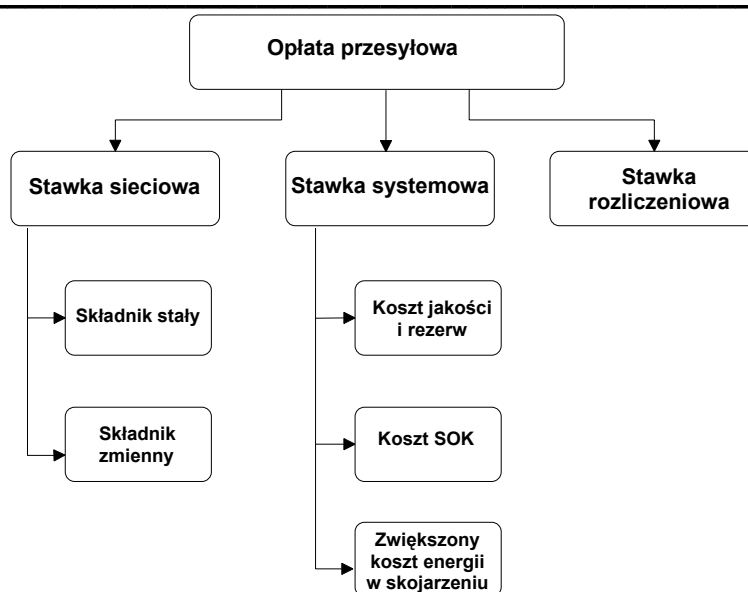
Stawka sieciowa jest wyznaczana na podstawie kosztów budowy i eksploatacji sieci oraz kosztów przesyłu energii elektrycznej. Zawiera ona dwa składniki: stały i zmienny. Stawka sieciowa jest wyznaczana przez operatora systemu przesyłowego dla sieci przesyłowej i przez operatorów sieci rozdzielczych dla ich sieci z uwzględnieniem przeniesionych kosztów z opłaty operatora systemu przesyłowego.

Stawka systemowa wynika z konieczności pokrycia kosztów zapewnienia standardów jakości i niezawodności dostawy energii elektrycznej, kosztów wynikających z kontraktów długoterminowych z wytwórcami energii (SOK) oraz zwiększonych kosztów wynikających z obowiązku zakupu energii elektrycznej

wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Istnieje kilka możliwości konstrukcji stawki systemowej. Może ona zawierać wszystkie trzy składniki, tworząc jedną wielkość stawki systemowej. Można również stawkę systemową rozbić na kilka części poprzez wyodrębnienie elementu związanego z SOK, z kosztami wynikającymi z zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem oraz kosztami związanymi z zapewnieniem standardów jakości i niezawodności. Niezależnie, czy stawka systemowa będzie ostatecznie zawierała trzy elementy, czy też te elementy zostaną wyodrębnione oddzielnie, to istnieje grupa kosztów związana z funkcjonowaniem systemu, która musi być pokryta w opłatach przesyłowych. Stawka systemowa jest określana przez operatora systemu przesyłowego i przenoszona na operatorów systemów rozdzielczych, którzy obciążają nią odbiorców końcowych.

Stawka rozliczeniowa wynika z konieczności pokrycia kosztów działania rynku bilansującego, a w szczególności kosztów instalacji i obsługi systemów pomiarowych, teleinformatycznych, komputerowych systemów rozdziału obciążeń oraz systemów rozliczeń na rynku bilansującym. Stawka rozliczeniowa ma zastosowanie tylko do uczestników rynku hurtowego, którzy będą działać na rynku bilansującym, zgłaszając operatorowi systemu przesyłowego umowy sprzedaży energii elektrycznej. Stawka rozliczeniowa rynku bilansującego jest ustalana przez operatora systemu przesyłowego. Stawki rozliczeniowe lokalnych rynków bilansujących będą ustalone przez operatorów sieci rozdzielczych, czy inne upoważnione podmioty, które tworząc rynek lokalny, mogą również działać jako operatorzy handlowo-techniczni na rynku bilansującym.

Stawka rozliczeniowa ma zastosowanie zarówno do wytwórców jak i odbiorców energii elektrycznej biorących udział w centralnym rynku bilansującym lub rynkach lokalnych, podczas gdy stawka sieciowa i systemowa mają zastosowanie tylko do odbiorców energii elektrycznej. I właśnie te dwie stawki zostaną omówione bardziej szczegółowo.



Rys. 8.1. Składniki opłaty przesyłowej

8.3. Stawka sieciowa

8.3.1. Koszty uwzględniane w stawce sieciowej

Składnik stały stawki sieciowej wyznacza się dla danego poziomu napięcia znamionowego sieci na podstawie uzasadnionych kosztów:

- budowy i eksploatacji przyłączy, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne,
- eksploatacji, odtworzenia, modernizacji i rozwoju sieci służących do realizacji usługi przesyłowej,
- stałych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych napięć i sieciami innych operatorów,
- niezbędnych rezerw zdolności przesyłowych w sieciach.

Składnik zmienny stawki sieciowej kalkuluje się dla sieci danego poziomu napięcia znamionowego sieci na podstawie uzasadnionych kosztów:

- zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy pomiędzy ilością energii wprowadzanej do sieci danego poziomu napięcia a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców i przesłanej do sieci innych napięć,

- zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych napięć i sieciami innych operatorów,
- stałych za przesyłanie energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym.

8.3.2. Zasady przenoszenia kosztów na sieci niższych napięć

Stawka sieciowa jest wyznaczana dla zdefiniowanych poziomów napięcia. Wyznaczając stawki sieciowe dla różnych poziomów napięć, konieczne jest przenoszenie kosztów wynikających z funkcjonowania sieci o wyższym napięciu na sieć o niższym napięciu znamionowym. Przenoszenie kosztów następuje zgodnie z ogólnymi zasadami pokazanymi na rysunku 8.2.

Jeżeli całkowity koszt funkcjonowania sieci 400kV jest oznaczony jako K_{400kV} , a udział odbiorców w poborze energii z tej sieci wynosi u_{400kV} , wówczas opłata dla odbiorców na poziomie 400kV jest wyznaczana proporcjonalnie do udziału tych odbiorców. Pozostała część kosztów jest przenoszona na sieć o poziomie niższym, czyli 220kV. Całkowity koszt sieci o poziomie 220kV składa się obecnie z kosztu działania tej sieci oraz kosztu przeniesionego z sieci o poziomie napięcia 400kV.

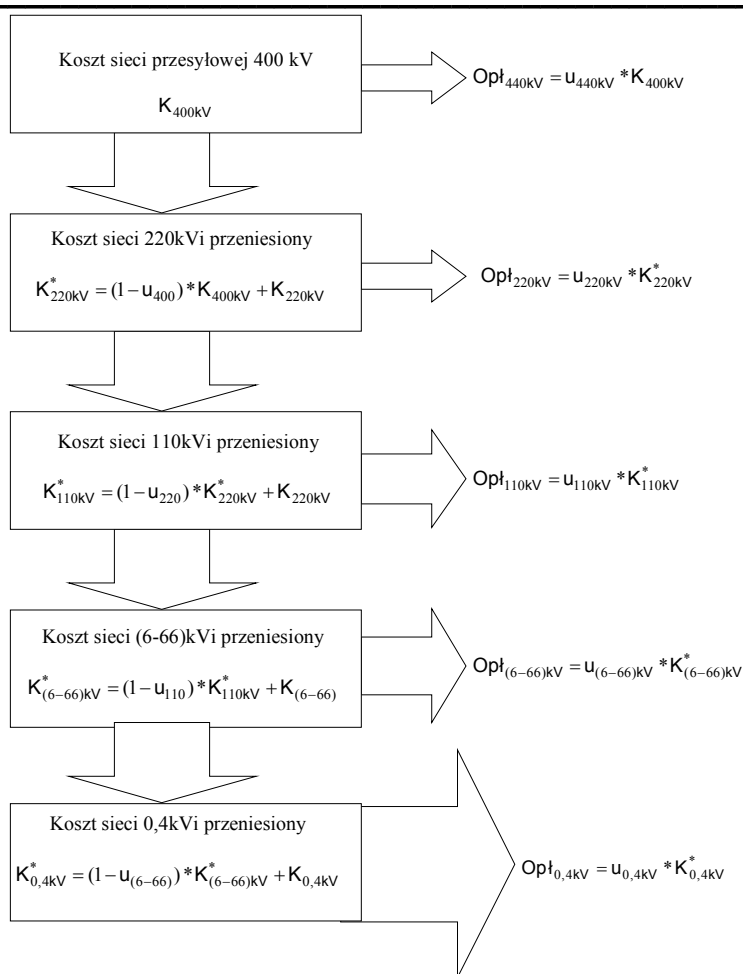
Część całkowitych kosztów sieci 220kV jest pokrywana przez odbiorców przyłączonych do tego poziomu proporcjonalnie do udziału w poborze energii z tej sieci. Pozostała część kosztów jest przenoszona na sieć o napięciu niższym. Ta zasada przenoszenia kosztów jest stosowana dalej, aż do sieci najniższych napięć.

Koszt przenoszony z sieci wyższych napięć powinien być wliczany do kalkulacji składnika zmiennego. Elementem mogącym modyfikować relacje pomiędzy składnikiem stałym i zmiennym jest wymóg ustawowy, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłowych dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%.

8.3.3. Wyznaczanie wielkości stawki sieciowej

Składnik stały stawki opłaty sieciowej wyznacza się dla danego poziomu napięcia jako stosunek sumy kosztów wchodzących do wyznaczania składnika stałego do sumy maksymalnych uśrednionych mocy czynnych pobieranych z tej sieci:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{P_{Vn}} \quad (8.1)$$



Rys. 8.2. Zasada przenoszenie kosztów z sieci o wyższym napięciu na sieci o niższym napięciu znamionowym.

Składnik zmienny stawki sieciowej dla danego poziomu napięcia wyznacza się jako stosunek sumy kosztów przyjętych do kalkulacji tego składnika do sumy energii pobranej z tej sieci.

$$S_{zVn} = \frac{K_{zVn}}{E_{Vn}} \quad (8.2)$$

8.4. Stawka systemowa

8.4.1. Koszty uwzględniane w stawce systemowej

Do kosztów włączanych do obliczania stawki systemowej należą trzy główne grupy kosztów:

- utrzymanie standardów jakościowych i niezawodności dostaw energii włączają w to koszty rezerwy i systemowych usług regulacyjnych oraz wytwarzania wymuszonego ograniczeniami sieciowymi,
- koszty wynikające z konieczności pokrycia zobowiązań w ramach kontraktów długoterminowych,
- koszty wynikające z obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem.

Minimalizacja kosztów pierwszej grupy jest realizowana poprzez zakup regulacyjnych usług systemowych na podstawie cen negocjowanych lub na rynku konkurencyjnym oraz poprzez ograniczenie cen zakupu energii wynikającej z konieczności zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw. Ograniczenie to następuje poprzez odpowiednie ustalenie w Regulaminie Rynku Bilansującego.

8.4.2. Wyznaczanie wielkości stawki systemowej

8.4.2.1. Koszty wynikające z kontraktów długoterminowych

Składnik wynikający z konieczności pokrycia kosztów związanych z zobowiązaniami wynikającymi z kontraktów długoterminowych ma trzy główne elementy.

1. Koszty związane z funkcjonowaniem systemu opłat kompensacyjnych (SOK)

$$K_{SOK} = \sum_{i=1}^n [(c_{wi} - c_{op}) * E_{wpi} - RUS_i] \quad (8.3)$$

gdzie: c_{wi} jest ceną wymaganą dla danej jednostki wytwórczej objętej kontraktem długoterminowym i ustalaną przez zarządcę kontraktów długoterminowych; c_{op} jest roczną ceną odniesienia ustalaną w oparciu o średnią cenę uzyskaną przez jednostki wytwórcze nieobjęte kontraktami długoterminowymi; E_{wpi} oznacza ilość energii planowanej do sprzedaży przez daną jednostkę wytwórczą; RUS_i oznacza przychody z regulacyjnych usług systemowych.

2. Koszty związane z wydatkami zarządcy kontraktów długoterminowych wynikającymi z różnicy kosztów zakupu i sprzedaży energii z kontraktów długoterminowych nieobjętych systemem opłat kompensacyjnych. Koszty te można włączyć do stawki opłaty systemowej. Można również przenieść je w cenę energii w wolumenie obligatoryjnego zakupu określonego jako minimalna ilość energii.

Włączenie kosztu wynikającego z kontraktów długoterminowych wytwórców, którzy jeszcze nie przystąpili do systemu SOK, ma szereg zalet. System SOK będzie wprowadzany stopniowo i każda grupa kontraktów długoterminowych objęta systemem SOK wymaga zmiany ilości energii w wolumenie obligatoryjnego zakupu, a w konsekwencji zmiany wielkości składnika systemowego opłaty przesyłowej. Jeżeli zakłada się wprowadzenie systemu SOK, na przykład w trzech etapach, to odpowiednio trzeba będzie zmieniać trzykrotnie wielkość opłaty przesyłowej. W przypadku jednorazowego włączenia do stawki przesyłowej do całkowitych kosztów wynikających z kontraktów długoterminowych można stosunkowo dokładnie oszacować wielkość stawki systemowej.

3. Składnik wynikający z salda rozliczeń za poprzedni rok kalendarzowy.

8.4.2.2. Koszty zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem

Przy wyznaczaniu stawki systemowej opłaty sieciowej bierze się pod uwagę zwiększone koszty wynikające z obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Koszty te wyznacza się zgodnie z zależnością:

$$K_{S2} = \sum_{i=1}^m (c_{spi} - c_{op}) * E_{wspi} + \sum_{i=1}^n O_{repi} + R_2 \quad (8.4)$$

gdzie: c_{spi} jest ceną energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu w „i-tej” jednostce wytwórczej określonej przez Prezesa URE zgodnie z ustaleniami rozporządzenia; c_{op} oznacza roczną cenę odniesienia jako średnią cenę energii z jednostek wytwórczych kondensacyjnych; E_{wspi} jest ilością energii planowanej do sprzedaży przez „i-tą” jednostkę wytwórczą produkującą energię w skojarzeniu z ciepłem; O_{repi} jest roczną planowaną kwotą opłat rekompensujących płaconych przez operatora systemu przesyłowego „i-temu” operatorowi systemu rozdzielczego za zakupioną energię wytwarzaną w skojarzeniu z ciepłem; R_2 oznacza saldo rozliczeń za poprzedni rok kalendarzowy.

Włączenie do opłat przesyłowych kosztów związanych z obowiązkiem zakupu energii z jednostek wytwórczych produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem jest bardzo trudne. Powstaje problem, w jaki sposób wyznaczyć cenę po jakiej taka energia byłaby kupowana. Istnieją trzy główne metody określenia takiej ceny jako kosztu:

- unikniętego wyznaczonego na podstawie kosztów budowy nowej jednostki wytwórczej,
- unikniętego wyznaczonego na podstawie cen zakupu energii na rynku w segmencie giełdowym lub rynku bilansującego,
- wyznaczonego w oparciu o ceny z jednostek wytwórczych kondensacyjnych.

Pierwsza metoda ma głównie zastosowanie w dużych poziomo zintegrowanych monopolach kontrolujących wytwarzanie w jednostkach o różnych technologiach. Metoda ta nie jest odpowiednia dla warunków rynkowych. Dodatkowym elementem przemawiającym przeciw jej stosowaniu jest bardzo wysoka cena, jaka wynikałaby z kosztu unikniętego budowy elektrowni gazowych o podwójnym cyklu. Cena ta byłaby znacznie wyższa niż obecna cena zakupu energii z jednostek produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem.

Druga metoda uwzględnia rynkowe warunki działania. Zakłada ona że koszt uniknięty jest równy kosztowi zakupu energii elektrycznej na wolnym rynku. Jest to metoda bardzo naturalna, jednakże bezpośrednie zastosowanie tej metody byłoby trudne. Na giełdzie energii oraz na rynku bilansującym często handluje się nadwyżkami energii po cenach zbliżonych do zmiennych kosztów wytwarzania. Bezpośrednie przeniesienie cen giełdowych czy rynku bilansującego doprowadziłoby do ceny zakupu znacznie niższej od obecnych cen zakupu. Dodatkowym problemem było to, że w chwili konstrukcji opłaty przesyłowej nie działał jeszcze rynek bilansujący, a giełda energii dopiero rozpoczęła działalność.

W takiej sytuacji zastosowano trzecią metodę, odnosząc cenę zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu do ceny produkcji energii elektrycznej w jednostkach kondensacyjnych.

8.5. Nowe metody przydzielanie kosztów sieciowych odbiorcom

Stosowany obecnie w Polsce system wyznaczania stawki sieciowej jest systemem uproszczonym odpowiednim dla początkowych faz wdrażania rynku. W ciągu kilku następnych lat zajdzie konieczność stosowania metod, które będą konstruowały opłaty przesyłowe pozwalające obciążać korzystających z sieci przesyłowej i sieci rozdzielczych proporcjonalnie do wykorzystania przez nich tych sieci.

8.5.1. Zasady ogólne

Składnik sieciowy opłaty przesyłowej jest tworzony z dwóch głównych elementów:

- stawki węzłowej, która zależy od położenia odbioru jak również od wielkości pobranej energii,
- stawki ogólnej, która jest tylko funkcją pobranej energii z sieci przesyłowej i którą trudno byłoby przydzielić do określonego węzła.

Stawka węzłowa jest określana dla poszczególnych odbiorców proporcjonalnie do tego, jak korzystają one z sieci przesyłowej i sieci rozdzielczych.

8.5.1.1. Określanie wysokości stawki węzłowej

W celu wyznaczenia wysokości stawki węzłowej korzysta się ze specjalnej metody (*Cost Reflective Network Pricing – CRNP*), która jest w stanie rozdysponować koszty związane z utrzymaniem sieci przesyłowej między poszczególnych odbiorców proporcjonalnie do wykorzystania tej sieci. Metoda CRNP pozwala na dokładne wyliczenie stopnia, w jakim przepływy energii do danego obciążenia wykorzystuje elementy całej sieci. Stosowanie metody CRNP wymaga w pierwszej kolejności:

- wyznaczenia całkowitego rocznego kosztu utrzymania każdego elementu sieci; w koszt ten wchodzi zarówno koszty amortyzacji, jak również konserwacji i remontów bieżących.
- określeniu udziału każdego obciążenia w wykorzystaniu każdego elementu sieci; innymi słowy określeniu, jaka część energii płynącej przez dany element jest zużytkowana przez każdy odbiór.

8.5.1.2. Określenie kosztów poszczególnych elementów sieci

Metoda CRNP korzysta z identyfikacji położenia poszczególnych węzłów sieci przesyłowej, a zatem wymaga, aby koszty były przypisywane połączeniom pomiędzy węzłami. Tak więc do kosztów linii przesyłowych dodaje się koszty wyłączników i aparatury towarzyszącej, która znajduje się na końcach danej linii przesyłowej. Koszty transformatorów w sieci przesyłowej łączące dwa poziomy napięć są przydzielane do kosztów linii przesyłowych, najlepiej od strony napięcia górnego. Nie dotyczy to kondensatorów i dławików wraz z odpowiednią aparaturą, ponieważ ich koszty są przydzielane do kosztów wspólnych i uwzględniane przy wyznaczaniu stawki ogólnej.

Przydzielenie kosztu linii przesyłowych poszczególnym odbiorom wymaga dokładnego wyznaczenia rozpliwów mocy, a następnie przydzielenie ich poszczególnym odbiorom. Koszt danej linii przydziela się odbiorom proporcjonalnie do ilości energii, jaka płynie w tej linii do danego odbioru. Metodę tę można również wykorzystać, przydzielając koszty przepływów poszczególnym jednostkom wytwórczym, jeżeli system opłat przesyłowych przewiduje obciążanie wytwórców opłatami przesyłowymi.

8.5.1.3. Określanie wysokości stawki ogólnej

Inne koszty związane z działaniem sieci przesyłowej, których nie można przydzielić poszczególnym odbiorom, służą do określania wysokości stawki ogólnej. Do kosztów takich zalicza się: koszty kondensatorów, dławików i automatycznych kompensatorów mocy biernej, koszty sprzętu komunikacyjnego, koszty części zamiennych oraz koszty administracji i koszty związane z wyrównaniem opłat z lat poprzednich.

8.5.1.4. Przydzielanie kosztu nowych linii

Koszty rozbudowy sieci przesyłowej lub koszty zwiększenia przepustowości linii mogą być w podobny sposób przydzielone poszczególnym odbiorom. W tym celu, przed podjęciem inwestycji, wykonuje się szereg badań symulacyjnych, odpowiednio alokując koszty do poszczególnych odbiorów.

8.5.2. Metody śledzenia przepływów mocy w sieciach

Przydzielanie energii płynącej liniami sieci przesyłowej odbiorom wymaga śledzenia przepływów mocy w liniach przesyłowych. Pierwsze prace dotyczące śledzenia przepływów energii w sieciach przesyłowych powstały w oparciu o metodę proporcjonalnych podziałów przepływu (*Flow Based Proportional Sharing Method*). Założenia tej metody są ogólnie akceptowane. Spośród opracowanych algorytmów znany jest algorytm śledzenia topologicznego (*Topological Trace Method*) [18], [49] oraz algorytmy kierunkowe (*Upstream-Looking*) oraz (*Downstream-Looking*) [4], [5].

Inna metoda śledzenia przepływów w liniach jest oparta na teorii obwodów elektrycznych [48]. Wychodzi ona z założenia, że poprawna metoda powinna być sformułowana w oparciu o teorię obwodów elektrycznych. Metoda ta składa się z dwóch części:

- metody rozdziału prądu (*current division method*),
- metody rozdziału napięcia (*voltage division*).

Metody te zostały zaczerpnięte z analizy hydraulicznej sieci połączonych. Nowym podejściem jest metoda zwana „metodą porównawczą rozptyłów mocy” (*power flow comparison method*). Jest ona zgodna z fizyczną koncepcją przepływów w obwodach elektrycznych. [55]. Zostanie ona omówiona dokładniej.

8.5.3. Metoda porównawcza rozptyłów mocy

Metoda porównawcza rozptyłów mocy składa się z kilku procedur, które mają na celu znalezienie udziału poszczególnych jednostek wytwórczych w przepływach sieciowych, jak również określenia strat i relacji pomiędzy przepływami i odbiorami. Procedury te realizuje się w następujących etapach [53]:

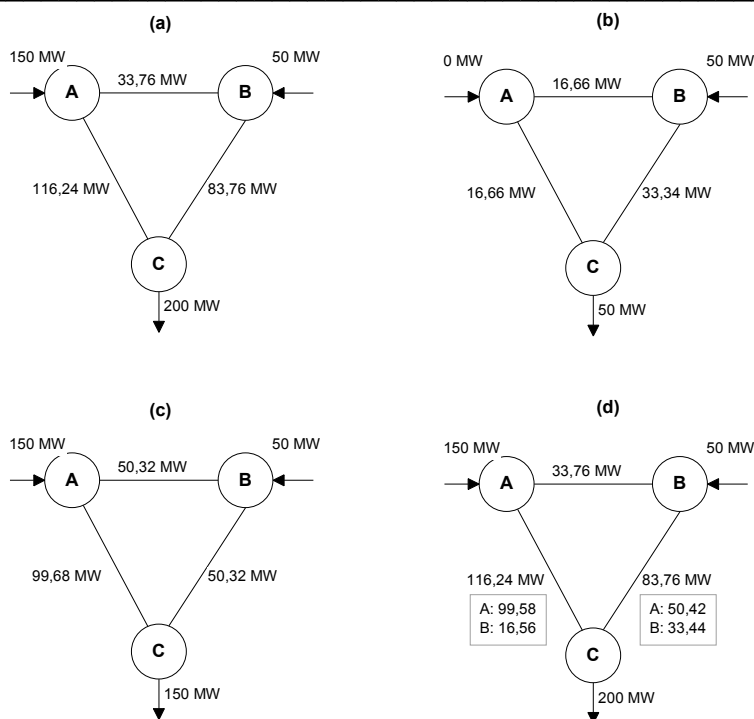
1. Oblicz bazowy rozptyw mocy.
2. Dla danej jednostki wytwórczej usuń z sieci odbiory w proporcji do produkcji tej jednostki wytwórczej.

3. Ustanów węzeł danej jednostki wytwórczej jako węzeł swobodny i ponownie oblicz przepływy mocy.
4. Określ różnice w przepływach mocy dla każdej linii przesyłowej, porównując dwa przepływy mocy uzyskane w powyższych obliczeniach.

Aby zilustrować prezentowany algorytm, rozpatrzmy system elektroenergetyczny z trzema węzłami. Rysunek 8.3a przedstawia bazowy rozpliw mocy. Rysunek 8.3b otrzymano przez usunięcie wytwarzania w węźle A (150 MW) oraz odpowiedniego obciążenia w węźle C (150MW). Udział jednostki wytwórczej z węzła A w przepływie mocy może być obliczony przez odjęcie przepływów mocy określonych jak na rysunku 8.3b od przepływów bazowych jak na rysunku 8.3a. Rysunek 8.3c otrzymano przez usunięcie energii wytwarzanej w węźle B (50MW) z układu bazowego pokazanego na rysunku 8.3a oraz odpowiadającego tej produkcji obciążenia z węzła C (50MW).

Udział jednostki wytwórczej z węzła B w przepływach mocy w liniach przesyłowych można otrzymać odejmując przepływy mocy obliczone na podstawie schematu z rysunku 8.3c od przepływów bazowych (rysunek 8.3a). Rezultat końcowy obliczeń pokazany jest na rysunku 8.3d.

Wylimitowanie produkcji jednostki wytwórczej z danego węzła dla celów symulacji nie stanowi żadnego problemu. Natomiast trudność stanowi określenie odbiorów odpowiadających danej jednostce wytwórczej. Metoda porównawcza rozpliwów mocy ma szereg wad ograniczających jej zastosowanie praktyczne. W szczególności należy odpowiednio określić, jaki odbiór jest zasilany przez daną jednostkę wytwórczą. Jest to zadanie nie tylko trudne ale praktycznie niemożliwe do wykonania w dużych sieciach przesyłowych. Kolejną wadą tej metody jest konieczność powtarzania obliczeń rozpliwów mocy w każdym etapie.



Rys. 8.3. Przykład zastosowania metody porównawczej przepływów mocy dla układu z trzema węzłami.

8.5.4. Metoda identyfikacji i przydzielania przepływów VPX

W metodzie, jaką zastosował operator rynku i systemu przesyłowego w stanie Wiktorii (VPX) w celu identyfikacji przepływów w sieci przesyłowej oraz przydzielenia porcji tego przepływu danemu odbiorowi, definiuje się źródło zasilania dla każdego odbioru proporcjonalnie do „elektrycznego dystansu” jako zdolność zasilania przez daną jednostkę wytwórczą określonego odbioru [53]. Elektryczny dystans pomiędzy źródłem a odbiorem jest określany za pomocą impedancji zwarciowej. W ten sposób większa część produkcji jednostek wytwórczych jest przydzielana bliżej położonym odbiorom.

Wykorzystanie sieci przez poszczególne odbiory zmienia się w zależności od rozpyłów w tej sieci. Dlatego też, określając średnie wykorzystanie elementu sieci przesyłowej przez dany odbiór, należy wykonać obliczenia dla różnych rozpyłów. Często korzysta się z charakterystycznych rozpyłów mocy w określonych porach roku, jak np. maksymalne zapotrzebowanie w zimie, minimalne zapotrzebowanie w ciągu roku, itd. Proces ten przeprowadza się w kilku etapach:

- Określenie rocznego kosztu każdego elementu sieci. W tym celu określa się koszt amortyzacji oraz koszty remontów bieżących. Niekiedy można stosować koszt wynikający z zastąpienia użytkowanego elementu nowym.
- Określenie macierzy impedancji zwarciowej. Obliczenie to wykonuje się dla maksymalnego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym. Zakłada się przy tym, że wszystkie jednostki wytwórcze produkują energię, a wielkość wytwarzanej energii przez poszczególne jednostki jest skalowana w proporcji maksymalnego zapotrzebowania w systemie do sumy mocy znamionowych wszystkich jednostek wytwórczych.
- Alokacja wytwarzanej energii do odbiorów przy uwzględnieniu ograniczeń. Energia wytwarzana przez poszczególne jednostki wytwórcze jest przydzielana poszczególnym odbiorom. Jeżeliby nie uwzględnić ograniczeń wynikających z mocy maksymalnej, wówczas jednostki wytwórcze położone blisko dużych odbiorów byłyby znacznie przeciążone. W związku z tym należy rozdzielić energię, która powodowałaby przeciążenia, na pozostałe niedociążone jednostki wytwórcze.
- Przydzielanie przepływu w liniach poszczególnym odbiorom. Dla danych warunków w systemie przesyłowym prowadzi się analizę wrażliwości, używając programów rozptyłów mocy. W tym celu zmienia się o niewielką wartość zapotrzebowanie danego odbioru oraz wielkość wytwarzania jednostki wytwórczej, która w założeniu zasila ten odbiór, a następnie wyznacza się przy pomocy programów komputerowych zmiany rozptyłów mocy w poszczególnych liniach sieci przesyłowej.
- Zmiany przepływów w liniach spowodowane przez niewielkie odchylenia w węzłach poboru i wytwarzania są następnie skalowane proporcjonalnie do wielkości odbioru.
- Wyznaczanie względnego wykorzystania elementów sieciowych przez odbiory. W tym celu dzieli się wielkość zmiany przepływu mocy w danej linii przez całkowity przepływ w tej linii. W obliczeniach uwzględnia się tylko zmiany przepływów, które mają ten sam kierunek, co moc płynąca w linii dla danych warunków.
- Wyznaczanie średniej wartości wykorzystania danego elementu sieciowego. Obliczenia przedstawione w pierwszych pięciu punktach powtarza się dla kilku lub kilkunastu zdefiniowanych charakterystycznych rozptyłów mocy, a następnie wyznacza wartość średnią.
- Przydzielenie kosztu danego elementu sieciowego odbiorowi. Roczny koszt danego elementu sieciowego przydziela się proporcjonalnie do średniego wykorzystania tego elementu przez dany odbiór.

Metoda VPX, chociaż bardziej praktyczna od omawianych poprzednio metod, jest trudna w realizacji praktycznej i może mieć najwyżej zastosowanie w małych systemach przesyłowych.

8.5.5. Metoda „Inage domain”

8.5.5.1. Zasada proporcjonalności

Metody proporcjonalne wyznaczania rozpliwów zakładają proporcjonalny podział energii w węźle sieci przesyłowej. Zasada ta jest zilustrowana na rysunku 8.4. Jeżeli do danego węzła są dołączone trzy linie: jedna dostarczająca w danej chwili energię, a dwie odprowadzające, to zakłada się, że energia z linii doprowadzającej dzieli się proporcjonalnie na linie odprowadzające zgodnie z zasadą:

$$U(L_{Oj}) w L_{di} = \frac{P(L_{Oj})}{P(L_{di})} \quad (8.5)$$

gdzie: $U(L_{Oj}) w L_{di}$ oznacza udział linii o indeksie „j” odbierającej moc z danego węzła w przepływie w linii „i” dostarczającej energię do tego węzła; $P(L_{Oj})$ oznacza moc płynącą w linii „j” odbierającą energię z danego węzła; $P(L_{di})$ oznacza moc płynącą w linii „i” dostarczającą energię do danego węzła.

Zastosowanie tej zasady dla węzła z trzema liniami daje wyniki – rysunek 8.4:

$$U(L_{O1}) w L_{d1} = \frac{40}{50} = 0,8 \text{ lub } 80\%$$

$$U(L_{O2}) w L_{d1} = \frac{10}{50} = 0,2 \text{ lub } 20\%$$

Zasada tak może być łatwo rozszerzona na węzeł z wieloma liniami dostawczymi i odbiorczymi. Wówczas udział linii, które odprowadzają energię w przepływach linii doprowadzających energię wyznacza się z zależności:

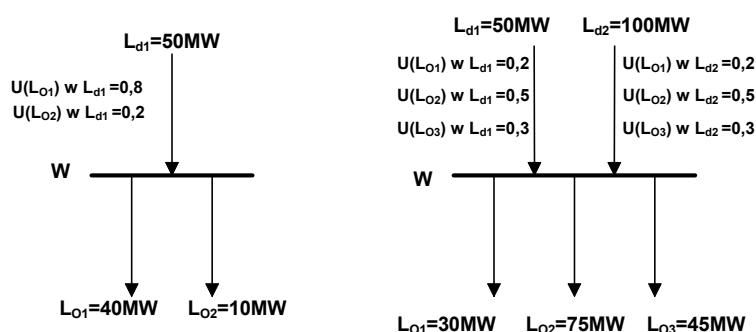
$$U(L_{Oj}) w L_{di} = \frac{P(L_{Oj})}{\sum_i P(L_{di})} \quad (8.6)$$

Zastosowanie tej zasady jest pokazane na rysunku 8.4 dla pięciu linii w węźle.

Zasadę wyznaczania wykorzystania przez linie odbierające energię od węzła linii doprowadzających energię do węzła (kierunek „do góry”) można również stosować w odwrotnym kierunku, pokazując, jak linie doprowadzające wykorzystują linie odprowadzające energię (kierunek „do dołu”). Pierwszy sposób stosuje się, kiedy wyznacza się, w jaki sposób odbiory wykorzystują sieć przesyłową. Drugi ze sposobów stosuje się w przypadku wyznaczania stopnia wykorzystywania sieci przesyłowej przez wytwórców.

Jeżeli przez linie odbiorcze rozumie się bezpośrednie odbiory energii, wówczas otrzymuje się zależności pokazujące, jak dane odbiory wykorzystują linie przesyłowe, przy założeniu, że stopień wykorzystania linii ma wartość proporcjonalną do mocy płynącej linią przesyłową do danego odbioru. Zasadę tę

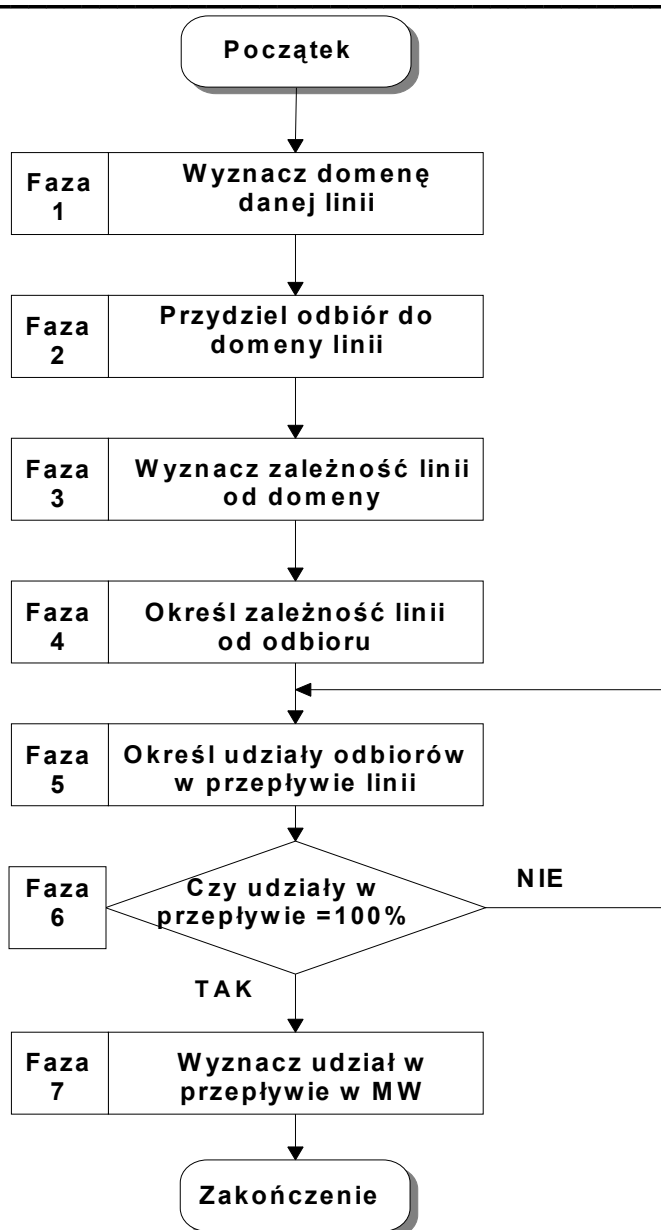
można stosować sekwencyjnie, poczynając od odbiorów i posuwając się stopniowo w głąb sieci przesyłowej. Wyznaczanie powyższych zależności nie następuje problemów, jeżeli sieć zasilająca ma strukturę promieniową. Jednak w praktyce sieci przesyłowe są sieciami o strukturze oczkowej i bezpośrednie stosowanie powyższej zasady napotyka trudności, ponieważ okazuje się, że do wyznaczenia zależności w węźle „i” potrzebna jest znajomość udziałów w przepływach linii dołączonych do węzła „j”, których nie można określić przed wyznaczeniem zależności w węźle „i”. W celu rozwiązania tego problemu niezbędny jest sekwencyjny algorytm, który stopniowo będzie określał zależności częściowe aż do wyznaczenia 100% udziału w przepływie każdej linii. Ważną cechą takiego algorytmu jest jego zbieżność w skończonej liczbie iteracji.



Rys. 8.4. Ilustracja zasady proporcjonalności

8.5.5.2. Zasady główne algorytmu „inage domain”

Chociaż sama zasada proporcjonalności jest powszechnie uznawana, to jednak jej zastosowanie jest trudne, szczególnie w sieciach oczkowych. Sekwencyjny algorytm „inage domain” opracowany przez autora tej książki pozwala na stosowanie zasady proporcjonalności w sieciach oczkowych zarówno dla wyznaczania sposobu wykorzystywania linii przesyłowych przez odbiorców, jak również sposobu wykorzystywania tych linii przez wytwórców. Pozwala to na zastosowanie algorytmu w systemach, gdzie opłaty sieciowe płacą tylko odbiorcy lub tylko wytwórcy, jak również w systemach, w których opłaty sieciowe są rozkładane zarówno na odbiorców jak i wytwórców. Procedura ta również pozwala określić, jak poszczególne jednostki wytwórcze zasilają dane odbiory, czyli wskazania, z jakiej jednostki wytwórczej i jaką porcję energii otrzymał dany odbiór [28], [33].



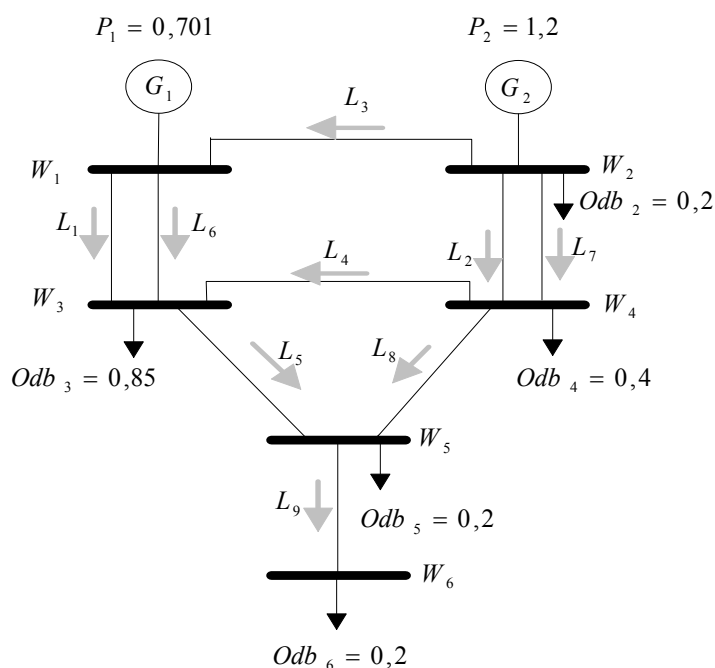
Rys 8.5. Działanie algorytmu „inage domain”

Istnieją dwie odmiany algorytmu „inage domain”. Pierwsza, opracowana w latach 1996-97 polega na sekwencyjnej analizie węzłów sieci elektroenergetycznej. Druga odmiana metody, „Inage domain 2”, opracowana w 1999 roku, polega na mnożeniu macierzy zależności domen linii przez macierze zależności linii od odbiorów. Jest ona znacznie prostsza w zastosowaniu. Jej szybkie działanie wymaga odpowiednio dużej pamięci RAM. Na przykład dla sieci o 4000 linii zaleca się wielkość RAM około 300MB (dla komputerów typu PC).

Ważną cechą algorytmu jest jego zbieżność. Metoda „*inage domain*” jest zawsze zbieżna. Liczba iteracji potrzebna do osiągnięcia punktu zbieżności, czyli określenia 100% udziału odbiorów lub jednostek wytwórczych w przepływach linii systemu przesyłowego zależy od konfiguracji sieci. Maksymalna liczba iteracji jest równa liczbie gałęzi w sieci przesyłowej. Jednak obliczenie praktyczne prowadzone dla sieci oczkowych o ponad 3500 gałęzi pokazuje, że do osiągnięcia punktu zbieżności rzadko potrzeba więcej niż 10% maksymalnej liczby iteracji. Działanie algorytmu jest pokazane rysunku 8.5.

8.5.5.3. Przykład zastosowania metody „*inage domain*”

W celu pokazania działania algorytmu, rozważmy przykładową sieć przesyłową pokazaną na rysunku 8.6. Przepływy linii obliczono na podstawie rozwiązań rozpliwów mocy metodą prądu zmiennego. Wyniki szczegółowych obliczeń rozpliwów mocy pokazane są w tabeli 8.1. Pierwszy krok zaproponowanego algorytmu polega na określeniu domeny każdej linii. Należy zwrócić uwagę na to, że obliczenia wykonane są w jednostkach względnych.



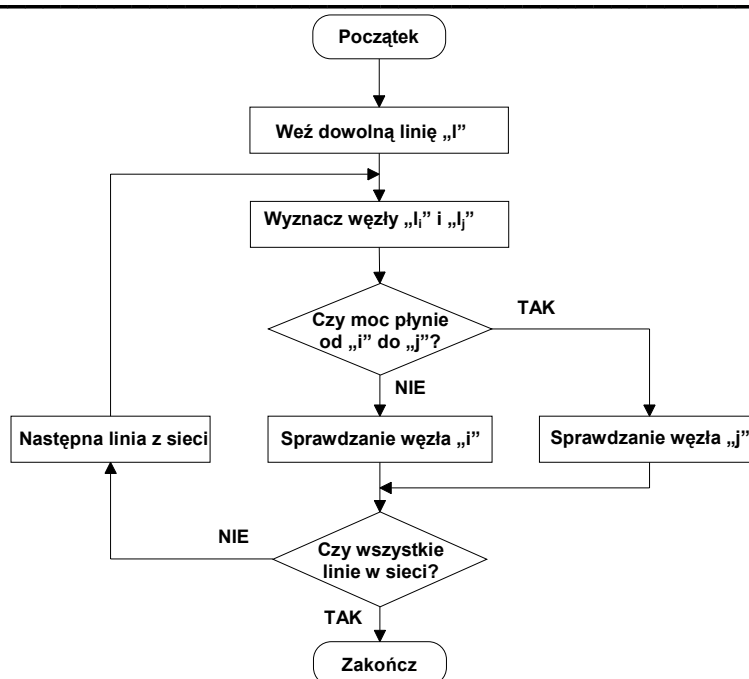
Rys. 8.6. Przykład testowej sieci przesyłowej

Tabela 8.1. Rozpływy mocy (w jednostkach względnych) w sieci z rysunku 8.6

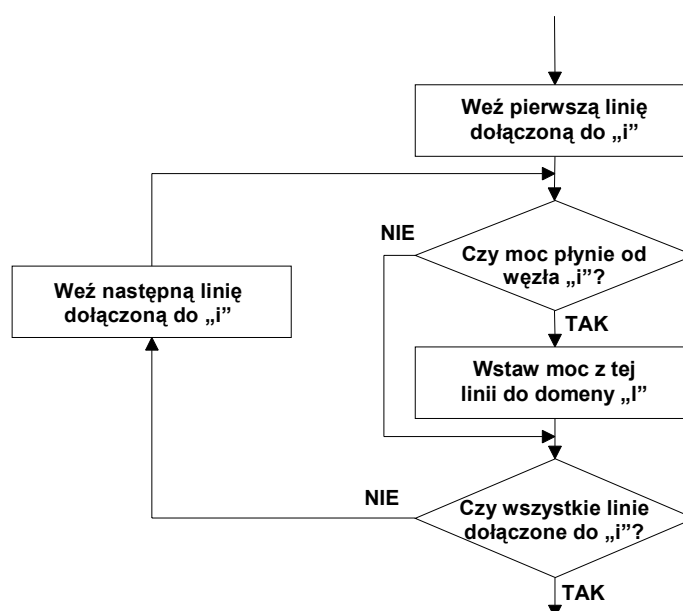
Szyna/ linia	Napięcie		Szyna „i”	Szyna „j”	Przepływ mocy od	
	Wartość maksymalna	Kąt radianach			szyny „i” do „j” (pu)	szyny „j” do „i” (pu)
1	1,05000	0,00000	1	3	0,489	–0,481
2	1,05000	0,12686	2	4	0,358	–0,345
3	1,03059	–0,08011	1	2	–0,277	0,284
4	1,02879	–0,07284	3	4	–0,06	0,06
5	1,02566	–0,09934	3	5	0,172	–0,171
6	1,02508	–0,11530	1	3	0,489	–0,481
7	–	–	2	4	0,358	–0,345
8	–	–	4	5	0,230	–0,229
9	–	–	5	6	0,200	–0,200

8.5.5.4. Obliczanie domeny

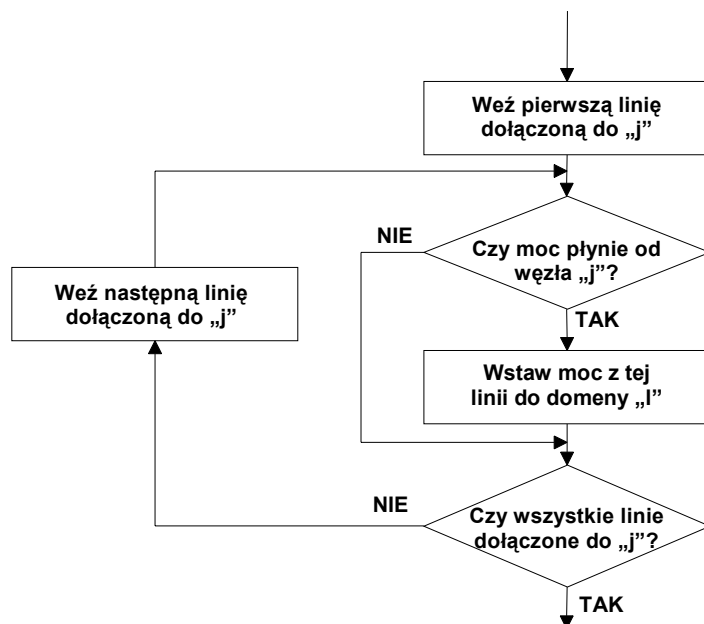
Przez domenę linii rozumie się grupę linii (lub odbiór, jeżeli takowy istnieje), którą to linię lub grupę linii rozważana linia zasilą. W pierwszym etapie wyznacza się domeny poszczególnych linii przesyłowych. Dotyczy to wszystkich linii, które mogłyby być zasilane przez rozpatrywaną linię. Należy zwrócić uwagę, że obliczamy udział odbiorów w przepływie mocy w liniach zasilających, a więc interesuje nas, która linia może być zasilana z danej linii. Algorytm wyznaczający domeny linii jest pokazany na rysunku 8.7. Szczegółowe wyznaczanie domen dla linii węzła „i” pokazano na rysunku 8.8, a domenę węzła „j” na rysunku 8.9.



Rys. 8.7. Schemat analizy sieci w celu wyznaczania domen



Rys. 8.8. Wyznaczanie domen linii dla węzła „i”



Rys. 8.9. Wyznaczanie domen linii węzła „j”

Wyniki obliczeń pokazane są w tabeli 8.2. Na przykład, w ostatnim rzędzie (linia L_9), wartości rozptyłów w domenach wynoszą 0, gdyż linia L_9 nie ma udziału w przepływie mocy w żadnej innej linii. Linia L_9 zasila jedynie odbiór $Odb_6 = 0,2$ pu. Linie L_8 i L_5 mogą przyczynić się do przepływu w linii L_9 , dlatego też w rzędach odnoszących się do tych linii znajduje się wartość 0,2 w kolumnie dotyczącej linii L_9 . Oznacza to, że linia L_8 czy też linia L_5 mogą mieć maksymalny udział w przepływie linii L_9 wynoszący 0,2, tj. tyle ile wynosi przepływ linii L_9 . Dokładne wartości poszczególnych udziałów linii będą wyznaczone w następnym etapie. W podobny sposób określono udziały linii L_1 , L_6 oraz L_4 w przepływie linii L_5 .

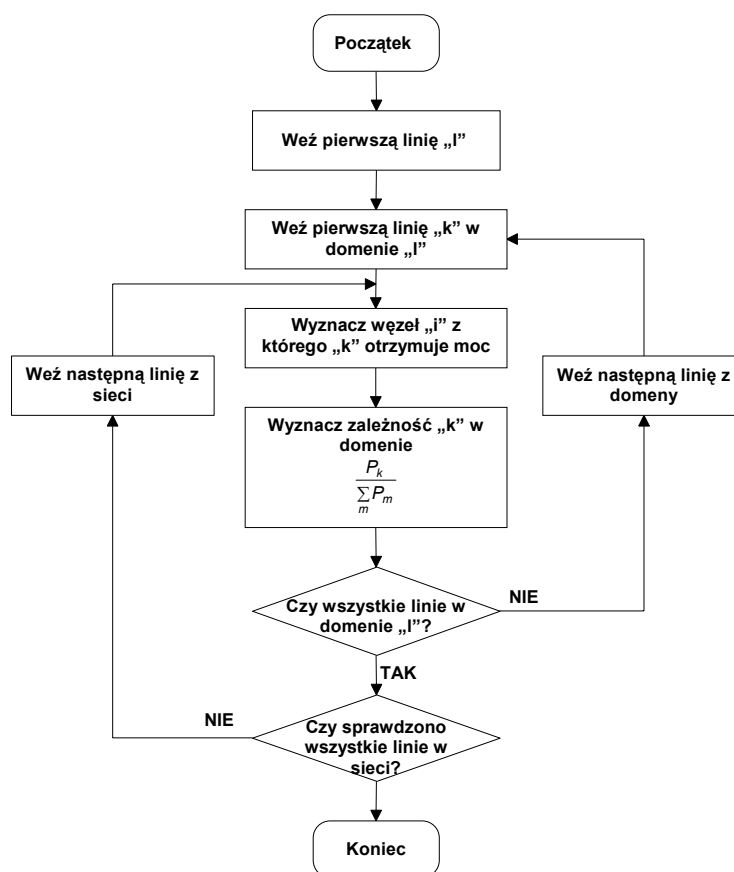
Tabela 8.2. Domeny linii.

Linia	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0	0,171	0	0	0	0
2	0	0	0	0,06	0	0	0	0,23	0
3	0,489	0	0	0	0	0,489	0	0	0
4	0	0	0	0	0,171	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2
6	0	0	0	0	0,171	0	0	0	0
7	0	0	0	0,06	0	0	0	0,23	0

8	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0

8.5.5.5. Obliczanie zależności linii od domeny

Kiedy już zostaną określone domeny linii, następnym krokiem jest obliczenie, jaka jest zależność linii od domeny, innymi słowy, jaka część mocy płynącej w danej linii może mieć udział w przepływie w linii należącej do domeny. Algorytm określenia wielkości zależności od domeny jest pokazany na rysunku 8.10. Wyniki są przedstawione w tabeli 8.3.



Rys.8.10. Wyznaczanie zależności od domeny

Na przykład, moc płynąca w linii L_8 oraz linii L_5 w 50% (0,5 w j.w.) przyczynia się do przepływu mocy w linii L_9 , podczas gdy reszta zasila odbiór $Odb_5 = 0,2$ przyłączony do węzła W_5 . Można to obliczyć jako:

zależność linii od domeny = domena linii/moc wyjściowa.

Na przykład, przepływ w linii L_1 (podobnie jak w linii L_6 i linii L_4) zasila linię L_5 w proporcji 16,82% (lub 0,1682 w j.w.), podczas gdy pozostała część przepływu mocy w tych liniach zasila odbiór Odb_3 dołączony do węzła W_3 . Odbiór ten wynosi 0,85 i jest stosunkowo duży w porównaniu z całą mocą dopływającą do W_3 , tak więc przeważająca część mocy płynącej w liniach L_1 , L_6 i L_4 zasila odbiór Odb_3 .

Tabela 8.3. Zależność linii od domeny w jednostkach względnych

Linia	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0	0,167	0	0	0	0
2	0	0	0	0,086	0	0	0	0,333	0
3	0,5	0	0	0	0	0,5	0	0	0
4	0	0	0	0	0,167	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5
6	0	0	0	0	0,167	0	0	0	0
7	0	0	0	0,086	0	0	0	0,333	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0

8.5.5.6. Udział odbiorów w przepływie mocy

Udział ten obliczany jest w pętli. Jest to konieczne ze względu na przyjęte założenie, że obliczenie udziału w linii „k” wymaga znajomości udziału w linii „k + i”, który to udział nie został jeszcze określony, gdyż wskaźnik oznaczający kolejność określania udziału w danej linii wzrasta od 1 do N. Maksymalna liczba iteracji w pętli jest równa liczbie linii N, jednak w praktyce jest znacznie mniejsza. Pomimo tego, że obliczenia przeprowadzane są w pętli, proces jest zawsze stabilny. Obliczenia są przerywane w momencie, gdy udział odbiorów w przepływie danej linii wyniesie 100% (lub 1 w j.w.) przy założonej dokładności.

Wstępnym krokiem jest określenie bezpośredniej zależności linii od odbiorów. Obliczenia te wykonuje się tylko dla linii dołączonych do węzłów, w którym są również dołączone odbiory – tabela 8.4.

Wyniki obliczeń dla pierwszej iteracji pokazano w tabeli 8.5. Udziały dla linii L_9 , L_8 i L_5 osiągnęły 100%. Linia L_9 zasila odbiór Odb_6 , tak że całkowity przepływ mocy w tej linii zasila Odb_6 . Udział Odb_6 w przepływie linii L_9 wynosi 100%. Moc płynąca w liniach L_5 i L_8 stanowi 50% udziału w linii L_9 oraz 50% udziału w odbiorze Odb_5 .

Udziały odbiorów w linii L_1 po pierwszej iteracji nie sumują się do 100%. Powodem tego jest fakt, że linia ta zasila odbiór Odb_3 oraz przez linię L_5 odbiór Odb_5 i dalej

przez linię L_9 odbiór Odb_6 . Jednakże indeks pętli zaczyna się od 1 i w momencie, gdy obliczany jest udział w linii L_1 , nie jest jeszcze znany udział w linii L_9 (indeks pętli = 9).

Tabela 8.4 Iteracja wstępna określenia bezpośredniej zależności linii od odbiorów

Linia	Odb1	Odb2	Odb3	Odb4	Odb5	Odb6	Suma
1	0	0	0,8325	0	0	0	0,832517
2	0	0	0	0,579		0	0,57971
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0,8325	0	0	0	0,832517
5	0	0	0	0	0,5	0	0,5
6	0	0	0,8325	0	0	0	0,832517
7	0	0		0,579	0	0	0,57971
8	0	0	0	0	0,5	0	0,5
9	0	0	0	0	0	1	1

Tabela 8.5 Udział odbiorów w przepływie linii przesyłowych po pierwszej iteracji

Linia	Odb1	Odb2	Odb3	Odb4	Odb5	Odb6	Suma
1	0	0	0,832517	0	0,083741	0	0,916259
2	0	0	0,072393	0,57971	0,166667	0	0,81877
3	0	0	0,832517	0	0	0	0,832517
4	0	0	0,832517	0	0,083741	0	0,916259
5	0	0	0	0	0,5	0,5	1
6	0	0	0,832517	0	0,083741	0	0,916259
7	0	0	0,072393	0,57971	0,166667	0	0,81877
8	0	0	0	0	0,5	0,5	1
9	0	0	0	0	0	1	1

Określenie udziału odbiorów w przepływach we wszystkich liniach wymaga wykonania trzech iteracji w rozpatrywanym przez nas przypadku – tabela 8.6.

Tabela 8.6. Wyniki uzyskane po wykonaniu trzeciej iteracji

Linia	Odb1	Odb2	Odb3	Odb4	Odb5	Odb6	Suma
1	0	0	0,832517	0	0,083741	0,083741	1
2	0	0	0,072393	0,57971	0,173949	0,173949	1
3	0	0	0,832517	0	0,083741	0,083741	1
4	0	0	0,832517	0	0,083741	0,083741	1
5	0	0	0	0	0,5	0,5	1
6	0	0	0,832517	0	0,083741	0,083741	1
7	0	0	0,072393	0,57971	0,173949	0,173949	1
8	0	0	0	0	0,5	0,5	1
9	0	0	0	0	0	1	1

Po wykonaniu trzech iteracji osiągnięto całkowitą zbieżność, na którą wskazuje indeks sumy udziałów równy „1”.

8.5.5.7. Przydzielanie kosztów sieciowych poszczególnym odbiorom

Ostatnim krokiem jest przydzielenie kosztów sieciowych poszczególnym odbiorom. Wykonuje się to zgodnie z zależnością.

$$K_{Odb(i)} = \sum_{j=1}^N U_{(i,j)} * K_{linii(j)} \quad (8.7)$$

gdzie: $K_{Odb(i)}$ jest wielkością opłaty sieciowej, składnik zmienny przydzielonej odbiorowi „i”; $U_{(i,j)}$ - współczynnik udziału odbioru „i” w przepływach energii w linii „j”; $K_{linii(j)}$ - całkowity koszt utrzymania linii „j”.

Korzystając z danych pokazanych w tabeli 8.7, można określić wielkość opłaty sieciowej dla na przykład odbioru Odb4.

$$K_{Odb4} = 0,57971 * K_{linii(2)} + 0,57971 * K_{linii(7)}$$

W podobny sposób można wyznaczyć wielkości opłaty sieciowej dla innych odbiorów.

Przydzielenie kosztów strat sieciowych zależy od rozwiązań rynkowych. Jeżeli straty te są zakupione przez jednostkę grafikową bilansującą a następnie uśrednione i wliczone do opłaty przesyłowej, to kosztów strat nie uwzględnia się w przedstawionym algorytmie. Podobnie jest w przypadku, jeżeli straty przesyłu są uwzględniane w węzłowych cenach energii. Można również uwzględnić koszty strat

w algorytmie „inage domain”, dodając koszty strat do całkowitego kosztu utrzymania danej linii.

Wyznaczenie udziału obciążeń w przepływach energii w sieci przesyłowej jest dokonywane dla określonego rozptywu mocy. Rozptywy te jednak zmieniają się w czasie. W praktycznych rozwiązaniach wyznacza się udziały dla kilku lub kilkunastu charakterystycznych rozptyłów, a następnie je uśrednia.

8.6. Posumowanie

Istniejący obecnie system opłat sieciowych wynika z tytułów płatności określonych w ustawie - Prawo energetyczne. Wprowadzony w znowelizowanym rozporządzeniu Ministra Gospodarki składnik sieciowy, oparty na metodzie znaczka pocztowego jest prostym i jasnym systemem wyznaczania opłat sieciowych zalecanym do stosowania w pierwszych fazach wdrażania rynku energii. Polski rynek energii elektrycznej może przez kilka lat dobrze funkcjonować przy takim systemie opłat przesyłowych.

W tym czasie należy podjąć prace, aby wprowadzić bardziej zaawansowany system płatności na rynku energii elektrycznej. W nowym systemie płatności na rynku energii elektrycznej opłata przesyłowa powinna zawierać tylko składnik sieciowy wynikający z kosztów budowy i eksploatacji sieci przesyłowej i, odpowiednio, sieci rozdzielczych.

Koszty wchodzące obecnie do składnika systemowego powinny być pokrywane przez odrębne opłaty, zwane opłatami rynkowymi.

- Koszty jakości i niezawodności dostawy powinny być pokrywane przez opłatę jakościową (*Ancillary Services fee*).
- Zwiększone koszty zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem powinny być pokrywane przez opłatę zakupu energii produkowanej w skojarzeniu z ciepłem skojarzenia (*Co-generation levy*).
- Koszty związane z pokryciem zobowiązań wynikających z kontraktów długoterminowych (system SOK) powinny być pokrywane przez opłatę KDT (*Long-term contract levy*).

Koszty budowy i funkcjonowania infrastruktury rynkowej powinny być pokrywane przez oddzielną opłatę, zwaną opłatą rynkową (*Market fee*).

Opłaty powyższe powinny być stosowane bezpośrednio i proporcjonalnie do pobranej energii i rozliczane razem z płatnościami z energią elektryczną pobraną z sieci przesyłowej i, odpowiednio, z sieci rozdzielczych.

Koszty strat sieciowych powinny być pokrywane przy sprzedaży i zakupie energii przez wprowadzenie współczynnika strat. Cena rynkowa energii dla danego wytwórcy lub odbiorcy jest mnożona przez współczynnik strat wyznaczony dla węzła, w którym jest on przyłączony.

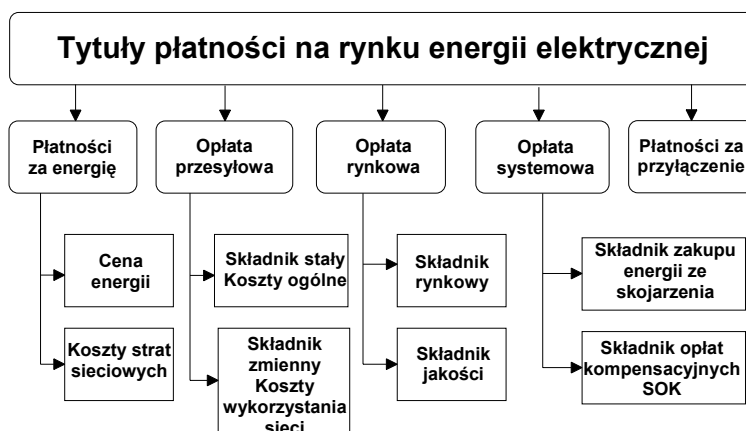
Opłata przesyłowa powinna składać się z dwóch składników:

- stawki węzłowej, która zależy od położenia odbioru, jak również od wielkości pobranej energii,
- stawki ogólnej, która jest tylko funkcją pobranej energii z sieci przesyłowej i którą trudno byłoby przydzielić do określonego węzła.

Główną zasadą konstrukcji stawki węzłowej jest obciążanie odbiorców kosztami, jakie powoduje dostawa do ich węzła energii, czyli proporcjonalnie do wykorzystania przez nich elementów sieci elektroenergetycznej. Konstrukcja stawki węzłowej wymaga:

- Wyznaczenia całkowitego rocznego kosztu utrzymania każdego elementu sieci. W koszt ten wchodzi zarówno koszty amortyzacji jak również konserwacji i remontów bieżących.
- Określenia udziału każdego obciążenia w wykorzystaniu każdego elementu sieci. Innymi słowy stwierdzenia, jaka część energii płynącej przez dany element jest zużytkowana przez każdy odbiór.

Zmiany powyższe powinny być wprowadzone nie wcześniej niż za 3-4 lata, aby dać możliwość zdobycia doświadczenia w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej. Docelowy system płatności na rynku energii elektrycznej w Polsce może być podobny do systemu pokazanego na rysunku 8.11.



Rys. 8.11 Proponowany system płatności na rynku energii elektrycznej

9. Przewidywanie cen i poziomów ryzyka

9.1. Wprowadzenie

Jednym z głównych problemów stojących przed uczestnikami rynku energii jest przewidywanie poziomów kształtowania się cen energii oraz ocen stopnia ryzyka przy zawieraniu kontraktów wzajemnych i składaniu ofert na rynkach giełdowych i na rynku bilansującym. Od dokładności prognozowania cen oraz szacowania poziomów ryzyka zależy efekt finansowy działalności rynkowej.

Istnieje wiele metod oceny przewidywania cen towarów, stóp procentowych, poziomów inflacji, itd. Wszystkie te metody mogą być zastosowane przez uczestników rynku energii elektrycznej. Jednakże podstawowym narzędziem są metody i, zbudowane na ich podstawie, programy komputerowe, które będą mogły być używane przez uczestników rynku bezpośrednio w działach obrotu energią. Metody takie powinny być opracowane na podstawie analizy szczególnych cech rynku energii elektrycznej.

Przedstawiana metoda została opracowana na podstawie analizy wieloletnich rozkładów cen na rynku australijskim specjalnie dla uczestników rynku energii elektrycznej. Chociaż rynki energii mogą mieć różne struktury, to zależności określające kształtowanie się cen jako funkcji od charakterystycznych parametrów rynku energii są wszędzie podobne. Demonstrowana w tym rozdziale metoda stanowi uproszczenie wieloparametrowej metody przewidywania cen i szacowania ryzyka do funkcji jednej zmiennej [24], [25].

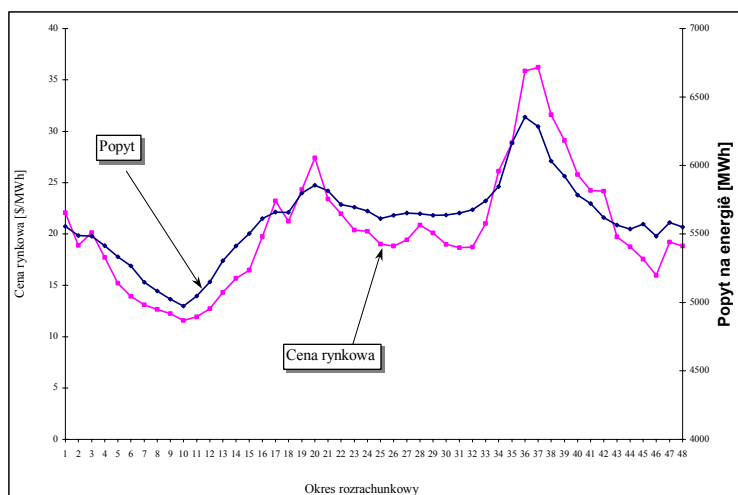
9.2. Zależność cen rynkowych od innych parametrów rynku

Analizując ceny rynkowe, istotne jest, aby znaleźć zależności pomiędzy ceną energii a innymi parametrami, które mogłyby wpływać na poziom tych cen. Na ceny energii może mieć wpływ szereg czynników, z których najważniejsze są: popyt na energię, moc dyspozycyjna w systemie, transfer energii pomiędzy regionami, istniejący w systemie nadmiar energii. Spośród wymienionych czynników zapotrzebowanie na energię ma najistotniejszy wpływ na kształtowanie się chwilowych cen rynkowych. Dlatego też skoncentrujemy się na badaniu zależności funkcyjnych pomiędzy tymi dwoma zmiennymi. Analiza została przeprowadzona na przykładzie narodowego rynku energii elektrycznej w Australii (NEM).

9.2.1. Średnie ceny rynkowe oraz popyt na energię w funkcji czasu

Rysunek 9.1 pokazuje zależności czasowe pomiędzy średnią ceną rynkową a popytem na energię dla 48 półgodzinnych okresów rozrachunkowych, obliczonych

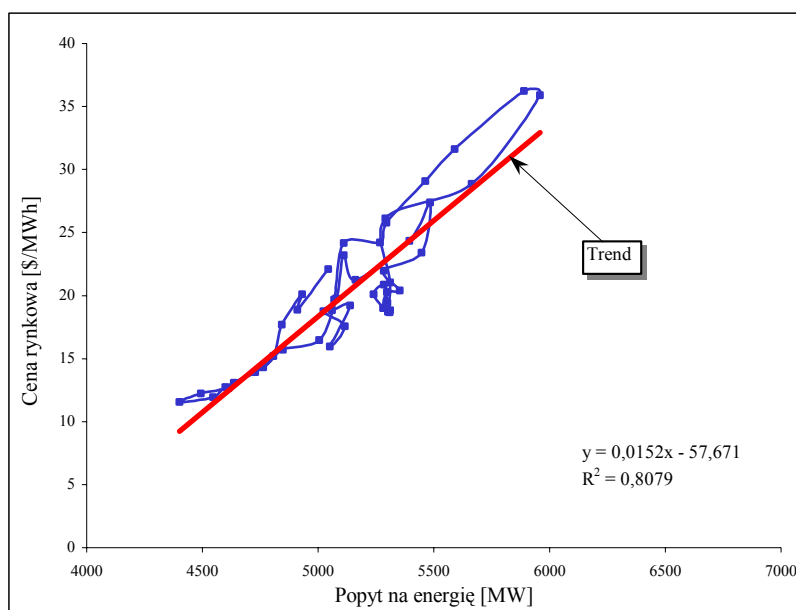
dla wszystkich wtorków w maju 1997 roku. Łatwo zauważyć, że przebiegi czasowe średnich cen rynkowych w dużej mierze zgodne są z przebiegami zapotrzebowania na energię. Jak należało się spodziewać, najwyższe ceny występują w czasie popołudniowego i wieczornego szczytu poboru energii, tj. w godzinach pomiędzy 16.00 a 20.00 (przedziały 36 – 40), podczas gdy najniższe pomiędzy godziną 3.00 a 5.00 (przedziały 6 – 10).



Rys. 9.1. Przebiegi średnich cen rynkowych i popytu na energię dla wtorków w maju 1997 roku

9.2.2. Średnie ceny rynkowe w funkcji zapotrzebowania na energię

Ceny rynkowe mogą być również wyrażone bezpośrednio w funkcji popytu. Dla potrzeb analizy określono trendy liniowe oraz badano dokładność otrzymanych aproksymacji. Przykładowe wyniki dla wtorków w maju 1997 roku pokazane są na rysunku 9.2. Dane użyte do otrzymania tych zależności są identyczne jak dla rysunku 9.1. Jak widać z rysunku 9.2, trendy liniowe dosyć dokładnie aproksymują zależności pomiędzy cenami rynkowymi a popytem na energię.



Rys. 9.2. Średnie ceny rynkowe w funkcji popytu na energię dla wtorków w maju 1997 roku

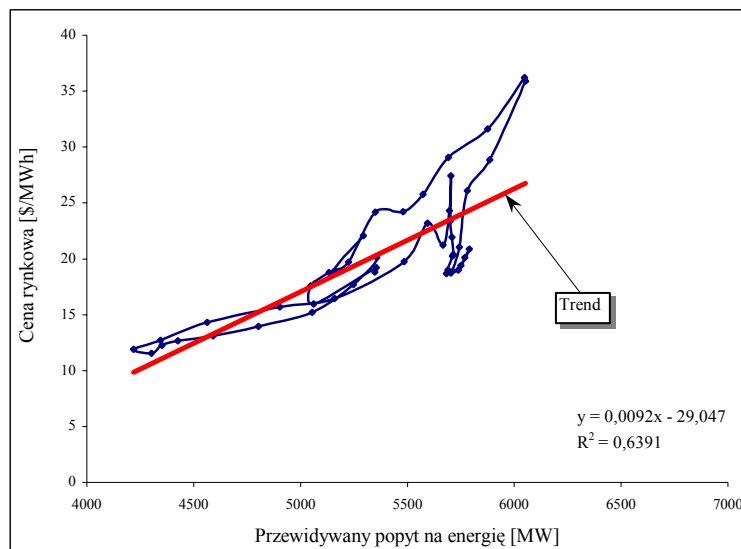
Współczynnik R^2 , będący miarą dokładności aproksymacji osiąga wartość 0,842, która odzwierciedla silną korelację pomiędzy średnimi cenami rynkowymi a popytem na energię elektryczną.

9.2.3. Średnia cena w funkcji przewidywanego popytu na energię

Aby pomóc uczestnikom rynku w podejmowaniu decyzji dotyczących składania ofert oraz zapewnić niezbędny stopień bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest informacja na temat prognozowanego zapotrzebowania na energię, ograniczeń w sieciach przesyłowych i rozdzielczych, spodziewanej dyspozycyjności dostępnych mocy wytwórczych w systemie.

Prognoza zapotrzebowania na energię jest przygotowywana w oparciu o dane historyczne z uwzględnieniem poszczególnych dni tygodnia, świąt państwowych, pór roku, spodziewanych warunków systemowych oraz bieżących prognoz meteorologicznych. Pomimo tego, że rzeczywisty popyt różni się od przewidywanego (głównie ze względu na zmianę warunków atmosferycznych), krótkoterminowa prognoza zapotrzebowania na energię w znacznym stopniu pomaga uczestnikom rynku w podejmowaniu decyzji dotyczących ich strategii ofertowych. Rysunek 9.3 pokazuje zależność funkcyjną pomiędzy średnimi wartościami cen rynkowych a prognozowanym zapotrzebowaniem na energię dla wtorków w maju

1997 roku.

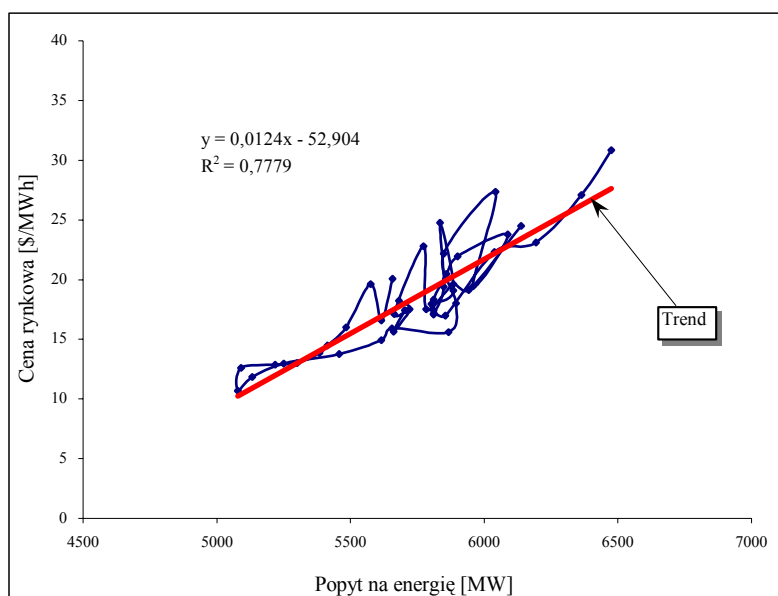


Rys. 9.3. Zależności funkcyjne pomiędzy średnimi wartościami cen rynkowych a prognozowanym zapotrzebowaniem na energię dla wtorków w maju 1997 roku

Jak widać z rysunku 9.3, istnieje dość silna korelacja pomiędzy prognozowanym popytem na energię, a cenami rynkowymi – współczynnik $R^2 = 0,64$.

9.2.4. Ceny chwilowe w funkcji zapotrzebowania na energię

Trendy pokazane na rysunkach 9.2 i 9.3 były uzyskane dla wartości średnich cen rynkowych oraz średniego zapotrzebowania na energię. Jednak prognozy cen rynkowych powinny być wykonywane dla poszczególnych dni, tak więc zależności funkcyjne pomiędzy średnimi cenami za energię i średnim popytem mogą stanowić jedynie parametry pomocnicze. Stąd też konieczne jest określenie trendów dla każdego rozpatrywanego dnia. Analiza przeprowadzona dla australijskiego rynku energii wykazała również i w tym przypadku silną korelację pomiędzy chwilowymi cenami rynkowymi a chwilowym popytem na energię. Rysunek 9.4 ilustruje te zależności dla trzeciego wtorku w maju 1997 roku.



Rys. 9.4. Chwilowe ceny rynkowe w funkcji chwilowego zapotrzebowania na energię (trzeci wtorek maja 1997 roku)

9.3. Wybór najodpowiedniejszego trendu

Funkcja liniowa jest najczęściej używana dla potrzeb analizy statystycznej ze względu na swoją prostotę i dostateczną dokładność. Istnieje jednak cały szereg funkcji trendów, które mogą równie dobrze odwzorowywać badane zależności. W celu porównania różnych rodzajów aproksymacji wybrano cztery typy powszechnie stosowanych trendów:

1. Liniowy

$$y = ax + b \quad (9.1)$$

2. Wykładniczy

$$y = a \exp(bx) \quad (9.2)$$

3. Potęgowy

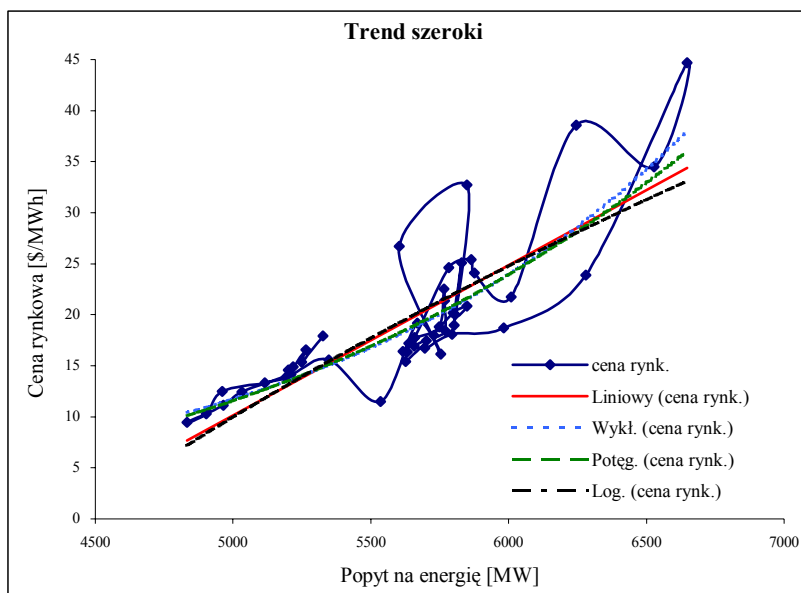
$$y = ax^b \quad (9.3)$$

4. Logarytmiczny

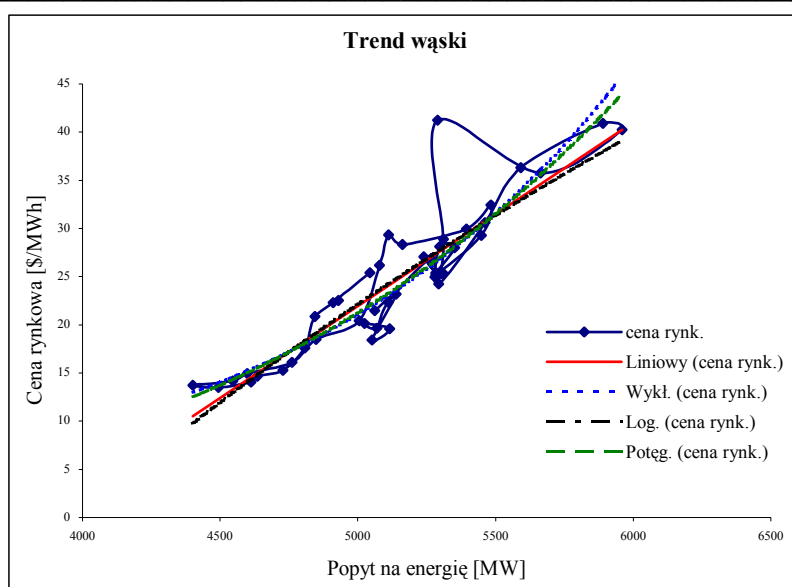
$$y = a \ln(x) - b \quad (9.4)$$

Analizę dokładności poszczególnych trendów przeprowadzono dla trzech miesięcy, od maja do lipca 1997 roku. Dla zilustrowania analizy wybrano dwa typy trendów:

- Trend o szerokim profilu – reprezentujący znaczne odchylenia od linii trendu (pokazano na przykładzie trzeciego poniedziałku maja 1997 roku – rysunek 9.5).
- Trend o wąskim profilu – reprezentujący niewielkie odchylenia od linii trendu (dla pierwszego wtorku w maju 1997 roku – rysunek 9.6).



Rys. 9.5. Trendy chwilowych cen rynkowych w funkcji zapotrzebowania na energię dla trzeciego poniedziałku maja 1997 roku – trend o szerokim profilu



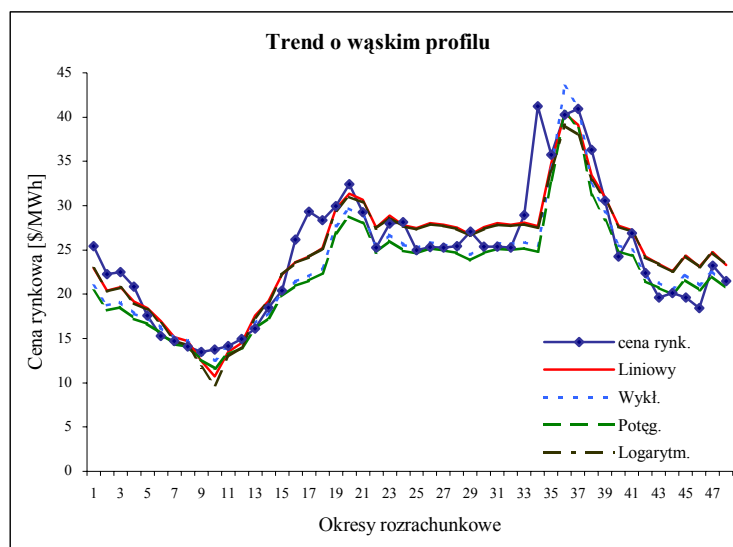
Rys. 9.6. Trendy chwilowych cen rynkowych w funkcji zapotrzebowania na energię dla pierwszego wtorku w maju 1997 – trend o wąskim profilu

Wyniki aproksymacji dla różnych rodzajów trendów prezentowane są w tabeli 9.1.

Tabela 9.1 Aproksymacje uzyskane za pomocą różnego rodzaju funkcji trendów

Trendy	Szeroki	Wąski
Liniowy	$y = 0,0147x - 63,387$ $R^2 = 0,6868$	$y = 0,0191x - 73,371$ $R^2 = 0,8247$
Wykładniczy	$y = 0,3336e^{0,0007x}$ $R^2 = 0,7637$	$y = 0,3698e^{0,0008x}$ $R^2 = 0,8635$
Potęgowy	$y = 2E - 14x^{3,9781}$ $R^2 = 0,7567$	$y = 1E - 14x^{4,1345}$ $R^2 = 0,8666$
Logarytmiczny	$y = 81,144 \ln(x) - 681,13$ $R^2 = 0,6641$	$y = 96,722 \ln(x) - 801,71$ $R^2 = 0,8163$

Stosując równania trendów do aproksymacji chwilowych cen rynkowych, można określić prognozowane ceny chwilowe dla danego dnia. Przykładowe prognozy cenowe uzyskane na podstawie danych z tabeli 9.1 trzeciego wtorku w maju 1997 roku pokazane są na rysunku 9.7.



Rys. 9.7. Chwilowe ceny rynkowe oraz prognoza chwilowych cen rynkowych uzyskane w oparciu o aproksymacje za pomocą czterech rodzajów trendów

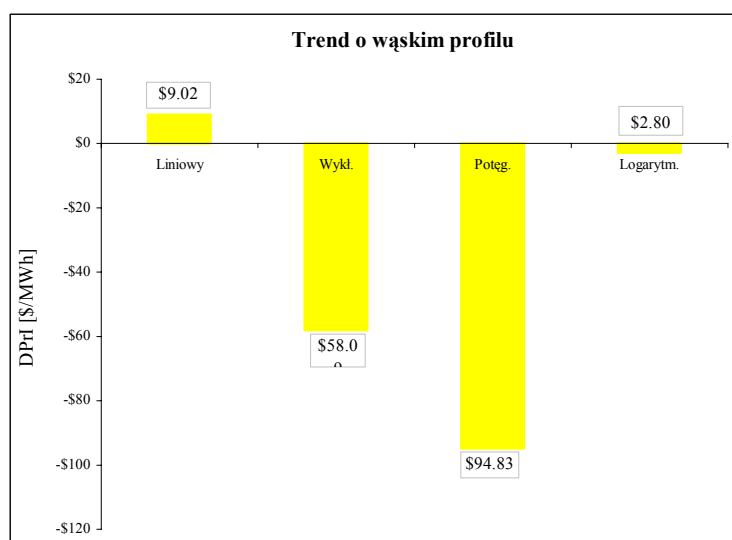
Przeprowadzona analiza prognozowanych chwilowych cen rynkowych w oparciu o aproksymacje za pomocą trendów nie daje jednoznacznej odpowiedzi na pytanie, jaki rodzaj aproksymacji jest najbardziej odpowiedni dla trendu o szerokim czy też wąskim profilu. Wartości parametrów R^2 dla czterech rozpatrywanych trendów są w znacznym stopniu zbliżone, dlatego nie powinny być one stosowane jako jedyne kryterium przy wyborze najodpowiedniejszego rodzaju trendu. Współczynnik R^2 , który wyraża różnicę kwadratów pomiędzy trendem a przebiegiem cen chwilowych, jest wskaźnikiem mało praktycznym i niewiele pomocnym dla uczestników rynku. Z punktu widzenia uczestnika rynku nie jest istotne, o ile prognozowana cena rynkowa różni się od ceny rzeczywistej. Najważniejsza jest minimalizacja sumy różnic pomiędzy cenami przewidywanymi a cenami rzeczywistymi, biorąc pod uwagę zarówno wartości ujemne jak i dodatnie, dla wszystkich okresów rozrachunkowych. Oczywiście, im mniejsza wartość tych zsumowanych różnic, tym lepsze prognozowanie cen, a zatem mniejsze ryzyko wynikające z niepewności prognoz cenowych.

Zaproponowaliśmy wprowadzenie nowej miary poprawności prognozowania, zwanej indeksem prognozy dobowej (*Daily Prediction Index - DPrI*), który został zdefiniowany jako:

$$DPrI = \sum_{i=1}^{48} (RzeczywistaCenaChwilowa_i - PrognozowanaCenaChwilowa_i) \quad (9.5)$$

gdzie i oznacza okres rozrachunkowy.

Gdy $DPrI$ ma wartość dodatnią, oznacza to, że prognoza wskazuje na ceny niższe od cen rzeczywistych. Z drugiej strony, gdy $DPrI$ ma wartość ujemną, oznacza to, że prognoza wskazuje na ceny wyższe od cen rzeczywistych. Na rysunku 9.8 pokazano wartości $DPrI$ dla trendu o wąskim profilu. Jak można zauważyć, najmniejsze wartości $DPrI$ otrzymano dla trendów liniowego i logarytmicznego, dostarczając dokładnej aproksymacji profilu cen chwilowych. Pomimo tego, że aproksymacja za pomocą trendu logarytmicznego jest nieco dokładniejsza niż w przypadku trendu liniowego, dla przeprowadzania dalszych badań wybrany został trend liniowy ze względu na swoją prostotę.



Rys. 9.8. Wartości indeksu prognozy dobowej ($DPrI$) dla trendu o wąskim profilu

9.4. Funkcje rozmyte chwilowych cen rynkowych

Zarówno ocena przewidywanych cen jak i ocena ryzyka związanego z działalnością na rynku zależą od osób, które w strukturze przedsiębiorstwa będą podejmowały odpowiednie decyzje. Włączenie czynnika ludzkiego w sformalizowane procesy, które mają być dodatkowo realizowane przez programy komputerowe, jest zadaniem bardzo trudnym. Pomocna może być metodologia znana jako funkcje rozmyte (*fuzzy sets*) [27]. Pomimo że w niektórych przypadkach można byłoby stosować narzędzia wyłącznie statystyczne, do analizy wprowadziliśmy również funkcje rozmyte jako wygodne narzędzie do kwantyfikowania ryzyka łączącego się z decyzjami czy też ocenami zależnymi od czynnika ludzkiego.

Na kształtowanie się cen rynkowych ma wpływ szereg czynników, takich jak dzień tygodnia, pora roku, przewidywane zapotrzebowanie na energię. Nasza analiza cen chwilowych skupia się na określeniu charakterystycznych parametrów niezbędnych do przeprowadzenia badań oraz prognozowaniu zmian cen chwilowych. Dane użyte do analizy pochodzą z australijskiego rynku energii (NEM).

9.4.1. Trendy liniowe

Trend liniowy był zastosowany dla scharakteryzowania zależności funkcyjnej pomiędzy chwilową ceną rynkową a jej parametrami, włączając w to zapotrzebowanie na energię. Jednakże, za pomocą trendu liniowego nie można odzwierciedlić wahań cen rynkowych. Tego typu wahania mogą być reprezentowane graficznie przez punkty leżące powyżej oraz poniżej linii trendu. Aby móc uwzględnić odchylenia cen rynkowych, zaproponowaliśmy wprowadzenie dwóch dodatkowych trendów, zwanych górnym i dolnym trendem granicznym. W tym celu zależności funkcyjne pomiędzy ceną chwilową a jej parametrami określa się jako:

$$\tilde{y}_{\text{górny}}(i) = mx(i) + b_{\text{górny}}(x) \quad (9.6)$$

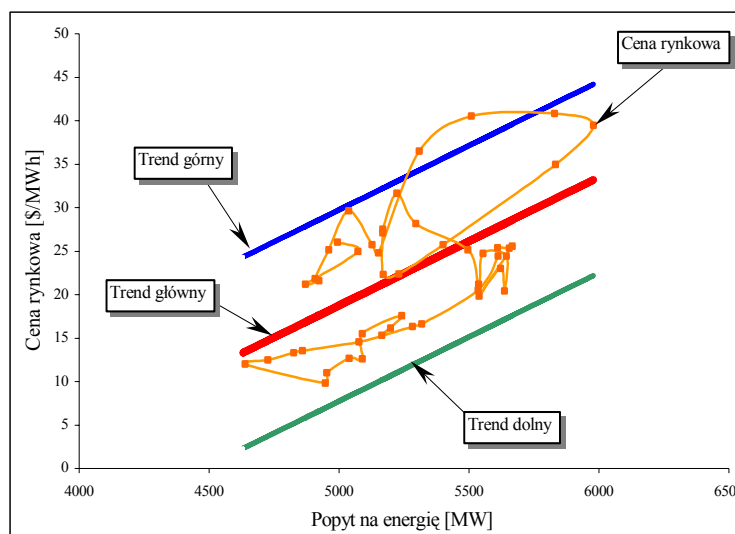
$$\tilde{y}_{\text{trend}}(i) = mx(i) + b_{\text{trend}}(x) \quad (9.7)$$

$$\tilde{y}_{\text{dolny}}(i) = mx(i) + b_{\text{dolny}}(x) \quad (9.8)$$

gdzie: $\tilde{y}_{\text{górny}}(i)$, $\tilde{y}_{\text{trend}}(i)$, $\tilde{y}_{\text{dolny}}(i)$ oznaczają górny, główny oraz dolny trend liniowy aproksymacji cen chwilowych, $x(i)$ oznacza charakterystyczne parametry, jak np. zapotrzebowanie na energię, $b_{\text{górny}}$, b_{trend} , b_{dolny} określają przecięcie z osią y odpowiednio górnego, głównego oraz dolnego trendu liniowego, m jest nachyleniem górnego, głównego oraz dolnego trendu liniowego, i – oznacza okres rozrachunkowy.

W równaniach (9.6), (9.7) oraz (9.8) założono, że nachylenie trendów liniowych jest stałe ($m = \text{const}$), podczas gdy punkty przecięcia trendu z osią y przybierają trzy różne wartości. W wyniku otrzymano trzy proste równoległe, jak pokazano na rysunku 9.9:

- trend główny odzwierciedla wartości średnie cen rynkowych,
- dwie równoległe proste, znajdujące się po obu stronach trendu głównego, definiują górny i dolny trend graniczny.



Rys. 9.9. Trzy równoległe trendy liniowe (górny, główny i dolny) odzwierciedlające zależności pomiędzy ceną rynkową a zapotrzebowaniem na energię

W przykładzie z rysunku 9.9, górny i dolny trend graniczny jest przesunięty odpowiednio w górę i w dół o 20%. Przesunięcie to uzyskano zakładając następujące punkty przecięcia trendów granicznych z osią rzędnych:

$$b_{g\acute{o}rny} = 1,2 b_{trend};$$

$$b_{dolny} = 0,8 b_{trend}$$

Jak widać z rysunku 9.9, w prezentowanym przypadku wszystkie ceny chwilowe znajdujące się poniżej trendu głównego są usytuowane powyżej dolnego trendu granicznego. Z drugiej strony, górny trend graniczny nie zawiera wszystkich cen chwilowych, które zlokalizowane są powyżej linii trendu głównego. Górny i dolny punkty przecięcia trendów granicznych z osią rzędnych mogą być uważane za poziomy odchył cen rynkowych. Ogólne zależności funkcyjne dla aproksymacji cen rynkowych mogą być sformułowane w postaci:

$$\tilde{y}_k(i) = f(m, b_{trend}, b_{g\acute{o}rne}, b_{dolne}, x(i)) \quad (9.9)$$

dla $k = 1, 2$ i 3 , określającego odpowiednio trend główny, górny i dolny.

9.4.2. Nastawienie uczestników rynku do podejmowania ryzyka

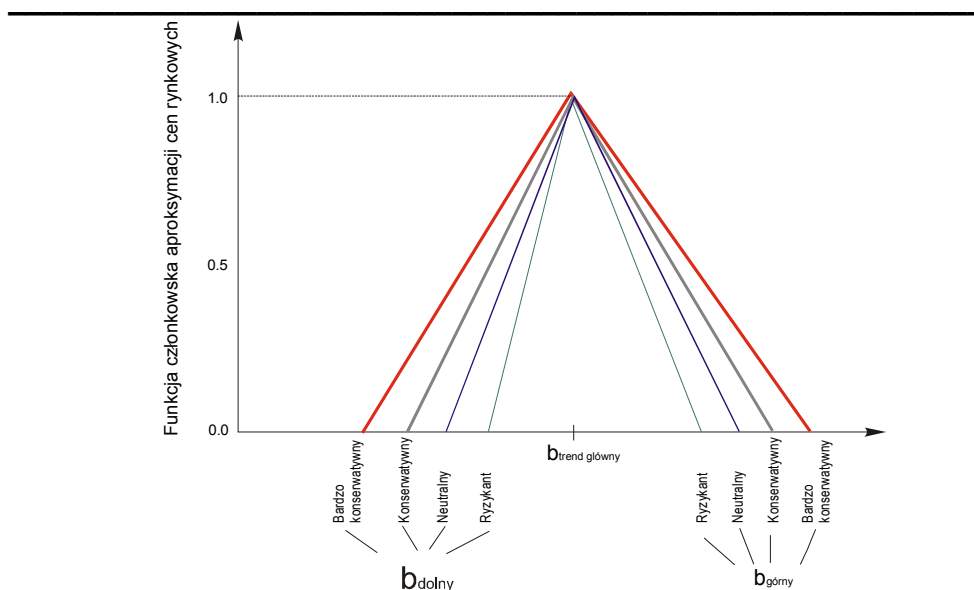
Jednym z najistotniejszych problemów przy stosowaniu aproksymacji liniowej cen chwilowych jest prawidłowy wybór górnego i dolnego trendu granicznego. Ponieważ nachylenie trzech linii trendów jest identyczne, wystarczy określić jedynie punkty przecięcia trendów granicznych z osią y : $b_{g\acute{o}rne}$ oraz b_{dolne} . Idealnie byłoby, gdyby $b_{g\acute{o}rne}$ oraz b_{dolne} zostały zdefiniowane w ten sposób, że powierzchnia pomiędzy górnym i dolnym trendem granicznym zawierałaby wszystkie ceny

chwilowe. Tego typu podejście prowadzi do bardzo konserwatywnych oszacowań odchyżeń cen rynkowych. W praktyce niewielka liczba punktów cen chwilowych, występująca poza trendami granicznymi, nie ma istotnego wpływu na poprawność decyzji podejmowanych przez uczestników rynku. Określenie akceptowalnych trendów granicznych zależy w dużym stopniu od nastawienia uczestników rynku do ponoszenia ryzyka. Jak łatwo się domyśleć, bardziej konserwatywny gracz rynkowy ma tendencje do zawierania kontraktów o cenach wyznaczanych przez trend górny i dolny większej a takiej rozpiętości aby zawierały jak największą liczbę punktów cen chwilowych. Został zaproponowany podział graczy rynkowych na cztery kategorie, w zależności od ich nastawienia do podejmowania ryzyka. Tabela 9.2 przedstawia zaproponowane kategorie oraz określa odpowiednie poziomy trendów granicznych. W ten sposób zmiennym lingwistycznym określającym podejście do ryzyka rynkowego są przyporządkowane parametry [38], określające w tym przypadku akceptację wielkości zmienności cen rynkowych.

Tabela 9.2. Kategorie graczy rynkowych mających różne nastawienie do podejmowania ryzyka w grze rynkowej

Stosunek graczy rynkowych do podejmowania ryzyka	Ilość danych zawartych pomiędzy górnym a dolnym trendem granicznym
Bardzo konserwatywny	95%
Konserwatywny	90%
Neutralny	80%
Ryzykant	70%

Gdy zastosuje się proponowane cztery poziomy aproksymacji do górnego i dolnego trendu granicznego, otrzyma się różne wartości $b_{górne}$ oraz b_{dolne} . Graficzna reprezentacja trendów granicznych przedstawiona jest na rysunku 9.10.



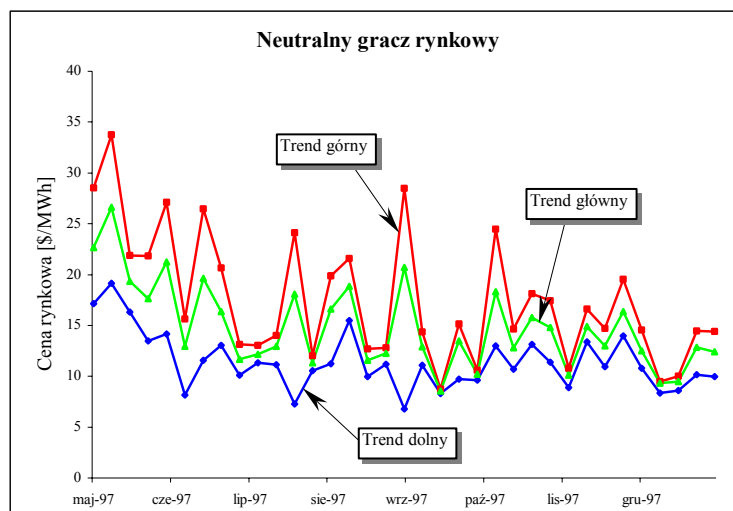
Rys. 9.10. Zastosowanie trójkątnego filtra funkcji rozmytej do określenia trendów granicznych przy badaniu odchyleń cen rynkowych

Na rysunku 9.10 funkcja trójkątna, zwana dalej filtrem funkcji rozmytej, wyraża dokładność aproksymacji liniowej. Parametry b_{dolne} oraz $b_{górne}$ są zdefiniowane w taki sposób, że powierzchnia pomiędzy dwoma trendami granicznymi zawiera określoną liczbę cen chwilowych, zgodnie z poziomami podanymi w tabeli 9.2. Powstają w ten sposób zbiory zawierające 95%, 90%, 80% lub 70% punktów cen chwilowych. Jeżeli cena chwilowa leży dokładnie na trendzie głównym, wówczas funkcja przynależności tego punktu wynosi 1, a trend główny stanowi dokładną aproksymację ceny rynkowej. W przypadku, gdy cena rynkowa jest zlokalizowana albo powyżej, albo poniżej głównego trendu, wówczas jej funkcja przynależności maleje proporcjonalnie do odległości punktu od trendu głównego. Kiedy cena chwilowa jest zlokalizowana albo poniżej dolnego trendu granicznego, albo powyżej górnego trendu granicznego, jej funkcja przynależności wynosi zero.

Wartości parametrów b_{dolne} oraz $b_{górne}$, wyrażone w \$/MWh, reprezentują punkty przecięcia trendów granicznych z osią cen chwilowych. Oprócz powyższych parametrów przy podejmowaniu decyzji rynkowych istotne są również takie informacje, jak:

- ceny maksymalne i minimalne przy danej rozpiętości filtra,
- liczba okresów rozrachunkowych, w których ceny rynkowe znajdują się wewnątrz trendów granicznych oraz wartości tych cen,
- stosunek kosztu energii, sprzedanej lub nabytej, określonej przy pomocy aproksymacji filtrem rozmytym do dobowego kosztu transakcji rynkowych,
- ryzyko wchodzące w grę, gdy decyzje dotyczące kontraktowania energii oparte są na metodzie aproksymacji filtrami rozmytymi.

Przykład aproksymacji za pomocą filtra funkcji rozmytej, gdy rozpiętość filtra wynosi 80%, odzwierciedlający neutralne nastawienie gracza rynkowego do podejmowania ryzyka rynkowego, pokazane jest na rysunku 9.11.



Rys. 9.11. Trend główny oraz dwa trendy graniczne wyznaczone dla menedżera o neutralnym stosunku do podejmowania ryzyka (poniedziałki)

Jak widać z rysunku 9.11, odległości pomiędzy górnym i dolnym trendem granicznym wykazują pewne fluktuacje w różnych miesiącach (około \$15 ÷ \$20). Gdy zastosuje się filtr o rozpiętości 80%, wówczas 80% punktów cen chwilowych znajdzie się pomiędzy górnym a dolnym trendem granicznym.

9.5. Koszt energii na zewnątrz trendów granicznych

Badania cen chwilowych znajdujących się pomiędzy trendami granicznymi nie pozwalają na określenie ryzyka uczestników rynku, które wynika z wahań cen rynkowych. W celu oszacowania dodatkowego ryzyka finansowego niezbędne jest określenie kosztu energii elektrycznej w okresach rozrachunkowych, gdy ceny rynkowe zlokalizowane są poza trendami granicznymi.

Zaproponowaliśmy dwa podejścia do określenia kosztów dodatkowych wynikających z występowania cen rynkowych poniżej dolnego trendu granicznego oraz powyżej górnego trendu granicznego.

- Zapotrzebowanie o jednolitym profilu. Zakłada się wówczas, że profil zapotrzebowania w ciągu doby jest jednolity we wszystkich okresach rozrachunkowych.
- Zapotrzebowanie o profilu rzeczywistym. W tym przypadku koszt energii jest modyfikowany przez rzeczywisty popyt na energię, który jest niski w godzinach nocnych, wysoki w godzinach pracy urzędów i osiąga maksimum w godzinach wieczornych.

Popyt o jednolitym profilu

W przypadku zapotrzebowania na energię o jednolitym profilu dobowy koszt dodatkowego ryzyka, gdy ceny rynkowe są poza trendami granicznymi, można wyrazić w postaci:

$$DAE = \frac{\sum_{i=1}^{48} [y(i) - \tilde{y}(i)] \times \text{Sign}[y(i) - \tilde{y}(i)]}{\sum_{i=1}^{48} y(i)} 100\% \quad (9.10)$$

gdzie: DAE jest dobowym koszt ryzyka dla popytu jednolitego; $y(i)$ jest ceną rynkową w okresie rozrachunkowym i ; $\tilde{y}(i)$ jest górną lub dolną aproksymacją cen rynkowych w okresie rozrachunkowym i .

Dla cen znajdujących się powyżej górnego trendu granicznego:

$$\text{Sign}[y(i) - \tilde{y}(i)_{\text{gorny}}] = \begin{cases} 1 & \text{kiedy } [y(i) - \tilde{y}_{\text{gorny}}(i)] \geq 0 \\ 0 & \text{kiedy } [y(i) - \tilde{y}_{\text{gorny}}(i)] < 0 \end{cases} \quad (9.11)$$

Dla cen znajdujących się poniżej dolnego trendu granicznego:

$$\text{Sign}[y(i) - \tilde{y}(i)_{\text{dolny}}] = \begin{cases} 1 & \text{kiedy } [y(i) - \tilde{y}_{\text{dolny}}(i)] \leq 0 \\ 0 & \text{kiedy } [y(i) - \tilde{y}_{\text{dolny}}(i)] > 0 \end{cases} \quad (9.12)$$

POPYT O PROFILU RZECZYWISTYM

W przypadku, gdy dobowy koszt ryzyka cenowego jest modyfikowany przez rzeczywisty profil zapotrzebowania na energię, mają zastosowanie następujące zależności:

$$DAE^{mod} = \frac{\sum_{i=1}^{48} [(y(i) - \tilde{y}(i))D(i)] \times \text{Sign}[y(i) - \tilde{y}(i)]}{\sum_{i=1}^{48} y(i) \times D(i)} 100\% \quad (9.13)$$

gdzie: DAE^{mod} to dobowy koszt ryzyka dla profilu popytu rzeczywistego; $D(i)$ oznacza popyt nabywcy energii w okresie rozrachunkowym i .

Wszystkich uczestników rynku energii można podzielić na dwie podstawowe kategorie: nabywców oraz sprzedawców energii elektrycznej. Dla obu tych grup bardzo istotne jest określenie kosztów energii, gdy ceny rynkowe znajdują się poza trendami granicznymi. Jednakże patrzą oni na ceny rynkowe z dwóch różnych perspektyw.

Nabywcy energii

Do nabywców energii zalicza się spółki dystrybucyjne, przedsiębiorstwa obrotu energią oraz dużych odbiorców, którzy są uprawnieni do zakupu energii na rynku hurtowym. Grupa ta zainteresowana jest głównie odchyleniami ceny rynkowej powyżej górnego trendu granicznego. Duże odchylenia mogą spowodować istotny wzrost ryzyka związanego z grą rynkową. Niepewność co do wahań ceny może prowadzić do bardziej konserwatywnych zachowań, które mogą zaowocować w dążeniu do zawierania kontraktów wzajemnych o ustalonych cenach za energię z reguły wyższych niż chwilowe ceny rynkowe. Należy zauważyć, że gdy cena energii kupionej w wyniku zawartych kontraktów jest wyższa od ceny rynkowej, wówczas praktycznie oznacza to straty dla nabywcy.

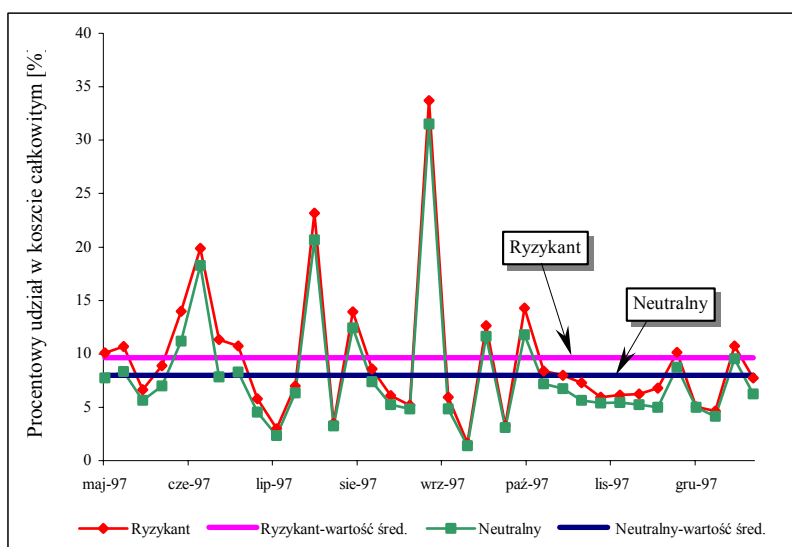
Sprzedawcy energii

Za sprzedawców energii uważa się elektrownie produkujące i sprzedające energię, a także pośredników działających na rynku hurtowym. Wytwórcy energii są najbardziej zaniepokojeni, gdy ceny energii kształtują się poniżej dolnego trendu granicznego. Producenci energii mogą zabezpieczać się przed ryzykiem utraty przychodów ze względu na niskie ceny energii przez wstępowanie z nabywcami energii w różnego rodzaju kontrakty wzajemne. Dla wytwórców energii istotne jest określenie pułapów przewidywanych cen energii, aby mogli oni we właściwy sposób ustalić cenę za energię zakontraktowaną. Jak należałoby się spodziewać, im niższe ceny prognozowane, tym niższa cena za energię, którą są w stanie zaakceptować jej producenci.

9.5.1. Chwilowa cena rynkowa wyższa niż górny trend graniczny

Dobowy koszt, gdy ceny znajdują się powyżej górnego trendu granicznego, interesuje głównie nabywców energii. Dla zapotrzebowania o jednakowym popycie *DAE* oblicza się z zależności (9.10) i (9.11), natomiast w przypadku modyfikacji cen popytem rzeczywistym stosuje się zależności (9.13) i (9.11). Jak wykazały przeprowadzone analizy, różnice w wielkości ryzyka pomiędzy podejściem o jednolitym a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię dla czterech kategorii graczy rynkowych są niewielkie. Największa różnica wynosi 2,3% w przypadku nabywcy energii o konserwatywnym stosunku do podejmowania ryzyka. Stąd też dalsza analiza dodatkowego ryzyka finansowego jest pokazana jedynie dla rzeczywistego profilu zapotrzebowania na energię.

Na rysunku 9.12 pokazany jest procentowo dobowy koszt dodatkowego ryzyka dla nabywcy energii skłonnego do podejmowania dużego ryzyka oraz nabywcy mającego neutralny stosunek do podejmowania ryzyka. Chociaż dodatkowy koszt rynkowy dla nabywcy podejmującego duże ryzyko może osiągać znaczące wartości dla niektórych okresów czasu (np. 34% we wrześniu 1997 roku), średnia wartość za okres ośmiu miesięcy wyniosła 9,6%. Natomiast maksymalna ekspozycja rynkowa dla neutralnego nabywcy wynosi 31,5%, a wartość średnia 8%.



Rys. 9.12. Koszty dodatkowe dla nabywców o ryzykownym i neutralnym stosunku do podejmowania ryzyka, gdy ceny rynkowe kształtują się powyżej górnego trendu granicznego (poniedziałki)

9.5.2. Chwilowe ceny rynkowe niższe od dolnego trendu granicznego

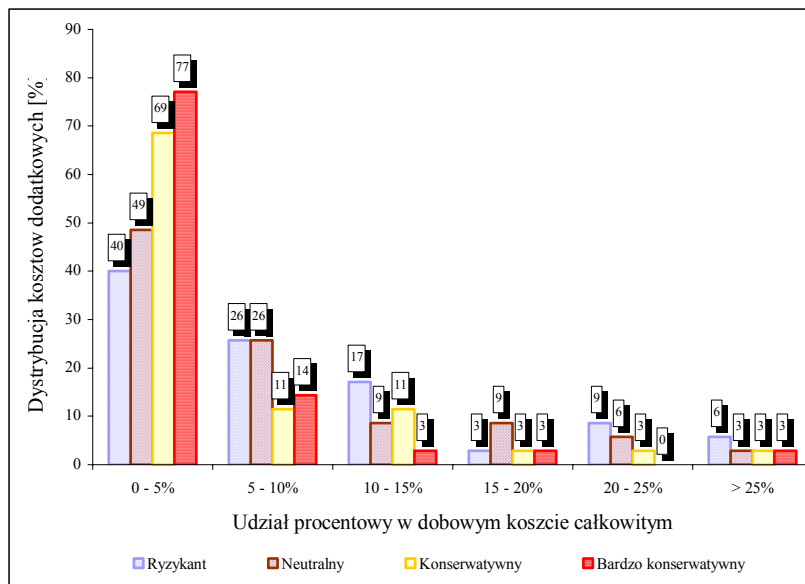
Dobowy koszt dodatkowy uczestnika rynku, gdy ceny są poniżej dolnego trendu granicznego, oblicza się, stosując równania (9.10) i (9.12) dla jednolitego profilu popytu na energię oraz według równań (9.13) i (9.12) dla popytu o profilu rzeczywistym.

Ceny rynkowe występujące poniżej dolnego trendu granicznego interesują zarówno nabywców jak i wytwórców energii. W tym przypadku nabywcy mogą kupować taną energię elektryczną na rynku typu *spot*. Jednakże, gdy estymacje stosowane są do ustalania cen kontraktowych i ceny te są wyższe niż ceny rynkowe, nabywcy energii muszą skompensować producentom te różnice. Można je traktować jako stratę dla nabywcy w porównaniu z sytuacją, gdyby zakontraktowana była mniejsza ilość energii.

Niskie ceny na rynku *spot* nie dotyczą bezpośrednio producentów, którzy mają zakontraktowany duży wolumen energii. Jednakże niskie ceny mogą spowodować nieuwzględnienie jednostki wytwórczej w grafiku obciążeń w przypadku wystawienia zbyt wysokiej ceny ofertowej.

9.5.3. Rozkład kosztów dodatkowych

W procesach decyzyjnych ważne jest posiadanie informacji nie tylko o wartościach średnich dodatkowych kosztów, lecz również o rozkładzie tych kosztów. Pomimo istnienia różnych profili rozkładu kosztów dla różnych dni tygodnia, można wyróżnić kilku wspólnych elementów. Po pierwsze, bardzo konserwatywny uczestnik rynku może oczekiwać, że 80% ÷ 90% odchyleń cen rynkowych, które są powyżej górnego trendu granicznego, zawiera się pomiędzy 0% ÷ 5% całkowitego kosztu dobowego. Uczestnicy rynku skłonni do podejmowania dużego ryzyka mogą oczekiwać, że 40% ÷ 50% odchyleń cenowych powyżej górnego trendu granicznego będzie w zakresie 5 ÷ 10% całkowitego kosztu dobowego. Przykład rozkładu dodatkowych kosztów, gdy ceny kształtują się powyżej górnego trendu granicznego dla uczestników rynku o różnym nastawieniu do podejmowania ryzyka pokazany jest na rysunku 9.13. Podobne wyniki uzyskano w przypadku cen rynkowych znajdujących się poniżej dolnego trendu granicznego.



Rys. 9.13. Rozkład kosztów dodatkowych, gdy ceny rynkowe kształtują się powyżej górnego trendu granicznego – wtorki

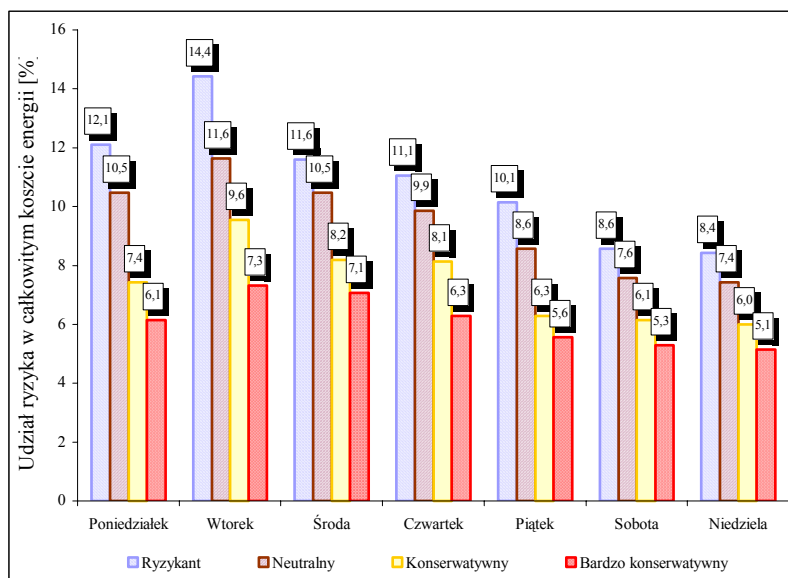
9.6. Ryzyko podejmowane przez uczestników rynku

Istotne jest również określenie ryzyka przyporządkowanego czterem kategoriom graczy rynkowych. Dla potrzeb tej analizy ryzyko oblicza się jako iloczyn kosztów dodatkowych oraz prawdopodobieństwa zaistnienia danego zjawiska.,:

$$\text{Ryzyko} = C_{d:0-5}w_5 + C_{d:5-10}w_{10} + C_{d:10-15}w_{15} + C_{d:15-20}w_{20} + C_{d:20-25}w_{25} + \text{Max}_{\text{coszt}} P_{d>25} \quad (9.14)$$

gdzie: w_5 , w_{10} , w_{20} and w_{25} są współczynnikami wagowymi wynoszącymi odpowiednio 0,05; 0,10; 0,15; 0,20; 0,25; $C_{d:0-5}$, $C_{d:5-10}$, $C_{d:10-15}$, $C_{d:15-20}$, $C_{d:20-25}$ są rozkładem kosztów dodatkowych odpowiednio w przedziałach 0 ÷ 5%, 5 ÷ 10%, 10 ÷ 15%, 15 ÷ 20%, 20 ÷ 25%.

Stosując zależność (9.14), oblicza się maksymalne ryzyko jakie mogłoby wchodzić w rachubę przy podejmowaniu decyzji dla czterech charakterystycznych zachowań graczy rynkowych. Rysunek 9.14 pokazuje maksymalne ryzyko podejmowane w stosunku do całkowitego kosztu dobowego, gdy ceny energii są powyżej górnego trendu granicznego. Dla graczy lubiących ryzykować wynosi ono poniżej 12%, z wyjątkiem wtorków. Zwiększone ryzyko dla wtorków wynika wysokich cen rynkowych, które wystąpiły we wtorek w listopadzie 1997 roku. Ryzyko podejmowane przez bardzo konserwatywnych graczy rynkowych wynosi 6%. Średnie ryzyko maleje podczas weekendów, gdy ceny rynkowe są z reguły niskie.



Rys. 9.14. Maksymalne ryzyko, gdy ceny rynkowe kształtują się powyżej górnego trendu granicznego

9.9. Wnioski końcowe

Pokazane podejście do szacowania ryzyka rynkowego zostało wykorzystane w budowie programów do estymacji ryzyka związanego z kontraktowaniem energii. Oparto je na czterokrokowej procedurze, w której dane historyczne z czterech poprzednich tygodni były wykorzystane do estymacji ceny rynkowej oraz ryzyka w piątym tygodniu. Procedura taka umożliwia odzwierciedlenie zmian w profilach zapotrzebowania w energię i ceny rynkowej związanych z różnymi porami roku. Zaproponowana procedura pozwala na precyzyjne oszacowanie ryzyka oraz kosztów ponoszonych przy kontraktowaniu energii.

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że spodziewane koszty dodatkowe wynoszą poniżej 10%. Wahania w czasie dni roboczych są w granicach $8 \div 9\%$, podczas gdy w czasie weekendu wynoszą około 5%. Oznacza to, że menedżerowie odpowiedzialni za kontraktowanie energii elektrycznej, gdy będą posługiwać się zaproponowaną metodologią, mogą mieć pewność, że odchylenia cen rynkowych poza trendami granicznymi nie przekroczą 10% całkowitego kosztu dobowego.

10. Badanie siły rynkowej

10.1. Wprowadzenie

Reforma w elektroenergetyce opiera się na założeniu, że nowy system nakierowany na osiąganie zysku przyczyni się do wzrostu efektywności, przyspieszenia innowacyjności i ewentualnego spadku cen energii dla wszystkich grup odbiorców. Czy oczekiwania te spełnią się, zależy w dużej mierze od tego, czy zaistnieją warunki do pojawienia się efektywnej konkurencji. Jeżeli jednak reforma spowoduje powstanie dużej koncentracji przedsiębiorstw na rynku, wówczas rezultaty mogą być całkowicie odmienne od spodziewanych. Istnieją pewne specyficzne strukturalne cechy tego sektora, które ułatwiają nadużywanie dominującej pozycji na rynku.

Celem reformy rynkowej jest zapewnienie dostępu do infrastruktury sieci przesyłowych i rozdzielczych wszystkim uczestnikom rynku oraz umożliwienie konsumentom wyboru dostawcy energii. Jednakże jedynie same przepisy wprowadzające reformy rynkowe nie zapewnią osiągnięcia tego celu. Uczestnicy rynku będą dążyli do ustanowienia lub wzmocnienia swojej pozycji. Aby osiągnąć sukces w nowych warunkach rynku, mogą zacząć działania polegające między innymi na zdobywaniu jak najatrakcyjniejszych segmentów rynku, szybkim reagowaniu na zmiany warunków pracy systemu elektroenergetycznego oraz gry rynkowej, ścisłym monitorowaniu rywali oraz dążeniu do osiągnięcia odpowiedniej wielkości przedsiębiorstwa.

Jednocześnie strategie działania przedsiębiorstwa w warunkach oligopolu mogą polegać na wprowadzeniu programów marketingowych i inwestycyjnych dążących do koncentracji rynku. Może mieć to postać różnego rodzaju współpracy, jak np. *joint ventures*, przejmowania czy też połączenia przedsiębiorstw. Celem tego typu działalności jest wzmocnienie pozycji rynkowej.

10.1.1. Rynek hurtowy

Zakładając podział rynku energii elektrycznej na dwa poziomy: rynek hurtowy i rynek detaliczny, można zidentyfikować typy przedsiębiorstw konkurujących ze sobą na tych poziomach rynku. Na rynku hurtowym konkurują ze sobą głównie wytwórcy. Konkurencji tej sprzyja nadmiar zdolności produkcyjnych w stosunku do zapotrzebowania. Producenci starają się sprzedać jak najwięcej energii, oferując odbiorcom hurtowym i dużym odbiorcom końcowym korzystne ceny i warunki dostaw. Mechanizm ten może być zakłócony w przypadku istnienia dużych grup wytwórców, którzy mogą próbować zdominować rynek. Badanie siły rynkowej uczestników rynku hurtowego to przede wszystkim badanie możliwości zdominowania rynku przez wytwórców energii elektrycznej. Odbiorcy hurtowi mogą próbować aktywnie uczestniczyć w rynku hurtowym poprzez składanie ofert na

rynku bilansującym dla sterowalnych obciążeń, które mogą być wyłączane, gdy cena przekroczy pewien poziom. Jednakże sterowalne obciążenia stanowią zaledwie ułamek obciążenia całego systemu, a opłacalność ich wyłączenia występuje przy bardzo wysokich cenach, bliskich wartości VoLL.

Dlatego też każdy rynek hurtowy energii elektrycznej powinien być dokładnie przeanalizowany pod kątem siły rynkowej jej uczestników. Zapewnienie takich warunków obrotu, w których żaden z uczestników rynku hurtowego nie jest w stanie wykorzystać swojej siły rynkowej do wpływania na ceny energii jest podstawowym elementem sukcesu reformy elektroenergetyki. Dlatego też niniejszy rozdział jest poświęcony omówieniu doświadczeń z badania siły rynkowej na hurtowych rynkach energii elektrycznej.

10.1.2. Rynek detaliczny

Zapewnienie odpowiednich warunków konkurencji na rynku detalicznym przypada urzędom regulacji energetyki poprzez weryfikację taryf przesyłowych. Przedsiębiorstwa sieciowe w celu niedopuszczenia do konkurencji przedsiębiorstw obrotu energią starają się przenosić część kosztów związanych z obrotem energią do taryf przesyłowych. Wówczas przedsiębiorstwo takie oferuje odbiorcom uprawnionym (wykorzystującym zasadę TPA) dostawę energii, której koszt jest niski, a opłata przesyłowa wysoka.

Przedsiębiorstwa obrotu energią, które powinny tworzyć konkurencję dla przedsiębiorstw przesyłowych, muszą płacić zawyżone opłaty przesyłowe, w których ukryta jest część kosztów zakupu energii przez ich konkurentów. W takich przypadkach przedsiębiorstwa obrotu energią nie są w stanie zakupić energii po cenach, jakie wykazują przedsiębiorstwa przesyłowe, mogące dokonywać subsydiowania zakupu z taryf przesyłowych. Dlatego też od urzędów regulacji energetyki i ich kontroli nad subsydiowaniem skrośnym w przedsiębiorstwach przesyłowych zależy utrzymywanie odpowiedniego stopnia konkurencyjności na rynku detalicznym.

Przedsiębiorstwa przesyłowe, nie chcąc utracić odbiorców korzystających z zasady TPA na rzecz przedsiębiorstw obrotu, często stosują świadomą dezinformację. Odbiorcy, chcąc zakupić energię u innego dostawcy są informowani, że może to spowodować pogorszenie jakości i niezawodności dostaw. W wielu przypadkach taka dezinformacja odnosi pozytywne dla przedsiębiorstw przesyłowych skutki. Odbiorcy nie są w stanie ocenić, czy rozdzielenie dostawcy energii od przedsiębiorstwa świadczącego usługę przesyłową rzeczywiście wpłynie na pogorszenie jakości dostaw. Jest praktyką, że urzędy regulacji energetyki wymagają od przedsiębiorstw sieciowych informowania odbiorców o ich prawach przez specjalne publikacje.

10.1.3. Doświadczenia z istniejących rynków

Rynki energii elektrycznej funkcjonują od 10 lat. Nie ma więc dużych doświadczeń dotyczących badania siły rynkowej przedsiębiorstw działających na rynku energii elektrycznej. Znane są publikacje dotyczące badania siły rynków energii elektrycznej w Anglii, Kalifornii i Australii. Badania takie powinny być przeprowadzone dla każdego rynku energii elektrycznej. Niniejszy rozdział jest omówieniem niektórych elementów raportów dotyczących badania siły rynkowej. Chociaż polski rynek energii elektrycznej ma inną strukturę niż rynki w Anglii, Australii czy Kalifornii, to stosowana tam metodologia może być przydana również w Polsce.

10.2. Działanie na rynkach energii elektrycznej

10.2.1. Rynek konkurencyjny

Rynek konkurencyjny charakteryzuje się tym, że poszczególni producenci nie są w stanie narzucić innym swojej dominacji. Na tego typu rynkach wytwórcy gotowi są sprzedać swoją produkcję, gdy tylko cena rynkowa jest wyższa od ich kosztu krańcowego.

Na rynku konkurencyjnym może się zdarzyć, że cena rynkowa dla wszystkich producentów jest wyższa od kosztu krańcowego produkcji. Tego typu sytuacja może wystąpić w okresach zwiększonego zapotrzebowaniu na energię, gdy wszystkie jednostki wytwórcze zostały już wykorzystane. Nawet jeżeli w pewnych przypadkach cena rynkowa ukształtuje się powyżej kosztu krańcowego wszystkich jednostek wytwórczych, nie zawsze musi to oznaczać naruszenie zasad konkurencyjności.

10.2.2. Siła rynkowa

Kiedy na rynku nie istnieją warunki dla efektywnej konkurencji, jeden lub kilku producentów może kontrolować cały rynek. Na rynku niekonkurencyjnym producenci o uprzywilejowanej pozycji mogą ustanawiać ceny wyższe niż ich koszty produkcji i w rezultacie osiągać nadmierne zyski. Tego typu zjawisko powoduje nieuzasadniony transfer zasobów od konsumentów do producentów.

Producenci o dużej sile rynkowej są w stanie manipulować cenami poprzez zmniejszanie produkcji czy przez zwiększanie cen ofertowych, co w rezultacie prowadzi do niwelowania korzyści płynących z wprowadzenia rynku. W przypadku, gdy chociaż jeden producent wykorzystuje swoją dominującą pozycję, wszyscy pozostali wytwórcy mogą czerpać z tego faktu korzyści. W praktyce małe firmy mogą nawet skorzystać proporcjonalnie bardziej niż producent nadużywający swojej siły rynkowej. Dlatego też producenci o małej sile rynkowej dostosowujący swoje

ceny do cen stanowionych przez dużych producentów często nie są zainteresowani wykryciem czy też ograniczeniem pozycji dominującego producenta.

Określenie zdolności producenta do wykorzystania swojej pozycji na rynku jest zadaniem bardzo skomplikowanym. Potencjalne niekonkurencyjne zachowanie wytwórcy może być zdeterminowane wieloma czynnikami, takimi jak: wielkość udziału firmy na rynku, elastyczność popytu i podaży oraz struktura sieci przesyłowej. Dodatkowo charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych oraz fizyczna lokalizacja elektrowni mają duży wpływ na możliwość uzyskania dominacji rynkowej.

10.2.3. Wielkość udziału w produkcji na rynku energii elektrycznej

Istnieje pozytywna korelacja pomiędzy wielkością producenta a jego zdolnością do zdominowania rynku. Jeżeli producent dostarcza proporcjonalnie dużą część całkowitej produkcji rynkowej, wówczas jest mu o wiele łatwiej manipulować cenami. W przypadku, gdy dominujący wytwórca zdecyduje się na ograniczenie dostawy energii na rynek, to pozostali wytwórcy nie będą w stanie wyprodukować dostatecznej ilości energii niezbędnej dla zaspokojenia zapotrzebowania. Przyczyni się to najprawdopodobniej do wzrostu ceny rynkowej. Z drugiej strony mali wytwórcy nie są w stanie manipulować cenami, gdyż każde zmniejszenie przez nich produkcji łatwo może być zrekompensowane przez produkcję innych wytwórców.

Jednakże w niektórych sytuacjach również wytwórcy o relatywnie małym udziale na rynku są w stanie manipulować cenami. Na przykład w okresach bardzo dużego zapotrzebowania, gdy większość zdolności wytwórczych została już wykorzystana, nawet niewielki wytwórca, ograniczając swoją produkcję może przyczynić się do wzrostu cen. Może mieć to miejsce na rynkach energii elektrycznej, gdzie istnieją okresy, w których wszystkie zdolności wytwórcze producentów są wykorzystane.

10.2.4. Elastyczność popytu i podaży

Krótkoterminowa elastyczność popytu jest ważnym czynnikiem mającym wpływ na wystąpienie siły rynkowej. Na rynkach energii elektrycznej, gdzie popyt jest mało elastyczny, zmiany cen energii będą miały niewielki wpływ na całkowity jej pobór. W takich przypadkach dominujący wytwórca może podwyższać cenę bez obawy o znaczne zmniejszenie zapotrzebowania. Stąd też na rynkach o nieelastycznym popycie jest bardziej prawdopodobne, że wykorzystanie uprzywilejowanej pozycji rynkowej przyniesie korzyści finansowe firmie dominującej.

Elastyczność podaży stanowi następny czynnik, który determinuje zdolność dominującego wytwórcy energii do wykorzystania swojej uprzywilejowanej pozycji w kształtowaniu cen rynkowych. Na rynkach o elastycznej podaży możliwości wykorzystania siły rynkowej producenta są ograniczone. Jeżeli np. dominujący producent zdecyduje się na zmniejszenie produkcji (cena rynkowa wówczas rośnie),

pozostali wytwórcy mogą w odpowiedzi zwiększyć swoją produkcję energii, aby całkowita podaż pozostała niezmienną.

W długim okresie czasu obawa przed wprowadzeniem nowych konkurentów spowoduje ograniczenie wykorzystywania silnej pozycji rynkowej. Dominujący producent powinien zdawać sobie sprawę, że jeżeli ustanowi on zbyt wysokie ceny, to może to spowodować przyciągnięcie nowych wytwórców gotowych zainwestować w bardzo opłacalną produkcję. Jednak w praktyce trudno jest zdefiniować pojęcie długiego okresu czasu. Na przykład w Wielkiej Brytanii wysokie ceny hurtowe na energię w latach 1990 - 1996 nie przyczyniły się do przyciągnięcia znacznej liczby nowych producentów [9].

10.2.5. Ograniczenia systemowe

Zdolność producentów do wykorzystania swojej pozycji rynkowej w dużej mierze zależy od rozmiaru rynku. Sprawą zasadniczą jest sposób zdefiniowania obszaru działania rynku energii elektrycznej. Wytwórca w jednej części kraju może nie stanowić konkurencji dla elektrowni zlokalizowanej w dużej odległości. W tym wypadku rynek energii będzie w dużej mierze zdeterminowany ograniczeniami przepustowości sieci przesyłowej oraz koniecznością zapewnienia odpowiednich poziomów napięć i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego.

Rozmiar rynku zależy od przepustowości linii przesyłowych. Jeżeli np. pomiędzy dwoma regionami istnieje dostatecznie duża przepustowość tych linii, wówczas oba te obszary mogą zachowywać się jak jeden zintegrowany rynek. Gdy jednak ta przepustowość jest niewielka, możliwość uczestniczenia producentów z jednego regionu w rynku drugiego regionu jest ograniczona. Wielkość rynku w okresach dużego zapotrzebowania na energię jest znacznie zmniejszona, podczas gdy w przypadku niedużego zapotrzebowania rynek może ulegać rozszerzeniu.

Chociaż w polskim systemie elektroenergetycznym większość linii przesyłowych nie jest nadmiernie obciążona, to jednak konfiguracja sieci przesyłowej oraz mała obciążalność w warunkach wysokich temperatur niektórych linii 220kV może powodować pewne problemy dla rynku energii elektrycznej, zwiększając liczbę jednostek wytwórczych pracujących w trybie wymuszonym.

10.3. Zachowania producentów na hurtowym rynku energii elektrycznej

Przyjęto, że na rynku mogą działać dwa podstawowe rodzaje firm:

- posiadające siłę rynkową,
- nie posiadające siły rynkowej, które dostosowują swoje ceny do pierwszej grupy (firmy typu *price-taking*).

Firmy posiadające siłę rynkową to takie przedsiębiorstwa, które poprzez zmianę własnej produkcji lub ceny ofertowej są w stanie spowodować zmianę ceny rynkowej.

10.3.1. Zachowania firm dostosowujących swoje ceny (*firmy typu price-taking*)

Wytwórca, który nie posiada dostatecznej siły rynkowej, jest gotów sprzedać swoją produkcję, jeżeli tylko cena rynkowa kształtuje się powyżej kosztu krańcowego produkcji. W przypadku rynku energii elektrycznej przyjmuje się, że do kosztu krańcowego zaliczane są jedynie koszty zmienne, takie jak: koszty siły roboczej, paliwa, obsługi oraz remontów.

Ponieważ przedsiębiorstwa typu “*price-taking*” sprzedają swoją produkcję po cenie rynkowej, a cena ta kształtuje się zazwyczaj powyżej ich kosztu krańcowego produkcji, wytwórcy ci są w stanie pokryć całkowite koszty produkcji, włączając w to koszty stałe, jak również uzyskać pewien dochód. Dodatkowo, koszt sprzedaży jednostki energii może ulec zwiększeniu, gdy producent ma tzw. “*opportunity cost*”, taki jak: np. zyskany ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych.

10.3.2. Zachowania producentów z siłą rynkową

W przeciwieństwie do firm typu “*price-taking*” wytwórca z siłą rynkową może jednostronnie wpływać na cenę rynkową albo poprzez zmniejszenie swojej produkcji lub też przez zwiększenie ceny ofertowej powyżej kosztu krańcowego produkcji. Podejmując tego typu działania, wytwórca ryzykuje, że sprzeda mniej, lecz cena uzyskana za sprzedaż jednostki produkcji będzie wyższa.

Dwa czynniki uważa się za konieczne w określeniu, do jakiego stopnia jednostronne nadużycie siły rynkowej będzie przynosiło korzyści dla firmy:

- wrażliwość popytu na zmiany ceny – elastyczność cenowa popytu,
- reakcja innych dostawców na zmiany ceny – elastyczność cenowa podaży.

Jeżeli popyt ma dużą elastyczność cenową, wówczas zmniejszenie produkcji lub podniesienie cen ofertowych będzie miało nieznaczny wpływ na cenę rynkową, gdyż konsumenci zareagują nawet w przypadku nieznacznego wzrostu cen obniżeniem zapotrzebowania. Z drugiej strony, przy małej elastyczności cenowej popytu, jedynie duży wzrost cen może spowodować zmniejszenie zapotrzebowania. W tym przypadku jest bardziej prawdopodobne, że wytwórca łatwiej osiągnie korzyści, gdy zmniejszy swoją produkcję.

Przy dużej elastyczności cenowej podaży, gdy jeden wytwórca zmniejszy swoją produkcję, natychmiast pozostałe firmy zrekompensują ten spadek, zwiększając

odpowiednio własną produkcję. Z drugiej strony, przy małej elastyczności cenowej podaży, jest bardziej prawdopodobne, że wytwórca o dużej sile rynkowej będzie łatwiej mógł uzyskać korzyści poprzez ograniczenie swojej produkcji.

Idealna sytuacja z punktu widzenia konkurencyjności istnieje wtedy, gdy wszyscy producenci operujący na rynku mają zbliżoną siłę rynkową i zachowują się jak firmy typu *price-taking*. Jednakże niektórzy analitycy rynkowi uważają, że założenie o zachowaniach typu *price-taking* na rynkach energii elektrycznej jest zbyt rygorystyczne i przyjmowanie, że nie będzie występowała żadna siła rynkowa jest założeniem nierealistycznym, ponieważ siła rynkowa istnieje prawie na każdym rynku. Chociaż obecności niewielkiej siły rynkowej nie powinno się uważać za fiasko reformy w przemyśle elektroenergetycznym, z drugiej strony nie należy z góry akceptować nieuchronności jej istnienia, opierając się jedynie na obserwacjach pochodzących z innych przemysłów [8].

10.3.3. Nadużywania siły rynkowej

Istnieje szereg negatywnych skutków wykorzystywania siły rynkowej przez jednego lub kilku producentów.

- *Nieuzasadniony transfer pieniędzy od odbiorców końcowych do producentów.* W praktyce jednak, gdy na rynku energii elektrycznej obowiązują taryfy dla części odbiorców, dodatkowymi kosztami obciążane są przedsiębiorstwa przesyłowe zajmujące się rozdziałem energii, które zostały zobowiązane do dostarczania energii odbiorcom taryfowym.
- *Zmniejszenie efektywności w sektorze elektroenergetycznym.* Wytwórca nadużywający siły rynkowej ogranicza swoją produkcję tak, że jego koszt krańcowy jest poniżej ceny rynkowej, podczas gdy wytwórcy typu *price-taking* będą produkować energię po cenie faktycznie równej ich kosztom krańcowym. Oznacza to, że jednostki wytwórcze o wyższych kosztach będą zastępowały tańsze jednostki, które są w posiadaniu firm o dużej sile rynkowej.
- *Możliwość wzrostu ograniczeń w sieci przesyłowej* [7][8]. Wytwórcy energii znający strukturę systemu przesyłowego oraz potrafiący wykonywać symulacje rozptyłów mocy mogą przewidzieć, że wzrost wytwarzania w niektórych węzłach może spowodować wzrost przepływów energii naruszający ograniczenia sieciowe. Poprzez składanie odpowiednich ofert przez niektóre jednostki wytwórcze można wymusić pracę innych jednostek. Jeżeli regulacje rynkowe, tak jak to było w Anglii, przewidują płatności za nieuwzględnienie w grafiku obciążeń (na skutek ograniczeń sieciowych) tanich ofert (*constrained-off units*) lub dopuszczają wysokie ceny za wytwarzanie wymuszone (*constrained-on units*), wówczas łatwo dochodzi do nadużywania siły rynkowej.
- *Przekazywanie błędnych sygnałów rynkowych odnośnie opłacalności inwestycji.* Wysokie ceny na energię powinny przyczynić się do powstawania

nowych inwestycji w sektorze energetycznym. Jednakże tego typu inwestycje mogą okazać się nieefektywne, gdy są one motywowane wysokimi cenami spowodowanymi nadużyciem siły rynkowej. Sztucznie wygórowane ceny mogą spowodować odstępianie od inwestycji w przemysłach wymagających dużego zużycia energii.

Jednym z podstawowych celów reformy przemysłu elektroenergetycznego jest stworzenie warunków, w których rynek konkurencyjny prowadził będzie do uzasadnionych decyzji inwestycyjnych. Aby cel ten mógł zostać zrealizowany, cena rynkowa energii elektrycznej musi odzwierciedlać rzeczywiste warunki ekonomiczne panujące w sektorze.

10.3.4. Konkurencyjność, a siła rynkowa

Zarówno na rynku konkurencyjnym, jak i rynku, gdzie występują przedsiębiorstwa o dużej sile rynkowej, cena za energię może być wyższa od kosztów krańcowych produkcji dla każdej jednostki wytwarzającej w danym czasie. Analizując rynki energii, ważne jest, aby zdawać sobie sprawę z różnicy pomiędzy ustalaniem ceny rynkowej zgodnie z zasadami konkurencji, a kształtowaniem ceny w skutek nadużycia siły rynkowej. W warunkach rynku konkurencyjnego wytwórca:

- nie jest w stanie podjąć żadnej akcji, włączając w to decyzje dotyczące ilości produkcji oraz oferowanej ceny, która w znaczny sposób wpływałaby na cenę rynkową;
- jest gotowy do sprzedaży jednostki swojej produkcji tak długo, jak cena sprzedaży tej produkcji jest niższa od kosztu krańcowego produkcji.

Powyższe dwa wskaźniki mogą być sformułowane w jasny i prosty sposób. Znacznie trudniej natomiast zastosować je w praktyce, korzystając z dostępnych danych. Pierwszy wskaźnik sugeruje zastosowanie metody estymacyjnej, która wymaga sprawdzenia specyficznych działań różnych firm operujących na rynku. W szczególności istotne jest zbadanie strategii składania ofert oraz decyzji odnośnie wielkości produkcji każdej jednostki wytwórczej w celu wykrycia prób manipulacji cenowej [9].

Drugi wskaźnik wymaga badania zachowań całego rynku niż specyficznych zachowań producentów. Tego typu testy są mniej narażone na zarzuty wystąpienia zbiegu okoliczności, który może mieć miejsce w przypadku rozpatrywania zachowań poszczególnych jednostek wytwórczych. Jednak takie podejście dostarcza mniej informacji dotyczących specyficznych objawów siły rynkowej. Podejście to stosowane było do badania sił rynkowych na kalifornijskim rynku energii [9]. Potencjalną wadą tej metody jest to, że nie uwzględnia wszystkich aspektów działania rynku. Jeżeli np. operator systemu przesyłowego systematycznie nie dopuszcza do produkcji jednostki o niskim koszcie wytwarzania z powodu błędnego lub subiektywnego algorytmu rozdziału obciążeń, będzie to miało wpływ na ocenę siły rynkowej. Na przykład, rynek kalifornijski wciąż ma jeszcze szereg

niedociągnięć projektowych, które przyczyniają się do nieefektywnego rozdziału mocy i ustalania ceny rynkowej [6], [7], [9].

Inną przyczyną niepowodzenia w osiągnięciu konkurencyjnych cen rynkowych mogą być błędne działania ze strony części producentów oraz instytucji podejmujących decyzje rynkowe wynikające z niezrozumienia zasad działania rynku energii elektrycznej.

10.4. Określenie siły rynkowej

Ustalenie czy rozpatrywany rynek jest w pełni konkurencyjny stanowi bardzo skomplikowane zadanie. Rynek energii elektrycznej jest rynkiem specyficznym, w dużym stopniu różniącym się od typowych rynków towarowych. Jego głównymi cechami charakterystycznymi są konieczność zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną w każdym momencie czasu oraz w dużym stopniu ograniczona możliwość magazynowania energii. Żadna ze znanych i stosowanych obecnie metod pomiaru siły rynkowej nie daje w wielu przypadkach jednoznacznej odpowiedzi na pytanie, czy została naruszona zasada konkurencyjności czy też nie. W przypadku rynku energii elektrycznej zadanie to dodatkowo komplikuje fakt, że rynek ten może wykazywać dwoistą naturę, w zależności od wielkości zapotrzebowania na energię. W okresach dużego zapotrzebowania może on bowiem wykazywać cechy rynku zdominowanego przez jednego lub więcej producentów, natomiast w okresach gdy zapotrzebowanie jest niskie i istnieje nadmiar energii, ten sam rynek może być uważany za rynek w pełni konkurencyjny.

10.4.1. Określenie wielkości koncentracji produkcji

Jednym z szeroko rozpowszechnionych sposobów badania pozycji rynkowej producenta jest określenie wielkości koncentracji produkcji. W tym celu najczęściej stosuje się indeks Hirschmana-Herfindahla (HHI), który definiuje się jako sumę kwadratów wielkości udziałów poszczególnych producentów na rynku. W przypadku monopolu indeks ten wynosi $HHI = 100^2 = 10\,000$. Jeżeli wartość HHI wynosi poniżej pewnego poziomu, np. 2000, wówczas taki rynek uważany jest za konkurencyjny. Obliczając indeks koncentracji, przyjmuje się, że wszyscy producenci zachowują się w ten sam sposób. Założenie to może prowadzić do błędów, szczególnie gdy na rynku znajduje się wielu małych dostawców, którzy dysponują stosunkowo dużą zagregowaną mocą wytwórczą.

Indeks Hirschmana-Herfindahla był zalecany przez amerykański Departament Sprawiedliwości (*DOJ - Department of Justice*) oraz Federalną Komisję Regulatora Energii (*FERC - Federal Energy Regulatory Commission*) jako najistotniejszy wskaźnik określający warunki konkurencyjności w pierwszym etapie wprowadzania kalifornijskiego rynku energii elektrycznej [50]. Metoda ta była stosowana głównie do monitorowania przypadków potencjalnego łączenia się firm – jeżeli proponowana fuzja spowoduje jedynie nieznaczny wzrost HHI, wówczas przyjmowano, że

połączenie przedsiębiorstw nie powinno spowodować istotnych problemów wynikających z nadużycia siły rynkowej.

Indeks Hirschmana-Herfindahla stanowi tylko pewną wskazówkę o możliwościach wykorzystania pozycji rynkowej, gdyż istnieje wiele innych czynników, które w znacznym stopniu mogą wpływać na poziom konkurencji w przemyśle energetycznym.

10.4.2. Udział poszczególnych producentów w rynku

Również wielkość udziału poszczególnych producentów w rynku można stosować jako wskaźnik określający siłę rynkową przedsiębiorstwa. Wytwórcom mającym duży udział w całkowitym rynku łatwiej jest obniżyć produkcję czy też podnieść swoją cenę ofertową sprzedaży w taki sposób, aby pozostali producenci nie byli w stanie skompensować brakującej części produkcji.

Należy jednak zwrócić uwagę, że mogą zaistnieć takie sytuacje, w których firmy o nawet stosunkowo małym udziale rynkowym mogą czerpać korzyści ze zmniejszenia produkcji lub wzrostu ceny ofertowej. Zdarza się to wtedy, gdy elastyczność cenowa popytu jest bardzo mała lub kiedy kupujący nie wie, jaka jest cena energii w momencie zakupu, tak jak ma to miejsce na rynku energii elektrycznej. Może się zdarzyć, że w czasie dużego zapotrzebowania na energię praktycznie każdy wytwórca musi pracować przy pełnym wykorzystaniu mocy wytwórczych. Oznacza to, że elastyczność podaży wytwórców energii jest bardzo mała i firma, która posiada nawet niewielki udział w całkowitym rynku energii, może czerpać korzyści ze swej aktualnej siły rynkowej.

Metody określania siły rynkowej według wielkości udziałów producenta w rynku posiada następujące wady [8]:

- Wielkość udziałów na rynku jest określana na podstawie danych historycznych o wielkości sprzedaży. Dane te mogą być nieadekwatne, gdyż po reformie struktura rynku uległa radykalnej zmianie.
- Rozmiar rynku energii elektrycznej może ulec znacznej zmianie spowodowanej przez istniejące ograniczenia w przepustowości linii przesyłowych. W okresach wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną ograniczenia sieciowe mogą w znacznym stopniu zmniejszać rozmiar rynku, zwiększając możliwość wykorzystania swojej uprzywilejowanej pozycji przez niektórych wytwórców. Z drugiej strony, w okresach niskiego zapotrzebowania, wytwórcy z całego obszaru rynku mogą uczestniczyć w zaspokajaniu zapotrzebowania na energię.

10.4.3. Relacja pomiędzy ceną rynkową a kosztami produkcji

Jedną z głównych metod stosowanych obecnie przy określaniu możliwości wykorzystania siły rynkowej jest badanie relacji pomiędzy ceną rynkową a kosztami, określając przy tym stopień, w jakim ceny przekraczają koszty krańcowe produkcji [6]. Relacja ta obliczana jest na podstawie tzw. wskaźników Lerner'a jako:

$$\frac{C_r - k_k}{C_r} \quad (10.1)$$

gdzie: C_r jest ceną rynkową energii, k_k oznacza koszt krańcowy jednostki wytwórczej.

Jeżeli żadne przedsiębiorstwo nie nadużywa siły rynkowej, wtedy wszystkie jednostki, których koszt krańcowy jest niższy niż cena rynkowa, będą produkowały. Należy zwrócić uwagę na fakt, że nawet wtedy, gdy na rynku występują znaczne siły rynkowe, ostatnia jednostka przyjęta do produkcji może mieć swój koszt krańcowy równy cenie rynkowej. W przypadku, gdy firma z siłą rynkową redukuje swoją produkcję albo podnosi cenę ofertową, niedobór energii jest zazwyczaj kompensowany przez inne, droższe jednostki wytwórcze, które mogą być w posiadaniu innych wytwórców. W tym wypadku, chociaż koszt krańcowy najdroższej jednostki przyjętej do ruchu w danym momencie będzie równy cenie rynkowej, siła rynkowa będzie występowała, gdyż inne jednostki wytwórcze o kosztach niższych od ceny rynkowej nie zostały zgłoszone do ruchu.

10.4.4. Analiza siły rynkowej

Ze względu na istnienie poważnych niedostatków metody badania siły rynkowej przy pomocy wskaźników koncentracji, zaczęto wprowadzać bardziej wyszukane sposoby analizy rynkowej w celu uwzględnienia strategicznych aspektów konkurencji w przemyśle elektroenergetycznym. Tego typu modele dalekie są jeszcze od doskonałości, chociaż posiadają dużą przewagę nad metodami badania koncentracji rynku. Najważniejsze było zwrócenie uwagi na fakt, że w pewnych okresach wytwórcy mogą mieć niewielką siłę rynkową, podczas gdy w innych okresach istnieje możliwość znacznego nadużycia pozycji rynkowej. Zmiana pomiędzy tymi dwoma stanami następuje w momencie, gdy podaż rośnie powyżej poziomu, dla którego kilku producentów jest w stanie ze sobą konkurować w dostawie energii.

Jeżeli na rynku operuje wiele konkurujących między sobą firm, wówczas elastyczność cenowa popytu nie odgrywa dużego znaczenia. Natomiast w warunkach monopolu decydującym czynnikiem jest elastyczność popytu. W warunkach oligopolu zarówno działania konkurentów, jak również elastyczność cenowa popytu mają wpływ na wynik działania rynku. Jedną z częściej stosowanych metod oceny jakości działania rynku konkurencyjnego jest badanie marginesu

cenowo-kosztowego w relacji do elastyczności cenowej popytu i ilości uczestników operujących na rynku. Gdy założy się symetryczny model oligopolu (model Cournot) margines cenowo-kosztowy wyraża się wzorem [6], [8].

$$\frac{C_r - k_r}{C_r} = \frac{1}{n\varepsilon} = \frac{HHI}{\varepsilon} \quad (10.2)$$

gdzie: C_r jest ceną rynkową, k_r jest kosztem krańcowym, ε jest elastycznością popytu, n jest liczbą identycznych firm, a HHI jest indeksem koncentracji Hirschmana-Herfindahla.

Jak wynika z powyższego wzoru, przy pomocy współczynnika koncentracji HHI można bezpośrednio zmierzyć jeden z dwóch czynników, które determinują możliwość wykorzystania siły rynkowej. Nie daje on natomiast żadnej wskazówki odnośnie elastyczności popytu, stąd też sam indeks HHI jest bardzo niedoskonałym wskaźnikiem występowania siły rynkowej.

Zmieniając indeks HHI w powyższym wzorze można zbadać, o ile cena rynkowa będzie wyższa od kosztu krańcowego produkcji w porównaniu z przypadkiem monopolu. Dokonując tych obliczeń zakłada się, że wszyscy konkurenci zachowują się w podobny, oligopolistyczny sposób. Powyższe równanie podkreśla również istotne znaczenie reakcji popytu na zmianę ceny. Przy małej elastyczności popytu, jak ma to miejsce na rynku energii elektrycznej, ceny mogą znacznie przewyższać koszt krańcowy nawet dla stosunkowo mało skoncentrowanego rynku. Na przykład, gdy elastyczność popytu wynosi 0,2, istnienie na rynku dziesięciu firm o takich samych rozmiarach spowoduje 100% wzrost cen powyżej kosztów krańcowych.

Aby znaleźć się w granicach indeksu HHI zalecanych przez Departament Sprawiedliwości w USA, cena nie powinna przekraczać kosztu krańcowego więcej niż 5%. Spełnienie tego warunku wymagałoby istnienia 100 firm, o takim samym rozmiarze, działających na rynku. Warunek ten jest mało realny do spełnienia na rynku energii elektrycznej.

10.4.5. Modele Bertranda i Cournota

Istnieją dwa klasyczne podejścia do teorii cenowej oligopolu: zachowania oparte na modelu Bertranda oraz zachowania oparte na modelu Cournota. W obu przypadkach zakłada się, że producenci podejmują decyzje rynkowe i jednocześnie muszą przewidywać działania swoich konkurentów. Jednakże w przypadku modelu zachowań Bertranda zakłada się, że interakcje pomiędzy uczestnikami rynku są charakteryzowane przez poszczególne firmy ustanawiające swoje ceny w taki sposób, aby maksymalizować swój dochód, przyjmując, że ceny innych wytwórców są znane. W przypadku modelu Cournota poszczególne firmy ustalają swoją produkcję w taki sposób, aby uzyskać maksymalny zysk, zakładając, że znana jest wielkość produkcji innych wytwórców.

Stosując te dwa podejścia, otrzymuje się różne wyniki. W przypadku metody Bertranda otrzymuje się ceny konkurencyjne niezależnie od liczby graczy na rynku.

W przypadku podejścia Cournota zawsze będzie pewien zakres restrykcji produkcji oraz niekonkurencyjnych cen, co zbliża ten model do warunków występujących w przypadku monopolu w miarę gdy liczba graczy maleje.

W przypadku modelu Bertranda szczególnie kontrowersyjne jest założenie stałego kosztu krańcowego, przy którym każdy wytwórca potencjalnie mógłby sam zasilać cały rynek, eliminując wszystkich swoich konkurentów. Tego typu założenie jest nieprawdziwe dla większości przemysłów, gdzie występuje koncentracja rynkowa.

10.5. Przykłady badań siły rynkowej na rynkach energii elektrycznej

10.5.1. Badanie rynku angielskiego

Model Bertranda był powszechnie stosowany do analizy siły rynkowej w przypadku rynków energii elektrycznej [3], [12], [14]. Green i Newsbery [14] stosując model Bertranda rozważali warunki konkurencyjności na rynku angielskim, porównując siły wytwórcze będące w posiadaniu konkurujących ze sobą producentów energii z przewidywanym popytem na energię. Zwrócili oni uwagę na duży udział National Power w rynku energii elektrycznej (siła wytwórcza w granicach 30 GW) w porównaniu z konkurencyjnymi wytwórcami, włączając w to PowerGen, Nuclear Electric oraz potencjalny import ze Szkocji i innych krajów europejskich o łącznej sile wytwórczej wynoszącej około 31GW. Dowiedli oni, że ponieważ zapotrzebowanie w miesiącach zimowych w czasie dnia zazwyczaj waha się w zakresie od 28 do 45 GW, National Power prawie zawsze będzie musiała produkować energię, aby zapewnić całkowite zapotrzebowanie, a przez to będzie miała warunki do zachowania się w sposób monopolistyczny.

Kompleksowa analiza dotycząca przedsiębiorstw konkurujących o rozdział obciążeń (tj. zarówno o cenę energii jak i ilość produkcji) była przeprowadzona dla rynku energii elektrycznej typu *spot*. Na przykład [14] badane były efekty działania różnych struktur rynkowych dla rynku energii w Anglii. Otrzymano rozwiązania wzorowane na modelu Cournota, gdzie niewielka liczba producentów może uzyskać szybszy przyrost dochodów oraz wykazywać bardziej monopolistyczne zachowania.

Green i Newsbery [14] prezentują również analizę ilościową pojedynczego zachowania przy założeniu, że wszyscy gracze działają w takich samych warunkach. Symulują oni wpływ zmiany liczby wytwórców z 5 do 2 oraz porównują koszty przesunięcia z formy rynku konkurencyjnego do ekwilibrum typu „najmniejsza produkcja – najwyższe ceny” dla każdego rozpatrywanego scenariusza. W przypadku istnienia duopolu, przy założeniu elastyczności popytu – 0,25, zaobserwowano, że zmniejszenie produkcji rzędu 13%, powoduje podwojenie ceny rynkowej.

Fehr and Harbord [12] skrytykowali założenia [14] dotyczące gładkości funkcji produkcji, przedstawiając alternatywną analizę przyjmującą bardziej realistyczne działania rynku, gdzie każdy wytwórca może przedłożyć jedynie ograniczoną liczbę

ofert. W tym przypadku wytwórca musi wziąć pod uwagę dwa przeciwstawne czynniki: korzyści płynące z przedstawienia wysokich ofert cenowych, co wiąże się ze wzrostem ceny krańcowej, oraz korzyści płynące z oferowania niskiej ceny za energię, w wyniku czego powiększy się udział producenta na rynku. Badacze ci wykazują, że waga tych dwóch przeciwstawnych czynników dla poszczególnych producentów zależy od prawdopodobieństwa, że będą oni ustalali cenę rynkową, co zależy nie tylko od kosztu krańcowego, lecz również od wielkości zapotrzebowania oraz udziału w rynku. Na przykład w przypadku niskiego zapotrzebowania, gdy jeden wytwórca jest w stanie zasilić cały rynek, przewiduje się zachowania oparte na modelu Bertranda, gdzie konkurencja o wielkość udziału w rynku przyczyni się do utrzymywania ceny rynkowej na poziomie kosztu krańcowego. W przypadku dużego zapotrzebowania na energię przeprowadzono symulacje różnorodnych zachowań uczestników przy składaniu ofert, zakładając, że większość wytwórców oferuje niskie ceny, aby zapewnić sobie produkcję, podczas gdy tylko jedna firma stosuje w ofertach najwyższą dopuszczalną cenę. Analiza ta poparta jest obserwacjami z zachowań uczestników na rynku angielskim w początkowej fazie jego rozwoju. Z obserwacji tych wynika, że firmy zmieniają swoje zachowanie przy składaniu ofert z zachowań typu *price-taking* do zachowań strategicznych w momencie zwiększonego zapotrzebowania na energię w okresach zimowych.

W innych pracach badawczych stosowano analizę numeryczną zachowań producentów przy składaniu ofert, próbując określić w sposób ilościowy rezultaty związane ze stosowaniem alternatywnych strategii składania ofert. Na przykład Lucas i Taylor [23] badali szereg strategii, w których uczestnicy duopolu mogli składać oferty o wysokości równej wielokrotności kosztu krańcowego produkcji. W wyniku tych badań doszli oni do wniosku, że istnieje więcej sytuacji, w których duże firmy mogą oferować wysokie ceny z dużym prawdopodobieństwem, że uzyskają one wysokie zyski.

Fehr i Harbord [14] badali ceny rynkowe na rynku energii elektrycznej w Anglii w okresie od czerwca 1990 do kwietnia 1991 r. Analiza ta pokazuje, że do grudnia 1990 roku elektrownie składały swoje oferty zgodnie z kosztami krańcowymi, lecz począwszy od tego czasu zaczęto stopniowo zmieniać strategię składania ofert. Do kwietnia 1991 r. można było zaobserwować strategię, które polegały na tym, że mniejsi producenci (PowerGrid) dla niektórych okresów czasu składali oferty cenowe sporo wyższe niż to wynikałoby z ich kosztów krańcowych, podczas gdy największy wytwórca (National Power) składał oferty poniżej swoich kosztów krańcowych. Tego typu zachowanie można interpretować w dwojaki sposób. Po pierwsze, zmiana w zachowaniu uczestników była w koincydencji ze zmianą pogody (nastąpił chłodny okres). Zgodnie z analizami teoretycznymi składanie ofert opartych na koszcie krańcowym jest bardziej prawdopodobne w okresach niskiego zapotrzebowania i dopiero w miesiącach zimowych zapotrzebowanie jest na tyle duże, że możliwe są zachowania niekonkurencyjne.

Alternatywne wyjaśnienie podali Lucas and Taylor [23] i Helm i Powell [15]. Uważają oni, że przesunięcie z zachowań konkurencyjnych w kierunku zachowań niekonkurencyjnych było spowodowane zmniejszeniem pokrycia zapotrzebowania

przez kontrakty (pierwszy kontrakt wygaś w marcu 1991r.). Jednakże Fehr i Harbord [12] nie zgadzają się z powyższą argumentacją wskazując, że wyraźna zmiana zachowań uczestników rynku nastąpiła w grudniu 1990r., a nie w marcu 1991r., gdy wygaś pierwszy kontrakt. Można spierać się na temat wpływu zawartych kontraktów na zachowanie na rynku typ *spot*. Podczas gdy pokrycie przez kontrakty limituje zachowania rynkowe do ustalonych przez kontrakty cen, w interesie uczestników rynku jest wpływanie na rynek typu *spot* jeszcze przed wygaśnięciem kontraktu w taki sposób, aby móc zabezpieczyć sobie korzystne ceny przy zawieraniu przyszłych kontraktów.

Helm i Powell [15] dostarczyli kilku alternatywnych wyjaśnień kształtowania się cen rynkowych. Po pierwsze, niższe w początkowym okresie oferty cenowe wynikały z procesu uczenia się nowych zachowań przez uczestników w początkowym stadium działania rynku. Inne wyjaśnienie sugeruje stopniowe zawiązywanie się zmowy pomiędzy uczestnikami rynku. Korzyści płynące ze zmowy są łatwiejsze do uzyskania w okresach dużego zapotrzebowania na energię, dlatego też w okresie zimowym wzrasta potencjalna możliwość zmowy pomiędzy producentami.

10.5.2. Badanie rynku australijskiego

London Economics and Harbord [21], [22] badali możliwość występowania siły rynkowej dla różnego rodzaju kategorii dni, np. w zimie, w lecie, w czasie weekendu, w święta czy też w dni robocze. Następnie oceniano szereg strategii składania ofert, zakładając, że producenci mogą oferować swoją energię po cenach równych wielokrotności kosztów krańcowych produkcji. Tego typu podejście implikuje arbitralne określenie ceny ofertowej składanej przez elektrownie, jednocześnie uniemożliwia wprowadzenie elastyczności w strategii składania ofert; szczególnie dotyczy to możliwości różnicowania cen ofertowych w różnych okresach dnia.

Przy takich założeniach w symulacjach elektrownie nie mogą oferować niskich cen w okresach małego zapotrzebowania, aby móc powiększyć swój udział w rynku. Nie mogą one także odpowiedzieć na bardzo duże zapotrzebowanie w pewnych regionach, w przypadku takich zjawisk jak nieplanowany postój jakiejś jednostki wytwórczej lub też wystąpienie skrajnych warunków atmosferycznych. Pomimo powyższych niedokładności zaobserwowano silną korelację pomiędzy wielkością producenta oraz ich zachowaniami przy składaniu ofert. W szczególności zaobserwowano, że duże elektrownie operujące w Nowej Południowej Walii oraz Australii Południowej mają znaczną siłę rynkową na swoich rynkach regionalnych, co odzwierciedlają ich strategie składania wysokich ofert cenowych niezależnie od zachowań pozostałych uczestników rynku. Z drugiej strony, małe niezależne elektrownie w stanie Wiktorii w większości przypadków skłaniają się do optymalizacji swoich strategii poprzez oferowanie energii po kosztach krańcowych.

Możliwość występowania siły rynkowej na australijskim rynku energii była badana również przy pomocy programowania czasowo-przestrzennego (*spatial-temporal programming*) [46]. Za pomocą tego modelu badano szczegółowo rynek w Australii

Południowej, porównując różne scenariusze i oceniając, czy istnieje możliwość uzyskania korzyści w przypadku zachowań strategicznych zarówno w krótkim jak i długim okresie czasu. Zakładając zdeterminowany model zapotrzebowania na energię oraz elastyczność cenową popytu równą $-0,1$, udowodniono, że pozostawienie stanu, w którym elektrownie Australii Południowej operują jako pojedynczy producenci w krótkim okresie czasu, będzie prowadziło do wzrostu cen na energię niezależnie od rozważań nad występowaniem siły rynkowej.

Analiza ilościowa australijskiego rynku energii była również przeprowadzona przy pomocy modelu ABARE [10]. W modelu tym aspekt przestrzenny rynku energii reprezentowany jest przez trzy węzły odbiorcze (Nowa Południowa Walia, Wiktoria i Australia Południowa) oraz 18 węzłów w trzech stanach, a także SMHEA (Grupa elektrowni wodnych w Snowy Moutains). Każdy węzeł reprezentuje osobną elektrownię. Oferty są składane zgodnie z różnorodnymi wariantami zachowań wytwórców. Całkowita oferta na rynek zawiera komponent stochastyczny, który reprezentuje przypadkowe wymuszone odstawienia elektrowni (dla elektrowni ciepłych) oraz przepływy wody w grupie elektrowni Snowy Moutains.

Rozpatrywane i porównane, z przypadkiem scenariusza bazowego, były dwa rodzaje strategii cenowych. Strategie te to:

- niekonkurencyjne zachowania przy składaniu ofert jako konsekwencja istniejącej struktury rynku,
- zachowania spiskowe pomiędzy elektrowniami, które nie są spowodowane jedynie strukturą rynku, ale mogą wystąpić na skutek wymagań dotyczących ujawniania informacji.

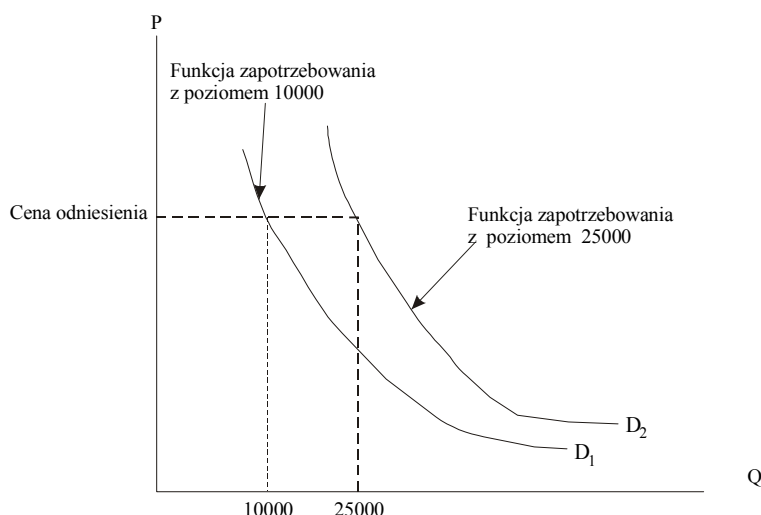
Wyniki symulacji pokazały, że możliwości nadużywania siły rynkowej są mało prawdopodobne przy obecnej strukturze narodowego rynku w Australii. Jeżeli jednak takie zjawisko wystąpiłoby, miałoby ono duży wpływ na ceny płacone przez odbiorców, ponieważ koszty produkcji energii wynoszą $2/3$ całkowitego kosztu produkcji i dostawy energii elektrycznej.

Urząd antymonopolowy powinien badać siłę rynkową producentów i sprawdzać, czy nie próbują one monopolizować rynku. Możliwy jest również dalszy podział wytwórców na mniejsze przedsiębiorstwa, jednak w działaniach takich należy zachować dużą ostrożność, aby małe przedsiębiorstwa były w stanie działać na rynku i zachować płynność finansową.

10.5.3. Badanie siły rynkowej w Kalifornii

Badając rynek energii elektrycznej w Kalifornii, zakładano kilka poziomów zapotrzebowania na energię elektryczną [6], [7], [9]. Ponieważ często większość odbiorców płaci ustaloną cenę za energię, przypisuje się funkcje zapotrzebowania do punktów odniesienia, które odzwierciedlają przewidywane lub rzeczywiste relacje pomiędzy ceną a ilością energii. Innymi słowy, krzywe zapotrzebowania są tak ustalone, aby popyt przy danej cenie równał się bieżącym poziomom

zapotrzebowania.



Rys.10.1. Symulacja funkcji zapotrzebowania [9].

Rysunek 10.1 pokazuje konstrukcje krzywych zapotrzebowania używanych w symulacji. Funkcja zapotrzebowania D1 jest wybrana w taki sposób, że przy założonej cenie zapotrzebowanie wynosiło 10000 MW, podczas gdy funkcja D2 jest zdefiniowana dla zapotrzebowania 25000 MW przy danej cenie. Aby uwzględnić fluktuacje zapotrzebowania pomiędzy okresami szczytu i doliny, używa się co najmniej dwóch wielkości poziomów popytu, podczas gdy cena odniesienia pozostaje taka sama. Dla potrzeb tej symulacji użyto funkcji elastyczności popytu:

$$D(C_r) = KC_r^{-\varepsilon} \quad (10.3)$$

gdzie ε jest elastycznością popytu, C_r jest ceną rynkową, a K jest stałą ustaloną zgodnie z poziomem popytu.

Funkcje kosztowe elektrowni konstruowano, używając danych technicznych i kosztowych każdej jednostki wytwórczej. Dane dotyczące kosztu i możliwej wielkości produkcji każdej jednostki wytwórczej są następnie ustawiane w taki sposób, aby uzyskać dla każdej elektrowni funkcje schodkową całkowitych kosztów produkcji [8].

Wszyscy wytwórcy byli podzieleni na dwie kategorie. Bardzo małe firmy (*fringe firms*), które nie są w stanie wpłynąć na cenę rynkową w warunkach normalnej pracy, traktowane są jako firmy typu *price-taking*. Niektóre firmy, które są bądź własnością państwową, bądź same są odbiorcami dużych ilości energii, zalicza się również do grupy firm typu *price-taking*. Takie elektrownie modeluje się jako wytwarzające każdą jednostkę produkcji dla której koszt krańcowy jest mniejszy niż cena rynkowa. Jednostki wytwórcze, w stosunku do których obowiązują umowy nieoparte na zasadach rynkowych (jak np. elektrownie nuklearne lub objęte specjalnymi kontraktami) są również traktowane jako firmy typu *price-taking*. Natomiast duże elektrownie działające w oparciu o reguły rynku, które

przypuszczalnie mogłyby manipulować cenami, są modelowane w oparciu o podejście Cournota.

W celu przeprowadzenia analizy konkurencyjności pomiędzy firmami zachowującymi się zgodnie ze strategiami Cournota, na początku powinno się wyeliminować efekt działania małych firm przez odjęcie zagregowanej produkcji tych firm od całkowitego zapotrzebowania rynku na energię elektryczną. Po dokonaniu tej operacji otrzymuje się krzywe zapotrzebowania dla firm modelowanych w oparciu o podejście Cournota. Aby otrzymać zagregowaną produkcję małych firm przy każdej cenie rynkowej, dodaje się produkcję każdej z takich firm, zakładając, że będzie ona produkować, o ile tylko cena rynkowa jest wyższa od kosztów krańcowych produkcji. Firmy rozważane w modelach Cournota będą konkurowały między sobą, biorąc jedynie pod uwagę zredukowane zapotrzebowanie określone zależnością [8]:

$$D_r(C_r) = D(C_r) - \sum \text{Min}(S_i^f(C_r), T_{Ri}) \quad (10.4)$$

gdzie: $D(C_r)$ jest funkcją całkowitego zapotrzebowania na rynku energii elektrycznej, C_r oznacza cenę rynkową; S_i^f reprezentuje funkcję produkcji przez firmę „i” z grupy małych wytwórców; T_{Ri} reprezentuje ograniczenia przesyłowe, jakie występują dla firmy „i”; funkcja $D_r(C_r)$ reprezentuje zredukowane zapotrzebowanie na energię, o które firmy rozważane w modelu Cournota będą ze sobą konkurowały.

Opierając się na powyższej definicji, konstruuje się szereg poziomów krzywych popytu, którym podlegać będą gracze w modelach Cournota. Użycie tych funkcji pozwala na dokładne wyznaczenie wielkości poziomów produkcji, przy których mogą zacząć występować problemy. Dla każdego poziomu produkcji oblicza się w sposób iteracyjny punkty równowagi, określając produkcję, przy której otrzymuje się maksymalny dochód dla każdego wytwórcy energii przy założeniu, że produkcja pozostałych wytwórców jest stała. Następnie procedurę tę powtarza się dla każdej firmy w modelu Cournota. Pierwszy wytwórca ustala swoją produkcję przy założeniu, że pozostali gracze Cournota nic nie produkują. Następny wytwórca ustala swoją produkcję, zakładając, że pierwszy wytwórca produkuje na takim poziomie, jak to było ustalone w poprzednim kroku, itd. Poziom produkcji wytwórcy ustalany jest na podstawie ostatnich najbardziej aktualnych decyzji pozostałych producentów aż do momentu, gdy żaden z wytwórców nie jest w stanie zmienić swojego poziomu produkcji ze względu na produkcję innych wytwórców w modelu Cournota. Stąd przy ekwilibrum w modelu Cournota każdy wytwórca produkuje taką ilość energii, aby móc zmaksymalizować swój zysk, biorąc pod uwagę ilość energii produkowanej przez pozostałych uczestników [8].

Dla każdej iteracji, kolejni uczestnicy rynku mają do czynienia z funkcją zapotrzebowania określoną w równaniu (3), pomniejszoną o ilość produkcji pochodzącą od wszystkich innych graczy w modelu Cournota operujących na rynku. Stąd pomimo tego, że krzywa zapotrzebowania na energię jest krzywą o małej elastyczności popytu (mniejszej niż 1) - co w warunkach monopolu mogłoby

powodować ustalanie przez wytwórcę nieskończenie dużej ceny – żaden z uczestników rynku nie będzie podlegał tego typu krzywej popytu. Formalnie można to zapisać w postaci:

$$D_i(C_r) = D_r(C_r) - \sum_{k \neq i} D_k \quad (10.5)$$

gdzie k jest indeksem firm, które są graczami w modelu Cournot, a $D_r(C_r)$ jest zredukowaną krzywą popytu zdefiniowaną równaniem (10.3).

10.6. Zachowania producentów na rynku energii elektrycznej

10.6.1. Wpływ koncentracji rynku

Kluczową konkluzją wynikającą z analiz jest stwierdzenie, że zasadnicze znaczenie dla zachowań konkurencyjnych ma stopień koncentracji rynku łącznie z relacją zapotrzebowania w stosunku do zdolności wytwórczej producentów. W okresach o małym zapotrzebowaniu, gdy zdolności wytwórcze konkurentów są większe niż zapotrzebowanie na energię oraz żaden z producentów nie jest jedynym wytwórcą, który jest w stanie zaspokoić zmniejszony popyt, wówczas bardziej prawdopodobne są zachowania konkurencyjne, gdyż producenci starają się zdobyć jak największy udział w rynku. Z kolei w okresach, gdy poziom zapotrzebowania jest wysoki w relacji do zdolności wytwórczych konkurencyjnych producentów, mogą wystąpić próby wykorzystania siły rynkowej do podwyższania cen.

Głównym czynnikiem określającym prawdopodobieństwo, że pojawi się dominujący uczestnik rynku, któremu przypadnie zapewnienie zredukowanego zapotrzebowania (*residual demand curve*), jest stopień koncentracji rynku. Gdy rośnie koncentracja wytwórców, wzrasta również prawdopodobieństwo, że dany producent zostanie jedynym, który będzie w stanie zaspokoić zredukowane zapotrzebowanie.

10.6.2. Wpływ kontraktów

Wyrażane są opinie, że kontrakty mogą efektywnie zredukować siłę rynkową na rynkach energii elektrycznej [15], [23], [43]. Na przykład Lucas i Taylor [23] oraz Helm i Powell [15] sugerowali, że obecność obowiązkowych kontraktów typu vesting na rynku energii elektrycznej w Anglii spowodowała zahamowanie zachowań niekonkurencyjnych w pierwszym okresie działania rynku. Podobne wnioski można wysnuć z analizy rynku w Australii Południowej. Salerian, Robinson, Pearson i Chan [46], pokazali, że kontrakty typu vesting, które obowiązywały dla połowy energii elektrycznej w Australii Południowej w znacznym stopniu zmniejszały siłę rynkową przedsiębiorstw.

Kontrakty typu vesting rzeczywiście ograniczają możliwość wystąpienia siły rynkowej, ponieważ reprezentują one formę regulacji cen. Nie oznacza to jednak, że w przypadku dobrowolnie zawieranych kontraktów wzajemnych, mających na celu

zminimalizowanie ryzyka uczestników rynku na fluktuacje cenowe, przyczyniają się one do ograniczania zachowań niekonkurencyjnych. Każdy wytwórca, który podpisze kontrakt poniżej spodziewanej ceny rynkowej może oczekiwać strat finansowych. Poza tym duży stopień zakontraktowania produkcji nie gwarantuje jeszcze wzrostu udziału w rynku energii. Rynek typu *spot* jest zależny od składanych przez producentów ofert cenowo-energetycznych, które są niezależne od uzgodnień kontraktowych.

Zasadnicze argumenty dotyczące wpływu kontraktów na zachowania uczestników na rynku *spot* mogą być analizowane podczas badania przychodów elektrowni w przypadku istnienia kontraktów. Jeżeli kontrakty były podpisane na sprzedaż energii po cenach konkurencyjnych, uwzględniając spodziewane ceny na rynku *spot*, to wówczas tego typu kontrakty będą działały w kierunku wy tłumienia manipulacji cenowych. Jednakże jest raczej mało prawdopodobne, że takiego typu kontrakty byłyby podpisane przez producentów, jeżeli na rynku *spot* występują tendencje do nadużywania siły rynkowej [14].

Bardziej użyteczną rolę kontraktów może być promowanie konkurencyjności pomiędzy wytwórcami w długim okresie czasu [23]. Działający już na rynku wytwórcy, mający częściowo zamortyzowany majątek, mogą sobie pozwolić na produkcję poniżej kosztów nowych konkurentów przez dostatecznie długi czas, tak aby doprowadzić do tego, że nowa inwestycja stałaby się nieopłacalna. Kontrakty pozwalają na to, że nowo wchodzący na rynek zamrożą swoje ceny na poziomie tzw. cen wejściowych, a przez to ograniczą one możliwości zachowań niekonkurencyjnych. Newbery [23] pokazał na podstawie doświadczeń z angielskiego rynku energii, że zdolność niezależnego producenta do zawarcia 15-letniego kontraktu z przedsiębiorstwem dystrybucyjnym może prowadzić do wejścia na rynek elektrowni z turbinami gazowymi o mocy wytwórczej równej około 15% wszystkich istniejących na angielskim rynku pod koniec lat 1994-1995 sił wytwórczych.

10.6.3. Wejścia nowych producentów

Obawa przed wejściem na rynek nowych niezależnych wytwórców może ograniczyć wykorzystywanie swojej siły rynkowej przez istniejące już firmy [3]. Analiza empiryczna wykonana przez Green i Newbery [14] pokazuje, że założony poziom wejścia na angielski rynek nowych niezależnych producentów spowodował znaczne zmniejszenie cen, a jednocześnie sprawił, że pojawił się duży nadmiar energii. Jednakże opłacalność wejścia nowych wytwórców zależy od szeregu czynników, które mają wpływ na ceny energii. Dużą rolę odgrywają tu regulacje państwowe oraz przepisy rynkowe.

Na przykład na rynku australijskim najbardziej prawdopodobne jest, że nowe inwestycje w sektorze energetycznym będą dotyczyły elektrowni gazowych [10]. Przyczyniła się do tego reforma w sektorze gazowniczym, mała wielkość elektrowni, krótsze czasy uruchamiania oraz niższe ryzyko związane z odzyskiwaniem kapitału.

Dodatkowo ważny jest również aspekt ekologiczny. Wszystkie te zalety sprawiają, że opcja elektrowni gazowej jest wyjątkowo interesująca dla przyszłych inwestorów.

Koszt krańcowy produkcji dla tego typu jednostek zależy w dużym stopniu od cen gazu. Opłacalność inwestycji w przypadku turbin gazowych zależy od tego czy i w jakim czasie koszty inwestycji uda się odzyskać. Jednakże gdy decyzja o inwestycji już zapadła i kapitał został zainwestowany, wtedy wydaje się, że najlepszą strategią dla nowo powstałych firm jest oferowanie energii po kosztach krańcowych produkcji. Inwestycja będzie opłacalna jedynie wtedy, gdy nowy producent spodziewa się, że cena rynkowa nie zawsze będzie równa jego kosztom krańcowym i że przychód, który uzyska ze sprzedaży energii po cenie wyższej niż jego koszt krańcowy, będzie na tyle duży, że uda mu się pokryć również jego koszty stałe.

Podczas gdy potencjalni inwestorzy mogą podejmować swoje decyzje odnośnie inwestycji w oparciu o obserwacje bieżących cen rynkowych, to obawa przed wojną cenową producentów może stanowić poważną barierę przed wejściem na rynek. Wojny cenowe (*predatory behaviour*) mogą być stosowane przez działające już na rynku firmy w celu uniemożliwienia wejścia na rynek nowym producentom. Fakt, że na rynku istnieje nadmiar energii, znakomicie ułatwia wojny cenowe funkcjonujących na nim firm, pozwalając im na utrzymywanie niskich cen energii w okresach szczytu.

W krótkim i średnim okresie czasu poziom nowych inwestycji może być ograniczony ze względu na niezbędny czas budowy i uruchamiania elektrowni. Na przykład budowa elektrowni gazowej zajmuje około 2 lat. Dodatkowo 3 do 5 lat jest niezbędne dla oceny techniczno – ekologicznej, zatwierdzenia inwestycji oraz zakończenia kontraktu. Stąd też, nawet jeżeli potencjalny nowy producent może przyczynić się do poprawy konkurencyjności w średnim okresie czasu, to wciąż istnieje niebezpieczeństwo eksploatacji rynku przez istniejące firmy w krótkim okresie czasu.

10.6.4. Wpływ regulacji

Innym potencjalnym źródłem powstawania niekonkurencyjnych zachowań jest obawa przed interwencją urzędów regulacji. Na niektórych rynkach mogą być obecne pewne formy regulacji cenowej, stwarzając przywileje dla niektórych producentów. Z drugiej strony groźba, że wysokie ceny na rynku energii mogą spowodować wprowadzenie pewnych regulacji cenowych spowodować, że wytwórcy będą ograniczali próby nadużywania siły rynkowej.

10.6.5. Możliwość zмовы

Możliwość zмовы grupy producentów zależy od wielu czynników, takich jak: poziom koncentracji, łatwość wprowadzania na rynek nowych wytwórców lub też rozszerzenie produkcji przez firmy, częstotliwości, z jakimi ustalane są ceny, powtarzalność natury interakcji pomiędzy firmami, zdolności firmy do

monitorowania zachowań konkurentów lub potencjalnych uczestników zmonopolizacji. Niestety, modele ekonomiczne dotyczące zmonopolizacji producentów generalnie oferują niewielką pomoc w wykrywaniu takich przypadków.

10.6. Podsumowanie

Badanie siły rynkowej uczestników rynku hurtowego powinno być podstawowym działaniem agencji rządowych wprowadzających regulacje rynkowe oraz decydujących o przyszłej strukturze rynku energii elektrycznej. Procesy reform i prywatyzacji powinny być poprzedzone zdefiniowaniem docelowej struktury rynku w zakresie wielkości przedsiębiorstw oraz ich form własności. Następnym krokiem powinno być badanie siły rynkowej planowanych struktur i ewentualna korekta ich struktur. Ma to decydujące znaczenie dla powodzenia reformy w elektroenergetyce.

Dokonujące się zmiany struktury sektora elektroenergetycznego wymagają ciągłego monitorowania siły rynkowej uczestników rynku energii. Powinno podejmować się badania siły rynkowej uczestników rynku stosując następujące główne kryteria:

- Ilości uczestników,
- Koncentracji wytwarzania,
- Koncentracji obrotu,
- Nabycie przedsiębiorstwa energetycznego,
- Łączenie przedsiębiorstw energetycznych,
- Zachowań rynkowych.

Stosując kryterium ilości uczestników badanie siły rynkowej podejmuje się jeżeli ilość uczestników rynku w jakimkolwiek segmencie rynku jest mniejsza niż 5 podmiotów jest podejmowane badanie siły rynkowej.

Stosując kryterium koncentracji wytwarzania badanie siły rynkowej jest podejmowane, gdy zachodzi jeden z następujących przypadków:

- Wytwórca kontroluje jednostki wytwórcze o mocach znamionowych, których suma przekracza 5000 MW,
- Produkcja energii elektrycznej wytwórcy jest większa niż 30-40% całkowitego zapotrzebowania rocznego w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Stosując kryterium koncentracji obrotu badanie siły rynkowej jest podejmowane, gdy zachodzi jeden z następujących przypadków:

- Nabywca na rynku hurtowym kontroluje jednostki graficzne odbiorcze o średnim poborze energii większym niż 5000 MWh w ciągu godziny,

- Nabywca na rynku hurtowym kontroluje jednostki grafikowe odbiorcze pobierające więcej niż 30% całkowitego zapotrzebowania rocznego w krajowym systemie elektroenergetycznym.

W przypadku zmiany właściciela przedsiębiorstwa lub pakietu kontrolnego akcji badanie siły rynkowej powinno podejmować się niezależnie od wielkości przedsiębiorstwa energetycznego. Kiedy przedsiębiorstwo energetyczne jest nabywane przez podmiot prowadzący działalność w sektorze energetycznym poza granicami Polski w badaniu siły rynkowej powinno uwzględniać się jego działalności w innych krajach i możliwość wpływania na rynek energii elektrycznej w Polsce.

W przypadku łączenia przedsiębiorstw energetycznych badanie siły rynkowej powinno być podejmowane jeżeli w wyniku połączenia zostanie spełnione jedno z kryteriów dotyczących koncentracji wytwarzania lub obrotu.

W przypadku nabycia przedsiębiorstwa energetycznego przez podmiot prowadzący działalność w sektorze energetycznym poza granicami Polski w badaniu siły rynkowej uwzględnia się jego działalności w innych krajach i możliwość wpływania na rynek energii elektrycznej w Polsce.

Badanie siły rynkowej powinno podejmować się na wniosek operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów rozdzielczych oraz na wniosek operatorów giełd energii kiedy zachowania uczestnika rynku zdaniem danego operatora może wskazywać na nadużywanie siły rynkowej. Przepisy regulujące działanie rynku energii elektrycznej powinny nakładać na operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów rozdzielczych oraz operatorów giełd obowiązek monitorowania zachowań uczestników rynku i przekazywania odpowiednich raportów Prezesowi Urzędu Regulacji.

Po sprawdzeniu wstępnych kryteriów badanie siły rynkowej powinno odbywać się za pomocą modeli Cournota i Bertranda a w przypadku niejednoznacznych wyników również przy pomocy symulatorów rynku energii elektrycznej.

Z1. Algorytmy rozdziału obciążeń

Z1.1. Sformułowanie problemu

Operator systemu przesyłowego przygotowuje rozdział obciążeń dla każdej jednostki wytwórczej w każdym okresie handlowym dla danego horyzontu czasowego. Najpierw przygotowuje się wstępny rozdział obciążeń na “dobę przed” na podstawie zgłoszonych ofert i przewidywanego poboru mocy, zwany planem koordynacyjnym dobowym.

Przed wprowadzeniem rynku energii elektrycznej główne zadanie operatora systemu przesyłowego polegało na:

- określeniu składu jednostek wytwórczych,
- ekonomicznym rozdziale obciążeń.

Określenie składu jednostek wytwórczych polega na wyborze najbardziej odpowiednich jednostek niezbędnych dla zaspokojenia przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną. Natomiast ekonomiczny rozdział obciążeń ma na celu wybór stopnia obciążenia jednostek wytwórczych, tak aby zminimalizować całkowity koszt dostawy energii. W przypadku ekonomicznego rozdziału obciążeń operator systemu przesyłowego wykorzystuje charakterystyki kosztowe poszczególnych jednostek wytwórczych. Informacje o kosztach są ustalane na podstawie kosztów wytwarzania obliczanych przez poszczególne elektrownie.

Określenie składu jednostek wytwórczych jest zadaniem skomplikowanym ze względu na to, że należy wybrać szereg podzbiorów ze zbioru możliwych rozwiązań. Każdy z tych podzbiorów jest testowany w celu określenia optymalnej pracy systemu z ekonomicznego punktu widzenia. Podczas selekcjonowania podzbiorów jednostek wytwórczych zakłada się, że jednostki wytwórcze mogą zostać włączone do pracy lub być odstawione. Tego typu założenie prowadzi do problemu optymalizacji ze zmiennymi całkowitymi. Istnieją dwie szeroko rozpowszechnione techniki rozwiązywania tego typu problemów optymalizacyjnych: programowanie binarne i programowanie dynamiczne [54].

Z1.2. Ekonomiczny rozdział obciążeń

Zakładając, że jednostki, które mają wytwarzać energię elektryczną, zostały wcześniej wybrane i że nie istnieją żadne ograniczenia w czasie odnośnie ilości wytwarzanej energii, to ekonomiczny rozdział obciążeń dla danego okresu handlowego może być sformułowany jako minimalizacja kosztu całkowitego wytwarzania energii:

$$J(P_i) = \sum_{i=1}^N f_i(P_i) \quad (Z1.1)$$

gdzie $f_i(P_i)$ jest kosztem określonym funkcją obciążenia danej jednostki wytwórczej „i” w czasie, gdy jest ona obciążona mocą P_i .

Proces minimalizacji funkcji celu podlega ograniczeniom wynikającym z konieczności zapewnienia równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię i energią wytworzoną w danej chwili.

$$D_{Total} = \sum_{i=1}^N P_i \quad (Z1.2)$$

Ponadto jednostki wytwórcze podlegają ograniczeniom technicznym wyznaczającym pracę w zakresie od minimalnej do maksymalnej zdolności wytwórczej danej jednostki.

$$P_i^{Min} \leq P_i \leq P_i^{Max} \quad (Z1.3)$$

Minimum funkcji celu zdefiniowanej równaniem (Z1.1) musi być określone dla każdego okresu handlowego. Problem optymalizacyjny sformułowany równaniami (Z1.1) ÷ (Z1.3) może być rozwiązany przy zastosowaniu mnożników Lagrange’a.

Z1.3. Ekonomiczny rozdział obciążeń – dla kilku systemów

W praktyce określenie składu jednostek wytwórczych oraz ekonomiczny rozdział obciążeń przeprowadzane są na kilka dni naprzód, a w wielu przypadkach dla kilku połączonych ze sobą systemów [20].

Z1.3.1. Funkcja celu

Funkcja celu może być sformułowana w postaci sumy całkowitego kosztu wytwarzania:

$$J_1(j, i, P_{j,i}(t)) = \sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^{N_j} \sum_{t=1}^T f_{ji}(P_{j,i}(t)) \quad (Z1.4)$$

gdzie: K jest liczbą systemów; N_j oznacza liczbę jednostek wytwórczych w obszarze „j”; T jest liczbą przedziałów czasowych, w których przeprowadzana jest optymalizacja, $P_{j,i}(t)$ oznacza moc jednostki wytwórczej „i” w obszarze „j” w przedziale czasowym „t”; f_{ji} jest funkcją kosztową jednostki wytwórczej „i” w obszarze „j”.

Niekiedy w funkcji celu uwzględnia się również koszty dodatkowe, takie jak koszt rozruchu jednostki [20].

$$J_2(j, i, \tau_{j,i}) = \sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^{N_j} \sum_{t=1}^T \{STc_{ji}(-\tau_{j,i}(t-1))[1-U_{j,i}(t-1)]U_{j,i}(t)\} \quad (Z1.5)$$

gdzie: $\tau_{j,i}$ jest liczbą kolejnych godzin, w których jednostka „ j,i ” była odstawiona (gdy $\tau_{j,i}$ jest ze znakiem minus) lub włączona do systemu (gdy $\tau_{j,i}$ jest ze znakiem plus); $U_{j,i}(t)$ oznacza status jednostki (włączona/odstawiona) w przedziale czasowym „ t ”.

Wtedy funkcja celu jest sumą kosztów wytwarzania energii oraz kosztów rozruchu:

$$J(j, i, P_{j,i}, \tau_{j,i}) = \sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^{N_j} \sum_{t=1}^T \{f_{j,i}[P_{j,i}(t)] + STc_{ji}[-\tau_{j,i}(t-1)][1-U_{j,i}(t-1)]U_{j,i}(t)\} \quad (Z1.6)$$

Z1.3.2. Formułowanie ograniczeń

Funkcja optymalizująca podlega wielu ograniczeniom, które mogą być zaszeregowane do dwóch kategorii:

- ograniczenia wynikające z charakterystyk technicznych jednostek wytwórczych,
- ograniczenia systemowe.

Pierwsza kategoria zawiera ograniczenia wynikające z następujących czynników:

- minimalnej i maksymalnej mocy jednostki wytwórczej,
- minimalnego czasu włączania do ruchu oraz minimalnego czasu odstawiania jednostki wytwórczej,
- ograniczeń dotyczących użytecznej rezerwy wirującej,
- istnienia w systemie jednostek wytwórczych, które muszą być w ruchu oraz takich, które muszą być odstawione.

Druga kategoria odnosi się do następujących czynników:

- konieczności zachowania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię a energią wytworzoną w danej chwili,
- ograniczeń dotyczących sieci przesyłowych,
- wymagań dotyczących wirującej rezerwy systemowej oraz rezerwy w poszczególnych obszarach czy rejonach.

Niekiedy te dwie kategorie ograniczeń są analizowane oddzielnie, lecz w praktyce pomiędzy nimi istnieje ścisła korelacja. Na przykład jednostki wytwórcze, które muszą być w ruchu są określane na podstawie warunków istniejących w systemie energetycznym. Użyteczna rezerwa wirująca odnosi się do wymagań rezerwy zarówno na danym obszarze czy rejonie, jak i w całym systemie energetycznym.

Z1.3.3. Pokrycie zapotrzebowania

Jednostki wytwórcze wyznaczone do ruchu muszą pokryć całkowite zapotrzebowanie na energię oraz wszystkie straty w systemie w każdym przedziale czasowym:

$$\sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^{N_j} P_{j,i}(t) = \sum_{j=1}^K [D_j(t) + \Delta L_j(t)] \quad (Z1.7)$$

gdzie: $D_j(t)$ jest zapotrzebowaniem w obszarze „j” w przedziale czasowym „t”; $\Delta L_j(t)$ reprezentuje straty w obszarze „j” w przedziale czasowym „t”.

Różnice pomiędzy regionalnym rozdziałem obciążeń oraz zapotrzebowaniem na energię w danym rejonie powodują przepływ energii pomiędzy poszczególnymi regionami/obszarami.

Z1.3.4. Zdolności przesyłowych sieci

Optimalny rozdział obciążeń musi brać pod uwagę maksymalną zdolność przesyłową sieci. Ten warunek może zostać sformułowany w następujący sposób:

$$\sum_{j=1}^K (\alpha_{l,k})_j \left\{ \sum_{i=1}^{N_j} P_{j,i}(t) - [D_j(t) + \Delta L_j(t)] \right\} \leq T_{l,k} [\beta_{j,i} P_{j,i}(t), Th] \quad (Z1.8)$$

gdzie: $(\alpha_{l,k})_j$ jest współczynnikiem zdolności przesyłowych sieci w obszarze (rejonie) „j” związanym z przepływem mocy z obszaru „l” do obszaru „k”; $T_{l,k}(\cdot)$ oznacza ograniczenia w przepływie mocy z obszaru „l” do obszaru „k”; $\beta_{j,i}$ jest współczynnikiem liniowym określającym zdolność przesyłową sieci w funkcji rozdziału obciążeń; Th oznacza współczynnik termiczny zdolności przesyłowej sieci.

Zdolność przesyłowa sieci jest z reguły definiowana jako funkcja rozdziału obciążeń oraz sieciowych ograniczeń termicznych. Relacje funkcyjne pomiędzy rozdziałem obciążeń a zdolnością przesyłową są nieliniowe. Jednakże dla celów obliczeniowych stosuje się najczęściej linearyzację metodą regresji wielowymiarowej.

Z1.3.5. Wymagania dotyczące rezerwy wirującej

Algorytm dla określenia struktury jednostek wytwórczych w połączonych systemach uwzględnia również wymagania dotyczące rezerwy wirującej:

$$\sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^{N_j} S_{j,i}(t) = \sum_{j=1}^K S_j^R(t) \quad (Z1.9)$$

gdzie: $S_{j,i}(t)$ jest rezerwą wirującą jednostki wytwórczej „i” w obszarze „k” w przedziale czasowym „t”; $S_j^R(t)$ oznacza wymagania dotyczące rezerwy wirującej w obszarze „j” w przedziale czasowym „t”.

Przy rozdziale rezerwy wirującej należy brać pod uwagę maksymalną przepustowość sieci, ponieważ rezerwa wirująca na danym obszarze może zostać wykorzystana do wspomagania generacji na innych obszarach. Może to być przedstawione biorąc pod uwagę równania (Z1.8) i (Z1.9) w następującej postaci:

$$\sum_{j=1}^K (\alpha_{l,k})_j \left\{ \sum_{i=1}^{N_j} [P_{j,i}(t) + S_{j,i}(t)] - [D_j(t) + \Delta L_j(t) + S_j^R(t)] \right\} \leq T_{l,k} [\beta_{j,i} P_{j,i}(t), Th] \quad (Z1.10)$$

Z1.3.6. Ograniczenia techniczne jednostek wytwórczych

Minimalny czas rozruchu oraz minimalny czas odstawienia są definiowane dwoma warunkami logicznymi:

$$\begin{aligned} U_{j,i}(t) &= 1, \quad \text{if } 0 < \tau_{j,i}(t-1) < \text{Min_Up_}T_{j,i} \\ U_{j,i}(t) &= 0, \quad \text{if } 0 < -\tau_{j,i}(t-1) < \text{Min_D_}T_{j,i} \end{aligned} \quad (Z1.11)$$

W przypadku jednostek o wytwarzaniu wymuszonym zmienna logiczna $U_{j,i}(t)$ jest równa jeden, natomiast gdy jednostka musi być odstawiona zmienna ta wynosi zero.

$$U_{j,i}(t) = 1, \quad \text{if } \text{Must_Run_Unit}_{j,i} \quad (Z1.12)$$

$$U_{j,i}(t) = 0, \quad \text{if } \text{Must_Off_Unit}_{j,i} \quad (Z1.13)$$

Obciążenie każdej jednostki wyznaczonej do ruchu nie może być większe od maksimum ani mniejsze od minimum mocy danej jednostki wytwórczej.

$$P_{j,i}^{\text{Min}}(t) \leq P_{j,i}(t) \leq P_{j,i}^{\text{Max}}(t) \quad (Z1.14)$$

Limit użytecznej rezerwy wirującej definiuje się jako:

$$S_{j,i}(t) \leq P_{j,i}^{Max}(t) - P_{j,i}(t) \quad (Z1.15)$$

oraz

$$S_{j,i}(t) \leq S_{j,i}^{Max}(t) \quad (Z1.16)$$

Z1.4. Wyznaczenia rozdziału obciążeń

Z1.4.1. Stosowane metody

Problem znalezienia minimum funkcji celu z ograniczeniami może zostać rozwiązany przy zastosowaniu jednej ze znanych metod optymalizacyjnych. Najczęściej stosuje się metody [11], [54]:

- metodę priorytetów,
- programowanie dynamiczne,
- metodę opartą na relaksacji Lagrange'a,
- programowanie liniowe.

Pierwsze trzy metody są zazwyczaj modyfikowane w celu przystosowania ich do specyficznych problemów systemu elektroenergetycznego oraz umożliwienia redukcji czasu obliczeń.

Zazwyczaj tego typu modyfikacje są dokonywane poprzez zastosowanie metody sekwencyjnej [20] lub metody bezpośredniej [47].

Z1.4.2. Metoda priorytetów

Metoda priorytetów jest oparta na średnich kosztach wytwarzania, zakładając pełne obciążenie jednostki wytwórczej. Jednostki wytwórcze zostają uszeregowane według kosztów produkcji, począwszy od najtańszej do najdroższej. W każdym okresie handlowym do produkcji wybierane są jednostki najtańsze, a następnie dodaje się kolejno coraz droższe jednostki, aż do momentu gdy zostanie zaspokojone zapotrzebowanie na energię elektryczną. W większości metod priorytetowych stosuje się prosty algorytm typu odstawienia, w którym w każdym okresie handlowym, gdy zapotrzebowanie na energię maleje, przeprowadzana jest weryfikacja i odstawiane są z ruchu kolejne najdroższe jednostki wytwórcze aż do momentu gdy zostanie zrównoważony popyt z podażą. Podobna lista priorytetów jest stosowna w metodzie opartej na programowaniu dynamicznym [54].

Z1.4.3. Programowanie dynamiczne

W programowaniu dynamicznym wektor stanu opisujący problem optymalizacyjny wynika ze struktury jednostek wytwórczych. W przypadku, gdy istnieje monopol w

sektorze energetycznym zakłada się, że duże jednostki termiczne są jednostkami o wytwarzaniu wymuszonym. Tego typu jednostki muszą być przyłączone do systemu, jeżeli tylko mogą one pracować. Zakładając, że znany jest status jednostek o wytwarzaniu wymuszonym, wektor stanu zazwyczaj odnosi się jedynie do jednostek, które mogą zostać odstawione. Większość metod traktuje jednostki szczytowe jako przypadek szczególny. Tego typu podejście powoduje znaczne zmniejszenie wymiarowości problemu optymalizacyjnego.

Równanie dynamiczne stanów jednostek wytwórczych może zostać przedstawione w następujący sposób [11]:

$$U(t+1) = U(t) + Y(t) \quad (Z1.17)$$

gdzie: $U(t) \in (1,0)$ jest wektorem stanu jednostki wytwórczej; $Y_i(t) \in (-1, 0, 1)$ jest wektorem zmian stanu i wynosi „-1” gdy jednostka wytwórcza jest wyłączona z ruchu, „0” gdy status pozostaje niezmienny oraz „+1” gdy jednostka zostaje włączona do ruchu.

Programowanie dynamiczne wymaga użycia procedur aproksymacyjnych „do przodu”, kiedy rozwiązywane są następujące równania funkcyjne [11], [54]:

$$l(U(t), t) = \min_Y \{ l(g(U(t), Y(t-1)), t-1) + OC(U(t), t) + STC(Y(t-1)) \} \quad (Z1.18)$$

gdzie: $g(U(t), Y(t-1))$ stanowi równanie transformacji „wstecznej”: $U(t-1) = U(t) - Y(t-1)$; $l(U(t), t)$ jest optymalnym kosztem począwszy od momentu rozruchu aż do czasu „t” kończącego stan U ; $OC(U(t), t)$ odzwierciedla koszt paliwa i remontów; $STC(Y(t-1))$ jest kosztem rozruchu dla decyzji $Y(t-1)$.

Pomimo tego, że rozważa się jedynie jednostki, które mogą zostać odstawione, wymiar wektora stanu może osiągać dużą wartość. Dla „n” tego typu jednostek wymiar wektora stanu wynosi 2^n . Wymiarowość wektora stanu staje się jeszcze większym problemem, gdy koszty rozruchu oraz minimalny czas rozruchu i odstawienia są funkcjami czasu. W rezultacie wektor stanu osiąga wymiarowość m^n , gdzie „m” zależy od sumy minimalnego czasu rozruchu i odstawienia. Zwykle m jest równe 10 [54].

Jeżeli weźmie się pod uwagę wszystkie ograniczenia, wówczas wymiarowość wektora stanu może być znacznie zmniejszona. W wielu metodach opartych na programowaniu dynamicznym stosuje się aproksymacje w celu zmniejszenia wymiarowości problemu, jak np. w metodzie kolejności priorytetowych. Jednakże tego typu podejście ma znaczny wpływ na procedury optymalizacyjne i może prowadzić do rozwiązań suboptymalnych.

Wyróżnia się następujące przykłady metod aproksymacji programowania dynamicznego:

- kombinacja sekwencyjna,

- kombinacja okrojona,
- kombinacja sekwencyjno/okrojona.

Pierwsza metoda generuje podzbiory możliwych kombinacji poprzez ustawienie jednostek wytwórczych w sekwencji listy priorytetów. Jeżeli rozpatrywane jest „n” jednostek, to możliwe jest jedynie „n+1” kombinacji. Przez to uzyskuje się znaczne zmniejszenie wymaganego czasu obliczeń. Ponieważ wiele kombinacji zostało odrzuconych, tego typu podejście może nie doprowadzić do optymalnego rozwiązania. W drugiej metodzie – kombinacja okrojona – generowany jest szereg możliwych kombinacji poprzez wybór pewnej (ograniczonej) liczby jednostek wytwórczych dla danego zakresu poszukiwań. Trzecia metoda łączy w sobie dwa poprzednie podejścia. Przeprowadzone badania porównawcze wykazały, że każda z metod ma zarówno aspekty pozytywne jak i negatywne.

Z1.4.4. Relaksacja Lagrange’a

W metodzie tej zakłada się, że funkcja celu stanowi funkcję kosztu z dwoma kategoriami ograniczeń dotyczącymi pojedynczej jednostki wytwórczej oraz szeregu sprzężonych ograniczeń, które wynikają z wymagań technicznych systemu elektroenergetycznego [19], [11].

Metoda relaksacji Lagrange’a dla pojedynczego obszaru może zostać sformowana w postaci funkcji celu; odzwierciedla ona koszt wytwarzania oraz koszt rezerwy wirującej:

$$J = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T f_i(P_i(t), U_i(t)) \rightarrow \min \quad (Z1.19)$$

Funkcja (Z1.19) podlega ograniczeniom związanym z jednostkami wytwórczymi

$$IC(P_i(t), U_i(t)) \leq 0 \quad (Z1.20)$$

oraz ograniczeniami rezerwy

$$\sum_{i=1}^N R_{i,n}(P_i(t), U_i(t)) \geq Res_Req_n(t) \quad (Z1.21)$$

Ograniczenia są włączone do funkcji celu poprzez współczynnik zwany mnożnikiem Lagrange’a.

$$L(P_i(t), U_i(t)) = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [f_i(P_i(t), U_i(t)) + \sum_{n=1}^{N_{con}} \lambda_n R_{i,n}(P_i(t), U_i(t))] \quad (Z1.22)$$

Zadanie optymalizacyjne polega na znalezieniu optymalnych wartości obciążeń oraz mnożników Lagrange'a, tak aby zminimalizować całkowitą funkcję celu. Można to osiągnąć stosując podejście dualne, jednakże metoda ta nie prowadzi do rozwiązań optymalnych w przypadku problemów niewypukłych. Problem określenia struktury wytwarzania prowadzi zwykle do funkcji niewypukłych, co powoduje różnice pomiędzy rozwiązaniem problemu relaksacyjnego, a rozwiązaniem mającym na celu otrzymanie optymalnych kosztów.

Istnieje wiele publikacji, w których proponowane są modyfikacje metody Lagrange'a w taki sposób, aby zapewnić uzyskanie optymalnego lub quasi optymalnego rozwiązania problemu. Jak do tej pory nie osiągnięto jednak zadawalających optymalnych rozwiązań, stosując metodę relaksacji.

Z1.4.5. Programowanie liniowe

Programowanie liniowe stanowi efektywną technikę optymalizacyjną w przypadku, gdy funkcja celu oraz jej ograniczenia mogą być opisane jako liniowa kombinacja zmiennych i parametrów stałych. Formułując problem liniowy, zakłada się, że funkcja celu ma postać iloczynu skalarnego:

$$J = \langle c, x \rangle \quad (Z1.23)$$

gdzie: $c \in R^n$ jest wektorem o stałych parametrach; $x \in R^n$ jest wektorem o niezidentyfikowanym stanie.

Ograniczenia są zazwyczaj formułowane w następujący sposób:

$$x_i \geq 0 \quad (Z1.24)$$

$$B_1 x \geq 0 \quad B_2 x = 0 \quad \text{oraz} \quad B_3 x \leq 0 \quad (Z1.25)$$

gdzie: $B_1[m_1, n]$, $B_2[m_2, n]$ oraz $B_3[m_3, n]$ są macierzami ograniczeń.

Problem rozdziału obciążeń może zostać rozwiązany przy pomocy programowania liniowego w przypadku, gdy wszystkie funkcje są liniowe. Spełnienie tego warunku wymaga wprowadzenia szeregu założeń, takich jak:

- koszt wytwarzania dla każdej jednostki generującej jest stały,
- straty sieciowe, opisane za pomocą równań nieliniowych, powinny zostać aproksymowane przez funkcję liniową, np. przy zastosowaniu metody aproksymacji odcinkowej,
- przepustowości linii przesyłowych są funkcjami liniowymi dla rozdziału obciążeń i temperatury.

Tego typu uproszczenia mają zazwyczaj wpływ na końcowe rozwiązania, które mogą w znacznym stopniu odbiegać od rozwiązań optymalnych otrzymanych za pomocą innych metod.

Z1.4.6. Inne metody

Niedostatki programowania dynamicznego oraz metod relaksacyjnych spowodowały podejmowanie licznych prób poszukiwania innych metod mających na celu optymalizację rozdziału obciążeń. Spośród wielu opublikowanych metod najbardziej znane są [54]:

- metoda branch-and-bound,
- liniowe programowanie mixed-integer,
- nieliniowe programowanie mixed-integer,
- metoda branch-and-bound z relaksacją Lagrange’a,
- metoda dekompozycji Bendersa.

Z1.5. Rozdział obciążeń na rynkach energii elektrycznej

Wprowadzenie rynków energii elektrycznej spowodowało radykalną zmianę w podejściu do problemu określenia struktury wytwarzania. Konieczne stało się znalezienie nowych metod mających na celu optymalizację tego problemu. Metodologie, a w konsekwencji rozwój oprogramowania, pozostają wciąż daleko w tyle za szybko rozwijającymi się rynkami energii. W konsekwencji w wielu krajach regulacje rynkowe musiały zostać dostosowane do aktualnie istniejących systemów rozdziału obciążeń.

Z1.5.1. Optymalizacja globalna i lokalna

W przypadku istnienia monopolu w sektorze energetycznym najistotniejsza jest optymalizacja globalna zasobów wytwarzania energii w celu osiągnięcia przez monopol maksymalnych zysków. Cena za energię elektryczną jest w dużej mierze kontrolowana przez państwo lub ustalana w kontraktach długoterminowych, dlatego też optymalizacja jednostek wytwórczych oraz zmniejszenie kosztów wytwarzania prowadzi zazwyczaj do osiągnięcia dobrych wyników ekonomicznych.

Na rynkach energii elektrycznej jednostki wytwórcze same są odpowiedzialne za przedstawianie ofert produkcji, w których określane są zarówno ilość energii przeznaczona na sprzedaż jak i cena, którą oferujący chce uzyskać za wyprodukowaną energię. Operator systemu przesyłowego nie jest odpowiedzialny za optymalizację kosztów produkcji indywidualnych wytwórców. Jego decyzje są oparte jedynie na przedstawionych przez poszczególne elektrownie ofertach, które mogą, ale nie muszą, odzwierciedlać rzeczywistych kosztów wytwarzania. Przyjmuje się, że zazwyczaj ceny oferowanej energii odzwierciedlają co najmniej koszty zmienne elektrowni, jednakże faktyczne relacje cenowe do kosztów produkcji zależą od przyjętej przez poszczególne elektrownie strategii składania ofert. Na

rynkach energii elektrycznej często stosuje się ceny krańcowe. Wówczas najdroższa oferta przyjęta do realizacji wyznacza cenę za energię. Jest ona taka sama dla wszystkich zakwalifikowanych do ruchu jednostek. Jeżeli cena podana w ofercie jest oparta na kosztach zmiennych wytwarzania, jednostka, która została przyjęta do realizacji jako ostatnia, nie jest w stanie odzyskać swoich kosztów stałych. Jeżeli taka sytuacja powtarza się, rozpatrywana jednostka wytwórcza albo musi obniżyć swoje koszty, albo zostanie wyeliminowana z rynku.

Na rynkach o strukturze typu giełda energii – rynek bilansujący zazwyczaj stosuje się dwa rodzaje cen: ceny krańcowe na giełdach energii oraz ceny ofertowe na rynku bilansującym. W tym ostatnim przypadku producenci za sprzedaną energię otrzymują ceny zgodnie ze zgłoszonymi przez nich ofertami. Na rynku bilansującym stosuje się również cenę rozliczeniową odchyleniową, jaką płacą wszyscy uczestnicy rynku bilansującego, zarówno wytwórcy jak i odbiorcy, za odchylenie od skorygowanych pozycji kontraktowych.

Na rynkach energii elektrycznej optymalizacja globalna, charakterystyczna dla systemu monopolu, jest zastępowana przez optymalizację lokalną prowadzoną w oparciu o oferty. Mogłoby się wydawać, że na rynkach energii elektrycznej koszt dostarczanej energii jest większy niż w przypadku monopolu, ponieważ optymalizacja lokalna nie gwarantuje lepszych rozwiązań niż optymalizacja globalna. Jednakże wprowadzenie konkurencji na rynku energii elektrycznej powoduje, że całkowite koszty wytwarzania są znacznie niższe niż w przypadku działającego monopolu. Jeżeli rynek energii elektrycznej został prawidłowo zaprojektowany, tzn. gdy żadna z elektrowni nie może kontrolować cen energii, cena ta powinna maleć. Natomiast gdy właściciele elektrowni są w stanie kontrolować rynek, zazwyczaj wykorzystają tę możliwość do podniesienia cen.

Powyższe rozważania można podsumować stwierdzeniem, że każdy algorytm ekonomicznego rozdziału obciążeń może prowadzić do zmniejszenia całkowitych kosztów pod warunkiem, że struktura rynku oraz regulacje rynkowe zapewniają, że żadna z elektrowni nie jest w stanie kontrolować rynku, a co za tym idzie cen energii.

Z1.5.2. Konieczność opracowania nowych algorytmów

Producenci energii przedstawiają swoje oferty dla każdej jednostki wytwórczej w postaci bloków o zdefiniowanych trzech parametrach:

- czasie produkcji (godzina),
- ilości energii (wolumen),
- cenie energii elektrycznej.

Zgłoszenia na rynku bilansującym mają dwie główne formy:

- umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- oferty bilansujące z podanymi wielkościami energii oraz cenami w 10 pasmach.

W oparciu o takie właśnie informacje powinny działać algorytmy rozdziału obciążeń w warunkach rynkowych.

Z1.5.3. Rozdział obciążeń oparty na programowaniu liniowym

Przykładem zastosowania programowania liniowego do rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych na rynkach energii elektrycznej jest algorytm zwany *Scheduling, Pricing and Dispatch* (SPD) rozwinięty dla rynku nowozelandzkiego, ostatnio zastosowany również w Australii [1].

Nieliniowość w strukturze ofert jest niwelowana za pomocą założenia, że każda oferta stanowi oddzielną zmienną. Prowadzi to do dużej wymiarowości problemu, gdyż liczba zmiennych definiowana jest jako:

$$N = n * m_{band} \quad (Z1.26)$$

gdzie: n jest liczbą jednostek wytwórczych oferujących energię na rynek; m_{band} jest maksymalną liczbą pasm energii, na którą zezwalają regulacje.

Algorytm SPD rozwinięty został dla rynku w Nowej Zelandii dla 48 półgodzinnych okresów handlowych. Oferty energii i cen przedstawiane są w 10 pasmach. Funkcja celu definiowana jest jako:

$$J = \sum_{mi=1}^{MN} \sum_{i=1}^n \sum_{tt=1}^{N_{tt}} \sum_{ti=1}^{N_{ti}} \sum_{ns=1}^{NS} BMW(mi, i, tt, ti, ns) * BP(mi, i, tt, ti, ns) \rightarrow \min \quad (Z1.27)$$

gdzie: $BMW(\cdot)$ określa oferty energii; $BP(\cdot)$ określa oferty cen; mi jest indeksem węzłowym definiującym lokalizację uczestnika; i jest indeksem szyn, do której jest przyłączona dana jednostka wytwórcza; tt określa rodzaj jednostki składającej ofertę; ti jest indeksem operatora handlowego; t jest podstawowym okresem handlowym równym 30 lub 60 minut w zależności od rozwiązań rynkowych.

Każda oferta bloku energii jest ograniczona z góry i z dołu. Oferty energii mają następujące ograniczenia:

$$0 \leq BMW(mi, i, tt, ti, ns) \leq BMW^{Max}(mi, i, tt, ti, ns) \quad (Z1.28)$$

Podobnie oferty składane przez odbiorców oferujących zmniejszenie poboru energii elektrycznej w tzw. sterowalnych obciążeniach (zwanym czasem ujemnymi MW) są definiowane jako:

$$0 \geq BMW(mi, i, tt, ti, ns) \geq BMW^{Max}(mi, i, tt, ti, t, ns) \quad (Z1.29)$$

Ograniczenia sieci przesyłowych są opisane dla zlinearyzowanego modelu przepływu mocy z uwzględnieniem strat sieciowych:

$$PG_{t,i} - PD_{t,i} - Plss_{t,i} = S_B \sum_{j=1}^n B_{i,j} \Theta_{t,j} \quad (Z1.30)$$

gdzie: $PG_{t,i}$ jest energią doprowadzaną do węzła „i” w czasie „t”; $PD_{t,i}$ jest zapotrzebowaniem na energię w węźle „i” w czasie „t”; S_B jest mocą bazową w MVA; $B_{i,j}$ jest admitancją sieciową pomiędzy węzłami „i” oraz „j”; $\Theta_{t,j}$ określa kąt napięcia w radianach w węźle „j” w czasie „t”.

Straty w liniach są modelowane jako odcinkowa funkcja liniowa

$$BLoss_{it} = \sum_{bs=1}^{Nbs} BFlow_{it}(bs) * LF_i(bs) \quad (Z1.31)$$

gdzie: bs jest indeksem segmentu strat.

Przyjmuje się, że straty w liniach są ekwiwalentem obciążenia $Plss_{t,i}$ na szynie odbiorczej „i”.

Algorytm SPD modeluje również ograniczenia szybkości obciążania i odciążania jednostek wytwórczych. Do rozwiązania tego zadania SPD używa programowania liniowego.

Zastosowanie metody programowania liniowego do wyznaczania rozdziału obciążeń na rynkach energii elektrycznej ma liczne zalety. Najważniejszą jest możliwość wprowadzenia dodatkowych ograniczeń w stosunkowo prosty sposób. Jednakże metoda ta akceptuje jedynie funkcje liniowe, a to wymaga linearyzacji strat sieciowych i równań określających maksymalną dynamiczną przepustowość sieci przesyłowych. Linearyzacja strat sieciowych nie ma istotnego wpływu na wynik optymalizacji w przypadku, gdy jest ona przeprowadzona we właściwy sposób. Jednakże linearyzacja równań określających maksymalną przepustowość sieci przesyłowych może mieć duży wpływ na rozdział obciążeń, a w konsekwencji na pozycję finansową jednostek wytwórczych.

Największą wadą algorytmu programowania liniowego jest brak rozwiązań w przypadku, gdy problem optymalizacyjny jest „over constrained”. W praktyce zdarza się to bardzo rzadko.

Z1.5.4. Algorytm rozdziału obciążeń – „obieranie cebuli”

Jedną z prostszych metod określania struktury jednostek wytwórczych oraz rozdziału obciążeń jest algorytm, który był stosowany na rynku energii elektrycznej w stanie Wiktorii (Australia) od 1994 do 1997r. [52]. Proces ten ma na celu minimalizację całkowitych kosztów produkcji poprzez wyznaczenie do ruchu jednostek wytwórczych o ograniczonych zasobach energii w okresach handlowych o najwyższym zapotrzebowaniu na energię. Jednocześnie zmniejszany jest udział droższych jednostek wytwórczych przy zastosowaniu techniki zwanej ścinaniem szczytów (*peak-shaving method*). Ponieważ algorytm ten zmniejsza produkcję energii w tych jednostkach wytwórczych, które mają duże koszty w sposób warstwowy, metoda ta znana jest również pod nazwą „obieranie cebuli” (*onion skinning*).

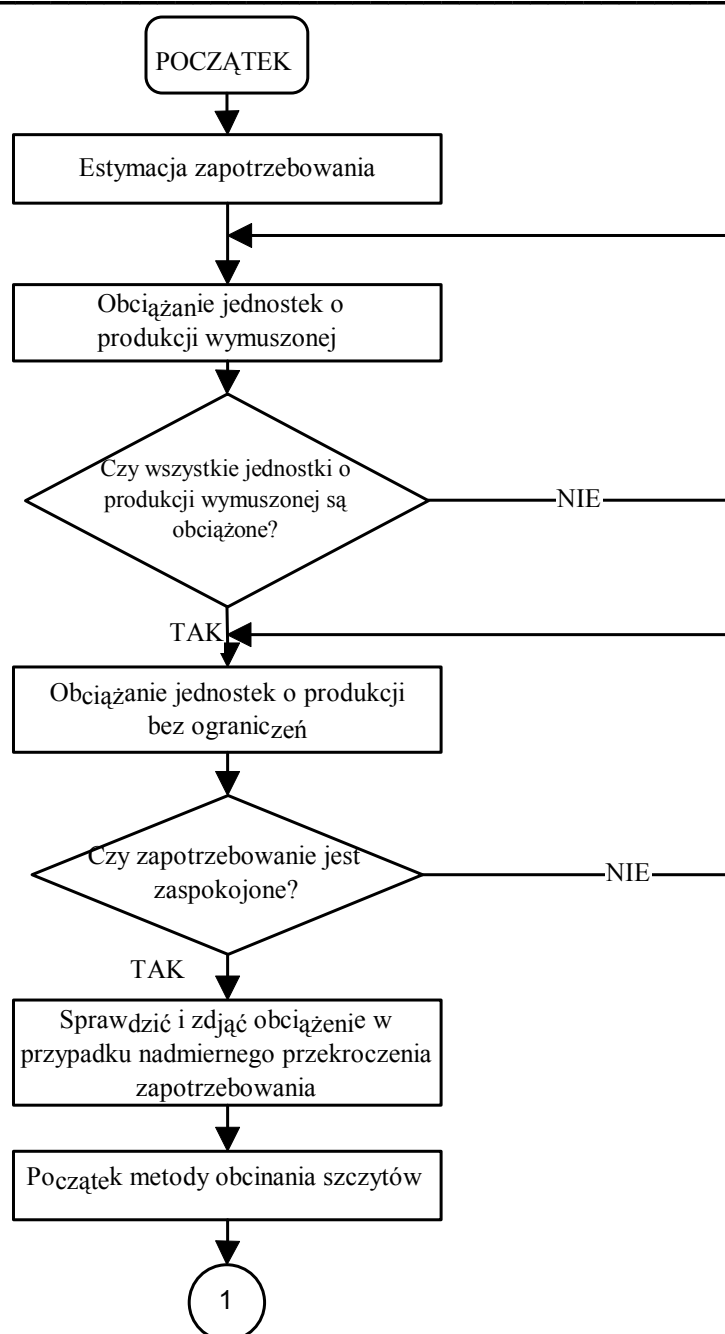
Główna zasada działania tej metody polega na rozdziale obciążeń jednostek wytwórczych gotowych do pracy zgodnie z rosnącymi cenami oferowanej energii, aż do momentu zrównoważenia popytu i podaży w każdym okresie handlowym. Jednocześnie wyznaczana jest rezerwa mocy dla danego systemu.

Pierwszym etapem w procesie *peak shaving* jest estymacja zapotrzebowania na energię dla danego okresu czasu, zwykle jednego dnia, dla wszystkich 24 godzin – rysunek Z1.1. Następnie brane są do planu produkcji jednostki wytwórcze o wymuszonej pracy (jednostki ciepłne) do poziomu minimalnego, przy którym jednostki termiczne mogą wytwarzać energię bez użycia drogich urządzeń wspomagających. Do jednostek o produkcji wymuszonej zalicza się również elektrownie wodne, które muszą generować z uwagi na wymagania irygacyjne czy też duże opady deszczu lub nadmierne topnienie lodu. Tego typu jednostki zazwyczaj nie są zaliczane do jednostek o ograniczonych zasobach energii, dlatego mogą one brać udział w rozdziale energii zgodnie ze składanymi ofertami. Na tym etapie nie bierze się pod uwagę dokładnego zrównoważenia produkcji z zapotrzebowaniem systemu, jednakże należy uważać, aby produkcja zbyt nie przekraczała przewidywanego zapotrzebowania, szczególnie w okresach o niskim zapotrzebowaniu.

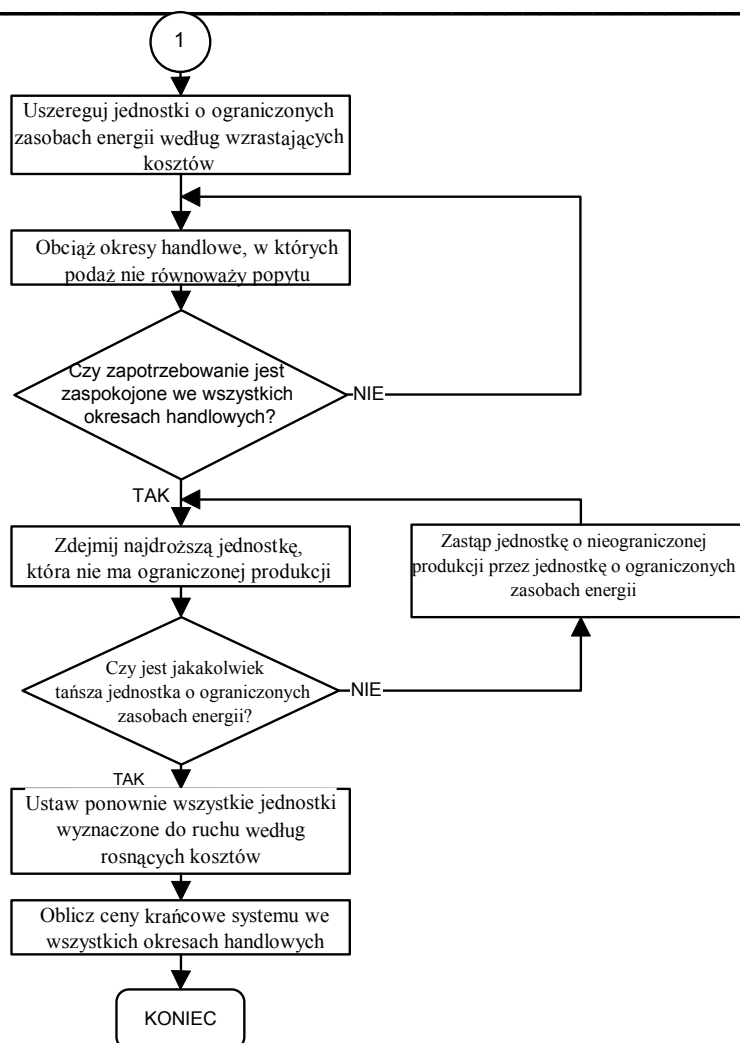
Następny etap polega na wyznaczaniu do pracy jednostek wytwórczych, które nie podlegają żadnym ograniczeniom aż do uzyskania maksimum dostępnej produkcji, zgodnie z oferowanymi cenami. Oznacza to zazwyczaj obciążanie jednostek termicznych mocą powyżej minimum technicznego aż do maksimum produkcji dla danej jednostki. W tym przypadku również nie uwzględnia się dokładnie prognozowanego zapotrzebowania, lecz należy zwrócić uwagę, aby zbyt go nie przekraczać.

Następnie algorytm rozpoczyna proces obcinania szczytów – rysunek Z1.2. Jednostki o ograniczonych zasobach energii są wyznaczane do ruchu według narastających ofert cenowych. Najpierw procesowi rozdziału podlegają najtańsze

jednostki wytwórcze o ograniczonych zasobach energii w okresach handlowych, w których nie została zrównoważona produkcja z zapotrzebowaniem. Proces ten odbywa się poprzez wzrost obciążenia o stałą wartość w rozpatrywanych okresach handlowych. Tego typu warstwowy rozdział obciążenia zwany jest „obieraniem cebuli”. Rozdział obciążenia jednostek wytwórczych o ograniczonych zasobach energii przebiega do momentu aż ilość energii oferowana na rynek z tego typu jednostek w ciągu jednego dnia zostanie wykorzystana.



Rys. Z1.1. Rozdział obciążeń przed procesem „obierania cebuli”

Rys. Z1.2. Proces „obierania cebuli” (*Onion skinning process*)

Gdy wyczerpany zostaje dzienny limit możliwości wytwórczych jednostek o ograniczonych zasobach energii, proces obcinania dla danej jednostki jest zakończony. Kolejna najtańsza jednostka o ograniczonych zasobach energii jest używana do zastąpienia droższych jednostek o nieograniczonych zasobach energii. Proces taki jest kontynuowany dalej w podobny sposób. Zamiana droższych jednostek o nieograniczonych zasobach energii przez jednostki tańsze ale mające ograniczone zasoby energii nie ma wpływu na rozdział obciążenia jednostek o wymuszonej produkcji.

Z1.6. Podsumowanie

Metoda *onion skinning* była stosowana w początkach wprowadzania rynku energii elektrycznej. Wymagała ona dużych interwencji operatora systemu przesyłowego i podejmowania szeregu subiektywnych decyzji. Dlatego też została zastąpiona przez metody programowania liniowego, które w praktyce działają znacznie lepiej. Szczególnie dobrze działają one w warunkach rynkowych, w których straty sieciowe są kupowane przez operatora systemu przesyłowego i nie zachodzi konieczność uwzględniania ich w algorytmie rozdziału obciążeń. Również ograniczenie się do uwzględniania tylko termicznych przepustowości linii przesyłowych znacznie uprasza zadanie rozdziału obciążeń.

W warunkach polskiego rynku energii elektrycznej najlepszą metodą rozdziału obciążeń jest metoda oparta na programowaniu liniowym. Pozwala ona w sposób obiektywny dokonywać rozdziału obciążeń zarówno w planach PKD jak i BPKD. Jej szybkość działania wskazuje, że może działać w systemie *on-line* dokonując sekwencyjnego przeliczania rozdziału obciążeń dla okresów 15 - minutowych. Takim właśnie algorytmem o nazwie LPD dysponują Polskie Sieci Elektroenergetyczne dla tworzenia planu koordynacyjnego dobowego pracy jednostek wytwórczych [17], [44].

Z.2 Zasady stosowanie opłat kompensacyjnych

Z2.1. Zasady ogólne

Z2.1.1. Cel wprowadzenie opłat kompensacyjnych

Głównym celem wprowadzenie opłat kompensacyjnych kontraktów długoterminowych jest zagwarantowanie spłat zobowiązań finansowych przy jednoczesnym umożliwieniu przedsiębiorstwom posiadającym takie kontrakty na działanie w warunkach rynkowych na takich samych zasadach jak inni uczestnicy [29].

Idea opłat kompensacyjnych nie zakłada podziału produkcji z jednostek wytwórczych objętych kontraktami na odbiorców na rynku hurtowym (spółki dystrybucyjne i odbiorcy z TPA). Nie stosuje się również jednolitych cen dla wszystkich wytwórców objętych kontraktami, ponieważ prowadziłoby to do formy porozumienia sektorowego.

Z2.1.2. Wyznaczania wysokości opłat kompensacyjnych

Wyznaczanie wysokości opłat kompensacyjnych następuje w kilku charakterystycznych fazach obejmujących:

1. Określenie rocznego wolumenu produkcji dla jednostek wytwórczych objętych kontraktami². Roczny wolumen produkcji pozwala na wyznaczenie ustalonej ceny (*jednoskładnikowej*) danej jednostki wytwórczej dla przydzielonego wolumenu produkcji. Jednocześnie w umowie następuje ustalenie minimalnej dyspozycyjności jednostki wynikającej z nałożonego wolumenu produkcji.
2. Wyznaczenie wielkości kompensat dla jednostek wytwórczych objętych kontraktami w oparciu o przydzielony wolumen produkcji, ustaloną dla tego wolumenu cenę oraz rzeczywiste wykonanie produkcji. Wysokość kompensat

² Wyznaczonego wolumenu produkcji nie należy mylić z tzw. „minimum take”. To ostatnie odnosi się do zakupu, natomiast przydzielony roczny wolumen produkcji jest wielkością, która powinna być wyprodukowana poprzez składanie ofert na giełdzie i ich akceptację. Dla wyznaczonego wolumenu oblicza się kompensaty dla wytwórców objętych kontraktami.

dla jednostek wytwórczych objętych kontraktami wyznacza się i fakturuje w okresach miesięcznych.

3. Obliczanie opłat kompensacyjnych płaconych przez wszystkich nabywców energii w proporcji do zużycia energii przez ich odbiorców finalnych. Wyznaczanie opłat dla nabywców następuje po wcześniejszym wyznaczeniu kompensat dla producentów. Opłaty kompensacyjne również fakturuje się z reguły w okresach miesięcznych.

Z2.1.3 Określenie wolumenu produkcji

Określa się roczny wolumen produkcji dla każdej jednostki wytwórczej objętej kontraktami oraz ustala cenę, która jest używana przy obliczaniu kompensat. Obliczenia te obejmują:

1. Określenie rocznych kosztów stałych jednostki obejmujących koszty finansowe kredytów gwarantowanych poprzez kontrakty długo-terminowe.
2. Wyznaczenie rocznego wolumenu produkcji po wzięciu pod uwagę zdolności produkcyjnych danej jednostki, jej dyspozycyjności oraz minimalizacji ustalonej ceny dla danego wolumenu produkcji. Często wyznaczenie rocznego wolumenu produkcji jest procesem iteracyjnym obejmującym etapy 2, 3 i 4.³
3. Wyznaczenie gwarantowanego rocznego przychodu dla przydzielonego wolumenu produkcji następuje zgodnie z zależnością:

$$R_{\text{przychód}} = K_{\text{stały}} + K_{\text{zmienny}} (\text{zł} / \text{MWh}) * W_{\text{roczny}} (\text{MWh})$$

4. Wyznaczenie ustalonej ceny dla przydzielonego rocznego wolumenu

$$C_{\text{ustalona}} = \frac{R_{\text{przychód}}}{W_{\text{roczny}}}$$

produkcji⁴

³ Istnieją dwie główne metody ustalenia wolumenu produkcji i ustalenia ceny dla tego wolumenu. Pierwsza metoda zakłada, że najpierw wyznacza się roczny wolumen i w jego oparciu cenę (roczną), a następnie ustaloną wielkość produkcji rozkłada na miesiące, biorąc pod uwagę aspekty techniczne PKR. Druga metoda zakłada wstępny podział wolumenu na miesiące, a następnie wyznaczenie ustalonych cen w okresach miesięcznych. Pierwsza z tych metod jest prostsza. Druga pozwala lepiej oddać zapotrzebowanie na produkcję w różnych miesiącach, a tym samym lepiej oszacować ceny. Roczny przychód w przypadku obu metod powinien być jednakowy.

⁴ Należy zwrócić uwagę, że ustalona cena obowiązuje również w przypadkach, gdy jednostka wytwórcza uzyskała na rynku wyższą cenę niż cena ustalona. Zobacz przykłady w pkt. 2.2.

5. Rozdzielenie przydzielonego rocznego wolumenu produkcji na wielkości miesięczne po uwzględnieniu aspektów technicznych tworzonego Planu Koordynacyjnego Roczego.⁵

Z2.1.4. Wyznaczanie wielkości kompensat dla wytwórców

Producent, którego jednostka wytwórcza jest objęta systemem kompensat w ramach kontraktów długoterminowych, jest zobowiązany oferować energię elektryczną z jednostek wytwórczych objętych umową na rynku energii⁶ w ustalonych w ramach modelu rynku podstawowych okresach handlowych (*jedna godzina*) tak, aby akceptacja jego ofert, zgodnie z regułami rynkowymi/, prowadziła do produkcji przydzielonego na dany miesiąc wolumenu.

W rzeczywistości produkcja może różnić się od wolumenu przydzielonego na dany miesiąc. System wyznaczania kompensat dla jednostek wytwórczych objętych kontraktami uwzględnia odchylenia rzeczywistej produkcji od przydzielonej wielkości, wprowadzając jednocześnie system premiowy dla wytwórców mających wysoki poziom dyspozycyjności. Wyznaczanie wielkości kompensat oraz fakturowanie następuje z reguły w okresach miesięcznych.

Z2.1.4.1. Produkcja jest większa od przydzielonego wolumenu

Jeżeli wykonana w danym miesiącu produkcja jest większa niż przydzielony na ten miesiąc wolumen, wówczas kompensata dla jednostek objętych kontraktami jest wyznaczana do wielkości wolumenu ustalonego na dany miesiąc⁷.

Należy zwrócić uwagę, że kompensata może mieć wartość dodatnią lub ujemną, w zależności od cen rynkowych i ustalonych cen sprzedaży dla jednostek wytwórczych objętych kontraktami. Jeżeli kompensata ma wartość dodatnią, wówczas wytwórca otrzymuje kompensatę. Jeżeli wartość ta jest ujemna, wówczas wytwórca wpłaca odpowiednią wielkość na rzecz zarządcy kontraktów długoterminowych. Należność za pozostałą część energii sprzedaną ponad wyznaczony wolumen, obliczaną po bieżących cenach giełdowych, zostaje u wytwórcy w formie premii.

Wysokość kompensat wyznacza się zgodnie z metodą średniej uzyskanej ceny rynkowych w następujący sposób:

⁵ Patrz komentarz jak w przypisie (2).

⁶ Dla systemu opłat kompensacyjnych nie ma znaczenia, w jakim segmencie rynku energia jest oferowana.

⁷ Istnieją dwie zasadnicze metody wyznaczania kompensat. W pierwszej używa się średniej ceny rynkowej, w drugiej wyznaczony miesięczny wolumen rozdziela się na podstawowe okresy handlowe.

1. Wyznacza się średnią cenę uzyskaną na rynku ze sprzedaży energii w danym okresie rozliczeniowym (*miesiąc*) jako iloraz całkowitego przychodu z danej jednostki wytwórczej do całkowitej produkcji danej jednostki wytwórczej:

$$C_{\text{średnia}} = \frac{P_{\text{rynkowy}}}{E_{\text{sprzedana}}}$$

2. Kompensatę dla danej jednostki wytwórczej wyznacza się z zależności :

$$Kompenasta = (C_{\text{ustalona}} - C_{\text{średnia}}) * W_{\text{produkcji}}$$

2. Całkowity przychód wytwórcy z oferowania produkcji jednostki wytwórczej „i” na rynku wynosi:

$$P_{\text{całkowity}} = P_{\text{rynkowy}} + Kompensata$$

Powyższa metoda zostanie zilustrowana dwoma przykładami.

Przykład 1.

Wytwórca ma kontrakt długoterminowy na jednostkę wytwórczą o mocy 200MW. W danym miesiącu przydzielony wolumen produkcji wynosi 1 200 000MWh (około 70% zdolności produkcyjnej jednostki). Koszt zmienny wyprodukowania 1 MWh wynosi 60zł. Koszty stałe, w tym spłaty kredytów na dany rok dla tej jednostki wynoszą 108 milionów złotych.

Całkowity przychód gwarantujący spłatę kredytów przy założonej produkcji wynosi:

Koszt stały (108 milionów) + 60zł*1 200 000MWh= 180 milionów złotych rocznie.

Średnia cena dla wyznaczonego wolumenu wynosi 150 zł/MWh.

Roczny przychód w wysokości 180 milionów w rozbiu miesięcznym wynosi po 15 milionów złotych na każdy miesiąc przy miesięcznym wolumenie produkcji równym 100 000MWh.

Wytwórca ten, oferując swoją produkcję na rynku, wyprodukował z danej jednostki wytwórczej 110 000MWh i otrzymał za to całkowitą należność w wysokości 13,2 miliona złotych.

Średnia cena rynkowa uzyskana przez tego wytwórcę wynosi:

13,2 miliona złotych/110 000 MWh = 120 zł/MWh

Kompensata dla tej jednostki wytwórczej wynosi:

$$Kompensata = [C_{\text{ustalona}}(150) - C_{\text{średnia}}(120)] * W_{\text{miesięczny}}(100000)$$

Kompensata tak obliczona wynosi 3 miliony złotych.

$$P_{\text{całkowity}} = P_{\text{rynkowy}}(13,2) + Kompensata(3)$$

Całkowity przychód wynosi 16,2 miliona złotych w danym miesiącu.

Jednostka wytwórcza uzyskała przychód większy o 1,2 miliona złotych niż planowany. Wynika to z dodatkowej sprzedaży 10 000 MWh ponad ustalony wolumen po cenach rynkowych.

Przykład 2.

Bierze się pod uwagę tę samą jednostkę wytwórczą, która tym razem uzyskała całkowity przychód z produkcji zaoferowanej w ramach ofert giełdowych w ciągu danego miesiąca 17,6 miliona złotych przy tej samej wielkości produkcji, tj. 110000MWh.

Średnia cena rynkowa wynosi w tym przypadku

Średnia cena rynkowa = $17,6 \text{ miliona} / 110\,000 \text{ MWh} = 160 \text{ zł/MWh}$ ⁸

$$\text{Kompensata} = [C_{\text{ustalona}}(150) - C_{\text{średnia}}(160)] * W_{\text{miesięczny}}(100000)$$

Kompensata wynosi minus 1 milion złotych. (ujemna)

Przychód całkowity tej jednostki wytwórczej wynosi = 17,6 miliona – 1 milion = 16,6 miliona złotych.

Jest to przychód wyższy od planowanego o 1,6 miliona złotych pomimo wniesienia opłaty kompensacyjnej w wysokości 1 miliona złotych. Wynika to ze sprzedaży dodatkowej ilości 10 000MWh po średniej cenie 160zł/MWh.

Z2.1.4.2. Produkcja jest mniejsza od przydzielonego wolumenu

W systemie kompensat kontraktów długoterminowych producenci mający ustalony wolumen produkcji starają się wyprodukować jak największą ilość energii, aby uzyskać dodatkowy przychód. Otrzymując kompensaty w zależności od wielkości określonego wolumenu, producenci nie mają z reguły problemów z wyprodukowaniem ustalonego wolumenu, o ile tylko utrzymają odpowiednią dyspozycyjność jednostek wytwórczych. Nie można jednak wykluczyć sytuacji, w których wytwórcy, mający przydzielony wolumen wyprodukują mniejszą ilość energii. Mniejszą produkcją mogą być również zainteresowane jednostki, dla których ustalona cena jest niższa niż możliwa do uzyskania cena giełdowa.

Jeżeli wykonana w danym miesiącu produkcja z jednostki wytwórczej posiadającej ustalony wolumen produkcji w ramach kontraktu długoterminowego jest mniejsza niż ustalony wolumen, wówczas następuje:

1. Wyznaczenie średniej ceny rynkowej jako ilorazu całkowitego przychodu z danej jednostki wytwórczej do całkowitej produkcji z danej jednostki wytwórczej (*średnia cena rynkowa jest określana w ten sam sposób jak poprzednio*).

⁸ Tak wysoka średnia cena rynkowa w okresie miesiąca jest mało realna. Przykład ten ilustruje sytuację w której cena ustalona dla danego wolumenu w ramach umowy jest niższa od ceny rynkowej.

2. Kompensatę dla danej jednostki wytwórczej wyznacza się w różny sposób: w zależności od tego, czy uzyskana cena rynkowa była niższa czy wyższa od ceny ustalonej.

2.a Jeżeli $C_{ustalona} < C_{średnia}$ wówczas kompensata jest wyznaczana jako:

$$Kompensata = (C_{ustalona} - C_{średnia}) * W_{miesięczny}$$

2.b Jeżeli $C_{ustalona} \geq C_{średnia}$ wówczas kompensata jest wyznaczana jako:

$$Kompensata = (C_{ustalona} - C_{średnia}) * W_{sprzedany}$$

3. Całkowity przychód wytwórcy z oferowania produkcji jednostki wytwórczej „i” na rynku energii elektrycznej wynosi:

$$P_{całkowity} = P_{rynkowy} + Kompensata$$

Powyższa modyfikacja w wyznaczaniu płatności jest niezbędna dla zapobieżenia sytuacji, w której wytwórca, uzyskując wysokie przychody z ofert na rynku, będzie miał możliwości zmniejszenia wielkości płacenia kompensat (*kompensata jest wtedy ujemna*) poprzez zmniejszanie produkcji. Dlatego w takich przypadkach kompensata jest obliczana od przydzielonego na dany miesiąc wolumenu produkcji.

Powyższa metoda zostanie zilustrowana dwoma przykładami.

Przykład 3.

Rozpatrzmy tę samą jednostkę wytwórczą, która w danym miesiącu wyprodukowała tylko 80 000MWh przy przydzielonym wolumenie 100 000MWh.

Zakładamy, że przychód z produkcji jednostki wynosił 9,6 miliona złotych. Średnia cena uzyskana ze sprzedaży wynosi:

$$\text{Średnia cena giełdowa} = 9,6 \text{ miliona zł} / 80 \text{ 000MWh} = 120 \text{ zł/MWh}$$

Kompensata dla tej jednostki wynosi:

$$Kompensata = [C_{ustalona}(150) - C_{średnia}(120)] * W_{sprzedany}(80000)$$

Kompensata = 2, 4 miliona złotych (*kompensata ta jest niższa o 0,6 miliona w porównaniu z przykładem 1 z powodu mniejszej produkcji*)

Przychód tej jednostki wytwórczej wynosił w danym miesiącu:

$$\text{Przychód całkowity} = \text{Przychód z rynku (9,6 miliona)} + \text{Kompensata (2,4 miliona)}$$

$$\text{Przychód całkowity} = 12 \text{ milionów złotych}$$

Przychód ten jest niższy od zakładanego, ponieważ jednostka wytwórcza nie miała odpowiedniej dyspozycyjności, której wartość była zapisana w umowie.

Przykład 4.

Rozpatrzmy tą samą jednostkę wytwórczą, która podobnie jak w przykładzie 3, w danym miesiącu wyprodukowała tylko 80 000 MWh przy przydzielonym wolumenie 100 000 MWh.

Zakładamy, że przychód ze sprzedaży energii wynosił 12,8 miliona złotych. Średnia cena uzyskana ze sprzedaży wynosi:

$$\text{Średnia cena} = 12,8 \text{ miliona zł} / 80\,000 \text{ MWh} = 160 \text{ zł/MWh}$$

Kompensata dla tej jednostki wynosi:

$$Kompensata = [C_{ustalona}(150) - C_{\text{średnia}}(160)] * W_{\text{miesięczny}}(100\,000)$$

$$\text{Kompensata} = -1 \text{ milion złotych}$$

Przychód tej jednostki wytwórczej wynosił w danym miesiącu:

$$\text{Przychód całkowity} = \text{Przychód z rynku} (12,8 \text{ miliona}) + \text{Kompensata} (-1 \text{ milion})$$

$$\text{Przychód całkowity} = 11,8 \text{ miliona złotych}$$

Przychód tej jest niższy od zakładanego ponieważ jednostka wytwórcza nie miała odpowiedniej dyspozycyjności co było zapisane w umowie.

Z2.1.5. Opłaty kompensacyjne kontraktów długoterminowych

Wyznaczanie opłat - jakie płać nabywcy energii elektrycznej - wynikających z wprowadzonych kompensat dla jednostek wytwórczych posiadających kontrakty długoterminowe odbywa się w następujący sposób:

- zsumowanie należności wypłaconych i otrzymanych z tytułu kompensat (*kompensaty mogą być dodatnie i ujemne*) dla/od jednostek wytwórczych mających kontrakty długoterminowe;
- podzielenie sumy należności poprzez zużycie odbiorców końcowych w celu otrzymania wysokości opłaty na 1 MWh zużytej energii.

Z2.1.6. Uwagi dotyczące zasad ogólnych

Przedstawione powyżej zasady pokazują główne elementy wyznaczania kompensat dla wytwórców i obliczania opłat kompensacyjnych. Istnieje łatwa możliwość modyfikacji przedstawionych metod w zależności od przyjętych założeń.

Istnieje wiele sposobów dzielenia wolumenu rocznego na wielkości miesięczne. Podobnie w różny sposób można wyznaczać średnią cenę rynkową lub rozdzielić wielkość miesięcznego wolumenu na poszczególne dni i okresy handlowe (*godzinne*). Przy wyborze metody należy kierować się przede wszystkim jej prostotą.

Jednostki posiadające kontrakty długoterminowe mają również z reguły kontrakty na regulacyjne usługi systemowe. Płatności wynikające z kompensat powinny uwzględniać należności otrzymywane za systemowe usługi regulacyjne, prowadząc w ten sposób do zmniejszenia wysokości opłat kompensacyjnych.

Konieczne jest również rozwiązanie problemu opóźnienia czasowego, jakie wystąpi pomiędzy momentem fakturowania nabywców energii, otrzymaniem należności a koniecznością wypłacania kompensat jednostkom wytwórczym bez opóźnień.

Głównym założeniem wprowadzenia opłat kompensacyjnych jest umożliwienie wytwórcom oferowania energii na rynku energii elektrycznej. W procesie tym następuje wyznaczenie ceny rynkowej jako obiektywnej ceny równowagi podaży z popytem.

W modelu historycznie przyjętym w Polsce będzie działał rynek kontraktów wzajemnych, giełda energii i rynek bilansujący. Ceny giełdowe są wyznaczane jako ceny krańcowe, podczas gdy ceny na rynku bilansującym są cenami ofertowymi dla sprzedawców i średnioważonymi dla nabywców.

Można zaprojektować system opłat kompensacyjnych, w którym jednostki wytwórcze posiadające takie kontrakty otrzymywałyby kompensaty liczone od ceny rynkowej ustalonej jako średnia ważona z trzech głównych segmentów rynku energii elektrycznej: kontraktów wzajemnych, transakcji giełdowych oraz transakcji na rynku bilansującym.

Z2.2. System opłat kompensacyjnych (SOK)

Z2.2.1. Wprowadzenie

Zgodnie z zaleceniami KERM z dnia 2 grudnia 1999r. Urząd Regulacji Energetyki przedstawił projekt systemu opłat kompensacyjnych. Proponowana metoda spełnia założenia schematu opłat kompensacyjnych, wprowadzając dodatkowo szereg parametrów, które czynią system bardziej elastycznym. Zmiana tych parametrów pozwala ustalać obszar ryzyka, jakim będą poddani wytwórcy posiadający kontrakty długoterminowe, działając na rynku energii elektrycznej. W niniejszym załączniku omówione są tylko główne elementy proponowanego systemu opłat kompensacyjnych w formie dostępnej w chwili przygotowywania tej publikacji [51]. Szczegółowy mechanizm będzie przedstawiony w rozporządzeniach Ministra Gospodarki i regulaminie systemu opłat kompensacyjnych.

Z2.2.2. Wyznaczania obliczeniowego wolumenu sprzedaży W

Dla każdej jednostki wytwórczej (lub ich grupy) objętej KDT administrator systemu ustala wymagany przychód wynikający ze zobowiązań KDT, z uwzględnieniem mechanizmu regresji oraz obliczeniowy wolumen sprzedaży energii W , rozumiany jako maksymalna ilość energii przewidziana do wyprodukowania z uwzględnieniem realnej dyspozycyjności jednostki oraz uwarunkowań sieciowych uwidocznionych w PKR. Należy podkreślić, że obliczeniowy wolumen sprzedaży W , określony na podstawie KDT, pozostaje jedynie parametrem rozliczeń, a nie ilością energii podlegającą obowiązkowi odbioru przez PSE S.A.

Z2.2.3. Wyznaczania ceny wymaganej wytwórcy C_w

Na podstawie wyznaczonego przychodu wymaganego oraz wolumenu sprzedaży W administrator systemu wyznacza jednoskładnikową cenę wymaganą wytwórcy C_w - obliczoną jako iloraz wymaganego przychodu i obliczeniowego wolumenu sprzedaży - złożoną z dwóch składników:

$$C_w = C_z + C_s \quad (Z2.1)$$

przenoszących odpowiednio koszty zmienne i koszty stałe przy sprzedaży równej obliczeniowemu wolumenowi W . Określenie składnika C_s jest niezbędne do wyznaczenia korekt wysokości kompensaty dla określonego wytwórcy ze względu na odchylenie sprzedaży rzeczywistej S od obliczeniowego wolumenu W .

Z2.2.4. Wyznaczania ceny rynkowej C_r

Przychody z rynku realizowane są według cen określonych w kontraktach wzajemnych (na które jedynie pośredni wpływ ma znana wysokość ceny odniesienia) według cen ofertowych na rynku bilansującym (na które bezpośredni wpływ ma wytwórca) oraz według ceny giełdowej (niezależnej od wytwórcy). „Średnia cena rynkowa” C_r wyznaczana jest dla poszczególnych jednostek wytwórczych objętych KDT, dla kolejnych miesięcy, jako iloraz rzeczywistych przychodów ze sprzedaży energii do ilości tej energii:

$$C_r = \frac{P_{BLS} + P_{BTR} + P_G}{E_{BLS} + E_{BTR} + E_G} \quad (Z2.2)$$

gdzie: P_{BLS} i E_{BLS} oznaczają zrealizowane przez wytwórcę przychody i sprzedaż energii na rynku bilansującym; P_{BTR} i E_{BTR} oznaczają odpowiednio zrealizowane przez wytwórców przychody i sprzedaż energii na rynku kontraktów bilateralnych; P_G i E_G to odpowiednio zrealizowane przez wytwórców przychody i sprzedaż energii na giełdzie.

Z2.2.5. Wyznaczania rozliczeniowej ceny odniesienia C_o

Rozliczeniowa cena odniesienia C_o wyznaczana jest przez Prezesa URE jako ex post dla kolejnych miesięcy na podstawie wielkości zrealizowanych w tych miesiącach przez segment wytwórców poza KDT, wielkości sprzedaży energii (niezależnie od segmentu rynku, na którym została zrealizowana) oraz uzyskanych z niej

$$C_o = \frac{\sum P_{BLS} + \sum P_{BTR} + \sum P_G}{\sum E_{BLS} + \sum E_{BTR} + \sum E_G}$$

przychodów, zgodnie ze wzorem:

(Z2.3)

gdzie: P_{BLS} i E_{BLS} oznaczają odpowiednio zrealizowane przez wytwórców poza KDT przychody i sprzedaż energii na rynku bilansującym; P_{BTR} i E_{BTR} są zrealizowanymi przez wytwórców, poza KDT, przychodami i sprzedażą energii na rynku kontraktów bilateralnych; P_G i E_G oznaczają odpowiednio zrealizowane przez wytwórców KDT przychody i sprzedaż energii na giełdzie energii.

Z2.2.6. Wyznaczania kompensaty dla wytwórców

Kompensata, wypłacana wytwórcy w miesięcznym cyklu rozliczeniowym, obliczana jest według wzoru:

$$K = K_p + K_{tc} + K_{ts} \quad (Z2.4)$$

gdzie: K_p oznacza kompensatę podstawową uwzględniającą różnicę w przychodach, wynikających z różnicy pomiędzy ceną wymaganą a ceną odniesienia; K_{tc} jest składnikiem kompensaty uwzględniającym różnicę w przychodach, wynikającą z odchylenia ceny rynkowej od ceny odniesienia; K_{ts} oznacza składnik kompensaty uwzględniający różnicę w przychodach, wynikającą z odchylenia sprzedaży rzeczywistej od obliczeniowego wolumenu sprzedaży.

Z2.2.7. Wyznaczania kompensaty podstawowej

Kompensatę podstawową wyznacza się według wzoru:

$$K_p = (C_w - C_o) * S - RUS \quad (Z2.5)$$

gdzie: C_w oznacza cenę wymaganą; C_o jest ceną odniesienia; S – oznacza zrealizowaną sprzedaż; RUS – oznacza zrealizowane przychody z rezerwy mocy i usług systemowych.

W przypadku, gdy $C_w \geq C_o$, wartość kompensaty jest pomniejszona o przychody z RUS , natomiast w przypadku gdy $C_w < C_o$, jej wartość bezwzględna rośnie o przychody z RUS .

W przypadku, gdy kompensata przyjmuje wartość ujemną, przedsiębiorstwo odprowadza ją do SOK.

Z2.2.8. Składnik uwzględniający odchylenie ceny rynkowej

Wypadkowa cena C_r będzie zazwyczaj odbiegać od ceny odniesienia C_o . Z tego względu, nawet w przypadku, gdy wielkość zrealizowanej sprzedaży będzie równa obliczeniowemu wolumenowi sprzedaży W , osiągane przez wytwórcę przychody z rynku będą podlegać fluktuacjom. Tłumienie odchylenia przychodów w odpowiedzi na odchylenie ceny rynkowej C_r od ceny odniesienia C_o realizowane jest przez dodatkowy składnik kompensaty K_{tc} :

$$K_{tc} = a_c (C_o - C_r) * S \quad (Z2.6)$$

gdzie: a_c oznacza współczynnik tłumienia ze względu na odchylenia ceny rynkowej od ceny odniesienia, ustalany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub w rozporządzeniach Ministra Gospodarki.

W przypadku, gdy cena rynkowa jest wyższa od ceny odniesienia, kompensata K_{tc} przyjmuje wartość ujemną, ograniczając przyrost przychodów ponad poziom uzasadniony, natomiast w przypadku odwrotnym, przyjmując wartość dodatnią, ogranicza lukę w przychodach poniżej poziomu niezbędnego ze względu na wymagania KDT.

Z2.2.9. Odchylenie sprzedaży od obliczonego wolumenu

Składnik kompensaty K_{ts} , odpowiedzialny za tłumienie odchylenia przychodów, w odpowiedzi na odchylenie wielkości sprzedaży S od obliczeniowego wolumenu sprzedaży W , wyraża się wzorem:

$$K_{ts} = a_s (W - S) * C_s \quad (Z2.7)$$

gdzie: a_s oznacza współczynnik tłumienia ze względu na odchylenie sprzedaży od obliczeniowego wolumenu sprzedaży, ustalany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub w rozporządzeniach Ministra Gospodarki.

W przypadku, gdy sprzedaż S jest wyższa od obliczeniowego wolumenu sprzedaży W , kompensata K_{ts} przyjmuje wartość ujemną, ograniczając przyrost przychodów ponad poziom uzasadniony, w przypadku odwrotnym, przyjmując wartość dodatnią, ogranicza lukę w przychodach poniżej poziomu niezbędnego ze względu na wymagania KDT.

Z2.3. Analiza niektórych aspektów projektu SOK

Z2.3.1. Założenia do analizy

Dokonując analizy mechanizmu zakładano, że gwarantowany przychód wytwórcy z kontraktu długoterminowego (KDT) będzie wyznaczony w oparciu o zweryfikowane uzasadnione koszty poniesione na inwestycje gwarantowane kontraktami. W związku z tym zakładano, że cena określona jako C_w oraz określony wolumen mają uzasadnienie techniczno - ekonomiczne.

W prowadzonej analizie zakładano, że całkowite przychody wytwórców z KDT pochodzące ze sprzedaży energii na rynku oraz kompensaty są modyfikowane przez

należności wynikające z usług systemowych i rezerwy mocy (RUS) w sposób pokazany w projekcie. W związku z tym nie brano pod uwagę elementu (RUS) w analizie.

Z2.3.2. Parametry symulacji

Symulowano dziewięć przypadków. Dla celów symulacji założono następujące parametry: cena $C_w = 150 \text{ zł/MWh}$, cena $C_o = 120 \text{ zł/MWh}$, cena $C_s = 70 \text{ zł/MWh}$ oraz wolumen $W = 100$ jednostek produkcji (zakładano, że 100 jednostek odpowiada 100%). Powyższe parametry były jednakowe we wszystkich przypadkach symulacji. Pozostałe parametry użyte w symulacji przedstawiono w tabeli Z2.1.

Tabela Z2.1 Parametry symulacji

Przypadek	Sprzedaż – S (jednostek)	a_c	a_s
1	100	1	1
2	120	1	1
3	80	1	1
4	100	0,75	0,75
5	120	0,75	0,75
6	80	0,75	0,75
7	100	0,9	0,9
8	120	0,9	0,9
9	80	0,9	0,9

Analizę prowadzono, zakładając, że ceny rynkowe zmieniają się od 80 zł/MWh do 200 zł/MWh.

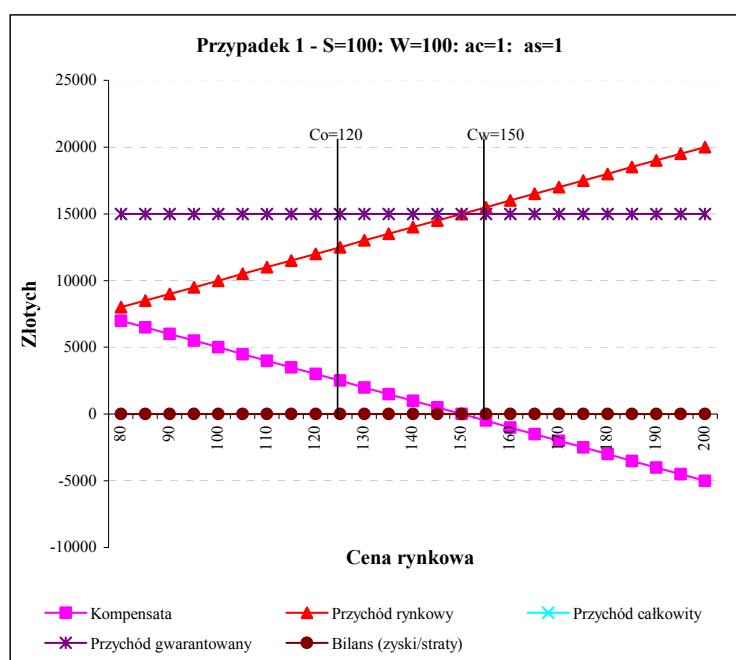
Z2.3.3. Analiza wyników symulacji

Chociaż symulowane przypadki nie wyczerpują wszystkich możliwości, to jednak liniowych charakter zależności pozwala na łatwą analizę innych przypadków w oparciu o podane wykresy.

W celu pokazania kształtowania się kompensat oraz przychodów wyodrębniono następujące zmienne do dalszej analizy:

- kompensata – K (jako suma trzech elementów),
- przychód z rynku – jako suma przychodów wytwórcy posiadającego kontrakty KDT ze sprzedaży energii w wielkości S po cenach rynkowych,

- przychód całkowity – jako sumę przychodu z rynku energii i kompensaty,
- przychód gwarantowany – jako iloczyn ceny wymaganej i wyznaczonego wolumenu produkcji: $C_w \cdot W$
- bilans – jako różnicę pomiędzy przychodem gwarantowanym i przychodem całkowitym. Jest to wielkość najbardziej interesująca wytwórcę posiadającego KDT. Określa ona jego bilans (zysk lub stratę) w zależności od poziomu ceny rynkowej i produkcji.

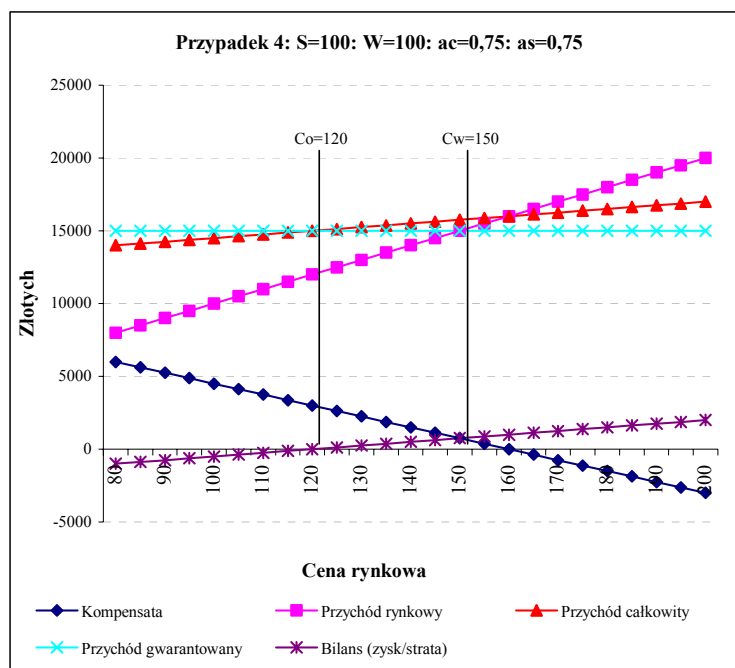


Rys. Z2.1 Kompensata, przychód rynkowy i bilans dla przypadku 1

Dla przypadku 1, kiedy sprzedaż jest równa wyznaczonemu wolumenowi produkcji. Bilans strat i zysków dla wytwórców z KDT jest równy zero. Wynika to z przeciwnego kierunku zmiany kompensaty i przychodu z rynku. Przy wzroście ceny rynkowej producent otrzymuje większy przychód z działalności rynkowej, ale jednocześnie maleje wypłacana kompensata – rysunek Z2.1.

Powoduje to, że przychód całkowity ze sprzedaży na rynku oraz kompensata są równe przychodowi gwarantowanemu, a zatem bilans zysków i strat jest równy zero i nie zależy od zmian ceny rynkowej.

Dla przypadku 4, kiedy współczynniki korekcyjne mają wartości ($a_c=0,75$ i $a_s=0,75$) zmiany przychodu ze sprzedaży na rynku wynikające ze zmiany ceny rynkowej nie są w pełni kompensowane. Powoduje to, że kiedy cena rynkowa jest

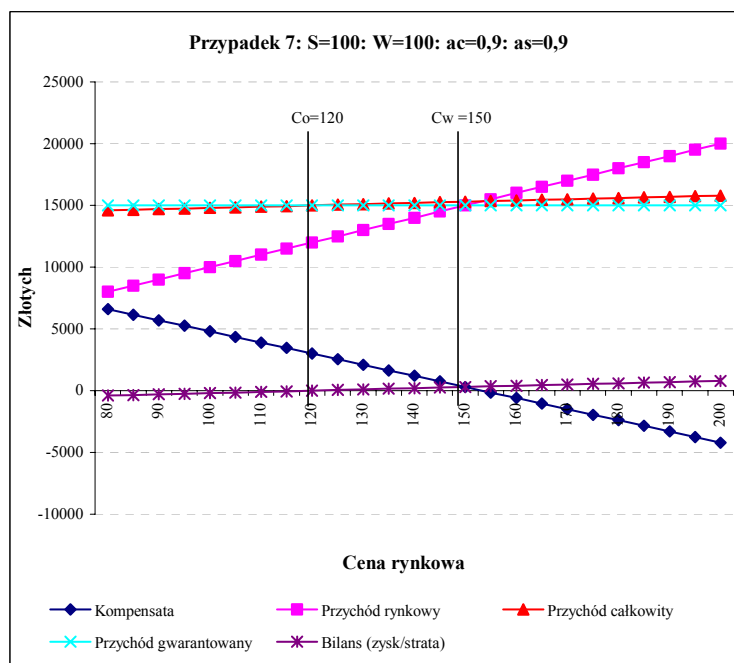


Rys. Z2.2. Kompensata, przychód z rynku i bilans dla przypadku 4

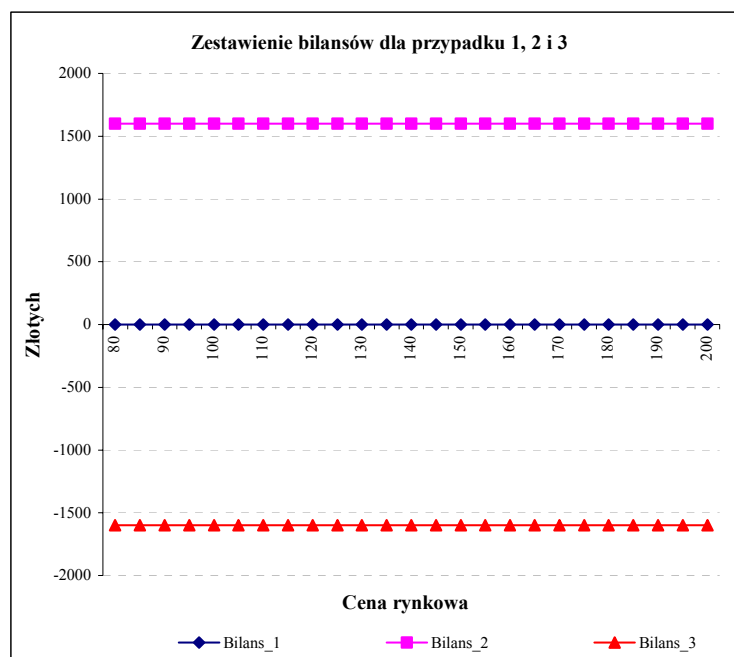
większa od ceny odniesienia C_o , wówczas producent uzyskuje większy przychód. Kiedy cena rynkowa jest mniejsza od ceny odniesienia C_o , wówczas przychód ze sprzedaży na rynku i kompensata nie pozwalają uzyskać przychodu gwarantowanego i producent ma bilansu ujemny – rysunek Z2.2.

Takie działanie mechanizmu wyznaczania kompensat należy ocenić pozytywnie, ponieważ zniechęca on producentów posiadających kontrakty KDT i kompensaty do zaniżania ceny sprzedaży. Jest to jeden z głównych problemów, ponieważ, mając kompensaty część producentów z kontraktami KDT może próbować sprzedawać nadwyżki produkcji na rynku po cenach zaniżonych, stwarzając trudne do spełnienia, warunki konkurencyjne dla producentów bez KDT.

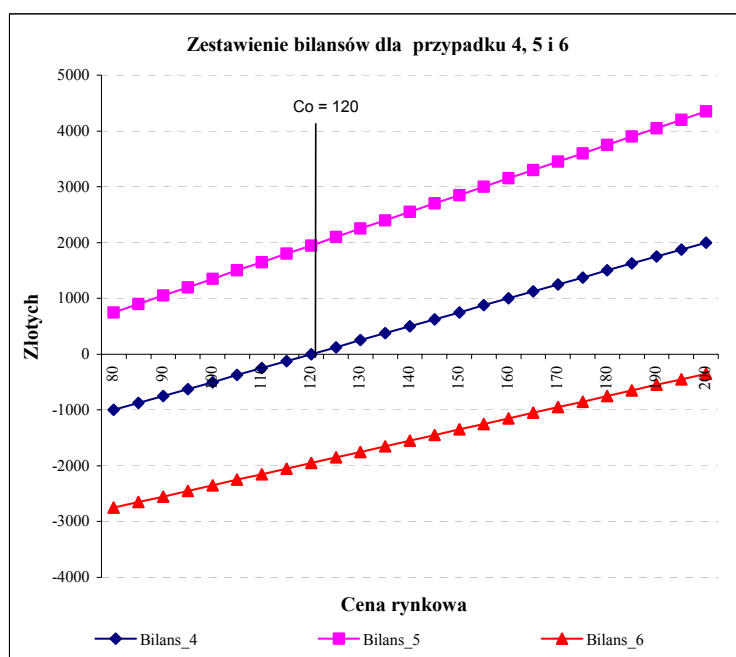
Podobnie jak dla przypadku 4 działa mechanizm w przypadku 7, kiedy współczynniki $a_c=a_s=0,9$. Zyski i straty producentów z kontraktami KDT zmieniają się wolniej niż w przypadku 4 – rysunek Z2.3.



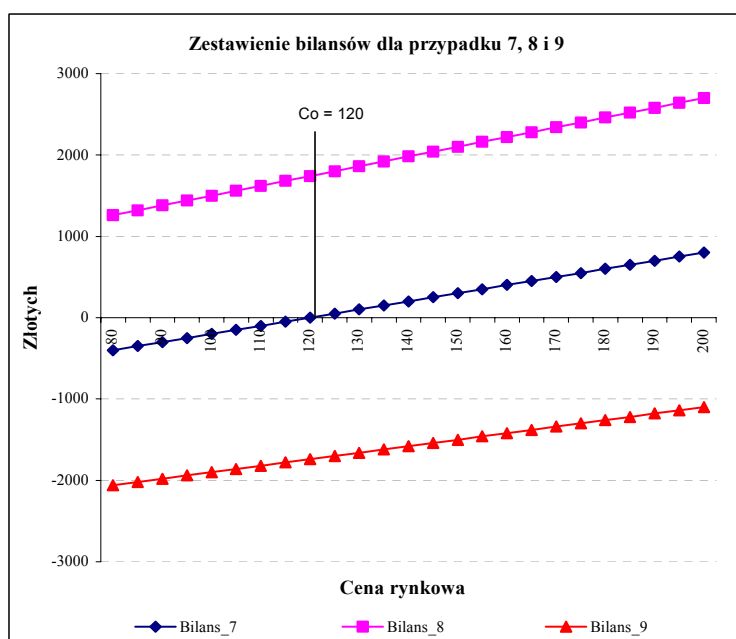
Rys. Z2.3. Kompensata, przychód z rynku i bilans dla przypadku 7



Rys. Z2.4 Zestawienie bilansów dla przypadków 1, 2 i 3



Rys. Z2.5 Zestawienie bilansów dla przypadków 4, 5 i 6

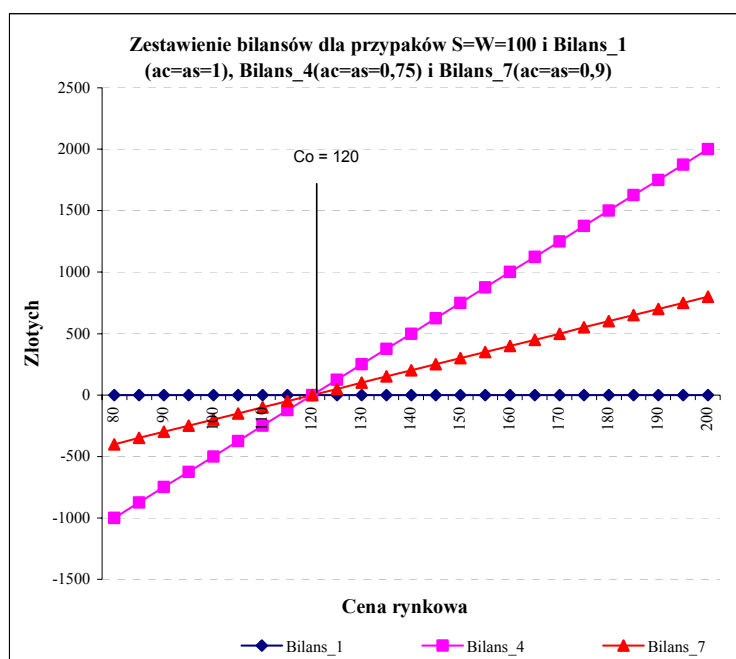


Rys. Z2.6. Zestawienie bilansów dla przypadków 7, 8 i 9

Zestawienie przypadków 4, 5 i 6 dla różnych wielkości sprzedaży na rynku (dla przypadku 4 – $S=120$, dla przypadku 5 – $S=100$, dla przypadku 6 -

$S=80$), pokazuje podobne działanie mechanizmu. Kiedy sprzedaż jest większa niż wyznaczony wolumen, producent może mieć dodatkowe zyski – rysunek Z2.5.

Zestawienie przypadków 7, 8 i 9 dla różnych wielkości sprzedaży na rynku (dla przypadku 7 – $S=120$, dla przypadku 8 – $S=100$, dla przypadku 9 – $S=80$), pokazuje podobne działanie mechanizmu. Kiedy sprzedaż jest większa niż wyznaczony wolumen, producent może mieć dodatkowe zyski – rysunek Z2.6.



Rys. Z2.7. Zestawienie bilansów dla przypadków 1, 4 i 7

Zestawienie bilansów dla przypadków 1, 4 i 7 pokazuje wpływ współczynników na końcowe bilanse wytwórców z kontraktami KDT w funkcji ceny rynkowej. Jeżeli uzyskiwana przez nich średnia cena rynkowa będzie wyższa od ceny odniesienia, wówczas wytwórcy tacy mogą liczyć na dodatkowe dochody. Jednak w przypadku niższej ceny średniej mogą oni ponosić pewne straty. Ustalenie współczynników tłumienia na poziomie 1 powoduje, że uzyskiwana cena rynkowa nie ma wpływu na końcowy bilans – rysunek Z2.7.

Z2.3.3. Podsumowanie analizy SOK

Przedstawiany projekt trzeba ocenić pozytywnie. Projekt ten zachowuje główne zasady zamiany kontraktów fizycznych na kontrakty finansowe przy zagwarantowaniu wytwórcom posiadającym kontrakty długoterminowe spłaty kredytów gwarantowanych kontraktami.

Proponuje on wyznaczanie kompensaty dla wytwórców posiadających kontrakty długoterminowe jako sumę trzech składników. Powoduje to pewne skomplikowanie zależności. Jednak niewielka i akceptowana komplikacja pozwala na elastyczne kształtowanie kompensat, a tym samym przychodów wytwórców z KDT przy różnych cenach rynkowych oraz sprzedaży energii na rynku. Jest to duża zaleta tego projektu.

Proponowany system wyznaczania kompensat może być dalej modyfikowany po to aby jak najlepiej dopasować przychody wytwórców z kontraktami KDT w stosunku do założeń polityki na rynku energii elektrycznej oraz w stosunku do akceptowanego przez strony kontraktów ryzyka wynikającego ze zmian cen rynkowych oraz wielkości sprzedaży.

Literatura

1. Alvey T., Goodwin D., Ma X. Sreeiffert D., Sun D., "A security-constrained bid-clearing system for the New Zealand wholesale electricity market", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998.
2. Amsterdam Power Exchange, „Trade system functional specifications - Amsterdam Power eXchange Trade System”, Amsterdam, 4 February 1999.
3. Armstrong, M., Cowan, S. and Vickers, J., "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience", MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1994.
4. Bialek J., „Identification of Source-Sink Connections in Transmission Networks”, Power Systems Control and Management, 16-18 April 1996.
5. Bialek J., „Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997.
6. Borenstein S., Bushnell J., „An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry”, Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute, December 1998.
7. Borenstein S., Bushnell J., Hahn E., Soft S., „Market Power in California Electricity Markets”, Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute, March 1996.
8. Borenstein S., Bushnell J., Knittel Ch. R., „Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures”, Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute, February 1999.
9. Borenstein S., Bushnell J., Wolak F., „Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market”, Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute, July 1999.
10. Bush, S., Harris, J. and Ho Trieu, L., *Australian Energy Consumption and Production: Historical Trends and Projections to 2009-10*, ABARE Research Report 97.1, Canberra, 1997.
11. Cohen A. I., Sherkat V. R., "Optimization Based Methods for Operations Scheduling" Proceedings of IEEE, December 1987.
12. Fehr (von der), N., Harbord, D., "Spot market competition in the UK electricity industry", Economic Journal, vol. 103, May, 1993.
13. Gielda Energii S.A., „Zasady obrotu”, , <http://www.polpx.pl>.
14. Green, R. and Newbery, D., "Competition in the British electricity spot market", Journal of Political Economy, vol. 100, no. 5, 1992.

-
15. Helm, D. and Powell, A., "*Pool prices, contracts and regulation in the British electricity supply industry*", Fiscal Studies, vol. 13, 1992.
 16. Hunt S., Shuttleworth G., "*Competition and Choice in Electricity*", John Wiley & Sons, New York, 1996.
 17. Kasprzyk S., Mielczarski W., "*Optymalizacja rozdziału obciążeń w krajowym systemie elektroenergetycznym w warunkach rynkowych*" Konferencja pt. "Uwarunkowania funkcjonalne oraz produkty pomiarowe i teleinformatyczne dla tworzonego rynku energii", PTPiREE, PTOSPEE, Mikołajki, 10-11 maja 2000.
 18. Kirschen D., Allen R., Strbac G., "*Contributions of Individual Generators to Loads and Flows*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997.
 19. Laurel G. S., et al., "*Solution of large scale optimal unit commitment problems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, pp.79-96, Jan. 1982.
 20. Lee, F. N., Feng Q. "*Multi-Area Unit Commitment*", IEEE PES 1991, Winter Meeting, Paper 91WM 180-0PWS, 1991
 21. London Economics and D. Harbord and Associates, "*Market Power in the Australian Electricity Market*", A report to the Industry Commission, Melbourne, 1995.
 22. London Economics, "*Review of the NGMC National Market Trial*", A Report to the Department of Primary Industries and Energy, Melbourne, 1994.
 23. Lucas, N. and Taylor, P., "*Characterizing generator behaviour: bidding strategies in the pool*", Utilities Policy, April, 1993.
 24. Michalik G., "*Fuzzy Logic Approach to Contracting Electrical Energy in Competitive Electricity Markets*", PhD thesis, Monash University, Melbourne, Australia, 1999.
 25. Michalik G., Mielczarski W., "*Fuzzy Approach to Contracting Electrical Energy in Competitive Electricity Markets*", rozdział w pracy zbiorowej pod redakcją Zadeh L. A., Kacprzyk J., "Computing with Words in Intelligent Information Systems 2", Physica-Verlag, Heidelberg, 1999.
 26. Mielczarski W. Michalik G., "*Analysis of contracts and spot prices in Competitive Electricity Markets*", III CONLADIS, Sao Paulo, 8-10 September 1998.
 27. Mielczarski W., "*Fuzzy Logic Techniques in Power Systems*", Physica Verlag, Springer Verlag, 1998.

-
28. Mielczarski W., "Transmission Tariffs – Who should be paying?", Invited Lecture, The 1998 National Summit for Power Transmission & Distribution, Melbourne, 7- 8 December 1998.
 29. Mielczarski W., „Czemu służą opłaty kompensacyjne?”, Nowe Życie Gospodarcze, 5 marca 2000.
 30. Mielczarski W., „Electricity in Poland: living by the market rules”, Power Economics, Vol. 4, Nr 4, April 2000.
 31. Mielczarski W., Michalik G., "Open Electricity Markets in Australia. Introduction and Structure" IEEE Power Engineering Review, Power Engineering Letters, No 1, 1999.
 32. Mielczarski W., Michalik G. "Energy Management in Competitive Electricity Markets. The Australian Experience", Special Issue of the International Journal Of Energy, Environment and Economics, Vol. 7, No 4, 1998.
 33. Mielczarski W., Michalik G. "System of transmission charges for the Australian National Market", Report for NEMMCO, 1998.
 34. Mielczarski W., Michalik G., "Competitive Electricity Markets", Nova Science Publishing, New York 1998.
 35. Mielczarski W., Michalik G., "Modelling Bidding Strategy in Electricity Markets", PICA'99, May 1999, San Jose, USA.
 36. Mielczarski W., Michalik G., "Trading Electricity in Open Electricity Markets in Australia", IEEE Power Society, Proceedings of 1999 Winter Power Meeting, 1-4 February 1999, New York.
 37. Mielczarski W., Michalik G., "Voltage Regulation and Energy Consumption in Electricity Markets", IEEE Power Society, Proceedings of 1999 Winter Power Meeting, 1-4 February 1999, New York.
 38. Mielczarski W., Michalik G., Khan M. E., „Linguistic Variables in Surveys of Intentions to Purchase Energy Efficient Equipment" rozdział w pracy zbiorowej pod redakcją Reznik L., Dimitrov V., Kacprzyk J., „Fuzzy systems design – Social and Engineering Applications", Physica-Verlag, Heidelberg, 1998.
 39. Mielczarski W., Widjaja, M., "Analysis of Bids and Re-Bids of Generators in the Australian National Electricity Market", IEEE Power Society, Proceedings of 1999 Winter Power Meeting, 1-4 February 1999, New York.
 40. Mielczarski W., Michalik G., "Open Electricity Markets in Australia. Contract and spot prices." IEEE Power Engineering Review, Power Engineering Letters, No 2, 1999.
 41. Mielczarski W. Michalik G., "Customer-Distributor Relations in Competitive Electricity Markets", III CONLADIS, Sao Paulo, 8-10 September 1998.
 42. NEMMCO, „Report on Marginal Loss Factor and Regional Boundaries for

-
- Victoria, South Australia and New South Wales in the National Electricity Markets*", Sydney, September 1997.
43. Newbery, D., "Power markets and market power", *Energy Journal*, vol. 16, no. 3, 1995.
44. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, „Regulamin Rynku Bilansującego- Wersja 1.0”, , Warszawa, 26 czerwca 2000.
45. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, „Segment bilansujący rynku energii elektrycznej w Polsce – Wersja 1.0” –, Warszawa, 16 maja 2000.
46. Salerian, J., Robinson, J., Pearson, K. and Chan, C., "Applying spatial-temporal programming models to study the potential for market power in the national electricity market", Paper presented at the 25th Conference of Economists, Australian National University, Canberra, 22–26 September 1996.
47. Shaw J. J., "A Direct Method for Security-Constrained Unit Commitment" , *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, no 3, 1995
48. Sholts R., Swift L.D., „A Comparison between Circuits Based Methods and Topological Trace Methods for Determining the Contribution of each Generator to Load and Line Flows”, *Proceedings of the workshop on Available Transfer Capability*, University of Illinois at Urbans-Champaign, June 1997.
49. Strbac G., Kirschen D., Ahmed S., „Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows” paper PE-222-PWRS-0-01-1997, IEEE, 1997.
50. U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission, „Horizontal Merger Guidelines”, Washington, 1999.
51. Urząd Regulacji Energetyki "System opłat kompensacyjnych (SOK) neutralizujący skutki kontraktów długoterminowych", Warszawa, czerwiec 2000.
52. Victorian Power Exchange, "Vicpool Rules", Melbourne, 1994.
53. Victorian Power Exchange, "Transmission Use of System Charges", Melbourne, August 1995.
54. Wood, A.J. i Wollenberg, B.F., "Power Generation, Operation, and Control" Publisher New York: Wiley, 1984.
55. Yang J., Anderson M. D., "Tracing the Flow of Power in Transmission Network for Use-of-Transmission-System Charges and Congestion Management", *IEEE Power Society, Proceedings of 1999 Winter Power Meeting*, New York, 1-4 February 1999.