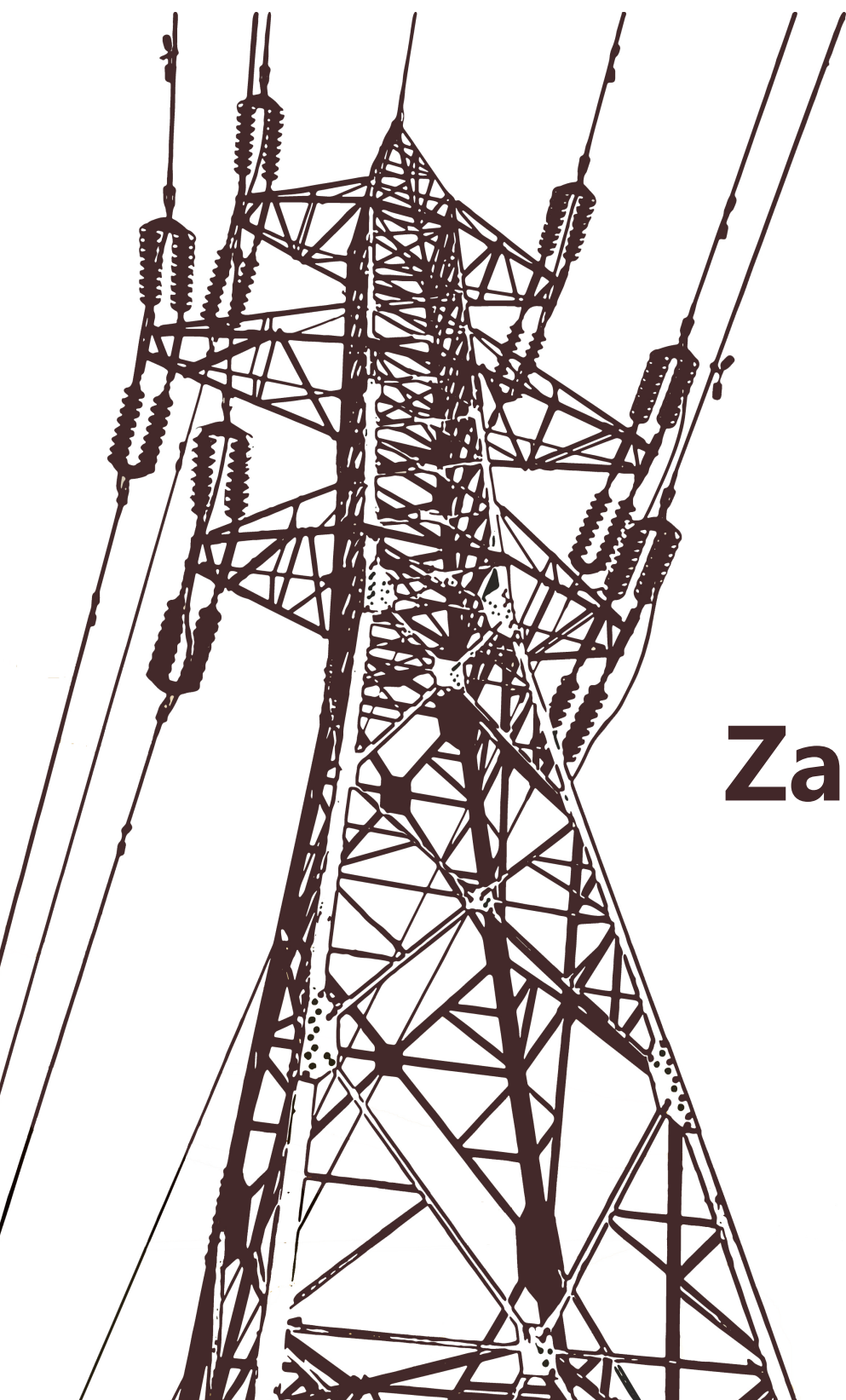


Rynek mocy

czyli jak uniknąć blackoutu

Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce



Załącznik I



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

Model fundamentalny PKEE

Rolą modelu fundamentalnego PKEE jest rozwiązanie problemu optymalizacyjnego opisanego zbiorem równań i nierówności matematycznych. Podstawą każdego problemu optymalizacyjnego jest zdefiniowanie funkcji celu oraz kierunku jej optymalizacji, a następnie wprowadzanie równań ograniczających.

Informacje podstawowe o modelu:

1. Zakres horyzontu pracy modelu: tożsamy z horyzontem danych wejściowych.
2. Rozdzielczość obliczeń optymalizacyjnych: 1 godzina.
3. Cel zadania optymalizacyjnego: minimalizacja funkcji celu (kosztów systemowych).
4. Typ zastosowanego programowania optymalizacyjnego – LP (Linear Programming) programowanie liniowe.

Funkcja celu

Przedmiotem optymalizacji jest minimalizacja funkcji celu. Funkcja celu Z (1.1) odzwierciedla sumę całkowitych zdyskontowanych kosztów systemowych, tj. kosztów zmiennych, kosztów uruchomień jednostek, kosztów redukcji poboru energii elektrycznej, kosztów (lub przychodów z) wymiany transgranicznej oraz kosztów związanych z przyszłymi decyzjami inwestycyjnymi. Koszty zmienne obliczane są dla każdej grupy elektrowni, każdego dnia i w każdej godzinie. Jednostki wytwórcze mogą być grupowane w dowolny, przyjęty sposób – wyjściowym stanem jest wyodrębnienie poszczególnych bloków JWCD oraz zgrupowanie nJWCD po technologiach wytwarzania (np. EC Gaz, Wiatr, Solar, etc.). Koszty uruchomień obliczane są dla każdej grupy elektrowni każdego dnia. Wszystkie uruchomienia dokonywane są ze stanu zimnego. Koszty DSR (Demand Side Response – odpowiedź strony popytowej, innymi słowy redukcja popytu) dotyczą poszczególnych konsumentów w każdym dniu. Koszty O&M przyjęto jako stałe w czasie i zależne tylko od danej elektrowni. Koszty związane z wymianą transgraniczną obliczane są dla każdego kraju, z którym prowadzona jest wymiana w każdym dniu.

$$\begin{aligned} \min Z = & \sum_{t, dataPL, ele} (Generacja_{ele,dataPL,t} * c_{G_{ele,dataPL}} * l_{dni_{dataPL}}) \\ & + \sum_{dataPL,ele} (Uruch_{ele,dataPL} * c_{U_{ele,dataPL}} * l_{dni_{dataPL}}) \\ & + \sum_{kons,dataPL,t} (DSR_{kons,dataPL,t} * c_{DSR_{kons}} * l_{dni_{dataPL}}) \\ & + \sum_{ele} (Moc_{ele} * c_{O\&M_{ele}}) \\ & + \sum_{ct,t,dataPL} [Przepływ_{ct,dataPL,t} * (CBF_{Cena_{ct,dataPL,t}})] \end{aligned}$$

$$\forall t \in T, \forall ele \in Ele, \forall dataPL \in Kal, \forall kons \in Kons, ct \in CT$$

Gdzie:

Z – funkcja celu;

$c_{G_{ele,dataPL}}$ – koszt zmienny produkcji w danej elektrowni danego dnia
(= $DTable_Koszty_G_{dataPL,ele}$);

$c_{U_{ele,dataPL}}$ – koszt uruchomienia danej elektrowni danego dnia
(= $DTable_KosztyU_{dataPL,ele}$);

$c_{DSR_{kons}}$ – koszt redukcji poboru energii przez danego konsumenta
(= $DTable_DSR_Cena_{kons}$);

$c_{O\&M_{ele}}$ – koszt O&M w danej elektrowni (= $DTable_OM_{ele}$);

$Generacja_{ele,dataPL,t}$ – całkowita generacja w danej elektrowni w danej godzinie;

$DSR_{kons,dataPL,t}$ – wartość redukcji poboru energii dla danego konsumenta w danym dniu w danej godzinie;

$Uruch_{ele,dataPL}$ – uruchamiane moce brutto w elektrowniach (MW);

Moc_{ele} – moc danej elektrowni;

$l_{dni_{dataPL}}$ – licznik dni;

$Przepływ_{ct,dataPL,t}$ – saldo wymiany transgranicznej z danym krajem w danym dniu w danej godzinie;

$CBF_Cena_{ct,dataPL,t}$ – cena importowanej/eksportowanej jednostki energii
(= $DTable_CBF_Cena_{ct,dataPL,t}$);

ele – zbiór wszystkich elektrowni, $ele \in Ele$;

$dataPL$ – zbiór reprezentatywnych dni, $dataPL \in Kal$;

t – czas (godziny), $t \in T = \{1, \dots, 24\}$;

$kons$ – konsumenci, $kons \in Kons = \{1, \dots, 50\}$;

ct – państwo (country), $ct \in CT$.

Równania i nierówności ograniczające

Każdy problem optymalizacyjny oprócz funkcji celu posiada zbiór ograniczeń. Ograniczenia mogą wynikać z matematycznej natury zmiennych (np. dodatnia wartość generacji), logiki modelu (bilans mocy w systemie), bądź kwestii technicznych (np. minimum techniczne jednostki wytwórczej, maksymalna moc osiągalna).

Bilansowanie popytu i podaży

Fundamentalnym równaniem ograniczającym w procesie optymalizacji ekonomicznego rozdziału obciążeń jest ograniczenie równościowe wymuszające jednakową wartość sumy generacji i zapotrzebowania w każdej chwili czasu. W rozważanym przypadku po lewej stronie równania definiującej podaż oprócz produkcji uwzględniono także redukcję poboru energii (DSR) oraz saldo wymiany transgranicznej. Jednocześnie prawą stronę równania określającą popyt rozszerzono o sumę energii zużywanej na pompowanie elektrowni szczytowo-pompowych. W modelu równania bilansujące popyt i podaż (1.2) są reprezentowane przez blok obiektów Bilans Mocy ($dataPL,t$).

$$\begin{aligned} \sum_{t,dataPL,ele} (Generacja_{ele,dataPL,t}) + \sum_{kons,dataPL,ele} (DSR_{kons,dataPL,t}) + Przepływy_{dataPL,t} = \\ = Zapotrz_{dataPL,t} + \sum_{esp,dataPL} (ESP_{Pompowanie}_{esp,dataPL,t}) \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\forall dataPL \in Kal, \forall t \in T$$

Gdzie:

$Zapotrz_{dataPL,t}$ – wartość zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w danym dniu w danej godzinie ($DTable_Zapotrz_{dataPL,t}$);

$Przepływy_{dataPL,t}$ – saldo wymiany zagranicznej danego dnia w danej godzinie ($DTable_Przepływy_{dataPL,t}$);

$ESP_Pompowanie_{esp,dataPL,t}$ – wartość energii zużytej na pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych w danym dniu w danej godzinie.

Ograniczenia techniczne elektrowni

Zagadnienia związane z rozbudową mocy w systemie elektroenergetycznym wymagają wprowadzenia równań ograniczających. Moc zainstalowana danej elektrowni w danym roku jest równa mocy zdefiniowanej w danych wejściowych, chyba że algorytm rozbudowy mocy podjął decyzję o jej redukcji (wyłączeniu) lub budowie nowej jednostki wytwórczej.

Z uwagi na techniczne ograniczenia elektrowni konieczne jest sformułowanie ograniczeń dotyczących mocy związanych z warunkami pracy jednostek wytwórczych. Nierówność (1.3) wymusza generację z OZE na zadanym poziomie, określonym w celach dotyczących udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zapotrzebowaniu. Suma generacji z OZE w ciągu roku musi być zatem większa lub równa iloczynowi wartości zapotrzebowania oraz procentowego udziału przyjętego jako cel. W przypadku przeliczeń modelu na potrzeby głównego raportu, to ograniczenie może doprowadzić do powiększenia mocy OZE ponad wartości z PEP2050, które są wprowadzone jako minimalny scenariusz wyjściowy. Generacja z poszczególnych jednostek wytwórczych sterowalnych (1.4) nie może być większa niż ich uruchomiona moc brutto pomniejszona o moc zużytą na potrzeby własne elektrowni oraz ubytki. Generacja ze źródeł niesterowalnych (1.5) jest natomiast zdefiniowana jako iloczyn mocy zainstalowanej oraz przyjęty z godzinowego profilu współczynnik wykorzystania mocy w danym źródle w danej godzinie, różny dla różnych przeliczanych scenariuszy pogodowych. Wielkość Moc_{ele} stanowiąca moc osiągalną danej jednostki pobierana jest z tabeli $DTable_Moc_{ele}$ (1.6), zaś jej podzbiór Moc_{ele} określający moce osiągalne jednostek sterowalnych stanowi górne ograniczenie dla zmiennej $Ruch_{(es,dataPL)}$ mówiącej o uruchomionych mocach brutto w elektrowniach sterowalnych (1.7). Moc uruchomiona danego dnia jest z kolei nie większa niż suma wartości mocy uruchomionej w dniu poprzedzającym oraz wartości mocy uruchamianej w rozpatrywanej chwili czasu (1.10). Wartość redukcji mocy ze strony odbiorców w danej godzinie jest nie większa niż wartość mocy ofertowanej w DSR przez danego konsumenta (1.8). Ograniczenie (1.9) wymusza generację w danej jednostce sterowalnej w danej godzinie na poziomie większym lub równym iloczynowi mocy w ruchu pomniejszonej o ubytki oraz współczynnik technicznego minimum bloku. Równanie (1.11) wymusza generację w jednostkach sterowalnych na poziomie nie mniejszym niż wynikającym z zadanej wartości współczynnika obciążenia jednostek dla pracy w wymuszeniu, z uwzględnieniem ubytków oraz potrzeb własnych. W równaniu 1.12 wprowadzono także limit zdolności wydobywczych w kopalniach węgla brunatnego. Suma energii dostarczonej w postaci paliwa, wynikająca z generacji jednostek opalanych węglem brunatnym nie może być większa od limitu zdolności wydobywczych założonych w tabeli $DTable_LimitKWB_{kwb}$ wyrażonych w jednostkach energii.

$$\sum_{eoz, dataPL, t} (Generacja_{eoz, dataPL, t} * l_{dni_{dataPL}}) \geq Cel_{OZE} * \sum_{dataPL, t} (Zapotrz_{dataPL, t} * l_{dni_{dataPL}}) \quad (1.3)$$
$$\forall eoz \in Ele, \forall dataPL \in Kal, \forall t \in$$

Gdzie:

$Generacja_{eoz, dataPL, t}$ – wolumen energii produkowanej z OZE w danym dniu w danej godzinie;

Cel_{OZE} – udział energii produkowanej z OZE w krajowym zapotrzebowaniu ($DTable_{Cel_{OZE}}$).

$$Generacja_{es,dataPL,t} \leq Ruch_{es,dataPL} * \left(1 - DTable_{Ubytki_{dataPL,es}}\right) * (1 - DTable_{PotrzebyWl_{es}}) \quad (1.4)$$

$$\forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal, t \in T$$

$$Generacja_{ens,dataPL,t} = Moc_{ens} * DTable_{Produkcja_ENS_{dataPL,t,ens}} \quad (1.5)$$

$$\forall ens \in Ele, \forall dataPL \in Kal, t \in T$$

$$Moc_{ele} = DTable_{Moc_{ele}} \quad \forall ele \in Ele \quad (1.6)$$

$$Ruch_{es,dataPL} \leq Moc_{es} \quad \forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal \quad (1.7)$$

$$DSR_{kons,dataPL,t} \leq DTable_{DSR_Moc_{kons}} \quad \forall kons \in Kons, \forall dataPL \in Kal, t \in T \quad (1.8)$$

$$\frac{Generacja_{es,dataPL,t}}{1 - DTable_{PotrzebyWl_{es}} * DTable_{TechMin_{es}}} \geq Ruch_{es,dataPL} * \left(1 - DTable_{Ubytki_{dataPL,es}}\right) * DTable_{TechMin_{es}} \quad (1.9)$$

$$\forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal$$

$$Ruch_{es,dataPL} \leq Ruch_{es,dataPL-1} + Uruch_{es,dataPL} \quad \forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal \quad (1.10)$$

$$Generacja_{es,dataPL,t} \geq DTable_{LF_{es}} * Moc_{es} * \left(1 - DTable_{PotrzebyWl_{es}}\right) * \left(1 - DTable_{Ubytki_{dataPL,es}}\right) \quad (1.11)$$

$$\forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal, t \in T$$

$$\sum_{es,dataPL,t,map_kwb_ele} \frac{l_{dni_{dataPL}} * Generacja_{es,dataPL,t} * 3,6}{\frac{DTable_{Sprawnos_{es}}}{1000}} \leq DTable_{LimitKW} B_{kwb} \quad (1.12)$$

$$\forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal, t \in T, \forall kwb \in KWB$$

Kolejny zbiór ograniczeń dotyczy pracy elektrowni szczytowo-pompowych. Podstawowym ograniczeniem jest bilans wody, zdefiniowany jako bilans w godzinie poprzedzającej rozważaną, uzupełniony o saldo w godzinie bieżącej wynikające z różnicy między pompowaniem i generacją (1.13). W przypadku gdy rozważana jest godzina '1' bilans w godzinie poprzedzającej obliczany jest jako bilans z ostatniej godziny dnia poprzedzającego. Jeśli rozważany jest dzień '1' to obliczenia przeprowadzane są dla ostatniej godziny z ostatniego dnia, tj. każdy rok jest samobilansowany. Suma energii zużytej na pompowanie oraz energii generowanej w danej godzinie nie może przekraczać wartości mocy wynikającej z możliwości pompowania w elektrowni szczytowo-pompowej (iloczyn relacji mocy pompowania do mocy generacji oraz mocy dyspozycyjnej netto) (1.14). Dodatkowo, bilans wody podlega ograniczeniu wynikającemu z pojemności zbiornika (1.15).

$$\begin{aligned} ESP_Bilans_{esp,dataPL,t} &= ESP_Bilans_{esp,dataPL,t-1(t>1)} + ESP_Bilans_{esp,dataPL-1,24(t=1,dataPL>1)} \\ &+ ESP_Bilans_{esp,"d6","24"(t=1,dataPL=1)} + l_{dni_{dataPL}} * ESP_Pompowanie_{esp,dataPL,t} \\ &* ESP_Sprawnosc_{esp} - l_{dni_{dataPL}} * Generacja_{esp,dataPL,t} \end{aligned} \quad (1.13)$$

$$\forall esp \in Ele, \forall dataPL \in Kal \ t \in T \quad (1.14)$$

$$\begin{aligned} ESP_Pompowanie_{esp,dataPL,t} + Generacja_{esp,dataPL,t} \\ \leq ESP_MocLadowanie_{esp} * Ruch_{esp,dataPL} \\ * (1 - DTable_{PotrzebyWl_{esp}}) * (1 - DTable_{Ubytki_{dataPL,esp}}) \\ \forall esp \in Ele, \forall dataPL \in Kal \ t \in T \end{aligned} \quad (1.15)$$

$$\begin{aligned} ESP_Bilans_{esp,dataPL,t} &\leq l_{dni_{dataPL}} * ESP_Pojemnnosc_{esp} * Ruch_{esp,dataPL} \\ \forall esp \in Ele, \forall dataPL \in Kal \ t \in T \end{aligned}$$

Ograniczenia przepustowości linii transgranicznych determinują wprowadzenie równań ograniczających wartości przepływów międzypaństwowych. Przepływy transgraniczne występujące w równaniach na bilans mocy (1.16, 1.17) ograniczone są zatem zarówno dla importu, jak i eksportu w następujący sposób:

$$Przeptyw_{ct,dataPL,t} \leq DTable_CBF_NTC_{ct,PL',dataPL,t}^h \quad \begin{matrix} \forall ct \in CT, \forall ct_t \\ \in CT, \forall dataPL \in Kal \ t \\ \in T \end{matrix} \quad (1.16)$$

$$Przeptyw_{ct,dataPL,t} \geq DTable_CBF_NTC_{PL',ct_t,dataPL,t} \quad \begin{matrix} \forall ct \in CT, \forall ct_t \\ \in CT, \forall dataPL \in Kal \ t \\ \in T \end{matrix} \quad (1.17)$$

Aby dokładniej odzwierciedlić funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego zasymulowano działania operatorskie mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy KSE wprowadzając równanie (1.18), które ustala minimalny wolumen mocy^h uruchomionej w jednostkach sterowalnych danego dnia. Stała 1,12 odpowiada parametrowi A z IRIESP.

$$\begin{aligned} &\sum_{es} [Ruch_{es,dataPL} (1 - DTable_PotrzebyWl_{es}) * (1 - DTable_Ubytki_{dataPL,es})] \\ &\geq 1,12 \left(DTable_Zapotrz_{dataPL,t} - \sum_{ens} (DTable_Moc_{ens} * DTable_Produkcja_ENS_{dataPL,t,ens}) \right. \\ &\quad \left. - \sum_{kons} DSR_{kons,dataPL,t} \right) \end{aligned} \quad (1.18)$$

$$\forall es \in Ele, \forall dataPL \in Kal, t \in T, kons \in Kons$$

Zestawienie wielkości występujących w modelu

Zbiory

Nazwa	Wymiar	Opis
dataPL	(*)	dni
ele	(*)	wszystkie elektrownie
ens	(ele)	elektrownie niesterowalne
eoze	(ele)	elektrownie wykorzystujące OZE
es	(ele)	elektrownie sterowalne
esp	(ele)	elektrownie magazynujące
kons	(*)	konsumenci
kwb	(*)	kopalnie węgla brunatnego
map_kwb_ele	(kwb,ele)	mapowanie elektrowni do kopalni
own	(*)	właściciele
s	(*)	scenariusze
t	(*)	godziny
yf	(*)	wszystkie lata
y	(yf)	lata symulacji
ct	(*)	zbiór państw
ct_t	(ct)	pomocniczy zbiór państw

Parametry

Nazwa	Wymiar	Jedn.	Opis
DTable_Sprawnosc	(ele)	%	sprawność elektrowni netto (%)
DTable_Potrzeby_Wl	(ele)	%	średni współczynnik potrzeb własnych JWCD (%)
DTable_CelOZE		%	produkcji netto) cel OZE w zapotrzebowaniu na energię elektryczną (%)
DTable_DSR_Cena	(kons)	zł/MWh	cena ofertowa DSR (zł za MWh)
DTable_DSR_Moc	(kons)	MW	moc ofertowana w DSR (MW)
DTable_Koszty_G	(dataPL, ele)	Zł/MWh	koszt zmienny produkcji w danej elektrowni danego dnia
DTable_KosztyU	(dataPL, ele)	zł/MW/u	koszty uruchomień (zł za MW za uruchomienie)
DTable_LF	(ele)	%	load-factor dla pracy w wymuszeniu (%) uruchomionych mocy netto)
DTable_LimitKWB	(kwb)	TJ	limit zdolności wydobywczych KWB (tony * wartość opałowa = TJ) moc osiągalna JWCD w danym okresie (MW brutto)
DTable_Moc	(ele)	MW	(w przypadku planowania mocy - limit mocy osiągalnej)
DTable_OM	(ele)	zł/MW	roczne koszty O&M (zł za MW)

DTable_Produkcja_ENS	(dataPL, t, ele)	%	średniogodzinowa produkcja źródeł niesterowalnych (% mocy osiągalnej)
ESP_Sprawnosć	(ele)	%	sprawność ESP (% energii ładowanej która później może być oddana do sieci)
ESP_Pojemność	(ele)	MWh	maksymalna pojemność zbiornika (MWh które mogą być wyprodukowane z pełnego zbiornika określona jako relacja pojemność do mocy generacji)
ESP_Moc_Ladowanie	(ele)	%	możliwości pompowania w ESP (relacja moc pompowania do mocy generacji)
DTable_CBF_Cena	(ct, dataPL, t)	zł/MWh	cena w danym kraju PLN/MWh
DTable_CBF_NTC	(ct, ct_t, dataPL, t)	MW	NTC na połączeniu z kraju A do kraju B (MW)
DTable_TechMin	(ele)	%	stabilne techniczne minimum pracy (% mocy osiągalnej)
DTable_Ubytki	(dataPL, ele)	%	całkowite ubytki elektrowniane mocy (% mocy osiągalnej)
DTable_Zapotrz	(dataPL, t)	MW	średniogodzinowe zapotrzebowanie na moc netto w KSE (MW netto)
L_dni	(dataPL)	-	liczebność typu dni (licznik)

Zmienne

Nazwa	Wymiar	Jedn.	Opis
Zmienne dodatnie			
Generacja	(ele, dataPL, t)	MWh	generacja netto elektrowni sterowalnych (MWh)
Moc	(ele)	MW	moc zainstalowana brutto jednostki wytwórczej (MW)
Ruch	(ele, dataPL)	MW	uruchomione moce brutto w elektrowniach (MW)
Uruch	(ele, dataPL)	MW	uruchamiane moce brutto w elektrowniach (MW)
ESP_Bilans	(ele, dataPL, t)	MWh	bilans naładowania dla ESP (MWh)
ESP_Pompowanie	(ele, dataPL, t)	MWh	pompowanie ESP (MWh)
DSR	(kons, dataPL, t)	MWh	moc uruchomiona w DSR (MWh)
Zmienne typu free			
Przepływ	(ct, dataPL, t)	MWh	saldo przepływów z innymi krajami (MWh) (-eksport +import)
Z		zł	funkcja celu - koszt całkowity funkcjonowania systemu (zł)

Równania i nierówności

Nr	Nazwa	Wymiar	Jedn.	Opis
1.1	Funkcja_celu	(*)	zł	funkcja celu odzwierciedla sumę całkowitych zdyskontowanych kosztów systemowych
1.2	eqBilansMocy	(dataPL, t)	MW	równanie bilansujące popyt i podaż
1.3	eqOgrOZE	(*)	MWh	ograniczenie minimalnej produkcji z OZE
1.4	eqOgrGenerSter	(es, dataPL, t)	MWh	górne ograniczenie generacji z elektrowni sterowalnych
1.5	eqGenerNieSter	(ens, dataPL, t)	MWh	generacja z elektrowni niesterowalnych
1.6	eqOgrMocEle	(ele)	MW	przypisanie mocy zainstalowanych istniejącym elektrowniom
1.7	eqOgrMocSter	(es, dataPL)	MW	górne ograniczenie zmiennej $Ruch_{es,dataPL}$
1.8	eqOgrDSR	(kons, dataPL, t)	MWh	ograniczenie wartości redukcji mocy DSR
1.9	eqOgrGener	(es, dataPL, t)	MWh	dolne ograniczenie generacji w elektrowniach sterowalnych
1.10	eqOgrMocUruch	(es, dataPL)	MW	górne ograniczenie uruchamianych mocy
1.11	eqOgrLF	(es, dataPL, t)	MWh	dolne ograniczenie generacji w elektrowniach sterowalnych (na poziomie nie mniejszym niż średni wskaźnik Load Factor)
1.12	eqOgrEnerWB	(kwb)	TJ	ograniczenie zdolności wydobywczych KWB
1.13	eqBilansSpomp	(ele, dataPL, t)	MWh	równanie bilansowe elektrowni szczytowo-pompowej
1.14	eqOgrPomp	(esp, dataPL, t)	MWh	ograniczenie energii zużywanej na pompowanie w elektrowniach szczytowo-pompowych
1.15	eqOgrPojZbior	(esp, dataPL, t)	MWh	ograniczenie wynikające z max pojemności zbiornika w elektrowni szczytowo-pompowej
1.16	eqOgrMocImport	(ct, ct_t, dataPL, t)	MW	ograniczenie wartości przepływów międzypaństwowych w kierunku importu energii do Polski
1.17	eqOgrMocEksport	(ct, ct_t, dataPL, t)	MW	ograniczenie wartości przepływów międzypaństwowych w kierunku eksportu energii z Polski
1.18	eqOgrMinWclumen	(dataPL, t)	MW	ograniczenie minimalnego wolumenu mocy w elektrowniach sterowalnych wynikające z działań OSP (instrukcja IRIESP)

Symulacje na potrzeby modelowania rynku energii elektrycznej

Na potrzeby modelu rynku energii elektrycznej wymagane jest przyjęcie założeń na temat zachowania strony popytowej oraz podaźowej rynku. Do tego celu zbudowano analizę scenariuszową opartą na symulacjach poszczególnych wielkości, na które składają się:

- Zapotrzebowanie
- Generacja elektrowni wiatrowych na lądzie
- Generacja elektrowni wiatrowych na wodzie
- Generacja elektrowni fotowoltaicznych
- Generacja z elektrowni biogazowych
- Generacja z elektrowni wodnych przepływowych
- Generacja z elektrowni biomasowych
- Generacja z elektrociepłowni
- Wymiana transgraniczna
- Ubytki JWCD

Analiza opiera się na przedstawieniu scenariuszy godzinowych wielkości powyższych zmiennych, scenariusze pogrupowano wg warunków pogodowych, gdzie zmienna grupującą był poziom ciśnienia atmosferycznego.

Wykorzystano dane z okresu 2012-01-01 – 2015-12-31, w tym w szczególności:

- Godzinowe zapotrzebowanie KSE – PSE
- Generacja elektrowni wiatrowych na lądzie – PSE
- Generacja elektrowni fotowoltaicznych – dane z Niemiec (50Hz, Tennet, Transnet, Amprion)
- Generacja EC – PSE
- Wymiana transgraniczna – PSE
- Ubytki JWCD – PSE

Dla pozostałych wielkości przyjęto stałe założenia, co stanowi potencjał do rozwoju poprzez uszczegółowienie podejścia. Zebrane dane podzielono na 18 grup (6 typów dni x 3 grupy pogodowe [rozdzielone wg poziomu ciśnienia atmosferycznego]). Ubytki JWCD zostały dodatkowo podzielone wg rodzaju paliwa. Następnie wg rozkładu jednostajnego wylosowano ze zwracaniem po 1000 obserwacji dla każdej grupy.

Ze względu na schemat losowania naturalnym jest oparcie scenariuszy na danych pogodowych co daje wstępny podział na scenariusze niżowe, przejściowe (frontowe) oraz wyżowe. Kolejne scenariusze zostały wyznaczone w oparciu o kombinacje wyników symulacji z danych historycznych.

Uwagi do sposobu losowania:

a) Ubytki mocy elektrowni są różne w różnych scenariuszach, ale symetryczne dla wszystkich jednostek. Przykładowo: jednostka A ma w scenariuszu 1 szansę na ubytek 10%, jednostka B 20%. W scenariuszu 2 jednostka A ma szansę na ubytek 5%, jednostka B 10%. To jest konieczne bo jeśli model ma decydować o tym czy jednostkę opłaca się utrzymywać na rynku czy nie, to jeśli są takie scenariusze gdzie ta jednostka w ogóle nie jest dyspozycyjna (a

jednocześnie są to właśnie te ekstremalne scenariusze które uzasadniałyby jej istnienie), to model taką informację by zgubił.

b) Losowanie scenariuszy odbywa się dla historycznych lat wg. empirycznego rozkładu prawdopodobieństwa, a prawdopodobieństwo scenariuszy jest policzone wg. wartości historycznych. Na kolejne lata zmiany klimatyczne przedstawiane są w taki sposób, że zmieniane jest prawdopodobieństwo scenariuszy ekstremalnych zgodnie z prognozami zewnętrznych instytucji.

c) Losowane scenariusze są mieszane pod względem kombinacji pogody niżowej-przejściowej-wyżowej w kolejnych typach dni odwzorowujących sezony w taki sposób, aby pozwolić na efektywne wykorzystanie funkcjonalności modelu dotyczących rocznych wielkości (udział OZE i wydobycie węgla brunatnego).



www.pkee.pl