

XXIV Konferencja Naukowo-Techniczna RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

NOWA ARCHITEKTURA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ **główne mechanizmy równoważenia rynków wschodzącego i dotychczasowego**

Jan Popczyk

Kazimierz Dolny, 24-26 kwietnia 2018

BILANS ENERGETYCZNY 2013 – ŚWIAT

(liczba ludności: 7 mld; liczba samochodów: 1,1 mld)

Roczne zużycie paliw kopalnych, na cele energetyczne ⁽¹⁾				
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	ropa	gaz
Jednostki naturalne	7 mld ton	1 mld ton	4 mld ton	2 bln m ³
Wartość (giełdowa), mld \$	380 ⁽²⁾	35 ⁽³⁾	1300 ⁽²⁾	320–600 ⁽⁴⁾
Energia chemiczna, tys. TWh	35	2,2	45	20
Emisja CO ₂ ⁽⁵⁾ , mld ton	15	1	9	4
Energia końcowa ⁽⁶⁾ , tys. TWh	10 _e + 5 _c (energia el. + ciepło)	0,7 _e (energia el.)	38 _t + 3 _e + 1 _c (energia na „kołach”)	6 _e + 5 _c (energia el. + ciepło)
Roczna produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, tys. TWh				
3				
Roczna produkcja energii w źródłach OZE, tys. TWh				
wodne	wiatrowe	PV	biomasa przetworzona (biopaliwa gazowe, płynne)	biomasa stała (nieprzetworzona)
4 _e	1 _e	0,3 _e	(0,03 _e + 0,03 _c) _{Niemcy} + (0,6 _t) _{USA+Brazylia} ⁽⁷⁾	5 _c ⁽⁸⁾

SZACUNKOWE DANE ROCZNE (2017), w mld PLN,
obrazujące wymiar makroekonomiczny WEK w Polsce

ENERGETYKA WEK					
Rynki końcowe (z podatkami i parapodatkami)	~180	paliwa transportowe		energia elektryczna	ciepło
		100		48	30
Import	>75	paliwa			
		ropa	gaz	węgiel	biomasa ¹
		45	15	3	0,6
		dobra inwestycyjne			
		elektroenergetyka (głównie bloki węglowe)	gazownictwo	sektor paliw transportowych	
		5	3	3	
		know how (usługi konsultingowe) – b.d.			
Podatki, parapodatki,	~80	akcyza – 36 (dominujący udział paliw transportowych)			
		VAT – 38 (dominujący udział ludności)			
		CO ₂ – 6 (dominujący udział energetyki węglowej)			
Ukryte dopłaty	5	górnictwo węgla kamiennego – 5 (dominujący udział)			
MAKROEKONOMIA KRAJU					
PKB – 2000, zadłużenie – 1000, budżet-wydatki – 400, deficyt budżetowy – 40, osiągalne przychody ludności – 700					

ZDERZENIE POLSKI Z UNIĄ !!!

POLSKA
7 lutego 2018
notyfikacja ustawy o rynku mocy

Parlament Europejski
cel OZE 2030 – 35%
(17 stycznia 2018)

UE 2017

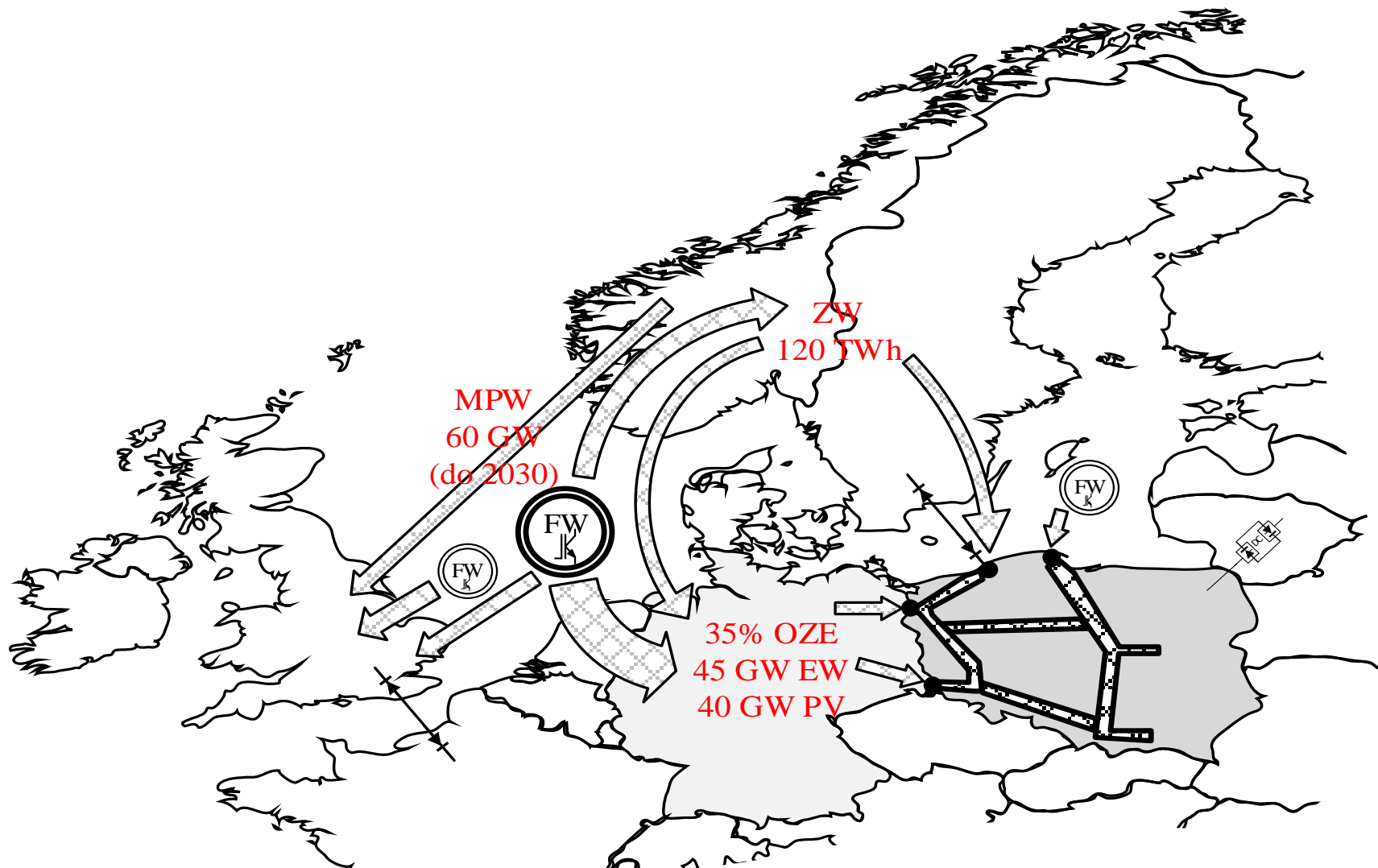
produkcja z OZE (wiatr, słońce, biomasa) przekracza produkcję z węgla brunatnego i kamiennego: 20,9% (18,8%) vs 20,6% (21,5%)

Parlament EU zatwierdził reformę polityki klimatycznej

- 1. Podwaja (do 2023) wolumen zabunkrowanych (w rezerwie stabilności) uprawnień do emisji CO₂**
- 2. Zwiększa współczynnik liniowej redukcji emisji CO₂ z 1,74% do 2,2%**

POLSKIE ZDERZENIE !!!





**Sytuacja energetyczna Polski w północnej części Europy
ze szczególnym uwzględnieniem źródeł wiatrowych *offshore*
i magazynów w energetyce wodnej**

RYNKI POLSKIE, TWh

ENERGIA PIERWOTNA

energia chemiczna w węglu kamiennym i brunatnym, ropie naftowej i gazie ziemnym powiększona o energię jądrową w paliwach jądrowych załadowanych do reaktorów w elektrowniach jądrowych (dwie elektrownie jądrowe, 2x1600 MW każda)

2016	2050
1000	1500/3000 (P)

ENERGIA KOŃCOWA

energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe, pozyskiwane z paliw kopalnych

2016	2050
600	1100 (H)

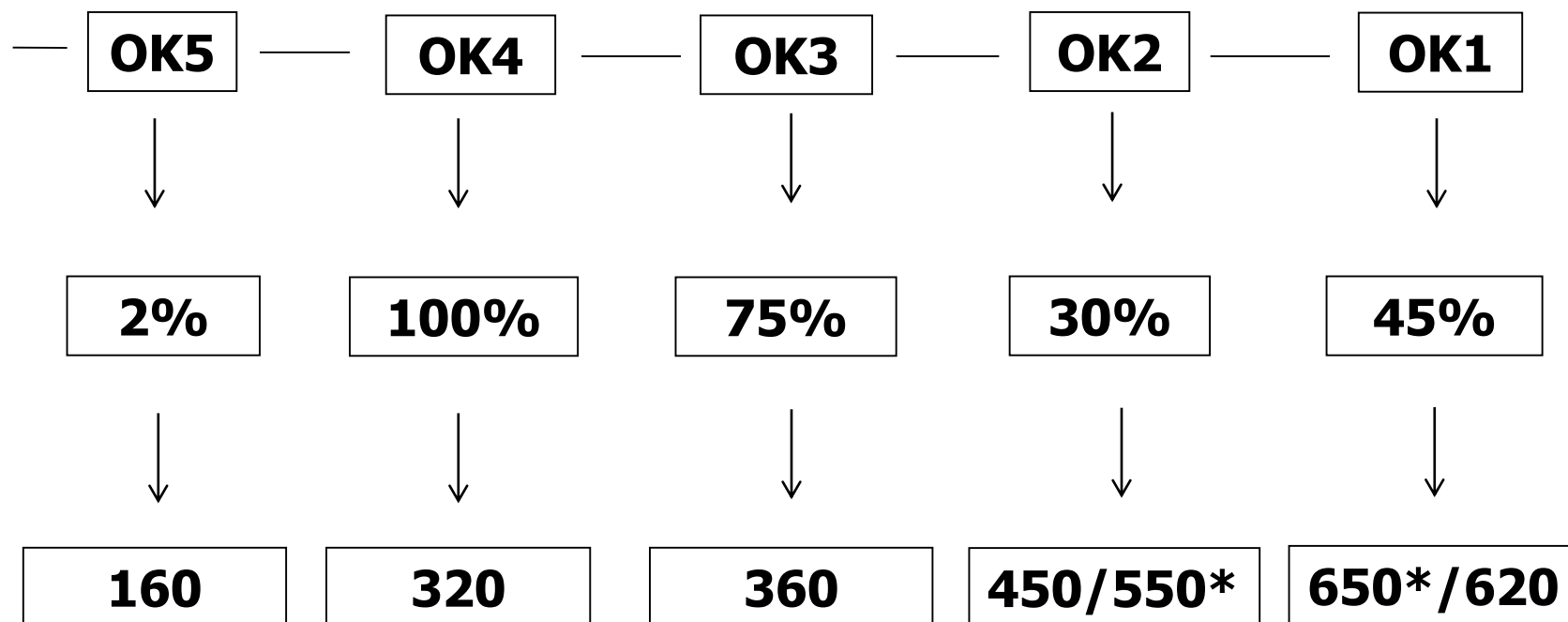
ENERGIA UŻYTECZNA

na mono rynku energii elektrycznej OZE

2016	2050
200 (H)	200 (A)

Rynki energii pierwotnej, końcowej i użytecznej, w TWh/rok, w polskiej perspektywie i w horyzoncie 2050; (P) – prognoza, (H) – rynek hipotetyczny, albo ekwiwalentny, (A) – antycypacja

**CENY, KTÓRYCH PRZEKROCZYĆ SIĘ NIE DA,
ALBO KTÓRYCH PRZEKROCZENIE
JEST GROŹNE DLA KAŻDEGO KTO TO ZROBI, RÓWNIEŻ DLA POLITYKÓW !!!**



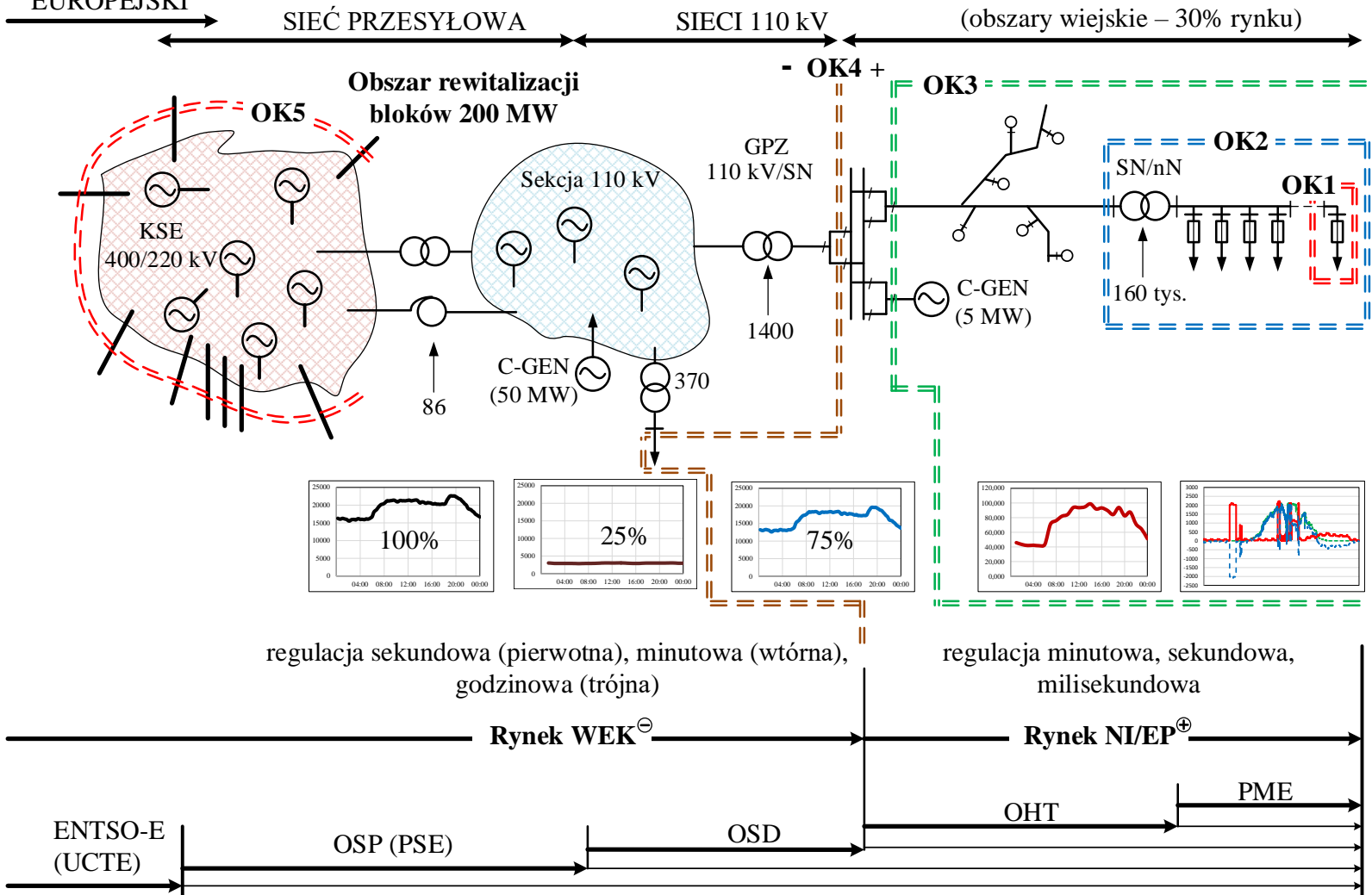
CENY PRZECIĘTNE ROCZNE, W PLN/MWh

**wartości charakterystyczne dla metodologii stosowanej
w funkcjonującym cenotwórstwie**

TRANSFORMACJA POLSKIEJ ENERGETYKI – PUNKT WYJŚCIA

JEDNOLITY
RYNEK
EUROPEJSKI

KLASTRY ENERGETYCZNE
SPÓŁDZIELNIE ENERGETYCZNE
(obszary wiejskie – 30% rynku)



Cena CK w grupie obecnych
taryf G, PLN/MWh

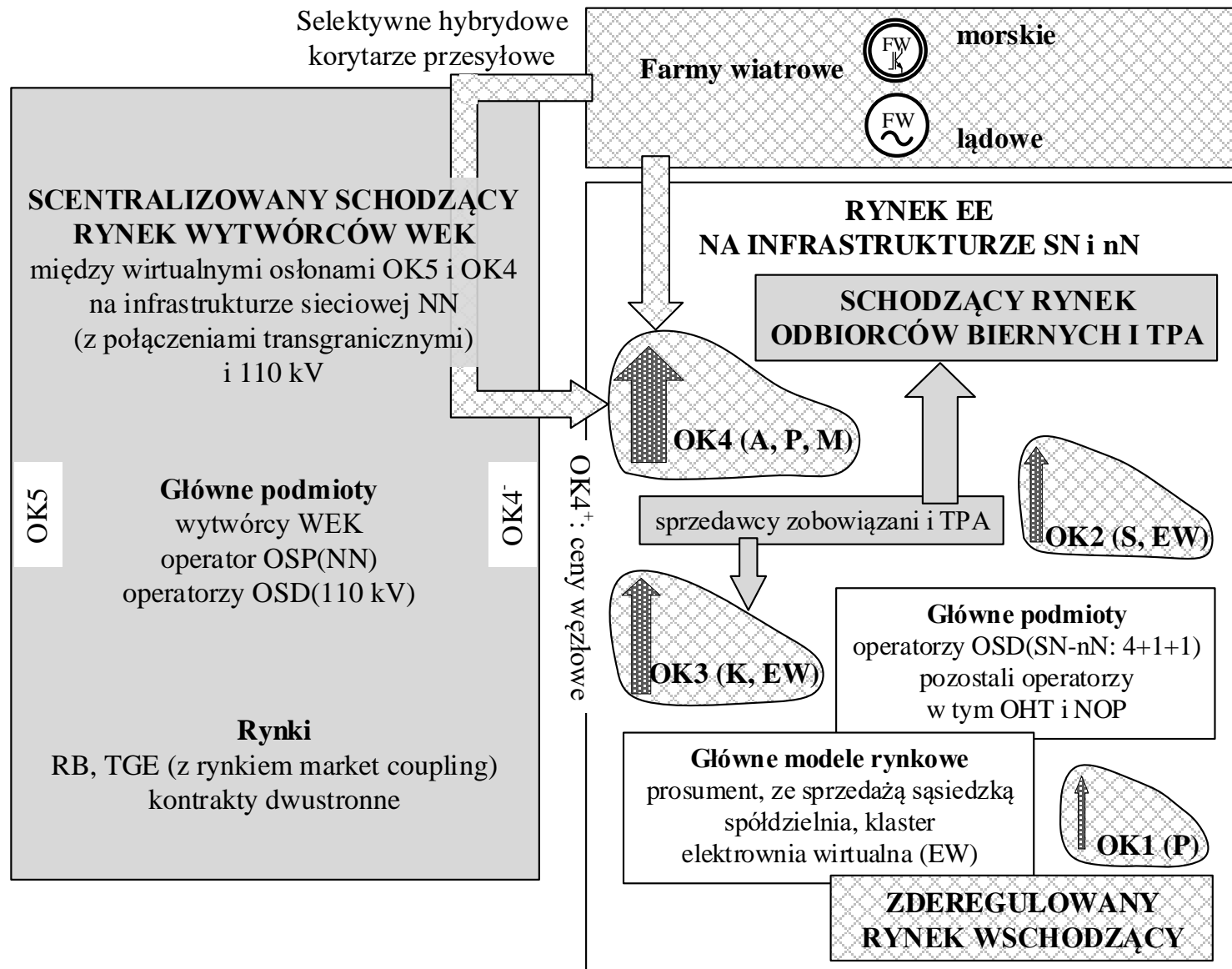
trajektoria WEK[⊖]: 460 + 440 + 100 = **1000**

trajektoria NI/EP[⊕]: 400 + 80 + 120 = **600**

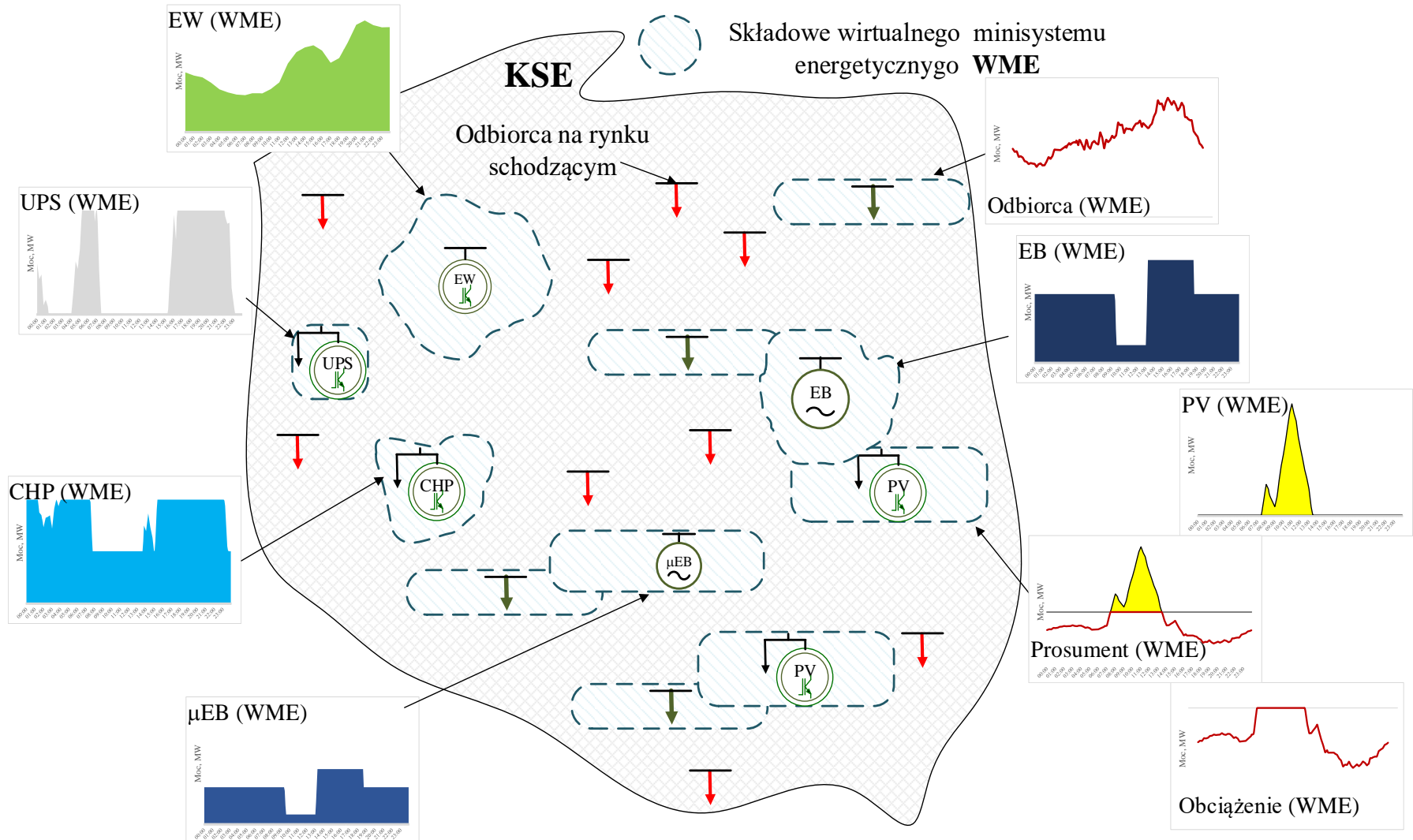


ARCHITEKTURA RYNKU ENERGII

RYNEK EE W PROCESIE TRANSFORMACJI ENERGETYKI W HORYZONCIE 2050



UPROSZCZONA WIZUALIZACJA WIRTUALNEGO MINISYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO



**REFERENCYJNY SPOSÓB SZACOWANIA OPŁAT SIECIOWYCH NA PLATFORMIE WME (120 GWh)
(zapotrzebowanie 120 GWh; struktura zapotrzebowania: nN – 40%, SN – 60%)
ALOKACJA OPŁAT NA RYNEK WSCHODZĄCY (1)**

Szacunkowe opłaty sieciowe na rynku schodzącym (2017), PLN/MWh (podstawa stawek w taryfach A, B oraz G i C)							
40 – sieci NN-110 kV			60 – sieci SN		100 – sieci nN		
Oszacowanie sumy opłat sieciowych przy zasilaniu z rynku schodzącego, z sieci: nN, SN							
$[0,4(40 + 60 + 100) + 0,6(40 + 60)] \frac{PLN}{MWh} \times 120 \times 10^3 MWh = (9,6 + 7,2) \text{ mln PLN}$							
Alokacja opłat sieciowych do osłon fizycznych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym (1)							
źródło (osłona fizyczna- napięcie)	koszt jednostkowy produkcji, PLN/MWh	udział w produkcji WME, GWh	wykorzystanie produkcji (własne EP i przez odbiorców przyłączonych do sieci), GWh			przepływy sieciowe, GWh	
			EP	sieć SN	sieć nN	sieć SN	sieć nN
PV(OK1-nN)	200	18 (15%)	50% (9,0)	0	50% (9,0)	0	9,0
μEB(OK2-nN)	590	12 (10%)	20% (2,4)	0	80% (9,6)	0	9,6
μKG(OK2-nN)	400	6 (5%)	80% (4,8)	0	20% (1,2)	0	1,2
EW(OK3-SN)	240	48 (40%)	0	87% (41,8)	13% (6,2)	48,0	6,2
EB(OK3-SN)	630	18 (15%)	10% (1,8)	57% (10,2)	33% (6,0)	16,2	6,0
UGZ(OK3-SN)	1000	6 (5%)	100% (6,0)	0	0	0	0
KG(OK3-SN)	330	12 (10%)	90% (10,8)	10% (1,2)	0	1,2	0
Backup	1040-940						
Σ		120 (100%)	34,8	53,2	32,0	65,4	32,0
Oszacowanie sumy opłat sieciowych przy zasilaniu z rynku wschodzącego (1), z sieci: nN, SN							
$[(19,8 \times 100 + 12,2 \times 160) + 53,2 \times 60] \times 10^3 \text{ PLN} = (3,9 + 3,2) \text{ mln PLN}$							

REFERENCYJNY SPOSÓB SZACOWANIA OPŁAT SIECIOWYCH NA PLATFORMIE WME (120 GWh)

JEDNOSTKOWE KOSZTY SIECIOWE NA RYNKU SCHODZĄCYM (2017), PLN/MWh							
40 – sieci NN-110 kV				60 – sieci SN		100 – sieci nN	
opłaty sieciowe przy zasilaniu z rynku schodzącego, z sieci: nN, SN: (9,6 + 7,2) mln PLN							
ALOKACJA OPŁAT SIECIOWYCH NA RYNKU WSCHODZĄCYM (1)							
źródło-osłona -napięcie	koszt produkcji, mln PLN	udział w produkcji WME, GWh	wykorzystanie produkcji (własne EP i przez odbiorców przyłączonych do sieci), GWh			przepływy sieciowe, GWh	
			EP	sieć SN	sieć nN	sieć SN	sieć nN
PV(OK1-nN)	3,6	15%	50%	0	50%	0	9,0
μEB(OK2-nN)	7,1	10%	20%	0	80%	0	9,6
μKG(OK2-nN)	2,4	5%	80%	0	20%	0	1,2
EW(OK3-SN)	11,5	40%	0	87%	13%	48,0	6,2
EB(OK3-SN)	11,4	15%	10%	57%	33%	16,2	6,0
UGZ(OK3-SN)	6,0	5%	100%	0	0	0	0
KG(OK3-SN)	4,0	10%	90%	10%	0	1,2	0
Backup							
Σ	46,0	120	34,8	53,2	32,0	65,4	32,0
opłaty sieciowe nN-SN: (3,9 + 3,2) mln PLN							

**Struktura tabelaryczna stanowiąca podstawę poszukiwania
równowagi w procesie transformacji rynku schodzącego
w rynek wschodzący (1), na przykładzie platformy WME (120 GWh)**

Koszty dostaw w obszarze sieciowym nN-SN na rynku schodzącym

$$(0,4 \times 650 + 0,6 \times 450) \times 120 \times 10^3 MWh = \sim (31 + 32) \text{ mln PLN}$$

= ~63 mln PLN

Koszty dostaw w obszarze sieciowym nN-SN na rynku wschodzącym (1)

źródło (osłona-napięcie)	koszt produkcji		technologie na platformie WME	
	jednostkowy, PLN/MWh	WME, mln PLN	opłata sieciowa, mln PLN	koszt produkcji + opłata sieciowa, mln PLN
PV(OK1-nN)	200	3,7	0,9	4,6
μEB(OK2-nN)	590	7,1	1,0	8,1
μKG(OK2-nN)	400	2,4	0,1	2,5
EW(OK3-SN)	240	11,5	3,4	14,9
EB(OK3-SN)	630	11,4	1,6	13,0
UGZ(OK3-SN)	1000	6,0	0	6,0
KG(OK3-SN)	330	4,0	0,1	4,1
Σ	-	46,1	7,1	~ 53

Struktura tabelaryczna stanowiąca podstawę poszukiwania równowagi w procesie transformacji rynku schodzącego w rynek wschodzący (1), na przykładzie platformy WME (120 GWh)

Koszty dostaw w obszarze sieciowym nN-SN na rynku schodzącym

$$(0,4 \times 650 + 0,6 \times 450) \frac{PLN}{MWh} \times 120 \times 10^3 MWh = \sim (31 + 32) \text{ mln PLN} = \sim \mathbf{63 \text{ mln PLN}}$$

Koszty dostaw na rynku wschodzącym (1)

Roczne koszty łączne dostaw i jednoskładnikowe koszty jednostkowe w obszarze sieciowym nN-SN na rynku wschodzącym (1):

$$\sim (22 + 31) \text{ mln PLN} \rightarrow (460, 430) \frac{PLN}{MWh}$$

Arbitraż, albo inaczej szansa na trade off dla rządu

roczne podatki, nieopłacone na rynku wschodzącym (1), w przedziale:

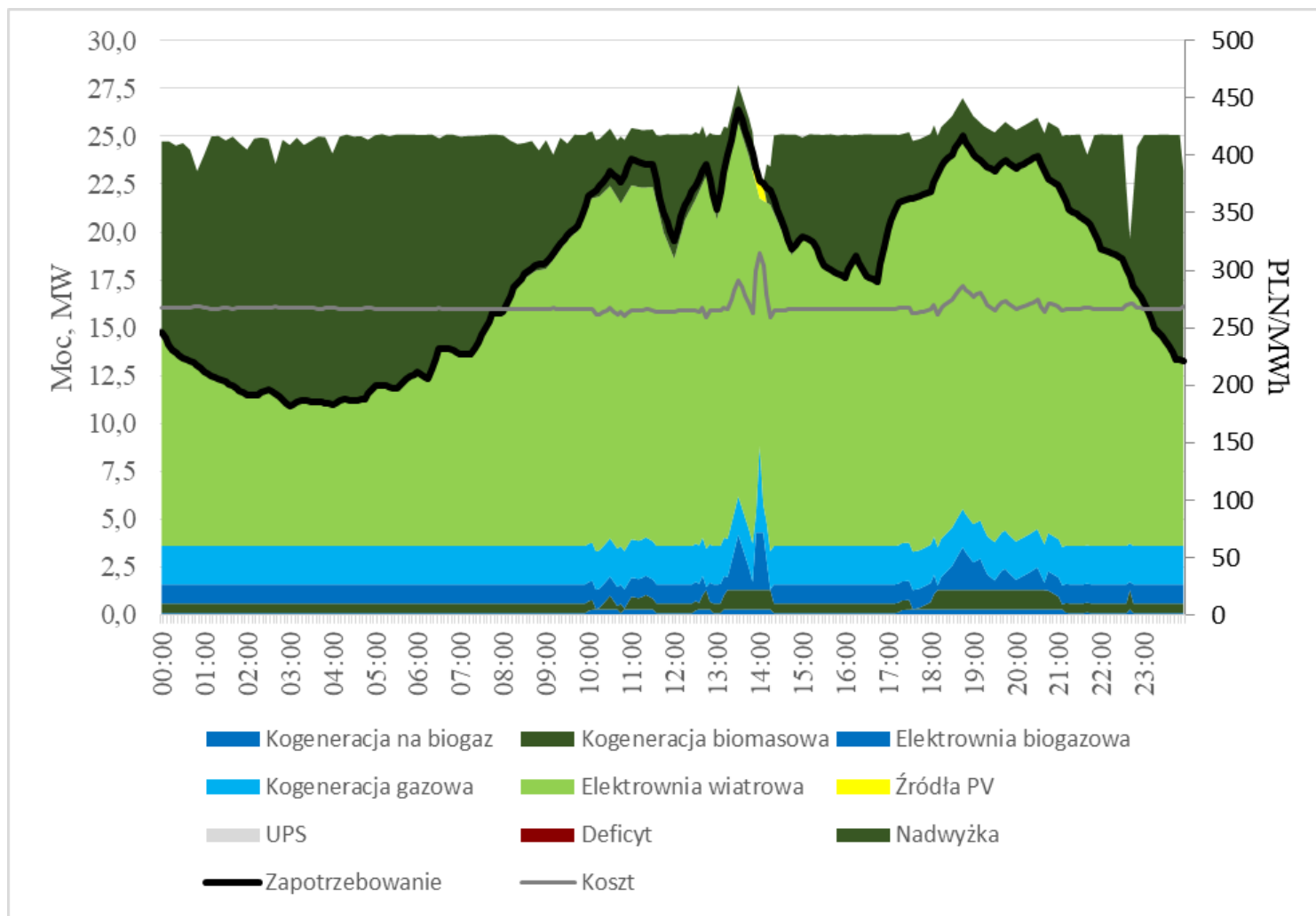
$$(2,5 - 7) \text{ mln PLN}$$

roczne prawa majątkowe, na korzyść rynku wschodzącego (1), w przedziale:

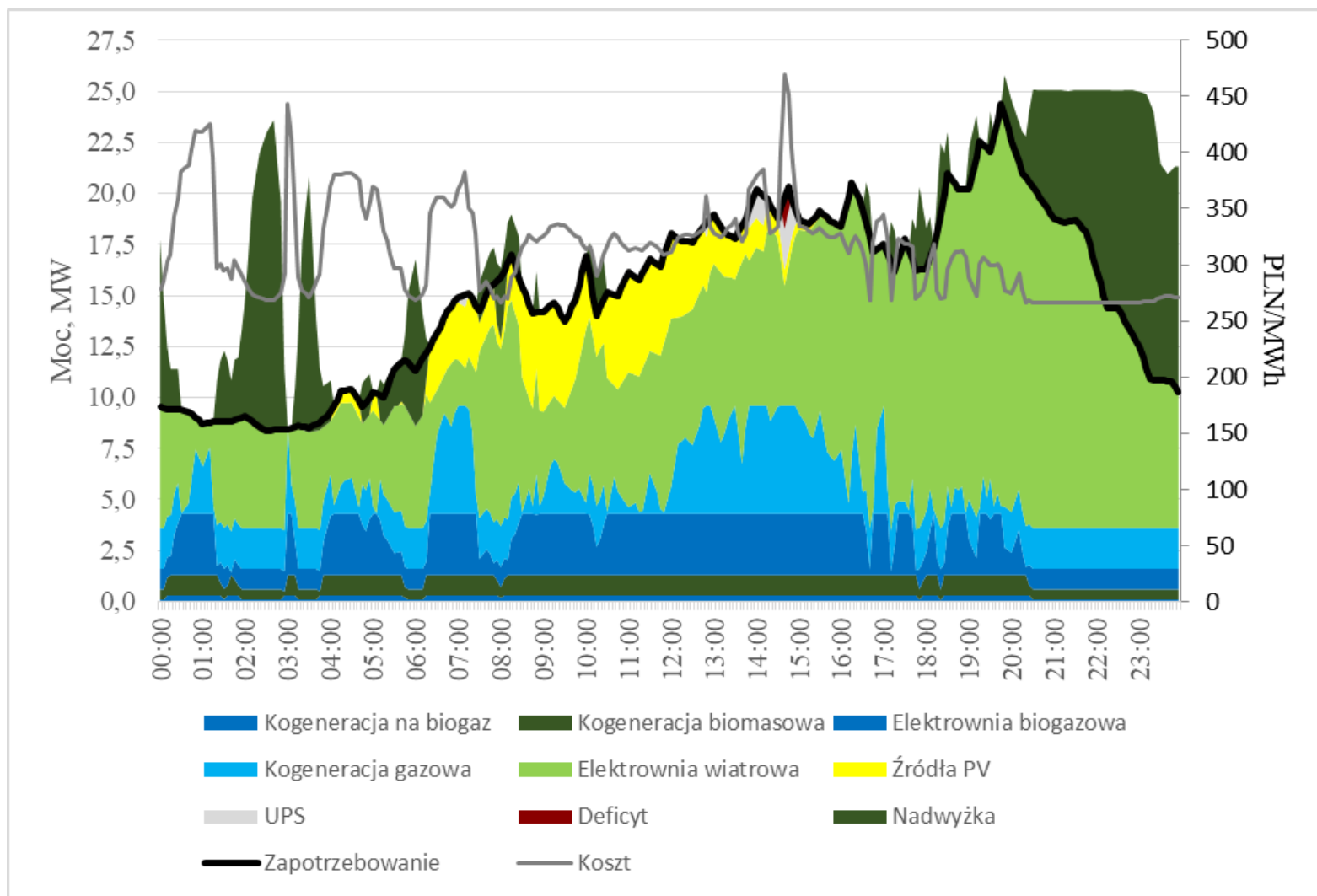
$$0 \text{ do } (18 + 12 + 48 + 18) \times 10^3 MWh \times 70 \frac{PLN}{MWh} \left(\frac{100}{15} - 1 \right) = 38 \text{ mln PLN}$$

ARBITRAŻ, ALBO INACZEJ SZANSA NA *TRADE OFF* DLA RZĄDU (z ukierunkowaniem na zasadę subsydiarności)

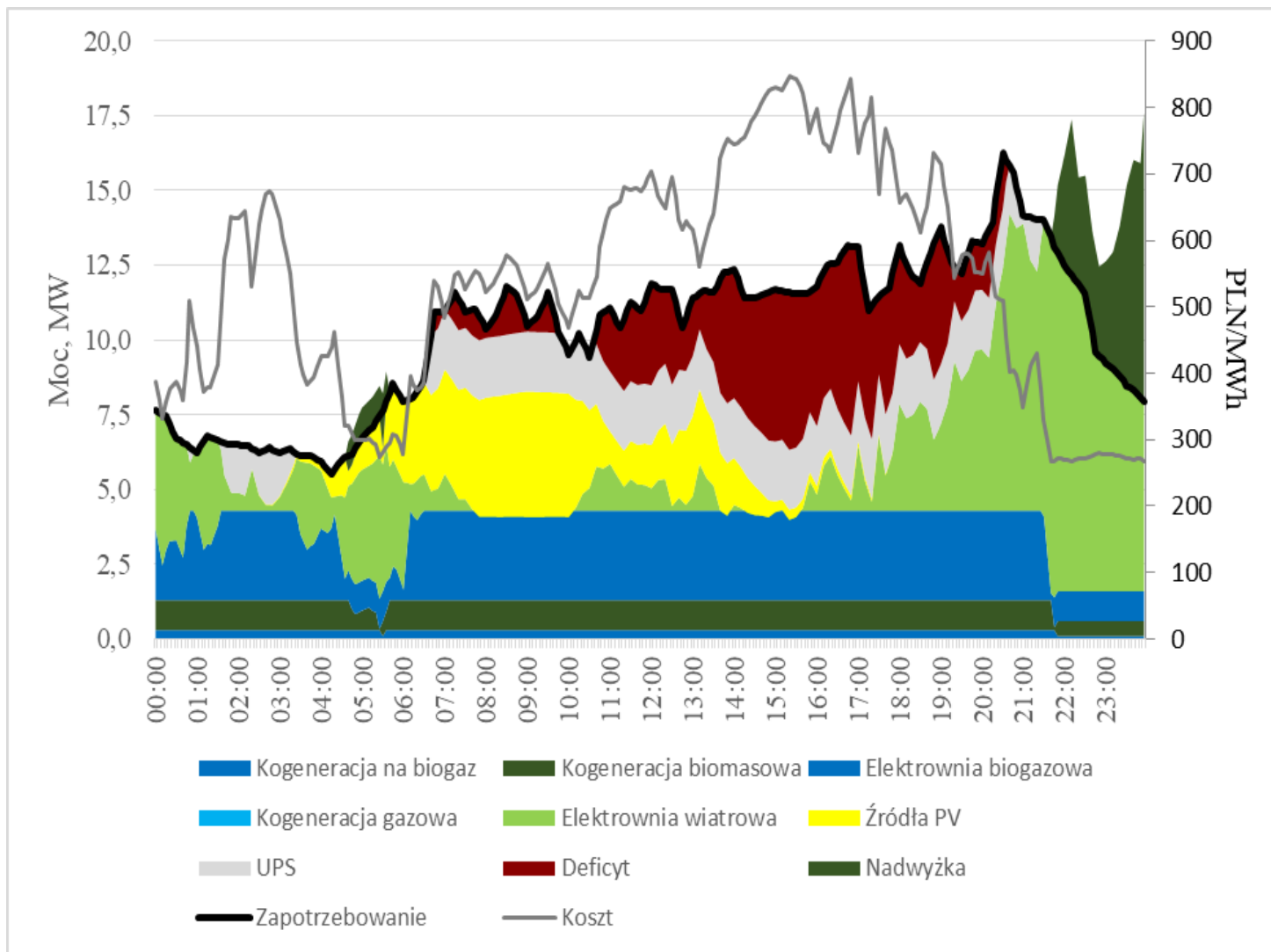
- 1. Opłaty sieciowe.** Przedmiotem arbitrażu jest roczna różnica opłat sieciowych wynosząca 10 mln PLN/rok. Główne uwarunkowanie, to konieczność intensyfikacji wykorzystania sieci nN-SN. Obecne wykorzystanie < 5% (jest to hipoteza robocza). Decydują trzy przyczyny: bardzo mały roczny czas wykorzystania mocy szczytowej obciążenia ($T = 2,5-3000$ h), rozkład obciążenia wzdłuż linii (od 100% w węźle zasilającym praktycznie do 0 na końcu linii), bardzo niskie projektowe obciążenie początkowe powodujące przeciętne obciążenie linii w czasie całego ich życia poniżej 50%).
- 2. Podatki.** Przedmiotem arbitrażu może być nawet 7 mln PLN/rok. Główne uwarunkowanie, to nieopłacony na platformie WME podatek VAT w taryfie G. Z drugiej strony pojawiają się nowe podatki: akcyza związana transferem paliw transportowych, a także podatki PIT i CIT.
- 3. Prawa majątkowe.** Przedmiotem arbitrażu może być nawet 6 mln PLN/rok. Główne uwarunkowanie, to udział OZE na platformie WME wynoszący około 70% i koszt prawa majątkowego na rynku schodzącym około 15 PLN/MWh.
- 4. Koszt uprawnień do emisji CO₂.** Przedmiotem arbitrażu może być nawet 7 mln PLN/rok (przy cenie uprawnień 30 €/t).



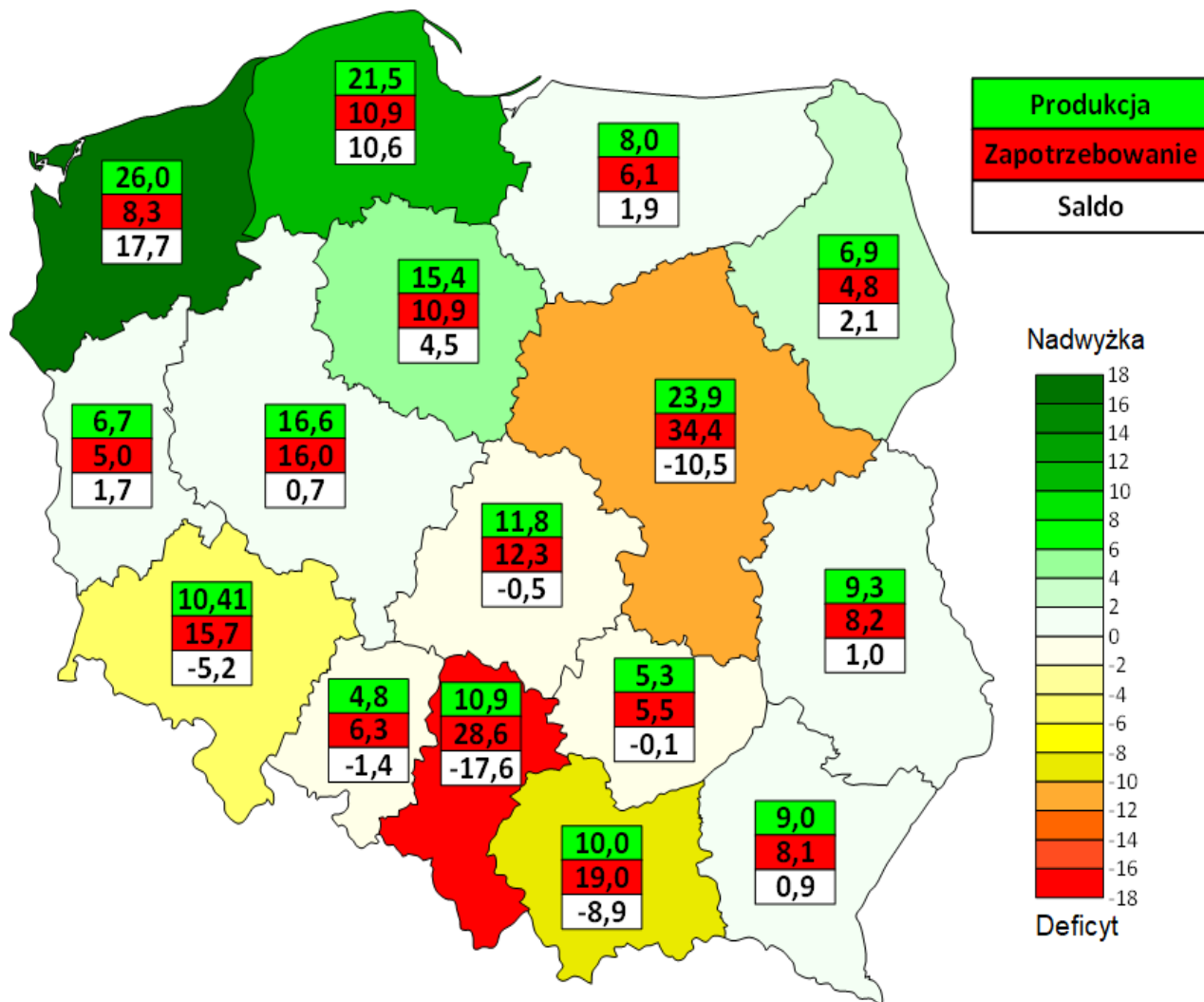
Struktura bilansu energetycznego WME oraz koszt wytwarzania energii **DZIEŃ 29.01**



Struktura bilansu energetycznego WME oraz koszt wytwarzania energii **DZIEŃ 11.04**

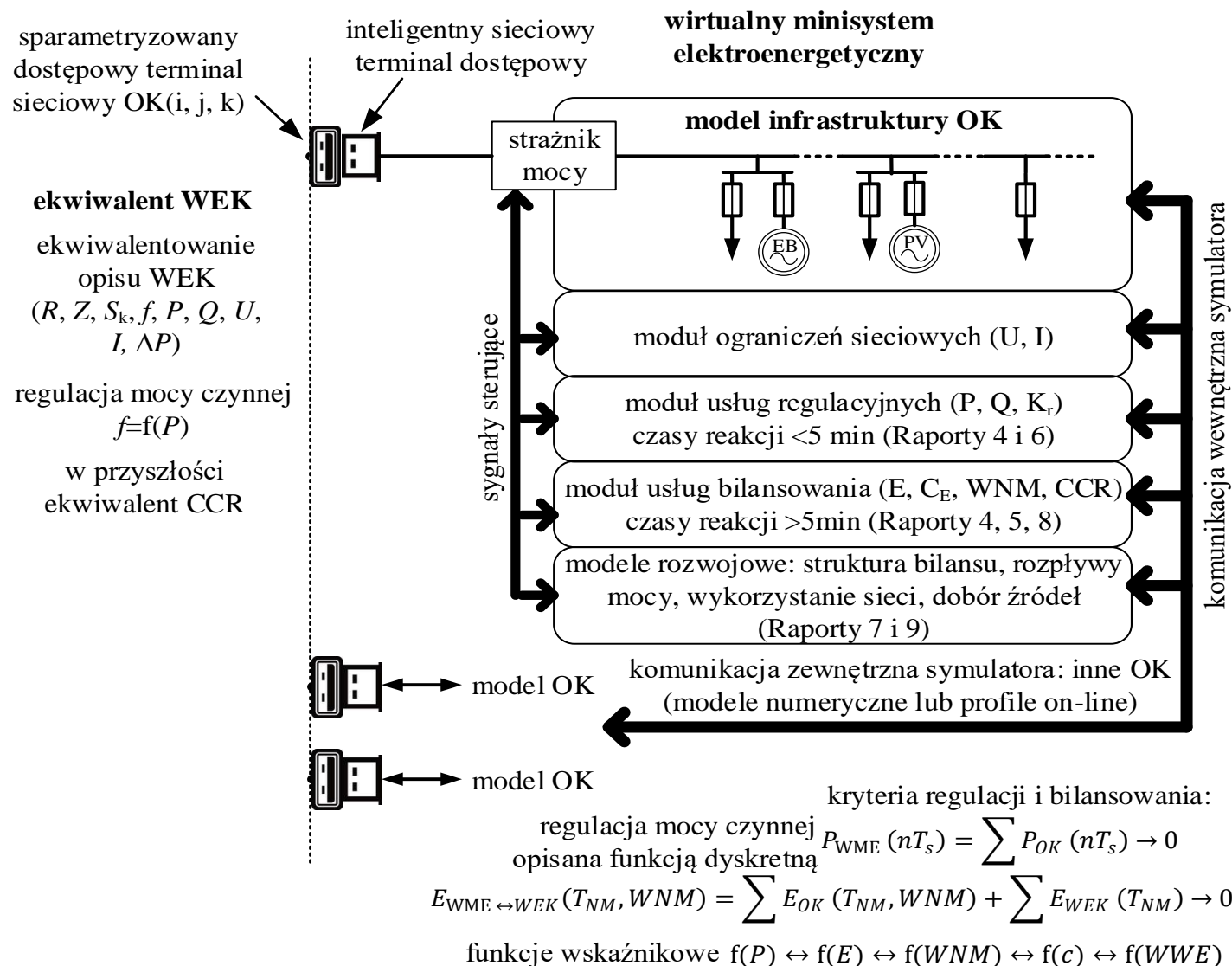


Struktura bilansu energetycznego WME oraz koszt wytwarzania energii **DZIEŃ 19.07**



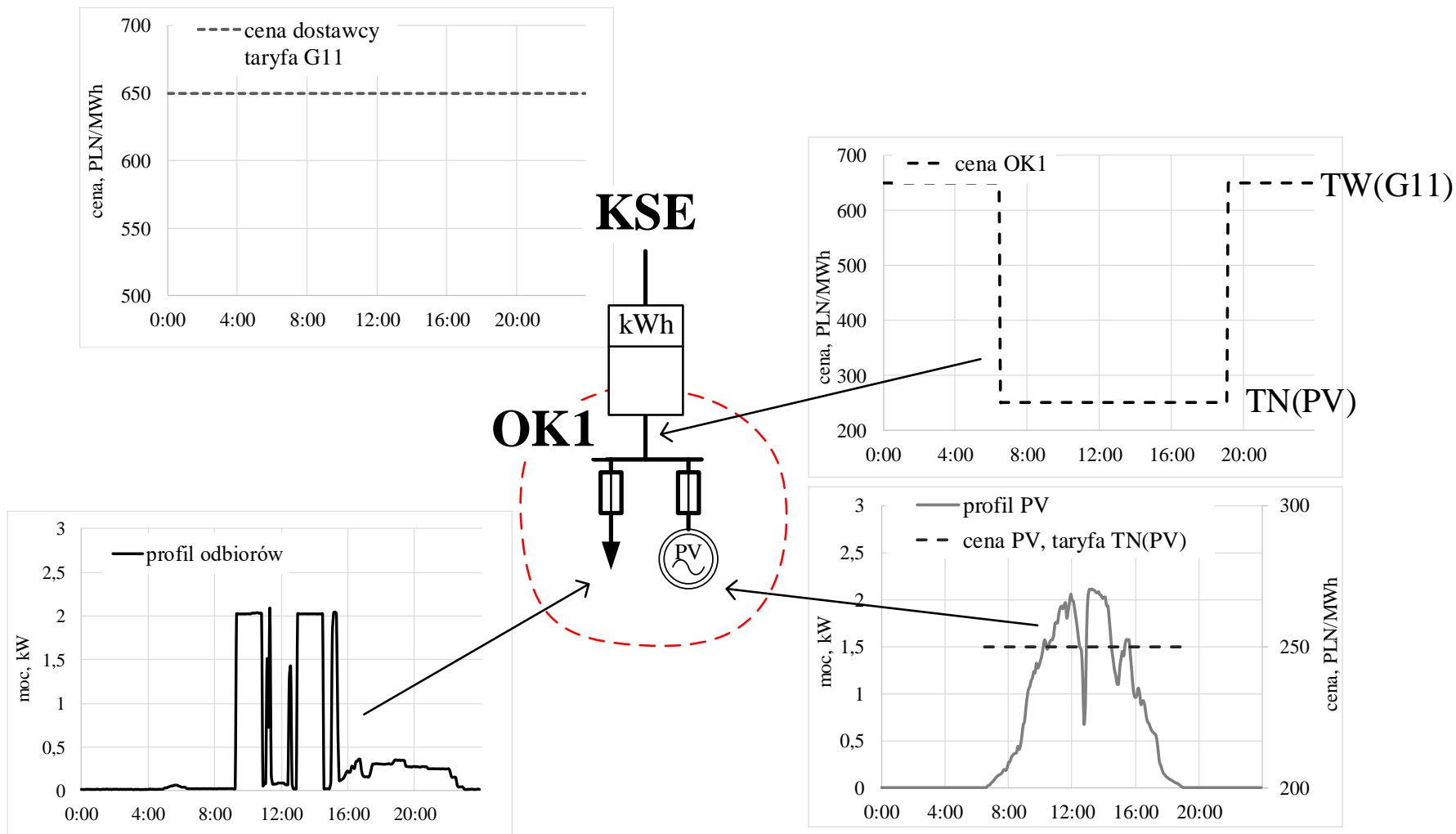
**Antycypowane bilanse energii elektrycznej (TWh)
w województwach, 2050** źródło: K. Bodzek

Źródło: dr inż. K. Bodzek



Symulator (*hardwarowo-software*) WME

Zespół autorski symulatora: J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice, R. Wójcicki)



**Dyfuzja taryfy dynamicznej
do inteligentnej infrastruktury u prosumenta-Kowalskiego**