

**POLI  
[TECH>  
NIKA**

Politechnika  
Częstochowska

# ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

redakcja naukowa  
**Michał Wichliński**

Częstochowa 2021



Politechnika Częstochowska

---

# **ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII**

---

Redakcja naukowa  
**Michał Wichliński**

Skrypt



Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej

Częstochowa 2021

Recenzent

dr hab. inż. Sebastian Werle prof. PŚ

Redakcja

Lucyna Żyła

Redakcja techniczna

Robert Świerczewski

Projekt okładki

Dorota Boratyńska

e-ISBN 978-83-7193-867-2

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej  
Częstochowa 2021

© Copyright by Michał Wichliński, Częstochowa 2021



Publikacja udostępniona na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa – Użycie niekomercyjne 4.0  
Międzynarodowa (CC BY-NC 4.0) <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/legalcode>

---

Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 42-202 Częstochowa, al. Armii Krajowej 36 B  
redakcja tel. 34 325 04 80, dystrybucja tel. 34 325 03 93  
e-mail: [wydawnictwo@pcz.pl](mailto:wydawnictwo@pcz.pl), [www.wydawnictwo.pcz.pl](http://www.wydawnictwo.pcz.pl)

---

# SPIS TREŚCI

---

<b>Wstęp</b> .....	5
<b>Spis oznaczeń</b> .....	6
Rozdział 1	
<b>Podstawy konwersji energii w turbinach wiatrowych</b>	
Paweł Mirek .....	11
Rozdział 2	
<b>Podstawy konwersji energii w elektrowniach szczytowo-pompowych</b>	
Paweł Mirek .....	33
Rozdział 3	
<b>Fototermiczna konwersja energii, instalacje fotowoltaiczne</b>	
Michał Wichliński .....	51
Rozdział 4	
<b>Niezawodność i jakość energii</b>	
Mirosław Kornatka .....	77
Rozdział 5	
<b>Paliwo z odpadów i potencjalne możliwości jego zagospodarowania w postaci paliwa alternatywnego</b>	
Jurand Bień .....	109
Rozdział 6	
<b>Krajowy System Elektroenergetyczny</b>	
Anna Gawlak .....	135



---

## WSTĘP

---

Jeszcze 2009 roku energetyka węglowa odpowiadała w Polsce za ponad 90% produkcji energii elektrycznej, od tamtej pory sporo się w polskiej oraz światowej energetyce zmieniło. Unia Europejska zdecydowanie skierowała się ku odnawialnym źródłom energii, co wymusiło zmiany również w naszym sposobie wytwarzania energii elektrycznej. W 2019 roku paliwa węglowe stanowiły już tylko 75% produkcji energii elektrycznej w Polsce. Największy wzrost zanotowała energetyka wiatrowa i to pomimo wprowadzenia ograniczeń związanych z wymaganą odległością turbin wiatrowych od obiektów mieszkalnych (tzw. ustawa 10H) oraz energetyka słoneczna, szczególnie dzięki kolejnym edycjom rządowego programu Mój prąd. Tak znaczny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii wpłynął również na sposób działania oraz niezawodność sieci elektroenergetycznych, szczególnie w zakresie linii niskiego napięcia, do których podłączana jest większość instalacji prosumenckich.

Niniejszy skrypt obejmuje zagadnienia szeroko rozumianych odnawialnych źródeł energii, takich jak energetyka wiatrowa i słoneczna, z uwzględnieniem aspektów niezawodności i jakości przesyłanej energii, możliwości konwersji energii w elektrowniach szczytowo-pompowych, produkcji energii z odpadów oraz działania wszystkich tych źródeł w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Zachęcając do lektury, składam podziękowania wszystkim osobom zaangażowanym w powstanie tego skryptu. Szczególnie dziękuję autorom poszczególnych rozdziałów, recenzentowi oraz Wydawnictwu za niezwykle rzetelne i wnikliwe podejście do niniejszej publikacji.

Częstochowa, grudzień 2021

---

# SPIS OZNACZEŃ

---

## Rozdział 1

$A$	pole przekroju poprzecznego w płaszczyźnie wirnika, $m^2$
$A_1$	pole przekroju poprzecznego na wlocie (przed turbiną), $m^2$
$A_2$	pole przekroju poprzecznego na wylocie (za turbiną), $m^2$
$b$	szerokość łopaty wirnika, m
$c$	prędkość napływu, m/s
$c_D$	współczynnik oporu, –
$c_L$	współczynnik siły nośnej, –
$c_m$	współczynnik momentu wirnika turbiny wiatrowej, –
$c_p$	bezwymiarowy współczynnik wykorzystania energii, –
$F_C$	siła ciągu, N
$F_D$	siła oporu, N
$F_L$	siła nośna, N
$F_O$	siła obwodowa, N
$F_T$	siła obwodowa w przekroju pierścieniowym, N
$h$	wysokość, m
$h_{ref}$	wysokość odniesienia, m
$\dot{m}$	strumień masy przepływającego powietrza, kg/s
$M_R$	moment obrotowy, Nm
$n$	prędkość obrotowa wirnika, obr/s
$u$	prędkość obwodowa wirnika, m/s
$u_{tip}$	prędkość obwodowa końcówki łopaty wirnika, m/s
$P_{max}$	maksymalna moc, jaką można otrzymać z powierzchni określanej przez wirnik, W
$P_R$	moc wirnika, W
$P_W$	całkowita moc kinetyczna zawarta w wietrze, W
$r_R$	promień wirnika, m
$Re$	liczba Reynoldsa, –
$t$	głębokość łopaty wirnika, m
$V$	strumień objętości przepływającego powietrza, $m^3/s$
$v$	prędkość powietrza w płaszczyźnie wirnika, m/s

---

$v_{sr}(h)$	średnia prędkość wiatru na wysokości $h$ , m/s
$v_{ref}$	średnia prędkość wiatru na wysokości odniesienia $h_{ref}$ , m/s
$v_w$	prędkość wiatru, m/s
$v_1$	niezakłócona prędkość wiatru w obszarze niezakłóconego przepływu, m/s
$z$	liczba łopat wirnika, –
$z_o$	chropowatość terenu, m
$\alpha_A$	kąt natarcia (pomiędzy cięciwą łopaty oraz kierunkiem prędkości napływu), deg
$\varepsilon$	doskonałość aerodynamiczna, –
$\lambda$	wyróżnik szybkobieżności, –
$\nu$	lepkość kinematyczna powietrza, m <sup>2</sup> /s
$\rho$	gęstość powietrza, kg/m <sup>3</sup>
$\omega_R$	prędkość kątowna, obr/s

## Rozdział 2

$D$	ekonomiczna średnica rurociągu zasilającego, m
$E_g$	energia dostarczona do sieci na skutek rozładowania magazynu energii, J
$E_k$	energia kinetyczna, J
$E_p$	energia zużyta do przepompowania objętości wody lub energia potencjalna, J
$E_{PHS}$	ilość energii zmagazynowanej w jednostkowej objętości wody, J
$g$	przyspieszenie ziemskie, m/s <sup>2</sup>
$H$	wysokość, spad, m, lub wysokość niwelacyjna turbiny, stopa
$L$	długość przewodu transportującego wodę, m
$L_s$	długość sztolni, m
$m$	masa wody, kg
$n$	prędkość obrotowa turbiny i generatora dla w pełni zsynchronizowanego z siecią generatora, m/s
$P$	moc turbiny, KM
$\dot{Q}$	strumień masy, kg/s
$R$	promień ruchu obrotowego, m
$t_m$	mechaniczny czas rozruchu turbozespołu, s
$t_w$	czas potrzebny na transport wody przez rurociągi do turbozespołu, s
$V$	objętość wody, m <sup>3</sup> /s



---

$v_{max}$	maksymalna prędkość wody, m/s
$v$	prędkość przepływu wody w sztolni, m/s
$W$	masa wirujących części (wału turbiny i wirnika generatora), kg
$\rho_{H_2O}$	gęstość wody, kg/m <sup>3</sup>
$\eta_g$	sprawność konwersji energii podczas generowania elektryczności, –
$\eta_p$	sprawność konwersji energii podczas przepompowywania wody, –
$\eta_s$	całkowita sprawność wytwarzania elektryczności, –

### Rozdział 3

$\cos(\theta_z)$	kąt padania promieni słonecznych na płaszczyznę płaską, °
$\cos(\theta_\beta)$	kąt padania promieni słonecznych na płaszczyznę pochyloną pod kątem, °
$\gamma_s$	kąt padania, °
AM	Air Mass, –
$D$	wymiary panelu, m <sup>2</sup>
$E$	równanie czasu, min
$G_b$	gęstość strumienia promieniowania bezpośredniego, W/m <sup>2</sup>
$G_d$	gęstość strumienia promieniowania dyfuzyjnego, W/m <sup>2</sup>
LCS	lokalny czas strefowy, min
LDG	lokalna długość geograficzna, °
$N$	kolejny dzień roku
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
PCS	prawdziwy czas słoneczny
$R_b$	współczynnik korygujący dla promieniowania bezpośredniego, –
$R_d$	współczynnik korygujący dla promieniowania dyfuzyjnego, –
$R_o$	współczynnik korygujący dla promieniowania odbitego, –
SDG	standardowa długość geograficzna
STC	Standard Test Conditions
$X$	odległość między końcem a początkiem rzędu, m
$A$	kąt wysokości słonecznej, °
$B$	kąt nachylenia odbiornika, °
$\rho_o$	współczynnik refleksyjności podłoża, –
$\Phi$	szerokość geograficzna, °
$\delta$	kąt deklinacji słonecznej, °
$\omega$	kąt godzinowy, °

## Rozdział 4

$C_i$	minimalne przekroje niesprawności pracy systemu
$E(t)$	wartość oczekiwana poprawnej pracy obiektu w czasie $t$
$f(t)$	funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa poprawnej pracy obiektu w czasie $t$
$F(t)$	dystybuanta rozkładu niepoprawnej pracy obiektu (funkcja zawodności), polegająca na niepoprawnym jego funkcjonowaniu w czasie $t$
$m$	liczba uszkodzeń zarejestrowana w przedziale czasu $(0, t)$
$R(t)$	prawdopodobieństwo poprawnej pracy obiektu (funkcja niezawodności) polegające na poprawnym jego funkcjonowaniu w czasie $t$
$T$	czas poprawnej pracy obiektu
$T_i$	minimalne ścieżki sprawności pracy systemu
$THD_u$	współczynnik deformacji napięcia
$S(\tau)$	stan obiektu w chwili $\tau$
$S$	stan poprawnej pracy obiektu
$\lambda(t)$	intensywność uszkodzeń obiektu w czasie $t$
$\lambda$	intensywność uszkodzeń obiektu (dla rozkładu wykładniczego $\lambda = \text{const}$ )
AIT	wskaźnik średniego czasu przerwy w systemie przesyłowym
ENS	wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego
nN	sieć elektroenergetyczna niskiego napięcia
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym
SAIDI	wskaźnik przeciętnego czasu trwania przerwy w systemie dystrybucyjnym
SAIFI	wskaźnik przeciętnej częstości przerw w systemie dystrybucyjnym
SEE	system elektroenergetyczny (w ujęciu całościowym)
SN	sieć elektroenergetyczna średniego napięcia

## Rozdział 6

$P_{lt}$	wskaźnik długookresowego migotania światła
GPZ	główny punkt zasilania
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
nn	sieci niskiego napięcia
NWN	sieci najwyższych napięć

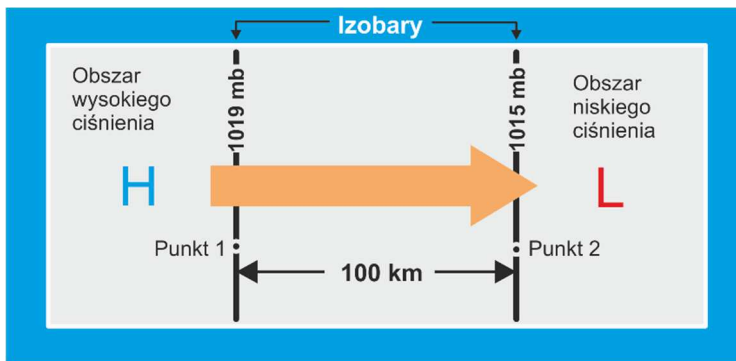
OSD	operator systemu dystrybucyjnego
$P(f)$	częstotliwość napięcia zasilającego
SN	sieci średniego napięcia
WN	sieci wysokiego napięcia
$\cos\varphi$	współczynnik mocy

## PODSTAWY KONWERSJI ENERGII W TURBINACH WIATROWYCH

Paweł Mirek<sup>1</sup>

### 1.1. Mechanizm powstawania wiatru

Z punktu widzenia meteorologii wiatr to poziomy ruch mas powietrza wywołany w głównej mierze energią promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi, odpowiedzialnego za powstawanie stref o różnych gęstościach powietrza. Określenie kierunku wiejącego wiatru związane jest z identyfikacją sił wywołujących jego ruch. Najważniejszą z nich jest siła gradientu ciśnienia. Na rysunku 1.1 pokazano dwa obszary ciśnienia – wysoki H oraz niski L. Izobary pomiędzy obszarami pokazują kierunek zmian ciśnienia.



Rys. 1.1. Schemat powstawania siły gradientu ciśnienia

Na podstawie danych z rysunku można wyznaczyć wartość gradientu ciśnienia, który definiuje równanie

$$\text{Gradient ciśnienia} = \frac{\text{Różnica ciśnienia}}{\text{Odległość}}$$

<sup>1</sup> dr hab. inż., prof. PCz; Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

Wartość ta wynosi 4 mb/100 km. Jeżeli izobary położone są blisko siebie, wówczas gwałtowna zmiana ciśnienia następuje na niewielkiej odległości. Tego typu gradient nazywa się **stromym gradientem ciśnienia**. Jeżeli ciśnienie zmienia się tak, że izobary położone są daleko od siebie, wówczas na dużej odległości zmiany ciśnienia są niewielkie. Taki gradient ciśnienia nazywa się **łagodnym**. Łatwo zauważyć, że im większa różnica ciśnień, tym większa siła wywołująca ruch i tym samym wyższa prędkość wiatru. Gdyby jednak siła gradientu ciśnienia była jedyną siłą działającą w atmosferze, powietrze poruszałoby się z rosnącą prędkością od wyżu do niżu. W rzeczywistości, na poruszające się molekuly powietrza oprócz siły gradientu ciśnienia oddziałują także: siła Coriolisa, siła odśrodkowa oraz siła tarcia. Ich istnienie, w zależności od miejsca na Ziemi, sprawia powstawanie różnych wiatrów, których prognozowanie stanowi niebagatelne zadanie współczesnej meteorologii. Dodatkowe informacje w tym zakresie znaleźć można w licznych źródłach literaturowych z dziedziny meteorologii. Siła wiatru określana jest w jednostkach prędkości lub w skali Beauforta, stosowanej w żegludze morskiej (tab. 1.1).

**Tabela 1.1. Prędkość wiatru według skali Beauforta**

Skala Beauforta	Prędkość, m/s (km/h)	Opis wiatru	Zjawiska obserwowane na lądzie
0	0...0,2 (0...0,72)	Cisza	Dym unosi się pionowo
1	0,3...1,5 (1,1...5,4)	Powiew	Dym reaguje na powiewy
2	1,6...3,3 (5,8...11,9)	Słaby wiatr	Odczuwalny wiatr, liście szeleszczą
3	3,4...5,4 (12,2...19,4)	Łagodny wiatr	Poruszają się cienkie gałązki
4	5,5...7,9 (19,8...28,4)	Umiarkowany wiatr	Papier luzem jest podnoszony z ziemi
5	8,0...10,7 (28,8...38,5)	Dość silny wiatr	Małe drzewa zaczynają się kołysać
6	10,8...13,8 (38,9...49,7)	Silny wiatr	Słyszalny gwizd na stalowych linach
7	13,9...17,1 (50,0...61,6)	Bardzo silny wiatr	Pod wiatr idzie się z wysiłkiem
8	17,2...20,7 (61,9...74,5)	Sztorm	Duże drzewa kołyszą się, łamią się gałęzie
9	20,8...24,4 (74,9...87,8)	Silny sztorm	Z dachu spadają dachówki
10	24,5...28,4 (88,2...102,2)	Bardzo silny sztorm	Drzewa są wyrwane
11	28,5...32,6 (102,6...117,4)	Gwałtowny sztorm	Zostają uszkodzone grube ściany
12	> 32,6 (> 117,4)	Huragan	Poważne zniszczenia

## 1.2. Wykorzystanie energii wiatru

Turbiny wiatrowe montowane są na terenach o dużej wietrzności. Tereny te identyfikowane są na podstawie wieloletnich obserwacji meteorologicznych

oraz szczegółowych pomiarów. Bardzo ważnym kryterium jest zmiana prędkości wiatru z wysokością, którą można opisać zależnością logarytmiczną

$$v_{sr}(h) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_o}\right)} \quad (1.1)$$

gdzie:

$v_{sr}(h)$  – średnia prędkość wiatru na wysokości  $h$ , m/s,

$v_{ref}$  – średnia prędkość wiatru na wysokości odniesienia  $h_{ref}$ , m/s,

$z_o$  – chropowatość terenu, m.

Jak wynika z równania (1.1), aby określić prędkość wiatru na wysokości  $h$ , potrzebna jest znajomość prędkości  $v_{ref}$  zmierzonej na wysokości odniesienia  $h_{ref}$  oraz wartość miary osłabienia wiatru przez przeszkody w otoczeniu turbiny  $z_o$ . Przykładowe wartości chropowatości terenu zawarto w tabeli 1.2.

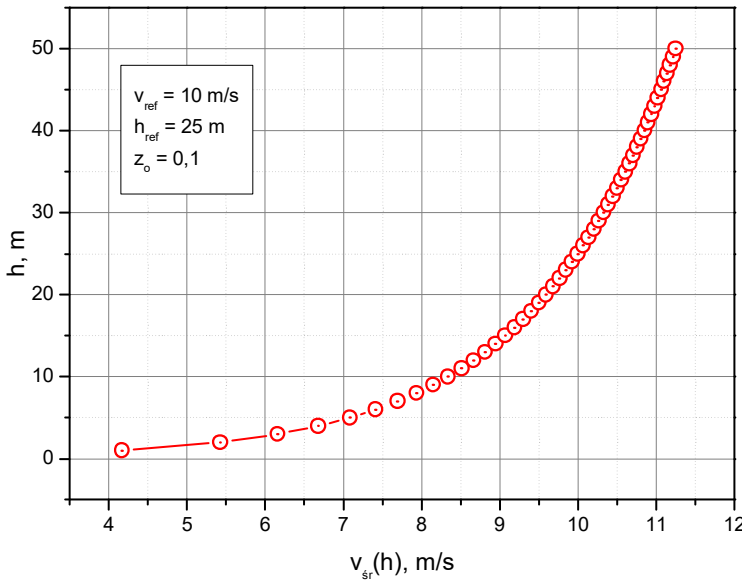
**Tabela 1.2. Wartości współczynnika osłabienia wiatru w zależności od lokalizacji turbiny wiatrowej**

$z_o$	Otoczenie turbiny wiatrowej
1,0	Las, centra miast
0,5	Otwarty teren zabudowany, przedmieścia
0,1	Tereny rolne
0,0001	Otwarta woda, morze

### Przykład 1.1

*Wykreślić profil prędkości wiatru w zakresie od 0 do 50 m dla otwartego terenu rolnego, w którym na wysokości referencyjnej 25 m zmierzona prędkość wiatru wyniosła 10 m/s.*

Należy skorzystać z zależności (1.1), w której podstawiamy za  $v_{ref} = 10$  m/s,  $h_{ref} = 25$  m oraz  $z_o = 0,1$ , a szukany profil prędkości wiatru będzie miał kształt przedstawiony na rysunku 1.2. Z rysunku wynika, że zmiany siły wiatru wraz z wysokością mają charakter wykładniczy.



Rys. 1.2. Rozkład prędkości wiatru wzdłuż wysokości

Przekształcanie energii wiatru w elektryczność odbywa się wieloetapowo. W pierwszym etapie następuje zamiana energii kinetycznej poruszającej się masy powietrza na mechaniczną energię rotacyjną wirnika. Efektywność tego procesu opisuje **bezwymiarowy współczynnik wykorzystania energii** określony równaniem

$$c_p = \frac{P_R}{P_W} \quad (1.2)$$

gdzie:

$P_R$  – moc wirnika, W,

$P_W$  – całkowita moc kinetyczna zawarta w wietrze, W.

Moc wirnika, jaką można pobrać z wiatru, wyznaczyć można na podstawie równania Bernoulliego oraz równania ciągłości przepływu powietrza przez wyidealizowaną turbinę wiatrową, której schemat pokazano na rysunku 1.3.

W obszarze niezakłóconego przepływu (przekrój 1-1) prędkość powietrza jest zawsze większa od prędkości za turbiną wiatrową (przekrój 2-2). Dzieje się tak na skutek odebrania części energii kinetycznej przez wirnik turbiny. Formułując równanie ciągłości dla przepływu masowego powietrza o stałej gęstości, można napisać

$$\dot{m} = \rho \cdot V = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A \cdot v = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 \quad (1.3)$$

gdzie:

$\dot{m}$  – strumień masy przepływającego powietrza, kg/s,

$\rho$  – gęstość powietrza, kg/m<sup>3</sup>,

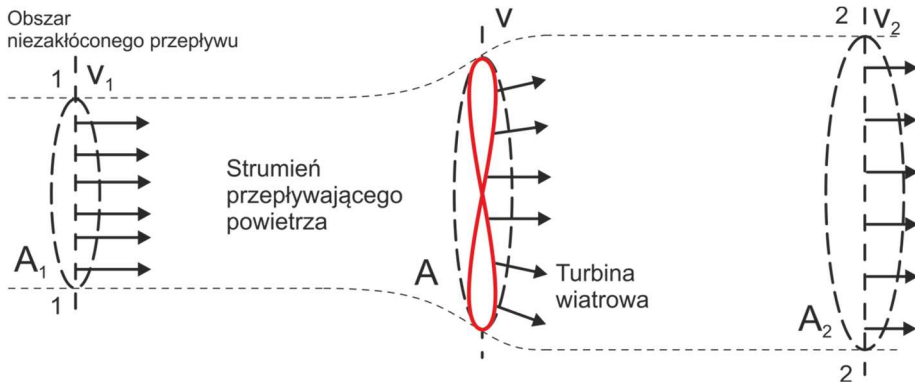
$V$  – strumień objętości przepływającego powietrza, m<sup>3</sup>/s,

$A$  – pole przekroju poprzecznego w płaszczyźnie wirnika, m<sup>2</sup>,

$A_1$  – pole przekroju poprzecznego na wlocie (przed turbiną), m<sup>2</sup>,

$A_2$  – pole przekroju poprzecznego na wylocie (za turbiną), m<sup>2</sup>,

$v$  – prędkość powietrza w płaszczyźnie wirnika, m/s.



**Rys. 1.3. Schemat przepływu powietrza przez wyidealizowaną turbinę wiatrową; opracowano na podstawie [1]**

Jak wynika z równania (1.3), z uwagi na stałą gęstość powietrza zwiększa się przekrój obszaru, którym powietrze transportowane jest przez turbinę. Wykorzystując ogólne równanie mocy kinetycznej, moc wirnika możliwą do pobrania ze strumienia przepływającego wiatru można obliczyć na podstawie równania

$$P_R = \frac{\dot{m}}{2} (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.4)$$

Uwzględniając w równaniu (1.4) równanie ciągłości (1.3) i przyjmując, że

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (1.5)$$

można napisać

$$P_R = 0,25\rho A(v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.6)$$

Całkowita moc kinetyczna zawarta w wietrze wynikać będzie z porównania mocy wirnika z mocą niezakłóconego przepływu przez tę samą powierzchnię przekroju



$$P_W = \frac{\dot{m}}{2} \cdot v_1^2 = \frac{\rho}{2} A \cdot v_1^3 \quad (1.7)$$

Wstawiając równania (1.6) i (1.7) do równania (1.2), otrzymujemy

$$c_p = \frac{1}{2} \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \cdot \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (1.8)$$

Przyjmując

$$\xi = \frac{v_2}{v_1} \quad (1.9)$$

równanie (1.8) przybiera postać

$$c_p = \frac{1}{2} (1 - \xi^2) \cdot (1 + \xi) \quad (1.10)$$

Należy zauważyć, że z równań (1.9) i (1.10) wynikają dwa przypadki graniczne odebrania mocy od wiatru przez wirnik:

- $v_2 = 0 \rightarrow \xi = 0$  – całkowite odebranie mocy przez wirnik,
- $v_1 = v_2 \rightarrow \xi = 1$  – brak odebrania mocy przez wirnik.

Ponieważ przypadek całkowitego odebrania mocy przez wirnik jest nie-realny, w praktyce optymalna moc odbierana musi znajdować się pomiędzy wymienionymi przypadkami skrajnymi. Określenie jej wartości wiąże się z wyznaczeniem pochodnej równania (1.10) i przyrównania jej do zera

$$\frac{dc_p}{d\xi} = -\frac{3}{2}\xi^2 - \xi + \frac{1}{2} = 0 \quad (1.11)$$

Po przekształceniu i rozwiązaniu równania kwadratowego otrzymujemy dwa rozwiązania

$$\xi_1 = \frac{1}{3}, \quad \xi_2 = -1$$

Po podstawieniu  $\xi_1$  do równania (1.10) otrzymujemy wartość maksymalną możliwego do osiągnięcia współczynnika wykorzystania energii

$$c_{p,max} \approx 0,593$$

Wynika z niej, że **turbina wiatrowa pozwala na odebranie od przepływającego przez jej łopaty strumienia powietrza nie więcej niż 59,3% energii.**

## Przykład 1.2

---

O jaką wartość procentową prędkość powietrza w płaszczyźnie przekroju wirnika turbiny jest większa od prędkości za turbiną, jeśli współczynnik wykorzystania energii wynosi  $c_p = 0,4$ .

Szukaną wartością jest

$$\frac{v}{v_2} \cdot 100\%$$

W pierwszym kroku należy z równania (1.10) wyznaczyć wartość  $\xi$ . W tym celu rozwiązujemy równanie trzeciego stopnia postaci

$$0,4 = \frac{1}{2}(1 - \xi^2) \cdot (1 + \xi)$$

które ma trzy miejsca zerowe o wartościach

$$\xi_1 = -1,56, \xi_2 = -0,17, \xi_3 = 0,73$$

Po odrzuceniu wartości ujemnych wybieramy rozwiązanie trzecie.

Wprowadzając do równania (1.5) współczynnik  $\xi$ , otrzymujemy

$$\frac{v}{v_2} = \frac{v_1 + v_2}{2v_2} = 0,5 \frac{v_1}{v_2} + 0,5 = 0,5 \frac{1}{\xi} + 0,5$$

Stąd po podstawieniu za  $\xi = 0,733$  otrzymujemy

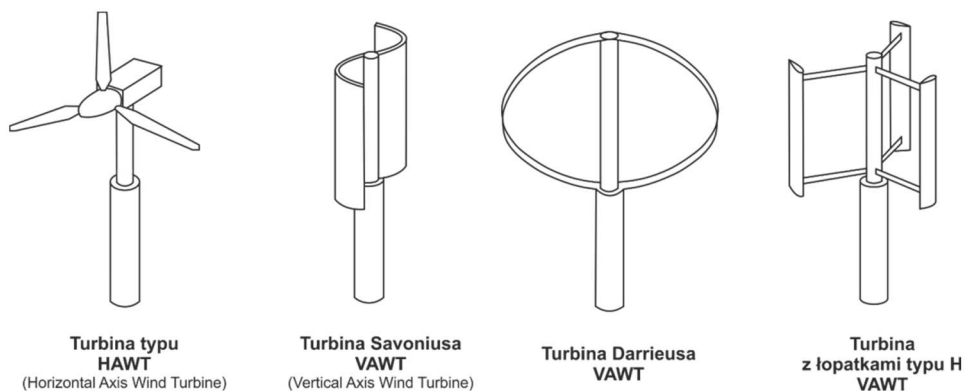
$$\frac{v}{v_2} = 1,75$$


---

## 1.3. Charakterystyka podstawowych typów turbin wiatrowych

W turbinach wiatrowych wykorzystuje się dwa główne typy wirników (rys. 1.4):

- o pionowej osi obrotu,
- o poziomej osi obrotu.



Turbina typu  
HAWT  
(Horizontal Axis Wind Turbine)

Turbina Savoniusa  
VAWT  
(Vertical Axis Wind Turbine)

Turbina Darrieusa  
VAWT

Turbina  
z łopatkami typu H  
VAWT

**Rys. 1.4. Typy wirników o poziomej i pionowej osi obrotu stosowane w turbinach wiatrowych**

Ponieważ w procesie przemiany energii kinetycznej strumienia powietrza na elektryczność to właśnie wirnik jest pierwszym elementem, od jego właściwości aerodynamicznych zależy w głównej mierze skuteczność tego procesu. W przypadku wirników o pionowej osi obrotu ruch obrotowy generowany jest wyłącznie poprzez siłę oporu powierzchni prostopadłej do strumienia powietrza. Prędkość łopatek wirnika tego typu nie może być większa od prędkości wiatru. Siłę oporu wynikającą z prędkości wiatru na powierzchni wirnika można obliczyć z równania

$$F_D = c_D \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v_w^2 \quad (1.12)$$

gdzie:

$c_D$  – współczynnik oporu, który w zależności od rodzaju powierzchni może przyjmować następujące wartości: płyta – 1,1...1,3; walec – 0,6...1,0; półkula (zamknięta z przodu) – 0,34; półkula (zamknięta z tyłu) – 1,3,

$v_w$  – prędkość wiatru, m/s,

$A$  – powierzchnia, m<sup>2</sup>.

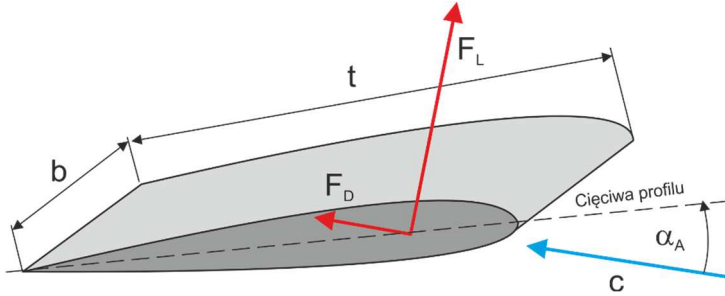
Nowoczesne turbiny wiatrowe mają najczęściej konstrukcję o poziomej osi obrotu. Wirnik takich turbin wyposażony jest w łopaty o aerodynamicznie ukształtowanym profilach. Siła wypadkowa wynikająca z napływu powietrza oprócz składowej siły oporu  $F_D$  zawiera także składową siłę nośną  $F_L$  skierowaną do niej prostopadle (rys. 1.5).

Zarówno wielkość siły nośnej, jak i siły oporu jest proporcjonalna do wielkości ciśnienia dynamicznego rzutowanej powierzchni łopaty wirnika ( $t \cdot b$ ), a także współczynników siły nośnej  $c_L$  oraz oporu  $c_D$  łopaty. Siłę nośną można wyznaczyć z równania

$$F_L(\alpha_A) = c_L(\alpha_A) \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c^2 \cdot t \cdot b \quad (1.13)$$

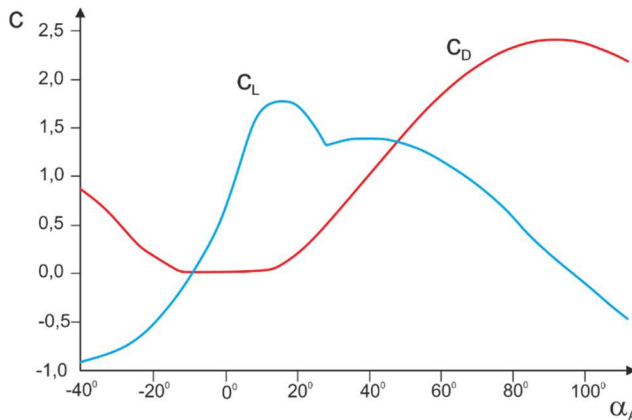
natomiast siłę oporu z zależności

$$F_D(\alpha_A) = c_D(\alpha_A) \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c^2 \cdot t \cdot b \quad (1.14)$$



Rys. 1.5. Położenie siły nośnej i siły oporu działających na łopatę wirnika turbiny wiatrowej; opracowano na podstawie [1]

Jak wynika z równań (1.13) i (1.14), siły nośna i oporu zależą od prędkości napływu<sup>2</sup>. Istotną rolę w kształtowaniu wartości tych sił odgrywają także współczynniki  $c_L$  i  $c_D$ , które są funkcją kąta natarcia  $\alpha_A$ . Współczynnik siły nośnej rośnie niemal liniowo wraz ze wzrostem kąta natarcia, osiągając maksimum w okolicach  $15^\circ$  (rys. 1.6). Przy większych kątach natarcia przepływ zaczyna się jednak załamywać na profilu, czemu towarzyszy gwałtowny spadek współczynnika  $c_L$ .



Rys. 1.6. Przykładowy rozkład współczynników oporu oraz siły nośnej łopaty wirnika dla różnych kątów natarcia przy liczbie  $Re = 360\ 000$ ; opracowano na podstawie [1]

<sup>2</sup> Wielkości tej nie należy mylić z prędkością wiatru w płaszczyźnie wirnika.

Znacznie mniej oczywisty jest przebieg zmienności współczynnika oporu. W przedziale od  $-15$  do  $15^\circ$  współczynnik ten pozostaje praktycznie na niezmiennym poziomie, oscylując w okolicach wartości zerowej. Powyżej  $\alpha_A = 15^\circ$  wartości współczynnika  $c_D$  rosną nieprzerwanie aż do maksimum osiąganego w okolicach  $\alpha_A = 90^\circ$ . Oprócz kąta natarcia, współczynniki profilu zależą od innych parametrów przepływu, które ujęte są zazwyczaj w liczbie Reynoldsa

$$Re = \frac{c \cdot t}{\nu} \quad (1.15)$$

gdzie  $\nu$  – lepkość kinematyczna powietrza,  $\text{m}^2/\text{s}$ .

W przypadku nowoczesnych turbin wiatrowych o mocy rzędu megawatów liczba Reynoldsa wynosi od  $1 \cdot 10^6$  do  $8 \cdot 10^6$ . Podczas projektowania łopat wirnika turbiny wiatrowej celem jest osiągnięcie jak najwyższych współczynników siły nośnej przy jak najmniejszych wartościach siły oporu.

Różnorodność konstrukcji turbin wiatrowych narzuca konieczność wprowadzenia wielkości, która pozwalałaby na porównanie ich parametrów. Wielkość ta, zwana **wyróżnikiem szybkobieżności**, wyraża stosunek prędkości obwodowej końcówki łopaty do niezakłóconej prędkości wiatru w obszarze niezakłóconego przepływu

$$\lambda = \frac{u_{tip}}{v_1} = \frac{2\pi \cdot n \cdot r_R}{v_1} \quad (1.16)$$

gdzie:

$u_{tip}$  – prędkość obwodowa końcówki łopaty wirnika (ang. blade tip),  $\text{m/s}$ ,

$n$  – prędkość obrotowa wirnika,  $\text{obr/s}$ ,

$r_R$  – promień wirnika,  $\text{m}$ .

Na rysunku 1.7 pokazano porównanie różnych konstrukcji turbin wiatrowych, biorąc pod uwagę współczynnik wykorzystania energii oraz wyróżnik szybkobieżności.

Z rysunku wynika, że dostępne typy wirników można podzielić na dwie klasy:

- wolnobieżne – gdy  $0 < \lambda < 6$ ,
- szybkobieżne – gdy  $6 < \lambda < 20$ .

Wyróżnik szybkobieżności powiązany jest z mocą wirnika turbiny wiatrowej za pomocą prędkości obrotowej wirnika

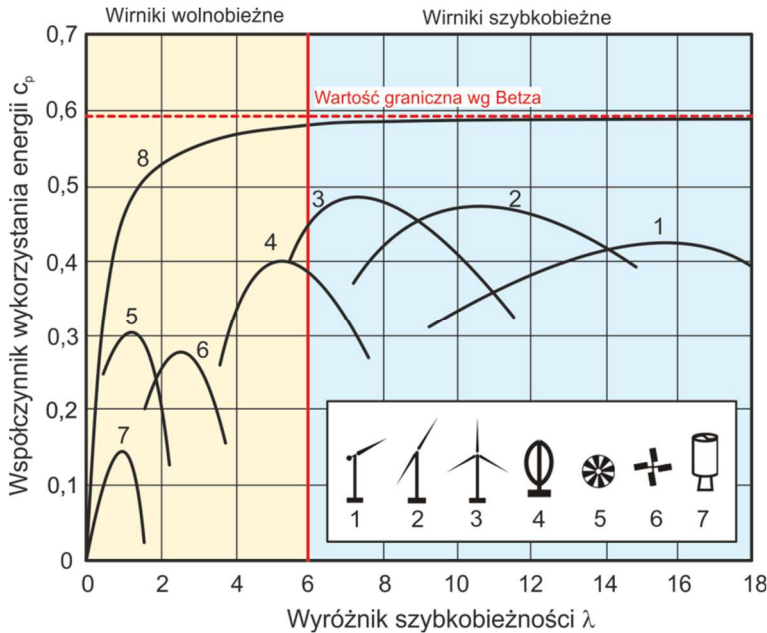
$$P_R = M_R \cdot \omega_R = 2\pi \cdot M_R \cdot n \quad (1.17)$$

przy czym moment obrotowy można obliczyć z równania

$$M_R = \frac{\rho}{2} \cdot \pi \cdot r_R^3 \cdot v_1^3 \cdot c_m(\lambda) \quad (1.18)$$

gdzie:

- $c_m(\lambda) = \frac{c_p}{\lambda}$  – współczynnik momentu wirnika turbiny wiatrowej,  
 $n$  – prędkość obrotowa wirnika, obr/s,  
 $r_R$  – promień wirnika, m.



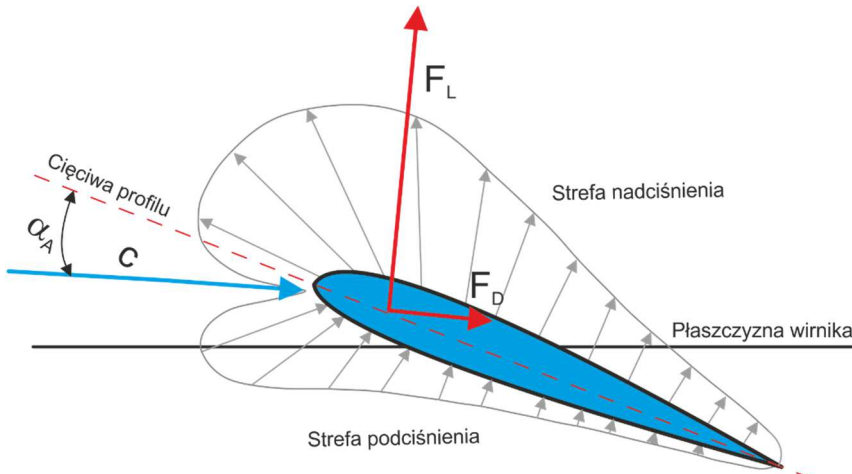
**Rys. 1.7. Zestawienie współczynników wykorzystania energii dla różnych typów wirników turbin wiatrowych: 1 – wirnik z jedną łopata, 2 – wirnik z dwoma łopatami, 3 – wirnik z trzema łopatami, 4 – wirnik Darrieusa, 5 – pompa wiatrowa, 6 – wiatrak holenderski, 7 – wirnik Savoniusa, 8 – wirnik idealny**

Z analizy równania (1.17) dla różnych konstrukcji turbin wynika, że dla tej samej mocy turbiny wolnobieżne dostarczają wysoki moment obrotowy przy niskiej prędkości obrotowej, natomiast turbiny szybkobieżne odwrotnie – niski moment obrotowy przy dużych prędkościach obrotowych. Z uwagi na wysokie współczynniki wykorzystania mocy do wytwarzania energii w nowoczesnych farmach wiatrowych wykorzystuje się obecnie wyłącznie turbiny o poziomych osiach obrotu.

## 1.4. Podstawowe wielkości charakteryzujące pracę turbiny wiatrowej

### 1.4.1. Rozkład sił na łopacie wirnika

Wydajność turbin wiatrowych o poziomych osiach obrotu zależy w głównej mierze od ich parametrów aerodynamicznych, a te z kolei są funkcją rozkładu sił na łopatach wirnika. Na rysunku 1.8 pokazano przekrój łopaty wirnika, na którą napływa strumień powietrza z prędkością  $c$  i która ustawiona jest pod kątem  $\alpha_A$  względem kierunku jego ruchu.



Rys. 1.8. Rozkład stref ciśnieniowych na płaszczyźnie łopaty wirnika turbiny wiatrowej; opracowano na podstawie [1]

Z uwagi na aerodynamiczny profil łopaty podczas przepływu powietrza wytwarzają się w jej otoczeniu strefy nadciśnienia (dół łopaty) oraz podciśnienia (góra łopaty). Powstająca różnica ciśnień wywołuje **siłę nośną**  $F_L$ . Oprócz niej podczas opływu łopaty generowana jest także **siła oporu**  $F_D$ , która osiąga minimalną wartość dla kąta natarcia  $\alpha_A = 0$ . Prędkość napływu jest wypadkową **prędkości obwodowej wirnika** o promieniu  $r$  działającej w kierunku siły oporu oraz **prędkości wiatru** w płaszczyźnie wirnika  $v$  zorientowanej zgodnie z kierunkiem działania siły nośnej. Jej wartość można wyznaczyć z równania

$$c = \sqrt{v^2 + u^2} \quad (1.18)$$

przy czym prędkość obwodową będącą iloczynem prędkości kątowej wirnika oraz jego promienia określa zależność

$$u = \omega_R \cdot r = 2\pi \cdot n \cdot r \quad (1.19)$$

Z porównania zależności (1.18) i (1.19) wynika, że prędkość napływu zmienia się wzdłuż promienia wirnika i osiąga wartość maksymalną na końcówce łopaty. Co więcej, jak pokazują równania (1.13) i (1.14), zmienna wartość prędkości napływu decydować będzie także o zmieniających się wartościach siły nośnej oraz siły oporu.

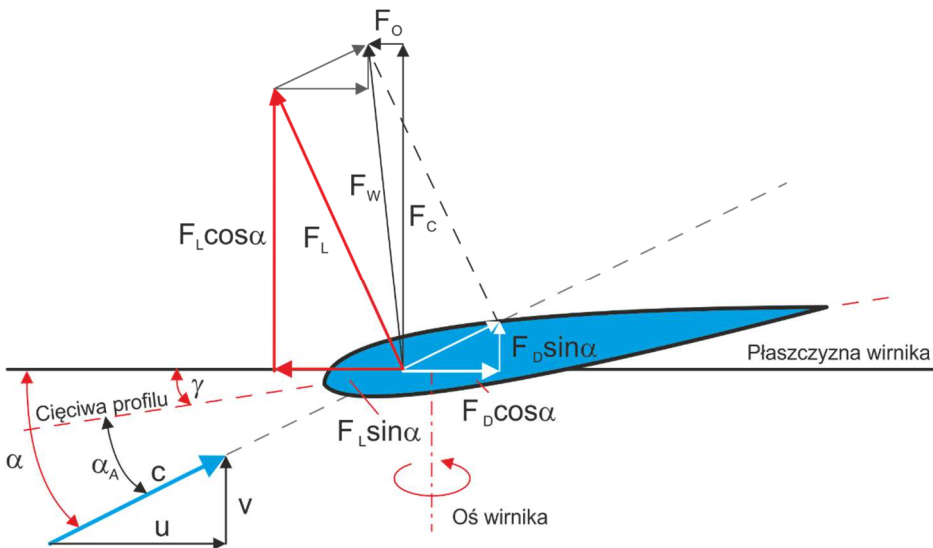
Siły nośna i oporu nie są jedynymi siłami, jakie można zidentyfikować podczas opływu łopat działającej turbiny wiatrowej. Na skutek obracającego się wirnika powstaje dodatkowo **siła obwodowa  $F_O$**

$$F_O = F_L \cdot \sin(\alpha) - F_D \cdot \cos(\alpha) \quad (1.20)$$

oraz **siła ciągu  $F_C$** , działająca prostopadle do płaszczyzny wirnika, wywołując jego strukturalne obciążenie, i określona zależnością

$$F_C = F_L \cdot \cos(\alpha) + F_D \cdot \sin(\alpha) \quad (1.21)$$

Na rysunku 1.9 pokazano rozkład sił działających na łopatę obracającą się łopaty wirnika turbiny wiatrowej.



**Rys. 1.9. Położenie siły obwodowej oraz siły ciągu na płaszczyźnie łopaty wirnika turbiny wiatrowej; opracowano na podstawie [1]**

Duża różnorodność profili łopat wirnika narzuciła konieczność zdefiniowania wielkości pozwalającej na porównanie właściwości aerodynamicznych różnych typów. Jakość profilu łopaty wirnika określana jest za pomocą maksymalnej **doskonałości aerodynamicznej**, która wyraża stosunek współczynnika siły nośnej do współczynnika oporu zgodnie z równaniem



$$\varepsilon(\alpha_A) = \frac{c_L(\alpha_A)}{c_D(\alpha_A)} = \frac{F_L(\alpha_A)}{F_{c_D}(\alpha_A)} \quad (1.22)$$

Maksymalna doskonałość aerodynamiczna mieści się zazwyczaj w przedziale  $0,8 < \varepsilon(\alpha_A) < 1,1$ .

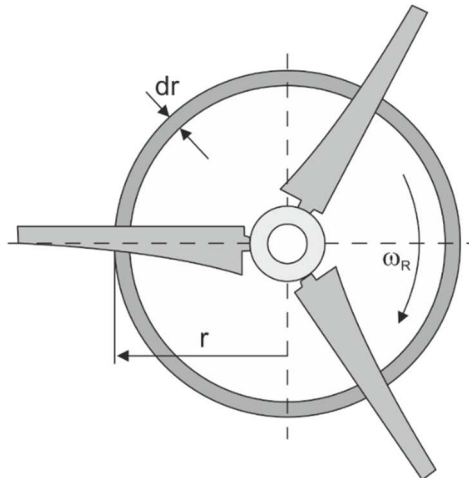
### 1.4.2. Głębokość łopaty wirnika

Łopaty wirników współczesnych turbin wiatrowych o osiach poziomych mają głębokość zmniejszającą się od piasty w kierunku końcówki. Oznacza to, że współczynnik oporu ma najniższą wartość na końcówce łopaty a grubszy profil wirnika u podstawy służy temu, aby pochłaniać siłę ciągu. Podczas projektowania łopaty wirnika jej głębokość musi zostać dostosowana do napływu, który zmienia się wraz z promieniem. W tym celu należy zróżniczkować równanie na mechaniczną moc wirnika, która równa jest mocy idealnej według Betza, i przekształcić je do postaci, z której można wyznaczyć głębokość łopaty wirnika. Zgodnie z teorią Betza, maksymalna moc, jaką można otrzymać z powierzchni zakreślanej przez wirnik, może być wyznaczona z równania

$$P_{max} = c_{p,max} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 \cdot \pi \cdot r_R^2 \quad (1.23)$$

Wirnik musi zostać tak zaprojektowany, aby w każdym przekroju pierścieniowym zakreślonej powierzchni (rys. 1.10) moc odbierana z wiatru wynosiła

$$\frac{dP_{max}}{dr} = c_{p,max} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 \cdot 2\pi \cdot r \quad (1.24)$$



Rys. 1.10. Schemat elementarnego przekroju pierścieniowego powierzchni zakreślonej przez wirnik

Udział mocy mechanicznej wirnika w każdym przekroju pierścieniowym wynosi

$$dP = z \cdot dF_T \cdot \omega_R \cdot r \quad (1.25)$$

gdzie:

$z$  – liczba łopat wirnika, –,

$dF_T$  – siła obwodowa w przekroju pierścieniowym, N,

$\omega_R \cdot r$  – prędkość obwodowa wirnika w przekroju pierścieniowym, m/s.

Siłę obwodową w przekroju pierścieniowym można wyznaczyć z równania

$$dF_T = c^2 \cdot \frac{\rho}{2} \cdot t(r) \cdot dr \cdot (c_L \cdot \sin(\alpha) - c_D \cdot \cos(\alpha)) \quad (1.26)$$

gdzie:

$t(r)$  – głębokość łopaty wirnika, m,

$dr$  – szerokość przekroju pierścieniowego, m.

Ponieważ profil łopaty wirnika powinien pracować w obszarze swojej doskonałości aerodynamicznej, w równaniu (1.26) można pominąć składnik związany ze współczynnikiem oporu i zapisać je w postaci

$$dF_T \approx c^2 \cdot \frac{\rho}{2} \cdot t(r) \cdot dr \cdot c_L \cdot \sin(\alpha) \quad (1.27)$$

Wprowadzając równanie (1.27) do (1.25), otrzymujemy

$$dP \approx z \cdot \omega_R \cdot r \cdot c^2 \cdot \frac{\rho}{2} \cdot t(r) \cdot dr \cdot c_L \cdot \sin(\alpha) \quad (1.28)$$

Głębokość łopaty w funkcji promienia można wyznaczyć z porównania równań (1.24) i (1.28)

$$t(r) = \frac{1}{z} c_{p,max} \frac{2\pi r}{c_L} \cdot \frac{v_1^3}{c^2 \cdot \omega_R \cdot r \cdot \sin(\alpha)} \quad (1.29)$$

Po wprowadzeniu do równania (1.29) zależności (1.16) oraz

$$v_1 = \frac{3}{2} c \cdot \sin(\alpha) \quad (1.30)$$

równanie (1.29) przyjmie ostatecznie następującą postać

$$t(r) = \frac{16}{9} \cdot \frac{\pi r_R}{z \cdot c_L} \cdot \frac{1}{\lambda \sqrt{\lambda^2 \left(\frac{r}{r_R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \quad (1.31)$$

Z równania (1.31) wynika, że głębokość łopaty wirnika maleje wraz ze wzrostem promienia. Podczas projektowania współczynnik siły nośnej dobiera się w taki sposób, aby doskonałość aerodynamiczna osiągnęła wartość maksymalną.

### 1.4.3. Podstawowe charakterystyki pracy turbiny wiatrowej

Parametry pracy turbiny wiatrowej najwygodniej jest przedstawiać w formie graficznej w odniesieniu do wyróżnika szybkobieżności, który zawiera informacje o prędkości wiatru w obszarze niezakłóconym oraz prędkości obrotowej wirnika. Do najważniejszych charakterystyk zaliczyć należy:

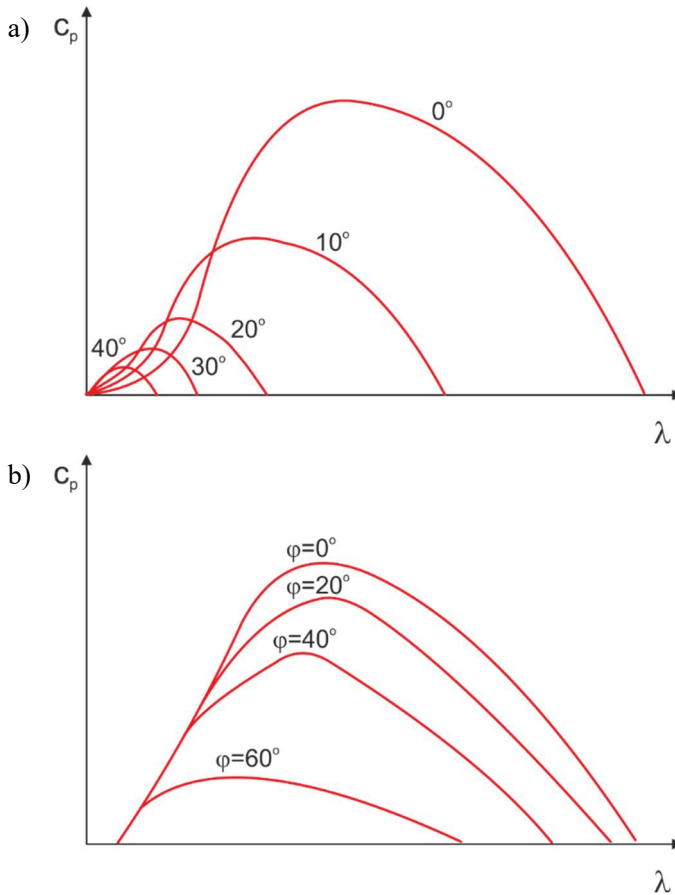
- charakterystykę współczynnika wykorzystania energii dla różnych wyróżników szybkobieżności,
- charakterystykę współczynnika momentu turbiny dla różnych wyróżników szybkobieżności,
- charakterystykę mocy wirnika w funkcji prędkości obrotowej turbiny,
- charakterystykę mocy wirnika w funkcji prędkości powietrza w obszarze niezakłóconym,
- charakterystykę momentu obrotowego wirnika w funkcji prędkości obrotowej.

Charakterystykę współczynnika wykorzystania energii dla różnych wyróżników szybkobieżności można przedstawiać w zależności od różnych kątów ustawienia łopat (rys. 1.11a) oraz różnych kątów odchylenia osi wirnika (rys. 1.11b).

Jak wynika z rysunku 1.11a, wzrost kąta ustawienia łopat powoduje spadek mocy odbieranej z turbiny wiatrowej. W związku z tym maksymalny współczynnik wykorzystania energii w turbinie można osiągnąć dla zerowego kąta ustawienia łopat. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku charakterystyki pokazanej na rysunku 1.11b. Wynika z niej, że turbina wiatrowa musi podążać za zmieniającym się kierunkiem wiatru. W przeciwnym razie stopień wykorzystania energii nie będzie maksymalny.

W niektórych przypadkach wygodnie jest analizować parametry pracy turbiny związane z momentem obrotowym wirnika. Wówczas definiuje się tzw. współczynnik momentu wirnika turbiny wiatrowej, który jest pochodną momentu obrotowego wirnika określonego równaniem (1.17). Wartość współczynnika momentu wirnika turbiny wiatrowej można wyznaczyć z równania

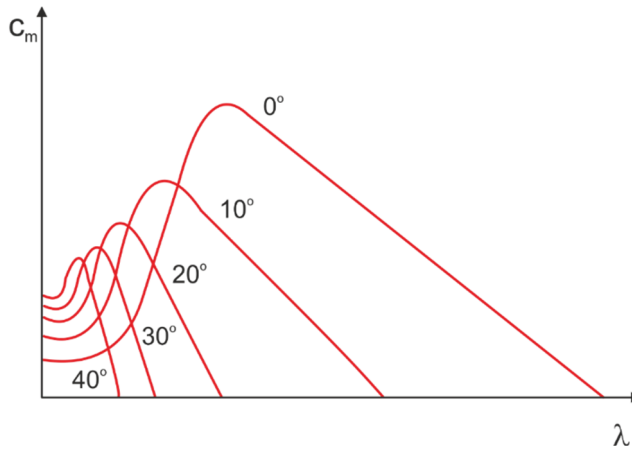
$$c_m = \frac{c_p}{\lambda} \quad (1.32)$$



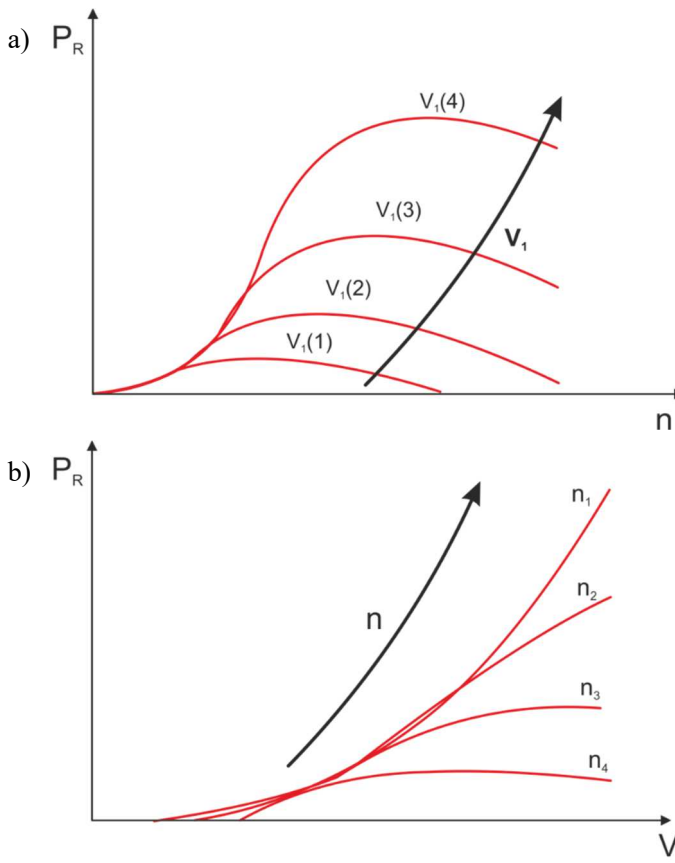
**Rys. 1.11. Charakterystyki współczynnika wykorzystania energii w zależności od:**  
**a) kąta ustawienia łopat, b) kąta odchylenia osi wirnika; opracowano**  
**na podstawie [1]**

Dla optymalnego wyróżnika szybkobieżności (tj. przy maksymalnej mocy odbieranej z turbiny) współczynnik  $c_m$  nie osiąga swojej maksymalnej możliwej wartości. Na rysunku 1.12 pokazano charakterystyki współczynnika momentu turbiny dla różnych wyróżników szybkobieżności wykreślone dla różnych kątów ustawienia łopat.

Jeśli kąt ustawienia łopat zostanie zwiększony, kąt natarcia zmniejszy się, a tym samym zmaleje współczynnik siły nośnej. W efekcie spadnie także współczynnik momentu wirnika turbiny wiatrowej. Ponieważ przy niskich wyróżnikach szybkobieżności wzrasta współczynnik momentu wirnika, nakład energetyczny na rozruch turbiny można zmniejszyć poprzez regulację kąta ustawienia łopat. Na rysunku 1.13 pokazano charakterystyki mocy wirnika w funkcji prędkości obrotowej turbiny oraz prędkości powietrza w obszarze niezakłóconym.



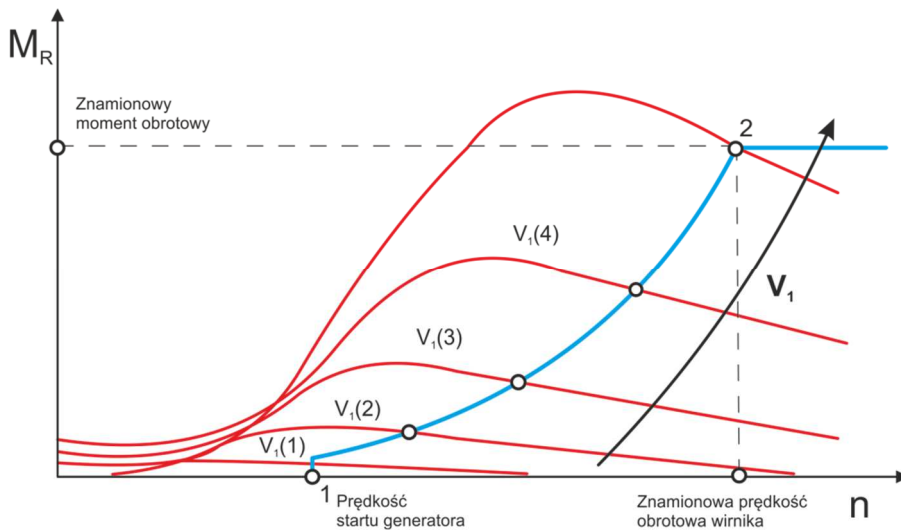
Rys. 1.12. Charakterystyki współczynnika momentu turbiny dla różnych wyróżników szybkobieżności wykreślone dla różnych kątów ustawienia łopatek; opracowano na podstawie [1]



Rys. 1.13. Charakterystyki mocy wirnika turbiny wiatrowej w funkcji: a) prędkości obrotowej, b) prędkości wiatru w obszarze niezakłóconym; opracowano na podstawie [1]

Nie jest zaskoczeniem, że wzrost prędkości obrotowej wirnika wynikający z narastającej prędkości w obszarze niezakłóconym przed turbiną wywołuje wzrost mocy. Na uwagę zasługuje jednak kształt krzywych pokazanych na rysunku 1.13a. Wynika z niego, że dla każdej wartości prędkości powietrza przepływającego przez turbinę istnieją optymalne wartości mocy oraz odpowiadające jej prędkości obrotowe wirnika.

Na rysunku 1.14 pokazano charakterystyki momentu obrotowego turbiny wiatrowej dla różnych prędkości wiatru w obszarze przepływu niezakłóconego przed turbiną.



**Rys. 1.14. Charakterystyki momentu obrotowego wirnika w funkcji prędkości obrotowej dla różnych prędkości wiatru w obszarze niezakłóconym; opracowano na podstawie [1]**

Dla każdej prędkości wiatru w obszarze niezakłóconym istnieje optymalna wartość prędkości obrotowej wirnika, której odpowiada maksymalny moment obrotowy. Oczywiście, wzrost prędkości wiatru pociąga za sobą wzrost momentu obrotowego. Ponieważ turbiny wiatrowe mogą pracować przy zmiennych prędkościach obrotowych wirnika, dla każdej turbiny posiadającej możliwość regulacji kąta ustawienia łopat istnieje optymalna krzywa momentu obrotowego zaznaczona na rysunku 1.14 kolorem niebieskim. Generator turbiny włączany jest od określonej prędkości obrotowej wirnika (punkt 1). W punktach przecięcia krzywej z krzywymi momentu obrotowego wyróżnik szybkobieżności posiada wartość optymalną. Oznacza to, że w każdej turbinie wiatrowej o zmiennej prędkości obrotowej moment obrotowy generatora regulowany jest w taki sposób, aby uzyskać maksimum

mocy odbieranej z wiatru. Pozwala to uniezależnić pracę turbiny od prędkości w obszarze niezakłóconym (która zazwyczaj jest nieznaną) i regulować jej wydajność do czasu osiągnięcia znamionowej prędkości obrotowej (punkt 2), której odpowiada znamionowy moment obrotowy. Dalsza regulacja turbiny realizowana jest w taki sposób, aby po przekroczeniu prędkości wiatru odpowiadającej parametrom znamionowym moment obrotowy utrzymywany był na stałym poziomie. Dokonuje się tego poprzez szybką ingerencję regulacyjną ze strony układu przetwornica-generator, a także aktywowanie układu regulacji kąta ustawienia łopat. W ten sposób utrzymywana jest stała prędkość obrotowa, której odpowiada stała moc turbiny.

### Przykład 1.3

*Turbina wiatrowa o promieniu łopat 10 m, poruszająca się z prędkością kątową 10 rad/s, omywana jest powietrzem o temperaturze 10°C o prędkości zmierzonej w obszarze niezakłóconym równej 25 m/s. O ile wzrośnie moc generowana przez turbinę przy kącie ustawienia wirnika względem kierunku wiatru 30° w stosunku do kąta zerowego? Jaka będzie wartość współczynnika wykorzystania energii turbiny oraz moc generowana przez wirnik, jeżeli wyróżnik szybkobieżności wynosi 7, a osłabienie prędkości wiatru za turbiną w stosunku do prędkości w obszarze niezakłóconym ma wartość 20%?*

Szukanymi wielkościami w zadaniu są

$$\frac{P_w(0^\circ)}{P_w(30^\circ)} = ? \quad \text{oraz} \quad c_p = ?$$

Moc turbiny dla danych kątów ustawienia wirnika względem kierunku wiatru można wyznaczyć z zależności

$$\begin{aligned} P_w(0^\circ) &= \frac{\rho_{10}}{2} \cdot \pi \cdot r_R^2 \cdot v_1^3 \cdot \cos(\varphi) = \frac{1,25}{2} \cdot \pi \cdot 10^2 \cdot 25^3 \cdot \cos(0^\circ) = \\ &= 3,068 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_w(30^\circ) &= \frac{\rho_{10}}{2} \cdot \pi \cdot r_R^2 \cdot v_1^3 \cdot \cos(\varphi) = \frac{1,25}{2} \cdot \pi \cdot 10^2 \cdot 25^3 \cdot \cos(30^\circ) = \\ &= 473 \text{ kW} \end{aligned}$$

stąd

$$\frac{P_w(0^\circ)}{P_w(30^\circ)} = \frac{3068}{473} = 6,49$$

Współczynnik wykorzystania energii turbiny określony jest zależnością

$$c_p = \frac{1}{2} \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \cdot \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right)$$

Jeżeli osłabienie wiatru wynosi

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{0,8}{1} = 0,8$$

Współczynnik wykorzystania energii turbiny wyniesie

$$c_p = \frac{1}{2} [1 - (0,8)^2] \cdot (1 + 0,8) = 0,324$$

Wartość mocy wirnika można wyznaczyć z równania

$$P_R = 2\pi \cdot M_R \cdot n = 2\pi \cdot n \cdot \frac{\rho}{2} \cdot \pi \cdot r_R^3 \cdot v_1^3 \cdot c_m(\lambda)$$

ponieważ

$$c_m(\lambda) = \frac{c_p}{\lambda}$$

oraz

$$n = \frac{\omega_R}{2\pi}$$

Moc wirnika wynosi

$$\begin{aligned} P_R &= 2\pi \cdot M_R \cdot n = 2\pi \cdot \frac{\omega_R}{2\pi} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot \pi \cdot r_R^3 \cdot v_1^3 \cdot \frac{c_p}{\lambda} = \\ &= 10 \cdot \frac{1,25}{2} \cdot \pi \cdot 10^2 \cdot 25^3 \cdot \frac{0,324}{7} = 1420 \text{ kW} \end{aligned}$$

## 1.5. Pytania

1. Proces konwersji energii kinetycznej wiatru na energię rotacyjną wirnika turbiny wiatrowej nie jest procesem bezstratnym. Jaki współczynnik opisuje efektywność tego procesu?

**Odpowiedź:** Bezwymiarowy współczynnik wykorzystania energii.



2. W jakim stopniu możliwa jest maksymalna konwersja energii przez łopaty turbiny wiatrowej od przepływającego wiatru?

**Odpowiedź:** 59,3%

3. Dla jakiej temperatury powietrza wirnik generować będzie większą moc:  $-10$  czy  $30^{\circ}\text{C}$ ?

**Odpowiedź:** Dla powietrza o mniejszej temperaturze, co wynika z większej gęstości tego gazu.

4. Nowo projektowana farma wiatrowa ma zapewnić dostawę energii o wartości 1 MW. Każda turbina wiatrowa ma łopatki o średnicy 10 m. W miejscu zainstalowania farmy średnia prędkość wiatru wynosi 11 m/s, a średnia wartość temperatury powietrza ma wartość  $20^{\circ}\text{C}$ . Określić minimalną liczbę turbin wiatrowych, które muszą być zainstalowane na farmie, aby pokryć zapotrzebowanie na energię.

**Odpowiedź:** 16

5. Turbina wiatrowa o średnicy łopatek 10 m zainstalowana została na wzgórzu, gdzie prędkość wiatru wynosi 15 m/s. Określić maksymalną moc, jaka może zostać wygenerowana przez turbinę wiatrową, jeśli sprawność konwersji energii jest na poziomie 35%.

**Odpowiedź:** 24,31 kW

## 1.6. Literatura

- [1] J. Rohweder, K. Boedecker, Podstawy turbin wiatrowych, Instrukcja przeprowadzania eksperymentu ET 210, G.U.N.T. 2019.
- [2] F. Wolańczyk, Elektrownie wiatrowe, Wydawnictwo KaBe, Krosno 2021.
- [3] R. Maroński, Siłownie wiatrowe, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2016.
- [4] A. Flaga, Siłownie wiatrowe, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej, Kraków 2012.

## PODSTAWY KONWERSJI ENERGII W ELEKTROWNIACH SZCZYTOWO-POMPOWYCH

---

Paweł Mirek<sup>1</sup>

### 2.1. Idea magazynowania energii w elektrowniach szczytowo-pompowych

W elektrowni wodnej podstawową rolę w przemianie energii wody na energię elektryczną odgrywa energia potencjalna. Zamiana energii potencjalnej na energię kinetyczną następuje w turbinach wodnych, które sprzężone z generatorami prądu (tzw. hydrogeneratorami) wytwarzają energię elektryczną.

Elektrownie wodne mogą wykorzystywać energię wód śródlądowych lub morskich. Elektrownie szczytowo-pompowe należą do grupy elektrowni śródlądowych obok innych typów, do których zalicza się m.in.:

- przepływowe,
- zbiornikowe (regulacyjne),
- pływowe,
- maremotoryczne.

Podstawową funkcją elektrowni szczytowo-pompowych jest magazynowanie energii. W okresie niskich dobowych cen energii elektrycznej woda przepompowywana jest ze zbiornika dolnego do zbiornika górnego za pomocą zasilanych prądem pomp (rys. 2.1a). W godzinach największego zapotrzebowania na elektryczność, kiedy cena prądu jest wysoka, dokonuje się zrzutu zmagazynowanej w zbiorniku górnym wody, która, przepływając przez turbiny, produkuje energię elektryczną (rys. 2.1b).

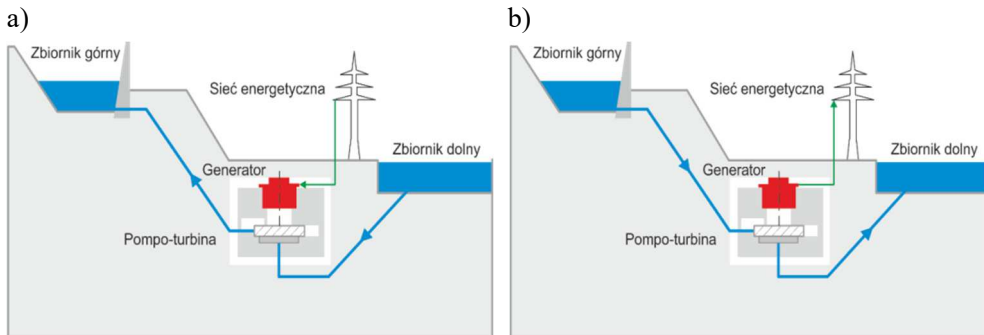
W fazie ładowania turbina pracuje jako pompa wodna. Jest to tzw. praca pompowa (silnikowa) hydroelektrowni. W fazie rozładowania turbina pracuje jako generator. Jest to tzw. praca turbinowa (generatorowa) hydroelektrowni.

Elektrownie szczytowo-pompowe należą do grupy mechanicznych magazynów energii. Osiągają sprawność konwersji energii w granicach 70-85%. Straty występują zwykle po stronie turbiny i pompy, których sprawność

---

<sup>1</sup> dr hab. inż., prof. PCz; Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

nie przekracza 92%. Pozostałe straty o mniejszym znaczeniu występują w układach transformatorów, generatorów oraz wału.



**Rys. 2.1. Idea pracy elektrowni szczytowo-pompowej: a) faza ładowania zbiornika górnego (magazynowanie energii), b) faza rozładowania magazynu energii**

W Polsce eksploatowanych jest zaledwie kilka elektrowni szczytowo-pompowych, z których najważniejsze to:

- Elektrownia Żarnowiec – 716 MW
- Elektrownia Porąbka-Żar – 500 MW
- Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce – 200 MW
- Elektrownia Żydowo – moc 167 MW
- Elektrownia Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne – 94,6 MW
- Elektrownia Dychów – o mocy 90 MW

## 2.2. Podstawowe równania charakteryzujące pracę elektrowni szczytowo-pompowych

Energię zużytą do przepompowania objętości wody  $V$  o gęstości  $\rho_{H_2O}$  na wysokość  $H$  ze sprawnością  $\eta_p$  można wyznaczyć z równania [1]

$$E_p = \frac{\rho_{H_2O} \cdot g \cdot H \cdot V}{\eta_p}, \text{ J} \quad (2.1)$$

Energia dostarczona do sieci na skutek rozładowania magazynu energii ze sprawnością  $\eta_g$  może być policzona z równania [1]

$$E_g = \rho_{H_2O} \cdot g \cdot H \cdot V \cdot \eta_g, \text{ J} \quad (2.2)$$

Wprowadzając w równaniu (2.2) zamiast objętości strumień objętościowy przepływającej wody, można wyznaczyć **wyjściową moc elektrowni wodnej** zgodnie z równaniem

$$E_g = \dot{Q} \cdot \rho_{H_2O} \cdot g \cdot H \cdot \eta_g, \text{ W} \quad (2.3)$$

Wartościami zmiennymi w równaniu (2.3) są  $\dot{Q}, H$  oraz  $\eta$ , przy czym kluczowe znaczenie mają dwa pierwsze parametry. Jeśli wysokość  $H$  jest stosunkowo niewielka, kluczowe znaczenie będzie miała prędkość wody. Jeżeli podstawowe znaczenie będzie miał strumień objętościowy wody, wówczas wysokość  $H$  będzie miała znaczenie drugorzędne. W związku z tym elektrownie szczytowo-pompowe budowane są w taki sposób, aby zmaksymalizować strumień przepływającej wody bądź wysokość posadowienia zbiornika górnego.

**Całkowitą sprawność wytwarzania energii elektryczności** w elektrowni szczytowo-pompowej  $\eta_s$  określa równanie

$$\eta_s = \frac{E_g}{E_p} = \eta_g \cdot \eta_p \quad (2.4)$$

**Ilość energii zmagazynowanej w jednostkowej objętości wody** (przy założeniu, że sprawność pompowania wynosi 0,8, a woda przepompowywana jest na 100 m wysokości) wynosi

$$E_{PHS} = \rho_{H_2O} \cdot g \cdot H \cdot V \cdot 0,8 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 100 \cdot 1 \cdot 0,8 = 785 \text{ kJ}$$

$$E_{PHS} = 0,22 \text{ kWh}$$

**Maksymalna dopuszczalna prędkość wody** w kanale dolotowym turbiny może zostać wyznaczona z porównania energii potencjalnej i kinetycznej przy założeniu zerowych strat [1]

$$E_k = E_p \quad (2.5)$$

$$\frac{m \cdot v_{max}^2}{2} = m \cdot g \cdot h \quad (2.6)$$

stąd

$$v_{max} = \sqrt{\frac{2E_p}{m}} = \sqrt{2g \cdot h} = 44,3 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (2.7)$$

Z punktu widzenia operacyjnego niezwykle istotny jest czas uruchomienia elektrowni. Decydujące znaczenie odgrywa tutaj **czas potrzebny na transport wody przez rurociągi do turbozespołu**. Wynika on z sumy iloczynów długości przewodów o stałej średnicy oraz prędkości wody w tych przewodach odniesionych do iloczynu wysokości niwelacyjnej oraz przyspieszenia ziemskiego, zgodnie z równaniem [1, 2]

$$t_w = \frac{\sum L \cdot v}{g \cdot H} \quad (2.8)$$

gdzie:

$L$  – długość kanału o promieniu  $r$  transportującego wodę, m,

$v$  – prędkość wody w kanale o promieniu  $r$ , m/s,

$H$  – różnica niwelacyjna między zbiornikami, m.

Ponieważ czas rozruchu powinien być stosunkowo niewielki, zarówno długość kanału transportującego wodę, jak i jej prędkość powinny być niewielkie. Parametrem ograniczającym czas rozruchu jest wysokość niwelacyjna.

Oprócz czasu potrzebnego na transport wody wyróżnia się także tzw. **mechaniczny czas rozruchu turbozespołu**. Jest to czas potrzebny dla turbo-generatora do osiągnięcia prędkości obrotowej, przy której elektrownia będzie podawać prąd do sieci energetycznej [2]

$$t_m = \frac{W \cdot R^2 \cdot n^2}{1\,620\,000\,P} \quad (2.9)$$

gdzie:

$W$  – masa wirujących części (wału turbiny i wirnika generatora), kg,

$R$  – promień ruchu obrotowego, m,

$n$  – prędkość obrotowa turbiny i generatora dla w pełni zsynchronizowanego z siecią generatora, obr/s

$P$  – moc turbiny, KM.

Stosunek  $t_m/t_w$  jest miarą stabilności jednostki wytwarzania i powinien spełniać warunek

$$\frac{t_m}{t_w} \geq 5 \quad (2.10)$$

### Przykład 2.1

*Jaką objętość wody należy przetłoczyć przez zespół pompa-generator, aby zmagazynować 1 MWh energii przy różnicy wysokości 50 m? W obliczeniach przyjąć  $\rho_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$ .*

Przekształcając równanie (2.2) ze względu na objętość, otrzymujemy

$$V = \frac{E_g \cdot 10^6 \cdot 3600}{\rho_{H_2O} \cdot g \cdot H}, \text{ m}^3$$

Stąd po podstawieniu wartości wyznaczyć można objętość wody niezbędnej do przetłoczenia przez zespół pompa-generator dla zmagazynowania 1 MWh energii przy różnicy poziomów 50 m

$$V = \frac{1 \cdot 10^6 \cdot 3600}{1000 \cdot 9,81 \cdot 50} = 7339 \text{ m}^3$$

Ilość zmagazynowanej energii w elektrowniach szczytowo-pompowych rośnie wraz ze wzrostem wielkości zbiornika oraz różnicy wysokości niwelacyjnej między zbiornikami.

### Przykład 2.2

---

*Elektrownia szczytowo-pompowa zaprojektowana została przy różnicy wysokości między zbiornikami 50 m. Zakładając, że turbina pracuje ze sprawnością 95%, określić moc elektrowni, przyjmując, że strumień objętości przetłaczanej wody wynosi 300 l/s. W obliczeniach przyjąć  $\rho_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$ .*

Moc wyjściowa elektrowni szczytowo-pompowej wynika z równania (2.3). Podstawiając wartości z zadania, otrzymujemy

$$E_g = 300 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 50 \cdot 0,95 = 139,79 \text{ kW}$$

### Przykład 2.3

---

*Elektrownia szczytowo-pompowa produkuje elektryczność za pomocą turbiny hydraulicznej zlokalizowanej blisko dużego jeziora. Średnia głębokość wody w zbiorniku wynosi 45 m. Strumień masowy przetłaczanej wody w turbinie wynosi 600 kg/s. Ilość wyprodukowanej energii to 220 kW. Sprawność generatora wynosi 95%. Określić całkowitą sprawność mechaniczną układu turbina-generator oraz pracę na wale przekazywaną od turbiny do generatora. W obliczeniach założyć, że energia mechaniczna wody na wyjściu z turbiny jest pomijalnie mała.*

Praca potrzebna do przepompowania strumienia masy wody na wysokość 45 m wynosi [3]

$$W_{wej} = \dot{m} \cdot g \cdot H = 600 \cdot 9,81 \cdot 45 = 264,87 \text{ kW}$$

Całkowita energia mechaniczna zespołu turbina-generator określona jest zależnością [3]

$$\eta_{całk} = \eta_{gen} \cdot \eta_{turb} = \frac{E_{wyj}}{E_{wej}} = \frac{E_{wyj}}{W_{wej}} = \frac{220}{264,87} = 0,83$$

Ponieważ

$$\eta_{gen} = 0,95$$

$$\eta_{turb} = \frac{\eta_{całk}}{\eta_{gen}} = \frac{0,83}{0,95} = 0,87$$

Moc na wale przekazywana od turbiny do generatora wynosi [3]

$$W_{turb} = \eta_{turb} \cdot W_{wej} = 0,87 \cdot 264,87 = 230,5 \text{ kW}$$

### Przykład 2.4

*Jaką ilość energii można by wyprodukować, opróżniając zbiornik Czerniański zlokalizowany w miejscowości Wisła Czarne, którego pojemność wynosi 4,5 mln m<sup>3</sup>, a wysokość tamy 37 m? Obliczyć liczbę gospodarstw domowych, którą można by zasilić energią elektryczną w ciągu doby oraz w ciągu roku, przyjmując średnioroczne zużycie energii w 4-osobowej rodzinie na poziomie 2100 kWh.*

Moc wyjściowa elektrowni szczytowo-pompowej wynika z równania (2.3). Podstawiając wartości z zadania i przyjmując sprawność konwersji energii na poziomie 0,85, otrzymujemy

$$E_g = 1000 \cdot 9,81 \cdot 37 \cdot 4,5 \cdot 10^6 \cdot 0,85 = 1,39 \text{ TW}$$

$$E_g = 385,65 \text{ MWh}$$

Dzieląc otrzymaną wartość przez średnioroczne zużycie energii w gospodarstwie domowym, otrzymujemy

$$n_r = \frac{385,65 \cdot 10^6}{2100 \cdot 10^3} = 184$$

Liczba gospodarstw domowych, jakie można zasilić energią w ciągu doby, obliczamy z równania

$$n_d = \frac{365 \cdot 385,65 \cdot 10^6}{2100 \cdot 10^3} = 67\,029$$

Całkowite opróżnienie zbiornika Czernieńskiego pozwala na pokrycie dobowego zapotrzebowania na energię dla 67 029 gospodarstw domowych oraz rocznego zapotrzebowania na energię dla 184 gospodarstw domowych.

### Przykład 2.5

---

*Pojemność magazynu energii elektrowni szczytowo-pompowej wynosi 1 GWh. Energia ta może być zmagazynowana na wysokości 60 m względem poziomu odniesienia. Określić minimalną masę wody, jaka musi być przepompowana ze zbiornika dolnego dla zdeponowania tej ilości energii.*

Ilość energii potencjalnej zmagazynowanej na wysokości  $h$  w wodzie określona jest równaniem

$$E_p = m \cdot g \cdot h$$

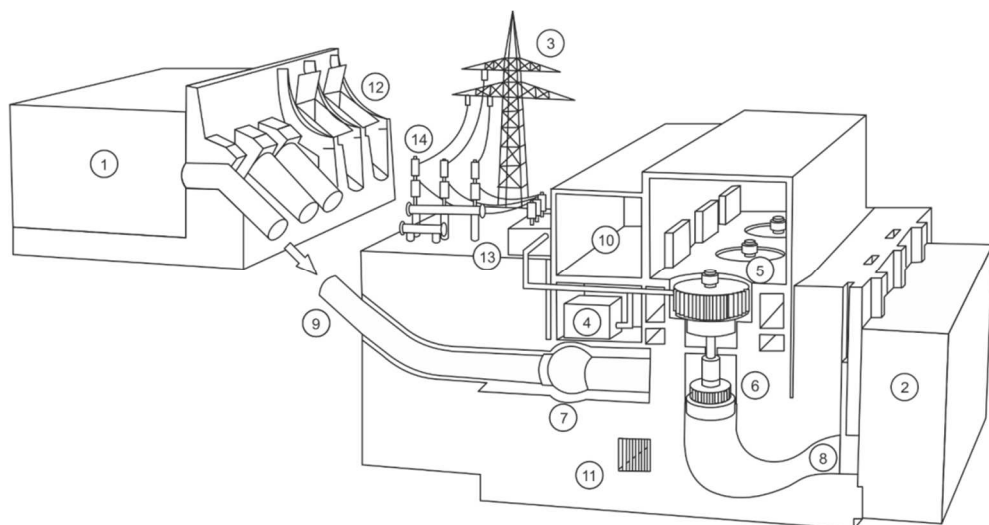
Stąd masa wody, jaka musi być przepompowana do zbiornika górnego, potrzebna do zmagazynowania 1 GWh energii wynosi

$$m = \frac{1 \cdot 10^9}{9,81 \cdot 60} \cdot 3600 = 6,1 \cdot 10^9 \text{ kg}$$

## 2.3. Ogólna charakterystyka najważniejszych części składowych elektrowni szczytowo-pompowych

Zasadniczymi elementami w elektrowni szczytowo-pompowej są zbiorniki wodne (górnym i dolnym) oraz zespół maszyn zamieniających energię kinetyczną wody na elektryczność i odwrotnie – elektryczność na energię potencjalną wody, zwany turbozespołem. Elementy te połączone są z zespołem rurociągów zasilających i sterowane za pomocą urządzeń kontrolujących ich pracę oraz zapewniających ich optymalne i bezpieczne działanie (rys. 2.2).





Rys. 2.2. Schemat elektrowni szczytowo-pompowej: 1 – zbiornik górny, 2 – zbiornik dolny, 3 – linia transmisyjna wysokiego napięcia, 4 – elektryczne urządzenia pomocnicze, 5 – generator, 6 – turbina, 7 – zawór główny motylkowy, 8 – rurociąg wylotowy, 9 – główna magistrala zasilająca, 10 – sterownia, 11 – odprowadzenie ścieków i zanieczyszczeń, 12 – otwory przelewowe, 13 – główny transformator, 14 – przekaźniki wysokiego napięcia

## Zbiorniki wodne

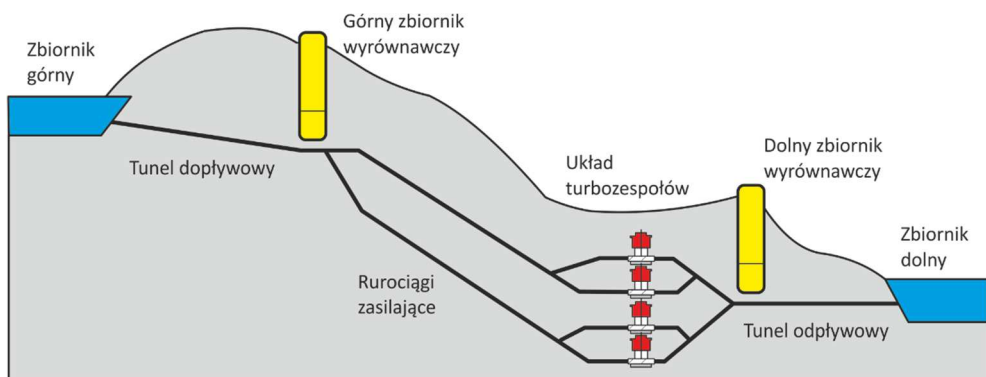
**Zbiorniki** elektrowni szczytowo-pompowej pełnią fundamentalną rolę przy ich projektowaniu. Ich kubatura jest efektem kompromisu pomiędzy dostępną różnicą wysokości a strumieniem objętości przepływającej wody. Do budowy **zbiorników górnych** powinny być wykorzystywane w pierwszej kolejności zbiorniki naturalne. Tam, gdzie nie ma innej możliwości, powstają zbiorniki sztuczne, które budowane są najczęściej w dolinach potoków poprzez utworzenie zwałowiska wykonywanego w poprzek doliny. Rozwiązaniem alternatywnym są zbiorniki szczytowe budowane w górnej części wzgórza poprzez utworzenie nasypu o wysokich ścianach. Zbiorniki górne muszą posiadać elementy konstrukcyjne stanowiące zabezpieczenie przed powodzią. Funkcję taką pełnić mogą na przykład wylewki, które projektuje się w sposób umożliwiający opróżnianie zbiornika bez szkody dla jego konstrukcji. Rolę **zbiorników dolnych** pełnić mogą zbiorniki istniejące lub też doliny potoków i rzek. Obszar zbiornika dolnego powinien być na tyle duży, aby przejąć całą kubaturę wody zmagazynowaną w zbiorniku górnym. W niektórych przypadkach rolę zbiorników dolnych pełnią oceany, duże jeziora, zbiorniki podziemne, stawy do uzdatniania wody, a także zbiorniki rolnicze.

## Ujęcia i ścieżki wodne

Konstrukcje ujęć wody mają za zadanie pobieranie wody z rzeki lub zbiornika wodnego w celu zasilania turbin elektrowni przy jednoczesnym usuwaniu, na ile to możliwe, wszelkich ciał stałych niesionych przez wodę. Ujęcia rzeczne składają się zazwyczaj z trzech głównych części: (1) wlotu zaprojektowanego w celu maksymalizacji natężenia przepływu, (2) zasuw do kontrolowania natężenia przepływu oraz (3) urządzeń służących do usuwania wszelkich śmieci i ciał stałych, a także uwalniania osadów z powrotem do rzeki. Wlot stanowi zazwyczaj betonowa konstrukcja, która kieruje strumień wody z progu do kanału w ruri głównej. Ujęcia wody są zwykle wyposażone w pionowe zasuw lub pionowe kłody odcinające służące do odizolowania systemu w celu przeprowadzenia konserwacji. Spośród stosowanych obecnie typów zasuw najczęściej spotykane na dużych konstrukcjach są zasuw radialne (z uwagi na możliwość łatwego przemieszczania). Alternatywnie można stosować zasuw pionowe, które jednak wymagają ciężkich urządzeń podnoszących oraz dużych i wytrzymałych szczelin. Przed wlotem do tunelu dopływowego stosowane są obligatoryjnie urządzenia do usuwania ciał stałych, takich jak: ładunki zawieszane (gliny i muły), ładunki denne (żwir i piasek) oraz zanieczyszczenia wielkogabarytowe. Odłamki, takie jak pływające drewno, są zatrzymywane przez wysięgniki i sita.

W skład ścieżki wodnej (rys. 2.3) elektrowni szczytowo-pompowej wchodzi:

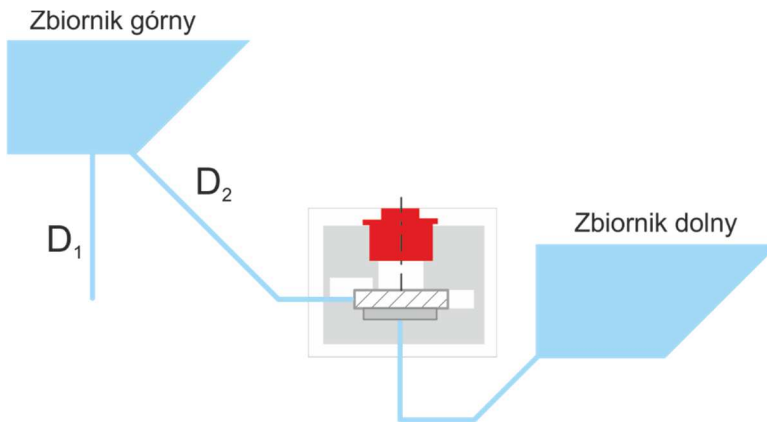
- tunel dopływowy,
- rurociągi zasilające,
- zbiorniki wyrównawcze,
- kanał odpływowy.



Rys. 2.3. Schemat ścieżki wodnej elektrowni szczytowo-pompowej

**Tunel dopływowy** łączy zbiornik górny z rurociągami zasilającymi i pełni rolę wejścia w fazie generowania elektryczności oraz wyjścia w fazie ładowania zbiornika górnego. Organizacja przepływu w tunelu musi być taka, aby uniknąć zawirowań oraz zmian kierunku. Celem jest osiągnięcie maksymalnej sprawności elektrowni. Tunele dopływowe zawsze wyposażane są w osłony zabezpieczające przed zanieczyszczeniami oraz gruzem, które mogłyby być zagrożeniem dla turbiny.

**Rurociągi zasilające** stanowią główną arterię wodną pomiędzy zbiornikiem górnym a turbozespołem i są jednym z ważniejszych elementów elektrowni. Mogą być zaprojektowane w postaci pojedynczego lub kilku kanałów równoległych ułożonych nad lub pod powierzchnią terenu. Przy projektowaniu rurociągów zasilających istotnym elementem jest minimalizacja stosunku  $D_1/D_2$  (rys. 2.4).



*Rys. 2.4. Podstawowa koncepcja wykorzystania stosunku całkowitej długości przewodu do pionowej odległości głowicy. Stosunek ten powinien być mniejszy lub równy 10:1. Wartość 1:1 jest optymalna.  $D_1$  jest długością przewodu, a  $D_2$  jest pionową odległością zbiornika od głowicy turbiny*

W przypadku idealnym  $D_1/D_2 = 1$ , co oznacza, że wlot wody zlokalizowany jest bezpośrednio nad turbozespołem. W praktyce stosunek ten nie powinien przekraczać wartości 10:1.

Ekonomiczna średnica rurociągu zasilającego może być wyznaczona z równania

$$D = 4,44 \left( \frac{P^{0,43}}{H^{0,65}} \right), \text{ stopa} \quad (2.11)$$

gdzie:

$P$  – moc turbiny, KM,

$H$  – wysokość niwelacyjna turbiny, stopa.

Należy pamiętać, że wielkość rurociągu zasilającego ma bezpośrednie przełożenie na czas startu turbozespołu.

**Kanał odpływowy** jest kanałem łączącym zbiornik dolny z turbozespołem.

**Zbiornik wyrównawczy** może być stosowany zarówno od strony zbiornika górnego, jak i dolnego. Jego zadaniem jest tłumienie zmian ciśnienia, zabezpieczenie rurociągów zasilających, turbiny oraz urządzeń pompujących. Zbiorniki wyrównawcze pozwalają na regulowanie obciążenia turbozespołu. Warunek stosowania zbiornika wyrównawczego wynika z równania

$$t = \frac{vL_s}{gH} \quad (2.12)$$

gdzie:

$v$  – prędkość przepływu wody w sztolni, m/s,

$H$  – spad wody, m,

$L_s$  – długość sztolni, m,

$g$  – przyspieszenie ziemskie, m/s<sup>2</sup>.

Jeżeli  $t < 4$  s, nie ma potrzeby stosowania zbiornika wyrównawczego.

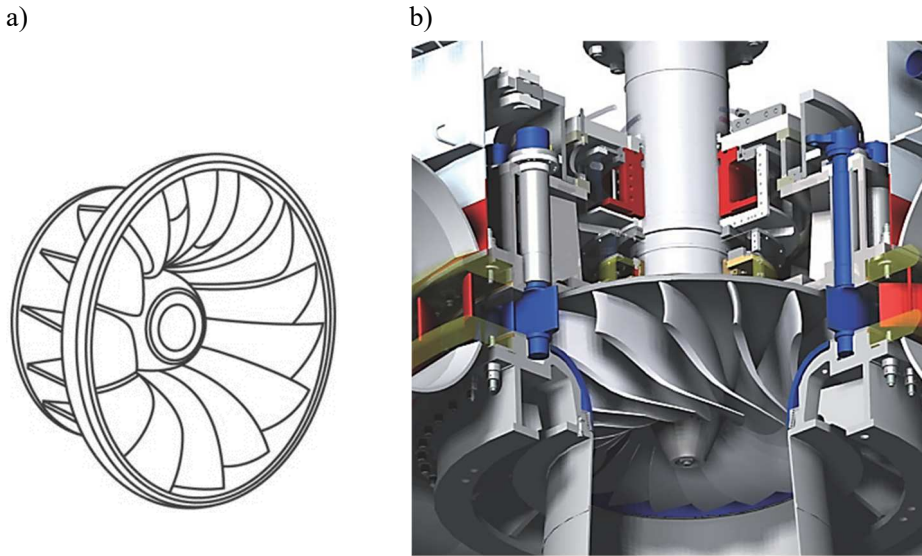
Sercem elektrowni szczytowo-pompowej jest **turbozespół**. W większości przypadków zbudowany jest on w oparciu o turbinę Francisa. Spotykane są także konstrukcje turbozespołów wykonanych na bazie:

- turbiny Kaplana,
- turbiny Peltona,
- turbiny typu Bulb,
- pompoturbiny lub turbiny Deriaza.

Urządzenia te zaliczane do kategorii turbin reakcyjnych mogą spełniać rolę zarówno pompy, jak i turbiny. Istnieją także rozwiązania, w których stosuje się oddzielne urządzenia dla fazy ładowania zbiornika górnego (pompa) oraz rozładowania magazynu (turbina). Nie zawsze jednak uzyskane większe sprawności kompensowane są wysokimi kosztami inwestycyjnymi takich rozwiązań.

## Turbina Francisa

Turbiny Francisa (promieniowo-osiowe) używane są przede wszystkim do średnich wysokości podnoszenia (do 600 m), dużych przepływów oraz mocy nieprzekraczających 800 MW. Woda ze zbiornika górnego, wpływając całym obwodem na łopatki kierownicze turbiny, gwałtownie przyspiesza, zasilając w dalszej kolejności wirnik roboczy (rys. 2.5).

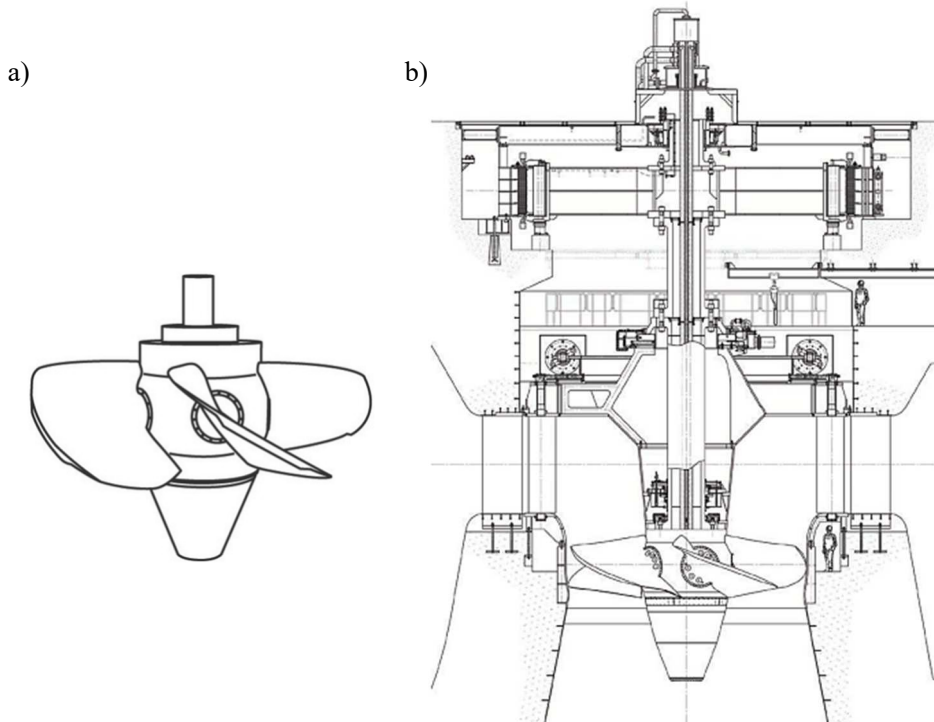


*Rys. 2.5. Wirnik turbiny Francisa konstrukcji firmy Voith (na podstawie materiałów firmy): a) schemat wirnika, b) przekrój kanału doprowadzającego wodę do turbiny*

Ponieważ kanały międzyłopatkowe wirnika zbudowane są w kształcie dysz, woda z dużą prędkością opuszcza wirnik i wpływa do rury ssawnej. Procesowi temu towarzyszy reakcja hydrodynamiczna, która wprowadza wirnik w ruch w kierunku przeciwnym do ruchu wody w obszarze wylotowym. Turbiny Francisa stosowane są w wyjątkowo szerokim zakresie wysokości podnoszenia, przy czym zarówno kształt wirnika, jak i liczba łopatek silnie zależą od wielkości spadów. Przed upowszechnieniem turbin o przepływie osiowym (Kaplan, semi-Kaplan, turbina śmigłowa w układzie pionowym i rurowym) turbiny Francisa były powszechnie stosowane nawet w przypadkach najniższych spadów. Obecnie turbiny Francisa o poziomej osi wirnika instaluje się wyłącznie w małych elektrowniach wodnych. W elektrowniach o dużych mocach turbiny Francisa pracują zazwyczaj w konfiguracji pionowej.

### **Turbina Kaplana**

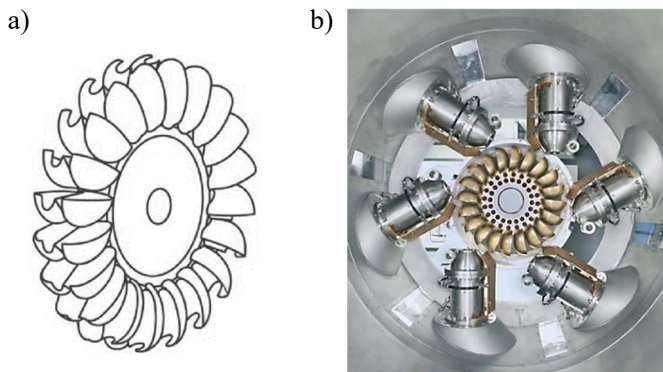
Turbiny Kaplana z regulowaną kierownicą promieniową i regulowanym wirnikiem o przepływie osiowym znalazły szerokie zastosowanie w zakresie spadów poniżej 90 m, a zwłaszcza poniżej 35 m. Dzięki podwójnej regulacji możliwa jest praca tych urządzeń przy mocy poniżej 20% obciążenia znamionowego. Konwersja energii hydraulicznej w energię mechaniczną ma tu miejsce na łopatkach wirnika, gdzie następuje zmiana kierunku przepływu wody z promieniowego na osiowy (rys. 2.6).



*Rys. 2.6. Turbina Kaplana konstrukcji firmy Voith (na podstawie materiałów firmy): a) schemat wirnika, b) położenie wirnika w kanale przepływowym*

## Turbina Peltona

Turbina Peltona ma zastosowanie w przypadku cieków o bardzo dużych (powyżej 20 m) spadach oraz stosunkowo niewielkich przepływach wody. Wirnik turbiny zbudowany jest z rozmieszczonych promieniście czarek, na które za pomocą jednej lub wielu dysz kierowany jest strumień wody (rys. 2.7).

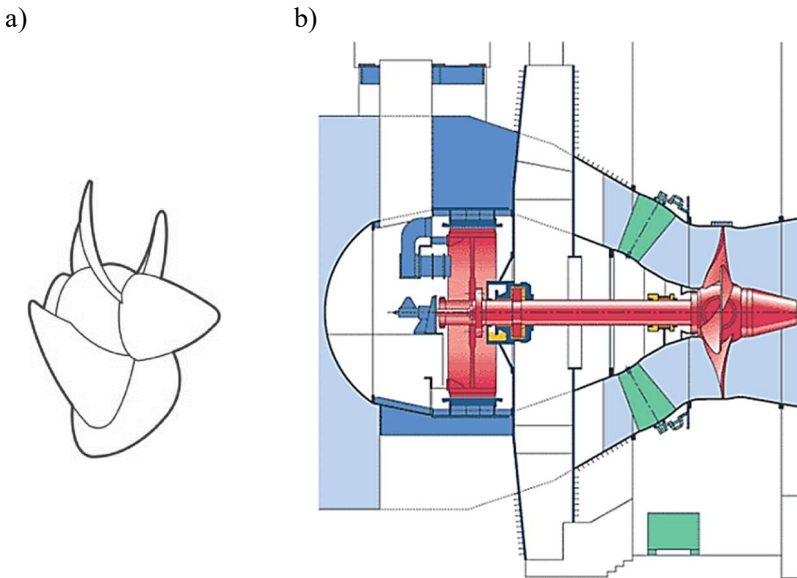


*Rys. 2.7. Turbina Peltona konstrukcji firmy Voith (na podstawie materiałów firmy): a) schemat wirnika, b) położenie wirnika względem dysz doprowadzających wodę*

W Polsce turbiny Peltona – poza nielicznymi wyjątkami z przeszłości – nie znajdują zastosowania.

### Turbina typu Bulb

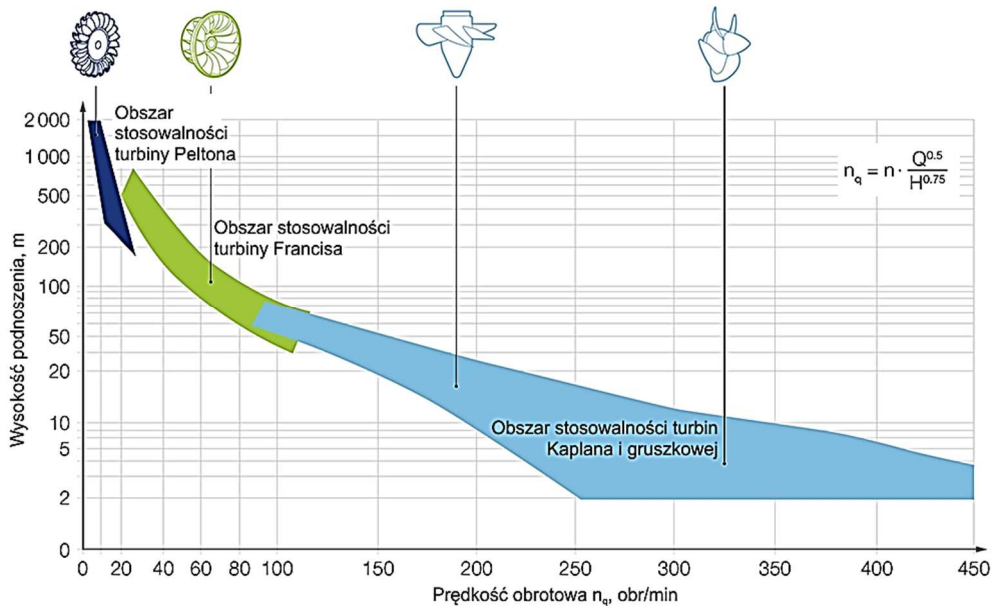
Turbina gruszkowa (ang. Bulb) jest odmianą turbiny śmigłowej (podobnej do turbiny Kaplana). W układzie z turbiną gruszkową generator jest obudowany i uszczelniony w opływowej, wodoszczelnej stalowej obudowie zamontowanej pośrodku kanału wodnego (rys. 2.8).



*Rys. 2.8. Turbina gruszkowa konstrukcji firmy Voith (na podstawie materiałów firmy): a) schemat wirnika, b) położenie wirnika względem dysz doprowadzających wodę*

Generator napędzany jest przez śrubę napędową o zmiennym skoku łopat umieszczoną na końcu hydrozespołu. W przeciwieństwie do turbiny Kaplana woda wpływa i wypływa z obszaru turbiny gruszkowej z bardzo niewielkimi zmianami kierunku. Kompaktowy charakter urządzenia pozwala na większą elastyczność przy projektowaniu urządzeń dużej mocy. Wadą turbin gruszkowych jest trudny dostęp serwisowy do elementów generatora oraz konieczność zapewnienia specjalnej cyrkulacji powietrza i chłodzenia wewnątrz obudowy.

Na rysunku 2.9 przedstawiono obszary zastosowań turbin wodnych o różnych wyróżnikach szybkobieżności.



Rys. 2.9. Obszary zastosowań turbin wodnych o różnych wyróżnikach szybkości; opracowano na podstawie materiałów firmy Voith

## 2.4. Wady i zalety elektrowni szczytowo-pompowych

Podstawowym zadaniem elektrowni szczytowo-pompowych jest niezawodne magazynowanie energii. Obiekty te są gotowe do szybkiego uruchomienia i dostosowane mocą do potrzeb regulacyjno-interwencyjnych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W przeszłości ich głównym zadaniem było niwelowanie dobowych wahań zużycia energii elektrycznej. Obecnie zasadniczą funkcją tego typu obiektów jest świadczenie usług regulacyjnych na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), co oznacza, że turbozespoły są włączane w sposób kontrolowany tylko wtedy, kiedy zachodzi taka potrzeba. Elektrownie szczytowo-pompowe zapewniają także rezerwy mocy na wypadek awarii sieci energetycznej oraz konieczności zimnego rozruchu bloków energetycznych. Najważniejszą zaletą elektrowni szczytowo-pompowych jest możliwość wysokosprawnego, trwałego, długoterminowego i korzystnego ekonomicznie magazynowania bardzo dużych ilości energii. Współczesne turbozespoły mogą osiągnąć pełne obciążenie w ciągu zaledwie kilku minut, przy czasie reakcji na poziomie kilku sekund. W ostatnich latach opracowano zespoły turbina-pompa o zmiennej prędkości, które są w stanie generować moc synchronicznie z częstotliwością sieci, przy pompowaniu asynchronicznym zapewniającym szybsze dopasowanie mocy. Długoletnia



eksploatacja elektrowni szczytowo-pompowych pozwoliła na osiągnięcie pełnej dojrzałości technologicznej, co zaowocowało bardzo małą awaryjnością urządzeń, możliwością skalowania jednostek wytwórczych w bardzo szerokim zakresie oraz bardzo długimi okresami eksploatacji przekraczającymi 30 lat. Elektrownie tego typu doskonale spełniają swoje zadanie w:

- procesie optymalizacji dostaw energii,
- zabezpieczeniu rozruchu źródeł wytwarzania,
- równoważeniu nieciągłości dostaw energii,
- buforowaniu przesyłu i dystrybucji energii oraz
- zapewnieniu jej odpowiedniej jakości.

Spośród wszystkich dostępnych technologii magazynowania energii najbardziej rozpowszechniona jest technologia spiętrzania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych. Jej udział w globalnej mocy czerpanej ze źródeł magazynowania stanowi aż 99%.

Do wad elektrowni szczytowo-pompowych zaliczyć należy przede wszystkim konieczność spełnienia specyficznych wymagań lokalizacyjnych, stosunkowo małą gęstość energii czynnika roboczego oraz duży wpływ na środowisko przejawiający się w:

- silnej ingerencji w obszary zielone,
- konieczności wycinania lasów,
- zmianie warunków hydrologicznych rzek,
- zakłóceniu życia hydrobiologicznego,
- zmianie właściwości fizykochemicznych wody,
- zmianie warunków hydrogeologicznych terenów przyległych do zbiorników,
- generowaniu hałasu,
- emisji znacznych ilości ditlenku węgla.

## **2.5. Zagadnienia środowiskowe i społeczne wynikające z eksploatacji elektrowni szczytowo-pompowych**

Rozwój projektów hydroenergetycznych może mieć zarówno pozytywny, jak i negatywny wpływ na środowisko i społeczeństwo. Budowle hydroenergetyczne silnie ingerują w tereny zielone, powodując konieczność wycinania lasów. Wpływają także na ekologię rzek poprzez zmianę warunków hydrologicznych, zakłócenie ciągłości transportu osadów oraz migracji ryb na skutek budowy barier fizycznych, takich jak tamy, groble i jazy. Z perspektywy oddziaływań społecznych elektrownie wodne mogą wymagać przeniesienia

części miejscowej ludności, ale zazwyczaj są także motorem rozwoju społeczno-gospodarczego. Budowanie wielkogabarytowych zbiorników wpływa na użytkowanie gruntów, emisję hałasu, uwalnianie znacznych ilości metanu, jak również gospodarkę oraz zdrowie i bezpieczeństwo społeczności lokalnych. W równym stopniu jednak społeczności lokalne mogą odnieść korzyści z projektów hydroenergetycznych nie tylko poprzez wytwarzanie energii elektrycznej, ale także poprzez rozwój gospodarki wodnej (np. nawadnianie terenów suchych), żeglugi, turystyki, rybołówstwa oraz zaopatrywanie w wodę lokalnych gmin i zakładów przemysłowych przy jednoczesnej ochronie przed powodzią i suszami.

Jednym z największych wyzwań nowo powstających elektrowni szczytowo-pompowych jest zapewnienie ekologicznej ciągłości w zakresie migracji ryb. Budowle hydrotechniczne mogą tworzyć przeszkody dla przemieszczania się wędrownych gatunków ryb, zmniejszając w ten sposób dostęp do tarlisk i stref wychowu młodych oraz przyczyniając się do stopniowego zmniejszania migrujących populacji ryb. Potrzeby ryb w zakresie migracji w górę rzeki, zwłaszcza ryb łososiowatych i europejskich gatunków amfiprionicznych, są dość dobrze udokumentowane, jednak zachowania ryb związane z migracją w dół rzeki są mniej znane (z wyjątkiem łososiowatych i węgorza). Migracja ryb w górę rzeki może być ułatwiona jedynie poprzez budowanie sztucznych obejść rzeki oraz wyposażanie zapór w przepławki oraz podnośniki dla ryb. Urządzenia te są dość skuteczne, choć mogą przyczynić się do opóźnienia migracji. Migracja ryb w dół rzeki stanowi poważniejsze wyzwanie. W takich przypadkach minimalizacja negatywnych oddziaływań możliwa jest dzięki zastosowaniu specjalnych środków konstrukcyjnych, budowlanych i operacyjnych. Proponowane rozwiązania uwzględniają charakterystykę danego miejsca oraz gatunki występujących ryb i obejmują zazwyczaj zastosowanie:

- **turbin przyjaznych rybam** – w takich przypadku w projekcie turbiny minimalizuje się przerwy między obracającymi się oraz nieruchomymi elementami, tworzy się tępe krawędzie łopatek oraz zmniejsza prędkość obrotową. W niektórych przypadkach stosuje się ograniczenie liczby łopatek dla zminimalizowania turbulencji przepływającej wody;
- **obejść powierzchniowych lub dennych dla wyższych zapór** – tworzą je specjalne konstrukcje barier i ekranów umieszczonych przed wlotem do rurociągów zasilających, których zadaniem jest zapobieganie przedostaniu się ryb do turbiny i skierowaniu ich do przepławki;
- **środków operacyjnych** – które stanowią okresowe wyłączenia turbiny lub otwarcie wrót przeciwpowodziowych dla umożliwienia rybam (głównie węgorzom) przejścia przez wrota zapory.

Drugim poważnym wyzwaniem wynikającym z eksploatacji projektów hydroenergetycznych jest zapewnienie wymaganej jakości wody. W zależności od charakteru elektrowni wodnej substancje mające kontakt z wodą przepływającą przez turbiny (zazwyczaj smary) mogą zostać przypadkowo uwolnione do wody, wpływając tym samym na jej jakość w dolnym biegu rzeki. Minimalizacja lub wyeliminowanie tego zagrożenia polega na zastosowaniu bezolejowych piast lub przyjaznych dla środowiska środków smarnych. Choć wpływu turbiny na jakość wody nie należy ignorować, znacznie poważniejszym zagrożeniem jest niebezpieczeństwo pogorszenia jakości wody typowe dla dużych zbiorników wodnych wynikające między innymi z: czasu przebywania wody w zbiorniku oraz stratyfikacji termicznej. Ponieważ czynnikami tymi nie można zarządzać w sposób bezpośredni, muszą one zostać ocenione we wczesnych fazach powstawania projektu hydroenergetycznego.

## 2.6. Zadania

1. Jaka będzie moc elektrowni wodnej pracującej ze sprawnością 82%, jeśli różnica poziomów między zbiornikami wynosi 70 m, a strumień przetłaczanej wody 250 l/s?

**Odpowiedź:** 140,77 kW

2. W zbiorniku hydroelektrowni zmagazynowano energię o wartości  $1,5 \cdot 10^6$  kWh. Energia ta jest zmagazynowana na wysokości 55 m względem poziomu terenu. Określić minimalną ilość wody, jaka musi być przepompowana, aby napęlić zbiornik.

**Odpowiedź:**  $1,1 \cdot 10^{10}$  kg

## 2.7. Literatura

- [1] A.G. Ter-Gazarian, Energy Storage for Power Systems, 2nd Edition, The Institution of Engineering and Technology, 2011.
- [2] F.S. Barnes, J.G. Levine, Large Energy Storage Systems Handbook, CRC Press, Taylor and Francis Group, 2011.
- [3] Y. Demirel, Energy: Production, Conversion, Storage, Conservation, and Coupling, Second Edition, Springer, 2015.
- [4] Rafiqul Islam Sheikh, Energy Storage, InTech 2010, <http://www.intechopen.com/books/energy-storage> (dostęp: 20.08.2021).

## FOTOTERMICZNA KONWERSJA ENERGII, INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE

---

Michał Wichliński<sup>1</sup>

### 3.1. Wprowadzenie

Energia słoneczna jest najszerzej wykorzystywanym rodzajem energii odnawialnej, ponieważ to Słońce jest źródłem energii, dzięki której człowiek pozyskuje biomasę. Również ruch mas powietrza, który wykorzystujemy jako energię wiatru, jest wywołany zmianami temperatury spowodowanymi energią słoneczną. Bezpośrednio energię słoneczną możemy wykorzystać jako źródło do produkcji ciepła (konwersja fototermiczna) oraz jako źródło do produkcji energii elektrycznej (konwersja fotowoltaiczna).

Słońce jest centralną gwiazdą Układu Słonecznego, wokół której poruszają się wszystkie planety, w tym Ziemia. Słońce jest gwiazdą stosunkowo młodą, bo liczy zaledwie 4,6 mld lat, jego masa jest ponad 333 tys. razy większa od masy Ziemi i wynosi  $1,9 \cdot 10^{30}$  kg. Średnica Słońca to 1392 tys. km, co oznacza, że jest większe od Ziemi 109 razy. Słońce stanowi ponad 99,8% masy naszego Układu Słonecznego. Źródłem energii Słońca są procesy termojądrowe zachodzące w jego wnętrzu, dochodzi tam do fuzji deuteru i trytu, wskutek czego powstaje hel i emisja dużej ilości energii. Słońce emituje energię o mocy  $3,846 \cdot 10^{26}$  W, a jego średnia temperatura wewnętrzna to 16 000 000 K. Średnia temperatura powierzchni jest dużo niższa i wynosi około 6300 K [1].

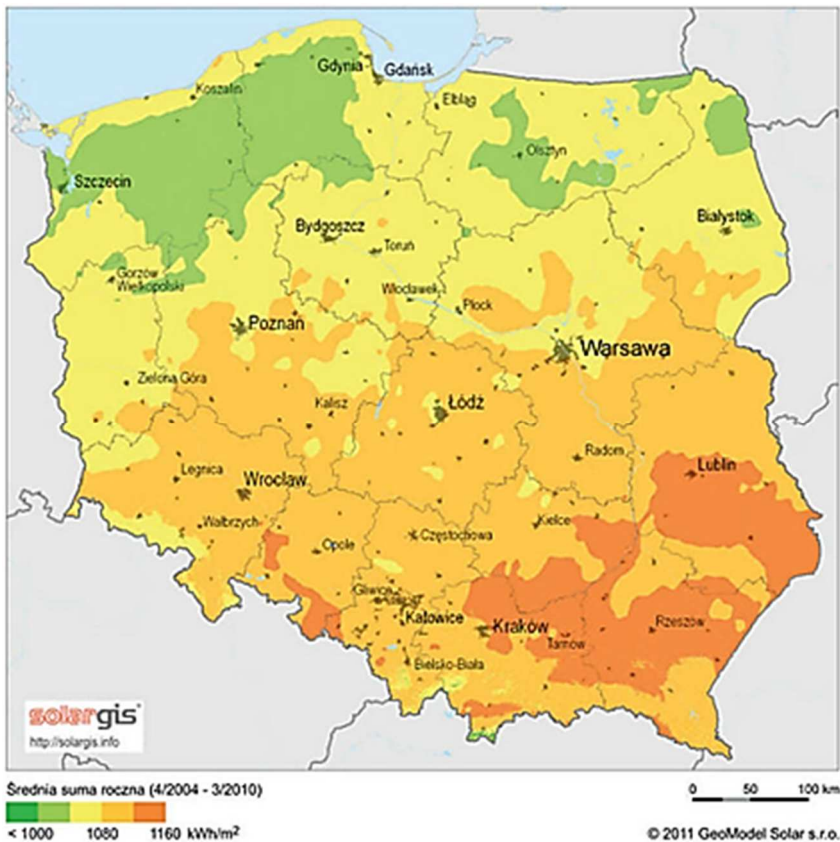
### 3.2. Promieniowanie słoneczne

Promieniowanie słoneczne dociera do powierzchni Ziemi w postaci fali elektromagnetycznej o długości od 0,1 do 10  $\mu\text{m}$ . Ilość energii słonecznej docierającej do górnych warstw atmosfery wynosi około 1390 W/m<sup>2</sup>. Wartość ta ulega zmniejszeniu po przejściu przez atmosferę, ostatecznie do powierzchni Ziemi dociera około 1000 W/m<sup>2</sup>. Wartość ta ulega wahaniu w ciągu roku

---

<sup>1</sup> dr inż.; Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

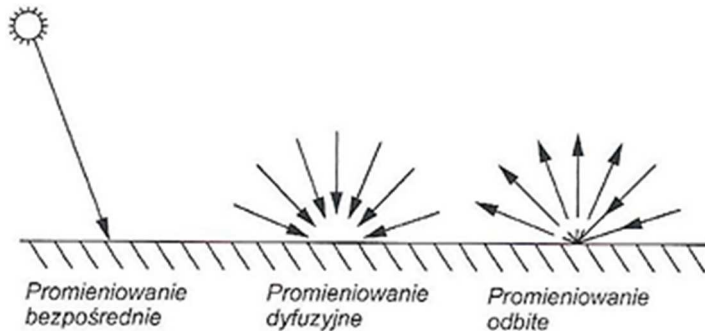
i dla warunków polskich wynosi od około  $200 \text{ W/m}^2$  w miesiącach zimowych, do około  $900 \text{ W/m}^2$  w miesiącach letnich. Istotną wartością jest również nasłonecznienie, czyli liczba godzin z bezpośrednią widoczną tarczą słoneczną (rys. 3.1). Wartość ta waha się od 1671 h/a w Gdyni, przez 1600 h/a w Warszawie, do 1234 h/a w Katowicach. Kolejną ważną wartością promieniowania słonecznego jest nasłonecznienie, czyli energia promieniowania słonecznego docierająca na jednostkę powierzchni odbiornika (zazwyczaj wyrażona w  $\text{kWh/m}^2$ ) w określonym czasie (dzień, miesiąc, rok). Dla Polski wartości nasłonecznienia wahają się od 3 do  $8 \text{ kWh/m}^2$ .



Rys. 3.1. Całkowite nasłonecznienie dla Polski [2]

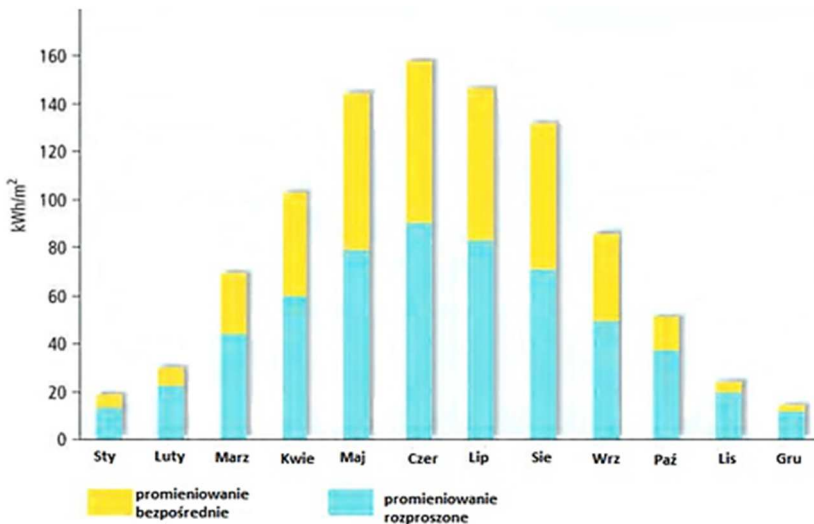
Całkowite promieniowanie słoneczne docierające do powierzchni Ziemi można zapisać jako sumę składową promieniowania bezpośredniego i promieniowania dyfuzyjnego. Promieniowanie bezpośrednie to takie, które dochodzi do odbiornika bezpośrednio z widocznej tarczy słonecznej. Natomiast promieniowanie dyfuzyjne (zwane również rozproszonym lub pośrednim)

to takie, które dociera do naszego odbiornika rozpraszane przez znajdujące się w atmosferze chmury, cząstki pyłu lub aerozoli. Istnieje również trzeci składnik promieniowania słonecznego zwany promieniowaniem odbitym, czyli takim, które trafia do odbiornika odbite od podłoża lub innej powierzchni. Promieniowanie odbite ze względu na swój charakter jest promieniowaniem wtórnym i nie jest wliczane do promieniowania całkowitego (rys. 3.2).



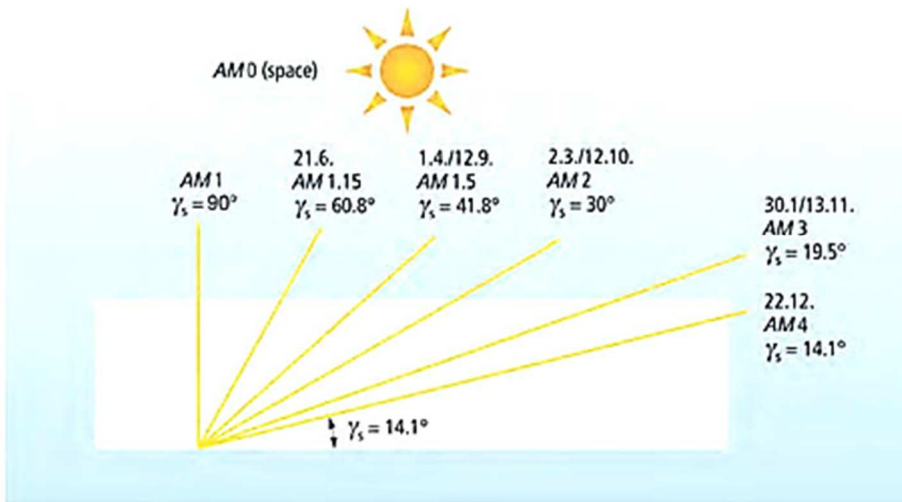
Rys. 3.2. Rodzaje promieniowania słonecznego [1]

Udział promieniowania bezpośredniego do promieniowania rozproszonego zależy od wysokości Słońca nad horyzontem. W miesiącach zimowych, gdy Słońce jest nisko nad horyzontem, udział promieniowania rozproszonego wynosi ponad 70%. W miesiącach letnich udział promieniowania rozproszonego zmniejsza się i dla najcieplejszych miesięcy wynosi około 50% (rys. 3.3).



Rys. 3.3. Średnie miesięczne nasłonecznienie na płaszczyznę poziomą dla Warszawy [1]

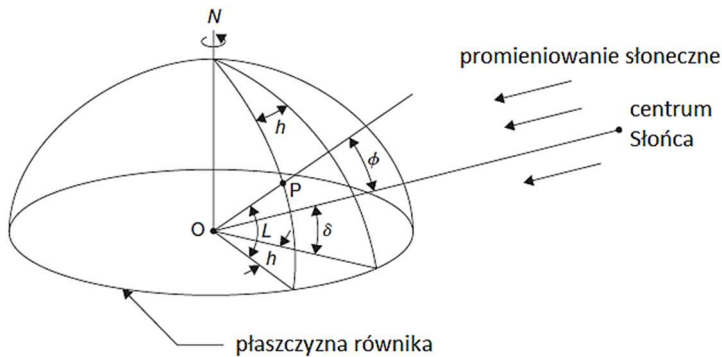
Promieniowanie słoneczne pokonuje najkrótszą drogę w ziemskiej atmosferze, długość tej drogi zależy od kąta, pod jakim pada promieniowanie słoneczne, i wyrażone jest współczynnikiem Air Mass (AM). Współczynnik ten to stosunek długości drogi promieniowania przez atmosferę przy promieniowaniu padającym pod pewnym kątem do długości drogi przy przejściu przez atmosferę prostopadłym do powierzchni Ziemi. Zgodnie z tą definicją, Słońce znajdujące się w pozycji pionowej (kąt padania  $\gamma_s = 90^\circ$ ) będzie miało współczynnik  $AM = 1$  (rys. 3.4).



Rys. 3.4. Wpływ kąta padania promieni słonecznych na współczynnik Air Mass (AM) [2]

### 3.3. Kolektory słoneczne

Ruch obrotowy Ziemi wokół Słońca po orbicie elipsoidalnej powoduje zmienną odległość Ziemi od Słońca. Oś ziemską jest zawsze nachylona pod kątem  $23,45^\circ$  do osi ekliptyki. Płaszczyzna ekliptyki to płaszczyzna orbity Ziemi wokół Słońca. Gdy Ziemia obraca się wokół Słońca to tak, jakby oś biegunowa poruszała się względem Słońca. Jednym z najważniejszych parametrów określających położenie Ziemi względem Słońca jest deklinacja słoneczna  $\delta$ , czyli kątowe położenie Słońca w południe astronomiczne względem płaszczyzny równika. Jak pokazano na rysunku 3.5, jest to kąt pomiędzy osią Słońce-Ziemia a rzutem tej linii na płaszczyznę równikową [1, 3].



Rys. 3.5. Definicja szerokości geograficznej, kąta godzinnego i deklinacji słonecznej [3]

Deklinacje na północ od równika (lato na półkuli północnej) są dodatnie, a na południe ujemne. Deklinacja waha się od 0 podczas równonocy wiosennej do  $+23,45^\circ$  podczas przesilenia letniego, 0 podczas równonocy jesiennej i  $-23,45^\circ$  podczas przesilenia zimowego.

Deklinacja przyjmuje wartości od  $-23,45^\circ$  do  $+23,45^\circ$  i obliczamy ją za pomocą tzw. formuły Coopera [1, 3]

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3.1)$$

gdzie  $n$  – kolejny dzień roku (1 stycznia  $n = 1$ ).

Kąt godzinowy,  $\omega$ , punktu na powierzchni Ziemi jest zdefiniowany jako kąt, o który obróciłaby się Ziemia, aby umieścić południk tego punktu bezpośrednio pod Słońcem. Kąt godzinowy w lokalne słoneczne południe wynosi zero, przy czym każde  $360/24$  lub  $15^\circ$  długości geograficznej odpowiada 1 godzinie. Kąt godzinowy można obliczyć z PCS (prawdziwy czas słoneczny); jako skorygowany lokalny czas słoneczny [1, 3]

$$\omega = (PCS - 12) \cdot 15^\circ \quad (3.2)$$

W lokalne słoneczne południe prawdziwy czas słoneczny PCS obliczamy ze wzoru

$$PCS = LCS + E \pm 4(SDG - LDG) \quad (3.3)$$

gdzie:

$LCS$  – lokalny czas strefowy, min,

$E$  – równanie czasu, min,

$SDG$  – standardowa długość geograficzna,  $^\circ$ ,

$LDG$  – lokalna długość geograficzna,  $^\circ$ .



Wartości  $E$  w funkcji dnia roku ( $n$ ) można otrzymać w przybliżeniu z następującego równania:

$$E = 9,87 \cdot \sin 2B - 7,53 \cdot \cos B - 1,5 \cdot \sin B, \text{ min} \quad (3.4)$$

gdzie:

$$B = (n - 1) \cdot \frac{360}{365}$$

Kąt wysokości słonecznej  $\alpha$  to kąt między promieniami słonecznymi a płaszczyzną poziomą (rys. 3.6). Odnosi się to do słonecznego kąta zenitalnego  $\Phi$ , który jest kątem między promieniami słonecznymi a pionem [1, 3]

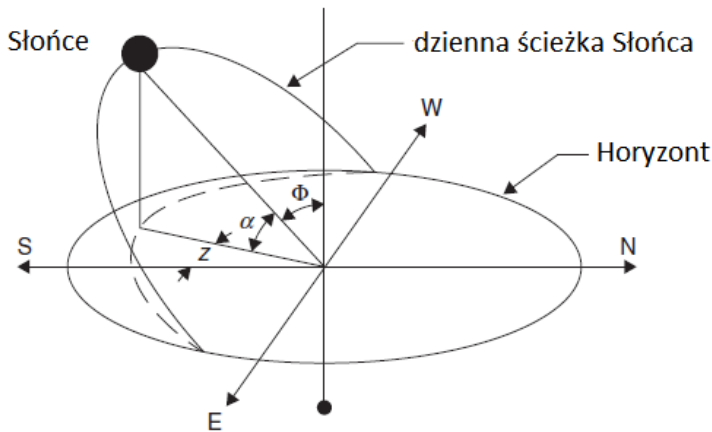
$$\sin \alpha = \sin LDG \cdot \sin \delta + \cos LDG \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (3.5)$$

gdzie:

$LDG$  – lokalna długość geograficzna, °,

$\delta$  – kąt deklinacji słonecznej, °,

$\omega$  – kąt godzinowy, °.



Rys. 3.6. Pozorna dzienna droga Słońca po niebie od wschodu do jego zachodu [3]

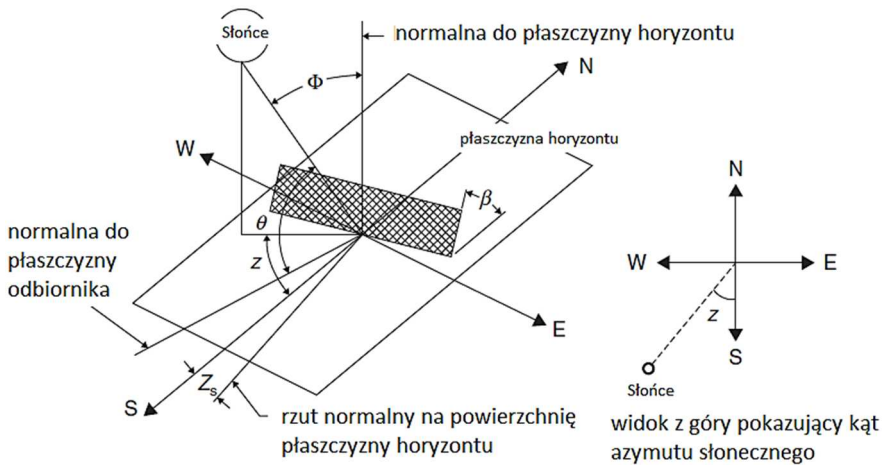
Kąt padania promieni słonecznych  $\theta$  to kąt między promieniami słonecznymi a normalną na powierzchni. Kąt wyznaczamy za pomocą równania

$$\cos \theta_z = \sin LDG \cdot \sin \delta + \cos LDG \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (3.6)$$

Kąt padania promieni słonecznych na płaszczyznę pochyloną pod kątem  $\beta$  to kąt między promieniami słonecznymi a normalną do płaszczyzny odbiornika (rys. 3.7). Kąt wyznaczamy za pomocą równania [1, 3]

$$\cos\theta_\beta = \sin LDG - \beta \cdot \sin\delta + \cos LDG - \beta \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \quad (3.7)$$

gdzie  $\beta$  – kąt nachylenia odbiornika.



Rys. 3.7. Kąty w układzie Słońce – odbiornik pochylony pod kątem  $\beta$  [3]

Znając kąt, pod jakim promieniowanie pada na powierzchnię pochyloną  $\theta_\beta$ , możemy policzyć natężenie promieniowania słonecznego padającego na tę płaszczyznę  $G_\beta$ . Natężenie liczymy z następującego wzoru [1, 3]:

$$G_\beta = G_b R_b + G_d R_d + (G_b + G_d) \rho_o R_o \quad (3.8)$$

gdzie:

$G_b$  – gęstość strumienia promieniowania bezpośredniego,  $\frac{W}{m^2}$ ,

$G_d$  – gęstość strumienia promieniowania dyfuzyjnego,  $\frac{W}{m^2}$ ,

$R_b$  – współczynnik korygujący dla promieniowania bezpośredniego

$$R_b = \frac{\cos\theta_\beta}{\cos\theta_z} \quad (3.9)$$

$R_d$  – współczynnik korygujący dla promieniowania dyfuzyjnego

$$R_d = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (3.10)$$

$R_o$  – współczynnik korygujący dla promieniowania odbitego

$$R_o = \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (3.11)$$

$\rho_o$  – współczynnik refleksyjności podłoża (tab. 3.1).

**Tabela 3.1. Refleksyjność dyfuzyjna powierzchni [1, 3]**

Powierzchnia	Współczynnik refleksyjności podłoża $\rho_o$
Swobodna powierzchnia wody	0,7-0,9
Gleba nieporośnięta	0,2-0,5
Roślinność zielona	0,15-0,33
Świeży śnieg	0,8-0,95
Zleżały śnieg	0,46
Suchy asfalt	0,07
Czerwona cegła	0,25
Dachówka cementowa:	
– ciemna	0,27
– jasna	0,09

**Przykład 3.1**

Obliczyć promieniowanie całkowite padające na powierzchnię pochyloną pod kątem  $\beta = 40^\circ$  względem płaszczyzny horyzontu i skierowaną w stronę południa o godzinie 11:00 czasu rzeczywistego słonecznego w dniu 15 lipca ( $n = 196$ ), odbiornik zlokalizowany w Częstochowie ( $LDG = 50^\circ$ ). Dane:  $G_b = 450 \frac{W}{m^2}$ ;  $G_d = 230 \frac{W}{m^2}$ ;  $\rho_o = 0,3$ .

Krok 1 – Obliczamy kąt deklinacji słonecznej w dniu 15 lipca

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + 196}{365}\right) = 21,52^\circ$$

Krok 2 – Obliczamy kąt godzinowy dla godziny 11:00

$$\omega = (PCS - 12:00) \cdot 15^\circ = (11:00 - 12:00) \cdot 15^\circ = -1 \cdot 15^\circ = -15^\circ$$

Krok 3 – Obliczamy kąt padania promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą

$$\begin{aligned} \cos\theta_z &= \sin LDG \cdot \sin\delta + \cos LDG \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \\ &= \sin(50) \cdot \sin(21,52) + \cos(50) \cdot \cos(21,52) \cdot \cos(-15) \\ &= 0,8586 \end{aligned}$$

$$\cos\theta_z = 0,8586$$

$$\theta_z = 30,84^\circ$$

Krok 4 – Obliczamy kąt padania promieniowania słonecznego na płaszczyznę pochyłą pod kątem  $\beta = 40^\circ$

$$\begin{aligned}\cos\theta_\beta &= \sin LDG - \beta \cdot \sin\delta + \cos LDG - \beta \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \\ &= \sin(50 - 40) \cdot \sin(21,52) + \cos(50 - 40) \cdot \cos(21,52) \cdot \cos(-15) \\ &= 0,9486\end{aligned}$$

$$\cos\theta_\beta = 0,9486$$

$$\theta_\beta = 18,44^\circ$$

Krok 5 – Obliczamy współczynnik korekcyjny dla promieniowania słonecznego bezpośredniego

$$R_b = \frac{\cos\theta_\beta}{\cos\theta_z} = \frac{0,9486}{0,8586} = 1,107$$

Krok 6 – Obliczamy współczynnik korekcyjny dla promieniowania słonecznego dyfuzyjnego

$$R_d = \frac{1 + \cos\beta}{2} = \frac{1 + \cos(40)}{2} = 0,88$$

Krok 7 – Obliczamy współczynnik korekcyjny dla promieniowania słonecznego odbitego

$$R_o = \frac{1 - \cos\beta}{2} = \frac{1 - \cos(40)}{2} = 0,12$$

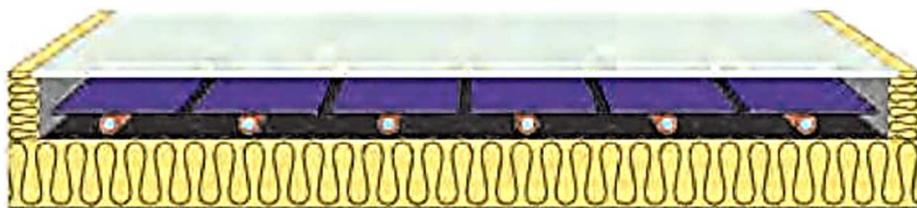
Krok 8 – Obliczamy promieniowanie całkowite padające na powierzchnię pochyłą pod kątem

$$\begin{aligned}G_\beta &= G_b R_b + G_d R_d + (G_b + G_d) \rho_o R_o \\ &= 450 \cdot 1,107 + 230 \cdot 0,88 + (450 + 230) \cdot 0,3 \cdot 0,12 \\ &= 725,03 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}\end{aligned}$$

Najbardziej rozpowszechnionym typem kolektorów słonecznych są kolektory płaskie, których nazwa wzięła się od kształtu absorbera (rys. 3.8). W zależności od czynnika obiegowego odbierającego ciepło z absorbera możemy podzielić kolektory na cieczowe i kolektory powietrzne. W kolektorach cieczowych czynnikiem, który odbiera ciepło, jest ciecz, najczęściej w postaci glikolu propylenowego lub etylenowego, natomiast w kolektorach

powietrznych czynnikiem obiegowym odbierającym ciepło jest powietrze. Zasada działania obu tych typów kolektorów jest taka sama, choć różnią się w szczegółach technicznych. Promieniowanie słoneczne docierające do powierzchni absorbera powoduje zwiększenie jego temperatury. Znajdującymi się w absorberze kanałami przepływa czynnik roboczy, który odbiera ciepło od absorbera, podwyższając własną temperaturę. Czynnik ten za pomocą pompy obiegowej transportowany jest do zbiornika magazynującego, gdzie w wymienniku ciepła oddaje ciepło do czynnika magazynującego – najczęściej wody. Następnie czynnik obiegowy za pomocą pompy obiegowej jest zwracany do kolektora.

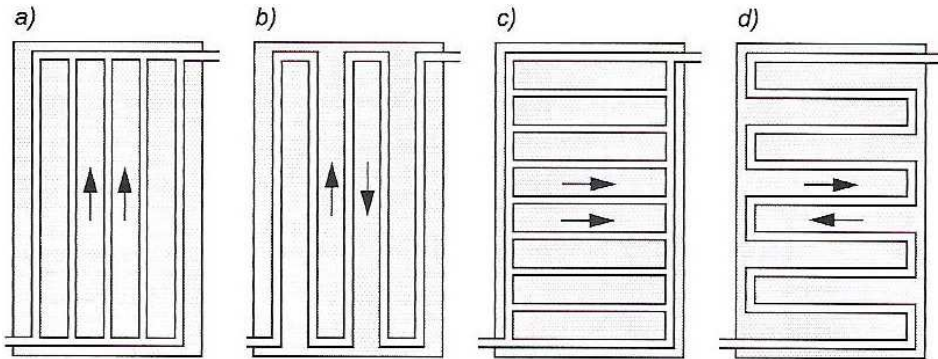
Kolektory cieczowe zbudowane są z ramy aluminiowej, która wypełniona jest warstwą izolacyjną. Warstwa ta poza właściwościami izolacyjnymi musi posiadać również inne właściwości, takie jak: niepalność, odporność na wysoką temperaturę, uszkodzenia mechaniczne i niską nasiąkliwość. Absorber kolektora cieczowego zbudowany jest najczęściej z miedzi lub stali pomalowanej czarną matową farbą. W absorberze znajdują się rurki, którymi przepływa czynnik roboczy. Układ kanałów w absorberze może być równoległy lub meandrowy.



Rys. 3.8. Standardowy kolektor płaski [2]

W absorberze znajdują się rurki, którymi przepływa czynnik roboczy. Układ kanałów w absorberze może być równoległy lub meandrowy (rys. 3.9). Kanały zarówno równoległe, jak i meandrowe mogą być ułożone pionowo oraz poziomo. Układ kanałów równoległy powoduje szybszy przepływ czynnika przez absorber, a co za tym idzie – mniejszą ilość odebranego ciepła, a w konsekwencji niższą temperaturę czynnika roboczego na wyjściu z absorbera. Układ meandrowy zapewnia dłuższy przepływ czynnika przez absorber i wydłuża czas, w jakim czynnik odbiera energię promieniowania, co w konsekwencji powoduje wyższą temperaturę na wyjściu z absorbera. Aby osiągnąć tę samą temperaturę na wyjściu w układzie równoległym co w układzie meandrowym, czynnik musi przepłynąć przez absorber kilkakrotnie, co powoduje zwiększenie zużycia energii elektrycznej przez pompę obiegową.

Z kolei aby przetłoczyć czynnik przez układ meandrowy, konieczne jest zastosowanie pompy o większej mocy aniżeli w układzie równoległym [1].



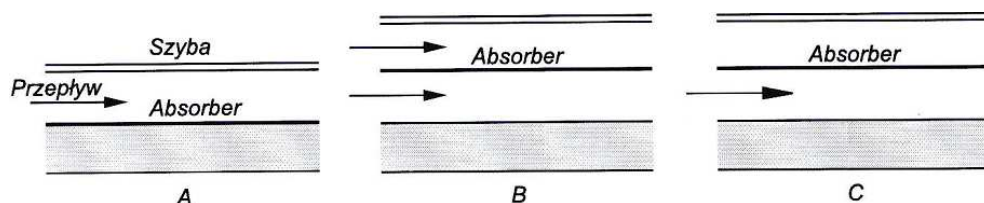
**Rys. 3.9. Najczęściej spotykane kształty kanałów przepływowych w kolektorach cieczowych: a) równoległy pionowy, b) meandrowy pionowy, c) równoległy poziomy, d) meandrowy poziomy [1]**

Pokrycie przezroczyste kolektora stanowić może zwykła szyba lub inny materiał przepuszczalny dla promieniowania słonecznego. Grubość zastosowanego pokrycia nie powinna przekraczać 5 mm z powodu masy samego pokrycia. Najlepszym wyborem będzie zastosowanie pokrycia selektywnego, które będzie w stanie zwiększyć uzyski ciepła od promieniowania słonecznego. Promieniowanie słoneczne docierające do powierzchni absorbera ma długość fali poniżej 3  $\mu\text{m}$ , sam absorber będzie emitował promieniowanie o długości fali od 7 do 9  $\mu\text{m}$ . W przypadku tradycyjnego przeszklenia promieniowanie to będzie transmitowane przez szybę do otoczenia. Pokrycie selektywne ma za zadanie przepuszczenie do absorbera promieniowania słonecznego o długości fali 3  $\mu\text{m}$  i uniemożliwienie przepuszczenia promieniowania emitowanego przez absorber o długości fali 7-9  $\mu\text{m}$ . Promieniowanie to zostanie odbite od wewnętrznej warstwy pokrycia w kierunku absorbera, zwiększając tym samym ilość ciepła docierającego do absorbera [1].

Kolektory powietrzne różnią się konstrukcyjnie od kolektorów cieczowych z powodu innych właściwości czynnika roboczego (mała gęstość i pojemność cieplna powietrza, niski współczynnik wymiany ciepła powietrze-absorber). Z tego powodu wymiary kolektorów powietrznych muszą być znacznie większe, większe muszą być zarówno kanały przepływowe czynnika obiegowego (powietrza), jak i wymiary samego absorbera. Większe wymiary kanałów przepływowych wymagają zastosowania większego wentylatora, co wiąże się ze zwiększonym, w porównaniu z kolektorami cieczowymi, zużyciem energii

elektrycznej oraz zwiększonym hałasem. Pomimo większych wymiarów kolektory powietrzne mają szereg zalet: są niewrażliwe na ujemną temperaturę otoczenia, ich budowa jest bardzo prosta, a co za tym idzie – tania, szczelność przewodów transportujących czynnik roboczy nie musi być zachowana. Przepływ powietrza wzdłuż płyty absorbera może odbywać się na trzy sposoby (rys. 3.10) [1]:

- powietrze przepływa nad płytą absorbera (rys. 3.10A) – przepływające powietrze niesie kurz, który może osadzać się na płycie absorbera, zmniejszając jego skuteczność,
- powietrze przepływa po obu stronach absorbera (rys. 3.10B),
- powietrze przepływa pod płytą absorbera (rys. 3.10C) – sprawność tego typu konstrukcji jest największa, jednakże konieczne jest dochowanie staranności montażu, by oddzielić powietrze przepływające pod absorberem od warstwy izolującej znajdującej się między absorberem a przeszkleniem zewnętrznym kolektora.



Rys. 3.10. Trzy rodzaje budowy kolektorów powietrznych [1]

### 3.4. Produkcja energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych w Polsce

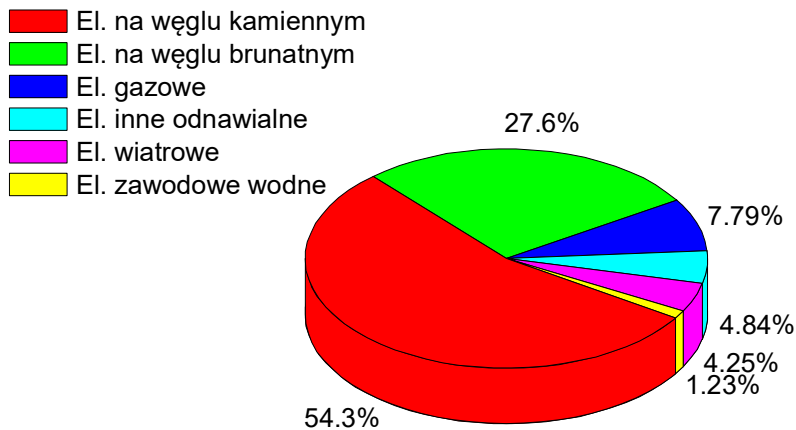
W lipcu 2021 roku w Polsce produkcja energii elektrycznej wynosiła 14 412 GWh, co oznacza wzrost o 20,64% w stosunku rok do roku. Zużycie w tym czasie wyniosło 14 445 GWh, co oznacza wzrost o 8,54% r/r. Największą dynamikę wzrostu odnotowały elektrownie odnawialne, bez elektrowni wiatrowych, o 134% r/r, w ciągu roku wyprodukowały one 697 GWh (tab. 3.2) [4].

Największy udział w produkcji energii elektrycznej miały w połowie 2021 roku źródła oparte na węglu. Elektrownie spalające węgiel kamienny i brunatny stanowiły ponad 81% wyprodukowanej w Polsce energii. Elektrownie gazowe wyprodukowały około 7,8% energii, natomiast źródła odnawialne łącznie 10,3% energii, z czego elektrownie inne niż wodne i wiatrowe ponad 4,8% (rys. 3.11).

**Tabela 3.2. Produkcja energii elektrycznej w lipcu 2021 roku [4]**

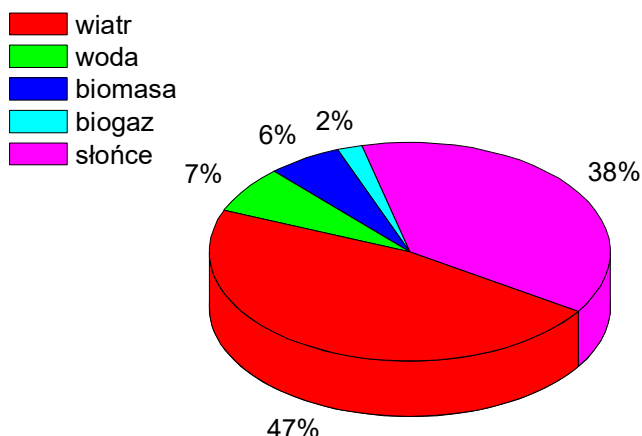
Pozycja	2020 lipiec GWh	2021 lipiec GWh	Dynamika %
Produkcja ogółem	11 946	14 412	20,64
Elektrownie zawodowe:	10 100	13 102	29,73
– wodne	225	177	–21,04
– ciepłne	9875	12 925	30,88
– na węglu kamiennym	5601	7831	39,81
– na węglu brunatnym	3148	3972	26,17
– gazowe	1127	1123	–0,35
Elektrownie inne odnawialne	298	697	134,03
Elektrownie wiatrowe	790	612	–22,51
Elektrownie przemysłowe	759	–*	–
Saldo wymiany zagranicznej	1362	34	–97,53
Krajowe zużycie energii elektrycznej	13 309	14 445	8,54

\* – Od początku roku produkcja elektrowni przemysłowych jest wliczana do poszczególnych kategorii elektrowni zawodowych

**Rys. 3.11. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w połowie 2021 roku [4]**

W połowie 2021 roku moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych w Polsce wynosiła 5357 MW, co stanowi wzrost r/r o 117,4%. W samym tylko czerwcu 2021 roku powstało 35 296 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 383,3 MW. W sektorze odnawialnych źródeł energii fotowoltaika zajmuje drugie miejsce z udziałem sięgającym 38%. Pierwsze miejsce zajmuje energetyka wiatrowa z udziałem 47%, a na pozostałych miejscach są energetyka wodna (7%) i biogazownie (6%) (rys. 3.12) [5].



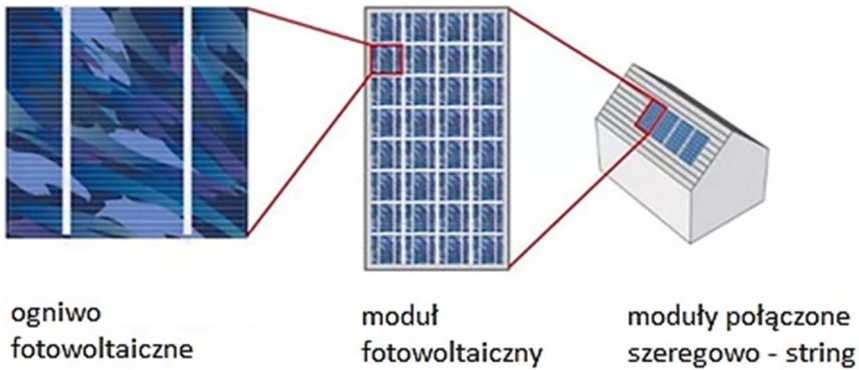


Rys. 3.12. Moc fotowoltaiki na tle OZE w czerwcu 2021 roku [5]

Szczytowa produkcja z instalacji fotowoltaicznych wystąpiła 11 maja 2021 roku, kiedy to instalacje te wyprodukowały łącznie w całym dniu 30 226 MWh [5]. Łączna moc instalacji fotowoltaicznych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wg Polskich Sieci Elektroenergetycznych wynosi (stan na 30.04.2021) 4690 MW [6]. Według projektu Polskiej Polityki Energetycznej, do 2040 roku przewidywany jest systematyczny wzrost mocy zainstalowanych instalacji fotowoltaicznych. W 2030 roku ma to być 5-7 GW, a w 2040 roku 10-16 GW [5]. Porównując powyższe szacunki z wielkością instalacji już zainstalowanych, widać, że są one mocno niedoszacowane i tylko drastyczne zmiany w przepisach mogą zahamować ten wzrost, podobnie jak stało się to w przypadku energetyki wiatrowej i tzw. ustawy odległościowej 10h. Pierwsze tego typu symptomy są już widoczne, zmiana sposobu rozliczania energii odprowadzonej do sieci, ale nawet one nie zahamują globalnego trendu odejścia od energetyki węglowej ku energii produkowanej z wiatru i Słońca.

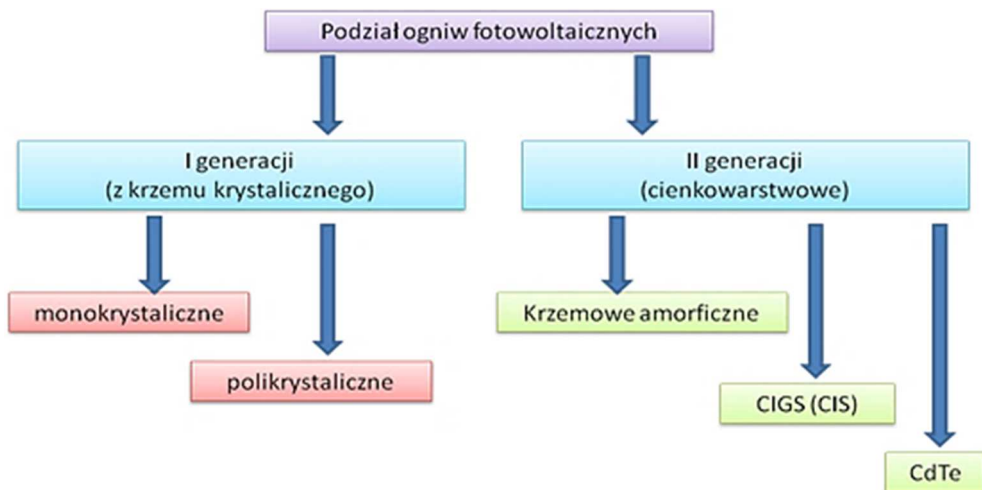
### 3.5. Panele fotowoltaiczne

Moduł fotowoltaiczny, zwany też panelem, składa się z połączonych ze sobą ogniw fotowoltaicznych. Kilka połączonych ze sobą modułów fotowoltaicznych tworzy łańcuch (ang. string). Instalacja fotowoltaiczna może składać się z jednego lub kilku łańcuchów. Każdy z łańcuchów podpięty jest do inwertera.



Rys. 3.13. Ogniwa, moduły i łańcuch w instalacjach fotowoltaicznych [7]

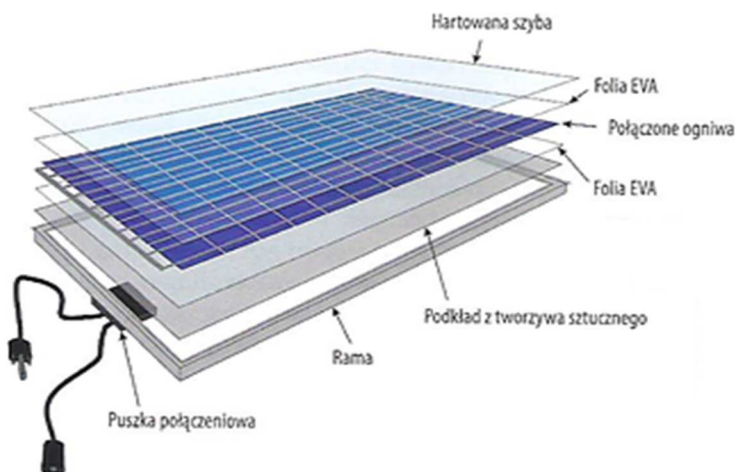
Ogniwa fotowoltaiczne można podzielić na dwie główne grupy, w zależności od zastosowanego materiału półprzewodnikowego, są to ogniwa I generacji i II generacji. Ogniwa I generacji wykonane są z krzemu krystalicznego i dzielą się na ogniwa monokrystaliczne i polikrystaliczne. Tego typu ogniwa są najczęściej wybierane przez inwestorów, łącznie stanowią około 97% ogólnej sprzedaży modułów. Ogniwa II generacji to ogniwa z krzemu amorficznego, ogniwa CIGS i ogniwa CdTe. Spośród ogniw II generacji najpopularniejsze są ogniwa CdTe, jednakże ich udział w całkowitej sprzedaży ogniw to zaledwie 4% (rys. 3.14) [8].



Rys. 3.14. Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na materiał półprzewodnika [8]

Ogniwa fotowoltaiczne połączone są w panel fotowoltaiczny, oprócz ogniw w skład paneli wchodzi wierzchnia warstwa przykrycia z hartowanego szkła,

dwie warstwy folii EVA, pomiędzy którymi umieszczone są połączone ogniwa, oraz z ramy i podkład z tworzywa sztucznego. Całość dopełnia puszka przyłączeniowa (rys. 3.15) [8].



**Rys. 3.15. Budowa modułu fotowoltaicznego z półprzewodnikiem z krzemu krystalicznego [8]**

Moduły monokrystaliczne (mono/c-Si) wyprodukowane są z monokryształu krzemu, mają barwę ciemnoniebieską do czarnej. Ten typ ogniw charakteryzuje się największą sprawnością, ale również najwyższym spadkiem mocy przy wzroście temperatury. Ogniwa do modułów polikrystalicznych (poli/mc-Si) produkowane są z krzemu polikrystalicznego, czyli takiego, który wykryształizował jako wiele małych kryształów. Ich barwa jest jasnoniebieska. Moduły wyprodukowane z tego typu ogniw charakteryzują się niższym wskaźnikiem spadku mocy wraz z temperaturą, w porównaniu z ogniwami monokrystalicznymi, są też od nich tańsze w produkcji. Moduły z krzemu amorficznego produkowane są z bezpostaciowego krzemu w postaci bardzo cienkich ogniw. Ogniwa te tworzą jednolitą powierzchnię, w której nie można wyróżnić pojedynczego ogniwa, mają barwę czarną lub ciemnobordową. Ich główną zaletą to mały spadek sprawności wraz ze wzrostem temperatury, ich sprawność jest niższa od ogniw wykonanych z krzemu zarówno mono-, jak i polikrystalicznego. W modułach CIGS warstwa półprzewodnika wykonana jest z mieszaniny miedzi, indu, galu i selenu. Ich wygląd jest podobny do modułów z krzemu amorficznego. Charakteryzują się niską ceną i sprawnością na podobnym poziomie jak moduły I generacji. Ich główną zaletą jest bardzo dobre wykorzystanie promieniowania rozproszonego, co powoduje, że szczególnie dobrze sprawdzają się w miesiącach zimowych. W modułach

CdTe warstwa półprzewodnika wykonana jest z tellurku kadmu. Ich wygląd przypomina inne moduły wykonane z ogniów II generacji. Ich zaletą jest wyższa sprawność aniżeli modułów z krzemu amorficznego przy równie niskim spadku sprawności wraz ze wzrostem temperatury. Podstawowe parametry wybranych modułów fotowoltaicznych przedstawiono w tabeli 3.3 [8].

**Tabela 3.3. Parametry wybranych modułów fotowoltaicznych; opracowano na podstawie [8]**

Typ modułu	Przykładowa moc Wp	Typowa sprawność %	Przykładowy temperaturowy współczynnik mocy %
Polikrystaliczny	270	16,6	-0,41
Monokrystaliczny	280	17,2	-0,43
CIGS	135	14,2	-0,38
CdTe	110	15,3	-0,34
Amorficzny	100	8,2	-0,25

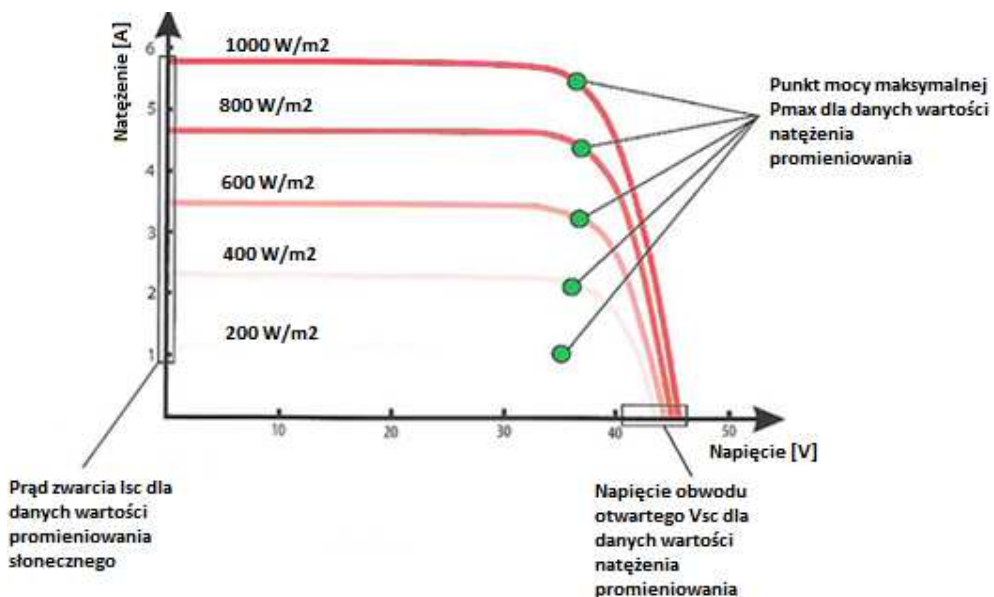
Sprawności, które można odczytać na kartach produktów producentów modułów są wyznaczane przy ustandaryzowanych warunkach pogodowych. Według testu STC (ang. Standard Test Conditions), sprawność modułów wyznaczana jest przy natężeniu promieniowania równym  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperaturze  $25^\circ\text{C}$  i AM (Air Mass) = 1,5. Warunki te, szczególnie natężenie promieniowania, są znacznie zawyżone dla warunków polskich. Dużo bliższe rzeczywistym warunkom panującym w naszym kraju są warunki zawarte w teście NOCT (ang. Normal Operating Cell Temperature), natężenie promieniowania to  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura  $20^\circ\text{C}$ , AM = 1,5 i prędkość wiatru 1 m/s. Oczywiście sprawność wyznaczona przy warunkach NOCT będzie niższa aniżeli ta wyznaczona dla warunków STC. Trzeba jednakże podkreślić, że do jakichkolwiek obliczeń czy doboru modułów należy wykorzystywać wartości wyznaczone podczas testu w warunkach STC [8].

Każdy moduł posiada swoją własną charakterystykę napięciowo-prądową, która opisywana jest czterema podstawowymi parametrami:

- $I_{sc}$  – prąd zwarcia; jest to maksymalny prąd zwarcia możliwy do wygenerowania przez moduł fotowoltaiczny, w danych warunkach, dla napięcia równego 0 V;
- $I_{mpp}$  – prąd w punkcie maksymalnej mocy; jest to prąd generowany przez moduł fotowoltaiczny przy optymalnym obciążeniu, które powoduje wytworzenie maksymalnej mocy, która jest możliwa do uzyskania w danych warunkach;

- $V_{oc}$  – napięcie obwodu otwartego; jest to maksymalne napięcie możliwe do uzyskania przez moduł w danych warunkach przy prądzie równym 0 A;
- $V_{mpp}$  – napięcie w punkcie maksymalnej mocy; jest to napięcie uzyskane przez moduł fotowoltaiczny przy maksymalnym obciążeniu, które powoduje wytworzenie maksymalnej mocy możliwej do uzyskania w danych warunkach [8].

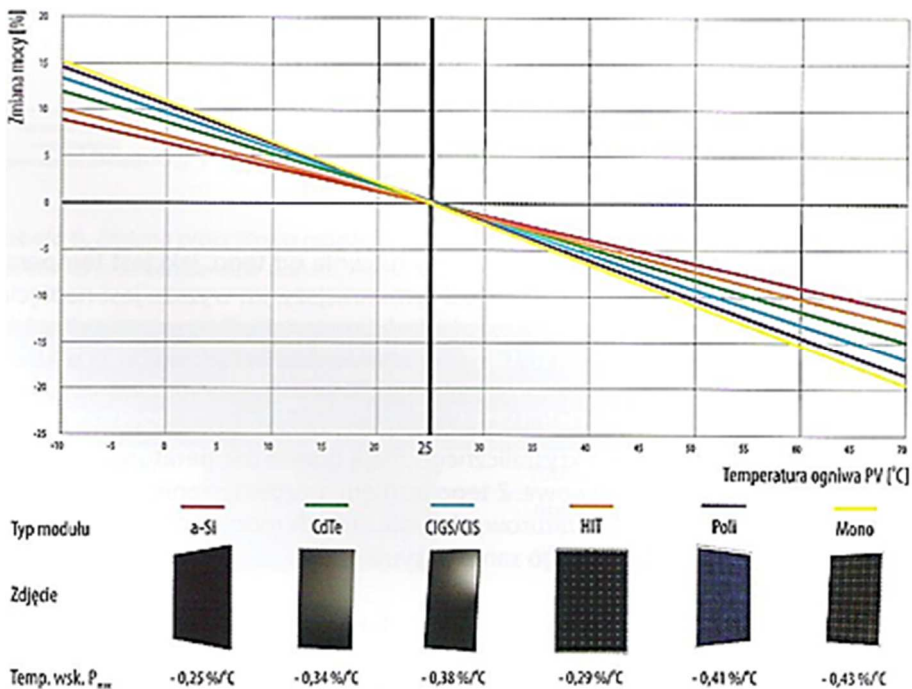
Parametry modułu fotowoltaicznego zależą silnie od natężenia promieniowania słonecznego. Jak wspomniano, nominalne wartości natężenia i napięcia są wyznaczane dla natężenia promieniowania wynoszącego  $1000 \text{ W/m}^2$ . Dla niższych wartości natężenia promieniowania wartości napięcia praktycznie nie ulegają zmianie. Dla natężenia promieniowania wynoszącego  $200 \text{ W/m}^2$  wartość napięcia w stosunku do napięcia nominalnego wynosi 98%, natomiast przy takim samym natężeniu promieniowania natężenie prądu ulega znaczącemu obniżeniu i wynosi tylko niecałe 20% mocy nominalnej (rys. 3.16) [8].



Rys. 3.16. Zmiana natężenia i napięcia modułu fotowoltaicznego wraz ze zmianą natężenia promieniowania słonecznego [8]

Wzrost temperatury moduły fotowoltaicznego powoduje zmniejszenie napięcia, co prowadzi do obniżenia sprawności modułów. Jak już wspomniano, moduły są testowane w temperaturze  $25^\circ\text{C}$  i dla tej temperatury osiągają

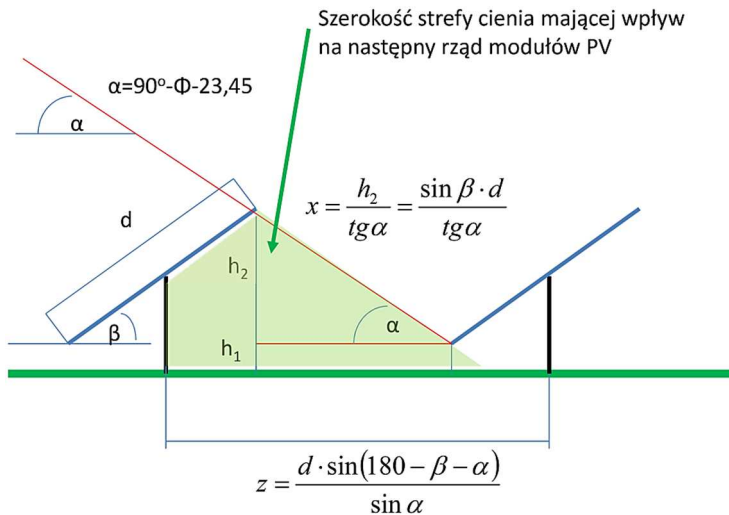
optymalne sprawności, wzrost temperatury o jeden stopień powoduje zmniejszenie uzyskiwanej mocy. Równocześnie spadek temperatury poniżej 25°C powodować będzie wzrost napięcia i mocy, może się więc zdarzyć, że instalacja wyprodukuje więcej energii elektrycznej, niż wynika to z karty katalogowej modułów. Największy przyrost mocy instalacja będzie miała w mroźne słoneczne dni, jednakże w skali roku takich dni jest stosunkowo niewiele, a i liczba godzin słonecznych w ciągu dnia jest mniejsza aniżeli latem, stąd też ewentualne zyski w zimowe miesiące nie zdołają zrekompenzować spadku mocy podczas letnich dni z temperaturami powyżej 25°C (rys. 3.17). Spośród dostępnych modułów największymi ubytkami mocy w funkcji temperatury charakteryzować się będą moduły I generacji z krzemu krystalicznego, natomiast efekt ten został zminimalizowany w modułach II generacji, szczególnie w modułach z krzemu amorficznego [8].



Rys. 3.17. Procentowa zmiana mocy w funkcji zmiany temperatury modułów fotowoltaicznych [8]

Montaż paneli fotowoltaicznych na gruncie w rzędach powoduje zacienianie się wzajemne paneli. Przed budową instalacji należy policzyć odpowiednią odległość między panelami, aby uniknąć ich wzajemnego zacieniania. Zacienianie będzie szczególnie istotne w miesiącach zimowych, gdy Słońce

będzie nisko nad horyzontem. Dlatego do obliczeń wybieramy najbardziej niekorzystny dzień roku, czyli 22 grudnia, kiedy to Słońce jest najniżej nad horyzontem. Całkowite wyeliminowanie zacielenia paneli skutkowałoby bardzo dużymi odległościami pomiędzy panelami przy niewielkim zysku energetycznym (rys. 3.18).



Rys. 3.18. Obliczenie minimalnej odległości między rzędami paneli, opracowano na podstawie [8]

### Przykład 3.2

Obliczyć odległość między rzędami dwóch rzędów paneli fotowoltaicznych umiejscowionych na powierzchni gruntu, tak aby rzędy paneli nie zasłaniały się wzajemnie. Panele ułożone są poziomo pod kątem  $30^\circ$ , panele są zlokalizowane w południowej Polsce (szerokość geograficzna  $53^\circ$ ). Wymiary modułu  $1650 \times 990$  mm.

Krok 1 – Obliczamy kąt padania promieniowania słonecznego  $\alpha$  w najbardziej niekorzystnym dniu roku 22 grudnia

$$\alpha = 90 - \phi - 23,45 = 90 - 53 - 23,45 = 13,55^\circ$$

Krok 2 – Obliczamy wymiary  $d$  panelu i odległość między końcem a początkiem rzędu  $x$

$$d = 2 \cdot \text{szerokość} + 0,02 = 2 \cdot 0,99 + 0,02 = 2 \text{ m}$$

$$x = \sin \beta \cdot \frac{d}{\operatorname{tg} \alpha} = \sin(30) \cdot \frac{2}{\operatorname{tg}(13,55)} = 4,76 \text{ m}$$

Krok 3 – Obliczamy odległość między rzędami ( $z$ )

$$z = d \cdot \frac{\sin(180 - \beta - \alpha)}{\sin\alpha} = 2 \cdot \frac{\sin(180 - 30 - 13,55)}{\sin(13,55)} = 5,88 \text{ m}$$

Minimalna odległość między rzędami wynosi 5,88 m, dla tej odległości brak zacienienia będzie występował w południe zimowe, dla godzin porannych i popołudniowych może występować zacienienie dolnych części paneli. Zacienienie to nie będzie generować znacznych strat, gdyż strumień promieniowania słonecznego docierający w tych godzinach będzie niewielki. Szacuje się, że straty te nie przekroczą 1% [8].

### 3.6. Falowniki

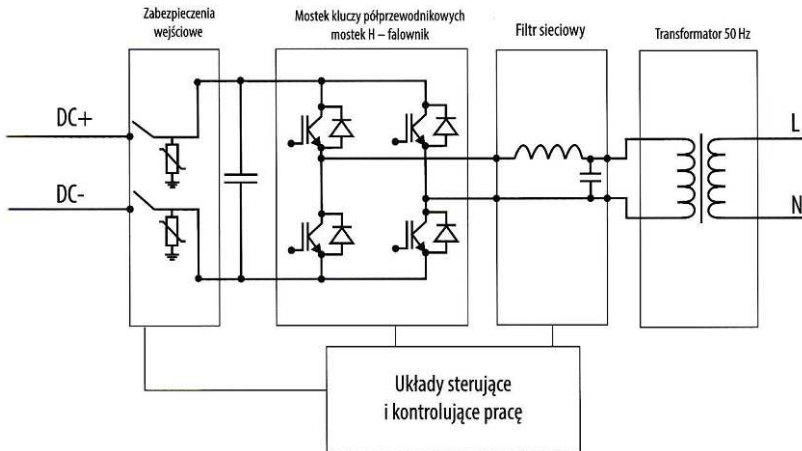
Falowniki, zwane też inwerterami, są to urządzenia przekształcające energię elektryczną powstałą w modułach jako prąd stały w prąd zmienny, którego parametry są zgodne z tymi, jakie są wymagane przez operatora w sieciach niskiego napięcia (230/400 V, 50 Hz). Falowniki mają również za zadanie kontrolowanie pracy instalacji oraz prowadzenie statystyki produkcji energii elektrycznej. Głównym elementem każdego falownika jest układ mostkowy tranzystorowy, tzw. mostek kluczy. Jego zadaniem jest zmiana prądu stałego na prąd zmienny o stałej częstotliwości i napięciu. Falowniki posiadają również układy wejściowe i wyjściowe.

Falowniki dzielą się na falowniki transformatorowe i beztransformatorowe. Transformatorowe mogą być niskiej (LF) lub wysokiej częstotliwości (HF). Te rodzaje falowników posiadają galwaniczne oddzielenie strony modułów (prądu stałego) od strony sieci elektroenergetycznej (prądu zmiennego). Falowniki LF posiadają transformator przy wyjściu falownika pracujący z częstotliwością 50 Hz. Jego budowa jest bardzo prosta (rys. 3.19), co jest jednocześnie jego główną zaletą, zaś do wad należy jego ciężar, duże gabaryty oraz niska sprawność, która wpływa negatywnie na sprawność całego falownika [8].

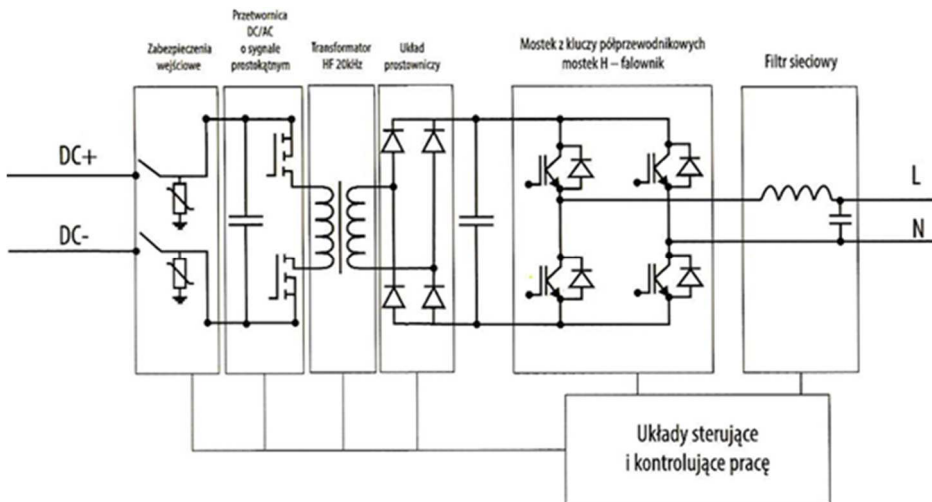
Falowniki HF pracują z częstotliwością od 20 do 24 kHz, początkowo prąd stały jest zamieniany na prąd zmienny o wysokiej częstotliwości, a następnie za pomocą transformatora i układu prostowniczego trafia do mostka z kluczy półprzewodnikowych, który przekształcony prąd zmienny oddaje do sieci. Sprawność takiego falownika typu HF jest wyższa aniżeli falownika LF przy zachowaniu tego samego poziomu ochrony separacji galwanicznej.



W porównaniu z falownikami LF falowniki HF są lekkie, mają niewielkie rozmiary oraz znacznie wyższą sprawność. Jego największa wada to stopień skomplikowania układu (rys. 3.20) [8].

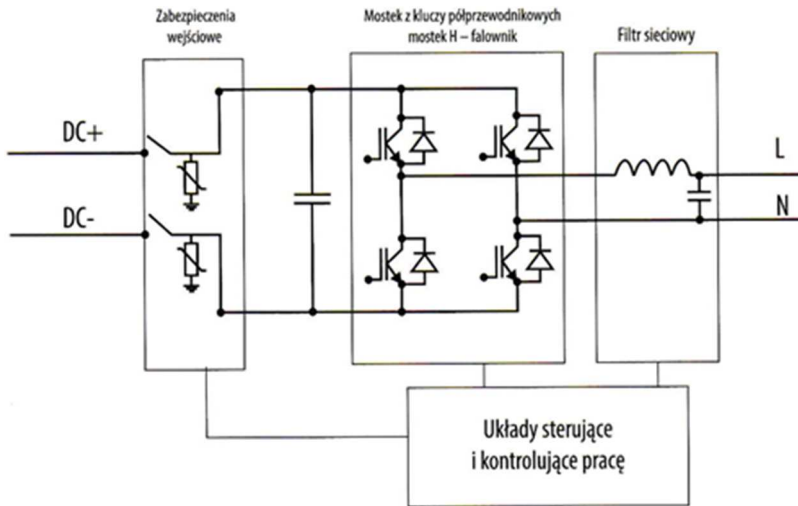


Rys. 3.19. Falownik transformatorowy typu LF [8]



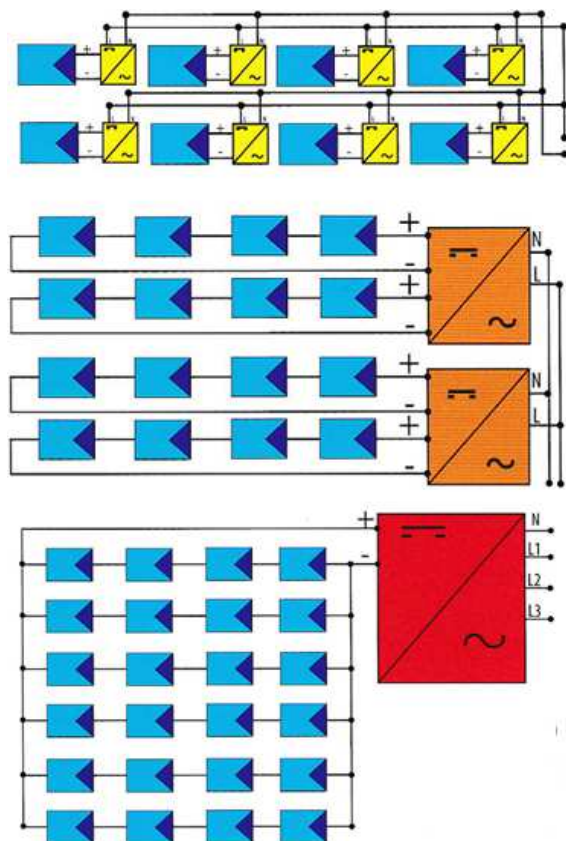
Rys. 3.20. Falownik transformatorowy typu HF [8]

Najczęściej stosowanymi falownikami w układach fotowoltaicznych są falowniki beztransformatorowe (rys. 3.21). Ich sprawność jest wyższa aniżeli falowników LF i HF, są również od nich lżejsze, a także posiadają szeroki zakres napięciowy pracy. Ich główna wada to brak galwanicznego rozdzielania prądu stałego od prądu zmiennego, co wymusza zastosowanie odpowiednich zabezpieczeń i urządzeń pomiarowych [8].



Rys. 3.21. Falownik beztransformatorowy [8]

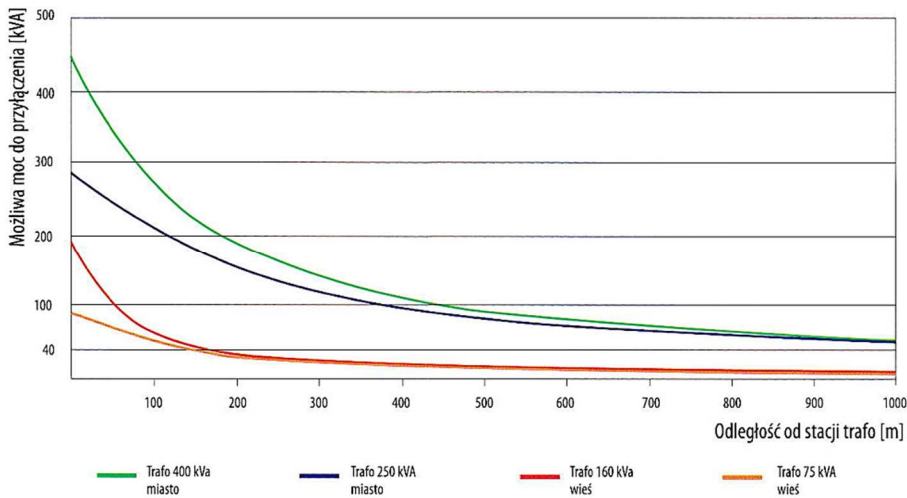
Falowniki stosowane w instalacjach fotowoltaicznych dzielą się również ze względu na rodzaj instalacji, w której mają pracować, może to być instalacja wyspowa lub instalacja sieciowa. Falowniki stosowane w instalacjach wyspowych nie synchronizują się z siecią elektroenergetyczną i nie odprowadzają do niej energii elektrycznej. Nadwyżki produkcji są magazynowane w akumulatorach. Falowniki wykorzystywane w instalacjach sieciowych synchronizują instalację z siecią, co pozwala na oddawanie do niej nadwyżek produkcji energii elektrycznej, a w razie potrzeby pobieranie energii elektrycznej prosto z sieci. Niektóre modele mają również możliwość współpracy z akumulatorami, co prowadzi do zwiększenia konsumpcji własnej i mniejszego wpływu na sieć elektroenergetyczną. Falowniki można podzielić również ze względu na wielkość i sposób podłączenia modułów fotowoltaicznych. Mikrofalowniki są to urządzenia współpracujące z jednym modułem fotowoltaicznym, mogą więc obsługiwać urządzenia o niewielkiej mocy poniżej 0,5 kW. Falowniki szeregowy są to urządzenia współpracujące z szeregami modułów. Są to urządzenia najczęściej wybierane przez prosumentów. Zazwyczaj w instalacji kilka, kilkanaście modułów podłączonych jest do jednego falownika, jednakże w przypadku instalacji, która jest skierowana na dwie różne strony, np. część modułów skierowana jest na wschód, a część na południe, konieczne jest zastosowanie dwóch falowników. Falownik centralny jest to urządzenie stosowane w bardzo dużych instalacjach farm fotowoltaicznych, w których jeden falownik może obsługiwać nawet kilka tysięcy modułów. Na rysunku 3.22 przedstawiono schemat wykorzystania trzech typów falowników [8].



Rys. 3.22. Schemat instalacji mikrofalowników, falowników szeregowych i falownika centralnego [8]

### 3.7. Przyłączenie instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej

Instalacje fotowoltaiczne o mocach od kilku do kilkudziesięciu kW są zazwyczaj przyłączane do sieci niskiego napięcia (nn) 230/400 V. Instalacje, które można przyłączyć do nn, będą zależały przede wszystkim od mocy i odległości od najbliższej stacji transformatorowej, jakości linii przesyłowych i grubości przewodów. Zazwyczaj w miastach moc instalacji, jaką można przyłączyć do sieci nn, jest większa aniżeli na terenach wiejskich, gdzie niska jakość sieci nn i odległości od najbliższej stacji transformatorowej mogą być dużym problemem. Na rysunku 3.23 przedstawiono wpływ odległości od stacji transformatorowej na możliwą do przyłączenia mocy instalacji fotowoltaicznej. W miarę oddalania się od stacji możliwość przyłączenia instalacji znacznie maleje. Przy większych odległościach od stacji znaczenie będą miały również jakość linii nn i grubość przewodów, jakie zastosowano [8, 9].



**Rys. 3.23. Maksymalna moc możliwa do przyłączenia do linii niskiego napięcia w zależności od odległości od stacji transformatorowej [8]**

### 3.8. Podsumowanie

Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego zarówno w postaci kolektorów słonecznych, jak i instalacji fotowoltaicznych to oprócz elektrowni wiatrowych przyszłość energetyki. Instalacje kolektorów znakomicie sprawdzają się w produkcji ciepłej wody użytkowej jako wspomaganie tradycyjnych źródeł energii, a także pozwalają na obniżenie kosztów ogrzewania budynków. Ich prosta konstrukcja pozwalająca na samodzielne wykonanie (szczególnie kolektorów powietrznych) pozwala im znaleźć zastosowanie w wielu innych dziedzinach życia, np.: suszarnictwie, podgrzewaniu basenów, magazynowaniu energii). Obecnie produkowane moduły fotowoltaiczne mają coraz większe sprawności i moce pojedynczych modułów. Problemem jest zmienność produkowanej ilości energii elektrycznej w jednostce czasu. Częściowym rozwiązaniem tego problemu mogą być magazyny energii, ale to kosztowne rozwiązanie i nie do końca obojętne dla środowiska, gdyż baterie potrzebują znacznych ilości pierwiastków ziem rzadkich. Rozwiązaniem byłoby tu znalezienie źródła energii z jednej strony przyjaznego środowisku, a z drugiej zapewniającego stałą produkcję energii elektrycznej w czasie niezależnie od warunków środowiskowych. Póki co, takim rozwiązaniem wydają się morskie elektrownie wiatrowe, które zapewniają w miarę stabilną produkcję energii elektrycznej. Instalacje słoneczne zarówno instalowane u prosumentów, jak i w postaci dużych elektrowni słonecznych mogą być ich znakomitą uzupełnieniem. Problem z instalacjami fotowoltaicznymi pojawia się przy sieci elektroenergetycznej, która szczególnie na wsiach

nie była modernizowana od wielu lat. Duża ilość instalacji fotowoltaicznych może negatywnie wpłynąć na działanie szczególnie sieci niskiego napięcia, co może np. uniemożliwić podłączenie kolejnych instalacji na danym terenie. Rola dystrybutora sieci powinna polegać na jej modernizacji właśnie pod tym kątem.

### 3.9. Zadania

1. Obliczyć promieniowanie całkowite padające na powierzchnię pochyloną pod kątem  $\beta = 30^\circ$  względem płaszczyzny horyzontu i skierowaną w stronę południa o godzinie 10:00 czasu rzeczywistego słonecznego w dniu 5 czerwca ( $n = 156$ ). Kolektor zlokalizowany jest w Warszawie ( $LDG = 52^\circ$ ). Dane:  $G_b = 400 \frac{W}{m^2}$ ;  $G_d = 210 \frac{W}{m^2}$ ;  $\rho_o = 0,2$ .
2. Obliczyć odległość między dwoma rzędami paneli fotowoltaicznych umiejscowionych na powierzchni gruntu, tak aby rzędy paneli nie zasłaniały się wzajemnie. Panele ułożone są poziomo pod kątem  $23^\circ$ , panele są zlokalizowane w południowej Polsce (szerokość geograficzna  $50^\circ$ ). Wymiary modułu 1680x1000 mm.

### 3.10. Literatura

- [1] Z. Pluta, Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej, OWPW, Warszawa 2006.
- [2] <http://www.instsani.pl/401/zasoby-energii-slonecznej> (dostęp: 25.08.2021).
- [3] S.A. Kalogirou, Solar Energy Engineering: Processes and Systems, Elsevier, Amsterdam 2014.
- [4] <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/> (dostęp: 25.08.2021).
- [5] <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/> (dostęp: 25.08.2021).
- [6] <https://www.pse.pl/dane-systemowe> (dostęp: 25.08.2021).
- [7] <https://kotly.pl/instalacja-fotowoltaiczna-dostarcza-za-malo-pradu/> (dostęp: 25.08.2021).
- [8] B. Szymański, Instalacje fotowoltaiczne, Globenergia, Kraków 2017.
- [9] Z. Paska, Rozproszone źródła energii, OWPW, Warszawa 2017.

## NIEZAWODNOŚĆ I JAKOŚĆ ENERGII

---

Miroslaw Kornatka<sup>1</sup>

### 4.1. Podstawowe pojęcia dotyczące niezawodności

**Niezawodność** jest dyscypliną inżynierii systemów, która określa niezawodność w zarządzaniu cyklem życia systemu/urządzenia/produktu/obiektu/procesu. Niezawodność (przeciwność zawodności) opisuje zdolność systemu lub obiektów do funkcjonowania w ustalonych warunkach przez określony czas [1-3].

#### Niezawodność a trwałość

Pojęcia trwałość i niezawodność są często ze sobą utożsamiane. Są to jednak dwa różne pojęcia. Trwałość określa, jak długo obiekt nie wykazuje znaczącej utraty początkowego poziomu jakości, czyli jak długo będzie spełniał stawiane mu wymagania w określonych warunkach użytkowania lub magazynowania. Natomiast niezawodność określa szansę spełnienia przez obiekt stawianych mu wymagań w określonym czasie i w określonych warunkach użytkowania [2].

#### Niezawodność obiektu a niezawodność systemu

Niezawodność obiektu technicznego zależy nie tylko od niezawodności jego elementów, ale także od jego struktury niezawodności. Należy zdecydowanie rozróżnić pojęcia: niezawodność pojedynczego **obiektu** (elementu) a niezawodność **systemu technicznego** (traktowanego jako całość). By uniknąć niejednoznaczności omawianych pojęć, należy zdefiniować terminologię.

W fizyce obiekt stanowi pojęcie pierwotne, mające szersze znaczenie, gdyż dotyczy zarówno wyodrębnionych elementów materialnych, jak i abstrakcyjnych, mających zdefiniowany zestaw właściwości oraz stan tych właściwości. W literaturze przedmiotowej pojęcie obiektu odnoszone jest w zależności od potrzeb zarówno do pojedynczego, niepodzielnego elementu, jak i do całego systemu technicznego traktowanego jako obiekt złożony. Niezawodność

---

<sup>1</sup> dr hab. inż., prof. PCz; Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny

danego obiektu można określić jako zespół cech, mówiących o poprawnym spełnianiu przez niego swych zadań w danych warunkach środowiskowych i w ciągu wyznaczonego czasu. Ponieważ właściwości i cech obiekt może mieć wiele, przyczyny wywołujące niepożądane zmiany są różnorodne, często trudne do uchwycenia podczas jego pracy, a niejednokrotnie mogą one powstać zupełnie przypadkowo. To sprawia, że przekroczenie przedziałów tych charakterystycznych cech, odpowiadające poprawnej pracy obiektu, można traktować jako **zdarzenie losowe**.

Zmiany właściwości danego obiektu mogą zajść tak daleko, że ten nie będzie mógł właściwie wykonywać swojego zadania. Gdy wymierne cechy tego obiektu przekroczą przedział, który odpowiada poprawnej jego pracy, przyjmujemy, że nastąpiło uszkodzenie.

Jedną z matematycznych miar niezawodności przyjmuje się prawdopodobieństwo spełnienia przez obiekt zadania, polegające na poprawnym jego funkcjonowaniu w czasie  $t$  w określonych warunkach pracy (funkcja niezawodności obiektu)

$$R(t) = P(T \geq t) \quad (4.1)$$

lub prawdopodobieństwo, że uszkodzenie nie wystąpi w przedziale czasu  $(0, t)$

$$R(t) = P\{S(\tau) = S; 0 \leq \tau \leq t\} \quad (4.2)$$

gdzie:

$S(\tau)$  – stan obiektu w chwili  $\tau$ ,

$S$  – stan poprawnej pracy obiektu,

$T$  – czas poprawnej pracy obiektu.

Przejście obiektu ze stanu poprawnej pracy  $S$  do stanu niezdatności (awarii)  $S'$  jest uszkodzeniem. Prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzenia nazywa się zawodnością i jest równe

$$F(t) = P\{S(\tau) = S'; 0 \leq \tau \leq t\} \quad (4.3)$$

Ponieważ

$$F(t) = 1 - R(t) = P(T < t) \quad (4.4)$$

prawdopodobieństwo uszkodzenia  $F(t)$  jest dystrybuantą rozkładu zmiennej losowej  $T$ , nazywaną również funkcją rozkładu zmiennej  $T$ .

Natomiast

$$f(t) = -R'(t) \quad (4.5)$$

jest funkcją gęstości prawdopodobieństwa uszkodzenia (funkcją gęstości rozkładu zmiennej losowej  $t$ ).

## 4.2. Wybrane rozkłady parametryczne zmiennych losowych stosowane w niezawodności

Klasyczne metody parametryczne analizy zmiennej losowej polegają na arbitralnym założeniu postaci badanych funkcji, a następnie na wyznaczeniu definiujących je parametrów. Metody parametryczne są ogólnie znane, cechują się prostotą oraz łatwością obliczeniową. Metody parametryczne są szczególnie przydatne, gdy rozkład rzeczywistej zmiennej losowej jest bardzo zbliżony do założonego. Wówczas metody parametryczne dają dobre rezultaty i generują małe błędy.

Szczególnie często stosowane w niezawodności są: rozkład dyskretny Poissona, rozkłady ciągłe, np. normalny, wykładniczy, gamma i Weibulla [2]. Rozkład normalny jest niezwykle istotny ze względu na centralne twierdzenie graniczne, które głosi, iż dowolna zmienna losowa, która powstaje przez sumowanie wielu niezależnych zmiennych losowych, jest asymptotycznie normalna.

Jeżeli uszkodzenia powstają jako zdarzenia dyskretne, pojedyncze i niezależne, to liczba uszkodzeń może mieć rozkład Poissona i wówczas prawdopodobieństwo pojawienia się  $m$  uszkodzeń w przedziale czasu  $(0, t)$  oblicza się ze wzoru

$$P(m, t) = \frac{(\lambda t)^m}{m!} e^{-\lambda t} \quad (4.6)$$

gdzie  $\lambda$  jest stałą (określaną w niezawodności jako intensywność uszkodzeń – np. jako liczba niesprawności obiektu w jednostce czasu).

Niezawodność jako prawdopodobieństwo braku uszkodzeń dla rozkładu ciągłego (rozkładu wykładniczego) wyrazi się wzorem

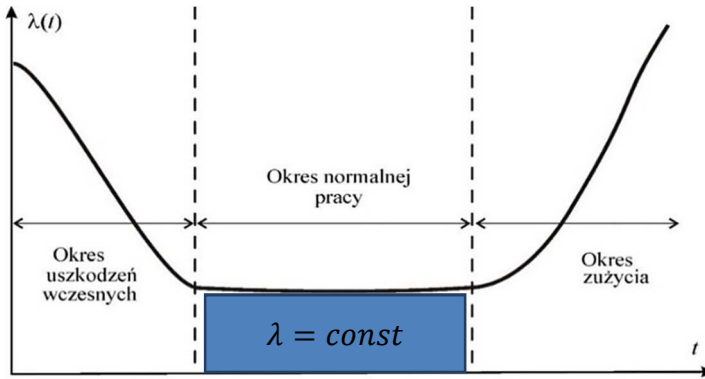
$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (4.7)$$

Wartość oczekiwana czasu braku uszkodzeń obiektu ma dla rozkładu wykładniczego postać

$$E(t) = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (4.8)$$



Jak wynika z rysunku 4.1, tylko w pewnym przedziale czasu spełnione jest tzw. „wykładnicze prawo niezawodności”, tj. gdy  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ .



Rys. 4.1. Przykładowa zmiana intensywności uszkodzeń obiektu (tzw. krzywa wannowa); opracowano na podstawie [1]

Wartość intensywności uszkodzeń w okresie eksploatacji obiektów na ogół ulega zmianom.

### 4.3. Wybrane struktury niezawodnościowe

W praktyce rozróżniamy kilka podstawowych struktur niezawodnościowych, np. szeregową, równoległą, progową, mostkową oraz kombinacje powyższych.

#### Analiza struktury szeregowej

System ma szeregową strukturę niezawodnościową, jeżeli niesprawność dowolnego elementu powoduje niesprawność całego systemu. Z definicji struktury szeregowej wynika, że obiekt jest sprawny wtedy i tylko wtedy, gdy wszystkie jego elementy są sprawne [1-3].



Rys. 4.2. Szeregową strukturą niezawodnościową

Jeżeli uszkodzenia poszczególnych elementów systemu są zdarzeniami niezależnymi, to prawdopodobieństwo, że wszystkie elementy będą nieuszkodzone, jest równe iloczynowi współczynników (prawdopodobieństw) zdatności wszystkich elementów

$$\begin{aligned}
 R_s(t) &= P(T > t) = P(T_1 > t, T_2 > t, \dots, T_n > t) = \\
 &= P(T_1 > t)P(T_2 > t), \dots, P(T_n > t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = \prod_{i=1}^n [1 - F_i(t)] \quad (4.9)
 \end{aligned}$$

gdzie:

$R_i(t)$  – funkcja niezawodności  $i$ -tego elementu systemu,

$F_i(t)$  – dystrybuanta czasu poprawnej pracy ( $T_i$ )  $i$ -tego elementu.

Dla rozkładu wykładniczego wynika, że

$$\Lambda_s(t) = \lambda_1(t) + \lambda_2(t) + \dots + \lambda_n(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \quad (4.10)$$

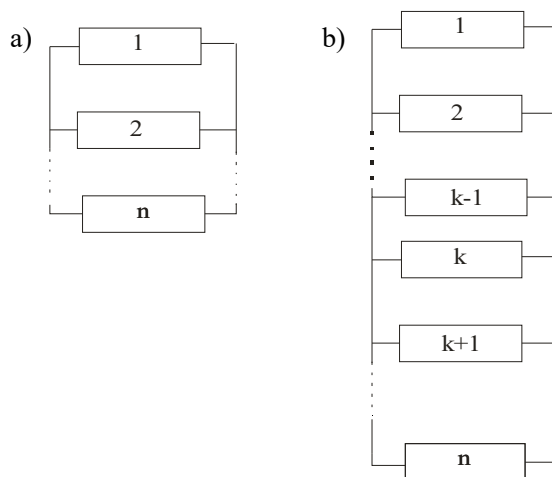
gdzie:

$\Lambda_s(t)$  – funkcja intensywności uszkodzeń systemu,

$\lambda_i(t)$  – funkcja intensywności uszkodzeń  $i$ -tego elementu systemu, co oznacza, że intensywność uszkodzeń o strukturze szeregowej jest równa sumie intensywności uszkodzeń wszystkich elementów systemu.

### Struktury równoległe i progowe

System ma równoległą strukturę niezawodnościową, jeżeli zdatność dowolnego elementu tego systemu powoduje zdatność całego systemu. Z równoległą strukturą połączenia elementów w systemie mamy do czynienia wtedy, gdy wszystkie elementy wykonują to samo zadanie. Z definicji struktury równoległej wynika, że system jest sprawny wtedy i tylko wtedy, gdy co najmniej jeden z jego elementów jest sprawny [1-3].



Rys. 4.3. Niezawodnościowe struktury: a) równoległe, b) progowe

W systemie o równoległej strukturze niezawodnościowej dla prawidłowej pracy tego systemu wymagane jest prawidłowe działanie tylko jednego elementu. Zatem zależności określające  $R_s(t)$  i  $F_s(t)$  będą następujące (dla obiektów niezależnych) [1-3]:

$$\begin{cases} R_s(t) = 1 - \prod_{i=1}^n F_i(t) = 1 - F_s(t) \\ F_s(t) = \prod_{i=1}^n F_i(t) \end{cases} \quad (4.11)$$

Ogólna zależność na prawdopodobieństwo poprawnej pracy systemu o strukturze progowej przy założeniu, że czasy poprawnej pracy jego obiektów są niezależnymi zmiennymi losowymi, jest następująca:

$$R_s(t) = P(T < t) = \sum_{j=1}^m R^j(t) = \sum_{j=1}^m P^j(T < t) \quad (4.12)$$

gdzie:

$R^j(t)$  – prawdopodobieństwo poprawnej pracy odniesione do  $j$ -tej kombinacji zdalnych elementów, dającej zdatność systemu,

$m$  – liczba kombinacji zdalnych elementów, dających zdatność systemu (liczba stanów zdatności systemu).

Prawdopodobieństwo poprawnej pracy dowolnej  $j$ -tej kombinacji zdalnych elementów, dającej zdatność systemu, można wyznaczyć jako

$$R^j(t) = \prod_{i=1}^n [R_i(t)]^{e_i} [1 - R_i(t)]^{(1-e_i)} \quad (4.13)$$

gdzie  $e_i$  – wskaźnik przyjmujący wartość 1, gdy element występujący w  $j$ -tej kombinacji elementów jest zdatny, lub 0, gdy jest niezdatny.

## Struktury mieszane

Najczęściej spotykanymi strukturami mieszanymi są: struktura równoległo-szeregowa (rys. 4.4) i struktura szeregowo-równoległa (rys. 4.5).

Dla przykładu, dystrybuanta czasu poprawnej pracy systemu o równoległo-szeregowej strukturze niezawodnościowej ma postać

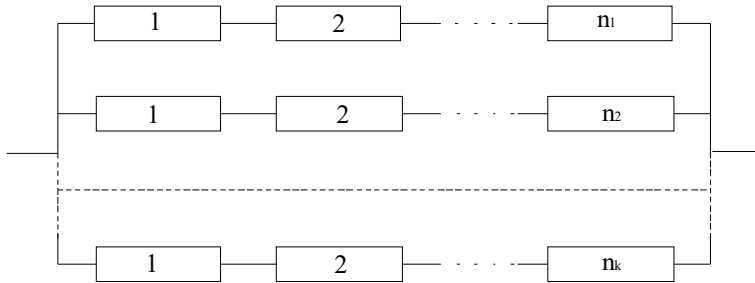
$$F_S(t) = \prod_{u=1}^k \left[ 1 - \prod_{i=1}^{n_u} R_{u,i}(t) \right] \quad (4.14)$$

gdzie:

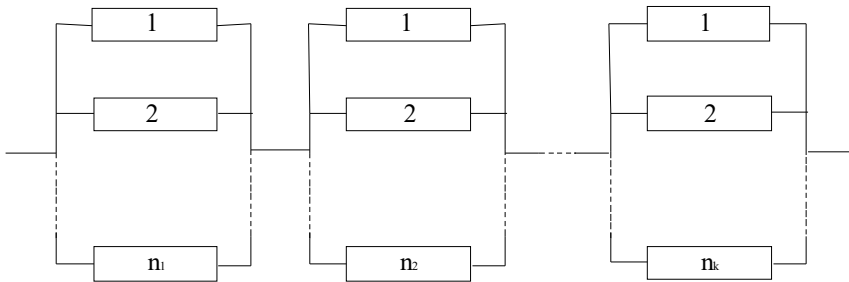
$R_{u,i}(t)$  – funkcja niezawodności  $i$ -tego elementu w  $u$ -tym podsystemie szeregowym,

$k$  – liczba podsystemów szeregowych,

$n_u$  – liczba elementów w  $u$ -tym podsystemie szeregowym.



Rys. 4.4. Równoległo-szeregową strukturą niezawodnościową



Rys. 4.5. Szeregowo-równoległą strukturą niezawodnościową

### Przykład 4.1

Badaniom eksploatacyjnym poddano próbkę obiektów o liczebności  $N = 50$ . W okresie użytkowania  $t$  uległo niesprawnościom  $b = 5$  egzemplarzy obiektu. Należy określić wartość estymatora funkcji niezawodności badanego obiektu dla okresu  $t$ .

Korzystamy z oszacowania, otrzymując

$$\hat{R}(t) = 1 - \frac{b(t)}{N} = 1 - \frac{5}{50} = 0,90$$

Takie oszacowanie nie zawiera pełnej informacji o funkcji niezawodności obiektu i może być traktowane jedynie jako zgrubne [4].

### Przykład 4.2

Badaniom eksploatacyjnym poddano próbkę statystyczną obiektów o liczebności początkowej  $N(0) = 700$ . W kolejnych okresach  $\Delta t = 100$  h funkcjonowania obiektów zanotowano liczby  $b$  uszkodzonych ich egzemplarzy, co podano w tabeli:

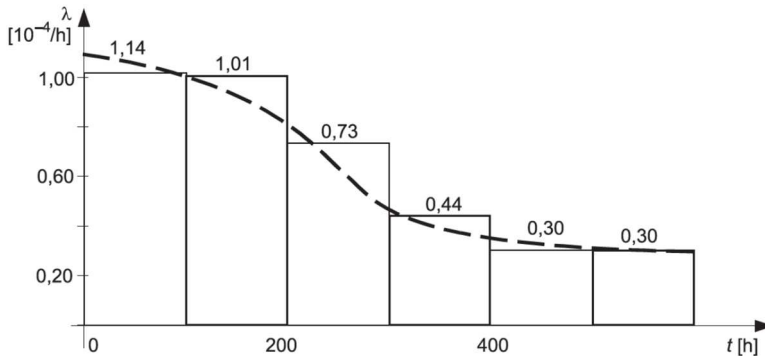
$t$ [h]	100	200	300	400	500
$b$	8	7	5	3	2

Należy oszacować wartości intensywności niesprawności (uszkodzeń) obiektu z badanej populacji.

Estymator intensywności niesprawności ma postać

$$\hat{\lambda}(t) \approx \frac{b(t, t + \Delta t)}{N(t) \Delta t}$$

Wyznaczono liczebność  $N(t)$  badanej próbki na początku każdego okresu  $\Delta t$ , po odliczeniu liczby egzemplarzy obiektu, które uległy uszkodzeniu w poprzedzającym okresie. Wynosi ona kolejno: 700, 692, 685, 680, 677, 675. Po podstawieniu wartości  $N(t)$  oraz wartości  $\Delta t$  i  $b$  dla kolejnych okresów otrzymuje się wartości  $\hat{\lambda}(t)$ , co przedstawiono na poniższym wykresie:

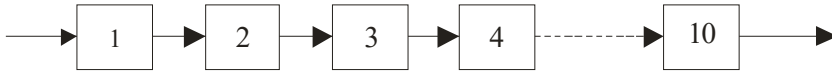


Przebieg funkcji  $\lambda(t)$  w czasie jest charakterystyczną wielkością dla większości obiektów technicznych, jak również przy analizie danych demograficznych [4].

### Przykład 4.3

Obliczyć prawdopodobieństwo niezawodnej pracy systemu w ciągu 10 lat, składającego się z dziesięciu jednakowych obiektów, posiadających szeregową

strukturę niezawodności. Wiadomo, że intensywność pracy jednego obiektu wynosi  $\lambda = 0,01/\text{rok}$ . Obliczyć wartość oczekiwaną czasu braku uszkodzeń systemu oraz jego dystrybuanty. Założyć, że  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ .



Intensywność uszkodzeń dla systemu

$$\lambda_{\Sigma} = n\lambda = 10 \cdot 0,01 = 0,1$$

Prawdopodobieństwo niezawodnej pracy w ciągu roku

$$P_{\Sigma}(1) = e^{-0,1 \cdot 1} = 0,9048$$

Prawdopodobieństwo zawodnej pracy w ciągu roku (dystrybuanty)

$$F_{\Sigma}(1) = 1 - P_{\Sigma}(1) = 1 - 0,9048 = 0,0952$$

Wartość oczekiwana czasu niezawodnej pracy systemu

$$T = \frac{1}{\lambda_{\Sigma}} = 10 \text{ lat}$$

#### Przykład 4.4

Rozpatrzmy dwa jednakowe obiekty pracujące równolegle, każdy ze współczynnikiem intensywności  $\lambda = 0,0005$  uszkodzeń na godzinę. Znaleźć wartości prawdopodobieństwa niezawodnej pracy, średni czas niezawodnej pracy dla pojedynczego obiektu oraz systemu składającego się z dwóch równolegle połączonych obiektów, dla czasu równego 200 godzin. Założono, że  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ .

Prawdopodobieństwo niezawodnej pracy jednego elementu

$$P(t) = e^{-0,0005 \cdot 200} = e^{-0,1} = 0,9048$$

Prawdopodobieństwo niezawodnej pracy przy równoległej pracy dwóch elementów

$$P(t) = 1 - (1 - 0,9048)^2 = 0,9991$$

Wartość oczekiwana czasu niezawodnej pracy jednego elementu

$$T_I = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0,0005} = 2000 \text{ h}$$

Wartość oczekiwana czasu niezawodnej pracy równoległej dwóch elementów

$$T_{II} = \frac{3}{2\lambda} = \frac{3}{2 \cdot 0,0005} = 3000 \text{ h}$$

### Przykład 4.5

System zbudowany jest z trzech jednakowych obiektów, połączonych równoległe, posiadających współczynnik intensywności niezawodnej pracy  $\lambda = 0,01 \text{ rok}^{-1}$ . Znaleźć niezawodności pracy systemu w ciągu roku. Założono, że  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ .

Prawdopodobieństwo zawodnej pracy systemu w ciągu roku wynosi

$$F_{\Sigma}(1) = (1 - e^{-0,01 \cdot 1})^3 = 0,00001$$

Prawdopodobieństwo niezawodnej pracy systemu w ciągu roku wynosi

$$P_{\Sigma}(1) = 1 - F_{\Sigma}(1) = 0,99999$$

Wartość oczekiwana czasu braku uszkodzeń pracy systemu wynosi

$$T_{III} = \frac{1}{0,01} \left( 1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} \right) = 183,3 \text{ lat}$$

### Przykład 4.6

Odbiorca jest zasilany z dwóch niezależnych źródeł, które mają współczynnik intensywności uszkodzeń równy  $\lambda = 0,1 \text{ rok}^{-1}$  każde. Określić prawdopodobieństwo niezawodnej pracy źródeł w ciągu roku:

- przy włączeniu drugiego źródła tylko wtedy, gdy pierwsze ulegnie uszkodzeniu,
- przy równoległej pracy obu źródeł.

Założono, że moc każdego ze źródeł całkowicie pokrywa potrzeby obciążenia oraz że  $\lambda = \text{const}$ .

a) Prawdopodobieństwo niezawodnej pracy tylko jednego źródła wynosi

$$P(1) = e^{-0,1 \cdot 1} = 0,9048$$

Wartość oczekiwana czasu niezawodnej pracy jednego źródła wynosi

$$T = \frac{1}{0,1} = 10 \text{ lat}$$

b) Przy równoległej pracy obu źródeł można obliczyć prawdopodobieństwo bezawaryjnej pracy z zależności

$$P_{gr}(t) = 2e^{-\lambda t} - e^{-2\lambda t}$$

gdzie  $P_{gr}$  – prawdopodobieństwo bezawaryjnej pracy grupy dwóch źródeł.

Stąd

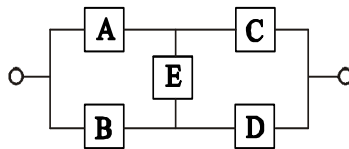
$$P_{gr}(1) = 2e^{-0,1 \cdot 1} - e^{-2 \cdot 0,1 \cdot 1} = 0,9909$$

Wartość oczekiwana czasu niezawodnej pracy jednoczesnej dwóch źródeł równa się

$$T = \frac{3}{2 \cdot 0,1} = 15 \text{ lat}$$

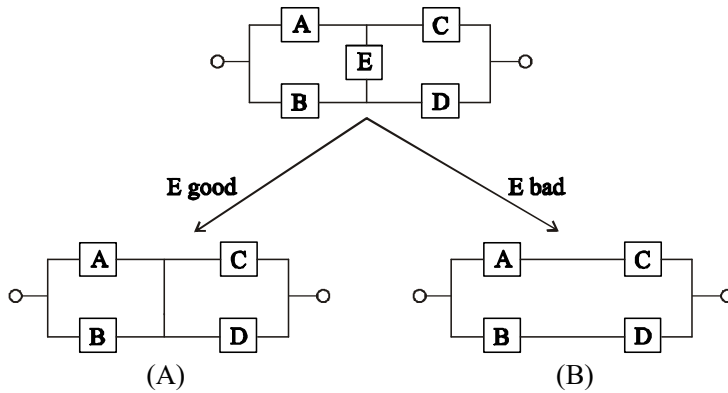
#### 4.4. Metody wyznaczania niezawodności układu mostkowego

Przykładowy schemat struktury układu mostkowego przedstawiono na rysunku:



Układu mostkowego nie można rozwiązać przez szeregowe lub równoległe połączenie schematów. Istnieje kilka metod analizy struktur tego typu układów [1-4]. Jedną z podstawowych metod oceny układu mostkowego jest analiza powyższego układu poprzez dekompozycje na dwie struktury proste przy założeniu, że element E mostka jest w przypadku A – 100% sprawny (E good), a w przypadku B – uszkodzony (E bad).





Rys. 4.6. Dekompozycja struktury mostkowej na dwa oddzielne układy: (A) gdy element  $E$  jest 100% sprawny oraz (B) gdy element  $E$  jest uszkodzony

Na podstawie tej dekompozycji można wyznaczyć niezawodność struktury układu mostkowego z poniższej zależności

$$R_s = R_{s1}(\text{if } E \text{ is good})R_E + R_{s2}(\text{if } E \text{ is bad})F_E \quad (4.15)$$

gdzie:  $R_{s1}$ ,  $R_{s2}$  – struktury powstałe po dekompozycji układu mostkowego.

Po obliczeniu zależności (15) otrzymamy

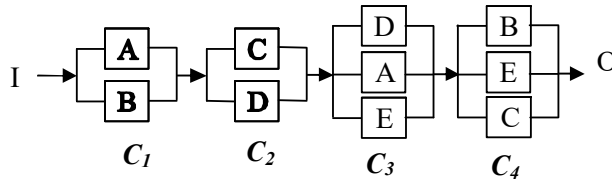
$$R_s = R_A R_C + R_B R_D + R_A R_D R_E + R_B R_C R_E + 2R_A R_B R_C R_D R_E - R_A R_B R_C R_D - R_A R_B R_C R_E - R_A R_B R_D R_E - R_A R_C R_D R_E - R_B R_C R_D R_E \quad (4.16)$$

Gdy wszystkie elementy mają jednakową niezawodność równą  $R$ , wówczas

$$R_s = 2R^2 + 2R^3 - 5R^4 + 2R^5 \quad (4.17)$$

#### 4.4.1. Minimalne ścieżki niesprawności (minimalne przekroje)

Metodą minimalnych przekrojów niesprawności (ang. cut set method) wyznaczany jest minimalny zbiór elementów układu, których niesprawność pociąga za sobą niesprawność całego systemu. Jeżeli którykolwiek z nich przejdzie do stanu niesprawności, oznacza to przejście systemu do stanu niesprawności. Zatem, biorąc pod uwagę niezawodność, elementy w minimalnym przekroju są połączone równolegle, a rzeczywista struktura niezawodnościowa systemu może być odwzorowana ekwiwalentną strukturą szeregowo-równoległą, w której minimalne ścieżki niesprawności (przekroje) są połączone szeregowo. Analizowaną strukturę układu mostkowego przedstawiono na rysunku 4.7.



Rys. 4.7. Analiza struktury mostkowej metodą minimalnych przekrojów niesprawności

W literaturze przedmiotowej powszechnie zakłada się, że minimalne ścieżki niesprawności są wzajemnie niezależne. Wówczas otrzymujemy

$$F_S = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) \tag{4.18}$$

Ostatecznie funkcja określająca niezawodność układu mostkowego wyznaczona metodą minimalnych przekrojów wynosi

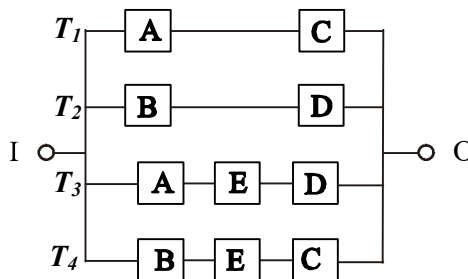
$$R_{S(cut)} = (1 - (1 - R_A)(1 - R_B))(1 - (1 - R_C)(1 - R_D)) \dots (1 - (1 - R_A)(1 - R_D)(1 - R_E))(1 - (1 - R_B)(1 - R_C)(1 - R_E)) \tag{4.19}$$

Gdy wszystkie elementy mają jednakową niezawodność równą  $R$ , wówczas

$$R_{S(cut)} = [1 - (1 - R)^2]^2 [1 - (1 - R)^3]^2 \tag{4.20}$$

#### 4.4.2. Minimalne ścieżki sprawności (minimalne drogi sprawności)

Metodą minimalnych dróg sprawności określanych również terminem ścieżki zdatności (ang. tie set method) wyznaczane są minimalne zbiory elementów układu, których sprawność prowadzi do sprawności całego systemu. Jeżeli którakolwiek z minimalnych ścieżek sprawności przejdzie do stanu niesprawności, wówczas system może pozostać w stanie sprawności. Oznacza to, że minimalne ścieżki sprawności  $T_i$  połączone są równoległe (rys. 4.8).



Rys. 4.8. Analiza struktury mostkowej metodą minimalnych dróg sprawności

Przy założeniu, że minimalne ścieżki sprawności są wzajemnie niezależne, otrzymujemy

$$R_S = P(T_1) + P(T_2) + P(T_3) + P(T_4) \quad (4.21)$$

i

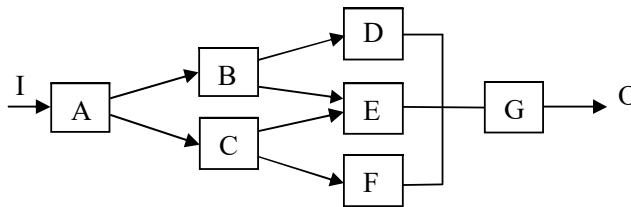
$$R_{S(tie)} = 1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D)(1 - R_A R_E R_D)(1 - R_B R_E R_C) \quad (4.22)$$

Gdy wszystkie elementy mają jednakową niezawodność równą  $R$ , wówczas

$$R_{S(tie)} = 1 - (1 - R^2)^2 (1 - R^3)^2 \quad (4.23)$$

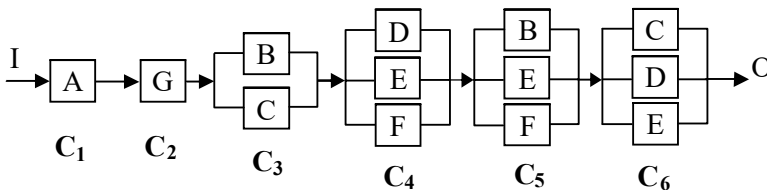
### Przykład 4.7

Przeprowadzić analizę niezawodnościowej struktury poniższego schematu blokowego metodami minimalnych ścieżek niesprawności oraz minimalnych ścieżek sprawności.

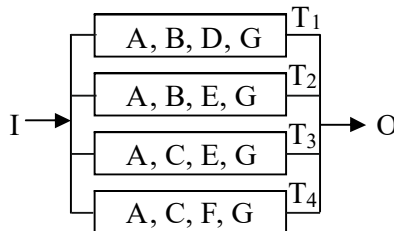


### Rozwiązanie

Dla minimalnych ścieżek niesprawności:



Dla minimalnych ścieżek sprawności:



## 4.5. Niezawodność systemu elektroenergetycznego

Niezawodność systemu elektroenergetycznego (SEE) to pojęcie ogólne, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu do dostarczania energii elektrycznej do wszystkich punktów zapotrzebowania w wymaganej ilości przy zachowaniu akceptowalnych standardów jakości, określone wskaźnikami ilościowymi.

Niezawodność SEE powinna uwzględniać dwa podstawowe aspekty funkcjonalne – wystarczalność (ang. adequacy) i niezawodność operacyjną – bezpieczeństwo (ang. operational reliability, security). Przez wystarczalność rozumiana jest zdolność systemu do pokrycia zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną odbiorców bez przekroczenia dopuszczalnych obciążalności elementów oraz poziomów napięć, biorąc pod uwagę planowane i nieplanowane wyłączenia elementów. Niezawodność operacyjną (bezpieczeństwo) zdefiniowano jako zdolność systemu do zachowania integralności i przeciwstawiania się nagłym zakłóceniom, jak zwarcia lub nieoczekiwane wypadnięcia z pracy elementów lub zmiany obciążenia systemu wraz z ograniczeniami operacyjnymi. Wystarczalność określa zatem zdolność SEE do pokrycia zapotrzebowania w stanach ustalonych, natomiast niezawodność operacyjna – zdolność do przetrwania przez SEE stanów przejściowych [1-4].

O jakości zasilania energią elektryczną, a zatem o niezawodności dostawy energii elektrycznej i w dużym stopniu o jej jakości decyduje niezawodność urządzeń i układów służących wytwarzaniu, przesyłaniu i rozdzielaniu energii elektrycznej. Zwykle analizuje się niezależnie niezawodność podsystemów, składających się na SEE: wytwórczy, przesyłowy, dystrybucyjny, a zatem niezawodność realizacji pojedynczej funkcji: wytwarzania, przesyłu, zasilania konkretnych odbiorców.

Niezawodność może być mierzona przez częstość, czas trwania i poziom niekorzystnych zjawisk. Podstawowymi, często stosowanymi wskaźnikami określającymi niezawodność systemu dystrybucyjnego są średnia liczba przerw w zasilaniu przypadająca na 100 km linii lub na 100 sztuk danej grupy urządzeń w określonym przedziale czasu (na ogół w ciągu roku) oraz średni czas trwania zakłócenia z powodu uszkodzeń danej grupy urządzeń. Praktyczne wartości tych wskaźników zaprezentowano w tabeli 4.1 [5].

**Tabela 4.1. Wskaźniki niezawodnościowe krajowych sieci dystrybucyjnych; opracowano na podstawie [5]**

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2010	2018	2019
<b>Średnie napięcia (SN)</b>					
Wskaźnik uszkodzeń na 100 km					
– linii napowietrznych	szt.	8,3	10,3	9,1	9,7
– linii kablowych	szt.	16,6	13,9	7,4	6,3
– na 100 transformatorów	szt.	0,6	0,7	0,5	0,5
Średni czas przerwy w dostawie energii z powodu awarii					
– linii napowietrznych	godz.	3,8	6,0	4,7	4,5
– linii kablowych	godz.	1,9	2,4	4,2	4,0
– transformatorów	godz.	5,6	7,2	7,5	4,2
<b>Niskie napięcia (nN)</b>					
Wskaźnik uszkodzeń na 100 km					
– linii napowietrznych	szt.	117,9	60,7	30,0	30,5
– linii kablowych	szt.	23,1	17,8	8,1	7,6
Średni czas przerwy w dostawie energii z powodu awarii					
– linii napowietrznych	godz.	2,7	4,0	4,1	3,8
– linii kablowych	godz.	2,8	3,4	6,3	6,2

W praktyce światowej używanych jest również kilka wskaźników oceny ciągłości dostaw energii elektrycznej. Do najczęściej stosowanych należą:

**SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej w dostawach energii elektrycznej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

**SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index) – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w dostawach energii elektrycznej, stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców (przeciętna liczba przerw w zasilaniu energią elektryczną, jakich może spodziewać się odbiorca średnio w ciągu roku).

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw. SAIDI i SAIFI nie obejmują krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut.

O istotności powyższych wskaźników niezawodności w SEE świadczy fakt, iż obowiązujące Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zobowiązuje spółki dystrybucyjne do publikowania powyższych wskaźników [6].

W paragrafie 41 rozporządzenia określono, iż OSD ma coroczny obowiązek podania do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej wskaźników SAIDI oraz SAIFI, wyznaczanych oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych [6].

**Tabela 4.2. Wskaźniki SAIDI i SAIFI krajowego systemu dystrybucyjnego w latach 2018-2019; opracowano na podstawie [5]**

Wyszczególnienie		Jednostka miary	2018	2019
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy dłuższej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	133,0	138,5
	SAIDI nieplanowe + katastrofalne		137,1	141,4
	SAIDI planowe		54,5	38,7
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	2,5	2,6
	SAIFI nieplanowe + katastrofalne		2,5	2,6
	SAIFI planowe		0,3	0,3

Od operatora systemu przesyłowego Rozporządzenie [6] wymaga dokonywania stosownych rejestracji oraz podawania do publicznej informacji następujących wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej: **ENS** – wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie i bardzo długie oraz **AIT** – wskaźnik średniego czasu przerwy w systemie przesyłowym przemysłowym, stanowiący iloczyn liczby 60 (tab. 4.3 i 4.4).

**Tabela 4.3. Wskaźniki ENS i AIT w latach 2014-2020 wyznaczone dla przerw planowanych; opracowano na podstawie [7]**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS MWh	5375,17	388,99	425,10	546,42	264,24	161,92	124,35
AIT min	1249,78	86,77	84,44	90,43	45,77	30,03	22,18

**Tabela 4.4. Wskaźniki ENS i AIT w latach 2014-2020 wyznaczone dla przerw nieplanowanych; opracowano na podstawie [7]**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS MWh	0,00	0,67	0,00	125,22	0,00	439,34	0,00
AIT min	0,00	0,15	0,00	20,72	0,00	81,47	0,00

#### 4.6. Jakość energii elektrycznej

W normie PN-EN 50160 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych” [8] zawarte są parametry i dopuszczalne zakresy odchylenia i deformacji napięcia w złączach sieci rozdzielczych niskiego napięcia (do 1 kV) i średniego napięcia (do 35 kV) w warunkach normalnej pracy, które skrótowo zostały przedstawione w tabeli 4.5.

**Tabela 4.5. Parametry określające jakość napięcia oraz dopuszczalne odchylenia tych parametrów od wartości znamionowych według PN-EN-50160 (opracowano na podstawie normy)**

Parametr	Warunki pomiaru i dopuszczalne odchylenia od wartości znamionowej
Częstotliwość	Wartość średnia częstotliwości mierzona w czasie 10 s nie powinna przekraczać o więcej niż $\pm 1\%$ częstotliwości znamionowej, tj. 49,5÷50,5 Hz przez 95% tygodnia, oraz +4% i -6%, tj. 47÷52 Hz przez pozostałe 5% tygodnia
Wartość napięcia zasilającego	Znormalizowane napięcie znamionowe w publicznych sieciach rozdzielczych niskiego napięcia powinno wynosić 400/230 V
Zmiany napięcia zasilającego	Średnia skuteczna wartość napięcia mierzona w czasie 10 minut w normalnych warunkach pracy powinna się mieścić w przedziale $\pm 10\%$ napięcia znamionowego przez 95% tygodnia

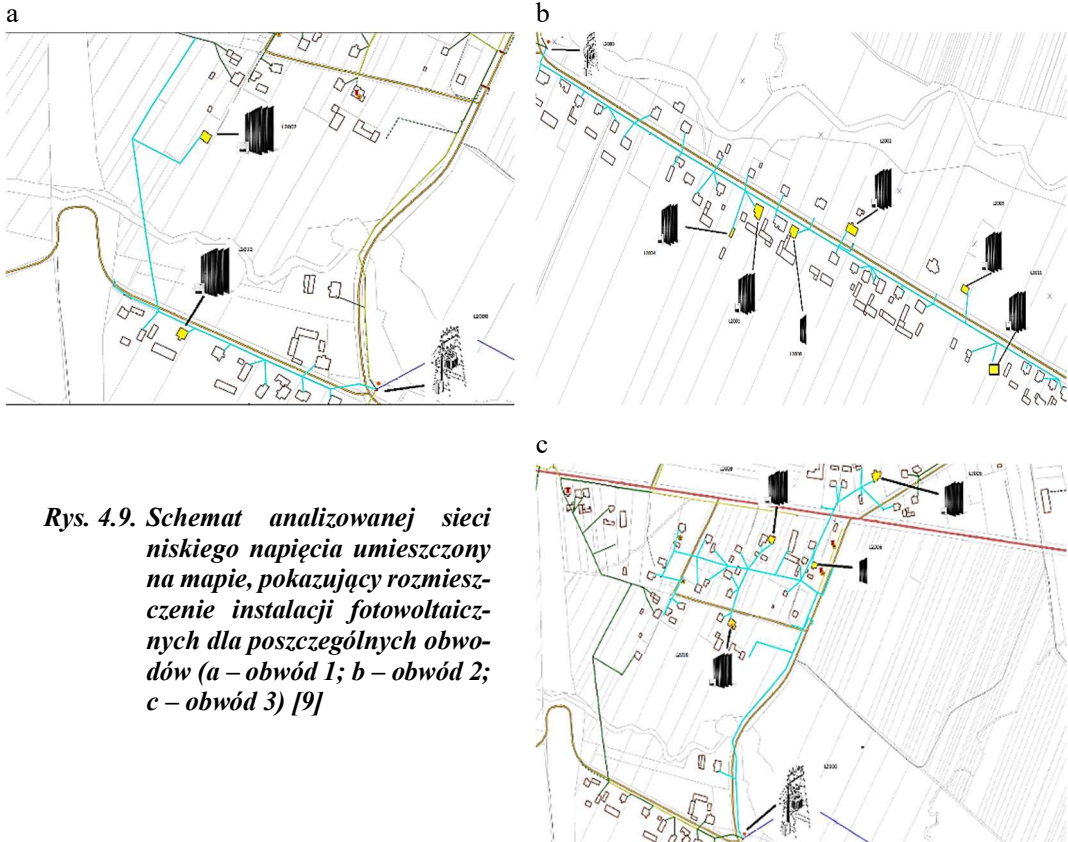
Szybkie zmiany napięcia	Szybkie zmiany napięcia w normalnych warunkach pracy nie powinny przekraczać 5% $U_n$ oraz dopuszcza się, aby w pewnych okolicznościach zmiany te osiągnęły kilka razy w ciągu dnia wartość do 10% $U_n$
Zapady napięcia zasilającego	W normalnych warunkach pracy zapady napięcia przekraczające 10% $U_n$ mogą występować od kilkudziesięciu do tysiąca razy w roku; większość zapadów charakteryzuje się czasem trwania krótszym niż 1 s i głębokością mniejszą niż 60%
Krótkie przerwy w zasilaniu (do 3 minut)	W normalnych warunkach pracy liczba krótkich przerw w zasilaniu może wynosić od kilkudziesięciu do kilkuset w ciągu roku; czasy trwania krótkich przerw w zasilaniu przeważnie nie przekraczają 1 s
Długie przerwy w zasilaniu (dłuższe niż 3 minuty)	W normalnych warunkach pracy liczba przerw w zasilaniu trwających dłużej niż 3 minuty może dochodzić do 50 w ciągu roku; nie dotyczy wyłączeń planowych
Przebiecia dorywcze o częstotliwości sieciowej	Niektóre uszkodzenia po stronie pierwotnej transformatora, głównie zwarcia, mogą powodować przebiecia po stronie niskiego napięcia, nieprzekraczające z reguły 1500 V. W przypadkach doziemień w sieciach niskiego napięcia, napięcia faz nieuszkodzonych względem przewodu neutralnego mogą osiągać do $\sqrt{3}$ razy wyższe wartości
Przebiecia przejściowe o krótkim czasie trwania, oscylacyjne lub nieoscylacyjne	Przebiecia przejściowe powodowane są przez wyładowania atmosferyczne lub czynności łączeniowe, w tym działaniem bezpieczników; w sieciach niskiego napięcia właściwie chronionych przebiecia z reguły nie przekraczają 6 kV
Niesymetria napięcia zasilającego	Średnie wartości skuteczne składowej symetrycznej przeciwnej mierzone w czasie 10 minut, w normalnych warunkach pracy, w okresie każdego tygodnia, w 95% pomiarów nie powinny przekraczać 2% składowej zgodnej; w instalacjach odbiorców zasilanych jednofazowo lub międzyfazowo dopuszcza się niesymetrię w sieci trójfazowej do 3%
Harmoniczne napięcia zasilającego	Średnie wartości skuteczne poszczególnych harmonicznym mierzone w czasie 10 minut, w normalnych warunkach pracy, w okresie każdego tygodnia, w 95% pomiarów nie powinny przekraczać wartości podanych szczegółowo w tej normie. Współczynnik $THD_u$ napięcia zasilającego, uwzględniający harmoniczne do 40 rzędu, nie powinien przekraczać 8%
$THD_u$ – współczynnik deformacji napięcia (ang. total harmonic distortion) określony zależnością $THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n U_h^2}}{u_1}$ , w której $U_h$ jest wartością skuteczną napięcia $n$ -tej harmonicznej	

#### 4.7. Analiza jakości energii elektrycznej – studium przypadku

Obszarem analizy objęto trzy obwody niskiego napięcia zasilane ze stacji transformatorowej ze średniego na niskie napięcie. Na potrzeby ustawy o ochronie danych osobowych RODO nazwy stacji, numery liczników



i obwodów zostały zanonimizowane. Struktura badanej sieci przedstawia się następująco (rys. 4.9): obwód 1 (długość obwodu: 1180 m, ilość odbiorców: 31), obwód 2 (długość obwodu: 860 m, ilość odbiorców: 35), obwód 3 (długość obwodu: 580 m, ilość odbiorców: 10). Wprowadzono następujące numery liczników energii elektrycznej: L2000 dla licznika bilansującego znajdującego się w stacji transformatorowej oraz jako L2001 – L2012 – liczniki prosumentów [9].



**Rys. 4.9. Schemat analizowanej sieci niskiego napięcia umieszczony na mapie, pokazujący rozmieszczenie instalacji fotowoltaicznych dla poszczególnych obwodów (a – obwód 1; b – obwód 2; c – obwód 3) [9]**

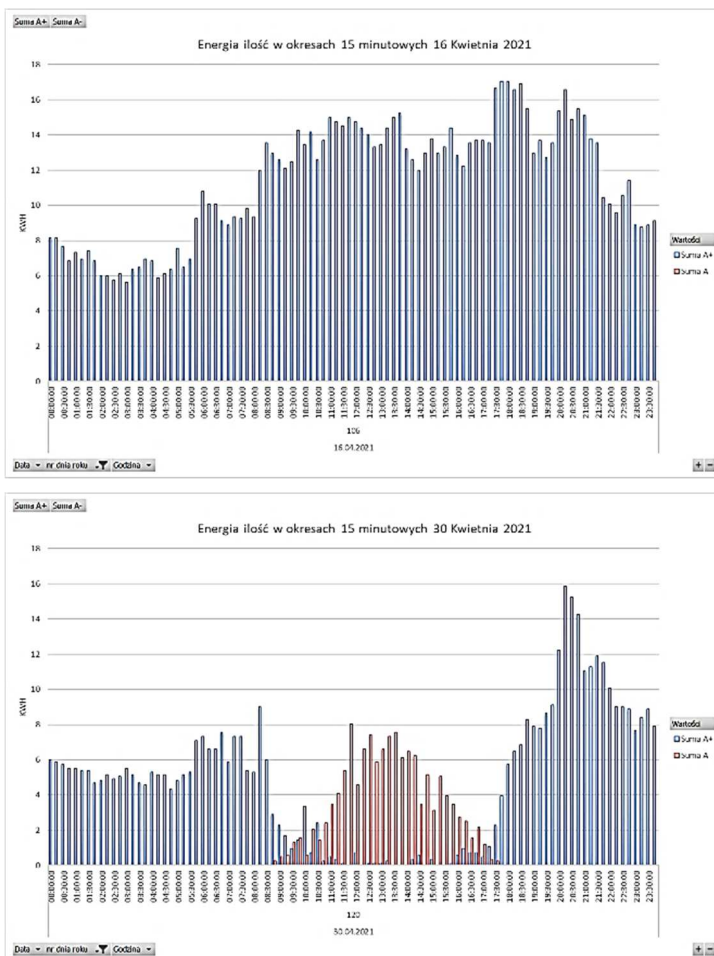
W trakcie przeprowadzonych analiz porównano wielkości rocznej produkcji i zużycia energii elektrycznej zarejestrowanej przez licznik bilansujący oraz dla prosumentów ilości energii zużytej (A+) oraz wyprodukowanej energii (A–), jak również poziom napięć fazowych w dwóch wybranych dniach:

- 16.04.2021 r. (dzień zarejestrowanej najmniejszej produkcji energii przez prosumentów),
- 30.04.2021 r. (dzień zarejestrowanej największej produkcji energii przez prosumentów).

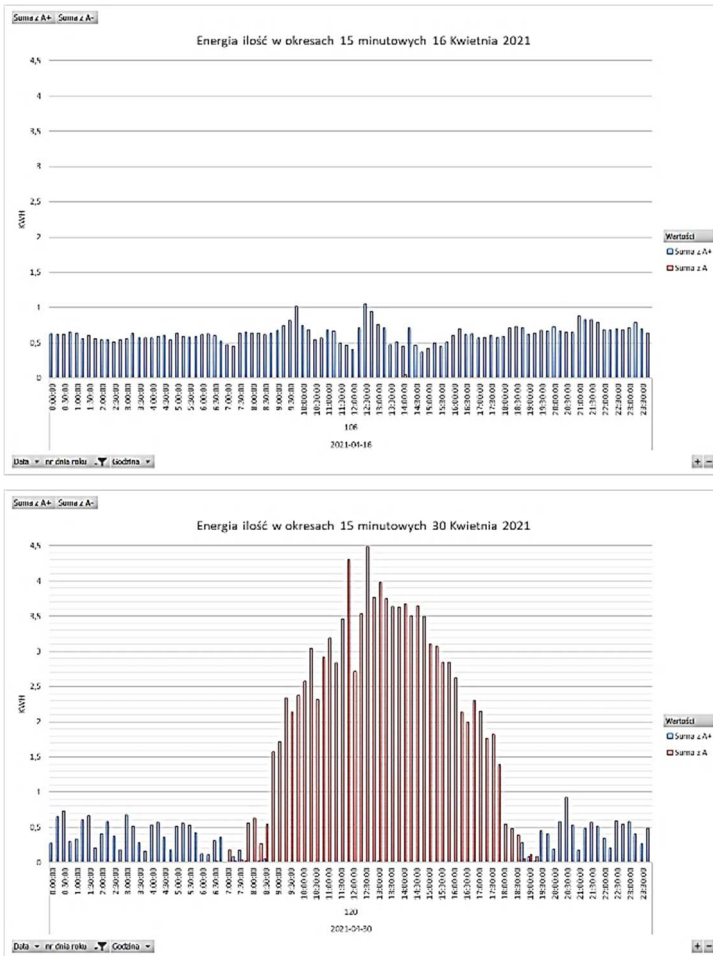
### 4.7.1. Szczyt generacji i szczyt poboru energii elektrycznej

Na podstawie analizy danych z liczników energii elektrycznej wybrano dwa dni w celu porównania przepływu energii elektrycznej w analizowanych sieciach (rys. 4.10-4.14):

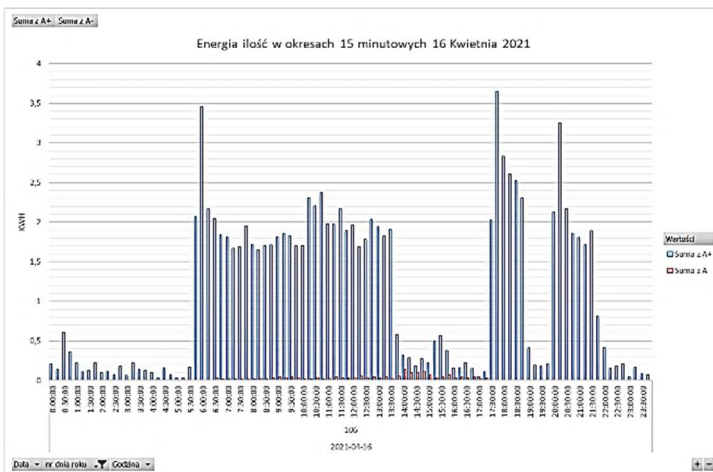
- dzień największej produkcji w analizowanym okresie jednego roku, tj. od 1.05.2020 r. do 30.04.2021 r. – wybrano 30 kwietnia, w tym dniu były idealne warunki pogodowe do produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych – pogoda była bezchmurna;
- dzień największego poboru energii elektrycznej w analizowanym okresie, tj. od 1.05.2020 r. do 30.04.2021 r. – wybrano 16 kwietnia, w tym dniu były niekorzystne warunki pogodowe do produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych (pełne zachmurzenie).

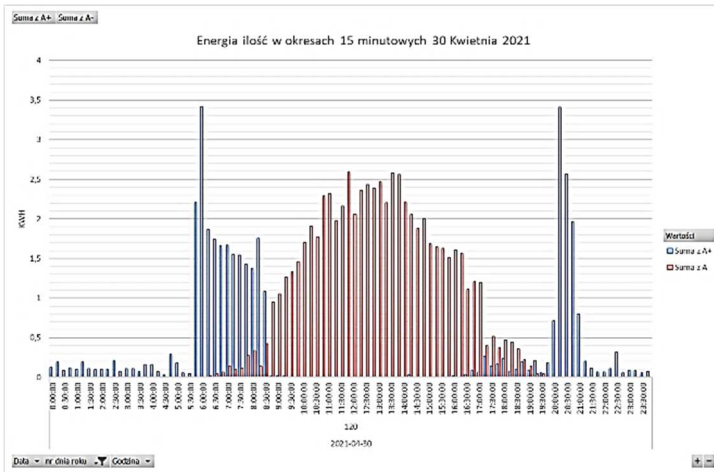


Rys. 4.10. Licznik bilansujący L2000 – energia w dniach 16 i 30 kwietnia 2021 r. [9]

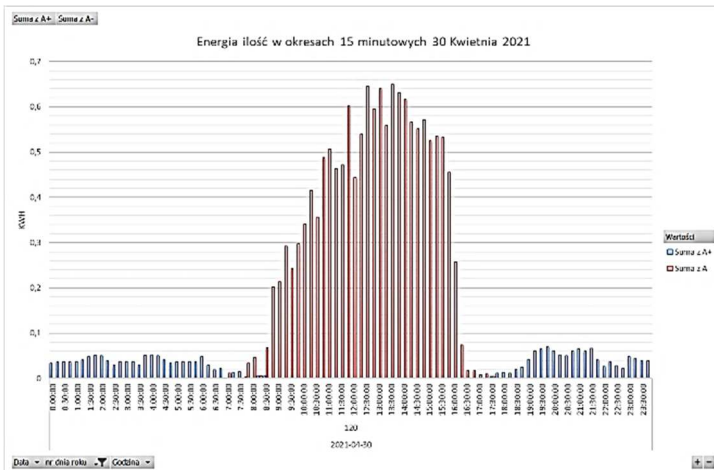
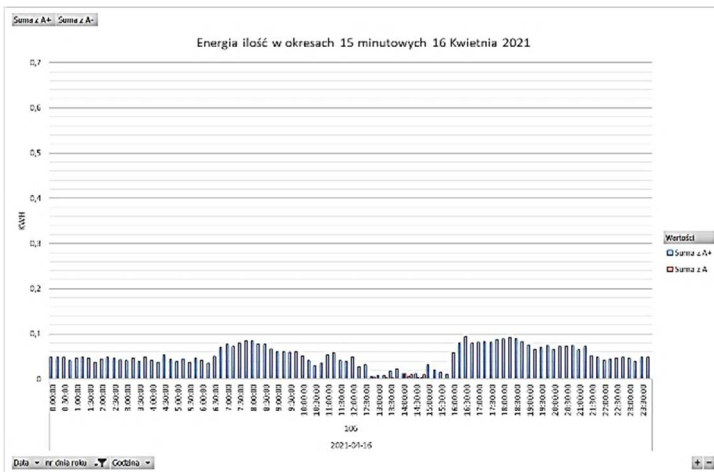


Rys. 4.11. Licznik prosumenta L2001 – energia w dniach 16 i 30 kwietnia 2021 r. [9]

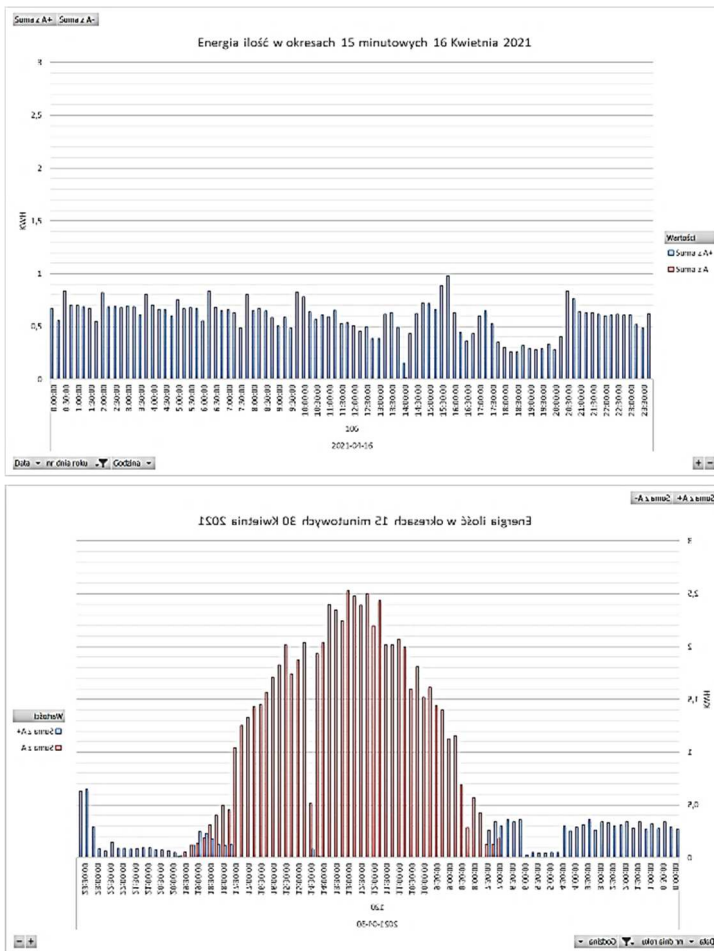




Rys. 4.12. Licznik prosumenta L2002 – energia w dniach 16 i 30 kwietnia 2021 r. [9]



Rys. 4.13. Licznik prosumenta L2008 – energia w dniach 16 i 30 kwietnia 2021 r. [9]

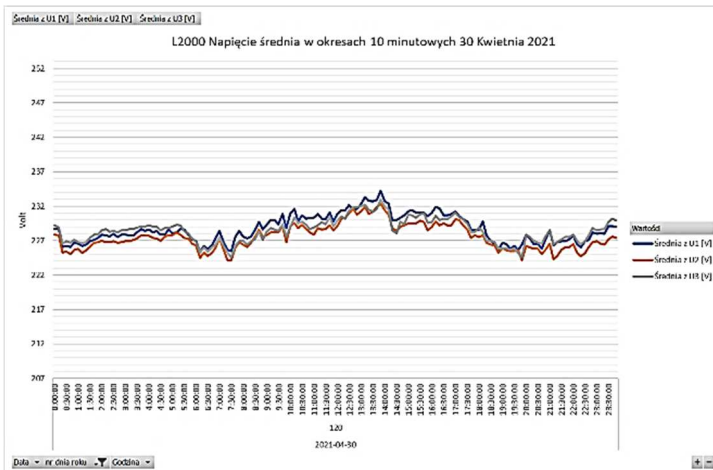
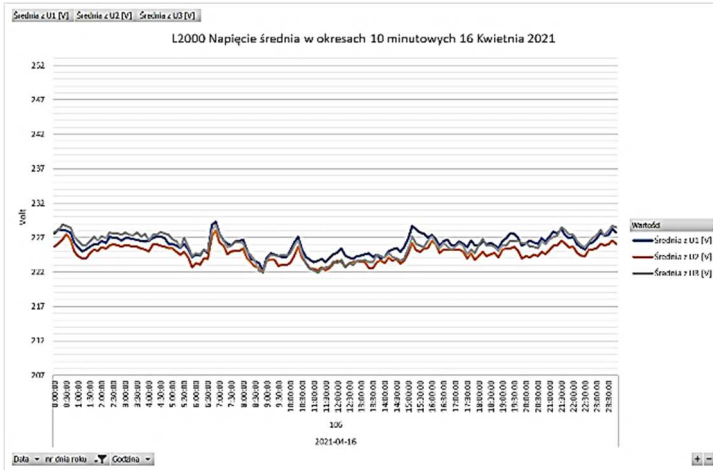


Rys. 4.14. Licznik prosumenta L2009 – energia w dniach 16 i 30 kwietnia 2021 r. [9]

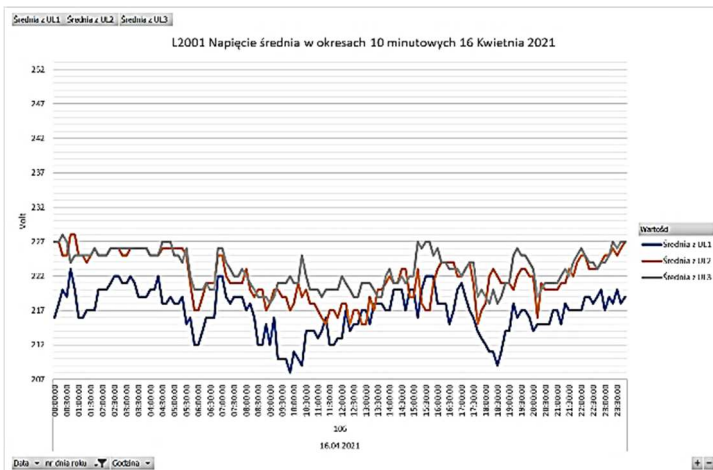
Analizując powyższe wykresy, widać, że instalacje fotowoltaiczne produkują w większości przypadków dużo więcej energii, niż zużywają sami prosumenci, a w tych konkretnych przypadkach pojawia się niekorzystne zjawisko, jakim jest eksport energii na stronę średniego napięcia transformatora (rys. 4.10 dla dnia 30 kwietnia 2021 r.).

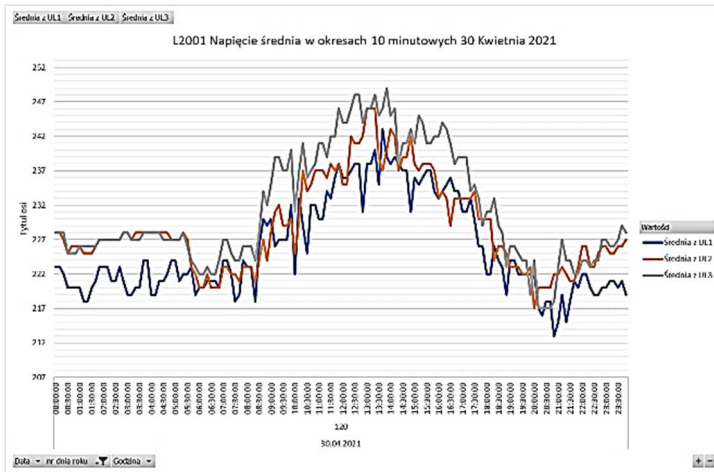
#### 4.7.2. Porównanie napięć fazowych – wykresy dzienne

Aby prąd z instalacji fotowoltaicznej mógł popłynąć w kierunku sieci, inwerter musi podnieść napięcie względem tego, które jest w sieci w punkcie przyłączenia. Wykresy zestawione parami (rys. 4.15–4.18) pokazują, jak różnią się napięcia w dniu, kiedy produkcja jest znikoma (dla danego licznika wykres z dnia 16 kwietnia 2021 r.) do dnia największej produkcji (dla danego licznika wykres z 30 kwietnia 2021 r.).

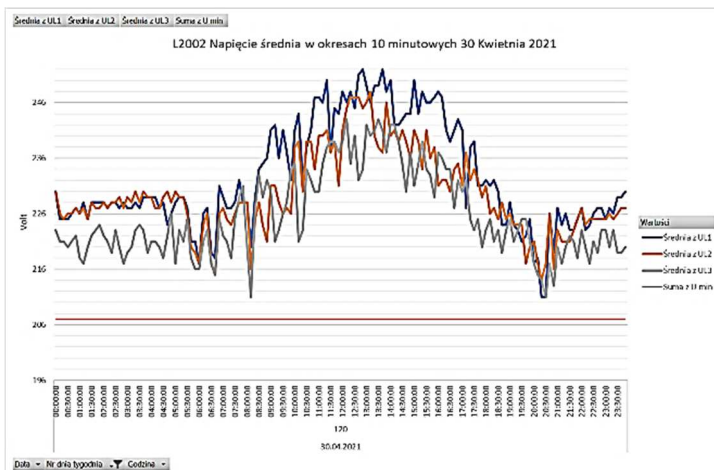
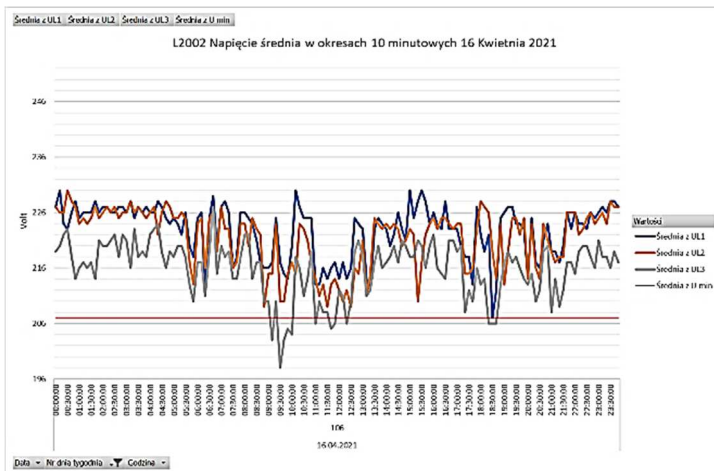


Rys. 4.15. Licznik bilansujący L2000 – zmiany napięcia w dniach 16 i 30.04.2021 r. [9]

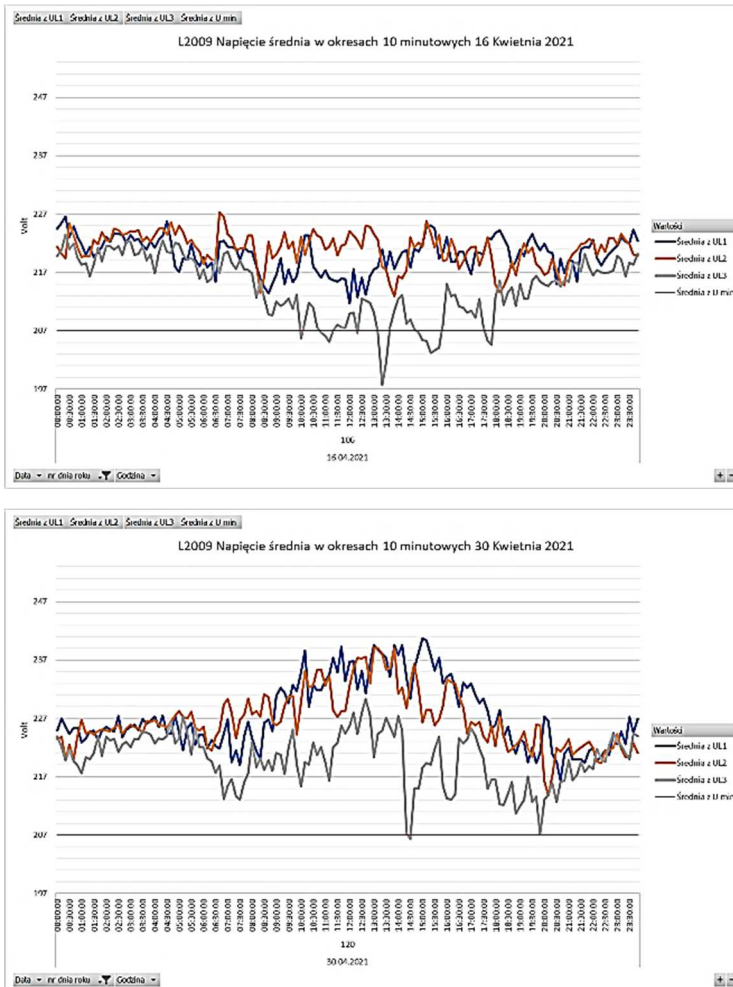




Rys. 4.16. Licznik prosumenta L2001 – zmiany napięcia w dniach 16 i 30.04.2021 r. [9]



Rys. 4.17. Licznik prosumenta L2002 – zmiany napięcia w dniach 16 i 30.04.2021 r. [9]



**Rys. 4.18. Licznik prosumenta L2009 – zmiany napięcia w dniach 16 i 30.04.2021 r. [9]**

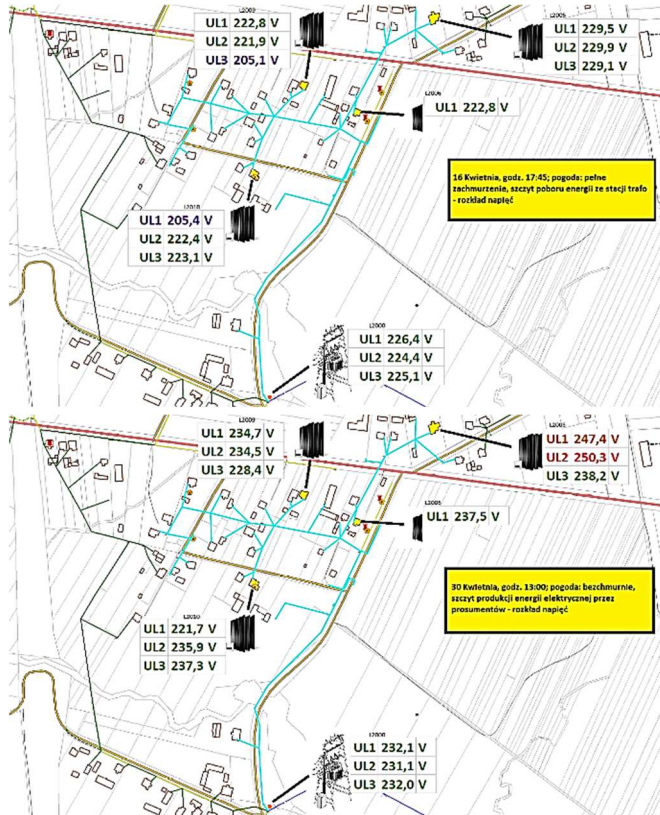
Powyższe wykresy przedstawiają zmiany napięcia w ciągu dnia z minimalną i maksymalną produkcją energii. Wykresy wykonane na podstawie danych z licznika bilansującego niewiele różnią się między sobą. Na wykresach liczników prosumentów widać znaczny wzrost napięcia w dniu 30.04.2021 r. w odniesieniu do wykresów z 16.04.2021 r. Wzrost ten jest zależny do odległości prosumenta od stacji transformatorowej. Zakres osi pionowej obejmuje minimum i maksimum dopuszczalnego normami napięcia. Na wykresach u prosumentów, dla których nastąpiło przekroczenie tych wartości, dodano czerwoną linię wskazującą minimum lub maksimum dopuszczalnych napięć uśrednionych 10-minutowo.



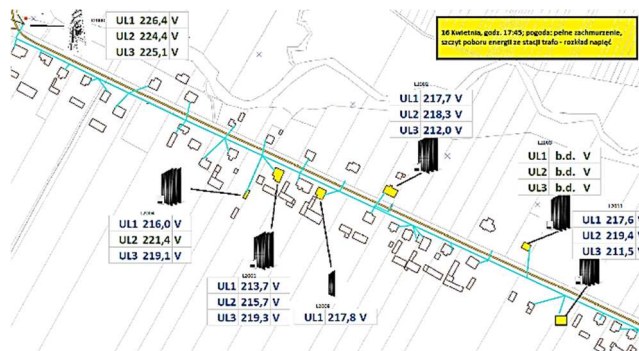
### 4.7.3. Napięcia fazowe w godzinach szczytu

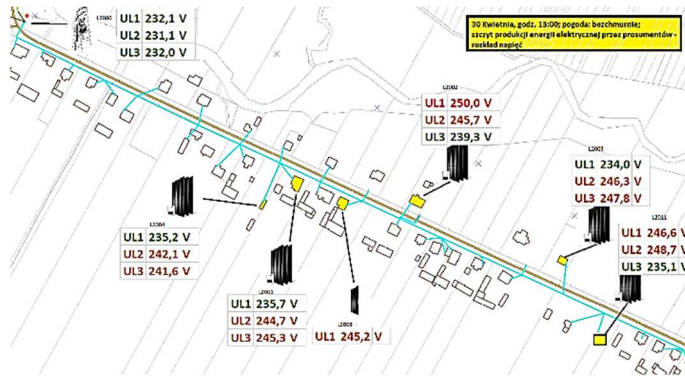
Na schematach sieci przedstawiono wartości napięcia fazowego w poszczególnych godzinach (rys. 4.19-4.21):

- największej produkcji przez prosumentów w dniu 30.04.2021 r. – wybrano godz. 13:00,
- największego obciążenia w dniu 16.04.2021 r. – wybrano godz. 17:45.

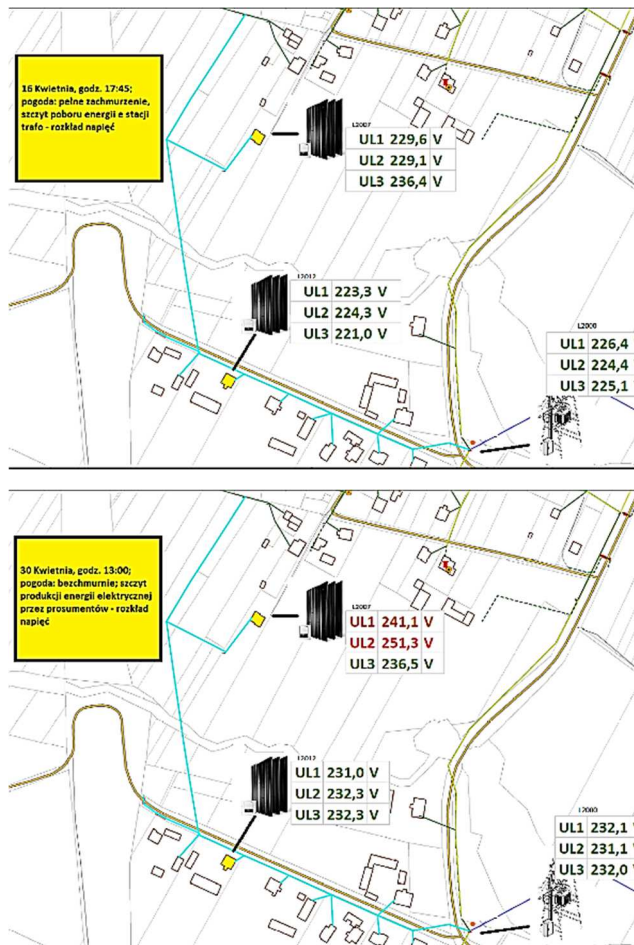


Rys. 4.19. Rozkład napięć w obwodzie 1 w dniu 16.04.2021 r. godz. 17:45 oraz 30.04.2021 r. godz. 13:00 [9]





Rys. 4.20. Rozkład napięć w obwodzie 2 w dniu 16.04.2021 r. godz. 17:45 oraz 30.04.2021 r. godz. 13:00 [9]



Rys. 4.21. Rozkład napięć w obwodzie 3 w dniu 16.04.2021 r. godz. 17:45 oraz 30.04.2021 r. godz. 13:00 [9]

Na podstawie przedstawionych pomiarów można stwierdzić, że w chwili największej produkcji energii elektrycznej, tj. 30.04.2021 r. o godz. 13:00, napięcie u większości prosumentów najbardziej oddalonych od stacji transformatorowych jest wyższe od zmierzonego u prosumentów zlokalizowanych najbliżej stacji transformatorowej.

## 4.8. Podsumowanie

Energia elektryczna na ogół wymaga złożonego procesu wytwórczego i systemu dystrybucyjnego oraz niejednokrotnie również systemu przesyłowego.

W odniesieniu do parametrów energii elektrycznej można sformułować kilka wymagań niezawodnościowych oraz jakościowych. Zbyt niska niezawodność działania systemu elektroenergetycznego lub zła jakość energii elektrycznej mogą zagrażać zdrowiu, a nawet życiu jej użytkowników.

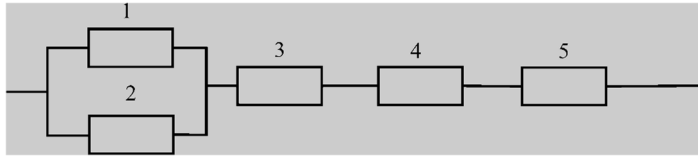
Energia elektryczna jest towarem, który podlega ocenie i standaryzacji, sprzedawanym klientowi spodziewającemu się, że otrzyma odpowiedni produkt zaspokajający jego potrzeby.

## 4.9. Zadania

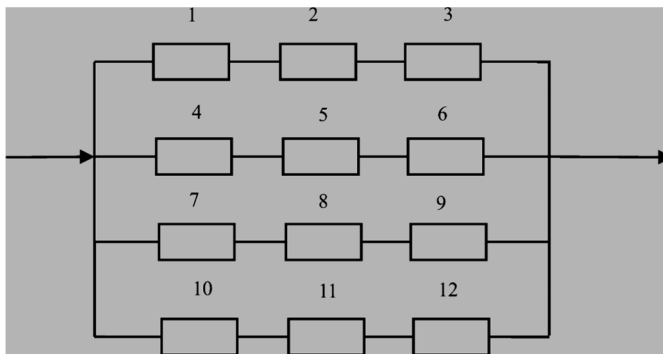
- Przeprowadzono obserwacje pracy pięciu niezależnych elementów. Odczytano zarejestrowane czasy niezawodnej pracy poszczególnych elementów: pierwszego wynoszącego 250 dni i odpowiednio drugiego – 295 dni, trzeciego – 340 dni, czwartego – 410 dni, piątego – 490 dni. Obliczyć i przedstawić przebieg funkcji  $\lambda(t)$  na wykresie.
- Badaniom poddano 1000 sztuk danego typu urządzenia. Po danym okresie pracy równym 3000 h uległo uszkodzeniu 51 urządzeń, a po upływie kolejnych 1000 h jeszcze 42 urządzenia. Należy obliczyć prawdopodobieństwo niezawodnej pracy urządzeń za okres 3000 i 4000 h.
- Określić dla badanego obiektu prawdopodobieństwo niezawodnej pracy dla okresu pracy  $t = 7$  miesięcy. Intensywność uszkodzeń podczas pracy analizowanego obiektu przyjąć  $\lambda = 0,014$  uszkodzeń/rok. Obliczyć prawdopodobieństwo poprawnej pracy obiektu przy założeniu, że w analizowanym okresie  $\lambda = \text{const}$ .
- System składa się kolejno odpowiednio z 2, 3 i 4 jednakowych niezależnych obiektów, łączonych równolegle. Intensywność uszkodzeń każdego z nich wynosi  $\lambda = 0,02$  uszkodzeń/rok. Znaleźć niezawodności działania systemu w ciągu roku. Przeanalizować uzyskane wyniki pod kątem

redundancji obiektów. Do poprawnej pracy systemu wystarczy działanie tylko 1 obiektu.

- Mając dane prawdopodobieństwo niezawodnej pracy dla poszczególnych elementów  $P(1) = 0,97$   $P(2) = 0,85$   $P(3) = 0,90$   $P(4) = 0,95$   $P(5) = 0,71$ , znaleźć prawdopodobieństwo niezawodnej pracy dla schematu przedstawionego na rysunku.



- Znaleźć prawdopodobieństwo niezawodnej pracy systemu przedstawionego na rysunku, dla którego prawdopodobieństwo niezawodnej pracy poszczególnych elementów wynosi odpowiednio:  $1 = 4 = 0,98$   $2 = 5 = 0,87$   $3 = 6 = 0,91$   $7 = 10 = 0,77$   $8 = 11 = 0,81$   $9 = 12 = 0,79$ .



- Porównać przedstawionymi metodami obliczanie (na podstawie zależności (4.17), (4.20) i (4.23)) niezawodności układu mostkowego w funkcji niezawodności jego elementów, zmieniając ich wartość od 0 do 1 z krokiem co 0,01 (zakładając, że wszystkie elementy są jednakowe).

#### 4.10. Literatura

[1] J. Paska, Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.

[2] M. Kornatka, Analiza niezawodności krajowych sieci dystrybucyjnych metodami nieparametrycznymi, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2019.

- 
- [3] F. Grabski, J. Jaźwiński, Funkcje o losowych argumentach w zagadnieniach niezawodności, bezpieczeństwa i logistyki, Wydawnictwo Komunikacji i Łączności, Warszawa 2009.
  - [4] T. Szopa, Niezawodność i bezpieczeństwo, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2016.
  - [5] Statystyka Energetyki Polskiej 2019, ARE, Warszawa 2020.
  - [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
  - [7] <https://www.pse.pl/> (dostęp: 20.08.2021).
  - [8] PN-EN 50160 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
  - [9] S. Głąb, Wpływ prosumentów na pracę sieci niskiego napięcia. Praca magisterska, Wydział Elektryczny, Częstochowa 2021.

## **PALIWO Z ODPADÓW I POTENCJALNE MOŻLIWOŚCI JEGO ZAGOSPODAROWANIA W POSTACI PALIWA ALTERNATYWNEGO**

---

**Jurand Bien<sup>1</sup>**

### **5.1. Wprowadzenie**

Gospodarowanie odpadami odgrywa zasadniczą rolę w gospodarce o obiegu zamkniętym. Zgodnie z danymi statystycznymi podanymi przez Eurostat, ilość odpadów wytworzonych w 27 krajach Unii Europejskiej w 2018 r. wyniosła 2336 mln ton [1], w tym ilość odpadów komunalnych wytworzonych w gospodarstwach domowych wyniosła ponad 225 mln ton [2]. W Polsce ilość odpadów komunalnych rośnie z roku na rok. W 2019 r. statystyczny Polak wytwarzał 332 kg odpadów komunalnych, co w rezultacie powoduje, że wytwarzamy 12,7 mln ton odpadów [3]. Ta ogromna ilość generowanych odpadów jest efektem przyjętego przez konsumentów wzorca konsumpcji, jak również sposobu projektowania i wytwarzania produktów. Kraje członkowskie od 2008 r., co sformalizowano poprzez wdrożoną Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów [4], powinny prowadzić politykę dotyczącą odpadów w taki sposób, by zmierzać do ograniczenia wykorzystania zasobów i sprzyjać praktycznemu zastosowaniu hierarchii postępowania z odpadami. Hierarchia postępowania z odpadami klasyfikuje opcje gospodarki odpadami w kategoriach ich wpływu na środowisko, ustanawiając kolejność według pierwszeństwa, czyli postępowanie rozpoczynamy od zapobiegania powstawaniu odpadów poprzez przygotowanie do ponownego użycia, recykling materiałowy i organiczny, odzysk energii aż po unieszkodliwianie, takie jak składowanie odpadów. Oznacza to, że do termicznego przekształcenia odpadów (proces, który interesuje nas z punktu widzenia tematyki publikacji z uwagi na to, że stanowi element końcowy w zagospodarowaniu wytwarzanego paliwa z odpadów), powinny być skierowane tylko te odpady, których nie udało się poddać recyklingowi. Nadmienić należy, że sam proces termicznego

---

<sup>1</sup> dr hab. inż., prof. PCz; Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

przekształcenia odpadów może być traktowany jako proces odzysku energii, jak też unieszkodliwiania odpadów. Proces odzysku energii z odpadów określony symbolem R1 został zdefiniowany jako „wykorzystanie głównie jako paliwa lub innego środka wytwarzania energii” [5].

Przekształcenie odpadów, które utraciły swoje walory użytkowe i nie nadają się do recyklingu, w paliwo z odpadów jest zatem naturalnym elementem systemu gospodarowania odpadami, a możliwość wykorzystania potencjału energetycznego w nich skumulowanego, do którego przekonuje się coraz więcej firm z sektora energetycznego, pozwala przyjrzeć się paliwu z odpadów jako ważnemu surowcowi energetycznemu [6].

## 5.2. Odpadowe paliwo alternatywne

### 5.2.1. Definicja paliwa alternatywnego

Odpadowe paliwo alternatywne, zresztą nie tylko w polskim, ale również w prawodawstwie europejskim, nie jest zdefiniowane wprost. W krajowym prawodawstwie nazwa „paliwo alternatywne” pojawia się jedynie w Rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów [7], gdzie jako rodzaj odpadu pod kodem 19 12 10 wymienia się odpady palne, a przy tej nazwie w nawiasie pojawia się właśnie zapis „paliwo alternatywne” (Dz.U. z 2020 r., poz. 10). Taki zapis i jego umiejscowienie ma bardzo istotne znaczenie z punktu widzenia identyfikacji paliwa alternatywnego, gdyż mimo że mówimy paliwo, czyli substancja wydzielająca przy intensywnym utlenianiu (spalaniu) dużą ilość ciepła, to ten rodzaj materii nie jest na równi traktowany z innymi rodzajami paliw, choćby takimi jak węgiel, gaz czy olej, zarówno opałowy, jak i napędowy. Należy sprawę postawić jasno, w myśl przytoczonych powyżej regulacji prawnych „paliwo alternatywne” nie jest traktowane jako produkt. Jest odpadem, mimo że posiada cechy, które z pewnością mogłyby go predysponować do energetycznego wykorzystania. Jak zatem moglibyśmy zdefiniować pojęcie paliwa alternatywnego? Można stwierdzić, że paliwo alternatywne to odpady palne, rozdrobnione, odpowiednio skomponowane, aby w wyniku prowadzenia procesu spalania nie spowodować przekroczenia poziomów emisji określonych w odpowiednim rozporządzeniu. Aktualnie takim rozporządzeniem jest Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów [8] (Dz.U. z 2020 r., poz. 1860). Co również istotne, przyjmuje się obecnie, że paliwo alternatywne

wytworzone jest z odpadów innych niż niebezpieczne (w przeciwieństwie do definicji z dokumentu Komisji Europejskiej z 2003 roku). W kwestii przypomnienia, odpady niebezpieczne oznaczają odpady wykazujące co najmniej jedną spośród właściwości niebezpiecznych. A właściwości powodujące, że odpady są odpadami niebezpiecznymi, oraz warunki uznania odpadów za niebezpieczne określają przepisy Rozporządzenia Komisji (UE) nr 1357/2014 z dnia 18 grudnia 2014 r. [9]. Wśród takich właściwości wymienia się między innymi wybuchowość, łatwopalność, toksyczność czy to, że odpady są żrące, zakaźne lub rakotwórcze.

W 2003 r. Komisja Europejska przyjęła dokument [10], w którym zdefiniowano pojęcie tzw. RDF-u (ang. Refuse Derived Fuel) jako paliwa z odpadów, które zostały przetworzone w celu spełnienia wymagań m.in. przemysłu. W dokumencie określono, że w skład takiego paliwa mogą wchodzić wybrane frakcje odpadów komunalnych (np. papier, tworzywa sztuczne, drewno, tekstylia), odpady przemysłowe, osady ściekowe, przemysłowe odpady niebezpieczne oraz biomasa. Tak szeroki zakres surowcowy powodował znaczącą trudność w określeniu standardów jakościowych dla wytwarzanego paliwa. Stąd też w następstwie podjęto szereg działań zmierzających do ustanowienia jednolitych standardów jakościowych dla stałych paliw produkowanych z odpadów, ograniczając tym samym ich zakres surowcowy. Dla takich paliw przyjęto nazwę SRF (ang. Solid Recovered Fuels). Natomiast Polski Komitet Normalizacyjny określił tego typu materiały palne jako „stałe paliwa wtórne”.

### **5.2.2. Podstawowe normy klasyfikacji paliwa alternatywnego**

Nad ujednoczeniem parametrów paliw określonych jako SRF pracował Komitet Techniczny w ramach 343 Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN). Członkowie Komitetu opracowali szereg specyfikacji i raportów technicznych dotyczących paliw SRF. Część z nich została opublikowana w formie norm. Podstawowymi normami dla paliw SRF są trzy dokumenty:

1. PN-EN 15357:2011 – Stałe paliwa wtórne (SRF) – Terminologia, definicje i określenia [11].
2. PN-EN 15358:2011 – Stałe paliwa wtórne (SRF) – Systemy zarządzania jakością – Szczegółowe wymagania dla ich zastosowania do produkcji stałych paliw wtórnych [12].
3. PN-EN 15359:2012 – Stałe paliwa wtórne (SRF) – Wymagania techniczne i klasy [13].



Pierwszy dokument definiuje, że paliwo SRF to paliwo wyprodukowane z odpadów innych niż niebezpieczne, przetwarzane poprzez odzysk energii w odpowiedniej instalacji.

Z kolei trzecia norma opisuje system klasyfikacji paliw, w którym wymieniono pięć klas. Przynależność paliwa do jednej z pięciu klas oparta jest na trzech kluczowych parametrach:

- wartości opałowej,
- zawartości chloru,
- zawartości rtęci.

Te trzy parametry służą ocenie aspektów ekonomicznego, technologicznego oraz środowiskowego produkowanych paliw. Aspekt ekonomiczny jest mierzony wartością opałową paliwa. Wartość opałowa [MJ/kg] to ilość ciepła powstająca podczas całkowitego i zupełnego spalania paliwa. Zatem wysoka kaloryczność paliwa przekłada się na efektywność procesu. Podobnie zresztą oceniana jest kaloryczność węgla. Aspekt technologiczny jest uwarunkowany zawartością chloru w paliwach, który wpływa na temperaturę procesu spalania. Trzeci aspekt klasyfikujący stałe paliwo wtórne to aspekt środowiskowy. W tym przypadku norma wymienia tylko jeden metal ciężki – rtęć. Trzeba mieć jednak na uwadze, że w trakcie odzysku energii może mieć miejsce emisja wielu innych związków. Stąd wymogi, jakie powinna spełniać instalacja, w której prowadzony jest proces termicznego przekształcenia, zostały zawarte w Rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. Zgodnie z zapisami tego rozporządzenia, w spalinach oprócz rtęci, należy badać także takie metale ciężkie, jak: kadm, tal, antymon, arsen, ołów, chrom, kobalt, miedź, mangan, nikiel, wanad oraz inne związki chemiczne [8].

Wracając do klas paliwa, określonych w trzeciej normie, dla każdego z wymienionych parametrów określono stosowny przedział wartości. Przykład obrazuje tabela 5.1. Z tabeli wynika, że gdy paliwo ma wyższą wartość opałową i niską zawartość chloru i rtęci, to jest klasyfikowane w wyższej klasie. Dla przykładu w tabeli wskazano paliwo, które charakteryzuje się wartością opałową wyższą niż 15 MJ/kg, zawartość chloru jest mniejsza od 0,6%, a zawartość rtęci mniejsza od 0,03 mg. Stąd oznaczenie certyfikacyjne takiego paliwa to  $NCV_3Cl_2Hg_2$ .

Oprócz europejskiej normy klasyfikującej paliwa są one także klasyfikowane na podstawie wymagań poszczególnych grup odbiorców. Na potrzeby przemysłu cementowego Europejskie Stowarzyszenie Producentów Cementu opracowało wytyczne, według których paliwa alternatywne podzielono na pięć następujących klas:

- klasa I – gazowe paliwa alternatywne (m.in. gaz koksowniczy, gaz piroliczny, biogaz),
- klasa II – ciekłe paliwa alternatywne (m.in. oleje smarowe, tłuszcze roślinne, pozostałości z destylacji, zużyte oleje hydrauliczne),
- klasa III – paliwa alternatywne w postaci proszkowej, zgranulowanej lub pokruszonej (m.in. trociny, wióry, osady ściekowe, pozostałości rolnicze, rozdrobnione opony),
- klasa IV – pokruszone stałe paliwa alternatywne (m.in. rozdrobnione opony, odpady z gumy, tworzyw i drewna),
- klasa V – gabarytowe paliwa alternatywne (m.in. całe opony, beły z tworzywa sztucznego, odpady w workach, bębnoch).

**Tabela 5.1. Parametry klasyfikacyjne według PN-EN 15359:2012 [13]**

Parametr klasyfikacyjny	Pomiar statystyczny	Jednostka	Klasa				
			1	2	3	4	5
Wartość opałowa NCV, $Q_i^r$	średnia	MJ/kg	$\geq 25$	$\geq 20$	$\geq 15$	$\geq 10$	$\geq 3$

Parametr klasyfikacyjny	Pomiar statystyczny	Jednostka	Klasa				
			1	2	3	4	5
Zawartość chloru, $Cl^a$	średnia	% <sub>wag</sub>	$\leq 0,2$	$\leq 0,6$	$\leq 1,0$	$\leq 1,5$	$\leq 3$

Parametr klasyfikacyjny	Pomiar statystyczny	Jednostka	Klasa				
			1	2	3	4	5
Zawartość rtęci, $Hg^a$	Mediana 80. percentyl	mg/kg	$\leq 0,02$ $\leq 0,04$	$\leq 0,03$ $\leq 0,06$	$\leq 0,08$ $\leq 0,16$	$\leq 0,15$ $\leq 0,30$	$\leq 0,50$ $\leq 1,0$

### 5.2.3. Składniki paliwa alternatywnego

Najczęściej składnikiem paliwa alternatywnego może stać się substancja, która posiada odpowiednią wartość opałową i nie zawiera toksycznych składników. Głównymi składnikami paliwa są zatem tworzywa sztuczne, guma, papier, tekstylia, drewno, odpady kompozytowe itp. Aktualnie w Polsce paliwa alternatywne uzyskuje się głównie z tzw. wysokokalorycznej frakcji odpadów komunalnych. Morfologia odpadów komunalnych, inaczej mówiąc ich skład, uzależniona jest od rozwoju gospodarczego oraz rodzaju zabudowy. W tabeli 5.2 przedstawiono skład morfologiczny odpadów komunalnych w zależności od miejsca ich powstawania [14].

**Tabela 5.2. Skład morfologiczny polskich odpadów komunalnych (dane w % według KPGO) [14]**

Rodzaje odpadów	Duże miasta	Małe miasta	Tereny wiejskie
Papier i tektura	19,10	9,70	5,00
Szkło	10,00	10,20	10,00
Metale	2,60	1,50	2,40
Tworzywa sztuczne	15,10	11,00	10,30
Odpady wielomateriałowe	2,50	4,00	4,10
Odpady kuchenne i ogrodowe	28,90	36,70	33,10
Odpady pozostałe, w tym:	13,90	19,00	31,40
– odpady mineralne	3,20	2,80	6,00
– frakcja < 10 mm	4,20	6,80	16,90
– tekstylia	2,30	4,00	2,10
– drewno	0,20	0,30	0,70
– odpady niebezpieczne	0,80	0,60	0,80
– inne	3,20	4,50	4,90
Odpady wielkogabarytowe	2,60	2,60	1,30
Odpady z terenów zielonych	5,30	5,30	2,50

Morfologia odpadów pochodzących z dużych miast sytuuje nasz kraj pomiędzy grupą krajów średnio- i wysokorozwiniętych. Dane morfologii odpadów komunalnych pochodzących z małych miast i terenów wiejskich świadczą o lokalizacji naszego kraju w grupie krajów średniorozwiniętych oraz krajów rozwijających się. Ze składem morfologicznym odpadów komunalnych wiążą się bezpośrednio ich właściwości paliwowe. Każdy rodzaj odpadu charakteryzuje się określonymi parametrami, takimi choćby jak ciepło spalania, zawartość wilgoci czy zawartość popiołu. W tabeli 5.3 przedstawiono typowe ciepło spalania, średnią zawartość wilgoci i substancji mineralnych w poszczególnych rodzajach odpadów komunalnych [15].

Stąd też wartość opałowa paliwa alternatywnego jest ściśle powiązana z udziałem komponentów, na bazie których paliwo to zostało wytworzone. Znając skład, łatwo oszacować średnią wartość ciepła spalania, zawartości wilgoci czy zawartości popiołu przy wykorzystaniu metody średniej ważonej [16]. Przykładowo dla ciepła spalania

$$H_0 = \sum H_0^i \cdot x_i \quad (5.1)$$

gdzie:

$H_0^i$  – ciepło spalania określonej frakcji odpadów,

$x_i$  – ułamek masowy określonej frakcji odpadów.

**Tabela 5.3. Ciepło spalania, wilgotność i zawartość popiołu w wybranych składnikach odpadów komunalnych [15]**

Rodzaj odpadów	Ciepło spalania kJ/kg	Wilgotność %	Popiół %
Papier i tektura	12 300	19,00	12,00
Tworzywa sztuczne	31 500	9,00	8,00
Guma/Skóra	23 300	9,00	20,00
Drewno	16 300	19,00	5,00
Tekstylnia	15 900	22,00	7,00
Odpady organiczne	4300	65,00	11,00
Odpady kuchenne	10 700	40,00	9,00
Odpady ogrodowe	9500	50,00	5,00
Fracja < 10 mm	5000	20,00	50,00
Metale	0	5,00	93,00
Odpady inertne	0	2,00	98,00
Odpady pozostałe	6700	30,00	30,00

Wartość opałową paliwa w sposób uproszczony możemy wyznaczyć z zależności

$$H_u = \frac{(100 - w) \cdot H_0 - w \cdot r_w}{100} \quad (5.2)$$

gdzie:

$H_u$  – wartość opałowa, MJ/kg,

$w$  – zawartość wilgoci w paliwie, %,

$H_0$  – ciepło spalania, MJ/kg,

$r_w$  – ciepło parowania wody, MJ/kg,  $r_w = 2,5$  MJ/kg.

Wartość opałowa ma istotne znaczenie w aspekcie oceny energetycznej paliwa alternatywnego, gdyż decyduje o efektywności odzysku ciepła, a tym samym o energetycznej waloryzacji spalanego paliwa alternatywnego.

Zazwyczaj odbiorcy paliwa alternatywnego narzucają swoje wymagania co do jakości dostarczanego paliwa.

#### 5.2.4. Paliwo alternatywne jako odnawialne źródło energii

Myśląc o paliwie alternatywnym jako odnawialnym źródle energii (OZE), należy brać pod uwagę możliwość kwalifikacji i rozliczania energii odzyskanej z termicznego przekształcenia paliwa alternatywnego jako pochodzącej z odnawialnego źródła. Podstawą takiej kwalifikacji i rozliczania odzyskanej energii jako pochodzącej z odnawialnych źródeł jest zawartość frakcji biodegradowalnej w paliwie alternatywnym, która może być uznawana za „biomasę”. Jest to dość skomplikowane zagadnienie, które regulowane jest szeregiem aktów prawnych, wśród których wymienić należy przede wszystkim:

- ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2021 r., poz. 716) [17],
- ustawę z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2021 r., poz. 610) [18],
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz.U. z 2016 r., poz. 847) [19].

Zgodnie z ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, za biomasę uznaje się „ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów”. W ustawie tej zdefiniowano również pojęcie instalacji termicznego przekształcania odpadów jako instalację odnawialnego źródła energii będącą spalarnią odpadów lub współspalarnią odpadów w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach [5], w której część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła pochodzi z ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych lub komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego,

w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów. We wspomnianej ustawie o odpadach (art. 159) wydano delegację dla ministra właściwego do spraw środowiska w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki do wydania przepisów szczegółowych w zakresie technicznych warunków kwalifikacji energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów. Na podstawie owej delegacji wydane zostało wspomniane na wstępie Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz.U. z 2016 r., poz. 847) [19]. Rozporządzenie to posiada podstawowe znaczenie dla wytwórców energii elektrycznej z odpadów, gdyż określa, że do energii wytworzonej z odnawialnego źródła energii kwalifikuje się część energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów odpowiadającej udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania przy łącznym spełnieniu warunków podanych w punktach 1-4 paragrafu 4. Wymienione warunki to:

- prowadzone są pomiary masy oraz badania właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw obejmujące w szczególności oznaczenie wartości opałowej oraz oznaczenie zawartości frakcji biodegradowalnych w odpadach, zgodnie z referencyjnymi metodami badań określonymi w załączniku nr 1 do rozporządzenia; badania te są prowadzone zgodnie z normami określającymi wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych lub wzorcujących, zgodnie z którymi badania te będą wykonywane w laboratoriach wykazujących się kompetencją techniczną i biegłością w zakresie procedur rozliczeń i badań, udokumentowaną w rozumieniu tych norm, z zastrzeżeniem § 5 ust. 2 i 3;
- dokonuje się obliczenia udziału OZE zgodnie z wymaganiami określonymi w § 5 oraz według metodyki określonej w załączniku nr 2 do rozporządzenia;
- termiczne przekształcenie odpadów odbywa się zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach dotyczących termicznego przekształcania odpadów, w tym w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza;
- prowadzona jest dokumentacja dotycząca ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wyników badań właściwości fizykochemicznych poszczególnych

rodzajów paliw, o których mowa w § 6, niezbędnych do obliczenia udziału OZE.

Jako frakcje biodegradowalne uznaje się ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych. Z uwagi na znaczną różnorodność odpadów zawierających w swoim składzie frakcje biodegradowalne rozporządzenie wprowadza dwa sposoby rozliczania udziału energii z odnawialnego źródła energii: na podstawie bezpośredniego pomiaru udziału OZE w badanych odpadach (zał. 2) lub w odniesieniu do niektórych rodzajów odpadów z uwzględnieniem wartości ryczałkowej udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w tych odpadach (zał. 3). W załączniku 3 nie wymienia się wprost paliwa alternatywnego. Dla paliwa alternatywnego należy zatem stosować procedurę opisaną w załączniku 2, czyli korzystać z metodyki obliczania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnej.

### 5.2.5. Metodyka obliczania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnej

Na podstawie badań właściwości fizykochemicznych odpadów dostarczonych do procesu termicznego przekształcania, wykonanych zgodnie z referencyjnymi metodami badań określonymi w załączniku nr 1 do rozporządzenia oraz w zależności od stosowanych rodzajów paliw w instalacji termicznego przekształcania odpadów, oblicza się średni udział energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych z OZE, według wzoru

$$E_{OZE} = \frac{\sum_{i=1}^n M_{fBOi} \cdot q_{fBOi} + \sum_{j=1}^m R_{Oj} \cdot M_{ORj} \cdot q_{ORj}}{\sum_{k=1}^o M_{Kk} \cdot q_{Kk} + \sum_{i=1}^n M_{Oi} \cdot q_{Oi} + \sum_{j=1}^m M_{ORj} \cdot q_{ORj}} \cdot E \quad (5.3)$$

gdzie:

- $E_{OZE}$  – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, MWh lub GJ,
- $E$  – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w instalacji termicznego przekształcania odpadów, MWh lub GJ,
- $M_{fBOi}$  – masa frakcji biodegradowalnych zawartych w odpadach przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczenie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań (obliczona z wykorzystaniem wyniku oznaczania

- frakcji biodegradowalnej według normy przenoszącej normę EN 15440), Mg,
- $q_{fBOi}$  – wartość opałowa (w stanie roboczym) frakcji biodegradowalnych odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań (obliczona z wykorzystaniem wyniku oznaczania frakcji biodegradowalnej według normy przenoszącej normę EN 15440:2011), MJ/Mg,
- $n$  – liczba rodzajów odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań,
- $R_{Oj}$  – udział ryczałtowy (0-1) dla odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych,
- $M_{ORj}$  – masa całkowita odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, Mg,
- $q_{ORj}$  – wartość opałowa (w stanie roboczym) odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, MJ/Mg,
- $m$  – liczba rodzajów odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych,
- $M_{Kk}$  – masa paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, przekształconego termicznie w instalacji termicznego przekształcania odpadów, Mg,
- $q_{Kk}$  – wartość opałowa (w stanie roboczym) paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, przekształconego termicznie w instalacji termicznego przekształcania odpadów, MJ/Mg,
- $o$  – liczba rodzajów paliw innych niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, przekształconych termicznie w instalacji termicznego przekształcania odpadów,
- $M_{Oi}$  – masa całkowita odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, Mg,
- $q_{Oi}$  – wartość opałowa (w stanie roboczym) odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, MJ/Mg.

#### Masa frakcji biodegradowalnych

$$M_{fBOi} = M_{Oi} \cdot Y_{BOi} \quad (5.4)$$

gdzie  $Y_{BOi}$  – udział frakcji biodegradowalnych określonych na podstawie badań.

Objaśnienie: Przy symbolach poszczególnych parametrów nie określano stanu, przyjmując jako domyślny – stan roboczy – ar (po oznaczeniu zawartości wilgoci i popiołu).



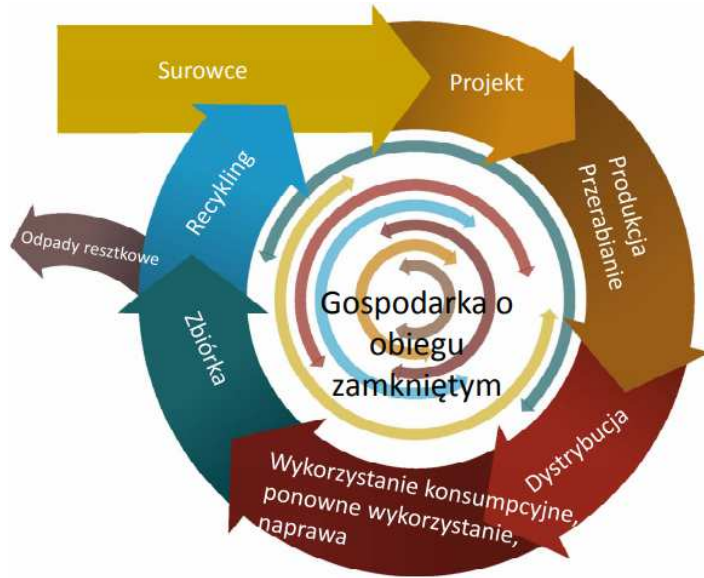
### 5.3. Miejsce paliw alternatywnych w gospodarce o obiegu zamkniętym

Gospodarka o obiegu zamkniętym (GOZ) lub inaczej gospodarka cyrkularna (ang. circular economy) to koncepcja regeneracyjnego systemu gospodarczego, w którym minimalizuje się zużycie surowców i ilość wytwarzanych odpadów oraz ogranicza emisję i utratę energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych. Model ten jest przeciwieństwem gospodarki opartej na modelu liniowym, który opiera się na prostej, liniowej zasadzie określonej jako „weź, wyprodukuj, zużyj i wyrzuć”. Z punktu obserwacji dnia dzisiejszego wiemy, że przyjęte założenia dla tego modelu, czyli nieskończoność zasobów naturalnych i nieograniczone możliwości składowania odpadów, są nie do przyjęcia. A o tym, że żyjemy w czasach przewymiarowanego konsumpcjonizmu, nikogo nie trzeba przekonywać. Udając się do sklepów, widzimy, że kupujemy coraz więcej. Przywiązanie do rzeczy, z pewnością wielu niepotrzebnych, jest też już na tyle zakorzenione w naszym społeczeństwie, że zaczęło być wręcz uważane za zagrożenie dla naszego bytu na ziemi. Stąd konieczne stało się znalezienie pewnego rozwiązania pozwalającego na zerwanie z formą rabunkowej gospodarki na rzecz zachowania zasobów naturalnych dla przyszłych pokoleń.

Idea gospodarki cyrkularnej sama w sobie nie jest nowym pomysłem, który pojawił się w ostatnich latach. To raczej powrót do idei zapoczątkowanej przez Waltera Stahela, który poprzez opublikowany w 1976 r. raport „Możliwość zamiany siły roboczej na energię” wytyczył nową drogę w myśleniu o gospodarce odpadami [20]. Określony w raporcie model zapętlonej gospodarki przy zwróceniu uwagi na oszczędności zasobów i ograniczenie powstawania odpadów jest niczym innym jak fundamentem gospodarki o obiegu zamkniętym. Wprowadzone później pojęcie „od kołyski do kołyski” (ang. cradle to cradle, C2C), stanowiąc alternatywę dla modelu liniowego gospodarki, stanowiło rewolucyjne podejście, w którym producent odpowiedzialny jest nie tyle za wytworzenie produktu, ile już za takie jego zaprojektowanie zgodnie z koncepcją zrównoważonego rozwoju, by ten mógł być naprawiony w przypadku zepsucia i ponownie użyty, lub po zakończeniu jego użytkowania można by go ponownie włączyć do obiegu technicznego lub biologicznego.

Dziś gospodarka o obiegu zamkniętym nakreśla ramy powrotu do tej idei i zaprzestanie działania w sensie „kupić-użyć-wyrzucić”. Podejście z zakresu

gospodarki o obiegu zamkniętym zakłada minimalizację odpadów już na poziomie projektowania i standardowo obejmuje innowacje w całym łańcuchu wartości, a nie tylko rozwiązania na koniec cyklu życia produktu. Konceptyjnie etapy modelu gospodarki o obiegu zamkniętym przedstawiono na rysunku 5.1.



*Rys. 5.1. Koncepcja realizacji modelu gospodarki o obiegu zamkniętym [21]*

Jednak i w tym modelu odpadów nie unikniemy. Stąd w koncepcji uwzględniono recykling materiałowy i/lub organiczny. Recykling materiałowy jest najbardziej preferowaną formą. Polega on na ponownym przetwarzaniu odpadów w produkt o wartości użytkowej. Zazwyczaj jest to wyrób o innym przeznaczeniu niż pierwotny, co przy odpowiednim doborze kompozycji pozwala na przetwarzanie materiałów wtórnych przy dobrej jakości wyrobów. Z kolei formą recyklingu organicznego jest kompostowanie. Ale czy wszystkie odpady nadają się do recyklingu? Powszechnie wiadomo, że recyklingowi materiałowemu można poddać papier, tworzywa sztuczne, szkło i metale, a organicznemu – bioodpady. Stąd też przede wszystkim selektywnie zbiera się właśnie frakcje wyżej wymienione. W praktyce okazuje się jednak, że wiele wysortowanych odpadów jest zanieczyszczonych. W rezultacie recyklerzy nie chcą ich kupić. Są także odpady, które w ogóle się do recyklingu materiałowego nie nadają. Stąd przekształcanie odpadów do postaci paliwa alternatywnego i następnie jego wykorzystanie w formie odzysku energetycznego

stanowi istotny element w domknięciu gospodarki odpadami, nawet w koncepcji gospodarki cyrkularnej.

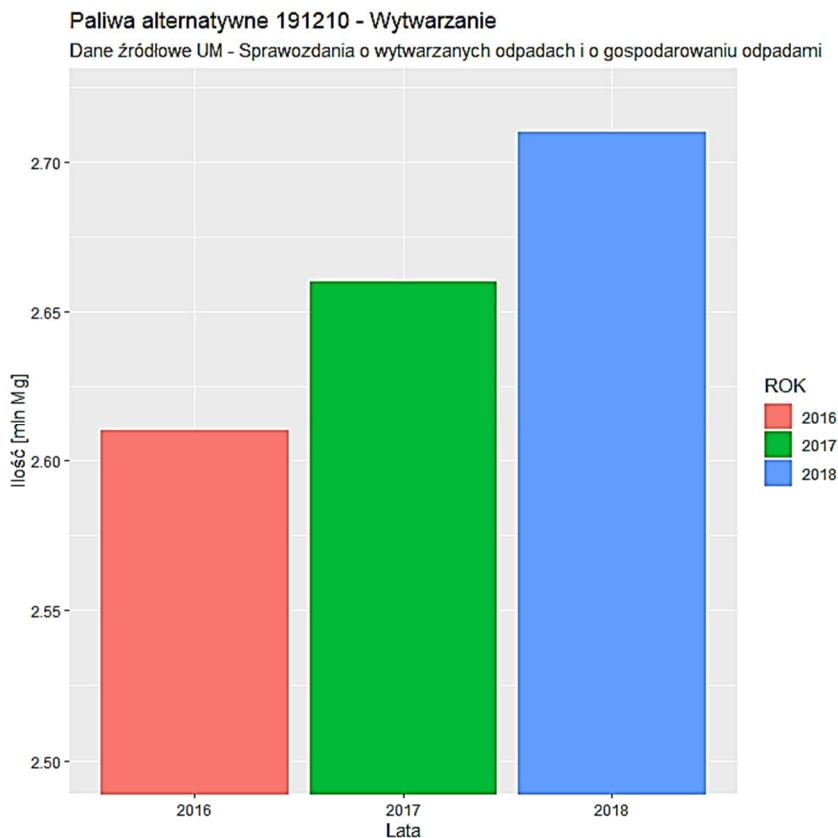
Niemniej jednak wdrażanie założeń gospodarki o obiegu zamkniętym będzie miało istotny wpływ na wolumen surowcowy dostępny dla wytwórców paliwa alternatywnego. Przytoczyć bowiem należy, że w realizacji celów GOZ mają pomóc m.in. ogólnie określone poziomy recyklingu przyjęte dla odpadów komunalnych i opakowaniowych, które wynoszą odpowiednio dla odpadów komunalnych 60% w roku 2030 i 65% w roku 2035, a dla odpadów opakowaniowych 65 i 70%, natomiast odzysk energii z odpadów dotyczyłby tylko tych odpadów, które nie nadają się do recyklingu i byłyby składowane. Dodatkowo, przyjęta europejska strategia na rzecz tworzyw sztucznych [22] i w ślad za tą strategią projekt dyrektywy w tej sprawie, który reguluje gospodarkę odpadami tworzyw sztucznych w Europie kładzie duży nacisk na zwiększenie poziomu recyklingu tych materiałów. Stąd jeszcze raz warto podkreślić, że wprowadzane zmiany prawne będą wpływać na kształtowanie się rynku paliw alternatywnych, ponieważ w większości paliwa te wytwarzane są na bazie odpadów komunalnych czy opakowaniowych, a tworzywa sztuczne to istotny składnik paliw alternatywnych.

#### **5.4. Krajowy potencjał wytwórczy paliwa alternatywnego**

Wytwórcami paliwa alternatywnego są głównie wyspecjalizowani producenci, którzy przyjmują do przetwarzania różnego rodzaju odpady palne, w tym także odpady o kodzie 19 12 10 wytworzone przez mniejszych producentów i/lub przekazane przez zbierający odpady tak, aby w efekcie końcowym z dostarczonych odpadów przygotować odpowiednie paliwo alternatywne spełniające wymagania jakościowe odbiorcy końcowego. Jednoznaczne określenie ilości wytwarzanych w kraju paliw alternatywnych nie jest łatwym zadaniem. W raportach wojewódzkich jako „wytworzone” uwzględnia się bowiem paliwo, które może być przekazane od mniejszego do większego producenta. Precyzyjne określenie ilości wymagałoby jednoznacznego śledzenia łańcuchów dostaw poszczególnych wytwórców.

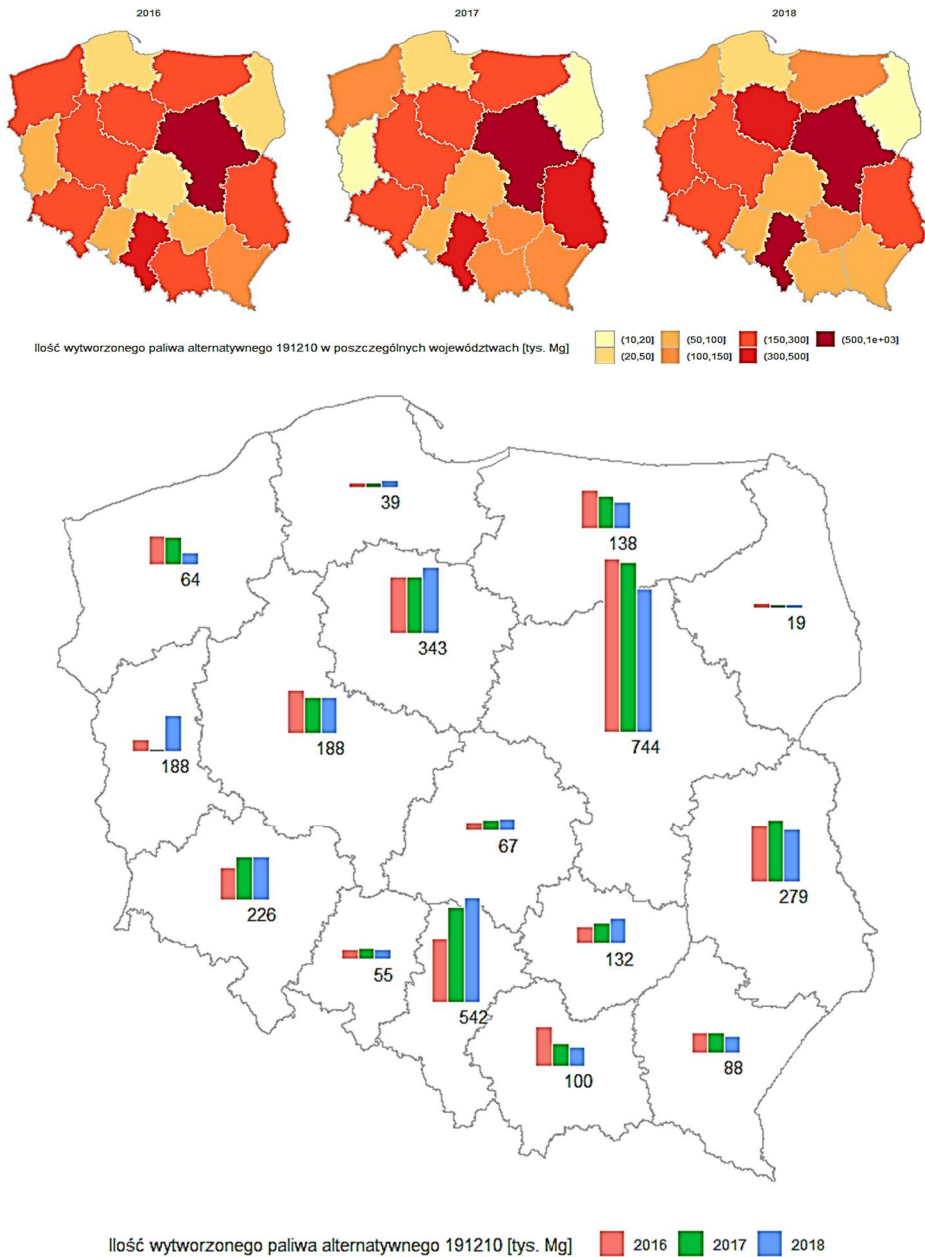
Analizując dane opublikowane w dziale 1 (wytwarzanie odpadów), w raportach wojewódzkich z zakresu gospodarowania odpadami należy stwierdzić, że ilość paliwa alternatywnego na przestrzeni ostatnich lat z roku na rok systematycznie rośnie o około 50 tys. Mg. W 2016 r. wytworzono 2,62 mln Mg,

z kolei w 2018 r. ilość wytworzonych paliw alternatywnych kształtowała się na poziomie 2,72 mln Mg (rys. 5.2).



**Rys. 5.2. Ilość paliwa alternatywnego wytworzonego w latach 2016-2018; opracowano na podstawie sprawozdań z 16 UM**

Uwzględniając dane zawarte w dziale 4 raportów wojewódzkich (zagospodarowanie odpadów) w związku z prowadzonym procesem odzysku R12, który w praktyce stanowi proces pośredni a nie końcowy, to ilość paliw alternatywnych w skali kraju dodatkowo wzrasta o około 0,5 mln Mg. Stąd też należy przyjmować, że w skrajnym przypadku ilość wytwarzanych paliw alternatywnych w analizowanym okresie w Polsce wynosiła około 3 mln Mg rocznie. Największe ilości paliwa alternatywnego wytwarza się w województwie mazowieckim. Od kilku lat ilość ta przekracza 500 tys. Mg. W 2018 r. wartość ta została także przekroczona na terenie województwa śląskiego (rys. 5.3).



**Rys. 5.3. Ilość paliwa alternatywnego wytworzonego w latach 2016-2018 w poszczególnych województwach (podana wartość dotyczy roku 2018); opracowano na podstawie danych ze sprawozdań 16 UM**

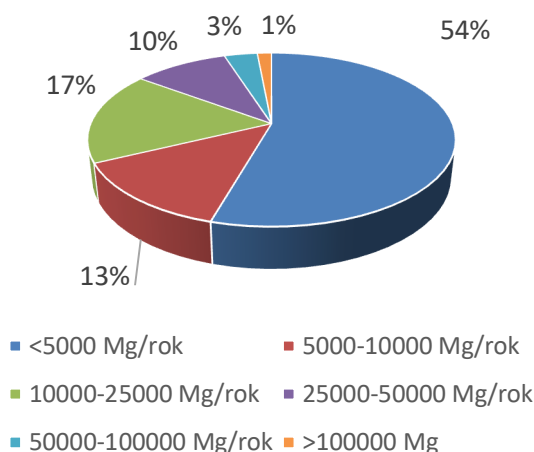
W przypadku województwa śląskiego mamy do czynienia z tendencją wzrostową w ilości wytwarzanego paliwa alternatywnego, podczas gdy w województwie mazowieckim obserwuje się tendencję malejącą.

Liczba wytwórców paliwa alternatywnego w analizowanym czasie kształtowała się na poziomie 200 podmiotów, przy czym należy zaznaczyć, że rynek wytwórców jest mocno zróżnicowany i rozproszony. Największa liczba producentów pokrywa się oczywiście z wolumenem wytwarzanych paliw alternatywnych, czyli są to producenci z województw mazowieckiego oraz śląskiego. Najwięcej podmiotów w 2018 r. funkcjonowało na terenie województwa śląskiego – 39 wytwórców. Powyżej 20 podmiotów lokalizuje się w województwach mazowieckim oraz wielkopolskim. Najmniej wytwórców paliwa alternatywnego odnotowano w województwach pomorskim i podlaskim.

**Tabela 5.4. Liczba producentów paliwa alternatywnego w poszczególnych województwach w latach 2016-2018; opracowano na podstawie sprawozdań z 16 UM**

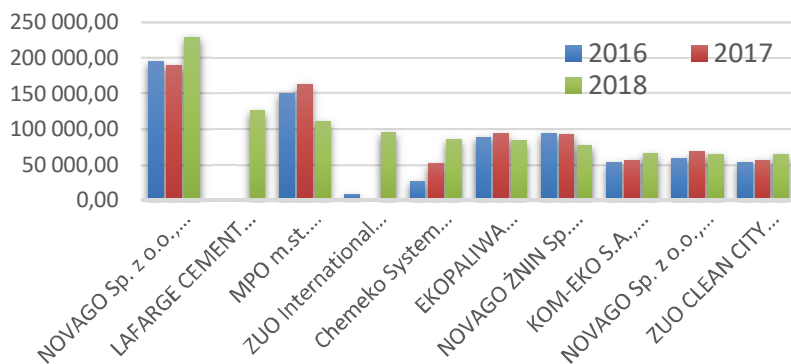
Województwo	2016	2017	2018
dolnośląskie	17	8	8
kujawsko-pomorskie	13	14	19
lubelskie	19	18	17
lubuskie	8	2	8
łódzkie	11	12	9
małopolskie	17	18	20
mazowieckie	26	27	24
opolskie	5	5	5
podkarpackie	11	10	15
podlaskie	3	2	3
pomorskie	4	3	2
śląskie	32	33	39
świętokrzyskie	–	–	–
warmińsko-mazurskie	6	5	4
wielkopolskie	24	28	23
zachodniopomorskie	7	5	5
razem	203	190	201

Możliwości produkcyjne poszczególnych wytwórców paliwa alternatywnego są mocno zróżnicowane (rys. 5.4). Ponad połowę potencjału wytwórczego stanowią mali producenci, którzy wytwarzają do 5 tys. Mg paliwa rocznie. Trzy instalacje wytworzyły w 2018 r. ponad 100 tys. Mg paliwa alternatywnego.



**Rys. 5.4. Procentowy udział producentów paliwa alternatywnego o różnej wielkości skali produkcji; opracowano na podstawie sprawozdań z 16 UM**

Wspomnianymi trzema instalacjami były: Novago Sp. z o.o., Lafarge Cement S.A. oraz warszawskie Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania Sp. z o.o. Jak widać z rysunku 5.5, jest jeszcze szereg instalacji, w których wytwarza się ponad 50 tys. Mg paliwa alternatywnego.



**Rys. 5.5. Najwięksi producenci paliwa alternatywnego (według wielkości produkcji z 2018 r.); opracowano na podstawie sprawozdań z 16 UM**

Należy także zaznaczyć, że w wielu przypadkach możliwości wytwórcze są znacznie większe niż ilość paliwa, które wytworzono. Ilość ta bowiem zależy wyłącznie od możliwości pozyskania na rynku odpadów palnych (surowców do kompozycji paliwa), a także jest skorelowana z zamówieniami od potencjalnych odbiorców. Dziesięciu największych producentów paliwa alternatywnego według danych za rok 2018 przedstawiono na rysunku 5.5.

## 5.5. Krajowy potencjał zagospodarowania paliwa alternatywnego

Paliwa alternatywne poddawane są przede wszystkim procesom odzysku R1 oraz R12. Dla przypomnienia:

- proces R1 to wykorzystanie głównie jako paliwa lub innego środka wytwarzania energii,
- proces R12 to wymiana odpadów w celu poddania ich któremukolwiek z procesów wymienionych w pozycjach R1 – R11.

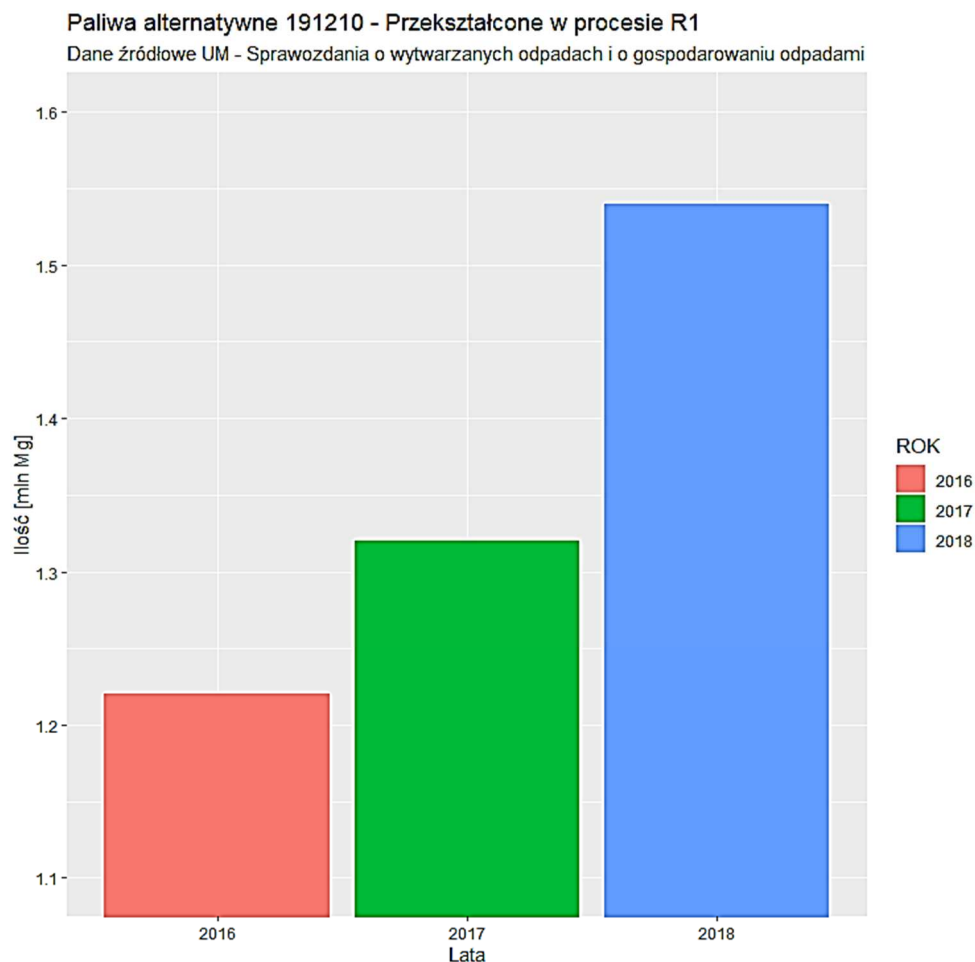
W związku z tym, że, jak wspomniano, proces odzysku R12 nie jest procesem końcowym, a jedynie pośrednim w ścieżce wytwarzania paliwa o parametrach spełniających wymagania odbiorcy został on uwzględniony w ramach krajowego potencjału wytwórczego. Podstawowym procesem odzysku dla wytwarzanych paliw alternatywnych jest proces R1, czyli termiczne przekształcenie paliwa. Ilość paliwa alternatywnego poddanego przekształcaniu termicznemu sukcesywnie z roku na rok rośnie. W analizowanym okresie, czyli w latach 2016-2018, ilość ta zwiększyła się z 1,22 do 1,54 mln ton (rys. 5.6).

Paliwa alternatywne są głównie zagospodarowywane na terenie czterech województw: opolskiego, świętokrzyskiego, lubelskiego oraz kujawsko-pomorskiego. Oczywiście nie ma się tu czemu dziwić, jeżeli zestawimy dane o wykorzystaniu paliwa alternatywnego z lokalizacją instalacji prowadzących proces R1.

Rozmieszczenie instalacji prowadzących odzysk energii z wykorzystaniem paliw alternatywnych przedstawiono na rysunku 5.7. Z analizowanych danych wynika, że głównym odbiorcą paliwa alternatywnego jest przemysł cementowy (brązowe punkty). Szacuje się, że maksymalne zdolności przemysłu cementowego w odniesieniu do wykorzystania paliw alternatywnych stanowią 1,85 mln ton rocznie, choć, jak podają autorzy raportu „Przemysł cementowy w gospodarce odpadami” [23] opracowanego przez Instytut Jagielloński, ilość frakcji palnej odpadów komunalnych, którą należy zapewnić dla wyprodukowania oczekiwanych przez przemysł cementowy ilości paliw alternatywnych (RDF), mogłaby być znacznie większa:

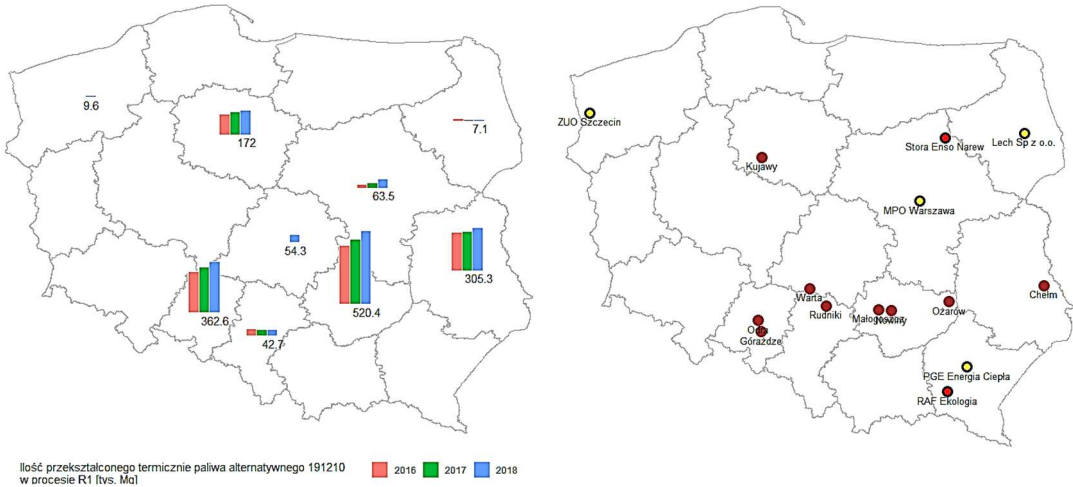
- w 2025 r. – ok. 2,2 mln Mg/rok,
- w 2030 r. – ok. 2,24-2,57 mln Mg/rok,
- w 2035 r. – ok. 2,24-3,02 mln Mg/rok,
- w 2050 r. – ok. 2,28-3,35 mln Mg/rok.



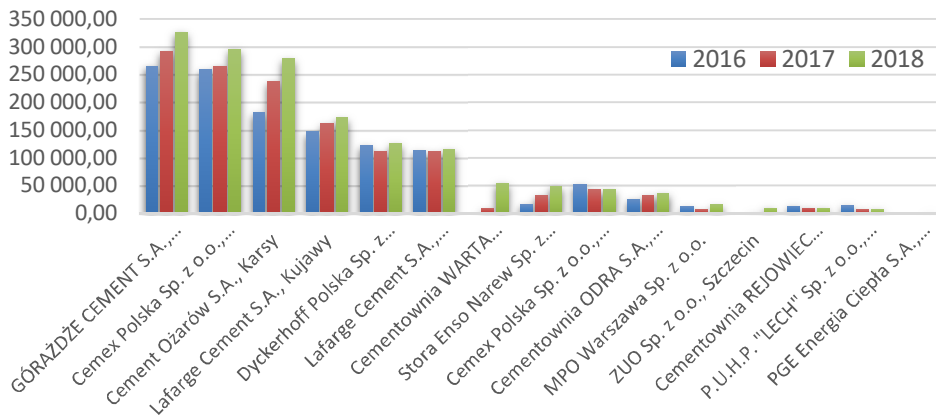


**Rys. 5.6. Ilość paliwa alternatywnego przekształconego termicznie (proces R1) w latach 2016-2018; opracowano na podstawie danych ze sprawozdań 16 UM**

Tymczasem w 2018 roku przemysł cementowy wykorzystał 1,46 mln ton, co stanowi blisko 95% wszystkich paliw alternatywnych poddanych zagospodarowaniu w procesie R1. Pozostałe 80 tys. Mg paliw alternatywnych zostało wykorzystane w pozostałych (przedstawionych na mapce) instalacjach, czyli w Stora Enso Narew Sp. z o.o., PGE Energia Ciepła S.A., ZTUO Szczecin, MPO Warszawa, RAF Ekologia czy białostockim Lech Sp. z o.o. Wśród cementowni największym odbiorcą paliwa alternatywnego już od wielu lat jest Cementownia Góraźdże. Wraz z cementownią CEMEX z Chełma oraz Cementownią Ożarów z Kars stanowią pierwszą trójkę odbiorców paliwa alternatywnego (rys. 5.8).



**Rys. 5.7. Ilość paliwa alternatywnego przekształconego termicznie (proces R1) w latach 2016-2018 w poszczególnych województwach (podana wartość dotyczy 2018 roku) wraz z lokalizacją instalacji; opracowano na podstawie danych ze sprawozdań 16 UM**



**Rys. 5.8. Najwięksi odbiorcy paliwa alternatywnego uporządkowani według wielkości odbioru w Mg z 2018 roku; opracowano na podstawie danych ze sprawozdań 16 UM**

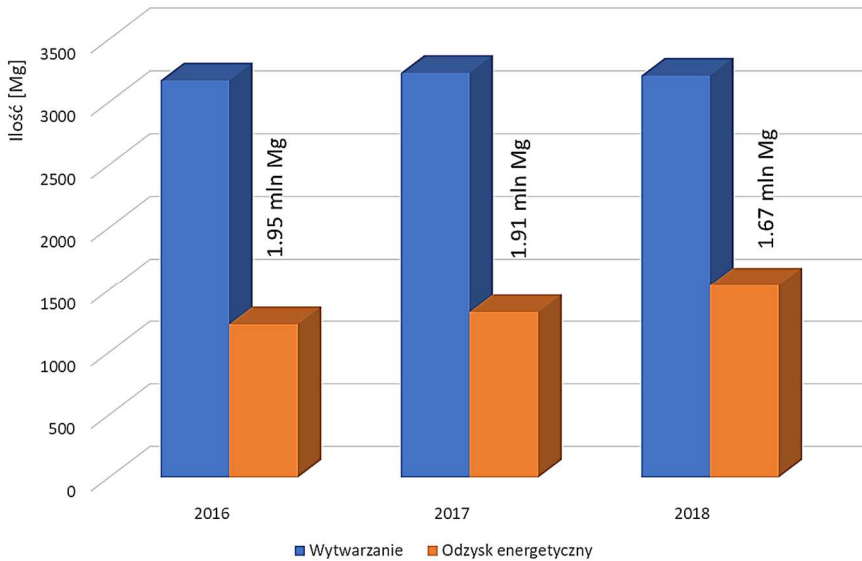
W ostatnich latach wybudowano i uruchomiono w Polsce kilka instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych. Ich proces inwestycyjny realizowany był w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Początkowo, zgodnie z założeniami, miało ich być dwanaście. Ostatecznie wybudowano sześć (Białystok, Bydgoszcz, Konin, Kraków, Poznań, Szczecin). Pierwsza z wybudowanych instalacji została przekazana do użytkowania w 2015 roku. Ostatnia z wymienionych wyżej instalacji

została oddana do użytkowania pod koniec 2017 roku. Z kolei w 2018 roku kolejną instalację zbudowała w Rzeszowie spółka PGE Energia Ciepła. Trwają prace przy dwóch kolejnych instalacjach. W Gdańsku i Olsztynie mają zostać uruchomione instalacje do spalania frakcji palnej wydzielonej w instalacjach MBP. Łączna wydajność roczna tych dwóch instalacji będzie wynosić 270 000 Mg/rok. W realizacji jest także druga linia spalarni warszawskiej o wydajności 265 000 Mg/rok. Wspomnieć należy także o ciekawym rozwiązaniu, które zrealizowała firma Fortum w Zabrze. Wybudowany i uruchomiony blok wielopaliwowy może przetwarzać, według wojewódzkiego planu gospodarki odpadami dla województwa śląskiego, 70 000 Mg rocznie paliwa alternatywnego.

**Tabela 5.5. Nominalna, rzeczywista wydajność instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych wraz z procentowym udziałem paliwa alternatywnego w strumieniu przekształcanych odpadów w 2019 roku; opracowanie własne**

Instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych	Wydajność nominalna Mg/rok	Wydajność rzeczywista Mg/rok	RDF %
Białystok	120 000	115 200	30,5
Bydgoszcz	180 000	168 900	33,1
Konin	94 000	86 113	26,4
Kraków	220 000	219 600	50,4
Poznań	210 000	209 861	0
Rzeszów	100 000	85 500	17,1
Szczecin	150 000	149 600	80,6
Warszawa	56 000	50 930	16,5
	Suma	Suma	Średnio
	1 184 000	1 085 704	31,8

Jak zatem widać, lista obiektów, w których można termicznie przekształcać paliwo alternatywne z roku na rok powiększa się, zmniejszając różnicę pomiędzy strumieniem wytwarzanego i zagospodarowywanego paliwa alternatywnego. Szacuje się, że w 2019 r. w instalacjach termicznego przekształcania odpadów komunalnych spalaniu poddano ponad 300 tys. Mg paliwa alternatywnego (tab. 5.5). Stąd oczekiwane dane za 2019 rok mogą wykazać wyraźne zmniejszenie wspomnianej różnicy pomiędzy strumieniami: wytwarzanym i energetycznie zagospodarowywanym w procesie R1. Różnicę między tymi wartościami w latach 2016-2018 przedstawiono na rysunku 5.9.



**Rys. 5.9.** Różnica pomiędzy strumieniem paliwa alternatywnego (wytworzonym, zagospodarowanym w procesie R1) w latach 2016-2018; opracowanie własne

## 5.6. Podsumowanie

Składniki palne zawarte w odpadach, które nie nadają się, aby wykorzystać je ponownie w procesie recyklingu, są warte uwzględnienia w bilansach energetycznych. Tym bardziej, że istnieje możliwość kwalifikacji i rozliczania energii odzyskanej z termicznego przekształcenia odpadów i wytworzonego z nich paliwa alternatywnego jako pochodzącej z odnawialnego źródła. Stosowanie paliw alternatywnych przynosi wymierne korzyści dla środowiska: pozwala oszczędzać surowce naturalne, zmniejsza strumień odpadów kierowanych do składowania, a także przyczynia się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Pojęcie paliw alternatywnych funkcjonuje już od dobrych kilkunastu lat, a ich udział w rynku energii rośnie z roku na rok. W Polsce wytwarza się obecnie ponad 3 mln ton paliw alternatywnych. Paliwa takie uzyskuje się z przetworzonych odpadów przemysłowych i komunalnych. Strumień tych ostatnich w postaci kalorycznej frakcji nadsitowej z instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania stanowi spory udział.

Dotychczas problemem było właściwe zagospodarowanie paliw alternatywnych. Odpadowe paliwo alternatywne z uwagi na swoją kwalifikację stawia określone wymagania instalacjom, w których może być prowadzony proces termicznego przekształcenia. Z definicji instalacja taka nazywana jest spalarnią

lub współpalarnią odpadów. Dotychczas takie paliwa były z powodzeniem wykorzystywane przede wszystkim w cementowniach. Obecnie rozszerza się ich wykorzystanie także w innych instalacjach termicznego przekształcenia odpadów. Stąd oczekuje się, że już w najbliższych latach wyraźnie zmniejszać się będzie różnica pomiędzy strumieniami paliwa alternatywnego: tym wytwarzanym oraz energetycznie zagospodarowywanym w procesie odzysku energii. Aczkolwiek należy mieć na uwadze, że nowe ustawodawstwo Unii Europejskiej priorytetowo traktuje działania mające istotne znaczenie dla rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym, tj. dotyczące zapobiegania powstawaniu odpadów, ponownego użycia produktów i recyklingu, dla których wyznacza się nowe, ambitne cele. Termiczne przekształcanie odpadów ma być jedynie domknięciem systemu gospodarki odpadami.

## 5.7. Pytania

1. Co to jest paliwo alternatywne?
2. Czym różni się od siebie paliwo alternatywne RDF i SRF?
3. Na jakiej podstawie klasyfikuje się paliwo alternatywne według normy PN-EN 15359:2012?
4. Co to jest morfologia odpadów i jak różni się w przypadku różnego rodzaju zabudowy?
5. Jakie są, Twoim zdaniem, najbardziej pożądane surowce do produkcji paliwa alternatywnego?
6. Co uznaje się za frakcję biodegradowalną?
7. W jaki sposób energię odzyskaną z paliwa alternatywnego możemy uznać za pochodzącą z odnawialnego źródła?
8. Czy w gospodarce o obiegu zamkniętym jest miejsce na wytwarzanie paliwa alternatywnego?
9. Jakim potencjałem wytwórczym paliwa alternatywnego dysponujemy w Polsce?
10. Jak kształtuje się potencjał zagospodarowania paliwa alternatywnego w Polsce?

## 5.8. Zadanie

Obliczyć wartość opałową paliwa alternatywnego o wilgotności 18% utworzonego z wykorzystaniem następujących składników: tworzywo sztuczne, guma, tekstylia, papier oraz drewno w następującym udziale procentowym: 44%, 8%, 36%, 4% oraz 8%.

## 5.9. Literatura

- [1] Eurostat 2018, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Waste\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Waste_statistics) (dostęp: 20.06.2021).
- [2] Eurostat 2019, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Municipal\\_waste\\_statistics#Municipal\\_waste\\_generation](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Municipal_waste_statistics#Municipal_waste_generation) (dostęp: 20.06.2021).
- [3] Baza danych lokalnych, Główny Urząd Statystyczny, <https://bdl.stat.gov.pl/BDL/start> (dostęp: 20.06.2021).
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy (Tekst mający znaczenie dla EOG), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pl/TXT/?uri=CELEX%3A32008L0098> (dostęp: 20.06.2021).
- [5] Ustawa o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 r. (Dz.U. z 2013 r., poz. 21 z późn. zm.).
- [6] Sobolewski A., Wasielewski R., Stelmach S., Wykorzystanie stałych paliw wtórnych w energetyce, *Polityka Energetyczna* 2007, 10(2), 379-389.
- [7] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz.U. z 2020 r., poz. 10).
- [8] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2020 r., poz. 1860).
- [9] Rozporządzenie Komisji (UE) nr 1357/2014 z dnia 18 grudnia 2014 r. zastępujące załącznik III do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE w sprawie odpadów oraz uchylającej niektóre dyrektywy (Tekst mający znaczenie dla EOG).
- [10] European Commission Directorate General Environment Refuse Derived Fuel Current Practice and Perspectives, Final Report, 2003.
- [11] PN-EN 15357:2011 – Stałe paliwa wtórne (SRF) – Terminologia, definicje i określenia.
- [12] PN-EN 15358:2011 – Stałe paliwa wtórne (SRF) – Systemy zarządzania jakością – Szczegółowe wymagania dla ich zastosowania do produkcji stałych paliw wtórnych.
- [13] PN-EN 15359:2012 – Stałe paliwa wtórne (SRF) – Wymagania techniczne i klasy.
- [14] Krajowy plan gospodarki odpadami 2022 przyjęty przez Radę Ministrów uchwałą nr 88 z dnia 1 lipca 2016 r.

- [15] T. Pająk, Termiczna utylizacja odpadów komunalnych jako element współczesnej kompleksowej gospodarki odpadami, *Przegląd Komunalny* 1998, 3(78), 17-40.
- [16] G. Wielgoński, Termiczne przekształcanie odpadów, Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2020.
- [17] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2021 r., poz. 716).
- [18] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2021 r., poz. 610).
- [19] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz.U. z 2016 r., poz. 847).
- [20] Product-Life, <http://www.product-life.org/pl/c2c-od-kolyski-do-kolyski> (dostęp: 22.06.2021).
- [21] COM(2014) 398 final, Towards a circular economy: A zero waste programme for Europe, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/EN/1-2014-398-EN-F1-1.Pdf> (dostęp: 22.06.2021).
- [22] COM/2018/028 final, Komunikat Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów; Europejska strategia na rzecz tworzyw sztucznych w gospodarce o obiegu zamkniętym, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=COM:2018:28:FIN> (dostęp: 23.06.2021).
- [23] A. Mierzwiński, M. Mierzwiński, K. Tomaszewski, K. Obłąkowska, K. Moskwik, *Przemysł cementowy w gospodarce odpadami*, Instytut Jagielloński, Kraków 2021.

## KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

---

Anna Gawlak<sup>1</sup>

### 6.1. Wprowadzenie

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) to zespół powiązanych ze sobą urządzeń służących do wytwarzania, przetwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Jego nadrzędnym zadaniem jest dostarczanie odbiorcom energii elektrycznej przy zachowaniu parametrów jakościowych i niezawodnościowych. Głównymi elementami tego systemu są elektrownie i sieci elektroenergetyczne, które tworzą układ połączeń współpracujących na określonych zasadach [1, 2].

KSE współpracuje z systemami elektroenergetycznymi innych krajów poprzez połączenia transgraniczne. Systemy współpracujące ze sobą mogą być połączone:

- 1) synchronicznie – połączenie galwaniczne, liniami prądu przemiennego, wymagana jest jednakowa częstotliwość we wszystkich współpracujących systemach,
- 2) asynchronicznie – za pomocą łączy prądu stałego, mogą to być linie lub stacje przekształtnikowe.

Przed KSE stawiane są następujące wymagania [2]:

1. Ciągła, niezawodna dostawa energii elektrycznej odbiorcom.
2. Zapewnienie bezpieczeństwa użytkowania na każdym poziomie napięciowym.
3. Napięcie zasilające odbiorcę jest w dopuszczalnych, zdefiniowanych granicach.
4. Łatwe przystosowanie się systemu do zmieniających się warunków odbioru (wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną).
5. Możliwość szybkiego przyłączenia nowego odbioru.
6. Optymalna praca systemu; spełnienie wymagań technicznych przy minimalnych nakładach inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

---

<sup>1</sup> dr hab. inż., prof. PCz; Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny



Ze względu na specyfikę towaru, jakim jest energia elektryczna (nie da się jej magazynować w skali masowej), system elektroenergetyczny charakteryzuje się następującymi cechami:

1. W analizowanym (dowolnym) odcinku czasu bilans ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci musi być równy energii oddanej z sieci, powiększonej o straty energii. W dowolnej chwili czasowej musi być spełniony bilans mocy.
2. W sposób ciągły zmienia się zapotrzebowanie na moc, konfiguracja i moc źródeł w KSE powinny być tak dobrane, aby zapewnić bieżące pokrycie obciążeń.
3. Niezawodność pracy KSE jest realizowana poprzez prawidłowe rezerwowanie elementów systemu elektroenergetycznego oraz stosowanie nowoczesnych układów sterowania i automatyki.

Z uwagi na funkcje KSE dzieli się na [1]:

- podsystem wytwórczy (elektrownie),
- podsystem przesyłowy (linie NWN i stacje elektroenergetyczne NWN/WN),
- podsystem rozdzielczy (linie WN, SN i nn oraz stacje elektroenergetyczne).

Podsystem rozdzielczy, nazywany też siecią dystrybucyjną, to zespół połączonych i współpracujących ze sobą:

- linii napowietrznych i kablowych,
- stacji transformatorowo-rozdzielczych i rozdzielczych,
- dławików, łączników, kondensatorów oraz innych urządzeń pomocniczych.

Sieć dystrybucyjna powinna spełniać podstawowe wymagania dotyczące jakości energii elektrycznej i niezawodności zasilania odbiorców, a także dawać się łatwo przystosowywać do zasilania nowych odbiorców i wzrastających obciążeń sieci oraz zapewniać bezpieczeństwo obsłudze i użytkownikom.

Ze względu na funkcje sieci elektroenergetyczne dzieli się na [3]:

**Sieci przesyłowe** – tworzą one zbiór urządzeń współpracujących ze sobą w celu przesyłu energii elektrycznej z węzłów wytwarzania (elektrownie) do węzłów odbiorczych (stacje transformatorowo-rozdzielcze 400/110 kV i 220/110 kV) liniami przesyłowymi najwyższych napięć 220 i 400 kV prądu przemiennego oraz 450 kV prądu stałego, służącymi również do realizacji powiązań transgranicznych z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów.

**Sieci rozdzielcze** – stanowią zbiór urządzeń współpracujących ze sobą w celu rozdziału energii elektrycznej pomiędzy odbiorców.

**Sieci przesyłowo-rozdzielcze 110 kV** – spełniają ważne funkcje przesyłowo-rozdzielcze w systemie elektroenergetycznym, przeznaczone głównie do:

- zasilania sieci rozdzielczych średniego napięcia (SN),
- zasilania odbiorców końcowych przyłączonych do sieci,
- wyprowadzenia mocy z lokalnych elektrowni i elektrociepłowni,
- pełnienia funkcji sieci przesyłowych w niektórych obszarach kraju (np. na terenach górskich).

**Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze** dzieli się na:

- **Sieci średniego napięcia (SN)** – wykorzystywane do przyłączenia źródeł wytwórczych, zasilania sieci niskiego napięcia oraz zakładów przemysłowych.
- **Sieci niskiego napięcia (nn)** – przeznaczone do dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców końcowych, liniami napowietrznymi lub kablowymi.

W tabeli 6.1 zestawiono długości linii napowietrznych i kablowych w przeliczeniu na 1 tor eksploatowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych.

**Tabela 6.1. Długość linii napowietrznych i kablowych w roku 2019 [4]**

	NWN km		WN km		SN km		nn km		Ogółem km	
	N	K	N	K	N	K	N	K	N	K
ENEA Operator	0	0	5342	35	33 381	12 602	27 125	27 047	65 848	39 684
ENERGA Operator	0	0	6448	51	54 886	14 202	56 536	33 935	117 870	48 188
PGE Dystrybucja	21	0	10 203	93	89 895	23 961	121 460	48 192	221 579	72 246
Innogy Stoen Operator	16	1	355	155	280	7617	1320	5859	1971	13 632
TAURON Dystrybucja	44	0	10 938	145	40 474	25 204	72 761	39 480	124 217	64 829
PSE	14 692	130	71	3	0	0	0	0	14 763	133
Razem	14 773	131	33 357	482	218 916	83 586	279 202	154 513	546 248	238 712
	14 904		33 839		302 502		433 715		784 960	

N – linie napowietrzne, K – linie kablowe, linie nn bez przyłączy

Linie niskiego napięcia stanowią 55% długości krajowych linii, 39% to linie średniego napięcia, 4% – linie 110 kV, a linie NWN – 2%. Najwięcej, bo ponad 37% całkowitej długości linii ma PGE Dystrybucja, 24% – TAURON Dystrybucja, 21% – ENERGA Operator, 13% – ENEA Operator

i po 2% – Innogy Stoen Operator oraz PSE. Należy zwrócić uwagę na niski udział linii kablowych, stanowią one około 30%. Największy udział linii kablowych stanowiący 87% całkowitej długości linii ma Innogy Stoen Operator, najmniej (25%) PGE Dystrybucja (nie uwzględniono PSE, ponieważ linie NWN są napowietrzne). W sieci niskiego napięcia linie kablowe stanowią 35% ogółu linii, 28% w sieci SN oraz około 1% w sieci WN.

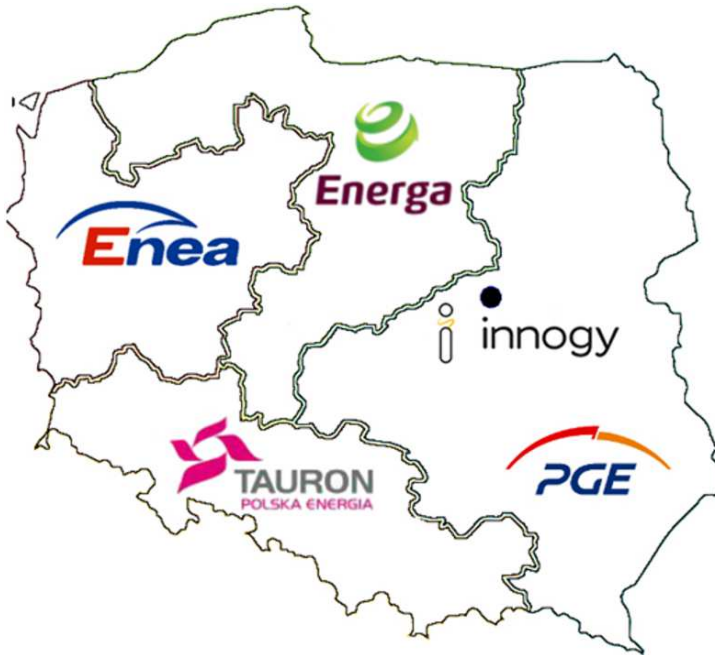
Przetwarzanie oraz rozdział energii elektrycznej następuje w stacjach elektroenergetycznych. W tabeli 6.2 podano liczbę i moc transformatorów za rok 2019.

**Tabela 6.2. Liczba i moc transformatorów za rok 2019 [4]**

	NWN/WN		WN/SN		SN/nn		Ogółem	
	Liczba szt.	Moc MVA	Liczba szt.	Moc MVA	Liczba szt.	Moc MVA	Liczba szt.	Moc MVA
ENEA Operator	0	0	450	8470	37 394	7913	37 844	16 383
ENERGA Operator	0	0	521	10 285	61 475	10 041	61 996	20 326
PGE Dystrybucja	2	500	830	16 704	94 905	15 135	95 737	32 339
Innogy Stoen Operator	2	320	87	4091	6694	3446	6783	7857
TAURON Dystrybucja	6	1140	894	21 219	57 975	14 437	58 875	36 796
PSE	208	57 510	2	26	0	0	210	57 536
Razem	218	59 470	2784	60 795	258 443	50 972	261 445	171 237

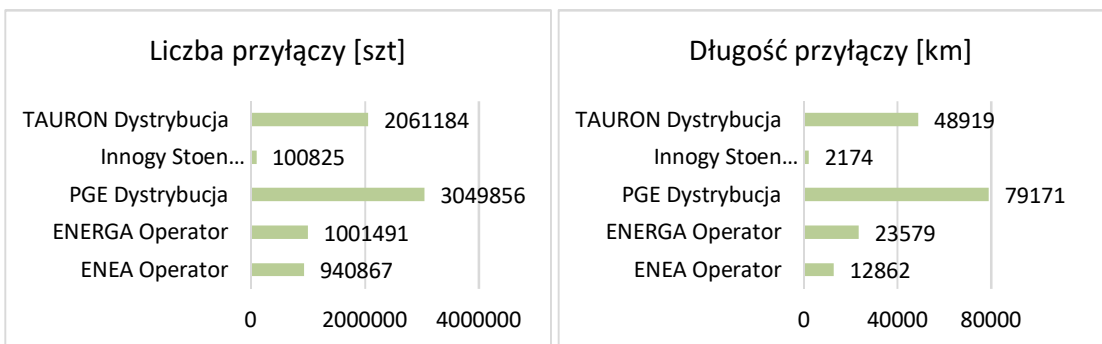
Około 99% wszystkich transformatorów to transformatory SN/nn. Należy podkreślić, że 37% wszystkich transformatorów posiada PGE Dystrybucja, 24% – ENERGA Operator, 23% – TAURON Dystrybucja, 14% – ENEA Operator i 3% – Innogy Stoen Operator. Największa sumaryczna moc transformatorów skupiona jest w stacjach WN/SN, przy czym 34% mocy wszystkich transformatorów posiada PSE, 21% – TAURON Dystrybucja, 19% – PGE Dystrybucja, 12% – ENERGA Operator, 10% – ENEA Operator i 5% – Innogy Stoen Operator.

Sieci dystrybucyjne są zarządzane przez operatorów systemu dystrybucyjnego. Zgodę na świadczenie usług dystrybucyjnych wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki; stan na 2019 r. to 177 przedsiębiorstw energetycznych. Rynek dystrybucyjny w Polsce jest w zasadzie podzielony pomiędzy pięciu największych operatorów, co przedstawiono na rysunku 6.1.



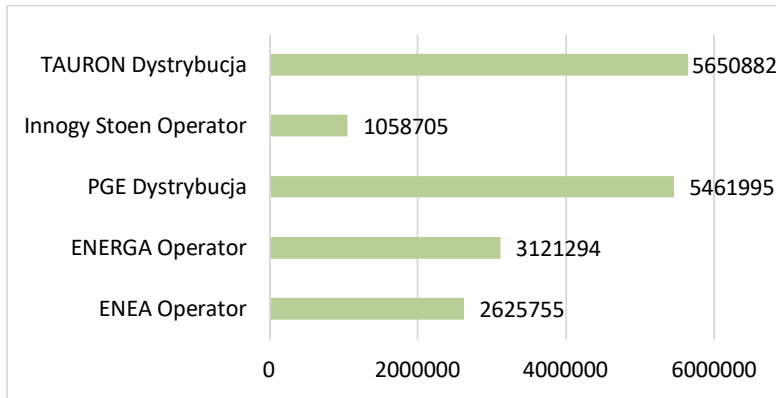
Rys. 6.1. Obszary działania 5 głównych OSD [4]

Na rysunku 6.2 pokazano liczbę i długość przyłączy 5 OSD [4]



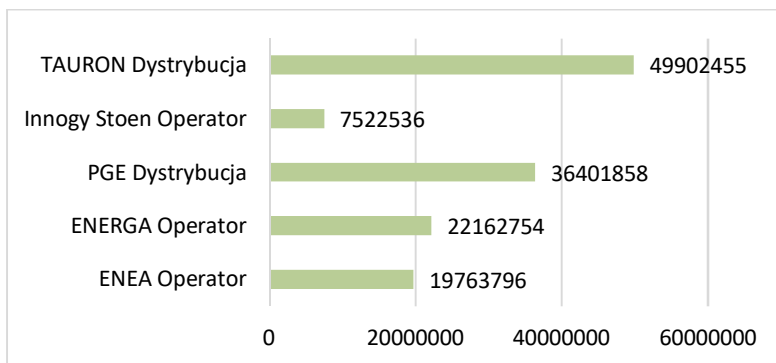
Rys. 6.2. Liczba i długość przyłączy 5 OSD [4]

Najwięcej, bo 43% wszystkich przyłączy ma na swoim stanie PGE Dystrybucja, stanowi to 48% długości wszystkich przyłączy. W Polsce jest łącznie 166 705 km przyłączy. Na rysunku 6.3 przedstawiono liczbę klientów przyłączonych do sieci poszczególnych operatorów [4].



*Rys. 6.3. Liczba klientów przyłączonych do sieci poszczególnych operatorów [4]*

Do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej jest przyłączonych 17 918 631 odbiorców. Najwięcej, bo około 32%, to klienci PGE Dystrybucja, niewiele mniej, bo 30%, to klienci TAURON Dystrybucja. Na rysunku 6.4 przedstawiono wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej.



*Rys. 6.4. Wolumen dystrybuowanej energii (w MWh) w 2019 r. przez 5 OSD [4]*

W 2019 r. przez sieci dystrybucyjne przepłynęło 135 753 400 MWh energii elektrycznej, przy czym najwięcej przez sieć TAURON Dystrybucja – 37%, 27% przez sieć PGE Dystrybucja, 16% – ENERGA Operator, 15% – ENEA Operator i 5% – Innogy Stoen Operator.

Operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za [5]:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej;
- 2) spójność, niezawodność i efektywne działanie współpracujących systemów elektroenergetycznych;

- 3) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
- 4) bilansowanie systemu oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;
- 5) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV;
- 6) zakup energii elektrycznej na pokrycie strat energii;
- 7) dostarczanie operatorom innych systemów elektroenergetycznych i innym użytkownikom sieci informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii;
- 8) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej w celu zapewnienia efektywnej współpracy z innymi OSD;
- 9) udostępnianie danych pomiarowych energii elektrycznej wybranym sprzedawcom;
- 10) współpracę przy opracowywaniu planów rozwoju sieci z OSP.

## 6.2. Odnawialne źródła energii w Polsce

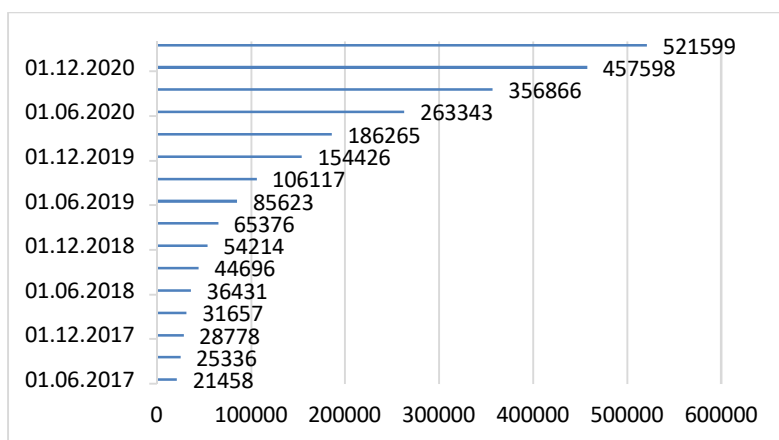
W Polsce łączna moc zainstalowana wszystkich źródeł energii elektrycznej (OZE i energetyka konwencjonalna) wyniosła w kwietniu 2021 r. 51,4 GW, z tego 26% (**13,4 GW**) **to odnawialne źródła energii**. W tabeli 6.3 przedstawiono rodzaj i moc źródła (na podstawie danych ARE – IV 2021).

*Tabela 6.3. Rodzaj i moc źródła [6]*

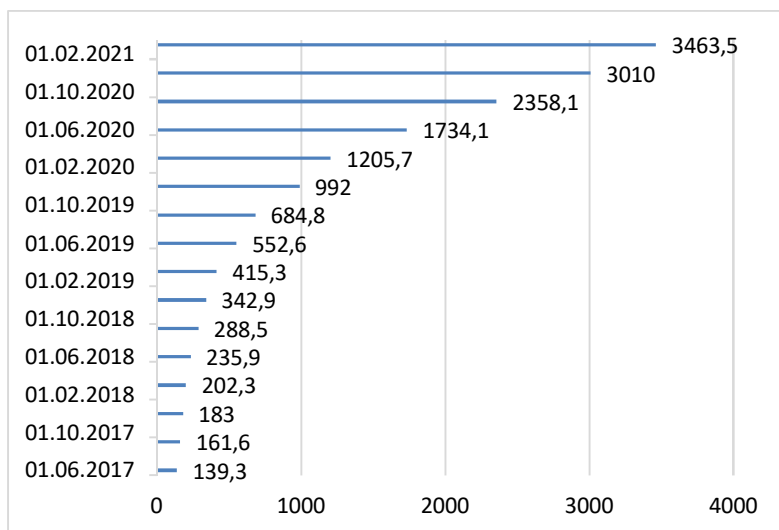
Rodzaj źródła	Moc zainstalowana, MW
elektrownie wiatrowe	6512,7
fotowoltaika	4732,9
elektrownie wodne	973,9
elektrownie na biomasę	907,6
elektrownie biogazowe	251,8
<b>Razem</b>	<b>13 378,8</b>

W strukturze mocy zainstalowanej OZE dominują **elektrownie wiatrowe**. W kwietniu 2021 r. **moc zainstalowana źródeł wiatrowych** wyniosła blisko **6,5 GW**, co stanowi 49% wszystkich mocy odnawialnych źródeł energii. Na drugim miejscu jest **fotowoltaika** – **moc zainstalowana to ponad 4,7 GW**, czyli 35% mocy OZE.

W ostatnich kilku latach nastąpił dynamiczny wzrost liczby i mocy mikroinstalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnych. W zdecydowanej większości są to instalacje fotowoltaiczne (PV), z czego dominującą większość stanowią mikroinstalacje prosumenckie przyłączone do sieci na podstawie zgłoszenia. Na rysunku 6.5 przedstawiono dynamikę przyrostu ilości oraz mocy mikroinstalacji przyłączonych do sieci przez OSD od II kwartału 2017 r., a na rysunku 6.6 łączną moc mikroinstalacji.

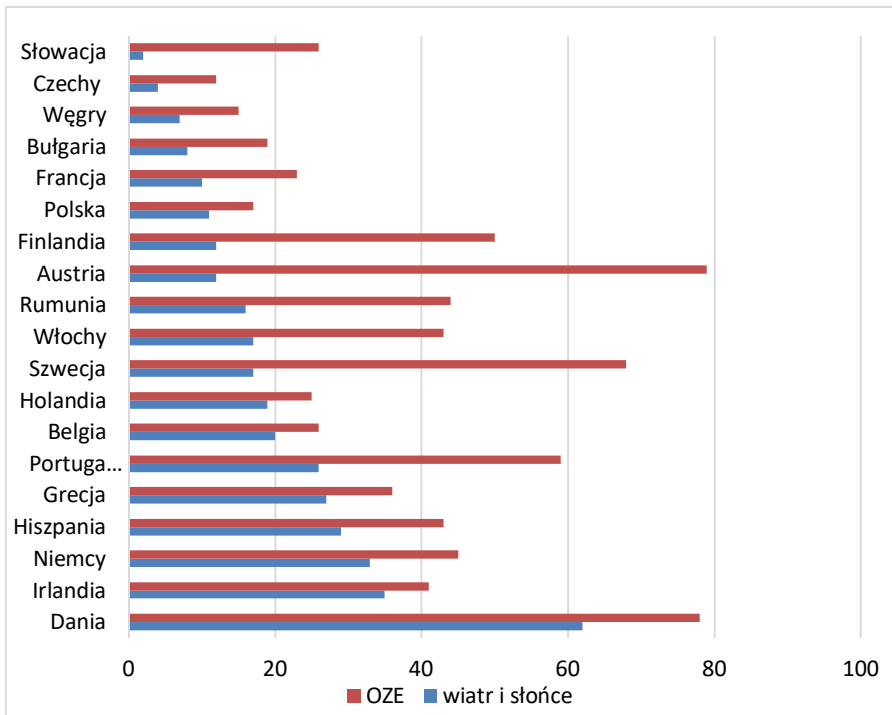


**Rys. 6.5. Dynamika przyrostu ilości mikroinstalacji przyłączonych do sieci przez OSD [6]**



**Rys. 6.6. Dynamika przyrostu mocy mikroinstalacji przyłączonych do sieci przez OSD (w MW) [6]**

Od początku 2019 roku obserwuje się dynamiczny wzrost liczby mikroinstalacji przyłączonych do sieci przez OSD. Liczba mikroinstalacji od początku 2019 roku do końca I kwartału 2021 roku uległa wzrostowi o 862% przy jednoczesnym ponad 10-krotnym wzroście mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach. W I kwartale 2021 roku OSD przyłączyli do swoich sieci ponad 64 tysiące nowych mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 456 MW. Łączna liczba wszystkich mikroinstalacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, na koniec I kwartału 2021 roku, wynosiła ponad 521 tysięcy, a ich moc ponad 3,4 GW. Stanowi to 2-krotnie więcej przyłączonych mikroinstalacji oraz ich mocy niż w analogicznym okresie ubiegłego roku i blisko 6-krotnie więcej niż w analogicznym okresie 2019 r. przy ponad 6-krotnym wzroście zainstalowanej mocy. W trudnej sytuacji epidemicznej związanej z COVID-19 OSD w 2020 roku przyłączyli do swoich sieci ponad trzykrotnie więcej mikroinstalacji niż w całym 2019 roku, a jednocześnie ponad 1,9-krotnie więcej, niż wynosi łączna liczba wszystkich mikroinstalacji przyłączonych w latach poprzednich. W 2020 roku przyłączono mikroinstalacje o mocy dwukrotnie większej niż wynosi łączna moc wszystkich mikroinstalacji przyłączonych w latach poprzednich.



Rys. 6.7. Procentowy udział produkcji energii elektrycznej w 2020 w krajach UE z OZE [6]



W Europie szybko wzrasta zwłaszcza produkcja energii elektrycznej z wiatru i Słońca. Dostarczyła 20% energii elektrycznej w UE w 2020 roku. Oznacza to, że przez 5 lat produkcja z wiatru i Słońca zwiększyła się **prawie dwukrotnie**. Produkcja wiatrowa i słoneczna największe wzrosty odnotowała w Niderlandach (40%), Szwecji (36%) i Belgii (28%). Natomiast w ogóle najwięcej energii elektrycznej z wiatru i Słońca wyprodukowała **Dania – 62%**. W Polsce z wiatru i Słońca pochodziło 11% energii elektrycznej. Na rysunku 6.7 przedstawiono procentowy udział produkcji energii elektrycznej z OZE.

Najwięcej, bo prawie 80% energii z OZE wyprodukowały Dania i Finlandia, najmniej Czechy – 12%, Węgry – 15% i Polska – 17%.

### 6.3. Współpraca mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną

Współpraca mikroinstalacji z siecią nn przebiega w większości przypadków bez zakłóceń i negatywnego wpływu na jej parametry. Mając na uwadze dynamiczny wzrost ilości mikroinstalacji, należy liczyć się, że problemy wynikające z obecności generacji rozproszonej w sieci nn będą lub już występują. Ryzyko występowania problemów ze współpracą mikroinstalacji z siecią elektroenergetyczną wzrasta w przypadku pojedynczego lub łącznego występowania następujących warunków [7, 8]:

- dużej ilości i mocy mikroinstalacji w obszarze zasilanym z jednej stacji SN/nn,
- dużej odległości mikroinstalacji od stacji zasilającej SN/nn,
- dużej rezystancji i reaktancji linii (małe przekroje przewodów, sieć nieizolowana),
- małego zapotrzebowania na energię w okresach największej zdolności wytwórczej mikroinstalacji,
- rozbudowy istniejącej mikroinstalacji przez jego właściciela bez poinformowania Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Z punktu widzenia sieci dystrybucyjnych głównym negatywnym zjawiskiem jest wzrost napięcia w punkcie przyłączenia mikroinstalacji wywołany jej pracą, co może skutkować niedotrzymaniem parametrów jakości energii w tym punkcie sieci lub w całym obwodzie nn. Niestabilna praca falowników PV bywa przyczyną nadmiernego wzrostu wskaźnika długookresowego migotania światła (Plt). Nie jest wykluczone, że przy dalszym wzroście liczby i mocy zainstalowanych mikroinstalacji pojawią się również przeciążenia

sieci nn. Dlatego OSD poza działaniami związanymi z samym procesem przyłączenia mikroinstalacji do sieci prowadzą szereg działań organizacyjnych oraz inwestycyjnych, w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci oraz odbioru energii z mikroinstalacji, a przede wszystkim zapewnienia bezpieczeństwa wszystkim odbiorcom energii.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych wdrażają rozwiązania techniczne mające na celu wyeliminowanie lub zminimalizowanie negatywnych zjawisk związanych z przyłączeniem do sieci dystrybucyjnych dużej liczby mikroinstalacji. Do działań tych należą między innymi:

- montaż transformatorów o mocy zwiększonej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców,
- montaż/wymiana przewodów na przewody o zwiększonych przekrojach,
- skracanie (jeśli to możliwe) obwodów linii niskiego napięcia,
- budowa magazynów energii,
- zapewnienie możliwości sterowania pracą instalacji PV,
- montaż urządzeń kompensujących.

Należy jednak brać pod uwagę, że w sytuacji przeciążeń linii spowodowanych pracą mikroinstalacji OSD powinni mieć prawną możliwość odmowy przyłączenia mikroinstalacji lub zmniejszenia jej mocy w celu zapewnienia bezpieczeństwa zdrowia i życia innych odbiorców, a także bezpieczeństwa pracy sieci i urządzeń do nich przyłączonych.

### **6.3.1. Parametry jakości energii elektrycznej w punkcie przyłączenia mikroinstalacji prosumenckiej**

W kraju i na świecie ciągle dyskutuje się nad doprecyzowaniem przepisów, które regulowałyby warunki przyłączenia i zasady współpracy mikroinstalacji prosumenckich z siecią elektroenergetyczną nn. Prowadzone są prace nad wprowadzeniem norm, które obejmowałyby metodologię oceny możliwości przyłączenia źródeł rozproszonych do sieci rozdzielczych niskiego napięcia.

Na wpływ źródła na pracę sieci elektroenergetycznej nn składa się kilka elementów:

- moc zwarciova w punkcie przyłączenia mikroinstalacji oraz parametry jakościowe charakteryzujące pracę sieci elektroenergetycznej,
- charakterystyka regulacyjna źródła zasilania,
- parametry kompatybilnościowe charakterystyczne dla urządzenia składającego się na instalację przyłączeniową źródła prosumenckiego.

Efekt przyłączenia mikroinstalacji do sieci o zadanej mocy zwarciowej można ocenić na podstawie oceny współpracy regulacyjnej powiązania źródła z siecią elektroenergetyczną oraz analizy wskaźników jakościowych.

Parametry jakościowe dotyczące jakości napięcia to:

- zmiany częstotliwości,
- wolne zmiany napięcia,
- zmiany napięcia,
- wahania napięcia, które charakteryzują współczynniki migotania światła,
- asymetria napięcia,
- harmoniczne, interharmoniczne, subharmoniczne oraz składowa stała rozkładu widmowego napięcia,
- zaburzenia:
  - przerwy (krytyczne, długie, krótkie),
  - zapady,
  - przepięcia,
  - zaburzenia komutacyjne,
  - składowe przejściowe,
- zakłócenia transmisji sygnałów komunikacyjnych.

Parametry jakościowe dotyczące odkształceń prądów to:

- asymetria prądu,
- harmoniczne, interharmoniczne, subharmoniczne i składowa stała rozkładu widmowego prądu.

Dodatkowe elementy dotyczące współpracy źródła z siecią elektroenergetyczną – charakterystyki regulacyjne:

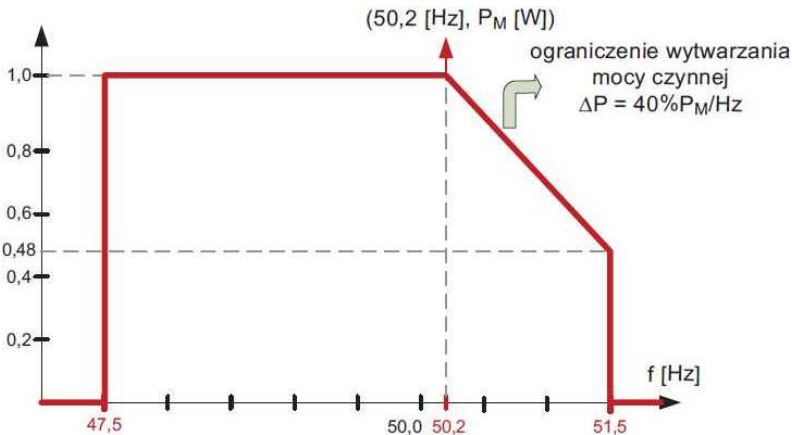
- charakterystyki regulujące wpływ na gospodarkę mocą bierną,
- charakterystyki pracy sieci i instalacji prosumenckich w warunkach podnapięciowych i nadnapięciowych,
- charakterystyki pracy sieci w przypadku zmian częstotliwości w sieci elektroenergetycznej.

Nie istnieją odrębne normy poświęcone stricte zagadnieniom dopuszczalnej emisji zakłóceń i zaburzeń generowanych przez mikroinstalacje.

### **6.3.2. Współpraca źródła przy wymuszonych charakterystykach regulacyjnych**

Poza oceną współpracy źródeł z siecią elektroenergetyczną w zakresie emisyjności danych klas zaburzeń konieczna jest dodatkowa ocena współpracy źródła z siecią przy wymuszonych charakterystykach regulacyjnych.

Charakterystyka sterowania mocą czynną w zależności od częstotliwości napięcia zasilającego  $P(f)$  jest podstawową charakterystyką regulacyjną mikroźródeł (rys. 6.8).



Rys. 6.8. Charakterystyka  $P(f)$  sterowania mocą czynną źródła w zależności od częstotliwości sieci zasilającej [7]

Charakterystyka  $P(f)$  dotyczy reakcji źródła na zmianę częstotliwości sieci. Przy wzroście częstotliwości powyżej 50,2 Hz wprowadzono konieczność ograniczania mocy generowanej z mikroźródła.

### 6.3.3. Charakterystyka kontroli współczynnika mocy

Przykładem zależności regulacyjnych mających wpływ na ocenę współpracy mikroźródła z siecią elektroenergetyczną jest charakterystyka kontroli współczynnika mocy  $\cos\varphi = f(P)$ . Określa ona zależność między wytwarzaną mocą czynną a charakterem i wielkością mocy biernej.

Uwzględniając relację między mocą czynną (wytwarzaną) i mocą bierną (wytwarzaną lub pobieraną), dopuszcza się pracę mikroźródła w trybach:

- z zadaniem (stałym) współczynnikiem mocy,
- ze zmiennym współczynnikiem mocy, jest on zależny od produkcji mocy czynnej (zadanej przez operatora na podstawie charakterystyki  $\cos\varphi = f(P)$ ).

W zależności od mocy osiągalnej  $SE_{max}$  współczynnik mocy powinien być zawarty w przedziale 0,9-0,95. Gdy mikroźródło ma możliwości regulacji mocy biernej (generator synchroniczny, asynchroniczny podwójnie zasilany

albo źródło z przekształtnikiem), możliwy jest udział źródła w regulacji mocy biernej w sieci rozdzielczej nn.

Udział realizowany jest przez implementację charakterystyki współczynnika mocy funkcji produkcji mocy czynnej  $\cos \varphi = f(P)$ , zwanej również charakterystyką  $Q(P)$ , wyznacza zalecane koordynaty mocy biernej w zależności od poziomu wytwarzanej mocy czynnej. Charakterystyki te mogą zostać zadane przez operatora systemu elektroenergetycznego lub mieć kształt standardowy.

Dopuszczalna jest zarówno generacja, jak i pobór mocy biernej do 20% generacji mocy czynnej osiągalnej. Mikrogenerator pracuje jako źródło mocy czynnej, tj. przy  $\cos \varphi = 1$  w zakresie od 20 do 50% mocy czynnej. Powyżej 50% mocy czynnej osiągalnej towarzyszy pobór mocy biernej, tzw. praca w kierunku pojemnościowego współczynnika mocy, podyktowane to jest koniecznością redukcji poziomu napięcia w punkcie przyłączenia.

#### 6.3.4. Jakość napięcia w sieciach z generacją rozproszoną

Stopień i charakter oddziaływania odnawialnych źródeł energii elektrycznej na sieć zasilającą zależy od rodzaju źródła, generowanej przez nie mocy oraz miejsca i sposobu przyłączenia do sieci. Zdolność przyłączeniowa sieci określa moc przyłączeniową źródeł rozproszonych, dla której zostanie utrzymana stabilna praca sieci i odpowiednie wartości parametrów jakościowych energii elektrycznej. W sieciach dystrybucyjnych o jednokierunkowym przepływie mocy, wprowadzone do sieci źródła energii wpływają na wartości napięć, rozprawy prądów i straty energii. Czynnikiem mającym bezpośredni wpływ na współpracę sieci i źródeł rozproszonych są ich możliwości regulacyjne. Są one zależne od rodzaju zastosowanych technologii, typu układów przekształtnikowych i rodzaju ich sterowania. Znaczna większość źródeł w sieciach z generacją rozproszoną to niesterowalne źródła energii odnawialnej pracujące na potrzeby lokalnych odbiorców. Nie mają one wpływu na bilans mocy w systemie elektroenergetycznym i nie biorą udziału w procesie regulacyjnym. Niemniej instalacja odnawialnych źródeł na potrzeby własne o mocach dostosowanych do potrzeb lokalnych odbiorników zmniejsza obciążenie sieci i wpływa korzystnie na jej warunki pracy. Odnawialne źródła napięcia w układzie sieci należy traktować jak odbiory zaburzające, oddziałujące na sieć w zależności od ilości zainstalowanych w niej źródeł. Na wielkość generowanych odchyłeń napięcia wpływa miejsce przyłączenia źródła i jego odległość od głównej stacji zasilającej, obciążenie i rodzaj sieci. Skutkiem oddziaływania źródeł energii odnawialnej na sieć są występujące wahania

napięcia, powodujące powstawanie zjawiska migotania światła. Elementem zaburzeniowym są głównie generatory elektrowni wiatrowych oraz w mniejszym stopniu elektrownie fotowoltaiczne. Dopuszczalna wartość współczynników uciążliwości migotania  $P_{st}$  i  $P_{lt}$  określona jest przez operatora sieci dystrybucyjnej. Dla normalnych warunków pracy sieci źródła rozproszone nie powinny generować zaburzeń, dla których wskaźnik długookresowego migotania światła  $P_{lt}$  przekracza wartość 0,6 [7-9]. Najmniej oddziałującej źródła małej mocy zainstalowane blisko stacji GPZ. Jednostki o mocach nieprzekraczających 4,6 kVA, a w przypadku elektrowni fotowoltaicznych 5 kWp na fazę pracują w sieci ze współczynnikiem mocy równym 1. Wpływają więc tylko na rozptył mocy czynnej. Źródła o większej mocy wytwarzają moc czynną oraz moc bierną, której wartość uzależniona jest od współczynnika mocy zadanego przez operatora systemu. W przypadku farm wiatrowych występuje konieczność regulacji napięcia lub współczynnika mocy. Dla układów siłowni wiatrowych o mocy znamionowej równej co najmniej 50 MW należy stosować układy zdalnego sterowania napięciem i mocą bierną z możliwością współpracy z nadrzędnymi układami regulacji [7].

Wprowadzanie do sieci wyższych harmoniczných napięć i prądów wynika z przyłączania źródeł rozproszonych do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne, będące źródłem wyższych harmoniczných prądu. Ciągły rozwój techniki sterowania przekształtnikami pozwala coraz skuteczniej ograniczać intensywność poziomu zaburzeń. Maksymalna zawartość poszczególnych harmoniczných w odniesieniu do harmonicznej podstawowej w miejscu przyłączenia źródła rozproszonego wynosi 0,5%. Dopuszczalne wielkości współczynników charakteryzujących zniekształcenie napięcia określone są przez operatora sieci dystrybucyjnej. Wartość współczynnika THD napięcia przy uwzględnieniu wszystkich harmoniczných do rzędu 40 dla miejsca przyłączenia w sieci niskiego napięcia nie może przekroczyć 5%, a dla sieci średniego napięcia 3%.

Wpływ odnawialnych źródeł energii na wartość asymetrii napięcia jest spowodowana głównie przyłączaniem do sieci jednofazowych źródeł energii elektrycznej. Z uwagi na niewielką liczbę jednostek i moc tych źródeł nie wpływa to na przekroczenie granicznych wartości współczynnika asymetrii. Problem asymetrii może występować w przypadku sieci wiejskich o konfiguracji otwartej. Sieci wiejskie były projektowane na stosunkowo małe obciążenia i w większości w chwili obecnej pracują na granicy obciążalności. Przy takich warunkach pracy sieci przyłączenie źródła jednofazowego, o mocy zbliżonej do mocy użytkowanych odbiorów lub ją przekraczającej, może być skutkiem pogorszenia jakości energii elektrycznej.

Stopniowy wzrost udziału źródeł generacji rozproszonej w produkcji energii elektrycznej powoduje osłabienie systemu elektroenergetycznego, co może skutkować zwiększoną liczbą zapadów napięcia odczuwalnych przez odbiorców końcowych [9, 10]. Rozpatrując jednak jako główną przyczynę zapadów napięcia występujące w systemie elektroenergetycznym zwarcia, to źródła energii odnawialnej nie mają bezpośredniego wpływu na występowanie zapadów napięcia. W sieciach z generacją rozproszoną obecność źródeł niweluje wpływ występujących w sieci zasilającej zdarzeń na odbiorców, zwiększając niezawodność zasilania. Uwarunkowane jest to właściwie dobraną mocą źródła i prawidłowo skoordynowaną pracą źródła z siecią zasilającą.

#### 6.4. Zadania kontrolne

- 1) Wymienić funkcje systemu elektroenergetycznego.
- 2) Określić rolę i zadania Operatora Systemu Dystrybucyjnego.
- 3) Omówić wpływ mikroinstalacji na pracę sieci dystrybucyjnej.
- 4) Omówić charakterystykę sterowania mocą czynną źródeł funkcji częstotliwości sieci zasilającej.
- 5) Podać tryby pracy mikroźródeł.

#### 6.5. Literatura

- [1] I. Wasiak, Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2010.
- [2] S. Bernas, Systemy elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 1986.
- [3] J. Marzecki, Miejskie sieci elektroenergetyczne, OWPW, Warszawa 1996.
- [4] Raport PTPiREE, 2021.
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007 r., Nr 93, poz. 957, 2008 r., Nr 30, poz. 178, 2008 r., Nr 162, poz. 1005).
- [6] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2019.
- [7] P. Kacejko, Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
- [8] T. Sikorski, J. Rezmier, J. Kostyła, Wpływ mikroinstalacji na parametry jakości energii elektrycznej w punkcie przyłączenia, Elektro.info 12/2005.

- [9] I. Wasiak, R. Pawełek, Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2015.
- [10] A. Lange, M. Pasko, Wpływ pracy elektrowni fotowoltaicznej na jakość energii elektrycznej i jej efektywność, Konferencja Naukowo-Techniczna Jakość dostawy energii elektrycznej – Wspólna odpowiedzialność wytwórców, dystrybutorów, konsumentów i prosumentów, Oddział Częstochowski Stowarzyszenia Elektryków Polskich, Częstochowa 2019.