

Wydział Energetyki i Paliw

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Skrypt z zakresu energetyki, ochrony powietrza i emisji z pojazdów

Autorzy:

Marek Brzeżański

Grzegorz Czerski

Małgorzata Fedorcak-Cisak

Mariusz Filipowicz

Wojciech Goryl

Paweł Jastrzębski

Rafał Janus

Krzysztof Kogut

Jarosław Kotyza

Ewa Kozak

Wojciech Luboń

Grzegorz Pełka

Anna Romańska – Zapała

Krzysztof Sornek

Anna Sowiżdżał

Mateusz Szubel

Janusz Zyśk

Redaktorzy:

Janusz Zyśk

Wojciech Suwała

Kraków 2017

Autorzy: dr hab. inż. Marek Brzeżański prof. PK. (IPSiSS PK), dr inż. Grzegorz Czerski (WEiP AGH), dr inż. Małgorzata Fedorczyk-Cisak (MCBE), dr hab. inż. Mariusz Filipowicz prof. AGH (WEiP AGH), mgr inż. Wojciech Goryl (WEiP AGH), mgr inż. Paweł Jastrzębski (WGGiOŚ AGH), dr inż. Rafał Janus (WEiP AGH), dr inż. Krzysztof Kogut (WEiP AGH), mgr inż. Jarosław Kotyza (WGGiOŚ AGH), mgr inż. Ewa Kozak (MCBE), mgr inż. Wojciech Luboń (WGGiOŚ AGH), mgr inż. Grzegorz Pełka (WGGiOŚ AGH), dr inż. Anna Romańska-Zapała (MCBE), mgr inż. Krzysztof Sornek (WEiP AGH), dr inż. Anna Sowizdzał (WGGiOŚ AGH), mgr inż. Mateusz Szubel (WEiP AGH), dr inż. Janusz Zyśk (WEiP AGH)

Redakcja: dr inż. Janusz Zyśk (WEiP AGH), prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała (WEiP AGH)

IPSiSS PK - Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Wydział Mechaniczny, Instytut Pojazdów Samochodowych i Silników Spalinowych

MCBE - Małopolskie Centrum Budownictwa Energooszczędnego, Politechnika Krakowska

WEiP AGH - Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

WGGiOŚ AGH - AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii „Miękinia” oraz Instytut Zrównoważonej Energii „Miękinia” Sp. z o.o.

Recenzent:

Dr hab. inż. Tadeusz Olkusi

Skrypt z zakresu energetyki i ochrony powietrza wykonany dla słuchaczy studiów podyplomowych dla eko-doradców prowadzonych przez Wydział Energetyki Paliw AGH w roku akademickim 2016-2017. Skrypt obejmuje materiał drugiego semestru studiów.



Zrealizowano w ramach projektu „Wdrażanie Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego – Małopolska w zdrowej atmosferze” LIFE14 IPE PL 021 / LIFE-IP MALOPOLSKA dofinansowanego ze środków programu LIFE Unii Europejskiej

© Copyright - Województwo Małopolskie

Materiał jest dostępny na licencji Creative Commons -Uznanie autorstwa-Użycie niekomercyjne -Na tych samych warunkach 4.0. Międzynarodowe (CC BY-NC-SA 4.0)

ISBN 978-83-948318-1-3

Spis treści

Źródła konwencjonalne ciepła i ciepłej wody użytkowej	3
Odnawialne źródła energii – energia słoneczna, energia wody, biomasa	40
Odnawialne źródła energii – energia geotermalna, pompy ciepła.....	50
Emisja z pojazdów.....	60
Efektywność energetyczna	73

Dr inż. Krzysztof Kogut
Dr inż. Grzegorz Czerski
Dr inż. Rafał Janus
Dr inż. Janusz Zyśk

Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Źródła konwencjonalne ciepła i ciepłej wody użytkowej

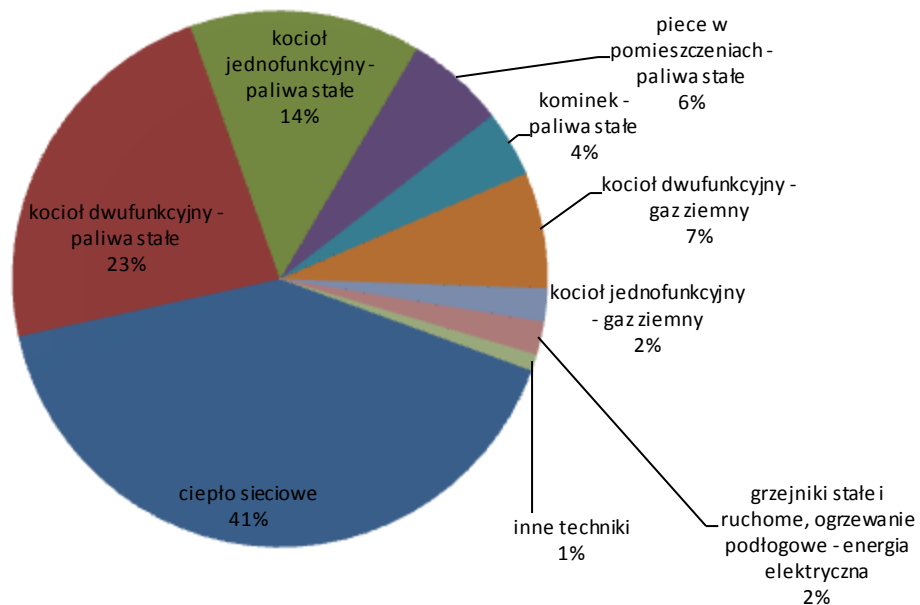
1. Przegląd źródeł wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej

Metody zasilania budynków w ciepłą wodę użytkową oraz ciepło:

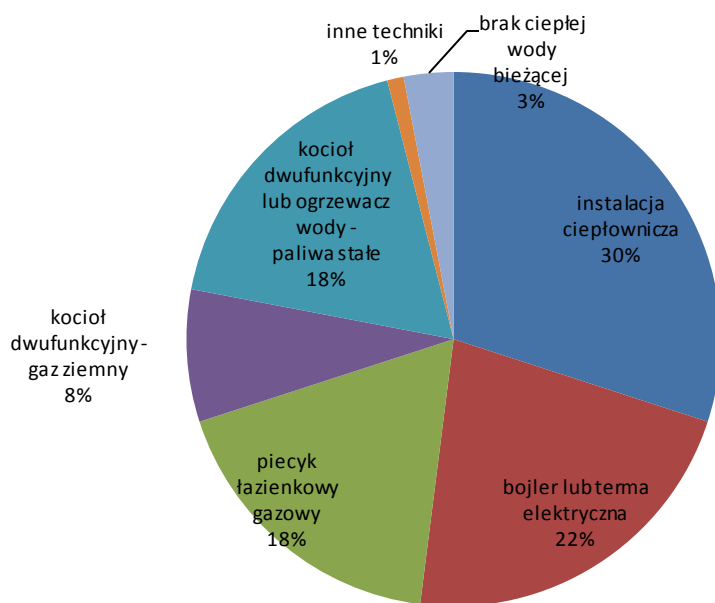
1. miejska sieć ciepłownicza,
2. indywidualne gazowe grzejniki wody (tylko c.w.u.),
3. kotły gazowe jedno lub dwufunkcyjne,
4. kotły na paliwa ciekłe,
5. kotły na paliwa stałe,
6. lokalne kotłownie (gazowe, olejowe i na paliwa stałe itp.),
7. urządzenia elektryczne,
8. pompy ciepła,
9. kolektory słoneczne.

Szacunkowy udział poszczególnych metod zasilania budynków w ciepłą wodę użytkową i ciepło pokazany jest na Rysunek 1 i Rysunek 2 [1].

Ogrzewanie pomieszczeń jest głównym kierunkiem zużycia energii w gospodarstwach domowych. W 2015 było to 527 PJ z udziałem 65,5% w całkowitym zużyciu energii w gospodarstwach domowych. Na przygotowanie ciepłej wody użytkowej wykorzystano 130 PJ – udział tego kierunku w całkowitym zużyciu energii w gospodarstwach domowych wynosi 16,2%. Na inne kierunki tj. gotowanie posiłków oraz oświetlanie (w tym urządzenia elektryczne) zużywa się odpowiednio 69 PJ i 79 PJ co stanowi odpowiednio 8,5% i 9,8% całkowitym zużyciu energii w gospodarstwach domowych w 2015 [1].



Rysunek 1. Ogrzewanie pomieszczeń według technik ogrzewania [1].



Rysunek 2. Ogrzewanie wody według technik ogrzewania [1].

W 2015 roku 41,7% gospodarstw domowych wykorzystywało jako nośnik energii drewno opałowe, również 41,7% wykorzystywało ciepło sieciowe, 40,4% węgiel kamienny, 10,1% gaz ziemny a w 4,5% gospodarstw do ogrzewania była wykorzystywana energia elektryczna [1].

Na wybór metody wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej mają wpływ koszty, wygoda użytkowania, bezpieczeństwo użytkowania, dostępność danej metody (dostępność do sieci ciepłowniczej lub gazowej), ekologia, warunki technicznie pomieszczenia.

W 2015 ceny nośników energii dla gospodarstw domowych były następujące:

1. energia elektryczna – 176,7 PLN/GJ,
2. ciepło z sieci – 52,3 PLN /GJ,
3. ciepła woda z sieci – 120,6 PLN /GJ,
4. gaz ziemny – 69,4 PLN /GJ,
5. gaz ciekły – 85,2 PLN /GJ,
6. olej opałowy – 88,4 PLN /GJ,
7. węgiel kamienny – 28,2 PLN /GJ,
8. koks – 33,1 PLN /GJ [1].

Należy pamiętać, że cena nośników energii jest jedną ze składowych całkowitych kosztów ponoszonych w celu zapewnienia ciepła i ciepłej wody użytkowej.

2. Paliwa gazowe

Definicje i podstawowe pojęcia

Ciepło spalanie Q_s – ilość energii wydzielona podczas spalania 1 m³ gazu, wyrażona w MJ/m³, przy czym woda w produktach spalania występuje w postaci cieczy, a temperatura produktów spalania równa jest temperaturze gazu i powietrza przed spalaniem.

Wartość opałowa Q_i – ilość energii wydzielona podczas spalania 1 m³ gazu, wyrażona w MJ/m³, przy czym woda w produktach spalania występuje w postaci pary, a temperatura produktów spalania równa jest temperaturze gazu i powietrza przed spalaniem.

Rodzina paliw gazowych – paliwa gazowe o wartości parametru charakteryzującego mieszczącego się w określonym zakresie, o podobnym pochodzeniu i zawierające podobne główne składniki palne.

Liczba Wobbego W – jest to stosunek wartości kalorycznej gazu odniesiony do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej:

1. górna liczba Wobbego $W_s = \frac{Q_s}{\sqrt{d}}$
2. dolna liczba Wobbego $W_i = \frac{Q_i}{\sqrt{d}}$

Gaz doskonały – jest to hipotetyczny gaz, którego drobin nie przyciągają się wzajemnie, są nieskończenie małe i sztywne (to znaczy, że wewnątrz drobin nie występują drgania). Opisane jest równaniem gazu doskonałego.

Gaz rzeczywisty – jest gazem ściśliwym wykazującym odchylenia od prawa gazu doskonałego, którego stan opisuje się równaniem gazu rzeczywistego. Wśród równań stanu gazu rzeczywistego można wyróżnić:

1. równanie van der Waalsa,
2. równanie Redlicha–Kwonga,
3. równanie Beattie–Bridgmana,
4. równanie wirialne,
5. równanie Benedict–Webb–Rubin.

Warunki normalne zdefiniowane są przez parametry:

1. ciśnienia normalnego – $p_n = 101,325 \text{ kPa}$,
2. temperatury normalnej – $T_n = 273,15 \text{ K}$.

Warunki rzeczywiste to warunki jakie panują wewnątrz np. gazociągu, urządzenia pomiarowego i określone są przez wartości ciśnienia i temperatury.

Warunki kontraktowe to wartości ciśnienia i temperatury do których powinny zostać przeliczone wszystkie wielkości charakterystyczne (np. objętość gazu) zapisane w umowie dostawy gazu.

Gęstość bezwzględna gazu – jest ilorazem masy gazu do objętości, jaką zajmuje w określonych warunkach ciśnienia i temperatury.

Gęstość względna gazu – jest ilorazem bezwzględnej gęstości gazu oraz gęstości powietrza znormalizowanego odniesiona do warunków normalnych.

Sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń – oznacza, stosunek zapotrzebowania na ogrzewanie pomieszczeń w określonym sezonie ogrzewczym, zapewniane przez urządzenie grzewcze, do rocznego zużycia energii wymaganej do zaspokojenia tego zapotrzebowania.

Klasyfikacja paliw gazowych

Paliwa gazowe dzielimy na cztery rodziny według normy PN-EN 437:

1. gazy pierwszej rodziny, z podziałem na:
 - a. gazy wytwarzane metodami przemysłowymi, są stosowane w przemyśle, głównie w miejscu wytwarzania, możemy wyróżnić 3 grupy: (i) niskokaloryczne (Sn) – ciepło spalania mniejsze niż $9,4 \text{ MJ/m}^3$, składa się głównie z CO , N_2 , CO_2 , H_2 , (ii) średniokaloryczne (Ss) – ciepło spalania w zakresie $9,4 - 28,5 \text{ MJ/m}^3$ główne składniki to CO , H_2 , CH_4 , CO_2 , (iii) wysokokaloryczne (Ws) – ciepło spalania w zakresie $28,5 - 37,9 \text{ MJ/m}^3$, główny składnik to metan (CH_4),
 - b. mieszaniny gazów węglowodorowych z powietrzem, które są lokalnie stosowane jako paliwo i rozprowadzane siecią do odbiorców domowych, komunalnych i przemysłowych, są to paliwa gazowe stosowane głównie w miejscu wytwarzania jako paliwo zamienne, wyróżniamy dwie grupy: (i) mieszaniny gazów skroplonych $\text{C}_3 - \text{C}_4$ z powietrzem (c) – wartość górnej liczby Wobbego w zakresie $21,8 - 25,6$, główne składniki to C_3 , C_4 , N_2 , O_2 , (ii) mieszaniny gazów ziemnych z powietrzem (e) – główne składniki to CH_4 , N_2 , O_2 ,
 - c. gaz ziemny – grupa Lm (Lm) – lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią kopalnianą do odbiorców komunalnych i przemysłowych o wartości górnej liczby Wobbego w zakresie $23,0 - 27,0$ składające się głównie z CH_4 , N_2 ,
2. gazy drugiej rodziny – gazy ziemne – lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią kopalnianą do odbiorców komunalnych i przemysłowych oraz stosowane w silnikach samochodowych, które możemy podzielić na 4 grupy (w zależności od wartości parametru klasyfikacyjnego, którym jest górna liczba Wobbego): (i) grupa Ln (Ln), górna liczba Wobbego w zakresie $27,0 - 32,5$ a głównie składniki to CH_4 i N_2 , (ii) grupa Ls (Ls) górna liczba Wobbego w zakresie $32,5 - 37,5$ a głównie składniki to CH_4 i N_2 , (iii) grupa Lw (Lw), górna liczba Wobbego w zakresie $37,5 - 45,0$ a głównie składniki to CH_4 i N_2 , (iv) grupa E (E), górna liczba Wobbego w zakresie $45,0 - 56,9$ a główny składnik to CH_4 ,
3. gazy trzeciej rodziny – gazy skroplone $\text{C}_3 - \text{C}_4$, paliwo gazowe stosowane głównie w urządzeniach turystycznych, jak również przez odbiorców domowych, komunalnych i przemysłowych oraz w silnikach samochodowych rozprowadzane w butlach lub z lokalnych

instalacji zbiornikowych z podziałem na trzy grupy: (i) butan techniczny (B) – składa się głównie z butanów – ich zawartość musi wynosi minimum 95%, (ii) propan–butan (B/P) w skład których wchodzi propan w zakresie 18 – 55% i butany z udziałem minimum 45%, (iii) propan techniczny (P) – zawartość propanu powyżej 90%,

4. gazy niezwiązane z żadną rodziną – biogazy (BG) – paliwo gazowe rozprowadzane stosowane w miejscu jego wytwarzania, brak parametru klasyfikującego, główne składniki to CH_4 , CO_2 , N_2 .

Główne paliwa gazowe

Gaz miejski – otrzymywany w procesie zgazowania węgla, składa się z H_2 – 51,2%, CO – 21,9%, CH_4 – 16,8%, C_nH_m – 1,9%, CO_2 – 4%, N_2 – 4,2%. Charakteryzują się ciepłem spalania $17,7 \text{ MJ/m}^3$ oraz wartością opałową $15,8 \text{ MJ/m}^3$.

Gaz koksowniczy – otrzymywany w procesie odgazowania węgla, składa się z H_2 – 53,3%, CO – 6,2%, CH_4 – 25,0%, C_nH_m – 2,1%, CO_2 – 2,1%, N_2 – 11,3%. Charakteryzują się ciepłem spalania $19,3 \text{ MJ/m}^3$ oraz wartością opałową $17,1 \text{ MJ/m}^3$. Uzysk to około $300\text{--}350 \text{ m}^3$ na 1 tonę wsadu.

Gaz wielkopieczowy – produkt uboczny procesu wielkopieczowego węgla, składa się z H_2 – 2,4%, CO – 28,7%, CH_4 – 0,4%, CO_2 – 11,1%, N_2 – 57,4%. Charakteryzują się ciepłem spalania $4,1 \text{ MJ/m}^3$ oraz wartością opałową $4,0 \text{ MJ/m}^3$. Uzysk to około $2800\text{--}3500 \text{ m}^3$ na 1 tonę surówki. Zawartość wilgoci wynosi w granicach $50\text{--}80 \text{ g/m}^3$ a popiołu $50\text{--}100 \text{ g/m}^3$.

Zgazowanie substancji stałych

Jest to proces dwuetapowy:

1. poniżej 600°C – proces pirolizy (rozkład termiczny), w wyniku którego wydzielają się substancje lotne oraz powstaje stały półprodukt – karbonizat,
2. powyżej 600°C – proces zgazowania karbonizatu.

Czynniki zgazowujące: powietrze, tlen, para wodna, ditlenek węgla, wodór, oraz mieszaniny tych gazów.

Produktami w procesie zgazowania mogą być: węgiel, biomasa, odpady, koks naftowy.

Metody zgazowania można podzielić ze względu na:

1. rodzaj czynnika zgazowującego,
2. sposobu dostarczania ciepła,
3. rodzaju produkowanego gazu,
4. ciśnienia procesu,
5. kierunku przepływu reagentów,
6. sposobu odprowadzenia popiołu z generatora,
7. rodzaju złoża.

Wybrane technologie zgazowania:

1. ze złożem przesuwным:
 - a. Lurgi,
 - b. BLG – British Gas Lurgi,

2. ze złożem fluidalnym i transportującym:
 - a. HTW – High Temperature Winkler,
 - b. KRW – Kellog–Rust–Westinghouse Gasifier,
 - c. U–Gas,
3. ze złożem dyspersyjnym:
 - a. GE Energy (Texaco),
 - b. Shell,
 - c. ConocoPhillips,
 - d. Siemens,
4. inne technologie:
 - a. Pratt & Whitney Rocketdyne,
 - b. reaktor plazmowy Alter NRG WPC.

Podstawowe reakcje zgazowania:

1. endotermiczne:
 - a. Boudouarda:

$$\text{C} + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO} + 172,4 \text{ kJ/mol}$$
 - b. gazu wodnego:

$$\text{C} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + \text{CO} + 131,3 \text{ kJ/mol}$$
2. egzotermiczne:
 - a. utleniania:

$$\text{C} + \text{O}_2 \leftrightarrow \text{CO}_2 - 393,5 \text{ kJ/mol}$$
 - b. tworzenia metanu:

$$\text{C} + 2\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 - 74,8 \text{ kJ/mol}$$

Rodzaje gazów wytwarzane z procesie zgazowania:

1. gaz powietrzny – główny czynnik zgazowujący to powietrze, wartość opałowa w granicach 3,8 – 4,2 MJ/m³, główne składniki gazu CO, CO₂, N₂,
2. gaz powietrzno–wodny – główny czynnik zgazowujący to powietrze i para wodna, wartość opałowa w granicach 5,0 – 6,7 MJ/m³, główne składniki gazu CO, H₂, CO₂, N₂,
3. gaz wodno–tlenowy – główny czynnik zgazowujący to tlen i para wodna, wartość opałowa w granicach 10,1 – 11,3 MJ/m³, główne składniki gazu CO, H₂, CO₂,
4. gaz wodno–tlenowy ciśnieniowy – główny czynnik zgazowujący to tlen i para wodna, wartość opałowa w granicach 10,1 – 19,3 MJ/m³, główne składniki gazu CH₄, H₂, CO, CO₂,
5. gaz wodorowy – główny czynnik zgazowujący to wodór, wartość opałowa w granicach 25,2 – 33,6 MJ/m³, główne składniki gazu to CH₄.

Biogaz

Biogaz – produkt fermentacji anaerobowej związków pochodzenia organicznego (częściowo również rozpadu gnilnego), składa się z H₂ – 2,8%, CO – 1,0%, CH₄ – 62,2%, H₂S – 1,5%, O₂ – 0,3%, CO₂ – 32%, N₂ – 0,2%. Charakteryzują się ciepłem spalania 25,6 MJ/m³ oraz wartością opałową 23,1 MJ/m³. Uzysk to około 2500 m³ na 1 tonę substancji organicznej.

Typy fermentacji metanowej:

1. psychrofilna – poniżej 25 °C, 70 – 80 dni,

2. mezofilna – 30–40 °C, około 30 dni,
3. termofilna – powyżej 40 °C, 15–20 dni.

Etapy procesu:

1. hydroliza – rozkład polimerów organicznych,
2. acidogeneza – powstawanie kwasów karboksylowych,
3. acetogeneza – powstawanie octanu,
4. metanogeneza – wytworzenie metanu.

Odmetanowanie

Sposób pozyskiwania metanu:

1. metan pokładów węgla – coalbed methane CMB, metan pokładów węgla nienaruszonych eksploatacją górniczą,
2. metan kopalniany – coal mine methane CMM, uwalniany podczas prowadzenia działalności górniczej kopalni węgla,
3. metan ze zlikwidowanych kopalń – abandoned mine methane AMM, eksploatacja prowadzona z powierzchni z wykorzystaniem odwiertów,

Metody odgazowania górotworu:

1. odmetanowanie wyrobisk korytarzowych,
2. odmetanowanie wyprzedzające,
3. odmetanowanie eksploatacyjne,
4. ujęcie metanu z otamowania przestrzeni starych zrobów,

Wykorzystanie metanu:

1. zatłaczanie do sieci gazowniczych,
2. w palnikach kotłów węglowych lub gazowych,
3. w silnikach gazowych,
4. w układach skojarzonych (kogeneracja, układ energetyczno–chłodniczy),
5. w turbinach gazowych.

Elektrolizery

Wodór może być produkowany w następujących w procesach:

1. reforming parowy, surowcem jest gaz ziemny i ropa naftowa,
2. zgazowanie, surowcem jest węgiel i biomasa,
3. piroliza, surowcem jest węgiel i biomasa,
4. elektroliza wody, surowcem jest woda.

Gaz ziemny

Największe udokumentowane zasoby gazu ziemnego są w następujących krajach (stan na 2013):

1. Iran,
2. Rosja,
3. Katar,
4. Turkmenistan,
5. USA.

Najwięcej gazu ziemnego wydobywane jest w następujących krajach (stan na 2013):

1. USA,

2. Rosja,
3. Katar,
4. Iran,
5. Kanada.

W Europie największe wydobycie gazu ziemnego rejestruje się w (stan na 2014):

1. Rosja,
2. Holandia,
3. Wielka Brytania,
4. Ukraina,
5. Rumunia.

Najwięcej gazu ziemnego wśród krajów europejskich jest zużywana w (stan na 2014):

1. Rosja,
2. Niemcy,
3. Wielka Brytania,
4. Włochy
5. Ukraina,

W Polsce w 2014 gazu ziemnego wydobyto 4,2 mld m³ a zużycie było na poziomie 16 mld m³. Ponad 8 mld m³ importu pochodziło z Rosji, ponadto gaz był importowany z Norwegii, Pakistanu, Niemiec i Czech. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Polsce są na poziomie 136 mld m³. Gaz ziemny w Polsce zużywa się głównie w przemyśle (około 60%) i w gospodarstwach domowych (około 27%).

Wśród składników gazu ziemnego można wyróżnić: metan CH₄, etan C₂H₆, propan C₃H₈, butan C₄H₁₀, pentan C₅H₁₂, heksan C₆H₁₄, azot N₂, dwutlenek węgla CO₂, tlenek węgla CO, siarkowodor H₂S, wodór H₂.

Gaz ziemny odsiarcza się z wykorzystaniem uwodnionego tlenku żelaza (Fe₂O₃*H₂O) lub też poprzez proces Clausa, gdzie następuje utlenienie siarkowodoru do wolnej siarki.

Określanie składu gazu

Warunkiem koniecznym do opisu układu wieloskładnikowego jest znajomość właściwości jego składników oraz stosunków ilościowych pomiędzy nimi tj.:

$$\text{udział masowy} - g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}$$

$$\text{udział molowy} - g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}$$

$$\text{udział objętościowy} - g_i = \left(\frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} \right)_{p,T}$$

gdzie:

m_i – masa i-tego składnika,

n_i – liczba moli i-tego składnika,

V_i – objętość i-tego składnika.

zależności pomiędzy poszczególnymi udziałami są następujące:

$$n_i = \frac{\frac{x_i}{V_{mi}}}{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{V_{mi}}}$$

$$x_i = \frac{\frac{g_i}{\rho_{mi}}}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{\rho_{mi}}}$$

$$n_i = \frac{\frac{g_i}{M_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}}$$

$$x_i = \frac{n_i V_{mi}}{\sum_{i=1}^n n_i V_{mi}}$$

$$g_i = \frac{n_i M_i}{\sum_{i=1}^n n_i M_i}$$

$$g_i = \frac{x_i \rho_i}{\sum_{i=1}^n x_i \rho_i}$$

gdzie:

M_i – masa molowa i-tego składnika,

ρ_i – gęstość rzeczywista i-tego składnika,

V_{mi} – objętość molowa i-tego składnika.

Odpowiednie przeliczniki są podane w Tabela 1.

Tabela 1. Przeliczenia składu gazu pomiędzy udziałami

składnik	symbol	x_i	n_i	g_i
		mol	objętość	masa
metan	CH ₄	0,94414	0,94363	0,88393
etan	C ₂ H ₆	0,02726	0,02746	0,04820
propan	C ₃ H ₈	0,00764	0,00778	0,02004
butan	C ₄ H ₁₀	0,00222	0,00231	0,00785
pentan	C ₅ H ₁₂	0,00054	0,00059	0,00247
heksan	C ₆ H ₁₄	0,00034	0,00038	0,00191
azot	N ₂	0,01097	0,01094	0,01790
tlen	O ₂	0,00010	0,00010	0,00019
ditlenek węgla	CO ₂	0,00679	0,00682	0,01751

Obliczeń właściwości gazu wieloskładnikowego dokonuje się na podstawie znanego składu najczęściej wykorzystując addytywność, przy pomocy wzoru:

$$K = \sum_{i=1}^n x_i K_i$$

gdzie:

K – obliczona wartość parametru,

K_i – wartość parametru K dla i-tego składnika,

n – liczba składników gazu,

x_i – udział molowy i-tego składnika.

Korzystając z powyższego wzoru można obliczyć wartości takich wielkości jak:

1. masa molowa,
2. temperatura krytyczna,
3. ciśnienie krytyczne,
4. ciepło spalania,
5. wartość opałowa,
6. gęstość względna,

7. gęstość bezwzględna,
8. współczynnik sumacyjny.

Przykład obliczenia wartości opałowej gazu o znanym składzie jest podany w Tabeli 2.

Tabela 2. Obliczenie wartości opałowej gazu o znanym składzie (H – wartość opałowa)

składnik	symbol	x_i	H_i [MJ/m ³]	$x_i H_i$	H [MJ/m ³]
metan	CH ₄	0,94414	35,895	33,8899	36,783
etan	C ₂ H ₆	0,02726	64,38	1,7550	
propan	C ₃ H ₈	0,00764	93,11	0,7114	
butan	C ₄ H ₁₀	0,00222	123,86	0,2750	
pentan	C ₅ H ₁₂	0,00054	159,00	0,0859	
heksan	C ₆ H ₁₄	0,00034	194,41	0,0661	
azot	N ₂	0,01097			
tlen	O ₂	0,00010			
ditlenek węgla	CO ₂	0,00679			

Proces spalania

Gazy spalane są w następujących reakcjach:

1. metan $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$
2. etan $\text{C}_2\text{H}_6 + 3,5\text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$
3. propan $\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 \rightarrow 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$
4. butan $\text{C}_4\text{H}_{10} + 6,5\text{O}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$
5. pentan $\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 \rightarrow 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$
6. heksan $\text{C}_6\text{H}_{14} + 9,5\text{O}_2 \rightarrow 6\text{CO}_2 + 7\text{H}_2\text{O}$
7. wodór $\text{H}_2 + 0,5\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$
8. siarkowodór $\text{H}_2\text{S} + 1,5\text{O}_2 \rightarrow \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

Teoretyczne zapotrzebowanie na tlen do spalania 1 m³:

$$O_t = \sum_{i=1}^n x_i A - O_2$$

Objętość powietrza teoretycznego do spalania 1 m³:

$$L_t = \frac{O_t}{0,21}$$

Rzeczywista objętość powietrza do spalania 1 m³:

$$L_{rz} = L_t \lambda$$

gdzie:

A – współczynnik stechiometryczny dla poszczególnych składników palnych,

O₂ – ułamek zawartości tlenu w gazie,

λ – współczynnik nadmiaru powietrza.

Objętość ditlenku węgla w spalinach jest wyliczana według wzoru:

$$V_{\text{CO}_2}^t = \sum_{i=1}^n x_i B + C O_2$$

Objętość azotu w spalinach jest wyliczana według wzoru:

$$V_{\text{N}_2}^t = 0,79 L_t + N_2$$

Objętość tlenu w spalinach jest wyliczana według wzoru:

$$V_{\text{O}_2}^t = 0,21(\lambda - 1)L_t$$

gdzie:

B – współczynnik stechiometryczny określający ilość powstałego CO₂ dla poszczególnych składników gazu,

CO₂ – ułamek zawartości ditlenku węgla w gazie,

N₂ – ułamek zawartości azotu w gazie.

Objętość wody w spalinach określona jest za pomocą wzoru:

$$V_{H_2O}^t = \sum_{i=1}^n x_i C + H_2O$$

Objętość ditlenku siarki w spalinach określona jest wzorem:

$$V_{H_2S}^t = \sum_{i=1}^n x_i D$$

gdzie:

C – współczynnik stechiometryczny określający ilość powstałego H₂O dla poszczególnych składników gazu,

D – współczynnik stechiometryczny określający ilość powstałego H₂S dla poszczególnych składników gazu,

H₂O – ułamek zawartości pary wodnej w mieszaninie palnej (gaz wraz z utleniaczem).

Objętość spalin suchych:

$$V_{SS}^t = V_{CO_2}^t + V_{N_2}^t + V_{O_2}^t + V_{H_2S}^t$$

Objętość spalin mokrych:

$$V_{SM}^t = V_{SS}^t + V_{H_2O}^t$$

Urządzenia gazowe w gospodarstwach domowych

Wśród grzewczych urządzeń gazowych można wyróżnić:

1. podgrzewacze powietrza,
2. gazowe podgrzewacze wody,
3. kotły gazowe,
4. wspomaganie instalacji solarnych itd.

Urządzenia gazowe klasyfikowane są według:

1. rodzaju – urządzenia gazowe powszechnego użytku spalające paliwa gazowe używane do gotowania, ogrzewania, wytwarzania gorącej wody, chłodzenia, oświetlania, prania lub zmywania (Dyrektywa 90/396/EEC)
2. typu – określa sposób doprowadzenia powietrza koniecznego do spalania gazu oraz odprowadzenia spalin z urządzenia.
3. Kategorii – ze względu na rodzinę gazu jakim zasilane jest dane urządzenie gazowe. W zależności od liczby Wobbego wyróżnia się trzy rodziny:
 - a. pierwsza rodzina poniżej 30 MJ/m³,
 - b. druga rodzina od 30 do 55 MJ/m³ (gazy ziemne oprócz Lm),
 - c. trzecia rodzina powyżej 55 MJ/m³ (gaz LPG).

Typy urządzeń grzewczych:

1. typ A – urządzenia pobierające powietrze z pomieszczenia i odprowadzające spaliny do pomieszczenia, w którym są zamontowane,

2. typ B – urządzenia pobierające powietrze z pomieszczenia, w którym są zamontowane i odprowadzające spaliny do przewodu (kanału) spalinowego,
3. typ C – urządzenia z komorą spalania odciętą od atmosfery pomieszczenia, w którym są zamontowane, pobierające powietrze z zewnątrz i odprowadzające spaliny do przewodu (kanału) spalinowego lub bezpośrednio do atmosfery. Urządzenia te zwane są również urządzeniami z zamkniętą komorą spalania. Charakteryzują się następującymi zaletami:
 - a. eliminują możliwość pojawienia się w pomieszczeniu produktów spalania mogących zawierać min. toksyczny tlenek węgla,
 - b. mają wyższą efektywność energetyczną,
 - c. urządzenia takie umożliwiają ograniczenie ilości emitowanych spalin (w tym gazu cieplarnianego CO₂), co czyni to rozwiązanie proekologicznym,
 - d. dają wysoki komfort użytkowania.

Wśród urządzeń gazowych do wytwarzania c.w.u. można wyróżnić:

1. pojemnościowe,
 - a. posiadają większe gabaryty,
 - b. przydatne w sytuacji dużego szczytowego zapotrzebowania na c.w.u.,
2. przepływowe,
 - a. unika się strat ciepła związanych z magazynowaniem ciepłej wody,
 - b. wymagają one natomiast większych i droższych wymienników ciepła,
 - c. charakteryzują się dość dużą bezwładnością w początkowej fazie działania,
3. w ostatnim czasie na rynku pojawiły się podgrzewacze przepływowe z zamkniętą komorą spalania,
 - a. przystosowane zarówno do spalania gazu ziemnego różnych grup jak i gazu płynnego,
 - b. moce nominalne oferowanych urządzeń są do siebie zbliżone i wahają się w zakresie 19,5 – 24,4 kW,
 - c. wyposażone w automatyczny zapłon elektroniczny,
 - d. odprowadzanie spalin i dostarczanie powietrza do spalania odbywa się przy pomocy wentylatora,
 - e. sprawność urządzeń mocy nominalnej w zależności od urządzenia waha się w przedziale 88,5% – 95%. Przy zastosowaniu koncentrycznych przewodów powietrzno–spalinowych może sięgać nawet 98%,
 - f. urządzenia te są całkowicie bezpieczne dla ich użytkowników.

Aktualnie w Polsce jest zainstalowanych ok. 2 mln gazowych przepływowych podgrzewaczy wody:

1. często są to urządzenia przestarzałe, nawet kilkunastoletnie, z otwartą komorą spalania,
2. są to urządzenia wiszące, w nowych modelach o małych gabarytach,
3. charakteryzują się mocą od 15 do 30 kW,
4. wyposażone w przerywacz ciągu, gdzie spaliny,
5. odprowadzane są na zasadzie ciągu naturalnego,
6. w starszych modelach płomień dyżurny zużywa ok. 150 – 200 m³ gazu w ciągu roku, nowsze wyposażone są w automatyczny zapłon,
7. sprawność starych urządzeń wynosi ok. 80% a nowych jest rzędu 85 – 87%,
8. nowe modele wyposażone są w czujnik odwrócenia ciągu, który odcina dopływ gazu w razie wypływu spalin do pomieszczenia, zabezpieczenie to nie jest w pełni skuteczne,
9. stwarzają zagrożenie dla ich użytkowników.

Gazowe przepływowe podgrzewacze wody z zamkniętą komorą spalania są:

1. przystosowane zarówno do spalania gazu ziemnego różnych grup jak i gazu płynnego
2. moce nominalne oferowanych urządzeń są do siebie zbliżone i wahają się w zakresie 19,5 – 24,4 kW,
3. wyposażone w automatyczny zapłon elektroniczny,
4. odprowadzanie spalin i dostarczanie powietrza do spalania odbywa się przy pomocy wentylatora,
5. sprawność urządzeń mocy nominalnej w zależności od urządzenia waha się w przedziale 88,5% – 95%. Przy zastosowaniu koncentrycznych przewodów powietrzno – spalinowych może sięgać nawet 98%,
6. urządzenia te są całkowicie bezpieczne dla ich użytkowników.

Kotły gazowe można podzielić na:

1. wodne:
 - a. niskotemperaturowe,
 - b. średniotemperaturowe,
 - c. wysokotemperaturowe,
2. parowe:
 - a. niskiego ciśnienia,
 - b. wysokiego ciśnienia.

Inny podział ze względu na funkcje:

1. jednofunkcyjne – wytwarzanie ciepła (z możliwością współpracy z zasobnikiem ciepłej wody),
2. dwufunkcyjne – wytwarzanie ciepła oraz c.w.u. (dodatkowy płytowy wymiennik ciepła).

Można również dokonać podziału ze względu na sposób instalacji:

1. wiszące – o małych gabarytach,
2. stojące:
 - a. większe gabaryty i zazwyczaj większe moce,
 - b. wyposażone zazwyczaj w żeliwny wymiennik ciepła,
 - c. możliwość stosowania zasobnika wody,
 - d. możliwość zbiornika kompensacyjnego.

Charakterystyka nowoczesnych kotłów gazowych:

1. współczesne kotły gazowe to bardzo nowoczesne i wygodne w użytkowaniu urządzenia domowe,
2. urządzenia wiszące charakteryzują się małymi gabarytami,
3. posiadają wysokosprawne wymienniki ciepła a ich sprawności przekraczają 90%,
4. urządzenia są w pełni zautomatyzowane umożliwiające m.in. płynną regulację mocy,
5. posiadają samoczynny zapłon,
6. wyposażone są w pompę obiegową c.o.,
7. dają możliwość regulacji pogodowej,
8. oprócz standardowych zabezpieczeń mogą być wyposażone w szereg dodatkowych funkcji ochronnych:
 - a. przed zamarzaniem wody,
 - b. przed odkładaniem się kamienia w wymienniku ciepła,
 - c. funkcja „anty-legionella” dla zasobników wody.

Gazowe urządzenia kondensacyjne:

1. dzięki odpowiedniej konstrukcji wymiennika ciepła oraz dostatecznie niskiej temperaturze wody powracającej z układu grzewczego uzyskuje się prawie całkowite wykroplenie pary wodnej ze spalin,
2. odzysk ciepła uzyskany poprzez skraplania pary wodnej zawartej w spalinach umożliwia uzyskanie sprawności kotła powyżej 100% odniesionej do wartości opałowej,
3. wymiennik ciepła wykonany jest z materiałów zapewniających ochronę przed oddziaływaniem na niego agresywnego kondensatu,
4. odpowiedni trwały palnik (np. ceramiczny),
5. w ofercie producentów znajdują się kotły kondensacyjne zarówno jedno – jak i dwufunkcyjne, brak w ofercie kondensacyjnych podgrzewaczy wody,
6. urządzenia te w ostatnim czasie mimo ich wysokiej ceny zyskują coraz większą popularność,
7. wszystkie kotły kondensacyjne to urządzenia z zamkniętą komorą spalania, więc są w pełni bezpieczne,
8. posiadają nieco większe gabaryty od kotłów tradycyjnych,
9. charakteryzują się bardzo wysoką sprawnością ponad 105%,
10. posiadają większość zalet i funkcji kotłów tradycyjnych,
11. istnieje możliwość łączenia kotłów w systemy kaskadowe,
12. wymagają układu do odprowadzania agresywnego kondensatu.

Systemy spalinowe:

1. urządzenia z zamkniętą komorą spalania są już szeroko stosowane w budynkach jednorodzinnych,
2. ich instalacja w tego typu obiektach jest prosta ze względu na fakt, że każdy z producentów umieszcza w instrukcji urządzenia sposób doboru przewodów powietrzno–spalinowych, w tym systemy:
 - a. rozdzielne,
 - b. koncentryczne,
3. problemem jest dostosowanie układów powietrzno–spalinowych dla potrzeb powszechnego w Polsce budownictwa wielokondygnacyjnego,
4. użycie takich systemów jest relatywnie proste w przypadku nowo wznoszonych budynków, gdyż w trakcie projektowania można przystosować infrastrukturę budynku dla potrzeb zbiorczych systemów kominowych,
5. zdecydowanie trudniejsza jest instalacja takich systemów w istniejących budynkach,
6. kluczową sprawą w przypadku adaptacji istniejących budynków wielokondygnacyjnych jest wybór optymalnego wykorzystania istniejących w budynku układów: wentylacyjnego i spalinowego, w których możemy wyróżnić systemy oparte o:
 - a. zbiorczy wspólny przewód powietrzno–spalinowy,
 - b. indywidualne przewody powietrzno–spalinowe dla każdego urządzenia gazowego,
7. istnieje szereg sposobów takiej adaptacji i możliwe jest wykorzystanie tego typu rozwiązania na większą niż dotychczas skalę,
8. najlepszymi systemami są zbiorcze rozdzielne lub koncentryczne systemy umieszczane w istniejących kanałach.

Efektywności energetyczna użytkownika gazowych kotłów grzewczych

Przez ostatnie lata w rozwiniętych krajach rośnie zużycie energii w budynkach i np. w UE jest ono większe niż zużycie w przemyśle i transporcie. W związku z polityką energetyczną Unii Europejskiej dotyczącą promowania jak najlepszego wykorzystania energii pierwotnej coraz większego znaczenia nabiera efektywność energetyczna urządzeń gazowych. Wprowadzono nowe regulacje UE dotyczące efektywności energetycznej gazowych urządzeń grzewczych. Nowe przepisy w sposób istotny zmieniają europejski rynek gazowych urządzeń grzewczych.

Regulacje UE dotyczące efektywności energetycznej gazowych urządzeń grzewczych:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią;
2. Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 813/2013 z dnia 2 sierpnia 2013 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla ogrzewaczy pomieszczeń i ogrzewaczy wielofunkcyjnych;
3. Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 814/2013 z dnia 2 sierpnia 2013 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla podgrzewaczy wody i zasobników ciepłej wody użytkowej.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcie, zużycia energii oraz innych zasobów przez produkty związane z energią;
5. Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) NR 811/2013, z dnia 18 lutego 2013 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla ogrzewaczy pomieszczeń, ogrzewaczy wielofunkcyjnych, zestawów zawierających ogrzewacz pomieszczeń, regulator temperatury i urządzenie słoneczne oraz zestawów zawierających ogrzewacz wielofunkcyjny, regulator temperatury i urządzenie słoneczne;
6. Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) NR 812/2013 z dnia 18 lutego 2013 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla podgrzewaczy wody, zasobników ciepłej wody użytkowej i zestawów zawierających podgrzewacz wody i urządzenie słoneczne.

Zgodnie z zapisami zawartymi w dyrektywie 2010/30/UE oraz w rozporządzeniach Nr 811/2013 i Nr 812/2013, każde grzewcze urządzenia gazowe (kocioł lub podgrzewacz wody) o mocy poniżej 70 kW, zaklasyfikowane jest do odpowiedniej klasy energetycznej i oznakowane jest etykietą energetyczną. Obowiązek oznakowania obowiązuje od 26 września 2015 r. Klasę efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń dla kotłów gazowych, ustala się na podstawie jego sezonowej efektywności energetycznej określonej zgodnie z Tabela 3.

Tabela 3. Klasy sezonowej efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń dla kotłów gazowych

Klasa sezonowej efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń	Sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń η_s w %	Urządzenia
A +++	$\eta_s \geq 150$	Kogeneracja, źródła odnawialne
A ++	$125 \leq \eta_s < 150$	
A +	$98 \leq \eta_s < 125$	
A	$90 \leq \eta_s < 98$	Kotły kondensacyjne

B	$82 \leq \eta_s < 90$	Kotły tradycyjne
C	$75 \leq \eta_s < 82$	
D	$36 \leq \eta_s < 75$	
E	$34 \leq \eta_s < 36$	
F	$30 \leq \eta_s < 34$	
G	$\eta_s < 30$	

Od dnia 26 września 2015 r. sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń:

- nie może być niższa niż 86% dla kotłów gazowych w tym dwufunkcyjnych o znamionowej mocy cieplnej poniżej 70 kW, z wyjątkiem kotłów typu B1 o znamionowej mocy cieplnej ≤ 10 kW i kotłów dwufunkcyjnych typu B1 o znamionowej mocy cieplnej ≤ 30 kW,
- nie może być niższa niż 75% dla kotłów typu B1 o znamionowej mocy cieplnej ≤ 10 kW i kotłów dwufunkcyjnych typu B1 o znamionowej mocy cieplnej ≤ 30 kW,
 - 86% i 75% (w odniesieniu do ciepła spalania),
 - 96% i 84% (w odniesieniu do wartości opałowej).

Wymagania te spełniają obecnie produkowane kotły kondensacyjne.

Efektywność energetyczna podgrzewania wody – wyrażany w procentach stosunek energii użytecznej dostarczanej przez urządzenie gazowe do energii koniecznej do jej wytworzenia:

$$\eta_{wh} = \frac{Q_{ref}}{(Q_{fuel} + CC \cdot Q_{elec}) \cdot (1 - SCF \cdot smart) + Q_{com}}$$

gdzie:

Q_{ref} – energia odniesienia, wyrażana w kWh, suma użytkowej wartości energetycznej czarpanej wody przy określonym profilu obciążeń określona w rozporządzeniu,

Q_{fuel} – dzienne zużycie paliwa, wyrażane w kWh, względem ciepła spalania zużycie paliwa przez kolejne 24 godziny w warunkach deklarowanego profilu obciążeń i w określonych warunkach klimatycznych,

Q_{elec} – dzienne zużycie energii elektrycznej oznacza, wyrażane w kWh pod względem ilości energii końcowej, zużycie energii elektrycznej przez kolejne 24 godziny w warunkach deklarowanego profilu obciążeń,

CC – współczynnik konwersji wyraża oszacowaną na 40% przeciętną efektywność produkcji energii w UE, a jego wartość wynosi $CC = 2,5$,

SCF – współczynnik cyfrowego sterowania oznacza uzysk efektywności energetycznej podgrzewania wody osiągnięty dzięki cyfrowemu sterowaniu,

smart – zgodność sterownika cyfrowego, jeżeli $SCF \geq 0,07$, wartość smart wynosi 1. We wszystkich pozostałych przypadkach wartość smart wynosi 0,

Q_{com} – współczynnik korygujący ze względu na temperaturę otoczenia.

Ogólne zasady doboru mocy kotła:

- kocioł winien być tak dobrany, aby z maksymalną mocą pracował przez ok. 10% czasu sezonu grzewczego,
- moc kotła winna spełniać warunek: na każde 10 m^2 ogrzewanego pomieszczenia winien przypadać 1 kW mocy (przybliżona reguła),
- moc kotła można dobrać z odpowiednich diagramów.

O kosztach ogrzewania decydują:

1. koszty inwestycyjne,
2. koszty eksploatacyjne.

Wyróżnia się dwa rodzaje sprawności kotłów:

1. sprawność mierzona na stanowisku badawczym – ta sprawność podawana jest przez producentów kotłów w swoich katalogach,
2. sprawność eksploatacyjną – na nią wpływ mają takie czynniki jak rodzaj zastosowanej automatyki, stosowanie termostatów i programatorów temperatury, właściwy dobór kotła – stopień wykorzystania mocy kotła. Na przykład sprawność kotłów kondensacyjnych maleje wraz z obciążeniem palnika oraz temperaturą wody grzewczej.

Bezpieczeństwo użytkowania urządzeń gazowych

W Polsce gaz ziemny dostarczany jest do 6,5 mln indywidualnych odbiorców a gaz płynny wykorzystywany jest przez 2,5 mln indywidualnych odbiorców.

Urządzenia gazowe niewłaściwie użytkowane mogą być zagrożeniem życia użytkowników.

Zagrożenia użytkowników urządzeń gazowych

1. niebezpieczeństwo wybuchu,
2. zagrożenie zatruciem toksycznymi gazami pochodzącymi z niepełnego spalania (tlenkiem węgla),
3. obniżenie zawartości tlenu w pomieszczeniu,
4. wzrost wilgotności względnej i możliwość rozwoju grzybów i pleśni.

Uwarunkowania prawne odnośnie bezpieczeństwa użytkowania kotłów zasilanych paliwami gazowymi:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/142/WE z dnia 30 listopada 2009 r. odnosząca się do urządzeń spalających paliwa gazowe,
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2005 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń spalających paliwa gazowe (Dz. U. Nr 263, poz. 2201 z późniejszymi zmianami),
3. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12.04.2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75 poz. 690 z 2002 r. z późniejszymi zmianami),
4. Wymagania szczegółowe dla kotłów grzewczych znajdują się w zharmonizowanych normach.

Wymagania dotyczące pomieszczeń z urządzeniami gazowymi:

1. regulowane jest Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z dnia 15 czerwca 2002 r. Nr 75, poz. 690),
2. urządzenia muszą być instalowane wyłącznie w pomieszczeniach, które są do tego przeznaczone (łazienki, kuchnie lub kotłownie),
3. wysokość pomieszczeń,
 - a. co najmniej 2,2 m,
 - b. 1,9 m w budynkach wybudowanych przed wejściem w życie powyższego rozporządzenia, gdzie spełnione są inne warunki dotyczące wentylacji nawiewnej i wywiewnej

4. kubatura
 - a. 8 m³ w przypadku urządzeń pobierających powietrze do spalania z tych pomieszczeń,
 - b. 6,5 m³ w przypadku urządzeń z zamkniętą komorą spalania, dopuszczalne jest zmniejszenie kubatury łazienki do 5,5 m³ w przypadku zastosowania urządzenia z zamkniętą komorą spalania, ale pod warunkiem że pomieszczenie jest wyposażone co najmniej w wentylację mechaniczną wywiewną,
5. wyposażone w wentylację zapewniającą odpowiedni napływ powietrza do spalania,
6. wyposażone w układ odprowadzania spalin.

Cele wentylacji i układu odprowadzania spalin:

1. wentylacja:
 - a. zapewnienie odpowiedniej jakości środowiska wewnętrznego,
 - b. zapewnienie odpowiedniego napływu świeżego powietrza z zewnątrz,
 - c. sprawny przepływ powietrza przez mieszkanie,
 - d. skuteczne usuwanie zanieczyszczonego powietrza na zewnątrz.
 - e. W pomieszczeniach wyposażonych w urządzenia gazowe:
 - i. dostarczenie odpowiedniej ilości powietrza do spalania,
 - ii. odprowadzenie na zewnątrz ewentualnych spalin,
 - iii. zabronione jest stosowanie mechanicznej wentylacji wyciągowej, gdy powietrze do spalania jest pobierane z pomieszczenia i stosowane jest grawitacyjne odprowadzanie spalin,
2. układ odprowadzający spaliny,
 - a. odprowadzenia spalin z urządzenia gazowego na zewnątrz.

Wentylacja grawitacyjna:

1. najczęściej wykorzystywany rodzaj wentylacji,
2. działa na zasadzie wyporu naturalnego,
3. napływ przez nieszczelności konstrukcyjne budynku (okna, drzwi zewnętrzne, nawiewniki),
4. odpływ przez kratki i kanały wentylacyjne, które są elementami konstrukcyjnymi budynku,
5. zalety:
 - a. niski koszt inwestycji,
 - b. niski koszt eksploatacji (minimalny),
 - c. bezgłośna praca,
6. wady:
 - a. mała ilość wymienianego powietrza,
 - b. zależność od warunków pogodowych, na które użytkownik nie ma wpływu (okresowe przerwy w działaniu),
7. elementy układu wentylacyjnego:
 - a. nawiewniki powietrza (okienne lub ściennie),
 - b. kratki wywiewne,
 - c. kanały wentylacyjne,
 - d. nasady kominowe.

Elementy decydujące o jakości środowiska wewnętrznego:

1. czystość powietrza – stężenie zanieczyszczeń w tym (CO₂, cząstki pyłowe, dym papierosowy, formaldehyd itp.),
2. temperatura, w tym temperatura odczuwalna,
3. wilgotność względna (optymalny poziom 40 ÷ 60%),
4. prędkość przepływającego powietrza w pomieszczeniu (do 0,5 m/s),
5. jakość powietrza zewnętrznego,
6. oświetlenie,
7. poziom hałasu.

Syndrom Chorych Budynków (SBS – Sick Building Syndrome). Wg danych WHO około 90% chorób i naszych niedomagań ma bezpośredni związek ze stanem środowiska wewnętrznego – w domu spędzamy ponad 50% życia. Definicja „chorego budynku” wg WHO (1982): *„Budynek można nazwać chorym, jeśli 20% jego użytkowników stwierdza, że przyczyną objawów złego samopoczucia jest budynek, tzn. objawy chorobowe pojawiają i nasilają się tylko w czasie przebywania w tym budynku, zaś znikają prawie natychmiast po jego opuszczeniu.”*

Wymagania odnośnie układu wentylacyjnego dla pomieszczeń z urządzeniami gazowymi:

1. wielkość strumienia powietrza dostarczanego do pomieszczenia (dla temperatury zewnętrznej +12 °C):
 - a. 70 m³/h dla kuchni z oknem zewnętrznym wyposażonej w kuchnię gazową,
 - b. 70 m³/h dla kuchni bez okna zewnętrznego wyposażonej w kuchnię gazową, które powinna mieć mechaniczną wentylację wywiewną,
 - c. 50 m³/h dla łazienki,
2. napływ bezpośredni i pośredni,
 - a. współczynnik infiltracji powietrza przez okna do 0,3 m³/(mhdaPa^{2/3}).
 - b. w przypadku stosowania okien o współczynniku mniejszym nawiew powinien odbywać się przez nawiewniki, przy czym strumień powietrza przepływającego przez nawiewnik przy różnicy ciśnienia 10 Pa powinien wynosić:
 - c. 20 ÷ 50 m³/h dla wentylacji grawitacyjnej,
 - d. 15 ÷ 30 m³/h dla wentylacji mechanicznej wywiewnej,
 - e. przekrój otworów w drzwiach lub szczeliny pod dolną krawędzią drzwi (nawiew pośredni) powinien wynosić co najmniej 200 cm²,
3. Kanały wentylacji grawitacyjnej,
 - a. minimalny przekrój kanału – 0,016 m²,
 - b. najmniejszy wymiar przekroju – 0,1 m, standardowy przewód wentylacyjny ma wymiary 14x14 cm, co spełnia ww. wymogi.

Najczęściej spotykane nieprawidłowości w układach wentylacyjnych:

1. niewłaściwe rozmieszczenie przewodów wentylacyjnych,
2. nieprawidłowe zakończenia przewodów wentylacyjnych (złe usytuowanie lub nieprawidłowa konstrukcja umożliwiająca odwrócenie ciągu przez wiatr),
3. niewłaściwe wykonanie kanałów wentylacyjnych (nieszczelności, nierówne połączenie kształtek zwiększające opory przepływu),
4. brak zapewnienia drogi przepływu powietrza z pomieszczeń z nawiewem bezpośrednim (zbyt małe otwory lub szczeliny w drzwiach wewnętrznych lub ich brak),
5. brak dopływu powietrza zewnętrznego spowodowany zbyt szczelną stolarką okienną,

6. zaklejanie kanałów wentylacyjnych, brudne i zbyt szczelne kratki wentylacyjne, zastanianie kratki przez meble,
7. niewłaściwe podłączanie okapów kuchennych (podłączanie okapów do kanałów wentylacyjnych oraz najniebezpieczniejsze do kanałów spalinowych).

Wymagania odnośnie układu odprowadzania spalin:

1. Minimalne wymiary kanałów spalinowych (wymiar lub średnica)
 - a. 0,14 m dla murowanych przewodów spalinowych,
 - b. 0,12 m dla stalowych wkładów kominowych,
 - c. najczęściej nominalne przekroje kanałów spalinowych dla większości urządzeń gazowych podają producenci. Informacja taka znajduje się na tabliczkach znamionowych, w instrukcjach obsługi lub w metrykach urządzenia,
2. wymagania dla przewodów i kanałów spalinowych
 - a. stałość przekroju na całej długości przekroju poprzecznego,
 - b. minimalna długość pionowych przewodów spalinowych 0,22 m, a poziomych nie większa niż 2 m ułożonych ze spadkiem co najmniej 5%,
 - c. długość kanału spalinowego mierzona od osi wylotu przewodu spalinowego do krawędzi wylotu kanału nie mniejsza niż 2 m,
 - d. odpowiednie wyprowadzenie ponad dach na wysokość zabezpieczającą przed niedopuszczalnym zakłóceniem ciągu,
3. wyprowadzanie przewodu spalinowego przez ścianę boczną
 - a. 21 kW dla wolno stojących budynków jednorodzinnych, zagrodowych i rekreacyjnych,
 - b. 5 kW dla pozostałych budynków mieszkalnych.

Najczęściej występujące nieprawidłowości w układach odprowadzających spaliny:

1. niedrożność lub zmniejszenie przekroju przewodów i kanałów spalinowych,
2. zatkanie kanałów przez gruz lub inne przedmioty,
3. zbyt małe przekroje przewodów i kanałów,
4. nieprawidłowe podłączenia urządzeń gazowych do przewodów spalinowych,
5. podłączenie przewodów spalinowych do kanałów wentylacyjnych,
6. nieszczelności przewodów spalinowych (korozja),
7. nieszczelności połączeń przewodów spalinowych z kanałami spalinowymi,
8. ułożenie przewodu spalinowego bez spadku w kierunku urządzenia,
9. stosowanie przewodu spalinowego z materiału złej jakości.

Zagrożenie wybuchem gazu:

1. granice wybuchowości,
 - a. dla gazu ziemnego ok. 5 – 15%,
 - b. dla gazu płynnego ok. 2 – 8%,
2. przyczyny zagrożeń:
 - a. nieszczelność instalacji,
 - b. zgaśnięcie płomienia,
 - c. migracja gazu pochodzącego z awarii gazociągu (zima),

- d. zagrożenie spowodowane świadomym lub nieświadomym działaniem ludzi (brak nadzoru, samowolne przeróbki instalacji, kradzieże gazu, próby samobójcze, zamachy).

Właściwości i oddziaływanie CO na człowieka oraz dopuszczalne stężenia:

1. właściwości CO: Bezbarwny, bezwonny, zbliżona gęstość do powietrza, dobrze miesza się z powietrzem, 240 – 300 razy łatwiej od tlenu wiąże się z krwią,
2. stopień zatrucia CO zależny jest od:
 - a. stężenia CO w powietrzu,
 - b. czasu działania,
 - c. aktywności osoby,
 - d. wieku i stanu zdrowia osoby,
3. oddziaływanie CO na człowieka:
 - a. uszkadza w pierwszym rzędzie narządy i tkanki najbardziej wrażliwe na niedotlenienie (układ sercowo–naczyniowy i ośrodkowy układ nerwowy),
 - b. oddziaływanie wysokich stężeń CO przez krótki czas jest mniej szkodliwe niż oddziaływanie niskich stężeń trwających długo,
4. dopuszczalne stężenia tlenu węgla:
 - a. w pomieszczeniach mieszkalnych – 10 mg/m^3 (0,008% vol.) dla czasu ekspozycji 30 min. i 3 mg/m^3 (0,0027% vol.) dla 24 h,
 - b. w spalinach urządzeń gazowych – 0,1% w suchych nierozcieńczonych spalinach.

Główne źródła obecności CO i spadku koncentracji tlenu w atmosferze pomieszczeń z urządzeniami gazowymi:

1. niedostarczenie odpowiedniej ilości powietrza dla zapewnienia prawidłowego spalania gazu,
2. nieprawidłowe działanie wentylacji i układu odprowadzania spalin,
3. odwrócenie ciągu przez wiatr,
4. brak wyporu termicznego w okresie letnim,
5. eksploatacja niesprawnych urządzeń gazowych,
6. nieprawidłowe eksploatowanie urządzeń gazowych oraz pomieszczeń, w których się one znajdują.

Sposoby poprawy bezpieczeństwa użytkowników urządzeń gazowych:

1. zapewnienie odpowiedniego napływu powietrza – zastosowanie mikrowentylacji, nawietrzaków lub nawiewników,
2. instalowanie czujników sygnalizujących obecność CO w pomieszczeniu –w tym również połączonych z systemami odcinającymi dopływ gazu do instalacji,
3. wspomaganie siły ciągu grawitacyjnego w okresach jego zmniejszenia lub zaniku – nasady kominowe, wentylacja hybrydowa,
4. zabezpieczenia przed cofaniem się spalin – zamontowane w urządzeniach gazowych chroniące przed napływem spalin do pomieszczenia,
5. okresowe kontrole instalacji gazowej oraz układów wentylacyjnych i spalinowych – rozszerzenie zakresu kontroli o sprawdzanie sprawności urządzenia gazowego (zawartość CO w spalinach) oraz wielkości napływu powietrza,
6. szerzenie wiedzy na temat funkcjonowania urządzeń gazowych.

Kontrole okresowe:

1. wykonywane co najmniej raz w roku,
2. kontrola napływu powietrza (w tym szczelność okien),
3. badanie sprawności urządzeń gazowych (kontrola stężenia CO w spalinach – 0,1%),
4. kontrola układów wentylacyjnych i odprowadzających spaliny:
 - a. długości przewodów,
 - b. wielkość przekroju przewodu,
 - c. prawidłowość usytuowania przewodów,
 - d. szczelność i drożność przewodów,
 - e. prawidłowość i szczelność połączeń,
 - f. w układach wentylacyjnych pomiary strumieni powietrza i intensywność wymiany.

3. Paliwa stałe

Podstawowe pojęcia i definicje

Ciepło spalania (Q_s) – ilość ciepła wydzielona podczas spalania jednostki masy lub objętości paliwa przy jego całkowitym i zupełnym spalaniu, przy założeniu że spaliny osiągają temperaturę początkową paliwa i trwały dla nich stan skupienia w danych warunkach. Woda pochodząca z wilgoci paliwa i procesu spalania (nasycona CO_2) znajduje się w postaci ciekłej i jest w stanie równowagi z parą a popiół występuje w stanie stałym.

Spalanie całkowite – po procesie spalania w produktach nie mogą znajdować się pozostałości paliwa (np. substancja organiczna węgla w popiele).

Spalanie zupełne – produktami spalania są: O_2 , N_2 , NO_x , SO_2 , H_2O , popiół a w gazach spalinowych nie mogą znajdować się takie produkty jak CO, H_2 lub węglowodory pochodzące z rozkładu substancji palnej a w popiele resztki karbonizatu).

Wartość opałowa Q_i – ilość ciepła wydzielona podczas spalania jednostki masy lub objętości paliwa przy jego całkowitym i zupełnym spalaniu, przy założeniu że para wodna zawarta w spalinach nie ulega skropleniu pomimo, że spaliny osiągną temperaturę początkową paliwa.

Podział paliw stałych

Paliwa stałe dzielimy na:

1. paliwa naturalne, w tym biomasa, torf, węgiel kamienny i brunatny, antracyt,
2. paliwa przetworzone, w tym koks, półkoks, węgiel drzewny, biowęgiel.

Analiza techniczna paliwa

Przy handlowej i przemysłowej ocenie paliw wykonuje się szereg analiz określających:

1. jego odporność termiczną (zawartość części lotnych),
2. ilość balastu (zawartość wilgoci i popiołu),
3. kaloryczność (ciepło spalania i wartość opałową).

Komplet tych pomiarów zwany jest analizą techniczną węgla.

Używane są następujące symbole:

1. V – zawartość części lotnych [%],
2. A – zawartość popiołu [%],

3. W – zawartość wilgoci [%],
4. Q_s – ciepło spalania [kJ/kg],
5. Q_i – wartość opałowa [kJ/kg].

Ważne jest aby określając parametry paliwa wskazać w jakim jest stanie, wyróżniamy następujące stany:

1. stan roboczy – węgiel surowy,
2. stan analityczny – inaczej powietrzno–suchy – bez wilgoci przemijającej,
3. stan suchy – bez wilgoci przemijającej i higroskopijnej,
4. stan suchy i bezpopiołowy – bez wilgoci przemijającej i higroskopijnej i popiołu,
5. stan organiczny.

Zawartość części lotnych (V) – ubytek masy próbki analitycznej (wyrażony w procentach), zachodzący w wyniku termicznej destrukcji paliwa podczas pirolizy (a więc ogrzewanego bez dostępu powietrza), prowadzonej w ściśle określonych normą warunkach, pomniejszony o zawartość wilgoci w próbce analitycznej odparowującej podczas pomiaru.

Zawartość części lotnych:

1. jest podstawowym wskaźnikiem charakteryzującym paliwa stałe związanym ze stopniem zaawansowania procesów naturalnego uwęglenia (utorfienia, diagenety, metamorfizmu),
2. w węglach kamiennych (w przeliczeniu na stan suchy i bezpopiołowy – V^{daf}) stanowi podstawowy parametr służący do ich klasyfikacji wg typów,
3. daje np. wskazówkę o długości płomienia powstającego przy spalaniu paliwa (ze wzrastającą zawartością części lotnych wydłuża się płomień).

Na ilość substancji lotnych wydzielających się podczas ogrzewania próbki paliwa bez dostępu powietrza (odgazowania) wpływają warunki prowadzenia procesu:

1. końcowa temperatura ogrzewania próbki,
2. szybkość ogrzewania próbki,
3. czas przetrzymywania próbki w końcowej temperaturze ogrzewania,
4. naważka i wielkość ziaren próbki,
5. wielkość, kształt i materiał tygla, w którym umieszczono próbkę.

Przy oznaczaniu zawartości części lotnych wszystkie wyżej wymienione parametry są ściśle zdefiniowane w odpowiednich normach. W krajowych laboratoriach stosowane są następujące unormowania:

1. PN-G-04516 – Paliwa stałe. Oznaczanie części lotnych metodą wagową,
2. PN-ISO 562 – Węgiel kamienny i koks. Oznaczanie zawartości części lotnych.

Wpływ stopnia uwęglenia na zawartość części lotnych:

1. Biomasa 70 – 80%,
2. Węgiel brunatny 45 – 60%,
3. Węgiel kamienny 8 – 45%,
4. Antracyt < 8%,
5. Koks 0,5 – 3%,
6. Półkoks 5 – 15%.

Wilgoć stanowi w większości przypadków balast paliw stałych, który przy ich pozyskaniu, składowaniu, transporcie, przeróbce i użytkowaniu stwarza szereg problemów.

Zawartość wilgoci w pozyskiwanym (wydobywanym) naturalnym paliwie stałym kształtuje się na bardzo różnym poziomie:

1. w świeżo wydobytym torfie nawet do 90%,
2. w świeżo ściętym drzewie około 50%,
3. w tzw. miękkich węglach brunatnych do 55%,
4. w węglach kamiennych do kilkunastu, a w drobnych frakcjach nawet do dwudziestu paru procent.

Zawartość wilgoci jest istotnym wskaźnikiem jakości paliwa i jest:

1. w pewnych przypadkach (np. przy węglach brunatnych) stosowana do celów klasyfikacyjnych,
2. zawsze stanowi parametr rozliczeniowy kształtujący cenę i kierunek użytkowania paliwa.

Źródła pochodzenia wilgoci:

1. woda kopalniana,
2. z atmosfery podczas transportu i składowania,
3. podczas przeróbki (wzbogacanie węgla).

Niekorzystne efekty zawartości wilgoci w paliwach stałych:

1. w naszych warunkach klimatycznych w okresie zimy kłopoty ze składowaniem i transportem, związane z jego zamarzaniem,
2. obniża wydajność urządzeń stosowanych w operacjach jednostkowych (rozdrabnianie, przesiewanie),
3. obniża jego wartość kaloryczną gdyż część ciepła jest tracona na ogrzanie i odparowanie wody,
4. obniża temperaturę punktu rosy spalin (korozja),
5. w koksownictwie zmniejsza produktywność baterii koksowniczych, powiększa zużycie ciepła (pogarsza sprawność cieplną), zwiększa ilość ścieków.

Czynniki wpływające na zawartości wilgoci:

1. zawodnienie pokładu,
2. sposób: wydobywania, wzbogacania, transportu i przechowywania węgla,
3. stopień metamorfizmu,
4. rodzaj sortymentu.

Woda wypełnia pory, kapilary i szczeliny węgla oraz pokrywa kroplami powierzchnię ziaren.

Rodzaje wilgoci w paliwach stałych:

1. wilgoć przemijająca W_{ex} – jest to wilgoć, którą węgiel traci podczas suszenia do osiągnięcia przybliżonej równowagi z wilgocią powietrza,
2. wilgoć higroskopijna W_h (w węglu powietrzno–suchym) – jest to woda pozostała po usunięciu wilgoci przemijającej, którą paliwo traci dopiero po wysuszeniu w temperaturze 105–110°C,
3. wilgoć całkowita W_t^r – jest sumą wilgoci przemijającej i higroskopijnej,
4. wilgoć analityczna W_a – wilgoć dla próbki 0,2 która nie zawsze odpowiada stanowi higroskopijnemu,

5. woda konstytucyjna W_H (woda krystalizacyjna w substancji mineralnej) – związana w substancji mineralnej (glinokrzemiany, krzemiany). Wydzielenie wody z tych związków zachodzi w temperaturach 400–800°C.

Substancja mineralna (w tym popiół) – składnik paliw stałych, mniej lub bardziej szkodliwy balast, występujący w formie związków nieorganicznych oraz w niewielkich ilościach w kompleksach metaloorganicznych. Są to głównie krzemiany, glinokrzemiany, węglany, siarczki i siarczany (ok. 95%). Podział substancji mineralnej:

1. substancja mineralna wewnętrzna – jej źródłem są składniki mineralne roślin, z których powstały paliwa,
2. substancja mineralna zewnętrzna – minerały gromadzące się w złożach paliw stałych podczas procesów ich uwęglania (sedymentacja substancji mineralnej w tworzącym się złożu, krystalizacja soli z wody kontaktującej się ze złożem itd.).

Zawartości substancji mineralnej i popiołu stanowi niekorzystny, często szkodliwy balast paliw stałych przy wykorzystaniu do celów energetycznych:

1. obniża wartość opałową i w efekcie wydajność i sprawność cieplną palenisk,
2. niekorzystny skład i zakres temperatur topności substancji mineralnej pogarsza warunki pracy palenisk powodując zatykanie rusztów, powstawanie nalepów na ścianach grzewczych palenisk i kotłów, straty niecałkowitego spalania itd.
3. poważnym problemem jest utylizacja pozostałości pochodzących z substancji mineralnej – popiołu lub żużla,
4. przy koksowaniu:
 - a. pogarsza właściwości koksotwórcze surowca i w efekcie jakość finalnego produktu,
 - b. koks ma mniejszą wartość opałową i wytrzymałość oraz zwiększa się ilość składników szkodliwych takich jak: siarka, fosfor, chlor.

Zwartość popiołu, wilgoci jak również stopień metamorfizmu mają wpływ na kaloryczność paliw stałych.

Analiza elementarna

Analiza elementarna polega na wyznaczeniu składu pierwiastkowego substancji organicznej paliw stałych:

1. zawartości pierwiastka węgla C,
2. zawartości pierwiastka wodoru H,
3. zawartości pierwiastka azotu N,
4. zawartości pierwiastka siarki S,
5. zawartości pierwiastka tlenu O.

Ponadto rzadziej wyznacza się zawartości:

1. fosforu P,
2. chloru Cl,
3. alkaliów (Na + K),
4. rtęci Hg.

Wraz ze wzrostem stopnia metamorfizmu (Tabela 4):

1. istotnie rośnie zawartość C,
2. maleje udział O,
3. nieznacznie spada udział H,
4. udziały N i S w praktyce nie zależą od stopnia metamorfizmu.

Tabela 4. Skład pierwiastkowy paliw stałych

Paliwo	Analiza elementarna [% mas.]		
	C	O	H
Drewno	49–50	43–46	5
Torf	53–62	34–40	5,0–6,51
Węgiel brunatny	63–75	14–32	4,5–6,51
Węgiel kamienny	76–95	4–17	3,5–6,31
Antracyt	90–96	1–2	1,3–3,01

Klasyfikacja paliw stałych

Paliw stałe naturalne można sklasyfikować następująco:

1. drewno,
2. torf,
3. węgiel brunatny,
4. węgiel kamienny,
5. antracyt.

Celem klasyfikacji technologicznych jest wydzielenie i usystematyzowanie pewnych odmian (klas) węgla z uwzględnieniem ich właściwości użytkowych.

Klasyfikacje technologiczne węgla:

1. klasyfikacja węgla wg typów w oparciu o tzw. cechy pierwotne, tj. właściwości węgla ukształtowane w procesie naturalnego uwęglenia,
2. klasyfikacja węgla w oparciu o cechy wtórne, tj. właściwości węgla ukształtowane w wyniku działalności człowieka; np. klasyfikacja węgla według sortymentów, stopnia zapopielenia czy zawilgocenia węgla.

Obowiązują dwie klasyfikacje według typów: polska i międzynarodowa.

Główne kierunki użytkowania paliw stałych

Główne kierunki użytkowania paliw stałych to:

1. spalanie:
 - a. najistotniejszy kierunek, który zużywa około 85% całej masy paliw stałych,
 - b. uzyskiwana energia cieplna ze spalania jest zużywana bezpośrednio do ogrzewania pomieszczeń lub służy do podgrzewania wody lub wytwarzania pary wodnej, która jest przede wszystkim używana do produkcji energii elektrycznej,
 - c. istota procesu polega na całkowitym i zupełnym spalaniu paliwa stałego przy użyciu powietrza lub tlenu,
 - d. produktami odpadowymi są pozostałości po spalaniu: popiół lub żużel oraz spaliny,
2. odgazowywanie:
 - a. drugi co do znaczenia i zasięgu kierunek użytkowania paliw,

- b. jest to ogrzewanie paliw bez dostępu tlenu, którego funkcją celu jest uzyskiwanie wysokowęglowego paliwa stałego – karbonizatu,
 - c. przy stosowaniu niższych temperatur odgazowania np. dla węgla 500–700°C proces ten nosi nazwę wylewania a uzyskany karbonizat – półkoks,
 - d. przy wysokich temperaturach rzędu 1000°C mówimy o koksowaniu a produkt stały nazywany jest koksem,
 - e. półkoks i koks są używane w różnych technologiach jako: paliwo, reduktor, sorbent czy też surowce do produkcji elektrod węglowych,
 - f. powstający w procesie gaz z reguły wykorzystywany jest jako paliwo, rzadziej do celów syntezy,
 - g. produkty ciekłe (smoła, prasmoła, benzol itd.) są używane najczęściej jako surowce chemiczne,
3. zgazowanie:
- a. polega na niezupełnym utlenianiu paliwa stałego w różnych temperaturach od 800–1600°C.
 - b. czynnikami zgazowującymi są tlen (lub powietrze) i para wodna, a czasami wodór,
 - c. celem tego procesu jest konwersja paliwa stałego na gaz, który może służyć jako paliwo lub surowiec chemiczny.
 - d. produktem odpadowym jest popiół lub żużel.
4. upłynnienie:
- a. ma prowadzić do przetworzenia paliw stałych na substytuty ropy naftowej i jej przetworów,
 - b. najpopularniejsze procesy przetwarzania węgla na paliwa płynne opierają się na:
 - i. uwodornieniu ekstraktów i prasmów węglowych,
 - ii. bezpośrednim uwodornieniu węgla,
 - iii. katalitycznej syntezie gazów węglowych.

Spalanie

Procesy spalania cząstki węgla dzieli się na fizyczne i chemiczne:

1. procesy fizyczne:
 - a. parowanie wody (suszenie),
 - b. pęcznienie (dylatacja) cząstek węgla,
 - c. zmiana struktury porowatej,
 - d. przemiany fizyczne substancji mineralnej,
2. procesy chemiczne:
 - a. piroliza węgla,
 - b. spalanie części lotnych,
 - c. spalanie pozostałości koksowej,
 - d. przemiany chemiczne substancji mineralnej.

Spalanie to podstawowy sposób wytwarzania energii cieplnej, który przebiega w instalacji kotłowej.

Kocioł – zespół urządzeń służący do przetworzenia energii chemicznej zawartej w paliwie na energię cieplną. Najważniejszą częścią kotła jest przeponowy wymiennik ciepła i palenisko.

Konstrukcja paleniska zależy od rodzaju stosowanego paliwa, sposobu jego spalania oraz wydajności i typu kotła.

Najczęściej spotykane sposoby spalania węgla:

1. palenisko rusztowe:
 - a. z rusztem stałym (muł, miał, drobne, groszek, orzech, gruby),
 - b. z rusztem ruchomym (groszek, orzech),
2. w złożu fluidalnym:
 - a. pęcherzykowym (0,25 mm),
 - b. cyrkulującym (<6 mm),
3. w płomieniu pyłowym.

Straty ciepła w kotłach:

1. Strata wylotowa (kominowa) – spowodowana faktem, że spaliny mają wyższą temperaturę niż otoczenie. Jest to największa strata a jej wartość wynosi 8 – 16% (a czasem 20%).
2. Strata niepełnego spalania – gdy w spalinach występuje tlenek węgla CO i niespalone węglowodory. Wynosi 0 – 1,5% (5% w źle działających paleniskach rusztowych).
3. Strata niecałkowitego spalania (niedopału) – gdy w popiele występują części palne (występuje dla paliw stałych). 5 – 11% w paleniskach rusztowych, 0,5–5% w pyłowych.
4. Strata ciepła do otoczenia – wynika z promieniowania i wymiany ciepła od ścian kotła do otoczenia. Wynosi 0,4 – 3,5%.

4. Paliwa ciekłe

Ropa naftowa

Charakterystyka ropy naftowej:

1. ciekła mieszanina związków chemicznych (ok. 3000 rozpoznanych),
2. powstała z materii organicznej obumarłych organizmów,
3. kopalny nośnik energii pierwotnej,
4. surowiec energetyczny,
5. surowiec przemysłu chemicznego,
6. oleista ciecz o gęstości 0,65 – 1,10 g/cm³
7. lepkość kinematyczna (20°C) 5,2 – 550 mm²/s,
8. średnia masa molowa 220 – 300 g/mol (a nawet 470 g/mol),
9. barwa żółta, zielonkawa, ciemnobrunatna,
10. skład i właściwości surowca zależą od miejsca wydobycia,
11. wysoka kaloryczność (41,9 – 48,2 MJ/kg),
12. relatywnie niskie koszty wydobycia, magazynowania i transportu (rurociągi, tankowce),
13. umiarkowane koszty przeróbki,
14. różnorodność produktów przetwarzania,
15. udokumentowane złoża konwencjonalne: 235,8 · 10⁹ toe [2],
16. całkowite złoża konwencjonalne 404 – 540 · 10⁹ toe,
17. złoża niekonwencjonalne to około 230% zasobów konwencjonalnych i należą do tej grupy:
 - a. piaski bitumiczne,
 - b. ropa uwięziona w strukturach skalnych,

c. ciężka ropa naftowa [3].

Skład chemiczny ropy naftowej:

1. składniki węglowodorowe:
 - a. naftenowe,
 - b. parafinowe,
 - c. aromatyczne,
2. składniki niewęglowodorowe:
 - a. połączenia siarkowe,
 - b. połączenia azotowe,
 - c. połączenia tlenowe,
 - d. porfiryny,
 - e. substancje asfaltenowo-żywiczne,
 - f. pierwiastki śladowe,
3. woda, substancje mineralne.

Skład pierwiastkowy ropy naftowej:

1. węgiel (C), 80 – 88% masy,
2. siarka (S), 0,01 – 6% masy,
3. azot (N), 0,005 – 0,7% masy,
4. tlen (O), 0,001 – 1,80% masy.

Klasyfikacja rop – praktyka rafineryjna:

1. ropy nisko- i wysokosiarkowe,
2. ropy lekkie i ciężkie,
3. ropy dojrzałe i niedojrzałe,

Podstawowe oznaczenia rop:

1. gęstość,
2. lepkość, temperatura płynięcia,
3. parametry destylacji,
4. prężność par,
5. liczba kwasowa,
6. pozostałość po koksowaniu,
7. zawartość:
 - a. siarki,
 - b. chlorków,
 - c. wody i zanieczyszczeń stałych,
 - d. pierwiastków śladowych,
 - e. asfaltenów,
 - f. parafiny,
 - g. azotu całkowitego.

Ropa naftowa jest przerabiana a podstawowe produkty rafinerii to:

1. benzyna,
2. gaz płynny (LPG),
3. paliwa lotnicze,

4. oleje opałowe,
5. oleje napędowe,
6. oleje bazowe do wytwarzania środków smarowych,
7. woski naftowe,
8. asfalty,
9. surowce petrochemiczne,
10. koks naftowy.

Gaz płynny (LPG) – jest to mieszanina węglowodorów C_3 i C_4 , jest magazynowany w stanie ciekłym, pod niewielkim nadciśnieniem, jest stosowany jako gaz opałowy w gospodarstwach domowych, w przemyśle i turystyce, w gazownictwie bezprzewodowym, jako paliwo silnikowe oraz surowiec chemiczny i petrochemiczny.

Benzyna silnikowa – mieszanina $C_4 - C_{10}$, stosowana jest jako paliwo do silników lub rozpuszczalnik.

Paliwa lotnicze – mieszanina węglowodorów $C_9 - C_{16}$, stosowane jest jako paliwo do turbinowych silników lotniczych.

Oleje napędowe – mieszanina węglowodorów $C_{11} - C_{25}$, stosowane jest w silnikach o zapłonie samoczynnym.

Oleje bazowe do wytwarzania środków smarowych – produkty destylacji próżniowej ropy parafinowej i parafinowo-naftenowej, wykorzystywane do wytwarzania oleju smarowego, do bazy pakietu wprowadzane są odpowiednie substancje uszlachetniające, zagęszczające i napełniacze.

Woski naftowe – wydzielane z destylatów olejowych lub frakcji pozostałościowych ropy parafinowej i parafinowo-naftenowej, można wyróżnić następujące rodzaje:

1. parafina – n-parafin $\geq 90\%$ m/m, $C_{16} - C_{24}$,
2. cerezyna – nafteny 1÷3-pierścieniowe $C_{30} - C_{65}$,
3. wazelina – parafiny + nafteny $C_{25} - C_{70}$.

Substancje asfaltowe – półpłynne lub stałe, termoplastyczne ciała stanowiące mieszaninę składników wielkocząsteczkowych (I. at. $C \geq 25$).

Koks naftowy – paliwo stałe produkowane w procesie karbonizacji frakcji olejowych i pozostałościowych, stosowane jako paliwo w cementowniach i wapiennikach oraz do używane w produkcji grafitu elektrodowego.

Oleje opałowe

Oleje opałowe są produktami destylacji ropy naftowej. Można podzielić je na:

1. lekki olej opałowy o gęstości $0,82 - 0,85 \text{ g/cm}^3$,
2. średni olej opałowy $0,85 - 0,89 \text{ g/cm}^3$,
3. ciężki olej opałowy $> \text{pow. } 0,89 \text{ g/cm}^3$.

Charakterystyka ogólna ciężkich olejów opałowych [4]:

1. frakcje pozostałościowe z destylacji atmosferycznej i próżniowej ropy naftowej,

2. pozostałości podestylacyjne z innych procesów rafineryjnych,
3. kompozycje frakcji pozostałościowych po destylacji (mazut, gudron), destylacji produktów krakingu, hydrokrakingu, hydroodsiarczania i pirolizy frakcji olejowych oraz innych mniej wartościowych produktów rafinerii,
4. złożone mieszaniny węglowodorów C₂₆ do C₆₀ (i wyższe),
5. zakres temperatur wrzenia: ok. 350 – 650 °C,
6. Gęstość: 0,890 – 1,000 g/cm³ (niekiedy więcej),
7. wysoka zawartość związków siarki, azotu, tlenu (w formie układów asfaltenowych),
8. oleje pozostałościowe akumulują > 90% metali zawartych w surowej ropie naftowej w postaci związków metaloorganicznych lub soli,
9. zawierają metale głównie: V, Ni, Fe, Na,
10. duża zawartość wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) (3 – 6 pierścieni) – w zależności od jakości komponentów,
11. produkcja skierowana na maksymalizację uzysku paliw lekkich a to powoduje wzrost zawartości arenów w paliwach cięższych,
12. lepkość w 100 °C 6,0 – 55,0, mm²/s,
13. gęstość w 15 °C 0,95 – 1,01, g/cm³,
14. temperatura zapłonu > 60 °C,
15. temperatura płynności < 30 °C,
16. koks Conradsona < 22% m/m,
17. popiół < 0,20% m/m,
18. zawartość wody < 1,0% V/V,
19. zawartość siarki < 1,0% m/m,
20. zawartość wanadu < 600 mg/kg.
21. zawartość glinu i krzemu < 80 mg/kg,
22. wartość opałowa > 39 MJ/kg,
23. do spalenia 1 kg paliwa potrzeba około 10 m³ powietrza,
24. spalanie następuje z 5 – 30% nadmiarem powietrza,
25. wyróżniamy rodzaje ciężkich olejów opałowych: stosowane na lądzie i w żegludze.

Charakterystyka ogólna lekkich olejów opałowych:

1. kompozycje lekkich destylatów, dodatków uszlachetniających i barwników,
2. stosowane jako paliwo technologiczne w produkcji małotonażowej,
3. stosowane jako oleje grzewcze dla gospodarstw domowych,
4. mieszaniny węglowodorów C₉ do C₂₅,
5. gęstość w 15 °C, około 850 – 900 kg/m³,
6. wartość opałowa 41 – 43 MJ/kg,
7. minimalna temperatura zapłonu 15 °C,
8. lepkość kinematyczna w 20 °C 6 – 8 mm²/s,
9. zawartość siarki 0,2 – 0,3% m/m,
10. zawartość wody do 500 mg/kg.

5. Aspekty środowiskowe wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej

Wytwarzanie ciepła i ciepłej wody użytkowej jest jednym z głównych źródeł emisji w Polsce i głównym źródłem tzw. niskiej emisji [5]. Ważne w rozpatrywaniu problemów niskiej emisji jest rozróżnienie emisje do atmosfery powstają w miejscu użytkowania energii. W przypadku energii elektrycznej lub ciepła sieciowego (w większości w Polsce wytwarzanych ze spalania węgla) emisje są uwalniane w miejscach spalania paliw (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie) a nie w miejscu ich użytkowania np. gospodarstwa domowe. W przypadku instalacji indywidualnych np. piecyków, kotłów emisje są uwalniane lokalnie w miejscu wykorzystania ciepła lub ciepłej wody użytkowej.

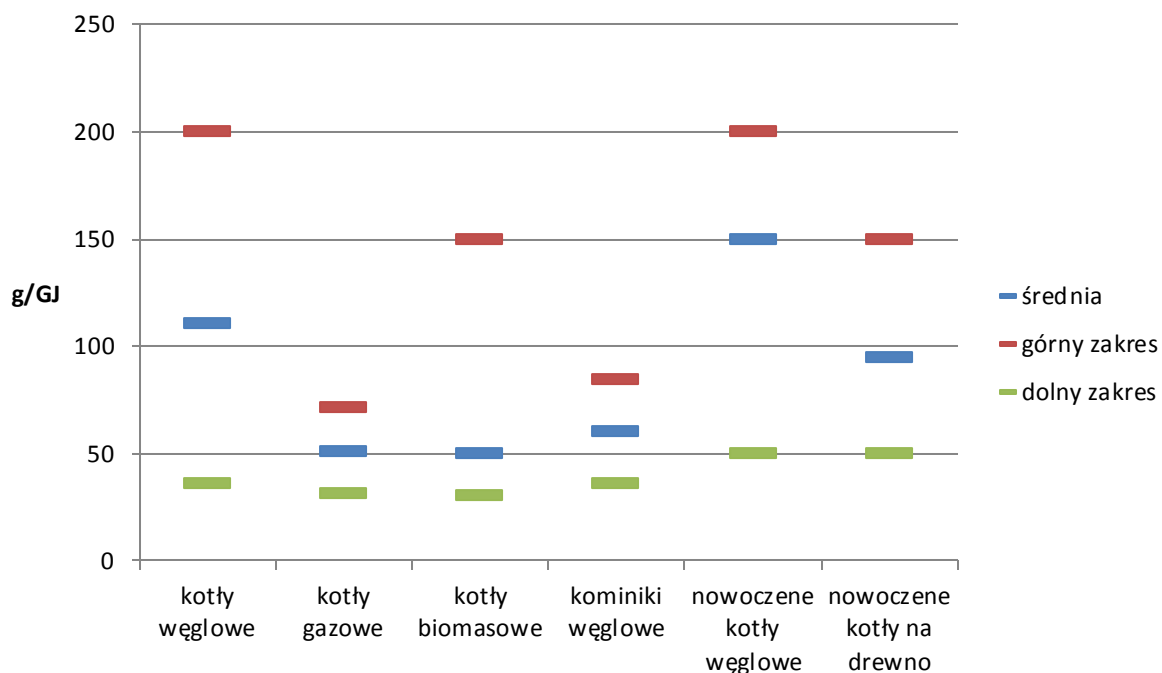
W 2015 roku w gospodarstwach domowych (kategorii 0202 według nomenklatury SNAP, oraz kategoria 1.A.4. b i według NRF) poddano spalaniu 253500 TJ węgla kamiennego, 3101 TJ węgla brunatnego, 132202 TJ gazu ziemnego, 105450 TJ biomasy drzewnej, 4200 TJ koksu, 21396 TJ LPG, 3010 oleju opałowego [5]. Spalanie to doprowadziło do emisji następujących wielkości zanieczyszczeń (w nawiasie udział w całkowitej emisji w Polsce): 127560 ton SO₂ (18,5%), 66310 ton NO_x (9,3%), 1314890 ton CO (54,8%), 117000 ton TSP (36,8%), 88160 ton PM10 (39,9%), 53580 ton PM2.5 (43,0%).

Metoda zasilania budynków w ciepło oraz ciepłą wodę użytkową determinuje wielkości emisji jakie są uwalniane do atmosfery. W statystykach oceniających emisje w Polsce są stosowane współczynniki emisji przedstawione w Tabeli 5 oraz na Rysunkach 3 – 9. Największe emisje są uwalniane gdy spalamy paliwa stałe, najniższe są z paliw gazowych.

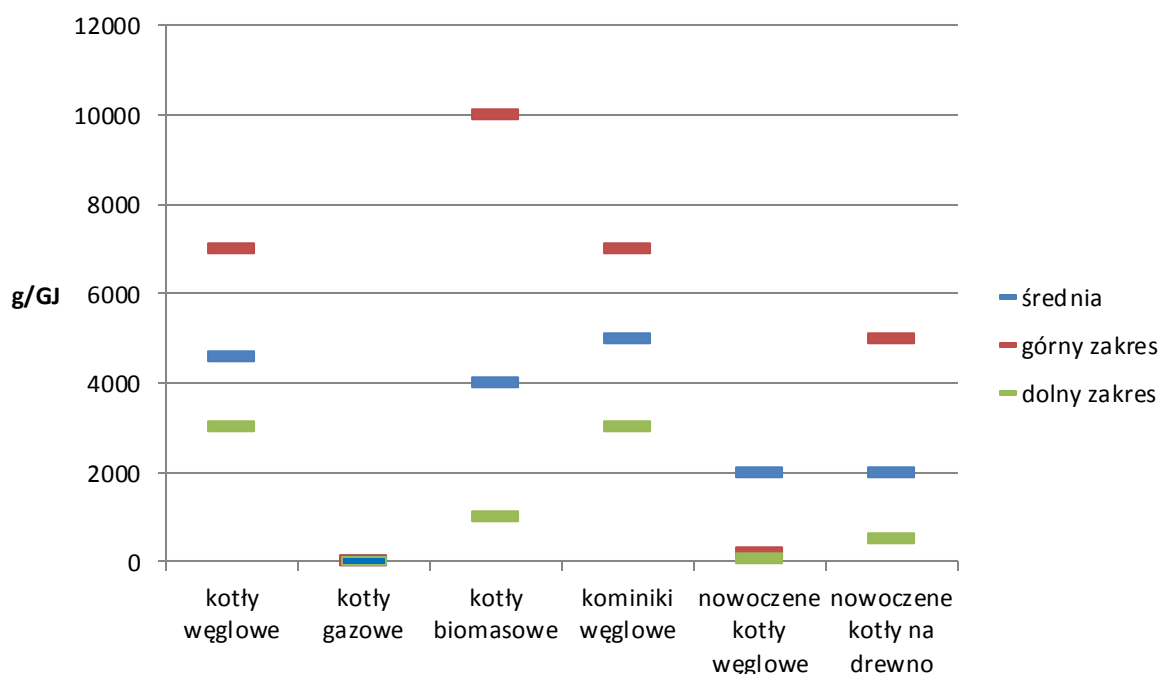
Tabela 5. Współczynniki emisji dla różnych zanieczyszczeń w zależności od spalanego paliwa w sektorze gospodarstw domowych [5]

Zanieczyszczenie	Paliwo	Współczynnik emisji	Jednostka
SO ₂	węgiel kamienny, brunatny i koks	0,011	Mg/Mg
	olej opałowy	0,006	
NO _x	węgiel kamienny	0,16477	Mg/TJ
	biomasa drzewna	0,076435	
	olej opałowy	0,18	
	gaz ziemny i LPG	0,1	
CO	węgiel kamienny	3,3902	
	biomasa drzewna	3,98264	
	olej opałowy	0,015	
	gaz ziemny i LPG	0,05	
TSP	węgiel kamienny	0,34361	
	węgiel brunatny	0,35668	
	biomasa drzewna	0,26742	
	olej opałowy	0,0600	
	gaz ziemny i LPG	0,0002	
PM10	węgiel kamienny	0,24422	
	węgiel brunatny	0,28417	
	biomasa drzewna	0,23733	
	olej opałowy	0,0500	
	gaz ziemny i LPG	0,0002	
PM2.5	węgiel kamienny	0,11516	
	węgiel brunatny	0,10039	
	biomasa drzewna	0,22604	
	olej opałowy	0,0400	
	gaz ziemny i LPG	0,0002	

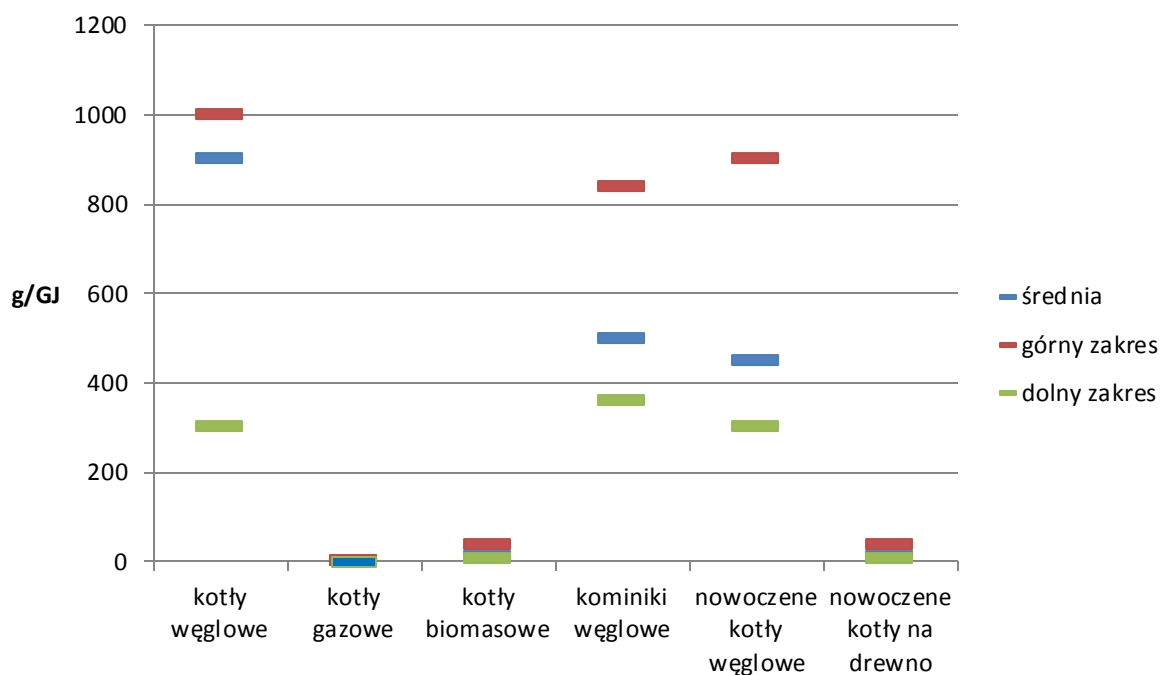
B(a)P	węgiel kamienny	1500	g/Gg
	węgiel brunatny	845	
	biomasa drzewna	2480	
	olej opałowy	3,43	
	gaz ziemny	0,562	μg/GJ



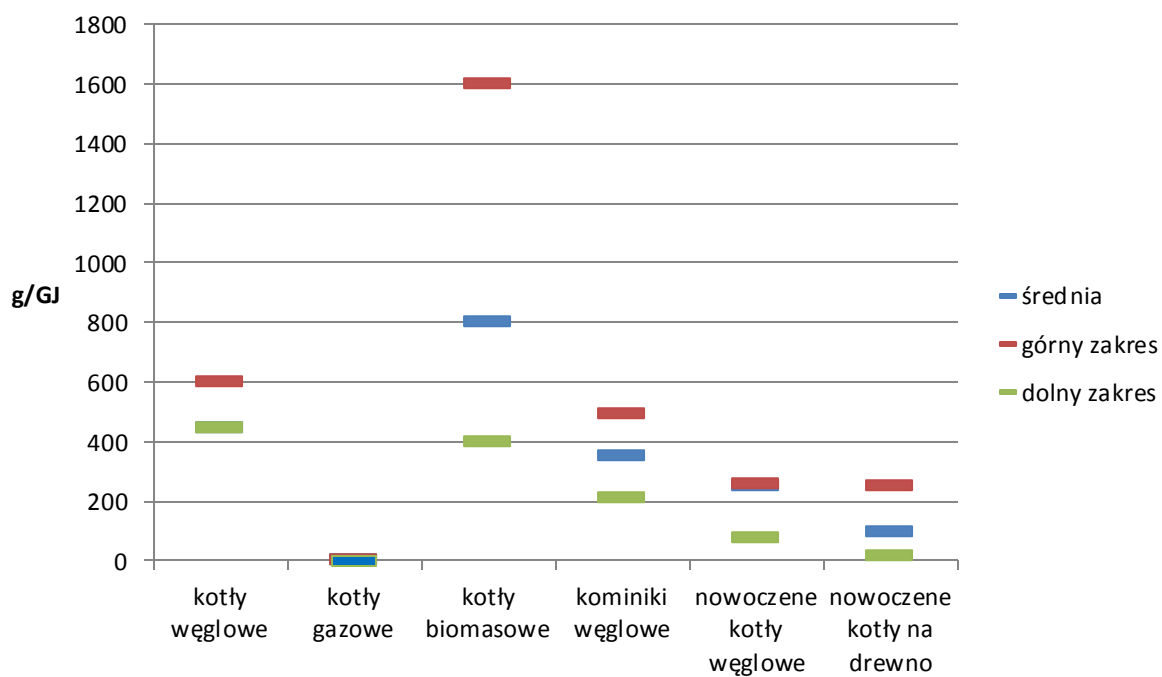
Rysunek 3. Współczynniki emisji (masa zanieczyszczenia na jednostkę energii paliwa) NO_x dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].



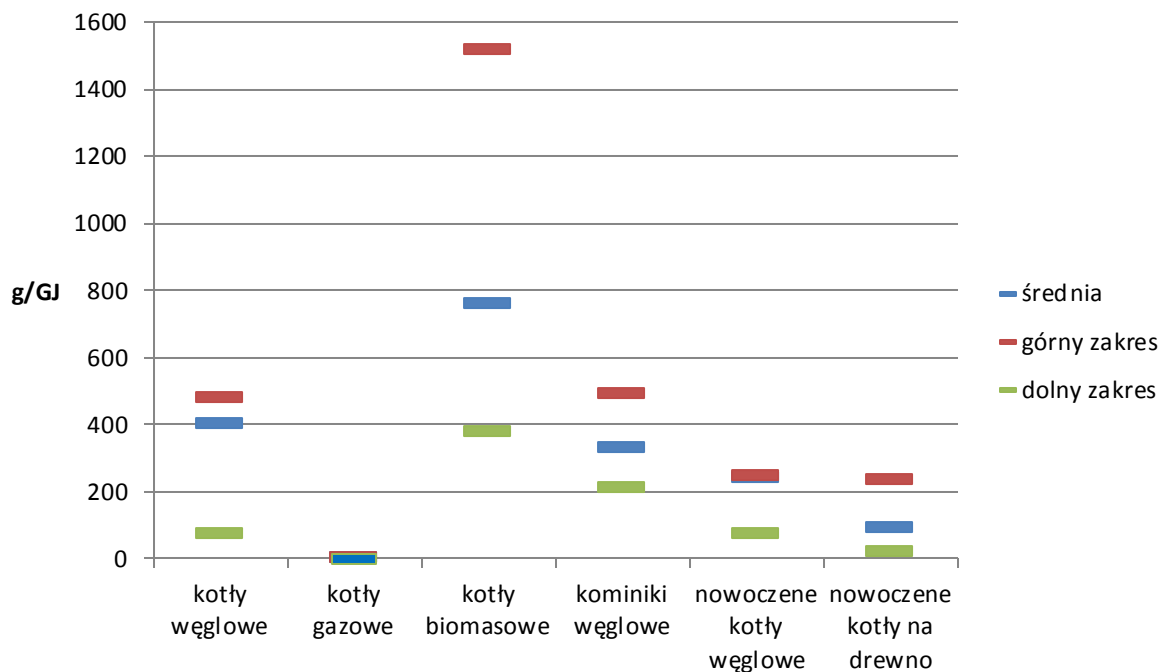
Rysunek 4. Współczynniki emisji CO dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].



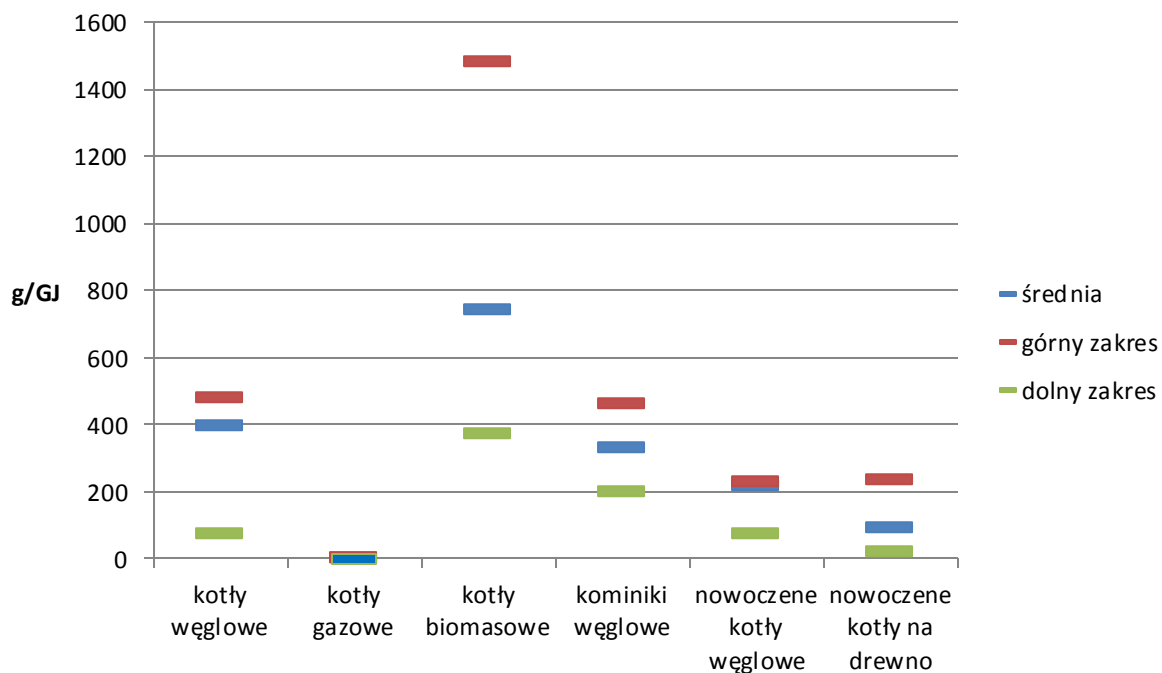
Rysunek 5. Współczynniki emisji SO_x dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].



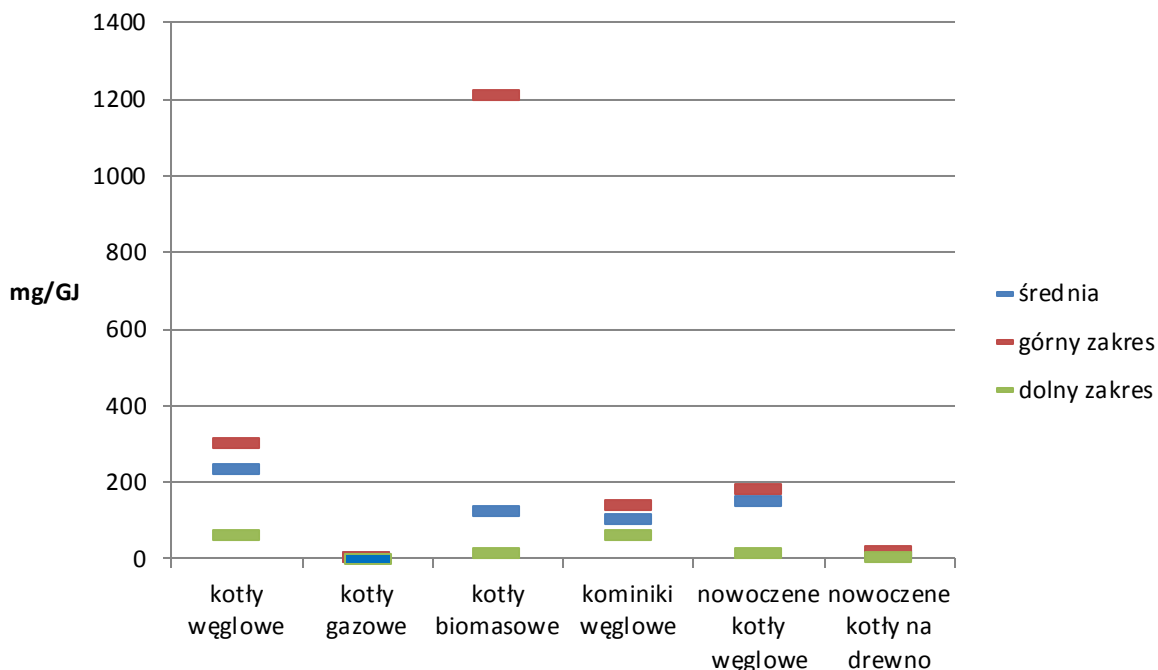
Rysunek 6. Współczynniki emisji TSP dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].



Rysunek 7. Współczynniki emisji PM10 dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].



Rysunek 8. Współczynniki emisji PM2.5 dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].



Rysunek 9. Współczynniki emisji B(a)P dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].

Według wymagań ekoprojektu kotły na paliwo stałe muszą spełniać następujące kryteria odnośnie emisji:

1. emisje cząstek stałych dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać:
 - a. 40 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa,
 - b. 60 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa,
2. emisje organicznych związków gazowych dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać:
 - a. 20 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa,
 - b. 30 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa,
3. emisje tlenku węgla dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać:
 - a. 500 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa,
 - b. 700 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa,
4. emisje tlenków azotu, wyrażone jako ekwiwalent dwutlenku azotu, dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać:
 - a. 200 mg/m³ w przypadku kotłów na biomasę,
 - b. 350 mg/m³ w przypadku kotłów na paliwa kopalne.

Literatura:

1. Główny Urząd Statystyczny 2017, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2015 r. Warszaw. ISSN 2084–8137.
2. energy-ecology.blogspot.com

3. Niekonwencjonalne zasoby ropy naftowej , Przemysł Naftowy w Polsce 2011, http://www.aknet.biz.pl/pn/04_11_pl.pdf
4. Surygała J., Vademecum Rafinera – Ropa naftowa: właściwości, przetwarzanie, produkty. Wydawnictwa Naukowo Techniczne, Warszawa, 2006.
5. Poland’s Informative Inventory Report 2017. Submission under the UN ECE Convention on Long–range Transboundary Air Pollution and the DIRECTIVE (EU) 2016/2284. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy; Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Warszawa.
6. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook – 2016, EEA Report No 21/2016, Europejska Agencja Środowiska.
7. Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe

Dr hab. inż. Mariusz Filipowicz prof. AGH

Mgr inż. Wojciech Goryl

Mgr inż. Krzysztof Sornek

Mgr inż. Mateusz Szubel

Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Odnawialne źródła energii – energia słoneczna, energia wody, biomasa

1. Wprowadzenie do energetyki słonecznej i kolektorów słonecznych

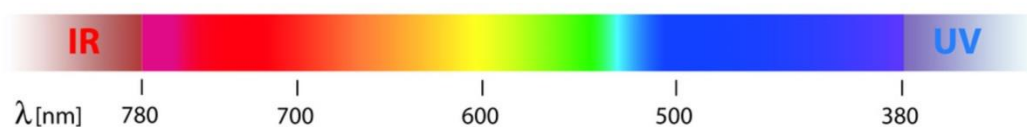
Wstęp

Promieniowanie słoneczne możemy wykorzystać następująco:

1. bez konwersji: systemy oświetlania światłem dziennym,
2. konwersja fotowoltaiczna,
3. konwersja termiczna promieniowania słonecznego:
 - a. niskotemperaturowa,
 - b. wysokotemperaturowa,
4. promieniowanie słoneczne jako źródło energii dla procesów wzrostu biomasy.

Podstawowe charakterystyki promieniowania słonecznego

Promieniowanie słoneczne docierające do nas zawarte jest w szerokim zakresie widma: zawiera promieniowanie ultrafioletowe, światło widzialne i podczerwień. Każde z tych zakresów scharakteryzowane jest przez zakres długości fal (Rysunek 10).



Rysunek 10. Widmo promieniowania słonecznego (IR – Infra Red – podczerwień, UV – Ultra Violet – ultrafiolet), pomiędzy nimi znajduje się światło widzialne. Źródło: <https://stock.adobe.com/pl/>

Podstawowe parametry określające warunki słoneczne w danej lokalizacji to usłonecznienie i nasłonecznienie. Wielkości te zdefiniowane są następująco:

1. usłonecznienie – liczba godzin widocznej tarczy słonecznej w ciągu roku (h/rok),
2. nasłonecznienie – ilość deponowanej energii w ciągu roku na jeden metr kwadratowy powierzchni płaskiej ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{rok}$).

Uśonecznienie wynosi przykładowo: Kołobrzeg: 1624 h/rok, Warszawa: 1579 h/rok, Zakopane: 1467 h/rok, średnia wartość dla Polski to 1580 h/rok.

Nasłonecznienie (określane też jako potencjał energetyczny promieniowania słonecznego) średnio rocznie w Polsce wynosi w przybliżeniu 1100 kWh/m²/rok, jest to ok. 3 GJ/m²/rok - co odpowiada ok. 100 m³ gazu ziemnego.

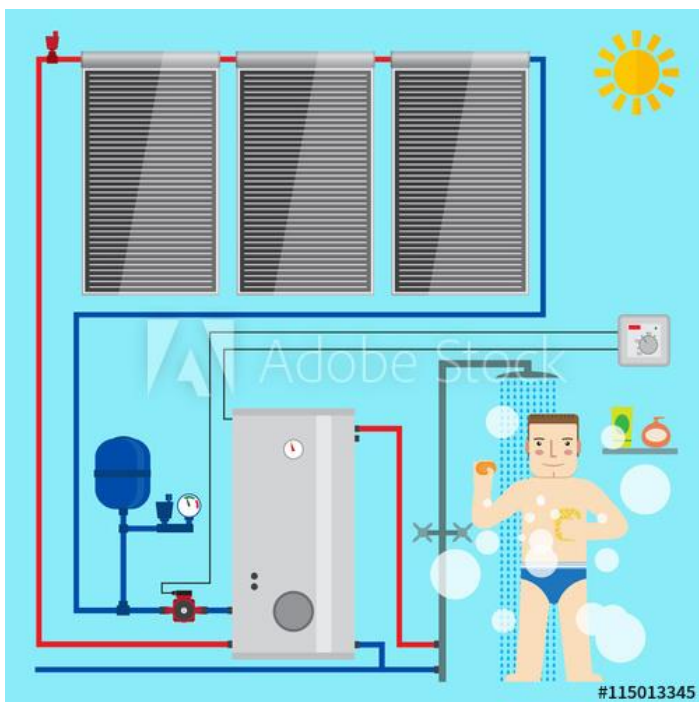
Promieniowanie słoneczne możemy podzielić na promieniowanie bezpośrednie – od widocznej tarczy słonecznej i promieniowanie dyfuzyjne (inaczej rozproszone, np. przechodzące przez chmury). Promieniowanie bezpośrednie ma dobrze zdefiniowany kąt padania, a rozproszone pad pod wieloma możliwymi kątami. Z tego powodu promieniowanie bezpośrednie ma lepsze właściwości energetyczne, m.in. można nakierować na dany odbiornik (kolektor słoneczny, panel fotowoltaiczny, itp.). Z reguły przenosi więcej energii, gdyż nie jest osłabiane przez chmury.

Cechą charakterystyczną promieniowania słonecznego w Polsce jest duży udział składowej dyfuzyjnej ok. 50% (średniorocznie) a w zimie nawet do 80%. Jest to niezbyt korzystne z punktu widzenia praktycznego wykorzystania energii promieniowania. Inną cechą charakterystyczną jest bardzo duża zmienność dostępnej energii w cyklu rocznym - w letnich miesiącach (czerwiec, lipiec) na teren Polski pada więcej promieniowania niż na równik, natomiast w zimie jest go znacznie mniej (nawet 10-krotnie). Powoduje to, że ten zasób jest silnie sezonowy - w praktyce wykorzystywany głównie w sezonie letnim.

Przykładowe wartości dziennej energii promieniowania słonecznego (zmierzone na stacji badawczej WEiP AGH) wyniosły w wybranych dniach roku 2013: 21.06 – 7,2 kWh, 13.06 – 7,5 kWh, 12.05 – 0,8 kWh, 19.05 – 7,2 kWh. Przykład ten ilustruje cechę charakterystyczną klimatu Polski – widać nawet 10-krotną zmienność w krótkim okresie.

Instalacja kolektorów słonecznych

Celem instalacji kolektorów słonecznych jest konwersja energii promieniowania słonecznego na ciepło i dostarczenie go użytkownikom, tak aby zapewnić ich potrzeby. Zasadniczym elementem jest tutaj kolektor słoneczny, składający się z absorbera nagrzewającego się pod wpływem padającego promieniowania słonecznego. Role absorbera pełni najczęściej blacha miedziana lub aluminiowa pokrytą specjalną warstwą dobrze absorbującą promieniowanie. Ciepło z absorbera odbierane jest z pomocą układu rurek z płynącą cieczą-medium roboczym (najczęściej wodny roztwór glikolu). Aby wykorzystać tak wytworzone ciepło do potrzeb bytowych kolektory muszą pracować w instalacji, której poglądowy schemat przedstawiono na Rysunek 11. Kolektory słoneczne (najczęściej więcej niż jeden) podłączone są z zasobnikiem ciepłej wody za pomocą orurowania i pompy obiegowej. Pompa służy do zapewnienia obiegu cieczy. Do kolektora wpływa woda chłodniejsza, a wypływa cieplejsza. W zbiorniku (zasobniku) ciepło przekazywane jest za pomocą odpowiednie węzownicy (bez mieszania) do wody zgromadzonej w zasobniku – z której korzystamy. Istotnym elementem instalacji jest tzw. naczynie wzbiorcze kompensujące rozszerzalność termiczną medium roboczego. Każda instalacja wyposażona jest jeszcze w elementy pomocnicze, takie jak sterowni elektroniczny, odpowiednie czujniki, zawory i zabezpieczenia. Bardziej rozbudowane instalacje mogą obejmować kilka źródeł ciepła, w tym klasyczne – np. kocioł gazowy, połączenie z instalacją grzewczą i innymi odbiorami.



Rysunek 11. Poglądowy schemat instalacji z kolektorami słonecznymi do wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Źródło: <https://stock.adobe.com/pl/>

Oprócz najpopularniejszych (i zarazem najtańszych) kolektorów płaskich występują jeszcze inne rodzaje kolektorów: próżniowe, rurowe, magazynujące i inne. W Polsce dość popularne są kolektory próżniowe. Charakteryzują się tym, że absorber zamknięty jest w szklanej rurze, z której odpompowano powietrze. Zapewnia to dobrą izolacyjność termiczną, a zatem wyższą sprawność. Możemy wykorzystać więcej ciepła niż w przypadku kolektorów płaskich.

Innym spotykanym rozwiązaniem są kolektory rurowe, zbudowane w ten sposób, że wewnątrz szklanej rury osłonowej, znajduje się rura o mniejszej średnicy, pokryta warstwą absorbującą promieniowanie słoneczne – tzw. rura robocza. Medium znajdujące się w rurze roboczej ogrzewa się zatem – a pozyskane ciepło przekazywane jest do instalacji domowej.

Instalacje fotowoltaiczne

Pod wpływem padających na złącze p-n fotonów o energii większej od szerokości przerwy energetycznej półprzewodnika z jakiego jest zbudowane fotoogniwo, powstają pary elektron-dziura (ładunki ujemne i dodatnie). Pod wpływem pola elektrycznego znajdującego się w półprzewodniku ładunki dodatnie przesuwane są do obszaru p, a ładunki ujemne do obszaru n. Powoduje to powstanie napięcia elektrycznego.

Istnieje wiele rodzajów paneli fotowoltaicznych: monokrystaliczne, polikrystaliczne, amorficzne czy cienkowarstwowe. Każdy z nich ma swoje wady oraz zalety. Najistotniejszym parametrem jest sprawność, która najwyższa jest w przypadku ogniw monokrystalicznych i wynosi do 15%.

Ogniwa możemy podzielić na trzy różne typy ze względu na materiał z jakiego są wykonane: krzemowe (krystaliczne i amorficzne), półprzewodnikowe (halogenki) oraz inne (barwnikowe i organiczne). Najczęściej stosowane są ogniwa krzemowe krystaliczne (monokrystaliczne, polikrystaliczne oraz cienkowarstwowe).

Typowa domowa instalacja fotowoltaiczna składa się z zespołu paneli fotowoltaicznych, które pod wpływem padającego promieniowania słonecznego wytwarzają prąd stały. Ze względu na to, iż wszystkie odbiorniki energii elektrycznej w typowej instalacji zasilane są prądem zmiennym, potrzebny jest falownik o odpowiedniej mocy do zamiany prądu stałego na prąd zmienny. Kolejnym elementem jest specjalny dwukierunkowy licznik energii elektrycznej. Pozwala on na zliczanie energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną i oddaną do sieci oraz pobraną energię elektryczną z sieci. Na podstawie wskazań licznika regulowane są należności za pobraną/oddaną do sieci odpowiednią ilość energii elektrycznej.

Przed przystąpieniem do montażu domowej instalacji fotowoltaicznej, należy określić miejsce montażu paneli fotowoltaicznych. Najdogodniejszym miejscem są powierzchnie dachów skośnych lub płaskich, a w dalszej kolejności grunt. Ponadto należy zwrócić uwagę czy panele nie zostaną zacienione przez przeszkody naturalne (drzewa, krzewy) lub budynki mieszkalne. Zastąpienie tylko jednego ogniwa na panelu powoduje drastyczny spadek sprawności.

Kolejnym elementem jest falownik, który zamienia prąd stały na zmienny. Tutaj należy zwrócić uwagę czy instalacja będzie pracować jako wyspa (niepodłączona do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej – typ off-grid) lub będzie połączona z siecią (typ on-grid). Do każdego typu instalacji dedykowane są inne urządzenia. Ponadto, przy instalacji off-grid należy pamiętać o konieczności montażu odpowiedniej wielkości akumulatora energii elektrycznej, aby w okresie nocnym lub pochmurnym móc korzystać z energii elektrycznej. Akumulator powinien być takiej pojemności, aby mógł zapewnić czas rozładowania co najmniej 100 godzin.

Dobór liczby modułów:

$$E = P \cdot Z1 \cdot Z2 \cdot Z3 \cdot V$$

gdzie:

E – wydajność energetyczna systemu PV [kWh/dzień], pokrywająca dzienne zużycie energii elektrycznej,

P – poszukiwana moc nominalna modułów [kW],

Z1 – średnia dzienna liczba godzin słonecznych w warunkach standardowego testowania (STC) [h/dzień],

Z2 – współczynnik związany z odchyleniem od płaszczyzny poziomej,

Z3 – współczynnik związany z temperaturą modułu,

V – straty energii w systemie,

V jest liczone następująco: $V = V1 \cdot V2 \cdot V3$

gdzie:

V1 – współczynnik uwzględniający spadki napięcia na przewodach i związane z użyciem akumulatora,

V2 – sprawność przemian energii elektrycznej w energię chemiczną i z powrotem, które zachodzą w akumulatorach,

V3 – straty wiążące się z wahaniami napięcia związanego z zmiennym nasłonecznieniem i różną temperaturą modułu.

2. Energia wody

Energia wody jest to inaczej suma energii kinetycznej (energia związana z ruchem) i potencjalnej (energia związana ze spadkiem) płynącej wody.

Moc przepływającej wody [W]:

$$P = g \cdot \rho \cdot \dot{V} \cdot H$$

gdzie:

g – przyspieszenie ziemskie,

ρ – gęstość wody,

\dot{V} – przepływ [m^3/s],

H – spad [m].

Przy założeniu, że elektrownia pracuje przez czas t w ciągu roku [h] i posiada sprawność η to ilość wyprodukowanej energii wynosi [kWh]:

$$E = \eta \cdot g \cdot \rho \cdot \dot{V} \cdot H \cdot t$$

Typowa sprawność od 30% dla bardziej prostych konstrukcji, 60 – 80% dla typowych i do 90% dla bardziej zaawansowanych.

Począwszy od drugiej połowy XIX wieku zaczęto wykorzystywać energię wody do produkcji energii elektrycznej. Najczęściej wykorzystywane elektrownie to elektrownie rzeczne przepływowe lub wykorzystujące różnicę poziomów. Elektrownie wodne oceaniczne możemy głównie podzielić na pływowe oraz wykorzystujące energię fal lub prądów.

Elektrownie rzeczne dzielimy na: przepływowe bez zbiornika, regulacyjne z dużym zbiornikiem, zbiornikowe z małym zbiornikiem, pompowo-szczytowe lub kaskadowe z wieloma zbiornikami.

Typowa elektrownia wodna składa się z urządzenia spiętrzającego wodę (tama), rurociągu doprowadzającego wodę na turbinę połączoną wałem z generatorem energii elektrycznej.

Występują dwa typy turbin wodnych: akcyjne i reakcyjne. Turbiny akcyjne inaczej natryskowe wykorzystują prędkość wody. W turbinach tych przemiana energii potencjalnej (związanej z ciśnieniem wody na poziomie wlotu do turbiny) na energię kinetyczną odbywa się w dyszy, która przekazuje tę energię wirnikowi. Turbiny reakcyjne inaczej naporowe wykorzystują różnicę ciśnień. W turbinie tej przemiana energii potencjalnej wody w energię kinetyczną wirnika odbywa się częściowo w aparacie kierowniczym i częściowo w samym wirniku. Turbiny akcyjne: Peltona, Turgo, Banki, a reakcyjne: śmigłowe, Kaplana.

Wielkością charakteryzującą turbiny wodne jest wyróżnik szybkobieżności, czyli stosunek prędkości obwodowej elementu obracającego się w turbinie do prędkości przepływu wody. Wyróżnić można turbiny wolnobieżne, średnobieżne oraz szybkobieżne.

Każda turbina wodna posiada swój optymalny zakres spadów wody, dla którego pracuje najefektywniej: turbina Peltona (50 – 2000 m), turbina Franciszka (1 – 600 m), turbina Deriazowa (15 – 300 m), turbina Kaplanowa (1 – 70 m), turbina Banki-Michella (1 – 60 m).

Najczęściej wykorzystywanymi magazynami energii elektrycznej są elektrownie wodne szczytowo-pompowe. Elektrownie te pracują w systemie pompowym (pompowanie wody ze zbiornika położonego niżej do zbiornika położonego wyżej – magazynowanie energii elektrycznej w postaci energii potencjalnej grawitacji) w okresie niskiego poboru energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, kiedy energia elektryczna jest tania oraz pracują jak typowa elektrownia wodna w okresie najwyższego zapotrzebowania na energię elektryczną, kiedy jest ona droga. Największą wodną elektrownią w Polsce jest elektrownia szczytowo-pompowa w Żarnowcu o mocy 716 MW.

3. Podstawy procesu spalania biomasy

Na proces spalania biomasy składają się cztery zasadnicze fazy:

1. ogrzewanie paliwa i uwalnianie wilgoci,
2. termiczna dekompozycja (piroliza),
3. spalanie produktów lotnych termicznej dekompozycji,
4. spalanie pozostałego karbonizatu.

Jeżeli rozpatrywana jest pojedyncza cząstka biomasy, powyższe etapy zachodzą kolejno w danej warstwie drobin. W ujęciu makroskopowym – np. podczas spalania wsadu paliwa w komorze urządzenia grzewczego – w różnych obszarach komory spalania równolegle występują różne stadia.

Z uwagi na dużą w porównaniu do paliw kopalnych zawartość części lotnych, w przypadku biomasy szczególnie istotnym etapem spalania jest piroliza, definiowana jako rozkład paliwa w odpowiednio wysokiej temperaturze bez dostępu utleniacza (np. tlenu z powietrza). Produktami pirolizy są substancje lotne, związki ciekłe (smoła) oraz koks (karbonizat). Spalanie produktów lotnych pirolizy następuje ponad złożem paliwa i jest obserwowane jako płomień. Spalanie płomieniowe zachodzi w temperaturze znacznie wyższej niż spalanie koksu. W zależności od temperatury przebiegu pirolizy udział koksu, smoły i części lotnych w produktach procesu może się zmieniać. W zależności od warunków panujących w reaktorze rozróżnia się pirolizę konwencjonalną i szybką. W wyniku tej pierwszej powstaje relatywnie dużo koksu, natomiast w przypadku pirolizy szybkiej obserwowane jest powstawanie dużej ilości lotnych węglowodorów. Ponadto, obniżona koncentracja tlenu sprzyja tworzeniu produktów ciekłych.

Dynamika przebiegu pirolizy zależy bezpośrednio od jej składu. Wyróżnić można trzy podstawowe komponenty ulegające rozkładowi w różnej temperaturze:

1. hemiceluloza ~220 – ~320 °C,
2. celuloza ~320 – 370 °C,
3. lignina ~320 – 500 °C.

W wyniku rozkładu ligniny powstaje więcej koksu, natomiast hemiceluloza i celuloza, wchodzące w skład grupy związków o nazwie homocelulozy dają znacznie więcej części lotnych.

Etap reagowania pozostałości koksowej zachodzi w wyższej temperaturze i przebiega znacznie wolniej niż piroliza.

Istotnym procesem związanym ze spalaniem biomasy stałej jest zgazowanie, którego prekursorem jest piroliza lignino-celulozy z wydzielaniem części lotnych. W trakcie zgazowania utleniacz (występujący w niedomiarze względem ilości niezbędnej do stechiometrycznego spalania paliwa) reaguje z węglowodorami będącymi produktami pirolizy oraz z węglem stałym z koksu, w wyniku czego powstają gazy o prostej budowie. W produktach przeważa tlenek węgla (CO), ale występują także inne palne gazy, w tym wodór, czy metan. Skład gazu będącego produktem zgazowania, a w konsekwencji także jego wartość opałowa zależą od zastosowanego czynnika zgazowującego (utleniacza).

4. Wyznaczanie sprawności urządzeń grzewczych zasilanych biomasą

W przypadku urządzeń grzewczych zasilanych paliwami stałymi sprawność jest wyznaczana najczęściej metodą pośrednią. Podstawą jest obliczenie wszystkich istotnych źródeł strat energii w granicach osłony bilansowej badanego systemu. Następnie względna sprawność η jest obliczana zgodnie ze wzorem:

$$\eta = 1 - \sum_{i=1}^n S_i$$

gdzie:

S_i to kolejne straty ciepła, związane z niedoskonałością procesu spalania i jednostki grzewczej.

Największy udział w bilansie cieplnym kotłów i kominków ma strata kominowa, która w przypadku najprostszych urządzeń (kominki spełniające głównie funkcję estetyczną) może sięgać nawet kilkudziesięciu procent. Strata kominowa jest wynikiem temperatury spalin (ulatujących do otoczenia przewodem dymowym) wyższej niż temperatura powietrza zasilającego proces spalania. Możliwość redukcji straty kominowej jest ograniczona z uwagi na ryzyko wykraplania się kondensatu z nadmiernie ochłodzonych spalin. Zbyt niska temperatura gazów ulatujących przez komin może także zaburzyć ciąg (w przypadku urządzeń pracujących podciśnieniowo, na ciągu naturalnym). W celu odzyskania części ciepła niesionego przez spaliny stosuje się różnego rodzaju wymienniki ciepła, w tym płomieniówkowe (w przypadku kotłów), akumulacyjne (w przypadku pieców i kominków), a także przeznaczone do montażu za czopuchem wymienniki „spaliny – woda” lub „spaliny powietrze”. Obniżenie straty kominowej jest możliwe także przez odpowiednie dobranie współczynnika nadmiaru powietrza, co wpływa na wielkość strumienia spalin.

Kolejnym niepożądanym składnikiem bilansu cieplnego urządzenia grzewczego zasilanego paliwem stałym jest strata niezupełnego spalania. Wynika ona z obecności lotnych substancji palnych w spalinach. Na wielkość straty w przypadku spalania biomasy wpływ ma przede wszystkim efektywność dopalania tlenu węgla, który stanowi podstawowy produkt zgazowania. W celu zmniejszenia straty stosuje się m.in. rozdzielenie procesu zgazowania i dopalania produktów poprzez zastosowanie dwóch komór: pierwotnej i wtórnej (np. w kotłach wsadowych na słomę). W praktyce dopalenie tlenu węgla możliwe jest w warunkach odpowiedniego dostępu utleniacza (współczynnik nadmiaru powietrza między 1,15 a 2 – w zależności od typu jednostki) i dostatecznie wysokiej temperatury (wyższa niż ~ 85 °C). W związku z tym, konieczne jest stosowanie układów stopniowania powietrza (podział na powietrze pierwotne i wtórne), a czasem także izolowanie termiczne obszarów

komory newralgicznych z punktu widzenia warunków spalania. Istotne jest także zapewnienie wystarczającego stopnia wymieszania gazów palnych i utleniacza w obszarze spalania wtórnego.

Występowanie substancji palnych w stałej pozostałości ze spalania jest przyczyną powstawania strat niecałkowitego spalania w żużlu (pozostałość w komorze spalania) i popiele lotnym (drobiny unoszone wraz ze strumieniem gazów). Na wielkość straty wpływ ma rodzaj i jakość paliwa (w tym głównie zawartość wilgoci), ale także budowa urządzenia grzewczego i czas przebywania unoszonych cząstek paliwa i karbonizatu w strefie spalania (w odpowiednio wysokiej temperaturze).

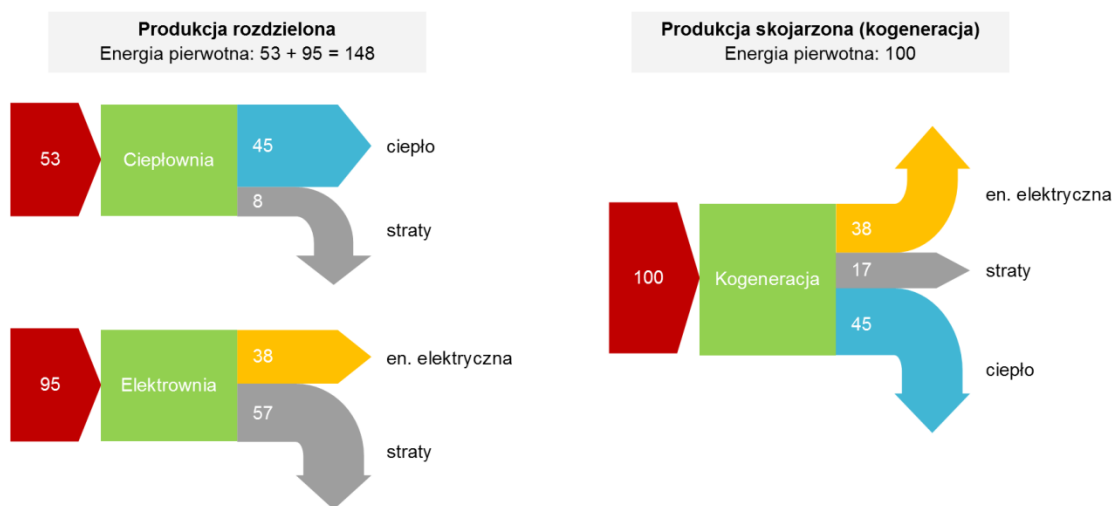
Innym źródłem strat ciepła w przypadku urządzeń grzewczych jest oddawanie ciepła do otoczenia przez zewnętrzną obudowę (przez wnikanie i promieniowanie), przy czym w przypadku współczesnych kotłów stosowane są warstwy izolujące, pozwalające na zredukowanie strumienia ciepła do otoczenia niemal do zera. W przypadku kominków mamy natomiast do czynienia z wykorzystaniem ciepła oddanego przez urządzenie do ogrzania pomieszczenia, w którym się znajduje.

5. Mikrokogeneracja

Pojęcie **kogeneracja** oznacza skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej odbywające się w jednym procesie technologicznym (z ang. CHP – Combined Heat and Power). W przypadku wykorzystywania urządzeń o mocy elektrycznej nie większej niż 50 kW_e, systemy kogeneracyjne klasyfikuje się jako systemy skali mikro (tzw. **mikrokogeneracja**).

Jednym z podstawowych elementów systemu mikrokogeneracyjnego jest źródło ciepła. W przypadku systemów zasilanych biomasą, może to być np. odpowiednio przystosowany kocioł na drewno, kocioł na pellet, kocioł wsadowy na słomę, piec lub kominek. W zależności od zastosowanego rozwiązania, źródło ciepła współpracuje z silnikiem Stirlinga, instalacją ORC (instalacje te wyposażone są w zewnętrzny generator elektryczny) lub z generatorami termoelektrycznymi. Konstrukcja systemu sprawia, że ciepło oraz energia elektryczna produkowane są równocześnie, przy czym ze względu na różną efektywność obu procesów, ilość wytwarzanego ciepła jest wyraźnie większa. Sprawność całkowita procesu wynosi ok. 90%, w tym sprawność wytwarzania energii elektrycznej jest równa 10 – 40%, a sprawność cieplna – 50 – 80%.

Stosowanie systemów mikrokogeneracyjnych pozwala ograniczyć zużycie energii pierwotnej, a co za tym idzie ograniczyć koszty produkcji ciepła i energii elektrycznej oraz ilość emitowanych do atmosfery zanieczyszczeń. Diagram prezentujący porównanie sprawności produkcji ciepła i energii elektrycznej w rozdzielnych procesach oraz w kogeneracji, pokazany został na Rysunek 12.



Rysunek 12. Produkcja rozdzielona i skojarzona – porównanie sprawności.

Istotnym pojęciem w kontekście aktualnego i przyszłego wykorzystania jednostek mikrokogeneracyjnych jest **kogeneracja rozproszona**, oznaczająca małe jednostki produkujące energię elektryczną i ciepło, przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy. Rozwiązanie takie jest przeciwieństwem systemu zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną z jednej centralnej elektrociepłowni.

Rozwinięciem systemów kogeneracyjnych są **systemy trigeneracyjne**, w przypadku których poza wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej, produkowany jest również chłód. Na potrzeby wytwarzania chłodu stosowane są chłodziarki absorpcyjne lub adsorpcyjne.

Interesującym rozwiązaniem są również **systemy hybrydowe**, oparte na współpracy dwóch lub więcej różnych źródeł ciepła. Przykładowo, ciepło na potrzeby ogrzania wody użytkowej (ewentualnie również wody w instalacji centralnego ogrzewania), może być wytwarzane z wykorzystaniem instalacji wyposażonej w kocioł na biomasę i kolektory słoneczne. Integracja tych urządzeń jest możliwa przez zastosowanie zbiornika buforowego.

6. Sterowanie pracą urządzeń grzewczych

Sterowanie procesami spalania w urządzeniach grzewczych ma istotne znaczenie dla ich efektywnej, bezpiecznej i przyjaznej środowisku pracy. Najprostsze rozwiązania kotłów centralnego ogrzewania, kominków i pieców posiadają regulację manualną. Najczęściej realizowana jest ona za pomocą przepustnicy, która umożliwia zmianę ilości powietrza nawiewanego do komory spalania. Sterowanie takie jest nieefektywne – uniemożliwia precyzyjną kontrolę temperatury i mocy urządzenia oraz powoduje wyższą emisję zanieczyszczeń do atmosfery. Ponadto, wymaga regularnej ingerencji użytkownika. Bardziej zaawansowane jednostki wyposażone są w sterowniki mikroprocesorowe, które na podstawie zadanej krzywej grzewczej, informacji z regulatorów pokojowych lub stacji pogodowej, kontrolują pracę urządzenia. W przypadku kotłów centralnego ogrzewania opalanych biomasą kontrola ta realizowana jest przede wszystkim z wykorzystaniem pomiaru temperatury

spalin, temperatury wody w płaszczu wodnym (temperatury wody w instalacji) oraz zawartości tlenu w spalinach. Sterowanie odbywa się za pomocą płynnej regulacji pracy wentylatorów nadmuchowych i wyciągowych oraz regulacji pracy pomp obiegowych. W przypadku kominków, zamiast wentylatorów nadmuchowych i wyciągowych, stosowane są przepustnice powietrzne.

Kontrola procesu spalania jest szczególnie istotna dla biomasy, podczas spalania której emisje mogą się bardzo różnić w zależności od sposobu prowadzenia procesu spalania. Tworzenie się różnych zanieczyszczeń podczas spalania drewna ma dość skomplikowany charakter. Bezpośrednie badania emisji pyłów z różnych urządzeń grzewczych potwierdzają silną zależność wielkości emisji od charakteru urządzenia i stopnia automatyzacji procesów spalania w nim zachodzących. W przypadku dobrego wymieszania gazów z odgazowania paliwa i powietrza można osiągnąć bardzo niskie emisje, jednakże prowadzenie dokładnej kontroli procesu spalania wymaga stosowania sond CO/lambda sprzężonych z odpowiednim sterownikiem. W związku z tym następuje rozwój systemów tzw. sterowników adaptacyjnych z odpowiednimi sondami.

Różnica pomiędzy poszczególnymi urządzeniami i paliwami jest znaczna. W przypadku biomasy emisje bardzo silnie zależą od formy paliwa i automatyzacji procesu spalania, zmieniając się nawet kilku – bądź kilkunastokrotnie. W przypadku starszych urządzeń różnice mogą być nawet ponad 100-krotne (w szczególności przy spalaniu dużych ilości, znacznie zawilgoconego biopaliwa z niewystarczającym doprowadzeniem powietrza). Nowsze, zautomatyzowane urządzenia o zoptymalizowanej konstrukcji charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami spalania paliwa (wysoka sprawność, niska emisja zanieczyszczeń do atmosfery). Niemniej, m.in. na Katedrze Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego (Wydział Energetyki i Paliw, AGH w Krakowie), prowadzone są prace badawcze obejmujące zagadnienia spalania biopaliw w kotłach na biomasę małej i mikroskali.

Dr inż. Anna Sowiżdżał^{a,b}
Mgr inż. Jarosław Kotyza^{a,b}
Mgr inż. Wojciech Luboń^{a,b}
Mgr inż. Grzegorz Pełka^{a,b}
Mgr inż. Paweł Jastrzębski^{a,b}
Dr inż. Janusz Zyśk^c

a. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii „Miękinia”

b. Instytut Zrównoważonej Energii „Miękinia” Sp. z o.o.

c. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw

Odnawialne źródła energii – energia geotermalna, pompy ciepła

1. Energia geotermalna

Energia geotermalna jest wewnętrznym ciepłem skorupy ziemskiej, zakumulowanym w systemach hydrotermalnych lub suchych skałach w takich ilościach, które tworzą zasoby energii. Zbiorniki geotermalne złożone są ze skał o wysokiej porowatości i przepuszczalności, co sprzyja akumulacji dużych ilości wód i zawartej w nich energii. Szczególnie sprzyjające warunki do powstania systemów geotermalnych o wysokiej energii, potencjalnie najlepiej nadających się do przemysłowego wykorzystania, istnieją w obrębie płyt litosfery w strefach ryftowych i strefach subdukcji. Strefy ryftowe stanowią miejsca, do których dopływa gorąca materia z głębi płaszcza Ziemi. W strefach subdukcji tworzy się skorupa kontynentalna, działają intensywne procesy tektoniczne, rozwija się wulkanizm. Potencjał geotermalny aktywnych, krawędziowych stref płyt litosfery pozostaje w prostej relacji do anomalnie wysokich wartości strumienia cieplnego, spowodowanego przez intensywny magmatyzm i wulkanizm. Większość perspektywicznych regionów geotermalnych związanych z systemami o wysokich temperaturach znajduje się z reguły w obrębie stref krawędziowych. W takich strefach na głębokościach od kilkuset do kilku tysięcy metrów znajdują się w skałach zbiornikowych złoża pary wodnej o temperaturach powyżej 150 °C. Manifestują się one na powierzchni Ziemi w postaci źródeł i gejzerów [1].

Złoża geotermalne ogólnie możemy podzielić na:

1. Złoża wysokotemperaturowe (złoża par geotermalnych, złoża o wysokiej entalpii) występują w obszarach współczesnej lub niedawnej aktywności wulkanicznej lub tektonicznej. Bezpośrednim źródłem ciepła jest magma znajdująca się płytko w skorupie ziemskiej lub wydobywająca się jako lava podczas erupcji wulkanicznych. Temperatury w złożach par przekraczają 150 – 200 °C. Szczególnie sprzyjające warunki do powstania systemów geotermalnych o wysokiej energii, potencjalnie najlepiej nadających się do przemysłowego

wykorzystania, istnieją w obrębie płyt litosfery. W obrębie grzbietów śródoceanicznych występują obszary nazywane plamami gorąca, gdzie w obrębie skorupy występuje znacznie większy strumień ciepły i towarzyszący mu z reguły wulkanizm. Typowym przykładem jest park narodowy Yellowstone.

2. Złoża niskotemperaturowe (złoża wód geotermalnych, złoża o niskiej entalpii) zawierają wody o temperaturach niższych od 150 °C. Źródłem ciepła jest głównie naturalny strumień ciepły Ziemi. Systemy niskotemperaturowe ze złożami wód geotermalnych są powszechne i występują na znacznie większych obszarach w porównaniu z systemami wysokotemperaturowymi.

Woda geotermalna to woda podziemna, której temperatura na wy płycie wynosi co najmniej 20 °C, udostępniona za pomocą źródła lub odwiertu.

Sukcesywnie realizowane są prace badawcze dotyczące możliwości efektywnego wykorzystania zasobów wód i energii geotermalnej w wielu rejonach Polski [2, 3, 4, 5, 6].

Kluczowe z nich to Atlasy geotermalne stanowiące wszechstronne i wyczerpujące źródło informacji o występowaniu oraz możliwościach eksploatacji wód geotermalnych na obszarze Niżu Polskiego, Karpat i zapadliska przedkarpackiego [1, 7, 8, 9, 10]. Poprzez wskazanie obszarów perspektywicznych dla lokalizacji nowych instalacji geotermalnych Atlasy przyczyniają się do ochrony środowiska naturalnego stanowiąc bodziec dla zwiększenia wykorzystania czystych ekologicznie odnawialnych źródeł energii. Przedstawione w Atlasach propozycje zagospodarowania istniejących zasobów geotermalnych (w ciepłownictwie, balneoterapii, rekreacji i in.) stanowią istotny element rozwoju gospodarczego regionów znajdujący odzwierciedlenie w lokalnych planach inwestycyjnych.

Zasoby geotermalne Polski zakumulowane są w 4 głównych prowincjach hydrogeotermalnych:

1. Niż Polski,
2. Karpaty,
3. Zapadlisko przedkarpackie,
4. Sudety.

Każda z tych prowincji charakteryzuje się innymi warunkami geotermalnymi.

Największy potencjał energetyczny w Polsce związany jest z rejonami Niżu Polskiego oraz Podhala, gdzie od lat 90 tych pracuje najstarsza i największa ciepłownia geotermalna w Polsce. Eksploatacja wody geotermalnej odbywa się obecnie za pomocą trzech otworów produkcyjnych o łącznej zatwierdzonej wydajności 960 m³/h wody o temperaturze 80 – 86 °C. Zbiornik wody znajduje się w wapieniach i dolomitach triasu środkowego [11]. W pozostałej części Karpat ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną, przekładająca się na niską wydajność otworów wi ertniczych oraz problemy z odnawialnością zasobów geotermalnych, istnieje duże ryzyko geologiczne dla lokalizowania ciepłowni geotermalnych.

Rejon Niżu Polskiego jest największym obszarowo rejonem geotermalnym w Polsce. Podstawowe zasoby wód geotermalnych na Niżu Polskim związane są z warstwami wodonośnymi ery mezozoicznej. Wody geotermalne zakumulowane są przede wszystkim w formacjach piaszczystych dolnej kredy i dolnej jury [1].

W rejonie zapadliska przedkarpackiego występowanie wód geotermalnych związane jest lokalnie z węglanowymi utworami dewonu i karbonu, piaskowcowymi utworami jury środkowej, węglanowymi utworami jury górnej, a także z piaskowcami cenomanu. To właśnie ze zbiornikiem cenomanu związane są najwyższe potencjalne wydajności otworów wiertniczych, przekraczające $200 \text{ m}^3/\text{h}$. Jest to ewenement w tym rejonie, ponieważ prawie na całym obszarze zapadliska, w większości zbiorników geotermalnych przewidywane są wydajności rzędu kilku, sporadycznie kilkadziesiąt m^3/h , jednak nieprzekraczających $60 \text{ m}^3/\text{h}$, co stanowi duży problem w kontekście zagospodarowania zasobów geotermalnych do celów ciepłowniczych [5, 9].

W Sudetach wody geotermalne występują zwykle w zeszczelinowanych skałach krystalicznych oraz metamorficznych. Dotyczy to zarówno obszaru Sudetów, jak i bloku przedsudeckiego - ograniczonego do strony północno-wschodniej uskokiem Odry. Obszar ten jest wyjątkowy pod względem budowy geologicznej Polski, ze względu na fakt, że zamiast basenów sedymentacyjnych, np. Niżu Polskiego, zapadliska przedkarpackiego oraz sfałdowanych Karpat zewnętrznych. Sudety składają się głównie ze starych krystalicznych skał pokrytych młodszym osadem [12].

Zagospodarowanie zasobów energii geotermalnej w Polsce jest realizowane od początku lat 90-tych XX wieku, kiedy to powstał na Podhalu pierwszy zakład geotermalny. Od tego czasu powstały kolejne ciepłownie geotermalne (obecnie jest ich 6 – na Podhalu, w Pyrzycach, Stargardzie Szczecińskim, Uniejowie, Poddębicach, Mszczonowie), a także uzdrowiska (10) i ośrodki rekreacyjne wykorzystujące wody geotermalne (13) [11]. Energia geotermalna wykorzystywana jest także do innych celów np. suszenia drewna, podgrzewania boiska piłkarskiego czy hodowli ryb.

Pomimo szeregu pozytywnych rezultatów prowadzonych prac badawczo-rozwojowych, w których efekcie powstały opracowania będące poradnikami dla inwestorów rozwój energii geotermalnej w Polsce jest ciągle bardzo powolny. W 2014 roku udział energii geotermalnej w energii pozyskiwanej ze wszystkich odnawialnych źródeł wyniósł zaledwie 0.25% (przy dominującym udziale biopaliw – 76%) [13]. W porównaniu do lat poprzednich nie odnotowano znaczącego przyrostu zainstalowanych mocy, a nowe projekty w większości przypadków nakierunkowane są na wykorzystanie wód geotermalnych do celów rekreacyjnych a nie energetycznych.

Cechą charakterystyczną wykorzystania energii geotermalnej, tak jak wszystkich odnawialnych źródeł energii, są wysokie koszty inwestycyjne, przy relatywnie niskich kosztach eksploatacyjnych. W przypadku geotermii wysokie początkowe koszty inwestycyjne związane są przede wszystkim z kosztami wierceń, co w połączeniu z ryzykiem geologicznym wykonania pierwszego otworu wiertniczego powoduje, że pomimo szeregu korzyści gospodarczych, środowiskowych czy społecznych, jakie niesie ze sobą zagospodarowanie energii geotermalnej, stopień zagospodarowania istniejących zasobów geotermalnych jest bardzo niski. Z dotychczasowego doświadczenia wynika, że pomimo dużej atrakcyjności projektów geotermalnych dla wielu miast, potencjalni inwestorzy obawiają się ryzyka geologicznego związanego z wykonaniem pierwszego otworu wiertniczego. To ryzyko jest związane z możliwością nie potwierdzenia warunków hydrogeotermalnych przewidywanych dla danego projektu. Najważniejszymi czynnikami decydującymi o opłacalności budowy zakładu geotermalnego są temperatura i wydajność (zależna do parametrów petrofizycznych skał zbiornikowych oraz miąższości warstwy wodonośnej). Parametry te mają wpływ na opłacalność projektu geotermalnego. Obok wydajności i temperatury liczy się także stopień mineralizacji wód. Zasolenie wód wgłębnych, rośnie wraz z głębokością występowania horyzontów wodonośnych.

Wzrost mineralizacji wód zwiększa ich lepkość przyczyniając się do zmniejszenia wydajności i wpływa niekorzystnie na wzrost wartości eksploatacyjnego spadku temperatury. W głęboko pograżonych strefach centralnych basenu, gdzie korzystnym czynnikiem jest wysoka temperatura złożowa wód, występują wody na ogół wysoko zmineralizowane, a skały wodonośne, reprezentowane przez głębsze facje basenu, poddane zmianom diagenetycznym, posiadają gorsze właściwości i zbiornikowe, co ogranicza wydajności i możliwości zatłaczania wody do warstwy chłonnej. Z punktu widzenia zagospodarowania wód termalnych najbardziej pożądane jest uzyskanie wód o największej temperaturze złożowej i eksploatacyjnej, maksymalnej wydajności w warunkach artezyjskich i o najniższej mineralizacji [1,7].

2. Pompy ciepła

Pompa ciepła jest maszyną termodynamiczną, która dzięki zewnętrznej energii napędowej, wbrew naturalnemu kierunkowi przepływu ciepła od ciała o wyższej temperaturze, do ciała o niższej temperaturze, umożliwia przepływ ciepła w przeciwnym kierunku, tj. od obszaru o niższej temperaturze do obszaru o wyższej temperaturze. Schemat działania sprężarkowej pompy ciepła przedstawiony jest na Rysunku 13 i Rysunku 14.

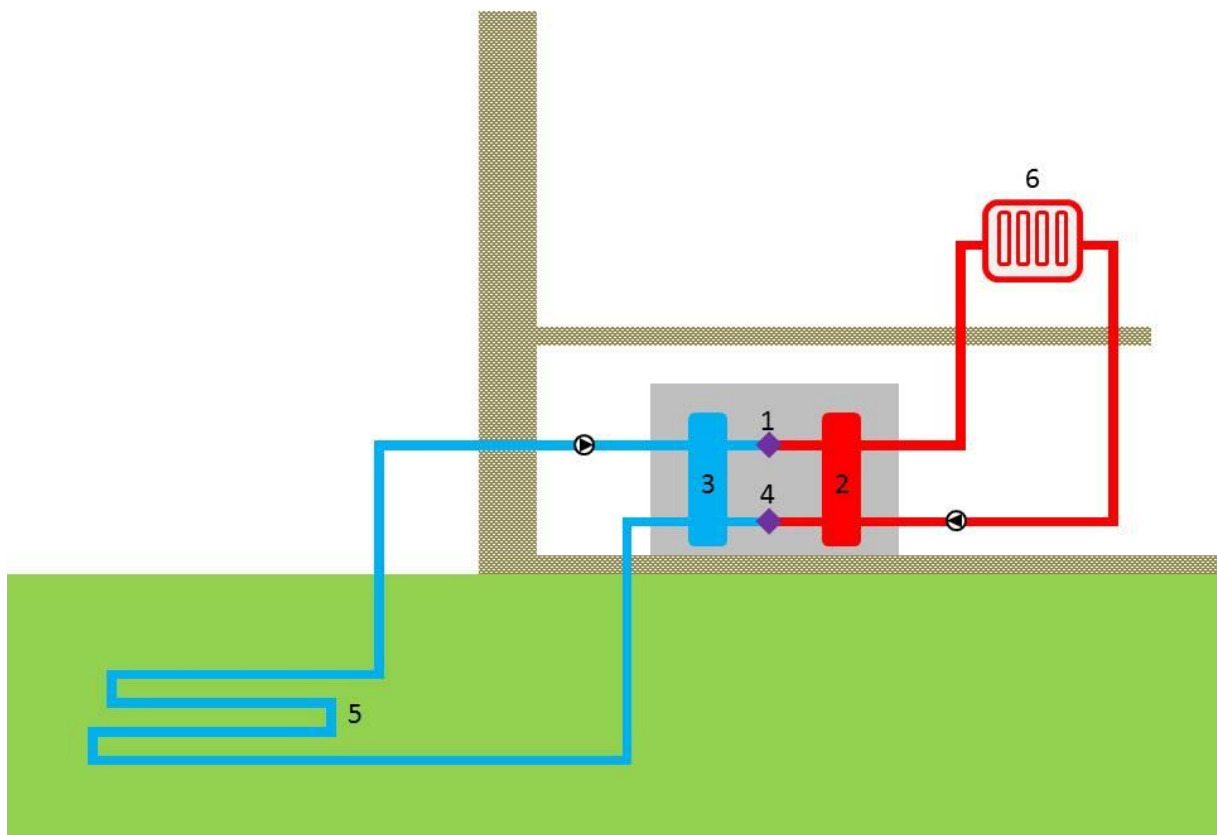
Pompy ciepła stosowane są:

1. do ogrzewania budynków jedno i wielorodzinnych - jako jedyne źródło ciepła,
2. do ogrzewania budynków wielkopowierzchniowych (szkoły, szpitale, obiekty sakralne itp.),
3. w układach monowalentnych (gdzie występują dwa źródła ciepła, korzystające z jednego nośnika energii, np. pompa ciepła zasilana energią elektryczną i wspomagająca grzałka elektryczna) i biwalentnych z wykorzystaniem źródeł szczytowych (np. kotłów gazowych),
4. do ogrzewania wody w kąpieliskach i basenach,
5. w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej,
6. we współpracy z kolektorami słonecznymi,
7. w celu wykorzystania ciepła odpadowego z procesów technologicznych do ogrzewania,
8. do chłodzenia pomieszczeń.

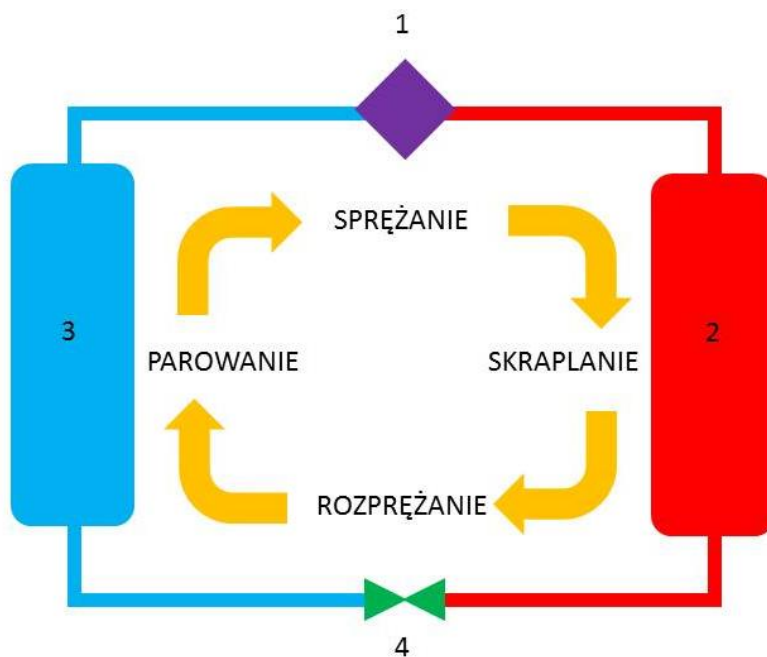
Podstawowymi elementami roboczymi pompy ciepła są:

1. sprężarka,
2. skraplacz,
3. parownik,
4. zawór rozprężny.

Zasada działania pompy ciepła



Rysunek 13. Schemat instalacji pompy ciepła: 1 – sprężarka, 2 – skraplacz, 3 – parownik, 4 - zawór rozprężny, 5 - dolne źródło ciepła, 6 - górne źródło ciepła.

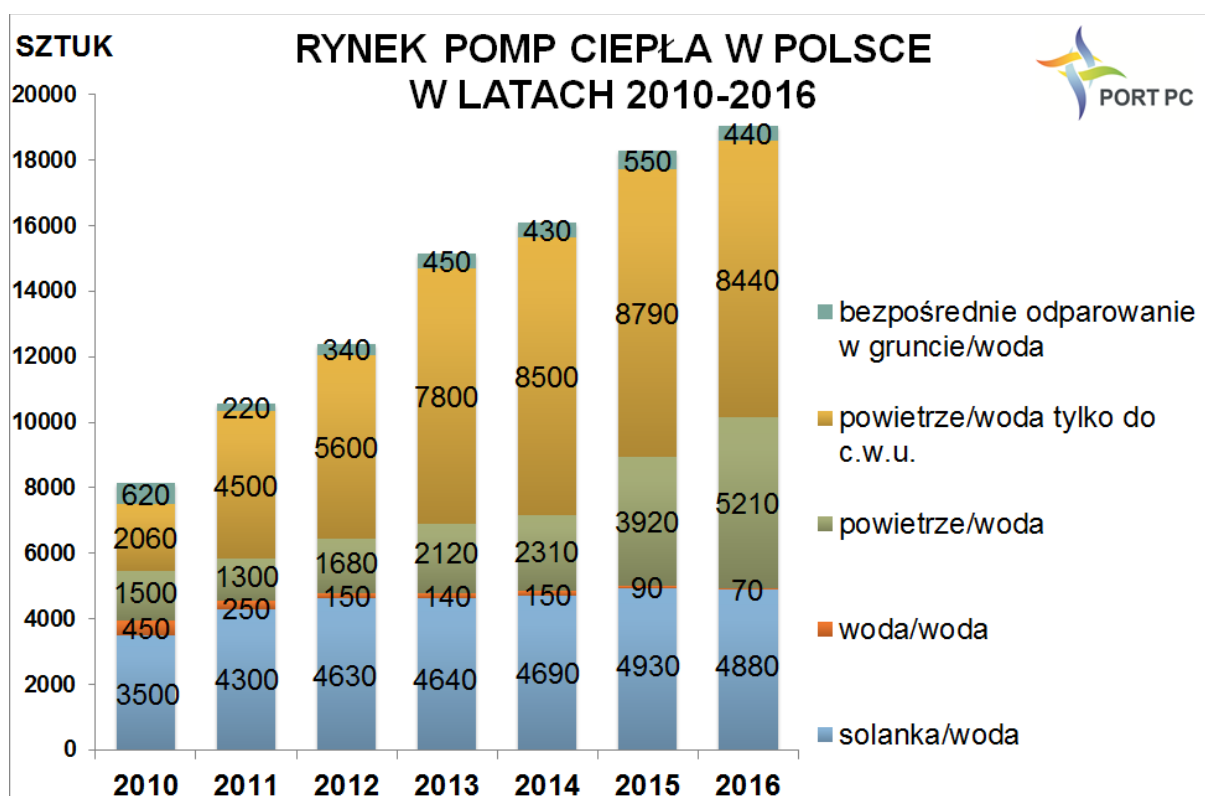


Rysunek 14. Schemat obiegu ciepła: 1 – sprężarka, 2 – skraplacz, 3 – parownik, 4 - zawór rozprężny.

Zasada działania sprężarkowej pompy ciepła polega na wykorzystaniu właściwości czynnika roboczego – specjalnego płynu, którym napełniona jest instalacja wewnętrzna pompy (Rysunek 13 i Rysunek 14). Przepływ czynnika roboczego jest wymuszany przez sprężarkę (1). Ciekły, rozprężony w zaworze rozprężnym (4) czynnik roboczy przepływając przez parownik (3) ogrzewa się i odparowuje, pobierając ciepło od medium dostarczającego ciepło z dolnego źródła ciepła, którym może być grunt, woda powietrze, ciepło odpadowe (5 – tym medium może być pośrednio roztwór glikolu propylenowego i wody lub w przypadku pomp ciepła typu powietrze-woda – może nim być bezpośrednio powietrze zewnętrzne). Odparowany i przegrzany czynnik roboczy jest zasysany przez sprężarkę (najczęściej napędzaną prądem elektrycznym) i sprężany, dzięki czemu podnosi się także jego temperatura. Czynnik w takiej postaci trafia do skraplacza (2), gdzie ochładza się do temperatury skraplania i skrapla się na skutek wymiany ciepła – ogrzewania medium z górnego źródła (6). Ciekły, dochłodzony w skraplaczu czynnik roboczy trafia do zaworu rozprężnego (4) i cykl się zamyka.

Rodzaje pomp ciepła

Do najbardziej popularnych w Polsce pomp ciepła zalicza się pompy ciepła typu grunt-woda oraz powietrze-woda, natomiast praktycznie od początku stosowania technologii pomp ciepła w Polsce występowały także pompy typu woda-woda i pomimo, że ta technologia jest obecnie w regresie, to charakteryzuje się wysoką efektywnością pracy. Udział pomp ciepła stosowanych w systemach grzewczych w Polsce rośnie z roku na rok [14]. Tendencję wzrostową wraz z podziałem na poszczególne rodzaje pomp ciepła przedstawiono na Rysunku 3.



Rysunek 15. Udział w rynku polskim poszczególnych typów pomp ciepła [14].

Pompy ciepła typu grunt-woda pozyskują ciepło z gruntu poprzez poziomy gruntowy wymiennik ciepła lub otworowe wymiennik ciepła.

Poziomy gruntowy wymiennik ciepła - kolektor gruntowy poziomy może być dolnym źródłem ciepła dla pomp ciepła typu solanka-woda. Zbudowany jest najczęściej z rur polietylenowych, wypełnionych płynem niezamarzającym (np. roztworem wodnym glikolu propylenowego o temperaturze krzepnięcia $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$), umieszczonych w gruncie poniżej strefy przemarzania. Polietylenowy płaszcz wyklucza możliwość powstania korozji. Powierzchnia ułożenia kolektora jest ok. 2 do 2,5- krotnie większa od powierzchni ogrzewanego budynku.

Podstawowe zasady projektowania i wykonywania kolektora poziomego:

1. nad kolektorem nie należy wykonywać fundamentów budynku, betonować lub brukować (podstawową metodą regeneracji poziomego dolnego źródła ciepła jest infiltracja wód deszczowych),
2. nad kolektorem nie należy sadzić drzew z głębokim systemem korzeniowym,
3. głębokość układania min. 1,4 m,
4. odstęp między rurami min. 0,6 m (powinien być wyliczony z uwzględnieniem parametrów gruntu oraz poziomu wód gruntowych),
5. przed rozpoczęciem instalacji należy wykonać szkic ułożenia,
6. rury można układać meandrycznie lub spiralnie.

Kolektor poziomy powinien być podzielony na mniejsze pętle w celu zmniejszenia oporów hydraulicznych. Poszczególne pętle kolektora można łączyć równolegle w rozdzielaczach usytuowanych wewnątrz budynku lub w specjalnych studzienkach umieszczonych w gruncie.

System otworowych wymienników ciepła wykonany najczęściej jako wymiennik w kształcie litery U (lub podwójna U-rurka) z polipropylenowych rur wypełnionych niezamarzającym płynem temperaturze krystalizacji $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Umieszcza się go w pionowych odwiertach o głębokości 15 do 100 m. Średnia odległość pomiędzy odwiertami powinna być nie mniejsza niż 8% głębokości wymiennika. Długość całkowita systemu otworowych wymienników ciepła zależy od mocy chłodniczej instalacji, parametrów górotworu, czasu pracy instalacji w ciągu roku, pracy na cele ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej i chłodzenia, itp. W przypadku projektowania małych instalacji (poniżej 30 kW mocy grzewczej) najczęściej korzysta się ze stabelaryzowanych wartości współczynnika przewodzenia dla różnych typów skał i na tej podstawie określa się jednostkowy pobór mocy chłodniczej z gruntu (wynoszący najczęściej od 20 do 60 W/mb otworowego wymiennika ciepła). W przypadku większych instalacji wskazane jest wykonanie testu reakcji termicznej gruntu, pozwalającego na określenie efektywnego współczynnika przewodzenia ciepła. Szczegółowe wytyczne projektowe dotyczące systemów gruntowych dolnych źródeł ciepła znajdują się np. w Wytycznych projektowania, wykonania i odbioru instalacji z pompami ciepła – część I – Dolne źródła do pomp ciepła, wydane przez Polską Organizację Rozwoju Technologii Pomp Ciepła PORT PC.

Pompy ciepła typu woda-woda pobierają ciepło z wód gruntowych lub powierzchniowych za pomocą:

1. Systemu studni składającego się najczęściej ze studni czerpnej i studni chłonnej. Stała temperatura wód od $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$ predestynuje to źródło do wykorzystania ze względu na wysoką roczną zdolność grzewczą. Woda po schłodzeniu o ok. $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ w parowniku pompy ciepła zostaje odprowadzona do studni chłonnej oddalonej o około 15 m od studni czerpnej. W przypadku wykorzystania wody gruntowej jako dolnego źródła należy pamiętać o

określeniu kierunku przepływu wód podziemnych aby we właściwy sposób rozlokować studnie czerpną oraz chłonną.

2. Bezpośredniego poboru wody z rzek lub jezior.
3. Wymienników ciepła ułożonych na dnach rzek lub jezior.

Pompy ciepła typu powietrze-woda korzystają z ogólnie dostępnego źródła ciepła, jakim jest powietrze atmosferyczne. Powietrze jest darmowym inwestycyjnie dolnym źródłem, jednak do głównych jego wad należy duża niestabilność temperaturowa. Im więcej ciepła potrzeba do ogrzania budynku, tym niższa temperatura powietrza, a przez to niższe COP pompy ciepła.

Pompy ciepła typu powietrze-woda charakteryzują się obecnie najwyższą dynamiką, jeżeli chodzi o wzrost ilości sprzedanych jednostek, co pokazano na Rysunek 15. Najbardziej popularne są pompy ciepła typu powietrze-woda do podgrzewania cwu z zasobnikiem. Są to urządzenia, które podgrzewają ciepłą wodę użytkową, schładzając powietrze wewnętrzne, np. kotłowni, spiżarni, pralni, itp. [15].

Pompy ciepła do centralnego ogrzewania (oraz przygotowania cwu) korzystają z powietrza zewnętrznego. Urządzenia te mogą występować w wersji split, gdzie układ chłodniczy jest rozdzielony: na zewnątrz budynku znajduje się sprężarka, parownik i zawór rozprężny, a wewnątrz skraplacz i automatyka lub w wersji typu monoblok, gdzie cały układ chłodniczy jest umieszczony na zewnątrz budynku. Niektóre z pomp ciepła powietrze-woda typu monoblok są przeznaczone do montażu wewnątrz budynku, wtedy to powietrze zewnętrzne jest doprowadzane specjalnymi kanałami do parownika.

Niestandardowe instalacje dolnego źródła ciepła

Pompy ciepła to urządzenia, które można także wykorzystać do efektywnego zagospodarowania ciepła odpadowego z różnych procesów technologicznych:

1. ciepła zakumulowanego w ściekach w oczyszczalniach ścieków,
2. ciepła zakumulowanego w wodach kopalnianych w kopalniach węgla,
3. ciepła z procesu schładzania mleka w mleczarniach, itp.

Efektywność energetyczna pomp ciepła

Pompy ciepła są urządzeniami, które służą do pozyskiwania energii z OZE. Stosując pompę ciepła ok. 75% energii otrzymujemy za darmo ze środowiska (np. ciepło zmagazynowane w Ziemi), płacimy jedynie za energię zużywaną do napędu sprężarki i pozostałych elementów pompy ciepła, zatem z 1 kWh energii elektrycznej otrzymujemy 4 kWh ciepła.

Pompy ciepła oraz instalacje z pompami ciepła mogą być charakteryzowane przez następujące współczynniki:

1. COP (ang. *Coefficient of Performance*) – współczynnik wydajności grzewczej, obliczany obecnie zgodnie z normą PN-EN 14511. Jest on zdefiniowany jako stosunek mocy grzewczej dostarczanej przez pompę ciepła do mocy elektrycznej przez nią pobieranej (uwzględniając pobór mocy elektrycznej na potrzeby pracy sprężarki pompy obiegowej lub wentylatora dolnego źródła ciepła, sterownika oraz pobór mocy elektrycznej przez pompę obiegową górnego źródła ciepła w zakresie pozwalającym na pokonanie oporów hydraulicznych skraplacza). COP określa się dla zdefiniowanych temperatur dolnego i górnego źródła ciepła

(także przy określonych różnicach temperatur pomiędzy zasilaniem i powrotem dolnego i górnego źródła), przykładowo dla pomp ciepła typu grunt woda warunkami normowymi mogą być B0W35 (temperatura solanki na wejściu do dolnego źródła wynosi 0°C, a temperatura na wyjściu ciepłej wody wynosi 35 °C), a dla pomp ciepła typu powietrze-woda A7W35 (temperatura powietrza na wejściu do parownika wynosi 7 °C, a temperatura wody grzewczej na wyjściu ze skraplacza wynosi 35 °C). Dla pompy ciepła typu grunt woda i parametrów B0W35 (wg PN-EN 14511) COP może wynosić nawet powyżej 4,5. Dla pomp ciepła typu powietrze-woda dla warunków A7W35 (wg PN-EN 14511) COP może wynosić nawet powyżej 4,0.

2. SCOP (ang. *Seasonal Coefficient of Performance*) – sezonowy współczynnik wydajności grzewczej określany wg normy PN-EN 14825. Ten współczynnik określa średnią sezonową efektywność pompy ciepła pracującej w danej instalacji w określonych warunkach klimatycznych. Współczynnik ten może być użyty na etapie projektowym w celu optymalizacji instalacji grzewczej oraz konstrukcji budynku.
3. SPF (ang. *Seasonal Performance Factor*) – sezonowy współczynnik efektywności, zdefiniowany jako stosunek wyprodukowanego w określonym sezonie ciepła do pobranej w tym czasie energii elektrycznej. Można zdefiniować kilka rodzajów współczynników SPF uwzględniających dodatkowe elementy systemu grzewczego, takie jak pompy obiegowe systemu centralnego ogrzewania, dodatkowe grzałki elektryczne, itp. SPF może być określany dla już istniejącej instalacji [16, 17, 18]. Z badań prowadzonych w Laboratorium w Miękinii wynika, że dla pomp ciepła typu grunt-woda współpracujących z instalacjami grzewczymi niskotemperaturowymi (np. ogrzewanie podłogowe) SPF na poziomie 4,3 jest osiągalny, a dla instalacji średniotemperaturowych (temperatury zasilania do 55 °C oraz przygotowanie cwu) osiągnęte współczynniki SPF wynosiły około 3,2-3,4. Znaczny wpływ na osiągnęte wyniki współczynnika SPF ma, poza temperaturą zasilania górnego źródła ciepła, wydajność dolnego źródła ciepła (a dokładniej temperatura zasilania parownika), na którego efektywność wpływają warunki geologiczne oraz jakość wykonania otworowego wymiennika ciepła [19].

Literatura:

1. Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2006a, Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim – formacje mezozoiku na Niżu Polskim. Kraków.
2. Górecki W., Sowiżdżał A., Hajto M., Wachowicz-Pyzik A., 2015, Atlases of geothermal waters and Energy resources in Poland, Environmental Earth Sciences, ISSN 1866-6280, vol. 74.
3. Miecznik M., Sowiżdżał A., Tomaszewska B., Pajak L., 2015, Modelling geothermal conditions in part of the Szczecin Trough - the Chociwel area; Geologos, ISSN 1426-8981, vol. 21 no. 3, p. 187-196.
4. Sowiżdżał A., Papiernik B., Machowski G., Hajto M., 2013, Characterization of petrophysical parameters of the Lower Triassic deposits in prospective location for Enhanced Geothermal System (Central Poland), Geological Quarterly, No. 57, p. 729–744.

5. Sowiżdżał A., 2015, Characterization of geothermal reservoirs parameters in Polish part of Carpathian Foredeep. *Carpathian Journal of Earth and Environmental Sciences* 10, p. 237–246.
6. Sowiżdżał A., 2016, Possibilities of petrogeothermal energy resources utilization in central part of Poland - *Applied Ecology and Environmental Research*, vol. 14, no 2, p. 555–574.
7. Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2006b, Atlas zasobów geotermalnych na Niziu Polskim - formacje paleozoiku. Kraków
8. Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2011, Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. Kraków.
9. Górecki W., Sowiżdżał A. (red.) i in., 2012, Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. Kraków.
10. Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2013, Atlas geotermalny Karpat Wschodnich. Kraków.
11. Kępińska B., 2016, Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej na świecie i w Europie w latach 2013–2015, *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój* nr 1/2016.
12. Dowgiało, J., 2000, The Sudetic geothermal region of Poland - new findings and further prospects; *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10*.
13. Berent-Kowalska G, 2015, Energia ze źródeł odnawialnych w 2015 r., Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji Ministerstwo Energii, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa.
14. PORT PC, 2017, Rynek powietrznych pomp ciepła w 2016 r. wzrósł o 33%, dostęp: 10.10.2017, <http://portpc.pl/rynek-powietrznych-pomp-ciepla-2016-r-wzrosl-o-33/>.
15. Pełka G., Luboń W., Ciapała B., Drabik A., 2017, Analiza kosztów eksploatacyjnych wybranych źródeł ciepła do przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) poza sezonem grzewczym, *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, t. 48 nr 8, s. 315–318.
16. Lachman P., 2012, COP dla pomp ciepła-wartości realne i... te niezwykle z prospektów reklamowych, *InstalReporter*, 07/2012, 16-19.
17. Miara M., Gunther D., Kramer T., Oltersdorf T., Wapler J., 2011, Heat pump efficiency. Analysis and Evaluation of Heat Pump Efficiency in real-life conditions.
18. Nordman R., Zott A., 2011, SEPOMO-Build - a European project on seasonal performance factor and monitoring for heat pump systems in the building sector.
19. Kotyza J., Luboń W., Pełka G., 2015, Exploitation tests of borehole heat exchangers in Laboratory of Renewable Energy Sources in Miękinia – Poland, *Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015*.

Dr hab. inż. Marek Brzeżański, prof. PK.

Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Wydział Mechaniczny, Instytut Pojazdów Samochodowych i Silników Spalinowych

Emisja z pojazdów

1. Wstęp

Zastosowanie silników spalinowych, do napędu różnego typu maszyn i pojazdów, zdominowało obecnie w skali globalnej praktycznie każdą dziedzinę działalności człowieka. Silniki stosowane w popularnych samochodach osobowych, są w skali roku produkowane w milionach egzemplarzy, a różnego typu silniki cieplne są wykorzystywane niemal w każdej gałęzi przemysłu, transportu i różnych gałęziach gospodarki. Silniki spalinowe są jednak jednym z głównych źródeł emisji toksycznych składników spalin, co ma swoje konsekwencje i stanowi duży problem ekologiczny w konfrontacji z coraz większymi wymaganiami dalszego rozwoju społeczeństwa.

Ostatnie dekady rozwoju silników spalinowych przyniosły wiele wyzwań w dziedzinie techniki, którym muszą sprostać konstruktorzy i inżynierowie. Ze względu na ciągle zmieniającą się sytuację geopolityczną i społeczną, ceny paliw ropopochodnych stale rosną, a ponadto pojawił się problem zanieczyszczenia środowiska naturalnego produktami spalania, który powoduje wprowadzanie bardzo restrykcyjnych norm emisji toksycznych składników spalin. W związku z tym podjęto m.in. szereg działań zmierzających zarówno do udoskonalenia konstrukcyjnymi samych silników, jak i do znalezienia alternatywnych systemów napędu pojazdów.

2. Omówienie właściwości fizykochemicznych składników spalin z silników spalinowych

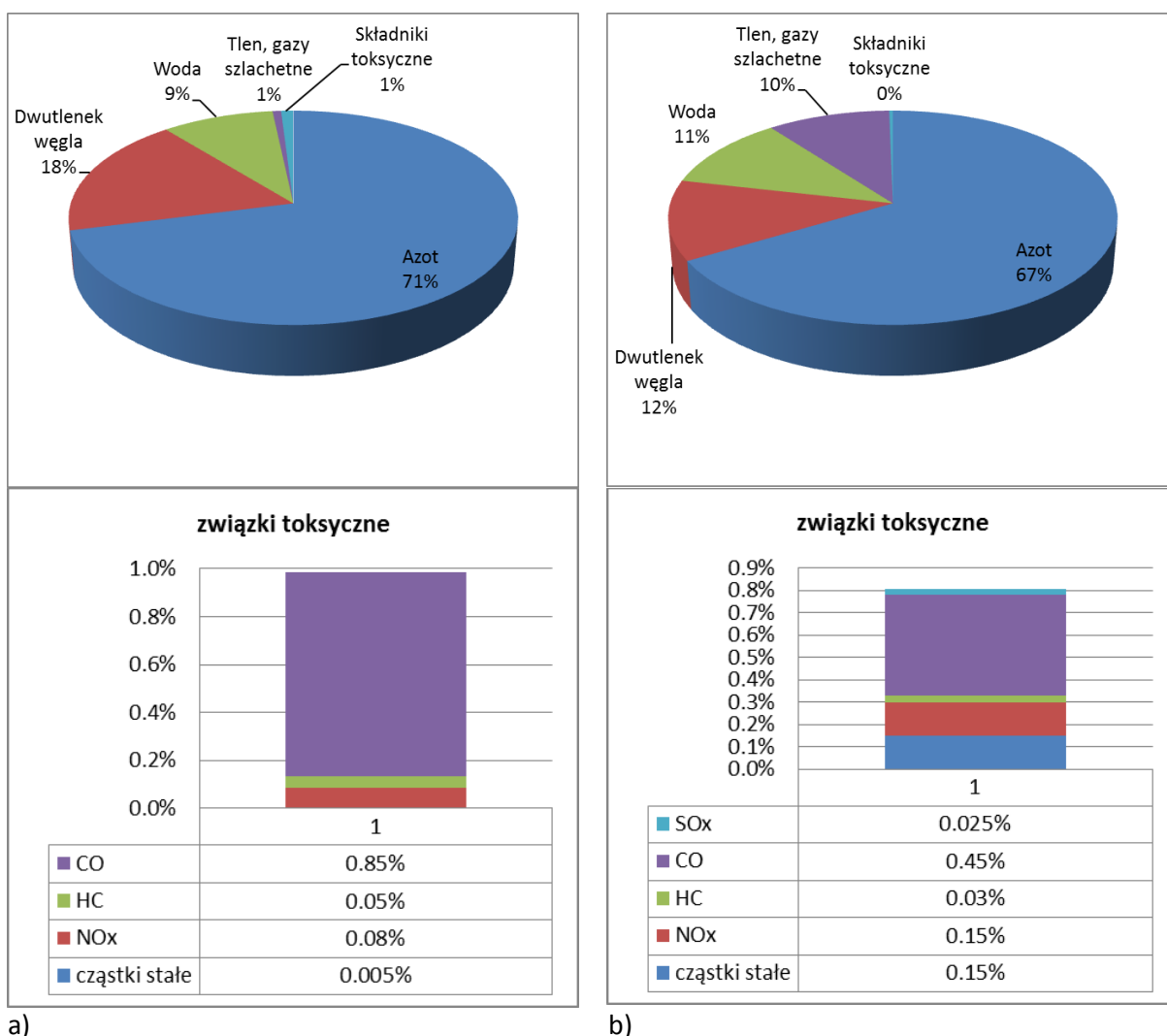
2.1 Wprowadzenie

Spaliny silnikowe powstają w wyniku procesu gwałtownego utleniania mieszanki paliwowo - powietrznej, w komorze spalania silnika.

Stosowanymi powszechnie paliwami są gazowe lub ciekłe węglowodory, pochodzące najczęściej z przeróbki ropy naftowej. Ponadto, paliwami silnikowymi mogą być też alkohole, oleje roślinne lub różnego typu gazy palne.

We wszystkich wymienionych przypadkach ciepło wydzielane jest w procesie utleniania węgla oraz wodoru, w którym to utleniaczem jest tlen zawarty w powietrzu atmosferycznym.

W związku z tym, w dużym uproszczeniu, podstawowymi składnikami chemicznymi, biorącymi udział w procesie spalania jest azot i tlen zawarte w powietrzu atmosferycznym oraz wodór i węgiel, zawarte w paliwie.



Rysunek 16. Składniki spalin silników o zapłonie a. iskrowym (ZI) i b. o zapłonie samoczynnym (ZS).

2.2. Nietoksyczne składniki spalin silnikowych

W myśl teoretycznych założeń efektem utleniania wodoru jest woda H_2O , efektem utleniania węgla jest dwutlenek węgla CO_2 , natomiast azot, jako pierwiastek o dużej stabilności chemicznej nie powinien wchodzić w żadne reakcje.

Azot N_2 jest składnikiem, którego zawartość stanowi największą część spalin samochodowych, pochodzi on z powietrza, jest obecny w mieszance paliwowo-powietrznej, dla człowieka jest gazem obojętnym. Stanowi on około 70% emitowanych spalin przez silniki z zapłonem iskrowym i samoczynnym pracujących w nominalnych warunkach.

Woda H_2O jest w procesie spalania paliw węglowodorowych drugim ilościowo składnikiem spalin po azocie. Jej udział w spalinach jest zależny od udziału wodoru w paliwie, w stosunku do udziału węgla. Np. podczas zasilania silnika gazem propan-butanem, jest więcej emitowanej pary wodnej, niż w przypadku zasilania silnika benzyną, ponieważ w gazie LPG jest więcej wodoru niż węgla w

porównaniu do benzyny bezołowiowej. Para wodna stanowi od około 8% do 14% objętości spalin z silników z zapłonem iskrowym i samoczynnym pracujących w nominalnych warunkach.

Dwutlenek węgla CO₂ jest trzecim pod względem ilościowym składnikiem spalin samochodów, jest produktem całkowitego spalania węgla, który jest zawarty w paliwach węglowodorowych. Powstaje podczas spalania mieszanki. Najwięcej dwutlenku węgla silnik emituje podczas spalania mieszanki stechiometrycznej. Gdy mieszanka jest uboga lub bogata lub jeśli nie jest spalana całkowicie, ilość dwutlenku węgla zmniejsza się. Nie jest gazem trującym, lecz powoduje efekt cieplarniany. Aby ograniczyć emisję tego gazu należy zmniejszyć zużycie paliwa lub stosować paliwa o małej zawartości węgla. Dwutlenek węgla to około 12% objętości emitowanych spalin z silników z zapłonem iskrowym pracujących w nominalnych warunkach i około 8% z silników z zapłonem samoczynnym.

Tlen O₂ – jego ilość zależy od współczynnika λ (nadmiaru powietrza). Czym więcej jest powietrza w mieszance tym więcej tlenu zostanie po spalaniu paliwa. Ze względu na ilościowy sposób regulacji mocy silnika o zapłonie iskrowym, który pracuje na mieszance stechiometrycznej, w spalinach tego silnika tlen praktycznie nie występuje. W spalinach silnika o zapłonie samoczynnym może być do 10% objętości tlenu, ponieważ moc tego silnika jest regulowana jakościowo i w całym zakresie pracy ten silnik zasilany jest mieszanką z nadmiarem powietrza.

2.3. Charakterystyka toksycznych składników spalin silnikowych

W spalinach samochodów wyposażonych w silnik o zapłonie iskrowym toksyczne składniki surowych nieoczyszczonych spalin stanowią około 1% całej objętości, a w samochodach wyposażonych w silnik o zapłonie samoczynnym tylko około 0,5% całej objętości.

Tabela 6. Średnia wartość stężenia objętościowego składników toksycznych w surowych, nieoczyszczonych spalinach silnika spalinowego

Typ zapłonu silnika	Silnik ZI	Silnik ZS
CO	0,8%	0,2%
HC	0,1%	0,05%
NOx	0,1%	0,2%
PM	Śladowy udział	0,05%

Tlenek węgla CO, znany jest również pod nazwą czad. Jest to bezwonny i bezbarwny gaz, powstający w reakcji spalania z niedoborem tlenu. Jest on bardzo niebezpieczny dla organizmów żywych, ponieważ łatwiej łączy się z hemoglobina krwi niż tlen. Wypierając tlen tworzy karboksyhemoglobinę, co powoduje niedotlenienie organizmu i w konsekwencji może prowadzić do utraty przytomności, uszkodzenia tkanki mózgowej, a nawet śmiertelnego zatrucia organizmu.

Stężenie tlenku węgla w spalinach silnikowych silnie zależy od składu mieszanki paliwowo-powietrznej. W mieszance bogatej tworzenie tlenku węgla wynika z niedoboru tlenu, natomiast w mieszance ubogiej globalna ilość tlenu jest wprawdzie wystarczająca do całkowitego spalania węgla, jednak zawsze w komorze spalania są takie strefy, w której mieszanka jest bogata, co powoduje powstawanie tlenku węgla. W komorze spalania silnika spalinowego nigdy nie występują warunki potrzebne do zupełnego spalania węgla, ponieważ występują niestabilne procesy spalania zachodzące przy lokalnym lub globalnym niedoborze tlenu. Największe stężenie tlenku węgla występuje podczas zimnego rozruchu i fazy nagrzewania silnika, gwałtownych zmianach obciążenia,

podczas pracy silnika z pełną mocą i podczas pracy silnika na biegu jałowym. Przy nieprawidłowej regulacji silnika na biegu jałowym, stężenie tlenu węgla może stanowić nawet kilka procent objętości spalin.

Węglowodory HC powstają w wyniku niepełnego spalania paliw węglowodorowych. W spalinach silnikowych zidentyfikowano ponad 200 różnego typu węglowodorów. Są to związki węgla i wodoru o bardzo różnych właściwościach fizyko-chemicznych i toksycznych. Większość z nich wykazuje właściwości toksyczne, działając drażniąco na drogi oddechowe i układ krwionośny. Niektóre z nich powodują efekty alergiczne lub oddziałują na układ nerwowy. Za najbardziej niebezpieczne są policykliczne węglowodory aromatyczne, które mają właściwości kancerogenne. Węglowodory mogą szybko reagować z tlenem i związkami azotu tworząc aldehydy i nadtlenki. Węglowodory Do ich emisji w spalinach dochodzi, gdy w komorze spalania nie ma warunków do całkowitego spalania mieszanki paliwowo-powietrznej. W mieszance bogatej brakuje tlenu, aby spalić wszystkie węglowodory, natomiast najwięcej węglowodorów jest spalanych w mieszance ubogiej o współczynnika lambda około 1,07 – 1,15. Gdy mieszanka jest zbyt zubożona proces spalania przebiega zbyt wolno i część niespalonych węglowodorów jest emitowana w spalinach. Emisja węglowodorów pochodzi także z wycieków i parowania paliw, olejów smarujących, powłok lakierniczych oraz tworzyw sztucznych. Surowe, nieoczyszczone spaliny silników o zapłonie iskrowym zawierają około 0,1% węglowodorów, a spaliny silników o zapłonie samoczynnym około 0,05%. Największe stężenie węglowodorów występuje podczas pracy nienagrzanego silnika i zimnego rozruchu, kiedy może osiągać wartość kilku tysięcy ppm, natomiast podczas pracy nagrzanego o silnika stężenie węglowodorów wynosi od kilkudziesięciu do kilkuset ppm.

Tlenki azotu NO_x są produktem syntezy azotu atmosferycznego z tlenem. Reakcja ta bardzo silnie zależy od temperatury. Przy ciśnieniu i temperaturze atmosferycznej tlen nie reaguje z azotem, natomiast przyjmuje się, że temperatura 1800 stopni Celsjusza, która może występować lokalnie w komorze spalania silnika spalinowego jest temperaturą graniczną, po przekroczeniu której powstaje duża ilość NO_x . Tlenki azotu są jednymi z najbardziej toksycznych gazów spalinowych. Azot łącząc się z tlenem w procesie spalania tworzy głównie tlenku azotu NO i dwutlenku azotu NO_2 . Tlenek azotu NO jest bezwonny, bezbarwny gazem, który rozpuszcza się we krwi i może powodować porażenie układu nerwowego. Dwutlenek azotu NO_2 jest gazem o drażniącym zapachu, ma czerwono-brunatne zabarwienie, podrażnia układ oddechowy i może powodować osłabienie tętna, zwyrodnienie mięśnia sercowego oraz obrzęk płuc.

Najwięcej tlenków azotu powstaje podczas zasilania silnika zubożoną mieszanką paliwowo-powietrznej, kiedy w ładunku występuje wolny tlen. Ponadto warunkiem koniecznym jest także odpowiednia wartość temperatury, wystarczającej do syntezy azotu z tlenem i wtedy w silnikach z zapłonem samoczynnym występuje problem związany z dużą emisją tlenków azotu, ponieważ ten typ silnika w całym zakresie pracy jest zasilany mieszanką ubogą, a proces spalania jest prowadzony w wysokiej temperaturze.

Największe stężenie tlenków azotu w spalinach występuje podczas pracy nagrzanego silnika z dużym obciążeniem.

Cząstki stałe PM (ang. *Particulate Matter*) powstają wskutek niecałkowitego spalania paliw węglowodorowych oraz spalania domieszek i zanieczyszczeń, znajdujących się w ładunku. Mogą mieć one formę ciekłą lub gazową. Są to najczęściej cząstki niespalonego węgla, które są emitowane w

postaci sadzy. Ponadto mogą to być stałe związki azotu i siarki oraz ciężkie węglowodory. Problem emisji cząstek stałych występuje głównie w silnikach z zapłonem samoczynnym gdzie mogą one stanowić 0,05% składu surowych nieoczyszczonych spalin, w silnikach o zapłonie iskrowym udział cząstek stałych w spalinach jest mniejszy i dotyczy głównie nowoczesnych jednostek z bezpośrednim wtryskiem benzyny.

W silniku ZS za tworzenie cząstek stałych odpowiedzialne są głównie: zbyt mała liczba cetanowa paliwa, zużycie silnika, zła jakość rozpylenia i nieprawidłowe ciśnienie rozpylania. Największe stężenie cząstek stałych w spalinach występuje podczas pracy nagrzanego silnika z dużym obciążeniem.

Toksyczne działanie cząstek stałych polega na ich zdolności do głębokiej penetracji w głąb organizmu, ponieważ poprzez układ oddechowy mogą się dostać także do układu krwionośnego. Ponieważ na płatkach sadzy mogą znajdować się inne substancje, jak np. wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, podejrzewane o właściwości rakotwórcze, dlatego emisja cząstek stałych jest uznana za wyjątkowo niebezpieczną. W tym kontekście największe zagrożenie stwarzają cząstki o najmniejszych rozmiarach np. tzw. nanocząstki o wymiarach poniżej 10^{-9} m, które mają małą masę, lecz są bardzo liczne. Emisja tego typu małych cząstek dotyczy zarówno silników ZS, jak i ZI.

2.4. Udział spalin silnikowych w tworzeniu smogu

Rozróżnia się dwa typy smogu: smog londyński, zwany zimowym oraz smog kalifornijski, zwany też smogiem fotochemicznym lub smogiem letnim.

- **Smog londyński:**
 - Składniki: **cząstki wilgoci, pyły przemysłowe i komunalne, tlenek węgla, tlenki siarki**
 - Warunki tworzenia: duża wilgotność, duże zapylenie powietrza, małe nasłonecznienie, niska temperatura, brak ruchu powietrza
(głównie okres jesienno – zimowy)

Udział motoryzacji w tworzeniu składników smogu typu londyńskiego (zimowego) jest niewielki i dotyczy jedynie niewielkiego udziału emisji tlenku węgla i cząstek stałych. Problemem jest natomiast tzw. wtórne pylenie, polegające na podnoszeniu pyłów i zanieczyszczeń zalegających na drogach, przez poruszające się pojazdy.

- **Smog fotochemiczny (kalifornijski):**
 - Mechanizm powstawania:
mieszanina: tlenków azotu, węglowodorów i tlenku węgla

+ **reakcje fotochemiczne**

= **ozon, nadtlenki, aldehydy i azotany nadtlenków acylowych**

Warunki tworzenia: mała wilgotność, silne nasłonecznienie, wysoka temperatura, brak ruchu powietrza

(głównie pełnia lata)

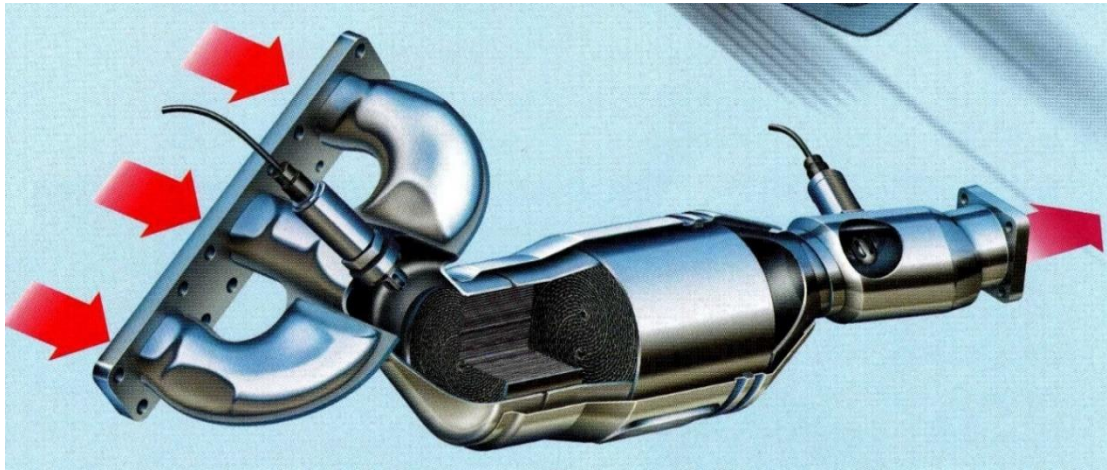
Za powstawanie smogu kalifornijskiego (fotochemicznego) odpowiedzialna jest głównie motoryzacja oraz przemysł chemiczny. Dotyczy to głównie emisji tlenków azotu i węglowodorów przez pojazdy.

3. Podstawowe systemy oczyszczania spalin silnikowych

3.1. Katalityczny reaktor utleniająco-redukujący

Najbardziej skuteczną metodą zmniejszania emisji toksycznych składników spalin jest stosowanie reaktorów katalitycznych, które oczyszczają spaliny z toksycznych składników.

Do oczyszczania spalin z silników z zapłonem iskrowym, zasilanych benzyną, alkoholem lub różnego typu paliwami gazowymi (np. LPG, CNG) stosowany jest katalityczny reaktor utleniająco-redukujący, zwany także reaktorem trójfunkcyjnym lub okreśłany symbolem TWC (ang. *Tree Way Catalyst*).



Rysunek 17. Katalityczny reaktor utleniająco-redukujący.

Jego działanie polega na utlenianiu, czyli dopalaniu, produktów niecałkowitego i niezupełnego spalania, takich jak:

1. tlenek węgla CO,
2. węglowodory HC,
3. aldehydy

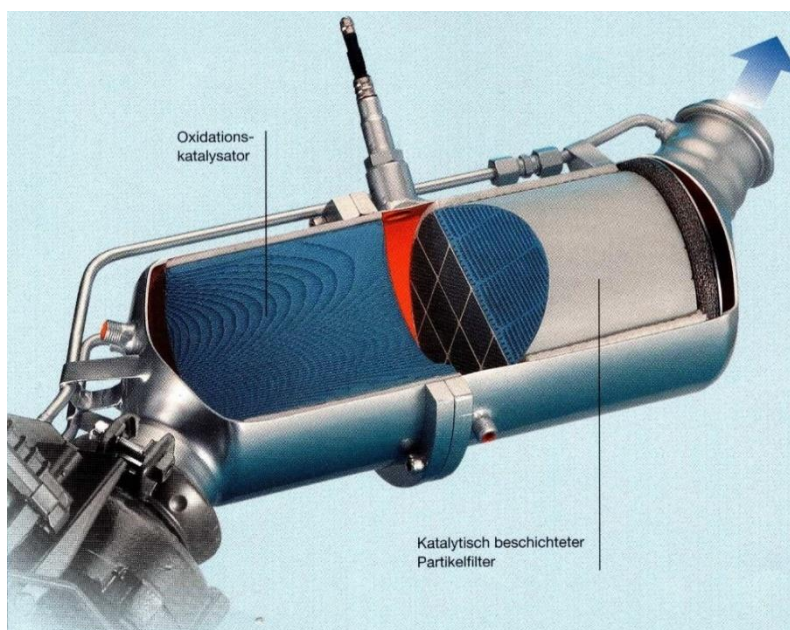
oraz na redukcji, czyli odbieraniu tlenkom azotu NO_x atomów tlenu.

W wyniku tych reakcji powstaje dwutlenek węgla CO_2 , woda H_2O oraz azot cząsteczkowy N_2 .

Warunkiem jego poprawnego działania jest konieczność zasilania silnika mieszanką o składzie zbliżonym do stechiometrycznego, ponieważ tylko wtedy jest równocześnie osiągana dostateczna skuteczność procesu utleniania i redukcji.

3.2 Katalityczny filtr cząstek stałych

Do oczyszczania spalin z silników z zapłonem samoczynnym z cząstek stałych stosowany jest katalityczny filtr cząstek stałych DPF (ang. Diesel Particulate Filter).



Rysunek 18. Katalityczny filtr cząstek stałych.

Obecnie stosowane filtry są zwykle niezawodne i podlegają samoczynnej regeneracji, a ich trwałość i niezawodność działania zależą od warunków eksploatacji.

Podczas normalnej eksploatacji nagrzanego silnika proces tzw. regeneracji pasywnej powoduje ciągłe wypalanie cząstek stałych na katalitycznych powierzchniach filtra. Jeżeli pojazd jest eksploatowany na bardzo krótkich odcinkach drogi, z wieloma postojami, zbyt niska temperatura filtra nie gwarantuje samoczynnego oczyszczenia i włącza się wówczas procedura regeneracji aktywnej. Polega ona na niewielkim zwiększeniu dawki paliwa, dzięki czemu w spalinach pojawiają się węglowodory i tlenek węgla. Są one następnie utleniane w katalitycznym reaktorze utleniającym DOC (ang. *Diesel Oxidate Catalyst*), który znajduje się bezpośrednio przed filtrem. Reakcja utleniania, czyli spalania, powoduje zwiększenie temperatury spalin wchodzących do filtra, aż do momentu oczyszczenia filtra. W przypadku wielokrotnego przerywania procedury regeneracji aktywnej może dojść do zapełnienia filtra, a wówczas niezbędne jest przeprowadzenie serwisowej procedury oczyszczenia, w której następuje zmiana parametrów procesu spalania w celu zwiększenia temperatury i przeprowadzenie określonego cyklu eksploatacyjnego. Może również wystąpić konieczność wymiany oleju smarującego, który podlega rozcieńczeniu przez zwiększaną dawkę paliwa podczas wielokrotnych prób regeneracji aktywnej.

3.3 Reaktor selektywnej redukcji katalitycznej

W silnikach o zapłonie samoczynnym, występuje problem zmniejszenia emisji tlenków azotu. Klasyczny, katalityczny reaktor redukujący nie spełnia tu swej funkcji, ponieważ tego typu silniki całym zakresie pracy są zasilane mieszanką z nadmiarem powietrza. W związku z tym stosowana jest metoda selektywnej redukcji katalitycznej tlenków azotu SCR (ang. *Selective Catalytic Reduction*) która polega na wprowadzeniu do strumienia spalin czynnika o silnie redukujących właściwościach, który z tlenków azotu przejmuje atomy tlenu. Takim czynnikiem jest 32,5% wodny roztwór mocznika o nazwie AdBlue, który po wymieszaniu ze spalinami i rozpadzie tworzy amoniak NH_3 , który redukuje

tlenek azotu NO i dwutlenek azotu NO₂, tworząc azot cząsteczkowy N₂ oraz wodę H₂O. Metoda ta jest obecnie powszechnie stosowana w silnikach dużych pojazdów i maszyn, a także w silnikach pojazdów osobowych.



Rysunek 19. Komora wtrysku i mieszania AdBlue w systemie selektywnej redukcji katalitycznej.

4. Pomiar emisji toksycznych składników spalin podczas okresowych badań kontrolnych pojazdów

Wszystkie eksploatowane pojazdy podlegają okresowej kontroli stanu technicznego, która obejmuje szereg badań poszczególnych podzespołów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo użytkownika. Wśród nich jednym z badań jest pomiar stężenia toksycznych składników spalin dla pojazdów wyposażonych w silniki o zapłonie iskrowym lub pomiar zadymienia spalin dla pojazdów wyposażonych w silniki o zapłonie samoczynnym.

Dla nowych pojazdów badanie przeprowadzane jest po upływie 3 lat od daty pierwszej rejestracji, następnie po czasie dwóch lat, a dla pojazdów starszych niż 5 lat, badanie przeprowadzane jest raz w roku.

W Tabeli 7 przedstawiono zakres badań i limity stężenia poszczególnych toksycznych składników spalin pojazdów wyposażonych w silniki ZI, które podlegają badaniom w stacjach kontroli pojazdów, w zależności od daty dopuszczenia pojazdu do ruchu.

Tabela 7. Zakres badań, limity emisji toksycznych składników spalin i zakres regulacji sondy lambda dla pojazdów wyposażonych w silniki o zapłonie iskrowym, podczas okresowych badań pojazdów w stacji kontroli

Lp.	Pojazd	Prędkość obrotowa silnika	Stężenie CO w % objętości spalin, HC w ppm (cząstek na milion) oraz współczynnik λ dla pojazdu zarejestrowanego po raz pierwszy						
			do dnia 30 IX 1986 r.	od dnia 1 X 1986 r. do dnia 30 VI 1995 r.	od dnia 1 VII 1995 r. do dnia 30 IV 2004 r.			od dnia 1 V 2004 r.	
			CO	CO	CO	HC	λ	CO	λ
1	Motocykl	Bieg jałowy	5,5	4,5	4,5	-	-	4,5	-
2	Inny pojazd samochodowy	Bieg jałowy	4,5	3,5	0,5	100	-	0,3	-
		2000 min ⁻¹ do 3000 min ⁻¹	-	-	0,3	100	0,97-1,03	0,2	0,97-1,03

Badania te są przeprowadzane analizatorami działającymi na zasadzie pochłaniania promieniowania podczerwonego (NDIR).

Pojazdy wyposażone w silniki o zapłonie samoczynnym podlegają ocenie zadymienia spalin. Badanie polega na trzykrotnym wykonaniu próby zwiększania prędkości obrotowej silnika od prędkości biegu jałowego do maksymalnej prędkości obrotowej, ograniczonej przez regulator silnika. Ocenie podlega średnia wartość współczynnika zadymienia.

Dla pojazdu zarejestrowanego po raz pierwszy:

1. przed 1 lipca 2008 roku:
 - a. współczynnik pochłaniania światła $K < 2,5 \text{ m}^{-1}$ – bez doładowania,
 - b. współczynnik pochłaniania światła $K < 3,0 \text{ m}^{-1}$ – z doładowaniem,
2. od 1 lipca 2008 roku – wszystkie silniki ZS:
 - a. współczynnik pochłaniania światła $K < 1,5 \text{ m}^{-1}$.

Badanie zadymienia spalin przeprowadza się dymomierzami działającymi na zasadzie pochłaniania promieniowania świetlnego.

W uzasadnionych przypadkach diagnosta może odstąpić od bezpośrednich pomiarów, jeśli układ diagnostyki pokładowej pojazdu nie wykazuje błędów.

5. Badania homologacyjne pojazdów w zakresie emisji toksycznych składników spalin

Badania homologacyjne określają szczegółowe warunki dopuszczenia nowych pojazdów do sprzedaży na danym rynku. Obejmują one sprawdzenia szeregu cech pojazdu, związanych przede wszystkim z bezpieczeństwem eksploatacji. Ważną pozycję w tych badaniach zajmują zagadnienia związane z emisją poszczególnych składników spalin.

W normach homologacyjnych ustalane są zarówno limity emisji poszczególnych składników spalin, jak i stosowana procedura badawcza.

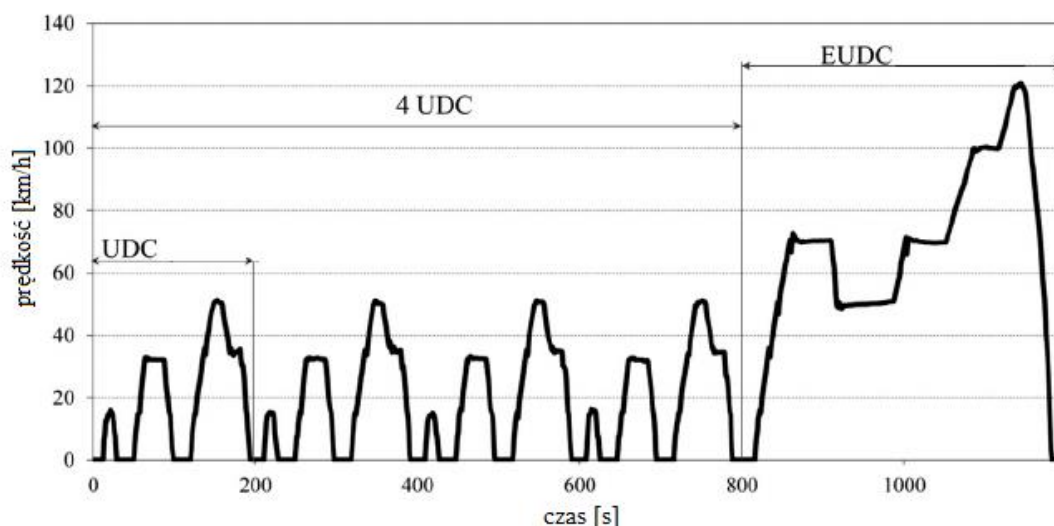
Z chwilą ustalenia daty obowiązywania danej normy, podlegają jej tylko pojazdy, które po raz pierwszy uzyskują świadectwo homologacji, natomiast pojazdy znajdujące się w produkcji, w przeciągu jednego roku od tej daty muszą zostać dostosowane do wymagań tej normy. Także wyprodukowane pojazdy, które nie spełniają wymagań danej normy, muszą zostać sprzedane do dwóch lat od ustalonej daty.

Przepisy Unii Europejskiej określają szczegółowe procedury badawcze wymagane do otrzymania homologacji przez producentów pojazdów.

Do najważniejszych badań homologacyjnych określających emisję toksycznych składników spalin dla samochodów o masie do 3500 kg należą:

1. badanie emisji i zużycia paliwa podczas symulowanego testu jezdnyego NEDC (ang. *New European Driving Cycle*), realizowanego na hamowni podwoziowej,
2. badanie emisji węglowodorów HC ze skrzyni korbowej silnika,
3. pomiar emisji parowania z układu zasilania paliwem,
4. pomiar emisji CO na biegu jałowym dla pojazdów wyposażonych w silnik z zapłonem iskrowym lub pomiar zadymienia spalin dla pojazdów wyposażonych w silnik z zapłonem samoczynnym,
5. test jezdny miejski UDC (ang. *Urban Driving Cycle*) wykonywany na hamowni podwoziowej w temperaturze -7°C ,
6. kontrola działania systemu diagnostyki pokładowej EOBD (ang. *European On-Board Diagnostics*),
7. pomiar emisji zanieczyszczeń po rozruchu zimnego silnika w teście NEDC i temperaturze otoczenia od -20°C do -30°C ,
8. badanie trwałości urządzeń ograniczających emisję przy 160 000 km.

Najważniejszym elementem badań są pomiary emisji i zużycia paliwa w symulowanym teście jezdny NEDC, wykonywanym na hamowni podwoziowej. Został wprowadzony w 1992 r. i wraz z jedną poprawką jest stosowany i obowiązuje, aż do dzisiaj. Test NEDC składa się z czterech testów miejskich UDC (ang. *Urban Driving Cycle*) i jednego EUDC (ang. *Extra Urban Driving Cycle*) (Rysunek 20). Obecnie stosuje się test jezdny NEDC MVEG-B. NEDC zostało zmodyfikowane wraz z wejściem EURO 3, został usunięty 40 sekundowy okres nagrzewania silnika podczas pierwszego testu UDC oraz do wymogów homologacyjnych dodano test UDC wykonywany w -7°C . Testy wykonywane są na hamowni podwoziowej.



Rysunek 20. Przebieg testu jezdny NEDC.

Cały test jezdny rozpoczyna się od czterech powtórzonych testów UDC, test ten ma za zadanie zasymulować warunki jazdy panujące w dużych europejskich miastach, charakteryzuje się małą prędkością pojazdu, małym obciążeniem silnika i małą temperaturą gazów wylotowych. Każdy test UDC trwa 195 sekund, podczas których pojazd zatrzymuje się dwa razy i ponownie rusza, maksymalna prędkość symulowanego ruchu pojazdu to 50 km/h. Podczas przeprowadzania pełnego testu NEDC służącego do homologowania pojazdu, pierwszy test UDC zaczyna się od zimnego rozruchu silnika w badanym samochodzie, a następnie od razu jest symulowany ruch pojazdu.

Tabela 8. Charakterystyczne cechy symulowanego testu jezdny NEDC

Test	UDC	EUDC	NEDC
Dystans [km]	0,994	6,95	10,93
Czas całkowity [s]	195	400	1180
Czas postoju [s]	57	39	267
Średnia prędkość z postojami [km/h]	18,35	62,59	33,35
Średnia prędkość bez postoi [km/h]	25,93	69,36	43,10
Prędkość maksymalna [km/h]	50	120	120

W Tabeli 9 przedstawiono homologacyjne limity emisji toksycznych składników spalin dla pojazdów o masie do 3500 kg, gdzie: CO – emisja tlenku węgla (masa na 1 km testu), HC – emisja węglowodorów (masa na 1 km testu), NO_x – emisja tlenków azotu (masa na 1 km testu), PM – emisja cząstek stałych (masa cząstek na 1 km testu), PN – liczba cząstek stałych (liczba cząstek na 1 km testu).

Tabela 9. Homologacyjne limity emisji toksycznych składników spalin dla pojazdów o masie do 3500 kg

Norma	Data	CO	HC	HC+NO _x	NO _x	PM	PN
		g/km					#/km
Silniki ZS							
Euro 1	1992.07	2,72	-	0,97	-	0,14	-
Euro 2 IDI	1996.01	1,0	-	0,7	-	0,08	-
Euro 2 DI	1996.01	1,0	-	0,9	-	0,10	-
Euro 3	2000.01	0,64	-	0,56	0,50	0,05	-
Euro 4	2005.01	0,50	-	0,30	0,25	0,025	-
Euro 5a	2009.09	0,50	-	0,23	0,18	0,005	-
Euro 5b	2011.09	0,50	-	0,23	0,18	0,005	6,0 · 10 ¹¹
Euro 6	2014.09	0,50	-	0,17	0,08	0,005	6,0 · 10 ¹⁰
Silniki ZI							
Euro 1	1992.07	2,72	-	0,97	-	-	-
Euro 2	1996.01	2,2	-	0,5	-	-	-
Euro 3	2000.01	2,30	0,20	-	0,15	-	-
Euro 4	2005.01	1,0	0,10	-	0,08	-	-
Euro 5	2009.09	1,0	0,10	-	0,06	0,005	-
Euro 6	2014.09	1,0	0,10	-	0,06	0,005	6,0 · 10 ¹¹

Badania homologacyjne pojazdów o masie większej niż 3500 kg polegają na wybudowaniu silnika z pojazdu i badanie go na hamowni silnikowej wg określonych procedur badawczych.

Tabela 10. Limity emisji toksycznych składników spalin w badaniach homologacyjnych (test stacjonarny ESC) dla pojazdów o masie powyżej 3500 kg

Limity emisji szkodliwych składników spalin dla silników pojazdów ciężarowych w testach statycznych								
Norma	Data	Test	CO	HC	NO _x	PM	PN	Zadymienie
			g/kWh					1/kWh
EURO 1	1992, ≤ 85 kW	ECE R-49	4,5	1,1	8,0	0,612		
	1992, > 85 kW		4,5	1,1	8,0	0,36		
EURO II	1996.10		4,0	1,1	7,0	0,25		
	1998.10		4,0	1,1	7,0	0,15		
EURO III	1999.10 EEV	ESC & ELR	1,5	0,25	2,0	0,02		0,15
	2000.10		2,1	0,66	5,0	0,10 ^a		0,8
EURO IV	2005.10		1,5	0,46	3,5	0,02		0,5
EURO V	2008.10		1,5	0,46	2,0	0,02		0,5
EURO VI	2013.01	WHSC	1,5	0,13	0,40	0,01	8,0 · 10 ¹¹	

a - PM = 0.13 g/kWh dla silników o pojemność skokowej < 0.75 dm³ i na cylinder oraz prędkości znamionowej > 3000 min⁻¹

Podczas eksploatacji pojazdu nie dopuszcza się do zmian technicznych, które naruszają warunki homologacyjne. Dotyczy to przede wszystkim systemów oczyszczania spalin. Spotykane powszechnie praktyki usuwania reaktorów katalitycznych lub filtrów cząstek stałych stanowią w tym kontekście

naruszenie prawa i oznacza to utratę homologacji pojazdu. Związany jest z tym zakaz poruszania się takiego pojazdu po drogach publicznych.

Dr inż. Małgorzata Fedorczyk-Cisak

Dr inż. Anna Romańska-Zapała

Mgr inż. Ewa Kozak

Małopolskie Centrum Budownictwa Energooszczędnego, Politechnika Krakowska

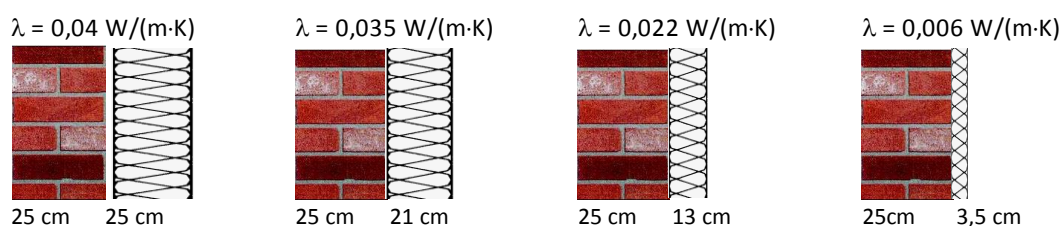
Efektywność energetyczna

Współczynnik przenikania ciepła U [$W/(m^2 \cdot K)$] – parametr określający wielkość przepływu ciepła przez jednostkową powierzchnię danej przegrody budowlanej, jeśli po dwóch jej stronach panuje różnica temperatur w wysokości 1 K. Na jego podstawie można określić straty ciepła osobno dla danej przegrody. Niska wartość współczynnika U oznacza, że ubytki ciepła będą nie wielkie. Wartość współczynnika zależy od rodzaju i grubości materiału, z którego wykonane są przegrody, ale także od ich charakteru. W przypadku materiałów termoizolacyjnych wartość tego współczynnika jest stała, niezależna od grubości warstwy izolacji [1].

Aby wyznaczyć współczynnik U , konieczna jest znajomość współczynników przewodzenia ciepła λ (lambda) dla materiałów tworzących ścianę oraz dla warstw ocieplających, a także grubości warstw wszystkich materiałów murowych, izolacyjnych i wykończeniowych, z których złożona jest przegroda. Przy określaniu wartości współczynnika U uwzględnia się również ewentualne mostki termiczne oraz nieszczelności izolacji - jeśli takie występują, wartość współczynnika wzrasta.

Całkowity współczynnik przenikania ciepła U_c [$W/(m^2 \cdot K)$] - parametr określający wielkość przepływu ciepła przez jednostkową powierzchnię danej przegrody budowlanej uwzględniający poprawki ze względu na pustki powietrzne w warstwie izolacji, łączniki mechaniczne przechodzące przez warstwę izolacyjną oraz opady na dach o odwróconym układzie warstw [2].

Współczynnik przenikania ciepła przegrody jest uzależniony od współczynnika przewodzenia ciepła dla materiałów wykorzystywanych do utworzenia poszczególnych warstw ściany (warstwy konstrukcyjnej, izolacyjnej, wykończeniowej) λ a także ich grubości. W skrócie można powiedzieć, że jest on zależny od całkowitego oporu cieplnego przegrody R [$m^2 \cdot K/W$]. Materiały o wysokiej izolacyjności cieplnej charakteryzują się niskim współczynnikiem przewodzenia ciepła. W celu osiągnięcia oczekiwanego współczynnika przenikania ciepła przegrody zewnętrznej możliwe jest zastosowanie materiału o niskim współczynniku przewodzenia ciepła i małej grubości lub grubszych warstw komponentów o gorszych właściwościach izolacyjnych. Przykład możliwości tworzenia ściany zewnętrznej o współczynniku $U = 0,15$ [$W/(m^2 \cdot K)$] przy zastosowaniu materiału izolacyjnego o różnym współczynniku λ .



Rysunek 21. Możliwości tworzenia ściany zewnętrznej o współczynniku $U = 0,15$ [$W/(m^2 \cdot K)$] przy zastosowaniu materiału izolacyjnego o różnym współczynniku λ .

Najważniejsze wartości współczynnika przenikania ciepła U_c ścian, stropów i stropodachów dla wszystkich rodzajów budynków, obliczone zgodnie z Polskimi Normami [2,3] dotyczącymi obliczania oporu cieplnego i współczynnika przenikania ciepła oraz przenoszenia ciepła przez grunt, nie mogą być większe niż wartości $U_{c(max)}$ podane w Tabela 11 i Tabela 12.

Tabela 11. Wartości współczynnika przenikania ciepła U_c ścian, stropów i stropodachów [4]

Lp.	Rodzaj przegrody i temperatura w pomieszczeniu	Współczynnik przenikania ciepła $U_{c(max)}$ [$W/(m^2 \cdot K)$]		
		od 1.01.2014r.	od 1.01.2017r.	od 1.01.2021r.
1.	Ściany zewnętrzne:			
	a) przy $t_i \geq 16^\circ C$	0,25	0,23	0,20
	b) przy $8^\circ C \leq t_i < 16^\circ C$		0,45	
	c) przy $t_i < 8^\circ C$		0,90	
2.	Ściany wewnętrzne:			
	a) przy $\Delta t_i \geq 8^\circ C$ oraz oddzielające pomieszczenia ogrzewane od klatek schodowych i korytarzy		1,00	
	b) przy $\Delta t_i < 8^\circ C$		bez wymagań	
	c) oddzielające pomieszczenie ogrzewane od nieogrzewanego		0,30	
4.	Ściany nieogrzewanych kondygnacji podziemnych		bez wymagań	
5.	Dachy, stropodachy i stropy pod nieogrzewanymi poddaszami lub nad przejazdami:			
	a) przy $t_i \geq 16^\circ C$	0,20	0,18	0,15
	b) przy $8^\circ C \leq t_i < 16^\circ C$		0,30	
	c) przy $t_i < 8^\circ C$		0,70	
6.	Podłogi na gruncie:			
	a) przy $t_i \geq 16^\circ C$		0,3	
	b) przy $8^\circ C \leq t_i < 16^\circ C$		1,2	
	c) przy $t_i < 8^\circ C$		1,5	
7.	Stropy nad piwnicami nieogrzewanymi i zamkniętymi przestrzeniami podpodłogowymi:			
	a) przy $t_i \geq 16^\circ C$		0,25	
	b) przy $8^\circ C \leq t_i < 16^\circ C$		0,3	
	c) przy $t_i < 8^\circ C$		1,0	
8.	Stropy nad ogrzewanymi pomieszczeniami podziemnymi i stropy międzykondygnacyjne:			
	a) przy $t_i \geq 16^\circ C$		1,00	
	b) przy $8^\circ C \leq t_i < 16^\circ C$		Bez wymagań	
	c) oddzielające pomieszczenie ogrzewane od nieogrzewanego		0,25	

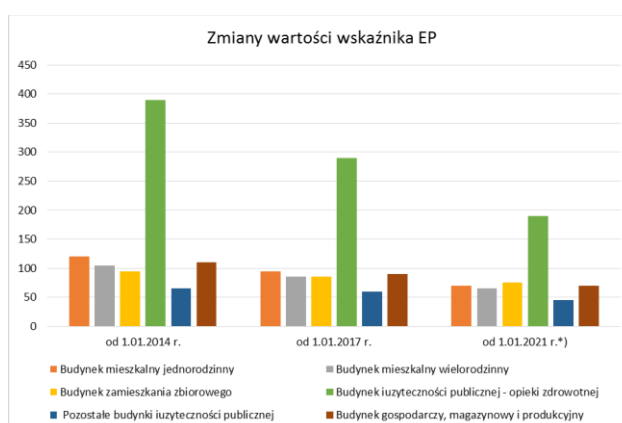
Pomieszczenie ogrzewane - pomieszczenie, w którym na skutek działania systemu ogrzewania lub w wyniku bilansu strat i zysków ciepła utrzymywana jest temperatura, której wartość została określona w § 134 ust. 2 rozporządzenia.
 t_i - Temperatura obliczeniowa w pomieszczeniu zgodnie z § 134 ust. 2 rozporządzenia.
 *) Od 1 stycznia 2019 r. - w przypadku budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością.

Zgodnie z przepisami techniczno – budowlanymi wartości współczynnika przenikania ciepła U okien, drzwi balkonowych i drzwi zewnętrznych nie mogą być większe niż wartości $U_{c(max)}$ określone w Tabeli 12.

Tabela 12. Wartości współczynnika przenikania ciepła U okien, drzwi balkonowych i drzwi zewnętrznych [4]

Lp.	Okna, drzwi balkonowe i drzwi zewnętrzne	Współczynnik przenikania ciepła $U_{c(max)}$ [W/(m ² ·K)]		
		od 1.01.2014r.	od 1.01.2017r.	od 1.01.2021r.
1.	Okna (z wyjątkiem połaciowych), drzwi balkonowe i powierzchnie przezroczyste nieotwieralne:			
	a) przy $t_i \geq 16 \text{ }^\circ\text{C}$	1,3	1,1	0,9
	b) przy $8 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_i < 16 \text{ }^\circ\text{C}$	1,8	1,6	1,4
2.	Okna połaciowe:			
	a) przy $t_i \geq 16 \text{ }^\circ\text{C}$	1,5	1,3	1,1
	b) przy $8 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_i < 16 \text{ }^\circ\text{C}$	1,8	1,6	1,4
3.	Okna w ścianach wewnętrznych			
	a) przy $\Delta t_i \geq 8 \text{ }^\circ\text{C}$	1,5	1,3	1,1
	b) przy $\Delta t_i < 8 \text{ }^\circ\text{C}$	Bez wymagań		
	c) oddzielające pomieszczenie ogrzewane od nieogrzewanego	1,5	1,3	1,1
4.	Drzwi w przegrodach zewnętrznych lub w przegrodach między pomieszczeniami ogrzewanymi i nieogrzewanymi:	1,7	1,5	1,3
5.	Okna i drzwi zewnętrzne w przegrodach zewnętrznych pomieszczeń nieogrzewanych	Bez wymagań		
Pomieszczenie ogrzewane - pomieszczenie, w którym na skutek działania systemu ogrzewania lub w wyniku bilansu strat i zysków ciepła utrzymywana jest temperatura, której wartość została określona w § 134 ust. 2 rozporządzenia. t_i - Temperatura obliczeniowa w pomieszczeniu zgodnie z § 134 ust. 2 rozporządzenia. *) Od 1 stycznia 2019 r. - w przypadku budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością.				

Na wykresie (Rysunek 22) przedstawione zostały zmiany wartości wskaźnika energii pierwotnej na ogrzewanie i wentylację (EP_{H+W}) na przestrzeni lat. Widoczne jest coraz większe zaostrzenie wymagań dotyczących zużycia energii pierwotnej na cele grzewcze i wentylację, które związane jest z wymaganiami prawnymi.

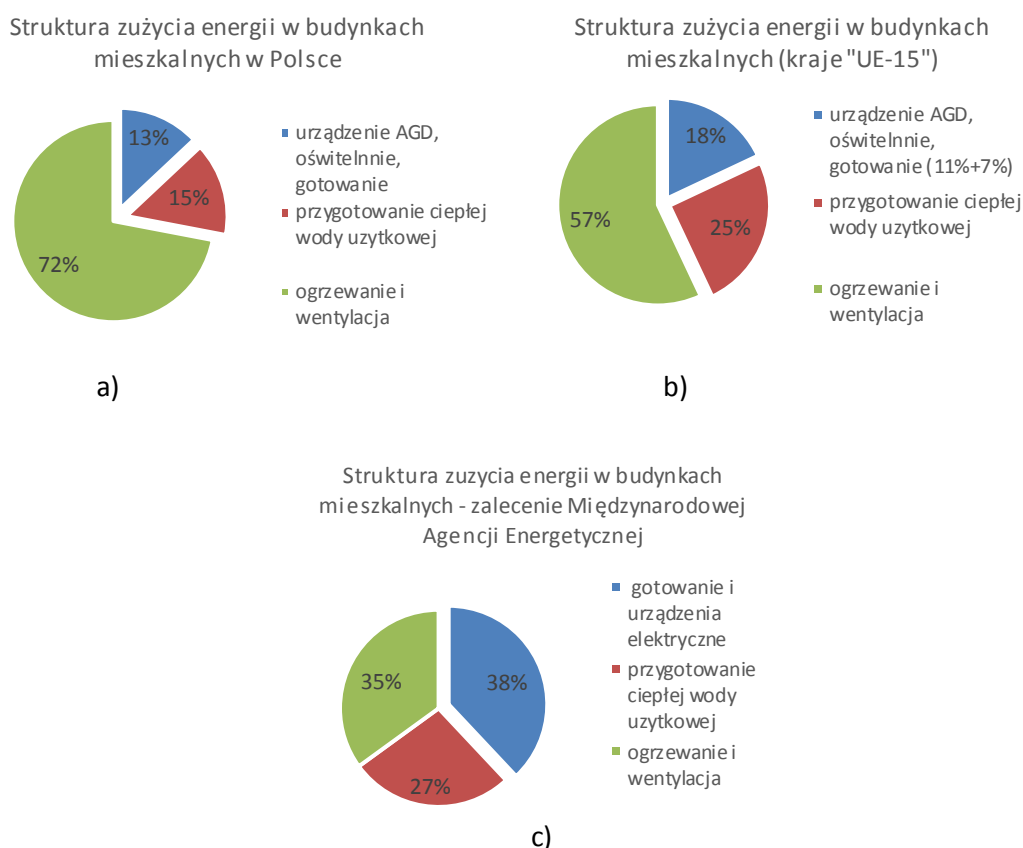


Rysunek 22. Zmiany wartości wskaźnika energii pierwotnej na ogrzewanie i wentylację (EP_{H+W}) na przestrzeni lat [4].

Szacuje się, że sektor budownictwa w Unii Europejskiej pochłania ok 40% całkowitego zużycia energii, w związku z czym Unia Europejska kładzie duży nacisk na regulacje związane z efektywnym wykorzystaniem energii w tym właśnie sektorze. W chwili obecnej głównym dokumentem regulującym obszar efektywności energetycznej w budynkach jest dyrektywa 2010/31/UE [5], która jest nowelizacją dyrektywę 2002/91/WE [6] w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

Sposoby oraz możliwości poprawy charakterystyki energetycznej budynków

Na charakterystykę energetyczną budynku ma wpływ szereg czynników. W głównej mierze są to czynniki związane z konstrukcją budynku i wykorzystywanymi rozwiązaniami technicznymi, usytuowaniem a także otoczeniem zewnętrznym budynku oraz jego przeznaczeniem i sposobem użytkowania, dlatego w celu ograniczenia zużycia energii w budynkach istotne jest aby działania z tym związane ukierunkowane były na powyższe aspekty. Na wykresach poniżej przedstawiono strukturę zużycia energii w budynkach mieszkalnych (Rysunek 23).



Rysunek 23. Struktura zużycia energii w budynkach mieszkalnych a). w Polsce, b). w krajach EU, c). zalecane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną [7].

Podczas modernizacji budynków należy zwrócić uwagę na kilka istotnych aspektów, które mają duży wpływ na zużycie energii w budynkach. W głównej mierze są to:

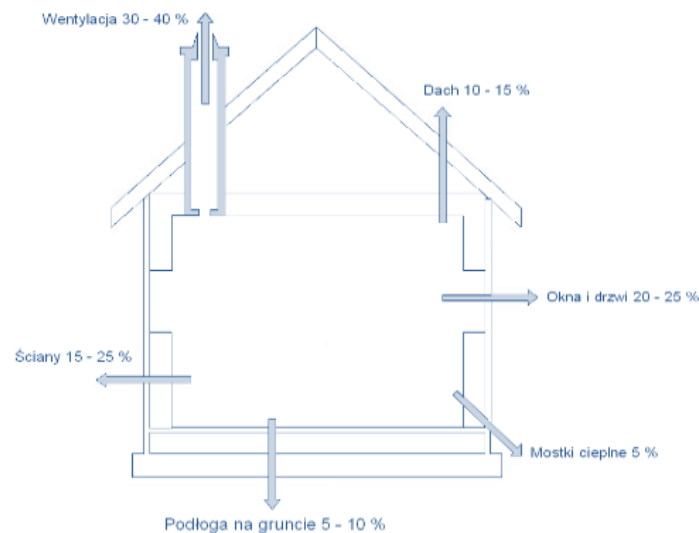
1. poprawa izolacyjności cieplnej przegród zewnętrznych budynku,
2. poprawa sprawności działania instalacji wykorzystywanych do ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej, wentylacji, chłodzenia oraz oświetlenia,
3. wymiana lub modernizacja źródła ciepła.

Budynki poddawane termomodernizacji lub przebudowie a także przy zmianie sposobu użytkowania, w których prace budowlane związane będą z dociepleniem co najmniej 25% powierzchni przegród zewnętrznych budynku, muszą spełniać wymagania minimalne dotyczące energooszczędności i ochrony cieplnej przewidziane w przepisach techniczno – budowlanych dla przebudowy budynku.

Przy modernizacji budynków zabytkowych często zalecane, przez konserwatorów budynków, jest stosowanie metody docieplenia „od wewnątrz”, co oznacza umieszczenie izolacji od wewnątrz budynku. Istotne przy tej metodzie jest zastosowanie sprawnie działającej wentylacji oraz odpowiednie zabezpieczenie przed wilgocią. Warto pamiętać, że stosowanie tej metody powoduje zmniejszenie powierzchni użytkowej pomieszczeń.

Zużycie energii na potrzeby ogrzewania oraz chłodzenia według szacunków wynosi ok. 70% całkowitego zużycia energii w budynkach.

Na rysunku poniżej (Rysunek 24) przedstawione zostały straty ciepła związane z przenikaniem przez przegrody a także przez wentylację.



Rysunek 24. Rozkład strat ciepła w budynku przez przenikanie oraz wentylację [8].

W celu ograniczenia strat ciepła zaleca się zapewnienie wysokiej szczelności obudowy budynku, zastosowanie wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła (rekuperatorem) oraz energooszczędnej stolarki otworowej, rzetelne wykonanie ocieplenia ścian, dachów czy stropodachów oraz podłogi na gruncie, a także unikanie rozwiązań powodujących występowanie mostków termicznych.

Budynki wykonane w technologii tradycyjnej charakteryzują się ok 70% przenikalnością ciepła przez przegrody. W celu poprawy charakterystyki energetycznej tego typu budynków istotne jest aby wszystkie elementy obudowy budynków zachowywały zasadę jak najmniejszej ilości strat przy jednoczesnej maksymalizacji zysków, tak jak ma to zastosowanie w budynkach energooszczędnych. Największe straty, związane z przegrodami zewnętrznymi budynku, generowane są przez przegrody przezroczyste takie jak: okna, drzwi balkonowe, przeszklone ściany osłonowe czy świetliki. Związane

jest to z faktem, że elementy te posiadają dużo niższe parametry izolacyjne w porównaniu z parametrami ścian zewnętrznych przez co generują dużo większe straty ciepła. Bardzo istotnym elementem jest również montaż stolarki otworowej, który powinien być wykonany w taki sposób aby nie powstawały żadne mostki cieplne. W celu uniknięcia powstawania mostków termicznych drzwi i okna powinny być osadzone w warstwie izolacji bądź też na granicy muru i izolacji.

Za straty ciepła w stolarce otworowej odpowiedzialny jest współczynnik przenikania ciepła: U_w dla okien, U_D dla drzwi, U_{cw} dla ścian osłonowych. Podobnie jak w przegrodach zewnętrznych im niższy współczynnik przenikania ciepła, tym większa izolacyjność cieplna przegrody. Składowe współczynnika ciepła, decydujące o jego wartości są związane z: oszkleniem U_g , ramą okienną i drzwiową U_r , słupami i ryglami $U_{m/t}$ oraz liniowymi współczynnikami przenikania ciepła, które są cechą charakterystyczną izolacyjności cieplnej połączeń.

W celu zapewnienia oszczędności energii istotną rolę odgrywa zapewnienie szczelności obudowy budynku.

Szczelny budynek jest ściśle powiązany z dobrą izolacją, nie oznacza to jednak że dobrze ocieplony budynek zawsze będzie dobrze szczelny. Bywają przypadki kiedy dobrze ocieplony budynek jest nieszczelny, a szczelny budynek nie posiada dobrej izolacyjności przegród.

Poniżej przedstawiono czynniki mające bardzo duży wpływ na szczelność powietrzną [9]. Są to:

1. odpowiednie zabezpieczenia przerw w powłoce budynku, które powstają wskutek przejść instalacyjnych,
2. zwieńczenie ścian szczytowych w miejscach połączenia z elementami konstrukcyjnymi połączy dachowej (krokwie, murłaty itp.),
3. odpowiednie ułożenie elementów dachowych (dachówki, płyty pokrycia dachowego),
4. odpowiednie wykonanie przejść instalacji sanitarnych,
5. właściwe osadzenia drzwi i okien (bez mostków termicznych),
6. właściwy sposób ułożenia instalacji elektrycznych w dachu i przy powierzchniach ścian zewnętrznych.

Poza szczelnością powietrzną istotnym zagadnieniem jest również szczelność dyfuzyjna, czyli zdolność do ograniczania (regulowania) przenikania pary wodnej przez przegrody.

Pojęcie szczelności dyfuzyjnej jest ściśle związane ze stanem wilgotnościowym przegród, a w szczególności z zapewnieniem odpowiedniego poziomu wilgotności w przegrodzie. Oznacza to, że ilość wilgoci w przegrodzie nie powinna powodować negatywnych konsekwencji cieplnych i eksploatacyjnych. Prawidłowo zaprojektowana przegroda pod kątem dyfuzyjności to taka przegroda, w której nie dochodzi do wnikania pary wodnej poprzez dyfuzję a także rodzaj i układ warstw zapewnia ochronę przed kondensacją, czyli powstawaniem kropli pary wodnej przy niższych temperaturach. Powstawanie kondensacji, a szczególnie następującej w kolejnych latach, może powodować negatywne skutki w postaci zawilgocenia warstw przegrody a w efekcie może nastąpić zagrzybienie.

Dopuszczalne jest występowanie w przegrodzie kondensacji, jednak w takim stopniu aby powstała w ten sposób wilgoć była w stanie odparować w okresie wiosenno – letnim, dzięki czemu nie będzie miała negatywnego wpływu na przegrodę [9].

Wilgotność względna φ [-] - wyrażony w procentach stosunek ciśnienia cząstkowego pary wodnej zawartej w powietrzu do prężności pary wodnej nasyconej w tej samej temperaturze $\varphi = \frac{P}{P_s} \cdot 100\%$ gdzie:

p – ciśnienie cząsteczkowe pary wodnej zawartej w powietrzu, ciśnienie rzeczywiste,
 p_s – ciśnienie stanu nasylenia, odpowiadające tej samej temperaturze.

Wspólne źródło ciepła stosowane w budownictwie narzuca potrzebę kompleksowego rozpatrywania instalacji c.o. (centralnego ogrzewania) i c.w.u. (cieplej wody użytkowej) i wyboru najlepszego w danych warunkach rozwiązania.

Na wybór systemu c.o. i c.w.u., w tym również wybór źródła ciepła, ma wpływ szereg czynników, które są związane z:

- konstrukcją i sposobem użytkowania budynku oraz planem architektonicznym
- komfortem użytkowników,
- lokalnymi warunkami zaopatrzenia w ciepło,
- ceną nośników energii,
- możliwościami finansowymi inwestora,
- wymaganiami przepisów techniczno – budowlanych.

Instalacje ogrzewania i c.w.u. powinny być projektowane i dobierane tak, aby możliwe było uzyskanie jak najwyższej sprawności ogólnej systemów. W tym celu stosowane są wysokosprawne źródła ciepła, obniżenie strat związanych z przesyłem, akumulacja, regulacja oraz wykorzystanie ciepła [10,11].

W celu uzyskania jak najwyższych sprawności systemu, możliwe jest skorzystanie z poniższych rozwiązań:

1. zastosowanie kotłów kondensacyjnych lub pomp ciepła o możliwie wysokim współczynniku efektywności (COP),
2. poprowadzenie w odpowiedni sposób przewodów rozprowadzających czynnik grzejny (zwarta instalacja) a także ich właściwa izolacja cieplna,
3. właściwe zaizolowanie zbiorników akumulacyjnych i buforowych i zasobników c.w.u. oraz właściwie dobrane sterowanie ładowaniem i rozładowaniem,
4. zastosowanie niskotemperaturowych systemów grzejnych płaszczyznowych, grzejnikowych lub mieszanych,
5. dobór techniki regulacji i sterowania zapewniającej najwyższą efektywność regulacji,
6. wybór właściwego sposobu przygotowania c.w.u. zapewniającego wysoką sprawność,
7. stosowanie wysokosprawnych pomp pomocniczych charakteryzujących się niskim poborem mocy,
8. wyeliminowanie lub maksymalizacja ograniczenia instalacji cyrkulacyjnych o niskiej efektywności.

Dobór systemu zaopatrzenia w c.w.u. nie jest wyłącznie zależny od standardu energetycznego budynku, ale także od udziału zużycia energii na cele c.w.u. w całkowitym bilansie zużycia energii w budynku. Jeżeli udział zużycia energii na cele c.w.u. jest nieznaczny, instalacje te mogą być zasilane z podgrzewaczy bezpośrednich lub przepływowych wymienników ciepła.

W sytuacji, gdy udział ten jest znaczący, instalacje c.w.u. powinny być zasilane z niezależnego źródła ciepła. W takim przypadku wskazane jest wykorzystanie np. energii słonecznej.

Automatyka budynkowa – praktyczne podejście

Projekt budowlany systemu automatyki

Projekt budowlany systemu automatyki budynkowej i zarządzania (BMS) należy wykonywać w oparciu o aktualnie dostępną dokumentację branżową i rozwiązania techniczne. Podstawę opracowania powinny stanowić następujące elementy - zlecenie otrzymane od Inwestora, projekty instalacji elektrycznych i teletechnicznych, uzgodnienia szczegółowe zakresu opracowania dokonane z Inwestorem, uzgodnienia z projektantami branżowymi.

Ważne jest by na początku działań projektowych ustalony został zakres projektu systemu automatyki budynkowej. Ogólnie projekt obejmuje układy sterowania i/lub monitorowania instalacji i urządzeń przewidzianych do włączenia do systemu zarządzania budynkiem (BMS). Projekt obejmuje też zasilanie wybranych urządzeń, dla których projektowane są układy sterowania.

Podstawowym celem systemu automatyki budynkowej jest zapewnienie automatycznego sterowania i/lub monitorowania instalacji mechanicznych, elektrycznych i teletechnicznych. System automatyki i BMS zapewnia utrzymanie wymaganych parametrów pracy instalacji, optymalizację zużycia energii oraz kosztów eksploatacji poszczególnych instalacji m.in. dzięki wykorzystaniu danych z różnych systemów i odpowiednim zarządzaniu pracą instalacji a także raportowaniu o stanach i parametrach pracy instalacji. Z uwagi na dużą liczbę różnych instalacji włączanych do BMS, system BMS umożliwi zdalny dostęp do danych dla różnych upoważnionych użytkowników.

Projektowane systemy automatyki budynkowej oparte są o powszechnie stosowane, otwarte standardy komunikacyjne: BACnet, LonWorks lub KNX, wykorzystywane na poziomie obiektowym oraz sieć TCP/IP na poziomie zarządzania.

Przykładowo, podstawowe elementy systemu automatyki budynkowej to:

1. serwer BMS z zainstalowanym systemem operacyjnym i licencjami oprogramowania BMS dla serwera i stacji roboczych Stacje robocze BMS z zainstalowanym systemem operacyjnym, przeglądarką internetową,
2. serwery automatyki (AS), wyposażone w interfejsy TCP/IP, z możliwością podłączenia modułów wejść/wyjść, z portami komunikacyjnymi umożliwiającymi integrację sterowników obiektowych i pomieszczeniowych wyposażonych w interfejsy LonWorks, BACnet lub KNX,
3. swobodnie programowalne sterowniki obiektowe, wyposażone w wybrane interfejsy, z wbudowanymi wejściami/wyjściami i możliwością podłączenia zdalnych modułów wejść/wyjść,
4. szafy zasilająco-sterownicze i sterownicze układów automatyki budynkowej.

Zakres prac wykonawcy systemu automatyki budynkowej

Zakres prac powinien obejmować dostawę i montaż w pełni przetestowanego, wyregulowanego i ukończonego systemu automatyki i BMS. Wykonawca ma obowiązek wykonać wszystkie powierzone mu prace z należytą starannością, zgodnie ze sztuką budowlaną i w oparciu o fabrycznie nowe urządzenia i materiały. Wykonawca jest zobowiązany do zapoznania się ze wszystkimi dostępnymi dokumentami dotyczącymi projektowanej inwestycji, w tym projektami innych branż z uwagi na powiązania systemowe.

Zakres prac powinien wynikać z projektu wykonawczego systemu automatyki budynkowej, odpowiednich norm i przepisów, wymagań Inwestora oraz koordynacji międzybranżowej. Prace wykonawcze powinny obejmować wszelkie materiały i wykonawstwo wymagane dla ukończenia prac związanych z instalacją w taki sposób, by była ona gotowa do eksploatacji.

Przy wykonywaniu robót należy stosować wyroby o właściwościach użytkowych umożliwiających spełnienie wymagań podstawowych oraz dopuszczonych do obrotu i powszechnego lub jednostkowego stosowania w budownictwie a w szczególności:

1. materiały budowlane, właściwie oznaczone, dla których wydano certyfikat na znak bezpieczeństwa, wykazujący, że zapewniono zgodność z kryteriami na podstawie Polskich Norm, aprobat technicznych oraz właściwych przepisów i dokumentów technicznych,
2. wyroby dla których dokonano oceny niezawodności i wydano certyfikat zgodności z Polską Normą lub z aprobatą techniczną, wyroby budowlane umieszczone w wykazie wyrobów nie mających istotnego wpływu na spełnienie wymagań podstawowych oraz wyrobów wytwarzanych i stosowanych wg tradycyjnie uznanych zasad sztuki budowlanej.

Zakres prac wykonawcy systemu automatyki budynkowej powinien obejmować m.in.:

1. dostawę i montaż urządzeń peryferyjnych systemu automatyki budynkowej, koryt kablowych, podwieszonych oraz konstrukcji przeznaczonych, wyłącznie dla potrzeb systemu automatyki budynkowej, ułożenie przewodów kablowych,
2. dostawę i montaż serwerów automatyki, sterowników obiektowych, modułów wejść/wyjść,
3. dostawę i podłączenie sprzętu komputerowego dla serwera i stacji roboczych BMS oraz szaf zasilająco-sterowniczych i sterowniczych,
4. dostawę i instalację licencji oprogramowania systemu BMS, utworzenie bazy danych, wykonanie grafik, raportów i konfiguracji,
5. wykonanie prób, uruchomień i testów,
6. wykonanie oznakowania oraz szkolenie użytkownika,
7. wykonanie dokumentacji powykonawczej.

Komfort wewnętrzny w pomieszczeniach

Jednym z podstawowych czynników środowiska mających wpływ na odczucie komfortu jest temperatura. O komforcie termicznym mówimy wtedy, kiedy ilość ciepła powstającego w organizmie (podczas przemian metabolicznych) jest równoważone przez ilość ciepła oddawanego do środowiska [12, 13].

Parametry mające wpływ na stan komfortu cieplnego to:

1. ilość ciepła wytworzonego przez organizm (wydatek energetyczny),
2. temperatura powietrza,
3. prędkość przepływu powietrza w pomieszczeniu,
4. opór przewodzenia ciepła przez odzież,
5. wilgotność powietrza.

Komfort termiczny można zapewnić poprzez stosowanie urządzeń technicznych tj. systemy ogrzewania wentylacji czy klimatyzacji.

Warunki mikroklimatu w pomieszczeniach wewnętrznych uwzględniające różne typy i sposoby aktywności fizycznej przedstawiono poniżej:

1. przy niskim tempie metabolizmu (np. sycie, pisanie na maszynie):

- a. zimą: temperatura powietrza 20 – 22 °C, prędkość ruchu powietrza 0,2 m/s
 - b. latem: temperatura powietrza 23 – 26 °C, wilgotność względna 40-55%, maksymalna prędkość ruchu powietrza 0,3 m/s,
2. przy średnim tempie metabolizmu (np. wbijanie gwoździ, tynkowanie):
 - a. zimą: temperatura powietrza 18 – 20 °C, prędkość ruchu powietrza 0,2 m/s,
 - b. latem: temperatura powietrza 20 – 23 °C, wilgotność względna 40 – 60%, maksymalna prędkość ruchu powietrza 0,4 m/s,
 3. przy dużym tempie metabolizmu (np. praca siekierą, przenoszenie ciężkich przedmiotów)
 - a. zimą: temperatura powietrza 15 – 18 °C, prędkość ruchu powietrza 0,3 m/s,
 - b. latem: temperatura powietrza 18 – 21 °C, wilgotność względna 40 – 60%, maksymalna prędkość ruchu powietrza 0,6 m/s.

Tabela 13. Przykłady zalecanych wartości projektowych temperatur w pomieszczeniach

Rodzaj budynku/ pomieszczenia	Kategoria pomieszczenia *	Temperatura operatywna °C	
		okres zimowy	okres letni
Budynki mieszkalne	A	21,0	25,5
	B	20,0	26,0
	C	18,0	27,0
Pomieszczenie konferencyjne	A	21,0	25,5
	B	20,0	26,0
	C	19,0	27,0

*kategoria A – pomieszczenia o wymaganiach wysokich
 kategoria B – pomieszczenia o wymaganiach średnich
 kategoria C – pomieszczenia o wymaganiach umiarkowanych

Rośliny oczyszczające powietrze [14]

W pomieszczeniach wewnętrznych istnieje możliwość występowania niebezpiecznych związków chemicznych, do których można zaliczyć m.in.:

1. Trichloroetylen – występuje np. w farbach drukarskich, obrazach, lakierach, klejach i rozpuszczalnikach. Krótkotrwałe narażenie obejmuje, ekscytację, zawroty głowy, bóle głowy, nudności, wymioty, senność w najgorszym wypadku śpiączkę.
2. Formaldehyd – występuje w papierowych torbach, papierze śniadaniowym, chusteczkach higienicznych, papierowych ręcznikach, serwetkach, płytach wiórowych, panelach sklejkowych oraz tkaninach syntetycznych. Krótkotrwałe narażenie powoduje następujące symptomy: podrażnienie nosa, jamy ustnej gardła a w nielicznych przypadkach obrzęk krtani i płuc.
3. Benzen – używany przy produkcji plastiku, żywicy, włókna syntetyczne, barwników, detergentów, leków i pestycydów. Można je również spotkać w dymie tytoniowym, spalinach samochodowych, klejach i farbach. Symptomy związane z krótkotrwałą ekspozycją dotyczą m.in.: podrażnienia oczu, senność, zawroty głowy, podwyższone tętno, bóle głowy, skośowanie a w niektórych przypadkach utratę przytomności.
4. Ksylen – występuje w przemyśle drukarskim, gumowym, malarskim i skórzanym, dymie tytoniowym oraz spalinach samochodowych. Symptomy związane z krótkotrwałą ekspozycją na działanie tego związku to m.in.: podrażnienie gardła i przełyku, zawroty i bóle głowy, skośowanie, problemy z sercem, wątrobą, uszkodzenie nerek oraz śpiączka.

5. Amoniak – występuje w środkach do czyszczenia okien, woskach do podłóg, solach zapachowych oraz nawozach. Krótkotrwała ekspozycja na działanie amoniaku wywołuje następujące symptomy: podrażnienie oczu, kasze oraz ból gardła.

Istnieje grupa roślin, która swoimi właściwościami przyczynia się do oczyszczania powietrza z wyżej wymienionych oraz innych związków są to np.:

1. Spathiphyllum (skrzydłokwiat) – duża powierzchnia liści oraz wyjątkowe właściwości pozwalają na oczyszczenie powietrza z zadziwiającej ilości związków rakotwórczych (benzen, formaldehyd, trichloroetylen, ksylen, toulenu, amoniaku).
2. Chamaedorea (palma bambusowa) – oczyszcza powietrze z formaldehydu, ksylenu oraz toulenu. Jako jedna z niewielu roślin jest całkowicie nieszkodliwa dla ludzi i zwierząt w przypadku spożycia.
3. Dypsis lutescens (palma areka) – dzięki gęstej budowie bardzo szybko oczyszcza powietrze z formaldehydu, ksylenu oraz toulenu oraz jest niezastąpiona w efektywnej produkcji tlenu. Roślina nie jest toksyczna dla ludzi i zwierząt.
4. Anthurium (anturium) – oczyszczają powietrze z formaldehydu, ksylenu, toulenu oraz amoniaku. Liście oraz łodygi tej pięknej rośliny zawierają niewielką ilość szczawianu wapnia, więc jej spożycie może wywołać obrzęk jamy ustnej, który jednak szybko przeminie.
5. Sansevieria (węzownica) – dzięki bardzo rzadkiej odmianie fotosyntezy "CAM" jako jedne z niewielu na świecie uwalniają tlen podczas nocy. Bardzo dobrze oczyszczają powietrze z benzenu, formaldehydu, trichloroetyleny, ksylenu oraz toulenu.
6. Gerbery – oczyszczają powietrze z benzenu, formaldehydu i trichloroetyleny. Dodatkowo nie są toksyczne dla ludzi i zwierząt.
7. Phoenix (daktylowiec) – oczyszcza powietrze z formaldehydu, ksylenu oraz toulenu. Jej liście nie są toksyczne dla ludzi i zwierząt.
8. Aloe (aloes) – oczyszczają powietrze z benzenu i formaldehydu. Dodatkowo wyjątkowo efektywnie nawilżają powietrze.
9. Chrysanthemum (złocień) – jedna z niewielu roślin, która oczyszcza powietrze ze wszystkich badanych przez NASA toksycznych substancji. Benzen, formaldehyd, trichloroetylen, ksylen, toulenu oraz amoniak zostają usunięte z naszego otoczenia gdy chryzantemy są w pobliżu.
10. Ficus (figowiec) – pochłania związki formaldehydu, ksylenu i toulenu.
11. Rhapsis (rapis) – usuwa z naszego otoczenia formaldehyd, ksylen, toulenu oraz amoniak. Ich liście nie są toksyczne.
12. Dracena fragrans (dracena wonna) – oczyszcza powietrze z benzenu, formaldehydu oraz trichloroetyleny. Pięknie się prezentują oraz mają umiarkowane wymagania w uprawie. dla ludzi i zwierząt.
13. Dracena marginata (dracena obrzeżona) – oczyszcza powietrze z benzenu, formaldehydu oraz trichloroetyleny.
14. Kentia (kencja) – oczyszcza powietrze z benzenu, ksylenu oraz toulenu. Dodatkowo produkuje nieprzeciętne ilości tlenu.
15. Hedera (bluszcz) – znakomicie radzi sobie z benzenem, formaldehydem, trichloroetylenem, ksylenem oraz toulenu.
16. Musa (banan) – egzotyczne drzewo bananowe oczyszcza powietrze z formaldehydu oraz nie jest toksyczne dla ludzi i zwierząt.

17. Aglaonema – dzięki ogromnej powierzchni liści bardzo szybko oczyszcza powietrze z benzenu oraz formaldehydu.
18. Chlorophytum (zielstka) – oczyszcza powietrze z formaldehydu, ksylenu oraz toluenu. Jej liście nie są toksyczne dla ludzi i zwierząt.

Literatura:

1. http://materialy.budowlane.edu.pl/Wsp%C3%B3%C5%82czynnik_przewodzenia_ciep%C5%82a
2. PN-EN ISO 6946: 2008 Komponenty budowlane i elementy budynku. Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła. Metoda obliczania
3. PN-EN ISO 13370:2008 Ciepłne właściwości użytkowe budynków – Wymiana ciepła przez grunt – metoda obliczania.
4. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie z dnia 12 kwietnia 2002 r. (Dz.U. Nr 75, poz. 690) wraz z późniejszymi zmianami.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
6. Dyrektywa 2002/91/we parlamentu europejskiego i rady z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
7. Instytut Techniki Budowlanej oraz materiały Zakładu Fizyki Ciepłej ITB, Pogorzelski J.A., Kasperkiewicz K., Geryło R.: Budynki wielkopłytowe wymagania podstawowe. Zeszyt 11 Oszczędność energii i izolacyjność cieplna przegród. Stan istniejący budynków wielkopłytowych, Warszawa 2003 r.
8. Jak zmieniono domy żeby były energooszczędne? Szymon Firląg, źródło: <http://www.ibp.com.pl>
9. Praca zbiorowa pod redakcją Stanisława Mańkowskiego i Edwarda Szczechowiaka „Opracowanie optymalnych energetycznie typowych rozwiązań strukturalno-materiałowych i instalacyjnych budynków”, tom drugi, część A, Rekomendacje w zakresie projektowania i optymalizacji energetycznej struktury budynku i rozwiązań konstrukcyjno-materiałowych. Zadanie badawcze nr 2 wykonane w ramach Strategicznego Projektu Badawczego pt. „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków” na zamówienie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Politechnika Poznańska, 2013 r.
10. Instytut Techniki Budowlanej oraz materiały Zakładu Fizyki Ciepłej ITB, Pogorzelski J.A., Kasperkiewicz K., Geryło R.: Budynki wielkopłytowe wymagania podstawowe. Zeszyt 11 Oszczędność energii i izolacyjność cieplna przegród. Stan istniejący budynków wielkopłytowych, Warszawa 2003 r.

11. Praca zbiorowa pod redakcją Stanisława Mańkowskiego i Edwarda Szczechowiaka „Opracowanie optymalnych energetycznie typowych rozwiązań strukturalno-materiałowych i instalacyjnych budynków”, tom trzeci, część A, Rekomendacje w zakresie projektowania i optymalizacji energetycznej rozwiązań instalacyjnych budynków. Zadanie badawcze nr 2 wykonane w ramach Strategicznego Projektu Badawczego pt. „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków” na zamówienie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Politechnika Poznańska, 2013 r.
12. Fanger P. O. Komfort cieplny. Wyd. Arkady, Warszawa 1974
13. ASHRAE HVAC Systems & Equipment Handbook 2000, SI Edition
14. strona internetowa <https://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/19930073077.pdf>

Spis ilustracji

Rysunek 1. Ogrzewanie pomieszczeń według technik ogrzewania [1].....	4
Rysunek 2. Ogrzewanie wody według technik ogrzewania [1].....	4
Rysunek 3. Współczynniki emisji (masa zanieczyszczenia na jednostkę energii paliwa) NO_x dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	35
Rysunek 4. Współczynniki emisji CO dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	35
Rysunek 5. Współczynniki emisji SO_x dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	36
Rysunek 6. Współczynniki emisji TSP dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	36
Rysunek 7. Współczynniki emisji PM10 dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	37
Rysunek 8. Współczynniki emisji PM2.5 dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	37
Rysunek 9. Współczynniki emisji B(a)P dla różnych technologii wytwarzania ciepła i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [6].....	38
Rysunek 10. Widmo promieniowania słonecznego (IR – Infra Red – podczerwień, UV – Ultra Violet – ultrafiolet), pomiędzy nimi znajduje się światło widzialne. Źródło: https://stock.adobe.com/pl/	40
Rysunek 11. Poglądowy schemat instalacji z kolektorami słonecznymi do wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Źródło: https://stock.adobe.com/pl/	42
Rysunek 12. Produkcja rozdzielona i skojarzona – porównanie sprawności.....	48
Rysunek 13. Schemat instalacji pompy ciepła: 1 – sprężarka, 2 – skraplacz, 3 – parownik, 4 - zawór rozprężny, 5 - dolne źródło ciepła, 6 - górne źródło ciepła.	54
Rysunek 14. Schemat obiegu ciepła: 1 – sprężarka, 2 – skraplacz, 3 – parownik, 4 - zawór rozprężny.	54
Rysunek 15. Udział w rynku polskim poszczególnych typów pomp ciepła [14].....	55
Rysunek 16. Składniki spalin silników o zapłonie a. iskrowym (ZI) i b. o zapłonie samoczynnym (ZS)..	61
Rysunek 17. Katalityczny reaktor utleniająco-redukujący.....	65
Rysunek 18. Katalityczny filtr cząstek stałych.....	66
Rysunek 19. Komora wtrysku i mieszania AdBlue w systemie selektywnej redukcji katalitycznej.....	67
Rysunek 20. Przebieg testu jezdno NEDC.	70
Rysunek 21. Możliwości tworzenia ściany zewnętrznej o współczynniku $U = 0,15 \text{ [W/(m}^2 \cdot \text{K)]}$ przy zastosowaniu materiału izolacyjnego o różnym współczynniku λ	74
Rysunek 22. Zamiany wartości wskaźnika energii pierwotnej na ogrzewanie i wentylację (EPH+W) na przestrzeni lat [4].....	75
Rysunek 23. Struktura zużycia energii w budynkach mieszkalnych a). w Polsce, b). w krajach EU, c). zalecane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną [7].	76
Rysunek 24. Rozkład strat ciepła w budynku przez przenikanie oraz wentylację [8].....	77

Spis tabel

Tabela 1. Przeliczenia składu gazu pomiędzy udziałami	11
Tabela 2. Obliczenie wartości opałowej gazu o znanym składzie (H – wartość opałowa)	12
Tabela 3. Klasy sezonowej efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń dla kotłów gazowych	17
Tabela 4. Skład pierwiastkowy paliw stałych.....	28
Tabela 5. Współczynniki emisji dla różnych zanieczyszczeń w zależności od spalanej paliwa w sektorze gospodarstw domowych [5]	34
Tabela 6. Średnia wartość stężenia objętościowego składników toksycznych w surowych, nieoczyszczonych spalinach silnika spalinowego	62
Tabela 7. Zakres badań, limity emisji toksycznych składników spalin i zakres regulacji sondy lambda dla pojazdów wyposażonych w silniki o zapłonie iskrowym, podczas okresowych badań pojazdów w stacji kontroli.....	68
Tabela 8. Charakterystyczne cechy symulowanego testu jezdni NEDC	70
Tabela 9. Homologacyjne limity emisji toksycznych składników spalin dla pojazdów o masie do 3500 kg	71
Tabela 10. Limity emisji toksycznych składników spalin w badaniach homologacyjnych (test stacjonarny ESC) dla pojazdów o masie powyżej 3500 kg.....	71
Tabela 11. Wartości współczynnika przenikania ciepła U_c ścian, stropów i stropodachów [4].....	74
Tabela 12. Wartości współczynnika przenikania ciepła U okien, drzwi balkonowych i drzwi zewnętrznych [4]	75
Tabela 13. Przykłady zalecanych wartości projektowych temperatur w pomieszczeniach	82