

Anna Rabajczyk^{a)*}, Grzegorz Rabajczyk^{b)}

^{a)} *Scientific and Research Centre for Fire Protection – National Research Institute / Centrum Naukowo-Badawcze Ochrony Przeciwpożarowej – Państwowy Instytut Badawczy*

^{b)} *AGH University of Science and Technology in Kraków, Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Biomedical Engineering / Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej*

* *Corresponding author / Autor korespondencyjny: arabajczyk@cnbop.pl*

Managing CO₂ Emission in the Energy Sector and Climate Policy

Zarządzanie emisją CO₂ w energetyce a polityka klimatyczna

ABSTRACT

Aim: The article presents information on the issue of CO₂ emission (called greenhouse gas) from the energy sector, along with tools enabling the determination of CO₂ emissivity used to manage this process and the directions of actions taken to minimize the negative impact on the climate.

Introduction: CO₂ is one of the substances essential for the functioning of life on Earth. On one hand, it is an important element of the carbon cycle in nature, being the basis for the synthesis of carbohydrates. On the other hand, it belongs to the group of greenhouse gases responsible for the climate change – and for this reason, it must be subject to constant control. Due to this fact, appropriate measures are taken, including changes in law, in the scope of emission, as well as the introduction of modern technological solutions aimed at monitoring and reducing CO₂ emission. Activities undertaken in the area of energy, the branch of the economy generating the largest amounts of anthropogenic CO₂, accounting for 41% of global emissions of this gas, are of significant importance [1]. The developed tools, allowing to calculate the amount of carbon dioxide emissions, expressed by emission indicators, allow for the assessment of the activities undertaken both in terms of ecology and economy.

Methodology: The article was prepared on the basis of a review of selected literature, and reports as well as applicable legal requirements in the field of the discussed subject.

Conclusions: The implemented measures aimed at the application of emission indicators in the area of energy allowed for the definition of forecasts and the determination of the directions of activities, in order to reduce the emission of CO₂. The gradual implementation of new technological solutions, enabling energy production based on biomass or other renewable energy sources, allows for the reduction of the emission of this gas. However, given the constantly increasing energy demand, it is a slow process which is not sufficient to stop the observed changes. Therefore, it is necessary to take further steps, to develop more reliable and homogeneous tools that would make it possible to compare the results regardless of the place of emission or the type of fuel used. However, it should be noted that it is necessary to cover all stages of the construction and operation of the energy sector with the measures mentioned above, which generate CO₂ emission, and not only the combustion process itself.

Keywords: emissivity, CO₂, power engineering, climate change

Type of article: review article

Received: 26.10.2021; Reviewed: 19.11.2021; Accepted: 19.11.2021;

Author's ORCID IDs: A. Rabajczyk – 0000-0003-4476-8428; G. Rabajczyk – 0000-0001-9520-9250;

The authors contributed the equally to this article;

Please cite as: SFT Vol. 58 Issue 2, 2021, pp. 6–21, <https://doi.org/10.12845/sft.58.2.2021.1>;

This is an open access article under the CC BY-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>).

ABSTRAKT

Cel: Artykuł przedstawia informacje na temat problematyki emisji CO₂ (nazywanego gazem cieplarnianym) z obszaru energetyki wraz z narzędziami umożliwiającymi określenie emisyjności CO₂ służącej do zarządzania tym procesem oraz kierunki podejmowanych działań celem minimalizacji negatywnego wpływu na klimat.

Wprowadzenie: CO₂ należy do substancji istotnych dla funkcjonowania życia na Ziemi. Z jednej strony stanowi istotny element obiegu węgla w przyrodzie, będąc podstawą do syntezy węglowodanów. Z drugiej natomiast należy do grupy gazów cieplarnianych, odpowiedzialnych za zmiany klimatyczne – między innymi z tego powodu musi podlegać stałej kontroli. W tym celu podejmowane są odpowiednie działania obejmujące zmiany w prawie, zakresie wielkości emisji, jak i wprowadzania nowoczesnych rozwiązań technologicznych, których celem jest monitoring i redukcja emisji CO₂. Istotne znaczenie mają aktywności podejmowane w obszarze energetyki, gałęzi gospodarki generującej największe ilości antropogenicznego CO₂, odpowiadającej za

41% globalnej emisji tego gazu [1]. Opracowywane narzędzia, pozwalające na obliczenie wielkości emisji ditlenku węgla, wyrażonej przez wskaźniki emisyjności, pozwalają na ocenę podejmowanych działań zarówno pod względem ekologicznym, jak i ekonomicznym.

Metodologia: Artykuł został opracowany na podstawie przeglądu wybranej literatury, raportów i sprawozdań oraz obowiązujących wymagań prawnych z zakresu poruszanej tematyki.

Wnioski: Wprowadzone działania mające na celu zastosowanie wskaźników emisyjności w obszarze energetyki pozwoliły na określenie prognoz i wyznaczenie kierunków działań, których efektem jest redukcja emisji CO₂. Stopniowa implementacja nowych rozwiązań technologicznych, umożliwiających produkcję energii w oparciu o biomasę czy inne odnawialne źródła energii, pozwala na zmniejszanie wielkości emisji tego gazu. Jest to jednak proces powolny, który przy stale wzrastającym zapotrzebowaniu na energię nie jest wystarczający do tego, aby zatrzymać obserwowane zmiany. Konieczne jest zatem podejmowanie kolejnych działań, opracowanie bardziej wiarygodnych i jednorodnych narzędzi, które pozwoliłyby na porównywanie wyników bez względu na miejsce emisji czy też rodzaj zastosowanego paliwa. Należy jednak zaznaczyć, że niezbędne jest objęcie wspomnianymi działaniami wszystkich etapów budowy i funkcjonowania sektora energetycznego, które generują emisję CO₂, a nie jedynie samego procesu spalania.

Słowa kluczowe: emisyjność, CO₂, energetyka, zmiany klimatu

Typ artykułu: artykuł przeglądowy

Przyjęty: 26.10.2021; **Zrecenzowany:** 19.11.2021; **Zaakceptowany:** 19.11.2021;

Identyfikatory ORCID autorów: A. Rabajczyk – 0000-0003-4476-8428; G. Rabajczyk – 0000-0001-9520-9250;

Autorzy wnieśli równy wkład merytoryczny w powstanie artykułu;

Proszę cytować: SFT Vol. 58 Issue 2, 2021, pp. 6–21, <https://doi.org/10.12845/sft.58.2.2021.1>;

Artykuł udostępniany na licencji CC BY-SA 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>)

Carbon dioxide in the environment

One of the best known gases is carbon dioxide with the formula CO₂, which plays an important role in the carbon cycle in the environment. It is formed as a result of the natural processes of decomposition of organic compounds, combustion processes, including respiration, and the transformation of carbonic acid and its salts. However, man and his activities play a major role in the steady increase in the amount of CO₂ in the atmosphere. One of the most important anthropogenic sources of this gas is the combustion of fossil fuels for energy purposes. It should be noted that the presence of carbon dioxide determines the photosynthesis process and the formation of carbohydrates – compounds essential for the proper functioning of many organisms. Under natural conditions, the amount of gas released into the atmosphere is mostly balanced by binding processes such as photosynthesis or dissolution in water. In case of human activity, we observe a constant increase in the amount of CO₂, which is the sum of the processes that take place in the environment and the activities undertaken by humans that contribute to the emission of this gas. Although CO₂ plays an important role in life on Earth, its presence in the amounts which are too large is a threat – it disrupts the natural carbon cycle in nature. The presence of large amounts of gas contributes to the formation of the so-called greenhouse effect and smog, the consequences of which are, among others, climate change, disease, environmental degradation, destruction of buildings and man-made facilities. Taking into account both aspects of the presence of CO₂ in the atmosphere, it is necessary to follow the changes of this gas and its amount in the environment, as well as the places of release and the possibilities of its reduction.

Therefore, for years, measures have been taken at the regional, national and international level to monitor and counteract CO₂ emission. It should be remembered that the amount of

Ditlenek węgla w środowisku

Jednym z najbardziej znanych gazów jest ditlenek węgla (nazwa powszechna: dwutlenek węgla) o wzorze CO₂, który odgrywa istotną rolę w obiegu węgla w środowisku. Powstaje na skutek naturalnych procesów rozkładu związków organicznych, procesów spalania, w tym oddychania, przemian kwasu węglowego i jego soli. Jednakże dużą rolę w stałym wzroście ilości CO₂ w atmosferze odgrywa człowiek i jego działalność. Jednym z najistotniejszych antropogenicznych źródeł tego gazu są procesy spalania paliw kopalnianych na cele energetyczne. Należy zaznaczyć, że obecność ditlenku węgla determinuje proces fotosyntezy i powstawanie węglowodanów – związków istotnych dla prawidłowego funkcjonowania wielu organizmów. W warunkach naturalnych ilość uwalnianego gazu do atmosfery jest w większości bilansowana przez procesy wiążące, takie jak fotosynteza czy rozpuszczanie w wodzie. W przypadku zaistnienia działalności człowieka obserwujemy stały wzrost ilości CO₂, będący sumą procesów, jakie zachodzą w środowisku oraz działań podejmowanych przez człowieka, które przyczyniają się do emisji tego gazu. Pomimo że CO₂ pełni istotną rolę dla życia na Ziemi, jego obecność w zbyt dużych ilościach stanowi zagrożenie – następuje wówczas zakłócenie naturalnego obiegu węgla w przyrodzie. Obecność dużych ilości gazu przyczynia się do powstawania tzw. efektu cieplarnianego i smogu, których konsekwencją są m.in. zmiany klimatyczne, choroby, degradacja środowiska, niszczenie budynków i urządzeń wykorzystywanych przez człowieka. Biorąc pod uwagę oba aspekty obecności CO₂ w atmosferze, konieczne jest śledzenie zmian tego gazu i jego ilości w środowisku oraz miejsc uwalniania i możliwości jego redukcji.

Dlatego też od lat podejmowane są działania zarówno na poziomie regionalnym, jak i krajowym i międzynarodowym, których zadaniem jest monitoring oraz przeciwdziałanie emisji CO₂. Należy przy tym pamiętać, że wielkość emisji ditlenku węgla

the emissions of carbon dioxide depends on the type of sources in the area for which the emissions are calculated.

In order to determine the amount of released CO₂, it is necessary to take into account the following [2]:

- fossil emission (E_{FF}) – based on the statistics on the extraction and consumption of fossil fuels;
- land-use change emission, E_{LUC} ;
- land use for agricultural production and development based on the models that take into account deforestation and the processes that result in gas absorption.

Carbon dioxide present in the atmosphere in the biogeochemical cycle is absorbed by the ocean or elements of terrestrial ecosystems, and these amounts are estimated on the basis of global process models such as the Surface Ocean CO₂ Atlas (SOCAT). These models are based, among others, on satellite observations of carbon dioxide concentration in the atmosphere, degree of surface greening, measurement of CO₂ concentration in the waters, temperature measurement. Due to the amount of data and their complexity, projects determining the level of greenhouse gas emission are carried out in international cooperation, e.g. SOCAT is supported by the International Ocean Carbon Coordination Project (UNESCO-IOC/SCOR IOCCP), Surface Ocean Lower Atmosphere Study (SOLAS) and Integrated Marine Biogeochemistry and Ecosystem Research (IMBER) [3]. Due to this cooperation, it was possible to determine the global carbon budget, which indicates that between 2008–2017, CO₂ flows per carbon content and the calculated change in its amount in the atmosphere, depending on the type of process were as follows [2]:

- $9,4 \pm 0,5$ GtC/year (emissions from the combustion of fossil fuel, E_{FF}),
- $1,5 \pm 0,7$ GtC/year (emissions from land-use change emission, E_{LUC}),
- $2,4 \pm 0,5$ GtC/year (absorption by the oceans, S_{OCEAN}),
- $3,2 \pm 0,8$ GtC/year (absorption on land, S_{LAND}),
- $4,7 \pm 0,02$ GtC/year (change in the amount of CO₂ in the atmosphere, G_{ATM}).

Data analysis shows that there is a carbon budget imbalance (BIM) in the environment as a consequence of increased CO₂ emission and the inability to neutralize excessive amounts of the emitted gas. In 2020, the volume of global CO₂ emission, i.e. from various sources – including transport and energy – decreased by 5.8%, or almost 2 Gt CO₂, and it was the largest recorded decrease in history [4]. However, global energy-related CO₂ emission did not change and were at the level of 31.5 Gt, which in turn resulted in the highest average annual CO₂ concentration in the atmosphere in history – about 50% higher than at the beginning of the industrial revolution [3].

As part of the European Union (EU), assumptions for the climate and energy policy until 2030 [5] have been developed, aimed at increasing the target level of reduction of greenhouse gases (including CO₂) to at least 55% by 2030 in relation to the level of emission from 1990. One of the areas covered by the measures is energy, the energy efficiency of which is to be increased by at least 32.5%. The level of use of energy obtained from renewable energy sources (renewable energy sources) is also to be increased – to a minimum value of 32%. In case of

uzależniona jest od rodzaju źródeł występujących na obszarze, dla którego oblicza się emisję. Dlatego też, celem określenia ilości uwalnianego CO₂, niezbędne jest uwzględnienie [2]:

- spalania paliw kopalnych (ang. *fossil emissions*, E_{FF})
- oparte o statystyki wydobycia i zużycia kopalnin;
- użytkowania gruntów i zmiany użytkowania gruntów (ang. *land-use change emission*, E_{LUC})
- użytkowanie gruntów produkcji rolnej i pod zabudowę opartych o modele uwzględniające wylesianie, jak i procesy, w wyniku których następuje pochłanianie gazu.

Dytlenek węgla obecny w atmosferze w cyklu biogeochemicznym jest pochłaniany przez ocean czy też elementy ekosystemów lądowych, przy czym ilości te są szacowane na podstawie modeli globalnych procesów jak np. Surface Ocean CO₂ Atlas (SOCAT). Modele te oparte są, m.in. o obserwacje satelitarne stężenia ditlenku węgla w atmosferze, stopień zazielenienia powierzchni, pomiar stężenia CO₂ w wodach, pomiar temperatury. Ilość danych oraz ich złożoność powoduje, że przedsięwzięcia określające poziom emisji gazów cieplarnianych realizowane są we współpracy międzynarodowej, np. SOCAT wspierany jest przez International Ocean Carbon Coordination Project (UNESCO-IOC/SCOR IOCCP), Surface Ocean Lower Atmosphere Study (SOLAS) oraz Integrated Marine Biogeochemistry and Ecosystem Research (IMBER) [3]. Dzięki tej współpracy możliwe było określenie globalnego budżetu węgla, który wskazuje, że w dziesięcioleciu 2008–2017 przepływy CO₂ w przeliczeniu na zawarty w nich węgiel i obliczona zmiana jego ilości w atmosferze wyniosły, w zależności od rodzaju procesu [2]:

- $9,4 \pm 0,5$ GtC/rok (emisje ze spalania paliw kopalnych, E_{FF}),
- $1,5 \pm 0,7$ GtC/rok (emisje wynikające z użytkowania gruntów i zmiany użytkowania gruntów E_{LUC}),
- $2,4 \pm 0,5$ GtC/rok (pochłanianie przez oceany, S_{OCEAN}),
- $3,2 \pm 0,8$ GtC/rok (pochłanianie na lądach, S_{LAND}),
- $4,7 \pm 0,02$ GtC/rok (zmiana ilości CO₂ w atmosferze G_{ATM}).

Analiza danych wskazuje, że w środowisku występuje nierównowaga budżetu węgla (ang. *budget imbalance*, BIM), będąca konsekwencją zwiększonej emisji CO₂ i braku możliwości neutralizacji nadmiernych ilości wyemitowanego gazu. W 2020 r. wielkość globalnej emisji CO₂, czyli pochodzącej z różnych źródeł – w tym z transportu i energetyki – spadła o 5,8%, czyli prawie o 2 Gt CO₂ i był to największy odnotowany spadek w historii [4]. Jednakże globalne emisje CO₂ związane z energią nie uległy zmianie i były na poziomie 31,5 Gt, co z kolei spowodowało osiągnięcie najwyższego w historii średniego rocznego stężenia CO₂ w atmosferze – o ok. 50% wyższego niż w momencie rozpoczęcia rewolucji przemysłowej [3].

W ramach Unii Europejskiej (UE) opracowane zostały założenia polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 [5], zmierzające do zwiększenia docelowego poziomu redukcji gazów cieplarnianych (w tym CO₂) do co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu emisji z roku 1990. Jednym z obszarów objętych działaniami jest energetyka, której efektywność energetyczna ma zostać zwiększona o co najmniej 32,5%. Zwiększeniu ma również ulec poziom wykorzystania energii pozyskiwanej z OZE (odnawialnych źródeł energii) – do wartości minimum 32%. W przypadku Polski udział OZE ma wynieść odpowiednio: 16,4, 18,4 i 20,2% w 2022,

Poland, the share of renewable energy sources is to be, respectively: 16.4, 18.4 and 20.2% in 2022, 2025 and 2027 [6]. The introduction of the Regulation on the Governance of the Energy Union and Climate Action [7] has allowed the EU to adopt integrated rules to ensure planning, monitoring and reporting on the progress and achieving the climate and energy targets set for 2030 and meeting international obligations under the Paris Agreement.

Member countries have made a joint reduction effort to achieve the binding Annual Emission Allocation (AEA), which was approved by the EU Climate Change Committee in October 2012 and adopted by the European Commission in March 2013 [4]. In subsequent periods, the limits were changed to ensure consistency with the extended scope of the European Union Emissions Trading System (EU ETS), international guidelines and emission reporting methods [8–10]. Moreover, the basic type of the Assigned Amount Unit is AAU. Within the limits of emission allowances applicable throughout Europe, enterprises receive or buy emission allowances, with each allowance granting its holder the right to emit 1 [Mg CO₂] [11]. If all available ceilings are not used, the company may sell them if necessary. In 2013, the ceiling of emission allowances from fixed installations was 2,084,301,856 [Mg CO₂] [11]. According to the assumptions, from 2021 the total number of emission allowances will be annually reduced by 2.2% [12]. Measures and actions adopted at the European level are intended to help the Member States reduce the emission of the greenhouse gas. One example is the action taken to reduce emissions from buildings by, for example, setting ecodesign requirements for energy-using products or energy labelling schemes to increase consumer awareness. In contrast, Member States are responsible for adopting appropriate national strategies and measures to reduce emissions from specific sectors covered by the Effort Sharing legislation, including, among others, building retrofit support systems, more efficient heating and cooling systems, the use of renewable energy in heating and cooling, biogas production from manure [12].

Pursuant to Directive 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 March 2018 [13], amending Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council [14], it is possible to optionally exclude from the EU ETS installations emitting less than 2,500 tonnes of CO₂ – in case when a given device was subject to reporting, but during the last three years it did not exceed 2,500 tonnes of carbon dioxide equivalent each year. Each such installation must be reported to the European Commission before the list of installations is presented. In addition, it should be confirmed that if the installation emits 2,500 tonnes or more of carbon dioxide equivalent (not including biomass) in any reporting year including the exemption, it will be re-included in the EU ETS. Member States may also exclude from the EU ETS standby or spare units which have operated less than 300 hours per year in any of the three years preceding the notification [12–13].

2025 i 2027 roku [6]. Wprowadzenie rozporządzenia w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu [7] pozwoliło UE przyjąć zintegrowane przepisy w celu zapewnienia planowania, monitorowania i sprawozdawczości z postępów w realizacji i osiągnięcia wyznaczonych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. oraz spełnienia międzynarodowych zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego.

Kraje członkowskie podjęły wspólny wysiłek redukcyjny celem osiągnięcia wiążących rocznych limitów emisji (ang. *Annual Emission Allocation*, AEA), które zostały zatwierdzone przez Komitet UE ds. Zmian Klimatu w październiku 2012 r. i przyjęte przez Komisję Europejską w marcu 2013 r. [4]. W kolejnych okresach limity były zmieniane celem zapewnienia spójności z rozszerzonym zakresem unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ang. *European Union Emissions Trading System*, EU ETS), międzynarodowymi wytycznymi i metodami zgłaszania emisji [8–10]. Należy dodać, że podstawowym typem jednostki przyznanej emisji jest AAU (ang. *Assigned Amount Units*). W ramach pułapów uprawnień do emisji, obowiązujących w całej Europie, przedsiębiorstwa otrzymują lub kupują uprawnienia do emisji, przy czym każde uprawnienie przyznaje jego posiadaczowi prawo do emisji 1 [Mg CO₂] [11]. W przypadku niewykorzystania wszystkich dostępnych pułapów przedsiębiorstwo może je w razie potrzeby sprzedać. W roku 2013 pułap uprawnień do emisji ze stałych instalacji wynosił 2 084 301 856 [Mg CO₂] [11]. Zgodnie z założeniami od 2021 r. łączna liczba uprawnień do emisji będzie zmniejszana o 2,2% rocznie [12]. Środki i działania przyjęte na szczeblu europejskim mają za zadanie wspomóc państwa członkowskie ograniczyć emisję gazów cieplarnianych. Jednym z przykładów są działania podjęte celem redukcji emisji z budynków poprzez np. określenie wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów wykorzystujących energię czy też systemy etykietowania efektywności energetycznej, pozwalające na zwiększenie świadomości konsumentów. Natomiast państwa członkowskie odpowiedzialne są za podjęcie odpowiednich krajowych strategii i środków, które pozwolą na ograniczenie emisji z określonych sektorów objętych zakresem przepisów dotyczących wspólnego wysiłku redukcyjnego, w tym m.in. systemy wsparcia modernizacji budynków, skuteczniejsze systemy ogrzewania i chłodzenia, stosowanie energii odnawialnej w ogrzewaniu i chłodzeniu, wytwarzanie biogazu z obornika [12].

Zgodnie z Dyrektywą 2018/410 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 14 marca 2018 r. [13], zmieniającą Dyrektywę 2003/87/EC Parlamentu Europejskiego i Rady [14], możliwe jest opcjonalne wyłączenie z EU ETS instalacji emitujących poniżej 2 500 ton CO₂ – w przypadku, kiedy dane urządzenie objęte było raportowaniem, ale w okresie ostatnich trzech lat nie przekraczało każdego roku 2 500 ton ekwiwalentu dwutlenku węgla. O każdej takiej instalacji należy powiadomić Komisję Europejską przed okazaniem wykazu instalacji. Ponadto, należy potwierdzić, że jeżeli instalacja wyemituje 2 500 lub więcej ton ekwiwalentu ditlenku węgla (nie uwzględniając biomasy) w którymkolwiek roku sprawozdawczym obejmującym wyłączenie, zostanie ponownie włączona do EU ETS. Państwa członkowskie mogą także wyłączyć z EU ETS jednostki rezerwowe lub zapasowe, które pracowały mniej niż 300 godzin rocznie w każdym z trzech lat poprzedzających powiadomienie [12–13].

Emissivity in the energy sector

In accordance with the Act on the greenhouse gas emission allowance trading system [15], the emission intensity is understood as the amount of carbon dioxide emissions in a given year from an installation generating electricity in relation to the amount of electricity produced in a given year in this installation, expressed in [MWh]. In connection with the efforts to reduce greenhouse gas emissions, one of the important areas for reducing CO₂ production is the modernization of buildings and the reduction of energy demand. For this purpose, during the implementation of the investment task, the amount of emission reduction [Mg CO₂/MWh] and the compliance indicators for the investment tasks related to the modernization of the existing installations generating electricity (including individual devices, including boilers, turbines, generators, engines, aggregates, heat exchangers, transformers) are determined or the replacement of these devices [15]. Thus, it is necessary to specify the type of basic fuel used (e.g. hard coal, brown coal), and in case of co-combustion, also the type of used co-firing fuel and the average share of co-combustion [%]. The indicated elements make it possible to evaluate the measures taken in terms of their emission efficiency (see Figure 1).

Emisyjność w energetyce

Emisyjność, zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [15], rozumiana jest jako wielkość emisji ditlenku węgla w danym roku z instalacji wytwarzającej energię elektryczną w odniesieniu do wielkości produkcji energii elektrycznej w danym roku w tej instalacji, wyrażonej w [MWh]. W związku z działaniami zmierzającymi do redukcji emisji gazów cieplarnianych, jednym z istotnych obszarów pozwalających na zmniejszenie wytwarzania CO₂ jest modernizacja budynków i zmniejszenie zapotrzebowania na energię. W tym celu podczas realizacji zadania inwestycyjnego określa się wielkość redukcji emisyjności [Mg CO₂/MWh] oraz wskaźniki zgodności dla zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją istniejących instalacji wytwarzających energię elektryczną (w tym pojedynczych urządzeń, m.in. kotłów, turbin, generatorów, silników, agregatów, wymienników ciepła, transformatorów) lub wymianą tych urządzeń [15]. W tym celu niezbędne jest określenie rodzaju zastosowanego paliwa podstawowego (np. węgiel kamienny, węgiel brunatny), a w przypadku współspalania także rodzaju zastosowanego paliwa współspalania oraz średniego udziału współspalania [%]. Wskazane elementy pozwalają na ocenę podejmowanych działań pod względem efektywności emisyjnej (zob. ryc. 1).

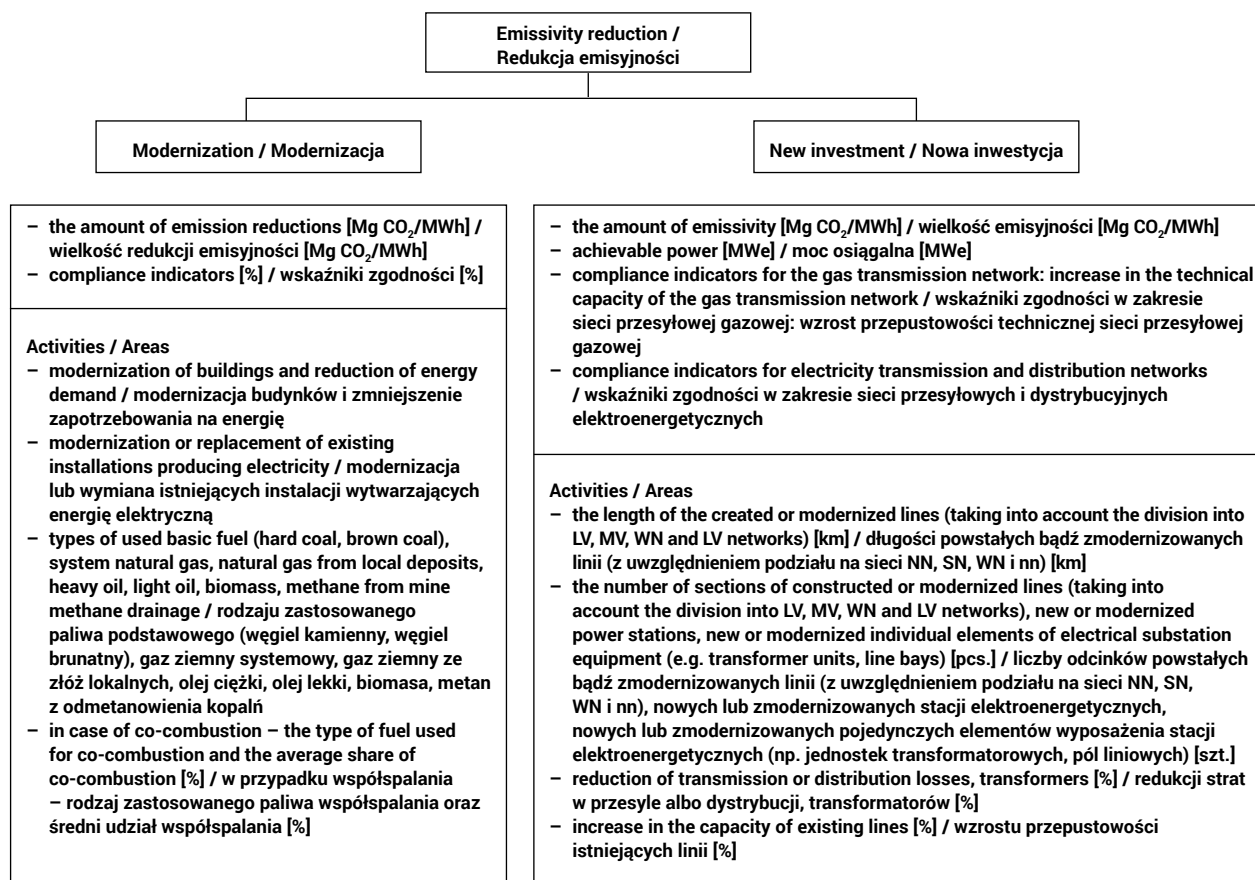


Figure 1. Determining the emissivity depending on the type of required activities
Rycina 1. Określenie emisyjności w zależności od rodzaju wymaganych działań

Source: Own elaboration based on [15].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [15].

In case of new investments, the following elements are analysed: emission level, achievable capacity, compliance indicators for industrial and electricity distribution networks and compliance indicators for the gas transmission network, taking into account the increase in the technical capacity of the gas transmission network. The received data is feedback whether the implementation of works in a specific scope will bring the expected results. In case of district heating networks, compliance indicators are calculated in terms of heat loss reduction [%] or the amount of electricity from cogeneration fed into the power grid [MWh/year] or the amount of heat from cogeneration fed into the heating network [GJ/year] [15].

The rules for monitoring and reporting greenhouse gas emissions and data on specific activities are defined in the EU Commission regulation [16]. For the purposes of monitoring emissions, installations have been divided into three categories, i.e. A, B and C, if the average verified annual CO₂ emission in the trading period immediately preceding the current trading period were respectively: up to 50 thousand tonnes, from 50–500 thousand tonnes, over 500 thousand tonnes. It should be remembered that the amount of emissions does not include CO₂ from biomass and is calculated before subtracting the amount of unused CO₂ and carried over from the previous settlement period [16].

For the purpose of monitoring emissions from the installation, methods based on calculation (C methods), methods based on measurement (M methods) or methods based on estimation (E methods) [17] can be used. However, the selected methods must be of appropriate accuracy, therefore they should include, for example, ISO standards, licenses, national or regional binding measurement methodologies, specified in a legal act appropriate to a given plant/installation, or a mass balance method approved by a competent authority, pan-European, sector-specific calculation method. In Poland, in case of using the M methods for periodic measurements of CO₂ emissions into the air from fuel combustion sources, in accordance with the Regulation of the Minister of Climate and Environment of 7 September 2021 on the requirements for emission measurements [18], it is recommended to use (as reference methodology) the absorption of infrared (IR) radiation or other optical method ensuring measurement uncertainty not greater than $\pm 1.0\%$ of CO₂ vol. [18]. In case of C methods, mass balance, activity-specific data (e.g. fuel composition, fuel consumption) and emission factor values for a given pollutant can be used. Fuel emission factors related to the net calorific value (NCV) and calorific values converted to fuel mass are included in Annex VI to the EC Regulation [19]. Moreover, in order to calculate the consumption of chemical energy contained in the fuel subjected to the combustion process, as a reporting tool in Poland, the calorific value (WO) expressed in [MJ/kg] are used, indicated for a given year by the National Centre for Balancing and Management of Emissions (KOBiZE) [20], which are systematically published by KOBiZE (see Table 1).

W przypadku nowych inwestycji analizie podlegają takie elementy, jak: wielkość emisyjności, moc osiągalna, wskaźniki zgodności w zakresie sieci przemysłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wskaźniki zgodności w zakresie sieci przesyłowej gazowej, z uwzględnieniem wzrostu przepustowości technicznej sieci przesyłowej gazowej. Otrzymane dane są informacją zwrotną, czy realizacja prac w określonym zakresie przyniesie oczekiwane efekty. W przypadku sieci ciepłowniczych wskaźniki zgodności obliczane są w zakresie redukcji strat ciepła [%] lub ilości energii elektrycznej z kogeneracji wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej [MWh/rok] lub ilości energii cieplnej z kogeneracji wprowadzonej do sieci ciepłowniczej [GJ/rok] [15].

Zasady monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz danych dotyczących określonej działalności określa rozporządzenie Komisji UE [16]. Do celów monitorowania emisji instalacje zostały podzielone na trzy kategorie, tj. A, B i C, jeśli średnia zweryfikowana roczna wielkość emisji CO₂ w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy wynosiła odpowiednio: do 50 tys. t, od 50–500 tys. t, ponad 500 tys. t. Należy przy tym pamiętać, że wielkość emisji nie uwzględniania CO₂ pochodzącego z biomasy i obliczane jest przed odjęciem ilości CO₂ niewykorzystanej i przenoszonej z poprzedniego okresu rozliczeniowego [16].

Do celów monitorowania emisji z instalacji można zastosować metody oparte na obliczeniach (ang. *calculation methods*, metody C), oparte na pomiarach (ang. *measurement methods*, metody M) bądź szacowaniu (ang. *estimation methods*, metody E) [17]. Jednakże wybrane metody muszą charakteryzować się odpowiednią dokładnością, dlatego też powinny uwzględniać np. normy ISO, licencje, krajowe lub regionalne wiążące metodyki pomiaru, określone w akcie prawnym adekwatnym do danego zakładu/installacji czy też metodę bilansu masy zatwierdzoną przez właściwy organ, ogólnoeuropejską, właściwą dla sektora metodę obliczeniową. W Polsce w przypadku zastosowania metod M dla okresowych pomiarów emisji CO₂ do powietrza ze źródeł spalania paliw, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji [18], zaleca się stosowanie jako metodyki referencyjnej absorpcję promieniowania podczerwonego (IR) lub inną metodę optyczną gwarantującą niepewność pomiaru nie większą niż $\pm 1,0\%$ obj. CO₂ [18]. W przypadku metod C można natomiast zastosować bilans masowy, dane charakterystyczne dla danej działalności (np. skład paliwa, zużycie paliwa) oraz wartości wskaźników emisji dla danego zanieczyszczenia. Współczynniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV) oraz wartości opałowe w przeliczeniu na masę paliwa zawarte są w załączniku VI rozporządzenia KE [19]. Ponadto, w celu obliczenia zużycia energii chemicznej, jaka zawarta jest w paliwie poddanym procesowi spalania, jako narzędzia do sprawozdawczości na terenie Polski, stosuje się wartości opałowe (WO) wyrażane w [MJ/kg], wskazane na dany rok przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) [20], które są systematycznie publikowane przez KOBiZE (zob. tabela 1).

Table 1. Changes in calorific values (CO) and CO₂ emission factors (EC) in 2015–2018 (for reporting in the Emission Allowance Trading Scheme in the following years 2018–2021)Tabela 1. Zmiany wartości opałowych (WO) i wskaźników emisji CO₂ (WE) w latach 2015–2018 (do raportowania w Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji w kolejnych latach 2018–2021)

Type of activity / Rodzaj działalności	2015 (2018)	2016 (2019)	2017 (2020)	2018 (2021)
Coal: WO [MJ/kg] / WE CO₂ [kg/GJ] / Węgiel kamienny: WO [MJ/kg] / WE CO₂ [kg/GJ]				
Commercial CHP plants and power plants / Elektrociepłownie zawodowe i elektrownie	21.14 / 95.48	21.42 / 93.46	20.99 / 93.63	21.24 / 93.54
Industrial heat and power plants / Elektrociepłownie przemysłowe	23.16 / 94.61	22.94 / 94.66	22.40 / 94.78	22.29 / 94.81
Heat plants / Ciepłownie	21.91 / 94.90	21.74 / 94.94	21.27 / 95.07	21.33 / 95.05
Coking plants / Koksownie	29.59 / 93.49	29.56 / 93.49	29.60 / 93.49	29.59 / 93.49
Production of iron and steel (groups from Chapter 24 except those mentioned in Table 6) / Produkcja żelaza i stali (grupy z działu 24 z wyjątkiem wymienionych w tabeli 6)	28.89 / 93.59	28.94 / 93.58	29.33 / 93.53	27.61 / 93.78
Non-ferrous metals industry (groups 24.4, 24.53, 24.54) / Przemysł metali nieżelaznych (grupy 24.4, 24.53, 24.54)	23.00 / 94.64	22.67 / 94.72	23.12 / 94.62	23.97 / 94.43
Chemical industry (groups 20 and 21) / Przemysł chemiczny (dział 20 i 21)	22.90 / 94.67	22.76 / 94.70	21.45 / 95.02	21.67 / 94.96
Paper and printing industry (groups 17 and 18) / Przemysł papirniczy i poligraficzny (dział 17 i 18)	22.90 / 94.67	22.76 / 94.70	23.06 / 94.63	22.81 / 94.69
Food industry (groups 10, 11 and 12) / Przemysł spożywczy (dział 10, 11 i 12)	22.90 / 94.66	22.78 / 94.69	23.72 / 94.49	23.48 / 94.54
Manufacture of products from other non- metallic mineral raw materials (group 23) / Produkcja wyrobów z pozostałych mineralnych surowców niemetalicznych (dział 23)	22.90 / 94.67	22.76 / 94.70	25.44 / 94.15	25.55 / 94.13
Other industries / Inne przemysły	22.90 / 94.67	22.76 / 94.70	23.55 / 94.52	23.48 / 94.54
Institutions/Trade/Services / Instytucje/Handel/Usługi	25.93 / 94.06	25.98 / 94.05	25.70 / 94.10	25.80 / 994.08
Agriculture, forestry and fisheries / Rolnictwo, leśnictwo i rybołówstwo	25.93 / 94.06	25.97 / 94.05	26.00 / 94.05	26.00 / 94.05
Brown coal: WO [MJ/kg] / WE CO₂ [kg/GJ] / Węgiel brunatny: WO [MJ/kg] / WE CO₂ [kg/GJ]				
Commercial CHP plants and power plants / Elektrociepłownie zawodowe i elektrownie	8.14 / 110.76	8.99 / 107.13	9.14 / 107.15	9.47 / 105.95
Heat plants / Ciepłownie	9.10 / 106.31	9.02 / 106.62	8.21 / 110.34	8.02 / 113.14
Manufacture of products from other non- metallic mineral raw materials (group 23) / Produkcja wyrobów z pozostałych mineralnych surowców niemetalicznych (dział 23)	8.14 / 110.66	8.12 / 110.81	8.21 / 110.31	8.14 / 110.67
Other industries / Inne przemysły	8.14 / 110.66	8.12 / 110.81	9.55 / 105.21	8.10 / 110.61
Institutions/Trade/Services / Instytucje/ Handel/Usługi	8.18 / 110.51	9.33 / 105.39	8.00 / 111.39	10.00 / 102.98
Agriculture, forestry and fisheries / Rolnictwo, leśnictwo i rybołówstwo	8.17 / 110.52	9.34 / 105.35	8.00 / 111.41	8.14 / 110.67

Source: Own elaboration based on [20–23].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [20–23].

The indicated values are used to prepare reports as part of reporting by individual entities. It should be noted that the presented data on the values of CO and EC indicators for fuels that are used in the national economy in a given year are used to develop emission data for another year, e.g. for reporting under 2021, data on the values of indicators obtained in 2018 [23].

KOBiZE also publishes national CO₂ emission rates for natural gas and fuel oil burned in sectors related to specific PKD sections and calorific values, expressed in [MJ/m³], calculated on the basis of national statistical data. The CO₂ emission factors for other fuels included in the documents come from the IPCC guidelines (Intergovernmental Panel on Climate Change) [24] and can be applied regardless of the type of activity. In case of the combustion of biomass, i.e. firewood and wood-based waste, biogenic municipal waste and biogas, CO₂ emission is not included in the sum of emissions from fuel combustion, in accordance with the rules set out in the emission allowance trading scheme and the value is zero [20].

Tools for calculating emissions

Emissivity is used to assess changes taking place in the economy and focus it on the reduction of the emission of the greenhouse gases, including CO₂. Moreover, the emission indicators allow to forecast and determine the directions of the changes taking place, assessing the implemented solutions, taking into account the impact on the environment. Depending on the legal applicable guidelines in a given area (e.g. protected areas, industrial areas), the emission level and the recommended method of determining the emissivity may differ. KOBiZE estimated the total amount of emissions based on the emissions and data from installations for combustion of fuels producing only kinetic energy or electricity and heat, reported to the national database. The calculations take into account all fuels, both renewable and non-renewable, used in the energy sector that determine the emission and its size. Additionally, after taking into account all electricity generated in the country and losses caused by energy transmission and distribution, the electricity emission factors for end users are determined. The volume of energy production, on the basis of which the benchmark was then calculated, in the period between 2014–2017 was calculated from the dependence [25]:

$$PR = P_c + 3,6 \cdot P_{ee} \quad (1)$$

while from 2018, the calculations were based on the dependence:

$$PR = P_c/3,6 + P_{ee} \quad (2)$$

where:

PR – equivalent production [MWh],

P_c – heat production [GJ],

P_{ee} – electricity production [MWh].

Due to the reporting of CO₂ emissions in the EU ETS and the related requirements, appropriate assumptions were introduced:

- determining the share of electricity in equivalent

Wskazane wartości służą do przygotowania raportów w ramach sprawozdawczości poszczególnych podmiotów. Należy przy tym zwrócić uwagę, że zaprezentowane dane dotyczące wartości wskaźników WO i WE dla paliw, które wykorzystywane są w gospodarce krajowej w danym roku, służą do opracowania danych emisyjnych za inny rok, np. do sprawozdawczości w ramach roku 2021 służą dane w zakresie wartości wskaźników otrzymane w roku 2018 [23].

KOBiZE publikuje także krajowe wskaźniki emisji CO₂ dla gazu ziemnego i oleju opałowego spalanych w sektorach dotyczących określonych działów PKD oraz wartości opałowe, wyrażone w [MJ/m³], obliczone w oparciu o krajowe dane statystyczne. Zawarte w dokumentach wskaźniki emisji CO₂ dla pozostałych paliw pochodzą z wytycznych IPCC (ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change*) [24] i mogą być stosowane niezależnie od rodzaju działalności. W przypadku spalania biomasy, tj. drewna opałowego i odpadów pochodzenia drzewnego, odpadów komunalnych biogenicznych i biogazu, emisji CO₂ nie wlicza się do sumy emisji ze spalania paliw, zgodnie z zasadami ustalonymi w systemie handlu uprawnieniami do emisji i przyjmuje się wartość zero [20].

Narzędzia do obliczania emisji

Emisyjność stosowana jest do oceny zmian zachodzących w gospodarce i ukierunkowania jej na redukcję emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂. Ponadto wskaźniki emisyjności pozwalają na prognozowanie i określanie kierunków zachodzących zmian, oceny wprowadzanych rozwiązań z uwzględnieniem wpływu na środowisko. W zależności od wytycznych prawnych obowiązujących na danym terenie (np. obszary objęte ochroną, obszary przemysłowe) poziom emisji oraz zalecana metoda określenia emisyjności mogą się różnić. KOBiZE oszacowała całkowitą wielkość emisji w oparciu o emisje oraz dane z instalacji do spalania paliw produkujących tylko energię kinetyczną lub energię elektryczną i ciepło, raportowane do krajowej bazy danych. W wyliczeniach brane są pod uwagę wszystkie paliwa, zarówno odnawialne, jak i nieodnawialne, wykorzystywane w energetyce determinujące emisję i jej wielkość. Dodatkowo, po uwzględnieniu całej wytworzonej energii elektrycznej w kraju oraz strat spowodowanych przesyłem i dystrybucją energii, określane są wskaźniki emisyjności energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Wielkość produkcji energii, na podstawie której następnie wyliczono wskaźnik emisyjności, w okresie 2014–2017 obliczana była z zależności [25]:

$$PR = P_c + 3,6 \cdot P_{ee} \quad (1)$$

natomiast od roku 2018 obliczenia prowadzone były w oparciu o zależność:

$$PR = P_c/3,6 + P_{ee} \quad (2)$$

gdzie:

PR – produkcja równoważna [MWh],

P_c – produkcja ciepła [GJ],

P_{ee} – produkcja energii elektrycznej [MWh].

Ze względu na raportowanie emisji CO₂ w systemie EU ETS i wymagania z tym związane, wprowadzono odpowiednie założenia:

- production in the combustion sources covered by the EU ETS,
- determining the associated CO₂ emission of electricity in plants participating in the EU ETS system based on the calculated share of electricity in production,
- using data from plants reporting electricity and heat production,
- including the volume of electricity production in wind and hydro power plants (excluding energy generated in pumped storage plants),
- including network transmission and distribution losses [23].

The obtained results showed that between 2014–2020, for which data in this regard are published, there is a gradual reduction in the emission level of the energy sector (see Table 2).

- określenie udziału energii elektrycznej w produkcji równoważnej w źródłach spalania objętych systemem EU ETS,
- określenie emisji CO₂ przynależnej energii elektrycznej w zakładach uczestniczących w systemie UE ETS w oparciu o wyliczoną wielkość udziału energii elektrycznej w produkcji,
- wykorzystanie danych z zakładów raportujących produkcję energii elektrycznej i ciepła,
- uwzględnienie wielkości produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych oraz wodnych (z pominięciem energii wytwarzanej w elektrowniach szczytowo-pompowych),
- uwzględnienie strat sieciowych przesyłowych i dystrybucyjnych [23].

Otrzymane wyniki wykazały, że w latach 2014–2020, dla których publikowane są dane w tym zakresie, ma miejsce stopniowa redukcja poziomu emisyjności energetyki (zob. tabela 2).

Table 2. Changes in the value of the emission indicator [kg CO₂/MWh] for the power industry in the production of electricity as well as electricity and combined heat [26–31]

Tabela 2. Zmiany wartości wskaźnika emisyjności [kg CO₂/MWh] dla energetyki w zakresie produkcji energii elektrycznej oraz elektrycznej i ciepła skojarzonego [26–31]

Indicator / Wskaźnik	Year / Rok					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
In relation to combustion sources / W odniesieniu do źródeł spalania	823	810	806	814	792	758
At the final recipient / U odbiorcy końcowego	825	798	781	778	765	719

Source: Own elaboration based on [26–31].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [26–31].

It should be added that in 2014 KOBiZE additionally published the values of the emission indicators for combustion sources covered by the EU ETS system and for the final recipient in case of combustion sources covered by the EU ETS system. The values of indicators for systems covered by EU ETS were lower than the values of indicators for general combustion sources, and amounted to 803 and 807 [kg CO₂/MWh] [26], respectively.

The US Environmental Impact Assessment (EIA) publishes estimates of CO₂ emission related to electricity generation on a monthly and annual basis and average annual CO₂ emission factors related to total electricity production by the electricity industry in terms of the entire country and individual states in State Electricity Profiles [32]. However, it should be noted that the indicators are given in pounds CO₂ per megawatt hour [pounds per kWh], with 1 pound = 0.453 592 37 kg. According to data published by EIA, power plants fired with coal, natural gas and petroleum-derived fuels were responsible for 99% of electricity-related CO₂ emissions in 2019, accounting for approximately 62% of total electricity production in the USA. The remaining 1% of CO₂ emissions came from other fossil fuels and gases and from certain

Należy dodać, że w 2014 r. KOBiZE opublikował dodatkowo wartości wskaźników emisyjności dla źródeł spalania objętych systemem EU ETS oraz u odbiorcy końcowego w przypadku źródeł spalania objętych systemem EU ETS. Wartości wskaźników dla układów objętych systemem EU ETS były mniejsze od wartości wskaźników dla źródeł spalania ogólnych i wynosiły odpowiednio 803 i 807 [kg CO₂/MWh] [26].

Amerkańska Agencja Informacji Energetycznej (ang. *Environmental Impact Assessment*, EIA) publikuje szacunkowe wartości emisji CO₂ związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w ujęciu miesięcznym i rocznym oraz średnie roczne współczynniki emisji CO₂ związane z całkowitą produkcją energii elektrycznej przez przemysł elektroenergetyczny w ujęciu całego kraju, jak i poszczególnych stanów w Stanowych Profilach Energii Elektrycznej (ang. *State Electricity Profiles*) [32]. Należy jednak zaznaczyć, że wskaźniki podane są w funtach CO₂ na megawatogodzinę [pounds per kWh], przy czym 1 pound = 0,453 592 37 kg. Zgodnie z danymi opublikowanymi przez EIA elektrownie spalające węgiel, gaz ziemny i paliwa ropopochodne odpowiadały w 2019 r. za 99% emisji CO₂ związanych z energią elektryczną, stanowiąc przy tym źródło

types of geothermal power plants. The value of the CO₂ emission index for coal, natural gas and crude oil was respectively: 2.21, 0.91 and 2.13 [pounds per kWh] [32]. Based on international agreements, it should be added that EIA considers the generation of electricity from renewable sources, i.e. from biomass, water, sun and wind, to be neutral in terms of carbon dioxide emissions – the emissions from these sources are not included in the national inventories of greenhouse gas emissions [32].

Modelling and minimization of CO₂ emissions

CO₂ emission is a problem that has been the subject of international discussion for years. This discussion is the basis for changes introduced in the area of energy. Emissivity is one of the elements taken into account in the direction and selection of technological solutions. This indicator is used both for the ongoing assessment of the environmental impact, as well as for forecasting and modelling changes in the energy system. However, it should be added that modelling is a very complex problem. It is necessary to take into account not only the amount of emissions, but also many other aspects, such as the complexity of the behaviour of consumers and decision-makers, processes related to the feedback between modules or various types of delays. Moreover, the amount of CO₂ emission from electricity production varies according to the type of fuel/energy source and the type and capacity of the power plant [32]. The amount of carbon dioxide produced per 1 kWh in any given period will therefore be different depending on the energy sources supplied to the electricity grid at a given time, which determines the hourly, daily, monthly and annual changes [2, 32]. Therefore – depending on the purpose of the carried out processes, as well as the possibility of obtaining data – many different solutions are used.

On the basis of the available data, forecasts are made and trends of changes are determined, taking into account various scenarios. Based on the available historical data on emission and energy change trends, it has been estimated, for example, that in 2021 global energy-related CO₂ emission will increase by 4.8% (which means that there will be an increase of more than 1,500 Mt of CO₂). If the predictions come true, we will be dealing with the largest single increase in CO₂ emission since the financial crisis more than a decade ago [2]. It is assumed that the global consumption of coal and natural gas will lead to an increase in global CO₂ emission by approximately 640 and 215 Mt of CO₂, respectively [2].

Data presented by BP p.l.c. in a report from 2021 [33] indicate that CO₂ emission from energy consumption fell by more than 6% in 2020 – to the lowest level since 2011. However, the authors emphasize that the presented data cannot be comparable with the official national data on CO₂ emission for individual countries indicated in the report, including Poland [32].

A simple tool for calculating emissions and determining the impact on the environmental quality, including air condition, is

ok. 62% całkowitej produkcji energii elektrycznej w USA. Pozostały 1% emisji CO₂ pochodził z innych paliw i gazów pochodzących z paliw kopalnych oraz z niektórych rodzajów elektrowni geotermalnych. Wartość wskaźnika emisji CO₂ dla węgla, gazu ziemnego oraz ropy naftowej wynosiła odpowiednio: 2,21, 0,91 i 2,13 [funtów na kWh] [32]. Należy dodać, że EIA w oparciu o porozumienia międzynarodowe uważa wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, tj. z biomasy, wody, słońca i wiatru, za neutralne pod względem emisji ditlenku węgla – emisja z tych źródeł nie jest uwzględniana w krajowych inwentaryzacjach emisji gazów cieplarnianych [32].

Modelowanie i minimalizacja emisji CO₂

Emisja CO₂ jest problemem, który od lat jest tematem dyskusji na forum międzynarodowym. Dyskusja ta stanowi podstawę do wprowadzanych zmian w obszarze dotyczącym energetyki. Jednym z elementów branych pod uwagę przy kierunku i doborze rozwiązań technologicznych jest emisyjność. Wskaźnik ten wykorzystuje się zarówno do bieżącej oceny oddziaływania na środowisko, jak również do prognozowania i modelowania zmian systemu energetycznego. Należy jednak dodać, że modelowanie jest bardzo złożonym problemem. Konieczne jest bowiem uwzględnienie nie tylko wielkości emisji, ale także wielu innych aspektów, jak np. złożoność zachowań konsumentów, decydentów, procesy związane ze sprzężeniem zwrotnym między modułami czy też różnego rodzaju opóźnienia. Ponadto wielkość emisji CO₂ powstałego podczas wytwarzania energii elektrycznej różni się w zależności od rodzaju paliwa/źródła energii oraz rodzaju i wydajności elektrowni [32]. Ilość ditlenku węgla wytworzonego na 1 kWh w dowolnym okresie będzie zatem inna w zależności od źródeł energii dostarczanej do sieci elektrycznej w danym czasie, co determinuje zmiany godzinowe, dobowe, miesięczne i roczne [2, 32]. Dlatego też – w zależności od celu prowadzonych procesów, jak również możliwości pozyskania danych – stosowanych jest wiele różnych rozwiązań.

Na podstawie dostępnych danych przeprowadza się prognozy i określa trendy zmian z uwzględnieniem różnych scenariuszy. W oparciu o dostępne dane historyczne w zakresie emisji oraz trendy wprowadzanych zmian w energetyce oszacowano na przykład, że w 2021 r. globalne emisje CO₂ związane z energią wzrosną o 4,8% (co oznacza, że nastąpi wzrost o ponad 1 500 Mt CO₂). Jeśli przewidywania się sprawdzą, to będziemy mieć do czynienia z największym pojedynczym wzrostem emisji CO₂ od kryzysu finansowego, jaki miał miejsce ponad dekadę temu [2]. Zakłada się przy tym, że globalne zużycie węgla i gazu ziemnego doprowadzi do wzrostu globalnej emisji CO₂ odpowiednio o ok. 640 i 215 Mt CO₂ [2].

Dane prezentowane przez BP p.l.c. w raporcie z 2021 r. [33] wskazują natomiast, że emisja CO₂ wynikająca ze zużycia energii spadła w 2020 r. o ponad 6% – do najniższego poziomu od 2011 r. Jednakże autorzy podkreślają, że zaprezentowane dane nie mogą być porównywalne z oficjalnymi krajowymi danymi w zakresie emisji CO₂ dla poszczególnych krajów wskazanych w raporcie, w tym Polski [32].

Prostym narzędziem pozwalającym na obliczenie wielkości emisji i określenie wpływu na jakość środowisk, w tym stan

a calculator of greenhouse gases equivalencies developed by the Environmental Protection Agency (EPA). The calculator allows to calculate Global Warming Potentials (GWPs), with some equivalents being given as CO₂ equivalents (CO_{2e}) and calculated based on the GWP of the fourth report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [35]. The calculator of greenhouse gas equivalents uses AVERT (AVoided Emissions and geneRation Tool) [36–37], which allows the calculation of the weighted average marginal CO₂ emission factor to estimate which units, fossil fuel or renewable sources, are relevant for the emissivity

One of the tools used in modelling the energy system is the system dynamics model, which enables modelling of complex systems and allows for understanding and studying the structure of feedback in complex systems, non-linear dynamics or delay time [38–39]. A model based on the dynamics of systems supported by Vensim simulation models was developed by Arroyo and Migue [40] to forecast trends over the period between 2000–2030 in final energy demand, energy intensity and CO₂ emissions in Ecuador. It should be emphasised that Vensim software is a tool used for modelling, including building, simulating and analysing dynamic model systems based on causal loops or inventory and flow diagrams. The System Dynamics Model (SDM) was designed to estimate energy consumption, economic growth, energy intensity and CO₂ emission in Ecuador in 2030. The authors took into account the traditional energy resources of Ecuador, they also took into account actions modelled on those taken by industrialized countries and trends in the use of renewable energy and energy efficiency determining CO₂ emission. Based on the obtained results, they concluded that taking steps allowing for a gradual change in the functioning of the energy sector, and the gradual implementation of solutions in the field of renewable energy sources would reduce emission to 42,191.4 kt of CO₂. If the current operating conditions of the power industry were maintained, the achieved value is significantly below the value of 75,182.6 kt of CO₂ that could be obtained [40].

Another solution is based on the emissivity resulting from the production of devices used in the power industry, e.g. elements for wind farms or photovoltaic farms. Arvesen and Herwich [41] estimated aggregate emissions from the construction, operation and decommissioning of wind farms up to 2050, including changes in the electricity mix in production. The conducted analysis was based on the hybrid Life Cycle Assessment (LCA) methodology, combining the physical and process aspects of the life cycle of individual devices used in onshore and offshore wind farms [35] and energy scenarios performed by the International Environment Agency (IEA) [42].

As part of the technology life cycle inventory, data available in the Ecoinvent database [43] was used and an extended environmental input-output analysis (EE-IOA) was carried out, using the following formula:

$$d = C \cdot e = CF \cdot (I - A)^{-1} \cdot y \quad (3)$$

where:

d – a vector representing the total values of the impact factor,
 e – a vector that includes the results of the life cycle inventory analysis, such as the emission value,
 C – characterizing factor matrix,

powietrza, jest kalkulator równoważności gazów cieplarnianych (ang. *greenhouse gases equivalencies calculator*) opracowany przez Agencję Ochrony Środowiska (ang. *Environmental Protection Agency, EPA*). Kalkulator pozwala na obliczenie współczynników ocieplenia globalnego (ang. *Global Warming Potentials, GWP*), przy czym niektóre równoważniki są podawane jako ekwiwalenty CO₂ (CO_{2e}) i są obliczane w oparciu o GWP zawarte w czwartym raporcie Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC) [35]. Kalkulator ekwiwalentów gazów cieplarnianych wykorzystuje narzędzie AVERT (ang. *AVoided Emissions and geneRation Tool*) [36–37], pozwalające na obliczenie średniego ważonego marginalnego wskaźnika emisji CO₂, celem oszacowania, które jednostki, opalane paliwami kopalnymi czy ze źródeł odnawialnych, mają znaczenie dla emisyjności.

Jednym z narzędzi stosowanych w modelowaniu systemu energetycznego jest model dynamiki systemu, który umożliwia modelowanie złożonych układów oraz pozwala na zrozumienie i zbadanie struktury sprzężenia zwrotnego w złożonych systemach, nieliniowości dynamiki czy też czasu opóźnienia [38–39]. W celu prognozowania trendów w latach 2000–2030 w końcowym zapotrzebowaniu na energię, energochłonności i produkcji emisji CO₂ w Ekwadorze, Arroyo i Migue [40] opracowali model oparty na dynamice systemów wspieranych przez modele symulacyjne Vensim. Należy zaznaczyć, że oprogramowanie Vensim jest narzędziem stosowanym do modelowania, w tym budowania, symulowania i analizowania dynamicznych systemów modelowych w oparciu o pętle przyczynowe lub diagramy zapasów i przepływów. Model dynamiki systemu (ang. *the System Dynamics Model, SDM*) został zaprojektowany w celu oszacowania zużycia energii, wzrostu gospodarczego, energochłonności i emisji CO₂ w Ekwadorze w 2030 roku. Autorzy wzięli pod uwagę tradycyjne zasoby energetyczne Ekwadoru, uwzględnili także działania wzorowane na tych podjętych przez kraje uprzemysłowione oraz trendy w zakresie wykorzystania energii odnawialnej i efektywności energetycznej determinujące emisję CO₂. Na podstawie otrzymanych wyników stwierdzili, że podjęcie kroków pozwalających na stopniową zmianę w funkcjonowaniu energetyki i stopniowe wdrażanie rozwiązań w zakresie OZE pozwoliłoby na zmniejszenie emisji do 42 191,4 kt CO₂. Osiągnięta wartość jest znacznie poniżej wartości 75 182,6 kt CO₂, którą można byłoby otrzymać, gdyby obecne warunki funkcjonowania energetyki zostały zachowane [40].

Inne rozwiązanie oparte jest na emisyjności wynikającej z wytworzenia urządzeń stosowanych w energetyce, np. elementów do farm wiatrowych czy też fotowoltaicznych. Arvesen i Herwich [41] oszacowali zagregowane emisje z budowy, eksploatacji i likwidacji farm wiatrowych do 2050 r., łącznie z uwzględnieniem zmian w miksie elektroenergetycznym w produkcji. Przeprowadzona analiza została oparta o hybrydową metodologię środowiskowej oceny cyklu życia (ang. *Life Cycle Assessment, LCA*), łączącą fizyczne i procesowe aspekty cyklu życia poszczególnych urządzeń stosowanych w lądowych i morskich farmach wiatrowych [35] oraz scenariusze energetyczne wykonywane przez Międzynarodową Agencję Środowiska (ang. *International Environment Agency, IEA*) [42].

W ramach przeprowadzenia inwentaryzacji cyklu życia technologii wykorzystano dane dostępne w bazie Ecoinvent [43] oraz

F – matrix of stressors intensity,

I – identity matrix,

A – direct requirements matrix (describes the relationship between physical processes and sectors of the economy, where each element represents the flow from one process/production sector to the process/consumption sector) [44],

y – demand vector.

On the basis of the conducted analysis, the authors concluded that in case of onshore wind farms, the most important single element contributing to the total CO₂ emission is the turbine, which causes emissions at the level of 60–69% of the total CO₂ emission calculated on the basis of LCA-EE-IOA hybrid model. In case of an offshore wind turbine, the level is 19–35% [36]. It has also been indicated that the environmental benefits of introducing wind power largely depend on the extent to which wind electricity will replace fossil fuel energy, as well as extending equipment lifetime or increasing the efficiency factor by 5–8% [36].

Data from LCA environmental life cycle assessment of individual devices was also used by Pehl et al. [45] to determine the size of future emissions and their role in counteracting progressive climate change. The comparison covered nuclear, wind and solar energy and the level of CO₂ emission by 2050. Detailed information on modelling of grey energy (embodied energy use, EEU), i.e. the energy needed to produce an element, taking into account the energy used for the extraction and processing of raw materials and indirect gas emissions, as tools for developing global scenarios of future power systems were presented [40]. The combination of an integrated LCA assessment model with EEU factors provides a holistic view of the elements determining future gas emissions throughout the life cycle of low-carbon technologies and energy systems. It allows to define actions and the time needed to implement them in order to mitigate climate change and protect the environment. The following were used:

- REMIND model (REgional Model of INvestment and Development) [46], which describes in detail energy consumption and technology implementation for the energy sector decarbonisation scenario with a constant temperature of 2°C;
- EEU factors from LCA THEMIS model [47] (technology hybridized environmental-economic model with integrated scenarios), reflecting the likely future technological progress and changes in basic technologies,
- detailed bioenergy emissions related to land use and land-use-change (LULUC) from the MAgPIE model (model of agricultural production and its impact on the environment) [48].

Based on the obtained results, it was concluded that the cost of energy related to the construction and operation of power plants in 2050 will be responsible for 3–8% of electricity production in case of nuclear, wind and solar energy, and more than 13% in case of other low-carbon technologies. Whereas, emissions of greenhouse gas in a life cycle for these three technologies range from 3.5 to 11.5 g CO_{2eq}/kWh, which is well below the range for current technologies [44]. The obtained information is important for global scenarios where indirect emissions are ignored and only focused on emissions directly related to the operation of a given energy system.

przeprowadzono rozszerzoną środowiskową analizę input-output (ang. *environmentally extended input-output analysis*, EE-IOA), korzystając z działania:

$$d = C \cdot e = CF \cdot (I - A)^{-1} \cdot y \quad (3)$$

gdzie:

d – wektor reprezentujący całkowite wartości wskaźnika oddziaływania,

e – wektor obejmujący wyniki analizy inwentaryzacji cyklu życia, takie jak wartość emisji,

C – macierz czynników charakteryzujących,

F – macierz natężeń stresorów,

I – macierz tożsamości,

A – bezpośrednia macierz wymagań (opisuje relacje między procesami fizycznymi a sektorami gospodarki, gdzie każdy element reprezentuje przepływ z jednego procesu/sektora produkcji do procesu/sektora konsumpcji) [44],

y – wektor określający popyt.

Na podstawie przeprowadzonej analizy autorzy stwierdzili, że w przypadku lądowych farm wiatrowych najważniejszym pojedynczym elementem, przyczyniającym się do całkowitej emisji CO₂ jest turbina, która powoduje emisję na poziomie 60–69% całkowitej emisji CO₂ obliczonej w oparciu o hybrydowy model LCA-EE-IOA. W przypadku turbiny wiatrowej morskiej jest to poziom 19–35% [36]. Wykazano ponadto, że korzyści środowiskowe z wprowadzenia energii wiatrowej w dużej mierze zależą od stopnia, w jakim energia elektryczna z wiatru zastąpi energię pochodzącą z paliw kopalnych, jak również od wydłużenia czasu pracy urządzeń czy też zwiększenia współczynnika wydajności o 5–8% [36].

Dane wynikające ze środowiskowej oceny cyklu życia LCA poszczególnych urządzeń zostały także wykorzystane przez Pehl i in. [45] do określenia wielkości przyszłych emisji i ich roli w przeciwdziałaniu postępującym zmianom klimatycznym. Porównaniem objęto energetykę jądrową, wiatrową i słoneczną oraz poziom emisji CO₂ do 2050 r. Przedstawione zostały szczegółowe informacje w zakresie modelowania szarej energii (ang. *embodied energy use*, EEU), czyli energii potrzebnej do wytworzenia elementu z uwzględnieniem energii zużytej do wydobycia i przetworzenia surowców oraz pośrednich emisji gazów, jako narzędzi pozwalających na opracowanie globalnych scenariuszy przyszłych systemów elektroenergetycznych [40]. Połączenie zintegrowanego modelu oceny LCA ze współczynnikami EEU zapewnia całościowe ujęcie elementów determinujących wielkość emisji gazów w przyszłości w całym cyklu życia technologii niskoemisyjnych i systemów energetycznych. Pozwala określić działania oraz niezbędny czas na ich wprowadzenie celem łagodzenia zmian klimatycznych i ochrony środowiska. W pracach wykorzystano:

- model REMIND (ang. *REgional Model of INvestment and Development*) [46], który szczegółowo opisuje zużycie energii i wdrażanie technologii dla scenariusza dekarbonizacji sektora energetycznego o stałej temperaturze 2°C;
- współczynniki EEU z modelu LCA THEMIS [47] (ang. *technology hybridized environmental-economic model with integrated scenarios*), odzwierciedlającymi prawdopodobny przyszły postęp technologiczny i zmiany w technologiach podstawowych,
- szczegółowe emisje bioenergii związane z użytkowaniem

The assumptions and tools used in the models and studies cover other aspects, therefore they can be used in other areas of activity and verification of the emissivity problem. Determining the amount of emissions as part of the current activity based on the values of CO and EC gives information at a given moment and can be used in the assessment of the applied technology, based on a given type of fuel, and constitute the basis for indicating the amount of emissions for subsequent years, assuming no changes in the activity. By using CO and EC indicators for individual fuels in relation to a given activity, it is possible to verify the planned activities and answer the question whether the fuel change will affect the emissions, and if so, how and whether it is a profitable process. However, this scope of information is insufficient when measures are needed to reduce the emissions of greenhouse gases, including CO₂, on a large scale. Including LCA to determine the emission level at all stages, i.e. from the idea to decommissioning, through transport and operation, is the only alternative to the correct assessment of emission and provides an appropriate tool for assessing the undertaken changes and modernizations on a scale larger than a local one or a single entity.

Conclusion

One of the important branches of the economy is energy, for which demand is constantly growing as a consequence of technological development and the growth of population. However, obtaining energy involves burning fossil fuels and emitting huge amounts of CO₂. Therefore, the emissivity is an important parameter in the era of the observed climate changes and the growing amount of CO₂ present in the environment, which is not balanced by the binding processes resulting from the carbon cycle in nature. Thus, measures are taken to reduce the emission of CO₂ by monitoring the amount of this gas in the atmosphere, estimating the effects of actions taken in terms of possible emission scenarios, and assessing the activities by determining selected indicators that define the impact on the environment and the climate. For this purpose, tools in the form of calculators, more and less complex models or the use of the hybrid LCA method are also developed, the task of which is to obtain the necessary information about the current conditions and to define scenarios of changes that

gruntów i zmianą użytkowania gruntów (ang. *land-use and land-use-change*, LULUC) z modelu użytkowania gruntów MAgPIE (ang. *model of agricultural production and its impact on the environment*) [48].

Na podstawie otrzymanych wyników stwierdzono, że koszt energii związany z budową i eksploatacją elektrowni w 2050 r. będzie odpowiadał za 3–8% produkcji energii elektrycznej w przypadku energetyki jądrowej, wiatrowej i słonecznej oraz ponad 13% w przypadku innych technologii niskoemisyjnych. Natomiast emisje gazów cieplarnianych w cyklu życia dla tych trzech technologii wahają się od 3,5 do 11,5 g CO_{2eq}/kWh, co jest znacznie poniżej zakresu dla obecnych technologii [44]. Pozyskane informacje mają istotne znaczenie dla globalnych scenariuszy, w ramach których pomija się wielkość emisji pośrednich i skupia jedynie na emisji bezpośrednio związanej z funkcjonowaniem danego układu energetycznego.

Zastosowane w modelach i opracowaniach założenia oraz narzędzia obejmują inne aspekty, tym samym mogą być stosowane w innych obszarach działalności i weryfikacji problemu emisyjności. Określenie wielkości emisji w ramach bieżącej działalności w oparciu o wartości WO i WE daje informację na daną chwilę i może być wykorzystywane w ocenie użytkowanej technologii, opartej o dany rodzaj paliwa oraz stanowić podstawę do wskazania wielkości emisji na kolejne lata, przy założeniu braku zmian w działalności. Stosując wskaźniki WO i WE dla poszczególnych paliw w odniesieniu do danej działalności, możliwa jest weryfikacja planowanych działań i odpowiedź na pytanie, czy zmiana paliwa wpłynie na wielkość emisji, a jeżeli tak, to w jaki sposób i czy jest to proces opłacalny. Jednakże ten zakres informacji jest niewystarczający w przypadku, kiedy niezbędne są działania w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂, na szeroką skalę. Uwzględnienie LCA do określenia wielkości emisji na wszystkich etapach, czyli od pomysłu do likwidacji, poprzez transport i eksploatację, stanowi jedyną alternatywę do prawidłowej oceny emisyjności i daje odpowiednie narzędzie do oceny podejmowanych zmian i modernizacji w skali większej niż lokalna czy jeden podmiot.

Podsumowanie

Jedną z istotnych gałęzi gospodarki jest energetyka, na którą – jako konsekwencja rozwoju technologii i wzrostu liczby ludności – zapotrzebowanie stale rośnie. Pozyskiwanie energii wiąże się jednak ze spalaniem paliw kopalnych i emisją ogromnych ilości CO₂. Emisyjność jest zatem istotnym parametrem w dobie obserwowanych zmian klimatycznych i rosnącej ilości CO₂ obecnego w środowisku, która nie zostaje zrównoważona przez procesy wiążące, wynikające z obiegu węgla w przyrodzie. Dlatego też podejmowane są działania w zakresie redukcji emisji CO₂ przez monitoring ilości tego gazu w atmosferze, szacowanie efektów podejmowanych działań w zakresie możliwych scenariuszy emisji, ocenę działań przez określenie wybranych wskaźników definiujących wpływ na środowisko i klimat. W tym celu opracowywane są także narzędzia w postaci kalkulatorów, mniej i bardziej rozbudowanych modeli czy też zastosowanie hybrydowej metody LCA, których zadaniem jest pozyskanie niezbędnych informacji o obecnych warunkach oraz określenie scenariuszy

may take place under the assumed conditions (e.g. an increase in the amount of energy obtained from renewable sources). The obtained data allows for the minimization of negative human activity and the necessary measures to protect the environment and the people. However, it is important that the procedures are standardized and allow for the estimation and prediction of emissions for a given area, regardless of the source of the obtained data. Currently, it is not possible, because depending on the demand and the available data, the presented reports and calculations often differ from each other and cannot be compared.

zmian, jakie mogą mieć miejsce przy zakładanych warunkach (np. wzrostie ilości energii pozyskanej ze źródeł odnawialnych). Otrzymane dane pozwalają na minimalizację negatywnej aktywności człowieka i podjęcie niezbędnych działań celem ochrony środowiska i ludzi. Jednakże ważne jest, aby procedury były ujednolicone oraz pozwalały na oszacowanie i predykcję emisji dla danego obszaru, bez względu na źródło pozyskanych danych. Obecnie nie jest to możliwe, gdyż w zależności od zapotrzebowania, dostępności danych prezentowane raporty i wyliczenia często różnią się między sobą i nie mogą być porównywane.

Literature / Literatura

- [1] Foster V., Bedrosyan D., *Understanding CO₂ Emissions from the Global Energy Sector*, Live Wire. A Knowledge Note Series for the Energy Practice, The World Bank, 85126, 5, 2014.
- [2] Le Quéré C., Andrew R. M., Friedlingstein P., Sitch S., Hauck J., Pongratz J., Pickers P.A., Korsbakken J.I., Peters G.P., Canadell J.G., Arneeth A., Arora V.K., Barbero L., Bastos A., Bopp L., Chevallier F., Chini L.P., Ciais P., Doney S.C., Gkritzalis T., Goll D.S., Harris I., Haverd V., Hoffman F.M., Hoppema M., Houghton R.A., Hurtt G., Ilyina T., Jain A.K., Johannessen T., Jones C.D., Kato E., Keeling R.F., Goldewijk K.K., Landschützer P., Lefèvre N., Lienert S., Liu Z., Lombardozzi D., Metzl N., Munro D.R., Nabel J.E.M.S., Nakaoka S., Neill C., Olsen A., Ono T., Patra P., Peregon A., Peters W., Peylin P., Pfeil B., Pierrot D., Poulter B., Rehder G., Resplandy L., Robertson E., Rocher M., Rödenbeck C., Schuster U., Schwinger J., Séférian R., Skjelvan I., Steinhoff T., Sutton A., Tans P.P., Tian H., Tilbrook B., Tubiello F.N., van der Laan-Luijkx I.T., van der Werf G.R., Viovy N., Walker A.P., Wiltshire A.J., Wright R., Zaehle S., Zheng, B., *Global Carbon Budget 2018*, "Earth System Science Data" 2018, 10, 2141–2194, <https://doi.org/10.5194/essd-10-2141-2018>.
- [3] PMEL Carbon Program, SOCAT, <https://www.pmel.noaa.gov/co2/story/SOCAT> [dostęp: 5.09.2021].
- [4] IEA, *Global Energy Review 2021. Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO₂ emissions in 2021*, Francja 2021, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0031107-401d-4a2f-a48b-9eed19457335/GlobalEnergyReview2021.pdf> [dostęp: 1.10.2021].
- [5] Climate Action, UE, https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_pl [dostęp: 15.09.2021].
- [6] Commission staff working document, Assessment of the final national energy and climate plan of Poland, SWD(2020) 920, Bruksela 2020, https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/staff_working_document_assessment_necp_poland_en.pdf [dostęp: 15.09.2021].
- [7] Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council.
- [8] Commission Implementing Decision of 31 October 2013 on the adjustments to Member States' annual emission allocations for the period from 2013 to 2020 pursuant to Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council (2013/634/EU).
- [9] Commission Decision (EU) 2017/1471 of 10 August 2017 amending Decision 2013/162/EU to revise Member States' annual emission allocations for the period from 2017 to 2020 (notified under document C(2017) 5556).
- [10] Climate Action. European Union Transaction. Allocations to Stationary Installations https://ec.europa.eu/clima/ets/napMgt.do;EUROPA_EUTLPUBLI001_PRD_JSESSIONID=A-OGzUJTaY8C0nSDEraqFMshSGodYJVR151s70bFs5ld6t-bUf9ROE!945687656 [dostęp: 15.09.2021].
- [11] Komisja Europejska, Pułapy i przydziały uprawnień do emisji, https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/emissions-cap-and-allowances_pl [dostęp: 15.09.2021].
- [12] Regulation (EU) 2018/842 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation (EU) No 525/2013 (Text with EEA relevance).
- [13] Directive (EU) 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 March 2018 amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments, and Decision (EU) 2015/1814.
- [14] Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC (OJ L 275, 25.10.2003, p. 32).

- [15] Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U.2021.332).
- [16] Commission Implementing Regulation (EU) 2020/2085 of 14 December 2020 amending and correcting Implementing Regulation (EU) 2018/2066 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (OJ L 423, 15.12.2020, p. 37–47).
- [17] Dröge R., Peek C.J., Montfoort J.A., van der Maas C.W.M., Guis B., Baas C., van Hunnik O.R., van den Berghe A.C.W.M., *Methodology report on the calculation of emissions to air from the sectors Energy, Industry and Waste ad used by the Dutch Pollutant Release and Transfer Register*, National Institute for Public Health and the Environment, RIVM Report 2016-005.
- [18] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021, poz. 1710).
- [19] Commission Regulation (EU) No 601/2012 of 21 June 2012 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (OJ L 181, 12.07.2012, p. 30–104).
- [20] Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018, KOBiZE, Warszawa 2017.
- [21] Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2016 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019, KOBiZE, Warszawa 2018.
- [22] Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2017 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2020, KOBiZE, Warszawa 2019.
- [23] Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2018 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2021, KOBiZE, Warszawa 2020.
- [24] IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 1–5, 2006, <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> [dostęp:15.09.2021].
- [25] Wskaźniki emisyjności CO₂ dla energii elektrycznej u odbiorców końcowych na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2014 rok, KOBiZE, Warszawa 2016.
- [26] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP (pyłu całkowitego) dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2015 rok, KOBiZE, Warszawa 2017.
- [27] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP (pyłu całkowitego) dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok, KOBiZE, Warszawa 2018.
- [28] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP (pyłu całkowitego) dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2017 rok, KOBiZE, Warszawa 2018.
- [29] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP (pyłu całkowitego) dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2018 rok, KOBiZE, Warszawa 2019.
- [30] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP (pyłu całkowitego) dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2019 rok, KOBiZE, Warszawa 2020.
- [31] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2019 rok, KOBiZE, Warszawa 2020.
- [32] EIA, Independent Statistics & Analysis. U.S. Energy Information Administration, *How much carbon dioxide is produced per kilowatt hour of U.S. electricity generation?* <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11> [dostęp:15.09.2021]
- [33] Statistical Review of World Energy 2021, 70th edition of the annual report, BP 2021.
- [34] US EPA, Greenhouse Gases Equivalencies Calculator, <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references> [dostęp: 15.09.2021].
- [35] IPCC Report, <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar4/> [dostęp:15.09.2021].
- [36] US EPA, AVERT, U.S. national weighted average CO₂ marginal emission rate, year 2019 data, U.S. Environmental Protection Agency, Washington DC. 2020.
- [37] US EPA, AVoided Emissions and generation Tool (AVERT), <https://www.epa.gov/avert> [dostęp:17.09.2021].
- [38] Wu D.D., Kefan X., Hua L., Shi Z., Olson D.L., *Modelling technological innovation risks of an entrepreneurial team using system dynamics: An agent-based perspective*, "Technological Forecasting and Social Change" 2010, 77, 857–869, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2010.01.015>.
- [39] Dyson B., Chang N.-B., *Forecasting municipal solid waste generation in a fast-growing urban region with system dynamics modelling*, „Waste Management" 2005, 25, 669–679, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2004.10.005>.
- [40] Arroyo M.F.R., Miguel L.J., *The Trends of the Energy Intensity and CO₂ Emissions Related to Final Energy Consumption in Ecuador: Scenarios of National and Worldwide Strategies*, „Sustainability" 2020, 12, <https://doi.org/10.3390/su12010020>.
- [41] Arvesen A., Hertwich E.G., *Environmental implications of large-scale adoption of wind power: a scenario-based life cycle assessment*, „Environmental Research Letter" 2012, 7, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/7/3/039501>.
- [42] IEA, Energy Technology Perspectives 2010: Scenarios and Strategies to 2050, OECD Publishing, Paris 2009.
- [43] 2007 Life Cycle Inventory Database v2.1 <http://www.eco-invent.ch/> [dostęp:17.09.2021].
- [44] Strømman A.H., Solli C., Hertwich E.G., *Hybrid life-cycle assessment of natural gas based fuel chains for transportation*. „Environmental Science & Technology" 2006, 40, 2797–2804.
- [45] Pehl M., Arvesen A., Humpenöder F., Popp A., Hertwich E.G., Luderer G., *Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and*

integrated energy modelling, „Nat Energy” 2017, 2, 939–945, <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0032-9>.

- [46] Luderer G., Leimbach M., Bauer N., Kriegler E., Baumstark L., Bertram C., Giannousakis A., Hilaire J., Klein D., Levesque A., Mouratiadou I., Pehl M., Pietzcker R., Piontek F., Roming N., Schultes A., Schwanitz V.J., Strefler J., *Description of the REMIND model (Version 1.6)*, Social Science Research Network, Potsdam 2015.
- [47] Luderer G., Pehl M., Arvesen A., Gibon T., Bodirsky B.L., De Boer H.S., Fricko O., Hejazi M., Humpenöder F., Iyer G.,

et al., *Environmental co-benefits and adverse side-effects of alternative power sector decarbonization strategies*, „Nature Communications” 2019, 10(1), 5229, <https://doi.org/10.1038/s41467-019-13067-8>.

- [48] Pikaar I., Matassa S., Bodirsky B., Weindl I., Bruschi M., Humpenöder F., Rabaey K., Boon N., Yuan Z., van Zanten H., Herrero M., Verstraete W., Popp A., *Decoupling livestock from land use through industrial feed production pathways*, „Environmental Science & Technology” 2018, 52(13), 7351–7359, <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b00216>.

PH.D. ANNA RABAJCZYK, CNBOP-PIB PROFESSOR – in 1988 she graduated from the Institute of Chemistry of the Pedagogical University in Kielce (now the Jan Kochanowski University in Kielce). In 2000, she obtained a doctorate in chemical sciences at the Faculty of Chemistry of the Opole University, and in 2011, a post-doctoral degree at the Wrocław University of Technology. She is a professor at Scientific and Research Centre for Fire Protection – National Research Institute in Józefów. Specialty – environmental engineering.

GRZEGORZ RABAJCZYK – a student of Automation and Robotics at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Biomedical Engineering at the AGH University of Science and Technology in Kraków. He gained knowledge and experience in the field of industrial automation and computer science during his studies and numerous internships. He also has experience in working in an R&D laboratory, deals with product validation and development of test systems. He is interested in programming, intelligent management, environmental protection and Data Science. Member of the AGH Industrial Data Science research club. Permissions and certificates: SEP, FCE, ISTQB.

DR HAB. ANNA RABAJCZYK, PROF. CNBOP-BIB – w 1988 r. ukończyła studia w Instytucie Chemii Wyższej Szkoły Pedagogicznej w Kielcach (obecnie Uniwersytet Jana Kochanowskiego w Kielcach). W 2000 r. uzyskała stopień doktora nauk chemicznych na Wydziale Chemii Uniwersytetu Opolskiego, a w 2011 r. stopień doktora habilitowanego na Politechnice Wrocławskiej. Jest profesorem w Centrum Naukowo-Badawczym Ochrony Przeciwpowodziowej im. Józefa Tuliszkowskiego – Państwowym Instytucie Badawczym w Józefowie. Specjalność – inżynieria środowiska.

GRZEGORZ RABAJCZYK – student Automatyki i Robotyki na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Wiedzę i doświadczenie z dziedziny automatyki i informatyki przemysłowej zdobył podczas studiów oraz licznych staży. Ma także doświadczenie w pracy w laboratorium R&D, zajmuje się walidacją produktów i developmem systemów testowych. Interesuje się programowaniem, inteligentnym zarządzaniem, ochroną środowiska oraz Data Science. Członek koła naukowego AGH Industrial Data Science. Uprawnienia i certyfikaty: SEP, FCE, ISTQB.