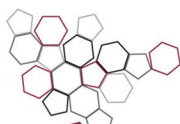




ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



**Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente**

Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico



**RA
PP
OR
TI**



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), insieme alle 21 Agenzie Regionali (ARPA) e Provinciali (APPA) per la protezione dell'ambiente, a partire dal 14 gennaio 2017 fa parte del Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente (SNPA), istituito con la Legge 28 giugno 2016, n.132.

Le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.gov.it

ISPRA, Rapporti 363/2022
ISBN 978-88-448-1107-5

Riproduzione autorizzata citando la fonte

A cura dell'Area Comunicazione dell'ISPRA:

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Alessia Marinelli

Foto di copertina: Franco Iozzoli e Paolo Orlandi

Coordinamento pubblicazione on line

Daria Mazzella

Autori

Antonio Caputo (ISPRA)

Questo lavoro si alimenta del costante scambio di dubbi imperituri e temporanee certezze con Emanuele Peschi che ringrazio per quel gioco di continua revisione che nei circoli altolocati chiamano dialettica.

Contatti: Antonio Caputo

Tel. 0650072540

e-mail antonio.caputo@isprambiente.it

ISPRA- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Dipartimento Stato dell'Ambiente e Metrologia Ambientale

Monitoraggio e prevenzione degli impatti sull'atmosfera

Via V. Brancati, 48

00144 Roma

www.isprambiente.gov.it

“Più non son gli dèi fuggiti, e ancor non sono i venienti.”

Friedrich Hölderlin

"La crisi consiste nel fatto che il vecchio muore e il nuovo non può nascere: in questo interregno si verificano i fenomeni morbosi più svariati."

Antonio Gramsci

INDICE

Executive summary	6
Introduzione	15
1 Consumi di energia e emissioni di gas a effetto serra	18
1.1 Combustibili fossili e fonti rinnovabili	18
1.2 Energia primaria e finale	21
1.2.1 <i>Elettrificazione dei consumi finali</i>	25
1.3 Emissioni di gas serra	30
1.4 Indicatori energetici e economici	35
1.4.1 <i>Indicatori energetici ed economici a livello settoriale</i>	39
2 Settore elettrico	50
2.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile	50
2.1.1 <i>Potenza installata, produzione di energia elettrica e calore</i>	60
2.1.2 <i>Efficienza del parco termoelettrico</i>	65
2.2 Fattori di emissione dei combustibili	69
2.3 Emissioni di CO ₂ dal settore termoelettrico	70
2.3.1 <i>Emissioni per la produzione elettrica da impianti termoelettrici e industriali</i>	72
2.3.2 <i>Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica</i>	77
2.3.3 <i>Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto</i>	81
2.3.4 <i>Emissioni di CO₂ evitate</i>	84
2.3.5 <i>Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri inquinanti</i>	85
2.4 Indicatori energetici ed economici nel settore elettrico	87
3 Analisi della decomposizione	92
3.1 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel bilancio energetico nazionale	94
3.2 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel settore elettrico	97
3.3 Fattori determinanti le emissioni di GHG nei settori produttivi	101
Conclusioni	103
Bibliografia	105

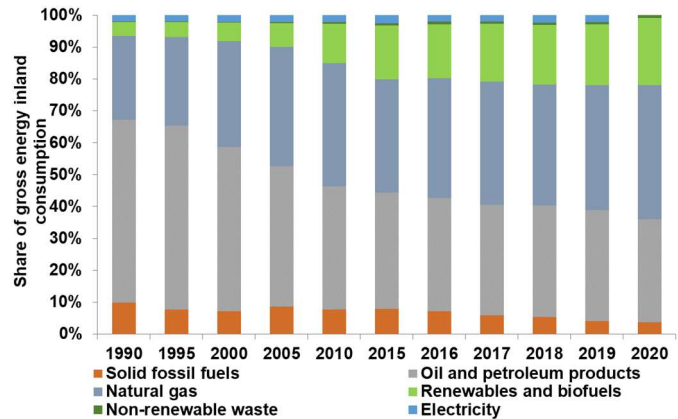
EXECUTIVE SUMMARY

TOTAL ENERGY CONSUMPTION

Energy consumption and GHG emissions

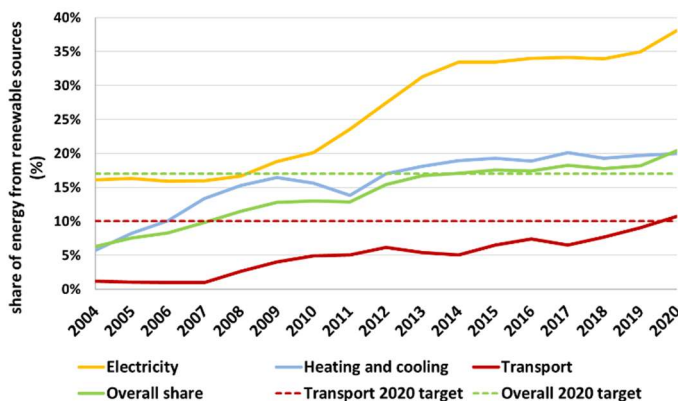
National gross inland energy consumption shows an increasing trend from 1990 until 2005 when it peaked at 189.4 Mtoe, then there was a reduction accelerated by the effects of the economic crisis with the minimum value of 149.8 Mtoe reached in 2014. Gross domestic consumption in 2020 furtherly decreased as consequence of lockdown to contain SARS-CoV-2 pandemic (-8.9% lower than 2019 level and -4.4% lower than 1990 level).

Fossil fuels are the main vectors in the national energy system. From 1990 to 2007, the average ratio of fossil fuels over the gross domestic consumption was more than 90%, although with a slight decline. Subsequently, the share of fossil energy is severely reduced. From 1990 to 2020 the share of fossil energy decreased from 95.5% to 78.9%. The decline has become particularly steep since 2007. The national fuel mix has changed considerably since the 1990s. Oil products accounted for the predominant component with 57.3% of gross domestic consumption in 1990. The share of oil products has steadily decreased to 31.7% in 2020. In the same period there was a corresponding increase in the share of natural gas, from 26.3% to 39.2%. The share of solid fuels fluctuated around an average value of 8%. Since 2012, the share of such fuels has steadily decreased, accounting for 3.6% of gross inland consumption in 2020.



The share of energy from renewable sources is complementary to that observed for fossil fuels. From 1990 to 2007 there was a steady increase in the share of renewable sources from 4.4% to 9%. After 2007 the share accelerated to 20.7% of gross inland consumption in 2020. Renewable gross inland consumption has more than quadrupled from 6.5 Mtoe in 1990 to 29.3 Mtoe in 2020.

In the past the main sources of renewable energy have been geothermal and hydro, which accounted for more than 80% of gross inland consumption of renewable energy from 1990 to 2000. The remaining share was mainly met by biomass and wastes (bioenergy). Since 2000, the bioenergy has shown a considerable growth, and since 2007 it has exceeded 50% of share. In 2020, the share of bioenergy fell to 45.8%. In recent years, solar energy (thermal and photovoltaic) and wind energy have also assumed significant role and together represent 13.6% of total renewable energy consumption. Since 2017 the heat pumps energy has been recorded in the EUROSTAT budget. Such item in 2020 was 8.4% of renewable gross inland consumption.



Directive 2009/28/EC establishes the shares of energy from renewable sources on gross final consumption by 2020 for each country of the European Union; these shares include renewable energy consumption for electricity generation, heat and cooling, and transport. The Italian share of energy from renewable sources in 2020, according to the criteria established by the afore mentioned Directive, is 20.4% compared to gross final consumption, a value higher than the target of 17% to be achieved by 2020. The

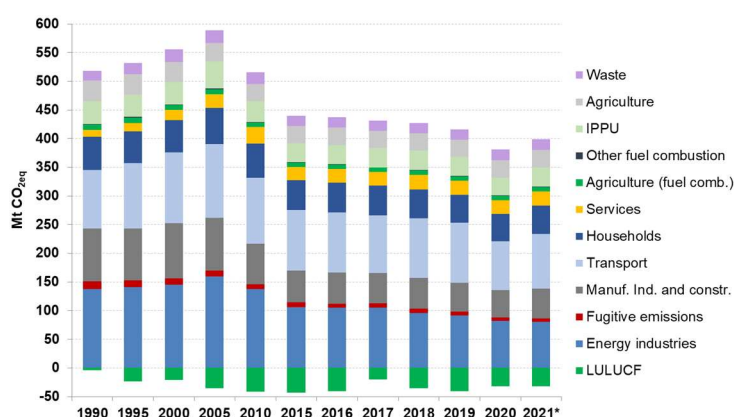
share of renewable energy in 2020 is more than three times the value recorded in 2004 when it accounted for only 6.3% of gross final consumption. In the period 2004–2020 the share of renewable energy grew by an average of 0.9 percentage points per year with a slowdown since 2014. The renewable share increase in the electricity sector is particularly notable, from 2008 to 2020 it rose from 16.6% to 38.1%. In transport, the share increases up to 10.7% in 2020, higher than 10% target to be achieved by 2020. The heating and cooling sector share is 19.9% in 2020.

The final energy consumption per sector shows structural peculiarities for each sector and different sensitivities to the contingency, such as the economic crisis or the lockdown which have mainly affected the productive sectors. Since 1990 until 2020 industry shows a decline of final energy consumption of 30%, while the 102.6% increase in services appears to be in sharp contrast. The trend of final consumption in the household sector is quite variable depending upon different climatic conditions that affect the consumption. The residential sector shows an increase in consumption of 17.6% in 2020 compared to 1990 level. The overall trend for transport shows decreases by 11.4%, such decrease mainly occurred in the last year as consequence of the lockdown.

Since the 1990s, the structure of sectors in terms of energy consumption has changed considerably. Services account for an increasingly share of final consumption from 7.8% in 1990 to 16.1% in 2020, while industry reduces its share of energy consumption from 32.6% to 23.2% over the same period. Consumption in the household sector shows a growing trend until 2010 followed by slight decrease with large fluctuations mainly related to the average temperature. The sector does not appear to have been affected by the contraction due to the economic crisis in the other sectors. The average share of consumption in other sectors (mainly agriculture and fisheries) is under 3%.

The electrification of final consumption is an important strategy for the mitigation of atmospheric greenhouse gas emissions if pursued in parallel with the spread of renewable energy for electricity production. The share of electricity in final energy consumption increase constantly since 1990 and in 2020 is 23%. The sectoral electrification level of final consumptions is quite different. Services show the highest share of electricity consumption, with a significant increase from 2008 reaching more than 50% of the final consumption of this sector. In the last years the share decreased (39.1% in 2020) essentially because of the considerable increase in final consumption of ambient heat from heat pumps that did not appear in energy balances until 2017. Without such item, the electrification of the sector in 2020 is 45.6%. The rate of electrification of final consumption in industry has been steadily increasing since 1990, with the rate clearly accelerating since 2005. In this sector, electricity consumption in 2020 is 42.3% of final consumption. The levels of electrification of consumption in the household and transport sectors show no significant increases and in 2020 were 18.6% and 3% respectively.

Total GHG emissions show an increasing trend until 2005, followed by decrease accelerated as result of the effects of the economic crisis. In 2020 GHG emissions (381.2 Mt CO_{2eq}) was affected by lockdown measure to contain SARS-CoV-2 pandemic. The emissions fell by 26.7% compared to 1990 and by 35.5% compared to 2005. All sectors reduced the emissions, albeit at different rates. In parallel with the declining energy consumption the GHG emissions associated with industrial activities (energy, manufacturing, construction and industrial processes) have decreased particularly steeply since 2005. Emissions from manufacturing and construction decreased of 50.4% from 2005 to 2020. Transport sector show steady growth with a reversal of the trend only after 2007 with 2020 emissions 33.4% lower than 2005. The civil sector (households and services) increase the emissions since 1990 (+2.2%), with a significant difference between households and services, while the former sector reduces the emissions



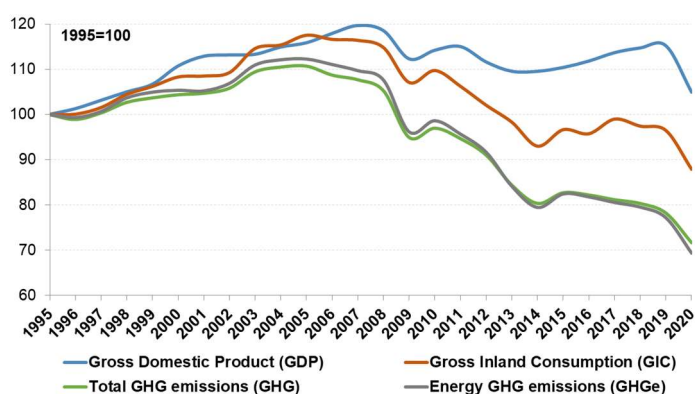
by 17.9% the latter increases of 98.9%. ISPRA's preliminary estimates for 2021 show increase of total emissions by 4.6% compared to the previous year (399 Mt CO_{2eq}) as a result of the economy recovery.

Energy industries, together with fugitive emissions, have 23% of the emission share in 2020, followed by the transport sector (22.4%) and the civil sector (18.7%). The sectors mentioned, together with the manufacturing and construction industries and the combustion emissions from agriculture and fisheries, account in 2020 for 78.4% of total GHG emissions. The energy emissions share increased from 1990 to 2008 followed by a steady contraction mainly due to the emissions reduction from the energy industries.

GHG emissions per capita increased from 9.2 t CO_{2eq} in 1990 to 10.2 t CO_{2eq} in 2004, in the following years there was a rapid decline up to 6.4 t CO_{2eq} in 2020. The average annual rate from 2005 to 2020 is -3.1%, while -1.2% since 1990.

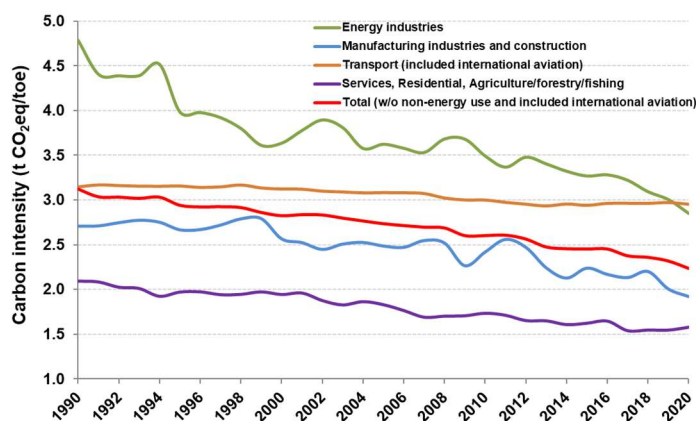
Energy and economic indicators

In order to assess the relationship between energy consumption, economy and GHG emissions the trends of gross inland energy consumption (GIC), gross domestic product and GHG emissions are analyzed. GDP and GIC have parallel trends up to 2005. Then the two parameters begin to diverge showing an increasingly decoupling. GHG emissions growth was slower than that of GDP until 2005, highlighting a relative decoupling. After 2005, the divergence between the two parameters becomes increasingly marked by showing absolute decoupling up to 2019.



Decoupling is also evident from the decreasing trend in the ratio of GIC to GDP since 2005. The decreasing trend in energy GHG emissions per unit of primary energy consumption is mainly due to the replacement of higher carbon fuels with natural gas, mostly in power sector and industry, and to the increase of renewable share. The same decreasing trends are confirmed for final energy consumption (net of non-energy uses) per unit of GDP and for GHG emissions per unit of final energy consumed.

In the period 1995-2020 the GIC per unit of GDP decreased from 107.5 toe/M€ to 90 toe/M€. Over the same period (-16.3%), GHG emissions per unit of GDP fell by 31.9%, from 356.1 t CO_{2eq}/M€ to 242.3 t CO_{2eq}/M€, while energy emissions per primary energy unit goes from 2.8 t CO_{2eq}/toe to 2.2 t CO_{2eq}/toe, with a reduction of 22.7%. All declining trends of these indicators are statistically significant to Mann-Kendall test. Since 2005 there has been an acceleration in energy efficiency and decarbonization of the national economy, once again highlighting the growing decoupling of economic activity, energy consumption and GHG emissions. The decoupling between energy consumption and GDP leads to a decreasing energy intensity of the national economic system. The causes can be manifold and among the main ones is the contraction of industrial activities, which are more energetic intensive as compared to services characterized by lower energy intensity and higher value added. With regard to GHG emissions per unit of energy consumed (primary and final), there has been an accelerated rate of decrease since 2005 mainly due to the increase in the share of energy from renewable sources since 2007.



Decarbonization at sectoral level can be assessed by energy emissions and energy consumption by sector. The carbon intensity by energy is the ratio between GHG emissions and energy consumption. The carbon intensity of energy industries decreases by 40.4% in 2020 compared to 1990 from 4.8 t CO₂eq/toe to 2.8 t CO₂eq/toe. The carbon intensity of manufacturing industry in 2020 is 1.9 t CO₂eq/toe decreasing by 29% compared to 1990 level. The transport carbon intensity with

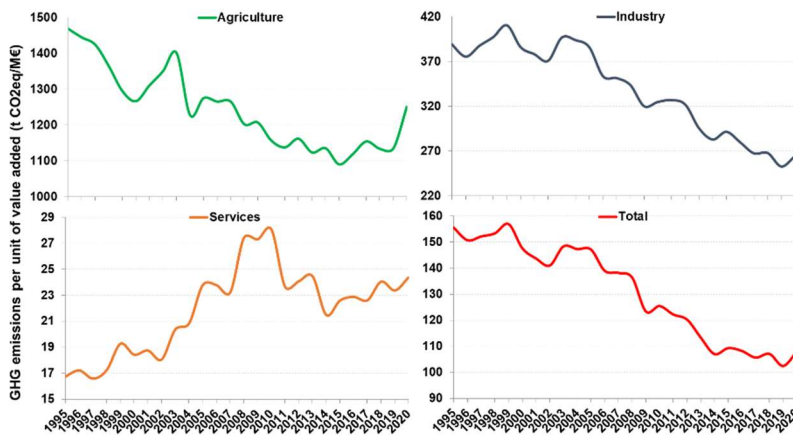
international aviation is 3 t CO₂eq/toe (-6.2% compared to 1990) and is the less responsive sector. In the civil sector, together with agriculture and fisheries, the value is 1.6 t CO₂eq/toe, 24.6% down compared to 1990 value but 2.1% higher than 2019 due to the increasing share of waste energy. All declining trends of these indicators are statistically significant to Mann-Kendall test. The average value of carbon intensities by sector shows notable differences between sectors depending upon the different deployment of renewable sources and electrification of final energy consumption. Overall, the carbon intensity for the energy consumption considered, accounting by 95%±1.2% of GIC from 1990 to 2020, is 2.2 tCO₂eq/toe (-28.4% compared to 1990 level).

Energy and economic indicators at sectoral level

Matching the sectoral GHG emissions with respective energy consumption and sector value added it is possible to elaborate sectoral carbon or energy intensity indicators in terms of value added produced. Sectoral emissions include only direct and self-consumption emissions from electricity (for industry). Emissions due to electricity consumption from the grid are not considered. With regard to GHG emissions and final energy consumption, only energy emissions were considered, while process emissions for the industrial and agricultural sectors were also considered in comparison with value added.

For the agriculture sector, which includes fisheries and forestry, it is possible to establish a direct correspondence between final energy consumption, value added produced by the sector and atmospheric greenhouse gas emissions. For the services sector, value added was considered without the transport item, in order to compare value added, energy consumption and greenhouse gas emissions. As far as industry is concerned, value added relates to the activities of manufacturing and construction, net of the contribution of the manufacture of coke and oil-petroleum products and the contribution of the electricity sector. The whole considered is comparable with the final energy consumption and emissions of the industrial sector, attributable only to the activities of the manufacturing and construction industries.

Overall, emissions from the economic activities considered fell by 25.6% in 2020 compared to 1995. Combustion emissions are reduced by 32%, while process emissions are reduced by 16.1%. GHG emissions from considered sectors represent on average 35±0.9% of total GHG emissions. The energy intensities (toe/M€) of industry and agriculture are lower than 1995 level, while services continue to be higher although in the last years the sector intensity decreases significantly. Moreover, in the last years also industry and agriculture intensities show increasing trends. Aggregate energy intensity decreased by 13.9% over the period 1995-2020 but increased by 6.4% in 2020 compared to 2014. The energy intensity reduction observed up to 2014 is also due to the contraction of the share of industry value added and corresponding increase of services, which have significantly lower energy intensity than industry.



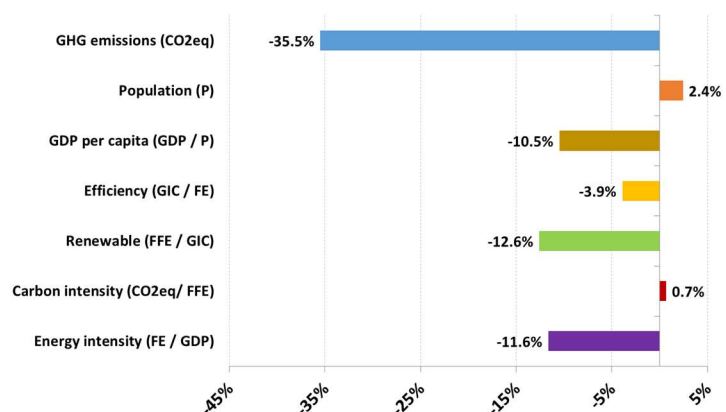
Carbon intensity, in terms of GHG emissions per unit of final energy consumed and value added, decreases as a result of the increase in the renewable energy share and the increasing share of fuels with lower carbon content, such as natural gas. The carbon intensities per unit of value added are very different among sectors. Agriculture has the highest values, while in the services are recorded the lowest

ones. Both sectors decreased the emissions per unit of value added but the indicator in services increased until 2010, then also in this sector there is a relative decarbonization up to 2014 followed by another increasing trend.

Kaya identity and decomposition analysis

Decomposition analysis is a technique for studying the variation of an indicator in a given time interval in relation to the variation of its determinants. In other words, the variation of a parameter is decomposed in the variation of the parameters that determine it. The starting point of the analysis is the construction of an identity equation, where the variable whose variation over time is to be studied is represented as the product of components considered as the causes of the observed variation. For the identity, the components must be reports, where the denominator of a component is the numerator of the next one. This identity is provided *a priori* and have to be realized according to a conceptual model consistent with the physical constraints of the studied variable, in addition to the considerations related to the availability of data and the objectives of the analysis.

The GHG emissions are decomposed in six driving factors: 1) population; 2) economic growth per capita; 3) efficiency; 4) renewable energy deployment; 5) carbon intensity from fossil fuels; 6) final energy intensity. The decomposition analysis shows that the effect of the factors that led to a reduction of emissions in the period 2005-2020 prevailed over the effect of the factors that led to an increase of emissions. The population and carbon intensity are the only driving factors that have contributed to the growth of emissions (+2.4% and 0.7% respectively).

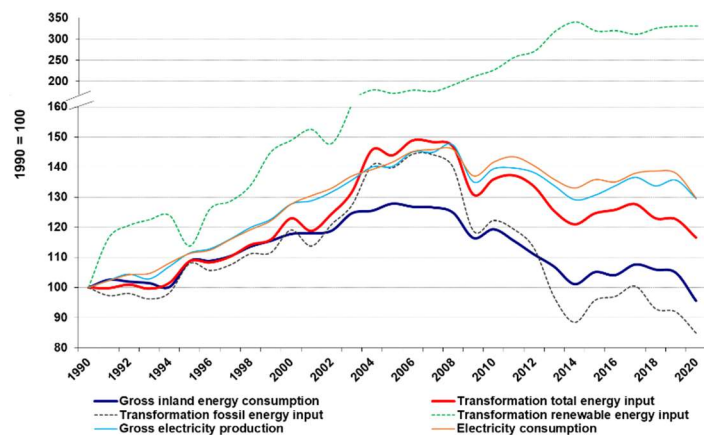


The remaining factors have led to a reduction of emissions. The share of renewable energy (fossil energy consumption / primary energy consumption) played a significant role (-12.6%) followed by the final energy intensity (final energy consumption / GDP; -11.6%) and GDP per capita (-10.5%). The efficiency factor (final energy consumption / gross inland consumption) contributed with -3.9%. The overall contribution of each factor leads to -35.5% of GHG emissions over the period 2005-2020. The decomposition analysis for the last year shows that GHG emissions reduction in 2020 compared to 2019 has been driven by economy contraction.

POWER SECTOR

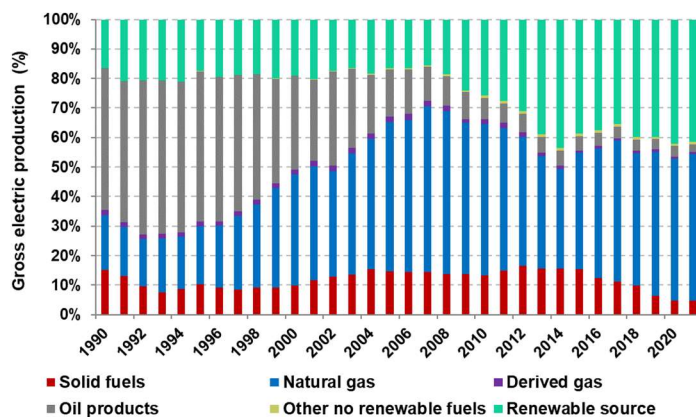
Thermoelectric and renewable electricity production

The growth of electricity consumption in the final energy consumptions makes this sector one of the main players in the national energy system. Since 2001 the transformation energy consumption for electricity generation has increased at higher rates than gross inland energy consumption. The growth of consumption of renewable energy corresponds to the decrease of fossil energy.



Gross electricity production rose from 216.6 TWh to 280.5 TWh from 1990 to 2020 (+29.5%). Electricity consumption increased from 218.8 TWh to 283.8 TWh over the same period (+29.7%).

After a constant growth of gross electricity production and consumption, since 2007 there has been a downward trend due to the effects of the economic crisis. Also in 2020 there has been a further downfall of electricity production and consumption. The average share of net import of electricity is about 15% of electricity consumption with wide fluctuations and a sensible reduction in the last years.



As regards the energy mix in power sector, natural gas increased steadily in 1990 at the expense of oil products (47.7% of electricity production in 2020 from natural gas and about 3.6% from petroleum products, while in 1990 the two percentages were 18.3% and 47.4%, respectively). The share of solid fuels showed fluctuations around the average of 12% with a sharp reduction in the last years (4.8% in 2020). Preliminary estimates for 2021 show a further decrease of solid fuels share.

In 2005 the share of electricity from renewable sources compared to total production accounted for only 16% of national production. After 2007, renewable sources share increased significantly up to the top of 2014, when the share reached 43.1%. In 2020 the renewable share in electricity production is 41.7%. According to Directive 2009/28/EC methodology for the monitoring of European targets to 2020, the share of electricity from renewable sources compared to final gross consumption of electricity represents 38.1%, higher than the indicative target for 2020 set to 26.4% by the National Renewable Energy Action Plan (2010).

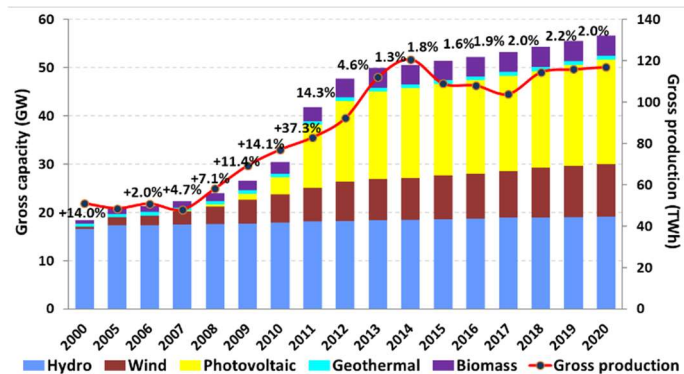
Power capacity

Total thermal power in 2020 is 62.7 GW with a sharp contraction since 2012, when the installed capacity reached the peak of 80.2 GW. Combined cycle plants, regardless of cogeneration or non-cogeneration production, show a significant increase in gross efficient power, from 7.9 GW in 2000 to a maximum of 43.4 GW in 2011-2012. Subsequently, these plants show a steady reduction in efficient power up to 40.8 GW in 2020. The efficiency of the thermoelectric plants has increased since 2005 mainly due to the contribution of cogeneration plants characterized by greater efficiency than non-cogeneration plants. In 2020 the electricity efficiency of non-cogeneration plants was 45.7% while for cogeneration plants there was a total efficiency of 64.4% and an equivalent electrical efficiency of 55.4%. The total efficiency of the power plants in 2020 is 56.6% with an increasing trend since 2005.

As for renewable power, there has been a significant increase in installed capacity by 2000. In 2020 the renewable gross efficient power was 56.6 GW. The highest annual growth rate was recorded in 2011 when the new power compared to the previous year was 11.3 GW, of which 9.5 GW of PV plants and 1.1 GW of wind plants. After 2014 the additional new power per year was around 1 GW.

With regard to plants powered by bioenergy, it should be emphasized the rapid increase from 2008 to 2013 and the subsequent stabilization of gross efficient power with new installations of few MWs per year up to 2018 and a decrease in the last years. In particular, biogas fueled plants went from 0.37 GW in 2008 to 1.45 GW in 2020. The growth of plants fed with liquid biofuels in the period 2008-2013 is particularly rapid, from 0.12 GW to 1.04 GW, then it is reduced to 0.97 GW in 2020.

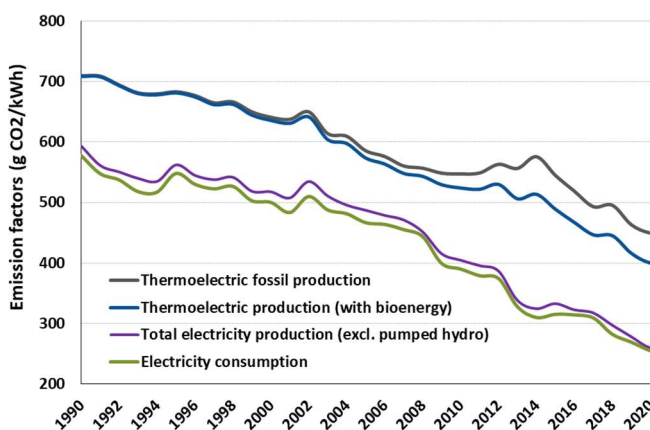
Plants fueled by solid biomass and waste increased from 1.07 GW in 2008 to 1.73 GW in 2018 but in 2020 the power is 1.69 GW. These trends can be explained by the reduction in incentives for this type of plant. The future development of such plants does not seem independent of some forms of incentives.



CO₂ emissions and emission factors

The amount of CO₂ emitted from power sector in 2020 was 84.9 Mt (of which 72.4 Mt for electricity generation and 12.5 Mt for heat production) equal to 22.3% of national GHG emissions.

Until the first half of the 1990s, CO₂ emissions from oil & oil products accounted for a significant share of total emissions from thermal power sector. In 1995, the share of emissions from oil & oil products amounted to 61% of emissions from the thermoelectric sector. Subsequently, the share of CO₂ from these sources has steadily decreased to 8.9% in 2020. However, it should be noted that such sources also include synthetic gases from gasification processes, with an increasing share since 2000. Taking fuel oil alone, the CO₂ emissions decreased from 61% to 1.2% in the period 1995-2020. The share of natural gas emissions increased from 18.5% in 1995 to 68.9% in 2020. The share of emissions from solid fuels, mainly coal, was constantly increasing up to 2014 when the peak of 37.6% was reached but in the following years was recorded a sharp reduction up to 14.7% in 2020.



The emission factor for national gross thermoelectric production decreases steadily from 1990 to 2020 from 709.1 g CO₂/kWh to 400.4 g CO₂/kWh. The decrease is mainly due to the increasing share of natural gas and the continuous reduction of the specific emission factor of this fuel, which in turn is due to the increase in the electrical conversion efficiency of plants. The use of bioenergy with zero carbon balance among other fuels that contribute 10.8% of thermoelectric production in 2020 also plays an important role. The difference between the emission

factors of the thermoelectric plants with or without the contribution of bioenergy shows the role of such sources in reducing the emission factor. The difference becomes significant after 2000 as a result of the increase in the amount of solid biomass and municipal or similar solid waste used for electricity production and the even greater increase in bioliquids and biogas observed after 2008.

A relevant decoupling is recorded between electricity production and CO₂ emissions for natural gas while for solid fuels, petroleum products and derived gases, there is substantial covariation of the two parameters. Such decoupling is due to the increasing efficiency of power plants fueled with natural gas and increasing share of bioenergy.

CO₂ emissions for electricity generation reached their highest point in 2002, with an increase of 17.4% over 1990, while thermoelectric production showed an increase of 30.1% over the same period. Emissions fell slightly from 2002 to 2007. After 2007 as a result of the contraction of the economy triggered by the economic and financial crisis, there has been a significant reduction of electricity production and CO₂ emissions. After 2014 is observed a recovery in electricity production. Since 1990 emissions for electricity generation decreased by 42.7% in 2020, compared with an increase in electricity production of 29.8%.

The production of electricity from renewable sources leads to a reduction in the emission factor for total electricity production since these sources have not CO₂ emissions. The emission factor for electricity consumption is further reduced due to the share of electricity imported from abroad whose emissions originate outside the national territory. Along with an increase of electricity production from 1990 to 2020 of 63.9 TWh, there was a decrease of CO₂ emissions of 54 Mt. The reduction of emission factors for electricity generation from 2007 to 2014 was mainly due to the increase or renewable electricity production, while the decrease recorded since 2015 is essentially due to the decrease of solid fuels and the corresponding increase of natural gas.

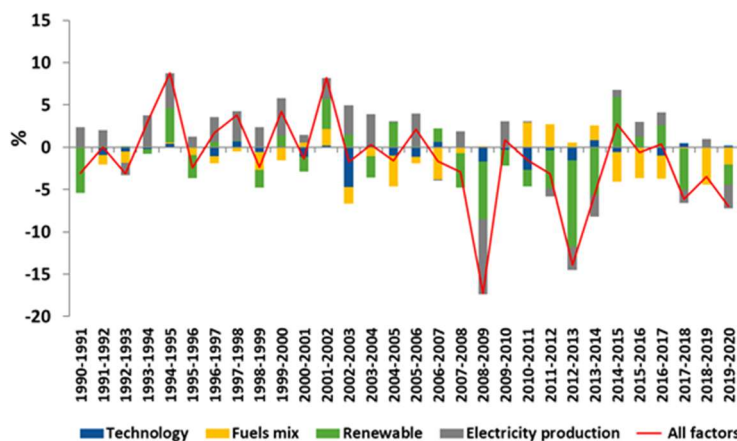
From 1990 to 2007, the impact of renewable sources in terms of emission reduction varied around an average value of 30.7 Mt CO₂ in parallel with the variability observed for hydroelectric production. Subsequently, the development of non-traditional sources led to a surge of the impact with a peak in emission reductions recorded in 2014 when 69.4 Mt CO₂ were not emitted thanks to renewable production. In the following years there was a decrease in avoided emissions in parallel with the decrease in electricity production from renewable. In 2020, as a result of the increase in electricity production from renewable sources, the avoided emissions are 52.5 Mt CO₂.

The atmospheric emissions from power sector also involves other gases such as methane (CH₄) and nitrous oxide (N₂O) and other air pollutants. Although methane and nitrous oxide are emitted in extremely limited quantities compared to carbon dioxide, these gases are characterized by high global warming potentials (25 for methane and 298 for nitrous oxide). Methane and nitrous oxide emissions account for 0.4% to 0.8% of total greenhouse gas emissions from the power sector. Combustion in the power sector is also responsible for emissions of pollutants that alter air quality such as nitrogen oxides (NO_x), sulphur oxides (SO_x), non-methane volatile organic compounds (NMVOC), carbon monoxide (CO), ammonia (NH₃) and particulate matter (PM₁₀). All pollutants considered have decreased the emissions in 2020, from -15.5% for CO to -91.6% for SO_x compared to 2005 levels. Only for NMVOC has been registered the increase of emissions (+64.2% in 2020 compared to 2005).

The reduction of sulphur oxides emission factor is particular important. The emission of sulphur oxides is basically due to solid fuels which in recent years have been used by high-efficiency plants equipped with emission abatement systems. Abatement systems have also contributed to a significant reduction of PM₁₀ emissions, -86.5% compared to 2005.

Decomposition analysis

The factors considered in the analysis (technology, type of fuel, renewable sources, total electricity production) contribute to CO₂ emissions reduction where the increase in electricity production has the opposite effect. The results of the analysis show that technological, renewable sources, and fuel mix factors contribute to the reduction of CO₂ emissions from 1990 to 2020 respectively for 20.3%, 28.3% and 15.1%, while the increase in electricity production leads to an increase in emissions of 20.9%. The cumulative effect of the four factors led to a reduction in atmospheric CO₂ emissions in 2020 of 42.7%



compared to emissions observed in 1990 (-54 MtCO₂). In other words, the reduction due to the change in the technological factor (decrease in the specific emission factors of fossil fuels) over the period 1990-2020 would have been 25.6 Mt CO₂ if the other factors remained unchanged. The reduction due to the fuels mix change would have been 19.1 Mt CO₂, while the increasing renewable share would have led to a reduction in emissions of 35.8 Mt CO₂. These effects are offset by a net increase in electricity production which would have resulted in an increase in emissions of 26.5 Mt CO₂ without the contribution of the other factors. As for fuels mix effect, the reduction of petroleum products is by far the largest contribution to the reduction of atmospheric emissions. As concerns the technological factor the largest reduction in atmospheric emissions was recorded since 2000 when several combined cycle plants powered by synthesis gases and natural gas entered into operation. Such plants are characterized by greater efficiency than traditional steam cycles. With regard to the fossil fuels shift over the whole period examined, the increase of natural gas and the corresponding decrease of petroleum products, leads to reduction in emissions. Of particular importance is the development of renewable sources to reduce the atmospheric emissions. The values for this factor show a variability reflecting the uncertainty due to the hydroelectric component which depends on weather conditions. Since 2007 the role of renewable sources becomes more relevant than the other components. Moreover, it should be underlined that since 2007 the economic crisis has significantly reduced the consumption of fossil fuels while increasing the share of renewable sources as result of the priority of dispatching renewable electricity. In any case, each unit of renewable electricity contributes far more to the reduction of atmospheric emissions than any other factor, if an equivalent amount of fossil electricity is replaced.

INTRODUZIONE

Le emissioni atmosferiche di gas a effetto serra di un Paese dipendono da molteplici fattori riconducibili alle attività produttive dei vari settori economici. Le emissioni di origine energetica (combustione e fuggitive) rappresentano oltre l'80% delle emissioni totali nazionali. Il sistema energetico alla base delle attività produttive rappresenta pertanto il dominio d'indagine principale al fine di caratterizzare i fattori determinanti sottesi alle emissioni atmosferiche. Il settore elettrico costituisce una quota rilevante del settore energetico, rappresentando in termini emissivi circa il 30% delle emissioni nazionali di origine energetica. In Italia più di due terzi dell'energia elettrica è stata prodotta fino al 2008 da combustibili fossili. Nell'ultimo decennio, sotto l'impulso della normativa europea per la riduzione delle emissioni di gas serra, sono diventate prioritarie le iniziative di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Da questo punto di vista il settore elettrico è particolarmente interessante poiché è responsabile di una quota rilevante delle emissioni nazionali di gas serra. La domanda elettrica mostra un andamento di lungo termine in crescita e il settore è caratterizzato da sorgenti emissive puntuali. Tali caratteristiche rendono il settore elettrico particolarmente importante in relazione alle possibili strategie di riduzione delle emissioni di gas serra.

La quota relativa delle diverse fonti energetiche, così come l'efficienza, in termini di trasformazione delle risorse primarie e di produzione di ricchezza economica, rappresentano fattori rilevanti per analizzare gli andamenti delle emissioni atmosferiche. Le stesse attività produttive, determinate a loro volta dalla domanda di prodotti e servizi, rappresentano un fattore determinante delle emissioni atmosferiche e una riduzione di tali attività comporta inevitabilmente una riduzione delle emissioni di gas serra. Se i primi fattori possono essere considerati determinanti intrinseci del sistema energetico, la domanda di beni e servizi può essere considerata un fattore economico di natura estrinseca, sebbene il sistema energetico e quello economico siano interconnessi e difficilmente trattabili come sistemi separati. La crisi economica che ha colpito le principali economie mondiali e il nostro Paese dal 2007-2008 ha reso ancora più complicato il compito di discernere il ruolo dei fattori che determinano le emissioni di gas serra. A più di dieci anni di distanza è possibile dire che l'Italia, dopo la Grecia, è tra i Paesi dell'Unione Europea che hanno avuto gli effetti più rilevanti della crisi economica e che dal 2015 sono evidenti segni di ripresa che in altri Paesi hanno colmato la perdita di ricchezza dal 2007. La recente pandemia di SARS-CoV-2 ha determinato una ulteriore frenata dell'economia con conseguentemente riduzione delle emissioni atmosferiche in seguito al *lockdown* delle attività dai primi giorni di marzo 2020. Per il 2021 sono state elaborate stime preliminari delle emissioni di gas serra nazionali e dei fattori di emissione per il settore elettrico in base ai preconsuntivi pubblicati da Terna e dal Ministero dello Sviluppo economico.

Le politiche su clima ed energia stanno attraversando una fase di profonda e rapida revisione a seguito di quanto concordato nell'ambito della COP21, svoltasi a Parigi nel 2015 (c.d. Accordo di Parigi), in cui si è deciso di contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e di fare il possibile per limitare l'aumento a 1.5°C rispetto ai livelli preindustriali. La portata storica dell'Accordo è dovuta al fatto che, per la prima volta, praticamente tutti gli Stati del mondo si sono impegnati a ridurre le loro emissioni entro il 2030, attraverso i piani di mitigazione. Nel contesto delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra l'Unione Europea ha avuto un ruolo rilevante già a partire dalla ratifica del protocollo di Kyoto nel 1993 e dagli obiettivi definiti dal Consiglio Europeo nel 2007. Il Consiglio aveva stabilito obiettivi vincolanti da raggiungere entro il 2020 come la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, la produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici dell'Unione Europea, l'uso dei biocombustibili per il 10% della quantità di combustibile utilizzato nel settore dei trasporti e l'obiettivo indicativo di riduzione dei consumi energetici del 20% rispetto allo scenario energetico di riferimento. A seguito delle conclusioni del Consiglio, è stato approvato il cosiddetto "Pacchetto clima-energia", ossia un insieme di provvedimenti legislativi finalizzati all'attuazione degli impegni assunti.

Dopo gli obiettivi previsti per il 2020, la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030 (*Clean Energy Package*): riduzione delle emissioni di gas serra nazionali del 40% rispetto ai livelli del 1990, aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 32% del consumo finale lordo e riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria

rispetto allo scenario PRIMES 2007 da conseguire attraverso l'aumento dell'efficienza energetica. Un altro obiettivo che riguarda direttamente il sistema elettrico è il raggiungimento del 15% per le interconnessioni elettriche nel 2030.

Per raggiungere gli obiettivi al 2030 l'Unione Europea ha adottato il Regolamento UE 2018/1999 che istituisce un sistema di *Governance* dell'Unione dell'Energia con il principale obiettivo di pianificare le politiche e misure messe in atto dagli Stati Membri. Nell'ambito di questo quadro l'Italia ha predisposto e trasmesso alla Commissione il proprio Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) con orizzonte al 2030, il cui obiettivo è quello di realizzare una politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica e accompagni la transizione.

Gli obiettivi legati al *European Green Deal* prevedono la riduzione delle emissioni di gas serra nel 2030 al 55% rispetto alle emissioni del 1990. Il raggiungimento dell'obiettivo comporta l'adozione di misure che coinvolgono tutti i settori, quali aumento dell'efficienza e dell'energia rinnovabile. Tali misure sono considerate nel recente Piano Nazionale di Recupero e Resilienza (PNRR) inviato alla Commissione Europea nel 2021.

Nel contesto della procedura che ha stabilito l'obiettivo del 55% è stata conferita forza di legge all'obiettivo della neutralità emissiva entro il 2050 prevedendo la definizione di una traiettoria, a livello europeo, per il periodo successivo al 2030. La strategia a lungo termine esamina diversi scenari di sviluppo fino al 2050 (EC, 2018[a, b]) e mette in evidenza che l'elettricità diventerà il principale vettore energetico, dal 22% dei consumi di energia finale nel 2015 al 41%-53% nel 2050 a seconda dei diversi scenari. La strategia europea mostra il ruolo determinante che avranno le fonti rinnovabili al fine di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. In tale contesto si collocano dunque le Strategie nazionali di decarbonizzazione al 2050 che gli Stati Membri devono adottare ai sensi del Regolamento UE 2018/1999. L'Italia ha adottato la propria Strategia nazionale di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra nel gennaio 2021, in continuità con il PNIEC.

I processi negoziali che saranno avviati non possono prescindere dalla conoscenza delle caratteristiche dei sistemi energetici dei singoli paesi e dalle rispettive potenzialità, non solo economiche, di modificare i sistemi produttivi. Quando si parla dell'assetto produttivo di un Paese non sono coinvolti solo gli aspetti tecnologici ma anche gli aspetti economici e sociali che riguardano la vita quotidiana di milioni di persone. Intervenire sugli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra significa avere contezza dei punti nevralgici da toccare e dei possibili effetti, non solo a livello ambientale. La definizione degli obiettivi di riduzione deve quindi considerare molteplici fattori. Se il PIL è un fattore essenziale, come espressione della capacità di investimento di un Paese, è altrettanto essenziale considerare le proprietà dei sistemi energetici e produttivi, gli assetti industriali, le risorse energetiche utilizzate da ogni Paese congiuntamente alle potenzialità di modificare tali sistemi. In altre parole non si può prescindere dalle proprietà inerziali dei sistemi complessi e dai rendimenti decrescenti degli investimenti indirizzati a modificare particolari stati di equilibrio. Questo non significa affermare che una data realtà non possa essere modificata ma assumere consapevolezza delle risorse necessarie per farlo e delle conseguenze. In particolare significa ragionare sui margini di riduzione delle emissioni di gas serra avendo chiaro che, almeno per quanto concerne le risorse energetiche, ci sono differenti potenzialità di riduzione per un Paese che ha nel mix combustibile una quota rilevante di combustibili solidi ad alto contenuto di carbonio e un Paese che ha come strada obbligata il passaggio alle energie rinnovabili perché il mix fossile ha già una quota ridotta di carbonio. Si tratta quindi di considerare non solo il PIL di un Paese come capacità di investimento bensì anche le proprietà del sistema energetico-produttivo e la suscettibilità di modificare quel sistema.

L'obiettivo dell'analisi proposta nel presente studio è l'esame a livello macroscopico i principali indicatori di decarbonizzazione e di efficienza energetica per il consumo energetico totale e nel settore elettrico. Se la prima famiglia di indicatori fornisce informazioni sulla riduzione delle emissioni atmosferiche di gas climalteranti per unità di energia utilizzata o per unità di ricchezza prodotta, la seconda fornisce informazioni su quanto efficientemente viene utilizzata l'energia per produrre beni e servizi o per produrre ricchezza economica. Gli indicatori delle due famiglie sono fortemente interconnessi poiché la produzione dei beni che soddisfano le domande di mercato non può prescindere dal consumo di energia e il consumo di energia da fonti fossili determina a sua volta le emissioni di gas climalteranti. In merito agli indicatori di efficienza per unità di ricchezza prodotta è necessario

sottolineare come tale grandezza si riferisca ad un concetto di efficienza economica differente dal concetto di efficienza dei processi produttivi. L'efficienza è sempre riconducibile a un rapporto tra *output* e *input*. Tuttavia, se l'efficienza energetica propriamente detta dipende strettamente dalle tecnologie disponibili e dalle risorse utilizzate per produrre beni e servizi, nel caso dell'efficienza economica intervengono fattori di mercato spesso indipendenti dalle tecnologie e dalle risorse utilizzate. In sintesi l'efficienza energetica è un rapporto tra energia o materiali prodotti e energia o materiali in ingresso al processo produttivo, mentre per l'efficienza economica l'output è definito dal valore economico dei beni e servizi che, in relazione alle dinamiche di mercato, può essere variabile per una quantità di beni che per essere prodotta ha richiesto la stessa quantità di energia o materia. Per distinguere l'efficienza energetica da quella economica appare opportuno utilizzare nel secondo caso il termine intensità energetica, ovvero l'energia consumata per unità di prodotto interno lordo o di valore aggiunto per i diversi settori economici.

La decarbonizzazione dell'economia può essere perseguita agendo sia sulle fonti di energia utilizzate per produrre beni e servizi sia sull'efficientamento di utilizzo dell'energia, agire su entrambi i fronti è ovviamente la strada più virtuosa che si possa intraprendere. Sul versante delle fonti di energia utilizzate le strategie utili sono lo spostamento verso un mix di combustibili a minore contenuto di carbonio, quindi prevalentemente costituito da gas naturale, oppure l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili che non hanno emissioni climalteranti ma che pure sono caratterizzate da altre problematiche se pensiamo alla combustione delle biomasse e all'emissione sostanze nocive per la qualità dell'aria oppure al consumo di suolo per le fonti eolica e fotovoltaica. Sul versante dell'efficienza dell'utilizzo dell'energia l'obiettivo è ovviamente l'ottimizzazione, ovvero ottenere di più con meno. In altre parole ridurre al massimo possibile le perdite e le inefficienze dei processi produttivi di beni e servizi, siano essi il riscaldamento di un immobile, la copertura di una distanza con un veicolo o la produzione di acciaio, cemento, carta, tessuti e altro.

In un sistema altamente interconnesso l'individuazione dei nessi causali di un determinato fenomeno, come le emissioni atmosferiche di gas serra, è un tema spinoso, tuttavia è possibile valutare il ruolo dei diversi fattori determinanti secondo un modello concettuale che stabilisce relazioni coerenti tra i diversi fattori e il fenomeno studiato. La molteplicità di fattori coinvolti nella dinamica delle emissioni di gas serra rende quindi necessario un approccio analitico idoneo a discernere il ruolo dei vari fattori determinanti. Per valutare il ruolo dei fattori sottesi alla variazione delle emissioni di gas serra è stata applicata la *Kaya analysis* e l'analisi della decomposizione che consente di studiare la variazione di un parametro in un intervallo temporale in relazione alla variazione dei suoi fattori determinanti.

Il conflitto russo-ucraino con l'invasione russa alla fine di febbraio 2022 apre scenari inediti sul terreno energetico ed economico. Le conseguenze del conflitto si rifletteranno inevitabilmente sugli indicatori esaminati e sul percorso di decarbonizzazione dell'economia. Gli impatti saranno più elevati per quegli Stati europei che, come l'Italia, hanno elevate quote di importazione di gas naturale dalla Russia. Negli ultimi anni l'Italia ha importato dalla Russia circa il 40% del proprio fabbisogno di gas naturale. Il forte aumento dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica in atto già dai primi mesi del 2021 con picchi registrati a dicembre 2021, insieme all'eventuale ripercussione del conflitto sugli stessi approvvigionamenti, determineranno un impatto sul sistema energetico ed economico che inevitabilmente interferirà con il processo di decarbonizzazione dell'economia nazionale.

1 CONSUMI DI ENERGIA E EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA

I dati relativi ai consumi energetici esaminati nel presente rapporto sono di fonte EUROSTAT (Bilancio energetico aggiornato al 14.03.2022). In particolare la quota di energia da fonti rinnovabili richiesta ai fini del target europeo al 2020 è di fonte EUROSTAT (*Data Shares renewables*) come comunicati dai Paesi Membri ai sensi della Direttiva 2009/28/UE recepita nell'ordinamento nazionale con il D. Lgs n. 28 del 3 marzo 2011. I consumi di energia delle fonti rinnovabili sono elaborati da GSE. Le emissioni di gas ad effetto serra sono di fonte UNFCCC (2020) così come comunicati dai paesi dell'Allegato I della Convenzione per i Cambiamenti Climatici e per l'Italia da ISPRA, secondo il mandato sancito dal Decreto legislativo 51/2008. I dati del prodotto interno lordo nazionale e dei valori aggiunti settoriali sono di fonte ISTAT (valori concatenati con anno di riferimento 2015).

1.1 Combustibili fossili e fonti rinnovabili

Il consumo interno lordo nazionale¹ mostra un andamento crescente dal 1990 fino al 2005 quando raggiunge il picco di 189,4 Mtep, successivamente si osserva una riduzione dei consumi accelerata dagli effetti della crisi economica con il valore minimo di 149,8 Mtep raggiunto nel 2014. Il consumo interno lordo nel 2020 è inferiore a quello registrato nel 1990 (-4,4%), anche in conseguenza della drastica riduzione registrata nel 2020 in seguito agli effetti della pandemia di SARS-CoV-2 (-8,9% rispetto al 2019).

Tabella 1.1 – Consumo interno lordo nazionale per fonte energetica (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	14.631	12.280	12.560	16.469	13.674	12.300	10.983	9.342	8.538	6.480	5.095
Prodotti petroliferi	84.885	93.159	89.855	83.319	68.411	56.723	54.830	55.420	54.749	54.029	44.912
Gas naturale	39.001	44.652	57.940	70.651	68.057	55.302	58.080	61.549	59.513	60.949	58.286
Energia rinnovabile	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512	29.345
Energia elettrica	2.980	3.218	3.813	4.227	3.797	3.988	3.184	3.247	3.775	3.280	2.769
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133	1.182	1.190
Totale	148.134	161.191	174.540	189.445	176.845	155.730	154.278	159.513	156.990	155.433	141.595

I combustibili di origine fossile rappresentano il principale vettore del sistema energetico nazionale. Dal 1990 al 2007 la percentuale media di tali combustibili rispetto al consumo interno lordo è stata superiore al 90%, sebbene con un andamento in leggera diminuzione. Successivamente la quota di energia di origine fossile subisce una forte contrazione. Dal 1990 al 2020 la componente fossile passa da 95,5% a 78,9% (Figura 1.1). Il declino del contributo fossile al consumo interno lordo è diventato particolarmente ripido dal 2007.

¹Gross Inland Energy consumption in Eurostat

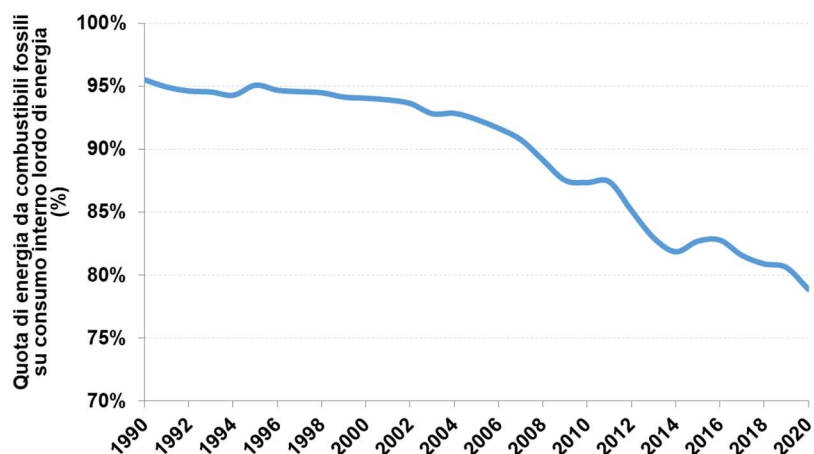


Figura 1.1 – Andamento della quota di energia da fonti fossili sul consumo interno lordo.

Il dettaglio dei diversi vettori energetici mostra che la composizione del mix combustibile nazionale è notevolmente cambiata dagli anni '90. I prodotti petroliferi hanno rappresentato la componente prevalente con il 57,3% del consumo interno lordo nel 1990. La quota di prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino al 31,7% nel 2020. Nello stesso periodo si osserva un incremento della quota di gas naturale, dal 26,3% al 41,2%. La quota di combustibili solidi ha mostrato fino al 2012 un andamento oscillante intorno ad un valore medio di 8%. Dal 2012 si osserva una rapida diminuzione della quota di tale fonte energetica che nel 2020 rappresenta il 3,6% del consumo interno lordo, anche in conseguenza del previsto *phase out* di tale fonte nel settore termoelettrico entro il 2025.

La quota di energia da fonti rinnovabili ha un andamento complementare a quanto osservato per le fonti fossili. Dal 1990 al 2007 si osserva un incremento costante ma contenuto della quota di fonti rinnovabili, da 4,4% a 9%. Successivamente si osserva una accelerazione della quota fino al 20,7% del consumo interno lordo nel 2020.

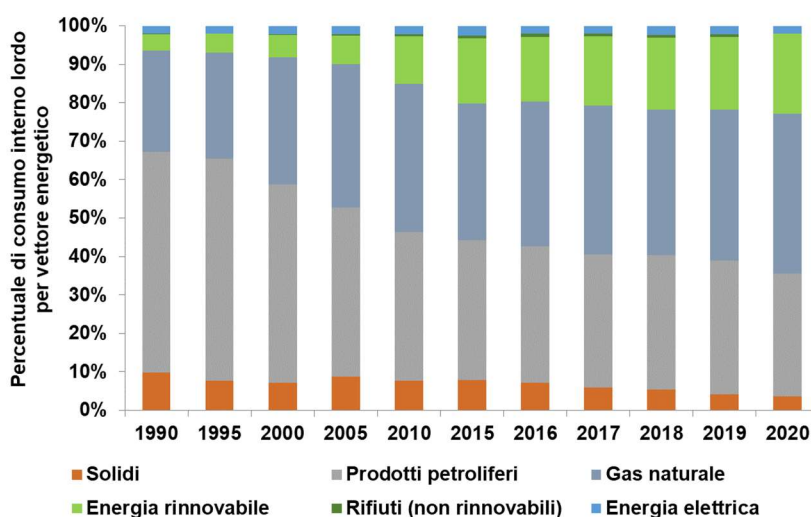


Figura 1.2 – Quota relativa di vettori energetici nel consumo interno lordo nazionale.

Il consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili è più che quadruplicato dal 1990 al 2020 passando da 6,5 a 29,3 Mtep. A fronte di una contrazione dei consumi di energia totale nel 2020 i consumi di energia rinnovabile restano simili a quelli registrati nei due anni precedenti.

Tabella 1.2 - Consumo interno lordo per fonte di energia rinnovabile (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idroelettrica	2.719	3.249	3.800	3.101	4.395	3.916	3.648	3.113	4.195	3.983	4.089
Eolica	0	1	48	201	785	1.276	1.521	1.526	1.523	1.737	1.613
Solare termico	5	7	11	27	134	190	200	209	219	228	236
Solare fotovoltaico	0	1	2	3	164	1.973	1.901	2.096	1.948	2.037	2.145
Biomasse	765	1.232	1.826	5.427	10.832	12.599	12.306	12.874	12.535	12.760	12.600
Rifiuti	11	62	167	556	778	846	871	853	847	873	843
Geotermica	2.971	3.167	4.259	4.791	4.776	5.469	5.571	5.501	5.420	5.396	5.343
Pompe di calore	-	-	-	-	-	-	-	2.650	2.596	2.498	2.475
Totale	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512	29.345

Le fonti di energia rinnovabile prevalenti sono state storicamente quella geotermica e idroelettrica che dal 1990 al 2000 rappresentavano più dell'80% del consumo interno lordo di energia rinnovabile. La restante quota era soddisfatta principalmente da energia proveniente da biomasse e rifiuti. Dopo il 2000 quest'ultima fonte mostra un tasso di crescita considerevole, e dal 2007 ha superato in diversi anni la quota del 50%. Nel 2020 la quota di energia da biomasse e rifiuti rinnovabili è scesa al 45,8%, prevalentemente costituita da biomasse (93,7% nel 2020). Negli ultimi anni anche l'energia solare (termica e fotovoltaica) e l'energia eolica assumono valori significativi e insieme rappresentano nel 2020 il 13,6% del consumo di energia rinnovabile. Dal 2017 EUROSTAT registra l'apporto delle pompe di calore che nel 2020 è stato del 8,4% del consumo interno lordo. Le statistiche nazionali riportano tali consumi anche negli anni precedenti (GSE, 2020) ma nel bilancio EUROSTAT figurano dal 2017.

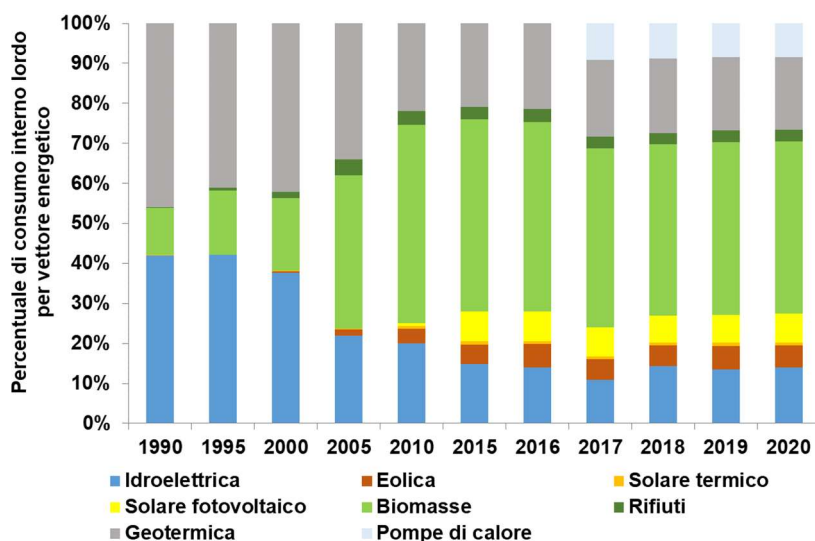


Figura 1.3 – Quota relativa di energia rinnovabile per fonte nel consumo interno lordo nazionale.

La mancanza di disponibilità di fonti energetiche interne rende l'Italia un Paese a elevata dipendenza energetica. La dipendenza è calcolata dal rapporto tra importazioni nette e disponibilità al netto delle scorte. Nel periodo 1990-2020 la dipendenza mostra ampie oscillazioni con un valore medio di 81,3%. A partire dal 2007 si osserva una notevole riduzione della dipendenza energetica, passata da 83% al minimo di 75,8% del 2014. Negli ultimi anni la dipendenza energetica mostra oscillazioni e nel 2020 fa registrare il 78,5%, in aumento rispetto all'anno precedente.

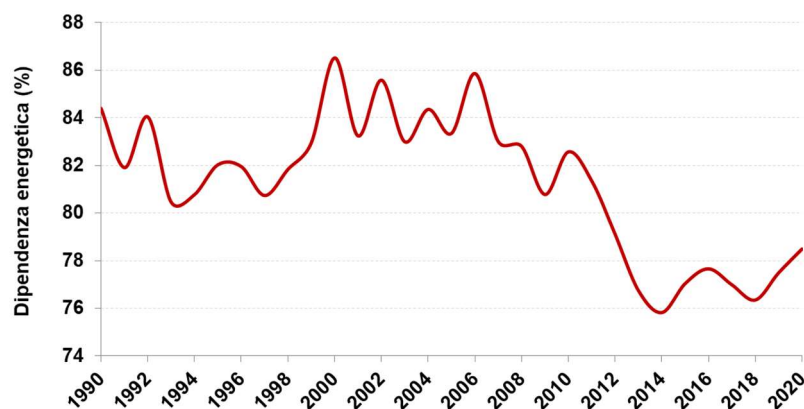


Figura 1.4 – Dipendenza energetica nazionale (Fonte EUROSTAT).

1.2 Energia primaria e finale

L'energia primaria rappresenta il consumo interno lordo al netto dei consumi non energetici. I consumi non energetici dal 1990 al 2020 rappresentano mediamente il 5% del consumo interno lordo con un andamento decrescente da 7% nel 1990 a 4,8% nel 2020. La riduzione dei consumi nel 2020 risente pesantemente del *lockdown* delle attività economiche a causa della pandemia di SARS-CoV-2.

I consumi finali di energia, al netto delle trasformazioni e delle perdite, costituiscono mediamente il 79,8% dell'energia primaria. Il consumo di energia primaria e finale, compresi usi non energetici, raggiunge il picco nel 2005 e declina successivamente con valori nel 2020 inferiori del 2,1% e 4,4% rispettivamente in confronto al 1990. In seguito alla crisi economica dal 2008 si osserva una netta riduzione dei consumi di energia. Il declino dal 2005 al valore minimo nel 2014 (142,7 Mtep di energia primaria e 116 Mtep di consumi finali) è stato del 21,1% per l'energia primaria e 17,2% per i consumi finali. Dopo il 2014 si registra un tendenziale incremento dei consumi finali con ampie oscillazioni fino al 2019 e la drastica riduzione del 2020.

Tabella 1.3 – Consumo di energia primaria per fonte (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	14.631	12.126	12.394	16.305	13.544	12.233	10.918	9.280	8.489	6.439	5.061
P. petroliferi	76.139	84.487	82.570	75.864	59.548	50.756	49.241	48.222	48.261	47.673	38.794
Gas naturale	37.324	43.691	56.963	69.659	67.491	54.729	57.427	60.894	58.897	60.306	57.633
Rinnovabili	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512	29.345
En. elettrica	2.980	3.218	3.813	4.227	3.797	3.988	3.184	3.247	3.775	3.280	2.769
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133	1.182	1.190
Totale	137.710	151.404	166.111	180.834	167.284	149.124	147.971	151.598	149.836	148.393	134.792

Tabella 1.4 - Consumi finali di energia per fonte (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	2.678	1.959	1.546	1.333	623	539	688	489	623	595	409
P. petroliferi	52.704	52.102	55.011	56.008	45.566	41.172	40.532	38.265	39.398	38.920	32.231
Gas derivati	892	837	301	19	-	209	235	159	132	109	95
Gas naturale	28.725	33.657	37.611	40.590	38.499	32.984	33.237	33.921	33.629	33.043	31.807
Rinnovabili termiche	930	1.362	1.740	4.543	9.073	8.365	8.043	11.313	10.960	10.912	10.660
En. elettrica	18.455	20.488	23.472	25.871	25.736	24.719	24.594	25.104	25.200	25.102	23.663
Calore	-	-	-	3.082	3.332	3.851	3.950	4.114	4.103	4.155	3.879
Rifiuti (non rinnovabili)	139	83	62	62	223	269	276	245	252	284	313
Totale	104.522	110.488	119.742	131.509	123.053	112.108	111.555	113.611	114.297	113.119	103.057
Usi non energetici	10.424	9.787	8.429	8.611	9.560	6.605	6.306	7.915	7.153	7.040	6.804

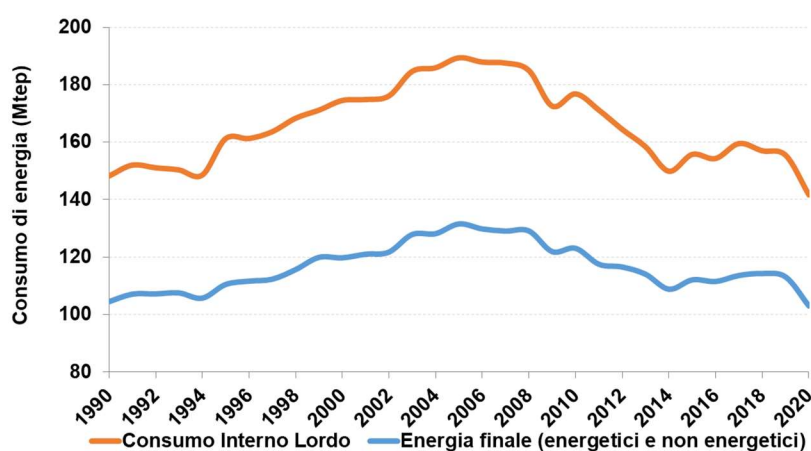


Figura 1.5 – Andamento dei consumi di energia primaria e finale.

La Direttiva 2009/28/CE stabilisce le quote di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo al 2020 per ciascun Paese dell'Unione Europea; tali quote comprendono i consumi di energia elettrica da fonte rinnovabile, quelli per usi termici e per i trasporti. Gli obiettivi vincolanti riguardano la quota di consumo totale di energia rinnovabile e la quota nel settore dei trasporti. Il D.Lgs. 28/2011 che recepisce nell'ordinamento nazionale la Direttiva 2009/28/CE stabilisce i criteri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili fondamentalmente attraverso l'incentivazione e la semplificazione delle procedure di autorizzazione. In Italia, la quota di energia rinnovabile nel 2020 secondo i criteri stabiliti dalla citata Direttiva è pari al 20,4% rispetto al consumo finale lordo, un valore superiore all'obiettivo del 17%. La quota di energia rinnovabile è più che triplicata rispetto al 2004 quando rappresentava il 6,3% del consumo finale lordo di energia.

Nel seguente grafico è illustrato l'andamento della quota di consumi di energia da fonte rinnovabile totale, per la produzione di elettricità, per usi termici e nei trasporti. Tutti i comparti mostrano l'incremento della quota di energia rinnovabile. L'incremento è particolarmente rilevante nel settore elettrico che passa da 16,6% a 38,1% dal 2008 al 2020. Nei trasporti la quota mostra un incremento fino al 10,7% nel 2020, superiore all'obiettivo del 10%. Nel settore del riscaldamento e raffrescamento (*Heating & Cooling*) si osserva un andamento parallelo alla quota totale con un valore del 19,9% nel 2020.

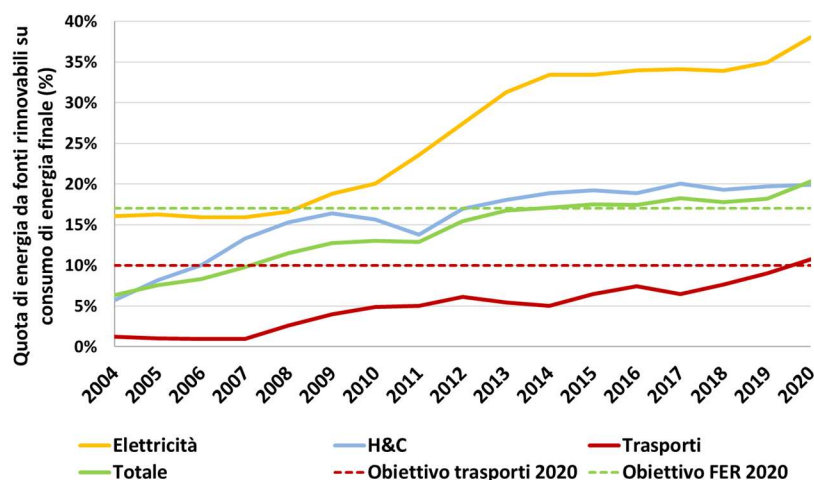


Figura 1.6 – Andamento della quota dei consumi di energia da fonti rinnovabili su consumi finali lordi secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE (fonte EUROSTAT).

L'andamento del consumo finale di energia per settore (Tabella 1.5) mostra peculiarità strutturali dei diversi settori e differente sensibilità alle condizioni che determinano i consumi di energia, quali la crisi economica dal 2008 e il *lockdown* del 2020 che hanno colpito essenzialmente i settori produttivi. Tutti i settori, eccetto l'agricoltura, mostrano una contrazione dei consumi nel 2020 rispetto all'anno precedente che va da 19,2% nei trasporti a 1,5% nel residenziale. Il salto di consumi dal 2016 al 2017 registrato per i servizi è dovuto essenzialmente al conteggio del calore ambientale prodotto da pompe di calore che fino al 2016 non compariva nel bilancio energetico EUROSTAT. Anche i consumi finali del settore residenziale comprendono una quota minima di calore ambientale da pompe di calore: nel 2020 (95 ktep su 2.475 ktep totali).

Tabella 1.5 – Consumi finali di energia per settore (ktep).

Settore	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Industria	34.093	33.888	37.585	37.212	29.015	24.853	25.089	24.926	24.664	24.928	23.861
Trasporti	32.707	36.615	39.692	41.839	38.566	36.374	35.815	34.525	35.579	35.861	28.976
Residenziale	26.061	26.324	27.592	33.922	35.393	32.494	32.185	32.899	31.906	31.138	30.656
Servizi	8.174	9.817	11.542	15.053	16.979	15.391	15.440	18.242	19.002	18.192	16.558
Agricoltura	2.908	3.022	2.905	3.009	2.716	2.663	2.650	2.696	2.798	2.719	2.759
Pesca	200	230	259	313	224	188	221	222	234	209	202
Altro	379	593	166	162	160	143	155	102	113	70	45
Totale	104.522	110.488	119.742	131.509	123.053	112.108	111.555	113.611	114.297	113.119	103.057

I consumi di energia finale nel 2020 mostrano una riduzione rispetto all'anno precedente del 8,9%. A livello settoriale l'industria mostra un declino dei consumi finali del 30% dal 1990, mentre appare in decisa controtendenza l'incremento del 102,6% dei servizi. L'andamento dei consumi finali nel settore residenziale è piuttosto variabile in relazione alle differenti condizioni climatiche che influenzano i consumi e mostra un incremento dei consumi del 17,6% nel 2020 rispetto al 1990, mentre per i trasporti si registra una diminuzione del 11,4% dovuta essenzialmente alla contrazione dell'ultimo anno.

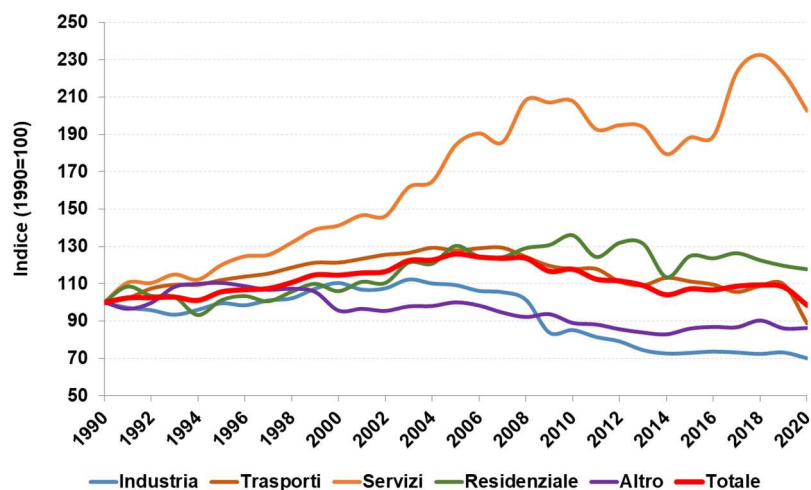


Figura 1.7 – Variazione annuale dei consumi finali di energia per settore.

Dagli anni '90 la struttura dei settori in termini di consumi energetici è notevolmente cambiata, come si evince dalla Figura 1.8.

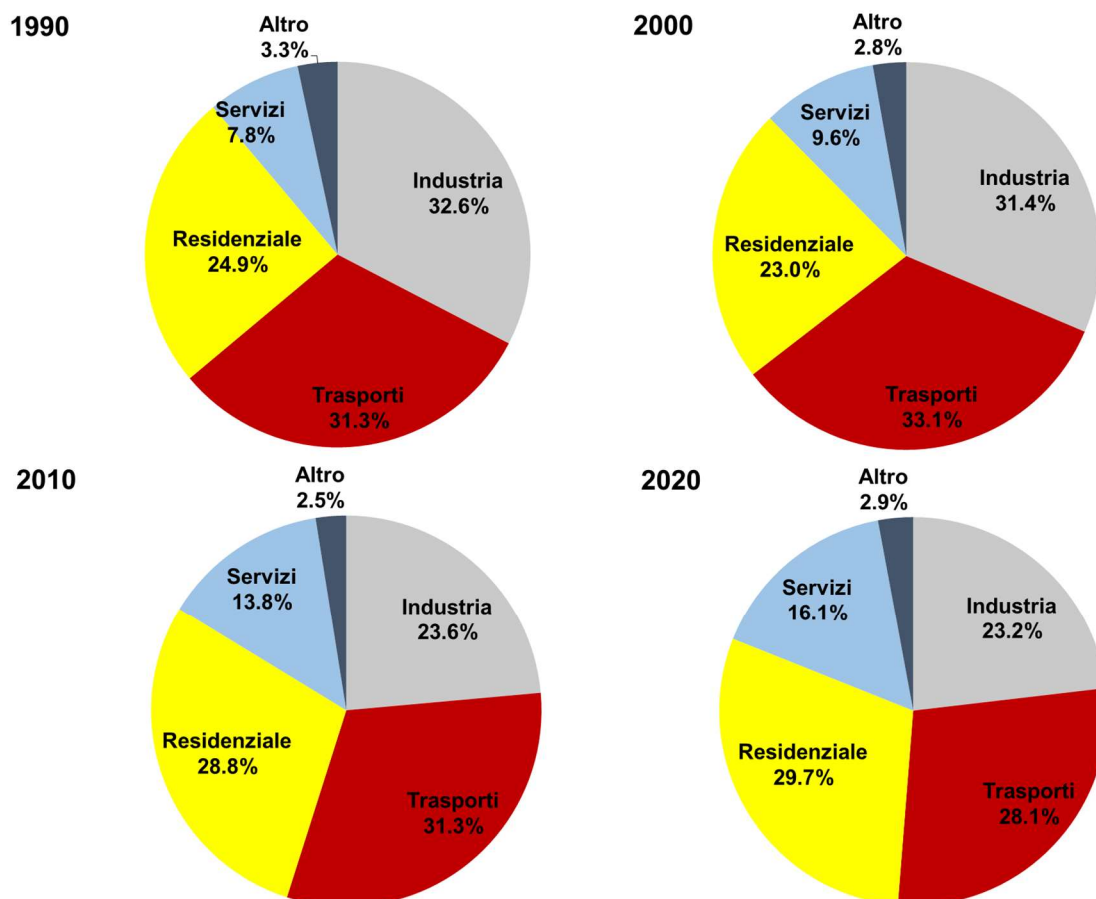


Figura 1.8 – Quota dei consumi finali di energia per settore.

I servizi rappresentano una quota sempre più rilevante dei consumi finali dal 7,8% nel 1990 al 16,1% nel 2020, mentre l'industria fa registrare una contrazione della quota che nello stesso periodo si riduce

dal 32,6% al 23,2%. I consumi del settore residenziale hanno un andamento crescente fino al 2010 seguito da una lieve diminuzione con ampie oscillazioni legate soprattutto alla temperatura atmosferica media. Il settore non sembra avere risentito della contrazione dovuta alla crisi economica che ha interessato gli altri settori. La quota media dei consumi degli altri settori (principalmente agricoltura e pesca) è poco inferiore al 3%.

1.2.1 *Elettrificazione dei consumi finali*

In questo paragrafo sarà considerata esclusivamente l'elettrificazione dei consumi finali in base ai dati EUROSTAT. Una analisi del settore elettrico di maggiore dettaglio è condotta nel successivo capitolo. In merito all'elettrificazione dei consumi finali di energia elettrica EUROSTAT, a differenza di TERNA, scorpora dai consumi finali i consumi elettrici destinati al settore energetico (estrazione di idrocarburi, raffinerie, cokerie, ecc.) che rappresentano mediamente il 3,3% dei consumi elettrici nazionali dal 2010 al 2020.

L'elettrificazione dei consumi finali costituisce una importante strategia per la mitigazione delle emissioni atmosferiche di gas serra se perseguita parallelamente alla diffusione delle energie rinnovabili per la produzione elettrica. In Figura 1.9 è evidente l'incremento relativo dei consumi di energia finale da fonti rinnovabili rispetto ai consumi totali o da fonti fossili. I consumi di energia da fonti rinnovabili aumentano di un fattore 11,5 dal 1990 e i consumi di energia elettrica aumentano del 28,2%.

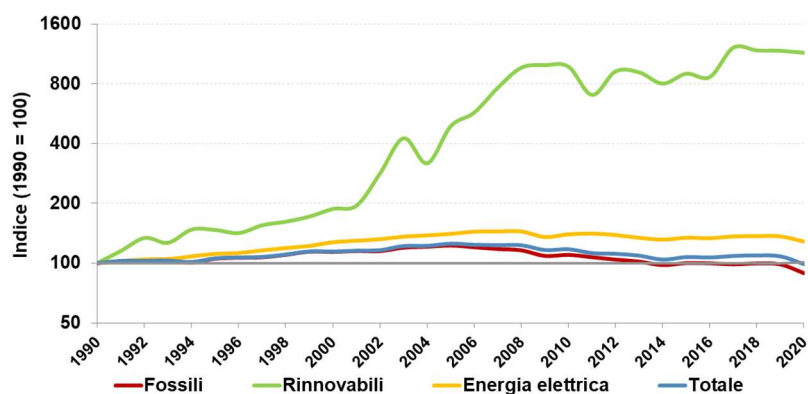


Figura 1.9 – *Variazione annuale dei consumi di energia finale, totali e per tipologia di vettore energetico. Indice riportato su scala logaritmica in base 2.*

La quota di energia elettrica sui consumi di energia finale mostra un costante incremento dal 1990 fino al 2014 per stabilizzarsi negli anni successivi intorno al 22,1%. Nel 2020 si registra un ulteriore crescita della quota di energia elettrica al 23%.

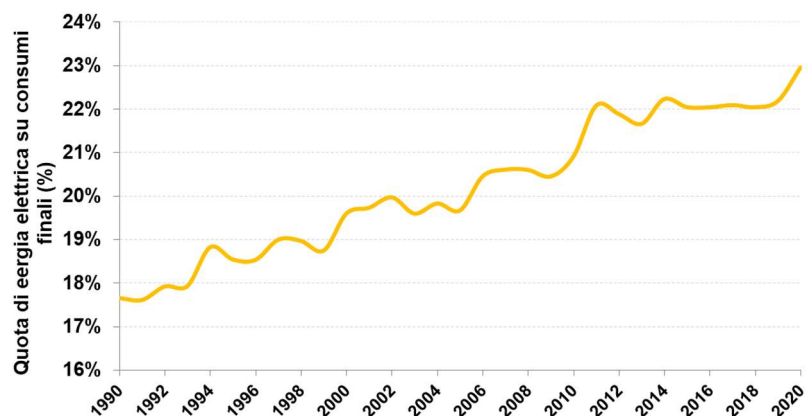


Figura 1.10 – *Andamento della quota di consumi di energia elettrica sui consumi finali di energia.*

Il confronto dei consumi di energia elettrica rispetto ai consumi finali tra i diversi settori mostra che i servizi hanno la quota più elevata, con un rilevante incremento dal 2008. Dal 2014 al 2016 i consumi elettrici rappresentano più del 50% dei consumi finali del settore. Nel 2020 l'elettificazione dei servizi scende al 39,1%. Tale diminuzione è essenzialmente dovuta al considerevole incremento di consumi finali di calore ambientale da pompe di calore che negli anni precedenti al 2017 non comparivano nel bilancio. Al netto di tali consumi l'elettificazione del settore nel 2020 è del 45,6%, ma conserva l'andamento decrescente dal 2017. L'industria mostra un tasso di elettificazione dei consumi finali in crescita dal 1990, con una evidente accelerazione dal 2005. In questo settore i consumi elettrici nel 2020 sono il 42,3% dei consumi finali. Il livello di elettificazione del settore residenziale non mostra variazioni rilevanti (18,6% nel 2020), mentre per i trasporti si registra un significativo incremento dal 1990 ma con valori intorno al 3%. Il settore dell'agricoltura e pesca, analogamente all'industria, presenta un continuo aumento della quota di consumi elettrici (18,3% nel 2020).

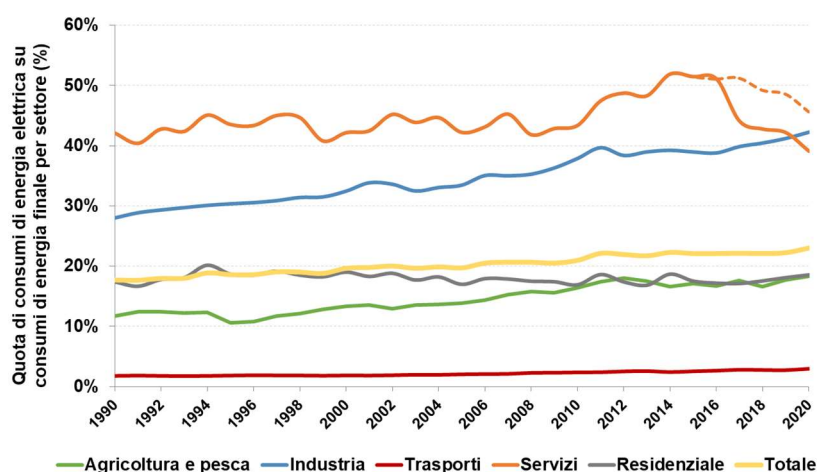


Figura 1.11 – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale per settore. Per i servizi è riportata anche la quota al netto dei consumi finali per calore ambientale da pompe di calore (linea tratteggiata dal 2017).

Nei seguenti grafici è riportato l'andamento della quota di consumi elettrici sui consumi finali a livello settoriale con il relativo livello di significatività statistica dell'andamento della serie temporale con il test di Mann-Kendall (Figura 1.12). Il settore civile (servizi e residenziale) è il solo settore il cui andamento non ha significatività statistica e nel settore residenziale si registra addirittura una debole relazione negativa. Negli altri settori l'incremento della quota di consumi elettrici è altamente significativo ($p < 0,01$). L'andamento positivo dell'elettificazione dei consumi finali totali è prevalentemente trainato dal settore industria sia per la rilevante quota relativa di consumi del settore sia per il valore assoluto dei consumi elettrici.

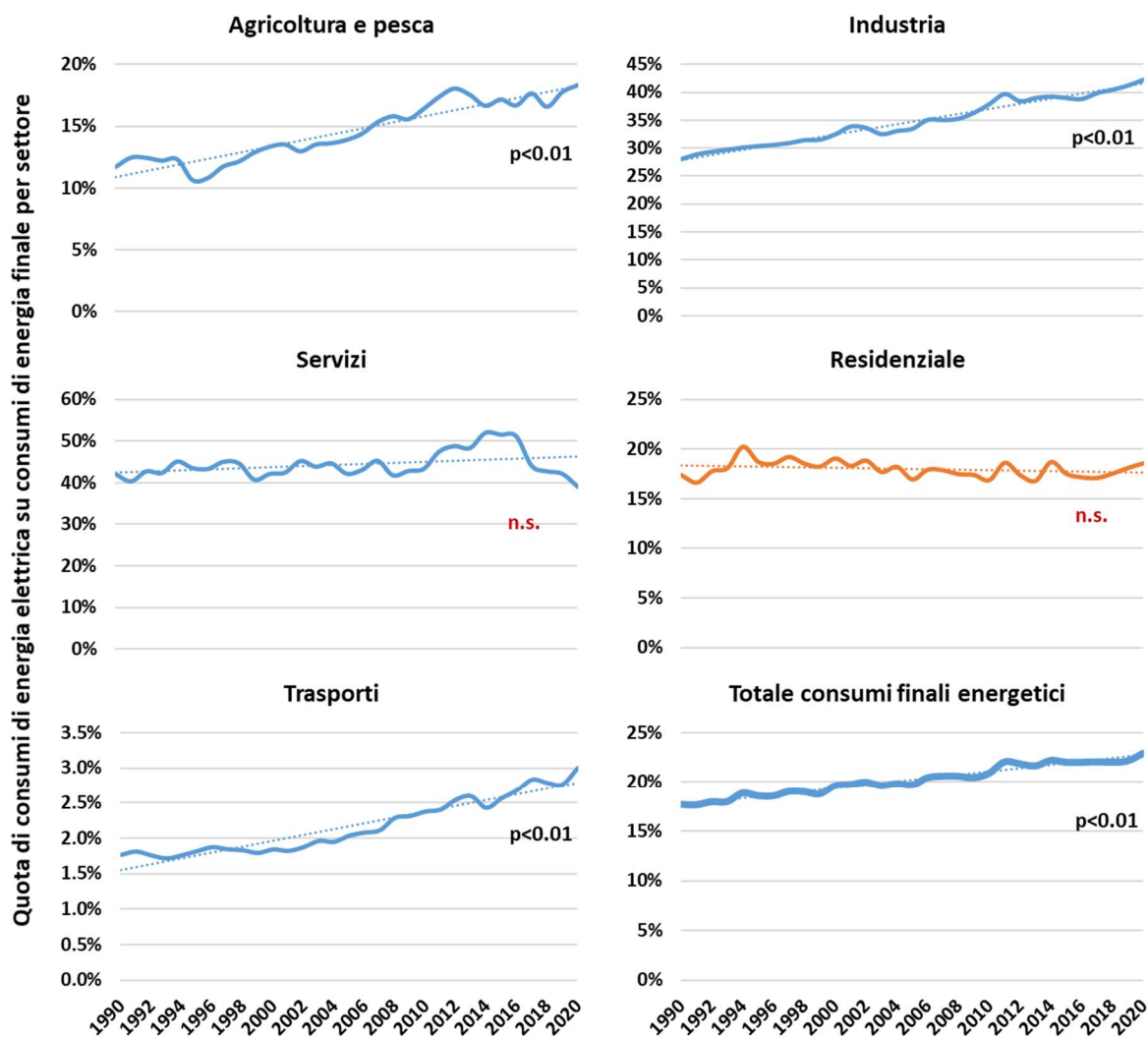


Figura 1.12 – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale per settore. È riportato il livello di significatività statistica dell'andamento con il test di Mann-Kendall.

Un ulteriore dettaglio dei consumi energetici del settore industria è riportato in Figura 1.13 che illustra la quota di consumi di energia finale nei vari comparti nel 1990 e nel 2020 e in Figura 1.14 che mostra l'andamento della quota di consumi elettrici dal 1990 al 2020.

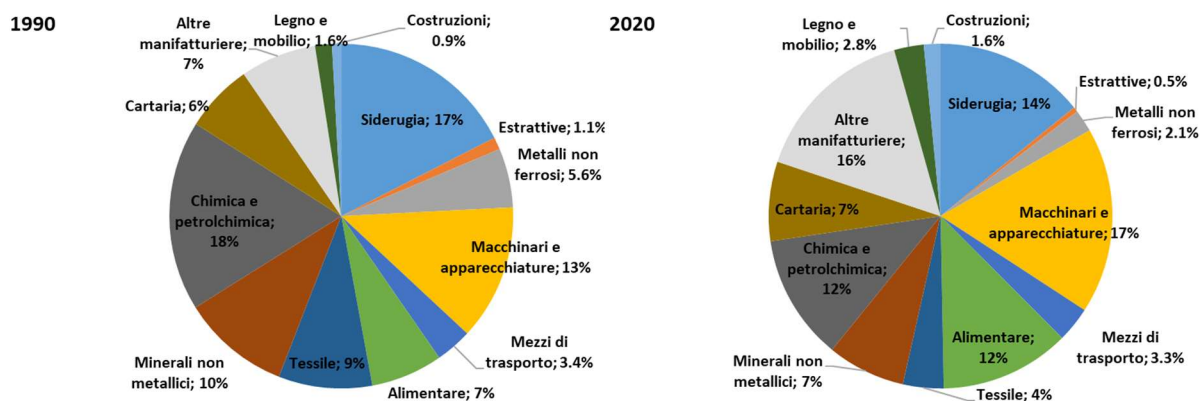


Figura 1.13 – Quota dei consumi di energia finale dei settori industriali nel 1990 e 2020.

Le industrie manifatturiere nel 2020 rappresentano più del 98% dei consumi energetici finali dell'industria, il resto è rappresentato dalle costruzioni. Le industrie manifatturiere hanno una quota di elettrificazione in costante aumento dal 1990, da 27,8% nel 1990 a 42,3% nel 2020. Il comparto delle costruzioni presenta un andamento piuttosto variabile senza una direzione statisticamente significativa dal 1990. L'andamento mostra un incremento fino all'81% nel 2009, prima del repentino crollo dei consumi del settore e della relativa elettrificazione. Dal 2014 l'elettrificazione dei consumi del comparto torna a crescere fino al 41,9% nel 2020 ma resta inferiore ai livelli massimi registrati e ai valori del 1990.

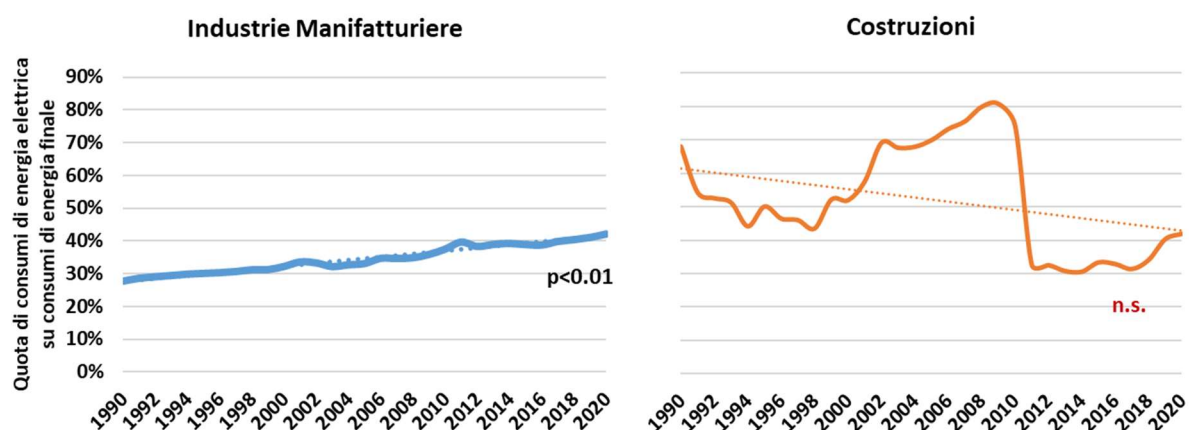


Figura 1.14 – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale nelle industrie manifatturiere e nelle costruzioni. È riportato il livello di significatività statistica dell'andamento con il test di Mann-Kendall.

I vari comparti industriali mostrano quote di consumi elettrici e andamenti molto eterogenei che in alcuni casi sono in controtendenza (Figure 1.15a-b). La quota dei consumi elettrici nel 2020 va da 17,6% per il settore dei minerali non metallici a 81% per il comparto anche merceologicamente eterogeneo delle altre industrie manifatturiere. Per il comparto tessile si osserva una oscillazione del livello di elettrificazione dei consumi senza un particolare andamento.

I comparti che fanno registrare un andamento decrescente della quota di consumi elettrici (estrattive, metalli non ferrosi, mezzi di trasporto, legno e mobilio, costruzioni) consumano nel 2020 il 8,6% dei consumi di energia finale e il 10,2% dei consumi elettrici del settore industria e costruzioni, mentre nel 1990 le quote erano rispettivamente 4,6% e 12,6%.

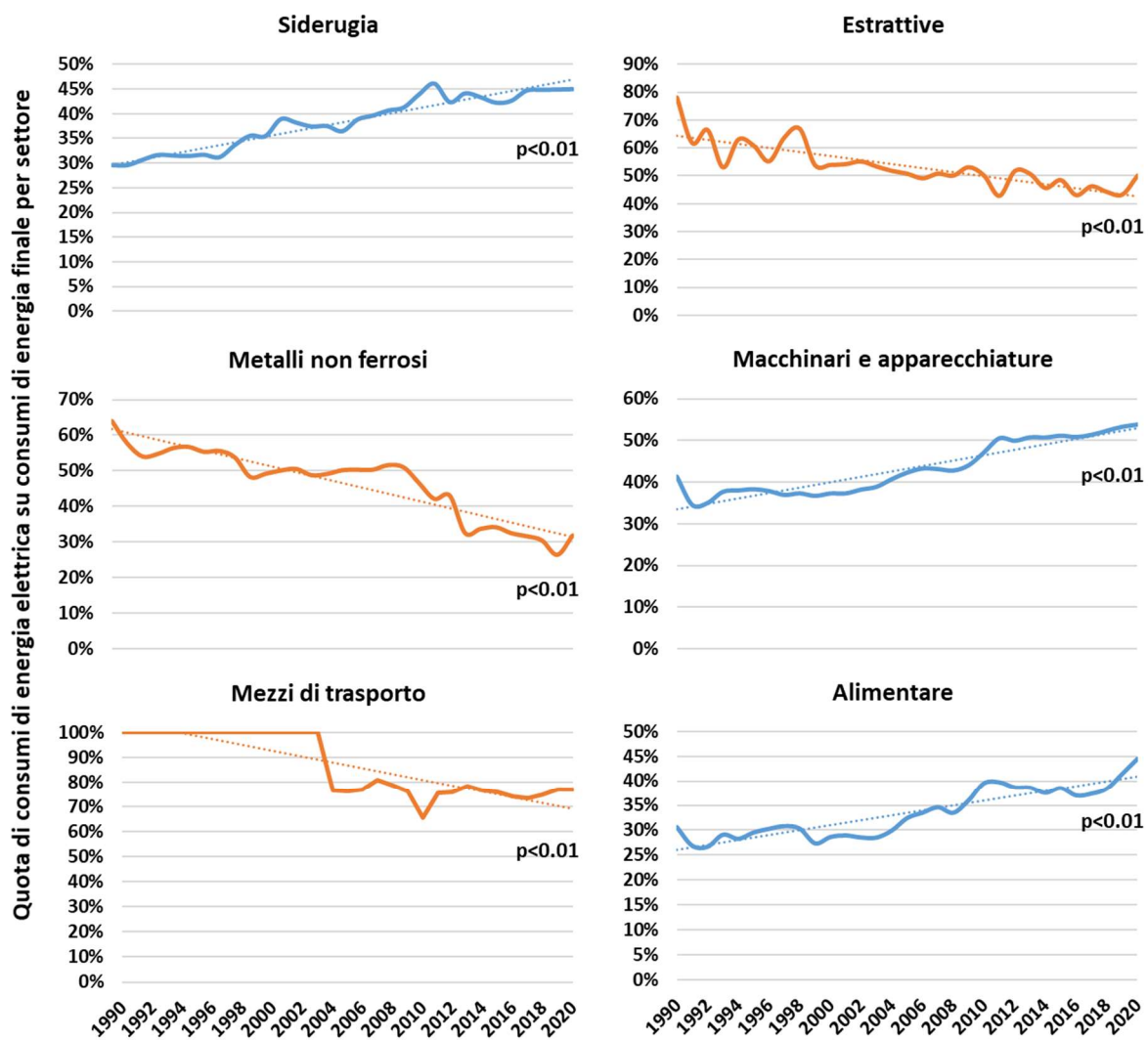


Figura 1.15a – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale per settore nell'industria. È riportato il livello di significatività statistica dell'andamento con il test di Mann-Kendall.

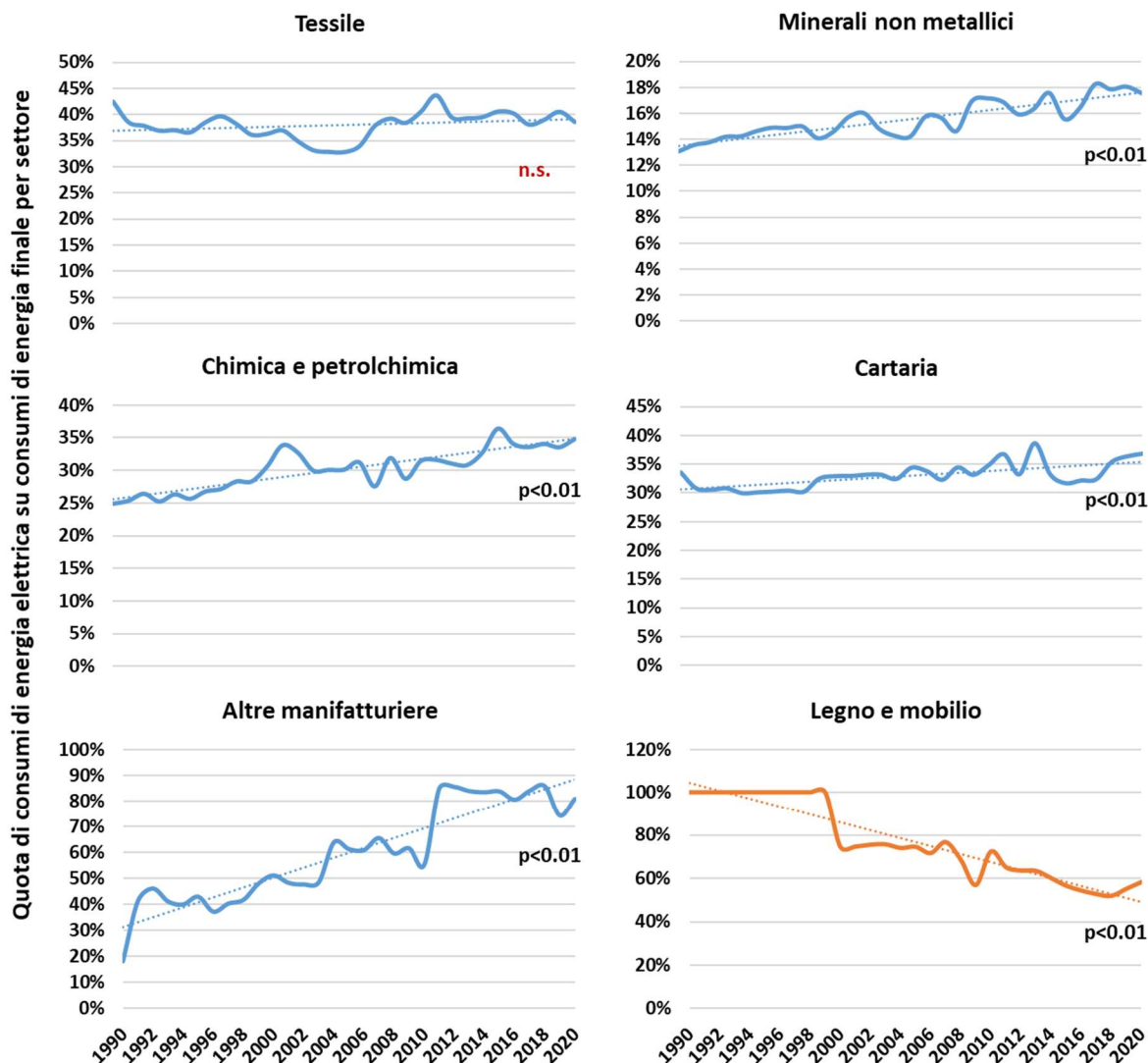


Figura 1.15b – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale per settore nell'industria. È riportato il livello di significatività statistica dell'andamento con il test di Mann-Kendall.

1.3 Emissioni di gas serra

Le emissioni atmosferiche di gas ad effetto serra sono comunicate annualmente da ISPRA a UNFCCC con la pubblicazione del *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2020* (ISPRA, 2022[a]). Le emissioni atmosferiche di gas climalteranti mostrano un andamento crescente dal 1990 al 2005, successivamente si osserva un declino che in seguito agli effetti della crisi economica ha subito una ulteriore accelerazione. Nel 2009 il declino è stato particolarmente ripido (-9,8% rispetto al 2008).

Nel 2020 le emissioni nazionali, pari a 381,2 Mt CO_{2eq}, hanno subito una riduzione del 8,9% rispetto all'anno precedente in seguito al *lockdown* delle attività economiche per contenere la pandemia di SARS-CoV-2. Le emissioni nel 2020 si riducono del 26,7% e del 35,5% dal 1990 e 2005, rispettivamente. La diminuzione dal 2005 ha riguardato tutti i settori, sebbene con tassi differenti. Parallelamente all'andamento dei consumi energetici è possibile osservare come le emissioni associate alle attività industriali (industrie energetiche, manifatturiere, costruzioni e processi industriali) abbiano subito un declino particolarmente ripido dal 2005. Le emissioni dell'industria manifatturiera e costruzioni mostrano una contrazione del 50,4% dal 2005 al 2020. Le emissioni dei trasporti mostrano una costante crescita con inversione di tendenza solo dopo il 2007. Nel 2020 le emissioni del settore sono diminuite del 33,4% rispetto al 2005 e del 16,4% rispetto al 1990. Il settore civile (residenziale e servizi) mostra una riduzione delle emissioni dal 2005 (-17,7%), con una differenza notevole tra

residenziale e servizi. Mentre le emissioni del settore residenziale si riducono del 24,6%, nei servizi si ha un incremento del 0,5%. Le stime preliminari di ISPRA (2022[b]) mostrano un incremento delle emissioni totali del 4,6% nel 2021 rispetto all'anno precedente (399 Mt CO_{2eq}).

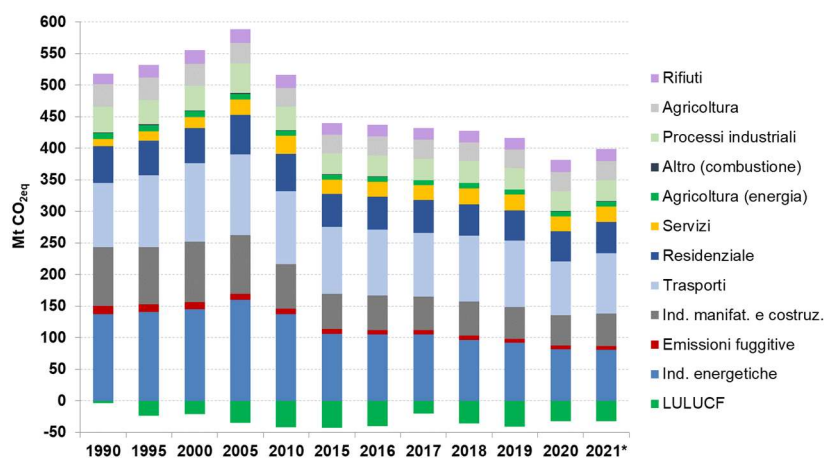


Figura 1.16 – Emissioni di gas ad effetto serra per settore. Il settore agricoltura e pesca è riportato come agricoltura e le emissioni sono distinte da combustione (energia) e da processo. Per il 2021 sono riportate le stime preliminari elaborate da ISPRA.

Le industrie energetiche, insieme alle emissioni fuggitive, rappresentano il 23% delle emissioni totali nel 2020, seguite dal settore dei trasporti con il 22,4% e dal settore civile con il 18,7%. I settori menzionati, insieme alle industrie manifatturiere e costruzioni e alle emissioni da combustione dell'agricoltura e pesca, rappresentano le emissioni di origine energetica che nel 2020 costituiscono il 78,4% delle emissioni di gas ad effetto serra nazionali (81,8% nel 1990). Dopo un picco raggiunto nel 2008 la quota di emissioni energetiche è diminuita soprattutto a causa della diminuzione delle emissioni dalle industrie energetiche e manifatturiere.

Tabella 1.6 – Emissioni di gas ad effetto serra per settore (Mt CO_{2eq}).

Settori	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ% 1990-2020
Industrie energetiche	137,6	140,6	144,9	159,9	137,5	106,1	105,0	105,1	96,1	91,9	81,8	-40,6%
Emissioni fuggitive	13,1	12,4	11,1	9,8	8,9	8,0	7,3	7,3	6,9	6,6	6,0	-54,3%
Ind. manif. e costruz.	92,3	90,3	96,4	92,4	70,2	55,6	54,4	53,2	54,3	50,0	45,9	-50,3%
Trasporti	102,2	114,3	123,8	128,3	115,5	106,1	104,9	100,8	104,3	105,3	85,4	-16,4%
Residenziale	57,8	55,0	56,1	62,9	59,3	51,6	51,8	51,6	49,9	48,2	47,4	-17,9%
Servizi	12,0	14,2	17,5	23,8	28,7	23,2	23,7	23,7	25,4	24,8	23,9	98,9%
Agricoltura (energia)	9,1	9,6	8,9	9,3	8,1	7,7	7,8	7,8	8,2	7,8	7,9	-14,0%
Altro (combustione)	1,1	1,6	0,9	1,3	0,7	0,5	0,5	0,3	0,4	0,5	0,6	-43,8%
Processi industriali	40,4	38,3	39,1	47,2	37,0	33,2	33,5	33,7	34,6	34,0	31,0	-23,2%
Agricoltura	36,9	37,6	36,7	34,2	31,6	31,2	32,1	31,7	31,5	31,4	32,7	-11,4%
Rifiuti	17,3	20,0	21,9	21,9	20,4	18,5	18,3	18,2	18,1	17,9	18,6	7,7%
LULUCF	-3,6	-24,0	-21,1	-35,2	-41,5	-43,1	-40,2	-19,9	-35,5	-40,7	-32,4	788,2%
Totale senza LULUCF	519,9	533,9	557,3	590,9	517,8	441,8	439,3	433,5	429,6	418,4	381,2	-26,7%

Di seguito sono riportati i tassi di variazione media annua delle emissioni per i diversi settori. Dal confronto dei tassi a cavallo del 2005 è evidente l'inversione di tendenza delle emissioni per tutti i settori, fatte salve le emissioni fuggitive che mostrano un costante declino fin dal 1990. Lo stesso può dirsi delle emissioni da processo dell'agricoltura sebbene i tassi di riduzione siano molto contenuti.

Tabella 1.8 – Tasso di variazione media annua delle emissioni di gas serra per settore nei periodi indicati.

Settori	Tasso medio annuo		
	1990-2005	2005-2020	1990-2020
Industrie energetiche	1,0%	-4,4%	-1,7%
Emissioni fuggitive	-2,0%	-3,2%	-2,6%
Industria manifatturiera e costruzioni	0,0%	-4,6%	-2,3%
Trasporti	1,5%	-2,7%	-0,6%
Residenziale	0,6%	-1,9%	-0,7%
Servizi	4,7%	0,0%	2,3%
Agricoltura e pesca (energia)	0,1%	-1,1%	-0,5%
Altro (combustione)	1,0%	-4,7%	-1,9%
Processi industriali	1,0%	-2,8%	-0,9%
Agricoltura	-0,5%	-0,3%	-0,4%
Rifiuti	1,6%	-1,1%	0,2%
LULUCF	16,3%	-0,6%	7,6%
Totale senza LULUCF	0,9%	-2,9%	-1,0%

Dai seguenti grafici emerge chiaramente come la struttura emissiva dei settori sia cambiata. A fronte di una quota relativa delle emissioni dalle industrie energetiche piuttosto costante e in diminuzione solo dal 2012, è evidente un costante incremento del contributo delle emissioni dal settore dei servizi e dei trasporti, bilanciato da una contrazione della quota di emissioni dall'industria manifatturiera e costruzioni. I restanti settori, emissioni fuggitive e da processo (comprehensive delle emissioni da processi industriali, agricoltura e rifiuti), rappresentano circa un quinto delle emissioni totali.

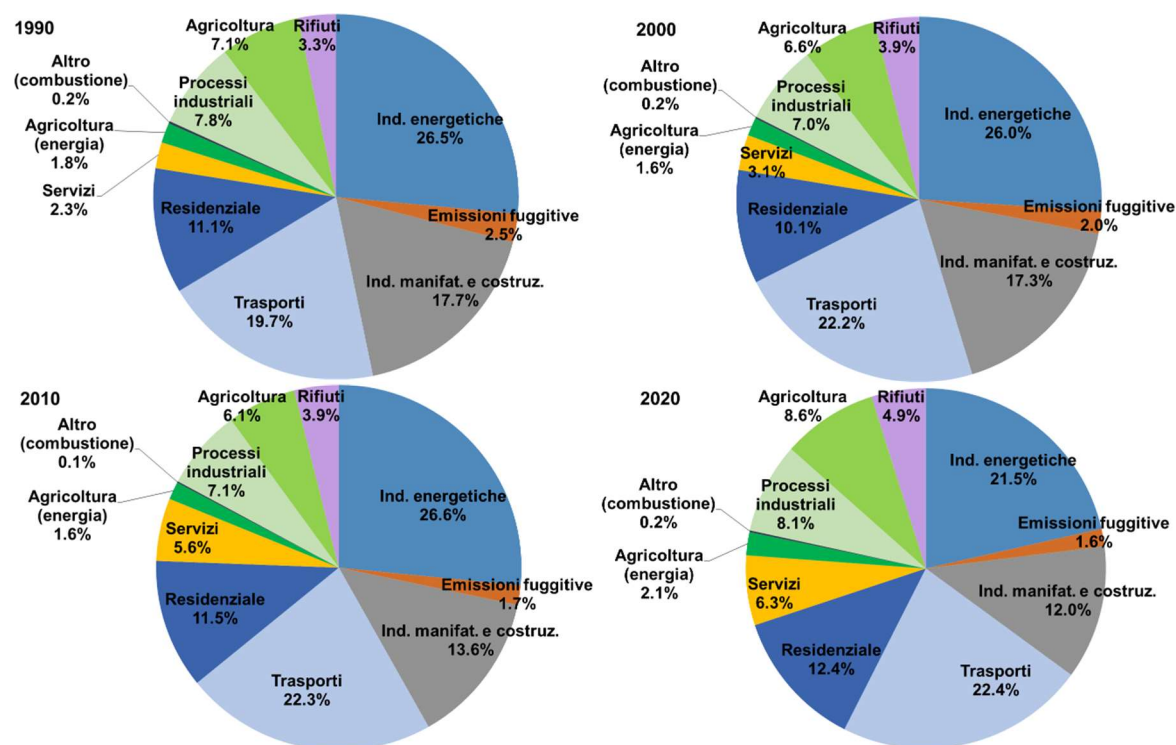


Figura 1.17 – Distribuzione delle emissioni di gas a effetto serra per settore.

Le emissioni settoriali si riferiscono alle emissioni dirette. Non sono considerate le emissioni indirette dovute alla quota di consumi di energia elettrica proveniente dalla rete. Tali emissioni sono in capo al settore elettrico (settore 1.A.1.a delle industrie energetiche nei CRF, *Common Reporting Format*, trasmessi annualmente da ISPRA al segretariato UNFCCC). Le emissioni dell'industria manifatturiera comprendono anche le emissioni dovute all'autoproduzione di energia elettrica. Esula dallo scopo

del presente lavoro l'attribuzione delle emissioni indirette ai settori produttivi, tuttavia per fornire indicazioni dell'incidenza delle emissioni indirette sono state calcolate a livello nazionale le emissioni da consumi elettrici settoriali in base ai fattori di emissione per consumo di energia elettrica elaborati da ISPRA (2022[c]) e presentati nel successivo capitolo. Gli autoconsumi sono stati elaborati a partire dal dato di autoproduzione nazionale pubblicato da TERNA. L'energia utilizzata per i servizi ausiliari e destinata ai pompaggi è stata calcolata con la stessa quota della produzione lorda nazionale. Per l'autoconsumo, attribuito interamente al settore industria, non è stato considerato alcun contributo del saldo import/export o perdita di rete.

Di seguito sono riportate le emissioni stimate da consumo elettrico nei vari settori:

Tabella 1.7 – Emissioni di gas ad effetto serra da consumi elettrici per settore (Mt CO_{2eq}).

Settori	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Agricoltura e pesca	2,5	2,2	1,8	1,8	1,9	1,7	1,6	1,6
Industria	72,0	54,3	38,8	38,9	39,1	35,9	34,9	32,2
<i>di cui da autoconsumo</i>	8,6	8,9	5,8	5,6	5,9	6,2	5,8	6,0
Servizi	39,3	37,7	32,7	32,6	32,6	30,1	27,4	22,1
<i>di cui trasporti (+immagazzinamento)</i>	4,6	4,2	3,4	3,5	3,5	3,3	3,2	2,6
Residenziale	31,4	27,3	21,0	20,4	20,4	18,5	17,8	17,0
Totale	145,2	121,5	94,3	93,5	94,0	86,2	81,8	72,9

A fronte della riduzione delle emissioni di gas serra da consumi elettrici registrata in tutti i settori, si osserva che la quota emissiva del settore industria è passata dal 49,6% nel 2005 al 44,2% nel 2020. Nello stesso periodo la quota dei servizi è cresciuta dal 23,8% al 26,7%. Agricoltura e trasporti mostrano lievi incrementi delle rispettive quote. Il settore residenziale passa da 21,6% a 23,3% con ampie oscillazioni.

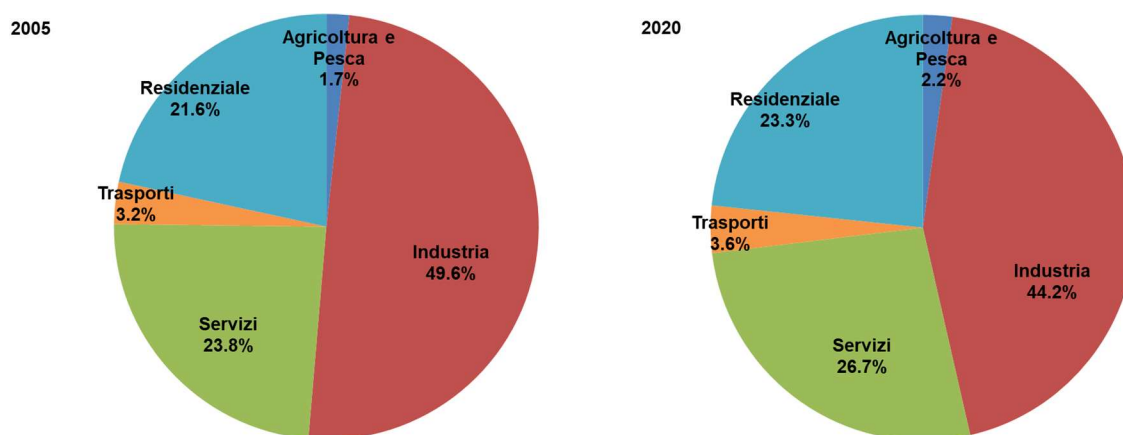


Figura 1.18 – Quota delle emissioni da consumo di energia elettrica per settore.

Complessivamente nel 2005 le emissioni di gas serra dovute alla produzione di energia elettrica rappresentavano il 24,6% delle emissioni nazionali, mentre nel 2020 la quota scende al 19%.

Dal 1990 al 2020 le emissioni nazionali di gas serra pro capite passano da 9,2 t CO_{2eq} a 6,4 t CO_{2eq} con una riduzione del 30,3% e un tasso medio annuo di -1,2%. Il picco di emissioni pro capite è stato raggiunto nel 2004 con 10,3 t di CO_{2eq} per abitante, successivamente si osserva un rapido declino, dovuto al concomitante incremento della popolazione residente e alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Le emissioni pro capite dal 2005 al 2020 si riducono con un tasso medio annuo del -3,1%.

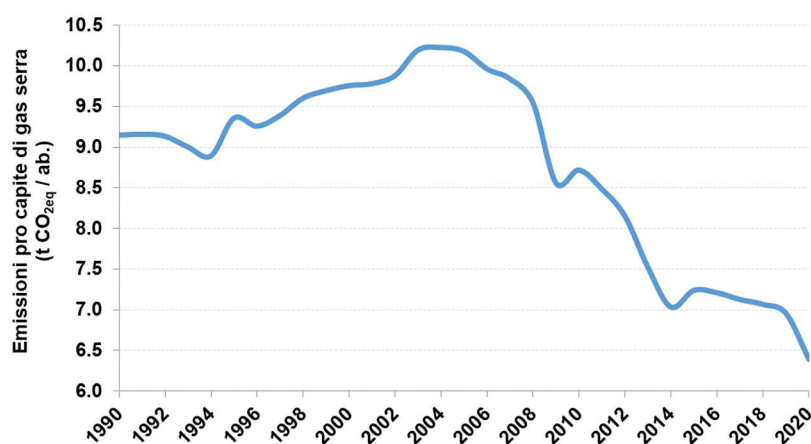


Figura 1.19 – Andamento delle emissioni pro capite di gas a effetto serra.

L'inversione di tendenza delle emissioni atmosferiche nazionali è evidente già pochi anni prima del periodo in cui la crisi economica ha fatto sentire i suoi effetti. Gli andamenti del prodotto interno lordo (Figura 1.20) e del valore aggiunto dei principali settori produttivi (Figura 1.21) mostrano che il 2008 è il primo anno con una significativa contrazione della ricchezza prodotta.

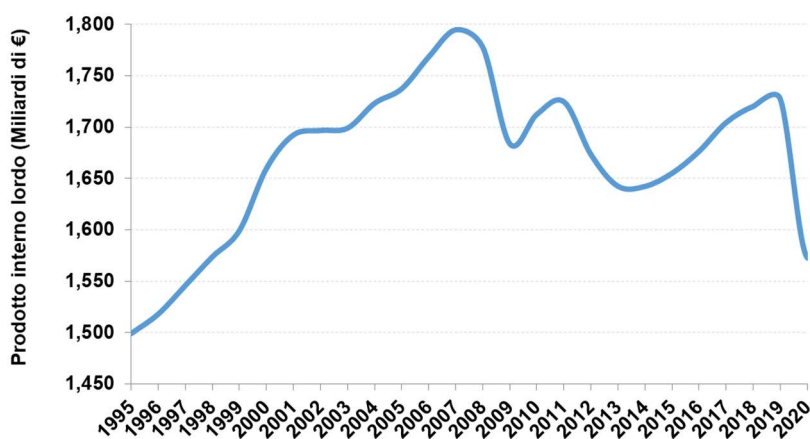


Figura 1.20 - Andamento del prodotto interno lordo.

Nel seguente grafico si nota come l'industria sia stata particolarmente colpita dalla crisi economica. In tale settore si registra una riduzione del valore aggiunto nel periodo 2007-2014 del 21% con una ripresa negli ultimi anni (+9,2% dal 2014 al 2019; percentuali calcolate per il settore industria al netto del contributo del settore energetico), seguita da un repentino crollo nel 2020 (-10,2% rispetto al 2019). I servizi mostrano un andamento analogo sebbene abbiano risentito meno degli effetti della crisi economica dal 2007 al 2014 e del *lockdown* nel 2020. Nell'ultimo anno la contrazione è stata del 7,5% rispetto al 2019. Il settore delle costruzioni mostra una netta caduta del valore aggiunto e deboli segni di ripresa negli ultimi anni interrotta nel 2020 quando il settore ha perso il 6,4% del valore aggiunto del 2019. Il valore aggiunto dell'agricoltura mostra oscillazioni non direttamente correlabili con gli effetti della crisi economica e nel 2020 registra una riduzione del 6,3% rispetto al 2019.

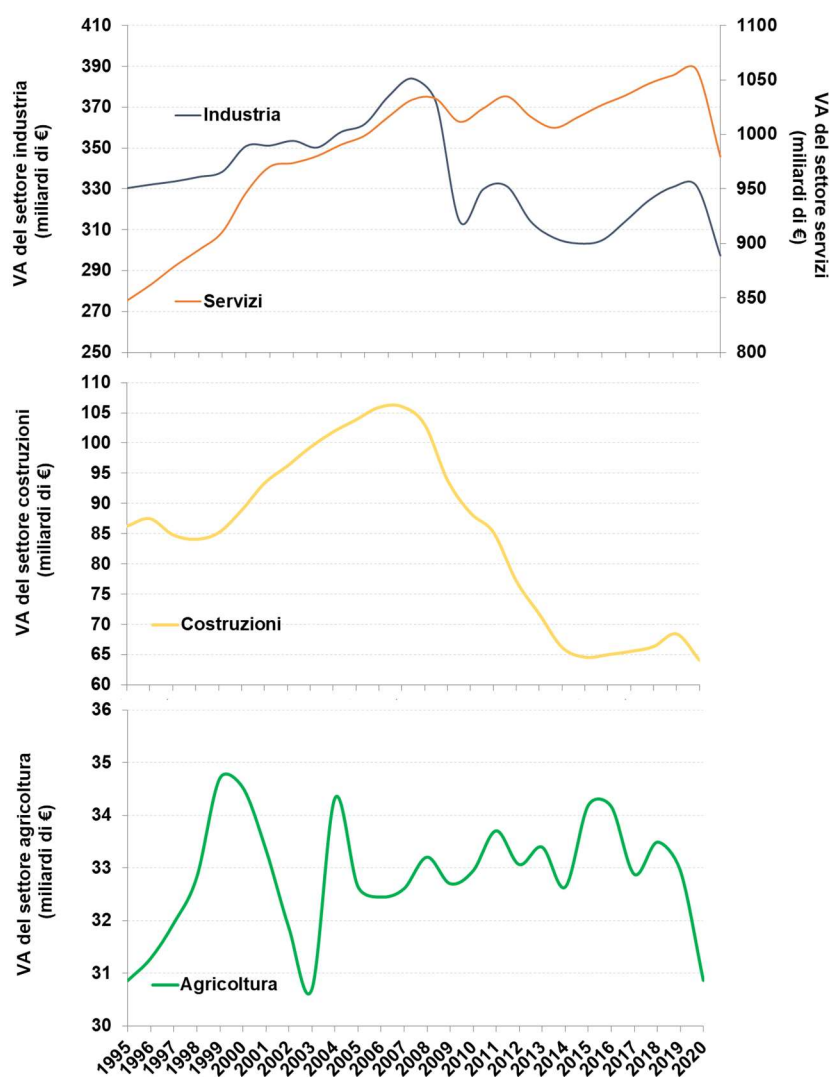


Figura 1.21 – Andamento del valore aggiunto dei settori industria, servizi, costruzioni e agricoltura.

In concomitanza con la riduzione del prodotto interno lordo dal 2008 si registra l'accelerazione del tasso medio annuo di riduzione delle emissioni, soprattutto nelle industrie energetiche, manifatturiere e delle costruzioni.

1.4 Indicatori energetici e economici

Per valutare la relazione tra consumi energetici, attività produttive ed emissioni atmosferiche di gas a effetto serra è possibile analizzare gli andamenti del consumo interno lordo di energia, del prodotto interno lordo e delle emissioni atmosferiche di CO₂eq.

In Figura 1.22 si nota che il prodotto interno lordo (PIL) e il consumo interno lordo di energia (CIL) hanno un andamento pressoché parallelo fino al 2005. Successivamente le due curve divergono mostrando un disaccoppiamento sempre più accentuato tra i due parametri. Il confronto dell'andamento delle emissioni di gas serra e del PIL mostra che fino al 2005 la crescita delle emissioni è stata più lenta di quella dell'economia, mettendo in evidenza un disaccoppiamento relativo tra le due variabili². Dopo

² Se la variabile economica mostra una crescita positiva, si dice che si verifica un "disaccoppiamento assoluto" se il tasso di crescita della variabile ambientale è pari a zero o negativo. Si dice invece che si verifica un "disaccoppiamento relativo" se

il 2005 la divergenza tra i due parametri diventa sempre più accentuata con un disaccoppiamento assoluto fino al 2019.

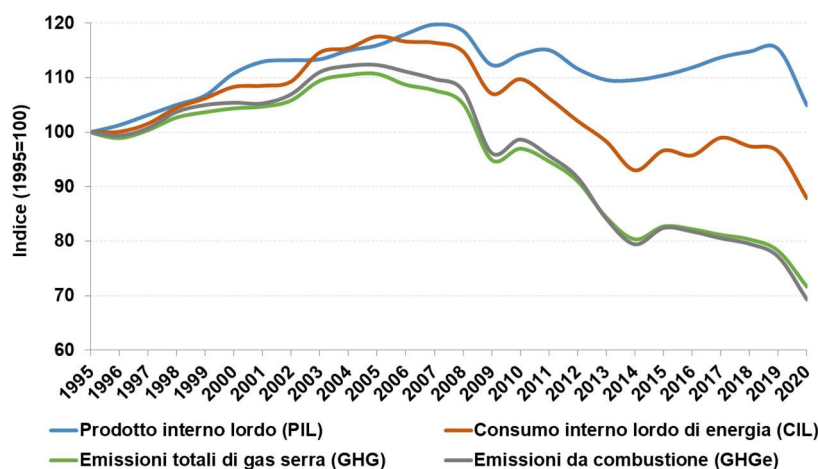


Figura 1.22 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 del prodotto interno, del consumo interno lordo di energia e delle emissioni di gas ad effetto serra totali e da processi energetici.*

Il disaccoppiamento è reso evidente dall'andamento decrescente dell'intensità energetica, ovvero il rapporto tra consumo interno lordo e prodotto interno lordo dal 2005 (Figura 1.23). L'andamento decrescente delle emissioni di gas serra di origine energetica per unità di consumo di energia primaria (intensità di carbonio) è dovuto principalmente alla sostituzione di combustibili a più alto contenuto di carbonio con il gas naturale, principalmente nel settore della produzione di energia elettrica e nell'industria, e all'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili negli ultimi anni.

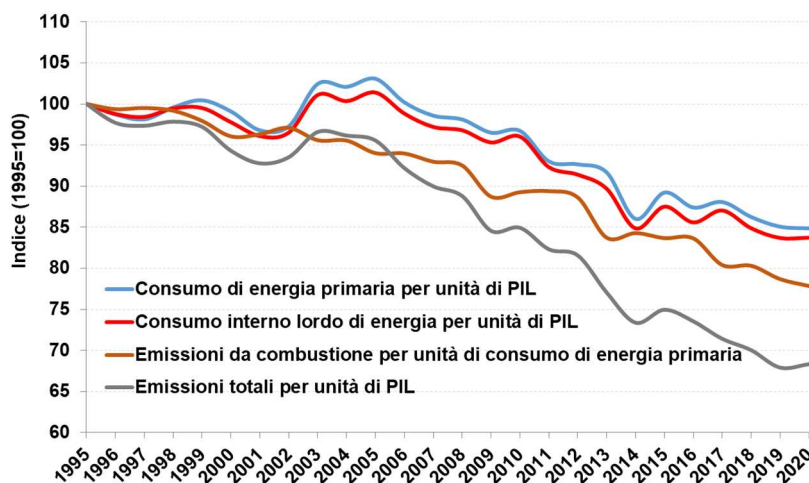


Figura 1.23 – *Variazione rispetto al 1995 del consumo interno lordo e del consumo di energia primaria per unità di PIL, delle emissioni totali di gas serra per unità di PIL e delle emissioni da processi energetici per unità di consumo di energia primaria.*

il tasso di crescita della variabile ambientale è positivo, ma inferiore al tasso di crescita della variabile economica (OECD, 2002)

Gli andamenti osservati per il consumo di energia primaria sono confermati anche per il consumo di energia finale (al netto degli usi non energetici) per unità di PIL e dalle emissioni per unità di energia finale (Figura 1.24).

Dal 2002 al 2003 è evidente un rilevante incremento del consumo di energia primaria e finale per unità di PIL. I consumi primari aumentano del 5,4% a fronte di un incremento del PIL di appena il 0,1%. I fattori che concorrono a tale andamento sono diversi tra cui un incremento dei consumi finali del 9,9% nel settore residenziale, non caratterizzato da attività economiche che contribuiscono al PIL. Inoltre, i consumi finali del settore industria aumentano del 4,4%, tale incremento è dovuto principalmente alle attività maggiormente energivore come siderurgia e minerali non metallici.

Dopo il periodo 2003-2005 si registra una continua diminuzione dell'intensità energetica primaria e finale per unità di ricchezza prodotta e dell'intensità di carbonio per unità di energia primaria e finale consumata.

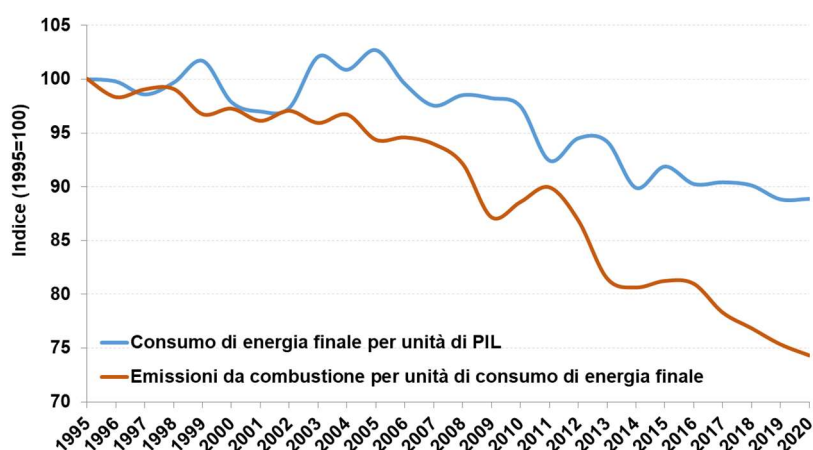


Figura 1.24 - Variazione rispetto al 1995 del consumo di energia finale per unità di PIL e delle emissioni di gas serra da processi energetici per unità di consumo energetico finale.

Nel periodo 1995-2020 il consumo interno lordo di energia per unità di PIL passa da 107,5 tep/M€ a 90 tep/M€, con una riduzione del 16,3%. Nello stesso periodo le emissioni totali di gas serra per unità di PIL si riducono del 31,9%, passando da 356,1 t CO_{2eq}/M€ a 242,3 t CO_{2eq}/M€, mentre le emissioni da combustione per unità di energia primaria passano da 2,8 t CO_{2eq}/tep a 2,2 t CO_{2eq}/tep, con una riduzione del 22,7%. Tutti gli andamenti esaminati mostrano una riduzione altamente significativa al test di Mann-Kendall ($p < 0,001$).

Tabella 1.9 – Indicatori di efficienza e decarbonizzazione: intensità energetica totale, primaria e finale (tep/M€) e intensità di carbonio per ricchezza prodotta (t CO_{2eq}/M€) e per consumi di energia primaria e finale (t CO_{2eq}/tep). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * p<0,001.

Indicatori	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Consumo Interno Lordo di energia per PIL (tep/M€)	107,5	105,1	109,0	103,3	94,1	92,0	93,6	91,2	90,0	90,0	*
Consumo di energia primaria per PIL (tep/M€)	101,0	100,0	104,1	97,7	90,1	88,2	88,9	87,1	85,9	85,7	*
Consumo di energia finale per PIL (tep/M€)	73,7	72,1	75,7	71,8	67,7	66,5	66,6	66,4	65,5	65,5	*
Emissioni totali per PIL (t CO _{2eq} /M€)	356,1	335,7	340,1	302,3	266,9	262,0	254,3	249,7	242,2	242,3	*
Emissioni da combustione per PIL (t CO _{2eq} /M€)	283,8	270,1	275,0	245,2	211,9	207,6	201,0	196,7	190,1	186,2	*
Emissioni totali per CIL (t CO _{2eq} /tep)	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	*
Emissioni da combustione en. primaria (t CO _{2eq} /tep)	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	*
Emissione da combustione per en. finale (t CO _{2eq} /tep)	3,9	3,7	3,6	3,4	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	*

I tassi medi annuali di variazione degli indicatori considerati (Tabella 1.10) mostrano che dal 2005 c'è una accelerazione dell'intensità energetica e della decarbonizzazione dell'economia nazionale, mettendo ancora una volta in evidenza il crescente disaccoppiamento tra attività economica, consumo energetico ed emissioni atmosferiche di gas serra.

Tabella 1.10 – Tassi medi annuali degli indicatori di intensità energetica e intensità di carbonio.

Indicatori	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Consumo Interno Lordo di energia per PIL (tep/M€)	-0,4%	0,7%	-1,1%	-1,8%	-0,9%
Consumo di energia primaria per PIL (tep/M€)	-0,2%	0,8%	-1,3%	-1,6%	-1,0%
Consumo di energia finale per PIL (tep/M€)	-0,4%	1,0%	-1,0%	-1,2%	-0,7%
Emissioni totali per PIL (t CO _{2eq} /M€)	-1,2%	0,3%	-2,3%	-2,5%	-1,9%
Emissioni da combustione per PIL (t CO _{2eq} /M€)	-1,0%	0,4%	-2,3%	-2,9%	-2,6%
Emissioni totali per CIL (t CO _{2eq} /tep)	-0,7%	-0,5%	-1,3%	-0,6%	-1,0%
Emissioni da combustione energia primaria (t CO _{2eq} /tep)	-0,8%	-0,4%	-1,0%	-1,3%	-1,6%
Emissione da combustione per energia finale (t CO _{2eq} /tep)	-0,6%	-0,6%	-1,2%	-1,7%	-1,9%

Il disaccoppiamento tra consumi di energia e prodotto interno lordo determina si riflette nella diminuzione dell'intensità energetica nazionale. Le cause del disaccoppiamento possono essere molteplici e tra le principali si annovera la contrazione delle attività industriali, maggiormente energivore, a favore delle attività economiche dei servizi, caratterizzati da bassa intensità energetica.

In merito alle emissioni di gas serra per unità di energia consumata (primaria e finale), successivamente al 2005 si osserva un tasso di decremento più elevato dovuto essenzialmente all'aumento della quota di energia da fonti rinnovabili dal 2007.

La decarbonizzazione a livello settoriale può essere valutata attraverso il rapporto tra le emissioni di gas serra da processi energetici dai diversi settori e i relativi consumi energetici (intensità di carbonio). I consumi di energia per settore sono coerenti con le emissioni. In particolare le emissioni da industrie energetiche sono state attribuite al settore della trasformazione; le emissioni del settore civile (residenziale e servizi) comprendono le emissioni da agricoltura e pesca. I trasporti comprendono le emissioni e i consumi energetici da aviazione internazionale. I consumi energetici totali comprendono quindi i consumi della trasformazione e dell'aviazione internazionale ed escludono gli usi non energetici. L'intensità di carbonio diminuisce in tutti i settori dal 1990 al 2020. In particolare, le industrie energetiche mostrano un decremento dell'intensità di carbonio del 40,4% nel 2020 rispetto al 1990, passando da 4,8 t CO_{2eq}/tep a 2,8 t CO_{2eq}/tep; l'industria manifatturiera registra un valore di 1,9 t CO_{2eq}/tep nel 2020, con decremento del 29% rispetto al 1990. I trasporti sono il settore meno

reattivo con una intensità pari a 3 t CO_{2eq}/tep nel 2020, -6,2% rispetto al 1990 e valori piuttosto stabili dal 2016. Nel settore civile, insieme ad agricoltura e pesca, si registra il valore 1,6 t CO_{2eq}/tep, -24,6% rispetto al 1990 ma +2,1% rispetto al 2019 dovuto all'incremento della quota di energia dai rifiuti; la variazione osservata nell'ultimo anno resta nell'intervallo delle variazioni inter-annuali già registrate. Tutti gli andamenti esaminati presentano una riduzione altamente significativa al test di Mann-Kendall ($p < 0,001$).

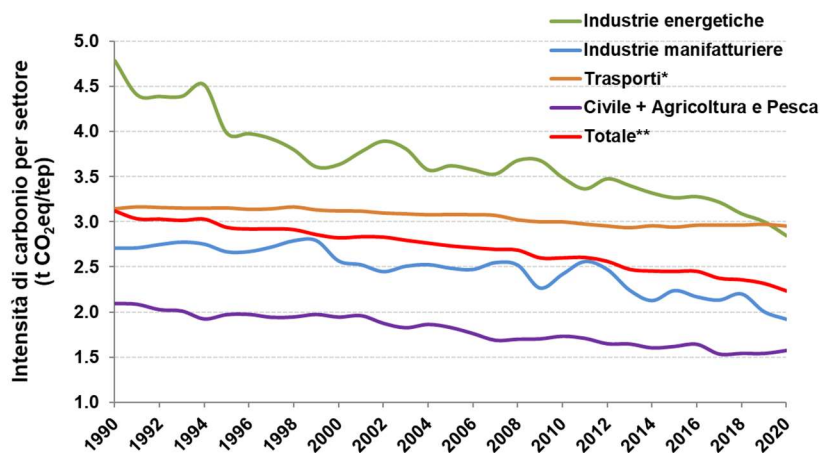


Figura 1.25 – Intensità di carbonio da consumi energetici. * inclusa aviazione internazionale; ** esclusi usi non energetici e inclusa aviazione internazionale.

Il valore medio dell'intensità di carbonio per settore mostra una marcata differenza tra i settori in relazione alla differente diffusione delle fonti rinnovabili e al differente livello di elettrificazione dei consumi finali. Complessivamente l'intensità di carbonio per i consumi considerati – pari al 95%±1,2% del consumo interno lordo dal 1990 al 2020 – è 2,2 tCO_{2eq}/tep (-28,4% rispetto al 1990).

1.4.1 Indicatori energetici ed economici a livello settoriale

La valutazione degli indicatori a livello settoriale necessita di una preliminare definizione dei parametri considerati per rendere comparabili gli stessi indicatori.

La corrispondenza tra emissioni atmosferiche, consumi energetici e valore aggiunto dei vari settori non è immediata e richiede alcune considerazioni in merito all'origine delle emissioni (da combustione, da processo, da autoconsumo di energia elettrica) e alla differente composizione dei parametri relativi al consumo di energia finale e di produzione di valore aggiunto, caratterizzati da diverse nomenclature settoriali. Le emissioni settoriali comprendono esclusivamente le emissioni dirette e da autoconsumo elettrico (per l'industria). Non sono considerate le emissioni dovute ai consumi di energia elettrica proveniente dalla rete. Gli indicatori proposti, al netto delle emissioni dei consumi di energia elettrica proveniente dalla rete, sono comparabili con gli analoghi indicatori elaborati per i diversi Stati dell'Unione Europea.

Nei confronti tra emissioni di gas serra e consumi finali di energia sono state considerate esclusivamente le emissioni di origine energetica, mentre nel confronto con il valore aggiunto sono state considerate anche le emissioni da processo per i settori industria e agricoltura.

Per il settore agricoltura, che comprende la pesca e la silvicoltura, è possibile stabilire una corrispondenza diretta tra consumi di energia finale, valore aggiunto prodotto dal settore ed emissioni atmosferiche di gas serra. Per il settore dei servizi il valore aggiunto è stato considerato al netto del contributo dei trasporti, per rendere comparabili il valore aggiunto, i consumi di energia e le emissioni di gas serra. Per quanto riguarda l'industria il valore aggiunto si riferisce alle attività dell'industria manifatturiera e delle costruzioni al netto del contributo della manifattura di coke e prodotti petroliferi e del contributo del settore elettrico. L'insieme considerato è comparabile con i consumi di energia finale

e le emissioni del settore industria, riconducibili alle sole attività dell'industria manifatturiera e delle costruzioni.

Gli andamenti delle emissioni di origine energetica, da processi e da altre fonti per i settori economici considerati, in termini di tasso di variazione rispetto al 1995, sono illustrati nella Figura 1.26. Per il settore industria fino al 2005 si osserva una sostanziale stabilità delle emissioni da origine energetica, mentre quelle da processo continuano ad aumentare. Successivamente al 2005 si nota la riduzione anche per le emissioni da processo. Nel settore agricoltura si osservano la riduzione delle emissioni sebbene con tassi di gran lunga inferiori a quelli osservati per l'industria. L'andamento totale delle emissioni del settore agricolo è largamente determinato dalle emissioni da processo. Nell'agricoltura le emissioni da processo (in gran parte dovute all'uso di fertilizzanti e alle emissioni di metano negli allevamenti) rappresentano il 79,9±0,6% delle emissioni del settore nel periodo 1995-2020, mentre le emissioni da processi industriali rappresentano il 33,6±4,2% delle emissioni di origine industriale (manifatturiere e costruzioni) con una quota crescente che va da 29,8% nel 1995 a 40,4% nel 2020 come conseguenza dei differenti tassi di riduzione delle emissioni da combustione e da processo. Nel settore dei servizi si osserva un rilevante incremento delle emissioni che nel 2010 raggiunge il proprio picco seguito da una significativa riduzione fino al 2014 e un successivo incremento fino al 2019.

Le emissioni riconducibili ai settori considerati per il confronto con il valore aggiunto rappresentano mediamente il 35±0,9% delle emissioni nazionali nel periodo 1995-2020, in diminuzione del 25,6% nello stesso periodo. Le emissioni da combustione si riducono del 32%, mentre quelle da processo si riducono del 16,1%. Le emissioni di gas serra da combustione considerate per il confronto con i consumi di energia finale dei rispettivi settori economici rappresentano mediamente il 20,9±1% delle emissioni nazionali nel periodo 1995-2020.

In Figura 1.26 è illustrata la variazione relativa delle emissioni settoriali rispetto al 1995. Le emissioni del settore agricoltura mostrano una riduzione costante dall'inizio del periodo considerato. Dal 2008 anche le emissioni dell'industria scendono sotto i livelli registrati nel 1995. Le emissioni dei servizi restano al di sopra del livello registrato nel 1995, sebbene con valori inferiori rispetto al picco registrato nel 2010.

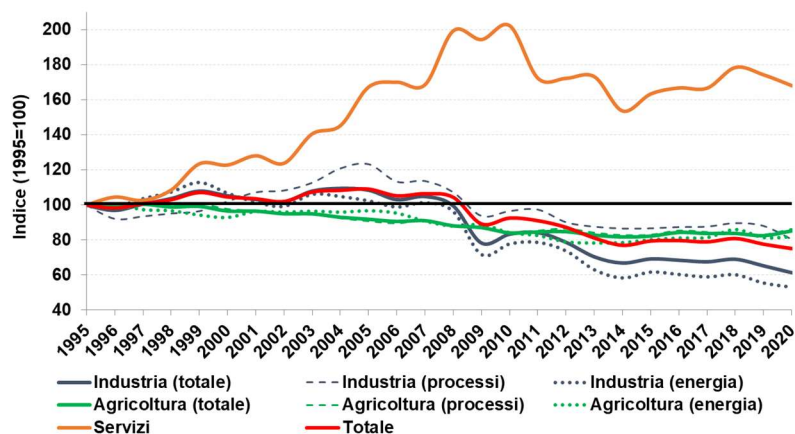


Figura 1.26 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 delle emissioni di gas serra dai settori economici.*

L'intensità energetica, consumo di energia per unità di valore aggiunto, mostra andamenti e livelli molto differenti nei vari settori (Figura 1.27). L'intensità dei servizi ha un andamento di lungo termine crescente ed è di gran lunga inferiore al livello registrato per industria e agricoltura. L'intensità dell'industria decresce dal 2003 fino al 2018, negli ultimi due anni si registra un incremento dei valori probabilmente legato al ciclo economico con una contrazione del valore aggiunto del settore. L'andamento dell'agricoltura è più variabile con una tendenza alla diminuzione interrotta dal 2013.

L'intensità energetica aggregata diminuisce del 13,9% nel periodo 1995-2020, quale risultato della riduzione osservata per l'industria (-21,8%) e per l'agricoltura (-9%). Tuttavia nel 2014 l'andamento decrescente si interrompe e nel 2020 si registra un incremento del 6,4% rispetto al 2014.

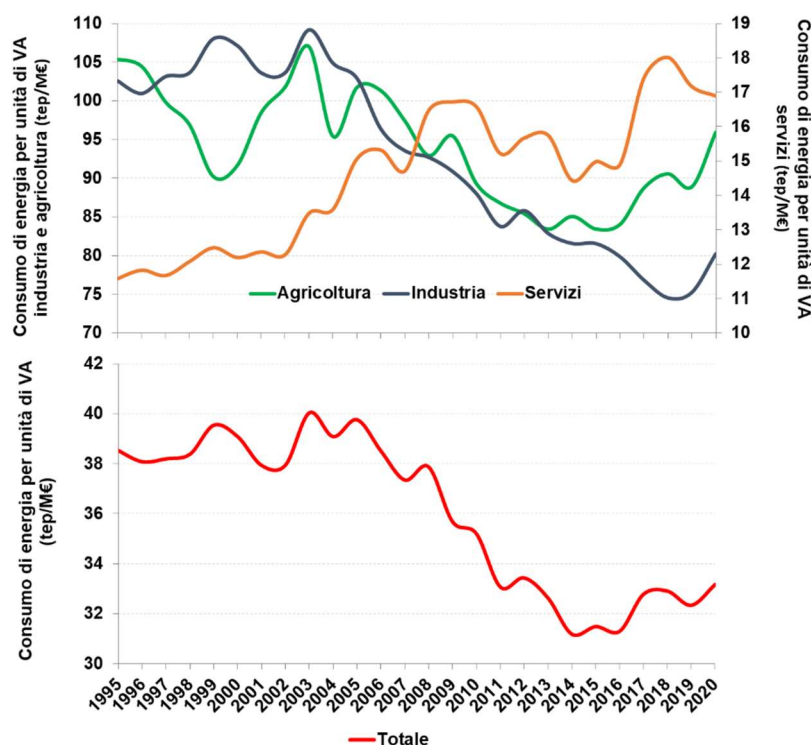


Figura 1.27 – Andamento dell'intensità energetica (energia finale) per i settori economici e dell'intensità energetica aggregata.

La diminuzione dell'intensità energetica aggregata fino al 2014 è trainata dall'andamento dell'indicatore nell'industria ed è solo in parte dovuta alla contrazione della quota relativa di valore aggiunto industriale a favore dei servizi (Figura 1.28), caratterizzati da intensità energetica inferiore. L'intensità energetica dei servizi presenta un andamento di lungo termine crescente. È tuttavia utile sottolineare che il balzo registrato nel settore tra 2016 e 2017 è dovuto al conteggio del calore ambientale da pompe di calore che comporta un rilevante aumento dei consumi finali del settore.

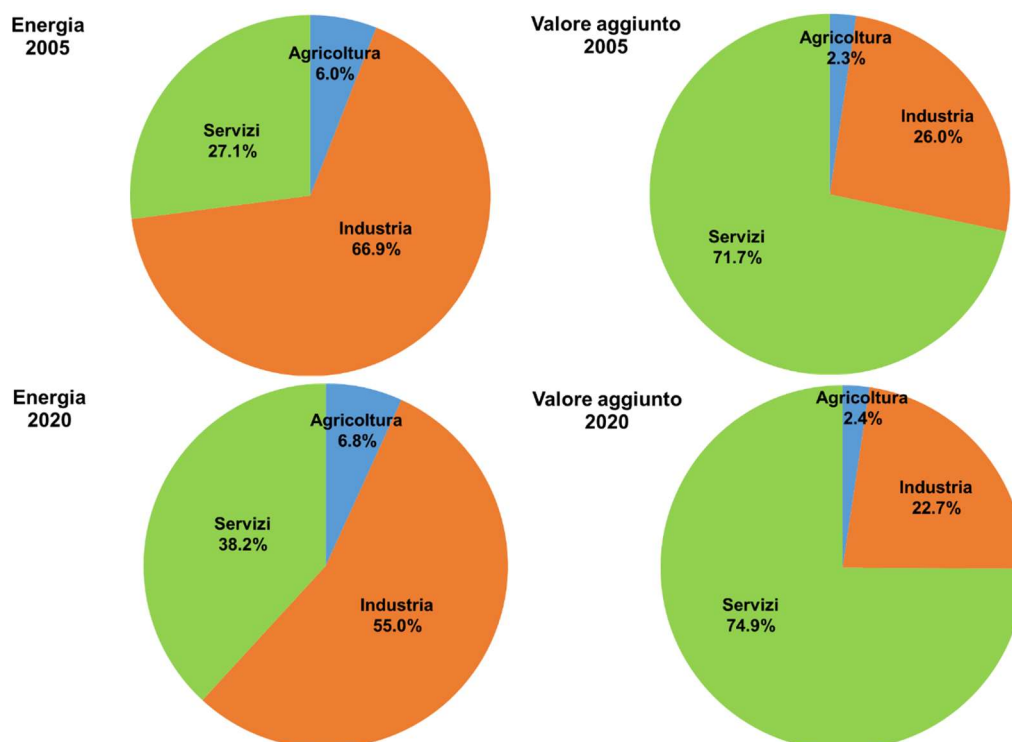


Figura 1.28 – Quota relativa del consumo di energia finale e del valore aggiunto per i settori industria, servizi e agricoltura nel 2005 e 2020.

Nella seguente tabella sono riportati i valori dell'intensità di energia finale per i settori produttivi dove emerge chiaramente la diminuzione dal 1995 dell'indicatore nei settori dell'industria e dell'agricoltura. È inoltre evidente che l'intensità energetica dei servizi negli ultimi anni è da 4 a 5 volte inferiore rispetto ai valori registrati nell'industria, mentre nella seconda metà degli anni '90 era circa 9 volte inferiore. Nel 2020 le intensità di agricoltura e industria aumentano rispetto all'anno precedente.

Tabella 1.11 – Intensità energetica (tep/M€) per settore produttivo. Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * $p < 0,001$ e il segno dell'andamento (+ crescente; - decrescente).

Settori	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Agricoltura	105,4	91,6	101,7	89,2	83,4	84,0	88,7	90,6	88,9	95,9	-*
Industria	102,5	107,1	102,9	88,0	81,5	79,8	76,8	74,5	75,2	80,2	-*
Servizi	11,6	12,2	15,1	16,6	15,0	14,9	17,4	18,0	17,2	16,9	+*
Totale	38,5	39,1	39,8	35,2	31,5	31,3	32,8	32,9	32,3	33,2	-*

L'intensità energetica nell'industria mostra una riduzione piuttosto consistente dal 2003 con un tasso medio annuo dal 2005 al 2020 di -1,6% (Tabella 1.12). Nello stesso periodo i servizi mostrano un incremento medio annuo dell'intensità energetica del 0,8%. Parte di questo incremento degli ultimi anni è dovuto al consumo di energia delle pompe di calore che fino al 2017 non veniva conteggiato. Il settore mostra un incremento netto dell'intensità dal 1995 interrotto solo nel quinquennio 2010-2015.

Tabella 1.12 – Variazione media annuale dell'intensità energetica (tep/M€) per settore produttivo.

Settori	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Agricoltura	-2.8%	2.1%	-2.6%	-1.3%	2.8%
Industria	0.9%	-0.8%	-3.1%	-1.5%	-0.3%
Servizi	1.0%	4.3%	1.9%	-2.0%	2.4%
Totale	0.3%	0.3%	-2.4%	-2.2%	1.0%

I tassi di variazione annuale dal 1995 mostrano che industria e agricoltura hanno fatto registrare l'innalzamento più elevato dell'intera serie storica nel 2020 rispetto all'anno precedente, rispettivamente 7,9% e 6,6%. Il dato è di particolare rilievo per l'industria trattandosi del settore con la quota maggioritaria di consumi di energia finale tra i tre settori economici, sebbene la quota relativa si riduca dal 1990 (Figura 1.29). Come già osservato in Figura 1.23 il settore presenta una inversione di tendenza della riduzione dell'intensità energetica già nel 2019.

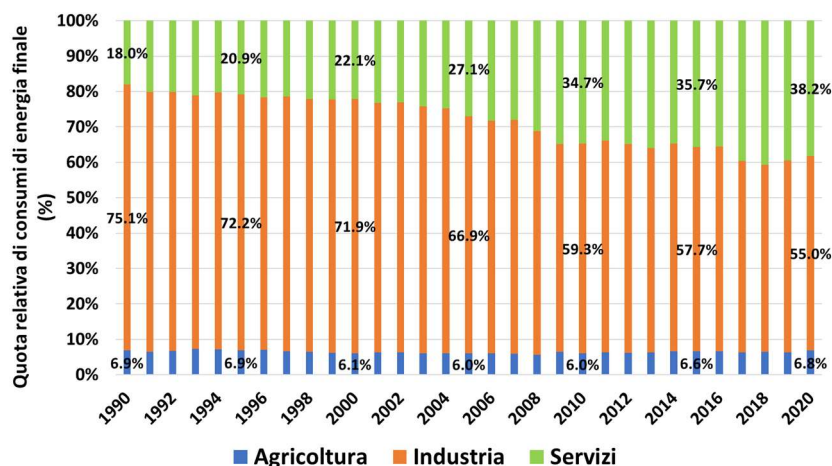


Figura 1.29 – Andamento della quota di consumi finali di energia per i settori agricoltura, industria e servizi.

Il reciproco dell'intensità energetica rappresenta la ricchezza prodotta per unità di energia consumata. L'indicatore mostra un rapido incremento dal 2005 al 2014, passando da 25.144 € annui per ogni tep di energia finale consumata a 32.064 €/tep. Negli anni successivi si osserva una diminuzione dell'indicatore. Nel 2020 il dato registrato è 30.142 € annui per ogni tep di energia finale consumata, inferiore del 2,5% rispetto all'anno precedente (Figura 1.30).

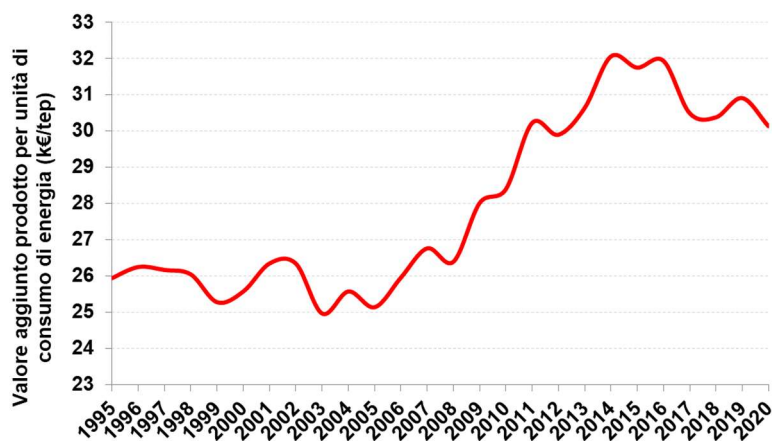


Figura 1.30 – Andamento del valore aggiunto per unità di consumi di energia finale.

Il disaccoppiamento tra consumi di energia finale e ricchezza prodotta mostra differenze notevoli tra i settori produttivi. La Figura 1.31 mostra che i consumi nei servizi crescono con un tasso maggiore di quello registrato per il rispettivo valore aggiunto. Nell'industria i tassi di variazione di consumi finali e valore aggiunto mostrano andamenti sostanzialmente paralleli fino al 2005, successivamente i consumi finali si riducono più rapidamente del valore aggiunto. L'andamento dei consumi e del valore aggiunto nel settore agricoltura mostra un disaccoppiamento fin dal 1995 che indica un tendenziale incremento dell'efficienza economica del settore, sebbene di entità inferiore all'industria.

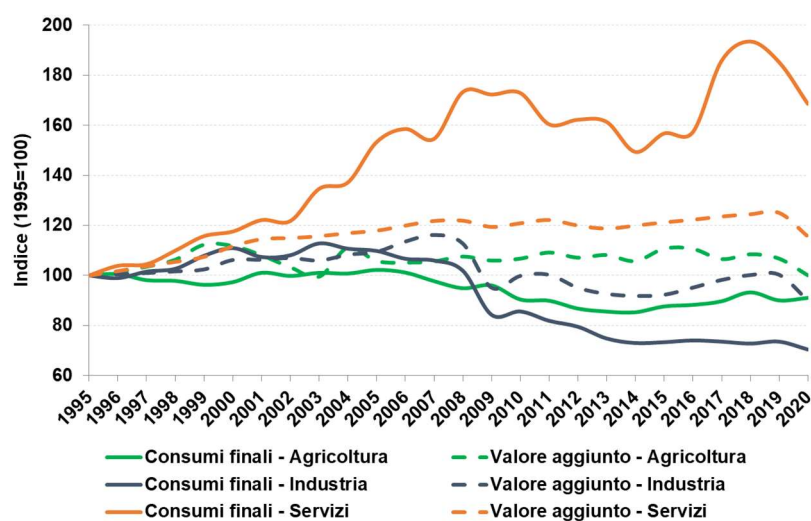


Figura 1.31 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 del consumo di energia finale e del valore aggiunto per i settori industria, servizi e agricoltura.*

Il disaccoppiamento osservato tra consumi energetici e valore aggiunto nell'industria merita un ulteriore dettaglio poiché, come già osservato, l'intensità energetica (consumo di energia finale per unità di valore aggiunto) è un indicatore dell'efficienza economica. Tale indicatore riflette l'efficienza tecnologica, sebbene sia opportuno considerare con cautela la corrispondenza tra i due indicatori. Come già osservato l'efficienza economica dipende anche da fattori di mercato spesso indipendenti dalle tecnologie e dalle risorse utilizzate, pertanto in una fase economica in cui il valore aggiunto di un bene diminuisce per ragioni contingenti si può avere un aumento dell'intensità energetica sebbene l'efficienza propriamente detta, ovvero il consumo energetico per unità di bene prodotto, possa rimanere invariata o addirittura aumentare. Questa considerazione è particolarmente rilevante nel 2020, anno in cui l'improvvisa contrazione dell'economia si è tradotta in una diminuzione del valore aggiunto dei prodotti in parte dovuto all'andamento dei prezzi dei beni energetici (-8,4% rispetto al 2019).

Pur con la necessaria cautela a stabilire una corrispondenza diretta tra efficienza economica (intensità energetica) e efficienza dei processi produttivi è possibile studiare la correlazione tra i due parametri nei comparti industriali in cui la disponibilità di dati consente di elaborare entrambi gli indicatori. L'efficienza della produzione può essere valutata attraverso l'indicatore aggregato dei consumi specifici per unità ponderale di prodotti. I consumi specifici per comparto sono stati elaborati a partire dai consumi energetici e dai dati di attività utilizzati per la stima delle emissioni nazionali di inquinanti atmosferici, metalli pesanti e composti organici persistenti nel formato NFR (Nomenclature For Reporting) per CLRTAP di UNECE, comunicate da ISPRA il 15 febbraio 2022 (ISPRA, 2022[d]).

L'indicatore aggregato non considera la quota relativa di beni prodotti e i rispettivi consumi specifici in un determinato comparto ma il livello di aggregazione dei dati di consumo energetico e valore aggiunto non consente ulteriore dettaglio. I limiti di un indicatore aggregato sono quindi legati al peso relativo dei vari beni prodotti da un determinato comparto manifatturiero poiché i diversi beni hanno differenti consumi specifici e valori di mercato. Ad esempio, il comparto chimico e farmaceutico produce una varietà molto ampia di beni caratterizzati da specifici consumi di energia e valori di mercato, lo stesso vale per i prodotti delle industrie metallurgiche o dei minerali non metallici che comprendono vetro, calce, cemento e altro. La produzione di una tonnellata di acciaio o di una tonnellata di zinco richiedono consumi differenti di energia e contribuiscono in maniera differente al valore aggiunto del comparto metallurgico. Il consumo specifico del comparto, così come l'intensità energetica, è quindi una media ponderata per un dato mix di beni prodotti in un determinato periodo. Nonostante i limiti osservati la forte correlazione tra i due indicatori elaborati per diversi comparti manifatturieri consente di inferire una corrispondenza tra intensità energetica e efficienza di produzione (Figura 1.32).

Di seguito sono riportati gli andamenti del consumo specifico di energia finale per unità ponderale di prodotti e per unità di valore aggiunto dal 2000 nei comparti in cui è stato possibile elaborare i due indicatori. I comparti mostrati rappresentano il 61,4% dei consumi di energia finale nel 2020 (64,8% nel 1990) e il 50,2% del valore aggiunto delle industrie manifatturiere (52,7% nel 1990).

I risultati del test di Mann-Kendall mostrano che il comparto manifatturiero del legno e mobilio è il solo con un andamento crescente dei due indicatori. Nel comparto coke e prodotti da raffineria non si rilevano tendenze statisticamente significative. Nei comparti alimentare e metallurgico, per il contributo del siderurgico, si registrano tendenziali incrementi dell'efficienza economica e dell'efficienza di produzione. Nei restanti comparti i consumi specifici non mostrano tendenze statisticamente significative a differenza dell'intensità energetica che diminuisce in maniera rilevante. Tale risultato è alla base dell'evidente disaccoppiamento tra i due indicatori, soprattutto dal 2011 nei comparti della chimica e farmaceutici, dei minerali non metallici e della metallurgia, indice del ruolo giocato dai fattori economici che determinano l'incremento del valore aggiunto dei beni prodotti in tali comparti.

La correlazione positiva tra le due intensità (per unità di prodotto e per unità di valore aggiunto) mostra che, al netto delle variazioni di mercato, l'intensità energetica (consumo energia per valore aggiunto) è un indicatore dell'efficienza (consumo energia per prodotto), sebbene ci siano settori in cui la correlazione è meno robusta perché più sensibili ai fattori economici.

Alla luce di questa analisi è possibile affermare che la diminuzione dell'intensità energetica dell'industria osservata in Figura 1.27, al netto di variazioni contingenti, fornisce indicazioni circa l'efficientamento energetico del settore dal 2003.

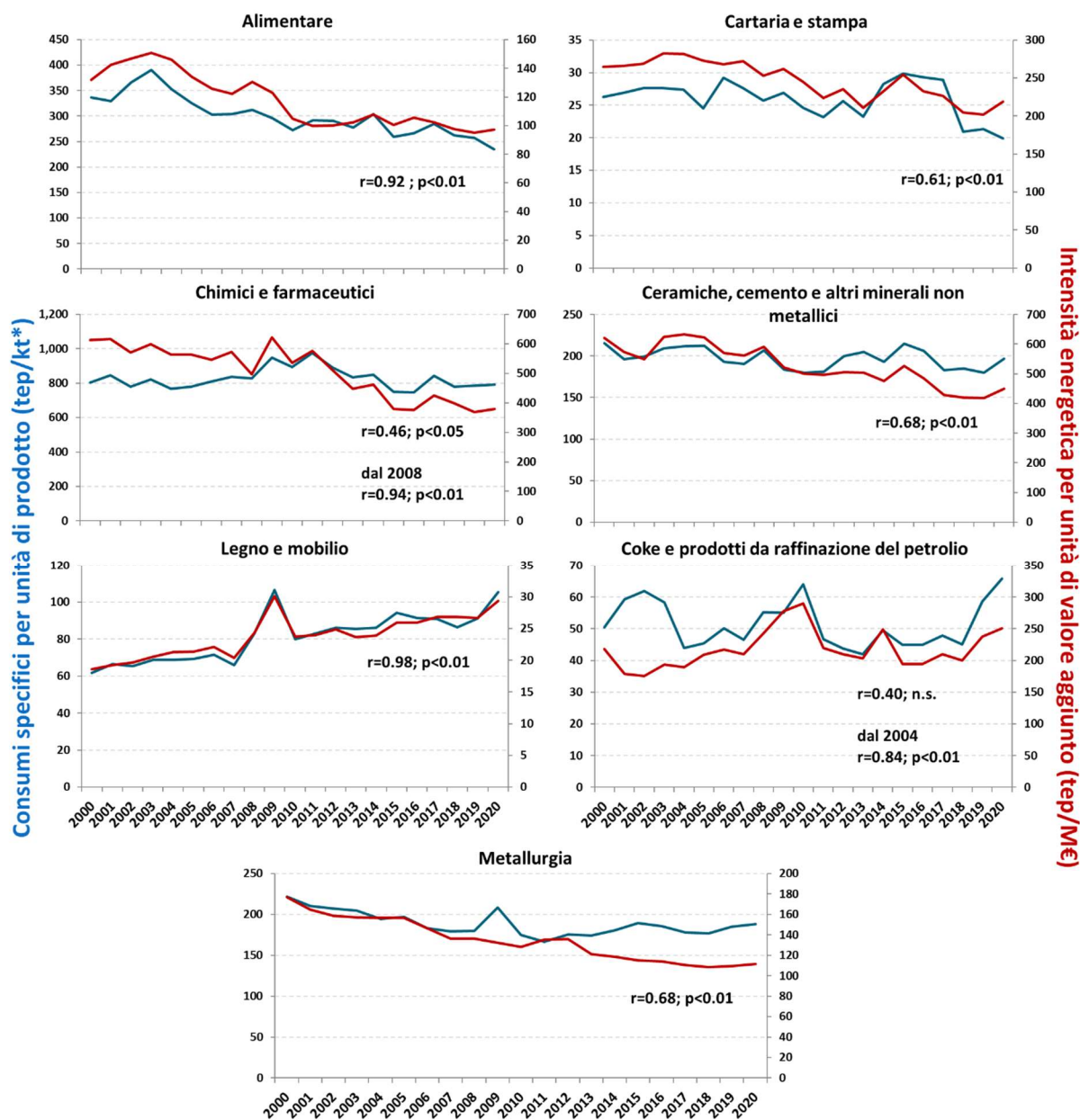


Figura 1.32 – Andamento dei consumi specifici per unità di prodotto (asse di sinistra) e intensità energetica (asse di destra). Per ogni comparto manifatturiero è riportato il valore di r di Pearson e la significatività statistica della correlazione tra i due indicatori. n.s. = non significativo. *Cartaria e stampa: ktep/kt; Metallurgia: tep/Mt.

L'intensità di carbonio settoriale, per unità di energia finale consumata e di valore aggiunto prodotto, diminuisce in seguito all'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili e della quota di combustibili fossili a minore contenuto di carbonio, come il gas naturale. In merito ai livelli delle intensità è opportuno sottolineare che nei settori agricoltura e industria vi sono quote rilevanti di emissioni di gas serra non riconducibili alla combustione ma a processi biologici o di sintesi chimica, $\approx 80\%$ delle emissioni totali dell'agricoltura e da 30% a 40% delle emissioni totali nell'industria. Tali quote emissive sono prese in considerazione per l'elaborazione dell'intensità di carbonio per unità di valore aggiunto prodotto ma non per l'intensità di carbonio per unità di energia consumata.

Le emissioni atmosferiche per unità di ricchezza prodotta sono quantitativamente molto differenti tra i settori. Il settore dell'agricoltura mostra i valori più elevati, mentre nel settore dei servizi si osservano i valori più bassi. L'andamento dell'indicatore nei servizi è stato in controtendenza con quello degli altri settori fino al 2010, successivamente anche questo settore mostra una relativa decarbonizzazione della

ricchezza prodotta, sebbene dal 2014 l'indicatore sia tornato a crescere (+45,4% dal 1995 al 2020). Dal 1995 al 2020 i settori industria e agricoltura riducono le relative intensità del 33,6% e 14,2% rispettivamente. L'intensità di carbonio aggregata per unità di valore aggiunto diminuisce del 31,3% dal 1995, con un tasso medio annuo di -1,5% dovuto al contributo dei settori industria e agricoltura.

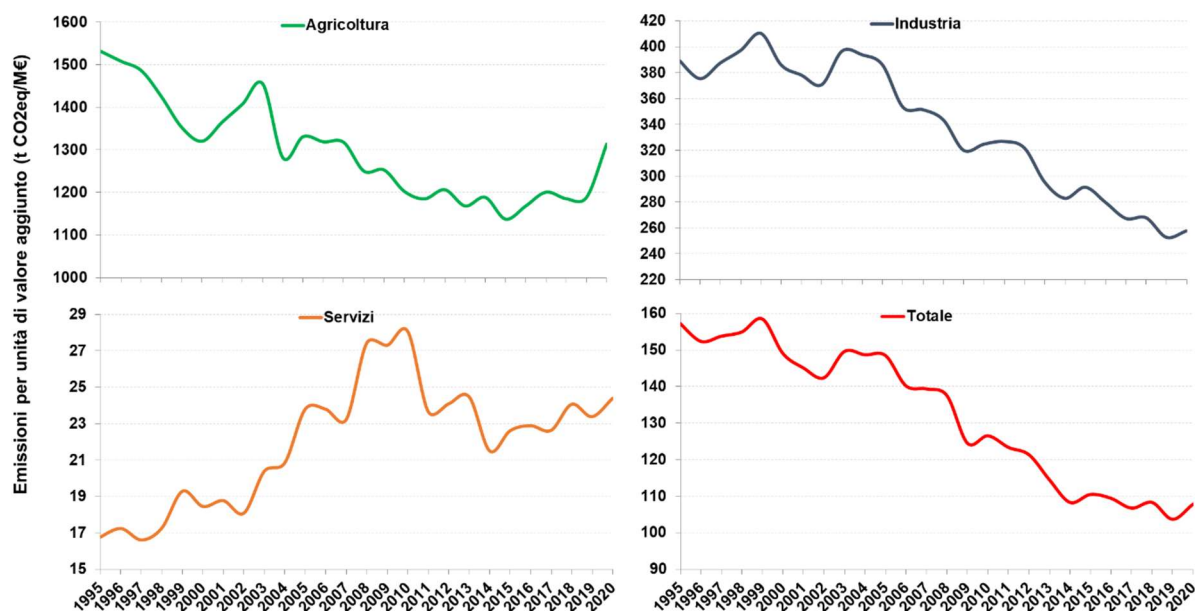


Figura 1.33 – Andamento delle emissioni per unità di valore aggiunto.

Tabella 1.13 – Intensità di carbonio per valore aggiunto dei settori economici (t CO_{2eq}/M€). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * p<0,001 e il segno dell'andamento (+ crescente; - decrescente).

	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Agricoltura	1530,9	1320,4	1331,3	1202,8	1137,7	1168,5	1201,1	1185,7	1188,5	1313,2	-*
Industria	389,2	386,1	386,1	324,8	291,5	279,7	267,7	268,6	253,4	258,5	-*
Servizi	16,8	18,4	23,8	28,1	22,6	22,9	22,6	24,1	23,4	24,4	+*
Totale	157,2	149,0	148,5	126,5	110,5	109,5	106,8	108,3	103,7	107,9	-*

Tabella 1.14 – Variazione media annuale dell'intensità di carbonio per valore aggiunto dei settori economici (t CO_{2eq}/M€).

	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Agricoltura	-2,9%	0,2%	-2,0%	-1,1%	2,9%
Industria	-0,2%	0,0%	-3,4%	-2,1%	-2,4%
Servizi	1,9%	5,2%	3,4%	-4,2%	1,5%
Totale	-1,1%	-0,1%	-3,1%	-2,7%	-0,5%

Nel seguente grafico è illustrato l'andamento della variazione percentuale del valore aggiunto e delle emissioni di gas serra rispetto al 1995 nei settori produttivi. La riduzione dell'intensità è evidente nel crescente disaccoppiamento dei due parametri per i settori agricoltura (fino al 2015) e industria (fino al 2019), mentre nel settore servizi si osserva un disaccoppiamento crescente ma di segno contrario fino al 2010. Successivamente la distanza tra i due tassi di variazione si riduce.

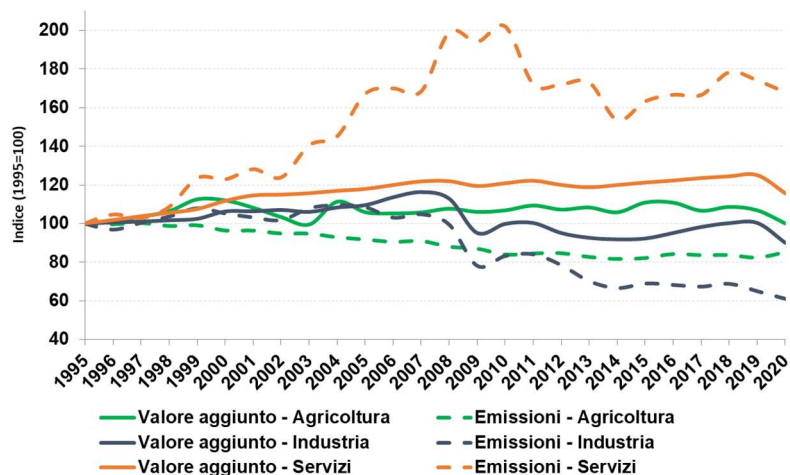


Figura 1.34 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 del valore aggiunto e delle emissioni di gas serra per i settori industria, servizi e agricoltura.*

Nella Figura 1.35 è illustrato l'andamento della variazione percentuale del consumo energetico e delle emissioni di gas serra rispetto al 1995 nei settori produttivi.

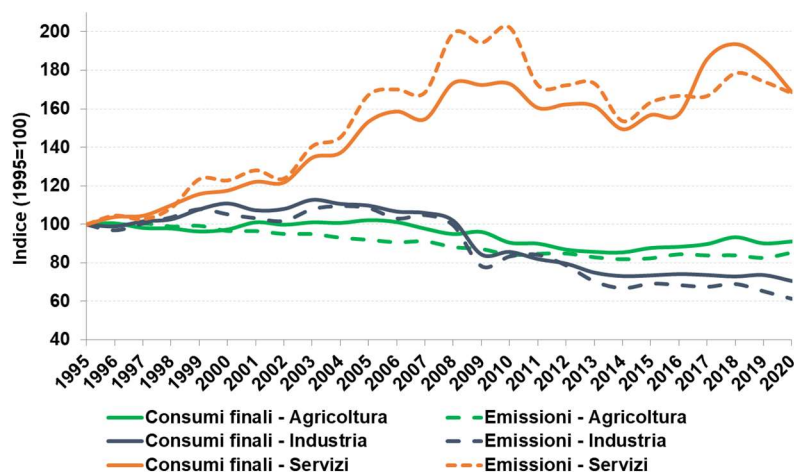


Figura 1.35 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 del consumo di energia finale e delle emissioni di gas serra di origine energetica per i settori industria, servizi e agricoltura.*

Dalle serie temporali e dai dati presentati in Tabella 1.15 si osserva una evidente decarbonizzazione dei consumi energetici per industria e agricoltura fino al 2010, seguita successivamente da variazioni meno consistenti. Un disaccoppiamento di segno contrario a quello osservato per gli altri settori si osserva per i servizi la cui intensità aumenta fino al 2010 per ridursi successivamente. Nell'intero periodo i servizi sono il solo settore a non mostrare un andamento significativo al test di Mann-Kendall.

Tabella 1.15 – *Intensità di carbonio per consumo di energia (t CO_{2eq}/tep) nei settori. Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * p<0,001; n.s. non significativo.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Agricoltura	2,94	2,95	2,82	2,79	2,75	2,70	2,71	2,68	2,72	2,67	2,65	*
Industria	2,71	2,67	2,56	2,48	2,42	2,24	2,17	2,13	2,20	2,01	1,92	*
Servizi	1,47	1,45	1,51	1,58	1,69	1,51	1,54	1,30	1,33	1,36	1,44	n.s.
Totale	2,50	2,43	2,35	2,26	2,19	2,01	1,98	1,84	1,88	1,79	1,79	*

In Figura 1.36 si nota come le emissioni di gas serra per unità di energia finale consumata diminuiscano dal 1990 per tutti i settori, sebbene con dinamiche differenti in relazione anche ai diversi tassi di elettrificazione dei consumi finali nei settori.

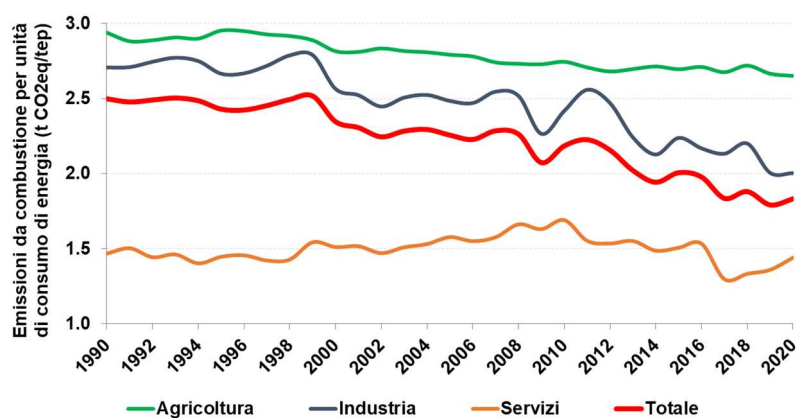


Figura 1.36 – Andamento delle emissioni per unità di energia finale nei settori produttivi.

Tabella 1.16 – Variazione media annuale dell'intensità di carbonio per consumo di energia finale nei settori economici (t CO₂eq/tep).

	1990-1995	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Agricoltura	0,1%	-0,9%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,3%
Industria	-0,3%	-0,8%	-0,6%	-0,5%	-1,5%	-3,0%
Servizi	-0,3%	0,9%	0,9%	1,4%	-2,3%	-0,9%
Totale	-0,6%	-0,7%	-0,8%	-0,6%	-1,7%	-2,3%

La riduzione delle emissioni di gas serra per unità di consumo energetico è riconducibile all'incremento della quota di combustibili a minore contenuto di carbonio ed energia rinnovabile.

2 SETTORE ELETTRICO

“Questa elettricità! Tutti ne parlano tanto, ma è chiaro che è solo un giochino, non serve assolutamente a niente.”

Federico II di Prussia a D’Alembert

La continua crescita dei consumi di energia elettrica negli usi finali fa del settore elettrico uno dei principali attori del sistema energetico nazionale. L’elettrificazione dei consumi rappresenta inoltre una delle più importanti strategie di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale in relazione all’incremento della quota di elettricità da fonti rinnovabili.

Nel seguente grafico si osserva che dal 2001 i consumi energetici del settore elettrico aumentano con tassi maggiori di quelli osservati per il consumo interno lordo, indice di una progressiva elettrificazione dei consumi finali. Si nota inoltre la crescita dei consumi di energia rinnovabile e la corrispondente diminuzione dei consumi da fonti fossili.

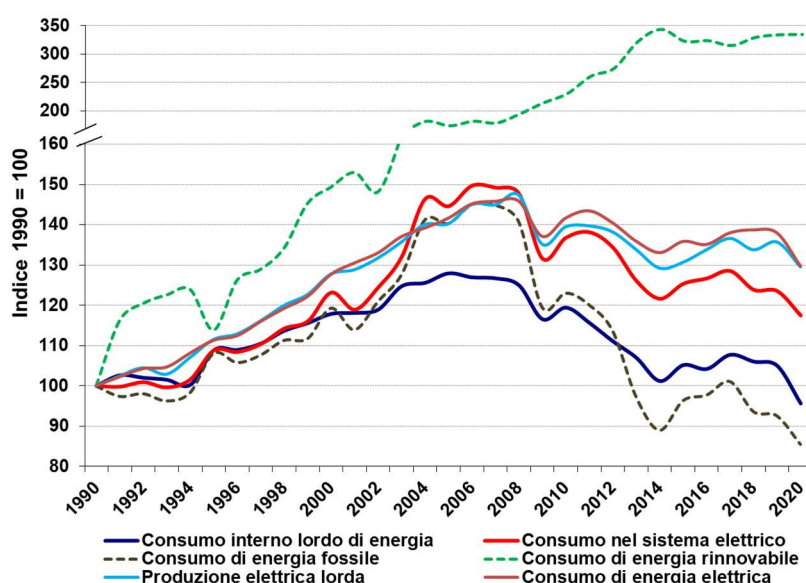


Figura 2.1 – Andamento rispetto al 1990 del consumo interno lordo di energia, dei consumi di energia nel sistema elettrico per la produzione di energia elettrica e calore, della produzione elettrica e dei consumi di energia elettrica.

Di seguito saranno esaminati in dettaglio i principali parametri del settore relativamente all’efficienza della trasformazione energetica ed alle emissioni di gas ad effetto serra. Saranno elaborati i fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra quali indicatori di decarbonizzazione del settore.

2.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile

I dati del sistema elettrico (produzione di energia elettrica e calore, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Di seguito sono illustrati i dati consuntivi fino al 2020 e le stime preliminari per il 2021 elaborate da ISPRA (2022[c]) in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2022 con dati aggiornati fino a dicembre 2021 e in base ai dati preliminari dei consumi energetici mensili per i principali combustibili pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico fino a febbraio 2022. Le stime preliminari delle emissioni e dei relativi fattori sono soggette a notevole incertezza in ragione della variabilità del mix di combustibili fossili e dell’efficienza di conversione che per le stime sono state considerate uguali a quelle dell’ultimo anno consuntivo.

Gli impianti per la produzione elettrica con potenza calorifica di combustione superiore a 20 MW fanno parte del sistema ETS, tranne gli impianti per l'incenerimento di rifiuti pericolosi o urbani, come previsto dalla Direttiva 2003/87/CE e successive modifiche che istituisce il sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. Le seguenti elaborazioni riguardano l'intero settore elettrico senza distinzione alcuna tra impianti che fanno parte del sistema ETS e impianti che ne sono esclusi.

I combustibili utilizzati a partire dal 1990 per la produzione termoelettrica sono raggruppati in 5 macrocategorie secondo la classificazione adottata da EUROSTAT in relazione alle caratteristiche fisiche e chimiche: combustibili solidi, gas naturale, gas derivati, prodotti petroliferi, altri combustibili. In Tabella 2.1 sono illustrati i combustibili secondo le classificazioni adottate da EUROSTAT e TERNA. La classificazione dei combustibili EUROSTAT rende possibile l'elaborazione delle statistiche delle emissioni atmosferiche per l'intera serie storica a partire dal 1990 e garantisce la coerenza con la serie storica pubblicata da EUROSTAT. La principale differenza rispetto alla classificazione dei combustibili adottata da TERNA è relativa ai gas di sintesi da processi di gassificazione e gas residui da processi chimici che TERNA considera tra gli "altri combustibili", mentre EUROSTAT considera tra i "prodotti petroliferi". Gli "altri combustibili" nella classificazione EUROSTAT sono esclusivamente costituiti dalle diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e rifiuti (CDR, rifiuti solidi urbani e industriali). D'altra parte TERNA presenta le voci "altri combustibili solidi" e "altri combustibili liquidi", dove insieme alle bioenergie sono considerati anche diversi combustibili fossili (TERNA, comunicazione personale). Nel presente documento ai fini della stima delle emissioni e dei relativi fattori di emissione dai diversi gruppi di combustibili sono utilizzate le categorie EUROSTAT salvo dove diversamente indicato.

La produzione lorda nazionale di energia elettrica nel periodo 1990-2020 è passata da 216,6 TWh a 280,5 TWh (+29,5%). I consumi elettrici del 2020 sono stati 283,8 TWh (+29,7% rispetto al 1990). Dopo un periodo di costante crescita della produzione e dei consumi, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso fino al 2014, dovuta agli effetti della crisi economica, e una ripresa negli ultimi anni fino al 2019. Nel 2020 è stata registrata la caduta della produzione e dei consumi elettrici, rispettivamente 0-4,5% e -6% rispetto al 2019, in seguito al *lockdown* delle attività economiche per contrastare la pandemia di SARS-CoV-2. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% e ampie oscillazioni negli ultimi anni con una tendenza alla diminuzione (11,3% nel 2020). I dati preliminari per il 2021 mostrano un netto incremento del saldo import/export da 32,2 TWh nel 2020 a 42,8 TWh nel 2021.

Tabella 2.1 – Raggruppamento dei combustibili secondo le categorie utilizzate da TERNA e da EUROSTAT. Nelle successive tabelle e grafici sono utilizzate le categorie EUROSTAT se non diversamente indicato.

TERNA		EUROSTAT	
Solidi	Carbone	Solidi	Carbone
	Carbone sub-bituminoso		Carbone sub-bituminoso
	Lignite		Lignite
Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno	Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno
	Gas da estrazione		Gas d'altoforno
	Gas d'altoforno		Gas di cokeria
	Gas di cokeria		
Petroliferi	Cherosene	Petroliferi	Altri combustibili gassosi
	Coke di petrolio		Altri combustibili solidi
	Distillati leggeri		Cherosene
	Gas di petrolio liquefatto		Coke di petrolio
	Gas di raffinaria		Distillati leggeri
	Gasolio		Gas da estrazione
	Nafta		Gas di petrolio liquefatto
	Olio combustibile		Gas di raffinaria
	Orimulsion		Gas di sintesi da processi di gassificazione
	Petrolio grezzo		Gas residui di processi chimici
Altri combustibili (solidi)	Altri bioliquidi	Altri combustibili	Gasolio
	Altri combustibili solidi		Idrogeno
	Biodiesel		Nafta
	Biomasse da rifiuti biodegradabili		Olio combustibile
	CDR		Orimulsion
	Colture e rifiuti agro industriali		Petrolio grezzo
	Gas di sintesi da processi di gassificazione		
	Gas residui di processi chimici		Altri bioliquidi
	Oli vegetali grezzi		Biodiesel
	Rifiuti generici CER non altrove classificati		Biogas da attività agricole e forestali
	Rifiuti industriali non biodegradabili		Biogas da deiezioni animali
Rifiuti liquidi biodegradabili	Biogas da fanghi di depurazione		
RSU/RSAU	Biogas da FORSU		
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi	Altri combustibili	Biogas da rifiuti non RSU
	Biogas da attività agricole e forestali		Biogas da RSU smaltiti in discarica
	Biogas da deiezioni animali		Biomasse da rifiuti biodegradabili
	Biogas da fanghi di depurazione		CDR
	Biogas da FORSU		Colture e rifiuti agro industriali
	Biogas da rifiuti non RSU		Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti
	Biogas da RSU smaltiti in discarica		Oli vegetali grezzi
	Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti		Rifiuti generici CER non altrove classificati
	Idrogeno		Rifiuti industriali non biodegradabili
			Rifiuti liquidi biodegradabili
	RSU/RSAU		

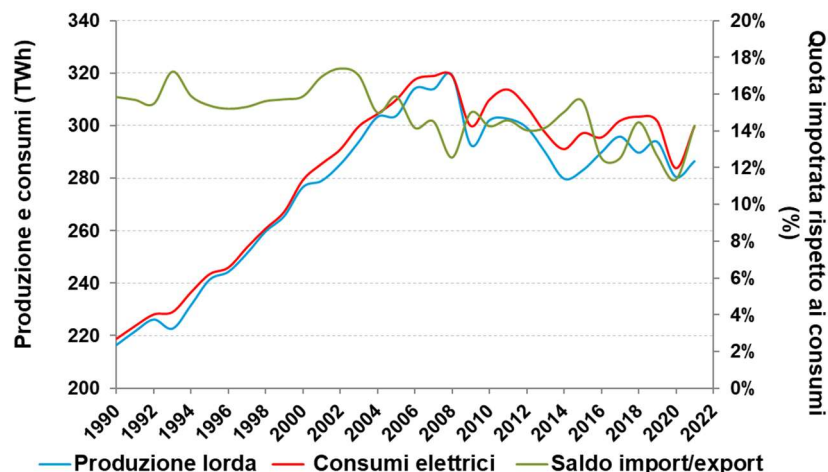


Figura 2.2 – Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. È riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2021 stime ISPRA su dati preliminari TERNA).

Di seguito è riportata la tabella riepilogativa dei dati di produzione e consumo di energia elettrica.

Tabella 2.2 – Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Produzione lorda di energia elettrica	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	289,7	293,9	280,5	286,4
<i>apporti da pompaggio</i>	3,5	4,1	6,7	6,9	3,3	1,4	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	2,1
Calore utile	-	-	-	53,6	56,3	59,3	61,0	61,1	59,6	60,2	59,3	57,8
Energia destinata a servizi ausiliari	11,5	12,3	13,3	13,1	11,3	10,6	10,1	10,6	9,9	9,9	8,9	8,3
Produzione netta	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	272,4	279,7	285,3	279,8	284,0	271,6	278,1
Energia destinata ai pompaggi	4,8	5,6	9,1	9,3	4,5	1,9	2,5	2,5	2,3	2,5	2,7	2,8
Produzione destinata al consumo	200,3	223,6	254,2	281,3	286,3	270,5	277,2	282,8	277,5	281,5	269,0	275,3
Saldo import/export	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	46,4	37,0	37,8	43,9	38,1	32,2	42,8
Energia elettrica richiesta	234,9	261,0	298,5	330,5	330,5	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	318,1
Perdite di rete	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	19,7	18,8	18,7	18,0	17,8	17,4	18,3
Consumi elettrici	218,8	243,5	279,3	309,8	309,9	297,2	295,5	301,9	303,4	301,8	283,8	299,7

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

Gli andamenti di lungo termine mostrano un incremento dell'efficienza del sistema elettrico in termini di riduzione della quota di energia destinata ai servizi ausiliari delle centrali. La riduzione è dovuta anche allo sviluppo delle fonti rinnovabili caratterizzate da bassi consumi ausiliari specifici. Inoltre, si osserva una diminuzione delle perdite di rete. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,3% del 1990 a 3,2% del 2020, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 6,9% a 5,8% nello stesso periodo, con un lieve incremento negli ultimi anni (Figura 2.3).

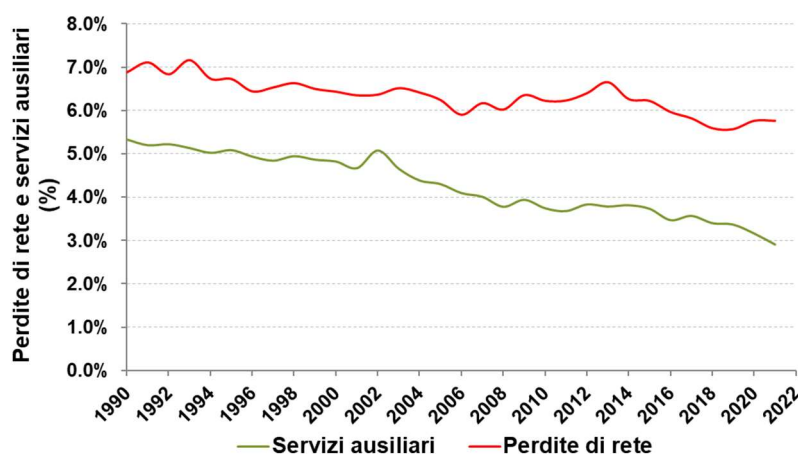


Figura 2.3 – Andamento della quota delle perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta e della quota dei servizi ausiliari rispetto alla produzione lorda di energia elettrica. (Per il 2021 stime ISPRA su dati preliminari TERNA).

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti.

Tabella 2.3 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idroelettrica	35,1	41,9	50,9	42,9	54,4	47,0	44,3	38,0	50,5	48,2	49,5	46,9
di cui autoproduttori	5,8	6,6	1,8	0,8	0,9	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Termoelettrica	178,3	196,1	220,5	253,1	231,2	192,1	199,4	209,5	192,7	195,7	181,3	187,4
di cui autoproduttori	20,5	33,6	19,4	19,0	22,9	18,5	17,9	19,3	22,3	21,8	19,9	20,5
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
Eolica e fotovoltaica	0,0	0,0	0,6	2,4	11,0	37,8	39,8	42,1	40,4	43,9	43,7	46,3
TOTALE	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	289,7	293,9	280,5	286,5

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

L'energia elettrica di origine termica rappresenta, per tutta la serie storica, la quota prevalente della produzione elettrica nazionale ma a partire dal 2007 si osserva un costante declino dell'apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione termoelettrica lorda dal 1990 al 2020 è pari al 76,4% della produzione nazionale con un andamento piuttosto variabile e in crescita fino al 2007, quando la produzione elettrica di origine termica ha raggiunto l'84,7%. Successivamente si registra un rapido declino della quota termoelettrica fino al 63% nel 2014. Negli ultimi anni, dopo una risalita della quota termoelettrica oltre il 70% nel 2017, si registra il 64,6% del 2020. I dati preliminari per il 2021 mostrano una quota termoelettrica di circa 65%. Un andamento analogo si osserva per la quota di energia elettrica di origine fossile che dopo un picco di 82,6% nel 2007 mostra un declino fino al minimo del 56% nel 2014. Nel 2020 la quota fossile è del 57,5%.

Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,2% dal 1990 al 2020. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili – presentano una rapida crescita nell'ultimo decennio (Figura 2.4) che negli ultimi anni mostra un arresto. Il contributo complessivo di tali fonti al 2020 è pari al 22,6%, in lieve aumento rispetto all'anno precedente. La quota geotermica mostra un andamento crescente nel lungo termine fino a un valore pressoché costante negli ultimi anni, poco superiore al 2%. La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale, coprendo complessivamente il 15,6% della produzione nazionale del 2020 (6,7% da eolico e 8,9% da fotovoltaico). L'energia elettrica prodotta da bioenergie (biogas, bioliquidi, biomasse e quota rinnovabile dei rifiuti) mostra un contributo relativo in costante crescita già a partire dalla prima metà degli anni '90 con una accelerazione che dal 2008 è particolarmente sostenuta e nel 2015 raggiunge il 6,9% della produzione elettrica nazionale e il 10,1% della produzione termoelettrica tradizionale. Nel 2020 la quota di produzione elettrica da

bioenergie è del 7%. Complessivamente nel 2020 la quota di produzione elettrica nazionale da fonti rinnovabili, al netto della produzione da pompaggi, è stata del 41,7%, in aumento rispetto all'anno precedente quando era del 39,4%. Le stime preliminari per il 2021 mostrano che la quota rinnovabile è poco inferiore a quella registrata nel 2020.

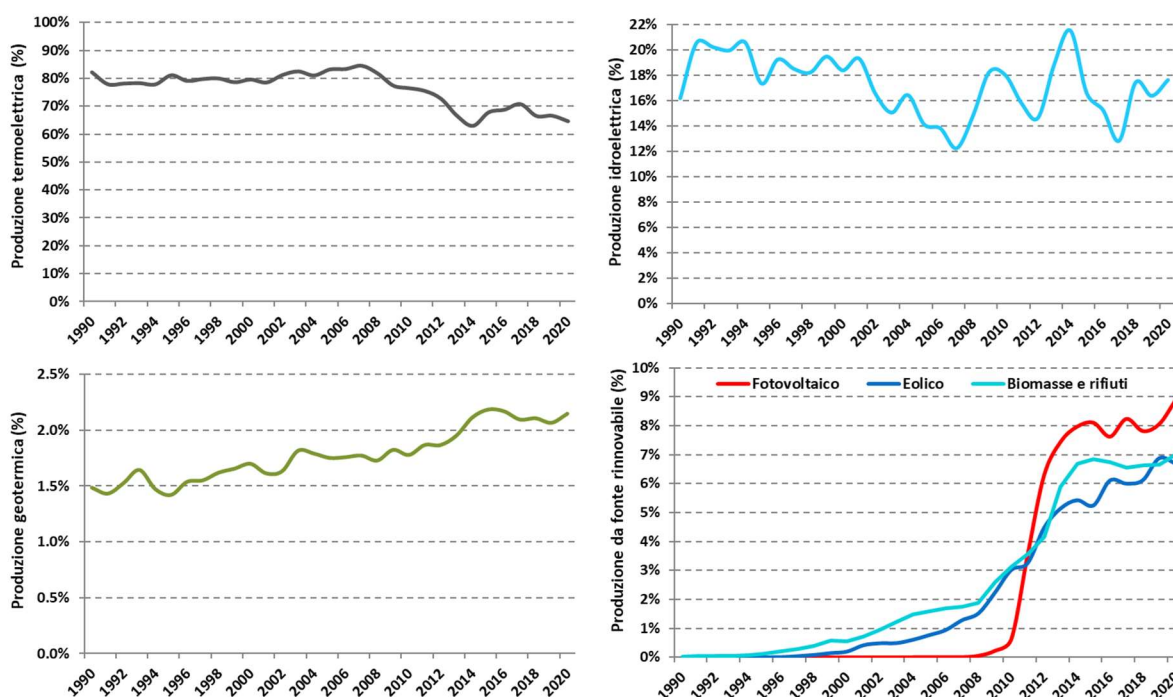


Figura 2.4 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti.

In Tabella 2.4 è riportata la produzione elettrica lorda di origine termica per le diverse tipologie di combustibili.

Tabella 2.4 – Produzione elettrica lorda per combustibile (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020	2021*
Solidi	32,0	24,1	26,3	43,6	39,7	43,2	32,6	28,5	18,8	13,4	13,2
Gas naturale*	39,7	47,0	101,4	149,3	152,7	110,9	140,3	128,5	141,7	133,7	141,9
Gas derivati	3,7	3,4	4,3	5,8	4,7	2,2	2,5	2,5	2,4	1,7	1,9
Prodotti petroliferi	102,7	120,8	85,9	47,1	21,7	13,4	11,5	11,0	10,2	10,0	7,3
Altri combustibili	0,1	0,4	1,9	6,2	11,6	21,8	21,9	21,6	22,0	22,0	22,5
Totale da combustibili	178,3	195,8	219,7	252,0	230,5	191,5	208,8	192,1	195,1	180,8	186,9

* Dal 2017 si registra la produzione di energia elettrica da biometano (16,4 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018; GSE) compresa nel gas naturale. Per il 2021 dati preliminari TERNA e stime ISPRA.

La voce ‘altri combustibili’ rappresenta un gruppo eterogeneo di combustibili composto essenzialmente da diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e da rifiuti (CDR e rifiuti solidi urbani e industriali). È evidente il crescente contributo di tali combustibili che passano da un marginale 0,05% nel 1990 al 7,9% nel 2020 della produzione elettrica nazionale.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, in particolare l'olio combustibile, rivestivano un ruolo prevalente nella generazione elettrica contribuendo alla produzione di circa il 50% dell'energia elettrica di origine termica. Dalla seconda metà degli anni '90, in seguito all'effetto combinato di politiche ambientali mirate alla riduzione delle emissioni inquinanti, l'aumento del prezzo del petrolio e la maggiore efficienza dei cicli combinati rispetto alle caldaie tradizionali, si assiste a una

progressiva diminuzione dei prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e a un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone con un contributo alla produzione elettrica totale che nel 2012 ha toccato il picco del 16,4%. Successivamente la quota è costantemente diminuita fino al minimo del 4,8% del 2020. Il gas naturale rappresenta la risorsa fossile prevalente per la generazione termoelettrica. Nel 2017 e 2018 si registra una quota ancora di produzione elettrica da biometano immesso nella rete del gas naturale (16,4 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018 secondo i dati del GSE). L'energia elettrica da biometano è stata calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano rispetto ai consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE. In Figura 2.5 è evidente come al rapido declino dei prodotti petroliferi corrisponda un incremento del gas naturale la cui quota sulla produzione elettrica totale cresce costantemente passando da meno del 20% nel 1990 fino a raggiungere il picco del 55,0% nel 2007. Successivamente si osserva una inversione di tendenza in corrispondenza del crescente contributo delle fonti rinnovabili con un minimo del 33,5% nel 2014. Successivamente la quota di produzione elettrica da gas naturale è tornata a crescere fino al 47,7% del 2020.

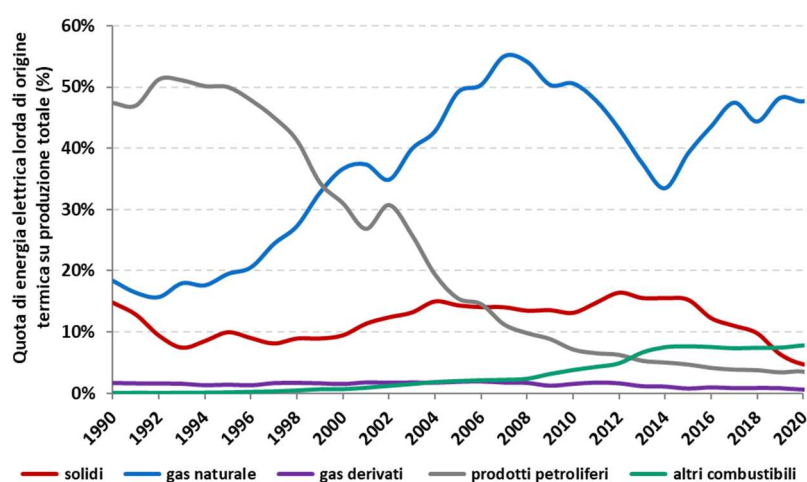


Figura 2.5 – Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile.

I combustibili utilizzati nel settore elettrico sono caratterizzati da differente potenzialità di conversione elettrica (Tabella 2.5). L'efficienza di conversione di ciascun combustibile dipende sia dalle proprietà del combustibile, principalmente il potere calorifico, sia dalla tecnologia utilizzata per la produzione elettrica. Il gas naturale è il combustibile con il più elevato rendimento in termini di rapporto tra energia elettrica lorda prodotta e contenuto energetico.

Tabella 2.5 – Rendimento elettrico lordo per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile). È riportato inoltre il consumo specifico medio di combustibili per la produzione elettrica lorda.

Combustibile	2000	2005	2010	2011	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	0,390	0,369	0,379	0,385	0,379	0,382	0,388	0,384	0,377	0,365
Gas naturale	0,417	0,508	0,533	0,538	0,565	0,565	0,563	0,564	0,563	0,561
Gas derivati	0,437	0,393	0,398	0,402	0,414	0,421	0,424	0,389	0,430	0,425
Prodotti petroliferi	0,390	0,420	0,417	0,461	0,498	0,516	0,515	0,526	0,518	0,542
Altri combustibili	0,375	0,268	0,309	0,292	0,367	0,365	0,371	0,371	0,367	0,368
Totale	0,402	0,448	0,468	0,468	0,476	0,488	0,497	0,495	0,429	0,426
Consumo specifico medio (MJ/kWh)	8,72	8,03	7,69	7,69	7,56	7,37	7,25	7,27	7,14	7,11

Nella Figura 2.6 sono riportati gli andamenti del consumo specifico medio della produzione termoelettrica lorda e netta. È evidente un andamento decrescente dei consumi specifici che dal 1996 al 2020 mostrano riduzioni del 18,7% per la produzione lorda e del 20,1% per la produzione netta.

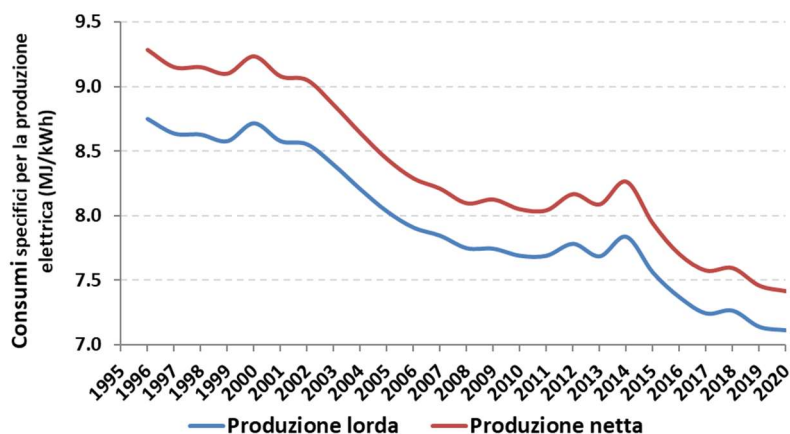


Figura 2.6 – Consumo specifico medio per la produzione termoelettrica lorda e netta.

La Figura 2.7 mostra come alcuni combustibili presentino rendimenti crescenti dal 2005. Il gas naturale raggiunge nel 2020 il rendimento di 0,561. Gli ‘altri combustibili’, costituiti da bioenergie e rifiuti, mostrano l’incremento più rilevante dell’efficienza di conversione elettrica, passando da 0,268 nel 2005 a 0,368 nel 2020. Tale incremento è dovuto al miglioramento tecnologico e all’aumento della quota di biogas rispetto a rifiuti e biomasse solide, caratterizzati da minore efficienza di conversione elettrica.

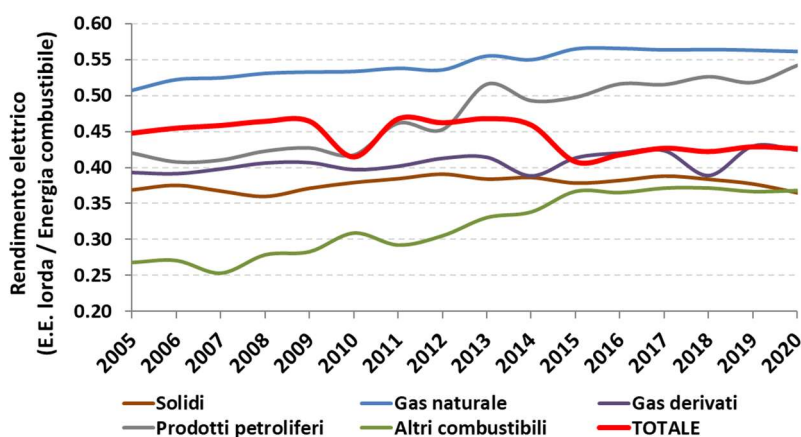


Figura 2.7 – Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile.

L’incremento dell’efficienza media di tutti i combustibili è dovuto principalmente alla diffusione degli impianti a ciclo combinato e alla diffusione di impianti a cogenerazione con produzione di energia elettrica e calore. Per la stessa ragione i prodotti petroliferi mostrano un rilevante incremento dell’efficienza dovuto essenzialmente alla rapida diminuzione della quota di olio combustibile con bassa efficienza di conversione elettrica (0,355 nel 2020) e al corrispondente incremento dei gas di sintesi da processi di gassificazione e gas di raffineria con elevata efficienza di conversione (0,599 e 0,616 rispettivamente), utilizzati nei cicli combinati.

La quota di produzione elettrica lorda da impianti cogenerativi rispetto alla produzione termoelettrica totale è cresciuta dal 27,4% nel 2000 fino al 55,6% nel 2020. Nel seguente grafico si osserva che l’incremento di produzione termoelettrica nazionale dal 1997 al 2008 è stato sostanzialmente soddisfatto da impianti cogenerativi. Successivamente la produzione degli impianti non cogenerativi mostra un costante declino, mentre la produzione degli impianti cogenerativi ha un andamento che oscilla intorno a 100 TWh. Dal 2015 la produzione da impianti cogenerativi supera quella da impianti non cogenerativi (Figura 2.8).

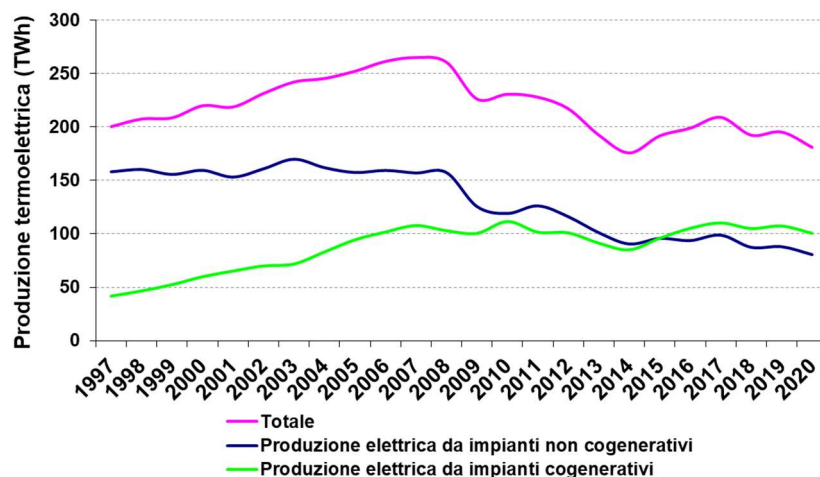


Figura 2.8 – Produzione lorda di energia termoelettrica totale, per impianti non cogenerativi e per impianti cogenerativi.

In Tabella 2.6 è riportata la produzione elettrica dalle diverse sorgenti di energia rinnovabile.

Tabella 2.6 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh).

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idroelettrica	31,6	37,8	44,2	36,1	51,1	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,8
0 - 1 MW	-	1,4	1,6	1,5	2,2	3,1	2,6	2,7	2,3	3,0	3,0	3,2	3,0
1 - 10 MW	-	6,0	6,6	6,1	8,7	11,0	8,3	8,2	7,0	9,1	8,7	9,0	8,5
> 10 MW	-	30,3	36,1	28,5	40,2	44,4	34,7	31,6	26,9	36,7	34,6	35,4	33,3
Eolica	0,0	0,0	0,6	2,3	9,1	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,8	20,8
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9	25,5
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
Bioenergie	0,1	0,3	1,5	4,8	9,4	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6	19,8
Solidi	-	0,2	0,9	3,6	4,3	6,2	6,3	6,5	6,6	6,6	6,6	6,8	7,0
Biogas	-	0,1	0,6	1,2	2,1	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,1
Bioliquidi	-	0,0	0,0	0,0	3,1	4,3	4,9	4,7	4,5	4,3	4,7	4,7	4,7
Biometano#	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	-	-	-
TOTALE	34,9	41,5	51,0	48,6	77,0	120,7	108,9	108,0	103,9	114,5	115,8	116,9	116,8

* Stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

La produzione elettrica da biometano nel 2017 e 2018 è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano sui consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE.

Dopo un periodo di rapida crescita dal 2005 al 2014 la produzione elettrica da fonti eolica e fotovoltaica mostra incrementi più modesti negli ultimi anni. Lo stesso andamento si osserva per la produzione da bioenergie che negli ultimi anni hanno una produzione stabile. La produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2020 ma dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014 si registra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie e soprattutto alla contrazione di energia idroelettrica che nel 2017 ha toccato uno dei valori più bassi della serie storica. La fonte idrica nel 2020 costituisce il 40,7% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della per il 2021 mostrano che la produzione totale da fonti rinnovabili resta sostanzialmente invariata rispetto al 2020.

In Figura 2.9 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti. Dal 1990 è evidente un costante incremento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi. Di particolare importanza è anche la riduzione della quota di combustibili solidi negli ultimi anni. Inoltre, dal 2007 si nota la crescente quota delle fonti rinnovabili che negli ultimi anni mostra un rallentamento.

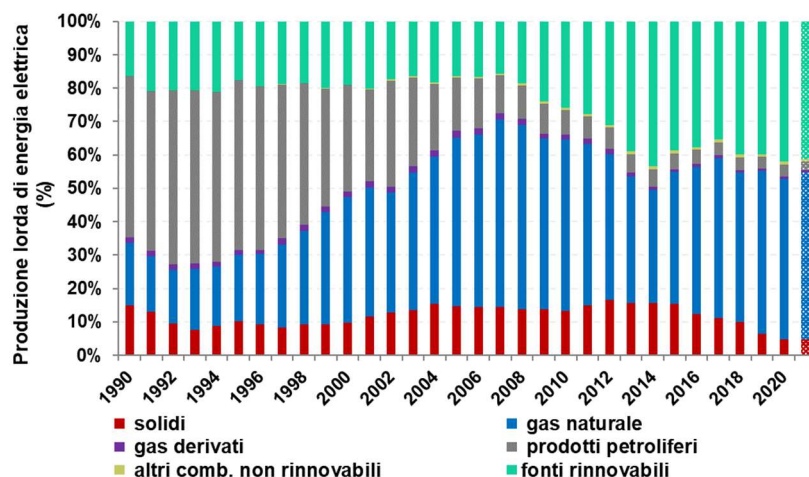


Figura 2.9 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2021 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Considerando in dettaglio la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è evidente come all’incremento piuttosto sostenuto dal 2005 fino al 2014 sia seguita, per tre anni di seguito, una repentina riduzione della quota rinnovabile. È inoltre evidente la variabilità dell’apporto idroelettrico e il fondamentale ruolo che tale fonte riveste nella quota complessiva di energia elettrica di origine rinnovabile. Nel 2005 l’energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale rappresentava appena il 16% della produzione elettrica nazionale. Nel 2014 la quota ha raggiunto il massimo storico con il 43,1% e nei tre anni successivi è scesa fino al 35,1% nel 2017. Nel 2020 si registra un nuovo incremento dovuto proprio al maggiore apporto dell’idroelettrico. Le stime preliminari per il 2021 mostrano la diminuzione della quota rinnovabile di quasi un punto percentuale rispetto al 2020.

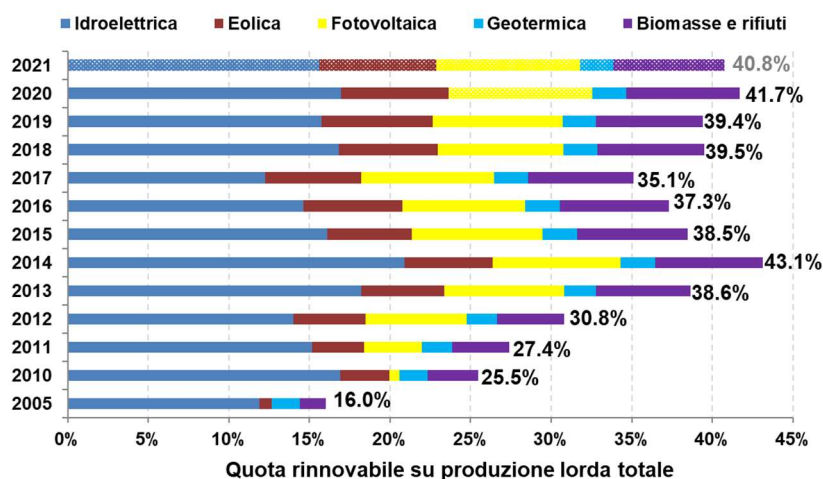


Figura 2.10 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2021 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

In Figura 2.11 si nota come dal 2007 al 2014 la produzione elettrica nazionale sia stata soddisfatta da un incremento delle fonti rinnovabili a scapito di quelle fossili. Dal 1990 al 2020 la produzione da fonti rinnovabili è più che triplicata rispetto al 1990, mentre la produzione fossile mostra un andamento che la porta nell’ultimo anno ad un valore inferiore del 9,3% rispetto a quello registrato nel 1990.

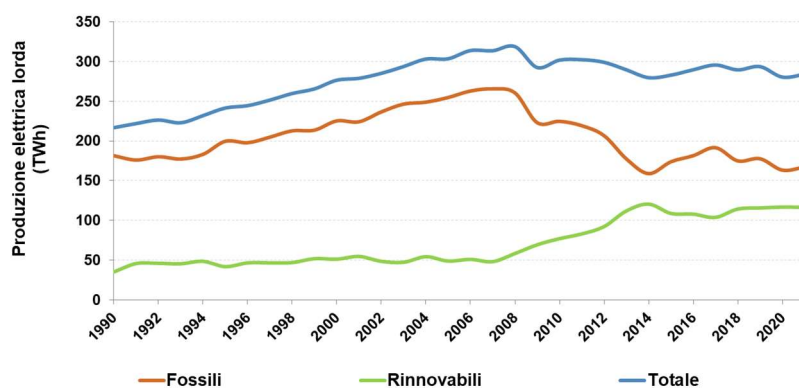


Figura 2.11 – Produzione elettrica lorda totale, da fonti fossili e da fonti rinnovabili. Per il 2021 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

La quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, pubblicata periodicamente dal GSE e calcolata secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE (GSE, 2020; Eurostat data shares renewables, 2022), mostra un rapido incremento dal 2005 fino al 2014. Successivamente la quota mostra lievi variazioni e nel 2020 è pari al 38,1% del consumo interno lordo di energia elettrica.

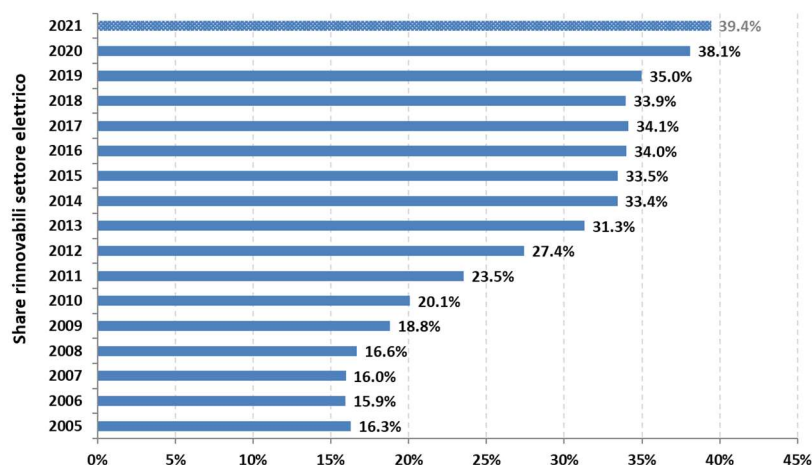


Figura 2.12 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità. Per il 2021 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Si ricorda che l'obiettivo indicativo per il settore elettrico al 2020 stabilito dal Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (MSE, 2010), calcolato come rapporto tra la produzione elettrica normalizzata da fonti rinnovabili e consumo interno lordo, è pari al 26,4% e che dal 2012 tale obiettivo è ampiamente superato.

2.1.1 Potenza installata, produzione di energia elettrica e calore

L'andamento della produzione di energia elettrica rispetto alla potenza installata fornisce indicazioni sull'effettiva attività di generazione elettrica dalle diverse tipologie di impianti. È necessario sottolineare che la produzione elettrica non è direttamente correlata alla potenza efficiente, poiché la produzione è influenzata anche da fattori di mercato e dalla competizione tra le risorse che rendono la produzione e la potenza parzialmente indipendenti. Inoltre per quanto riguarda alcune fonti rinnovabili la produzione elettrica è intrinsecamente aleatoria poiché dipende dalla disponibilità delle rispettive risorse: vento, sole, pioggia. Ad ogni modo il rapporto tra produzione lorda e potenza efficiente installata fornisce una indicazione delle ore di funzionamento di una certa tipologia di impianti.

Nelle Tabelle 2.7-2.8 è riportata la potenza efficiente lorda e la produzione lorda per tipo di impianto nel settore termoelettrico dal 2000. La rappresentazione grafica della potenza e della produzione, distinta per impianti cogenerativi e non cogenerativi, mostra che a fronte di un generale incremento della potenza installata fino al 2012 la produzione degli impianti che producono solo energia elettrica subisce un drastico calo dal 2008. Per questi impianti dopo il 2012 si osserva una diminuzione della potenza efficiente e della produzione elettrica. La potenza degli impianti cogenerativi è piuttosto stabile dal 2015 con una produzione media di energia elettrica intorno a 104 TWh.

Gli impianti a ciclo combinato, indipendentemente dalla produzione cogenerativa o non cogenerativa, mostrano un notevole incremento della potenza efficiente lorda, da 7,9 GW nel 2000 fino al massimo di 43,4 GW nel biennio 2011-2012. Successivamente tali impianti mostrano una costante riduzione della potenza efficiente fino a 40,8 GW nel 2020. La quota della potenza di tali impianti rispetto alla potenza efficiente totale è in costante aumento dal 2000 e nel 2020 rappresenta il 65,1% del settore termoelettrico con una produzione elettrica di 125,5 TWh (43,8 TWh nel 2000). Il contributo relativo dei cicli combinati alla produzione termoelettrica è cresciuto dal 2000, quando era del 20%, raggiungendo il 68% nel 2010. La quota diminuisce negli anni successivi per arrivare al 52,6% nel 2014. Negli anni successivi la quota di energia elettrica da cicli combinati torna a crescere per raggiungere il 69,4% nel 2020.

Tabella 2.7 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianto (GW).

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Impianti non cogenerativi	44,1	46,3	54,0	55,9	57,1	55,3	51,5	42,0	38,7	37,9	37,9	37,8	36,3
<i>a combustione interna (CI)</i>	0,4	0,5	0,9	1,1	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
<i>a turbine a gas (TG)</i>	4,5	3,0	2,5	2,5	2,5	2,1	1,5	2,1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,4
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	37,5	24,1	21,8	21,6	21,6	20,9	17,9	13,5	12,6	11,7	11,7	11,7	10,5
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	1,6	12,8	23,1	25,1	25,9	25,2	25,1	22,6	21,8	21,8	21,8	21,8	21,9
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	5,8	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	2,2	-	-	-	-	-
<i>turbo espansione (TE)</i>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>altro genere (V)</i>	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
<i>celle combustibili (CEL)</i>												0,0	0,0
Impianti cogenerativi	12,2	18,3	24,4	23,8	23,5	23,2	23,5	26,6	26,2	26,2	26,2	26,1	26,4
<i>a combustione interna (CIC)</i>	0,4	0,6	1,4	1,8	2,4	2,5	2,8	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	6,3	12,6	18,9	18,3	17,5	16,9	16,9	19,2	19,0	18,9	18,9	18,7	18,9
<i>a vapore a contropressione (CPC)</i>	2,0	1,9	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	2,5	2,2	1,8	1,5	1,5	1,7	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1
<i>celle combust. con generaz. (CEC)</i>												0,0	0,0
TOTALE	56,3	64,6	78,3	79,7	80,6	78,5	75,0	68,6	64,9	64,0	64,0	63,9	62,7

Tabella 2.8 – Produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto (TWh).

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Impianti non cogenerativi	159,6	157,5	119,0	126,2	116,0	100,9	90,4	95,6	93,6	98,7	87,2	87,8	80,4
a combustione interna (CI)	1,2	1,6	3,0	3,7	4,0	5,5	5,5	5,0	4,9	4,8	4,7	4,8	4,6
a turbine a gas (TG)	12,4	0,9	0,4	0,3	0,2	2,4	2,5	3,6	0,4	0,6	0,3	1,3	1,3
a vapore a condensazione (C)	139,1	78,3	52,1	55,9	59,2	54,2	52,5	51,0	42,0	39,0	39,9	24,2	18,8
a ciclo combinato (CC)	6,9	58,7	62,6	66,0	52,2	38,8	29,8	36,1	46,2	54,4	48,3	57,6	55,7
ripotenziato (RP) celle combustibili (CEL)	-	18,1	0,9	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	-	-	-	-	-
											0,0	0,0	0,0
Impianti cogenerativi	60,1	94,4	111,5	101,5	100,8	91,3	85,2	95,9	105,1	110,1	104,9	107,3	100,5
a combustione interna (CIC)	1,4	2,3	5,6	7,0	8,2	10,6	12,4	14,4	15,2	16,3	17,1	18,1	18,5
a turbine a gas (TGC)	5,0	6,1	3,8	4,2	3,9	3,8	4,2	4,7	4,9	5,0	5,0	5,3	4,9
a ciclo combinato (CCC)	37,0	72,7	94,3	82,9	82,4	70,9	62,5	69,4	77,9	81,6	75,8	76,7	69,8
a vapore a contropressione (CPC)	6,1	5,3	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	10,7	8,1	5,4	5,2	4,3	4,3	4,5	5,9	5,7	5,8	5,6	5,8	5,9
celle combust. con generaz. (CEC)											0,0	0,0	0,0
TOTALE	219,7	252,0	230,5	227,7	216,8	192,2	175,5	191,5	198,7	208,8	192,1	195,1	180,8

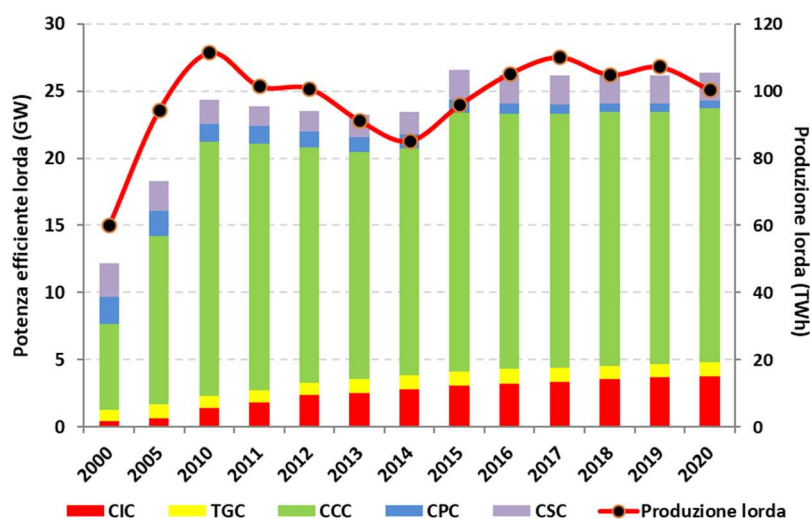


Figura 2.13 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono energia elettrica e calore. CIC = a combustione interna; TGC = a turbine a gas; CCC = a ciclo combinato; CPC = a vapore a contropressione; CSC = a vapore a condensazione con spillamento.

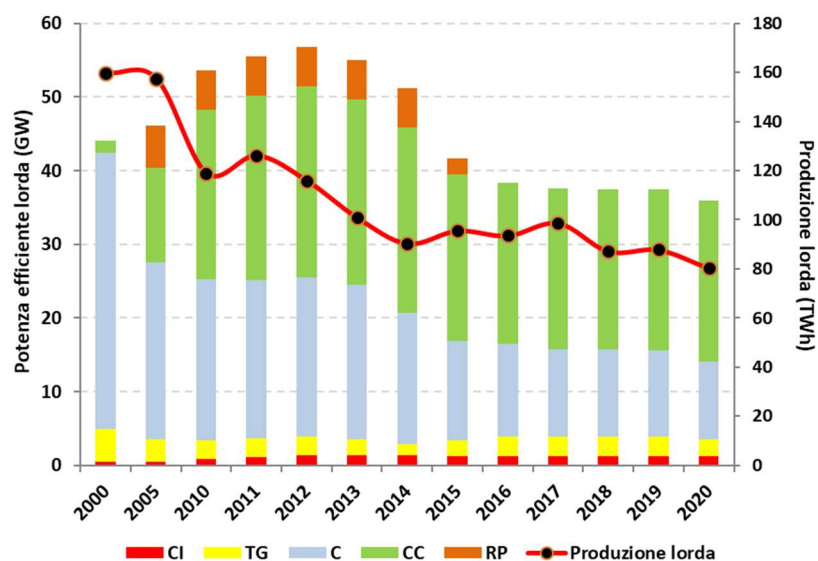


Figura 2.14 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono solo energia elettrica. CI = a combustione interna; TG = a turbine a gas; C = a vapore a condensazione; CC = a ciclo combinato; RP = ripotenziato.

In Tabella 2.9 sono riportate le quantità di calore prodotto per tipologia di impianto. Per l'anno 2019 è riportata la produzione di calore per tipologia di impianto e di combustibile, secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da TERNA (Tabella 2.10).

Tabella 2.9 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo (ktep).

Tipologia di impianto	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
a combustione interna (CIC)	156,2	412,7	928,7	981,5	1.058,0	1.107,2	1.183,4	1.161,7
a turbine a gas (TGC)	655,1	481,7	578,7	587,2	589,6	577,0	624,2	633,1
a ciclo combinato (CCC)	1.467,9	2.465,7	2.379,7	2.495,6	2.456,4	2.352,9	2.260,7	2.265,6
a vapore a contropressione (CPC)	1.405,1	640,3	426,5	415,4	381,5	365,4	375,0	307,1
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	927,1	836,3	782,8	769,6	766,5	724,2	736,9	731,2
a celle combustibili con cogenerazione (CEC)								0,0
TOTALE	4.611,4	4.836,7	5.096,4	5.249,3	5.252,0	5.126,7	5.180,2	5.098,7

I dati mostrano un incremento della produzione di calore da parte degli impianti cogenerativi a partire dal 2005 prevalentemente a carico degli impianti a ciclo combinato, seguiti dagli impianti a combustione interna.

Tabella 2.10 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile nel 2020.

	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petrol.	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
	ktep						
<i>a combustione interna (CIC)</i>	-	674,1	8,1	3,1	203,7	272,7	1.161,7
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	-	547,6	-	76,5	8,7	0,3	633,1
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	-	1.800,3	38,3	221,6	204,2	1,2	2.265,6
<i>a vapore a contropressione (CPC)</i>	0,0	146,1	-	54,1	106,9	0,0	307,1
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	22,4	79,5	24,8	80,0	524,3	0,1	731,2
<i>a celle combustibili con cogenerazione (CEC)</i>	-	-	-	0,0	-	-	0,0
Totale	22,4	3.247,6	71,2	435,3	1.047,8	274,3	5.098,7

In Tabella 2.11 è riportata la potenza efficiente lorda degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nel 2020 la potenza efficiente lorda è stata di 56,6 GW. Il tasso di incremento annuale più elevato è stato registrato nel 2011 quando la nuova potenza rispetto all'anno precedente è stata di 11,3 GW, di cui 9,5 GW da fonte fotovoltaica e 1,1 GW da fonte eolica. Negli anni successivi gli incrementi annuali sono diminuiti assestandosi dal 2014 intorno a circa 1 GW di potenza aggiuntiva all'anno. Nel 2020 si ha 1,1 GW di nuova potenza (0,8 GW da fotovoltaico; 0,2 GW da eolico; 0,1 da idrico).

Tabella 2.11 – Potenza efficiente lorda per tipologia di fonte rinnovabile (GW).

Fonte energetica	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idroelettrica*	16,6	17,3	17,9	18,1	18,2	18,4	18,4	18,5	18,6	18,9	18,9	19,0	19,1
<i>0 - 1 MW</i>	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
<i>1 - 10 MW</i>	1,8	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7
<i>> 10 MW</i>	14,4	14,9	15,1	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,4	14,4	15,4	15,5
Eolica	0,4	1,6	5,8	6,9	8,1	8,5	8,7	9,2	9,4	9,8	10,3	10,7	10,9
Fotovoltaica	0,0	0,0	3,6	13,1	16,8	18,2	18,6	18,9	19,2	19,7	20,1	20,9	21,7
Geotermica	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Bioenergie	0,7	1,2	2,4	2,8	3,8	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,2	4,1	4,1
Solo prod. en. elettrica	0,3	0,6	1,4	1,7	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9
<i>Solidi</i>	0,1	0,4	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
<i>Biogas</i>	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
<i>Bioliquidi</i>	-	-	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Prod. comb. en. elettrica e calore	0,4	0,6	0,9	1,2	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2
<i>Solidi</i>	0,4	0,6	0,6	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
<i>Biogas</i>	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
<i>Bioliquidi</i>	-	-	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
TOTALE	18,3	20,9	30,4	41,8	47,7	49,9	50,6	51,5	52,3	53,3	54,3	55,5	56,6

* La potenza idroelettrica è al netto degli impianti da pompaggio puro

In merito agli impianti alimentati da bioenergie è da sottolineare il rapido incremento dal 2008 al 2013 e la successiva stabilizzazione della potenza efficiente lorda con nuove installazioni di poche decine di MW per anno fino al 2018. Dal 2019 si registra la diminuzione di potenza installata per questo tipo di impianti. In particolare gli impianti alimentati a biogas passano da 0,37 GW nel 2008 a 1,45 GW nel 2020. La crescita degli impianti alimentati da bioliquidi nel periodo 2008-2013 appare particolarmente rapida, da 0,12 GW a 1,04 GW, successivamente si riduce a 0,97 GW nel 2020. Gli impianti alimentati a biomasse solide e rifiuti passano da 1,07 GW nel 2008 a 1,73 GW nel 2018 ma nel 2020 scendono a 1,69 GW. Tali andamenti sono spiegabili con la diminuzione degli incentivi per questo tipo di impianti il cui sviluppo in futuro non sembra indipendente dalla presenza di forme di incentivazione.

Nella Figura 2.15 è evidente come la produzione elettrica mostri per un certo periodo un andamento correlato alla potenza installata, mentre negli ultimi anni, tale correlazione non è più evidente soprattutto a causa dell'aleatorietà della fonte idrica. Dal 2014 il tasso medio annuo della nuova potenza installata è circa 2%.

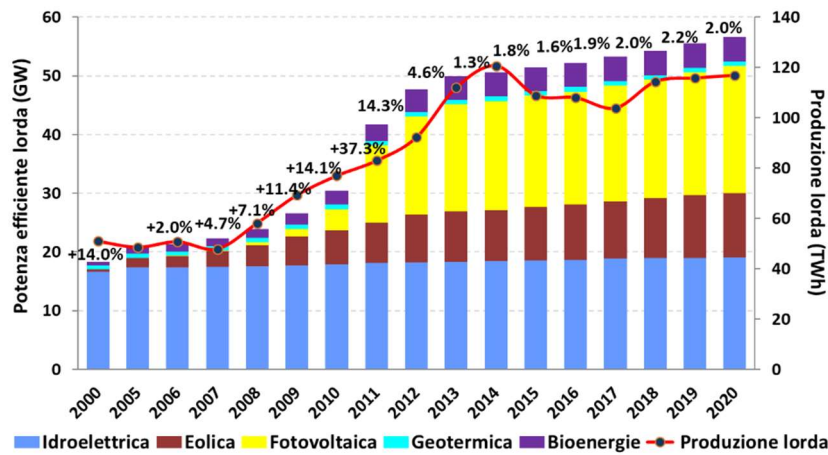


Figura 2.15 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili e produzione lorda. È inoltre riportato l'incremento percentuale della potenza efficiente lorda rispetto all'anno precedente.

Di particolare rilievo appare il fattore di capacità degli impianti, ossia il rapporto tra numero di ore annue durante le quali un impianto genera elettricità (ore equivalenti) e le ore dell'anno solare (8.760 ore). Le ore equivalenti in un anno sono calcolate dal rapporto tra produzione lorda e potenza efficiente lorda installata. In Figura 2.16 si nota l'incremento del fattore di capacità degli impianti fotovoltaici dal 2005 fino al 2012 per restare su valori stabili successivamente. A fine 2020 le ore equivalenti per gli impianti fotovoltaici sono state 1.152 delle 8.760 disponibili nell'arco dell'anno (fattore di capacità 13,2%). Gli impianti eolici hanno fatto registrare 1.720 ore equivalenti (fattore di capacità 19,6%). Complessivamente le ore equivalenti degli impianti a fonti rinnovabili sono state 2.066 (23,6%).

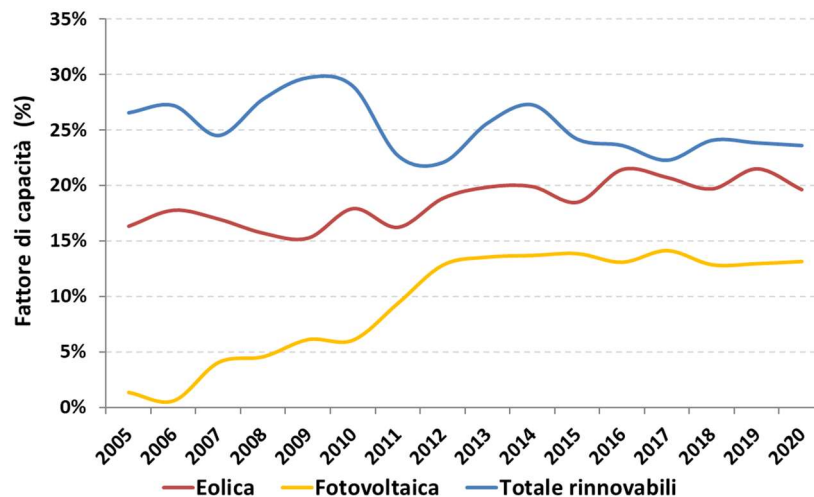


Figura 2.16 – Coefficiente di utilizzazione degli impianti fotovoltaici e eolici.

2.1.2 Efficienza del parco termoelettrico

I dati pubblicati da TERNA relativi ai consumi energetici, consumi specifici, produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di calcolare l'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

La quantità di combustibile destinato alla generazione di energia elettrica nelle centrali cogenerative può essere calcolata con lo scorporo della quota destinata alla generazione di calore. Lo scorporo dei combustibili è elaborato da TERNA considerando il consumo di una caldaia equivalente che genera calore in modo separato con una efficienza media variabile di anno in anno. Per il parco termoelettrico e per gli impianti cogenerativi è pertanto calcolato il rendimento totale, il rendimento elettrico e il rendimento elettrico equivalente secondo le seguenti equazioni.

Il rendimento totale (ε_t) e il rendimento elettrico (ε_{el}) del parco termoelettrico e del parco cogenerativo sono calcolati con le equazioni:

$$\varepsilon_t = (H + E) / F$$

$$\varepsilon_{el} = E / F$$

dove H è il calore prodotto, E è l'energia elettrica prodotta ed F è il contenuto energetico del combustibile utilizzato.

Il rendimento elettrico equivalente, ε'_{el} , è dato dall'equazione:

$$\varepsilon'_{el} = E / Fe$$

dove Fe è il contenuto energetico del combustibile utilizzato per la produzione elettrica ed è calcolato con la seguente equazione:

$$Fe = F - (Q / \eta_t)$$

dove Q è il calore generato e η_t è il rendimento termico di riferimento tipico di una caldaia. In base ai dati pubblicati da Terna nel 2020 è stato calcolato che il rendimento termico di riferimento medio per tutti i combustibili consumati dalle centrali cogenerative è stato 0,89.

Nella seguente tabella sono riportati i parametri relativi ai consumi energetici del parco termoelettrico e al rendimento degli impianti. I dati mostrano che l'efficienza del parco termoelettrico è aumentata dal 2005 soprattutto per il contributo delle centrali cogenerative caratterizzate da efficienza maggiore delle centrali non cogenerative. Nel 2020 il rendimento elettrico di queste ultime risulta del 45,7%, mentre per le centrali cogenerative si registra un rendimento totale del 64,4% e un rendimento elettrico equivalente del 55,4%. Il rendimento totale del parco termoelettrico nazionale è del 56,6% e mostra un andamento costantemente crescente dal 2005.

Tabella 2.12 – Consumi energetici e rendimenti del parco termoelettrico. Per i rendimenti sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * $p < 0,01$; n.s. non significativo).

	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Consumi specifici - non cogenerative (Mcal/kWh _{el})	2,048	1,997	2,060	2,001	1,937	1,953	1,890	1,882	
Consumi specifici - cogenerative (Mcal/kWh _{el})	1,703	1,667	1,553	1,546	1,545	1,554	1,554	1,553	
Energia totale (ktep)	53.468	47.764	40.343	40.886	42.044	39.108	39.096	36.459	
- centrali cogenerative	21.206	23.999	20.654	22.164	22.924	22.075	22.496	21.333	
- per produzione elettrica	16.078	18.577	14.889	16.256	17.018	16.308	16.670	15.601	
- per produzione di calore	5.127	5.422	5.765	5.908	5.906	5.768	5.826	5.732	
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	19.688	18.722	19.120	17.033	16.601	15.126	
Energia per la produzione elettrica	48.339	42.342	34.578	34.978	36.138	33.341	33.270	30.727	
Rendimento elettrico - cogenerative	0,383	0,399	0,399	0,408	0,413	0,409	0,410	0,405	*
Rendimento elettrico eq. – cogenerative	0,505	0,516	0,554	0,556	0,556	0,553	0,553	0,554	*
Rendimento totale – cogenerative	0,600	0,601	0,646	0,645	0,642	0,641	0,640	0,644	*
Rendimento elettrico - non cogenerative	0,420	0,431	0,417	0,430	0,444	0,440	0,455	0,457	n.s.
Rendimento elettrico	0,405	0,415	0,408	0,418	0,427	0,422	0,429	0,426	n.s.
Rendimento elettrico eq.	0,448	0,468	0,476	0,488	0,497	0,495	0,504	0,506	*
Rendimento totale	0,491	0,516	0,534	0,546	0,552	0,554	0,562	0,566	*

Nel seguente grafico è riportato l'andamento del rendimento del parco termoelettrico nazionale per le centrali cogenerative e non cogenerative. Di particolare rilievo appare l'incremento di efficienza osservato per le centrali cogenerative tra il 2012 e il 2013 dovuto al prevalente funzionamento delle sezioni cogenerative a ciclo combinato e a condensazione, caratterizzate da grandi dimensioni e maggiore efficienza.

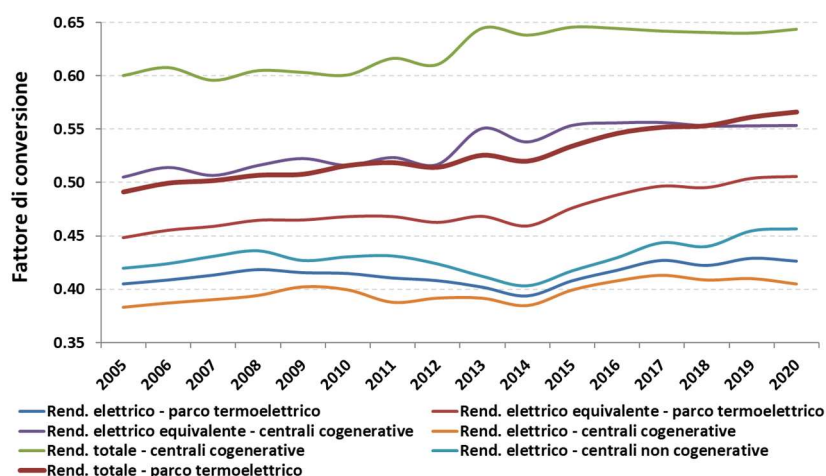


Figura 2.17 – Rendimenti del parco termoelettrico nazionale.

I dati pubblicati da Terna consentono di elaborare il rendimento degli impianti con maggiore dettaglio, ovvero per tipologia di impianti e di combustibili. Nelle Tabelle 2.13a-b sono riportati i rendimenti totali e i rendimenti elettrici degli impianti per il 2005 e per il 2020 secondo la tipologia di combustibili utilizzati. Per gli impianti cogenerativi è riportato il rendimento elettrico equivalente. I dati mostrano che l'efficienza di conversione registrata nel 2020 è superiore a quella registrata nel 2005. L'incremento è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi, infatti nel periodo esaminato a fronte di un incremento del rendimento elettrico equivalente dell'intero parco termoelettrico di 5,8 punti percentuali, gli impianti cogenerativi mostrano un incremento di 4,9 punti percentuali, mentre gli impianti non cogenerativi presentano un miglioramento del rendimento elettrico di 3,7 punti percentuali nello stesso periodo.

Il rendimento totale del parco termoelettrico mostra un miglioramento delle prestazioni di 7,5 punti percentuali dal 2005 al 2020.

Tabella 2.13a – Rendimento elettrico e totale per tipologia di impianto e combustibili (2005). Per gli impianti cogenerativi e per l'intero parco termoelettrico è riportato il rendimento elettrico equivalente. Classificazione secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petrol.	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2005							
Rendimento elettrico							
Impianti non cogenerativi	0,368	0,494	0,354	0,376	0,195	0,336	0,420
a combustione interna (CI)		0,364	0,398	0,366	0,106	0,339	0,332
a turbine a gas (TG)		0,294		0,228		0,273	0,284
a vapore a condensazione (C)	0,368	0,380	0,354	0,374	0,198		0,362
a ciclo combinato (CC)		0,547		0,207	0,242		0,547
ripotenziato (RP)		0,411		0,417			0,411
Impianti cogenerativi	0,509	0,524	0,419	0,454	0,478	0,449	0,505
a combustione interna (CIC)		0,555	0,399	0,472	0,533	0,425	0,527
a turbine a gas (TGC)		0,540		0,554	0,690	0,312	0,542
a ciclo combinato (CCC)		0,520	0,438	0,459	0,576	0,280	0,521
a vapore a contropressione (CPC)	0,509	0,669	0,531	0,690	0,405	0,381	0,565
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,437	0,279	0,402	0,280	0,506	0,358
Rendimento elettrico totale	0,369	0,508	0,393	0,391	0,405	0,352	0,448
Rendimento totale							
Impianti cogenerativi	0,690	0,609	0,456	0,666	0,527	0,629	0,600
a combustione interna (CIC)		0,682	0,406	0,550	0,603	0,543	0,646
a turbine a gas (TGC)		0,691		0,731	0,798	0,458	0,696
a ciclo combinato (CCC)		0,566	0,479	0,630	0,581	0,788	0,566
a vapore a contropressione (CPC)	0,690	0,844	0,553	0,847	0,545	0,641	0,785
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,657	0,279	0,600	0,418	0,703	0,546
Rendimento totale impianti	0,373	0,552	0,418	0,468	0,449	0,398	0,491

Tabella 2.13b – Rendimento elettrico e totale per tipologia di impianto e combustibili (2005). Per gli impianti cogenerativi e per l'intero parco termoelettrico è riportato il rendimento elettrico equivalente. Classificazione secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petrol.	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2020							
Rendimento elettrico							
Impianti non cogenerativi	0,364	0,528	0,379	0,334	0,321	0,369	0,457
a combustione interna (CI)		0,350	0,379	0,379	0,415	0,368	0,381
a turbine a gas (TG)		0,489		0,233	0,269	0,320	0,483
a vapore a condensazione (C)	0,364	0,363		0,327	0,267	0,398	0,335
a ciclo combinato (CC)		0,532		0,440	0,470	0,400	0,530
ripotenziato (RP)							
Impianti cogenerativi	0,819	0,587	0,425	0,602	0,441	0,489	0,554
a combustione interna (CIC)		0,613	0,538	0,581	0,482	0,490	0,554
a turbine a gas (TGC)		0,605		0,695	0,388	0,531	0,611
a ciclo combinato (CCC)		0,584	0,442	0,555	0,598	0,467	0,583
a vapore a contropressione (CPC)		0,730		0,689	0,605		0,661
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	0,819	0,406	0,386	0,734	0,293	0,308	0,324
Rendimento elettrico totale	0,819	0,587	0,425	0,602	0,441	0,489	0,554
Rendimento totale							
Impianti cogenerativi	0,880	0,661	0,515	0,785	0,577	0,587	0,644
a combustione interna (CIC)		0,707	0,645	0,736	0,638	0,587	0,660
a turbine a gas (TGC)		0,748		0,819	0,721	0,618	0,755
a ciclo combinato (CCC)		0,641	0,530	0,743	0,641	0,561	0,642
a vapore a contropressione (CPC)	0,186	0,852		0,848	0,770	0,186	0,818
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	0,880	0,556	0,471	0,870	0,490	0,486	0,520
a celle combustibili con cogenerazione (CEC)		0,258		1,086			0,411
Rendimento totale impianti	0,369	0,611	0,513	0,670	0,490	0,513	0,566

2.2 Fattori di emissione dei combustibili

I fattori di emissione per la produzione e consumo di energia elettrica considerati nel presente lavoro sono stati calcolati in base al consumo di combustibili comunicati a ISPRA da TERNA³ a partire dal 2005. Per gli anni precedenti sono stati utilizzati i dati EUROSTAT che a sua volta utilizza i dati riportati nei *OECD/EUROSTAT Joint Questionnaire* compilati da TERNA per il settore elettrico. Inoltre, sono state elaborate stime preliminari per il 2021 in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da Terna a gennaio 2022 (aggiornato a dicembre 2021), ai consumi dei principali combustibili fossili periodicamente pubblicati dal Ministero dello Sviluppo economico e ai fattori di emissione elaborati per il 2020.

I fattori di emissione dei combustibili utilizzati nella generazione elettrica sono stati calcolati a partire dal contenuto di carbonio e dal potere calorifico dei rispettivi combustibili. Per ognuno dei principali combustibili, quali gas naturale, carbone e olio combustibile sono state adottate specifiche procedure. Di seguito si riporta una sintesi delle metodologie adottate. Per maggiori dettagli si rimanda al report *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2020 - National Inventory Report 2022*⁴ (ISPRA, 2022[a]).

Il gas naturale importato è regolarmente analizzato ai contatori di ingresso dagli operatori della rete di trasmissione (SNAM Rete Gas). La composizione chimica e il potere calorifico del gas importato e di quello prodotto sul territorio nazionale sono i principali parametri oggetto delle analisi. I dati sono regolarmente pubblicati da SNAM Rete Gas o comunicati ad ISPRA. In questo modo è possibile stimare, anno per anno, il contenuto medio di carbonio ed il fattore di emissione del gas naturale utilizzato in Italia.

Per quanto riguarda l'olio combustibile la stima dei fattori di emissione è stata elaborata considerando i dati disponibili in letteratura e i risultati delle analisi condotte da ENEL⁵ su più di 400 campioni. Il contenuto di carbonio dell'olio combustibile presenta variazioni in relazione al contenuto di zolfo, pertanto è possibile stimare il fattore di emissione medio a partire dal mix di olio a basso, medio ed elevato contenuto di zolfo.

Il combustibile solido utilizzato in Italia è solo in minima parte di origine nazionale, la maggior parte viene importato da diversi paesi. I dati relativi alle quantità importate annualmente sono resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico (BPT, Bollettino petrolifero trimestrale). Il contenuto di carbonio nel combustibile presenta una relazione con il contenuto di idrogeno e con il potere calorifico inferiore. Il potere calorifico del combustibile solido presenta una elevata eterogeneità in relazione all'umidità e al contenuto in ceneri, parametri che possono rendere estremamente incerta la stima del contenuto di carbonio. La qualità delle stime può essere pertanto migliorata considerando l'umidità del carbone. Attualmente i limiti della stima del fattore di emissione del carbone sono superati con la seguente procedura:

ENEL ha analizzato più di 200 campioni di carbone importato in un paio di anni per determinare un ampio set di parametri. In tal modo è stato possibile correlare il potere calorifico inferiore e il contenuto di carbonio alle caratteristiche medie del carbone calcolate a partire da dati di letteratura (EMEP/CORINAIR, 2007);

- per ogni anno è possibile calcolare la media pesata del potere calorifico inferiore e il contenuto di carbonio del carbone importato utilizzando i dati di letteratura;
- utilizzando i valori calcolati e la correlazione individuata è possibile stimare il contenuto di carbonio medio del carbone. Dal 2005 la disponibilità di dati sul contenuto di carbonio presente nei combustibili utilizzati dai singoli impianti per ogni anno consente di affinare la stima.

A partire dal 2005 i fattori di emissione di una serie di combustibili (carbone da vapore, coke di petrolio, gas derivati, gas di raffineria, gas di sintesi, gas residui da processi chimici) sono stati calcolati in base ai dati comunicati al Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE dagli

³ Principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione.

⁴ Allegato 6, *National emission factors*.

⁵ ENEL, comunicazione dei dati ad ISPRA.

impianti che rientrano nel sistema *Emissions Trading Scheme* (ETS). Tali dati sono soggetti ad un processo di verifica che “accerta l'affidabilità, credibilità e precisione dei sistemi di monitoraggio, dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto.” (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216, art. 16, c.1). La verifica dei dati pervenuti al Comitato rendono i dati particolarmente utili e affidabili per valutare le caratteristiche dei diversi combustibili ed il relativo uso nel parco termoelettrico italiano. Precedentemente al 2005 sono stati utilizzati fattori di emissione disponibili in letteratura o da raccolte dati presso gli impianti industriali.

In tale studio i fattori di emissione di CO₂ da combustione di biomasse (biodiesel, biogas, biomasse, oli vegetali e componente biodegradabile dei rifiuti) sono stati considerati pari a zero, in accordo con quanto definito nell'ambito della convenzione UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) per la contabilizzazione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica. In tale contesto la biomassa è una sorgente neutra rispetto alle emissioni di CO₂, in quanto la CO₂ emessa durante la combustione è pari a quella assorbita nel corso della vita della pianta con il processo di fotosintesi.

I fattori di emissione dei principali combustibili di origine fossile utilizzati per la produzione elettrica utilizzati in questo lavoro sono pubblicati in *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2018, National Inventory Report 2020*, (Allegato 6).

I coefficienti di ossidazione dei combustibili sono stati aggiornati secondo le indicazioni delle linee guida IPCC 2006 per la realizzazione degli inventari nazionali (IPCC, 2006). Tali linee guida considerano il fattore di ossidazione dei combustibili pari a 1 se non sono disponibili informazioni più dettagliate. In altre parole si considera interamente convertito in anidride carbonica il contenuto di carbonio del combustibile durante il processo di combustione in assenza di dati analitici sulla combustione.

Le emissioni del settore elettrico sono elaborate separatamente in relazione alla produzione di elettricità e di calore. Sebbene le emissioni per la produzione cogenerativa di energia elettrica ed energia termica non sono eventi indipendenti, appare opportuno separare le due entità considerando l'uso selettivo delle due tipologie di energia da parte degli utenti finali.

2.3 Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico

La quantità di CO₂ emessa nel 2020 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 84,9 Mt (di cui 72,4 Mt per la generazione elettrica e 12,5 Mt per la produzione di calore), pari al 22,3% delle emissioni nazionali di gas ad effetto serra (ISPRA, 2022[a]).

Tabella 2.14 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,1	32,1	28,6	25,4	17,3	12,5	12,4
Gas naturale	21,2	24,6	49,3	67,4	68,1	49,5	55,7	61,1	56,4	61,3	58,5	62,4
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,3	2,9	3,2
P. petroliferi	70,2	81,4	61,2	36,2	20,0	10,1	9,2	8,7	8,4	7,5	7,6	5,5
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,5	3,2	3,5	3,6	3,5	3,5	3,5	3,4	3,5
Totale	126,4	133,5	139,8	157,8	134,8	106,6	106,3	106,5	98,1	94,0	84,9	87,1

* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla combustione di prodotti petroliferi hanno rappresentato, fino alla prima metà degli anni '90, una quota rilevante delle emissioni totali del settore termoelettrico. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 61% delle emissioni del settore termoelettrico. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è diminuita fino ad arrivare al 8,9% nel 2020. Va tuttavia considerato che tra i prodotti petroliferi sono annoverati anche i gas di sintesi da processi di gassificazione che a partire dal 2000 rappresentano una quota crescente. Considerando solo l'olio combustibile la quota emissiva rispetto alle emissioni del settore elettrico passa

da 61% a 1,2% nel periodo 1995-2020. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,5% nel 1995 a 68,9% nel 2020.

In Tabella 2.15 sono riportate le emissioni di CO₂ dovute alla sola produzione elettrica.

Tabella 2.15 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	38,9	31,9	28,4	25,2	17,1	12,4	12,3
Gas naturale	21,2	24,6	49,3	59,8	59,7	40,7	46,7	52,0	47,5	52,3	49,7	52,8
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	3,6	4,6	3,7	4,1	3,4	2,3	2,6
P. petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	7,5	6,7	6,3	6,0	5,4	5,2	3,5
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,0	3,0	2,9	2,8	2,9	2,8	2,8
Totale	126,4	133,5	139,8	144,6	120,9	93,7	92,9	93,3	85,6	81,2	72,4	74,3

* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche dovute al gas naturale per la sola produzione elettrica mostrano un notevole incremento dal 1990 in ragione dell'aumento del consumo di tale risorsa. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti da 16,8% nel 1990 a 49,4% nel 2010 e diminuisce fino a 39,1% nel 2014 per risalire a 68,7% nel 2020. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, si è ridotta da 22,2% nel 1990 a 12,2% nel 1993. Dopo un periodo di relativa stabilità fino al 2000 si osserva una rapida ascesa della quota emissiva dei combustibili solidi fino a raggiungere il 42,2% nel 2014. Dopo il 2014 le emissioni da combustibili solidi sono costantemente diminuite fino al 17,1% registrato nel 2020 (Figura 2.18).

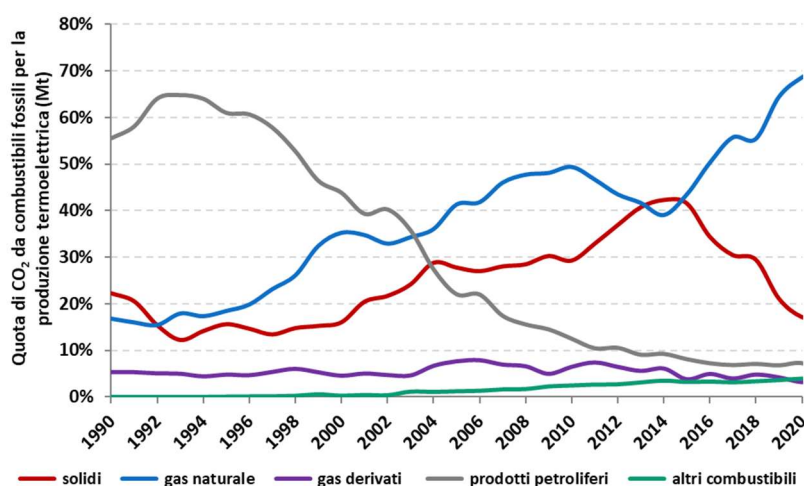


Figura 2.18 – Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile.

Nella Figura 2.19 è rappresentato l'andamento delle emissioni atmosferiche di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti fossili per la produzione elettrica.

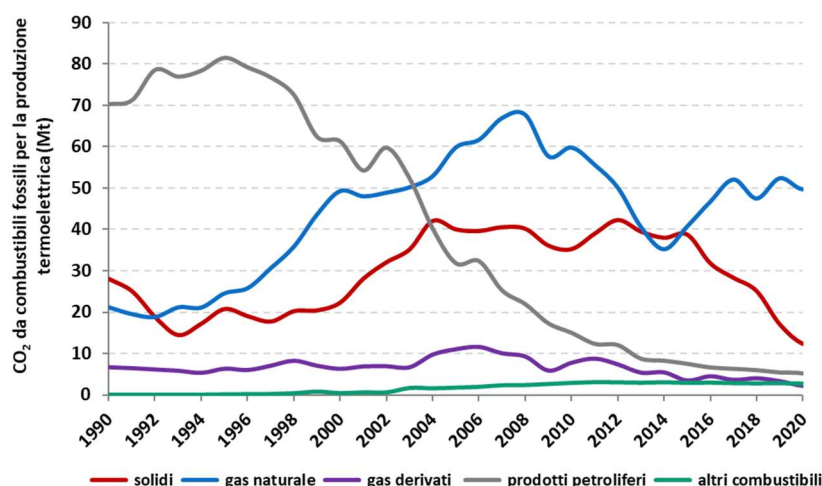


Figura 2.19 – Andamento delle emissioni da produzione elettrica per combustibile.

2.3.1 Emissioni per la produzione elettrica da impianti termoelettrici e industriali

La generazione elettrica avviene in impianti termoelettrici dedicati alla cessione in rete dell'elettricità generata e in sezioni di impianti industriali che producono elettricità per le proprie attività produttive cedendo alla rete la quota eccedente (autoproduttori). Ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 2 un autoproduttore “è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70 per cento annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto.” (ARERA, 2005).

La disponibilità di informazioni su consumi energetici e produzione elettrica degli impianti soggetti al sistema ETS consente di stimare le emissioni per la generazione elettrica negli impianti termoelettrici e nel sottoinsieme di impianti costituito da impianti industriali presenti in ETS (autoproduttori) e impianti non soggetti a ETS che producono elettricità utilizzando bioenergie e rifiuti (rinnovabili e non rinnovabili).

ISPRA ha realizzato, per conto del Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per la gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216), il database che raccoglie le informazioni delle Dichiarazioni inviate annualmente al Comitato dai gestori degli impianti. Inoltre ISPRA elabora, laddove non direttamente disponibili nelle Dichiarazioni, i consumi energetici per combustibile a livello di impianto. A tal proposito sono utilizzati i dati forniti dai gestori relativi al potere calorifico dei combustibili e/o al fattore di emissione di anidride carbonica per contenuto energetico. In assenza di tali informazioni si applica il potere calorifico del combustibile disponibile nella letteratura internazionale.

La classificazione settoriale degli impianti (termoelettrici e industriali) è elaborata da ISPRA a partire dalle Dichiarazioni degli operatori relativamente all'attività principale degli impianti e considerando la ripartizione delle emissioni richiesta dal CRF (*Common Reporting Format*) per la comunicazione annuale delle emissioni nazionali di gas serra al segretario UNFCCC.

In Tabella 2.16 sono riportati i consumi energetici totali per tipologia di combustibile forniti da TERNA per la produzione di energia elettrica e calore, mentre in Tabella 2.17 sono riportati i consumi energetici negli impianti termoelettrici soggetti a ETS. Sottraendo questi ultimi ai consumi totali abbiamo i consumi energetici destinati alla produzione di energia elettrica e calore nel gruppo di impianti industriali soggetti a ETS e impianti alimentati a bioenergie (biomasse solide, liquide, gassose e rifiuti) non soggetti a ETS (di seguito industriali) e riportati in Tabella 2.18.

Come precedentemente riportato la categoria ‘altri combustibili’ è prevalentemente costituita da risorse rinnovabili e la sola componente non rinnovabile è rappresentata dalla quota non rinnovabile dei rifiuti.

Tabella 2.16 – Consumi energetici per la produzione di energia elettrica e calore per combustibile (ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	10.237	9.040	10.038	10.837	10.130	9.715	9.860	8.058	7.273	6.427	4.343	3.177
Gas naturale	28.490	28.059	26.535	24.084	20.330	17.960	20.511	22.902	25.166	23.272	25.364	24.129
Gas derivati	1.335	1.042	1.190	1.142	774	746	566	715	615	614	605	415
P. petroliferi	11.131	6.094	5.238	4.785	3.810	3.401	3.239	2.950	2.806	2.676	2.464	2.456
Altri combustibili	2.270	3.528	4.674	4.819	6.055	6.474	6.167	6.260	6.183	6.121	6.320	6.282
<i>di cui non rinnov.</i>	611	820	891	860	866	921	934	933	915	905	928	913
Totale	53.463	47.762	47.675	45.667	41.099	38.296	40.343	40.885	42.044	39.109	39.097	36.459
<i>di cui fossili</i>	<i>51.804</i>	<i>45.054</i>	<i>43.892</i>	<i>41.708</i>	<i>35.910</i>	<i>32.743</i>	<i>35.111</i>	<i>35.558</i>	<i>36.776</i>	<i>33.893</i>	<i>33.704</i>	<i>31.090</i>

Negli impianti termoelettrici soggetti a ETS dedicati alla cessione in rete dell’elettricità generata i consumi energetici della categoria ‘altri combustibili’ rappresentano una quota marginale dei consumi totali del gruppo (1,9% nel 2019). D’altra parte, come atteso, la quota di ‘altri combustibili’ nel gruppo di impianti industriali è particolarmente rilevante, 47% dei consumi totali del gruppo nel 2020, con un andamento in deciso aumento dal 2005 quando la quota era del 19,3%.

Tabella 2.17 – Consumi energetici per la produzione di energia elettrica e calore per combustibile negli impianti termoelettrici soggetti a ETS (ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	9.803	8.860	9.868	10.760	9.996	9.580	9.648	7.866	7.194	6.313	4.311	3.177
Gas naturale	24.221	24.118	22.208	19.533	15.546	13.559	16.027	18.195	20.250	18.460	20.425	19.288
Gas derivati	1.335	1.042	1.190	1.142	774	746	566	715	615	614	605	415
P. petroliferi	8.755	3.020	2.718	2.576	2.032	1.802	1.671	1.348	1.262	1.028	891	871
Altri combustibili	578	555	570	571	687	1.233	813	910	770	715	597	588
Totale	44.692	37.596	36.555	34.583	29.035	26.921	28.725	29.033	30.091	27.129	26.828	24.339

Tabella 2.18 – Consumi energetici per la produzione di energia elettrica e calore per combustibile negli impianti industriali soggetti a ETS e negli impianti alimentati a bioenergie (non soggetti a ETS) (ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	434	179	170	77	134	135	213	193	79	114	32	0
Gas naturale	4.269	3.940	4.327	4.551	4.784	4.401	4.484	4.707	4.917	4.812	4.939	4.842
Gas derivati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P. petroliferi	2.376	3.074	2.520	2.209	1.778	1.599	1.569	1.602	1.544	1.648	1.574	1.585
Altri combustibili	1.692	2.972	4.103	4.248	5.368	5.241	5.354	5.350	5.413	5.406	5.724	5.693
Totale	8.771	10.166	11.120	11.085	12.064	11.375	11.619	11.852	11.953	11.980	12.268	12.120

Le emissioni di CO₂ nei due gruppi di impianti sono state stimate a partire dai fattori di emissione per consumo energetico illustrati nella seguente tabella ed elaborati a partire dai consumi energetici totali.

Tabella 2.19 – Fattori di emissione per consumo energetico (tCO₂/ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	3,95	3,92	3,92	3,94	3,96	3,98	3,96	3,98	3,93	3,95	3,99	3,94
Gas naturale	2,36	2,43	2,41	2,41	2,41	2,43	2,41	2,43	2,43	2,42	2,42	2,42
Gas derivati	8,54	7,67	7,63	8,00	7,89	7,98	7,89	7,98	7,39	7,35	7,12	6,92
P. petroliferi	3,25	3,28	3,24	3,21	3,13	3,11	3,13	3,11	3,11	3,13	3,05	3,08
Altri combustibili	1,09	0,92	0,56	0,54	0,56	0,57	0,56	0,57	0,56	0,56	0,56	0,55
Totale	2,95	2,82	2,68	2,66	2,64	2,60	2,64	2,60	2,53	2,51	2,40	2,33

La gran parte delle emissioni per la produzione elettrica e calore è dovuta agli impianti termoelettrici (Figura 2.20) che nel 2020 determinano il 76,7% delle emissioni del settore elettrico con un andamento decrescente dal 2005 quando la quota era del 86,5%.

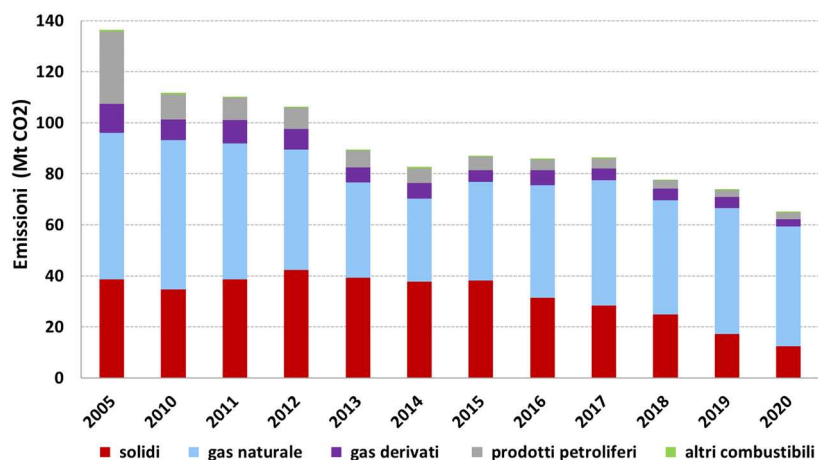


Figura 2.20 – Emissioni di CO₂ da impianti termoelettrici (prima barra a colori pieni) e impianti industriali (seconda barra a colori punteggiati).

Il seguente grafico mostra che la quota di consumi energetici di combustibili solidi si è ridotta notevolmente negli impianti termoelettrici ed è diventata marginale nel gruppo di impianti industriali, dove resta una quota significativa di consumi energetici di prodotti petroliferi, diventati d'altra parte marginali negli impianti termoelettrici. In merito alle emissioni di CO₂ si nota un incremento della quota relativa di emissioni da gas naturale in entrambi i gruppi. A partire dal 2005, quando la quota era maggiore per gli impianti industriali rispetto ai termoelettrici (47,2% vs 42,0%), si è registrato un incremento molto più rapido negli impianti termoelettrici la cui quota raggiunge nel 2020 il 71,8% contro una quota del 59,5% negli impianti industriali. In merito alle emissioni da prodotti petroliferi si osserva un andamento contrario, con una diminuzione molto più consistente nel gruppo di impianti industriali (da 20,9% nel 2005 a 4,1% nel 2020) rispetto agli impianti industriali (da 36,2% a 24,8%). La quota emissiva da combustibili solidi negli impianti termoelettrici è diminuita fino a 19,2% nel 2020 mentre negli impianti industriali si è azzerata. In questi ultimi, come già osservato, gli 'altri combustibili' assumono quote emissive rilevanti e crescenti (da 8,6% nel 2005 a 15,8% nel 2020).

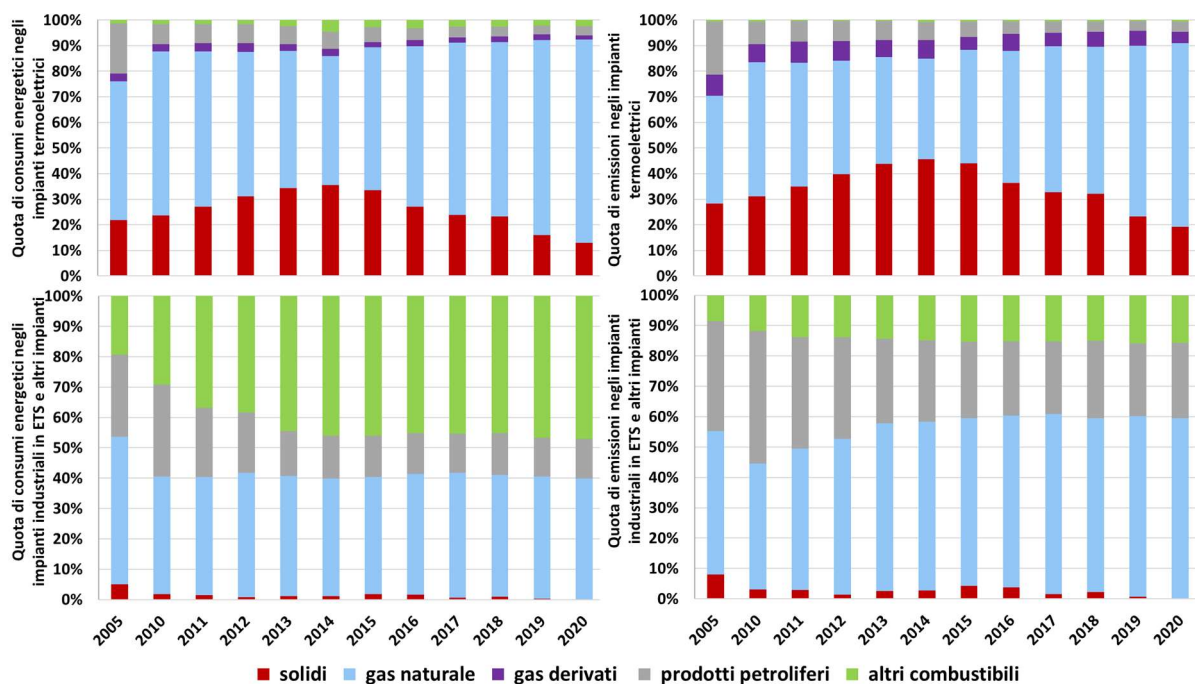


Figura 2.21– Quota di consumi energetici e di emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica e calore negli impianti termoelettrici soggetti a ETS e nel gruppo di impianti industriali.

Nelle seguenti tabelle sono riportate in dettaglio le emissioni per la produzione di energia elettrica e calore per tipologia di combustibile negli impianti termoelettrici e nel gruppo di impianti costituito dagli impianti industriali soggetti a ETS e altri impianti.

Tabella 2.20 – Emissioni di CO₂ (Mt) per la produzione di energia elettrica e calore per combustibile negli impianti termoelettrici soggetti a ETS. È inoltre riportato il fattore di emissione per consumo energetico.

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	38,7	34,8	38,6	42,2	39,2	37,7	38,2	31,3	28,3	24,9	17,2	12,5
Gas naturale	57	58,5	53,4	47,2	37,4	32,6	38,7	44,3	49,2	44,7	49,4	46,8
Gas derivati	11,4	8,0	9,0	8,2	5,9	6,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,3	2,9
Prodotti petroliferi	28,5	9,9	8,8	8,4	6,6	5,8	5,2	4,2	3,9	3,2	2,7	2,7
Altri combustibili	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
Totale	136,5	111,7	110,3	106,4	89,5	82,8	87,1	86,0	86,4	77,8	73,9	65,2
Fattore di emissione (tCO₂/ktep)	3,05	2,97	3,02	3,08	3,08	3,08	3,03	2,96	2,87	2,87	2,76	2,68

Tabella 2.21 – Emissioni di CO₂ (Mt) per la produzione di energia elettrica e calore per combustibile negli impianti industriali soggetti a ETS e negli impianti alimentati a bioenergie (non soggetti a ETS). È inoltre riportato il fattore di emissione per consumo energetico.

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	1,7	0,7	0,7	0,3	0,5	0,5	0,8	0,8	0,3	0,5	0,1	0,0
Gas naturale	10,1	9,6	10,4	11,0	11,5	10,6	10,8	11,5	11,9	11,7	11,9	11,7
Gas derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	7,7	10,1	8,2	7,2	5,8	5,1	4,9	5,0	4,8	5,2	4,8	4,9
Altri combustibili	1,8	2,7	3,1	3,0	3,0	2,8	3,0	3,1	3,1	3,0	3,2	3,1
Totale	21,4	23,1	22,3	21,5	20,8	19,1	19,6	20,3	20,1	20,3	20,1	19,7
Fattore di emissione (tCO₂/ktep)	2,44	2,27	2,01	1,94	1,72	1,68	1,69	1,71	1,68	1,70	1,64	1,63

Negli impianti termoelettrici le emissioni si sono ridotte del 52,3% nel periodo 2005-2020, mentre negli impianti industriali si registra una riduzione delle emissioni del 7,6% nello stesso periodo. I fattori di emissione per unità di consumo energetico mostrano una riduzione del 12,3% negli impianti

termoelettrici e del 33,2% negli impianti industriali. La diminuzione del fattore di emissione registrato negli impianti industriali è sovracompensata dall'incremento dei consumi energetici (+38,2% dal 2005 al 2020), mentre negli impianti termoelettrici si osserva una diminuzione dei consumi (-45,5% dal 2005 al 2019). I consumi energetici dell'intero settore elettrico diminuiscono dal 2005 al 2020 del 31,8% e i fattori di emissione del 21,1%.

L'incremento dei consumi energetici nel gruppo di impianti industriali è dovuto essenzialmente alla categoria degli 'altri combustibili' che dal 2005 al 2020 ha un incremento del 236,5%. Tale incremento è essenzialmente dovuto agli impianti non soggetti a ETS ed alimentati con bioenergie. Infatti nel 2020 gli impianti industriali soggetti a ETS che producono energia elettrica hanno consumato 683 ktep dei 5.393 ktep complessivi della categoria 'altri combustibili' (12%). Tale consumo è inoltre destinato a tutte le attività dell'impianto di cui la produzione elettrica costituisce solo una quota. I dati mostrano che il consumo di 'altri combustibili' è dovuto agli impianti non soggetti a ETS alimentati con bioenergie. Infatti scorporando la quota stimata di consumi di 'altri combustibili' negli impianti non soggetti a ETS e supponendo i consumi delle altre categorie di combustibili interamente a carico degli impianti industriali soggetti a ETS i consumi per la produzione di energia elettrica e calore in questi impianti mostra una riduzione del 15,5% dal 2005 al 2020.

Tabella 2.22 – Emissioni stimate di CO₂ (Mt) per la produzione di energia elettrica e calore per combustibile negli impianti industriali soggetti a ETS. È inoltre riportato il fattore di emissione per consumo energetico.

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solidi	1,7	0,7	0,7	0,3	0,5	0,5	0,8	0,8	0,3	0,5	0,1	0,0
Gas naturale	10,1	9,6	10,4	11,0	11,5	10,6	10,8	11,5	11,9	11,7	11,9	11,7
Gas derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	7,7	10,1	8,2	7,2	5,8	5,1	4,9	5,0	4,8	5,2	4,8	4,9
Altri combustibili	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Totale	20,1	20,7	19,5	18,7	18,0	16,6	17,0	17,7	17,5	17,7	17,3	17,0
Fattore di emissione (tCO₂/ktep)	2,62	2,73	2,67	2,63	2,53	2,44	2,42	2,42	2,39	2,42	2,37	2,39

Il fattore di emissione per consumo energetico per i soli impianti industriali soggetti a ETS si riduce dal 2005 al 2020 del 8,7%. Dal 2005 tale fattore di emissione è stato inferiore a quello registrato negli impianti termoelettrici (media di circa -15%).

La Figura 2.22 mostra le emissioni dei gruppi di impianti industriali con e senza la quota stimata per gli impianti non soggetti a ETS.

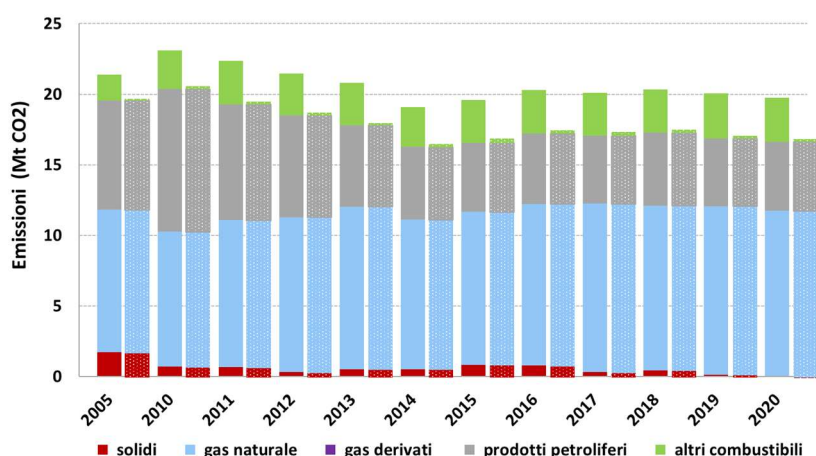


Figura 2.22 – Emissioni di CO₂ da impianti industriali soggetti a ETS e altri impianti (prima barra a colori pieni) e impianti industriali soggetti a ETS (seconda barra a colori punteggiati).

Nella seguente tabella sono riportate le quote di consumi energetici e di emissioni nei gruppi di impianti esaminati.

Tabella 2.23 – Quota di consumi energetici e di emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica e calore negli impianti termoelettrici, negli impianti industriali soggetti a ETS e in altri impianti non soggetti a ETS.

		2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumi energetici	Termoelettrici	83,6%	78,7%	76,7%	75,7%	70,6%	70,3%	71,2%	71,0%	71,6%	69,4%	68,6%	66,8%
	Industriali ETS	14,4%	15,8%	15,3%	15,5%	17,3%	17,8%	17,4%	17,9%	17,4%	18,7%	18,6%	19,5%
	Altri impianti	2,1%	5,4%	8,1%	8,8%	12,0%	11,9%	11,4%	11,1%	11,0%	11,9%	12,8%	13,7%
Emissioni di CO₂	Termoelettrici	86,5%	82,9%	83,2%	83,2%	81,1%	81,3%	81,6%	80,9%	81,1%	79,3%	78,7%	76,7%
	Industriali ETS	12,7%	15,4%	14,7%	14,6%	16,4%	16,3%	15,9%	16,6%	16,4%	18,0%	18,4%	20,0%
	Altri impianti	0,8%	1,8%	2,2%	2,2%	2,5%	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	2,7%	3,0%	3,2%

La quota di consumi energetici totali e di emissioni mostra un andamento crescente dal 2005 negli impianti industriali soggetti a ETS e negli altri impianti coerentemente con l'incremento della quota di energia elettrica da autoproduzione rispetto alla produzione totale di origine termica che passa da 7,5% nel 2005 a 11% nel 2020 (Tabella 2.3).

2.3.2 Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica

In Tabella 2.24 sono riportati i fattori di emissione specifici per le diverse tipologie di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche nazionali. Tra i combustibili fossili i gas derivati presentano i fattori di emissione più elevati, seguiti dai combustibili solidi e dai prodotti petroliferi; il gas naturale mostra i fattori di emissione più bassi. Gli altri combustibili meritano un discorso a parte poiché prevalentemente costituiti da rifiuti e bioenergie. I fattori di emissione di tali combustibili sono tra i più elevati se si considera la produzione elettrica dalla sola componente non biodegradabile dei rifiuti, tra i quali figurano anche i rifiuti industriali. I fattori di emissione di tutti i combustibili, eccetto quelli solidi, mostrano un andamento decrescente.

Tabella 2.24 – Fattori di emissione di CO₂ da produzione termoelettrica lorda per combustibile (gCO₂/kWh). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall (* p<0,05; ** p<0,01; *** p<0,001; n.s. non significativo).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Solidi	876,9	863,2	852,0	919,9	889,5	899,8	895,4	870,0	884,5	908,9	927,2	n.s.
Gas naturale	535,0	524,1	486,1	400,5	391,0	367,5	370,3	370,8	369,5	369,5	371,7	***
Gas derivati	1.816,4	1.855,8	1.498,3	1.906,3	1.664,9	1.624,8	1.639,5	1.498,4	1.651,2	1.414,5	1.382,4	*
P. petroliferi	683,5	674,0	713,0	675,1	691,7	562,3	548,4	547,9	544,4	536,4	517,4	**
Altri comb.^[1]	1.231,6	540,0	265,0	296,8	255,8	136,2	137,6	132,2	131,2	131,2	126,7	***
Altri comb.^[2]	2.463,1	2.439,8	1.253,1	1.394,8	1.381,9	1.224,0	1.209,6	1.169,3	1.158,0	1.188,2	1.162,1	*
Tot. termoelet.^[1]	709,1	681,8	636,2	574,0	524,5	489,2	467,4	446,9	445,6	416,3	400,4	***
Tot. termoelet.^[2]	709,3	682,9	640,6	585,2	546,9	544,4	518,3	492,7	495,0	462,7	449,1	***

^[1] È compresa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

^[2] È esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

Il fattore di emissione per la produzione termoelettrica lorda nazionale diminuisce costantemente dal 1990 al 2020, con valori che vanno da 709,1 g CO₂/kWh a 400,4 g CO₂/kWh. La diminuzione è dovuta principalmente all'incremento della quota di gas naturale nella produzione termoelettrica e alla continua riduzione del fattore di emissione specifico di questo combustibile, riduzione dovuta a sua volta all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati da gas naturale. Un ruolo importante assume anche l'utilizzo di bioenergie con bilancio emissivo zero tra gli altri combustibili che nel 2020 contribuiscono per il 10,8% della produzione termoelettrica. Si tratta di un notevole incremento considerando che nel 1990 il contributo delle bioenergie alla produzione termoelettrica era dello 0,03% e fino al 2005 era di 1,9%. La differenza tra i fattori di emissione del parco termoelettrico con e senza il contributo delle bioenergie mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione. La differenza diventa rilevante successivamente al 2000 in seguito all'incremento della quantità di biomasse solide e di rifiuti solidi urbani o assimilabili utilizzati per la produzione elettrica e all'ancora più rilevante incremento di bioliquidi e biogas osservato successivamente al 2008.

In Figura 2.23 si osserva la variazione percentuale di energia termoelettrica prodotta e delle relative emissioni atmosferiche di CO₂ rispetto al 1990 per tipologia di combustibile. Per i combustibili solidi, prodotti petroliferi e gas derivati si osserva una sostanziale covariazione dei due parametri, mentre per il gas naturale e gli altri combustibili si osserva un incremento maggiore della produzione elettrica rispetto all'incremento osservato per le emissioni di CO₂. In altre parole per gas naturale e altri combustibili si ha un incremento della produzione elettrica a parità di emissioni di anidride carbonica, ovvero un disaccoppiamento tra i due parametri. Tale configurazione trova spiegazione in diversi fattori, come l'incremento di efficienza della produzione elettrica o la variazione della composizione di combustibili con utilizzo di risorse caratterizzate da minori emissioni specifiche.

Il fattore di disaccoppiamento tra i due parametri può essere considerato in termini di rapporto tra i rispettivi incrementi. Per gli 'altri combustibili' l'incremento di energia elettrica nel 2020 è 9,72 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale il fattore di disaccoppiamento è 1,44. Anche per i prodotti petroliferi si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,32 essenzialmente dovuto alla crescente quota dei gas di sintesi con elevata efficienza di conversione elettrica. Il fattore di disaccoppiamento dei gas derivati è 1,31 mentre il combustibile solido presenta un disaccoppiamento quasi nullo (0,95). Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,77 con un andamento crescente che ricalca quello del gas naturale.

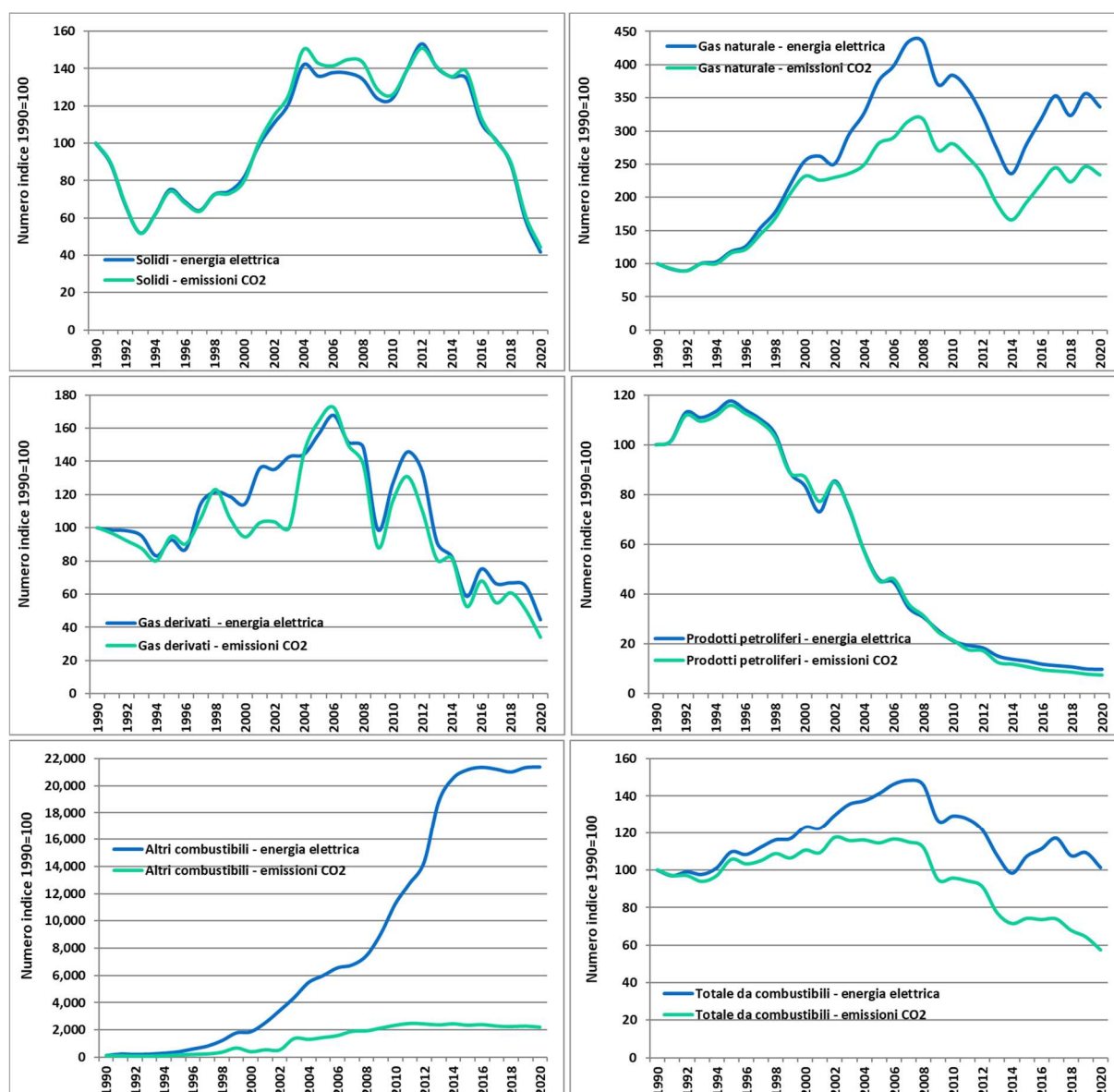


Figura 2.23 - Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).

Da quanto esposto emerge che il parco termoelettrico nazionale presenta, a partire dal 1990, un incremento della produzione elettrica cui è corrisposto incremento molto inferiore delle emissioni atmosferiche di CO₂ in seguito all'aumento dell'efficienza tecnologica e della quota di combustibili a minore contenuto di carbonio. Le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica hanno raggiunto il punto più elevato nel 2002 con un incremento del 17,4% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica mostrava nello stesso periodo un incremento del 30,1%. Dal 2002 al 2007 le emissioni hanno subito una lieve diminuzione. Complessivamente le emissioni nel 2007 sono maggiori del 14,9% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica è cresciuta del 49,1%. Dopo il 2007, in seguito alla contrazione dell'economia innescata dalla crisi economico-finanziaria, si osserva una sensibile riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂. I dati mostrano che nel 2014 è stato raggiunto il minimo di produzione elettrica dall'inizio della crisi economica, con un valore poco inferiore a quello registrato nel 2020. Dal 1990 al 2020 le emissioni del settore termoelettrico per la sola produzione elettrica sono diminuite del 42,7%, a fronte di un incremento della produzione termoelettrica del 29,5%.

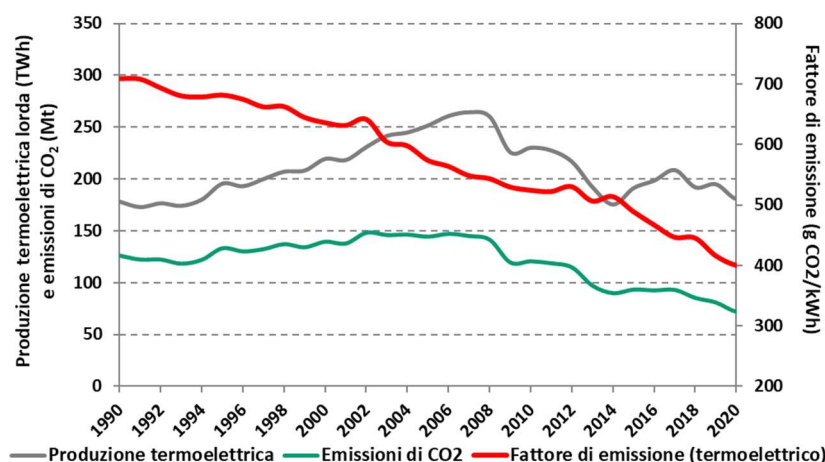


Figura 2.24 - Andamento della produzione termoelettrica, delle emissioni di CO₂ e del fattore di emissione.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ dal 1990 per la produzione elettrica lorda di origine fossile, per la produzione elettrica lorda totale, comprensiva quindi dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. È inoltre riportato il fattore di emissione per il consumo di energia elettrica a livello di utenza finale. I fattori di emissione per la produzione elettrica considerano la produzione lorda, misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Per il calcolo dei fattori di emissione dei consumi vanno considerate la produzione netta di energia elettrica, ovvero l'energia elettrica misurata in uscita dagli impianti al netto dell'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari della produzione, la quota di energia elettrica importata e le perdite di rete. Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla produzione dell'energia elettrica importata dall'estero non entrano nel novero delle emissioni nazionali.

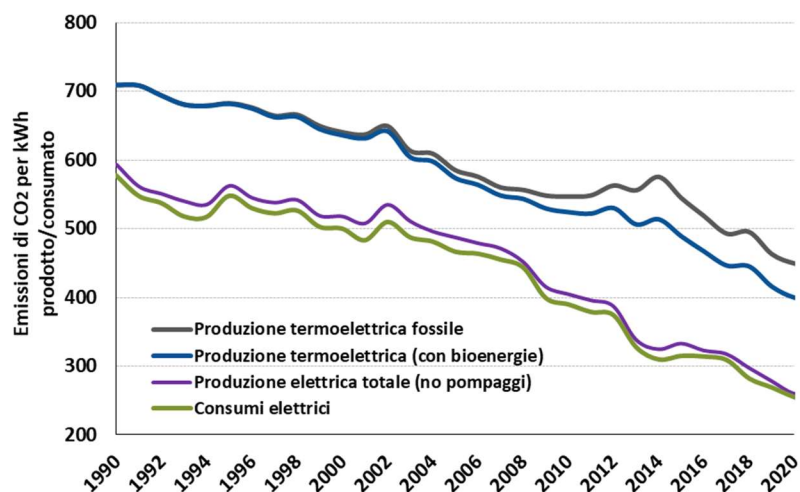


Figura 2.25 - Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/kWh).

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero (Tabella 2.25). Il fattore di emissione per consumo di energia elettrica si riduce ulteriormente in ragione della quota di energia elettrica importata dall'estero le cui emissioni atmosferiche sono originate fuori dal territorio nazionale. Le serie storiche dei fattori di emissione esaminati mostrano andamenti decrescenti con un elevato livello di significatività statistica (test di Mann-Kendall; $p < 0,001$).

I dati relativi alle emissioni dal parco termoelettrico e della produzione elettrica nazionale mostrano che a fronte di un incremento della produzione elettrica dal 1990 al 2020 di 63,9 TWh si è registrata una diminuzione delle emissioni di anidride carbonica di 54 Mt.

Tabella 2.25 – Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici (g CO₂/kWh).

Anno	Produzione termoelettrica a lorda (solo fossile)	Produzione termoelettrica a lorda ¹	Produzione elettrica lorda ²	Consumi elettrici	Produzione termoelettrica a lorda e calore ^{1,3}	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,3}	Produzione di calore ³
1990	709,3	709,1	593,1	577,9	709,1	593,1	-
1995	682,9	681,8	562,3	548,2	681,8	562,3	-
2000	640,6	636,2	517,7	500,4	636,2	517,7	
2005	585,2	574,0	487,2	466,7	516,5	450,4	246,7
2006	575,8	564,1	478,8	463,9	508,2	443,5	256,7
2007	560,1	548,6	471,2	455,3	497,0	437,8	256,3
2008	556,5	543,7	451,6	443,8	492,8	421,8	252,0
2009	548,2	529,9	415,4	399,3	480,9	392,4	260,5
2010	546,9	524,5	404,6	390,1	470,1	379,7	247,3
2011	548,5	522,4	395,6	379,1	461,0	367,7	227,8
2012	562,8	530,4	386,8	374,3	467,8	361,3	227,1
2013	556,0	506,6	338,2	327,6	438,8	317,8	218,2
2014	575,5	514,0	324,4	309,9	439,5	304,6	206,9
2015	544,4	489,2	332,7	315,2	425,3	312,9	218,9
2016	518,3	467,4	322,5	314,3	409,3	304,6	220,2
2017	492,7	446,9	317,4	309,1	394,5	299,9	215,3
2018	495,0	445,6	297,2	282,1	389,7	282,2	209,5
2019	462,7	416,3	278,1	269,1	368,2	266,9	212,2
2020	449,1	400,4	259,8	255,0	353,6	251,3	211,0
2021*	445,3	397,6	260,5	245,7	356,1	254,0	221,7

¹ inclusa la quota di elettricità prodotta da bioenergie

² inclusa la produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto degli apporti da pompaggio

³ incluse le emissioni di CO₂ per la produzione di calore

* stime preliminari

La riduzione dei fattori di emissione per la produzione di energia elettrica dal 2007 al 2014 è stata principalmente determinata dall'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, mentre la diminuzione registrata dal 2015 è essenzialmente dovuta alla diminuzione dei combustibili solidi e all'incremento di gas naturale nel mix fossile. La quota di energia elettrica da combustibili solidi rispetto alla produzione totale di elettricità passa da 15,3% nel 2015 a 4,8% nel 2020, mentre nello stesso periodo la produzione elettrica da gas naturale passa da 39,2% a 47,7%.

2.3.3 Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto

I dati di produzione elettrica e i consumi specifici per tipologia di impianto e per tipologia di combustibile pubblicati annualmente da TERNA sono stati utilizzati per elaborare i consumi energetici, le emissioni di CO₂ e i fattori di emissione per unità di energia elettrica e calore prodotti.

Tali informazioni a livello di tipologia di impianto possono essere utili anche ai fini di procedure autorizzative condizionate a eventuali soglie emissive. I dati illustrati nelle Tabelle 26a-d riportano i fattori di emissione riferiti alla produzione elettrica per gli anni 2005, 2010, 2015 e 2020, senza il contributo emissivo dovuto alla produzione di calore. È evidente come le centrali termoelettriche che producono solo energia elettrica siano caratterizzate dai fattori di emissione più elevati in ragione della loro minore efficienza elettrica rispetto alle centrali cogenerative. In particolare si osserva che i fattori di emissione più elevati sono dovuti alla combustione di gas derivati, prodotti petroliferi e combustibili solidi. In merito agli 'altri combustibili gassosi', prevalentemente costituiti da biogas, si registrano i fattori di emissione più bassi. Gli 'altri combustibili solidi' comprendono biomasse e rifiuti, sia la componente rinnovabile sia la componente non rinnovabile.

Il fattore di emissione per tipo di impianto è costituito dalla media ponderata dei fattori di emissione per quantitativo di combustibile utilizzato e energia elettrica prodotta dalla tipologia di impianto. Il fattore di emissione di una tipologia di impianti è quindi determinato dalle emissioni totali da tali impianti e dalla relativa produzione elettrica. Pertanto il basso fattore di emissione degli impianti a combustione interna con produzione di sola energia elettrica è determinato dal fatto che la produzione elettrica da tali impianti avviene prevalentemente per consumo di 'altri combustibili' costituiti da risorse rinnovabili con impatto emissivo pari a zero.

Tabella 2.26a – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2020). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2020	g CO₂/kWh						
Impianti non cogenerativi	930,1	394,8	1,526,3	724,4	370,1	11,3	472,5
a combustione interna (CI)	-	595,2	1,526,3	639,5	286,0	11,3	157,4
a turbine a gas (TG)	-	426,4	-	1,039,5	441,3	13,0	429,7
a vapore a condensazione (C)	930,1	573,7	-	741,3	444,6	10,4	804,4
a ciclo combinato (CC)	-	391,7	-	550,5	252,6	10,4	387,5
ripotenziato (RP)	-	-	-	-	-	-	-
Impianti cogenerativi	413,2	355,2	1,362,5	402,8	268,8	8,5	342,6
a combustione interna (CIC)	413,2	355,2	1,362,5	402,8	268,8	8,5	342,6
a turbine a gas (TGC)	-	340,2	1,076,2	416,7	246,1	8,5	237,4
a ciclo combinato (CCC)	-	344,6	-	348,5	305,8	7,8	344,2
a vapore a contropressione (CPC)	-	356,7	1,310,4	436,4	198,6	8,9	355,8
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	285,5	-	351,7	196,2	-	251,0
TOTALE	927,2	371,7	1,365,2	509,3	304,6	9,4	400,4

Tabella 2.26b – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2015). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2015	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	901,4	394,4	1.653,9	734,5	398,7	10,2	622,0
a combustione interna (CI)	-	594,5	1.653,9	694,5	313,2	10,2	161,5
a turbine a gas (TG)	-	409,8	-	1.065,1	501,5	11,8	407,2
a vapore a condensazione (C)	901,4	522,4	-	738,1	488,7	9,4	851,6
a ciclo combinato (CC)	-	389,1	-	558,7	271,3	10,7	381,7
ripotenziato (RP)	-	540,9	-	-	-	-	540,9
Impianti cogenerativi	421,0	353,4	1.607,3	462,4	283,8	7,4	356,9
a combustione interna (CIC)	-	324,1	1.319,8	478,3	268,6	7,4	215,2
a turbine a gas (TGC)	-	344,9	866,8	362,6	316,3	8,1	346,1
a ciclo combinato (CCC)	416,1	356,5	1.527,3	467,8	215,1	8,2	358,9
a vapore a contropressione (CPC)	475,5	282,6	-	334,1	210,2	5,0	262,0
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	485,2	1.703,6	621,6	452,4	10,8	713,7
TOTALE	899,8	367,5	1.608,0	617,0	326,8	8,5	489,2

Tabella 2.26c – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2010). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2010	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	890,5	409,0	1.795,0	784,6	673,6	30,9	604,4
a combustione interna (CI)	-	595,3	1.653,4	714,1	466,4	30,9	291,4
a turbine a gas (TG)	-	739,9	-	1.283,6	693,3	33,6	763,5
a vapore a condensazione (C)	890,5	571,6	1.800,4	785,0	829,5	-	870,0
a ciclo combinato (CC)	-	395,4	1.794,3	2.120,7	391,5	-	397,3
ripotenziato (RP)	-	584,7	-	771,3	-	-	615,9
Impianti cogenerativi	581,3	377,3	1.622,2	571,5	470,0	25,2	439,2
a combustione interna (CIC)	-	376,8	1.669,5	475,4	377,8	23,3	380,5
a turbine a gas (TGC)	-	354,5	891,8	489,5	-	19,4	373,0
a ciclo combinato (CCC)	600,5	376,0	1.586,8	500,4	381,5	63,3	425,0
a vapore a contropressione (CPC)	451,0	442,8	-	614,1	329,5	21,2	444,4
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	516,3	3.195,7	647,6	954,7	36,5	795,7
TOTALE	889,5	391,0	1.657,1	678,4	526,8	29,3	524,5

Tabella 2.26d – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2005). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2005	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	923,0	411,2	2.111,6	721,8	1.118,1	63,3	634,6
a combustione interna (CI)	-	558,0	1.877,7	740,9	2.053,2	62,8	325,9
a turbine a gas (TG)	-	692,3	-	1.191,4	-	78,0	721,2
a vapore a condensazione (C)	923,0	535,3	2.114,3	725,5	1.104,1	-	865,4
a ciclo combinato (CC)	-	371,5	-	1.310,3	902,4	-	371,7
ripotenziato (RP)	-	495,1	-	650,7	-	-	512,5
Impianti cogenerativi	667,2	387,7	1.785,6	597,7	456,8	47,3	472,9
a combustione interna (CIC)	-	366,5	1.875,1	574,1	409,3	50,1	468,8
a turbine a gas (TGC)	-	376,4	-	489,9	316,2	68,3	386,4
a ciclo combinato (CCC)	-	391,1	1.707,2	591,4	378,9	75,9	454,9
a vapore a contropressione (CPC)	667,2	304,1	1.407,2	393,3	539,0	55,8	420,1
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	464,9	2.684,8	675,3	780,1	42,1	736,2
TOTALE	919,9	400,5	1.900,6	693,5	539,2	60,5	574,0

Il confronto dei fattori di emissione nel periodo dal 2005 al 2020 mostra come le emissioni per unità di energia elettrica prodotta siano sensibilmente diminuite per tutte le tipologie di impianto e combustibile. La riduzione del fattore di emissione medio di tutti gli impianti nel periodo

considerato è pari al 30,2%. La riduzione si registra sia per gli impianti cogenerativi (-27,5%) sia per gli impianti non cogenerativi (-25,5%). I dati per gli impianti a ciclo combinato sono di particolare importanza per la prevalenza che tali impianti hanno in termini di produzione elettrica. I cicli combinati cogenerativi fanno registrare una riduzione del fattore di emissione del 21,8% dal 2005 al 2020, mentre i cicli combinati non cogenerativi mostrano un incremento del fattore di emissione del 4,3% nello stesso periodo.

Anche in riferimento alle diverse tipologie di combustibili si osserva una sensibile riduzione dei fattori di emissione nel parco termoelettrico con la sola eccezione dei combustibili solidi. La diminuzione dei fattori di emissione per combustibile è dovuta al consistente incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti e all'incremento della quota di bioenergie con emissioni zero. Infatti le categorie di combustibili 'altri solidi' e 'altri gassosi' in cui sono annoverati i combustibili di origine biologica fanno registrare le percentuali più elevate di riduzione dei fattori di riduzione, rispettivamente -43,5% e -84,4% nel periodo 2005-2020.

Nella seguente tabella sono riportati i fattori di emissione per la produzione di calore dagli impianti cogenerativi per tipologia di combustibile secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da TERNA.

Tabella 2.27 – Emissioni di CO₂ e fattori di emissione per la produzione di calore per tipologia di combustibile per gli anni indicati. Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

		Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2020	Mt CO ₂	0,1	8,8	0,6	1,2	1,8	0,0	12,5
	g CO ₂ /kWh	376,5	233,5	697,2	240,3	147,5	0,3	211,0
2019	Mt CO ₂	0,2	8,9	0,9	1,2	1,5	0,0	12,8
	g CO ₂ /kWh	385,3	232,2	692,9	236,3	131,0	0,9	212,2
2018	Mt CO ₂	0,2	8,9	0,4	1,2	1,8	0,0	12,5
	g CO ₂ /kWh	381,6	232,9	594,0	243,6	138,9	0,6	209,5
2017	Mt CO ₂	0,2	9,1	0,8	1,3	1,7	0,0	13,1
	g CO ₂ /kWh	379,8	233,8	705,7	244,5	137,2	0,3	215,3
2016	Mt CO ₂	0,2	9,0	1,1	1,3	1,7	0,0	13,4
	g CO ₂ /kWh	384,1	234,5	747,8	245,1	137,0	0,3	220,2
2015	Mt CO ₂	0,2	8,7	0,9	1,5	1,6	0,0	13,0
	g CO ₂ /kWh	383,4	232,6	780,8	249,4	140,3	0,5	218,9
2010	Mt CO ₂	0,1	8,3	0,2	3,9	1,4	-	13,9
	g CO ₂ /kWh	383,5	233,2	625,8	289,1	224,8	-	247,3
2005	Mt CO ₂	0,3	7,6	0,3	4,2	0,8	-	13,2
	g CO ₂ /kWh	377,2	225,9	474,3	283,5	237,7	-	246,7

Per gli impianti cogenerativi è possibile elaborare il fattore di emissione per la produzione congiunta di energia elettrica e calore. La riduzione dei fattori di emissione medi dal 2005 al 2020 è pari a 24,9% con una variabilità che va da -14,3% per gli impianti a turbine a gas a -38,8% per gli impianti a combustione interna. Gli impianti a ciclo combinato mostrano una riduzione del fattore di emissione del 23,9%. In merito ai fattori emissivi per tipologia di combustibile le riduzioni più consistenti si osservano per gli altri combustibili solidi e gassosi (-48,9% e -73,3% rispettivamente) poiché come già detto in tali categorie rientrano le bioenergie rinnovabili il cui contributo aumenta in maniera considerevole. Il dato più interessante è tuttavia quello relativo al gas naturale che è il combustibile di gran lunga prevalente negli impianti cogenerativi e che fa registrare una riduzione del fattore di emissione del 5,6% dal 2005 al 2020. Il fattore di emissione per il carbone, risorsa marginale in questi impianti, si riduce del 21,8% nello stesso periodo.

Tabella 2.28 – Fattori di emissione per la produzione di energia elettrica e calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile per gli anni indicati. Classificazione secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petrol.	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
	g CO ₂ /kWh						
2020							
Impianti cogenerativi	384,7	315,4	1.141,9	288,3	210,9	5,5	293,8
a combustione interna (CIC)		295,2	919,7	312,0	193,9	5,5	226,2
a turbine a gas (TGC)		279,2		276,5	175,8	5,4	264,4
a ciclo combinato (CCC)		325,3	1.109,7	306,8	184,9	5,9	316,2
a vapore a contropressione (CPC)	202,5	246,2		263,0	164,1	0,2	222,0
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	384,7	375,9	1.246,0	254,1	250,2	6,7	343,8
2015							
Impianti cogenerativi	391,4	312,2	1.319,2	311,5	216,7	5,2	304,2
a combustione interna (CIC)		281,5	1.120,8	385,0	202,1	5,2	216,8
a turbine a gas (TGC)		279,3	866,8	290,1	171,3	3,3	271,0
a ciclo combinato (CCC)	391,1	322,9	1.290,9	331,4	197,4	5,4	319,0
a vapore a contropressione (CPC)	392,8	245,4		258,5	164,7	1,4	229,2
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		352,9	1.363,0	331,5	251,8	3,1	412,8
2010							
Impianti cogenerativi	436,2	335,2	1.555,8	365,1	399,9	17,1	374,8
a combustione interna (CIC)		303,6	1.572,8	415,3	325,3	17,0	319,0
a turbine a gas (TGC)		283,1	891,8	365,1		7,0	298,4
a ciclo combinato (CCC)	458,5	344,3	1.528,5	356,1	355,5	25,8	383,5
a vapore a contropressione (CPC)	390,5	286,0		339,9	267,5	7,2	295,6
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		334,7	2.546,5	380,9	592,2	20,1	442,1
2005							
Impianti cogenerativi	492,3	334,0	1.586,6	395,8	412,8	20,5	391,0
a combustione interna (CIC)		298,3	1.835,5	487,8	359,7	29,5	369,8
a turbine a gas (TGC)		294,1		359,7	273,7	38,5	308,6
a ciclo combinato (CCC)		359,1	1.500,7	420,5	375,4	7,1	415,3
a vapore a contropressione (CPC)	492,3	240,8	1.277,5	306,2	398,5	16,6	289,4
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		309,5	2.684,8	441,3	519,3	15,3	456,3

2.3.4 Emissioni di CO₂ evitate

La sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha determinato una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto di tali fonti sulla riduzione di gas a effetto serra sono state calcolate le emissioni di CO₂ evitate ogni anno. Tale statistica viene elaborata con cadenza biennale dal GSE per la pubblicazione della relazione nazionale sui progressi del Paese ai sensi della direttiva 2009/28/CE (GSE, 2019). La metodologia adottata da GSE prevede che ciascuna fonte rinnovabile sostituisca la quota di produzione fossile che risulta marginale nel periodo di produzione (festivo, lavorativo di picco e non di picco). La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con la metodologia realizzata da EEA (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia realizzata con il mix fossile dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di energia elettrica deve essere prodotta dal mix fossile.

La metodologia adottata in questo lavoro fornisce valori differenti di emissioni evitate rispetto alla metodologia adottata da GSE ma non è scopo del presente lavoro confrontare le due metodologie bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico indipendente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'energia elettrica.

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,7 Mt CO₂, parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,4 Mt di CO₂. Negli anni successivi si osserva una repentina diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili fino al 2017 con 51,2 Mt di CO₂ evitate. Nel 2020 le emissioni evitate sono di 52,5 Mt di CO₂.

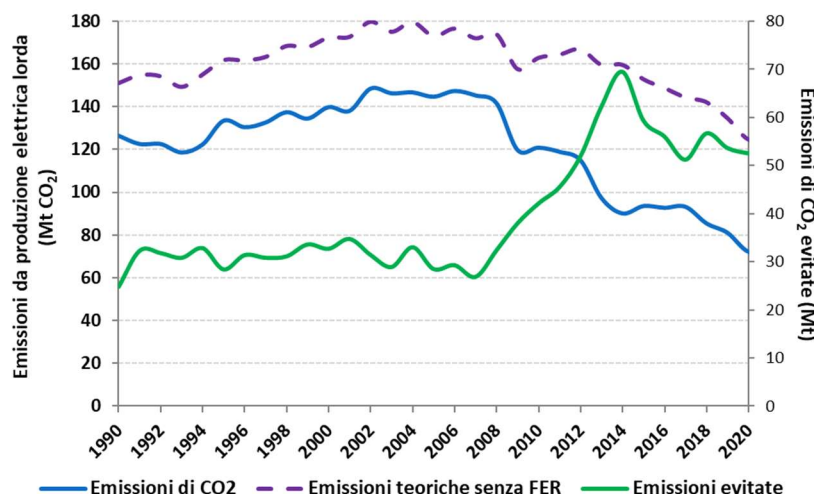


Figura 2.26 - Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.

Poiché solo dal 2007 si è avuto uno sviluppo significativo delle fonti rinnovabili è utile osservare l'andamento delle emissioni evitate a partire dall'anno base 2005 quando la produzione rinnovabile ha consentito di evitare l'emissione di 28,4 Mt CO₂. La seguente tabella riporta le emissioni annuali evitate al netto del valore registrato nel 2005.

Tabella 2.29 – Emissioni di CO₂ evitate (Mt) rispetto al 2005.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,1	23,5	33,8	41,0	30,8	27,5	22,7	28,2	25,2	23,4

Negli ultimi anni è evidente che l'impatto delle fonti rinnovabili, pur rimanendo rilevante rispetto al 2005, si sia sensibilmente ridotto rispetto al picco del 2014.

2.3.5 Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri inquinanti

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di gas a effetto serra diversi dalla CO₂ quali metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) e di altri inquinanti atmosferici. Sebbene metano e protossido di azoto siano emessi in quantità estremamente limitata rispetto all'anidride carbonica, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (25 per il metano e 298 per protossido di azoto).

Di seguito sono riportate le emissioni dei gas climalteranti in termini di CO₂ equivalente per intervalli quinquennali a partire dal 2005 con i relativi fattori di emissione, a valle della considerazione dei

rispettivi potenziali di riscaldamento globale dei due gas stimate da ISPRA nel contesto dell'Inventario delle emissioni nazionali elaborato da ISPRA (2021[a]).

Tabella 2.30 – Gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Mt CO_{2eq}).

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anidride carbonica - CO ₂	157,85	134,79	106,64	106,31	106,47	98,09	94,00	84,90
Metano - CH ₄	0,16	0,17	0,22	0,23	0,23	0,22	0,22	0,22
Protossido di azoto - N ₂ O	0,49	0,51	0,56	0,56	0,53	0,50	0,46	0,44
GHG	158,50	135,47	107,43	107,10	107,23	98,82	94,69	85,55

Tabella 2.31 – Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g CO_{2eq}/kWh*).

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anidride carbonica - CO ₂	450,39	379,66	312,89	304,62	299,86	282,19	266,86	251,26
Metano - CH ₄	0,45	0,49	0,66	0,66	0,65	0,64	0,64	0,64
Protossido di azoto - N ₂ O	1,40	1,45	1,65	1,60	1,48	1,45	1,32	1,30
GHG	452,24	381,59	315,20	306,88	301,99	284,29	268,81	253,20

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Le emissioni di metano e protossido di azoto incidono da 0,4% a 0,8% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore. La quota emissiva dovuta alla sola produzione elettrica può essere stimata considerando la ripartizione di energia utilizzata negli impianti del settore. Nella seguente tabella è riportato il contenuto energetico dei combustibili utilizzati nell'intero settore elettrico dal 2005 per la produzione di energia elettrica e calore.

Tabella 2.32 – Contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel settore elettrico (ktep).

Energia dei combustibili	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Settore elettrico	53.462	47.763	40.343	40.886	42.044	39.108	39.096	36.459
<i>per produzione di energia elettrica</i>	<i>48.339</i>	<i>42.342</i>	<i>34.577</i>	<i>34.978</i>	<i>36.138</i>	<i>33.341</i>	<i>33.270</i>	<i>30.727</i>
<i>per produzione di calore</i>	<i>5.123</i>	<i>5.421</i>	<i>5.766</i>	<i>5.909</i>	<i>5.906</i>	<i>5.768</i>	<i>5.826</i>	<i>5.732</i>

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di inquinanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali inquinanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

Tabella 2.33 – Inquinanti atmosferici (kt) emessi per la produzione di energia elettrica e calore.

Inquinanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ossidi di azoto - NO_x	129,13	102,27	86,27	82,94	80,57	75,89	73,82	69,39
Ossidi di zolfo - SO_x	183,91	78,98	32,52	25,03	22,48	20,30	16,71	15,37
Composti organici volatili non metanici - COVNM	18,57	26,01	27,84	30,29	30,40	30,08	30,22	30,48
Monossido di carbonio - CO	36,97	35,90	32,15	33,60	34,66	32,46	33,27	31,25
Ammoniaca - NH₃	0,22	0,22	0,23	0,20	0,18	0,16	0,12	0,09
Materiale particolato - PM₁₀	5,93	2,85	1,41	1,24	1,17	1,01	0,94	0,80

Le emissioni degli inquinanti considerati sono diminuite dal 2005 eccetto per i composti organici volatili, i soli a mostrare un incremento delle emissioni e dei relativi fattori di emissione per unità di energia prodotta.

Tabella 2.34 – Fattori di emissione (mg/kWh*) degli inquinanti atmosferici emessi per la produzione di energia elettrica e calore.

Inquinanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ossidi di azoto - NO _x	368,44	288,07	253,12	237,66	226,91	218,32	209,57	205,36
Ossidi di zolfo - SO _x	524,75	222,46	95,41	71,72	63,31	58,41	47,44	45,50
Composti organici volatili non metanici - COVNM	52,97	73,26	81,69	86,78	85,62	86,54	85,78	90,20
Monossido di carbonio - CO	105,49	101,11	94,31	96,29	97,60	93,37	94,44	92,48
Ammoniaca - NH ₃	0,63	0,61	0,67	0,57	0,50	0,46	0,33	0,28
Materiale particolato - PM ₁₀	16,91	8,03	4,12	3,54	3,31	2,91	2,66	2,37

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Di particolare rilievo, anche ai fini della qualità dell'aria, è la riduzione del fattore di emissione degli ossidi di zolfo che nel 2020 diminuisce del 91,3% rispetto al 2005. L'emissione degli ossidi di zolfo è fondamentalmente dovuta ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni. I sistemi di abbattimento hanno contribuito inoltre alla significativa riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e di materiale particolato, rispettivamente -46,3% e -86,5% rispetto ai valori registrati nel 2005. I relativi fattori di emissione fanno registrare analoghe riduzioni (-44,3% per ossidi di azoto e -86% per PM₁₀ rispetto al 2005).

2.4 Indicatori energetici ed economici nel settore elettrico

La produzione di energia elettrica nazionale e i relativi consumi sono strettamente correlati alle attività economiche, sebbene il tasso di variazione della produzione elettrica e, in pari misura, il tasso di variazione dei consumi elettrici rispetto all'anno 1995 mostrino velocità maggiori rispetto al tasso di variazione del prodotto interno lordo fino al 2008 (Figura 2.27). Successivamente si osserva un andamento sostanzialmente parallelo dei tre parametri. D'altra parte risulta evidente il crescente disaccoppiamento tra prodotto interno lordo ed emissioni di CO₂ da produzione elettrica. Tale disaccoppiamento è dovuto sia all'incremento di efficienza di trasformazione sia alla crescente quota di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il disaccoppiamento è particolarmente accentuato negli ultimi anni con il sensibile incremento di energia elettrica da fonti rinnovabili.

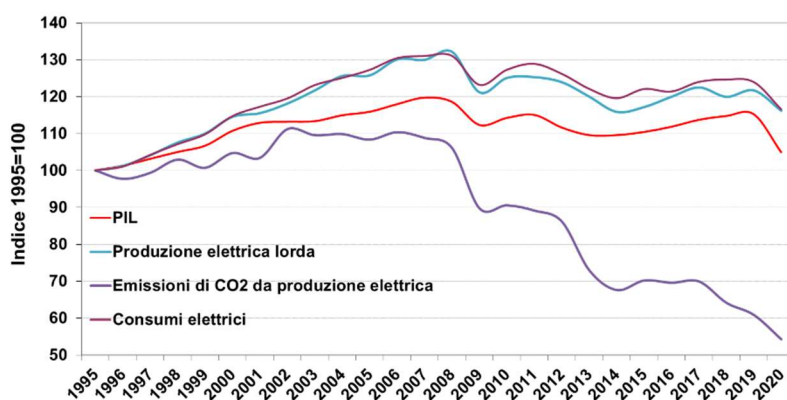


Figura 2.27 – Andamento del prodotto interno lordo, della produzione elettrica lorda, dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂ da produzione elettrica rispetto all'anno 1995.

Il disaccoppiamento tra produzione elettrica (o consumi elettrici) e PIL è dovuto alla crescente elettrificazione dei consumi finali con conseguente incremento dei consumi di energia elettrica nel settore residenziale, non associato alla produzione economica. Un contributo non irrilevante è inoltre dovuto al forte tasso di crescita dei consumi nel settore dei servizi, attenuatosi già dal 2019 e con una repentina caduta nel 2020. I servizi sono caratterizzati da tassi di crescita del valore aggiunto nettamente inferiori a quelli del consumo di energia elettrica (Figura 2.28). Il settore industria, d'altra parte, mostra

un andamento parallelo dei tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica con una intensità elettrica in decisa diminuzione fino al 2018, come si vedrà in seguito.

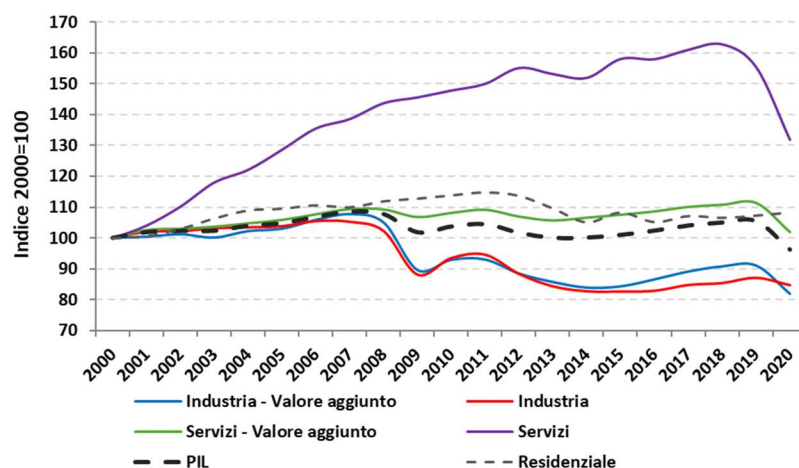


Figura 2.28 – Andamento del valore aggiunto settoriale e dei consumi elettrici rispetto all'anno 2000 nei settori Industria e Servizi. È inoltre riportato l'andamento del prodotto interno lordo e dei consumi elettrici per il settore residenziale rispetto all'anno 2000.

L'analisi dei consumi elettrici nei diversi comparti industriali ha richiesto l'allineamento della serie storica secondo la nomenclatura settoriale adottata da TERNA dal 2019. Al fine di avere la continuità della serie storica nel settore industria si è proceduto alla definizione dei diversi comparti con l'aggregazione delle voci riportate in Tabella 2.35. Per il valore aggiunto è stata effettuata la stessa aggregazione sui dati ISTAT.

Tabella 2.35 – Nomenclatura TERNA dei consumi elettrici nel settore industria e categorie di aggregazione utilizzate per la continuità della serie storica.

Serie storica	Nomenclatura fino al 2018	Nomenclatura dal 2019
Manifatturiere	Manifatturiera di base Siderurgia Metalli non ferrosi Chimica Materiali da costruz. (senza estraz. da cava) Cartaria	Attività manifatturiere Metallurgia Prodotti in metallo Chimica Farmaceutica Ceramiche, vetrarie, cemento, calce e gesso e altri minerali non metallici nca Cartaria Stampa Alimentare Tessile, abbigliamento e pelli Macchinari e apparecchiature Apparecchiature elettriche e elettroniche Mezzi di trasporto Plastica e gomma Legno e mobilio Altre manifatturiere Coke e prodotti dalla raffinazione del petrolio
	Manifatturiera non di base Alimentare Tessile, abbigliamento e calzature Meccanica	
	Mezzi di trasporto Lavorazione plastica e gomma Legno e mobilio Altre manifatturiere	
	Energia e acqua Raffinerie e cokerie	
Costruzioni	Costruzioni	Costruzioni
Energia, acqua, rifiuti	Energia ed acqua Elettricità e gas Acquedotti	Energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata Acqua reti fognarie, rifiuti e risanamento
Estrattive	Energia ed acqua Estrazione combustibili Manifatturiera di base Materiali da costruzione (Estrazione da cava)	Estrazioni di materiali da cava e miniere

Con la crisi economica si osserva dal 2008 una forte contrazione dei consumi elettrici soprattutto nell'industria (Tabella 2.36). I consumi nei servizi mostrano invece un andamento crescente in netto disaccoppiamento con la contrazione del valore aggiunto. I consumi residenziali mostrano una maggiore inerzia rispetto ai consumi dei settori economici, tuttavia anche in questo settore si osserva una contrazione dei consumi dopo il 2012, analogamente a quanto accade per i consumi dei servizi. Nel 2020 i consumi elettrici di tutti i settori eccetto residenziale e agricoltura sono nettamente inferiori rispetto ai valori registrati negli anni precedenti.

Tabella 2.36 – Consumi di energia elettrica per settore (TWh).

Settore	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Agricoltura	4,9	5,4	5,6	5,7	5,6	6,0	5,8	6,1	6,3
Industria	148,2	153,7	138,4	122,4	122,7	125,5	126,4	128,9	125,4
Manifatturiere	138,6	141,8	125,1	109,9	110,4	112,6	113,7	114,4	110,7
Costruzioni	1,2	1,7	1,8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,9	1,9
Energia, acqua, rifiuti	7,1	8,8	10,3	10,1	10,0	10,6	10,3	11,6	11,9
Estrattive	1,3	1,4	1,3	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	0,9
Servizi	65,1	83,8	96,3	102,9	102,9	104,9	106,0	101,2	85,9
di cui Trasporti	8,5	9,9	10,7	10,9	11,2	11,4	11,5	11,7	11,2
Residenziale	61,1	66,9	69,6	66,2	64,3	65,5	65,1	65,6	66,2
Totale	279,3	309,8	309,9	297,2	295,5	301,9	303,4	301,8	283,8

Con l'eccezione del 2020 i trasporti mostrano un incremento costante dei consumi elettrici e della relativa quota rispetto ai consumi totali, passando da 3% nel 2000 a 3,9% nel 2019 (3,6% nel 2020).

I consumi elettrici settoriali consentono di elaborare le emissioni indirette dei settori economici. La riduzione delle emissioni indirette di CO₂ rispetto al 2000 è piuttosto consistente in tutti i settori, dal 43,1% nell'industria a 67,2% nei servizi, e nella Figura 2.29 si osserva il crescente disaccoppiamento tra le emissioni indirette e il consumo di energia elettrica in tutti i settori.

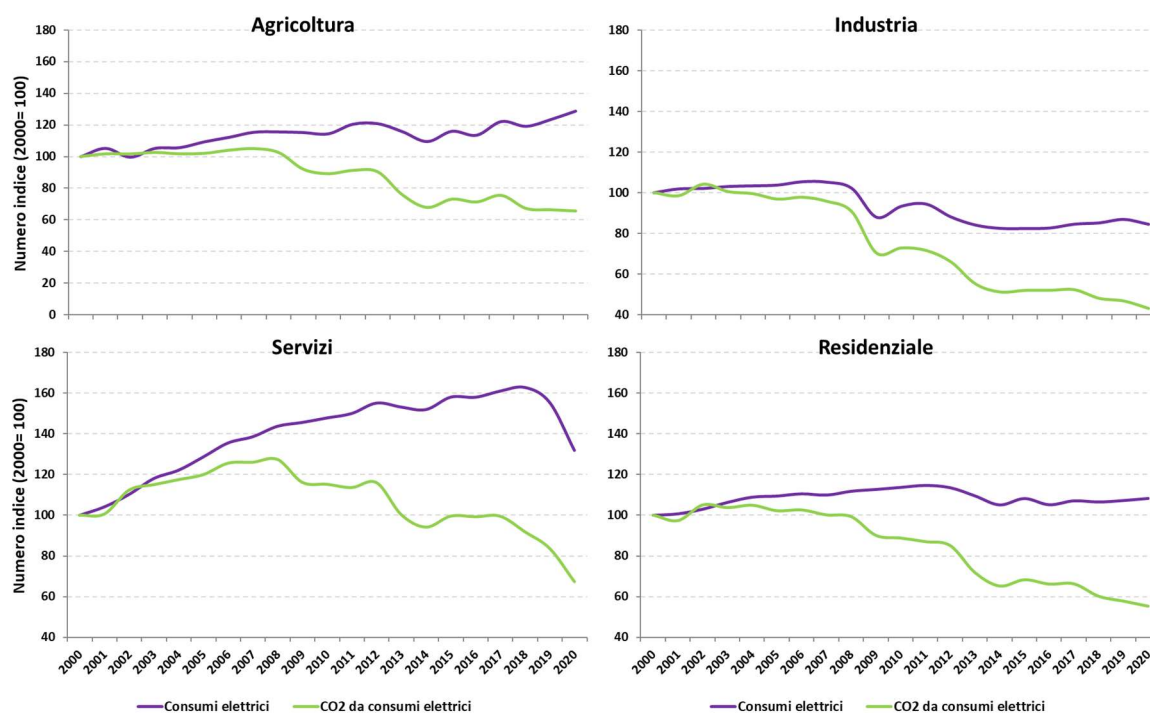


Figura 2.29 – Variazione annuale dei consumi elettrici ed emissioni di CO₂ da consumo di energia elettrica nei settori.

La riduzione delle emissioni indirette è essenzialmente riconducibile al contributo del settore elettrico e alla diminuzione dei fattori di emissione per la produzione e il consumo di energia elettrica, tuttavia le dinamiche settoriali dei consumi elettrici riconducibili all'efficienza dei consumi determinano un contributo che è possibile valutare attraverso l'intensità elettrica, ovvero il rapporto tra consumo di energia elettrica e valore aggiunto.

L'intensità elettrica è molto differente nei vari settori produttivi in relazione alle specifiche richieste di energia (Tabella 2.37). Nei servizi il valore passa da 63,1 Wh/€ a 81,6 Wh/€ dal 2000 al 2020 con un decremento del 7,5% rispetto all'anno precedente ma un incremento complessivo del 29,3% rispetto al 2000. L'intensità elettrica dell'industria è più elevata rispetto a quella dei servizi e mostra un andamento decrescente nonostante il notevole incremento dopo il 2018 a carico di tutti i comparti considerati, da +2% rispetto al 2018 per il settore estrattivo a +38,9% per il settore dell'energia, acqua e trattamento dei rifiuti. L'intensità elettrica delle industrie manifatturiere nel 2020 è cresciuta del 10% rispetto al 2018. Nell'agricoltura si osserva un andamento crescente dell'intensità elettrica, +43,9% dal 2000 al 2020. Il settore residenziale mostra ampie oscillazioni senza un andamento statisticamente significativo.

Tabella 2.37 – Intensità elettrica per unità di valore aggiunto. Per il settore residenziale l'intensità è espressa per unità di PIL. (Wh/€). Sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall (* $p < 0,05$; $p < 0,01$; n.s. non significativo) e il segno dell'andamento (+ crescente; - decrescente).

Settore	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	M-K
Agricoltura	142,1	164,3	170,3	166,4	162,9	182,2	174,5	183,7	204,4	***
Industria	361,6	364,4	363,7	354,4	346,2	344,0	340,1	345,8	374,1	**
Manifatturiere	534,0	546,9	519,1	461,3	449,9	443,4	440,2	445,4	486,9	**
Costruzioni	13,9	16,5	19,8	21,0	20,8	21,1	21,4	27,6	29,7	***
Energia, acqua, rifiuti	129,3	156,5	214,5	265,1	262,0	269,4	251,1	278,3	309,4	***
Estrattive	203,0	282,2	342,0	234,4	163,5	156,1	167,0	179,2	170,4	*
Servizi	63,1	76,7	86,4	92,9	91,9	92,4	92,9	88,2	81,6	***
Residenziale	41,5	43,4	45,5	44,5	42,6	42,7	42,1	42,2	46,7	n.s.

Le emissioni indirette dell'industria mostrano quindi un andamento di lungo termine decrescente dovuto anche all'andamento decrescente dell'intensità elettrica al netto delle oscillazioni dovute a fattori economici (Figura 2.30). L'andamento di lungo termine subisce infatti brusche inversioni di tendenza negli anni caratterizzati dalla contrazione del valore aggiunto nell'industria manifatturiera (Figura 3.11) e nei successivi anni di recupero economico, analogamente a quanto osservato per i consumi finali (paragrafo 1.4). L'intensità elettrica aumenta nei periodi 2000-2003, 2008-2011 e ancor più negli anni 2019-2020.

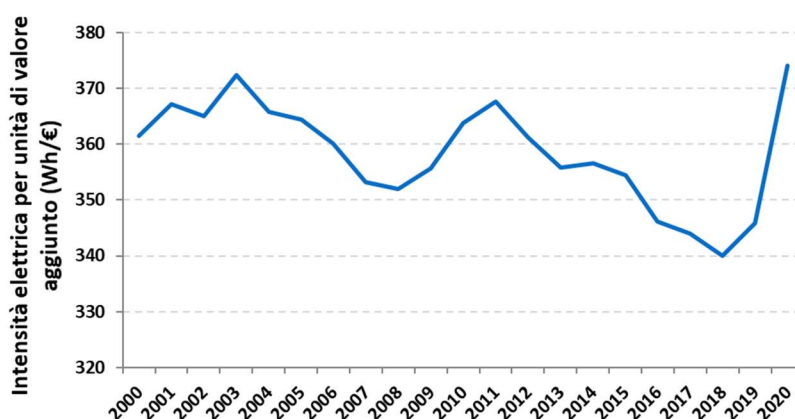


Figura 2.30 – Andamento dell'intensità elettrica nel settore industria.

L'andamento dell'intensità elettrica dei comparti industriali illustrato nel seguente grafico mostra un incremento pressoché costante dell'intensità elettrica dal 2000 nei comparti costruzioni, energia, acqua

e rifiuti. Nelle industrie estrattive si registra un andamento crescente dell'indicatore dal 2000 al 2010 con inversione di tendenza per gli anni successivi. Le industrie manifatturiere rappresentano il comparto di gran lunga più rilevante del settore industria, sia per i consumi elettrici che per il valore aggiunto. Le attività manifatturiere rappresentano infatti circa il 70% del valore aggiunto e quasi il 90% dei consumi elettrici dell'intero settore industria. È pertanto rilevante il contributo di tali attività per comprendere l'andamento dell'intensità elettrica nel settore industria. L'intensità elettrica delle attività manifatturiere mostra un andamento di lungo termine decrescente con inversioni di tendenza negli anni di contrazione delle attività economiche del comparto: nei periodi 2000-2003, 2008-2009, 2019-2020.

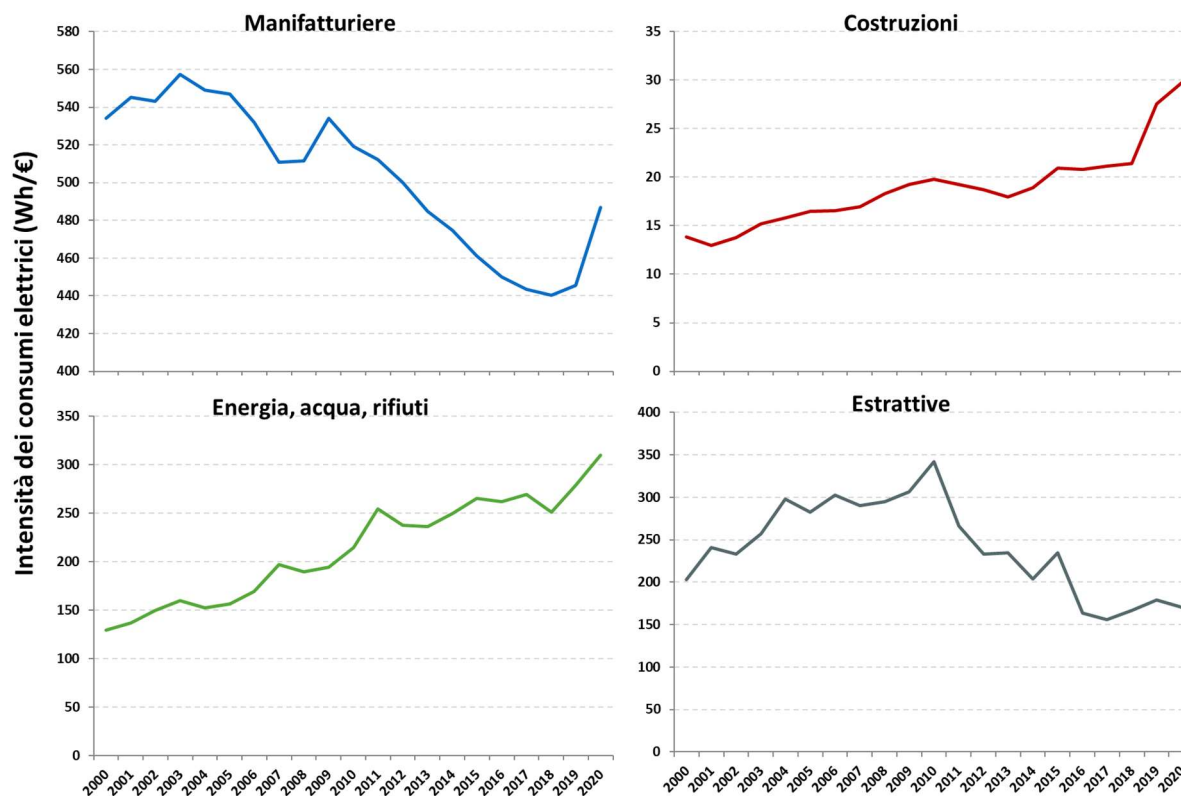


Figura 2.31 – Andamento dell'intensità elettrica nei comparti del settore industria.

La serie storica dell'intensità elettrica nell'industria manifatturiera mostra quindi un incremento dell'efficienza economica dei consumi elettrici con sensibili deviazioni dall'andamento di lungo termine negli anni di contrazione del valore aggiunto. La repentina contrazione delle attività economiche del comparto nel 2020 porta l'intensità elettrica del comparto a valori poco più elevati di quelli registrati nel 2013.

3 ANALISI DELLA DECOMPOSIZIONE

L'analisi della decomposizione è una tecnica che consente di studiare la variazione di un indicatore in un determinato intervallo temporale in relazione alla variazione dei suoi fattori determinanti. In altre parole la variazione di un parametro viene decomposta nella variazione dei parametri che lo determinano.

Il punto di partenza dell'analisi è la costruzione di un'equazione di identità, dove la variabile di cui si vuole osservare la variazione nel tempo è indicata come il prodotto di componenti considerati come cause della variazione osservata. Perché l'identità sia rispettata è necessario che le componenti siano dei rapporti, dove il denominatore di una componente è anche il numeratore della componente successiva. L'identità è fornita a priori e dovrà essere realizzata secondo un modello concettuale coerente con i vincoli fisici della variabile studiata, oltre alle considerazioni inerenti alla disponibilità dei dati e gli obiettivi dell'analisi.

Questo tipo di analisi ha avuto sviluppo nella letteratura economica con l'obiettivo di studiare l'impatto di variazioni della struttura produttiva sulla domanda energetica dell'industria poiché l'analisi consente di avere una migliore comprensione dei fattori che determinano le variazioni degli usi energetici in un determinato settore. Recentemente questo tipo di analisi è stata estesa in campo ambientale, nell'ambito dell'analisi delle emissioni atmosferiche, al fine di comprendere le cause alla base delle variazioni.

In letteratura sono disponibili due principali tecniche di decomposizione: *Structural decomposition analysis* (SDA) e *Index decomposition analysis* (IDA), (Hoekstra, van der Bergh, 2003). Le due metodologie sono state sviluppate indipendentemente e presentano caratteristiche differenti sia in relazione all'ambito di applicazione sia in relazione ai dati di cui necessitano. La principale differenza tra le due tecniche consiste nel modello di dati utilizzato. IDA può essere applicata solo a dati aggregati a livello settoriale in forma vettoriale e consente di valutare solo gli effetti diretti della variazione dei parametri determinanti, mentre SDA consente sia l'utilizzo delle matrici *input-output* e la valutazione degli effetti indiretti sia l'utilizzo dei dati settoriali. IDA è stata applicata alle emissioni di CO₂ da produzione elettrica (Zhang *et al.*, 2012, Malla, 2009). Tra le diverse metodologie IDA disponibili la *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) ha un'ampia applicazione negli studi energetici ed ambientali (Ang, Zhang, 2000).

Ai fini del presente studio il modello di dati aggregati a livello settoriale non consente di stabilire preferenze tra le due metodologie. Tuttavia a fronte di risultati comparabili tra le due metodologie di analisi, la LMDI è un metodo di calcolo meno esigente e di più rapida applicazione. La metodologia SDA è stata applicata ai dati aggregati secondo l'approccio presentato da Siebel (2003), che riprende la metodologia proposta da Dietzenbacher e Los (1998), mentre la metodologia IDA è stata applicata secondo il modello LMDI proposto da Ang (2005).

Structural Decomposition Analysis (SDA)

Per spiegare i presupposti analitici della *Structural decomposition analysis* proposta da Dietzenbacher e Los, supponiamo di decomporre la variabile V nelle sue *driving force* sottostanti, ad esempio le componenti A e B :

$$V = A \times B$$

dove il prodotto dei fattori A e B è uguale alla variabile V . Le variabili V , A e B possono essere scalari, vettori e/o matrici. Sia

$$\Delta V = V^t - V^0$$

la variazione nella variabile V nell'intervallo temporale $(0, t)$. La decomposizione della variazione della variabile V può essere derivata come segue:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 \quad (1)$$

aggiungendo e sottraendo in (1) l'espressione $A^t \times B^0$ si ottiene:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 + A^t \times B^0 - A^t \times B^0 \quad (2)$$

$$= \Delta A \times B^0 + \Delta B \times A^t \quad (2a)$$

mentre, aggiungendo e sottraendo in (1) l'espressione $A^0 \times B^t$ si ottiene:

$$\Delta V = \Delta A \times B^t + \Delta B \times A^0 \quad (2b)$$

Nell'equazione (2b) i pesi sono opposti a quelli nell'equazione (2a): partendo dal tempo 0 si ottiene la prospettiva dell'indice di Laspeyres, mentre partendo dal tempo t si perviene alla prospettiva dell'indice di Paasche. Inoltre, le equazioni (2a) e (2b) sono le uniche decomposizioni complete – senza termini residui – nel caso di due fattori: esistono solo due modalità in cui gli effetti $\Delta A \times B$ e $\Delta B \times A$ possono manifestarsi.

ΔV può essere scritto:

$$\Delta V = 0.5(A^t + A^0)\Delta B + 0.5(B^t + B^0)\Delta A$$

In questo modo la variazione di V può essere decomposta nella somma delle variazioni dei fattori A e B , dove $\Delta A = A^t - A^0$ e $\Delta B = B^t - B^0$.

In generale, in presenza di n fattori, si avrà:

$$V = F_1 \times F_2 \times \dots \times F_n$$

che è possibile decomporre nelle seguenti due decomposizioni polari:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \Delta F_1 \times F_2^t \times \dots \times F_{n-1}^t \times F_n^t + F_1^0 \times \Delta F_2 \times \dots \times F_{n-1}^t \times F_n^t + \\ & + F_1^0 \times F_2^0 \times \dots \times \Delta F_{n-1} \times F_n^t + F_1^0 \times F_2^0 \times \dots \times F_{n-1}^0 \times \Delta F_n \end{aligned} \quad (3)$$

e, ordinando i fattori secondo la prospettiva temporale opposta, si ottiene:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \Delta F_1 \times F_2^0 \times \dots \times F_{n-1}^0 \times F_n^0 + F_1^t \times \Delta F_2 \times \dots \times F_{n-1}^0 \times F_n^0 + \\ & + F_1^t \times F_2^t \times \dots \times \Delta F_{n-1} \times F_n^0 + F_1^t \times F_2^t \times \dots \times F_{n-1}^t \times \Delta F_n \end{aligned} \quad (4)$$

Tuttavia, in questo caso le espressioni polari non sono uniche, ma sono solo due fra le decomposizioni possibili. Dietzenbacher e Los (1998) dimostrano che nel caso generale in cui siano presenti n fattori, saranno possibili $n!$ espressioni di decomposizione.

Il problema della mancanza di unicità della soluzione può essere superato in due modi. Dietzenbacher e Los suggeriscono di adottare la media di due forme di decomposizione polare per evitare complessità di calcolo soprattutto in presenza di numerosi fattori; la soluzione scelta in questo lavoro utilizza la media di tutte le forme possibili di decomposizione, così come suggerito da de Haan (2001) e Seibel (2003).

Quest'ultima soluzione, peraltro, supera ogni arbitrarietà derivante dal dover scegliere una delle possibili coppie di forme di decomposizione polare.

Siano a, b, c, d i fattori che contribuiscono alla variazione della variabile V in un intervallo temporale tra 0 e t , allora la decomposizione può essere rappresentata come segue:

$$\Delta V = \frac{[\Delta a \cdot (b \cdot c \cdot d) + \Delta b \cdot (a \cdot c \cdot d) + \Delta c \cdot (a \cdot b \cdot d) + \Delta d \cdot (a \cdot b \cdot c)]}{n!} \quad (5)$$

Poiché non esiste una sola decomposizione della variazione di ΔE nell'intervallo temporale $(0, t)$, la decomposizione viene effettuata per tutte le $n!$ combinazioni possibili di stati temporali dei fattori invariati. Il risultato della decomposizione sarà la media di tutte le decomposizioni calcolate. Nel presente studio è stato quindi applicato il metodo proposto da Dietzenbacher e Los (1998). Per maggiori dettagli sulla metodologia si rimanda a Seibel, 2003 e APAT, 2007.

Index Decomposition Analysis (IDA)

La *Index decomposition analysis* ha diversi approcci, di seguito sarà presentata una sintetica descrizione della *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) che risulta tra le metodologie più diffuse in letteratura (Ang, 2005).

Sia V una variabile soggetta a variazione temporale nell'intervallo $(0, t)$. La variazione di V da V^0 a V^t sia determinata da n fattori (X_1, X_2, \dots, X_n) . Siano i le sottocategorie che definiscono le variazioni strutturali di V per ogni fattore, in modo che a livello di sottocategoria sia rispettata la relazione:

$$V_i = X_{1,i} \times X_{2,i} \times \dots \times X_{n,i}$$

L'obiettivo è derivare il contributo degli n fattori nella variazione di V che può essere espressa sia in termini additivi, sia in termini moltiplicativi:

$$\Delta V = V^t - V^0 = \Delta V_{X1} + \Delta V_{X2} + \dots + \Delta V_{Xn} \quad \text{forma additiva}$$

$$\Delta V = V^t / V^0 = D_{X1} \times D_{X2} \times \dots \times D_{Xn} \quad \text{forma moltiplicativa}$$

Le formule generali per l'applicazione della LMDI sono le seguenti:

$$\Delta V_{xk} = \sum_i L(V_i^t, V_i^0) \ln\left(\frac{X_{k,i}^t}{X_{k,i}^0}\right)$$
$$D_{xk} = \exp\left(\sum_i \frac{L(V_i^t, V_i^0)}{L(V^t, V^0)} \ln\left(\frac{X_{k,i}^t}{X_{k,i}^0}\right)\right)$$

dove $L(a, b) = (a - b) / (\ln a - \ln b)$ e $L(a, a) = a$

3.1 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel bilancio energetico nazionale

I fattori determinanti le emissioni di gas serra considerati nel presente lavoro sono stati mutuati dal rapporto pubblicato nel 2014 dall'Agenzia Ambientale Europea che aveva tra i suoi obiettivi la valutazione del ruolo della crisi economica nella riduzione delle emissioni atmosferiche di gas serra (EEA, 2014).

Il punto di partenza dell'analisi è la costruzione di un'equazione di identità (*Kaya Identity*), che scompone nei diversi fattori la variazione temporale delle emissioni di gas serra. Nello studio EEA la decomposizione riguardava le emissioni energetiche, ovvero direttamente associate ai consumi di energia primaria, nel presente studio sono considerate le emissioni totali, comprensive delle emissioni da processo.

Nella formulazione più semplice, a 4 fattori, la *Kaya Identity* è:

$$E = P \cdot g \cdot e \cdot f$$

dove:

E = emissioni di CO₂

P = Popolazione

g = PIL pro capite (PIL / P)

e = Intensità energetica dell'economia (Energia consumata / PIL)

f = Intensità di carbonio dell'energia (Emissioni / Energia consumata)

È un'espressione utile perché le politiche di mitigazione tendono ad agire direttamente sull'intensità energetica e sull'intensità di carbonio dell'energia.

È possibile elaborare una versione a 6 parametri in cui il termine f (intensità carbonio dell'energia) è diviso in termini che tengano conto:

- dell'efficienza nella produzione dell'energia (a partire dal combustibile)

- di quanti combustibili non fossili si utilizzano
- di quali combustibili fossili si utilizzano (contenuto di carbonio)

la *Kaya Identity* a 6 parametri è quindi:

$$E = P \cdot g \cdot e \cdot k \cdot c \cdot s$$

dove:

e = Intensità energetica dell'economia (consumo finale di energia / PIL)

k = Indice di efficienza energetica (consumo interno lordo di energia / consumo finale di energia)

c = Consumo di combustibili fossili (consumo combustibili fossili / consumo interno lordo di energia)

s = Fattore di emissione medio dall'uso dei combustibili fossili (emissioni / consumo combustibili fossili)

L'andamento dei parametri della *Kaya Identity* per l'Italia nel periodo 1995-2019 è mostrato nella seguente figura, con valori normalizzati al 2005. I parametri considerati costituiscono *driver* che spiegano la variazione delle emissioni. La riduzione delle emissioni dal 2005 è determinata dai fattori quali intensità energetica, fonti rinnovabili, PIL pro capite, efficienza. L'intensità di carbonio ha un ruolo meno incisivo e la popolazione è il solo fattore che determina un aumento delle emissioni.

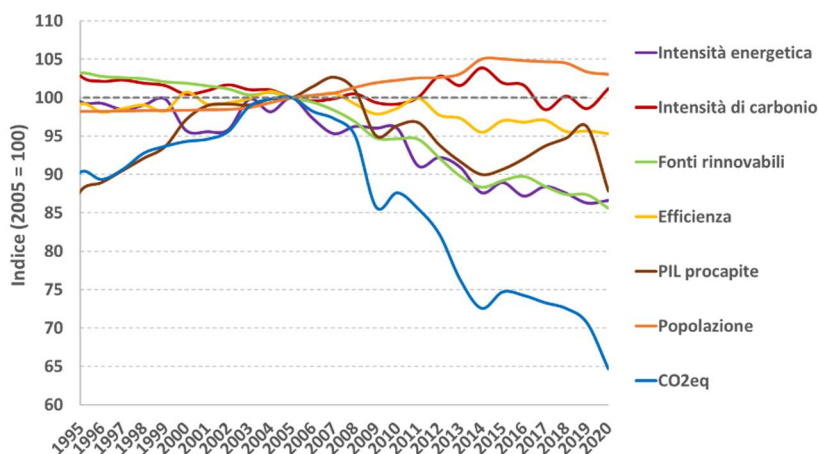


Figura 3.1 – Andamento dei parametri nazionali della *Kaya Identity*. Valori normalizzati al 2005.

L'analisi della decomposizione consente di valutare il contributo di ciascun fattore determinante. L'identità viene espressa in forma logaritmica:

$$\ln(CO_{2eq}) = \ln(POP) \times \ln\left(\frac{PIL}{POP}\right) \times \ln\left(\frac{CIL}{FEC}\right) \times \ln\left(\frac{FFC}{CIL}\right) \times \ln\left(\frac{CO_{2eq}}{FFC}\right) \times \ln\left(\frac{FEC}{PIL}\right)$$

dove

CO_{2eq}: emissioni di gas serra;

POP: popolazione (effetto della popolazione);

PIL/POP: Prodotto interno lordo pro capite (effetto della crescita economica);

CIL/FEC: consumo interno lordo di energia su consumo di energia finale, compresa quella per usi non energetici (effetto dell'efficienza);

FFC/CIL: consumo di energia fossile su consumo di energia (effetto delle fonti rinnovabili);

CO_{2eq}/FFC: emissioni totali di CO_{2eq} su consumo di energia da combustibili fossili (effetto dell'intensità di carbonio da combustibili fossili);

FEC/PIL: intensità di energia finale su prodotto interno lordo (effetto dell'intensità energetica).

I singoli termini dell'equazione consentono quindi di considerare l'effetto della popolazione, della crescita economica, dell'efficienza, delle fonti rinnovabili, dell'intensità di carbonio da combustibili fossili e dell'intensità energetica.

Di seguito sono riportati i valori dei parametri e dei fattori determinanti le emissioni atmosferiche per gli anni considerati nell'analisi della decomposizione.

Tabella 3.1 – Valori dei parametri utilizzati per l'analisi della decomposizione della variazione delle emissioni di gas serra negli anni 2005 e 2020.

Parametri	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PIL (Miliardi di €, concatenati al 2015)	1499,4	1660,3	1737,6	1712,8	1655,4	1676,8	1704,7	1720,5	1727,6	1573,2
Consumo interno lordo - CIL (Mtep)	161,2	174,5	189,4	176,8	155,7	154,3	159,5	157,0	155,4	141,6
Cons. di energia finale - FEC (Mtep)	120,3	128,2	140,1	132,6	118,7	117,9	121,5	121,5	120,2	109,9
Cons. di energia fossile - FFE (Mtep)	150,3	160,6	171,1	151,2	125,5	125,1	127,4	123,9	122,6	109,5
Popolazione - POP (Milioni)	56,8	56,9	57,9	59,2	60,8	60,7	60,6	60,5	59,8	59,6
CO _{2eq} - GHG (Mt CO _{2eq})	533,9	557,3	590,9	517,8	441,8	439,3	433,5	429,6	418,4	381,2

Tabella 3.2 – Valori dei fattori determinanti nell'analisi della decomposizione della variazione delle emissioni di gas serra negli anni 2005 e 2020.

Parametri	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
En. finale / PIL (intensità energetica)	0,080	0,077	0,081	0,077	0,072	0,070	0,071	0,071	0,070	0,070
CO _{2eq} / En. fossile (intensità di carbonio)	3,6	3,5	3,5	3,4	3,5	3,5	3,4	3,5	3,4	3,5
En. fossile / En. primaria (rinnovabili)	0,932	0,920	0,903	0,855	0,806	0,811	0,799	0,789	0,789	0,773
En. totale / En. finale (efficienza)	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
PIL pro capite	26,4	29,2	30,0	28,9	27,2	27,6	28,1	28,4	28,9	26,4
Popolazione - (Milioni)	56,8	56,9	57,9	59,2	60,8	60,7	60,6	60,5	59,8	59,6

Nel seguente grafico sono riportati i risultati della decomposizione della variazione delle emissioni di gas serra dal 2005 al 2020.

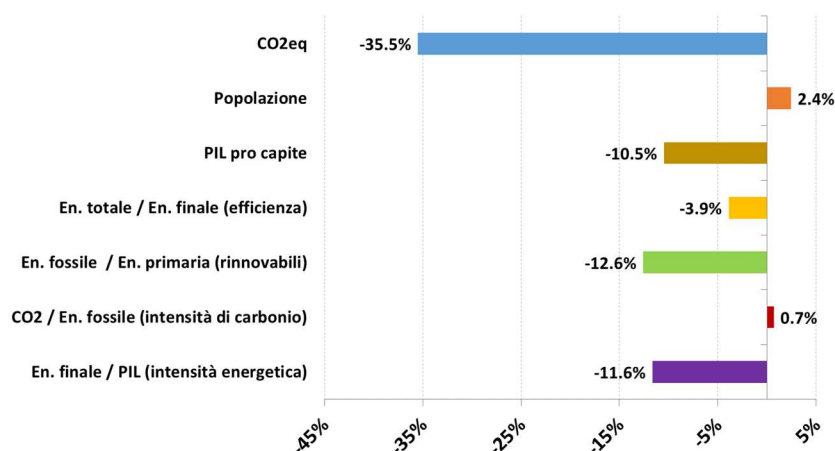


Figura 3.2 – Decomposizione della variazione delle emissioni di CO_{2eq} dal 2005 al 2020.

L'analisi della decomposizione mostra il ruolo di ciascun fattore nella riduzione delle emissioni nel periodo 2005-2020. L'aumento della popolazione e l'intensità di carbonio (emissioni di GHG / consumo di combustibili fossili) sono i fattori che hanno contribuito alla crescita delle emissioni (+2,4% e +0,7% rispettivamente). I restanti fattori hanno determinato la riduzione delle emissioni. Tra questi l'intensità energetica finale (consumo di energia finale / PIL), le fonti rinnovabili (consumo di energia fossile / consumo di energia primaria) e la contrazione del PIL pro capite hanno avuto un ruolo prevalente (-11,6%, -12,6% e 10,5% rispettivamente). L'efficienza (consumo di energia finale / consumo interno lordo) ha contribuito al 3,9% della riduzione. Il contributo di tutti i fattori determina la riduzione delle emissioni di CO_{2eq} di origine energetica nel periodo 2005-2020, pari a -35,5%.

Considerando la rilevanza della contrazione economica dovuta alle misure di *lockdown* messe in atto a inizio 2020 per contrastare la diffusione della pandemia di SARS-CoV-2, appare utile effettuare l'analisi della decomposizione dei fattori determinanti per la variazione delle emissioni del 2020 rispetto all'anno precedente. Nella Figura 3.3 è evidente che il fattore dominante per la riduzione delle emissioni di gas serra nell'ultimo anno è stata la contrazione del PIL pro capite. Particolarmente rilevante appare anche il ruolo dell'intensità di carbonio con un significativo contributo alla crescita delle emissioni.

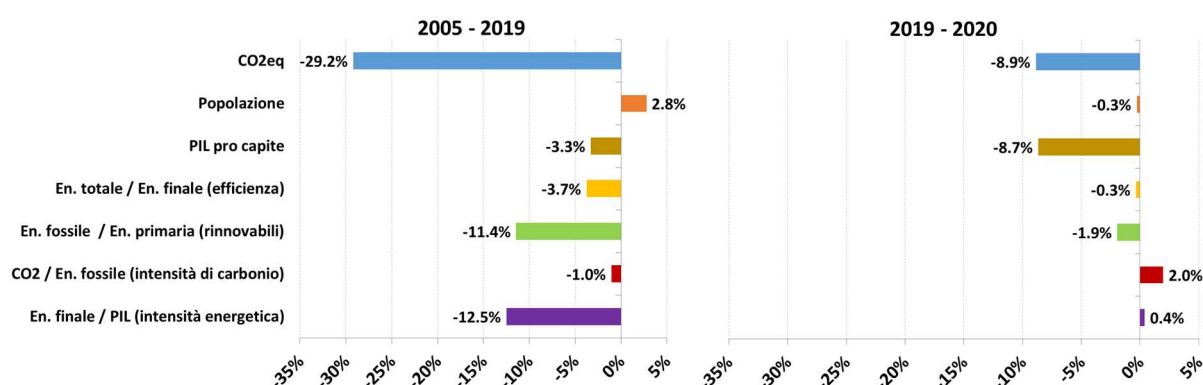


Figura 3.3 – Decomposizione della variazione delle emissioni di CO_{2eq} dal 2005 al 2019 e dal 2019 al 2020.

La riduzione delle emissioni di gas serra dal 2005 al 2019 è solo in parte dovuta alla riduzione delle attività economiche, mentre un ruolo decisivo è giocato dai fattori che dipendono dall'adozione di politiche ambientali volte alla promozione di fonti rinnovabili e all'incremento dell'efficienza. Nel 2020 tuttavia la contrazione del PIL pro capite rispetto al 2019 assume un ruolo dominante (-8,7% per una riduzione delle emissioni di -8,9%), mentre fino al 2019 il ruolo del PIL pro capite è stato del -3,3% per una riduzione delle emissioni di 29,2% rispetto al 2005.

È necessario sottolineare che l'analisi della decomposizione si concentra sulle variazioni relative dei parametri senza assegnare alcun peso ai rispettivi punti di partenza degli stessi. L'efficienza economica ed energetica del sistema energetico nazionale è tra le più elevate in Europa. Il rapporto *The 2018 International Energy Efficiency Scorecard*, elaborato dall'*American Council for an Energy-Efficient Economy* (ACEEE), assegna la prima posizione all'Italia, insieme alla Germania tra 25 nazioni a livello globale, con punteggi attribuiti secondo parametri quantitativi e qualitativi, tra cui indicatori di efficienza e di politiche indirizzate alla riduzione dei consumi.

3.2 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel settore elettrico

La variazione delle emissioni di gas serra della produzione termoelettrica è dovuta a diversi fattori come la tecnologia di generazione elettrica, il combustibile fossile utilizzato, il contributo delle fonti rinnovabili e la domanda elettrica. L'analisi della decomposizione è stata applicata per valutare il contributo relativo di tali componenti. Tale tecnica trova ampia applicazione nell'analisi dei dati ambientali. L'Istituto di Statistica della Germania ha adottato l'analisi della decomposizione per valutare la variazione delle emissioni di anidride carbonica (Seibel, 2003).

Il punto di partenza dell'analisi di decomposizione è la costruzione di un'identità in cui la variabile esaminata è indicata come prodotto delle componenti considerate cause determinanti (APAT, 2007). Affinché l'identità sia rispettata le componenti devono essere definite come rapporti, dove il denominatore di una componente è il numeratore della componente successiva. L'identità è fornita a priori in relazione ai dati disponibili e all'obiettivo dell'analisi considerando un modello concettuale che spieghi i fattori che ragionevolmente possono influenzare la variabile considerata. L'identità individuata nel presente studio è la seguente:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CO_{2i}}{E.E.i} \times \frac{E.E.i}{E.E.F} \times \frac{E.E.F}{E.E.T} \times E.E.T$$

CO_{2i} è l'anidride carbonica emessa dalla tipologia di combustibile fossile i ;

$E.E.i$ è l'energia elettrica prodotta dalla tipologia di combustibile fossile i ;

$E.E.F$ è l'energia elettrica prodotta dai combustibili fossili;

$E.E.T$ è l'energia elettrica totale prodotta, comprese le fonti rinnovabili.

Il primo fattore dell'equazione valuta l'effetto tecnologico, in termini di variazione temporale dei fattori di emissione delle diverse tipologie di combustibili fossili. Tale variazione è un indicatore dell'incremento di efficienza degli impianti termoelettrici nel processo di trasformazione delle fonti fossili in energia elettrica. In altri termini viene valutato l'effetto della variazione dell'intensità di carbonio nella generazione elettrica. Il secondo fattore prende in considerazione l'effetto della variazione del mix combustibile, ovvero la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili caratterizzati da diverso contenuto di carbonio e quindi diversi fattori di emissione. Il terzo fattore valuta l'effetto della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili considerando la variazione del rapporto tra energia elettrica da fonte fossile ed energia elettrica totale. Infine, il quarto fattore considera l'effetto della variazione di energia elettrica totale prodotta.

In base all'equazione riportata le emissioni possono essere decomposte nei diversi fattori con le due metodologie precedentemente illustrate, al fine di valutare l'effetto della variazione di un fattore lasciando invariati gli altri fattori. Nell'analisi di decomposizione effettuata è stato assunto un contributo indipendente dei quattro fattori sulla variazione delle emissioni atmosferiche. L'effetto finale è valutato in termini additivi per i fattori considerati.

Considerata la rilevanza della CO_2 tra i gas a effetto serra emessi per la generazione elettrica la seguente analisi, effettuata con la metodologia SDA, è stata effettuata solo sulle emissioni di CO_2 .

I fattori considerati nell'analisi (tecnologia, tipologia di combustibile, fonti rinnovabili, produzione elettrica totale) concorrono alla riduzione delle emissioni atmosferiche laddove l'incremento della produzione elettrica determina un effetto contrario (Figura 3.4).

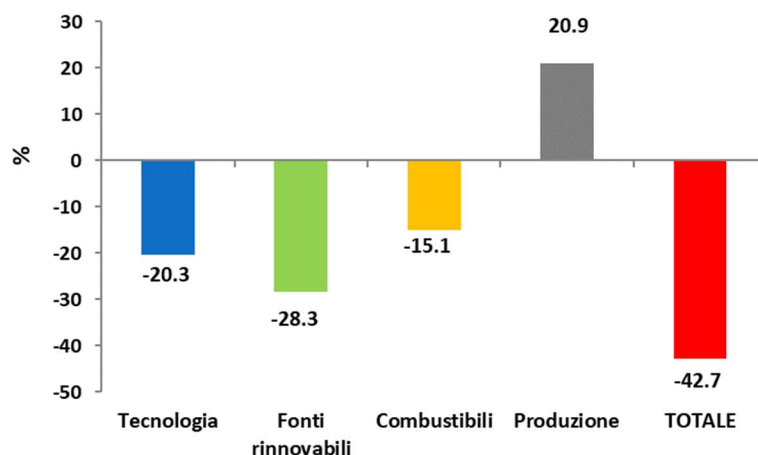


Figura 3.4 – Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche di CO_2 nel periodo 1990-2020. È riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche rispetto al 1990 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 20,3%, 28,3% e 15,1%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 20,9%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2020 per la produzione elettrica del 42,7% rispetto alle emissioni osservate nel 1990 (-54 MtCO₂). In altre parole la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2020 sarebbe stata di 25,6 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla variazione del mix combustibile sarebbe stata di 19,1 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili avrebbe determinato una riduzione delle emissioni di 35,8 MtCO₂. Gli effetti di riduzione delle emissioni sono “compensati” da un aumento netto della produzione di energia elettrica che avrebbe comportato un incremento delle emissioni atmosferiche di 26,5 MtCO₂ in assenza del contributo degli altri fattori. Considerando le tipologie di combustibili, la riduzione della quota di prodotti petroliferi rappresenta di gran lunga il maggior contributo alla diminuzione delle emissioni atmosferiche (Tabella 3.3).

Tabella 3.3 – *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche. È riportato il contributo percentuale alla variazione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2020 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.*

Combustibili	Tecnologia	FER	Combustibili	Produzione elettrica	Totale
Solidi	0,9	-5,7	-11,9	4,3	-12,4
Gas naturale	-11,6	-11,4	37,6	7,9	22,5
Gas derivati	-0,9	-1,2	-2,3	0,9	-3,5
Prodotti petroliferi	-7,3	-9,3	-42,2	7,4	-51,4
Altri combustibili^[1]	-1,3	-0,6	3,6	0,4	2,1
Totale	-20,3	-28,3	-15,1	20,9	-42,7

[1] È esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

In Figura 3.5 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990. I dati relativi al fattore tecnologico mostrano che la maggiore riduzione delle emissioni atmosferiche è stata registrata nel periodo dal 2000 al 2003. Dal 2000 al 2001 sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati prevalentemente da gas di sintesi da gassificazione di prodotti petroliferi, mentre negli anni successivi sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale. Tali impianti sono caratterizzati da maggiore efficienza rispetto ai cicli a vapore tradizionali. Il crescente utilizzo dei gas di sintesi e dei rifiuti solidi urbani a partire dal 2000 spiega inoltre l'incremento delle emissioni dovute alla variazione dei combustibili nel periodo 1999-2001, dovuto in parte anche all'incremento della quota di combustibili solidi nel 2001. Per quel che concerne il contributo della variazione dei combustibili fossili nell'intero periodo esaminato è evidente che la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili, con l'aumento del gas naturale a scapito principalmente dei prodotti petroliferi, determina una corrispondente variazione del contributo emissivo con una diminuzione netta delle emissioni. Di particolare rilievo appare l'andamento del contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche da parte delle fonti rinnovabili. I valori relativi a tale fattore mostrano una oscillazione che riflette la variabilità della produzione elettrica, soprattutto in relazione alla componente idroelettrica che dipende a sua volta dalle condizioni meteorologiche. A partire dal periodo 2007-2008 l'apporto delle fonti rinnovabili assume un ruolo rilevante, con un contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche superiore a quanto registrato per le altre componenti nello stesso periodo. Nel periodo 2008-2009 è evidente anche la riduzione della produzione elettrica in seguito alla crisi economica. Di particolare interesse appare il risultato della decomposizione dopo il 2014. Dal 2015 si nota che la riduzione delle fonti rinnovabili determina un incremento delle emissioni solo parzialmente compensato dagli altri fattori, soprattutto la variazione del mix combustibile. Le fonti rinnovabili tornano a contribuire positivamente alla riduzione delle emissioni dal 2017 al 2018 con la ripresa della produzione idroelettrica. Nel 2019 il fattore di gran lunga più rilevante è il mix combustibile, ovvero l'incremento della quota di gas naturale, mentre nel 2020 la minore produzione ha inciso in misura rilevante alla riduzione delle emissioni.



Figura 3.5 - Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche per intervalli annuali. Per ogni intervallo annuale sono riportati i contributi percentuali alla variazione delle emissioni atmosferiche dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rossa rappresenta la variazione totale osservata.

In relazione al contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche è necessario sottolineare che dal 2007 la crisi economica ha ridotto sensibilmente i consumi di combustibili fossili aumentando nel contempo la quota di fonti rinnovabili in seguito alla priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti. In ogni caso ogni unità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche in maniera di gran lunga superiore a qualsiasi altro fattore, nell'ipotesi di sostituzione di una equivalente quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi fonte fossile.

L'applicazione della *Index decomposition analysis* con la metodologia LMDI proposta da Ang (2005) mostra risultati analoghi a quelli della *Structural decomposition analysis* con la metodologia proposta da Dietzenbacher e Los (1998).

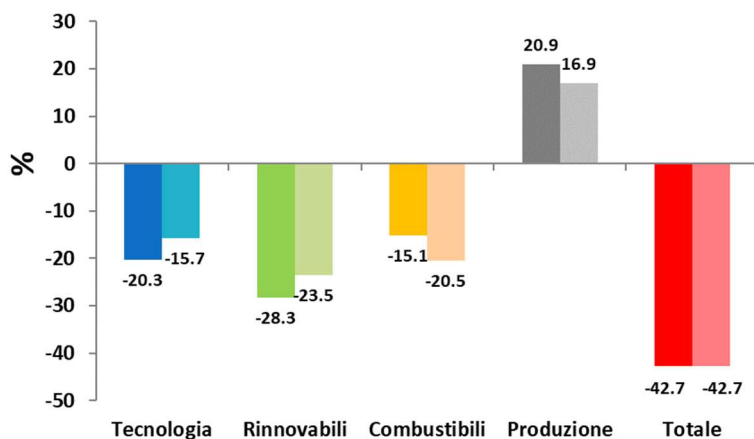


Figura 3.6 – Confronto dei risultati della analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2020 con metodologie SDA e IDA, rispettivamente la prima e la seconda barra per ciascun fattore.

Le due metodologie presentano differenti percentuali del contributo di ciascun fattore alla variazione delle emissioni di CO₂ nel periodo esaminato ma mostrano essenzialmente la stessa struttura per i ruoli dei vari fattori (Figura 3.6).

3.3 Fattori determinanti le emissioni di GHG nei settori produttivi

Una ulteriore analisi della decomposizione è stata effettuata per analizzare il contributo dei settori produttivi alla variazione delle emissioni di gas serra utilizzando la metodologia LMDI. A tale scopo sono considerati i settori industria, servizi e agricoltura con i relativi valori aggiunti (valori concatenati con anno di riferimento 2015), i consumi di energia finale e le emissioni di gas serra. Di seguito è riportata l'equazione di identità utilizzata:

$$GHG = \sum_{i=1}^n \frac{CE_i}{VA_i} \times \frac{GHG_i}{CEf_i} \times \frac{VA_i}{PIL} \times PIL$$

CEf_i è il consumo di energia finale del settore i (industria, servizi e agricoltura);

GHG_i è l'emissione di gas serra in seguito al consumo di energia finale nel settore i ;

VA_i è il valore aggiunto del settore i ;

PIL è il prodotto interno lordo.

Il primo fattore è indicativo dell'intensità dei consumi di energia per ricchezza prodotta (Consumi energia finale/Valore Aggiunto). Il secondo fattore è indicativo dell'intensità di carbonio per unità di consumo energetico (GHG/Consumi energia finale) e considera sia le emissioni da combustione che quelle da processo. In merito a questo fattore si sottolinea che le emissioni da processo settoriali pur non dipendendo dai consumi energetici sono a questi correlati. Il terzo fattore rappresenta la variazione della struttura produttiva (Valore Aggiunto/PIL), ovvero la variazione della quota relativa dei settori nel prodotto interno lordo, mentre il quarto rappresenta la crescita economica (PIL) dovuta all'apporto complessivo dei tre settori produttivi.

I risultati dell'analisi della decomposizione, illustrati nella Figura 3.7, mettono in evidenza il contributo dell'intensità dei consumi energetici nell'industria alla riduzione delle emissioni, come confermato dalla diminuzione del rapporto tra consumi finali e valore aggiunto in questo settore.

La variazione dell'intensità di carbonio dal 2000 al 2020 determina la riduzione delle emissioni in tutti i settori, sebbene in misura più rilevante nell'industria. L'intensità energetica, senza il contributo degli altri fattori, determinerebbe una riduzione delle emissioni di gas serra del 5,8%. In merito alla variazione della struttura economica, i servizi contribuiscono alla crescita delle emissioni, mentre gli altri due settori forniscono un contributo negativo. Il fattore economico (PIL) determina la riduzione delle emissioni in tutti i settori (-4,5%). L'effetto cumulato dei fattori considerati ha determinato una riduzione delle emissioni di gas serra nei tre settori produttivi del 28,9% dal 2000 al 2020.

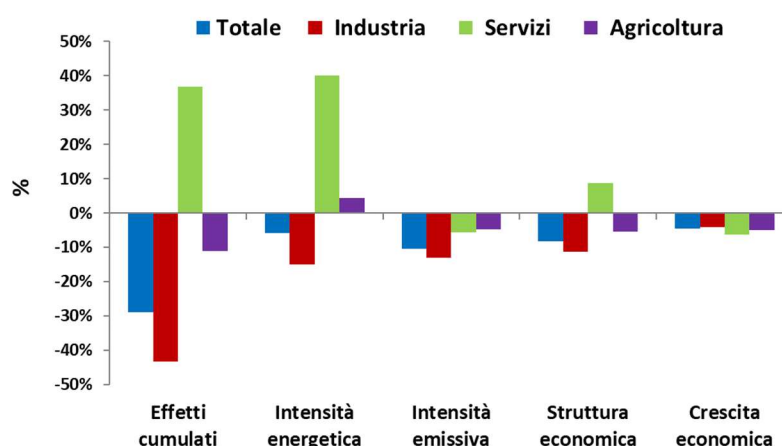


Figura 3.7 – Analisi di decomposizione delle emissioni di gas serra nei settori produttivi nel periodo 2000-2020. È riportato il contributo alla variazione delle emissioni per ciascun fattore e la variazione totale.

I settori forniscono contributi diversi in relazione ai fattori esaminati (Tabella 3.4). Gli effetti cumulati dei fattori nei tre settori mostrano che l'industria contribuisce in maniera decisiva alla riduzione

delle emissioni (-43,4%), seguita dall'agricoltura (-11,1%). Il contributo di tali settori sovracompensa il ruolo dei servizi che forniscono un contributo positivo all'incremento delle emissioni (+36,8%).

In merito alla struttura economica, che rappresenta il contributo dei singoli settori al PIL, è rilevante la contrazione delle attività subita dall'industria in seguito alla crisi economica del 2008 e la contrazione registrata nel 2020. L'andamento del valore aggiunto settoriale rispetto al 2000 (Figura 3.8) mostra chiaramente la maggiore sensibilità del settore industriale rispetto agli altri settori alla crisi economica.

Tabella 3.4 – *Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi. È riportato il contributo alla variazione di emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2020 per i fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.*

Settore	Intensità dei consumi	Intensità di carbonio	Struttura economica	Crescita economica	Effetti cumulati
Industria	-15,0%	-13,0%	-11,2%	-4,1%	-43,4%
Servizi	40,1%	-5,6%	8,6%	-6,3%	36,8%
Agricoltura	4,3%	-4,8%	-5,5%	-5,1%	-11,1%
Totale	-5,8%	-10,5%	-8,2%	-4,5%	-28,9%

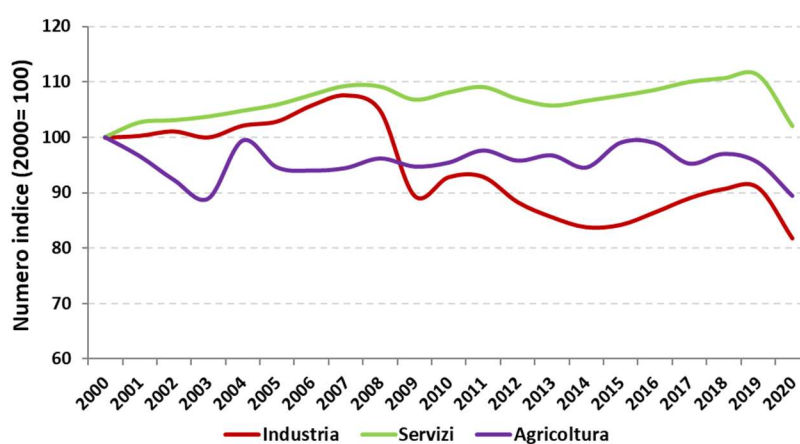


Figura 3.8 – *Variazione annuale del valore aggiunto per i settori industria, servizi e agricoltura (2000=100).*

La variazione della struttura produttiva (Tabella 3.4), con un minore apporto di valore aggiunto da parte dell'industria, caratterizzato da maggiori emissioni, contribuisce alla riduzione delle emissioni. Tale riduzione è dovuta sia a dinamiche strutturali, quali la terziarizzazione dell'economia, sia agli effetti della crisi economica che dal 2008 ha investito il settore industriale in misura rilevante e alla brusca frenata delle attività produttive che nel 2020 ha coinvolto tutti i settori.

Il contributo dei servizi alla variazione delle emissioni atmosferiche mostra uno schema differente da quello osservato per l'industria. Il settore fornisce infatti un contributo netto positivo all'aumento delle emissioni soprattutto per l'incremento dell'intensità energetica e in minor misura per l'aumento del peso relativo nella struttura economica.

Nel settore agricoltura l'intensità dei consumi finali determinerebbe un incremento delle emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2020 più che compensato dagli altri fattori che contribuiscono con uguale contributo.

CONCLUSIONI

Nel presente lavoro sono stati esaminati gli indicatori di decarbonizzazione e di efficienza in relazione ai consumi energetici nazionali e per il settore elettrico. Inoltre, è stata condotta l'analisi della decomposizione per individuare i principali fattori determinanti la variazione delle emissioni di gas serra. I principali risultati possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

Consumi energetici totali

- Le emissioni nazionali di gas a effetto serra mostrano un andamento crescente fino al 2005, successivamente si osserva un declino che, in seguito alla crisi economica del 2008, ha subito una ulteriore accelerazione. Nel 2020 le emissioni hanno subito una ulteriore contrazione in seguito al *lockdown* per contenere la pandemia da SARS-CoV-2 (-26,7% rispetto al 1990 e -35,5% rispetto al 2005). Si registra un analogo andamento per il consumo di energia primaria e finale;
- il confronto dell'andamento delle emissioni di gas serra con il PIL mostra il disaccoppiamento tra le due variabili. Un analogo disaccoppiamento si osserva tra emissioni e consumo energetico dovuto alla sostituzione di combustibili a più alto tenore di carbonio con il gas naturale, principalmente nel settore della produzione di energia elettrica e nell'industria, e all'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili;
- gli indicatori di intensità energetica e di intensità di carbonio mostrano un incremento dell'efficienza e della decarbonizzazione dell'economia nazionale dal 2005. Il consumo di energia per unità di PIL si riduce del 17,4% dal 2005 al 2020, mentre le emissioni di gas serra per unità di PIL si riducono del 28,7%. Analogamente diminuiscono dal 2005 le emissioni di gas serra per unità di energia consumata in tutti i principali settori: da -2,3% nei trasporti a -22,6% nell'industria manifatturiera;
- la diminuzione dell'intensità energetica per unità di valore aggiunto a livello nazionale fino al 2014 è in parte dovuta all'incremento dell'efficienza nell'industria e alla contrazione della quota di valore aggiunto di tale settore rispetto alla quota dei servizi, caratterizzati da intensità energetica notevolmente inferiore. I servizi, caratterizzati da un andamento di lungo termine crescente dell'intensità energetica, mostrano negli ultimi anni una riduzione dell'indicatore mentre per industria e agricoltura si registra un incremento dell'intensità energetica. L'intensità energetica aggregata nel 2020 è aumentata del 6,4% rispetto al valore del 2014;
- l'analisi della decomposizione mostra che tra i fattori determinanti per la riduzione delle emissioni nazionali dal 2005 la diminuzione dell'intensità energetica e l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili hanno un ruolo prevalente. La riduzione delle attività economiche ha avuto un ruolo minoritario, seppure non nullo, fino al 2019. D'altra parte la contrazione delle attività economiche nel 2020 ha assunto un ruolo dominante nella riduzione delle emissioni rispetto all'anno precedente.

Settore elettrico

- Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico nazionale ha avuto un rilevante impulso dal 2007 in seguito all'adozione delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e di conseguimento degli obiettivi previsti per la quota di energia rinnovabile nei consumi finali. L'incremento delle energie rinnovabili nel settore elettrico è stato conseguito attraverso diverse misure quali incentivazione e priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- il settore elettrico mostra una rapida diminuzione dei fattori di emissione di CO₂ con un forte disaccoppiamento delle dinamiche di generazione elettrica e relative emissioni. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è passata dal 16% nel 2005 al

41,7% nel 2020 con un incremento particolarmente rilevante delle fonti eolica e fotovoltaica. L'apporto di energia idroelettrica resta determinante anche in relazione alla intrinseca variabilità di tale fonte. I fattori di emissione per la produzione e il consumo di energia elettrica lorda sono diminuiti rispettivamente del 46,7% e del 45,4% dal 2005 al 2020;

- le emissioni di gas serra diversi dalla CO₂ incidono in maniera marginale nel settore elettrico (meno dell'1% delle emissioni di gas serra totali). I fattori di emissione dei principali inquinanti atmosferici mostrano una costante diminuzione. In particolare si registrano significative riduzioni rispetto al 2005 dei fattori di emissione di ossidi di azoto (-44,3%), ossidi di zolfo (-91,3%) e PM₁₀ (-86%);
- l'analisi della decomposizione mostra che storicamente l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il connesso incremento della quota di gas naturale hanno avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO₂, mentre dal 2007 il significativo incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili assume un ruolo prevalente rispetto agli altri fattori considerati;

Il vettore elettrico negli usi finali mostra un incremento più rapido del consumo interno lordo di energia, indice di un incremento dell'elettrificazione dei consumi destinata a crescere negli anni futuri per perseguire gli obiettivi di neutralità emissiva. Pertanto i fattori di emissione nel settore della generazione elettrica sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra che coinvolgono il settore elettrico, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale e alle misure di risparmio energetico che è possibile adottare anche a livello locale.

I fattori di emissione consentono di effettuare una stima delle emissioni di CO₂ evitate. In termini pratici, utilizzando i fattori di emissione per i consumi elettrici stimati per il 2020, il risparmio di un kWh a livello di utenza media consente di evitare l'emissione in atmosfera di un quantitativo di CO₂ pari a 255 g CO₂, mentre la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 449,1 g CO₂ con il mix di combustibili fossili del 2020. Tali dati possono essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

In sintesi gli indicatori di intensità energetica e carbonica esaminati relativi al consumo energetico totale e del settore elettrico presentano andamenti decrescenti dal 2005. Dal 2007, le politiche di sostegno delle fonti rinnovabili, in concomitanza con la riduzione dei consumi energetici dovuta alla crisi economica e al *lockdown* del 2020, hanno ulteriormente accelerato la quota delle fonti rinnovabili determinando un incremento della decarbonizzazione del sistema energetico nazionale.

Il 2020 è l'anno in cui sarà valutato il raggiungimento degli obiettivi fissati per gli Stati membri dell'Unione Europea dal cosiddetto "Pacchetto clima-energia". I risultati mostrano che l'obiettivo nazionale del 17% per i consumi finali da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo è stato ampiamente superato con il 20,4%. Nei trasporti l'obiettivo del 10% è stato superato con il 10,7%.

BIBLIOGRAFIA

American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), 2018 - *The 2018 International Energy Efficiency Scorecard*. <http://aceee.org/research-report/i1801>

Ang B.W., 2005. *The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide*. Energy Policy 33, 867–871.

Ang B.W., Zhang F.Q., 2000. *A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies*. Energy 25, 1149–1176.

APAT, 2007. *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica e degli acidificanti potenziali applicata ai dati della NAMEA italiana*.

ARERA, 2005 – Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - Glossario.

de Haan M. 2001. *A structural decomposition analysis of pollution in the Netherlands*. Economic Systems Research, 13, 181-196.

Dietzenbacher E., Los B., 1998. *Structural decomposition techniques: sense and sensitivity*. Economic System Research 10, 307-323.

EEA, 2014 - *Why did greenhouse gas emissions decrease in the EU between 1990 and 2012?*

EEA, 2015. *Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects*. Technical report No 1/2015.

EMEP/CORINAIR, 2007. *Emission Inventory Guidebook – 2007*. Technical report No 16/2007.

European Commission, 2018[a]. *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. COM(2018) 773.

European Commission, 2018[b]. *In-depth analysis in support of the commission communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*.

European Commission, 2019. *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the Regions - The European Green Deal*. COM(2019) 640 final.

EUROSTAT Database, <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

EUROSTAT, Data Shares (renewables) <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

GSE, 2019. *Quinta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE*.

GSE, 2020. *Rapporto statistico 2020 – Energia da fonti rinnovabili in Italia*.

Hoekstra R., van der Bergh J.J.C.J.M., 2003. *Comparing structural and index decomposition analysis*. Energy Economics 25, 39–64.

IPCC 2006, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

ISPRA, 2022[a]. *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2020. National Inventory Report 2022*. Rapporti 360/2022.

ISPRA, 2022[b]. *Analisi dei dati trimestrali 2021*. <http://emissioni.sina.isprambiente.it/inventario-nazionale/stima-trimestrale-delle-emissioni-in-atmosfera-di-gas-serra/>

ISPRA, 2022[c]. *Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia*. <http://emissioni.sina.isprambiente.it/serie-storiche-emissioni/>

ISPRA, 2022[d]. *Reporting under CLRTAP*. <https://www.ceip.at/status-of-reporting-and-review-results/2022-submission>

ISTAT, *Conti economici nazionali*. <http://dati.istat.it/>

-
- Malla S., 2009. *CO₂ emissions from electricity generation in seven Asia-Pacific and North American countries: A decomposition analysis*. Energy Policy 37, 1–9.
- MSE, 2010. *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009)*.
- Seibel S., 2003. *Decomposition analysis of carbon dioxide-emission changes in Germany - Conceptual frame work and empirical results*. Federal Statistical Office of Germany Environmental Economic accounting division.
- SNAM Rete Gas, *Bilancio di Sostenibilità*, vari anni.
- TERNA, 2022. *Rapporto mensile sul sistema elettrico*, dicembre 2021.
- TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- TERNA, *Elenco dei combustibili utilizzabili in centrali termoelettriche, comunicazione personale*.
- UNFCCC, National Inventory Submissions 2022. <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2022>
- Zhang M., Liu X., Wang W., Zhou M., 2012. *Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China*. Energy policy 52, 159-165.

