

Insights from Germany's Energiewende

State of affairs, trends and challenges

Daniel Argyropoulos

MEXICO CITY, 21 JUNE 2017



Who we are: An independent and non-partisan Think Tank & Policy Lab



- currently 25 experts on power system transformation in Germany, Europe and the World
- Financed by the philanthropy (Mercator Foundation and European Climate Foundation)
- Mission: Making the energy transition(s) in Germany, Europe and worldwide a success
- Approach: Combining research and dialogue to provide sound basis for decision makers

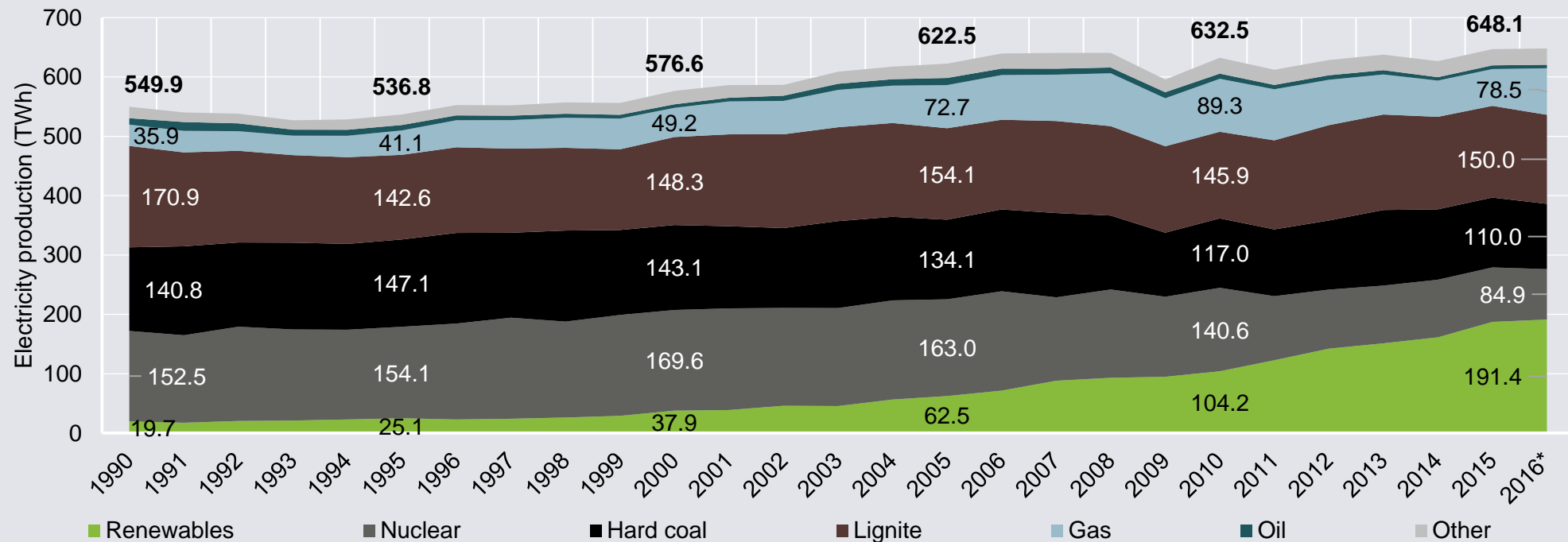
The Energiewende in the power sector

State of affairs



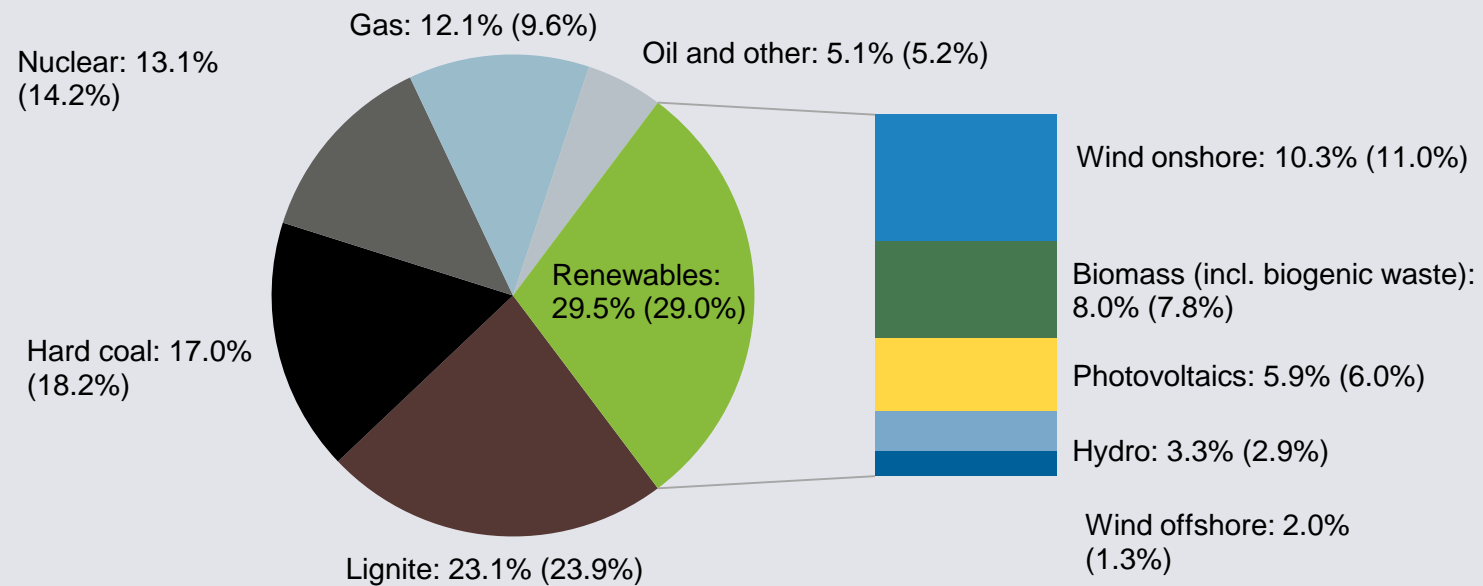
Power production, 2000-2016: Renewables quintuple; nuclear power falls by half; fossil fuels (coal, gas) remain constant

Power production, 1990-2016



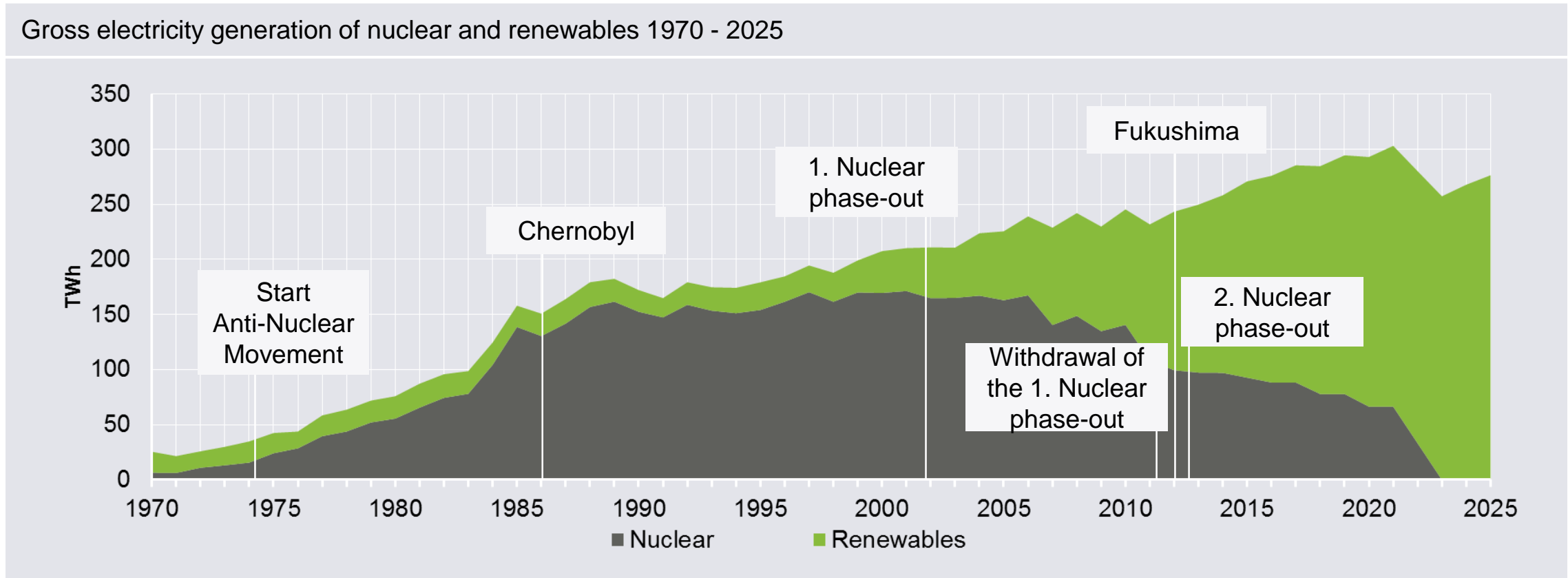
Power mix 2016: Renewables make up largest share; gas wins, hard coal & nuclear lose

2016 power mix (2015 values in brackets)



AG Energiebilanzen 2016a

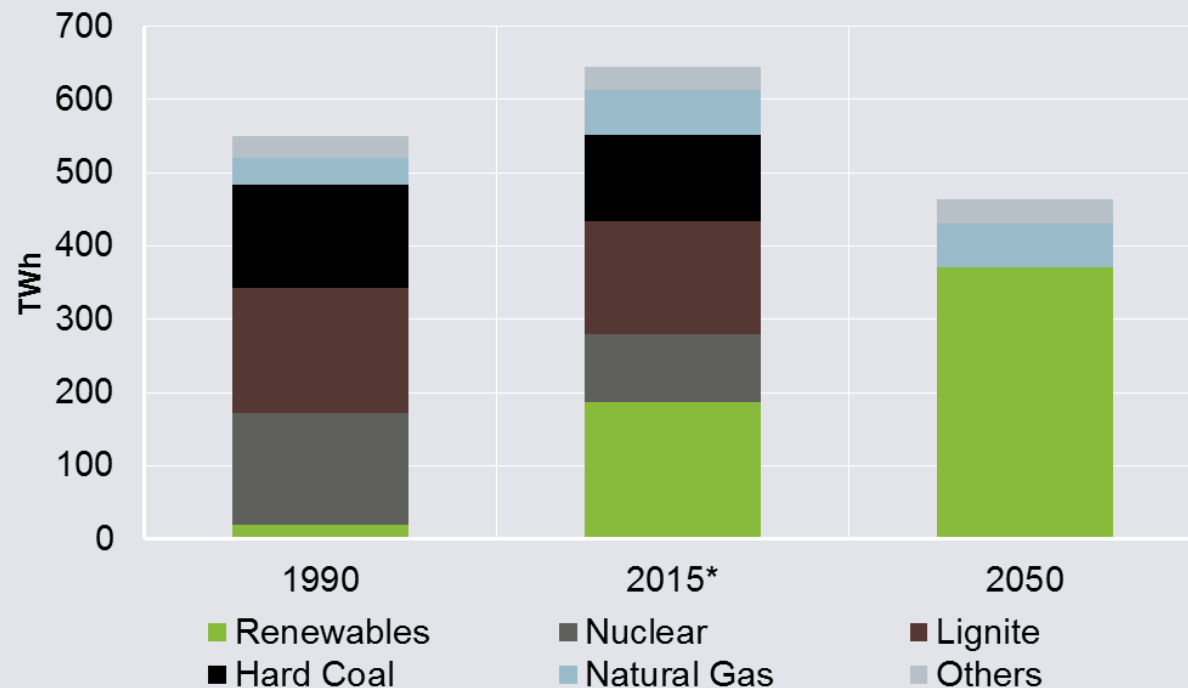
The nuclear energy act rules the nuclear phase out until 2022 – with renewables overcompensating the loss in nuclear power



AGEB (2015a), AGEE (2015), BNetzA (2014), Statistisches Jahrbuch der DDR (1973 - 1988), own calculations

The Energiewende means fundamentally changing the power system

Gross electricity generation 1990, 2016 and 2050



AGEB (2016), BReg (2010), EEG (2014), own calculations * preliminary

Phase out of Nuclear Power

Gradual shut down of all nuclear power plants until 2022

Reduction of Greenhouse Gas Emissions

Reduction targets below 1990 levels:

- 40% by 2020; - 55% by 2030; - 70% by 2040;
- 80% to - 95% by 2050

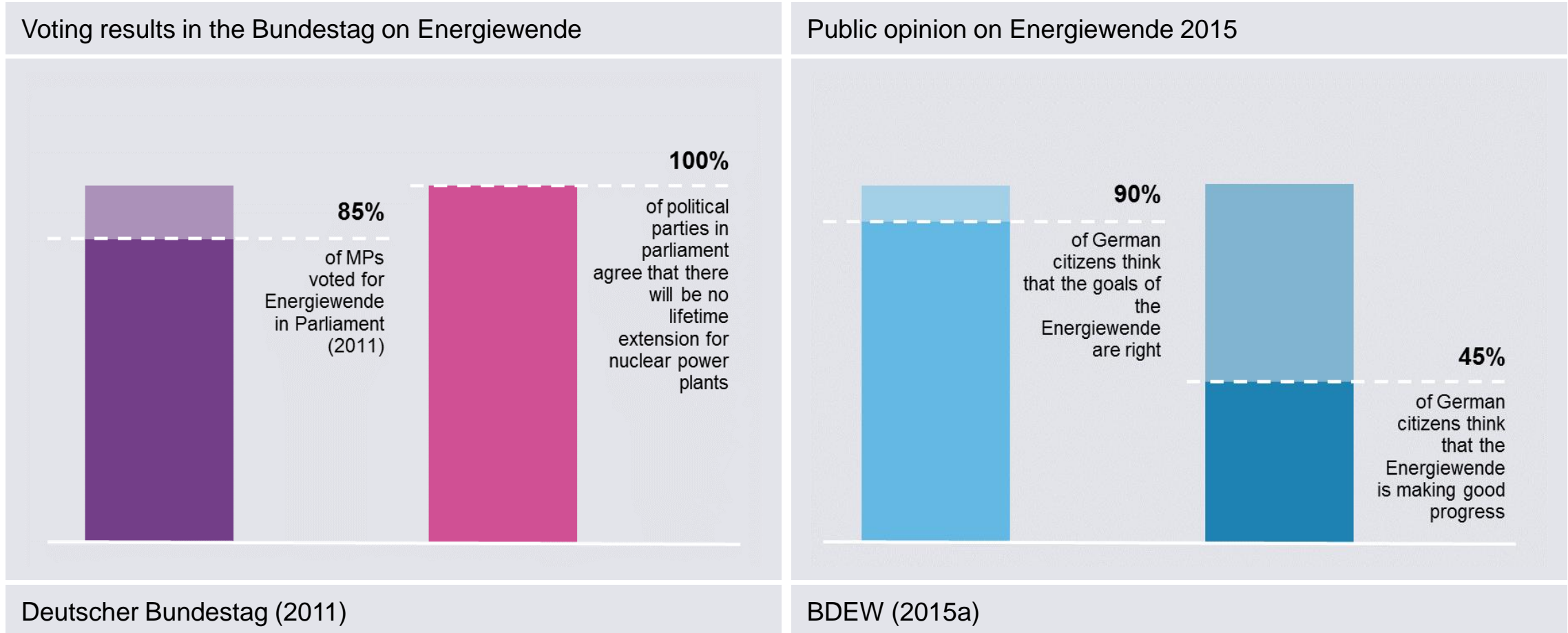
Development of renewable energies

Share in power consumption to increase to:
40 - 45% in 2025; 55 - 60% in 2035; \geq 80% in 2050

Increase in efficiency

Reduction of power consumption compared to 2008 levels: - 10% in 2020; - 25% in 2050

The Energiewende is based on a broad consensus - public discussions is focussing on the concrete implementation

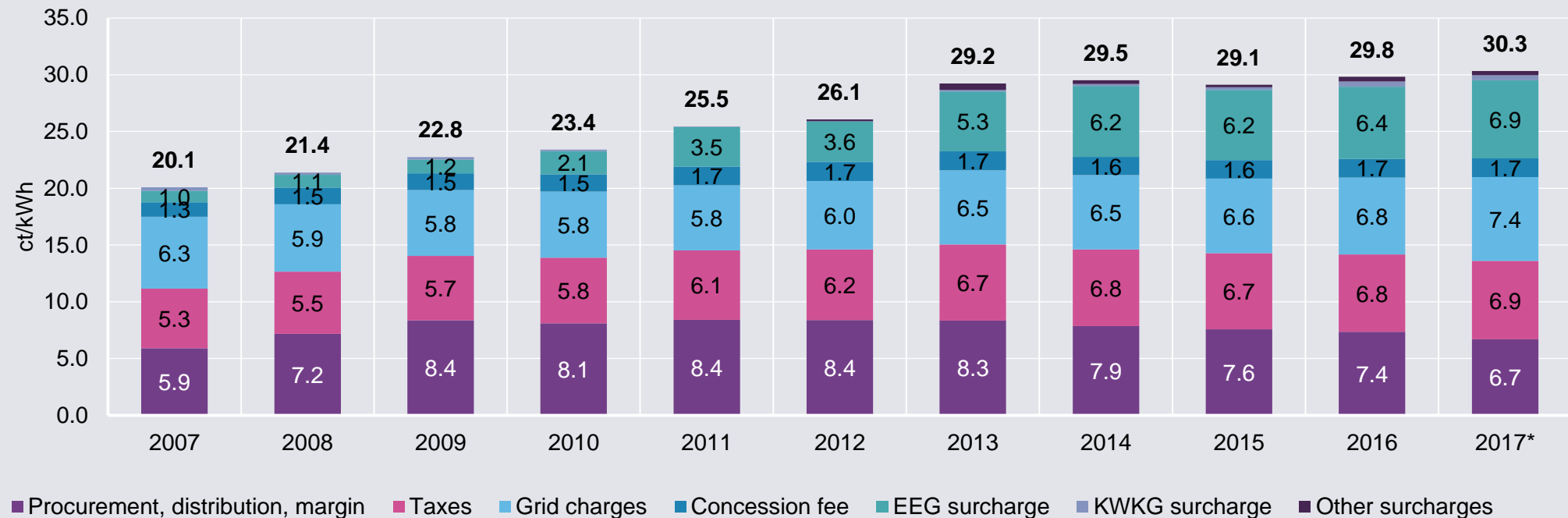




Let's talk about costs

Household power prices in 2016 to exceed 30 €ct/kWh due to increased feed-in tariff surcharge and high sales margins

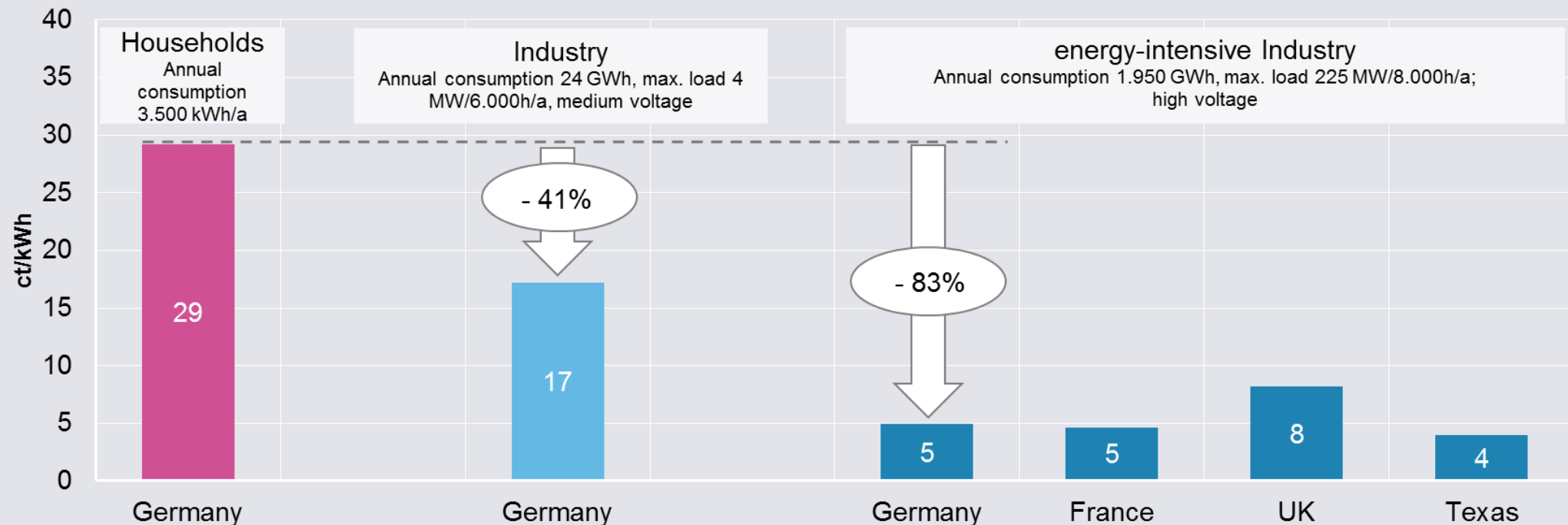
Average electricity prices for a 4-person household (3500 kWh annual use), 2007-2017



BNetzA 2016, *own estimates

Energy intensive industries are largely exempt from taxes and levies to safeguard their competitiveness

Average end consumer prices for different consumer groups, 2013

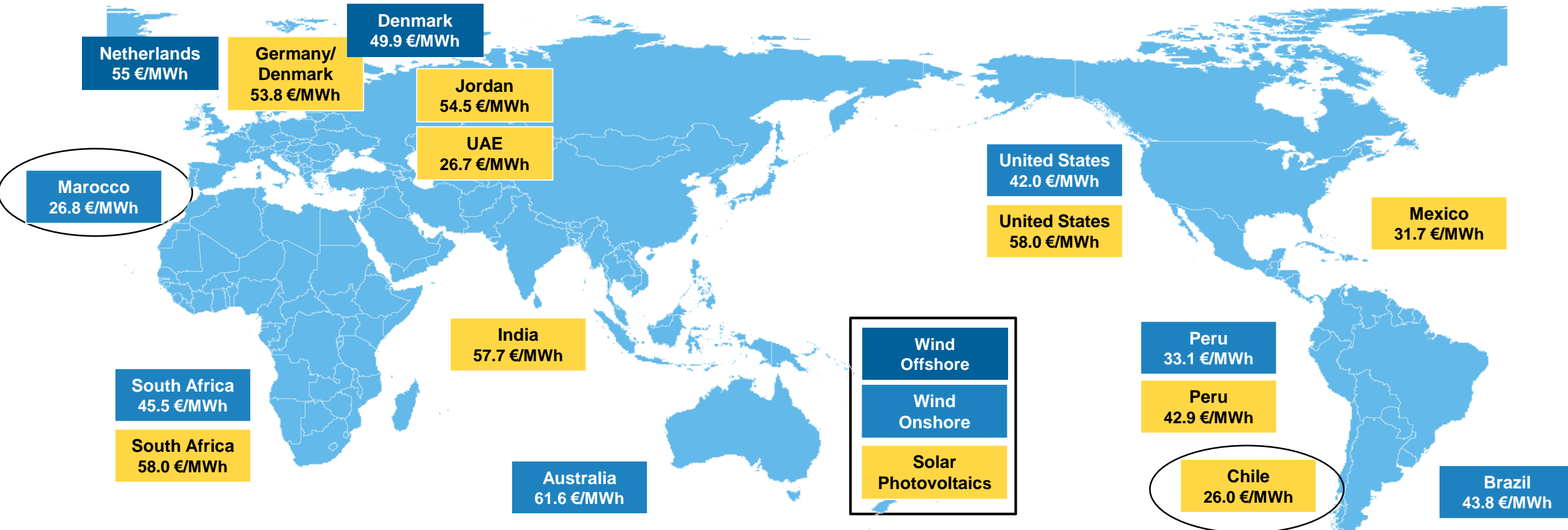


BMWi (2014)

**The Key Insight:
It's all about Wind
and Solar!**



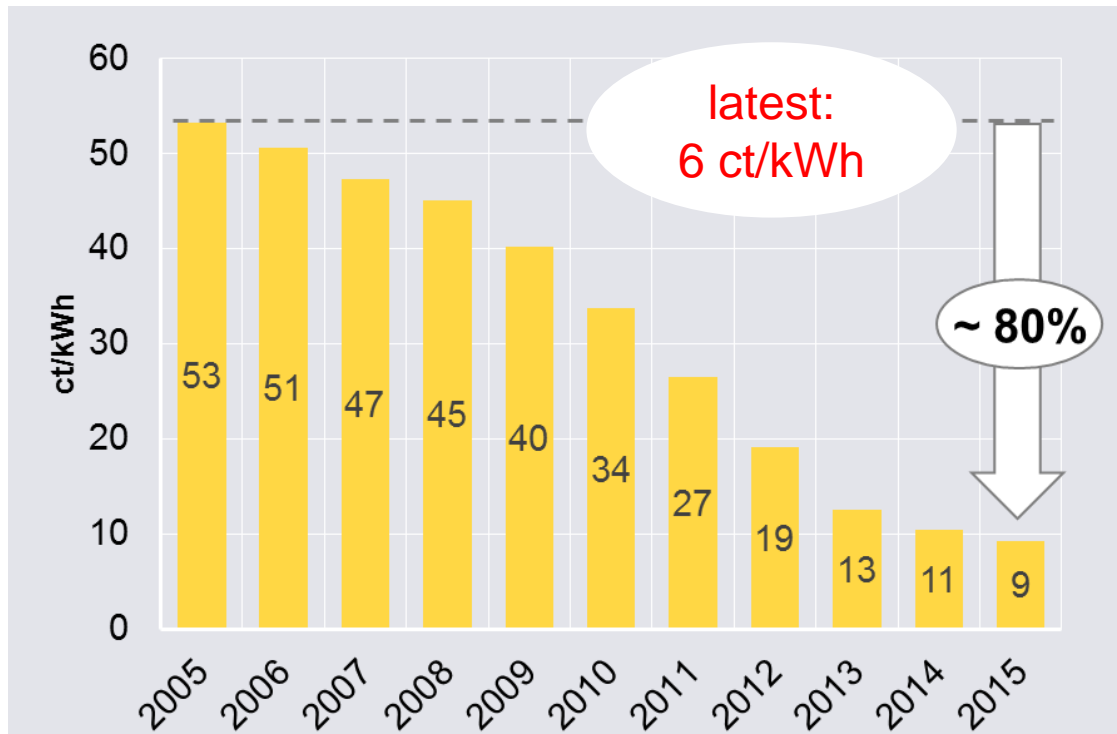
Global costs for renewables in 2016 show race to the bottom for Wind & Solar – hit 2c€/kWh in 2017?



Fortum 2016; Sources: announcements by the investing companies and IEA report "Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015" for US, Brazil, South Africa, Australia and Jordan. Values reported in nominal EUR, 1 EUR = 1,12 USD, 1 EUR = 75,3 INR, 1 EUR = 9,48 SEK. United States values calculated excluding tax credits. Typical contract lengths are 15-25 years. The prices indicate levels with which investors have been willing to invest, however, they may not describe the actual comparable costs as the bid prices may be reduced by preferential land prices, site exploration cost, targeted low-cost loans etc. The price level at which investors can hedge their renewable production for the next 4 years: average of 2017-2020 electricity (LUL) + elcertificate futures with 29.8.2016 closing prices. This low price levels still result in continuation of investments in onshore wind in Sweden.

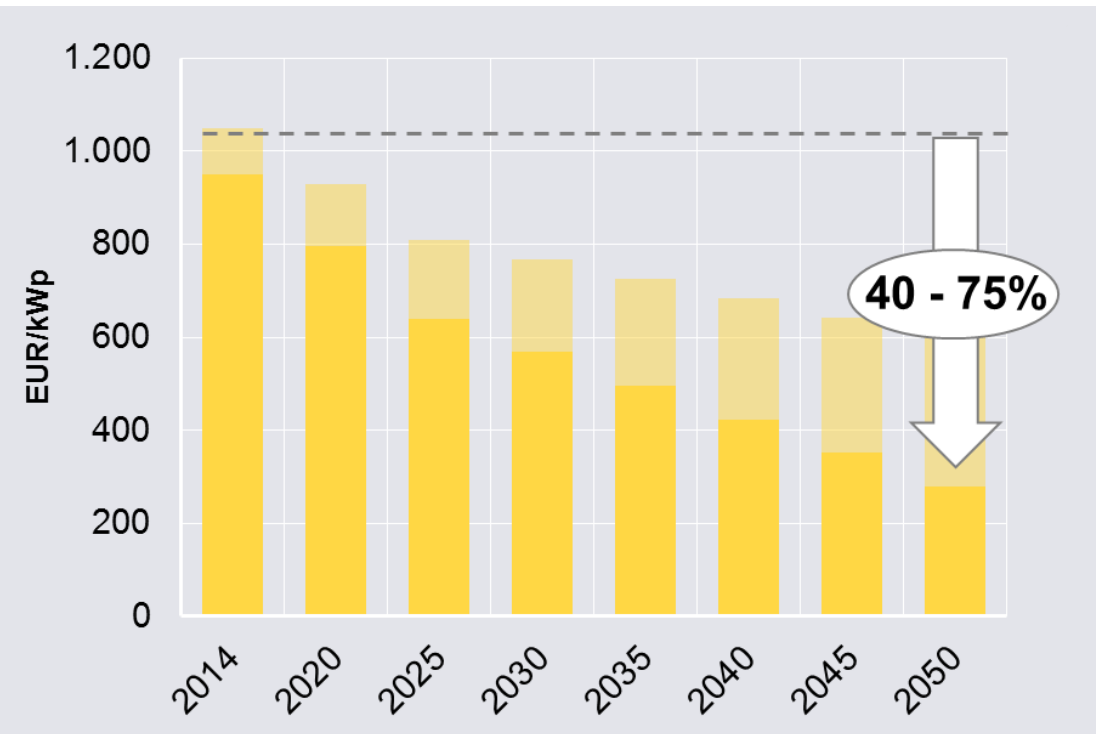
Due to falling module prices, feed-in tariffs for Solar PV dropped massively - and it is not the end yet

Average PV feed-in tariff for new installations 2005 - 2015



ZSW et. al (2014), own calculations

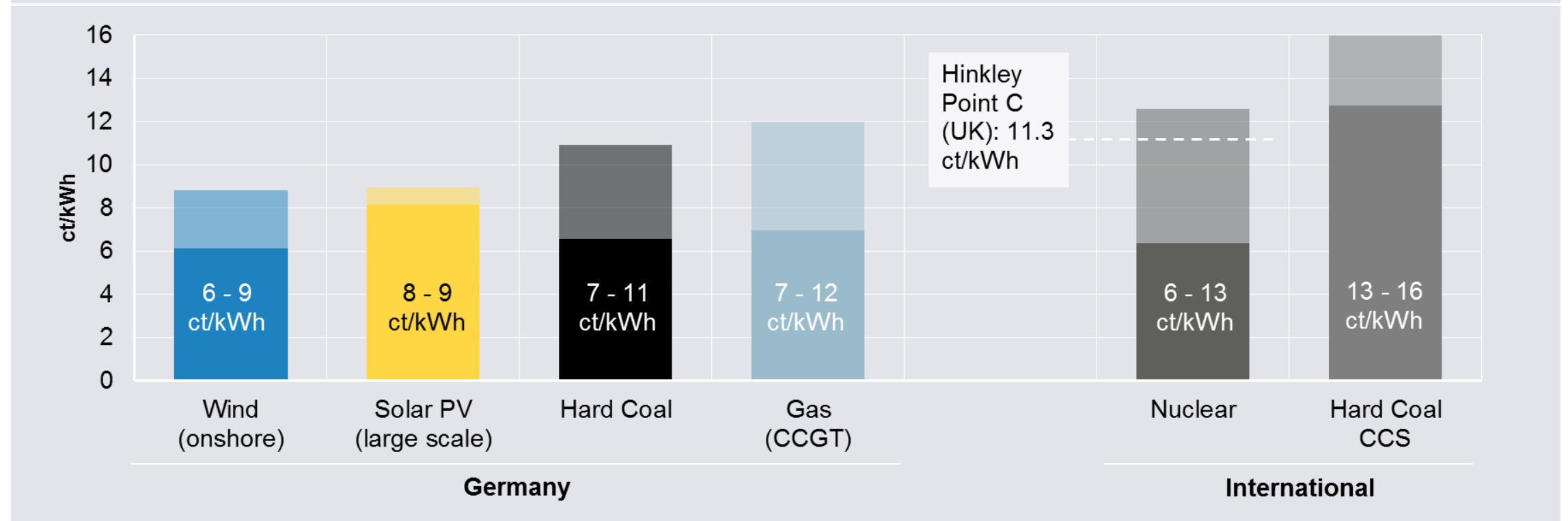
Expected cost digression for large-scale PV systems 2014 - 2050



Fraunhofer ISE (2015)

Today, wind and solar are already cost competitive to all other newly built power plants

Range* of levelized cost of electricity (LCOE) 2015



Agora Energiewende (2015e)

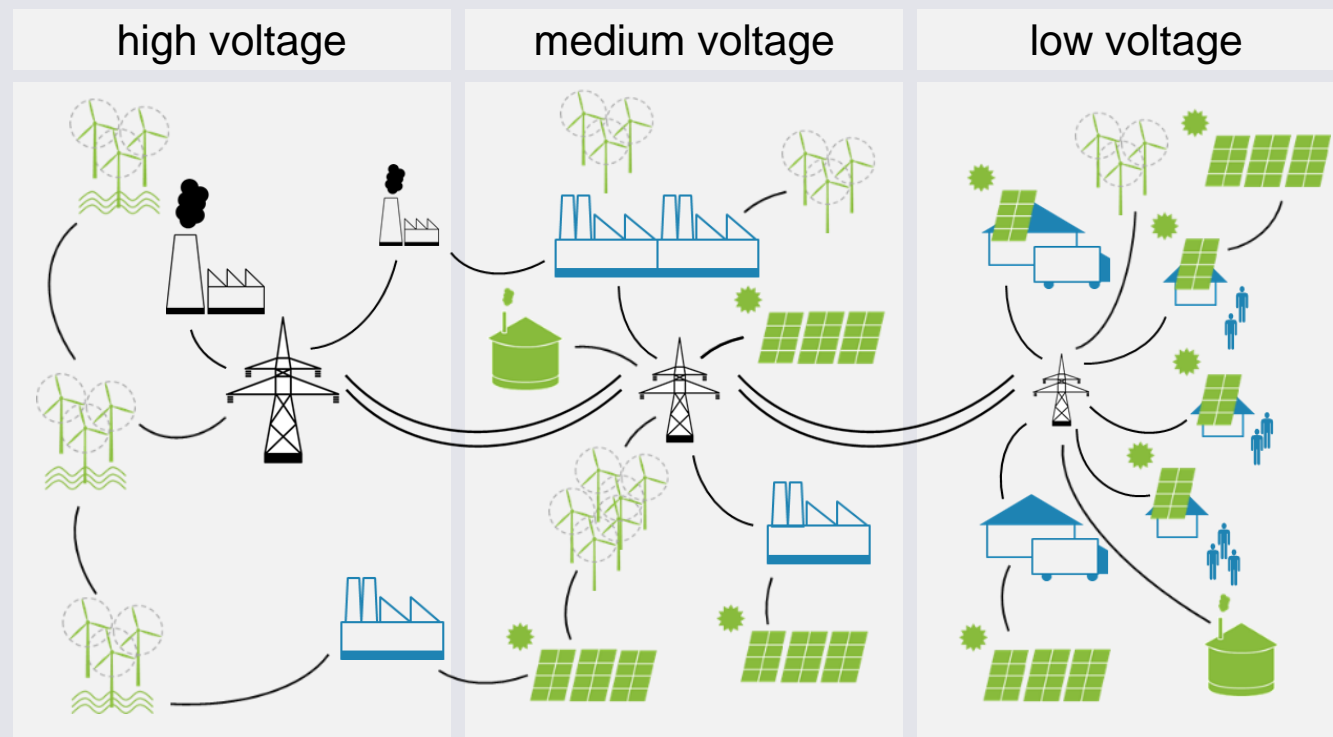
* based on varying utilization, CO₂-price and investment cost

**How will this impact
the power system?**



The Energiewende implies a new energy world – characterized by flexibility, decentralized structures and a wide variety of actors

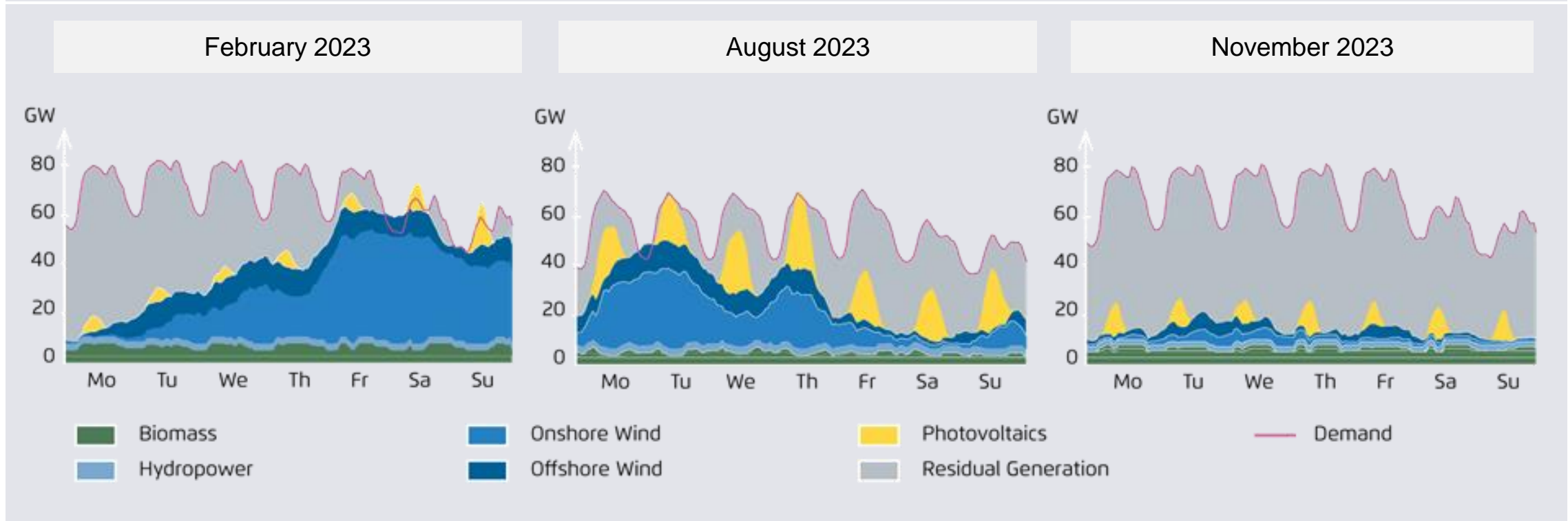
Illustrative visualisation of the old and the new electricity system



Own illustration

The power system and power markets will need to cope with a highly fluctuating power production from wind and solar

Electricity generation* and consumption* in three sample weeks, 2023

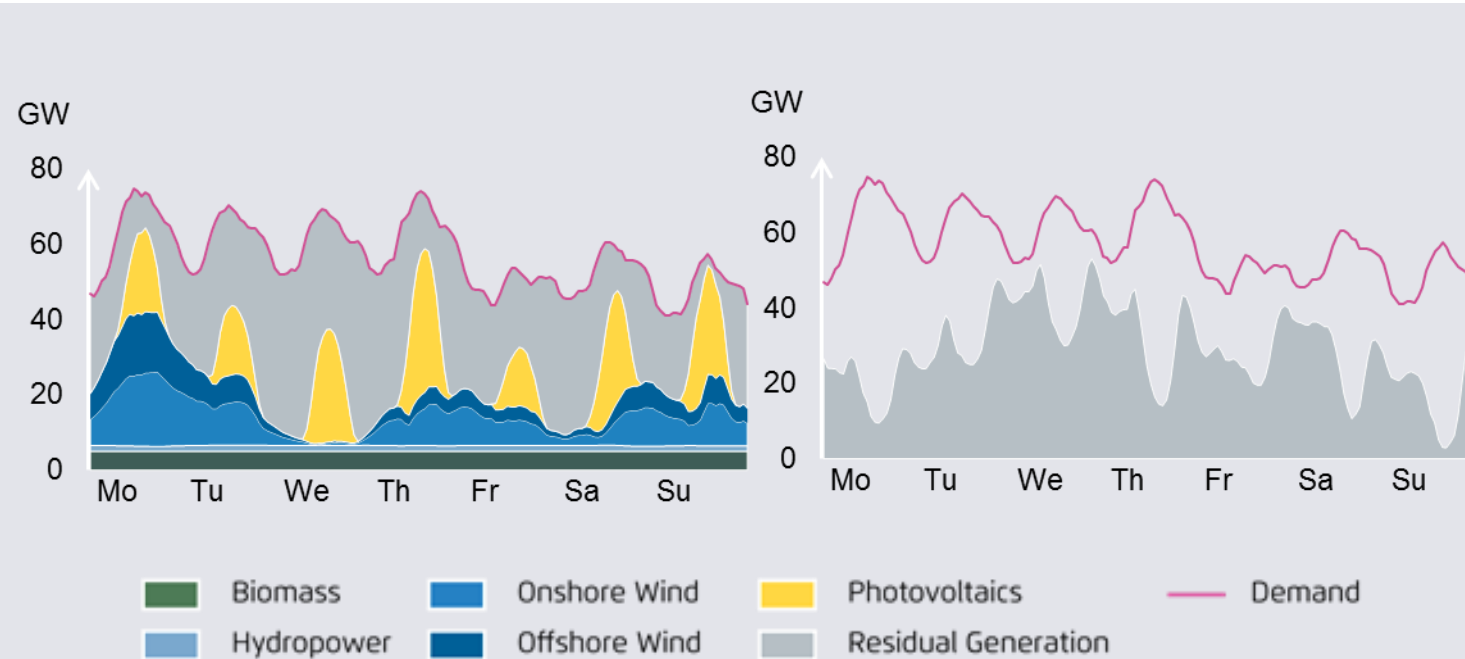


Fraunhofer IWES (2013)

* Modelling based on 2011 weather and load data

Flexibility is key for any power system with high shares of renewables – baseload capacities are not needed any more

Electricity generation and consumption in a sample week with 50% RES share



Key flexibility options

Flexible fossil and bioenergy power plants (incl. CHP)

Grids and transmission capacities for exports/imports

Demand Side Management

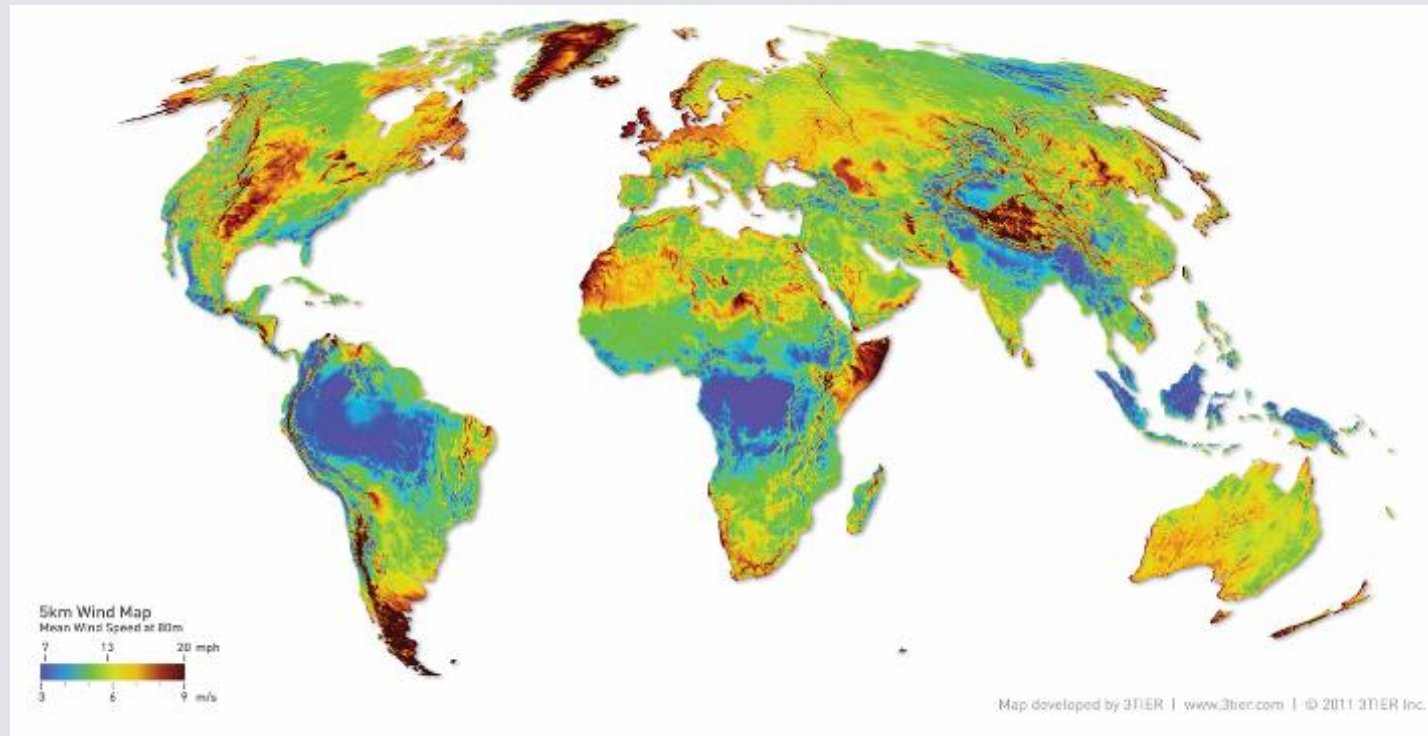
Storage technologies (Batteries, Power-to-Gas)

Integration of the power, heat and transport sectors (power-to-heat, electric cars)

Own calculations on basis of Agora Energiewende (2015b)

There is wind available all over the world...

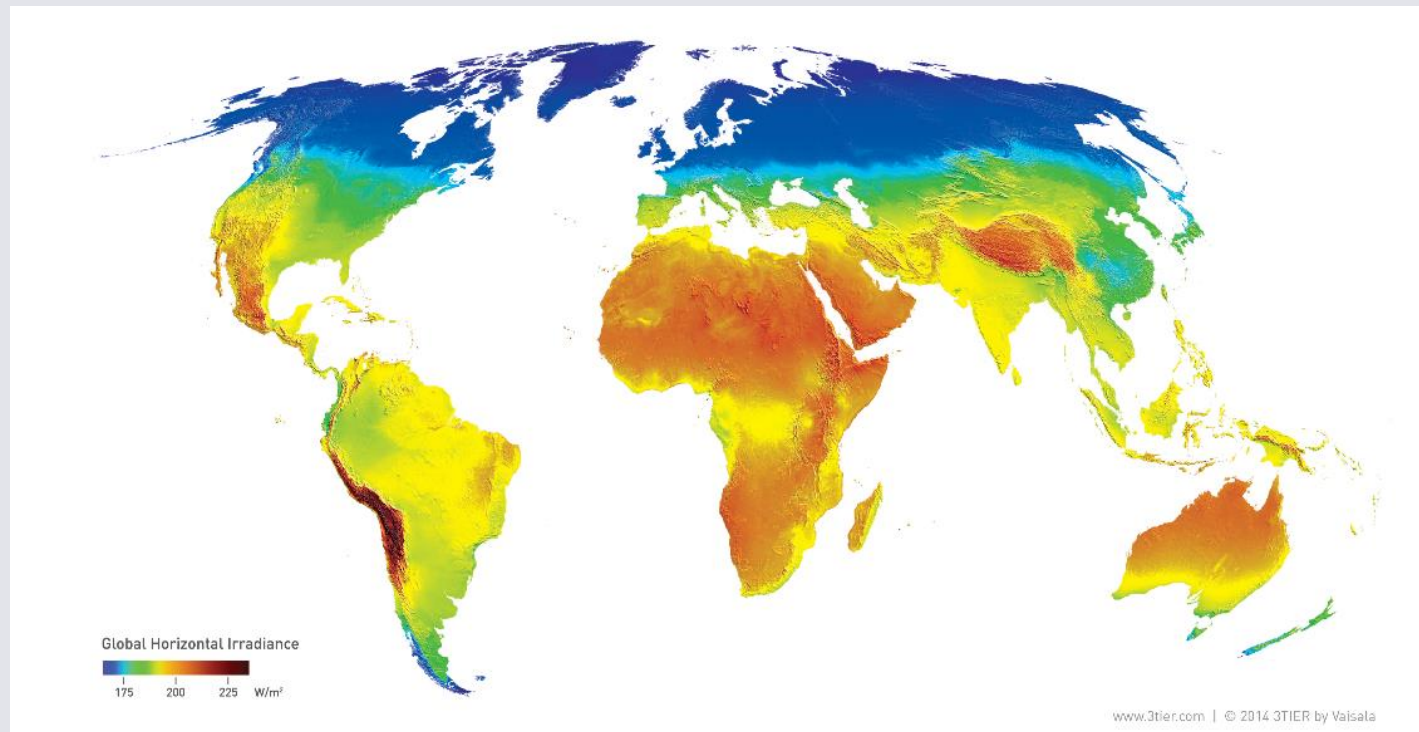
Average wind speed at 80m



3TIER (2011)

...and almost everywhere there is more sun than in Germany!

Global horizontal irradiance



3TIER (2011)

More information and studies available at our website
www.agora-energiewende.org

12 Insights on
Germany's
Energiewende

February 2013

Agora
Energiewende

Current and Future
Cost of Photovoltaics

Long-term Scenarios for Market Development,
System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems

STUDY

Agora
Energiewende

Understanding the
Energiewende

FAQ on the ongoing transition of the
German power system



BACKGROUND

Agora
Energiewende

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Str.2
10178 Berlin

T +49 (0)30 700 1435 - 000
F +49 (0)30 700 1435 - 129

www.agora-energiewende.de

 Please subscribe to our newsletter via
www.agora-energiewende.de
 www.twitter.com/AgoraEW



Thank you for your attention!

Questions or Comments? Feel free to contact me:

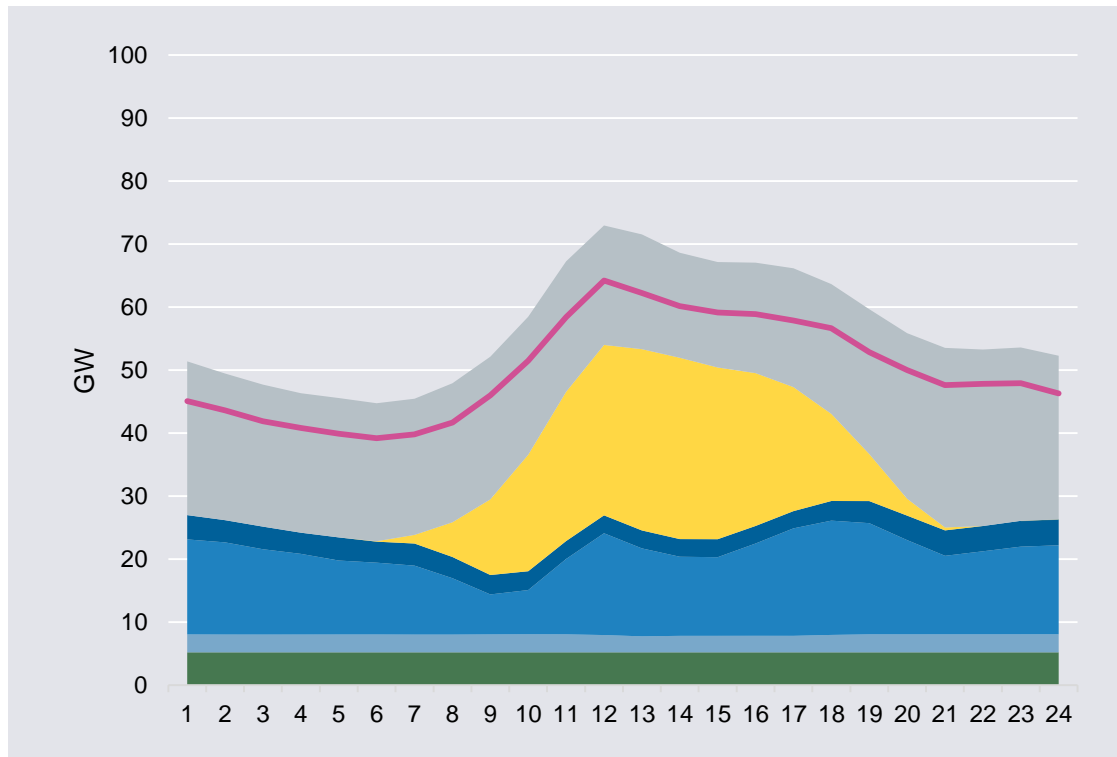
Daniel.argyropoulos@agora-energiewende.de

Agora Energiewende is a joint initiative of the Mercator Foundation and the European Climate Foundation.



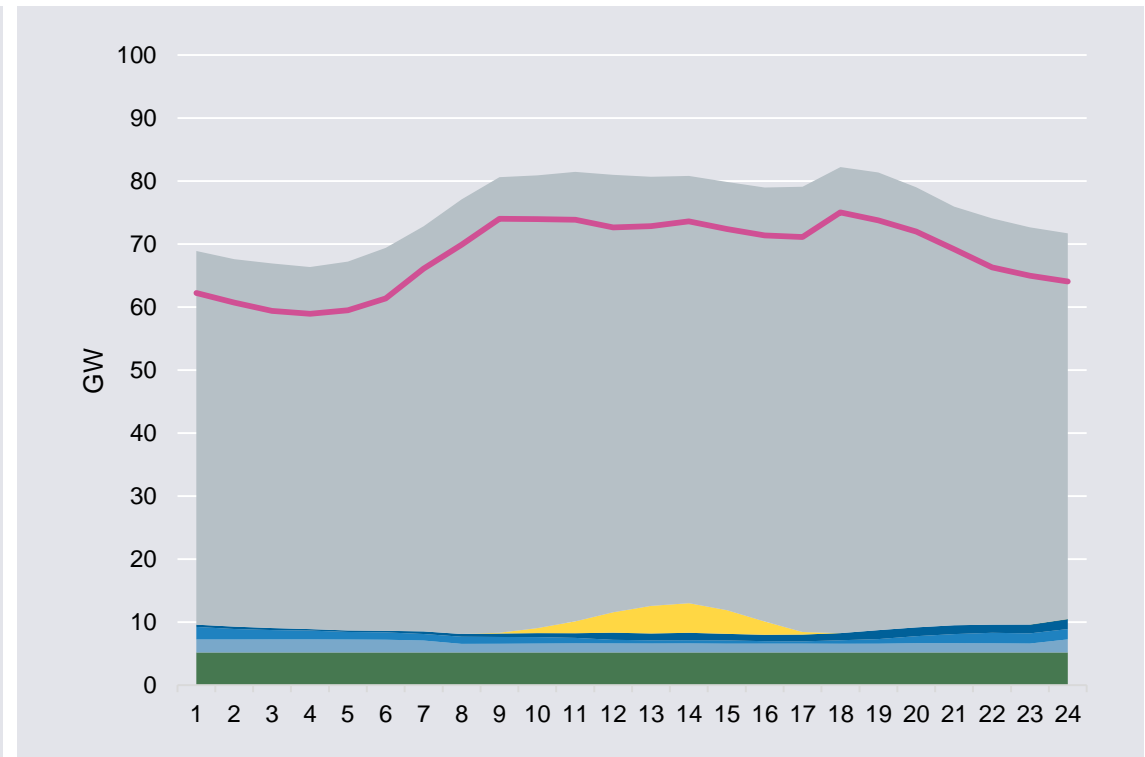
Highest and lowest renewable energy shares in 2016: At 1 pm on 8 May, at 86%; At 5 pm on 21 January, at 11%

Power generation and use on 8 May 2016



Agora Energiewende 2017

Power generation and use on 21 January 2016



Agora Energiewende 2017

Bibliography „Insights from Germany ‘s Energiewende“ (1)

- AGEB (2016). Bruttostromerzeugung nach Energieträgern. Berlin, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.
- AGEB (2015b). Primärenergieverbrauch nach Energieträgern. Berlin, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.
- AGEE (2015). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik.
- Agora Energiewende (2014). Stromerzeugungskostenrechner. Berlin, Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (2015a). Integration cost of wind and solar power. Berlin, Agora Energiewende (im Erscheinen).
- Agora Energiewende (2015b). Agorameter. Berlin, Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (2015c). Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Berlin, Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (2015d). Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende. Berlin, Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (2015e). Understanding the German Energy Transition. Berlin, Agora Energiewende.
- BDEW (2015a). BDEW-Energiemonitor 2015: Das Meinungsbild der Bevölkerung. Berlin, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDEW (2015b). Strompreisanalyse August 2015. Berlin, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
- BMWi (2014). Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Datenanhang. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2015). Energiedaten. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BNetzA (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014, 2. Entwurf. Berlin, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- BNetzA (2015a). Monitoringbericht 2014. Berlin, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- BNetzA (2015b). Genehmigter Szenariorahmen für einen Netzentwicklungsplan Strom 2015. Berlin, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- Breg (2010). Energiekonzept. Berlin, Bundesregierung.
- Bundesbedarfsplangesetz (2013). Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPIG).
- Bundestag (2011). Die Beschlüsse des Bundestages am 30. Juni und 1. Juli. Berlin, Deutscher Bundestag.
- CEER (2015). CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply. Brussels, Council of European Energy Regulators.
- DECC (2013). Electricity generation costs 2013. London, UK Department of Energy and Climate Change.

Bibliography „Insights from Germany ‘s Energiewende“ (2)

DEHSt (2015). Berichte der DEHSt zur Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland. Berlin, Deutsche Emissionshandelsstelle.

Destatis (2014). Fachserie 4. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Bonn, Statistisches Bundesamt

Destatis (2015a). Konsumausgaben der privaten Haushalte. Bonn, Statistisches Bundesamt.

Destatis (2015b). Außenhandel. Bonn, Statistisches Bundesamt.

Deutscher Bundestag (2011). Plenarprotokoll 17/177. Berlin, Deutscher Bundestag.

EEG (2014). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz – EEG 2014).

EEX (2015). EEX Transparency platform. Leipzig, European Energy Exchange.

Energytransition.org (2014). Nuclear phase out. Berlin, energytransition.org.

Enervis (2015). Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, enervis energy advisors GmbH.

Fraunhofer ISE (2015). Current and future cost of Photovoltaics. Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende. Berlin, Fraunhofer ISE.

Fraunhofer IWES (2013). Kostenoptimaler Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, Fraunhofer IWES.

Fraunhofer IWES (2015). The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, Fraunhofer IWES.

IEA (2013). Technology Roadmap. Wind Energy. Paris, International Energy Agency.

IRENA (2014). Rethinking Energy. Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency.

Öko-Institut (2015). EEG-Rechner. Excel-Tool im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin.

Statistische Jahrbücher der DDR (1973 – 1988).

World Energy Council (2015). Online data platform. London, World Energy Council.

UBA (2015). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. Berlin, Umweltbundesamt.


UBA (2015). Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Berlin, Umweltbundesamt.

ZSW et. al (2014). Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Bosch & Partner GmbH, GfK SE.

Bibliography „Insights from Germany ´s Energiewende“ (3)

3Tier (2011): Global Mean Wind Speed at 80m.

3Tier (2011): Global Mean Solar Irradiance.

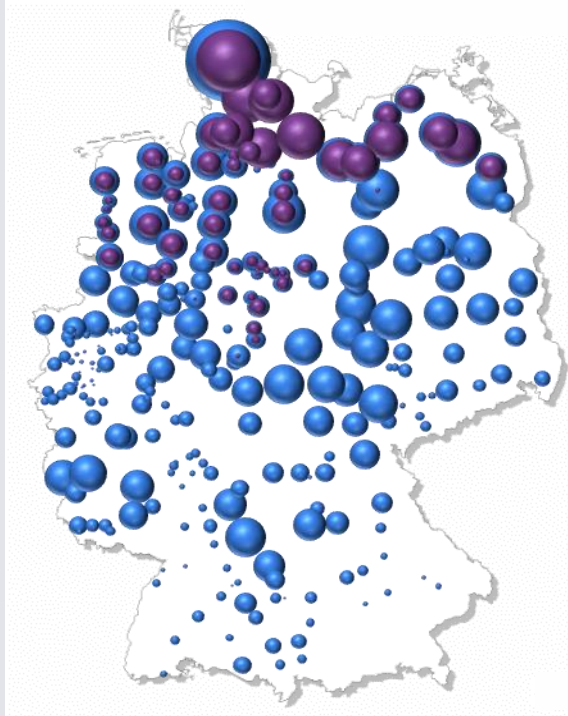


**Key challenges
ahead towards 50%
renewable energies**

Challenge 1: Grids

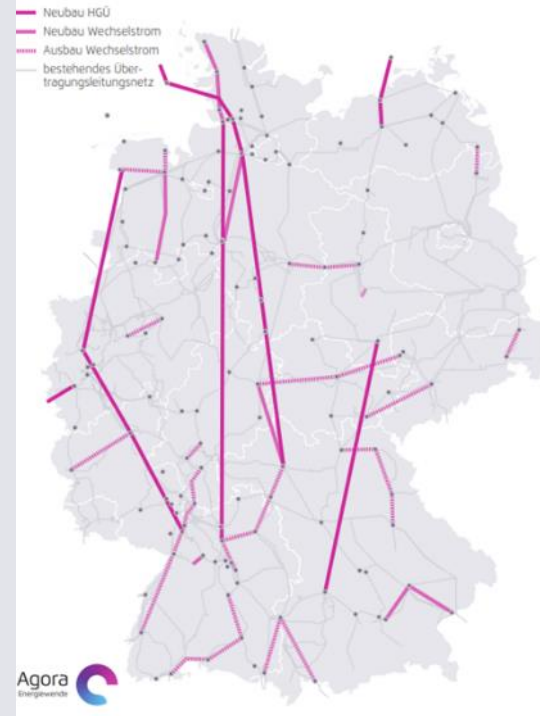
Build more grids to transport wind energy to the south of Germany – in 2016 a new grid power plan is expected

Installed wind capacity (103 GW, Scenario „Best Sites“) 2033



Fraunhofer IWES (2013)

Planned transmission grid extensions until 2022



Bundesbedarfsplangesetz (2013)

Wind power will be installed mainly near the coast in the north of Germany, but key consumption centres are located in the south

Additional power lines are necessary to transport wind electricity from north to south

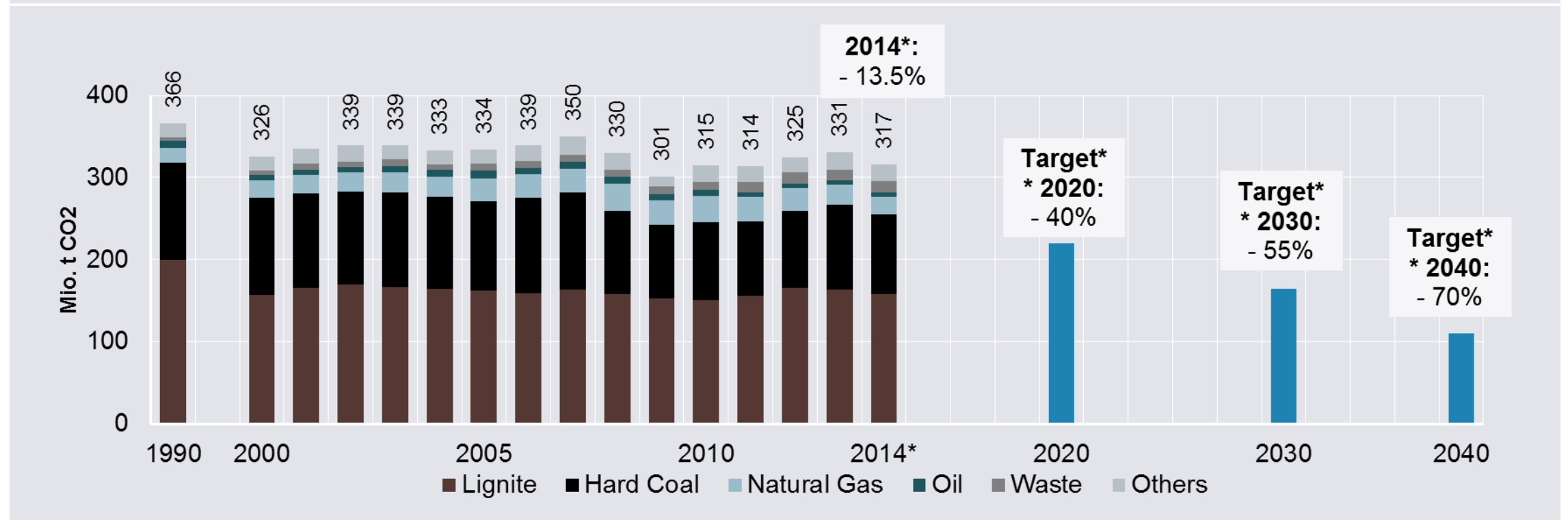
In 2016, the government will propose a new transmission power plan which will enable to use underground cable whenever necessary

Measures to reduce consternation and compensation for concerned parties need to be considered from the very beginning

Challenge 2: Climate Targets

Gradual reduction of coal use is needed – in 2017, a “coal reserve” is planned, for 2030/2040 we need a “coal consensus”

CO₂ emissions from electricity generation 1990 - 2014 and climate targets** 2020 - 2040



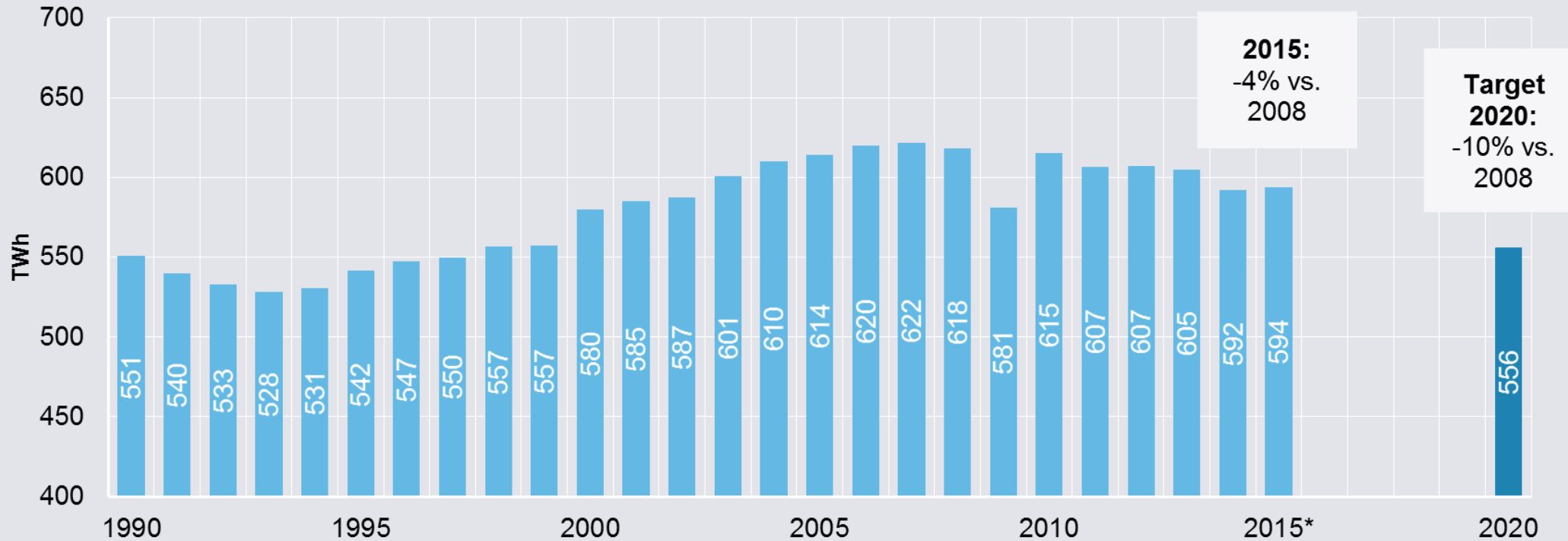
UBA (2015), own calculations

*preliminary, **application of a sectoral 40%-target

Challenge 3: Energy efficiency

Consequently implement the 2014 Energy Efficiency Action Plan in order to reach 2020 target

Gross electricity consumption 1990 - 2015



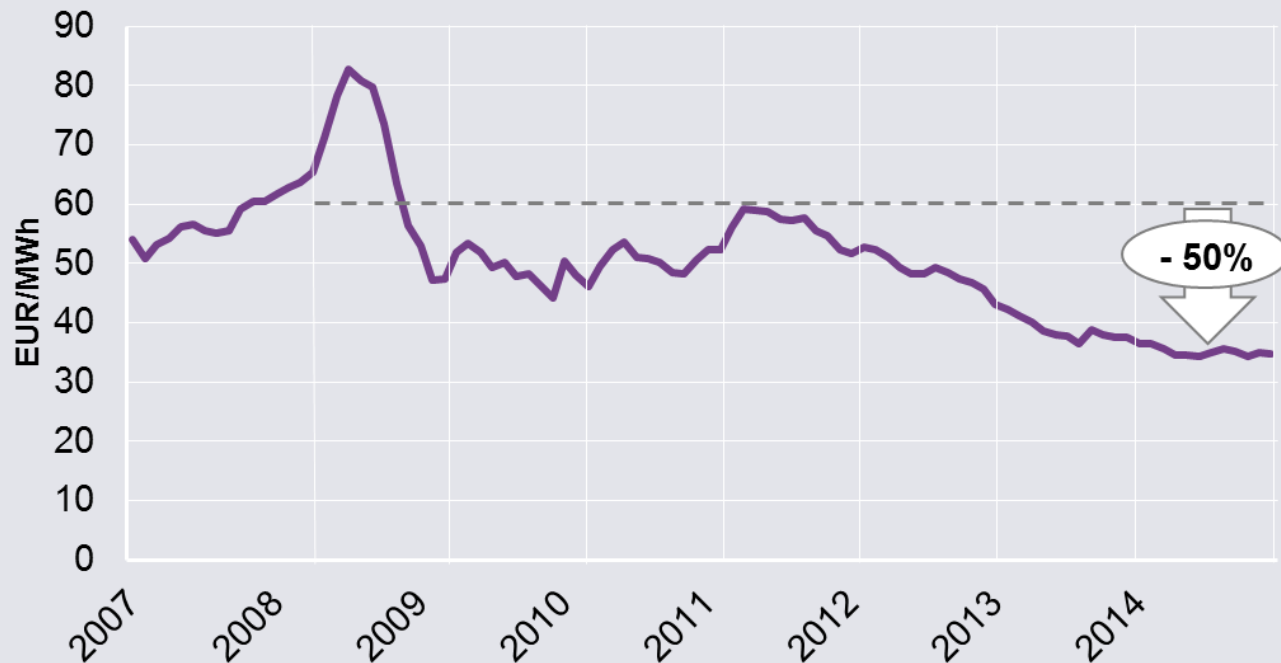
AGEB (2016)

* preliminary

Challenge 4: Power Market Design

At current wholesale power prices, new power plants cannot be financed – be it fossil or renewable

Wholesale electricity prices* 2007 - 2014



EEX (2015)

* rolling annual futures

Reasons for the decline in power prices

- **CO₂ price dropped:** CO₂ prices in the EU Emissions Trading system dropped since 2008 by around 70% due to high amount of excess certificates
- **Falling resource prices:** Coal prices decreased by a third since 2008
- **Merit-Order-effect:** Increasing power production of renewables is pushing expensive power plants out of the market
- **Decreasing demand:** Power demand is continuously falling since 2007 (-5% by 2014)
- **Excess capacities:** Large quantities of lignite and coal power plants are pushing gas power plants out of the market

Challenge 4: Power Market Design

The government is planning to propose in 2016 both a new power market law and a new renewable energy law

Schematic diagram of the governments' envisaged power market design

Coordinate supply and demand

Power Market 2.0

(complemented by flexible markets for balancing energy)

Guarantee security of supply and build up of renewables

Resource Adequacy

Capacity reserve (partly consisting of old lignite power plants)

Renewables

Auctions for large wind- and solar power plants, feed-in tariffs for small scale RES

Reaching climate targets

EU Emissions Trading

Own illustration

Power Market 2.0

Power market is to become highly flexible, so as to continuously let fossil power plants, renewables, demand and storage interact with each other

Resource Adequacy

Peak prices in times of scarcity are to refinance fossil backup power plants; for emergency situations, a capacity reserve is installed

Renewables

Renewables receive 20year-market premium, support level for large wind and solar power farms is to be determined by auctions as of 2017

EU Emissions Trading

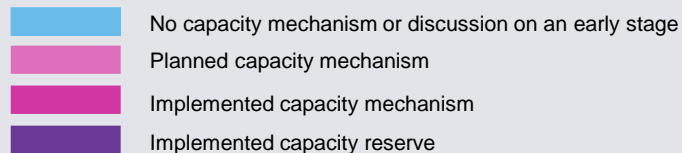
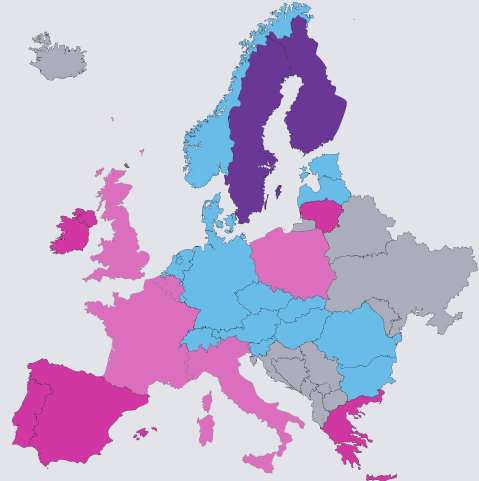
CO₂ price is to be restored through ambitious EU ETS reform including enhanced market stability reserve and higher emission reduction factor

Challenge 5: European Cooperation

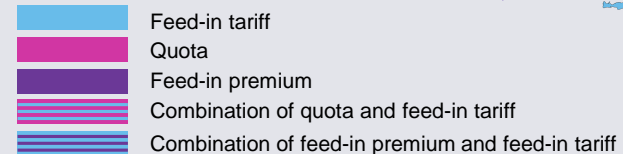
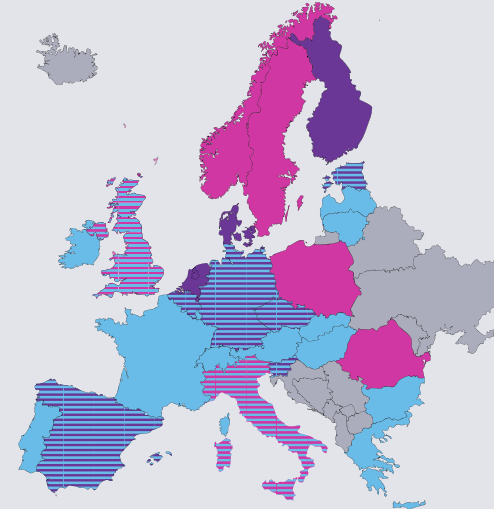
Further enhance the cooperation between neighbouring countries and deepen European power market integration

Capacity mechanisms and RES support schemes 2013

Capacity mechanisms



RES support schemes



Own illustration

Insights from Germany's Energiewende

Backup



The Energiewende is based on fixed targets regarding climate protection, nuclear phase-out, renewables and efficiency

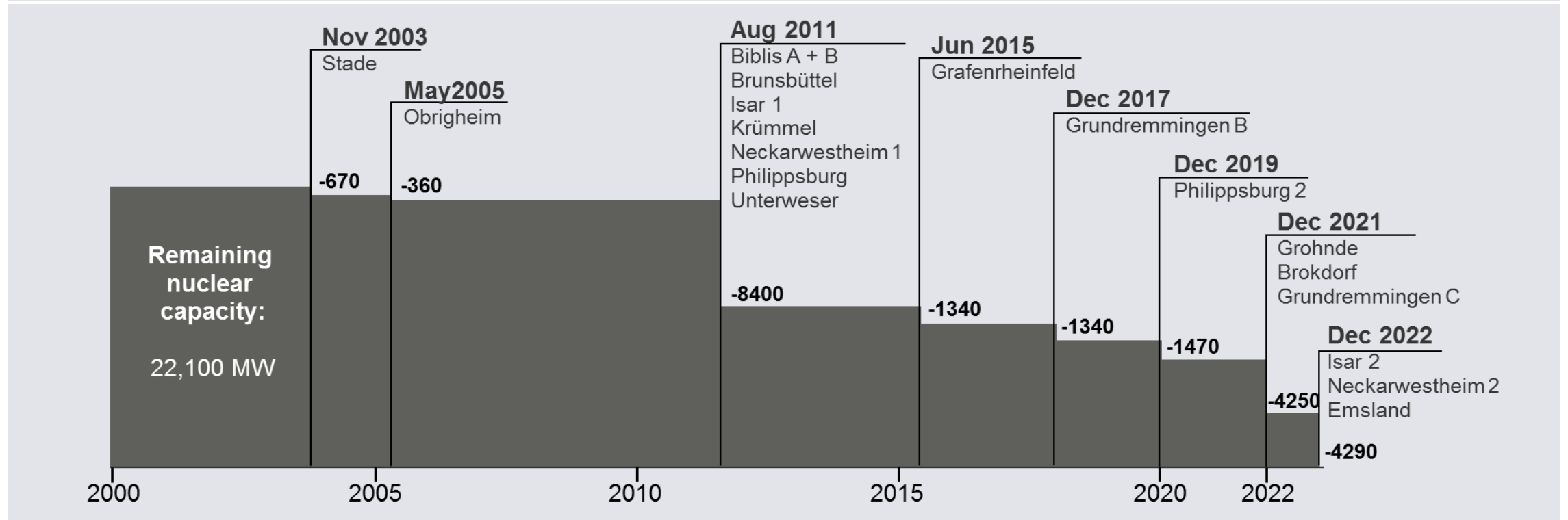
Key German Energiewende targets (with focus on the electricity sector)

		Status quo	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Greenhouse gas emissions	Reduction of CO ₂ emissions in all sectors compared to 1990 levels	26.4% (2014)	-40%		-55%		-70%	-80 – 95%
Nuclear phase-out	Gradual shut down of all nuclear power plants by 2022	11 units shut down (2015)	Gradual shut down of remaining 8 reactors					
Renewable energies	Share in final energy consumption	12.0% (2013)	18%		30%		45%	min. 60%
	Share in gross electricity consumption	27.3% (2014)		40 – 45%		55 – 60%		min. 80%
Energy efficiency	Reduction of primary energy consumption compared to 2008 levels	-9.1% (2014)	-20%					-50%
	Reduction of gross electricity consumption compared to 2008 levels	-4.8% (2014)	-10%					-25%

AGEB (2015), BReg (2010), EEG (2014), own calculations

The Nuclear phase out is stretched over 20 years

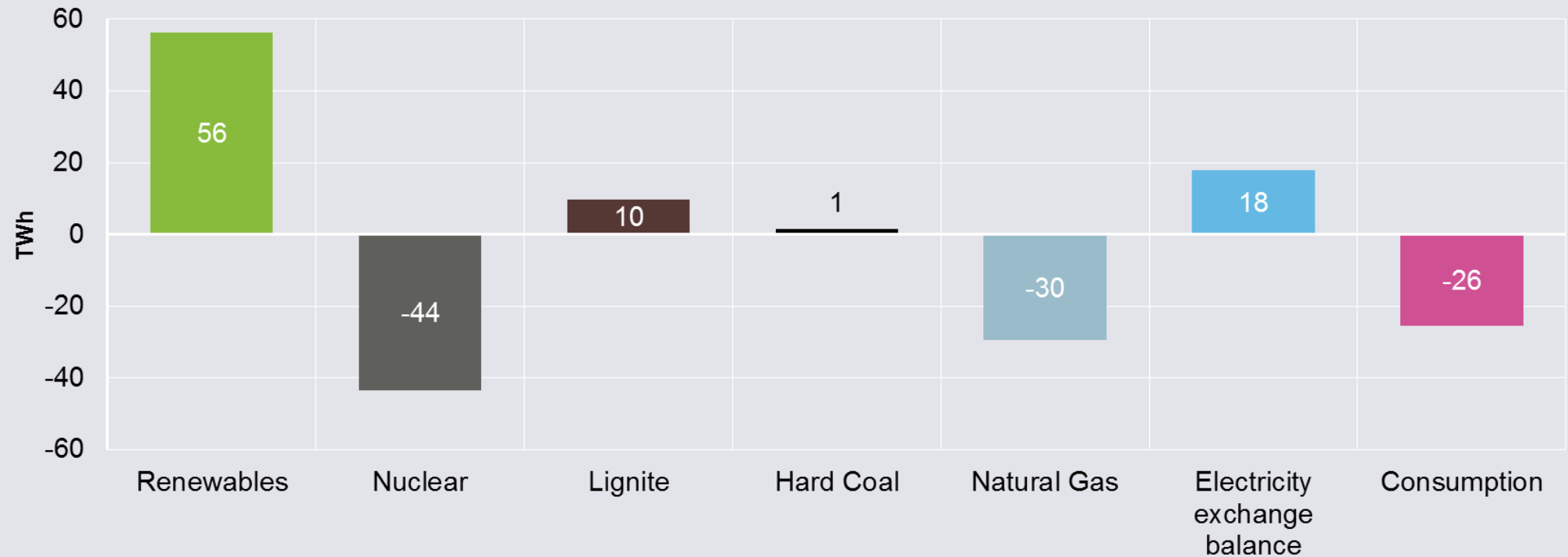
Agreed shut down of nuclear power plants according to nuclear phase out law 2000 - 2023



Own illustration based on energytransition.org (2014)

Key power trends 2010 – 2014: Nuclear, natural gas and consumption decline, renewable energies, exports and lignite increase

Changes in gross electricity generation, consumption and exchange balance, 2010 – 2014*

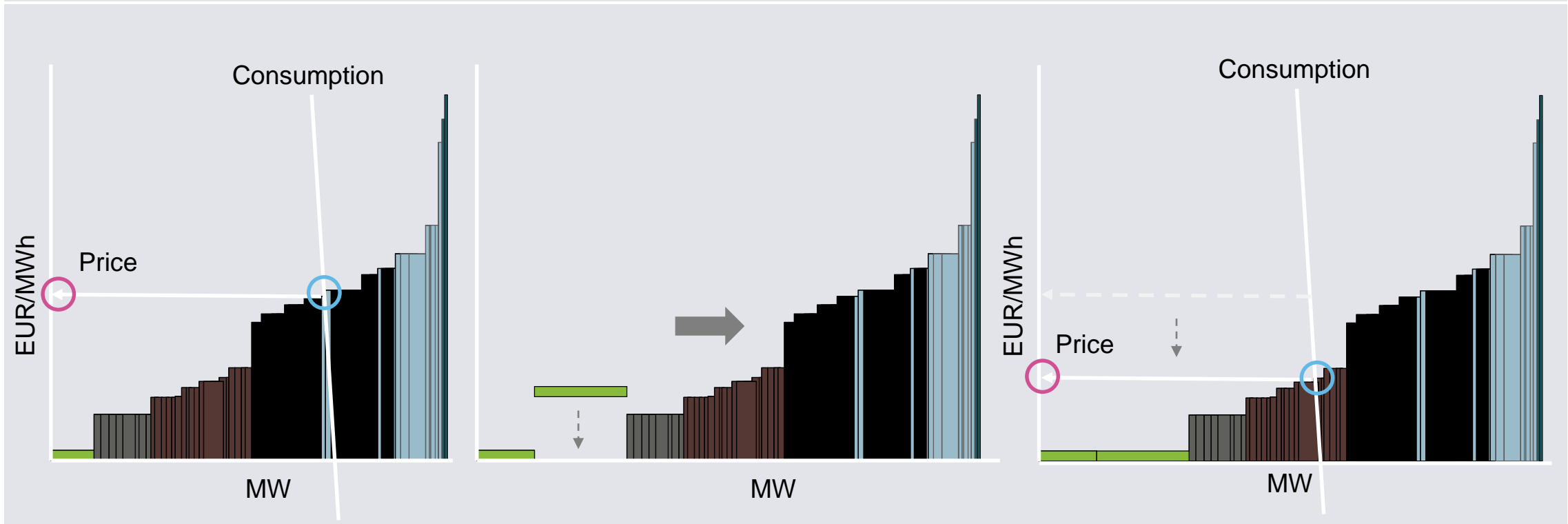


AGEB (2015)

* preliminary

The Merit-Order-Effect: Decreasing wholesale prices due to rising shares of renewable energies

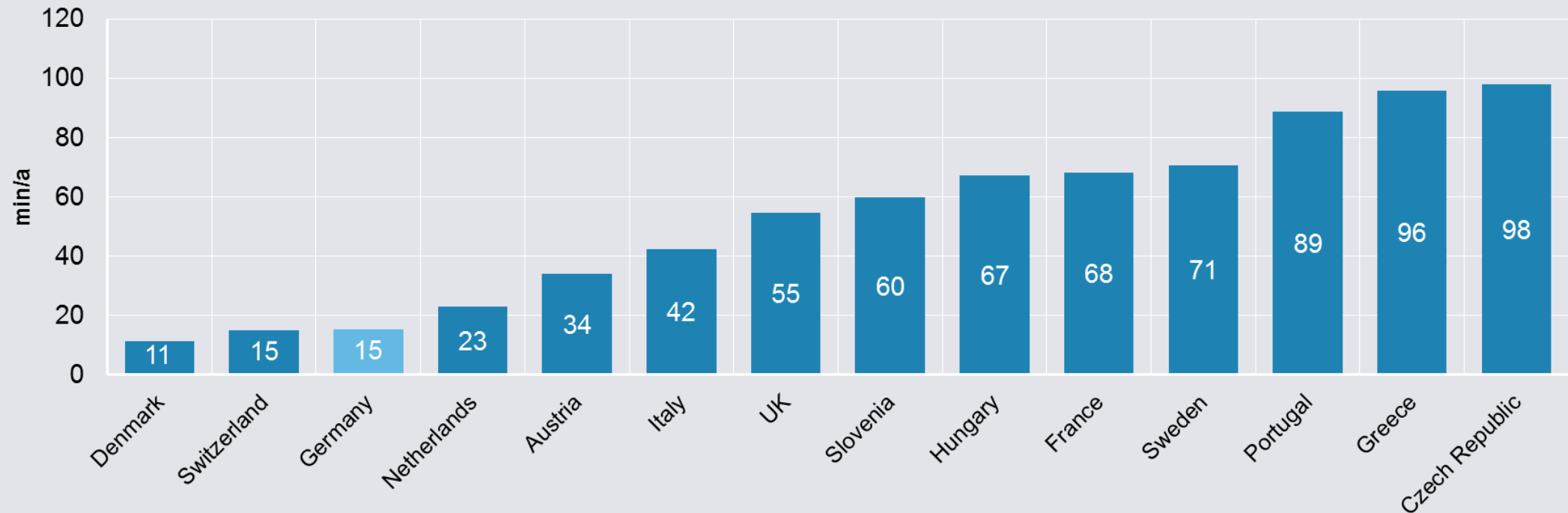
Schematic illustration of the Merit-Order-Effect



Own illustration

The German electricity system is characterized by a high system stability

System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* in Europe 2013



CEER (2015)

* without exceptional events

Bibliography „Insights from Germany ´s Energiewende - Backup“

AGEB (2015a). Bruttostromerzeugung nach Energieträgern. Berlin, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

AGEB (2015b). Primärenergieverbrauch nach Energieträgern. Berlin, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

BMWi (2014). Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Datenanhang. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Breg (2010). Energiekonzept. Berlin, Bundesregierung.

CEER (2015). CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply. Brussels, Council of European Electricity Regulators.

EEG (2014). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz – EEG 2014).

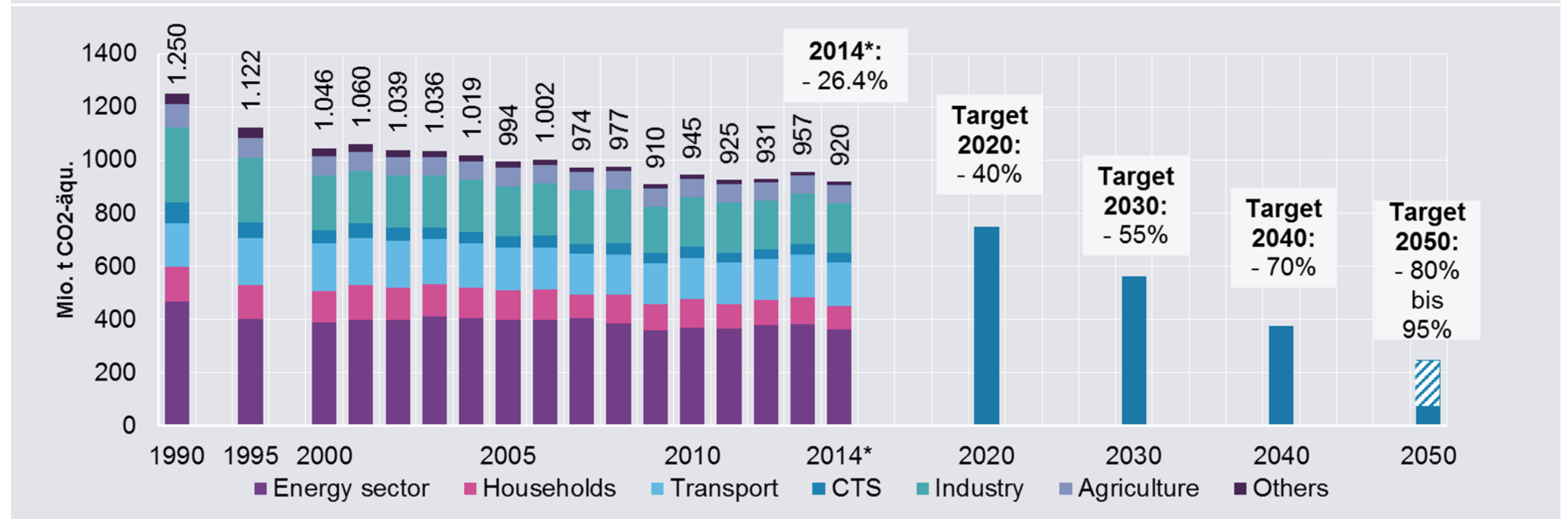
Energytransition.org (2014). Nuclear phase out. Berlin, energytransition.org.



Climate policy in the electricity sector

Greenhouse gas emissions are currently at - 26% compared to 1990 levels – with the energy sector being the largest emitter

Greenhouse gas emissions by sector 1990 - 2014 and climate targets 2020 - 2050

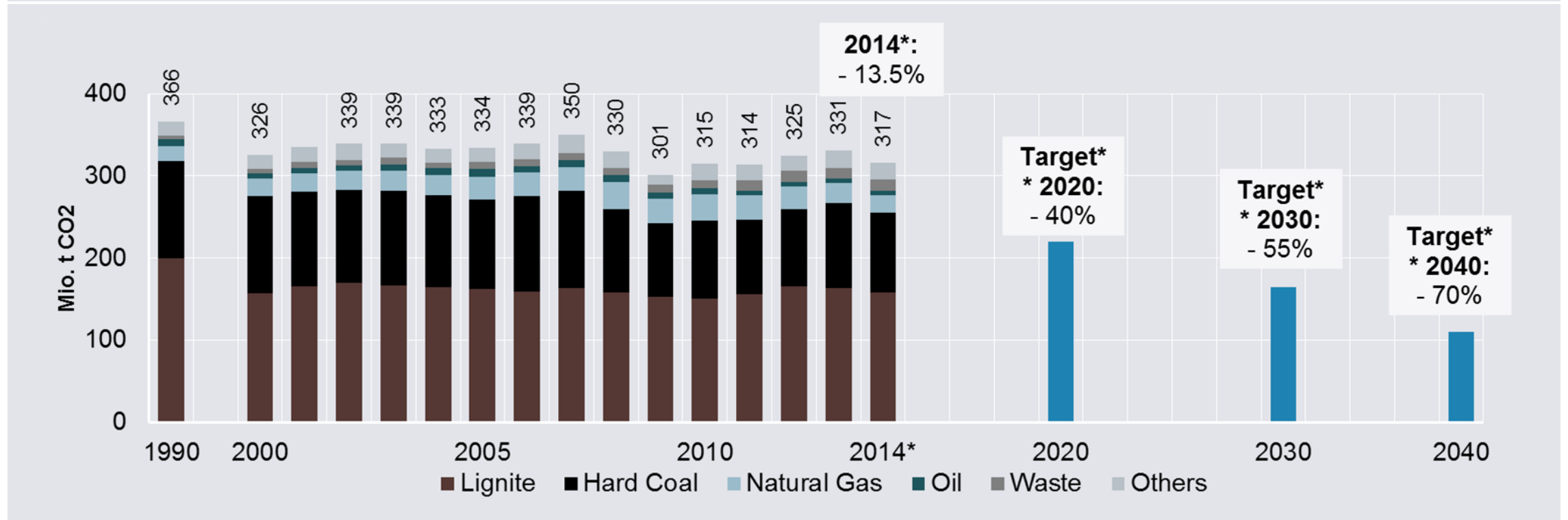


AGEB (2015a), UBA (2015), own calculations

* preliminary

The CO₂ emissions of power production have been declining slower than in other sectors – and even increased between 2009 and 2013

CO₂ emissions from electricity generation 1990 – 2014 and climate targets** 2020 - 2040

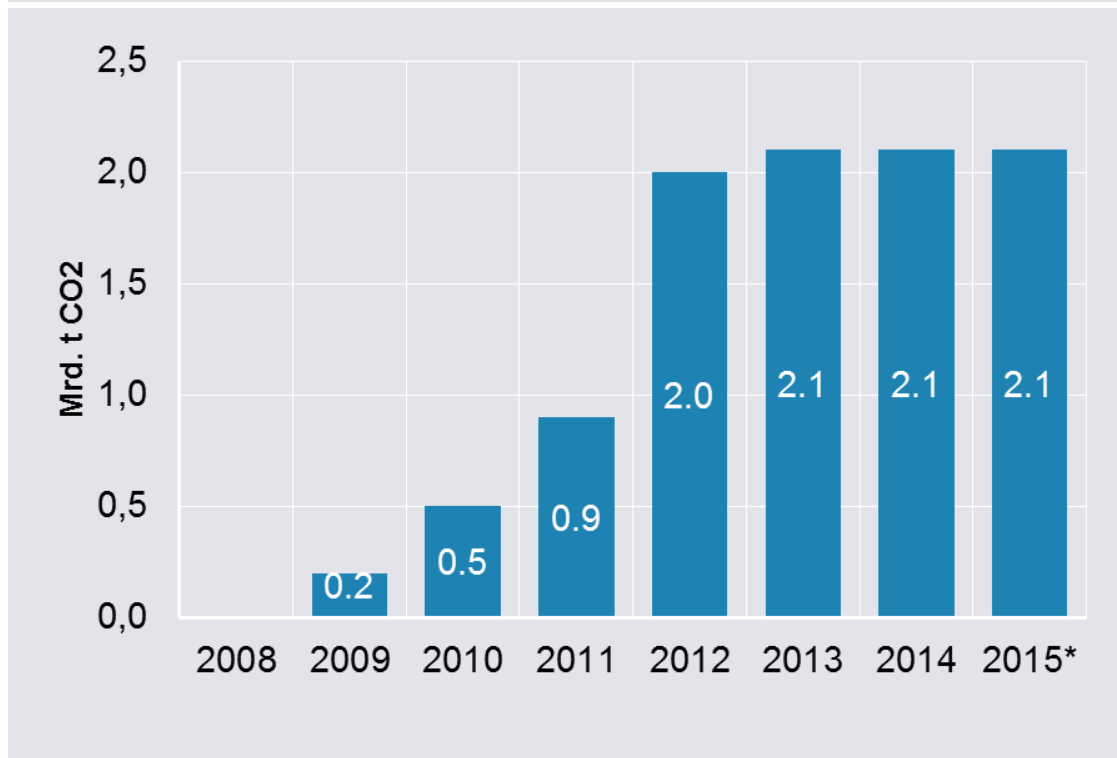


UBA (2015), own calculations

*preliminary, **application of a sectoral 40%-target

The key problem: The EU Emissions Trading system is facing huge excess certificates, leading to persistent low CO₂ prices

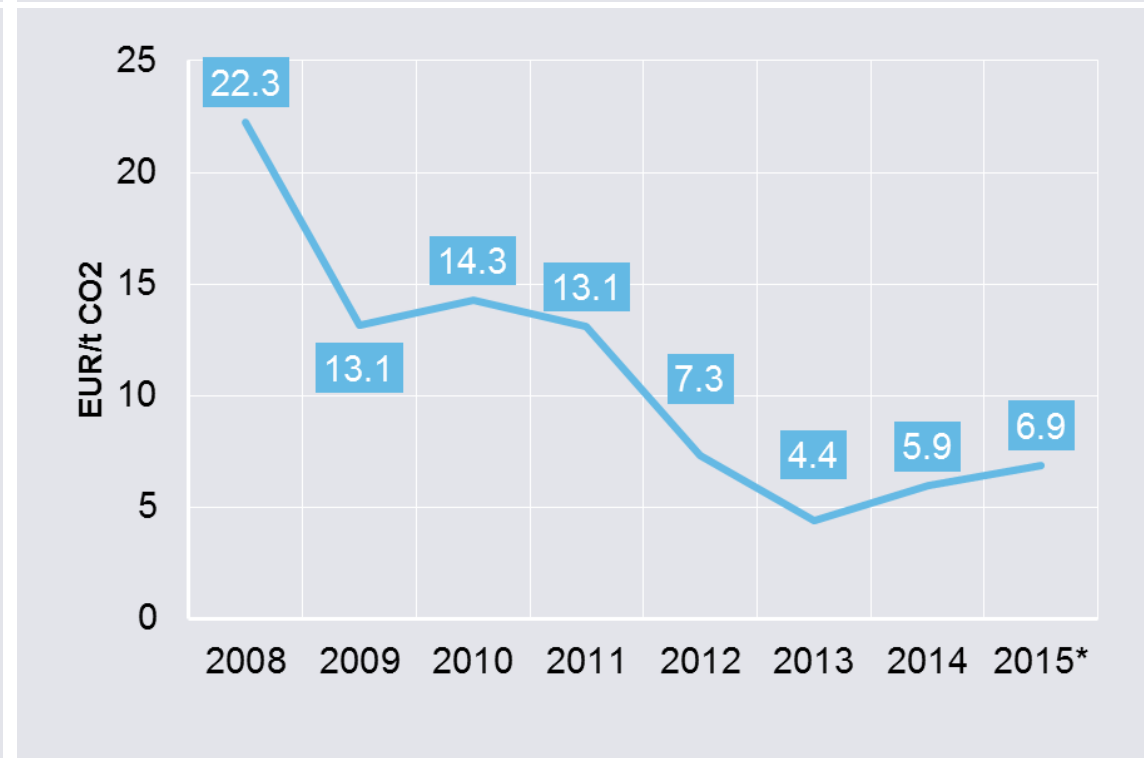
Cumulated excess certificates in the EU ETS 2008 - 2015



Agora Energiewende (2015c)

* preliminary

Price for CO₂ allowances 2008 - 2015

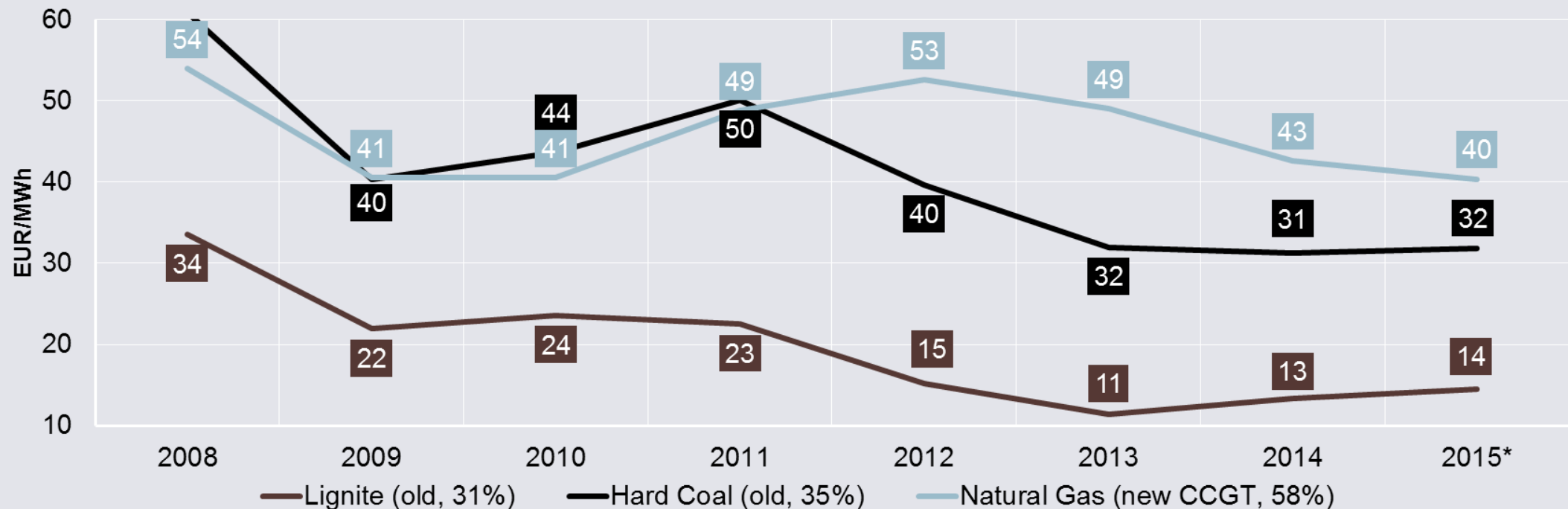


DEHSt (2015)

* preliminary

Additionally, diverging fuel prices of coal and gas increased the price spread of coal and gas power plants

Marginal cost of illustrative power plants, 2008 - 2015

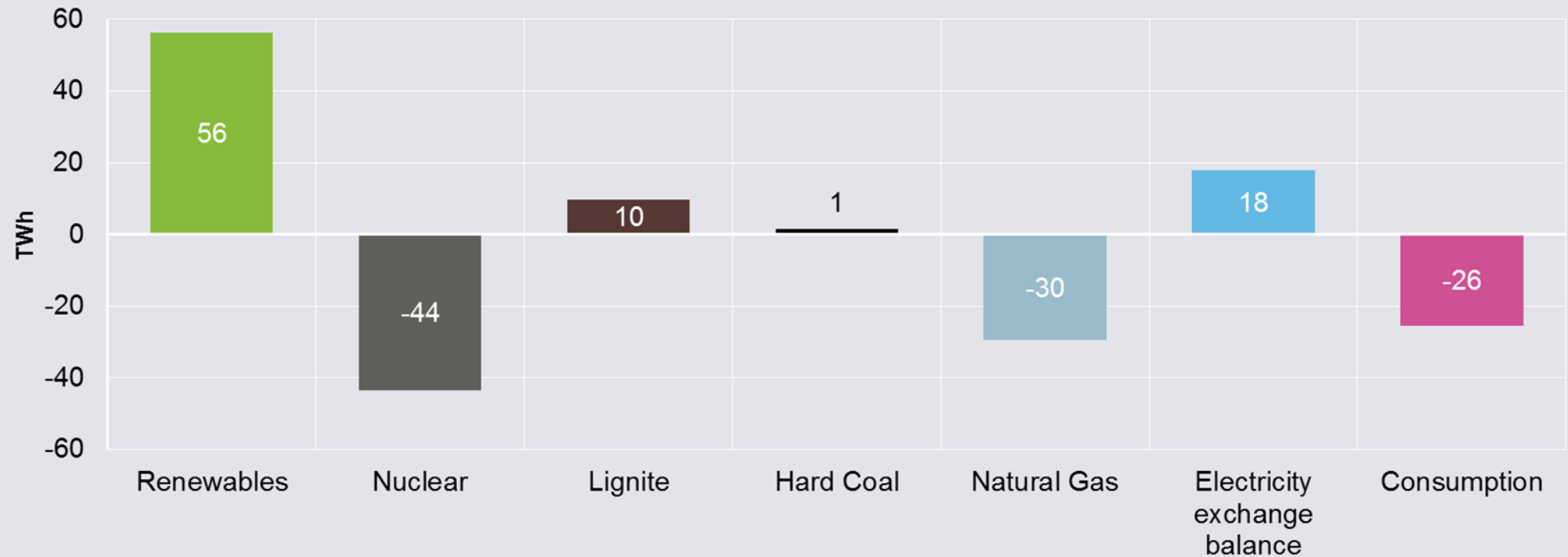


Own calculations based on Agora Energiewende (2015c)

* preliminary

As a consequence generation from coal-fired power plants kept stable or increased while gas in Germany and in neighbouring countries was crowded out

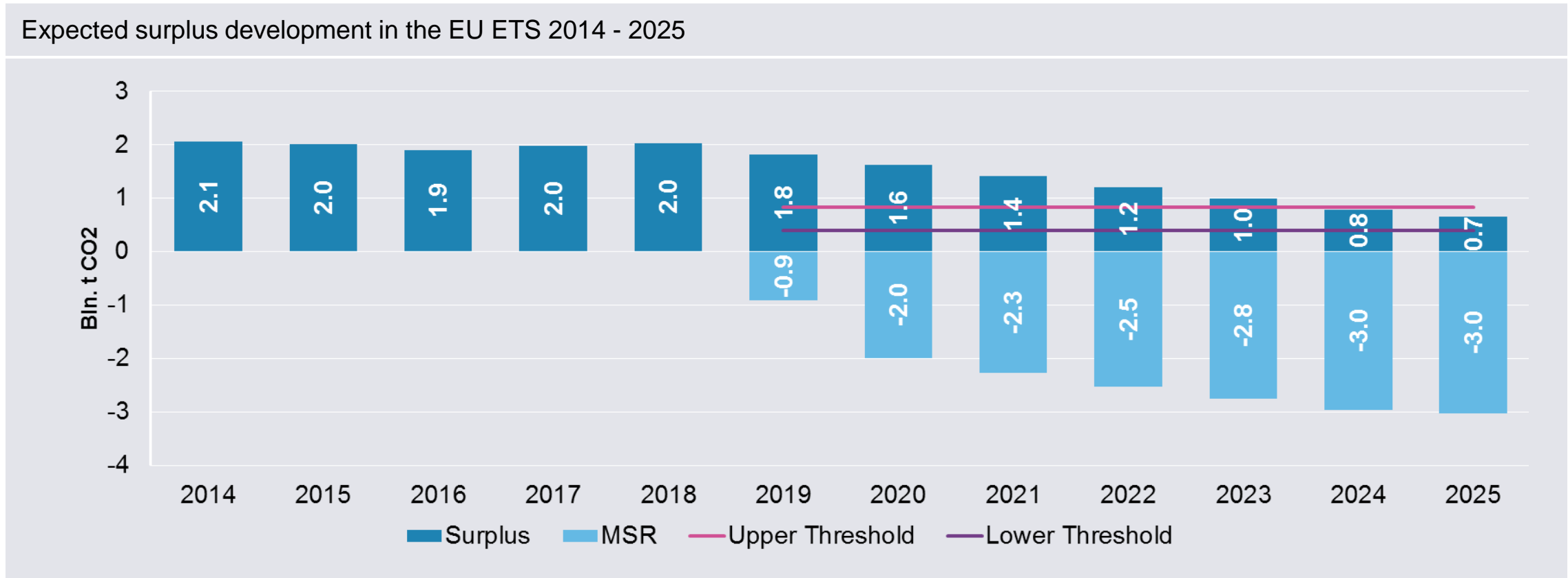
Changes in gross electricity generation, consumption and exchange balance, 2010 – 2014*



AGEB (2015)

* preliminary

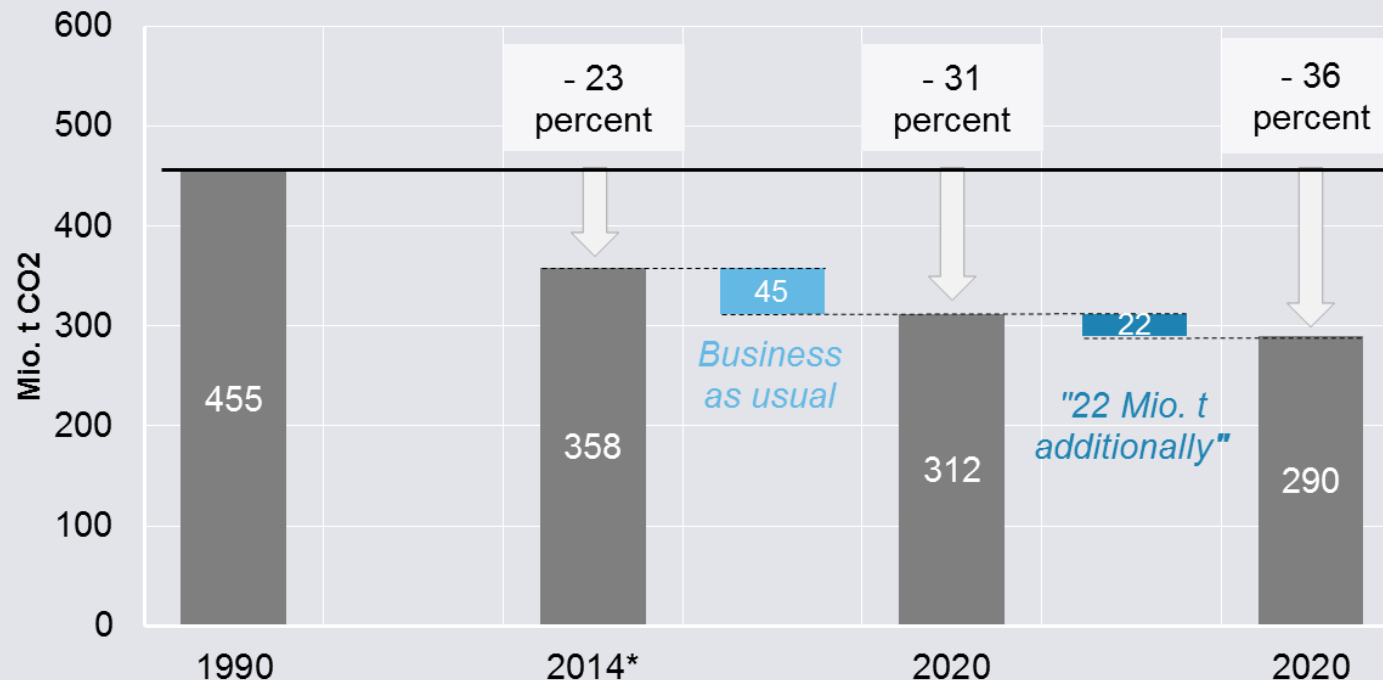
The EU has decided to implement a market stability reserve by 2019 in order to reduce the oversupply of CO₂ certificates



Agora Energiewende (2015d)

As the ETS reform is coming to late for Germany to meet its 2020 climate target, from 2017 on 2.7 GW of old lignite power plants will be gradually put into a “coal reserve”

Expected development of CO₂-emissions in the electricity sector according to the German government 1990 - 2020



"22 Mio. t additionally"

Capacity reserve (2.7 GW lignite)	11.0 - 12.5 Mio. t
Additional lignite reduction (if necessary)	1.5 Mio. t
CHP-Promotion	4 Mio. t
Various Efficiency Activities	5.5 Mio. t
Summ	22 Mio. t

BMUB (2014), BReg (2015), own calculations

Bibliography „Climate protection in the electricity sector“

AGEB (2015). Bruttostromerzeugung nach Energieträgern. Berlin, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Agora Energiewende (2015c). Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Berlin, Agora Energiewende.

Agora Energiewende (2015d). Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende. Berlin, Agora Energiewende.

BMUB (2014). Projektionsbericht 2015. Berlin, Bundesministerium für Umwelt, Bau, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

BReg (2010). Energiekonzept. Berlin, Bundesregierung.

BReg (2015). Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Berlin, Bundesregierung.

DEHSt (2015). Berichte der DEHSt zur Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland. Berlin, Deutsche Emissionshandelsstelle.

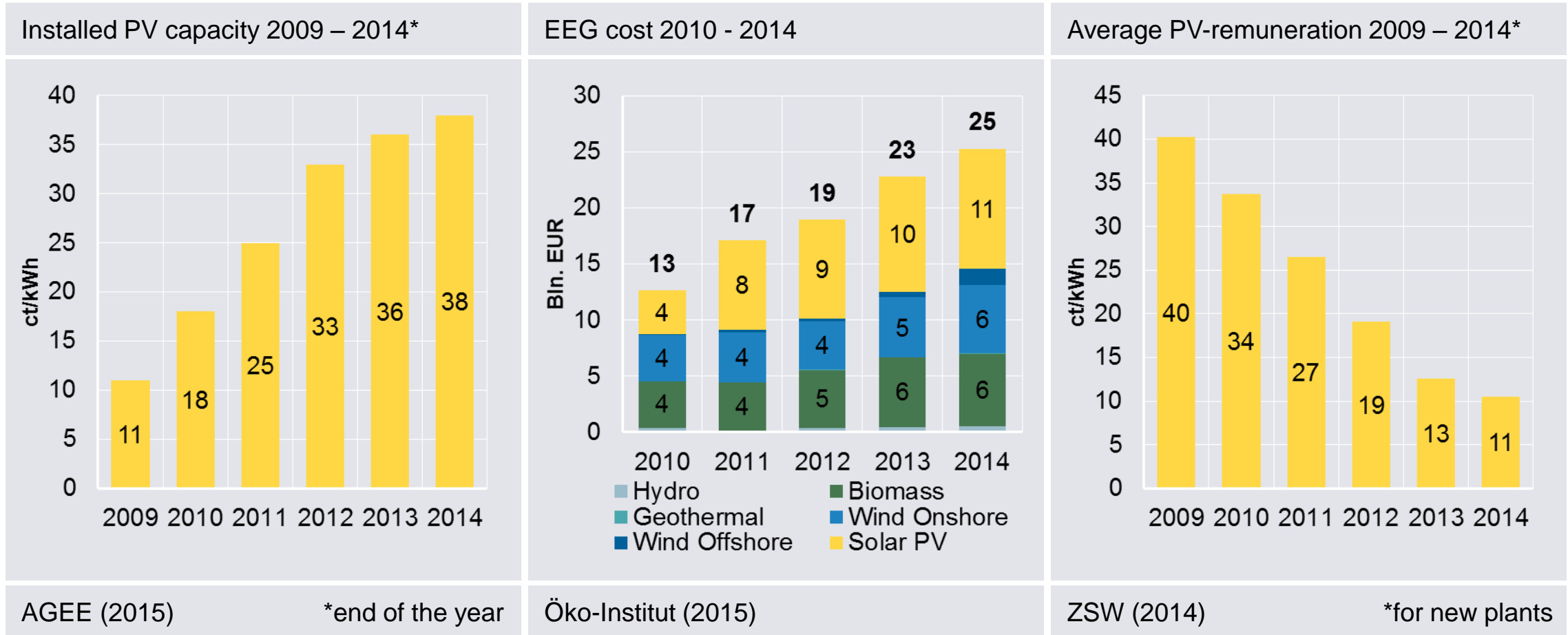
UBA (2015). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. Berlin, Umweltbundesamt.

UBA (2015). Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Berlin, Umweltbundesamt.



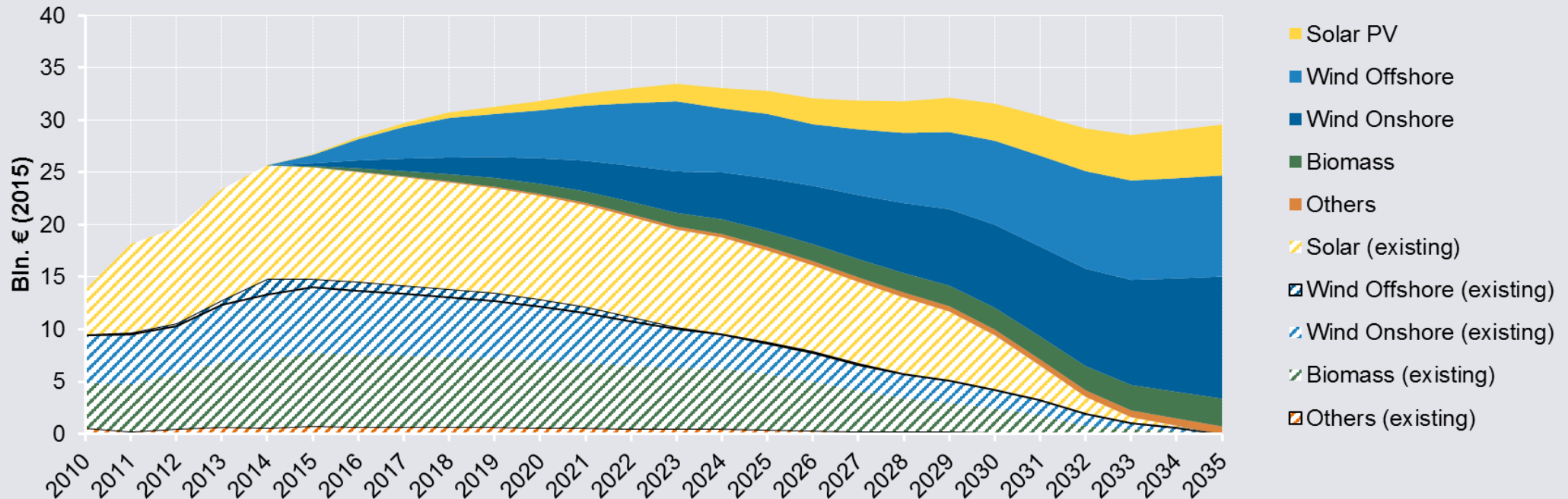
**Development of
household electricity
prices**

The renewable cost increase was due to high solar PV capacity additions between 2009 and 2012 – at times when PV feed-in tariffs were still rather high



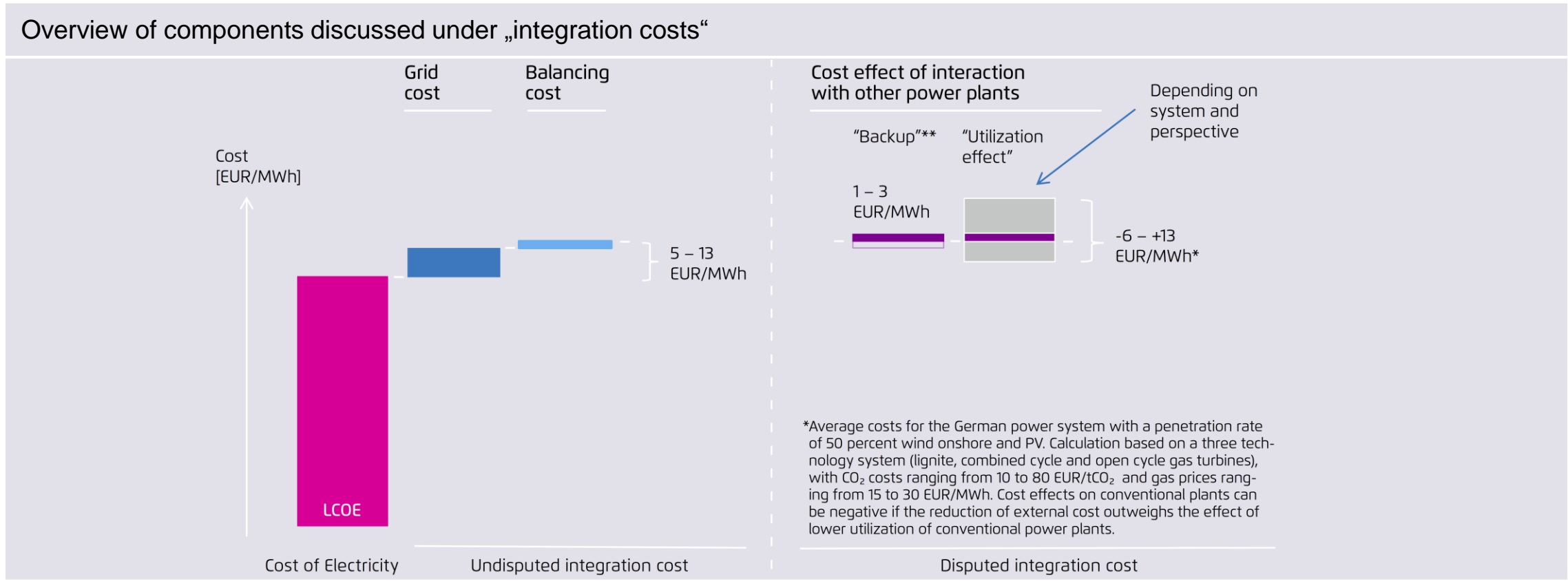
The initial investments in the energy transition are paying off after 2023 – in 2035 the EEG-surcharge is a lot lower than in 2015, but the share in renewables is double (around 60%)

Expected remunerations to renewable power plants 2010 - 2035



Öko-Institut (2015)

Grid and balancing costs are undisputed and rather low. Experts disagree on whether the cost effect of interaction with other power plants should be considered as „integration costs“.



Agora Energiewende (2015)

Bibliography „Development of household electricity prices“

AGEE (2015). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik.

BDEW (2015b). Strompreisanalyse August 2015. Berlin, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Destatis (2015a). Konsumausgaben der privaten Haushalte. Bonn, Statistisches Bundesamt.

Öko-Institut (2015). EEG-Rechner. Excel-Tool im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin.

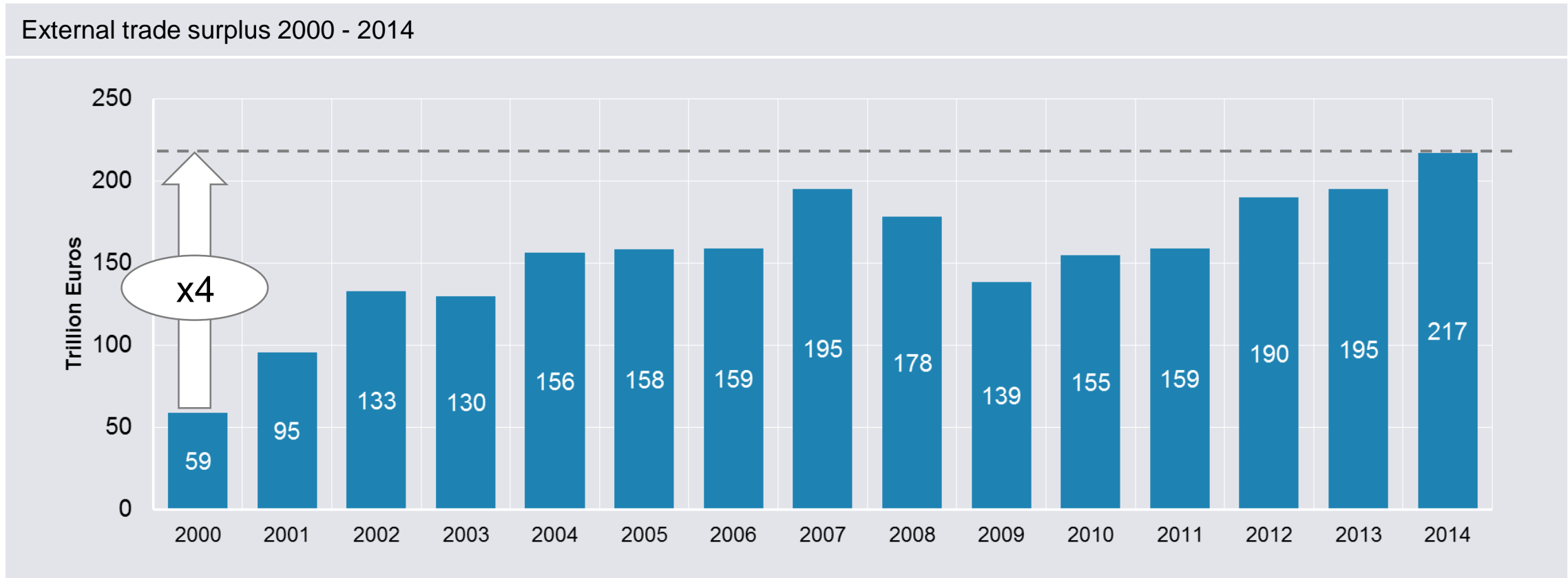
World Energy Council (2015). Online data platform. London, World Energy Council.

ZSW et. al (2014). Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Bosch & Partner GmbH, GfK SE.



**Development of
industry electricity
prices**

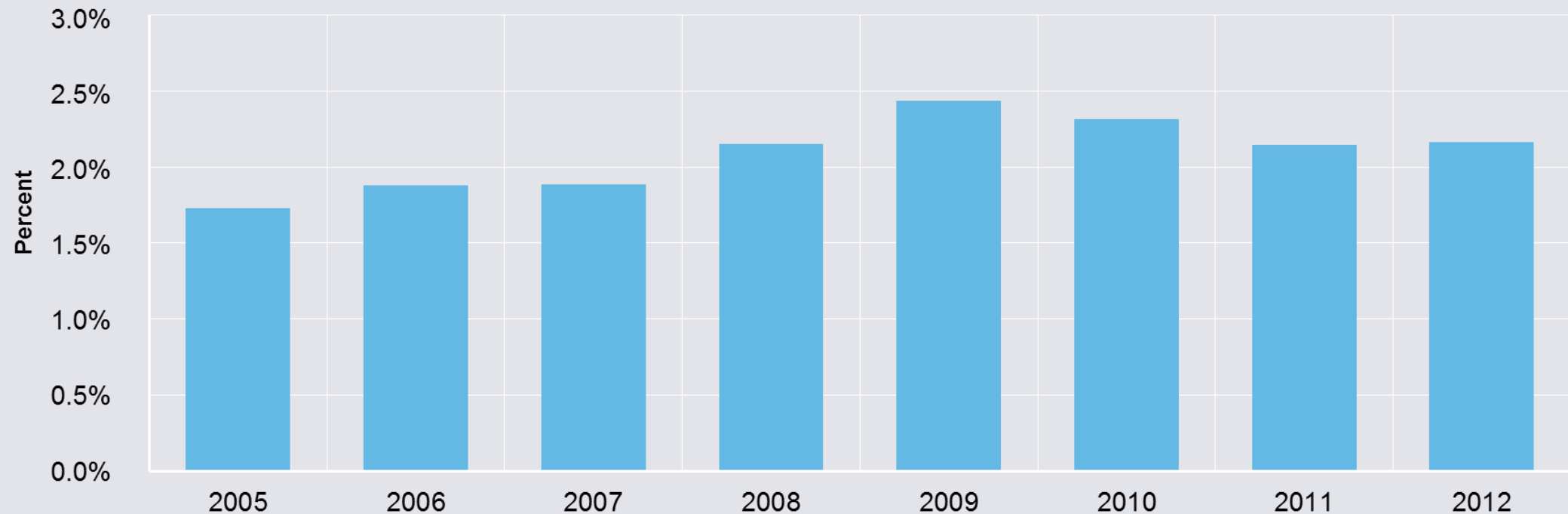
In the last 15 years Germany increased its export surplus by factor four



Destatis (2015b), own calculations

For industry as a whole, energy costs account in average for about 2% of total production value

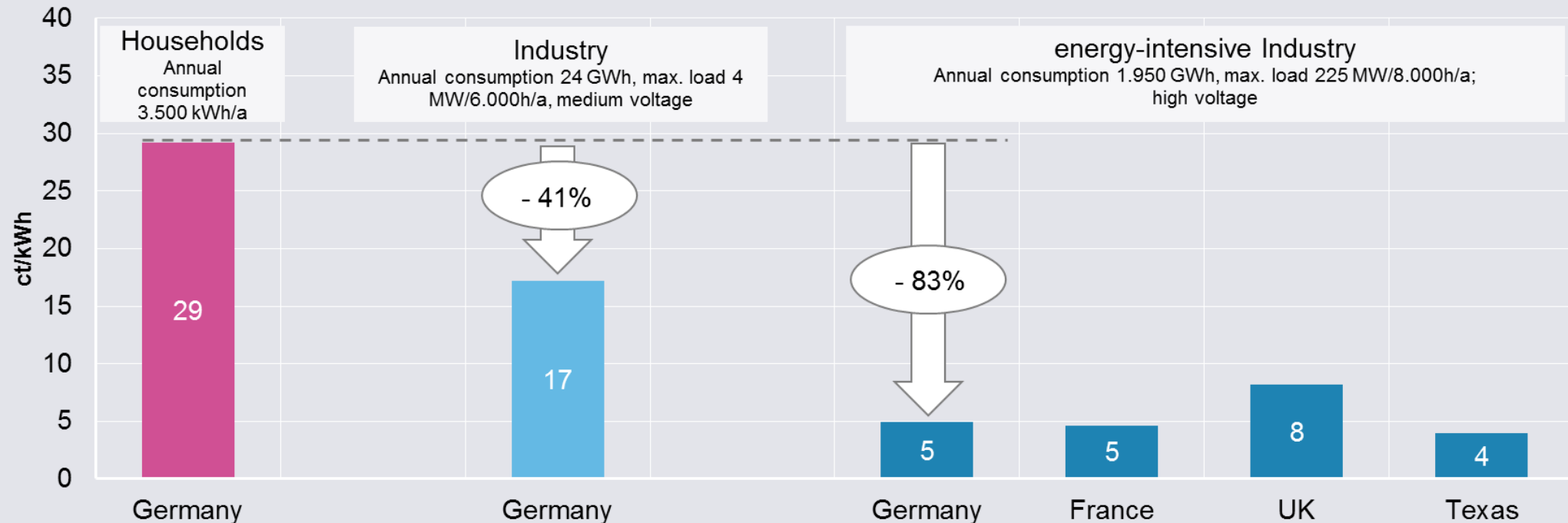
Share of energy cost in gross production value in the industrial sector 2005 - 2012



Destatis (2014)

Energy intensive industries are largely exempt from taxes and levies to safeguard their competitiveness

Average end consumer prices for different consumer groups, 2013



BMWi (2014)

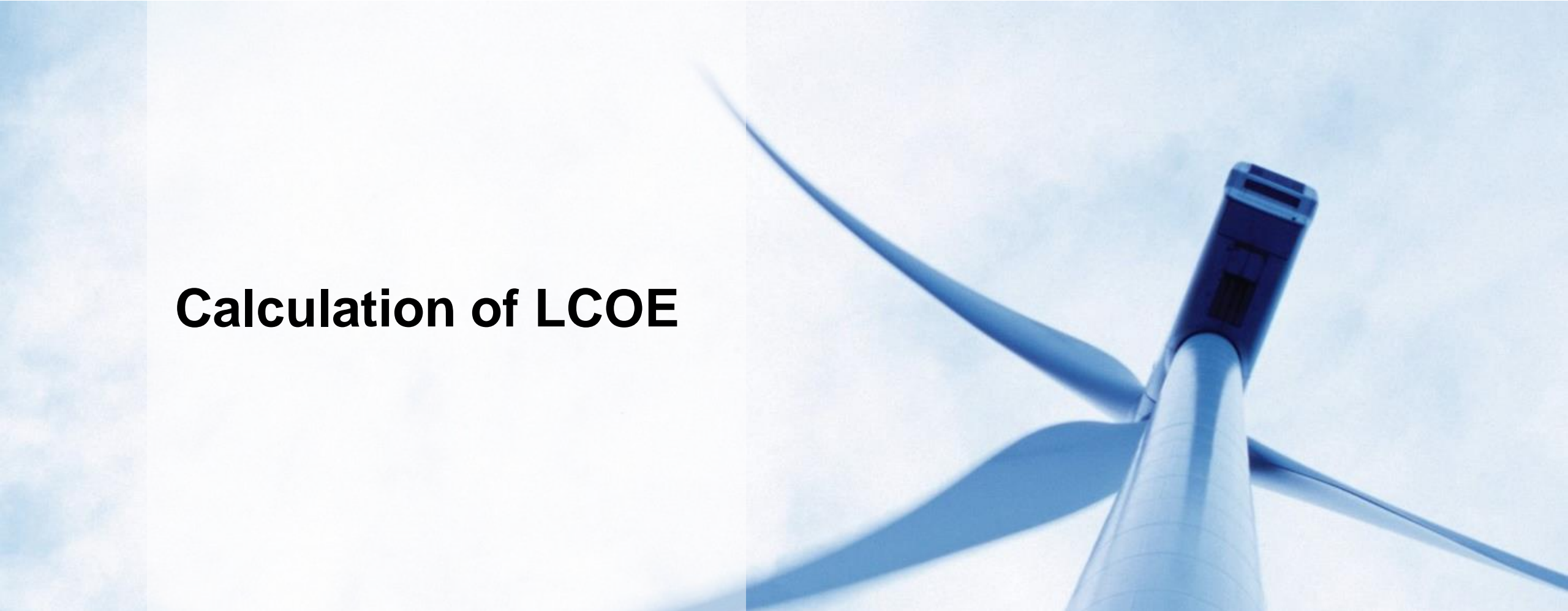
Bibliography „Development of industry electricity prices “

BMWi (2014). Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Datenanhang. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Destatis (2014). Fachserie 4. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Bonn, Statistisches Bundesamt

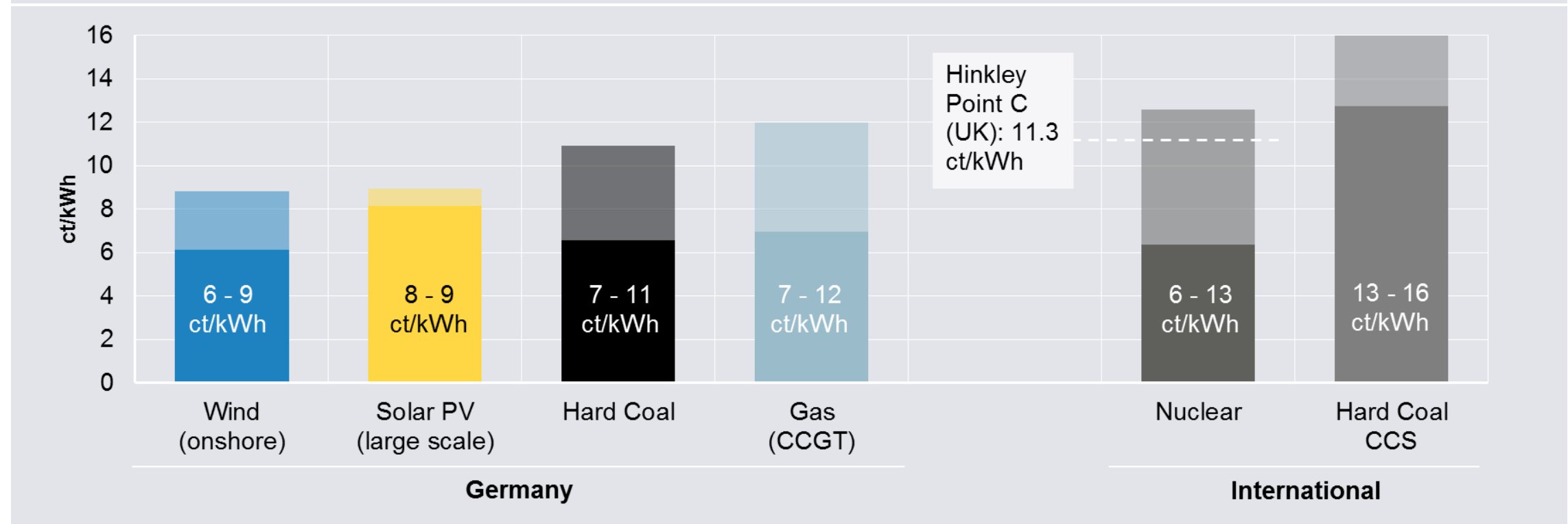
Destatis (2015b). Außenhandel. Bonn, Statistisches Bundesamt.

Calculation of LCOE



Today, wind and solar are already cost competitive to all other newly built power plants

Range* of levelized cost of electricity (LCOE) 2015



Agora Energiewende (2015e)

* based on varying utilization, CO₂-price and investment cost

Levelized cost of electricity (LCOE) are calculated on the basis of total generation cost and total electricity generation over the technical lifetime of a plant

Applied formulas for calculating LCOE

Berechnung der Stromgestehungskosten je Technologie

$$p_{Tech} = \frac{\sum \text{Gesamte Kosten}}{\sum \text{Gesamte Stromerzeugung}}$$

$$p_{Tech} = \left(\frac{\sum_{BZ} (I_t + BB_t + Z_t)}{\sum_{BZ} E_t} \right)_{Tech}$$

p_{Tech} = Stromerzeugungskosten je Technologie

$\sum_{BZ} ()$ = Summe aller Werte über den Benutzungszeitraum

I_t = Kapitalausgaben im Jahr t

BB_t = Betriebs- und Brennstoffkosten im Jahr t

Z_t = CO₂-Zertifikatekosten im Jahr t

E_t = Stromerzeugung im Jahr t

Kapitalkosten im Jahr t

$$I_t = I_{gesamt} \times \frac{i \times (1+i)^{BZ}}{(1+i)^{BZ} - 1}$$

I_{gesamt} = Gesamte Investitionskosten für das Kraftwerk

für die gesamte Benutzungsdauer, diskontiert auf $t = 0$, [in $\frac{EUR}{kW}$]

i = Kalkulatorischer Zinssatz für die gesamte Investition
(Summe aus Eigenkapital und Fremdkapital) [in %]

BZ = Benutzungszeitraum [in Jahren]

Levelized cost of electricity (LCOE) are calculated on the basis of total generation cost and total electricity generation over the technical lifetime of a plant

Applied formulas for calculating operation-, fuel- and CO₂-cost

Betriebs- und Brennstoffkosten im Jahr t

$$BB_t = M_{fix,t} + M_{var,t} + B_t$$

$M_{fix,t}$ = Fixe Betriebskosten im Jahr t (z. B. Personal, zeitabhängige Wartung),
[in EUR/kW/Jahr]

$M_{var,t}$ = Variable Betriebskosten im Jahr t (z. B. nutzungsabhängige Wartung)

$$M_{var,t} = E_t \times m_{var}$$

m_{var} = Variable Betriebskosten pro erzeugter Strommenge [in EUR/MWh_{elekt}]

B_t = Brennstoffkosten im Jahr t

$$B_t = \frac{E_t}{W} \times b$$

W = Wirkungsgrad der Umwandlung der Energie vom Brennstoff in Strom [in %]

b = Kosten je Einheit des eingesetzten Brennstoffs [in EUR/MWh_{therm}]

CO₂ – Zertifikatekosten im Jahr t

$$Z_t = \frac{E_t}{W} \times EF_{Brennstoff} \times z$$

$EF_{Brennstoff}$ = Emissionsfaktor des eingesetzten Brennstoffs [in tCO₂/MWh_{therm}]

z = Kosten für CO₂ – Emissionszertifikate [in EUR/tCO₂]

Stromerzeugung im Jahr t

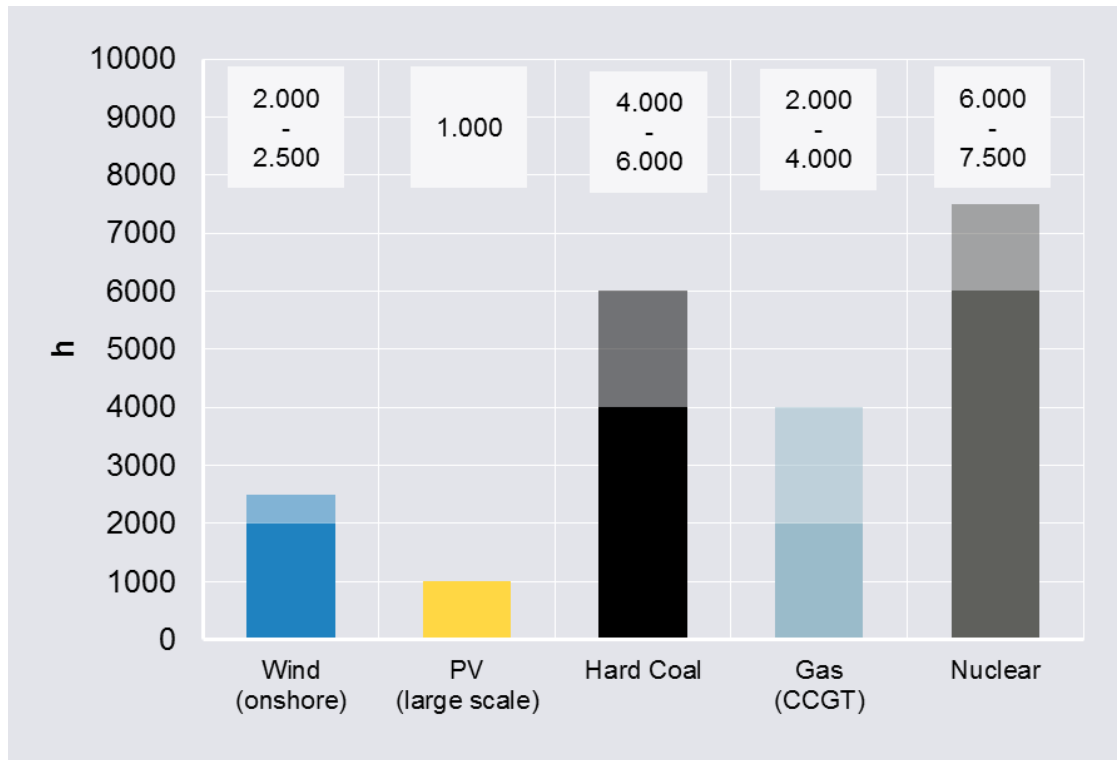
$$E_t = P \times FLH$$

P = Maximale Kraftwerksleistung [in MW]

FLH = Vollaststunden pro Jahr [in h]

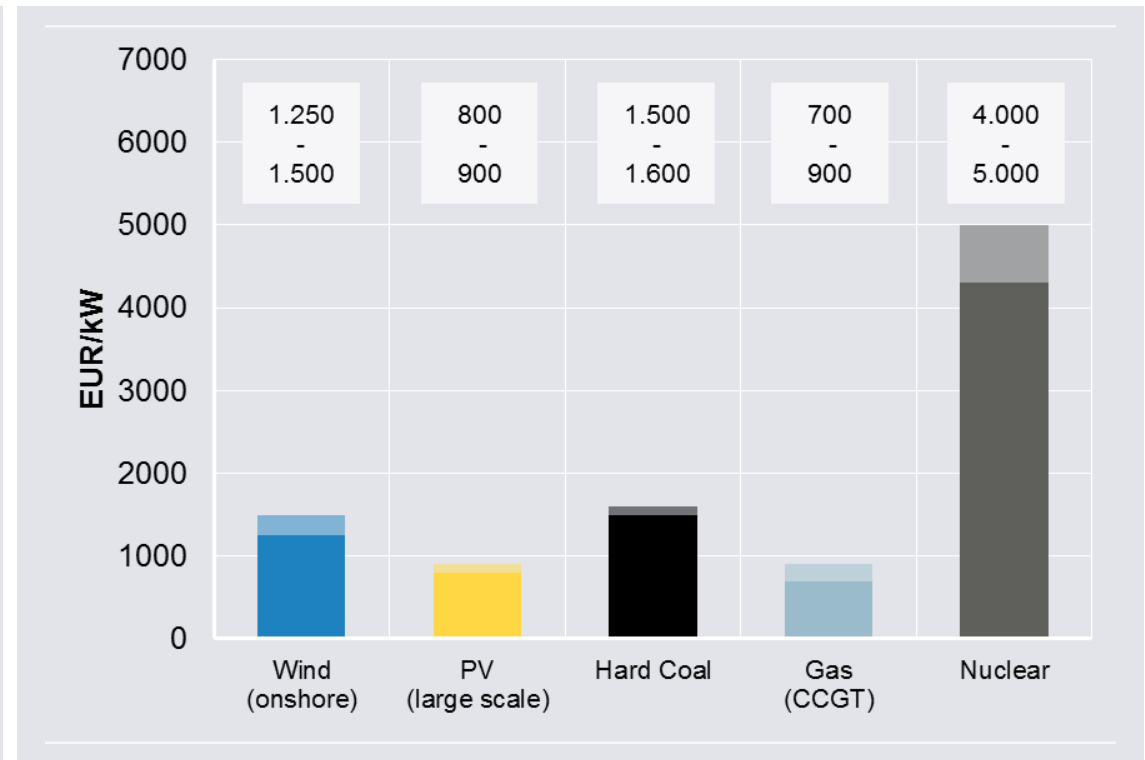
Assumptions (1)

Range of full load hours



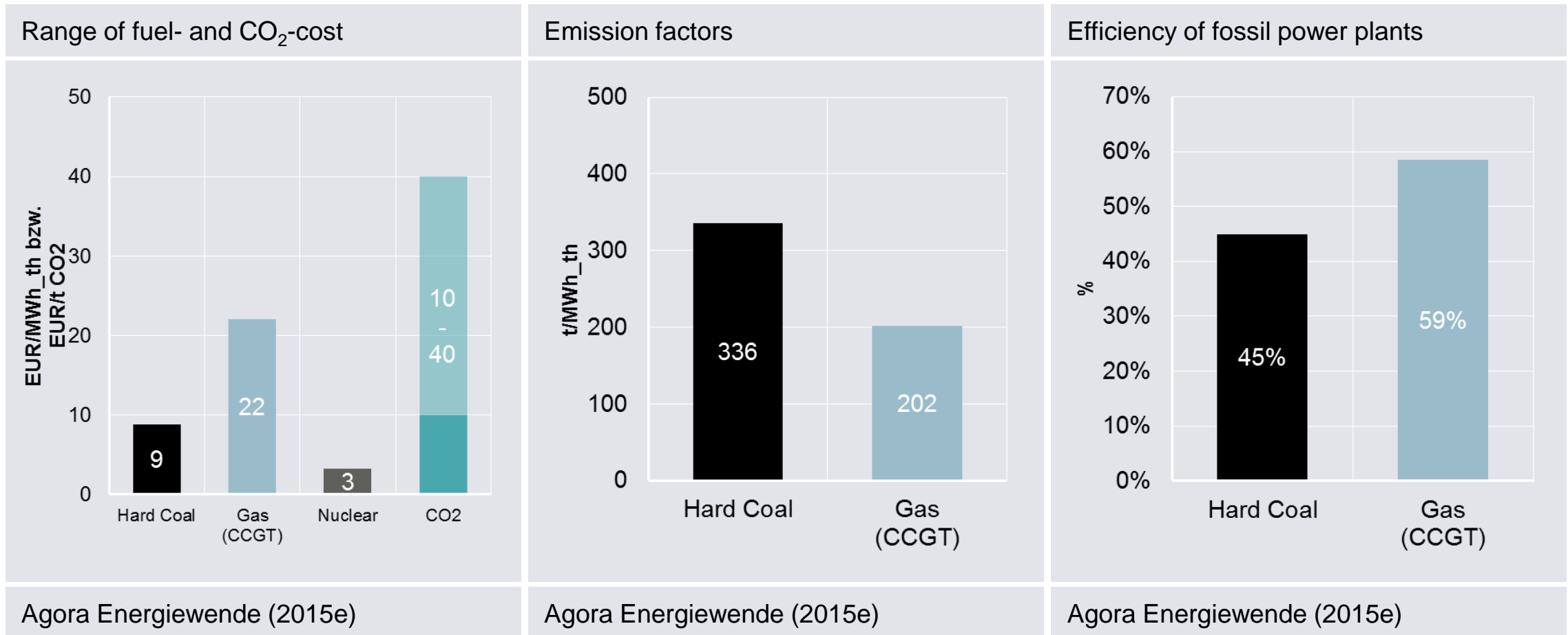
Agora Energiewende (2015e)

Range of investment cost



Agora Energiewende (2015e)

Assumptions (2)



Assumptions (3)

- **WACC:** Wind and PV 7%, Hard Coal und Gas 12%, Nuclear 7% – 12%
- **Technical lifetime:** Wind 20 years, PV 30 years, Hard Coal 40 years, Gas 25 years, Nuclear 40 years
- **Fixed operation cost:** Wind 35 EUR/kW/a, PV 17 EUR/kW/a, Hard Coal 34 EUR/kW/a, Gas 19 EUR/kW/a, Nuclear 90 EUR/kW/a
- **Variable operation cost:** Wind 0 EUR/kW/a, PV 0 EUR/kW/a, Hard Coal 3 EUR/kW/a, Gas 2 EUR/kW/a, Nuclear 1 EUR/kW/a

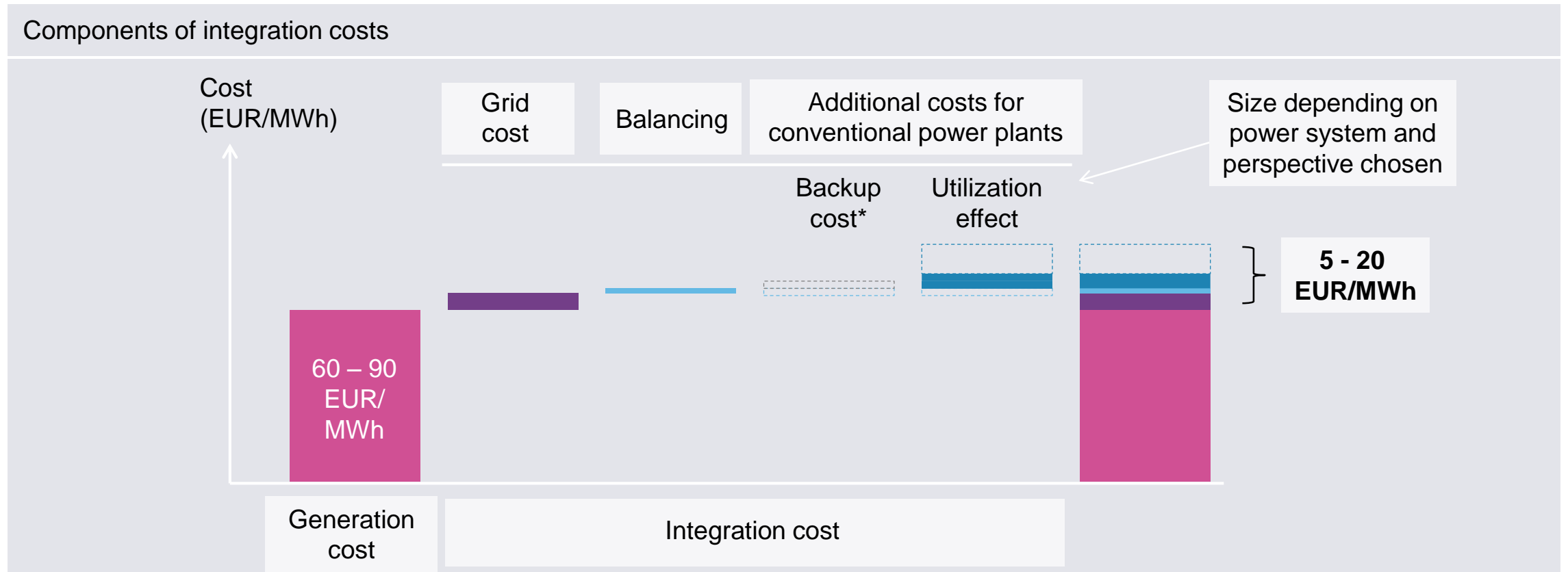
Source: Agora Energiewende (2015e)

Bibliography „Calculation of LCOE“

Agora Energiewende (2015e). Understanding the German Energy Transition. Berlin, Agora Energiewende.

IER Stuttgart (2008). Stromerzeugungskosten im Vergleich. Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

The integration cost of wind and solar (5 to 20 EUR/MWh) do not change the picture



Studien von Agora Energiewende

- 2015 -



Fraunhofer IWES (2015): The European Power System 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits.

Ergebnisse auf einen Blick

1. **Wind and solar PV drive power system development.** As part of Europe's renewable energy expansion plans, the PLEF countries will strive to draw 32 to 34 percent of their electricity from wind and solar by 2030. The weather dependency of these technologies impacts power systems, making increased system flexibility crucial.
2. **Regional European power system integration mitigates flexibility needs from increasing shares of wind and solar.** Different weather patterns across Europe will decorrelate single power generation peaks, yielding geographical smoothing effects. Wind and solar output is generally much less volatile at an aggregated level and extremely high and low values disappear. For example, in France the maximum hourly ramp resulting from wind fluctuation in 2030 is 21 percent of installed wind capacity, while the Europe-wide maximum is only at 10 percent of installed capacity.
3. **Cross-border exchange minimises surplus renewables generation.** When no trading options exist, hours with high domestic wind and solar generation require that generation from renewables be stored or curtailed in part. With market integration, decorrelated production peaks across countries enable exports to regions where the load is not covered. By contrast, a hypothetical national autarchy case has storage or curtailment requirements that are ten times as high.
4. **Conventional power plants need to be flexible partners of wind and solar output.** A more flexible power system is required for the transition to a low-carbon system. Challenging situations are manifold, comprising the ability to react over shorter and longer periods. To handle these challenges, the structure of the conventional power plant park and the way power plants operate will need to change. Renewables, conventional generation, grids, the demand side and storage technologies must all become more responsive to provide flexibility.

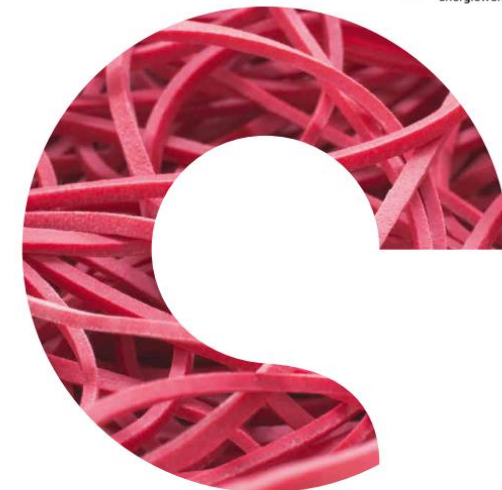
Agora Energiewende

The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits

An Analysis with a Focus on the Pentilateral Energy Forum Region

ANALYSIS

Agora
Energiewende

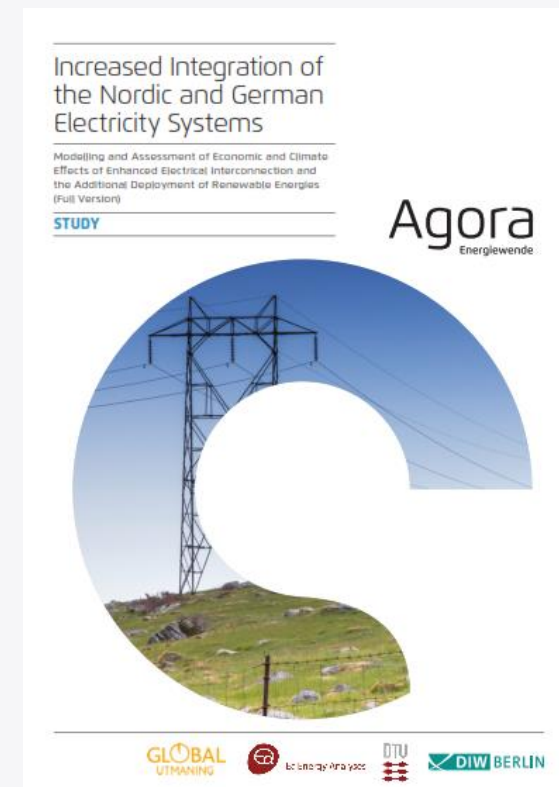


Fraunhofer
IWES

Ea/DTU/DIW (2015): Increased Integration of the Nordic and German Electricity Systems.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Increased integration between the Nordic countries and Germany will become ever more important as the share of renewables increases. The more renewables enter the system, the higher the value of additional transmission capacity between Nordic countries and Germany will become. In particular, additional generation from renewables in the Nordics – reflected in the Nordic electricity balance - will increase the value of transmission capacity. There is a lot of potential for trade, due to hourly differences in wholesale electricity prices throughout the year.
2. A closer integration of the Nordic and the German power systems will reduce CO₂ emissions due to better utilisation of renewable electricity. This is caused by reduced curtailment of renewables, improved integration of additional renewable production sites and increased competitiveness of biomass-fuelled power plants.
3. Higher integration will lead to the convergence of wholesale electricity prices between the Nordic countries and Germany. But even with more integration, the Nordic countries will see lower wholesale electricity prices if they deploy large shares of renewables themselves. In general, additional integration will lead to slightly higher wholesale electricity prices in the Nordics and to slightly lower prices in Germany. But this will be counteracted by the decreasing price effect that higher wind shares in the Nordics have on the wholesale power market.
4. Distributional effects from increased integration are significantly higher across stakeholder groups within countries than between countries. This strongly impacts the incentives of market players such as electricity producers or consumers (e.g., energy-intensive industries) for or against increased integration. Distributional effects need to be taken into account for creating public acceptance for new lines and for the cross-border allocation of network investments.



enervis energy advisors (2015): Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Die Emissionen aus der Stromerzeugung können bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 sinken – ohne tiefgreifende energiewirtschaftliche Folgen. Dazu müssen die ältesten Braun- und Steinkohlekraftwerke wenige Jahre vor ihrem technischen Lebensende aus dem Markt genommen werden. Die Großhandelspreise steigen bis 2020 um maximal 0,4 Cent je Kilowattstunde gegenüber der Referenz.
2. Die Stilllegung alter Kohlekraftwerke hierzulande führt auch zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen in Europa. Derzeit laufen Deutschlands CO₂-intensive Kohlekraftwerke zunehmend für den Export und verdrängen auch jenseits der Grenzen klimafreundlichere Kraftwerke. Mit der Schließung alter deutscher Kohlekraftwerke wird diese Fehlentwicklung weitgehend korrigiert.
3. Deutsche Kraftwerksbetreiber profitieren von der Stilllegung der ältesten Braun- und Steinkohlekraftwerke. Stilllegungen mindern die aktuellen Überkapazitäten und verbessern die Erlössituation der verbleibenden Kraftwerke. Deshalb profitieren per Saldo die meisten Kraftwerksbetreiber von den Stilllegungen – insbesondere die der großen Flotten mit Kraftwerken hoher Auslastung.
4. Der Strukturwandel in der Kohlewirtschaft muss aktiv gestaltet werden. Erforderlich ist ein nationaler Kohlekonsens, der Planungssicherheit für die Wirtschaft schafft und sozialpartnerschaftliche Vereinbarungen für Beschäftigte umfasst. Nur so kann es gelingen, den Industriestandort Deutschland zukunftsfest zu machen – und zugleich fit für den Weltmarkt für Energiewendetechnologien.

Agora Energiewende



Öko-Institut (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Die Anfangsinvestitionen des EEG tragen ab 2023 ihre Früchte: Von da an sinkt die EEG-Umlage trotz steigender Anteile Erneuerbarer Energien. Der wesentliche Grund ist, dass ab 2023 nach und nach die Erneuerbaren-Anlagen mit hohen Vergütungsansprüchen aus den Anfangsjahren des EEG aus der EEG-Vergütung fallen, und neue Erneuerbare Energien-Anlagen deutlich günstiger Strom produzieren.
2. Bei einem weiterhin ehrgeizigen Erneuerbaren-Ausbau steigen die Stromkosten für die Verbraucher bis 2023 noch um 1-2 ct/kWh an, sinken dann aber kontinuierlich um 2-4 ct/kWh bis 2035. Die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis wird inflationsbereinigt von heute etwa 10 Cent pro Kilowattstunde auf 11 bis 12 Cent im Jahr 2023 steigen und dann bis 2035 wieder auf 8 bis 10 Cent absinken.
3. Im Jahr 2035 wird der Strom nicht mehr kosten als heute – aber zu 60 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen. In den kommenden 20 Jahren sollen die Erneuerbaren Energien ihren Anteil am Stromverbrauch laut den gesetzlich festgelegten Zielen von heute 28 Prozent auf 55 bis 60 Prozent steigern. Die Stromkosten sind dabei 2035 auf einem ähnlichen Niveau wie heute.
4. Zentrale Treiber für die künftige EEG-Umlage sind der Börsenstrompreis, der Stromverbrauch und die Ausnahmeregelungen für Industrie und Eigenverbraucher. Da Erneuerbare-Energien-Anlagen kostengünstige Erzeugungsoptionen geworden sind, sind inzwischen nicht mehr die Kosten und Mengen der Erneuerbaren, sondern andere Strommarktfaktoren wesentlich für die Höhe der EEG-Umlage.

Agora Energiewende

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

KURZSTUDIE

Agora
Energiewende



Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Agora Energiewende (2015): Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Im europäischen Strommarkt bestimmt zunehmend der internationale und nicht länger der nationale Wettbewerb den Strommix. Im Rahmen der Strommarktintegration setzen sich europaweit die Kraftwerke durch, die die geringsten variablen Erzeugungskosten aufweisen. Das sind nach den Erneuerbaren Energien die Kernenergie und – aufgrund des niedrigen CO₂-Preises – die Braun- und Steinkohle. Das vergleichsweise teure Erdgas kommt immer seltener zum Zug.
2. Deutschland exportiert so viel Strom ins Ausland wie noch nie, insbesondere aus Kohlekraftwerken. Die Exportüberschüsse sind Ergebnis der hohen Auslastung deutscher Kohlekraftwerke, die aufgrund aktuell niedriger Kohle- und CO₂-Preise Gaskraftwerke aus dem Markt drängen – im Inland, aber immer stärker auch im Ausland. Die deutschen Kohle-Stromexporte belasten auch die europäische Klimabilanz, da sie europaweit die emissionsärmere Erzeugung aus Erdgas verdrängen.
3. Die steigenden Stromexporte tragen dazu bei, dass Deutschland sein Klimaschutzziel für 2020 deutlich zu verfehlen droht. Alle aktuellen Projektionen laufen darauf hinaus, dass Deutschlands Exportüberschuss ohne zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen mittelfristig weiter ansteigt. Ohne ein politisches Gegensteuern würde Deutschland deshalb voraussichtlich auch seine mittelfristigen Klimaschutzziele jenseits des Minus-40-Prozent-Ziels für 2020 nicht einhalten können.
4. Die geplante Reform des EU-Emissionshandels kommt für 2020 zu spät. Die EU-Mitgliedsländer haben sich auf die Einführung einer Marktstabilitätsreserve ab 2019 geeinigt. Für das deutsche Klimaschutzziel für 2020 kommt das zu spät, da bis dahin kein relevanter Anstieg der CO₂-Preise zu erwarten ist. Ein nationales Klimaschutzinstrument zur Flankierung des EU-Emissionshandels ist notwendig, wenn das Klimaschutzziel für 2020 erreicht werden soll.

Agora Energiewende

Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende

Analyse der Wechselwirkungen von Stromhandel und Emissionsentwicklung im fortgeschrittenen europäischen Strommarkt

HINTERGRUND

Agora
Energiewende



Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Lastmanagement leistet einen wichtigen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien und zur Versorgungssicherheit. Je mehr nachfrageseitige und sonstige Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, desto größere Mengen an Wind- und Solarstrom können integriert werden. Um bestehende Potenziale zu nutzen und weitere anzureizen, sollten die Rahmenbedingungen verbessert werden.
2. Stromhändler sollten die Kosten tragen, die durch unausgeglichene Bilanzkreise entstehen. Dies ist verursachergerecht und erhöht die Nachfrage nach Lastmanagement durch untertägigen Stromhandel. Dazu muss die derzeitige Ausgleichsenergieregulierung überarbeitet werden, unter anderem so, dass auch die relevanten Kosten der Regelleistungsvorhaltung einbezogen werden.
3. Der Regelleistungsmarkt sollte so organisiert werden, dass flexible Verbraucher leichter Zugang bekommen. Kalendertägliche Ausschreibungen und stündliche Produkte reduzieren die Markteintrittsbarrieren und erlauben eine bessere Koordination von Regelleistungs- und Spotmärkten. Präqualifikationsbedingungen und Produktdefinitionen müssen zueinander passen.
4. Die Netzentgeltsystematik sollte so weiterentwickelt werden, dass marktdienliches Verbrauchsverhalten möglich wird. Erste Schritte hierfür: Lastanpassungen energieintensiver Betriebe bei sehr niedrigen oder hohen Strompreisen sollten keine nachteiligen Auswirkungen auf ihre Entgeltermäßigungen haben, Lastmanagement bei Regellenergieabruf sollte die Netzentgelte nicht erhöhen.

Agora Energiewende



LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende.

Ergebnisse auf einen Blick

1. **Die KWK soll ihre Effizienzvorteile in die Energiewende einbringen – in einem fairen Wettbewerb mit anderen Technologien.** KWK ist eine von mehreren Optionen, die zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Effizienz im Stromsystem beitragen können. Sie muss sich diesem Wettbewerb stellen. Die KWK-Förderung muss deshalb in ein Energiewende-Marktdesign eingebettet werden.
2. **Die KWK-Förderung muss den Klimaschutzeffekt der KWK gezielt belohnen.** Das Ziel der Energiewende ist der Klimaschutz. Gas-KWK-Anlagen haben einen deutlich höheren Klimaschutzeffekt als Kohle-KWK-Anlagen. Solange die CO₂-Preise im Emissionshandel diesen Wert nicht spiegeln, sollte das KWK-G gezielt klimaschonende Gas-KWK unterstützen.
3. **Die KWK-Förderung muss die Flexibilität der Anlagen belohnen.** Damit das Stromsystem Erneuerbare Energien bestmöglich integrieren kann, braucht es flexible Kraftwerke. Auch die KWK muss deshalb technisch flexibler werden. Darüber hinaus muss die KWK-Förderung Anreize für systemdienliche Betriebsentscheidungen schaffen, indem Zuschläge bei negativen Preisen ausgesetzt werden.
4. **Die Verzerrung von Betriebs- und Investitionsentscheidungen durch die indirekte KWK-Förderung sollte dringend abgebaut werden.** Die größte KWK-Förderquelle ist nicht die KWK-G-Förderung, sondern die Vermeidung von Abgaben und Umlagen durch Selbstverbrauch. Selbst verbrauchter Strom sollte deshalb nicht auch noch KWK-Förderung erhalten. Auch die implizite Förderung aus den vermiedenen Netzentgelten ist nicht sinnvoll.

Agora Energiewende

Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen für den sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt

STUDIE

Agora
Energiewende



LBD BERATUNGSGESELLSCHAFT BERLIN 

Agora Energiewende (2015): Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Ohne eine schnell wirkende Reform ist der Emissionshandel als Instrument der europäischen Klimapolitik tot. Derzeit hat der EU-Emissionshandel einen strukturellen Überschuss von 2,5 Milliarden Zertifikaten, der bis 2020 auf 3,8 Milliarden noch weiter anwächst und ohne Reform auch 2030 noch bei 3,4 Milliarden Zertifikaten liegen wird. Erfolgt keine strukturelle Reform, bleibt der CO₂-Preis damit dauerhaft unter 5 Euro/t CO₂.
2. Bei den 2015 anstehenden Entscheidungen in der EU über die Marktstabilitätsreserve ist die Ausgestaltung entscheidend. Die vorgeschlagene Weiterentwicklung des Emissionshandelssystems in Richtung eines flexiblen Marktmengen-Mechanismus (Preis-Mengen-Steuerung statt reine ex-ante-Mengensteuerung) birgt die Chance, das Emissionshandelssystem zu retten.
3. Mindestens bis 2020 ist eine Ergänzung des Emissionshandels durch nationale Instrumente notwendig. Selbst wenn die Marktstabilitätsreserve in einer ehrgeizigen Ausgestaltung beschlossen wird, wird sie bis 2020 nur geringe CO₂-Preiseffekte entfalten. Daher ist zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels 2020 analog zum britischen *Carbon Support Mechanism* eine ergänzende nationale Maßnahme nötig, um das deutsche Klimaschutzziel von -40 Prozent Treibhausgasemissionen bis 2020 zu erreichen.
4. Ein Review-Mechanismus der Marktstabilitätsreserve mit Blick auf unvorhergesehene Entwicklungen ist dringend erforderlich. Während die EU-Kommission bei der Berechnung der Marktstabilitätsreserve von kontinuierlichem Wachstum und steigendem Stromverbrauch ausging, ist dies derzeit nicht absehbar. Auch andere Trends könnten sich anders entwickeln als erwartet.

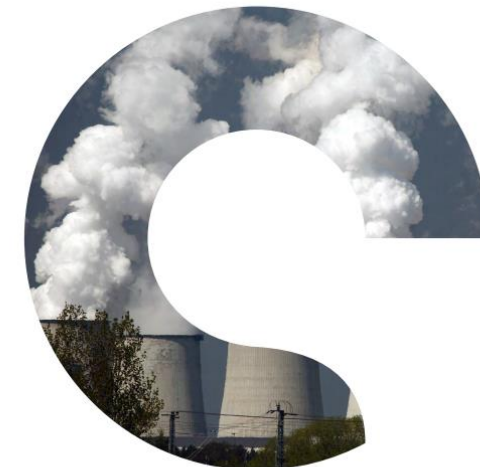
Agora Energiewende

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

HINTERGRUND

Agora
Energiewende



Agora Energiewende (2015): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Erneuerbare Energien liegen erstmals auf Platz eins der deutschen Stromerzeugung. Erneuerbare Energien legten 2014 nochmals leicht zu und decken inzwischen 27,3 Prozent des inländischen Stromverbrauchs. Sie haben dauerhaft die Braunkohle von Platz eins im Strommix verdrängt.
2. Der Stromverbrauch ist 2014 mit etwa vier Prozent Rückgang drastisch gesunken – während gleichzeitig die Wirtschaft um etwa 1,4 Prozent wuchs. Damit setzt sich der seit 2007 beobachtete fallende Verbrauchstrend weiter fort, bei gleichzeitig wachsendem Bruttoinlandsprodukt. Die Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch scheint in den letzten Jahren insofern zu gelingen.
3. Steinkohle und Erdgas sind die Verlierer im Strommix. Nachdem bereits die Gaskraftwerke auf das Niveau der KWK-Stromerzeugung reduziert wurden, werden als Nächstes nun im Zuge der Energiewende alte Steinkohlekraftwerke verdrängt. Braunkohlekraftwerke produzieren hingegen weiterhin auf hohem Niveau.
4. Die Treibhausgasemissionen sind 2014 deutlich gesunken. Sie haben aktuell das zweitniedrigste Niveau seit 1990 erreicht. Ursachen hierfür waren der milde Winter Anfang 2014 sowie die deutlich gesunkene Kohleverstromung.

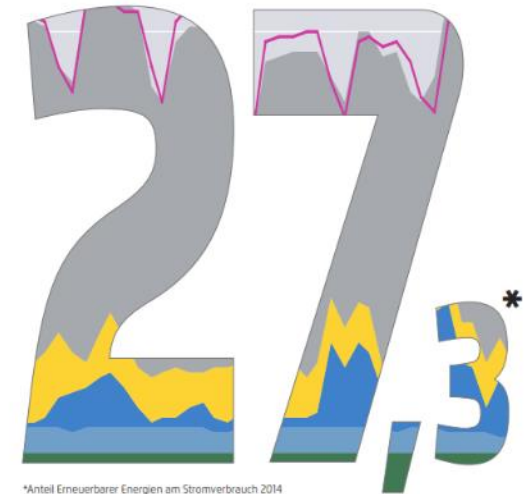
Agora Energiewende

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2015

ANALYSE

Agora
Energiewende



DNV GL (2015): Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Already now, Germany and France are helping each other guarantee security of supply. Whenever there is capacity shortage in one country, prices in that country rise, favoring power plants in the other country to export. This is done automatically via market coupling.
2. A joint German-French shortage situation is currently very rare, but may occur more often. A cross-border challenge in security of supply arises only during days with very cold weather and very little wind in both countries at the same time. An analysis of historical weather data suggests that after 2023 this might occur about six days in ten years.
3. The unilateral introduction of a capacity mechanism in France benefits French power generators and German consumers – but the redistributive effects are likely to be small. Different market designs between Germany and France will generate some redistributive effects, but they are limited by the level of interconnections between the two countries (currently 3 GW) and joint market coupling with other European countries.
4. The French decentralized capacity mechanism and the proposal developed by the German energy associations BDEW/VKU, though globally based on the same principles, differ in important respects. The French proposal, while effectively decentralized by nature, relies significantly on regulated components, with a central role going to the TSO. Similar design elements are currently missing in the BDEW/VKU model, leaving the question open as to who would actually supervise, control and sanction this scheme in Germany.
5. Cross-border participation in capacity mechanisms raises fundamental technical and regulatory questions. These questions include monitoring and control issues as well as rules for delivering capacities in foreign markets without interfering with market coupling. Addressing these questions requires political and technical cooperation on both sides of the border, especially when it comes to situations of joint scarcity.

Agora Energiewende



**Studien von
Agora Energiewende**

- 2012 bis 2014 -



Öko-Institut (2014): Erneuerbare Energien-Gesetz 3.0.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Beim Schritt von 25 % auf 50 % Erneuerbare Energien werden systemdienliche Auslegung und Betrieb der EE-Anlagen zentral, da sonst die Gesamtsystemkosten deutlich steigen. Systemdienliche Auslegung und systemdienlicher Betrieb von Wind- und Solaranlagen werden jedoch von der derzeitigen EEG-Finanzierungsform, der gleitenden Marktprämie, kaum angereizt.
2. Der *Energy-only*-Marktpreis wird EE-Anlagen nie ausreichend refinanzieren, muss jedoch als zentrale Steuerungsgröße des Gesamtsystems bei den EE-Anlagenbetreibern unverzerrt ankommen. Die gleitende Marktprämie des geltenden EEG verzerrt aber das Preissignal des Spotmarkts, mit der Folge vermehrt auftretender negativer Börsenpreise und entsprechend steigender EEG-Umlage.
3. Im EEG 2016 sollte daher die Finanzierung von EE-Anlagen auf die Zahlung von Kapazitätsprämien für systemdienliche Kapazität umgestellt werden. Diese Umstellung bedeutet zwar, dass EE-Anlagenbetreiber das Strompreis-Risiko übernehmen müssen, gleichzeitig reduziert es jedoch ihr Wetterrisiko. Ein Risikobandbreitenmechanismus kann zudem das Strompreis-Risiko begrenzen.
4. Der Übergang zu Ausschreibungen für systemdienliche Kapazitäten sollte schrittweise erfolgen und durch Sonderregeln für kleine Projekte aus dem Bereich der Bürgerenergie ergänzt werden. Die für das EEG 2016 vorgesehenen Ausschreibungen werden nicht für alle Technologien und Anlagenklassen in kurzer Frist möglich sein. In diesen Segmenten sollte mit festgesetzten Kapazitätsprämien begonnen werden.

Agora Energiewende

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Kurzfassung)

IMPULSE

Agora
Energiewende



Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

ef.ruhr/FENES/IAEW/ISEA (2014): Stromspeicher in der Energiewende.

Ergebnisse auf einen Blick

- 1. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten.**
In den nächsten 10 bis 20 Jahren kann die benötigte Flexibilität im Stromsystem durch andere Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel flexible Kraftwerke, Lastmanagement) günstiger bereitgestellt werden als durch neue Stromspeicher. Erst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien werden neue Stromspeicher wirklich benötigt.
- 2. Der Markt für neue Energiespeicher wird dynamisch wachsen.**
Neue Märkte für Batterien und *Power-to-X* entstehen insbesondere im Verkehrs- und Chemiesektor. Diese können Flexibilität im Stromsektor als Zusatznutzen anbieten. Forschung und Entwicklung sowie Marktanzreizprogramme sind daher auf eine systemunterstützende Integration auszurichten.
- 3. Speicher müssen gleichberechtigten Zugang zu Märkten für Flexibilität erhalten.**
Schon heute können Speicher einige Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen. Märkte für Flexibilität – wie der Regelleistungsmarkt oder ein zukünftiger Kapazitätsmarkt – müssen deshalb technologieoffen ausgestaltet werden.
- 4. Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden.**
In speziellen Fällen können netzdienlich eingesetzte Speicher den Netzausbau in der Niederspannungsebene kosteneffizient vermeiden. Der regulatorische Rahmen sollte solche kosteneffizienten Entscheidungen grundsätzlich ermöglichen.

Agora Energiewende



Prognos AG/IAEW (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor.

Ergebnisse auf einen Blick

- 1.** Die Steigerung der Energieeffizienz senkt die Kosten des deutschen Stromsystems deutlich. Jede eingesparte Kilowattstunde Strom reduziert Brennstoffe, CO₂-Emissionen, fossile und erneuerbare Kraftwerksinvestitionen sowie Netzausbau. Eine Reduktion des Stromverbrauchs bis 2035 um 10 bis 35 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung senkt die Kosten im Jahr 2035 um 10 bis 20 Milliarden Euro₂₀₁₂.
- 2.** Die Steigerung der Energieeffizienz im Strombereich ist gesamtwirtschaftlich sinnvoll. Eine eingesparte Kilowattstunde Strom bewirkt je nach betrachtetem Szenario eine Kosteneinsparung im Stromsystem zwischen 11 und 15 Cent₂₀₁₂ im Jahr 2035. Sehr viele Effizienzmaßnahmen sind wesentlich günstiger umzusetzen, ihre Umsetzung ist damit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll.
- 3.** Je geringer der Stromverbrauch, desto geringer fällt auch der Ausbaubedarf der Stromnetze aus. Der langfristige Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2050 kann bei einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz von 8.500 Kilometern Leitungslänge auf einen Ausbaubedarf zwischen 1.750 und 5.000 Kilometern gesenkt werden.
- 4.** Eine Senkung des Stromverbrauchs senkt CO₂-Emissionen und Brennstoffimportkosten. Durch eine Reduktion des Stromverbrauchs um mehr als 15 Prozent gegenüber einer Referenzentwicklung können im Jahr 2020 die CO₂-Emissionen um 40 Millionen Tonnen und die Importausgaben für Steinkohle und Erdgas um 2 Milliarden Euro₂₀₁₂ reduziert werden.

Agora Energiewende



Agora Energiewende (2014): Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Deutschland sieht sich gegenwärtig einem „Energiewende-Paradox“ ausgesetzt: Trotz eines zunehmenden Anteils erneuerbarer Energiequellen steigen gleichzeitig die Treibhausgasemissionen. Da der Rückgang der Stromproduktion aus Kernenergie vollständig von einer erhöhten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ausgeglichen wird, liegt der Grund für dieses Paradox nicht im Atomausstieg. Vielmehr wird es durch einen Brennstoffwechsel der Kraftwerke von Gas hin zu Kohle verursacht.
2. Aufgrund der aktuellen Marktbedingungen drängen deutsche Kohlekraftwerke die Gaskraftwerke sowohl innerhalb Deutschlands als auch in den Nachbarländern aus dem Markt. Seit 2010 sind die Kohle- und CO₂-Preise gesunken, während die Gaspreise gestiegen sind. Dementsprechend sind (neue und alte) Kohlekraftwerke in Deutschland in der Lage, zu niedrigeren Kosten als Gaskraftwerke in Deutschland und in den benachbarten Strommärkten zu produzieren. Dies hat zu Rekordexportniveaus und steigenden CO₂-Emissionen in Deutschland geführt.
3. Um die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, muss der Anteil der Kohle im deutschen Stromsystem von aktuell 45 Prozent auf 19 Prozent im Jahr 2030 sinken. Ein solcher Rückgang in der Erzeugung aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken um 62 beziehungsweise 80 Prozent in den nächsten 15 Jahren sowie der Anstieg des Anteils von Erdgas auf 22 Prozent sind Voraussetzung für das Erreichen der Ziele der deutschen Bundesregierung für 2030.
4. Deutschland braucht eine kohärente Transformationsstrategie für seinen Kohlesektor: einen nationalen „Kohle-Konsens“. Ein „Kohle-Konsens“ würde Stromproduzenten, Gewerkschaften, Regierung und Umweltgruppen zusammenbringen und Wege finden, um diese Transformation gemeinsam zu gestalten und zu erreichen.

Agora Energiewende

Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

ANALYSE

Agora
Energiewende



Prognos AG (2014): Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Ergebnisse auf einen Blick

1.

Neue Wind- und Solarkraftwerke können Strom zu bis zu 50 Prozent niedrigeren Erzeugungskosten liefern als neue Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). Dies ergibt sich aus einem konservativen Vergleich der aktuellen Einspeisevergütungen in Deutschland mit dem vereinbarten Abnahmepreis für ein neues Kernkraftwerk in Großbritannien (Hinkley Point C) und den aktuellen Kostenschätzungen für CCS; künftige Kostensenkungen werden bei allen vier dieser Technologien außer Acht gelassen.

2.

Ein zuverlässiges Stromversorgungssystem auf der Basis von Wind- und Sonnenenergie sowie Gas als Reserve kostet 20 Prozent weniger als ein System mit neuen Kernkraftwerken in Kombination mit Gas. Für einen aussagekräftigen Vergleich der Kosten verschiedener Technologien wurde auch der Bedarf an Reservekapazitäten und Spitzenlastkraftwerken mit einbezogen. Dabei zeigt sich, dass bei einem System auf der Basis von Windkraft und Photovoltaik zusätzliche Kosten für Gaskraftwerke als Reserve an. Diese sind jedoch gering im Vergleich zu den höheren Stromerzeugungskosten bei Kernkraft.

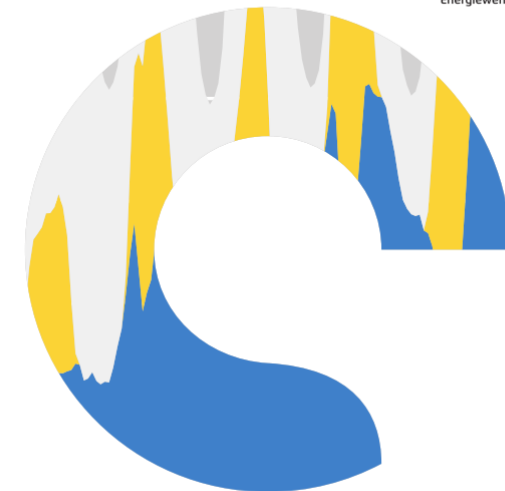
Agora Energiewende

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

ANALYSE

Agora
Energiewende



prognos

Consentec/Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Die Politik hat einen großen Handlungsspielraum beim Ausbau von Onshore-Windkraft und Photovoltaik.
Auf die Kosten des Gesamtsystems hat die regionale Verteilung der Anlagen keinen wesentlichen Einfluss.
2. Beim Ausbau von Offshore-Windkraft kommt es auf die richtige Balance an.
Um Technologieentwicklung einerseits und Kostenbegrenzung für die Stromkunden andererseits zu ermöglichen, sollte der Ausbau fortgeführt werden, allerdings auf einem niedrigeren Niveau als bislang vorgesehen.
3. Der Netzausbau ist eine wichtige Voraussetzung für die Energiewende.
Unter reinen Kostengesichtspunkten ist ein um wenige Jahre verzögerter Bau der Trassen des Bundesbedarfsplangesetzes nicht kritisch. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren muss auf diese Trassen nicht warten.
4. Ein starker Fokus auf dezentrale Photovoltaik-Batteriespeicher-Systeme ist aktuell nicht erstrebenswert.
Erst bei einer Reduktion der Kosten solcher Systeme um 80 Prozent in den nächsten 20 Jahren wäre solch ein Szenario unter Kostengesichtspunkten sinnvoll.

Agora Energiewende

