

Energy transformation in Germany. Progress, shortfalls and prospects

Statement for the
6th Roundtable of the Japanese Minister
of Economy, Trade and Industry (METI)
on Studying Energy Situations

Berlin,
5th February 2018

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.

Office Berlin

Schicklerstrasse 5-7
10179 Berlin
Germany
Phone +49 30 405085-0

Office Freiburg

Merzhauser Strasse 173
79100 Freiburg i.Br.
Germany
Phone +49 761 45295-0

Office Darmstadt

Rheinstrasse 95
64295 Darmstadt
Germany
Phone +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

1. Preliminary remarks

Assessing the experiences gathered over more than 20 years of climate and energy policy with high levels of ambition in Germany is a complex exercise. Such an assessment needs, at many points, to view the broader context as well as the changes of targets, strategies and implementation mechanisms that have evolved over time. Three key overarching lessons learned from involvement in German and European policy design and discussions are:

- Effective and efficient policy outcomes depend strongly on giving equal attention to targets, strategies and implementation mechanisms.
- The suitability of implementation mechanisms depends strongly on the different phases of the transformation process. Major shortfalls with regard to the outcomes of policies or even policy failures can occur if the specific (and changing) conditions resulting from different needs and opportunities in the different phases of the energy transformation are not sufficiently reflected.
- Holistic views are needed. The transformation process needs to manage scarce resources on different levels: costs, infrastructures, natural resources like land availability or conflicting uses of underground geological structures and public acceptance. Economic perspectives are necessary but not necessarily sufficient.

The answers to the questionnaire submitted in advance to the roundtable are mostly structured along these lessons learned and are intended not only to provide narrow answers to the mostly rather specific questions but also to explain some history and the broader context. It should be noted that German energy and climate policies are at a crossroads and the new incoming government faces major challenges with regard to the traditional policy approaches. In the current legislative term German policy makers will need to explain to the domestic and international public the extent to which and why the greenhouse gas emission reduction target for 2020 (40% compared to 1990 levels) will probably be missed, what is planned to fill the gaps and what strategic, implementation and institutional measures shall be taken to avoid such policy failures in future, especially with a view to the emission reduction targets for 2030 (55%), 2040 (70%) and 2050 (80 to 95%). It should be noted that the political programme of the new German government was not yet fully known at the time this statement was written.

This statement is structured as follows. Section 2 contains the answers to the questionnaire submitted to the author in advance. Section 3 provides a compact assessment of the current status of the energy transformation in Germany, which is based on four generic strategies for deep decarbonisation targets. Section 4 lists some references for further reading and section 5 provides data and figures intended to be of use to those interested in more in-depth quantitative or structural information.

Last but not least, it should be noted that parts of the information and analysis provided in this statement is based on research funded by German government institutions. However, the positions presented in this paper do not necessarily represent official German positions.

The author would like to thank Vanessa Cook (Öko-Institut) for the language review of this paper.

2. Answers to the Questionnaire

Q1: Renewables

Germany is an “advanced renewable energy country” which introduced an FIT system ahead of Japan and has been promoting shifting of power sources to renewable energy. Japan needs to learn a lot from its experiences towards using renewable energy as the main power sources in the future. From that point of view:

Q1.1 Regarding the FIT system that was introduced to promote renewable energy, what kind of initiatives have been taken to date and what kind of initiatives may be required in the future to facilitate to be independent from relevant support schemes?

The German Feed-in Tariff (FiT) was, without a doubt, a key driver for the roll-out of power generation from renewable energy sources. It should, however, be pointed out that two other regulatory frameworks have been key for the outcome of the German strategy to phase in power generation from renewables:

- The liberalisation of the European and German energy markets, e.g. the unbundling of the networks from the generation and retail businesses as well as the freedom of customers to choose their supplier. The unbundling of networks has created a level playing field and removed barriers regarding network connection and the free customer’s choice has triggered a lot of business models around green (and local) electricity.
- The permitting and licensing procedures were streamlined to the needs of renewable power generation, which at least in some fields differ significantly from the issues traditionally regulated by these procedures (land use planning, building laws etc.).

The feed-in tariff has been a successful mechanism for the first stage of phasing in a structurally new power generation option into the German system. It has:

- kick-started the power generation from renewables;
- created the non-technical infrastructure which is needed for a broader roll-out (project developers, specialised and experienced planning, engineering, quality insurance and maintenance companies, specialised and experienced economic and financial advisors, experienced financing institutions, experienced licencing institutions, experienced utilities and network operators);
- made a major contribution to “buying down” the costs for renewables, notably for solar photovoltaics, onshore wind and during last years also offshore wind;
- proved to the public and public policies that the quantities and the speed of using renewable energies for power generation go significantly beyond the levels that were assumed in the mainstream debate (in the early 1990s German utilities ran advertisements with the message that the technical potential for power generation from renewables would be 4%, 15 years later a level of 36% was reached).

The traditional feed-in tariffs also showed some downsides after the initial roll-out of renewables and after the power generation from renewables exceeded the level of 20%:

- Legislators and regulatory authorities were not able to readjust quickly enough the level of tariffs during very dynamic cost decreases (e.g. of PV) between 2009 and 2012;
- The rents of land owners and technology suppliers reached levels that were no longer acceptable after other goals of the robust and very comfortable financing arrangements under the traditional FiT scheme (e.g. establishing the non-technical infrastructures as mentioned above) had been achieved;
- The total level of costs for smaller customers reached a comparatively high level due to the high share of technology learning costs (approx. 50% of the total costs of the FiT scheme) and the strong effects of exempting significant shares of German industries from contributing to the system; and
- The system of fixed tariffs started to create regulatory inflexibilities in the market that led to negative prices in the wholesale market after renewables began to dominate the system in an increasing number of periods.

Against this background the system was fundamentally re-organized in 2014 with the shift to the obligation for direct marketing, a sliding market premium (filling the gap between a strike price and the wholesale market price) and the introduction of large-scale tenders. The latter led to major decreases of remuneration levels for new installations.

The system of direct marketing and sliding market premiums will remain the dominant feature of the support scheme for renewables in Germany in the years ahead. There is, however, an emerging debate on complements and/or alternatives to the existing system. These can be divided into the following three tracks:

- creating a framework that allows marketing of power from renewables to market segments that are willing to pay a premium for clean power (private customers, green power purchasing agreements with computing centres, sustainability-oriented businesses etc.) without taking part in any remuneration mechanism;
- internalising externalities for conventional power generation (e.g. via a significant price on carbon) that would create a competitive advantage for renewable power generators;
- advancing the remuneration system towards fixed premiums, e.g. on system-friendly capacity.

The first track has a rather limited potential and will probably only be able to cover a small share of the total market. The second track is an interesting option for the next decade when conventional power still sets the price in the wholesale electricity market (and e.g. a price on carbon would materialise in higher market prices). As soon as renewables start to dominate the market and impact largely the price in the wholesale market (at extremely low levels or zero) the revenues from the wholesale market for electricity will no longer be sufficient to pay back investments.

This is, however, not an issue for renewables exclusively but for all system elements in markets that are dominated by generation options with low operational (marginal) costs as is typically the case for zero-carbon options (renewables, nuclear). Against this background, the central question is not whether generation (or other options like stor-

age etc.) will be in need of additional revenue streams to those from the energy only markets. Rather, the more important question is how these complementary revenue streams (closure mechanisms for the investment-payback gap) can be designed as consistent market segments, e.g. markets for firm capacity (which are gaining increasing attention in many markets) or markets for variable renewable capacities (which exist today as remuneration mechanisms for renewables).

Based on my research, supplementary market segments for today's energy only and ancillary system services markets will be needed in liberalised or restructured electricity markets, irrespective of whether renewables shall play a major role in the future system or not. If, however, the current remuneration schemes for renewables are transformed into appropriate market segments in a more broadly redesigned electricity market, it can and will play a major role for the decarbonisation of the power sector.

Q1.2 There is criticism stating that, in Germany, construction of north-south power transmission lines to connect the northern area as the supplier of renewable energy and the southern area as the consumer of electric power is stagnating due partly to objection from local residents. Including construction of such north-south power transmission lines, what is your assessment on the current move towards re-establishing power transmission lines associated with the large-scale deployment of renewable energy? In particular, what is your assessment in regard to criticism stating that renewable energy generated in the northern area is transmitted to the southern area via other countries? Taking that into account, what kind of initiatives would be required in the future, do you think, to re-establish power transmission lines?

The lack of infrastructure roll-out to readjust the network infrastructures to the new spatial patterns of power generation (onshore and offshore wind power mainly in the North, PV mainly in the South, coal phase-out mainly in the West and the East, nuclear phase-out mainly in the South, load centres in the West and the South) is one of the main deficits of energy transformation in Germany. This is not exclusively caused by resistance from local residents; more notable causes are a) a lack of coordination between the federal states (*Länder*), b) the fact that the legal basis of the regulatory and planning framework has changed several times and a lack of clarity in federal energy policies (how to proceed with the coal-based power generation in regions that are relevant for network congestion, how to reflect regionalisation in the different remuneration schemes, design of bidding zones). Some of these barriers have been overcome (planning and licensing procedures, better participation and planning processes, raising public acceptance by going from overhead lines to cables etc.); others have not yet been sufficiently addressed (cooperation between federal states, still a lack of compensation measures etc.).

The issue of loop-flows through Eastern European countries due to intra-German net congestions is a specific and interim issue. The situation can be summarised as follows:

- Cross-border loop-flows are not a new phenomenon in the Central European electricity system. They have been taking place on a much larger scale be-

tween France-Germany-Switzerland and France-Germany-Netherlands (Western loop-flows) for decades.

- The situation with loop-flows across Poland and the Czech Republic (Eastern loop-flows) has different facets. Firstly there was and is not only a network congestion between Northern and Southern Germany but also between Eastern Germany (the area of the former German Democratic Republic) and the other parts of the country. With Eastern Germany emerging as a major hot spot of wind generation (the East German Transmission System Operator 50Hertz manages a capacity of 55% renewables and 45% conventional plants¹), increasing levels of unscheduled cross-border electricity flows from Germany to Poland and the Czech Republic occurred, which re-entered Germany in Bavaria.
- This firstly led to some technical problems, secondly limited the capacity for cross-border electricity trading and thirdly emerged as a topic for broader politics between the countries.
- A series of technical measures was implemented to solve the issue. After phase-shifters between Germany and Poland as well as Germany and the Czech Republic have been built, it becomes possible to control the electricity flows.² A new AC line between South-Eastern Germany and Southern Germany with a capacity of 5,000 MW went into operation in 2017 and significantly decreased congestion management costs and unscheduled loop-flows.³

There are different tracks for dealing with network congestions in the further transformation of the energy system to renewables in Germany:

- completing the North-South DC corridors (which will probably be commissioned in the mid-2020s)
- upgrading the existing AC networks,
- making use of new technologies that can increase the capacities of existing lines (temperature monitoring, high-temperature wires, hybrid AC/DC systems etc.),
- introducing real-time processes for system security assessments and procedures,
- reflecting more regionalisation elements in the market design (or remuneration mechanisms),
- introducing mechanism and procedures that allow an integrated analysis and assessment of network investments and operations, generation management, demand response, storage etc.), and
- finding more appropriate compensation measures for individuals, communities, network operators and federal states that are affected by infrastructure investments.

¹ More details can be found at http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Publikationen/2016/50Hertz_Facts_Figures_E.pdf

² More details can be found at http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20170117_PM_PST_50Hertz_CEPS_EN.pdf and http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20160413_Press%20Release_PSE_50Hertz_Temporary-disconnection-interconnector-Krajnik-Vierraden_FINAL.pdf

³ More details can be found at http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/Pressemitteilungen/20170914_Pressemitteilung_50Hertz_Inbetriebnahme_S%C3%BCdwest-Kuppelleitung_English.pdf

The key challenge for an appropriate network design, upgrade and roll-out are the necessary lead-times for the full process chain of designing, planning, permitting and building networks and providing a robust regulatory and political framework, which has sometimes been lacking in recent years. Furthermore, the debate about how to consider regionalisation in the electricity market design (network pricing versus regional price elements for investment remuneration mechanisms etc.) is still underdeveloped and without a doubt needs more (political) reflection in the years ahead. Last but not least, the necessary lead-times for infrastructure adjustments also raise the issue of how far technology-neutral approaches in energy policy can go.

Q1.3 To accommodate power generation fluctuations of variable renewable energy (solar power, wind power) thermal power generation is required. On the other hand, deployment of battery systems may be required in the future, instead of thermal power generation, from the viewpoint of realizing carbon-free power generation by renewable energy with backup systems. Regarding that point, what are the initiatives currently in place and what is your future perspective?

There is a broad range of analysis and increasingly robust evidence on the structures of the future energy system. Variable renewables (onshore wind, offshore wind, solar PV) will form the major pillar of the future electricity system. There is a broad range of options available to complement the variable power generation in the upcoming phases of the transformation process:

1. For the next one to two decades, matured flexibility options will play a major role:
 - network upgrades to gain from larger area portfolio effects,
 - flexible conventional power generation as long as the CO₂ emission reduction goals allow for this (future residual peak or medium load⁴ will be covered by the same generation we use traditionally for peak and medium load),
 - load shifting and demand response (recent trends for modularisation – e.g. industrial processes that are traditionally rather inflexible but with modularisation can be very flexible – are extremely promising),
 - using power-to heat technologies in combination with cogeneration plants and district heating networks to use thermal networks for indirect storage,
 - short-term storage (pump-storage, centralised and decentralised batteries, e.g. combined with smart electric vehicle charging management etc.).
2. For the transformation phases beyond the next two decades: If the goal is full decarbonisation and 100% supply from renewables and depending on the long-term structure of renewable power generation (the necessary flexibility patterns will depend significantly from the mix of PV, onshore wind and offshore wind), storage technologies and sector integration will play a crucial role:

⁴ The term “residual load” is used for the shape of the load curve that remains after the generation of wind and solar energy is subtracted from the load curve for the final consumers.

- more powerful battery storage systems,
- power-to-chemical technologies,
- power-to-hydrogen options for seasonal storage etc. (combined with generation technologies that can use hydrogen, in a first phase hydrogen might be blended with natural gas).

All these options are subject to intense research and development and/or commercialisation activities and need to be made into matured technologies for the time horizon beyond 2030/2035.

Beyond technology (which is and will be available in plenty of options), the key challenges will be:

- how to coordinate the extremely diverse and at least partly decentralised system, and
- how to create a market framework that provides sufficiently robust pay back for the manifold elements of generation, demand response, storage and other flexibility options.

Creating a sustainable and market-based economic basis for the future electricity system that triggers coordination based on price signals and provides the necessary certainty and incentives for investments is key for the transformation towards a fully decarbonised system based on renewable energies. There is much debate and intense disagreement about this in Germany and Europe but there is a consensus that a future market design, creating a sustainable economic basis for the energy system needs to evolve from “learning by doing” on the one hand. On the other hand, such market design can be a major driver for the modernisation of the governance structures for energy policy and the energy sector.

Q1.4 Regarding the goal to reduce greenhouse gas emissions by 80% based on the Paris Agreement, reduction of CO₂ emissions is not currently progressing as planned in Germany due to the high reliance on coal-fired power generation (current share in power generation mix is over 40%). As in a mid- to long-term carbon-free strategy, what are the initiatives currently in place and what is your future perspective? (For example, the UK is working on reduction of greenhouse gas emissions by setting five-yearly carbon budgets. Please give us your evaluation of Germany's initiatives in comparison with those in other countries.)

German energy and climate policy follows a target-driven approach that is built on national and sectoral targets. The outcomes with regard to these targets are mixed:

- the 2005 target for CO₂ emissions (25% compared to 1990) was not met,
- the 2008/2012 (Kyoto) target for total greenhouse gas emissions (21% compared to the Kyoto base period 1990/1995) was met,
- the 2020 target for total greenhouse gas emissions (40% compared to 1990) will be certainly not met (recent analysis projects an emission reduction of 32% to 33%).

The reasons for missing the 2020 target are manifold. The most significant shortfalls are the following:

- German policy has focused strongly on the roll-out of renewables. It was ignored that in a highly interconnected energy system the exit game for the high-carbon assets needs to be designed. Coal-fired power generation was only partly substituted by renewables and continued operation for exports to neighbouring countries. The hugely increasing net electricity exports, amounting to more than 50 billion kilowatt hours, represent a lack of emission reductions of between 4 and 6 percentage points.
- The efforts for emission reductions in the transport sector are very much lagging behind what needs to be done. An inconsistent system of energy taxation (favouring high-carbon fuels) and ineffective standards for fuel efficiency still create major barriers for emission reductions.
- Emission reductions in the building sector are lacking. In Germany this sector has long-lived capital stocks and long renovation cycles; progress in emission reduction suffers from a lack of steady efforts, financing deep renovation and triggering the crowding out of outdated building equipment.

Missing the 2020 target and the major efforts needed for meeting the 2030 and 2050 targets have created heated political debate and will probably lead to an agreement in the upcoming coalition accord of the new government to adopt a Climate Act which defines the emission reduction goals in a legally binding way. Whether this Climate Act will also include interim targets, strategies for action and/or sanctions (which I would suppose) remains to be seen.

The traditional German climate policy approach with a strong focus on targets, a deficit in strategies and significant gaps in implementation measures, certainly needs a major overhaul.

Q1.5 (As topics derived from renewable energy,) what is your assessment on distributed power sources and potential of microgrids? What is the source of competitiveness of Stadtwerke where local governments provide community-oriented power supply services by utilizing biomass energy and cogeneration, and what are the impacts on energy policy?

Decentralised and distributed generation and flexibility options will certainly play a significant role in the future German energy system but, due to economics and restrictions on potentials and public acceptance, will only be one part of a broader mix of decentralised and centralised options. These decentralised and distributed options range from self-generation, micro grids to more distributed approaches which combine decentralised technology options with more centralised optimisation of operations. This will and needs to be combined with more centralised options (onshore wind generators in the North, offshore wind farms in the North and the Baltic Sea). Recent projections see shares of up to 40% of the future electricity supply from more decentralised generation options. Other key elements of the future system, e.g. demand response and many storage options will be, by definition, of a more decentralised nature. Last but not least,

the role of distribution networks in different configurations will play an increasing role in future.

Decentralised system elements and players can benefit from some specifics that increase their competitiveness:

- better local information,
- access to more flexibility options,
- major synergy potentials from integrating electricity, heat and gas supply,
- typically lower requirements on the return on investment,
- typically access to a broader range of financing options,
- better local acceptance and lower implementation risks,
- existing and experienced commercial and institutional structures and traditions (municipal utilities, cooperatives etc.).

There are, however, also significant downsides for more local or decentralised players:

- smaller project and technology portfolios, if any,
- lower economies of scale (which is especially significant with regard to digitalization), and
- fewer experiences or standard procedures on design, planning, permitting, tendering etc.

Creating a level playing field for decentralised players is a traditional objective declared by German energy and climate policy. Experiences gathered with integrating this issue in specific implementation mechanisms are mixed but three key lessons can be drawn:

- no or low barriers to system and market access are important;
- the specific circumstances for local and decentralised players are very diverse and flexible instruments are crucial in this regard (which is another argument for market-based approaches);
- many issues for decentral or local players concern the structure of taxation, pricing structures and network access; the more consistent, accountable, robust and simple the respective regulatory and policy framework is, the better the changes are for the players who are to play a significant role in the future energy system.

If the regulatory or market framework is changed significantly, especially when the transformation process moves from one phase to the next, all relevant provisions need to be re-assessed with a view to these criteria. The experiences gathered with the recent changes in the remuneration system for power generation from renewable energy sources in Germany underline that priority should be given to design options that allow for learning by doing as broadly as possible.

Q2: Progress of electrification in the transportation

As a trend toward electrification in the transportation sector, in recent years, the UK, France, and China have announced a policy to ban manufacturing and sale of gasoline and diesel vehicles and regulations on introduction of EV. Meanwhile, it is said that Germany has not shown its stance on future prospect of EV, due to the competitive advantage of internal-combustion engines. Regarding electrification in the transporta-

tion sector, what is your evaluation on the initiatives currently in place and what is your future perspective?

The transport sector is the most challenging sector with regard to the significant emission reduction needs in the medium and long term and the lack of progress made in recent years. Compared to the emission levels of 1990 the greenhouse gas emissions from transport have not been reduced. The limited progress on emissions from cars (approx. 15%) has been fully compensated by the increasing emissions from freight transport.

Against the background of experiences gained from other jurisdictions the breakthrough of electric (or other zero-emission vehicles) requires activities on three different levels:

- At the level of targets: A clear and strategic long-term target for the phase-in trajectory of zero-emission mobility, i.e. a clear end-date for cars with internal combustion engines (not necessarily for other vehicles for freight transportation etc. where other approaches will be necessary) does not (yet) exist for Germany. It has been, however, an extremely controversial issue in the last election campaign. From the perspective of targets a short-term target of one million electric cars was set for 2020 (which will probably be missed). The target framework of Germany's recent Climate Action Plan 2050 sets an emission reduction target for the transport sector of 40-42% below the 1990 levels.
- At the level of strategies: German mainstream policy has been reluctant to issue clear strategies for the transformation of the transport sector and still follows the paradigm of technology-neutrality which considers or declares electric mobility, fuel cells and internal combustion engines fuel by novel (zero carbon) motor fuels as equal options. The perception that the roll-out of infrastructures, consumer acceptance and maturity or market availability of technologies (e.g. with regard to novel fuels) will require – at the least for certain phases of the transformation process – clear technology-specific strategies is a minority position but is increasingly gaining attention.
- At the level of implementation mechanisms: The most effective mechanisms to drive the market penetration of electric or zero-emission vehicles are (very) high subsidies (e.g. in Norway) or market or fleet quotas (e.g. China, California), both embedded in broader policy packages (infrastructure, privileges for parking, driving etc.). In Germany such policy packages are in early stages but there has not been a breakthrough for a major take-off of electric mobility. It should, however, be noted that a broad range of measures have been taken in Germany to drive innovation with regard to zero-emission mobility.

A broad range of modelling and other analyses also show for Germany that the market penetration of electric vehicles is a key strategy for meeting the medium- and long-term decarbonisation objectives. The phase-in of electric vehicles in the German car market gained momentum in 2016 and 2017 (sales of all-electric and plug-in-hybrid vehicles more than doubled in 2017 compared to 2016) but is still significantly behind the needs and the official target to bring 1 million electric vehicles into the system by 2020.

As mentioned above, there is a range of support measures from the government (a subsidy programme, called “Environment Bonus” of € 600m⁵, subsidies for charging infrastructures of € 300m and other measures like tax deductions for all-electric and hydrogen-fuelled cars), the federal states, municipalities, utilities (building charging infrastructures, privileges with parking management etc.).

All measures in the transport sector are subject to heated political debate in which the strong position of the German car manufacturing industry has traditionally played a key role. In addition to this, the traditional German climate policy paradigm that increasing the share of diesel cars (supported by significant deductions of excise duties for diesel) would play key role in achieving GHG emission reduction targets has not yet been revised although this paradigm is no longer based on empirical evidence.

It remains to be seen whether the political momentum on zero-emission will grow if the (partly legal) conflicts on inner-city air pollution will further escalate, the promised expansion of model portfolios of (German) car manufacturers will materialise around 2020 or the announced political efforts to make the 2030 emission reduction targets legally binding in the next two years will support processes to fill the strategy gaps and to establish more ambitious and effective implementation mechanisms.

In addition to this, a fundamental overhaul of the asymmetric system of implicit carbon pricing (excise duties and/or energy taxes are typically higher for more carbon-intensive motor fuels) and the distorting effects from tax benefits for high-consuming business cars will be measures that are needed to achieve emission reduction in the short and medium term.

Last but not least, it should be noted that stronger efforts to roll-out electric or other zero emission mobility will also require stronger efforts on the roll-out of power generation from renewable energy sources.

⁵ This program shall trigger sales of 300,000 electric vehicles. It provides a subsidy of € 2,000 for zero-emission vehicles (all-electric or fuel-cell) and € 1,500 for a plug-in hybrid vehicle with emissions of less than 50 g CO₂/km. The subsidy can only be paid if the vehicle was purchased and registered after 18th May 2016, the list price of a car does not exceed € 60,000 (net) and the car manufacturer offers a price deduction at the same level as the state subsidy. The number of applications under the program amounts to 50,963 per 31st January 2018, of which were 29,465 for all-electric vehicles, 21,482 for plug-in hybrid vehicles and 16 for vehicles with fuel cell engines. For more details see http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Elektromobilitaet/elektromobilitaet_node.html

3. The status of energy transformation in Germany at a glance

The current status of the German energy transformation (“Energiewende”) might be characterized on different levels as follows:

1. Paving the way for the clean options:
 - ☺ roll-out of power generation from renewable energy sources and cogeneration (more needs to be done in both cases, target model for market design is lacking)
 - ☹/☹ energy efficiency (clear strategy on “efficiency first”, some progress but major gaps for deep renovation of buildings and systematic exploration of energy efficiency potentials)
 - ☹ zero- and low-emission heating systems (no consistent pricing and taxation system, inconsistent carbon-pricing)
 - ☹ zero-emission vehicles (no consistent phase-in strategy)

2. Designing the exit game for the non-sustainable assets:
 - ☺ nuclear phase-out (clear schedule, on track)
 - ☹ coal phase-out (no strategy for forced shut-downs, no consistent carbon pricing)
 - ☹ outdated heating equipment (no accountable strategy, no consistent pricing and taxation system, inconsistent carbon-pricing)
 - ☹ modal split in the transport sector
 - ☹ high emitting vehicles (no clear phase-out strategy, no consistent carbon-pricing)

3. Triggering the necessary infrastructure adjustments with sufficient lead times:
 - ☹ electricity transmission systems (urgent need for action, some progress but still major delays)
 - ☹ electricity distribution systems (urgent need for action, some progress but still major delays, network pricing approaches need modernisation)
 - ☹ heat networks (short- to mid-term need for action, conceptual framework still under discussion)
 - ☹ gas networks (mid-term need for action, conceptual framework still under discussion)

4. Making innovation work in time:
 - ☺ a broad range of innovation in the pipeline in many fields in all sectors
 - ☹ attribution of innovation to the different phases of the energy transformation

This overview underlines that the German approach on energy transformation has achieved some progress but needs significantly broader, more consistent and deeper efforts. Among other strategies, carbon pricing will need to play a more prominent role as well as strengthened European and international efforts.

4. References and further reading

- Cludius, J.; Hermann, H.; Matthes Felix Chr. & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44, pp. 302–313.
- Fabra, N.; Matthes, F. C.; Newberry, D.; Colombier, M.; Mathieu, M. & Rüdinger, A. (2015). The energy transition in Europe: initial lessons from Germany, the UK and France: Towards a low carbon European power sector. Centre on Regulation in Europe (CERRE). Brussels. Available at http://www.cerre.eu/sites/cerre/files/151006_CERREStudy_EnergyTransition_Final.pdf, last accessed on 14 Dec 2017.
- Matthes, F. (2016). The History of the Energiewende: The Origin and Adoption of an Energy Policy Concept for the Future, and Its Prospects. In: Newinger, C., Geyer, C. & S. Kellberg (Eds.): *energie.wenden. Energy Transitions as Chance and Challenge in Our Time*. Munich: oekom, pp. 16–19.
- Matthes, F. (2017a). Energy transition in Germany: a case study on a policy-driven structural change of the energy system. *Evolut Inst Econ Rev*, (14), pp. 141–169.
- Matthes, F. C. (2017b). The current electricity costs of energy-intensive industries in Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/the-current-electricity-costs-of-energy-intensive-industries-in-germany-2/>, last accessed on 17 Dec 2017.
- Matthes, F. C. (2017c). Costs of new electricity generation plants. Berlin. Available at https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Memo_Power_generation_costs_2017.pdf, last accessed on 14 Dec 2017.
- Matthes, F. C. (2017d). Decarbonizing Germany's Power Sector: Ending Coal with A Carbon Floor Price? (Notes de l'Ifri). Paris. Available at https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/matthes_decarbonizing_germany_power_sector_2017.pdf, last accessed on 19 Dec 2017.
- Matthes, F. C. & Hermann, H. (2013). Contribution to the consultation on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1638/2013-008-en.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.
- Öko-Institut (2010). Greenhouse gas emissions trading and complementary policies: Developing a smart mix for ambitious climate policies. Report commissioned by German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1068/2010-114-en.pdf>, last accessed on 19 Dec 2017.
- Öko-Institut (2013). Impacts of Germany's nuclear phase-out on electricity imports and exports. Report commissioned by Greenpeace Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1635/2013-005-en.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.
- Öko-Institut (2017). Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems: Electricity system designs for 2050 – An analysis of renewable and conventional power systems in Germany. Report commissioned by Agora Energiewende. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/renewables-versus-fossil-fuels-comparing-the-costs-of-electricity-systems/>, last accessed on 14 Dec 2017.
- Öko-Institut; LBD Beratungsgesellschaft & Raue LLP (2012). Focused capacity markets: A new market design for the transition to a new energy system. A study for

WWF Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1631/2012-004-en.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.

Öko-Institut & Prognos (2017). Germany's electric future: Coal phase-out 2035. Report for WWF Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Coal-phase-out-2035.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.

Öko-Institut; Prognos & Dr. Ziesing (2009). Blueprint Germany - A strategy for a climate safe 2050. Report for WWF Germany. Basel/Berlin. Available at <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/blueprint-germany-2/>, last accessed on 14 Dec 2017.

5. Supplementary graphs and tables

Figure 1: German climate & energy programs

Climate policy in Germany: A long history of climate policy programs – with increasing ambition



Year	Climate Policy Program	Key targets (all programs also contain policies & measures)
1990 (June)	First Climate Policy Program (West Germany)	CO ₂ emission reduction of 25% by 2005 (compared to 1987)
1990 (November)	First Climate Policy Program (incl. E Germany)	CO ₂ emission reduction of 25% by 2005 (compared to 1987) and more in East Germany
1992	Second Climate Policy Program	CO ₂ emission reduction of 25-30% by 2005 (compared to 1987)
1994	Third Climate Policy Program	CO ₂ emission reduction of 25-30% by 2005 (compared to 1987)
1997	Fourth Climate Policy Program	CO ₂ emission reduction of 25% by 2005 (compared to 1990)
2000	National (Fifth) Climate Policy Program	CO ₂ emission reduction of 25% by 2005 (compared to 1990) GHG-6 emission reduction of 21% by 2008/2012 (compared to 1990)
2007	Integrated Energy and Climate Program	GHG-6 emission reduction of 30% (unconditional) or 40% (conditional) by 2020 (compared to 1990)
2010	Energy Concept	GHG-6 emission reduction of 40% by 2020 (unconditional), 55% (2030), 70% (2040), 80-95% (2050, compared to 1990), energy efficiency & RES targets
2011	Energy Concept and Nuclear Phase-out	GHG-6 emission reduction of 40% by 2020, 55% (2030), 70% (2040), 80-95% (2050), all unconditional and compared to 1990, nuclear phase-out by 2022
2014	Climate Policy Action Plan	Gap closure for GHG-6 emission reduction of 40% by 2020 (compared to 1990)
2016	Climate Policy Plan 2050	Approval of 2020, 2030, 2040 and 2050 targets, sectoral targets for 2030

Memo items:
 1. Germany's National Climate Change Programs are embedded in European Union Climate Policy Programs/Packages (2000, 2005, 2008, 2011, 2014, 2017/2018)
 2. All German and EU programs were based/accompanied on/by extensive modelling exercises (modelling cycles of typically 2 years)

Matthes 2017

Source: Compilation by the author

Figure 2: (Current) German energy and climate policy targets

A comprehensive target framework
 Creating sectoral accountability is crucial

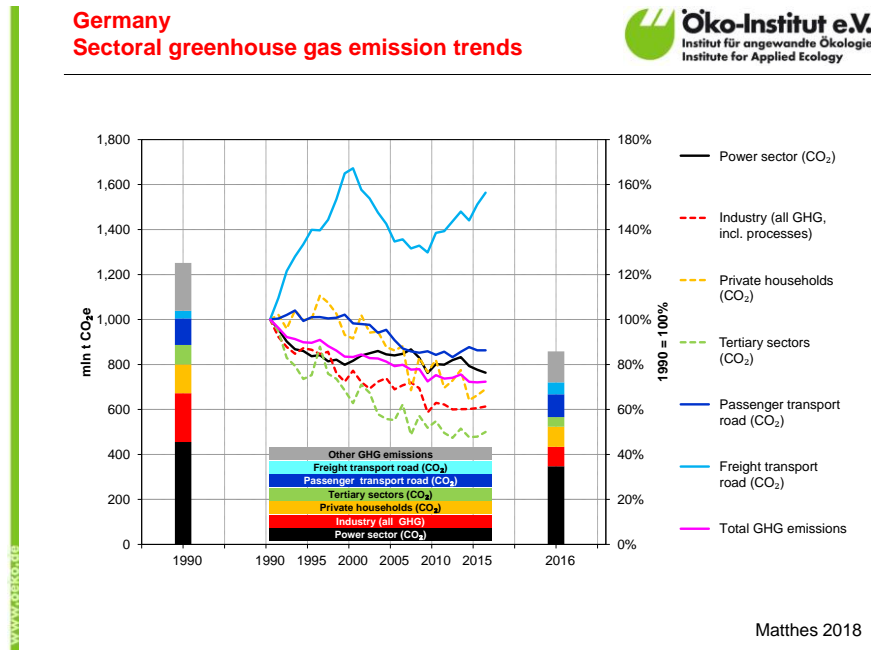


	Targets as of ...												
	2010	2016	2016	2016	2016	2016	2010	2014	2010	2010	2010	2011	
	Greenhouse gas emissions						Renewable energies		Energy efficiency				Nuclear energy
	Total	Energy sector	Buildings	Transport	Industry	Agri-culture	Gross final energy	Power generation	Primary energy	Space heating	Final energy transport	electricity consumption	
2011													-41%
2015													-47%
2017													-54%
2019													-60%
2020	-40%						18%	35%	-20%	-20%	-10%	-10%	
2021													-80%
2022													-100%
2025								40 to 45%					
2030	-55%	-61 to -62%	-66 to -67%	-40 to -42%	-49 to -51%	-31 to -34%	30%						
2035								55 to 60%					
2040	-70%						45%	65%					
2050	-80 to -95%						60%	80%	-50%	-80%	-40%	-25%	
Base year	1990	1990	1990	1990	1990	1990	-	-	2008	2008	2005	2008	(2010)

BReg 2010, 2011, 2016, BT 2014

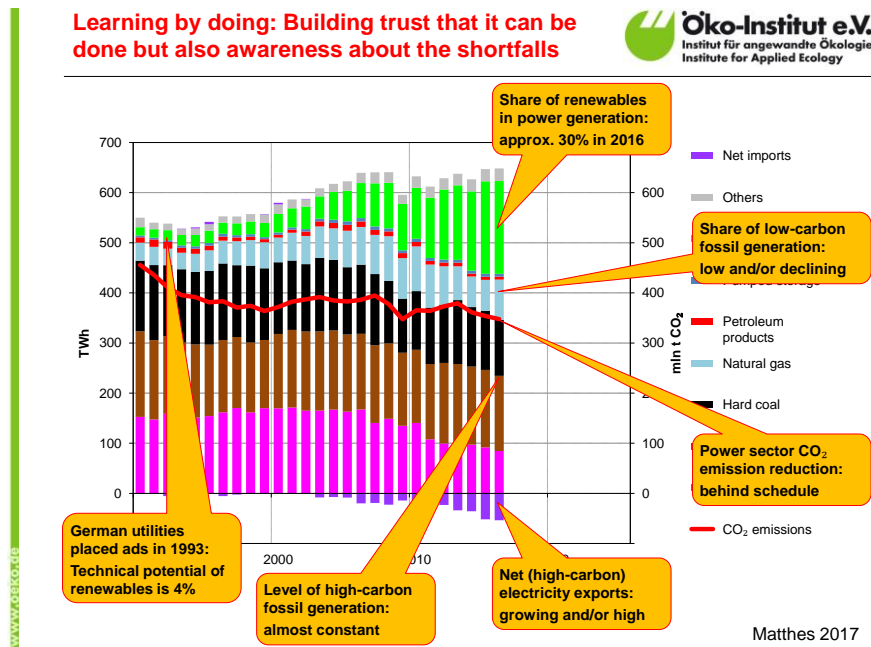
Source: Compilation by the author

Figure 3: Greenhouse gas emission trends for Germany



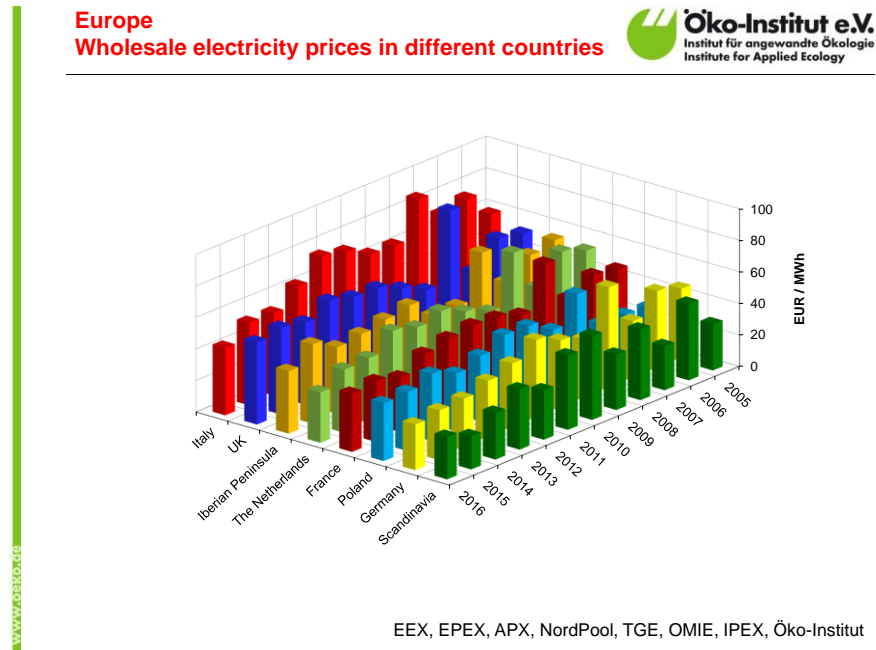
Source: Compilation by the author

Figure 4: Power generation in Germany



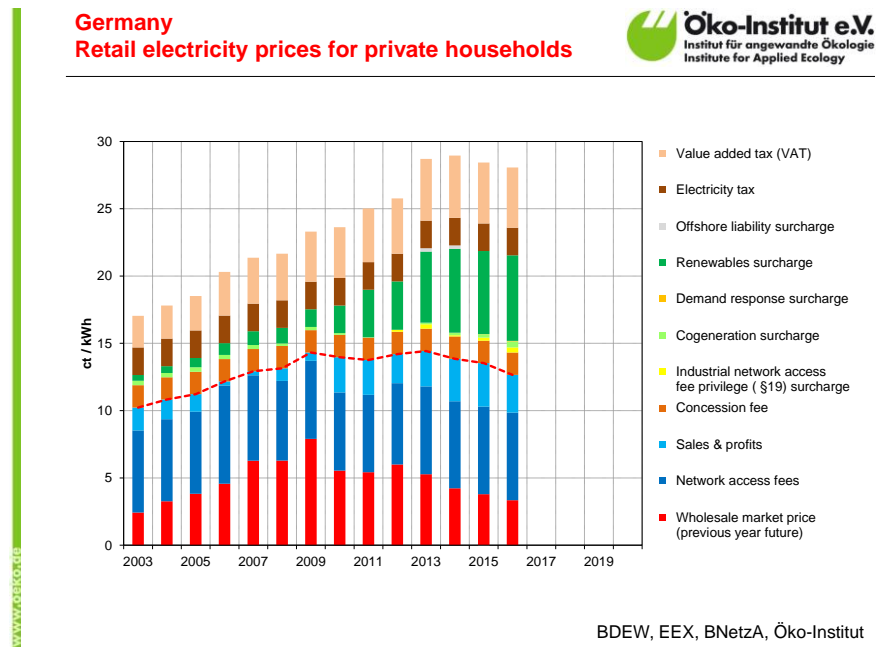
Source: Compilation by the author

Figure 5: Wholesale electricity prices in Europe



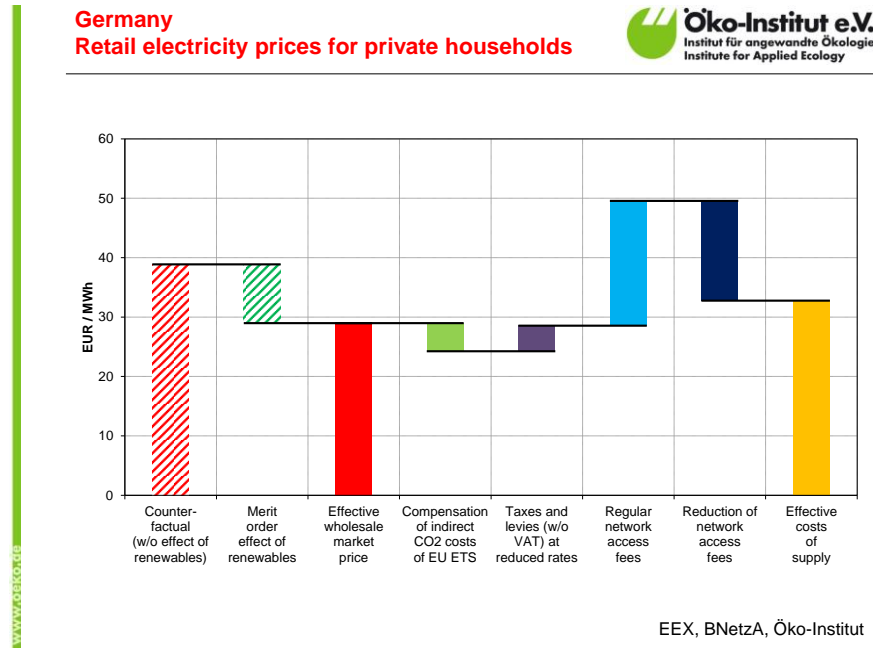
Source: Compilation by the author

Figure 6: Residential power prices in Germany



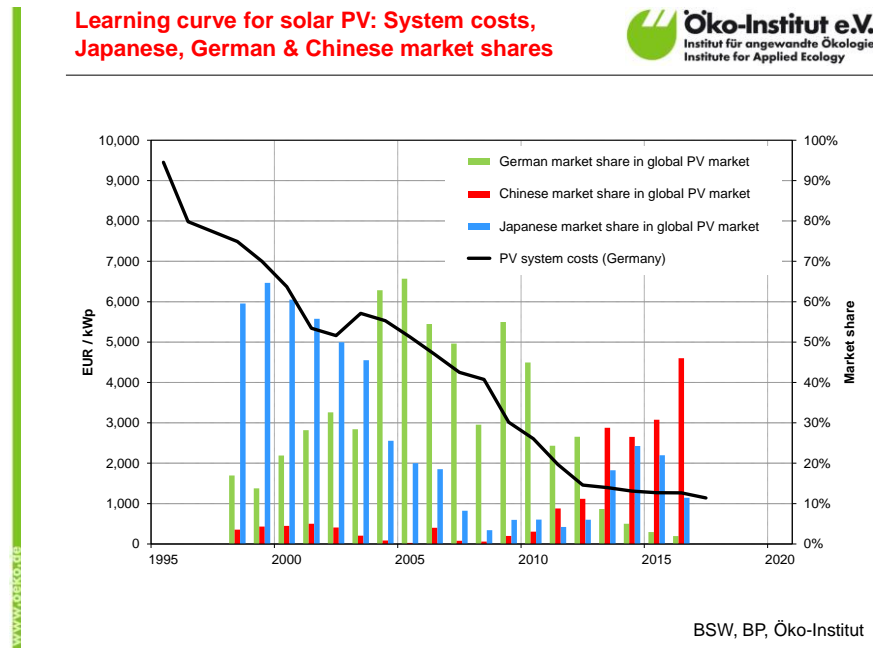
Source: Compilation by the author

Figure 7: Electricity prices for German electricity-intensive industries



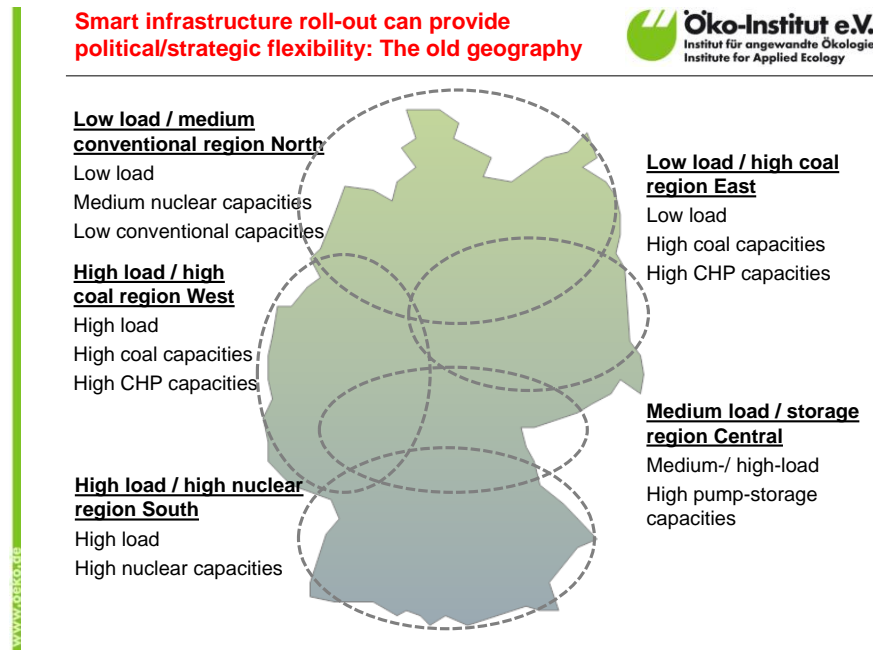
Source: Compilation by the author

Figure 8: The role of the Japanese, German and Chinese PV market for global cost decreases



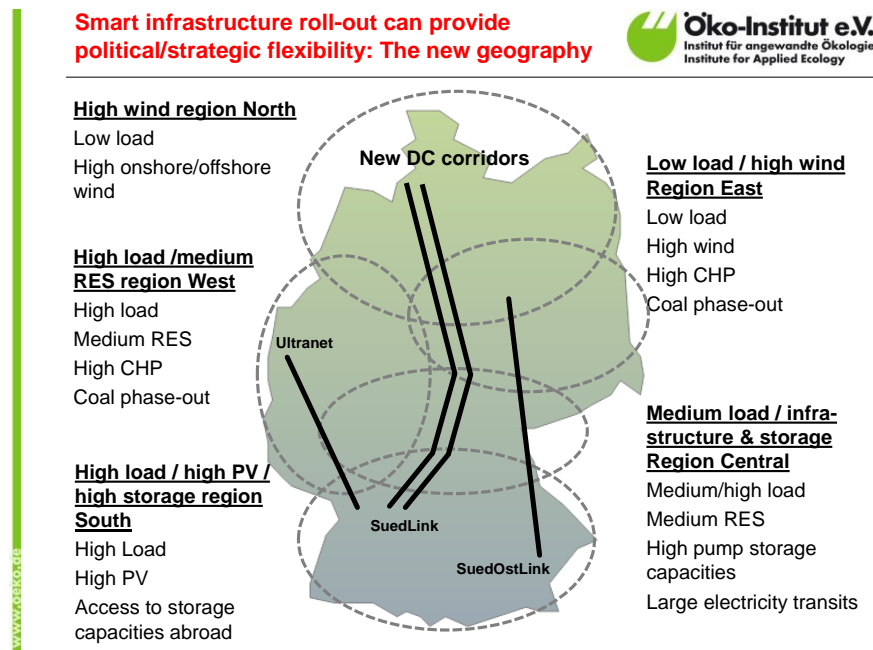
Source: Compilation by the author

Figure 9: The old spatial patterns of the German power system



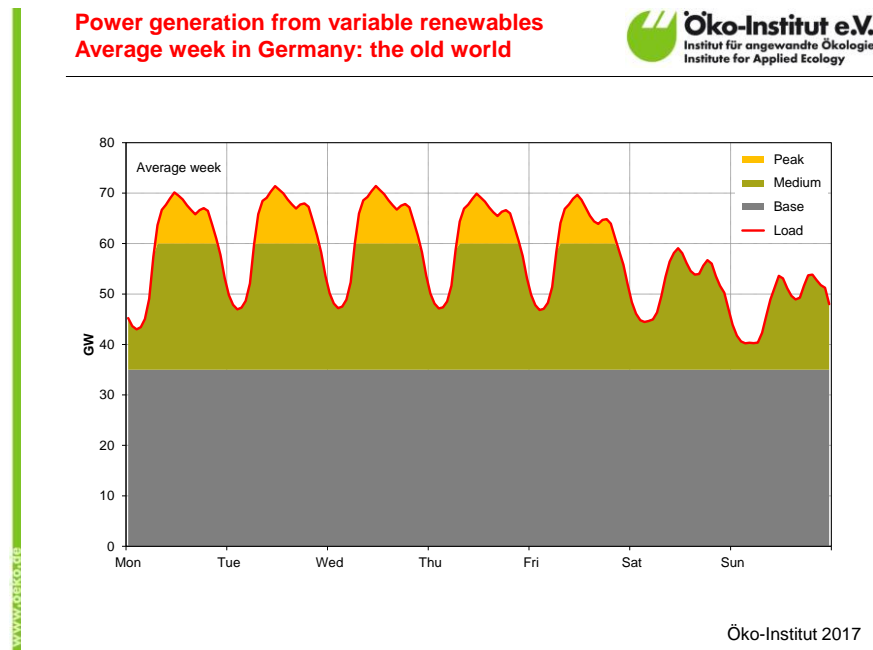
Source: Compilation by the author

Figure 10: The new spatial patterns of the German power system



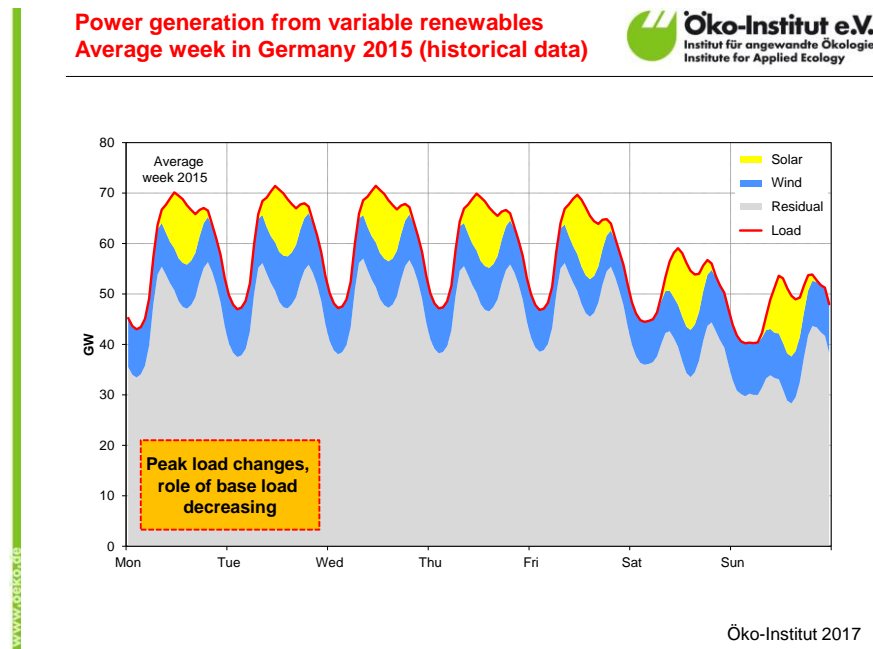
Source: Compilation by the author

Figure 11: Structural change in Germany's power market (1)



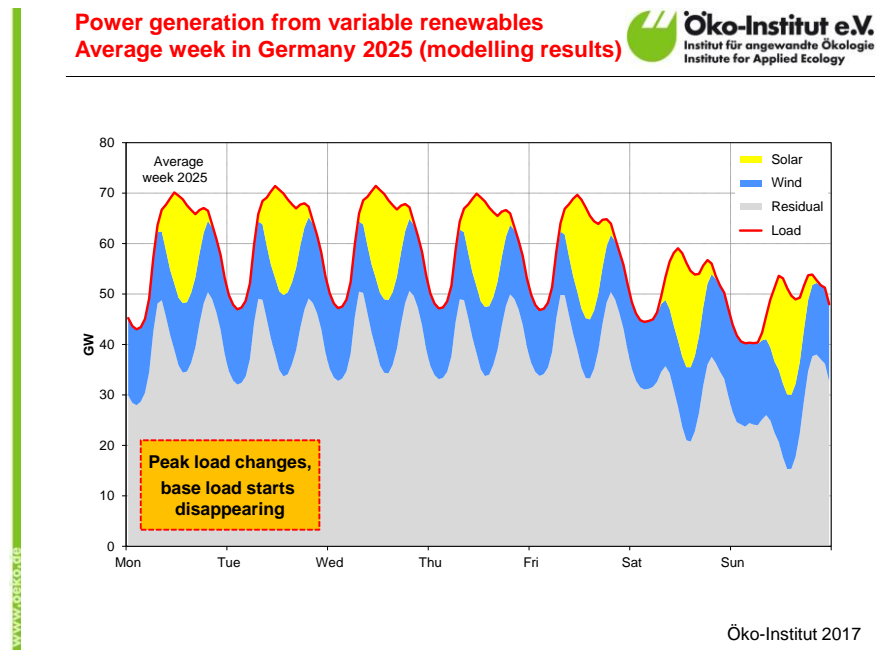
Source: Compilation by the author

Figure 12: Structural change in Germany's power market (2)



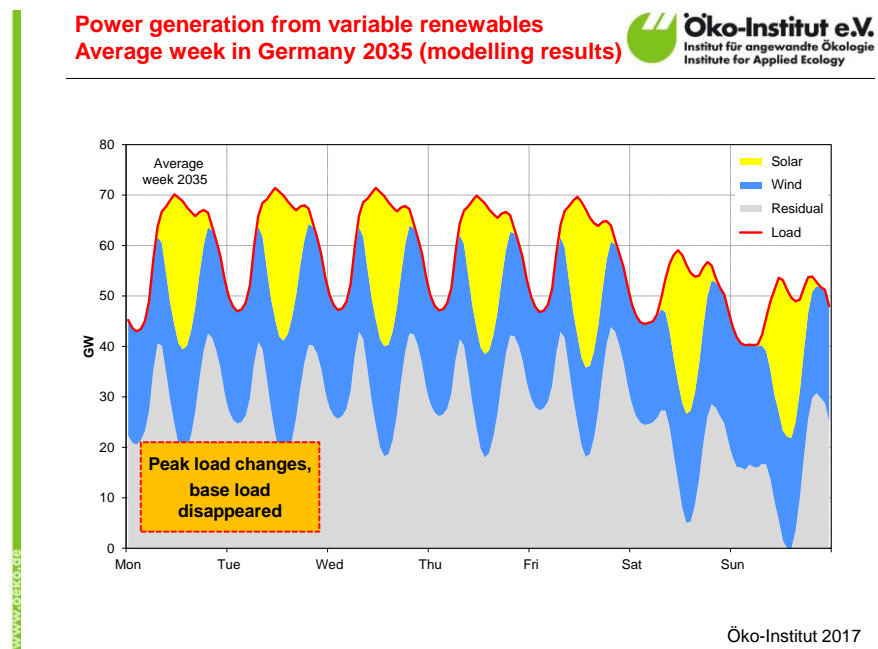
Source: Compilation by the author

Figure 13: Structural change in Germany's power market (3)



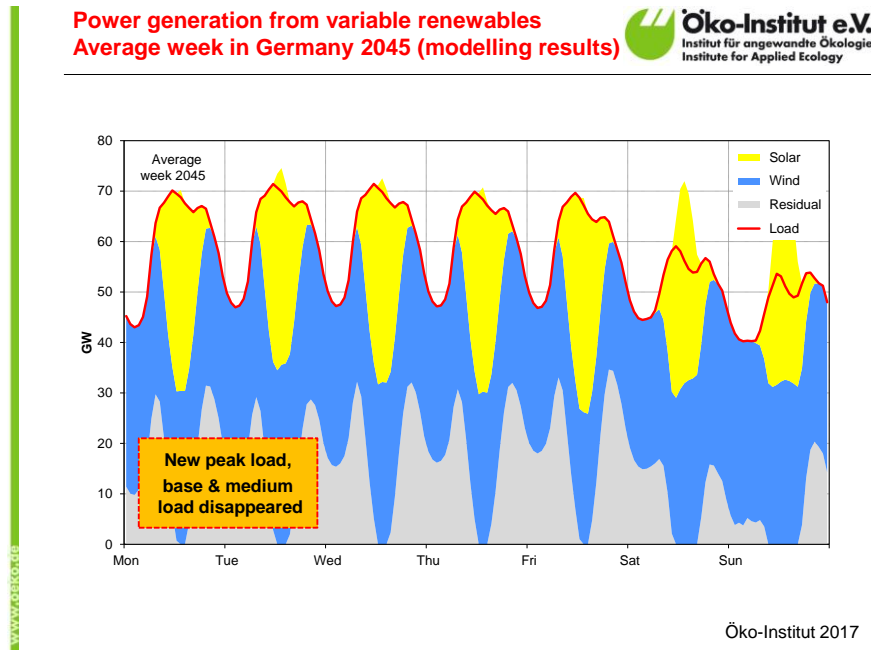
Source: Compilation by the author

Figure 14: Structural change in Germany's power market (4)



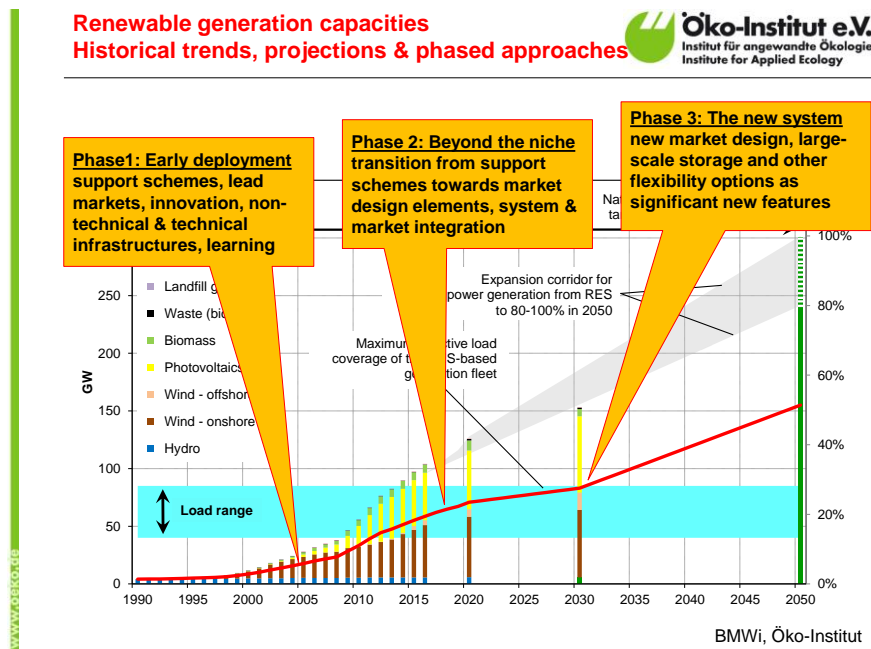
Source: Compilation by the author

Figure 15: Structural change in Germany's power market (5)



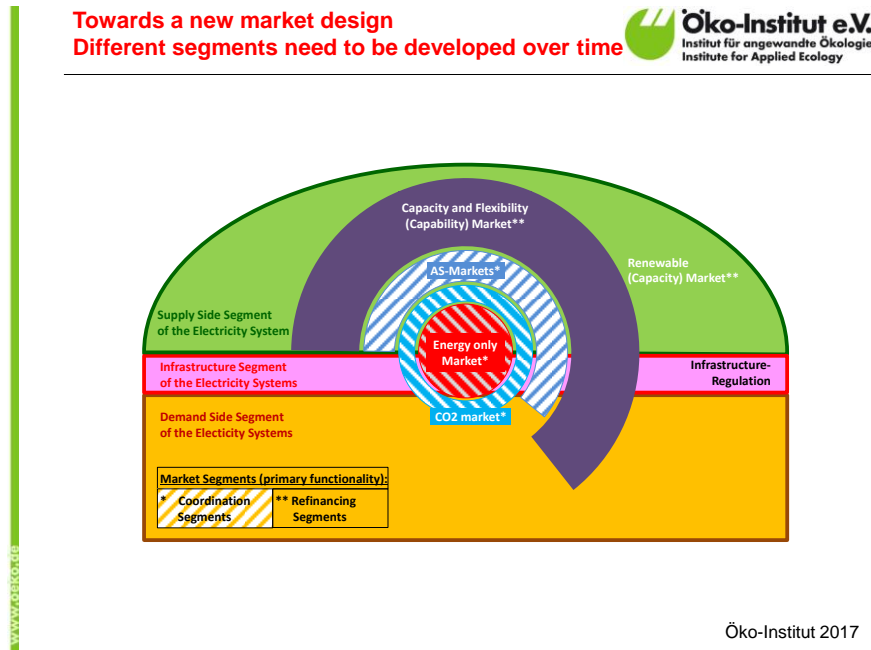
Source: Compilation by the author

Figure 16: Phased approaches for the roll-out of power generation from renewable energies in Germany



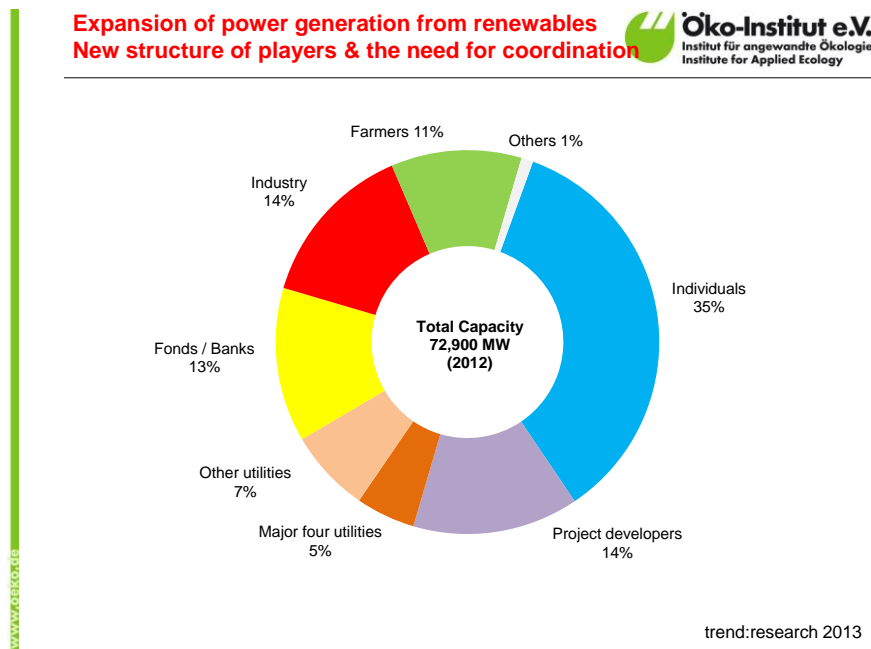
Source: Compilation by the author

Figure 17: Key segments of a future power market design



Source: Compilation by the author

Figure 18: Ownership structures of renewable capacities in Germany



Source: Compilation by the author

Table 1: (Implicit) carbon pricing in Germany

		Nominal	Implicit	Excl. infrastructure costs*		Excl. counter-
		tax rate	tax rate	€ 15b p.a.	€ 35b p.a.	factual invest**
		€ per unit	€ per t CO ₂	€ per t CO ₂	€ per t CO ₂	€ per t CO ₂
Gas oil	EUR/1,000 l	61.35	23.03			
Heavy fuel oil (heating)	EUR/t	25.00	7.87			
Heavy fuel oil (power)	EUR/t	25.00	7.87			
Natural gas (heating)	EUR/MWh	5.50	30.23			
Natural gas (motor fuel)***	EUR/MWh	13.90	76.40	-26.00	-198.20	
LPG (heating)	EUR/100 l	6.06	20.56			
LPG (motor fuel)***	EUR/100 l	18.03	61.16	-11.37	-159.73	
Gasoline leaded***	EUR/1,000 l	721.00	315.90	279.79	134.93	
Gasoline unleaded***	EUR/1,000 l	654.50	286.76	253.99	122.49	
Diesel***	EUR/1,000 l	470.40	179.06	165.55	35.23	
Coal (non-power)	EUR/GJ	0.33	3.47			
Electricity ETS	EUR/EUA	5.35	5.35			
Electricity tax	EUR/MWh	20.50	22.78			
Electricity surcharges	EUR/MWh	76.84	85.38			45.20
Electricity total	EUR/MWh	102.69	113.51			73.33

Notes: * Considering road infrastructure financing from motor vehicle tax (€ 8.7b) and truck toll (€ 3.1b). The lower range of infrastructure costs represents the annual investments and the upper range the annuity of total road system costs. - ** Considering a counterfactual investment of 36 €/MWh. - *** The implicit CO₂ tax rate for motor fuels covers also other significant transport externalities (other pollutants, noise, health impacts) which are less significant for other energies.

Source: Calculations by author

Table 2: Registration of cars in Germany by fuel, 2007-2017

	Total	Gasoline	Diesel	Liquified petrol gas	Natural gas	All-electric	Plug-in hybrid	Other hybrid	Other
2007	3,148,163	51.5%	47.7%	0.2%	0.4%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
2008	3,090,040	54.9%	44.1%	0.5%	0.4%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
2009	3,807,175	68.5%	30.7%	0.3%	0.3%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
2010	2,916,260	57.3%	41.9%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%
2011	3,173,634	52.0%	47.1%	0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.4%	0.0%
2012	3,082,504	50.5%	48.2%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.7%	0.0%
2013	2,952,431	50.9%	47.5%	0.2%	0.3%	0.2%	0.0%	0.8%	0.0%
2014	3,036,773	50.5%	47.8%	0.2%	0.3%	0.3%	0.1%	0.8%	0.0%
2015	3,206,042	50.3%	48.0%	0.1%	0.2%	0.4%	0.3%	0.7%	0.0%
2016	3,351,607	52.1%	45.9%	0.1%	0.1%	0.3%	0.4%	1.0%	0.0%
2017	3,441,262	57.7%	38.8%	0.1%	0.1%	0.7%	0.9%	1.6%	0.0%

Source: German Federal Motor Transport Authority, calculations by author

ドイツにおけるエネルギー転換 達成状況、未達状況、今後の展望

経済産業省
第6回エネルギー情勢懇談会に向けて

フェリックス・マッティス

2018年2月5日

ベルリン

エコ研究所

ベルリン事務所

Schicklerstrasse 5-7
10179 Berlin
Germany
Tel:+49 30 405085-0

フライブルク事務所

Merzhauser Strasse 173
79100 Freiburg i.Br.
Germany
Tel:+49 761 45295-0

ダルムシュタット事務所

Rheinstrasse 95
64295 Darmstadt
Germany
Tel:+49 6151 8191-0

info@oeko.de

www.oeko.de

1序文

20 年超にわたる、大変野心的な気候変動・エネルギー政策から得られたドイツの経験を評価することは、複雑な作業である。この評価においては、多くの点においてより広い文脈ならびに時間の経過とともに進展した目標、戦略および実施メカニズムの変化を検討する必要がある。ドイツおよび欧州の政策の設計および議論から得られた3つの重要な全般的教訓は以下のとおりである。

- 政策の結果が効果的かつ効率的であるか否かは、目標、戦略および実施メカニズムの3つに対して同等に注意が払われるかに大いに左右される。
- 実施メカニズムが適切であるか否かは、エネルギー転換プロセスにおける段階の違いに大いに左右される。エネルギー転換の異なる段階において必要性および機会が異なることから生じる特定の（および変化する）条件が十分に反映されていない場合、政策の結果における目標の重大な未達成、さらには政策の失敗が発生し得る。
- 全体的な視点が必要とされる。エネルギー転換プロセスでは、費用、インフラストラクチャ、天然資源（土地の利用可能性や地下地質構造利用における課題）、社会受容性という種々のレベルにおいて希少なリソースを管理する必要がある。経済的な見通しは必要条件ではあるが、必ずしも十分条件ではない。

質問票に対する回答は、本討論会に先立って提出されているが、これらの教訓に沿って大半が構成されており、概ねどちらかといえば特定の質問に対する狭義の回答を提供するだけでなく、何らかの経緯およびより広い文脈を説明することが意図されている。エネルギーおよび気候変動に関するドイツの政策が岐路に立っており、従来の政策アプローチに関して、後継の新政府が大きな挑戦に直面するであろうことを指摘しなければならない。現在の任期において、ドイツの政策立案者達は、2020年における温室効果ガス排出量削減目標（1990年の水準と比べて40%）が恐らく達成されないが、その程度および理由、このギャップを埋めるために何が計画されるか、ならびにそのような政策の失敗を将来において避けるために、どのような戦略、実施および組織に関する措置が講じられなければならないかについて、特に2030年（55%）、2040年（70%）および2050年（80～95%）における温室効果ガス排出量削減目標を視野に入れて、ドイツ国内外の大衆に説明する必要がある。本声明文が書かれた時点において、新ドイツ政府の政策プログラムがまだ十分に知られていないことを指摘しなければならない。

本声明文の構成は以下のとおりである。第2節には本文の著者に事前に提供された質問票に対する回答が記載されている。第3節ではドイツにおけるエネルギー転換の現状に関する簡潔な評価が提供されており、当該評価は大規模脱炭素化目標に関する4つの包括的戦略に基づいている。第4節にはいくつかの参考文献が列記されており、第5節ではデータおよび図が提供されており、より詳細な定量的情報または構造情報に関心のある人達に使用されることを意図している。

大事なことを言い忘れていたが、本声明文に提供されている情報および分析の一部がドイツ政府機関によって資金が提供された研究に基づいていることを指摘しておかなければならない。しかしながら、本声明文に示されている意見によってドイツ政府の公式の立場が示されている訳では必ずしもない。

本声明文の著者は本声明文の言語チェックについて **Vanessa Cook** 氏（エコ研究所）に謝辞を述べたい。

2. 質問に対する回答

Q1:再エネについて

ドイツは日本に先駆けて FIT 制度を導入し、電源の再エネシフトを進めた「再エネ先進国」であり、日本は、再エネの主力電源化に向けて、ドイツの経験に大いに学ぶ必要あり。その観点から、

Q1.1 再エネを促進する観点から導入した FIT 制度につき、支援制度からの自立化に向けて、今までどのような取り組みが行われ、また、今後、どのような取り組みが必要になってくると考えているか。

疑いもなく、ドイツの固定価格買取制度（FIT）が再生可能エネルギー発電を普及拡大するための主要な政策であった。しかしながら、以下のとおり、再生可能エネルギー発電を段階的に導入するというドイツの戦略の結果にとって、他の 2 つの規制の枠組みが重要な鍵であったことを指摘しなければならない。

- 欧州およびドイツのエネルギー市場の自由化、例えば、送電網を発電事業および小売事業から分離することならびに利用者が供給業者を自由に選択できること。送電網が分離されて、公平な競争の場が生み出され、送電網の接続に関する障壁が取り除かれるとともに、利用者が自由に選択できることによって、グリーン電力（および特定の場所の電力）に関するビジネスモデルが生み出された。
- 再生可能エネルギー発電に対するニーズに対して、許認可およびライセンス供与に関する手続きが簡素化されており、少なくともある分野では、これらの手続きによって従来規制されていた問題（土地利用計画、建築法規など）とかなり異なっている。

電力システムへの新たな発電オプションの体系的な段階的導入の第一段階にとって、ドイツの固定価格買取制度は成功を収めたメカニズムであった。これによって以下が行われた。

- 再生可能エネルギー発電が促進された。
- 再生可能エネルギー発電の普及展開に必要な技術以外の“インフラ”が創出された（プロジェクト開発者、計画立案、エンジニアリング、品質保証および保全について専門的で経験を有する会社、経営および財務について専門的で経験を有するコンサルタント、経験を有する金融機関、経験を有する許認可機関、経験を有する公益事業体ならびに送電網事業者）。
- 再生可能エネルギー、特に、太陽光発電、陸上風力発電および過去数年間の洋上風力発電の費用低下に対して大きく寄与した。
- 再生可能エネルギー発電の導入量・導入速度が主な議論で仮定されていた水準を大幅に上回っていることが、一般消費者および公共政策に対し証明された（1990 年代初めには、電力会社は再生可能エネルギー発電の技術的導入ポテンシャルは 4%程度との見方を示していたが、15 年後には 36%の水準に達した）。

以下のとおり、再生可能エネルギーの初期展開後および再生可能エネルギー発電の水準が 20%を超えた後、従来のドイツの固定価格買取制度において否定的側面も幾つか見られた。

- 2009年～2012年の間の（例えば PV の）買取価格の大幅引き下げの際、国会議員および規制当局が買取価格水準を十分迅速に再調整することができなかった。
- 従来の FIT 制度の下での強靱で非常に快適な資金調達方法の他の目標（例えば、上述したとおり、技術以外の“インフラ”を確立すること）が達成された後、土地所有者および供給事業者の賃貸料が最早受け入れられない水準に到達した。
- 技術取得費用（FIT 制度の総費用の約 50%）および電力多消費産業の FIT 賦課金免除によって、小規模需要家に対する賦課金負担が比較的高い水準に到達した。
- 再生可能エネルギーが電力システムで支配的になり始めた後、ドイツの固定価格買取制度では電力市場における規制の柔軟性がなくなり始め、卸電力市場において逆ザヤが発生した。

このような背景に対して、ドイツの電力システムは 2014 年、抜本的に再編成され、直接販売の義務化、（実行価格と卸電力市場価格の間のギャップを埋める）変動型市場プレミアム（FIP）へとシフトし、大規模入札が導入された。後者によって、新規設備への支払い額が大きく低下した。

直接販売および変動型市場プレミアムという制度は今後もドイツにおける再生可能エネルギー支援制度の主要な特徴となるであろう。しかしながら、既存システムの補完および／または代替に関する議論が生まれつつある。これらは以下の 3 つの方向性に分割することができる。

- 何らかの報酬メカニズムに参加することなく、クリーン電力に対して進んでプレミアムを支払う市場区分（個人利用者、計算センターとのグリーン電力購入契約、持続可能性を指向する事業体など）に再生可能エネルギー電力を販売することが可能となるような枠組みを創設すること
- 従来型の発電に対する外的要素（例えば、高額な炭素価格の賦課など）によって、再生可能エネルギー発電の競争優位性を生み出す仕組みを取り入れること
- 例えば、システムフレンドリーな発電設備などに対するプレミアム固定化に向けた支払制度を促進すること

1 番目の方向性は可能性がむしろ限定的であり、恐らく電力市場全体の小さな部分にだけ適用することができるであろう。今後の 10 年間では卸電力市場における価格がまだ従来型発電によって設定されるので、2 番目の方向性は今後の 10 年間にとって興味深いオプションである（例えば、炭素価格によってより高い市場価格が実現される可能性がある）。再生可能エネルギーが電力市場において支配的になり（卸電力価格が極度に低いまたはゼロの水準になる）卸電力市場において電力価格に大きく影響を及ぼし始めると直ちに、卸電力市場からの収入は最早、投資を回収するために十分でなくなるであろう。

しかし、このような状況の発生は、再生可能エネルギーに限定された問題ではなく、全ての限界費用の低い他のゼロカーボン電源（再生可能エネルギー、原子力）に当て

はまる。したがって、再生可能エネルギー発電が支配的になり卸価格が下落し既存の発電設備が収益を得ることが困難な状況において、発電設備（または電力貯蔵などのオプションなど）が、どのようにエネルギー（kWh）市場から新たな収入を得るのか、ということは問題の本質ではない。むしろ、問題は、補完的な収入（投資と回収の間のギャップを埋めるメカニズム）をどのように生み出すかである。例えば、近年注目を浴びているファーム電源（ファーム容量）市場または再生可能エネルギーの報酬メカニズムとして既に存在している再生可能エネルギー変動容量市場などを市場区分として設計することがより重要な問題である。

私の研究によると、将来の電力システムにおいて再生可能エネルギーが主要な役割を果たすか否かにかかわらず、自由化または再構築された電力市場において、今日のエネルギー（kWh）市場に対して、補完的な市場区分および付帯的なシステムサービス市場が必要とされるであろう。しかしながら、再生可能エネルギーのための現行の報酬制度がより広範囲に再設計された電力市場の適切な市場区分に変換される場合、電力部門の脱炭素化のために、再生可能エネルギーが重要な役割を果たすことができるようになるであろう。

Q1.2 ドイツでは、再エネの供給地である北部と、電力の需要地である南部とを結ぶ南北送電線の整備が住民の反対もあり進んでいないという指摘があるが、南北送電線の整備を含めて、再エネ大量導入に伴う送電線の再構築に受けた現状をどう評価しているか。特に、北部で発電した再エネ電源が第三国経由で南部に送電されているという指摘につき、どう評価しているか。その上で、送電線の再構築に向け、どのような取り組みが今後必要になってくると考えているか。

発電の新たな空間分布（主にドイツ北部にある陸上風力発電および洋上風力発電、主として南部にある PV、主として西部および東部における石炭火力発電の段階的廃止、主として南部における原子力発電の段階的廃止、西部および南部における給電所）に対して、送電インフラを再調整するための基盤が構築されていないことは、ドイツにおけるエネルギー転換の重大な欠点の 1 つである。地元住民からの抵抗によって専ら引き起こされているのではなく、より顕著な原因は a) 連邦州（ドイツ語で Länder）間の調整の欠如、b) 規制および計画立案の枠組みに関する法的基盤が数回にわたって変更されたという事実ならびにドイツ連邦共和国のエネルギー政策（送電網の混雑に関係する地域の石炭火力発電についてどのように計画を進めるか、異なる報酬制度においてどのように地域化を反映するか、入札区画の設計）が明確でないことである。これらの障害の中には克服されたものもある（計画立案および許認可の手順、参加および計画立案のより良いプロセス、架空線から地下ケーブルに移行することによって社会受容性を向上することなど）が、他の取り扱いはまだ成功していない（連邦州間の調整、補償措置がまだ講じられていないことなど）。

ドイツ国内の送電網の混雑に起因した東欧諸国におけるループフロー（迂回潮流）問題は具体的かつ当面の問題である。この状況をまとめると以下のとおりである。

- 国境を跨るループフローは中欧の電力システムにおける新たな現象ではない。数十年間にわたり、フランスードイツースイスとフランスードイツーオランダの間において、かなり大規模に発生している（西部ループフロー）。

- ポーランドとチェコ共和国の間を跨るループフロー（東部ループフロー）の状況には異なる側面がある。過去にも存在したが、現在ではドイツの北部と南部の間の送電網の混雑だけでなく、ドイツ東部（旧ドイツ民主共和国のあった地域）とドイツの他の地域との間の送電網の混雑でもある。ドイツ東部が風力発電の活発な主要地域になりつつあり（50Hz ドイツ東部送電系統運用者は 55%の再生可能エネルギーおよび 45%の従来型発電所という容量を管理している¹）、ドイツからポーランドおよびチェコ共和国への予定外の国境を跨る電力の流れの水準が高まっており、この電力の流れはドイツのバイエルンに再び流れ込んでいる
- このことによって、1 番目に技術的問題が引き起こされ、2 番目に国境を跨る電力取引の容量が限定され、3 番目にこれらの諸国間のより広範囲にわたる政治テーマとなった。
- この問題を解決するために一連の技術的措置が講じられた。ドイツとポーランドの間ならびにドイツとチェコ共和国の間に位相調整器が設置された後、この電力の流れを制御することが可能になった²。ドイツ南東部とドイツ南部の間の新たな AC 電線は 5,000MW の容量があり、2017 年に運用が開始されており、送電網混雑の管理に要する費用および予定外のループフローをかなり減少させた³。

以下のとおり、ドイツにおけるエネルギーシステムの再生可能エネルギーへのさらなる転換では、送電網の混雑に対処するために種々の進路がある。

- ドイツ北部－南部間の DC コリドー（2020 年代中頃に恐らく稼働する予定）を完成すること
- 既存の AC 送電網の性能などを向上すること
- 新規技術によって、既存の電線の能力を向上することができる場合、これらを活用すること（温度監視、耐熱電線、AC/DC ハイブリッドシステムなど）
- システムセキュリティに関する評価および手順のためにリアルタイムプロセスを導入すること
- 市場の制度設計（または報酬メカニズム）において地域化の要素をより多く反映すること
- 送電網への投資およびその運用、発電管理、デマンドレスポンス（需要応答）、電力貯蔵などに関する統合された分析および評価を可能にするメカニズムおよび手順を導入することならびに
- 個人、地域社会、送電網事業者および連邦州がインフラ投資によって影響を受ける場合、これらに対するより適切な補償措置を見出すこと

¹ 詳細情報については以下の URL を参照のこと。

http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Publikationen/2016/50Hertz_Facts_Figures_E.p

² 詳細情報については以下の URL を参照のこと。

http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20170117_PM_PST_50Hertz_CEPS_EN.pdf および

http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20160413_Press%20Release_PSE_50Hertz_Temporary-disconnection-interconnector-Krajnik-Vierraden_FINAL.pdf

³ 詳細情報については以下の URL を参照のこと。

http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/Pressemitteilungen/20170914_Pressemitteilung_50Hertz_Inbetriebnahme_S%C3%BCdwest-Kuppelleitung_English.pdf

送電網の設計、計画立案、許認可および建設ならびに強靱な規制および政治の枠組みの提供という完全なプロセスチェーンのために必要なリードタイムが、送電網の適切な設計、性能などの向上および展開にとって重要課題であるが、近年では欠如していることが時々あった。さらに、電力市場の制度設計における地域化をどのように考慮するかに関する議論（投資報酬メカニズムに関する「電力系統料金」対「地域的な価格要素」など）はまだ十分に尽くされていないが、疑いもなく、何年も前に（政治的に）より熟考する必要がある。大事なことを言い忘れていたが、インフラの調整のためにはリードタイムが必要であることから、エネルギー政策において技術的に中立なアプローチをどこまで進めることができるかという問題もまた提起される。

Q1.3 自然変動再エネ(太陽光・風力)は、その性格上、発電変動を調整するための火力発電を当面は必要とする一方、将来的には、再エネ電源と調整力を合わせてトータルでカーボンフリーを実現する観点から、蓄電池の整備が課題であると考えますが、現状の取り組み及び今後の見通しをどう評価しているか。

将来のエネルギーシステムの構造に関して、広範囲にわたる分析および件数が増加しつつある確固たる証拠が存在している。出力変動型再生可能エネルギー（陸上風力、洋上風力、太陽光 PV）は将来の電力システムにとって大黒柱となるであろう。以下のとおり、出力変動発電をドイツのエネルギー転換プロセスの次の段階において補完するために利用可能なオプションが広範囲にわたって存在している。

1. 以下のとおり、今後の 10～20 年間については、成熟した系統安定化（flexibility）オプションが重要な役割を果たすであろう。
 - より広い地域からのポートフォリオ効果を得るための送電網の性能などの向上
 - CO₂ 排出量削減目標によって認められる限りにおいての調整力のある従来型の発電（将来のピーク負荷またはミドル負荷の残余需要⁴は、ピーク負荷およびミドル負荷のために従来から使用されているのと同じ発電によって賄われる）
 - 負荷シフトおよびデマンドレスポンス（需要応答）（モジュール化に向かう最近の傾向は非常に有望である。例えば、従来はむしろ柔軟性がなかったが、モジュール化によって非常に融通性のあるようにすることができる産業プロセス）
 - 熱電併給（コージェネ）プラントおよび地域熱供給ネットワークとの組み合わせで Power to Heat 技術を使用して、間接的蓄熱のために熱供給ネットワークを活用すること
 - 短期的な電力貯蔵（例えば、揚水発電、集中型蓄電池および小型電気自動車の充電管理などと組み合わせられた分散型蓄電池）

2. 今後の 20 年間から先のドイツのエネルギー転換段階については、以下のとおり、完全な脱炭素および再生可能エネルギー電力 100%供給ならびに再生可能エネルギー発電の長期的依存が目標である（必要な系統安定化オプションの組み合わせは PV、陸上風力発電および洋上風力発電の組み合わせにかなり左右されるであろう）

⁴ 「残余需要」は電力需要曲線から風力発電および太陽光発電出力を差し引いた後に残る電力負荷を指す。

う) 場合、電力貯蔵技術および部門統合が非常に重要な役割を果たすであろう。

- より強力な蓄電池による電力貯蔵システム
- Power to Chemical 技術
- 季節的な電力貯蔵のための Power to Hydrogen 技術オプションなど（水素を使用することができる発電技術との組み合わせ、最初の段階では水素を天然ガスと混合してもよい）

これらのオプションはすべて集中的な研究開発および／または商業化活動が必要であり、2030年～2035年より先の期間のための技術として成熟化する必要がある。

（多数のオプションの中で利用可能であり、または将来そうなるであろう）技術の他に、主要課題は以下のとおりである。

- 極端に多様で少なくとも部分的には分散化されたシステムをどのように調整するか
- 発電、デマンドレスポンス、電力貯蔵などの多様な柔軟性技術オプションが十分にしっかりと収入を得られる市場の枠組みをどのようにして構築するか

将来の電力システムのための持続可能で市場原理に基づく経済基盤であって、価格シグナルに基づく調整が引き起こされ、投資のために必要とされる確実性およびインセンティブが提供される仕組みを作り出すことが、再生可能エネルギーベースの完全に脱炭素化されたシステムに向けたエネルギー転換のための鍵である。ドイツおよび欧州ではこのことについてかなり議論され、厳しい意見の対立があるが、一方では、将来の市場の制度設計であって、エネルギーシステムのための持続可能な経済基盤を作り出すものは、「実践による学習」から生まれる必要があるとの合意が存在している。他方では、そのような市場の制度設計は、エネルギー政策およびエネルギー部門の統治機構の近代化のための重要なドライバーとなり得る。

Q1.4 パリ協定に基づく温室効果ガス 80%削減に向けて、現状、ドイツでは、石炭火力の依存度が高い(現状:電源構成比 40%超)ため、計画どおりに CO2 排出削減が進んでいないが、中長期的なカーボンフリー戦略につき、現状の取り組み及び今後の見通しをどう評価しているか。(例えば、英国では、5年ごとのカーボンバジェットを設定して排出削減に取り組んでいるが、他国の取り組みと比較した上で、ドイツの取り組みの評価を伺いたい。)

エネルギーおよび気候変動に関するドイツの政策には目標駆動型 (target-driven) アプローチが採用されており、このアプローチは国レベルおよび部門別の目標に基づいて進められている。以下のとおり、これらの目標には達成および未達成が混在している。

- 2005年における CO₂ 排出量削減目標 (1990年と比較して 25%) は達成されなかった。
- 2008年～2012年 (京都議定書) における温室効果ガス総排出量削減目標 (京都議定書の基準期間である 1990年～1995年と比較して 21%) は達成された。

- 2020 年における温室効果ガス総排出量削減目標（1990 年と比較して 40%）は達成されないことが確実である（最近の分析によると 32%～33%の排出量削減が予測されている）。

2020 年における目標が達成されない理由は多岐にわたる。未達成の理由で最も重要なものは以下のとおりである。

- ドイツの政策では再生可能エネルギーを展開することに大きな焦点が当てられていた。相互に密接につながっているエネルギーシステムでは、CO₂ 排出量の多い座礁資産のための出口戦略設計の必要性が無視されていた。石炭火力発電は一部だけが再生可能エネルギーによって代替され、近隣諸国への電力輸出のため運転が継続された。電力の純輸出量が大きく増加して、500 億 kWh を超えてしまい、排出量削減を 4～6%押し下げることになった。
- 輸送部門における排出量削減努力は実施される必要のある水準からかなり遅れを取っている。（炭素含有量の多い燃料に有利な）整合性のないエネルギー課税制度および燃料効率について効果のない基準によって、排出量削減に対する高い障壁が未だに生み出されている。
- 民生部門（住宅・建築物）における排出量削減努力が不足している。ドイツにおいて、当該分野では建物の耐用期間が長く改修サイクルの期間が長い。排出量削減に対する着実な取り組みのないこと、老朽化建設設備を撤去する大規模改修のために多くの資金が必要となることが課題である。

2020 年における目標が未達成になり、2030 年および 2050 年における目標を達成するために多大の努力が必要とされることから、白熱した政治論争が引き起こされており、新ドイツ政府の来るべき連立合意では法的拘束力のある方法で排出量削減を規定する気候変動関連法を採用することに合意されることに恐らくなるであろう。（本声明文の著者としてはそう考えているが）この気候変動関連法には中間目標、対策に関する戦略および／または法的な制裁措置も含まれるのかは現時点では不明である。

気候変動に関するドイツの従来の方針アプローチでは目標、戦略の欠点および履行措置における重大なギャップに焦点が強く当てられており、この政策アプローチの大幅な見直しが必要である。

Q1.5 （再エネの派生論点として、）分散型電源の活用とマイクログリッドの可能性をどのように評価しているか。バイオマス電源やコージェネレーションを活用して自治体が地域密着で電力供給を行うシュタットベルケの競争力の源泉とエネルギー政策へのインパクトは何か。

分散型発電および系統安定化オプションが将来のドイツのエネルギーシステムにおいて重要な役割を確実に果たすであろうが、経済性および社会受容性に関する制約のため、完全集中型オプションと完全分散型オプションの 2 つオプションの間のどこかに位置するものとなるであろう。イメージされる分散型のオプションは、自家発電、マイクログリッド等から構成され、分散型オプションがより集中型オプションと組み合わせられて、全体で運転最適を目指すものである。より集中型のオプション（ドイツ北部にある陸上風力発電所、ドイツ北部およびバルト海にある洋上風力発電所）と組

み合わされるであろうし、そうなる必要がある。最近の予測では、より分散型の発電オプションからの将来の電力供給の比率が最大で **40%** になっている。将来システムの他の重要な要素、例えば、デマンドレスポンスおよび多くの電力貯蔵オプションなどは、定義から、より分散化されたものになるであろう。大事なことを言い忘れていたが、種々の構成の配電網の果たす役割が将来、大きくなるであろう。

以下のとおり、分散型システムの要素およびそこで重要な役割を果たすプレーヤーは、競争力が向上するような何らかの特性から利益を受けることができる。

- より適切な特定の場所に関する情報
- 系統安定化オプションが利用可能であること
- 電力、熱およびガスの供給を統合することから得られる大規模な相乗効果の可能性
- 投資利回り条件が低い
- 多岐にわたる融資オプションが利用可能であること
- 地域社会の高い受容性およびより低い実施リスク
- 既存の成熟したビジネス構造および制度構造（地方公営企業、協同組合など）

しかしながら、以下のとおり、特定の場所または分散型システムにおいて重要な役割を果たすプレーヤーにとってかなり否定的な側面もある。

- 小規模なプロジェクトおよび技術ポートフォリオ
- 小さなスケールメリット（デジタル化に関して特に大きな影響がある）ならびに
- 設計、計画立案、許認可、入札などに関するより少ない経験または標準手続き

分散型システムにおいて重要な役割を果たすプレーヤーのために公平な競争の場を作り出すことは、エネルギー・気候変動に関するドイツの政策において従来から宣言されている目的である。この課題を具体的な実施メカニズムにおいて取りまとめることで得られた経験は種々雑多であるが、以下のとおり、**3** つの鍵となる教訓を引き出すことができる。

- システムおよび市場へのアクセスに対する障壁がないかまたは低いことが重要である。
- 特定の場所および分散型システムにおいて重要な役割を果たす人達に対する個別の環境は非常に多様であり、この点については、柔軟性のある手段が非常に重要である（市場原理に基づいたアプローチにとって別のテーマになる）。
- 分散型システムまたは特定の場所において重要な役割を果たすプレーヤーにとっての多くの問題は、税制、価格体系および送電網へのアクセスが関係している。個々の規制の枠組みおよび政策の枠組みがより一貫性があり、より理に適っており、より強靱であり、およびより簡単であるようになればなるほど、将来のエネルギーシステムにおいて重要な役割を果たすプレーヤーにとって変化がより良くなる。

規制の枠組みまたは市場の枠組みが大幅に変更される場合、特に、ドイツのエネルギー転換プロセスがある段階から次の段階に移行する時、これらの判断基準を視野に入れて、関係するすべての規定が再評価される必要がある。ドイツにおける再生可能エネルギー発電に対する支払制度の最近の変更によって得られた経験から、実践によ

る学習が可能な限り広範囲で可能になるような設計オプションに対して、優先順位が与えられなければならないことが明確に示されている。

Q2: 運輸部門における電化の進展について

運輸部門の電化の動きとして、近年、英仏や中国において、ガソリン・ディーゼル車の製造・販売禁止の方針や EV 導入規制が出されているが、ドイツについては、内燃機関の競争優位を踏まえて、EV の将来見込みのスタンスを示せないでいるという指摘もある。運輸部門の電化について、現状の取り組み及び今後の見通しをどう評価しているか。

運輸部門は、排出量の中長期的に大幅削減する必要があるが、近年の進展が見られないことなどから、最も困難な部門であると言える。運輸部門における温室効果ガスの排出量は、1990 年の排出水準から削減されていない。自動車からの排出量にわずかな進展（約 15%）があるものの、貨物輸送からの排出量の増加によって完全に相殺されてしまっている。

他の部門での経験から、電気自動車（またはその他のゼロエミッション車両）のブレークスルーには、以下の 3 段階の活動が必要であると言える。

- 目標設定段階：ドイツには、ゼロエミッションモビリティへの段階的な経路（すなわち内燃エンジンを搭載した自動車の明確な終了日）設定のための明確で戦略的な長期目標が（今のところ）存在していない（貨物輸送用などの他の車両種には他のアプローチが必要とされるため必ずしも設定する必要はない）。しかしこれは、前回の選挙運動の中で極めて重要な争点であった。目標値に関しては、電気自動車を 2020 年に 100 万台にするという短期目標が設定された（おそらく未達成に終わるだろう）。近頃ドイツが発表した気候行動計画 2050（Climate Action Plan 2050）の目標枠組みは、運輸部門の排出削減目標を 1990 年水準から 40～42%の削減と設定している。
- 戦略段階：ドイツの主流政策は、運輸部門の変革のための明確な戦略を公表することには消極的であり、依然として、電動モビリティ、燃料電池、新型（ゼロカーボン）モ燃料による内燃エンジンを同等の選択肢とする、技術中立性の概念に従っている。インフラの展開、消費者の受容性および成熟性、あるいは（例えば新型燃料に関する）技術の市場利用可能性は、少なくとも移行プロセスの特定のフェーズにおいて、明確な技術に特化した戦略が必要である。この認識は少数派であるが、その関心度は高まっている。
- 履行メカニズム段階：電気あるいはゼロエミッション自動車の市場浸透を促進する最も効果的なメカニズムは、（非常に）高い補助金（ノルウェーなど）、あるいは市場や車両の割当制度（中国、カリフォルニア州など）であるが、これらはともに、より広範囲の政策パッケージ（インフラ、駐車や運転上の特権）に組み込まれている。ドイツでは、このような政策パッケージは初期段階にあり、電動モビリティの大飛躍へのブレークスルーは見られていない。ただし、ドイツにおいてもゼロエミッションモビリティに関するイノベーションを促進するための対策が広範囲でとられていることには言及する必要がある。

広範囲のモデリングおよびその他の分析においても、電気自動車の市場浸透が、ドイツが中長期的な脱炭素目標達成するための重要な戦略となることが示されている。ドイツ自動車市場での電気自動車の段階的導入は、2016年から2017年に勢いを見せた（2017年の完全電気式自動車とプラグインハイブリッド自動車の販売高は2016年の2倍を超えた）が、必要台数には大きく届かず、2020年までに100万台を導入するという公的目標からも大幅に遅れをとっている。

上述のように、国政府（600万ユーロの「環境ボーナス」と呼ばれる補助金プログラム⁵、インフラ負担への300万ユーロの補助金、完全電気式自動車と水素燃料車への課税控除など）、州政府、市町村、および電力会社など公益事業会社（建物インフラへの課徴金、駐車場管理での特権など）による広範囲の支援策が存在する。

運輸部門における対策の全てが激しい政治的論争を呼んできたが、ドイツ自動車産業の強い立場がこれまで重要な役割を果たしてきている。加えて、（ディーゼル車に対する消費税の大幅な削減の助けを借りて）ディーゼル車の割合を増やすことがGHG排出削減目標の達成に重要な役割を果たすという、従来からのドイツの気候変動対策のパラダイムは、既に経験的証拠に基づくものではなくなっているにもかかわらず、未だ変えられていない。

仮に都心の大気汚染に関する（一部政治的な）対立がこれ以上に激化すればゼロエミッションに関する政治的な勢いが伸びるのか、（ドイツの）自動車メーカーのモデルポートフォリオの約束された拡大は2020年ごろに現実化するのか、あるいは、2030年の排出量削減目標に2年以内に法的拘束力を持たせるという公表済みの政治努力が戦略的ギャップを埋めより野心的で効果的な履行メカニズムを設定するプロセスを促進することになるのか、といった点については、引き続き注視が必要である。

これに加え、暗示的炭素価格の設定の非対称的なシステム（消費税および/またはエネルギー税は、炭素をより多く消費する自動車燃料の方が一般的に高い）や、エネルギー消費の大きい業務用車両に対する税制上の便益の歪んだ効果といった現状があり、これらを根本的に見直すことも短中期的に排出削減を達成するために必要な対策である。

最後にやはり重要な問題として、電気あるいはその他のゼロエミッションモビリティを展開するためのより強力な取り組みには、再生可能エネルギー源からの発電の展開に対してもより強力な取り組みが必要であることに留意すべきである。

⁵ このプログラムは電気自動車30万台の販売につながる。ゼロエミッション車（全電気式または燃料電池）には2,000ユーロ、二酸化炭素排出量が50 g/km未満のプラグインハイブリッド車には1,500ユーロの補助金が支給される。補助金は、2016年5月18日以降に購入・登録され、車のメーカー希望小売価格が6万ユーロ（正価）を超えず、自動車メーカーが州の補助金と同レベルの値引きを行う場合にのみ支払われる。本プログラムでの申込数は、2018年1月31日の時点で50,963件のぼり、そのうち全電気式自動車が29,465件、プラグインハイブリッド自動車が21,482件、燃料電池エンジン車が16件であった。詳細は下記サイトを参照のこと

http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Elektromobilitaet/elektromobilitaet_node.html

3. ドイツのエネルギー転換の現状一覧

ドイツのエネルギー転換（"Energiewende"（エネルギー革命））の現状は、レベルごとに以下のように要約することができる。

1. クリーンなオプションへの道を拓く：

- ☉ 再生可能エネルギー発電およびコージェネレーションの展開（両者においてより多くのことを行う必要がある。目標とする市場モデルがない）。
- ☺/⊗ エネルギー効率化（「省エネファースト」のための明確な戦略。ある程度の進展はあるが、更なるエネルギー効率化に向けて、建築物の抜本的（大規模）改修（**deep renovation**）やエネルギー効率化ポテンシャルの体系的な顕在化においては、まだ大きな課題がある）。
- ☺ ゼロ・低エミッション暖房システム（合理的な価格、課税システム、炭素価格がない。）
- ⊗ ゼロエミッション車（合理的な段階的導入戦略がない）

2. 非持続的設備からの脱却計画

- ☉ 段階的脱原子力（明確なスケジュール、順調）
- ⊗ 段階的脱石炭（強制的閉鎖の戦略なし。合理的な炭素価格設定がない。）
- ☺ 老朽化暖房設備（明確な戦略がない。合理的な価格、課税システム、炭素価格がない。）
- ☺ 運輸部門での交通手段の多様化
- ⊗ 多 CO₂ 排出車両（明確な段階的廃止に向けた戦略がない。合理的な炭素価格設定がない。）

3. 十分なリードタイムをとった必要なインフラ調整の誘発

- ⊗ 送電システム（緊急に行動することが必要。ある程度の進展はあるが大幅な遅延。）
- ⊗ 配電システム（緊急に行動することが必要。ある程度の進展はあるが大幅な遅延。配電網の価格設定方法は近代化が必要）
- ☺ 暖房網（行動が短中期的に必要。概念的枠組みは未だ検討中。）
- ☺ ガス網（行動が中期的に必要。概念的枠組みは未だ検討中。）

4. イノベーションを予定期間内に達成

- ☺ 多様なイノベーションが全部門の多くの分野において現在進行中
- ☺ エネルギー転換の各段階へのイノベーションの配分

この要約から、エネルギー転換におけるドイツのアプローチはある程度の進展を果たしたものの、これまでよりも極めて広範囲で、一貫性があり、深淵な努力が必要であることが明確である。他の戦略の中では、炭素価格設定および欧州規模また国際的な努力の強化が、より重大な役割を担っていくだろう。

4. 参考文献

- Cludius, J.; Hermann, H.; Matthes Felix Chr. & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44, pp. 302–313.
- Fabra, N.; Matthes, F. C.; Newberry, D.; Colombier, M.; Mathieu, M. & Rüdinger, A. (2015). The energy transition in Europe: initial lessons from Germany, the UK and France: Towards a low carbon European power sector. Centre on Regulation in Europe (CERRE). Brussels. Available at http://www.cerre.eu/sites/cerre/files/151006_CERREStudy_EnergyTransition_Final.pdf, last accessed on 14 Dec 2017.
- Matthes, F. (2016). The History of the Energiewende: The Origin and Adoption of an Energy Policy Concept for the Future, and Its Prospects. In: Newinger, C., Geyer, C. & S. Kellberg (Eds.): *energie.wenden. Energy Transitions as Chance and Challenge in Our Time*. Munich: oekom, pp. 16–19.
- Matthes, F. (2017a). Energy transition in Germany: a case study on a policy-driven structural change of the energy system. *Evolut Inst Econ Rev*, (14), pp. 141–169.
- Matthes, F. C. (2017b). The current electricity costs of energy-intensive industries in Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/the-current-electricity-costs-of-energy-intensive-industries-in-germany-2/>, last accessed on 17 Dec 2017.
- Matthes, F. C. (2017c). Costs of new electricity generation plants. Berlin. Available at https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Memo_Power_generation_costs_2017.pdf, last accessed on 14 Dec 2017.
- Matthes, F. C. (2017d). Decarbonizing Germany's Power Sector: Ending Coal with A Carbon Floor Price? (Notes de l'Ifri). Paris. Available at https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/matthes_decarbonizing_germany_power_sector_2017.pdf, last accessed on 19 Dec 2017.
- Matthes, F. C. & Hermann, H. (2013). Contribution to the consultation on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1638/2013-008-en.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.
- Öko-Institut (2010). Greenhouse gas emissions trading and complementary policies: Developing a smart mix for ambitious climate policies. Report commissioned by German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1068/2010-114-en.pdf>, last accessed on 19 Dec 2017.
- Öko-Institut (2013). Impacts of Germany's nuclear phase-out on electricity imports and exports. Report commissioned by Greenpeace Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1635/2013-005-en.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.
- Öko-Institut (2017). Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems: Electricity system designs for 2050 – An analysis of renewable and conventional power systems in Germany. Report commissioned by Agora Energiewende. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/renewables-versus-fossil-fuels-comparing-the-costs-of-electricity-systems/>, last accessed on 14 Dec 2017.
- Öko-Institut; LBD Beratungsgesellschaft & Raue LLP (2012). Focused capacity markets: A new market design for the transition to a new energy system. A study for

WWF Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/oekodoc/1631/2012-004-en.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.

Öko-Institut & Prognos (2017). Germany's electric future: Coal phase-out 2035. Report for WWF Germany. Berlin. Available at <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Coal-phase-out-2035.pdf>, last accessed on 14 Dec 2017.

Öko-Institut; Prognos & Dr. Ziesing (2009). Blueprint Germany - A strategy for a climate safe 2050. Report for WWF Germany. Basel/Berlin. Available at <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/blueprint-germany-2/>, last accessed on 14 Dec 2017.

5. 補足図表

図 1: ドイツの気候変動とエネルギープログラム

独における気候変動対策プログラム: 気候変動対策プログラムには長い歴史があり、より野心的に行われている



年	気候変動対策プログラム	主要対象(全プログラムに政策と方策が含まれる)
1990 (June)	第 1 回気候変動対策プログラム(西ドイツ)	2005 年までに CO ₂ 排出量 25%削減(1987 年比)
1990 (November)	第 1 回気候変動対策プログラム(東ドイツ含む)	2005 年までに CO ₂ 排出量 25%削減(1987 年比)、東ドイツではそれ以上
1992	第 2 回気候変動対策プログラム	2005 年までに CO ₂ 排出量 25%~30%削減(1987 年比)
1994	第 3 回気候変動対策プログラム	2005 年までに CO ₂ 排出量 25%~30%削減(1987 年比)
1997	第 4 回気候変動対策プログラム	2005 年までに CO ₂ 排出量 25%削減(1990 年比)
2000	全国(第 5 回)気候変動対策プログラム	2005 年までに CO ₂ 排出量 25%削減(1990 年比)、2008/12 年までに GHG-6 排出量 21%削減(1990 年比)
2007	エネルギー-気候変動統合プログラム	2020 年までに GHG-6 排出量 30%(無条件)あるいは 40%(条件付き)削減(1990 年比)。
2010	エネルギー概念	2020 年までに GHG-6 排出量 40%(無条件)、2030 年までに 55%、2040 年までに 70%、2050 年までに 80~95%削減(1990 年比)。エネルギー効率および RES 目標。
2011	エネルギー概念と原子力の段階的廃止	2020 年までに GHG-6 排出量 40%(無条件)、2030 年までに 55%、2040 年までに 70%、2050 年までに 80~95%削減(1990 年比)。全て無条件、1990 年比。2022 年までに原子力発電を段階的
2014	気候変動対策行動計画	2020 年までに GHG-6 排出量 40%(1990 年比)の差を埋める。
2016	気候行動計画 2050	2020 年、2030 年、2040 年、2050 年の目標値の承認。2030 年の部門別目標値。

注:
1. ドイツの国家気候変動プログラムは欧州連盟の気候変動政策プログラム・パッケージ(2000 年、2005 年、2008 年、2011 年、2014 年、2017/2018 年)に含まれる。
2. ドイツおよび EU のプログラムは全て、大規模なモデル分析をもとに、作成されている(モデル分析サイクルは通常 2 年)。

Matthes 2017

出典: 著者作成

図 2: (最新)ドイツのエネルギー-気候変動政策目標

包括的目標枠組み
各部門の信頼形成が極めて重要

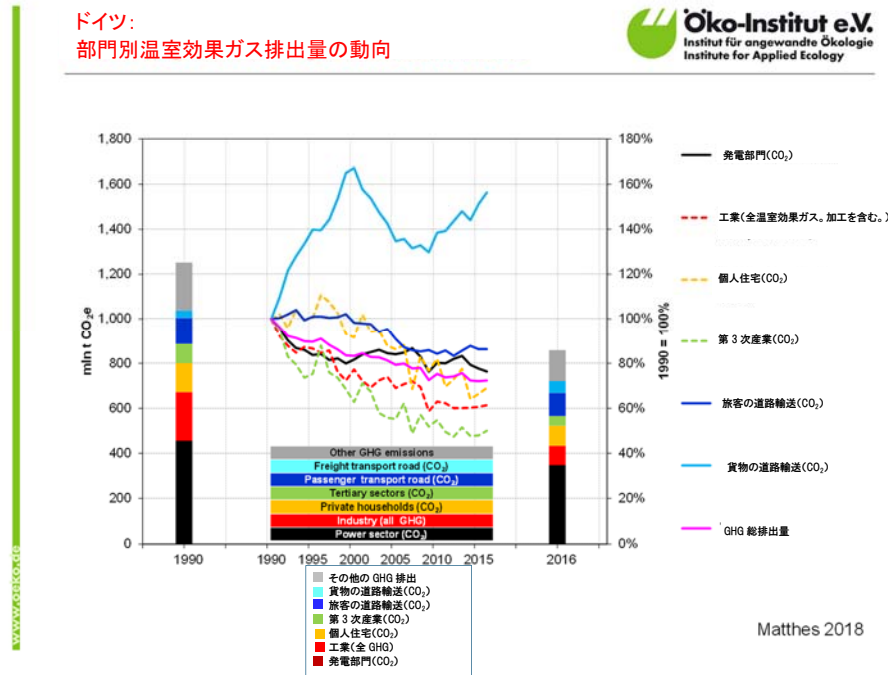


	その時点での目標												
	温室効果ガス排出量						再生可能エネルギー		エネルギー効率				原子力
	合計	エネルギー部門	建物	運輸	工業	農業	総最終エネルギー	発電	一次エネルギー	暖房	最終エネルギー-運輸	電力消費	
2011													-41%
2015													-47%
2017													-54%
2019													-60%
2020	-40%						18%	35%	-20%	-20%	-10%	-10%	
2021													-80%
2022													-100%
2025								40 to 45%					
2030	-55%	-61 to -62%	-66 to -67%	-40 to -42%	-49 to -51%	-31 to -34%	30%						
2035								55 to 60%					
2040	-70%						45%	65%					
2050	-80 to -95%						60%	80%	-50%	-80%	-40%	-25%	
基準年	1990	1990	1990	1990	1990	1990	-	-	2008	2008	2005	2008	(2010)

BReg 2010, 2011, 2016, BT 2014

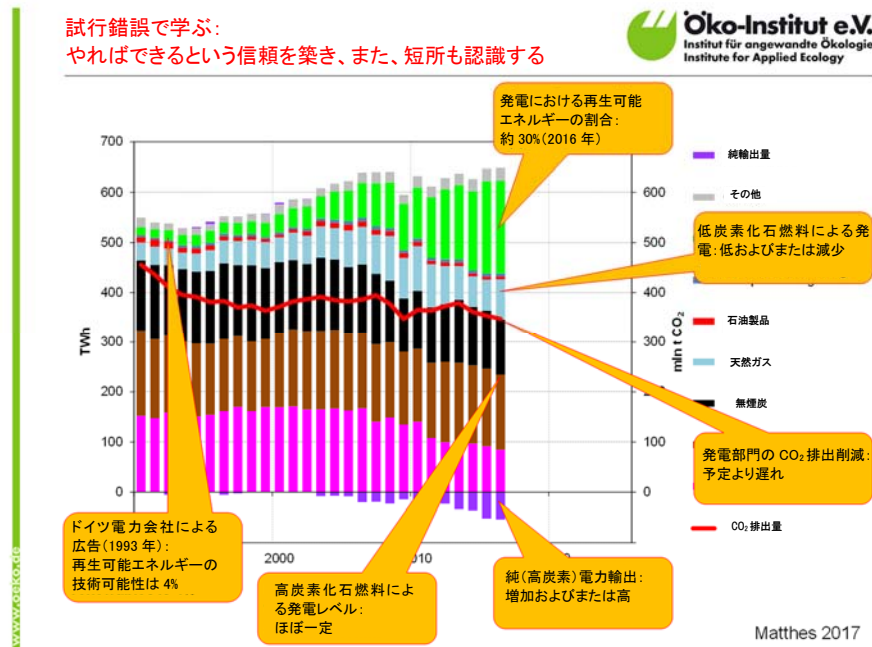
出典: 著者作成

図 3: ドイツにおける温室効果ガス排出量の動向



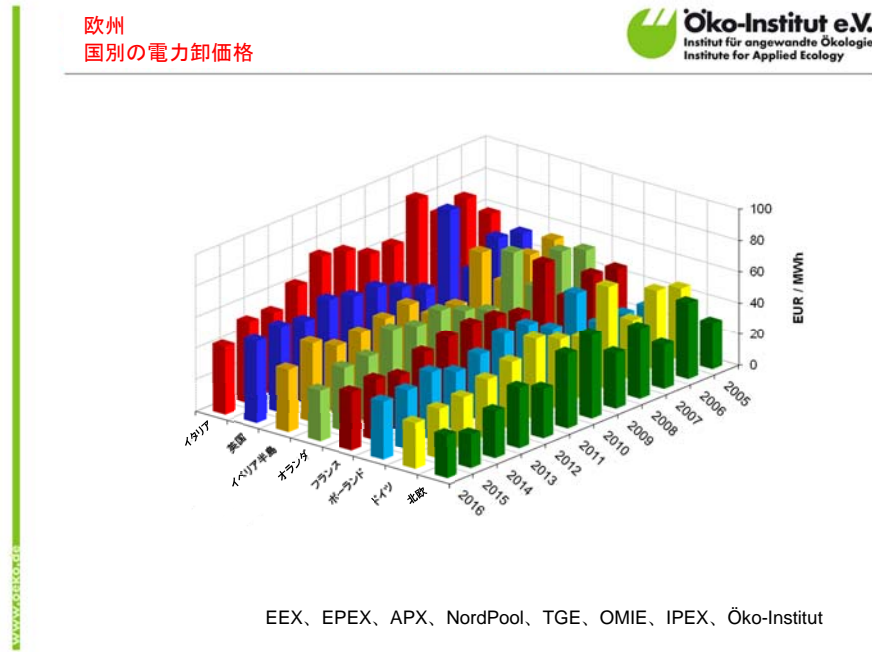
出典: 著者作成

図 4: ドイツにおける発電



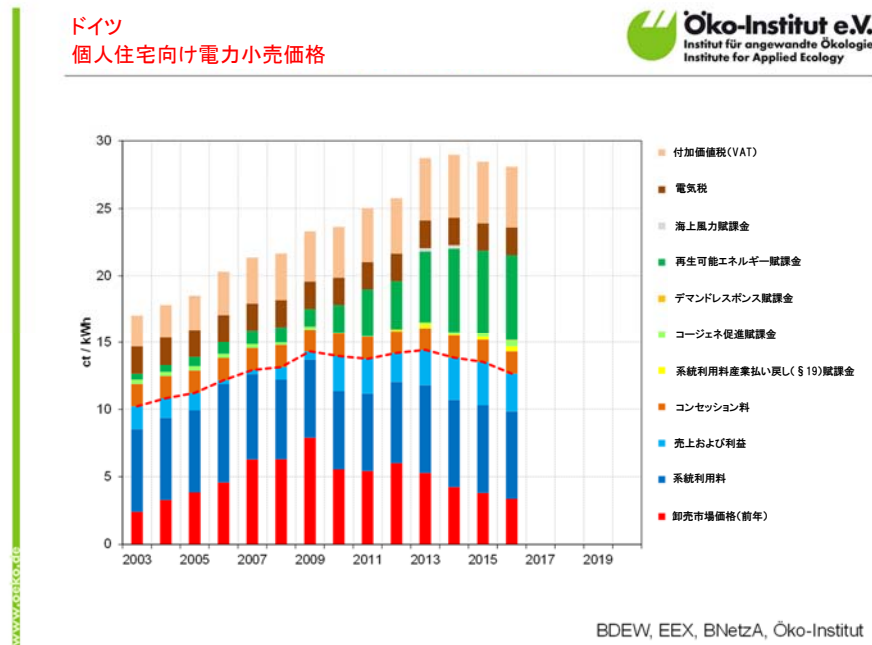
出典: 著者作成

図 5: 欧州における電力卸価格



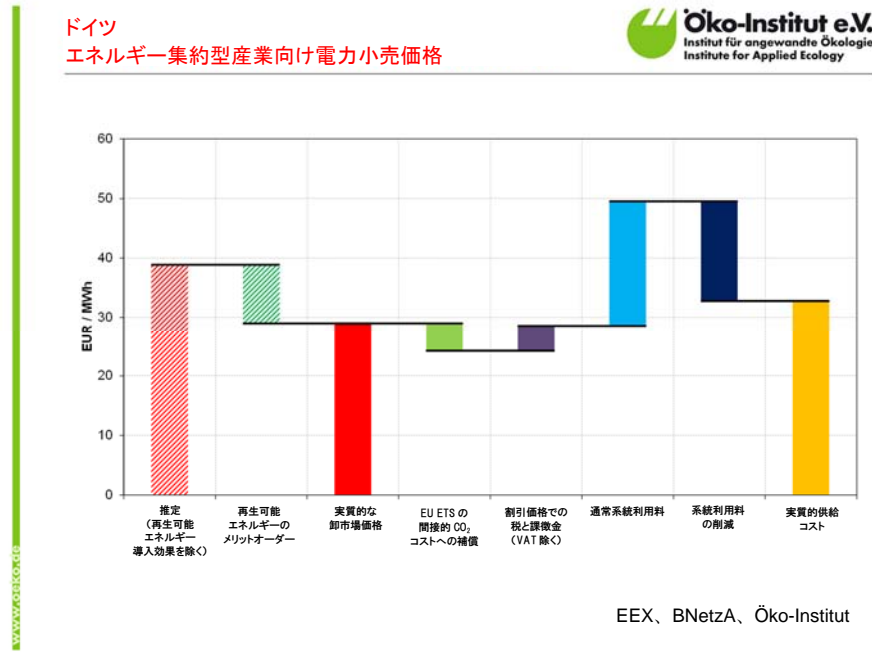
出典: 著者作成

図 6: ドイツにおける家庭用小売電力価格



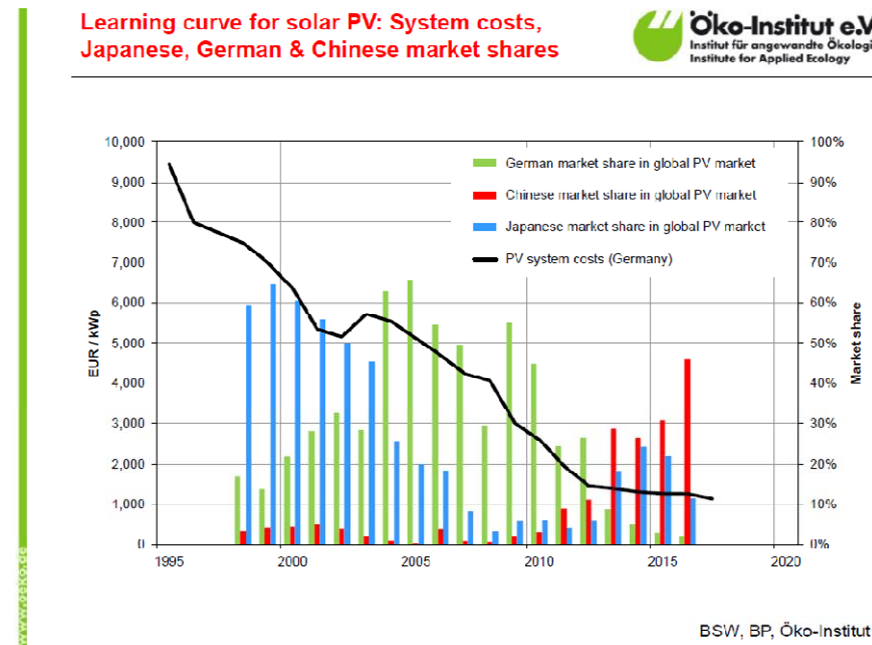
出典: 著者作成

図 7: ドイツのエネルギー集約型産業に対する電力価格



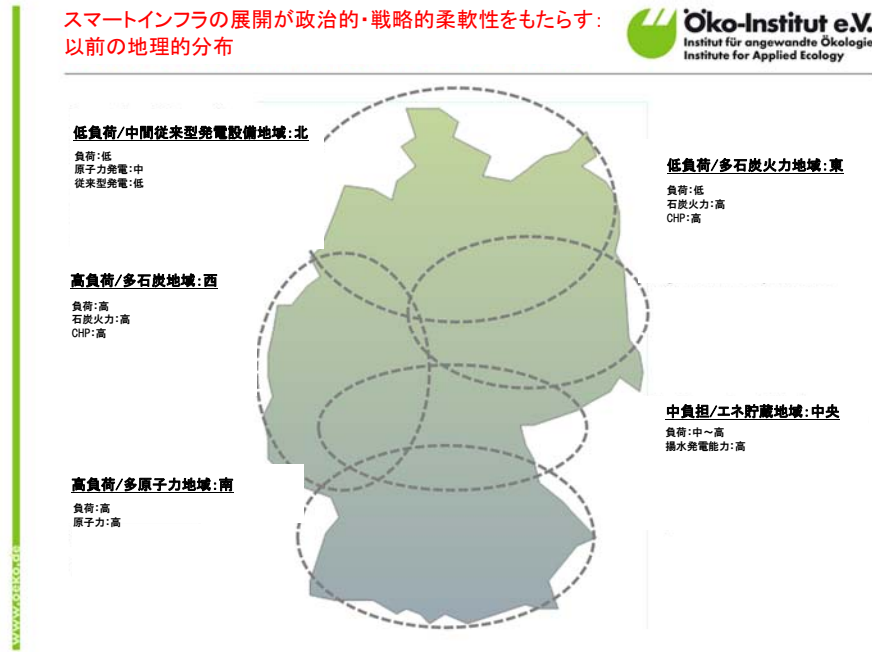
出典: 著者作成

図 8: 世界のコスト低下における、日本、ドイツ、中国の PV 市場の役割



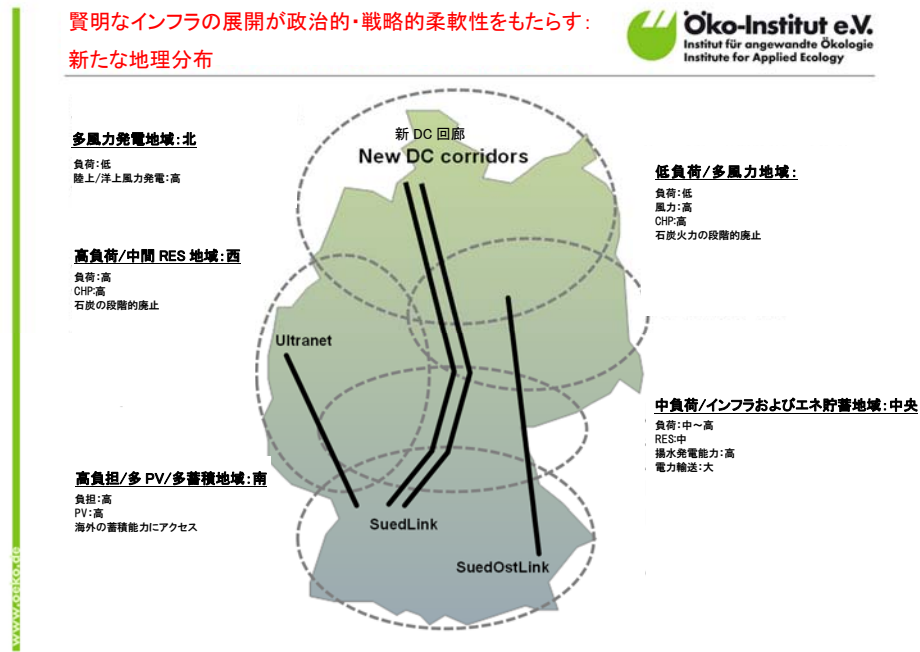
出典: 著者作成

図 9: ドイツの電力システムの旧分布



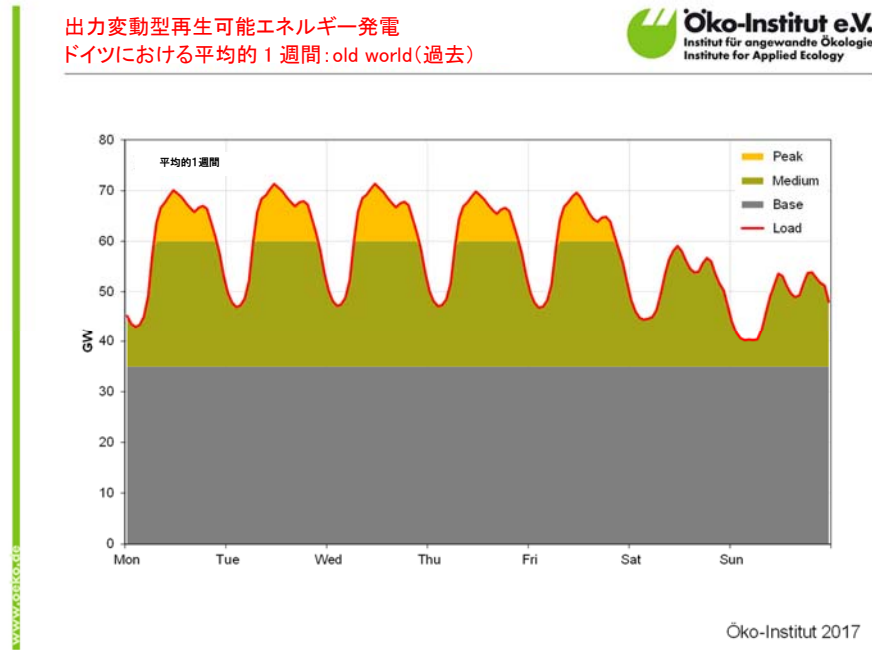
出典: 著者作成

図 10: ドイツの電力システムの新分布



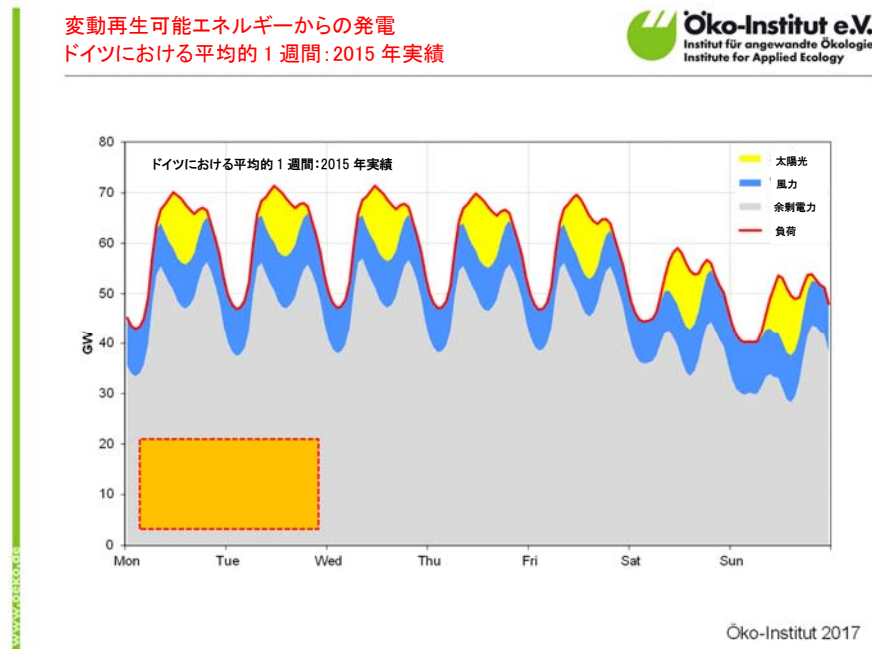
出典: 著者作成

図 11: ドイツの電力市場における構造変化 (1)



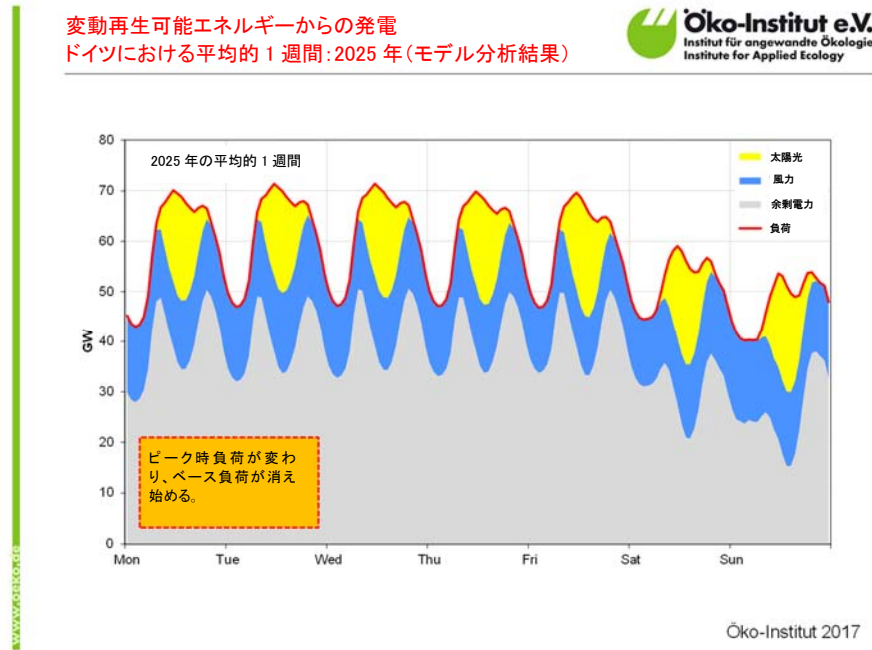
出典: 著者作成

図 12: ドイツの電力市場における構造変化 (2)



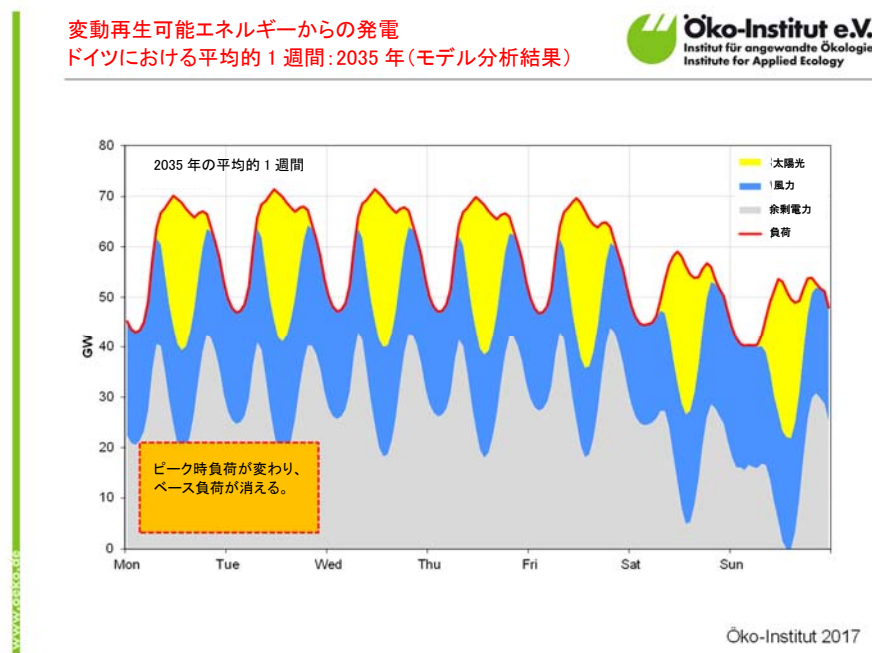
出典: 著者作成

図 13: ドイツの電力事情における構造変化 (3)



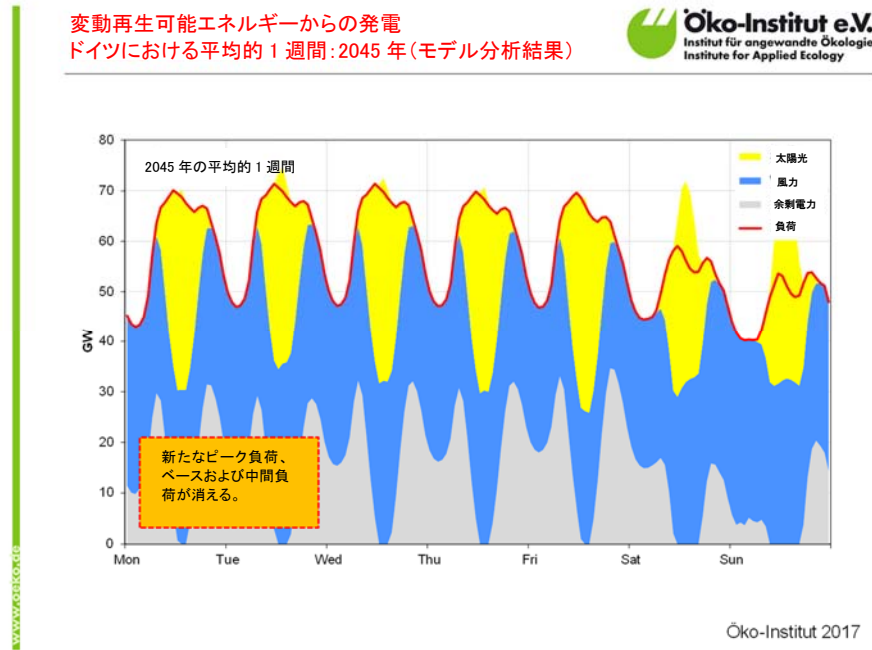
出典: 著者作成

図 14: ドイツの電力市場における構造変化 (4)



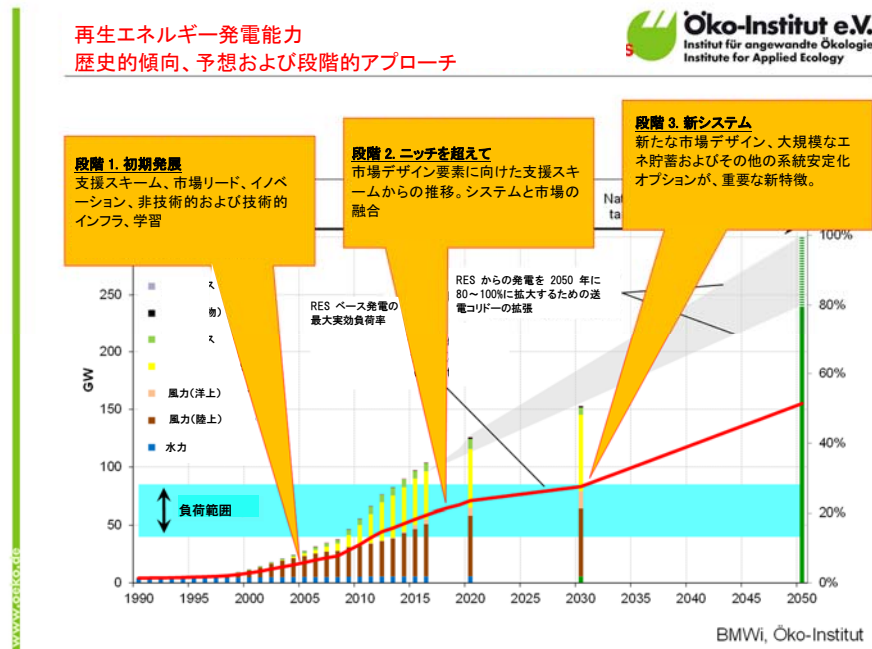
出典: 著者作成

図 15: ドイツの電力市場における構造変化 (5)



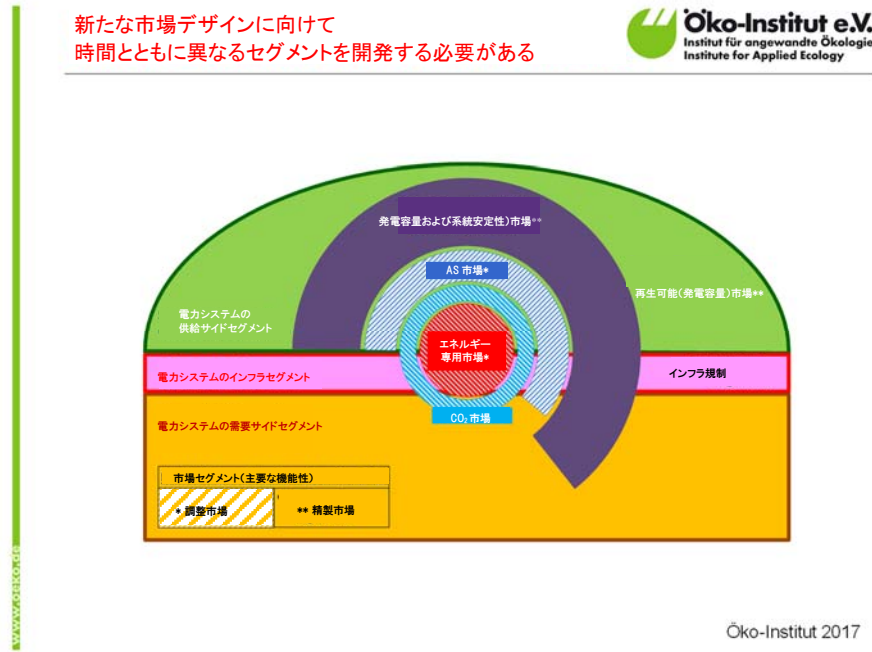
出典: 著者作成

図 16: ドイツにおける再生可能エネルギーによる発電の展開のための段階的アプローチ



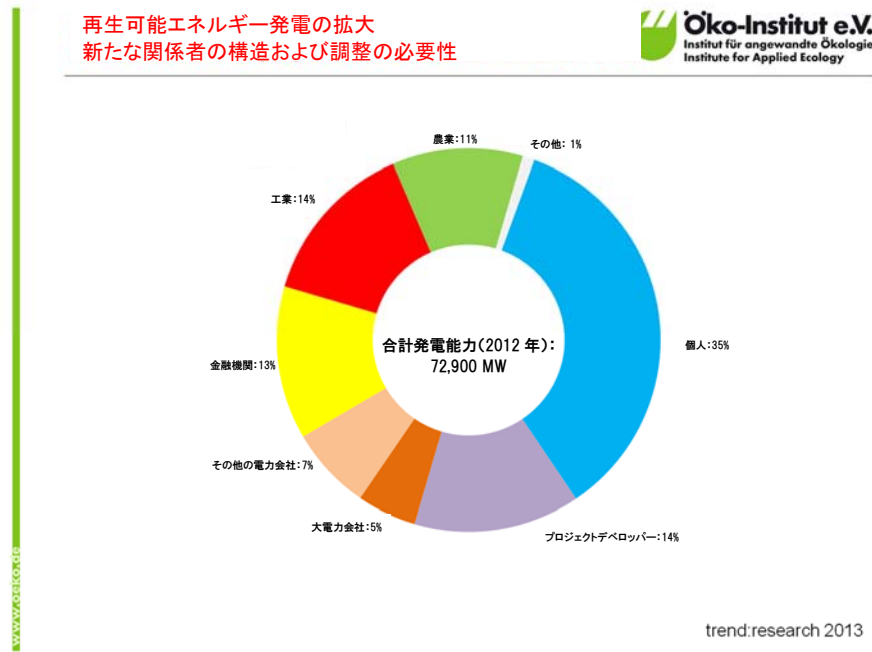
出典: 著者作成

図 17: 将来の電力市場デザインにおける主要セグメント



出典: 著者作成

図 18: 再生可能エネルギー発電能力の所有構造



出典: 著者作成

表 1: ドイツにおける暗示的炭素価格設定

		表面税率 ユーロ/単位	暗示の税率 € per t CO ₂	インフラコストを除く*		半事実投資を除く** € per t CO ₂
				€ 15b p.a.	€ 35b p.a.	
				€ per t CO ₂	€ per t CO ₂	
軽油	EUR/1,000 l	61,35	23,03			
重油(暖房)	EUR/t	25,00	7,87			
重油(発電)	EUR/t	25,00	7,87			
天然ガス(暖房)	EUR/MWh	5,50	30,23			
天然ガス(自動車燃料)***	EUR/MWh	13,90	76,40	-26,00	-198,20	
LPG(暖房)	EUR/100 l	6,06	20,56			
LPG(自動車燃料)***	EUR/100 l	18,03	61,16	-11,37	-159,73	
有鉛ガソリン***	EUR/1,000 l	721,00	315,90	279,79	134,93	
無鉛ガソリン***	EUR/1,000 l	654,50	286,76	253,99	122,49	
ディーゼル***	EUR/1,000 l	470,40	179,06	165,55	35,23	
石炭(発電以外)	EUR/GJ	0,33	3,47			
電力 ETS	EUR/EUA	5,35	5,35			
電力税	EUR/MWh	20,50	22,78			
電力賦課金	EUR/MWh	76,84	85,38			45,20
電力合計	EUR/MWh	102,69	113,51			73,33

注:
 * 自動車税(87 億ユーロ)およびトラック通行料(31 億ユーロ)からの道路インフラ融資を考慮。低インフラコスト域は年間投資を、高インフラコスト域は道路システムコスト総額の年間配当金を表す。
 ** 半事実投資 36 ユーロ/MWh を考慮。
 *** 自動車燃料の暗示的炭素税率は、他種のエネルギーには重要度の低いその他の重要輸送外在性要素(他の汚染物質、騒音、健康への影響)も対象とする。

出典: 著者作成

表 2: ドイツにおける燃料別自動車登録, (2007 年-2017 年)

	合計	ガソリン	ディーゼル	液化石油ガス	天然ガス	完全電気車	プラグインハイブリッド	他のハイブリッド	その他
2007	3,148,163	51.5%	47.7%	0.2%	0.4%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
2008	3,090,040	54.9%	44.1%	0.5%	0.4%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
2009	3,807,175	68.5%	30.7%	0.3%	0.3%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
2010	2,916,260	57.3%	41.9%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%
2011	3,173,634	52.0%	47.1%	0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.4%	0.0%
2012	3,082,504	50.5%	48.2%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.7%	0.0%
2013	2,952,431	50.9%	47.5%	0.2%	0.3%	0.2%	0.0%	0.8%	0.0%
2014	3,036,773	50.5%	47.8%	0.2%	0.3%	0.3%	0.1%	0.8%	0.0%
2015	3,206,042	50.3%	48.0%	0.1%	0.2%	0.4%	0.3%	0.7%	0.0%
2016	3,351,607	52.1%	45.9%	0.1%	0.1%	0.3%	0.4%	1.0%	0.0%
2017	3,441,262	57.7%	38.8%	0.1%	0.1%	0.7%	0.9%	1.6%	0.0%

出典: ドイツ連邦自動車庁。計算は著者による。