

3.2.2 ヨーロッパにおける系統開発

EU 加盟国の 1 つとして、ドイツは自国のエネルギー政策を EU のエネルギー政策と整合させる義務がある。ここ数年の EU のエネルギー政策に対する影響力は増しており、再生可能エネルギーの拡充、系統、ヨーロッパ域内市場の枠組みを定めている。

ヨーロッパは隣国と地続きであり、長年に渡り物理的な電力供給システムを統合する取り組みが続けられてきた。将来的には電力市場の取引形態もよりヨーロッパレベルで統合する必要がある、そのための取り組みが続けられている。

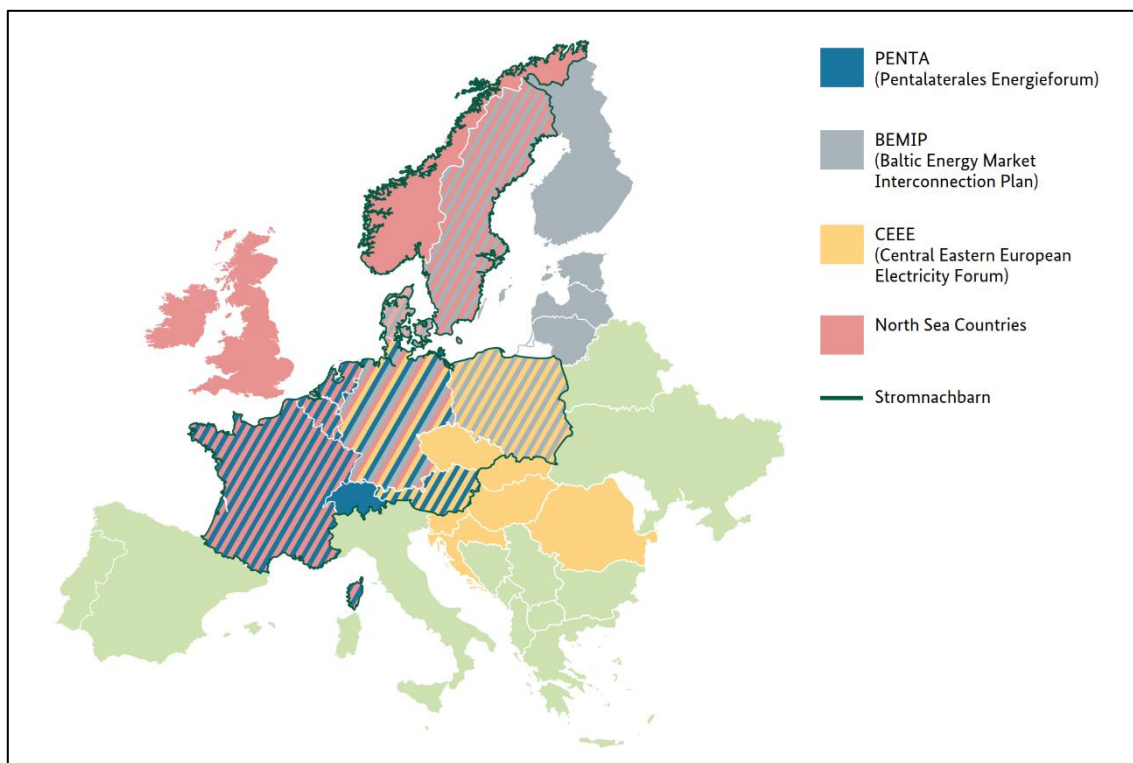


図 57 ヨーロッパの電力市場に向けた政治的な共同作業

出所：経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016 年

国際関係線の利用の拡充は、EU の視点で見れば再生可能エネルギーの EU レベルでの普及だけでなく、市場統合の枠組みでも語られる政策である。ヨーロッパの企業の競争力を高めるため、EU は多くの市場の統合を模索しており、電力を含むエネルギーはその 1 つである。

ドイツにとっては、国際関係線の強化は自国内で吸収できない再生可能エネルギー電力を他国に引き取ってもらう、または脱原発や脱炭素化にともない南ドイツで電力不足が生じた際の電源として国外の電源を活用できるなど、大きな意味がある。

例えば、現在ドイツとノルウェーの間で 514km の海底ケーブルの敷設が進められており、2020 年には通電する予定である。

また、調整電源市場や予備力においても国外の電源の参入を認めており、また再生可能エネルギー電力としても試験的に入札に国外の再生可能エネルギー発電設備が参加することを認めている。

3.2.3 主に再生可能エネルギーの大量導入に起因してこれまで生じた系統対策費用

ドイツの高圧送電系統運営者は 2015 年に合計で 23 億 6100 万ユーロを系統などに投資したが、これは 2014 年の 17 億 9600 万ユーロからの増加である。このうち、系統の新設、増強、拡張に投資した額は 2014 年が 12 億 4800 万ユーロ、2015 年が 16 億 7300 万ユーロであった。

表 10 系統に対する投資コスト

(ユーロ)	2014 年	2015 年
高圧送電系統		
総投資額	17 億 9600 万	23 億 6100 万
その内、系統増強	12 億 4800 万	16 億 7300 万
配電系統	61 億 9300 万	68 億 4500 万
合計	79 億 8900 万	92 億 600 万

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017 年

これらの系統への投資は、年々増加する傾向にある。

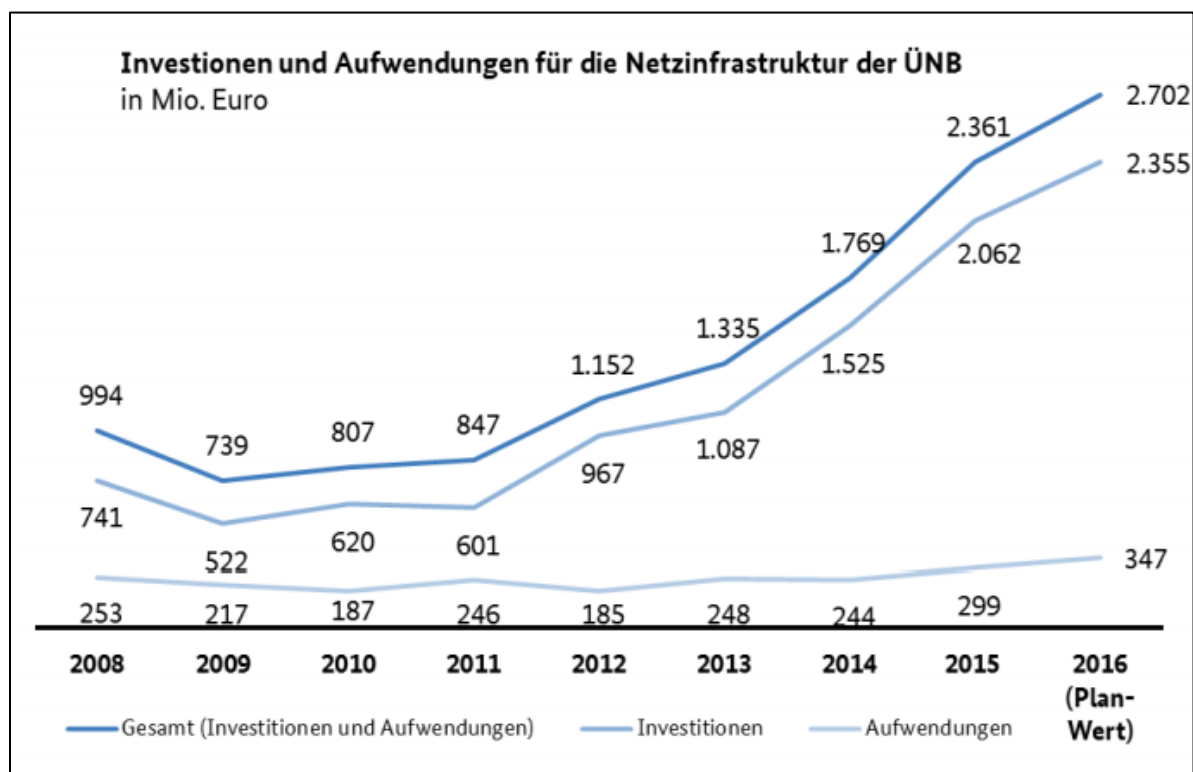


図 58 高圧送電系統運営者の投資と支出

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017 年

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB
高圧送電系統運営者の投資と支出額
In Mio. Euro 100 万ユーロ
Gesamt 合計
Investitionen 投資
Aufwendungen 支出
Planwert 計画

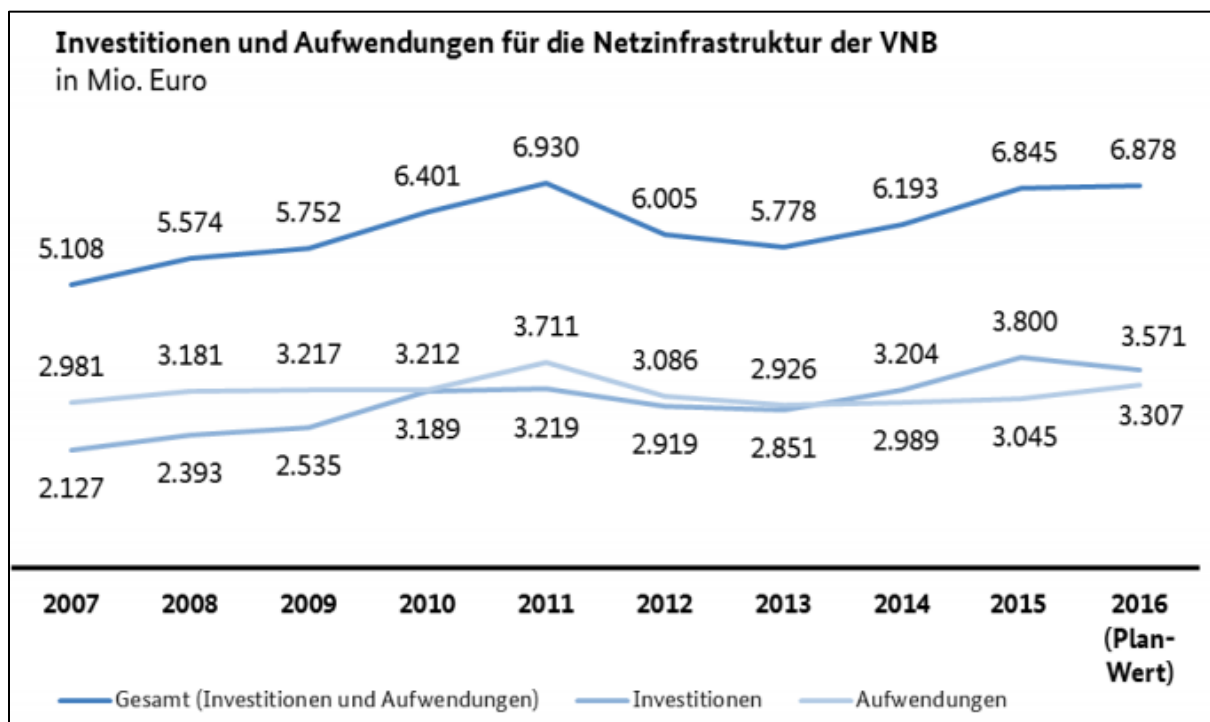


図 59 配電系統運営者の投資と支出

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017年

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB
配電系統運営者の投資と支出額
In Mio. Euro 100万ユーロ
Gesamt 合計
Investitionen 投資
Aufwendungen 支出
Planwert 計画

3.2.4 系統増強費用の負担ルール

ドイツ国内の系統の増強費用は送電系統運営者が託送費から賄っている。そのため、最終的には消費者が支払っていることになる。

ただし、系統運営者が投資を託送費に転嫁できるのは、系統運営者が適切に系統に対する投資を行った場合のみである。その監視は連邦ネットワーク規制庁が行う。

また、系統増強とは直接は関係ないが、系統混雑を理由に再給電指令が実施された場合、系統運営者はそのコストを託送費で賄うことが認められているが、こちらも系統運営者が再生可能エネルギーの増強に合わせた適切な投資を行ってきたことが前提であり、これまでの投資が適切でなかったとみなされればこのコストを託送費に上乗せすることはできない。これも、連邦ネットワーク規制庁が監視している。

また、送電系統増強についてもルール変更がなされており、1つ目がこれまでに風力が大幅に増強された地域かつ系統が十分に整備されていない地域については入札への応募が制限される。具体的には2013～2015年に稼働を開始した風力発電設備の総容量の58%に制限される。

また、将来的な設備投資を効率化するため、系統整備においても、設備の発電量の3%は切り捨てるピークキャッピングに基づいた系統整備が検討されている。これは新設でなく既存設備にも適用される方針で、年間発電量の3%は遮断される。この3%は多くの場合年間に発生するごく僅かな時間のピーク発電であり、これにより系統整備コストが大幅に削減できると期待されている。

例えば再生可能エネルギー電力の3%の無補償による抑制が認められれば、系統整備コストは約40%削減できると試算されている。

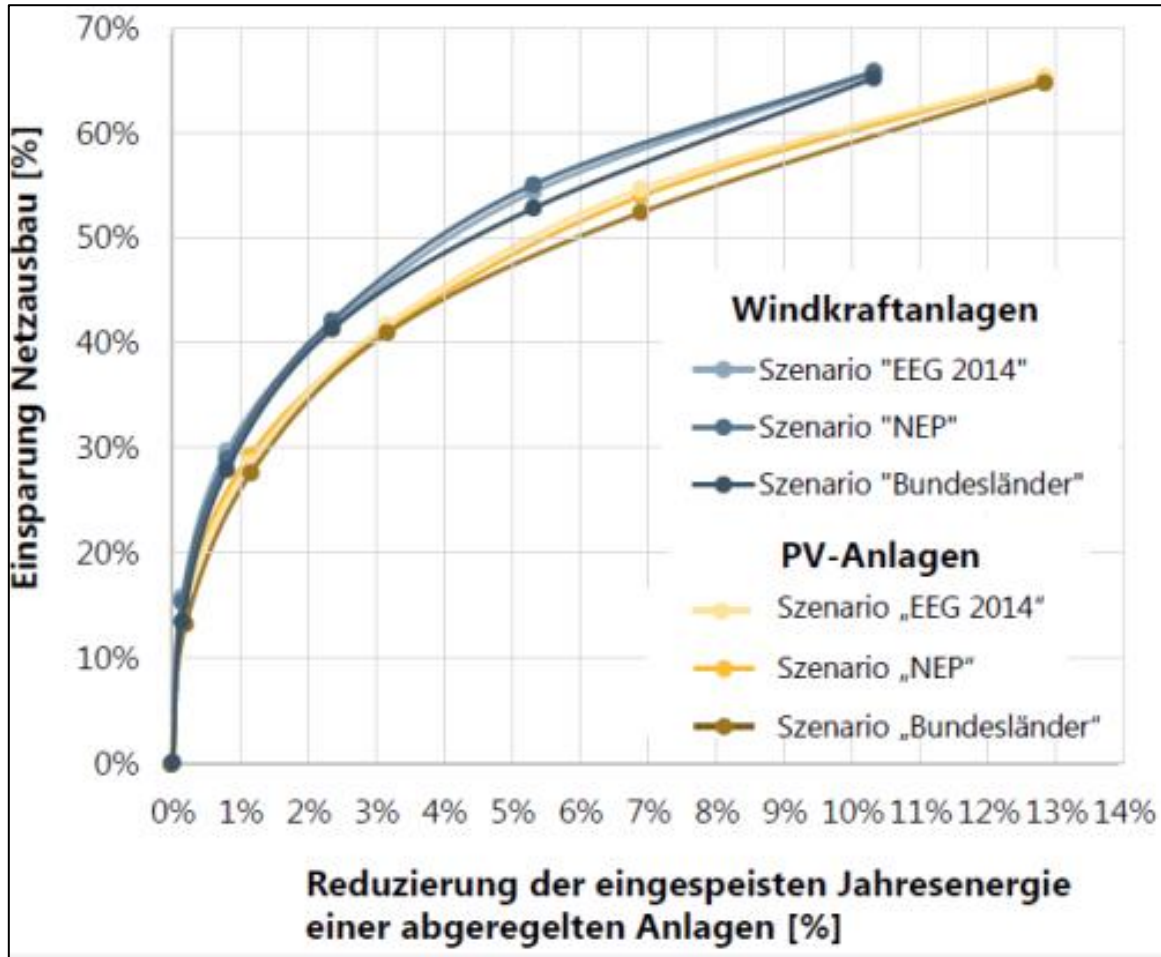


図 60 ピークキャッピングと系統整備コスト抑制効果

出所：連邦経済エネルギー省、「Verteilnetzstudie」、2014年

Windkraftanlagen 風力発電

Szenario EEG 2014 シナリオ EEG2014

Szenario NEP 系統開発計画

Szenario Bundesländer シナリオ州政府総合

PV-Anlagen 太陽光発電

Einsparung Netzausbau(%) 系統整備コスト抑制効果 (%)

Reduzierung der eingespeisten Jahresenergie einer abgeregelten Anlagen (%)

再生可能エネルギーの出力抑制による年間の給電量の削減率 (%)

3.3 出力抑制の頻度と抑制量の推移

再生可能エネルギーの大量導入と従来型電源の柔軟性の不足によって発生している系統混雑の問題の解決策として系統整備が進められているドイツであるが、系統整備は多くの時間とコストを伴うものであり、すぐに整備されるものではない。

そのため、現在のドイツでは、緊急時の需給調整として、系統混雑地域での出力抑制と供給不足地域での出力像高で対応していることはすでに述べた。

これらの対策にかかるコストとそれによる非効率性は大きな課題となっている。

3.3.1 再給電指令

再給電指令とは、系統混雑が発生した際、送電系統運営者が事前に調達した電源に対して出力を調整するよう指令を出すことを指す。系統混雑については、出力増強と出力抑制の両方が用いられる。これらの電源は、系統に再生可能エネルギーが大量に流れ込んでいる時は出力を抑制して系統混雑を解消し、逆に電力が不足する地域では出力を増強して対応する。

これらの電源には、調整能力用に調達されていた調整電源や、事前に契約を結んでいた一般の市場で販売されている電源が利用される。

再給電指令が発令された電源に対しては報酬が支払われる。これは通常託送費で賄われ、最終的に消費者が負担する。そのため、再給電指令が多くなると、託送費が上昇する問題がある。

再給電指令も近年は増加しており、大きな問題と認識されている。

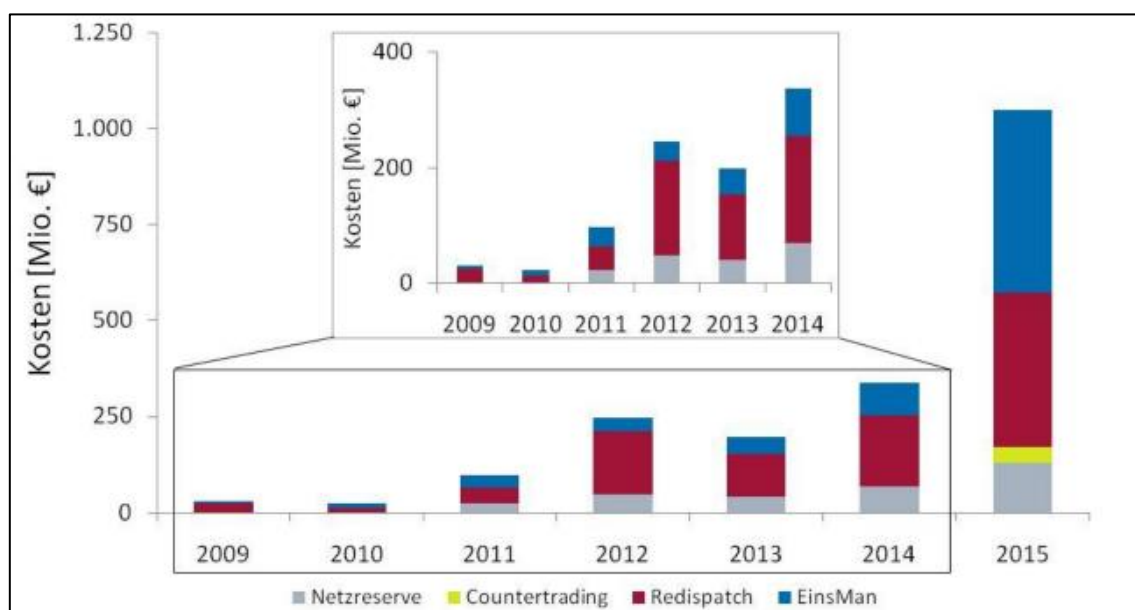


図 61 系統混雑解消にかかるコスト (2009~2015 年)

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016 年

Kosten (Mio.€)	コスト (100 万ユーロ)
Netsreserve	系統リザーブ
Countertrading	カウンタートレード
Redispatch	再給電指令
EinsMan	再生可能エネルギーの出力抑制

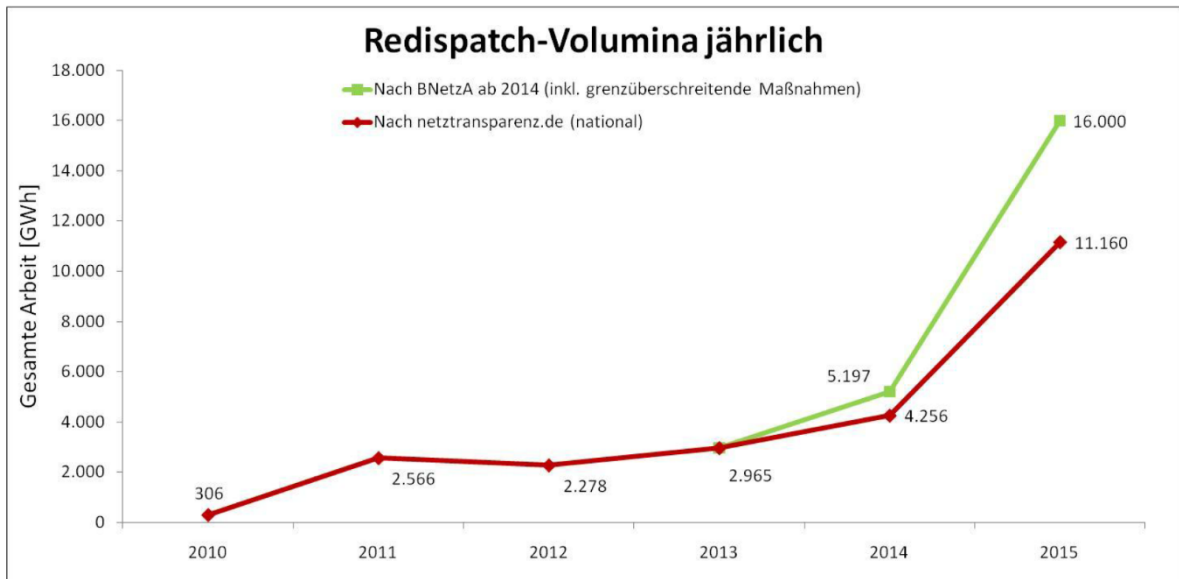


図 62 再給電指令による調整量

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

Redispatch Volumina Jährlich
 再給電指令発生量 年間
 Nach BnetzA ab 2014 (inkl. Grenzüberschreitende Maßnahmen)
 連邦ネットワーク規制庁による、2014年以降のみ（国際連系線利用含む）
 Nach netztransparenz.de(National)
 netztransparenz.deによる（国内）
 Gesamtarbeit (GWh)
 総調整量 (GWh)

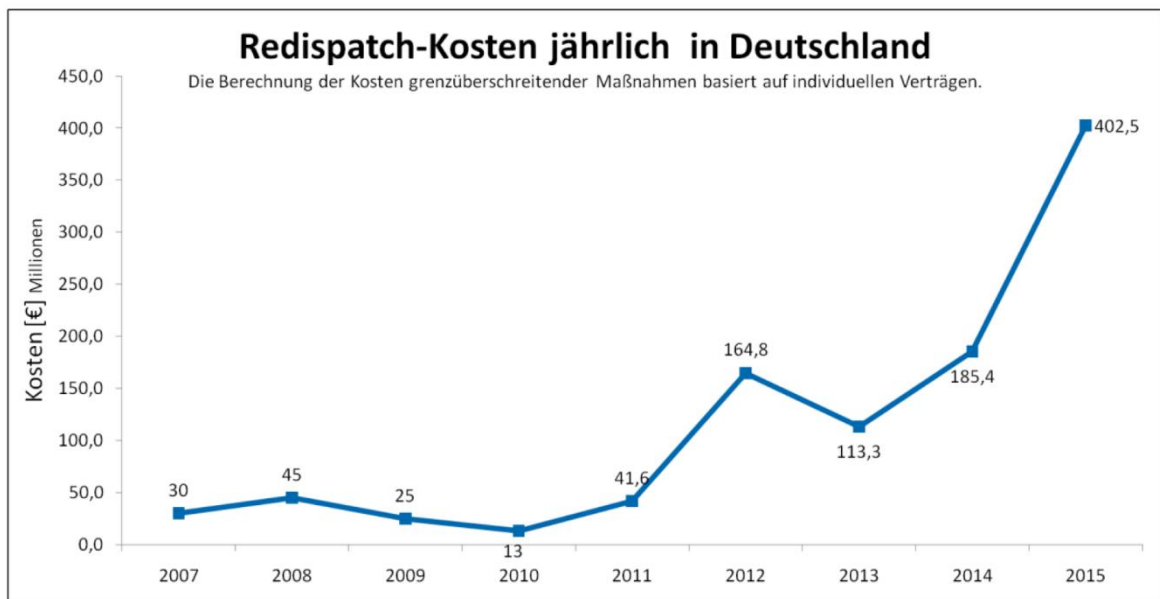


図 63 再給電指令のコスト

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

Redispatch Kosten Jährlich in Deutschland

ドイツ国内の再給電指令発生量 年間

Die Berechnung der Kosten grenzüberschreitender Maßnahmen basiert auf individuellen Verträgen^

国際連系線を利用した手法については個々の情報提供による

Gedasmtarbeit (GWh)

Kosten (€) Millionen

コスト (100 万ユーロ)

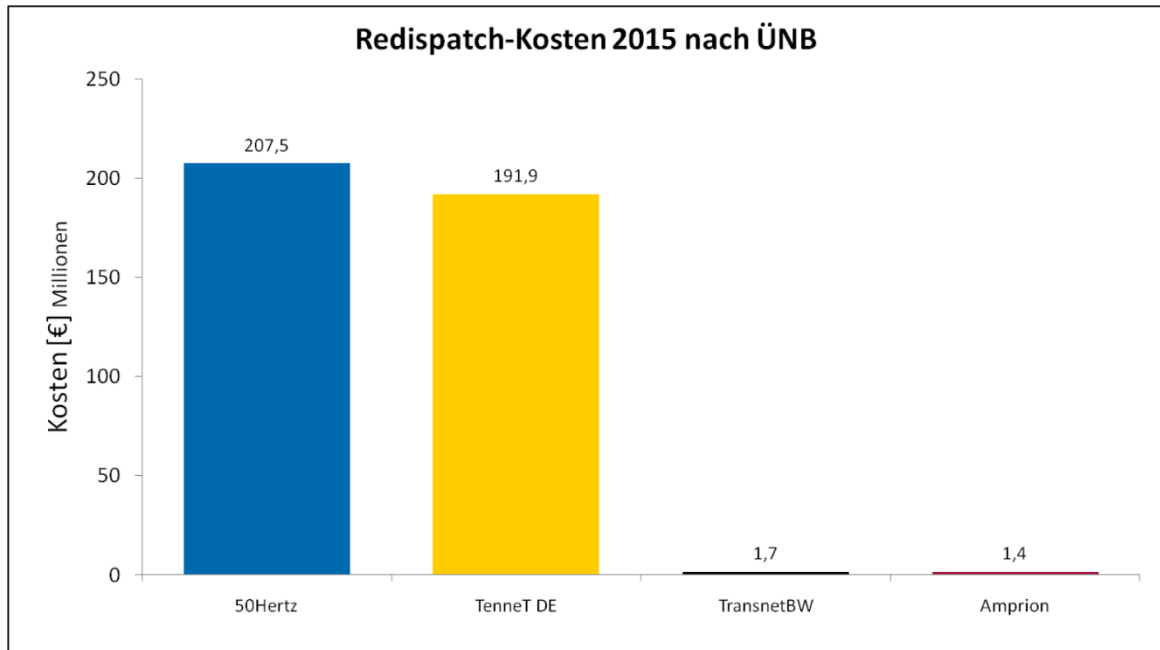


図 64 送電系統運営者ごとの再給電指令のコスト

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016 年

Redispatch Kosten 2015 nach ÜNB

送電系統運営者ごとのコスト (2015 年)

Konsten (€) Millionen

コスト (100 万ユーロ)

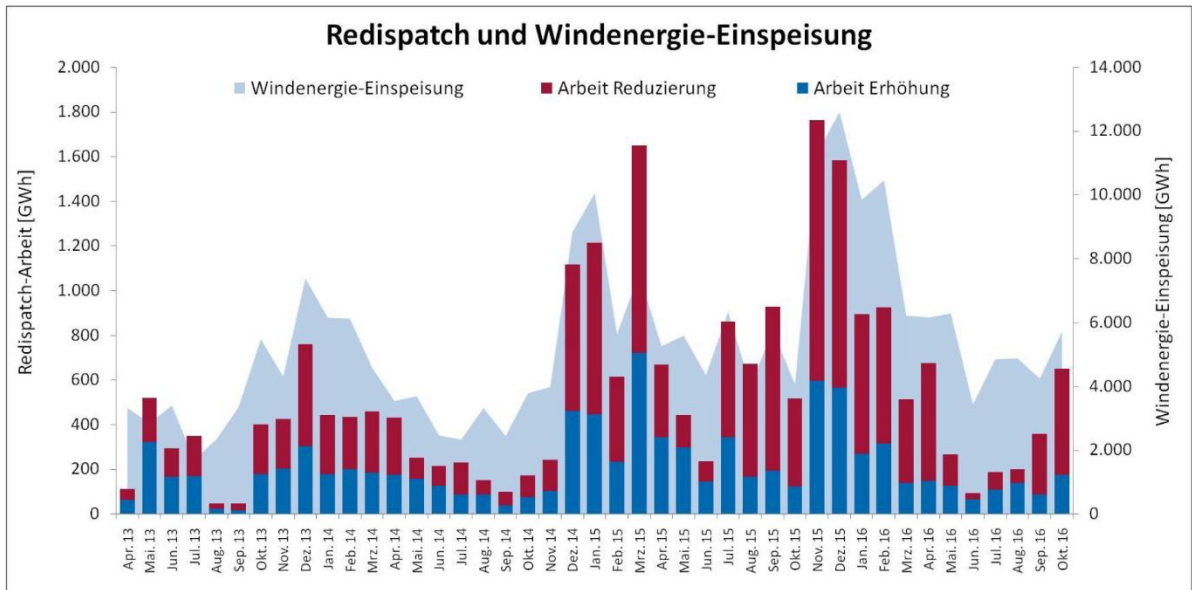


図 65 再給電指令と風力の給電量

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

Redispatch und Windenergie-Einspeisung
 再給電指令と風力の電力供給量
 Windenergie-Einspeisung 風力の給電量
 Arbeit Reduzierung 出力抑制
 Arbeit Erhöhung 出力増強
 Redispatch Arbeit(GWh) 再給電指令 (GWh)
 Windenergie-Einspeisung(GWh) 風力給電量 (GWh)

このように再給電指令のコストは年々上昇しており、解決すべき課題である。

3.3.2 再生可能エネルギーの出力抑制の頻度と抑制量の推移

ドイツ国内での再生可能エネルギー電力の普及の問題は、再生可能エネルギー資源の豊富な地域と電力需要の高い地域が必ずしも一致していない点である。特にドイツ国内で重要な電源として位置づけられている陸上風力はドイツ国内でも北部に集中しており、逆に電力を消費する産業は南部に集中している。

近年のドイツでは北部で陸上風力が大量に導入されてきた一方で、供給地と需要をつなぐ送電システムの整備が大幅に遅れており、風力による電力を南部へ送れない状況が発生している。現在問題となっているのは、北部の給電量が需要を大幅に上回っており、システムの安定性の確保のために給電量を抑制する必要があることである。

そのため、ドイツでは必要な場合に限り、まずは従来型電源を、さらに再生可能エネルギーの出力抑制を認めている。従来型電源は再給電指令の手法を通じて行われ、再生可能エネルギーは出力抑制による逸失利益を補償する仕組みがある。さらに、これらの手法でも系統混雑が解消されない場合、無補償で従来型電源を出力抑制することが認められている。

これらはトータルでドイツ国内の託送費を押し上げる原因となるため、対策が必要である。

表 11 出力抑制措置の電力量とその補償額

	系統安定化 (in GWh)					請求済み補償額 (100万ユーロ)				
	2015					2016			2015	2016
	1. 四半期	2. 四半期	3. 四半期	4. 四半期	合計	1. 四半期	2. 四半期	3. 四半期	合計	3. 四半期合計
再給電指令	3,422	1,831	3,336	7,411	16,000	4,560	2,058	1,452	411.9	102.2
再生可能エネルギーの出力抑制	1,135	737	815	2,036	4,722	1,511	534	551	478	258
無補償の従来型電源の出力抑制	8.7	4.7	6.2	6.6	26.5	6.6	2.2	0.6	-	-

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen」、2017年

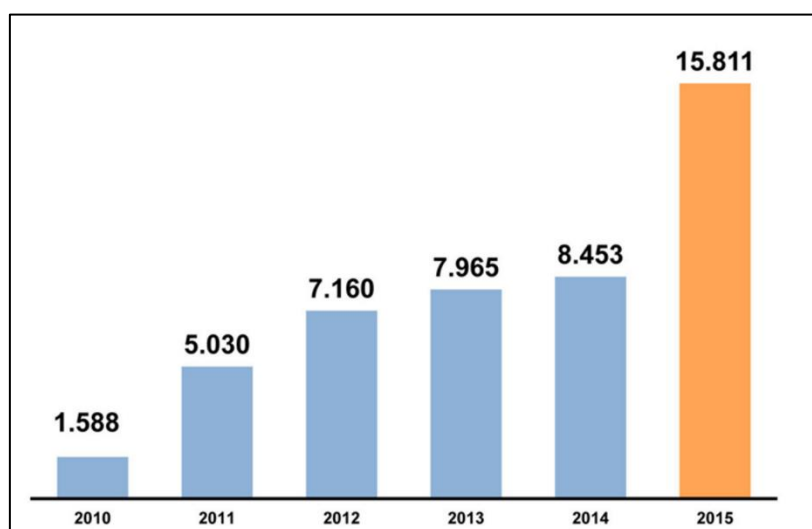


図 66 再生可能エネルギーの出力抑制の発生時間 (2010～2015年)

出所：連邦ネットワーク規制庁ウェブサイト、
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html、2017年3月2日取得

3.4 電力の輸出入

3.4.1 ドイツと隣国の電力輸出入

電力の国際取引には、物理的な電力フローと、国際間取引の2つの統計がある。物理的な電力フローとは、国際連携線を行き来する電力量を示し、取引電力量は各国の間で取引された電力量を示す。この2つに差異が生じる理由は、国際的に取引された電力の一部が第三国を通して供給されるためである。

例えば、フランスで発電された電力をイタリアが購入した場合、その一部はドイツ国内の系統を通してフランスからイタリアへと供給されるためである。

ドイツの発電容量は全体として、供給能力過剰の状態にある。それは、再生可能エネルギーの新規設置に合わせた従来型電源の発電容量の削減が思うように進まなかったためである。ただし、ドイツでも変動型電源である再生可能エネルギーのバックアップ電源としての従来型電源の必要性に関する議論があり、必ずしも再生可能エネルギーの設置に合わせて従来型電源を削減することについてコンセンサスがあったわけではない。

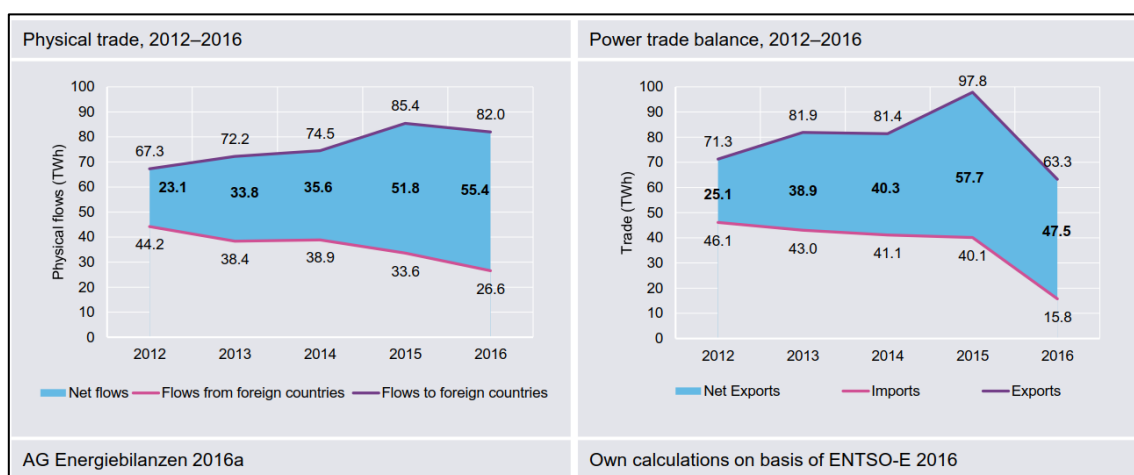


図 67 ドイツの物理的な電力フロー（左）と取引電力量（右）の推移（2012～2016年）
出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017年

ドイツにおける電力の輸出入差し引き量は、過去数年間に輸出超の記録更新を続けている。電力の輸出力は飛躍的に増大しているが、売上高は電力の単価が低下していることにより、緩やかな成長となっている。

また、国内の電力市場が自由化された1998年以降は、輸出超過の年が多くなっており、近年は記録的な輸出超過の状態が続いている。

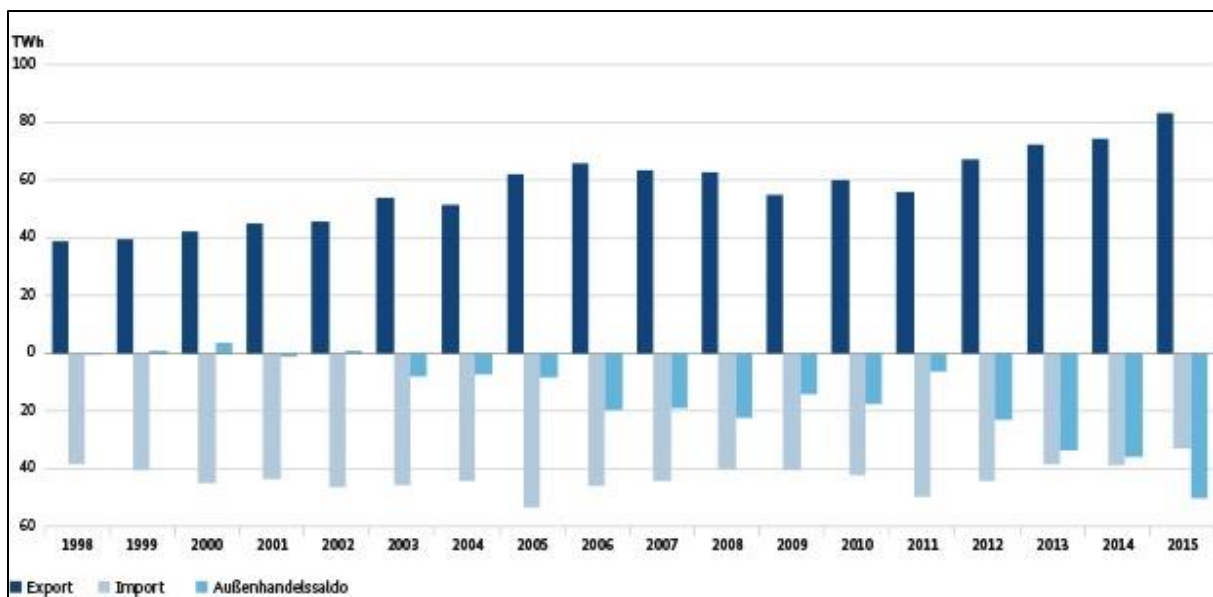


図 68 ドイツにおける電力の輸出入量（1998～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Stromtausch mit Nachbarländern」、2016 年

また、物理的な電力フローだけでなく、取引量においてもドイツは輸出超過が続いている。ただし、電力の卸価格は徐々に低下しているため、物理電力フローと売上高は必ずしも比例しているわけではない。

2015 年には電力輸出による貿易黒字が 20 億 7000 万ユーロにのぼり、前年度の 19 億 4000 万ユーロを上回った。電力の輸出価格と購入価格はほぼ同レベルにある。ルギー源による電力が中心ではないことが読み取れる。

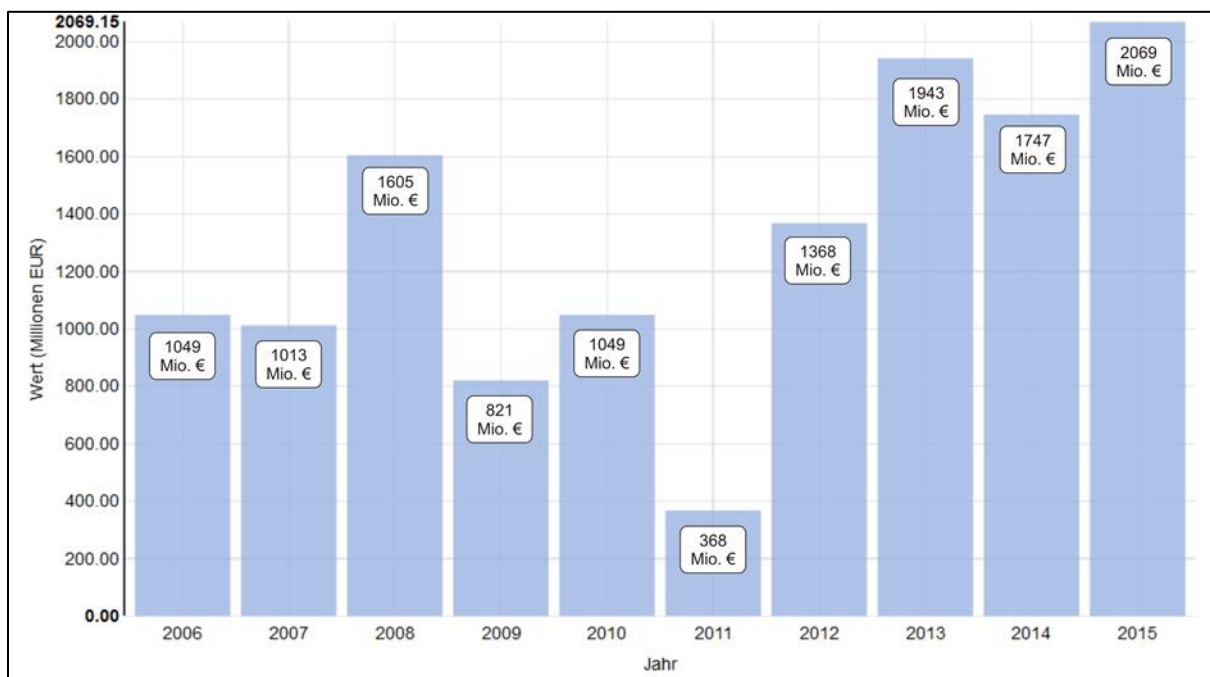


図 69 ドイツにおける電力の輸出入量（2006～2015 年）

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト, Deutsche Stromexporte erlösten im Saldo Rekordwert von über 2 Milliarden Euro、2017 年 3 月 2 日取得

Wert(Millionen Eur) 価格（100 万ユーロ）
Jahr 年

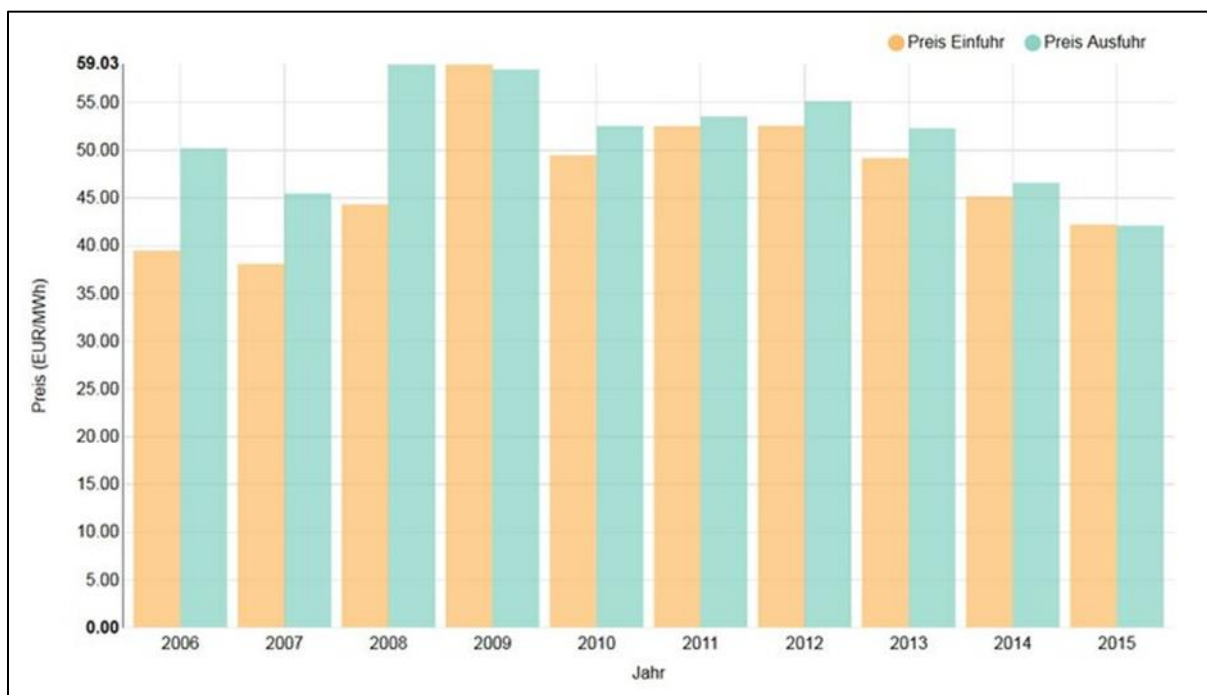


図 70 電力輸出入価格 (2006~2015 年)

出所 : Fraunhofer ISE ウェブサイト, Deutsche Stromexporte erlösten im Saldo Rekordwert von über 2 Milliarden Euro、2017 年 3 月 2 日取得

Preis Einfuhr 輸入価格
 Preis Ausfuhr 輸出価格
 Preis (Eur/MWh) 価格 (ユーロ/MWh)
 Jahr 年

ドイツの物理的な電力フローは以下のとおりである。

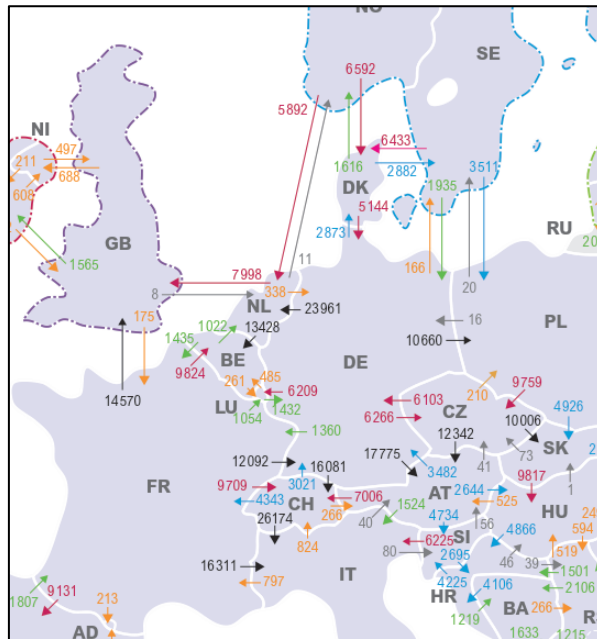


図 71 ドイツと近隣諸国の物理的な電力フロー（2016年、GWh）

出所：Entso-E、「Statistical Factsheet 2015」、2016年

また、ドイツの近隣諸国との電力取引量は以下のとおりである。

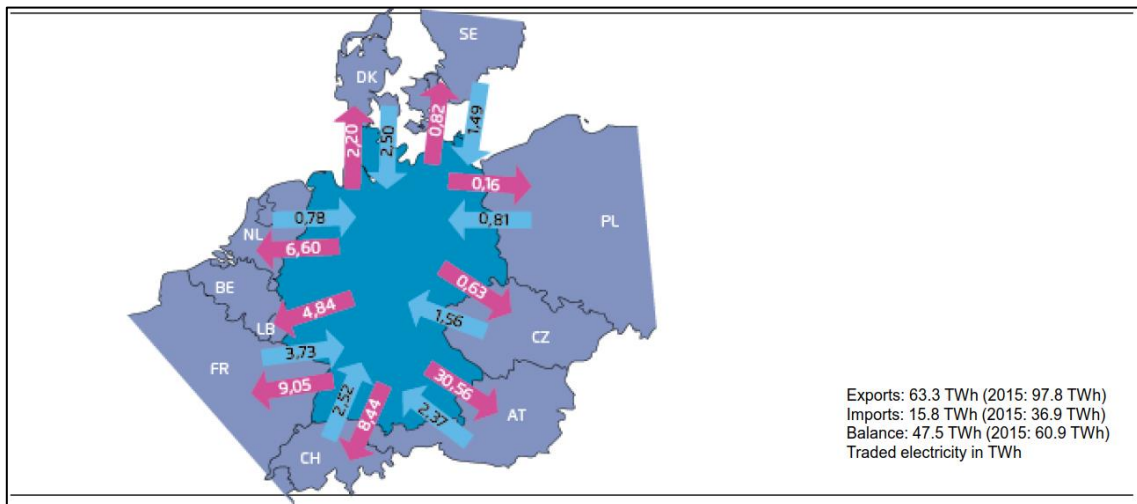


図 72 2016年のドイツと隣国の電力取引量

出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017年

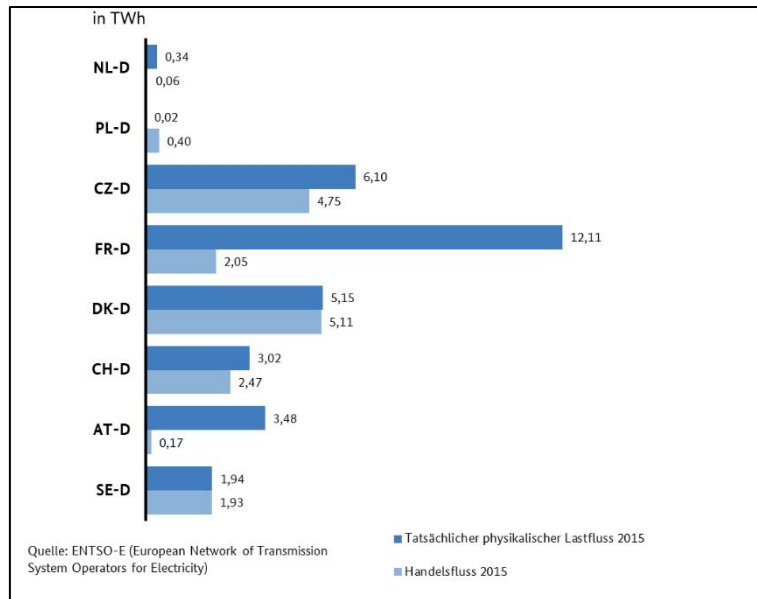


図 73 ドイツの周辺国からの電力輸入の物理的フローと取引（2015年）

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2016年

Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015 物理的な電力フロー（2015年）

Handelsfluss 2015 取引輸入量（2015年）

Quelle 出所

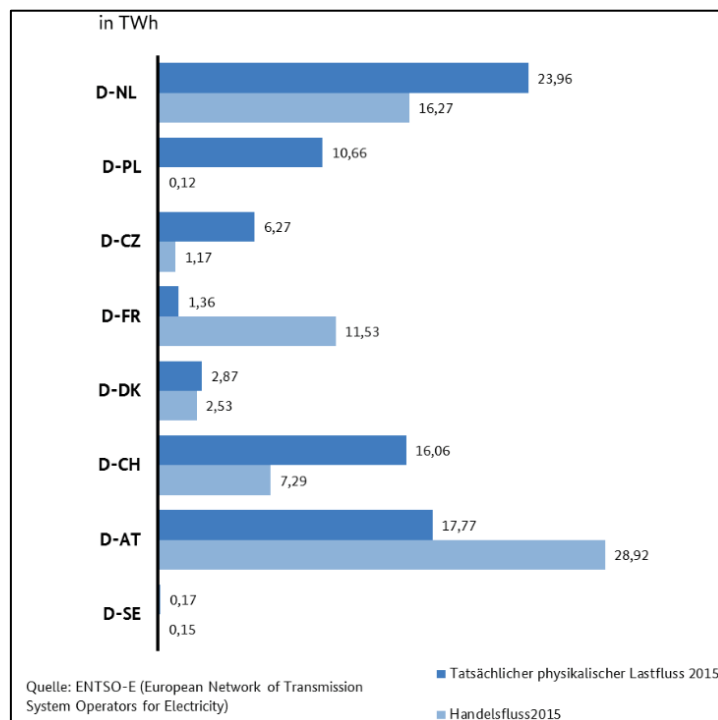


図 74 ドイツの周辺国への電力輸出の物理的フローと取引（2015年）

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2016年

Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015 物理的な電力フロー（2015年）

Handelsfluss 2015 取引輸出量（2015年）

Quelle 出所

この中で大きな問題となっているのが、ドイツと隣国ポーランドの物理的な電力フローである。再生可能エネルギーの発電量画像介している時間帯にドイツ国内の系統で吸収しきれない電力量の一部は北ドイツからポーランドの系統を経由して南ドイツへ送られるループフローが発生している。そのため、ポーランドの系統はドイツからの物理的な電力フローによる系統の不安定化の問題を抱えている。また、この際、ポーランドが輸入する電力の価格は非常に安い場合があり、ポーランド国内の電力価格を引き下げている。近年は電力の卸価格はマイナス価格をつけることもあり、電力を引き取ることでお金を得られるケースもあるが、全体としてドイツ国内からポーランドへの電力輸出はポーランドの電力政策を混乱させていると言える。EUは各国に独自の電力政策を行うことを認めているが、ポーランドでは、ドイツからの安い電力の輸入により、国内の電力政策を維持できない可能性が指摘されている。

そのため、ドイツとポーランドの間の国際連系線（220kV）に相転移設備を導入し、対応を図っている。

一方で、再生可能エネルギー電力の発電量は確かに変動するが、その予測精度は年々向上しており、1日前であればドイツ国内の陸上風力の発電量はかなり正確に把握できるとされている。国際連系線を用いる国際電力取引でも、これらの情報は交換され、前日の20時には通常は国際連系線も含めた給電計画が作成されるため、ポーランドの混乱は、電力のフローが予測できないために起こっているわけではないことも注意が必要である。

3.4.2 ドイツの電力輸出入収支とフランスとの輸出入量について

ドイツは過去 10 年のデータを見ても電力輸出量が輸入量を上回っており、電力の自給率も 99.9% と高い。フランスの電力自給率は 100% で、原子力発電量は年間 415.9TWh と年間発電量のうちの 76.3% を占めている。

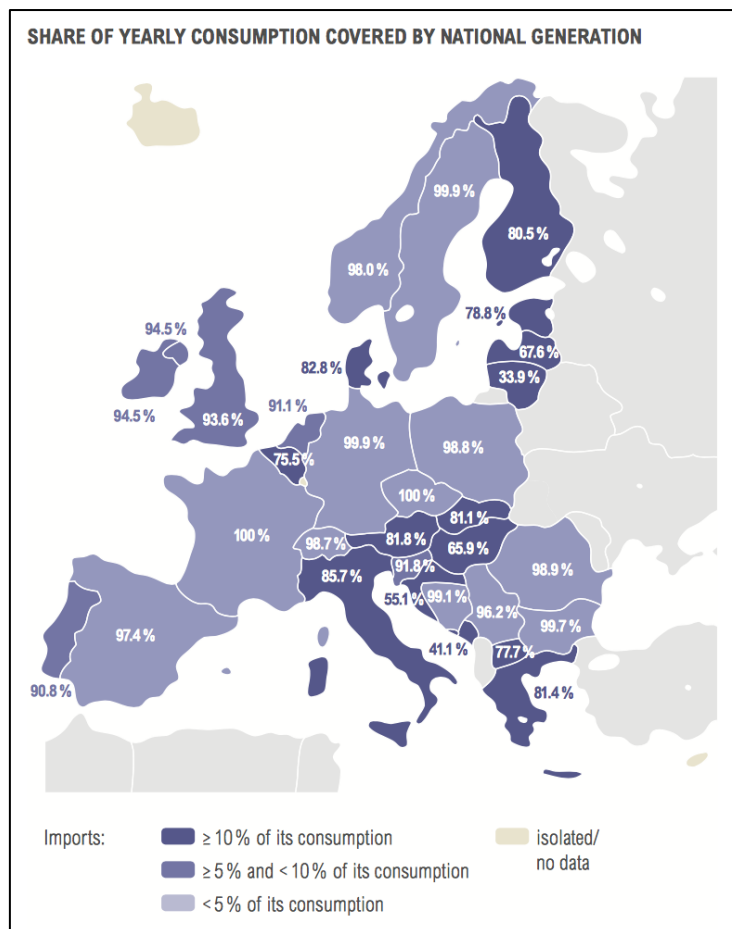


図 75 EU 各国の電力自給率

出所：ENTSO-E、「Electricity in Europe 2015」、2016 年

周辺国の中でも原子力発電の占める割合が高いフランスとの輸出入量に注目しても、2015 年実績は輸出が 11.5TWh、輸入は 2TWh と輸出量の方が多。電力の移動量を見ると、一見ドイツはフランスから多くの電力を輸入しているように見えるが、EU 内では、物理的な電力の移動量と実際の輸出入量は異なるという点に注意する必要がある。

表 12 フランス・ドイツ 2 国間電力の物理的フロー

年	ドイツ⇒フランス	フランス⇒ドイツ	合計
2013	1436	10607	-9171
2014	1196	11770	-10574
2015	1360	12098	-10738

出所：ENTOSO-E データから作成

また、フランスと隣国の物理的なフローと取引量をみると、物理的な電力フローと取引量に大きな差があるのがドイツ、イタリア、スイスである。イタリアとスイスは輸出超過であるが、取引量と物理的な電力フローに大きな差がある。逆にドイツについては、取引量は輸入超過である一方物理的な電力フローは輸出超過である。このことから、フランスがイタリア、スイスに販売した電力の一部はドイツの系統を通じて送られていると考えられている。そのため、フランスからドイツへ流れ込んだ電力がドイツでそのまま消費されているわけではなく、逆にドイツの電力はフランスで消費されていると考えられる。この理由はドイツの電力の卸価格がフランスの卸価格に比べて安いことにある。

表 13 フランスと隣国の電力フローと取引量（2014 年）

	商業取引ベース (TWh)		物理的なフロー (TWh)	
	輸入	輸出	輸入	輸出
ドイツ	13.2	7.3	0.8	14.8
スペイン	2.9	6.5	2.4	5.9
イギリス	0.8	15.9	0.01	15.0
イタリア	0.5	19.8	0.7	15.5
スイス	9.1	25.5	2.9	10.0

出所：RTE、「2014 Annual Electricity Report」、2015 年

注：2015 年よりフローベース市場カップリングにより、フランス、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、ルクセンブルクの市場については合わせた統計のみが公表されており、ドイツとフランス間の取引は比較できなかった。

4. 火力・原子力に関する動向

4.1 背景

ドイツ政府が 2015 年 7 月に発表したエネルギー変革と温室効果ガス削減目標の確実な達成に向けた新しい政策は、すでに述べたように電力市場改革に向けたものである。その具体的な内容は、再生可能エネルギーのさらなる導入促進に加えて、コージェネの促進、脱原発及び脱炭素化、そして再生可能エネルギーが増えていく中でも安定した電力供給を実現することである。

ドイツ国内で特に問題となっているのは、2022 年までの脱原発にともない、南ドイツの産業集積地で、電力が不足する可能性である。

特にエネルギー需要が高まる冬季において、どのように乗り切るかは深刻な課題であり、ドイツ政府はこの過渡期における措置として、冬季予備力を利用してきた。今後は、これに代わり容量リザーブの導入が予定されている。

本章では、容量リザーブと並んで、火力・原子力の動向について整理する。

4.2 容量リザーブの概要

4.2.1 容量リザーブ政令

ドイツではエネルギー変革が進んだ結果、再生可能エネルギー電力の供給量が大幅に増加している。さらに 2011 年 3 月に起きた福島第一原子力発電所の事故を機に、ドイツは既に停止していた 1 基を含む計 8 基の原子力発電所を稼働禁止とし、残り 9 基を 2022 年までに段階的に閉鎖することを決めた。これにより再生可能エネルギーの電力市場に占める割合はさらに高くなり、現在では 30%を占めるほどに成長した。それと同時に、再生可能エネルギーの発電量が市場を占める割合が増加したことで、安定的な電力供給に対する懸念も高まるようになった。再生可能エネルギー電力のもたらす課題を検討した結果、電力市場 2.0 で定めた柔軟性対策で対応しきれないと考えられる事態に備え、容量リザーブを導入することに決めた。

2020 年の二酸化炭素削減目標の達成に向けた最新計画では、脱炭素化のために現在稼働している褐炭火力発電所の順次停止が予定されている。直近の計画としては、全体の 13%に当たる 2.7GW 分の褐炭発電所の常時稼働を停止し、段階的に容量リザーブへ移行することが予定されている。つまり、褐炭発電所は段階的に、容量リザーブへ移行し、その後停止される。電力市場 2.0 の下で脱炭素化が進められれば、今後も従来型の火力発電所が次々と閉鎖され、電力供給全体に占める再生可能エネルギーの割合がますます高まることは避けられない。そのため、容量リザーブは安定的な電力供給を保障する重要な電源となる。

容量リザーブは、2015 年 7 月 26 日の電力市場法によって改定されたエネルギー事業法に基づき、容量リザーブ政令 (Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve、通称 Kapazitätsreserveverordnung、KapResV) という名でエネルギー政策に新たに追加されたもので、電力市場 2.0 を実現していくために欠かせない施策の一つである。とりわけ自由化された電力市場において脱炭素化を進めていくにあたり、課題とされる電力の安定的供給のためにも容量リザーブは重要な役割を担っている。

ドイツは、容量リザーブ以前に冬季予備力という類似の制度を導入している。容量リザーブも

冬季予備力も需給逼迫時の安定的な電力供給の確保という目的は同じだが、冬季予備力は冬の間
に南ドイツで生じる系統ボトルネックと需給逼迫に対処するための短期的な予備力を確保するた
めの手法である一方、容量リザーブは地域や季節性を問わず、今後将来的に起こることが予見さ
れる全国レベルでの需給逼迫を回避するための中長期的な施策である。また、冬季予備力が系統
の不十分な点を補うためのものであるのに対し、容量リザーブは再生可能エネルギーによる需給
ギャップが原因で発生する因原の解消を目的として送電系統運営者が確保する点が特徴である。
容量リザーブは 2018/19 年の冬季より市場外での入札を通じて調達される。

容量リザーブの最大の特徴は、対象となる発電所及び発電容量が完全に電力市場から切り離さ
れている点である。対象となった発電所は、市場で電力を販売することは禁止され、再び市場に
戻ることはない。これにより、容量リザーブに組み込まれた発電設備が卸市場の価格形成を阻害
することを回避している。

容量リザーブ用の発電所は、送電系統運営者が公募入札にて決定する。発電所の所有者は引き
続き変わることはないが、送電系統運営者の管理下に置かれることとなる¹⁶。落札された発電所に
は、発電所を稼働させるための待機コストが支払われる。待機支払いについて応札の最高値は年
間 10 万ユーロ/MW と規定されている¹⁷。その後、対象となった発電所の要件が送電系統運営者に
より確認される。

容量リザーブ用電源の容量や発電所の数は、想定される年間のピーク負荷の平均値によって異
なる。送電系統運営者は、ピーク負荷の約 5%、およそ 4GW の設備容量を容量リザーブとして必要
な規模と見積もっている。これらは定期的に連邦ネットワーク規制庁によって見直しが行われる。

確保された容量が稼働しなかった場合、発電所の待機コストは電力消費者が引き受けることと
なる。容量リザーブが稼働し、電力を供給した場合には、原因者負担原則に従い、発電計画に対
して十分な供給ができなかった電力会社が全コストの一部を支払う。これは調整電力の場合と同
様、稼働費用と等しい金額とされている。この際に電力会社が支払う額は、最低 2 万ユーロ/MWh
になる。これが制裁金として作用することで電力会社は、先物市場やスポット市場を通じて発電
計画に応じた電力を調達するように努めるようになる。なお、ドイツは原則として卸市場でも取
引価格に上限を設定しない予定である。

容量リザーブへの参加条件として、以下の 7 つが政令で規定されている¹⁸。

1. ドイツ国内の電力系統に組み込まれていること
2. 完全停止の状態から最大負荷での稼働までに必要な時間が 12 時間以内であること。ただし
容量リザーブのために新設された設備については 45 分以内とする
3. ミニトリザーブ用電源の稼働に必要とされる IT 技術や組織的な要求事項を満たしている
こと
4. 有効電力供給の指示が出されてから 15 分以内で最小部分負荷での稼働からリザーブ出力の
30%まで調整できること
5. 最小部分負荷は応札容量の最大 50%であること
6. 新設される設備は、自動起動及び有効電力供給なしの無効電力供給が可能であること

¹⁶ Kapazitätsreserveverordnung §3

¹⁷ Kapazitätsreserveverordnung §12

¹⁸ Kapazitätsreserveverordnung §9

さらに、既に完全に停止している褐炭発電所は、再び市場で電力を供給することや、売買することは禁止され、容量リザーブの対象外となった場合には、将来にわたり停止状態を保たなければならない。契約終了後再び電力の売却が可能となるのは、容量リザーブ用に新規建設された設備のみとされる。

容量リザーブが稼働するのは、あらゆる手段を通じても供給不足を解消できない場合のみとし、運用は以下の通りとする。

スポットにおける前日市場において電力市場に出回る電力が不足すると判明した場合、送電系統運営者は発電所運営者に稼働準備を要請する。当日市場で、電力需要が供給量よりも大きい場合、送電系統運営者は以下の対応をしなければならない。

第一に調整電力を活用する。それでも電力供給が不足する場合は、容量リザーブを稼働させる。容量リザーブは、エネルギー事業法第 13 条第 1 項及び第 2 項に規定されている通り、調整電力等その他の適切な手段を実施した後に行われるものとする。

容量リザーブは 2018/2019 年冬期から段階的に開始が予定されている。2018/2019 年冬期に必要な容量は 2GW、2020/2021 年冬期は留保つきで同様の 2GW と見積もられている¹⁹。容量リザーブに必要な容量は、連邦経済エネルギー省が 2018 年 10 月 31 日までに検証及び決定し、その後は 2 年ごとに見直される。その結果は安定的な電力供給に関するモニタリング報告書として報告される²⁰。

4.2.2 容量リザーブを選択した理由

以上、ドイツ国内の容量リザーブについて概観したが、これはフランスやイギリスが導入している容量市場とは異なる。大きく異なるのは、フランスやイギリスが容量市場を新規の市場の創設と位置付けているのに対し、ドイツの容量リザーブの位置づけは補助的な市場という位置づけという点である。

(1) コスト

ドイツ政府は複数のコンサルティング機関などによる様々な容量メカニズムモデルの比較分析結果から、容量市場の導入よりも、容量リザーブを追加して発展させた電力市場 2.0 の方が最終的に低コストで実現出来ると判断した。

容量市場は管理者が望ましい供給能力を設定する必要があるが、想定されるすべてのリスクに備えれば、調達する容量が実際に必要とされる以上より大きく設定される可能性がある。その際、発生する過剰な容量のコストは最終的に消費者に転嫁される。また、容量市場で調達される電源の契約期間は一般的に容量リザーブよりも長くなる。その結果、必要な時に必要な分だけを調達することができるドイツの容量リザーブを追加した新電力市場と比較して、容量市場は高コスト

¹⁹ 電力市場法（2016 年 7 月 26 日）の中で改正されたエネルギー事業法第 13e 条

²⁰ 安定的な電力供給に関するモニタリング報告書はエネルギー事業法第 63 条に従い作成される。

となることが予想される。

(2) 技術革新と競争

容量リザーブは市場がオープンであるため、競争が促されるとともに、新規参入も可能である。そのため、将来の技術開発も期待できる。

競争のある電力市場では、価格シグナルにより必要な電力量が調達される。歪みのない、健全な競争環境下では、コストの低いエネルギーの需要が高まるため、再生可能エネルギーを低コストで導入することも可能となる。

一方、容量市場は事前に契約を交わす必要があり、そのために価格シグナルが働かず、発電事業者は事前に取り決めた価格で電力を供給するために電力市場の変革は起きず、技術革新も容量リザーブほどには期待できない。そのため、当局がフレキシブルに低コストの電源を判断したり、切り替えたりすることは難しい。修正が必要となった場合も、素早い行動をとることは困難である。ドイツ政府は、出来る限り市場プロセスを統合することを求めており、容量市場では電力源の切り替えの際には誤判断のリスクも生じると考えている。

(3) EU 単一市場

EUは将来的に電力のEU域内単一市場の形成を目指している。価格シグナルが機能不全であり、競争が妨げられる容量市場はより厳格な市場管理が必要となるが、一国内の電力市場における管理でさえ困難であるため、EU域内単一電力市場に容量市場は適切な手段とは言えない。

(4) 二酸化炭素排出量削減目標

容量市場での電力取引は総じて二酸化炭素排出量が増加するという分析結果も出ている²¹。発電負荷の高さと余剰電力の発生により、二酸化炭素排出量が最終的に容量リザーブを導入した場合よりも増えると予想されている。

(5) 容量リザーブのデメリット

発電所の固定費回収を主な目的とする容量市場とは対照的に、容量リザーブでは発電所の固定費を回収できない事態が懸念される。さらに、容量リザーブに指定された発電所の電力は、稼働時の電力価格に固定費が付加されることとなり、取引価格が高騰することも考えられる。

これに対して、容量リザーブによる電力価格への影響については、最終消費者への負担は0.028セントから0.055セント/kWhが想定されていること、容量リザーブとして確保するのは年間最大

²¹ R2b、Concentec、「Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung」、2014年

需要時の 5%であることから、年間 1300 万ユーロから 2600 万ユーロをコストとして見積もっていることなどを政府は回答している²²。

4.2.3 2022 年以降の動向に関して

容量リザーブはあくまでもドイツが描く将来のエネルギー政策実現までの暫定的な施策である。ドイツでは、再生エネルギー源の電力の市場に占める割合が増えた場合、発電能力に余剰が生じることを見込んでいる。問題は国内の電力需給バランスであり、長期的には系統拡充により南北間送電線が完成することが不可欠である。

電力市場の今後の更なる柔軟化に向けて、蓄電池の開発や需要再度マネジメントなどのイノベーションが起こると予測している。

4.3 将来の石炭・褐炭・天然ガスの設備容量見通しと発電電力量見通し

4.3.1 ドイツ全体の発電量・電力供給量に対する石炭・褐炭・天然ガスの占める割合

ドイツ国内の年間総発電量は、2015 年に 651.8TWh、1990 年には 549.9TWhk であった。これは 25 年間で 18.5%の増加となる。2015 年は、そのうち 30%を再生可能エネルギー、約 42%を石炭及び褐炭発電、天然ガスは約 9%を占めている。石炭・褐炭火力発電量は 1990 年には全体のおよそ 57%を占めていたため、この 25 年で大きく減少している。一方、天然ガスの電力供給量は変動があるものの、2015 年は 1990 年比 66%増加した。国内総発電量の増加の主な要因は、再生可能エネルギー発電量の大幅な増加にある。

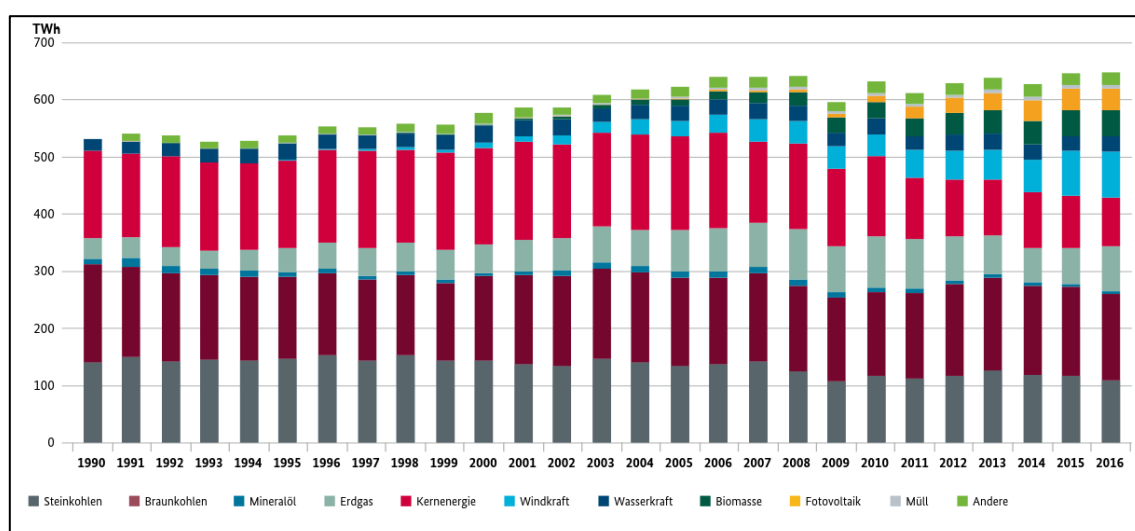


図 76 ドイツの電源別年間発電量（1990～2016 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

²² Drucksache 18/6625、2015 年

Steinkohlen 石炭
 Braunkohlen 褐炭
 Mineralöl 石油
 Erdgas 天然ガス
 Windkraft 風力
 Biomasse バイオマス
 Fotovoltaik 太陽光
 Müll 廃棄物
 Andere その他

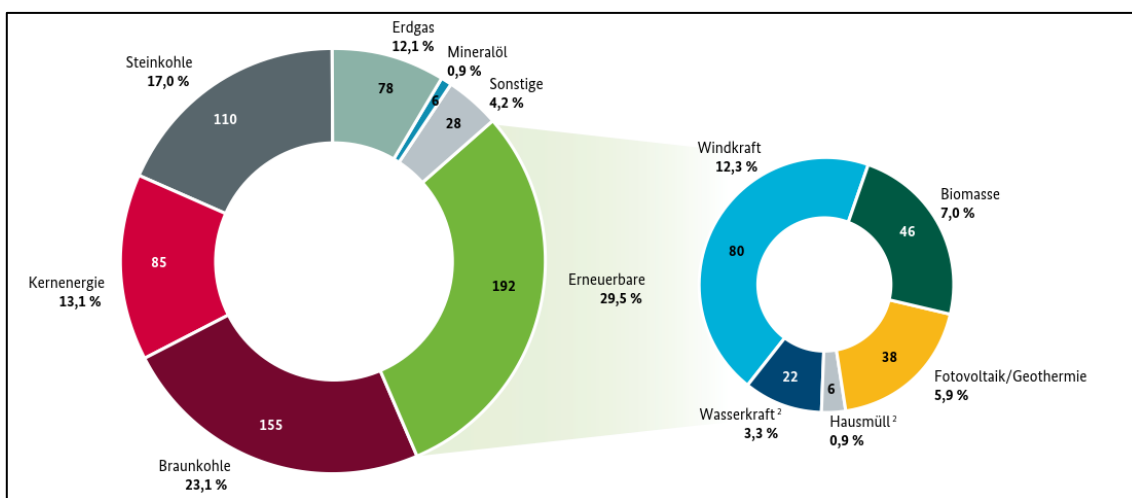


図 77 電源別の発電割合 (2015 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

Erdgas 天然ガス
 Minearlöl 石油
 Sonstige その他
 Erneuerbare 再生可能エネルギー
 Braunkohle 褐炭
 Kernenergie 原子力
 Steinkohle 石炭
 Windkraft 風力
 Biomasse バイオマス
 Fotovoltaik 太陽光
 Hausmüll 家庭ごみ
 Wasserkraft 水力

4.3.2 現在と将来のドイツ国内総電力需要量

2020年二酸化炭素削減目標に加えて、ドイツは2020年までに総電力消費量を2008年比10%削減することを目標として掲げている。

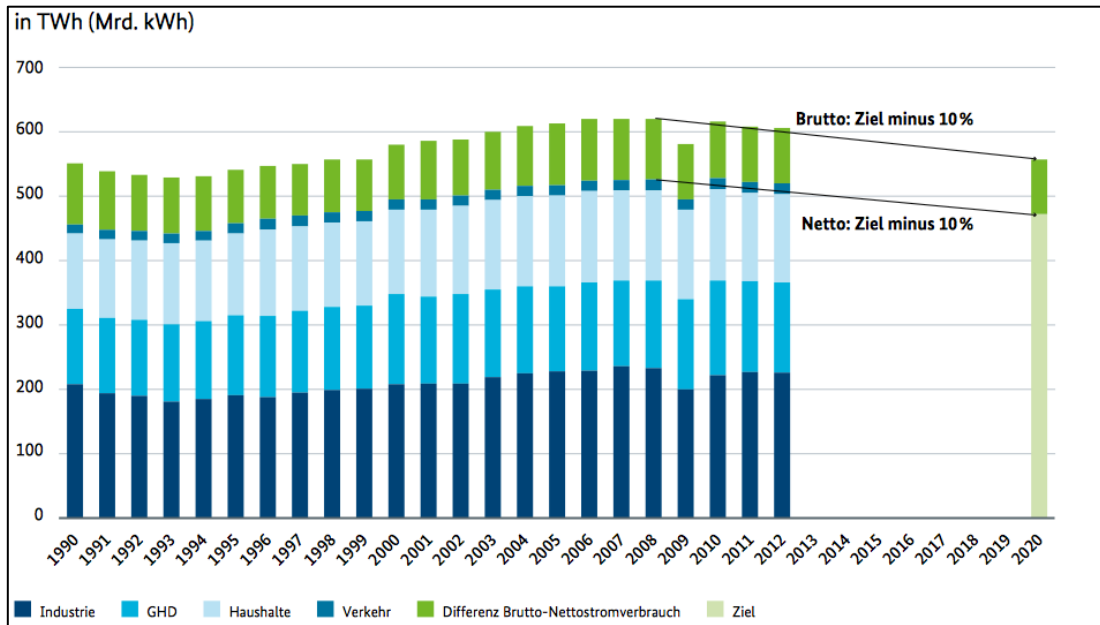


図 78 電力消費量推移（1990～2020年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energie der Zukunft」、2014年

In TWh (Mrd. kWh)	TWh (10億 kWh)
Brutto Ziel minus 10%	グロス：目標10%削減
Netto Ziel minus 10%	ネット：目標10%削減
Industrie	産業
GHD	商工業
Haushalte	家庭
Verkehr	交通
Differenz Brutto- Nettostromverbrauch	グロスとネットの差
Ziel	目標

国内研究機関による調査結果においても、ドイツ国内の発電量に大きな増減は見込まれていない。しかし、重要なのは総発電量の増減ではなく、その電力ミックスの変化である。ドイツ政府は総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を2030年までに50%以上とすることを目標としており、ガス火力の発電量も大きく増加していくと予想される。一方で、石炭及び褐炭火力の発電量は2030年以降大きく減少していくと予測されている。

表 14 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測

グロス 発電量	参照シナリオ				トレンドシナリオ	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
石炭	112	106	101	109	57	52
褐炭	150	156	143	140	104	31
天然ガス	83	47	61	64	97	106
石油	7	1	1	1	2	2
原子力	108	63	0	0	0	0
蓄電池	6	5	5	1	0	7
水力	18	19	19	19	19	19
風力	49	100	124	143	150	209
太陽光	20	56	61	67	72	73
バイオマス	20	56	61	67	72	73
その他	25	14	15	15	15	14
合計 (TWh)	609	618	582	612	546	554
純輸出	6	41	18	53	19	7
グロス電力 消費	603	577	564	559	546	554
再エネ発電 量	123	234	265	289	299	356
再エネ割合	21%	41%	47%	52%	55%	64%

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2015年

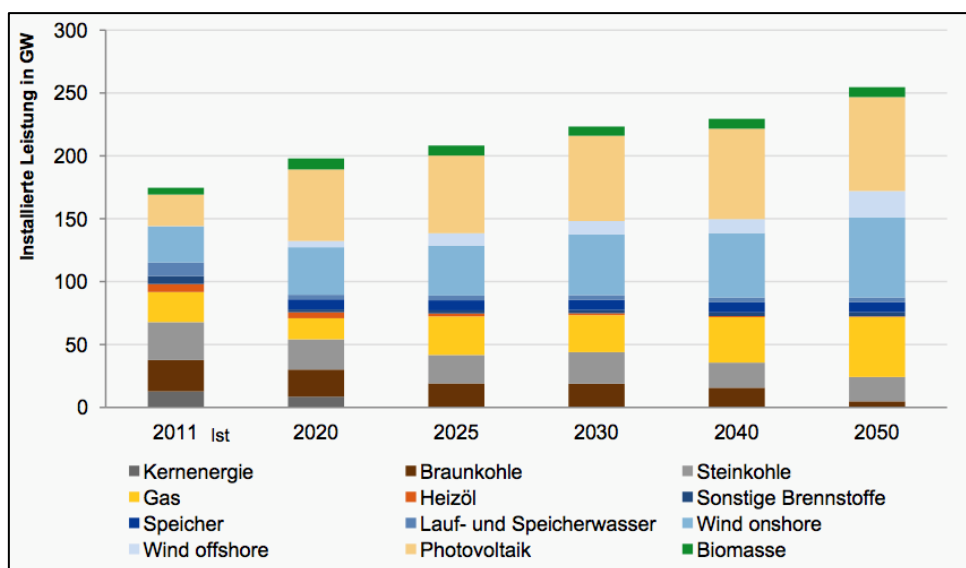


図 79 発電設備の容量の推移の予測（2011～2050年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、

2015 年

Installierte Leistungin GW	発電容量 (GW)
Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Gas	天然ガス
Heizöl	石油
Sonstige Brennstoffe	その他
Speicher	蓄電池
Lauf- und Speicherwasser	水力
Wind onshore	陸上風力
Wind offshore	洋上風力
Photovoltaik	太陽光
Biomasse	バイオマス

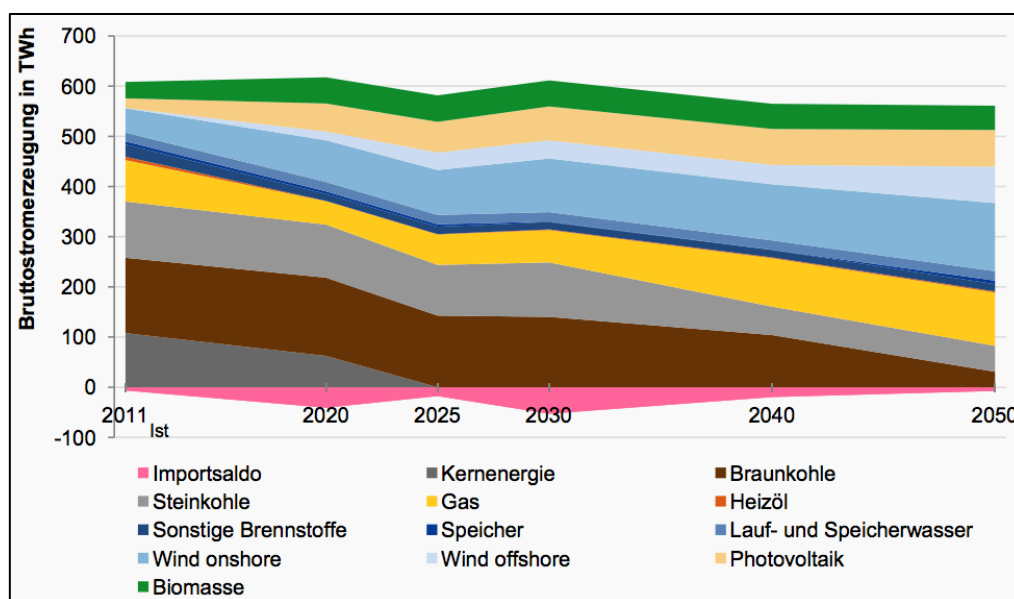


図 80 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測 (2011 年～2050 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014 年

Installierte Leistungin GW	発電容量 (GW)
Importsaldo	輸入
Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Gas	天然ガス
Heizöl	石油

Sonstige Brennstoffe その他
 Speicher 蓄電池
 Lauf- und Speicherwasser 水力
 Wind onshore 陸上風力
 Wind offshore 洋上風力
 Photovoltaik 太陽光
 Biomasse バイオマス

4.3.3 石炭・褐炭火力発電及び天然ガス火力発電の設備容量と将来見通し

現在の褐炭・石炭の発電設備容量は合計 47GW、ドイツ国内総発電容量のおよそ 24%分を占める。過去 6 年で褐炭火力発電所は 1.9GW、石炭火力発電所は 4.7GW、計 6.6GW 分の設備が閉鎖されてきたが、新設された容量と合わせると、石炭・褐炭火力発電所全体としては 5.7GW 増加している。現在は 2016 年以降に確定している新設計画はなく、2020 年までは現在の発電能力から大きく変わることはないと思われる。

2020 年以降は排出権価格が上昇する可能性があり、そうすると褐炭・石炭火力発電量は少なくなっていくことが予測される。ドイツ政府として脱石炭化に関わる明確な政策は未だなく、古い設備の閉鎖と近代的な設備の利用による高効率化とそのためへの投資を行うことで当分は対応していくことにしている。2020 年以降の安定的な電力供給には、ガス火力発電所の新設で対応するのが最も現実的と考えられている²³。

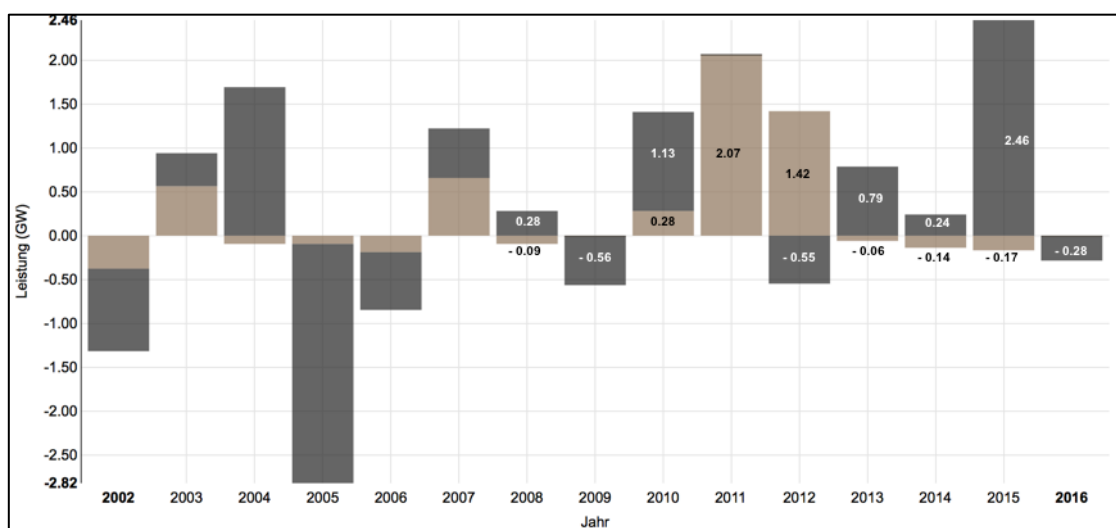


図 81 褐炭及び石炭火力発電所の新設・閉鎖状況（2002～2016 年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト, https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm、2016 年 3 月 2 日

Leistung 容量

²³ 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose」、2015 年

Jahr 年

灰色が石炭、小豆色が褐炭

ガス火力発電設備は現在国内におよそ 22GW の容量があり、国内総発電容量の 11.4%を占める。過去 6 年で閉鎖されてきた発電設備合計は 1.3GW と比較的大きいが、新設された分と合わせると 1.13GW 分の増加である。

2015 年 7 月に公表された新電力市場の構築に向けたエネルギー政策方針の中でも触れられているとおり、ガス火力発電は主にコージェネ法に基づいた効率的な熱利用を追求していくことが期待されている。しかし、こうした政府の思惑に反して、いくつかの設備が閉鎖を視野に入れている。

ドイツ政府は二酸化炭素排出量が少ないことと高い柔軟性の観点からガス火力発電を重視しており、これまでに 7GW 分のガス火力発電設備が停止を申請したにも関わらず、停止の認可が降りなかったものが約 3.1GW あり、実際に停止しているのは、暫定的に停止している 2.6GW を合わせて 3.9GW 分である。稼働停止を申請した設備のうち、稼働開始から 35 年以上経過しているものが 25 か所、発電容量は 4.7GW、25 年以上経過しているのは 33 か所で 5.0GW となる。反対に稼働開始から 20 年以下のものは 9 設備 2.1GW 分である。

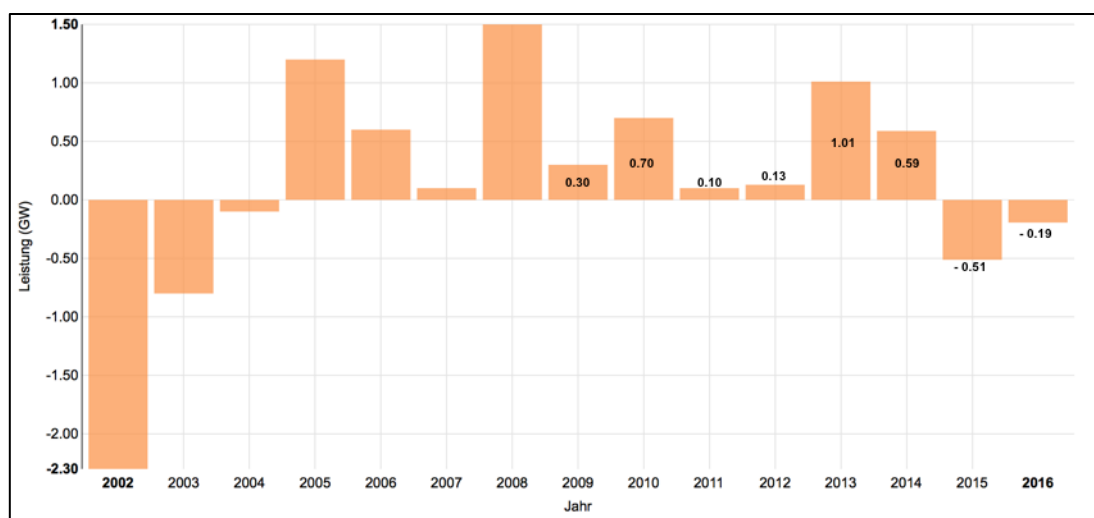


図 82 ガス火力発電所の新設・閉鎖状況（2002～2016 年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト, https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm、2016 年 3 月 2 日

Leistung 容量

Jahr 年

連邦ネットワーク規制庁は、毎年発電所の新設及び停止リストを公表している。それによれば、2019 年までの従来型発電設備容量の増減は以下の通りである。

表 15 従来型発電設備容量の推移

	建設中	2019年までに停止予定の容量	合計
ドイツ全体	3469MW	6225MW	-2786MW
その内、正式に停止申請中		3569MW	
南ドイツ	478MW	2742MW	-2264MW
その内、正式に停止申請中		56MW	

出所：連邦ネットワーク規制庁ウェブサイト，

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerkslistenode.html、2017年3月2日取得

また、ドイツエネルギー・水道業連盟（BDEW）は2025年までの発電設備の新設計画を公表している。

稼働開始年ごとのプロジェクトの数

電源	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	未定	合計
褐炭										2	2
石炭	2									3	5
天然ガス	2	5		1		1	3			12	24
水力										1	1
揚水発電					2			1	1	4	9
洋上風力	8	4	2	1	1					17	33
合計	12	9	2	2	3	1	3	1	1	39	74

稼働開始年ごとの設備容量（MW）

電源	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	未定	合計
褐炭										1760	1760
石炭	1738									2817	4555
天然ガス	505	1620		1200		850	2700			6085	12960
水力										28	28
揚水発電					600			300	390	2380	4670
洋上風力	2359	981	682	348	450					4693	9513
合計	4602	2601	682	1548	1050	850	2700	300	390	17763	33486

図 83 電源別の計画されている新設数、容量（2015～2025年、20MW以上のみ）

出所：BDEW、「Auswertung der BDEW Kraftwerksliste」、2015年

再生可能エネルギー発電設備の増設が進む一方で、変動型電源の不安定さへの懸念もあり、従来型の発電設備容量の規模は大きくは減少していないため、ドイツ国内全体の発電能力は過剰な状態にある。しかし、ドイツ国内の研究機関は長期的にはガス火力発電所が増え、褐炭・石炭発

電所は減少していくと見込んでいる²⁴。

脱原発が計画通り進むと、2022年には原子力が担ってきた発電量がゼロになる。一方で、ガス火力発電による発電量は2022年まで大きく増加することはないと予測されているが、これは再生可能エネルギーの増加による影響である。それにより残余需要が少なくなるため、従来型発電の稼働率は低下し、コスト競争力で石炭に劣る天然ガスはさらに低い稼働率を強いられることとなる。しかし、2025年以降は排出権価格が上昇するとみられており、ガス火力発電の競争力は向上するという予測もある²⁵。

ガス火力発電所は、その比較的低い投資コストと高い柔軟性から残余需要を埋める電源として優れており、不安定な再生可能エネルギー電源の補助的な役割を担っていくことが強く期待されている。とりわけ高効率ガスタービン発電所の増設が長期的に検討されている。

調整電力及び予備電力のためのガス発電設備は2050年までに従来型発電設備の約50%、48GWまで高められる見込みである²⁶。

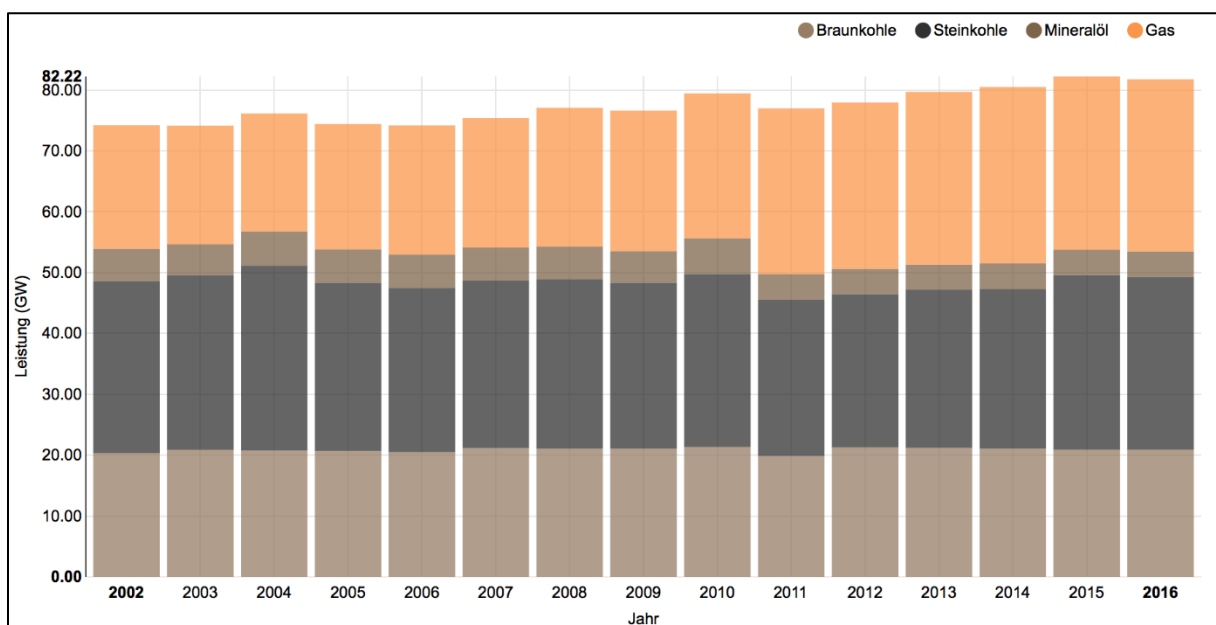


図 84 ドイツ国内の化石燃料を用いる発電所の容量合計の推移（2002～2016年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト、https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm、2016年3月2日

Leistung	容量 (GW)
Jahr	年
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Mineralöl	石油
Gas	天然ガス

²⁴ 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose」、2014年

²⁵ 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose」、2014年

²⁶ 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose」、2014年

4.4 石炭・褐炭抑制と天然ガス利用率向上に向けた取り組み

4.4.1 石炭・褐炭・天然ガス発電設備の稼働状況

現在ドイツにおいて年間の最大負荷稼働時間が最も長いのは原子力である。この数年大きな変化はないが、2011年に原子力発電所8基が停止したため、原子力以外の発電所の稼働率も向上している。褐炭発電、石炭発電の稼働率も依然として高く、年間最大負荷稼働時間にも大きな変化はない。反対に天然ガスの年間全負荷時間はこの5年で大きく減少している。

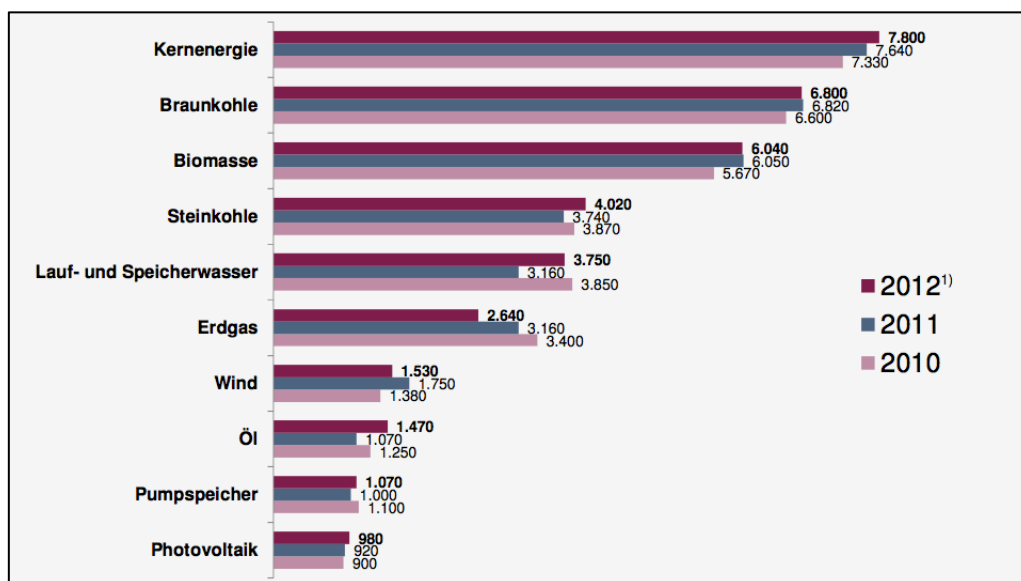


図 85 電源別の最大負荷稼働時間の推移（2010～2012年）

出所：BDEW、「Jahresbericht 2014」、2015年

Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Biomasse	バイオマス
Steinkohle	石炭
Lauf- und Speicherwasser	水力
Erdgas	天然ガス
Wind	風力
Öl	石油
Pumpwnspeicher	揚水発電
Photovoltaik	太陽光

4.5 褐炭・石炭火力発電所の稼働率見通し

褐炭・石炭火力発電所の将来見通しは様々な機関が予測を立てている。それぞれの機関が予測する稼働率は、それぞれが想定しているシナリオによって大きな違いがあり、ここでは再生可能エネルギーエージェンシーがまとめたメタ分析を紹介する。

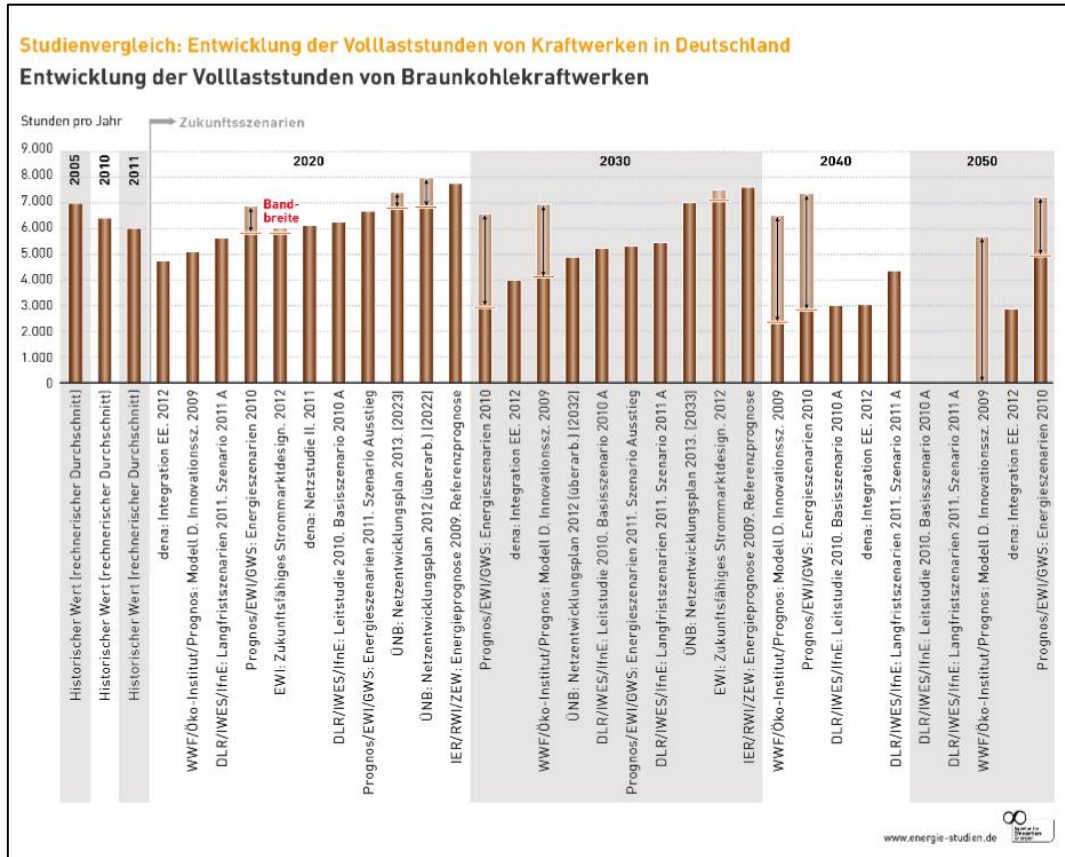


図 86 褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

出所：AEE、「Energie Studien」2013年

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland

比較研究：ドイツ国内の発電所の最大負荷稼働時間の予測

Entwicklung der Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken

褐炭発電所の最大負荷稼働時間の予測

Stunden pro Jahr 年間稼働時間

Zukunftsszenarien 将来シナリオ

Bandbreite 変動幅

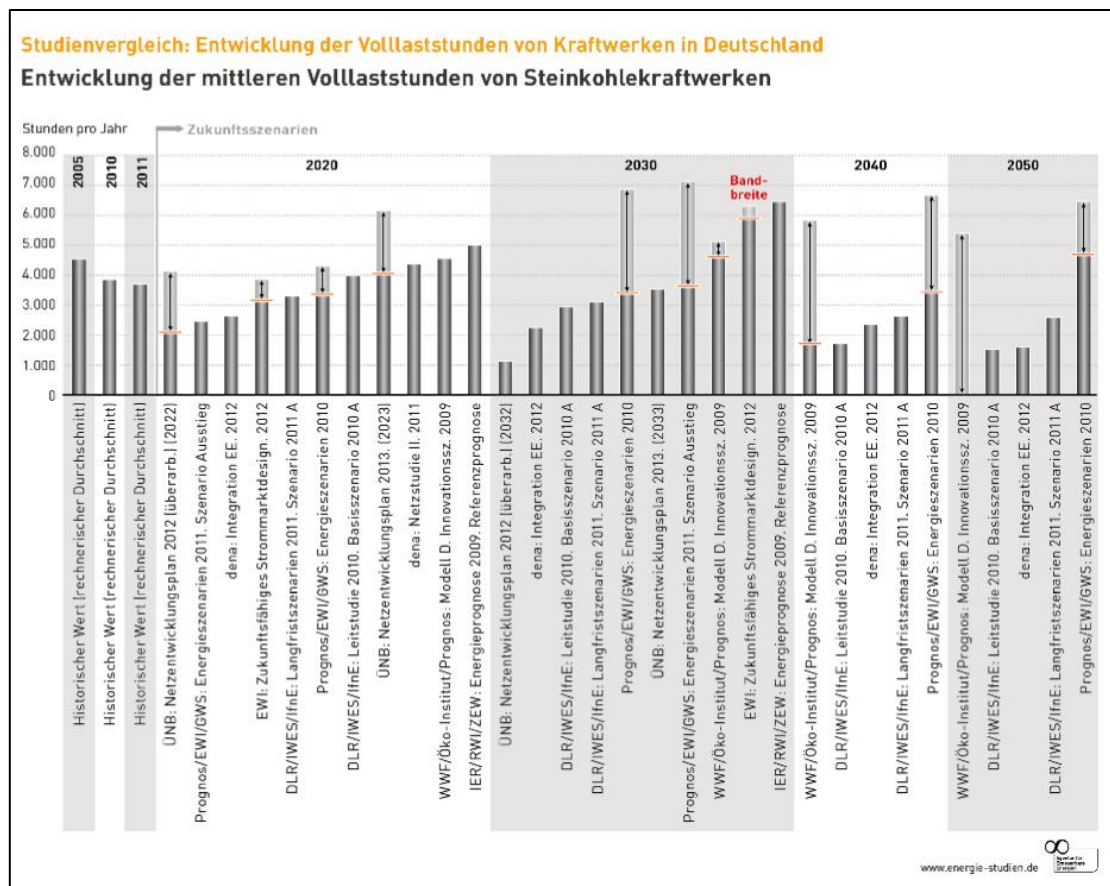


図 87 褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

出所: AEE、「Energie Studien」2013年

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland

比較研究: ドイツ国内の発電所の最大負荷稼働時間の予測

Entwicklung der Volllaststunden von Steinkohlenkraftwerken

石炭発電所の最大負荷稼働時間の予測

Stunden pro Jahr 年間稼働時間

Zukunftsszenarien 将来シナリオ

Bandbreite 変動幅

連邦経済エネルギー省も、再生可能エネルギー以外の電源の稼働時間の見通しを公表している。

表 16 2050 年までの年間平均稼働時間の見通しと予測

平均最大 負荷稼働	参照シナリオ		トレンドシナリオ (BAU)			目標シナリオ				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
石炭	4423	4466	4346	2840	2679	1894	1937	1481	651	363
褐炭	7205	7503	7443	6662	6401	7231	6918	6676	4090	4026
天然ガス	2772	1972	2186	2671	2221	3129	2220	1877	2307	1268
石油	121	384	777	1938	5619	121	384	777	1938	5619
原子力	7404					7404				
蓄電池	651	594	114	53	857	705	466	162	153	609

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014 年

褐炭・石炭火力発電所の今後の稼働状況をどのように予測するかについては、将来的な二酸化炭素削減目標と排出権取引における排出権価格をどのように想定するかによって研究機関の間でもその見解は様々である。ただ全体として共通しているのは、2030 年あたりを境に褐炭・石炭火力発電所の稼働時間は減少していくという点である。2030 年までは比較的現在の稼働状況が保たれるが、それ以降 2050 年にかけて大きく稼働率は低下するという予測は、記述の通り再生可能エネルギー電力の成長とガス火力発電の活用と関連するものである。

褐炭火力発電所の最大負荷時間が年間 7000 時間もしくはそれ以上となるのは、排出権価格が低く二酸化炭素削減目標も緩いという条件の下、さらに CCS などに頼らない限り現実的な想定ではないだろう。CCS を導入しない場合、2050 年までに褐炭火力発電所の稼働はおそらく終了するであろうという研究も報告されている²⁷。実際に CCS の導入はドイツでも検討されてはいたものの、現在研究開発は停止している。

4.5.1 褐炭抑制に向けた政策

(1) 褐炭：安定供給のための待機

2020 年二酸化炭素削減目標の達成に向けた手段の一つとして、褐炭発電所を段階的に停止し二酸化炭素排出量を 1100 万～1250 万トン削減することは、すでに説明した。発電事業においてとりわけ二酸化炭素排出量の大きい褐炭発電所を停止していくことは、今後まず取り組むべき施策として国内でも広く認識されている。

容量リザーブとして、現在電力の安定供給のために待機することとなった褐炭火力発電所は、エネルギー事業法 13 条 g で規定された 8 施設であり下の表に示す通りである。計 2.7GW の発電設備は、国内褐炭発電設備能力総量の 13%に相当する。これら 8 発電所は、4 年間の待機期間の後、

²⁷ 再生可能エネルギーエージェンシー、「Energie Studien」、2013 年

完全に停止される。

現在、褐炭発電所の段階的停止と安定供給のための待機のみが唯一明言されている二酸化炭素排出量抑制政策である。

表 17 電力市場法§13g 安定供給のための待機に指定された褐炭火力発電所

運営者	発電所ブロック	容量	移行日	稼働停止日
Mibrag	Buschhaus	352MW	2016.10.01	2020.09.30
RWE	Fremmersdorf P	284MW	2017.10.01	2021.09.30
	Freimmersdorf Q	278MW	2017.10.01	2021.09.30
	Niederaußem E	295MW	2018.10.01	2022.09.30
	Niederaußem F	299MW	2018.10.01	2022.09.30
	Neurath C	292MW	2019.10.01	2023.09.30
Vattenfall	Jänschwalde F	465MW	2018.10.01	2022.09.30
	Jänschwalde E	465MW	2019.10.01	2023.09.30
合計		2730MW		

出所：Drucksache 542/15

4.5.2 褐炭への支援の抑制

ドイツ国内の再生可能エネルギーが EEG による支援を受けていることはすでに述べた。しかし、支援を受け取っているエネルギー資源は再生可能エネルギーだけではない。

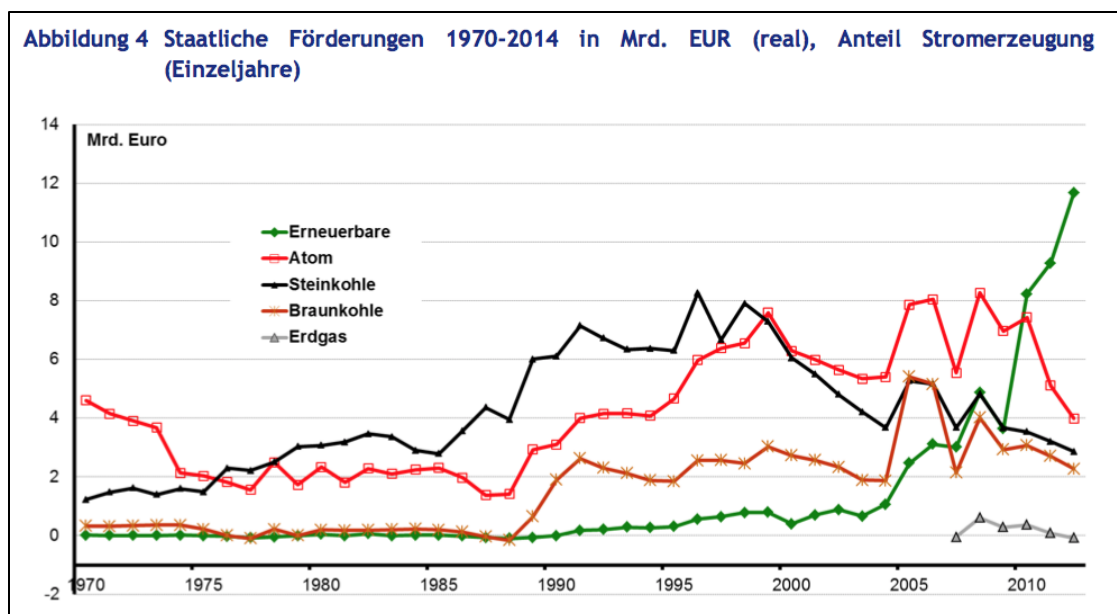


図 88 発電用資源別補助金推移（1970～2014年）

出所：FÖS、「Was Strom wirklich kostet」、2015年

Mrd. Euro 10 億ユーロ
 Erneuerbare 再生可能エネルギー
 Atom 原子力
 Steinkohle 石炭
 Braunkohle 褐炭
 Erdgas 天然ガス

褐炭はドイツ国内で採掘可能な数少ない天然資源として長い間高い優位性を築いてきた。1990年当時と比較するとその消費量は大きく減少しているものの、国内で消費されている褐炭は全て国内で調達してきた。それゆえこれまでは安価な資源と考えられていたが、現在の褐炭由来の電力価格に競争力があるかについては注意が必要である。

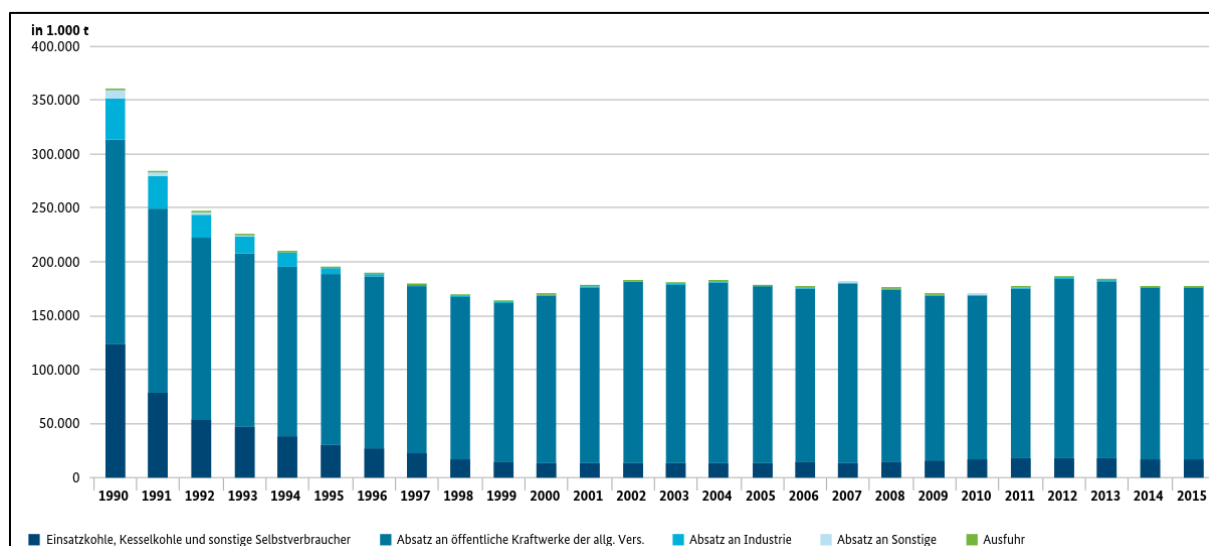


図 89 ドイツ国内の褐炭使用量（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

Einsatzkohle, Kesselkohle und sonstige Selbstverbraucher
 原炭、ボイラー用炭、その他自家消費
 Absatz an öffentliche Kraftwerke der allg. Vers. 一般電力会社などの発電所
 Absatz an Industrie 産業用
 Absatz an Sonstige その他
 Ausfuhr 輸出

褐炭はドイツ国内で調達可能な天然資源として、国からの補助金に大きく頼る石炭と比較され、補助金なしでも十分な競争力を持つ安価なエネルギーと考えられ、公式に言及されることも多い。しかし、褐炭産業は政府が毎年補助金として公表しているものとは別に研究開発費援助や税金免除といった経済的支援を享受してきた。

これら国の補助政策も含む、政府の支援まで広げることで、褐炭を取り巻く本来の経済性を評

価することができる。

褐炭発電に関する経済的支援を1970年から2014年の合計金額及び2014年の金額と発電量kWh当たりの金額を算出したFÖSの研究結果である。例えば2014年の税金減免額の合計は16億ユーロ²⁸であり、発電量あたり1.0セント/kWhが経済的支援によって補われている。

表 18 褐炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014年）

支出 10億ユーロ	1970—2014年合計		発電部門の支援	
	名目	実質 (2014年で 物価調整)	実質	2014年
A.金融支援	11.0	13.6	0.1	0.01
B.税金免除	52.3	66.4	55.9	1.6
C.収益にかからない支援 排出権補助	13.4	14.8	13.4	0.0
A + B	63.3	80.0	56.0	1.6
合計	76.7	94.8	69.4	1.6

出所：FÖS、「Was Strom wirklich kostet」、2015年

また、2006年7月31日まで、発電に使用された天然ガスや石油には税金がかけられていたが、石炭と褐炭には税金が免除されていた。

4.5.3 石炭抑制に向けた取り組み

脱石炭化は社会の方向性として、また環境政策の将来像としても存在するものの、それを実現するための明確な法律や褐炭・石炭火力発電からの撤退や具体的な閉鎖目標などを明記したものはない。2016年11月に公表された気候保護計画2050においても、草案時には盛り込まれていた「脱石炭化」とその期限に関する言及は、最終案にまとまるまでの過程で消去された²⁹。

石炭の国内採掘量は年々減少しており、現在ではドイツ国内総消費量の86.5%は輸入でまかなわれている。1991年から2014年で輸入量は約3倍に増加した。輸入量が大きく増加した1990年代からはドイツで採掘される石炭に対する補助金も増加するようになった。

1970年から2014年に政府から支払われた補助金額は合計1167億ユーロにのぼる。

石炭産業は政府からの補助金に加え、州政府からも補助金を受けてきた。例えば1997年から

²⁸ 褐炭採掘量全体に対し、発電向け使用量当たり算出した金額

²⁹ <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/klimaschutzplan-2050-ausstieg-aus-der-kohle-doch-langsam-a-1100578.html>、2017年3月2日取得

2006年間のドイツ政府からの補助金は1年あたり平均30億ユーロ、総額299億ユーロであるのに対し、ノルトライン・ヴェストファーレン州からは49億ユーロ、年間平均5億ユーロの支援金を受け取っている³⁰。

さらに2007年には石炭経済支援法が制定され、炭鉱労働者や炭鉱の閉鎖に関わる費用として2009年から2019年までにドイツ政府から最大総額156億ユーロが支払われた³¹。これに加え、ノルトライン・ヴェストファーレン州からも39億ユーロが支払われた。この石炭経済支援法は2018年に終了することが決定されており、これをもってドイツ国内での石炭採掘は実質的に終了するとされる。ただし、石炭採掘終了後も炭坑閉鎖のための労働力は必要であり、そのための資金的援助は2027年まで継続されることが保証されている³²。

褐炭と同様に広義の公的支援を算出すると、1970年から2014年の総額は1861億ユーロ、2014年単年では25億ユーロであった³³。これは2014年で2.4セント/kWh、対象期間平均3.3セント/kWhが公的支援で補われていることを意味する。

こうした補助金は輸入石炭価格と国内で採掘された石炭の本来の価格との差を埋めるために使われる。

表 19 石炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014年）

支出 10億ユーロ	1970—2014年合計		発電部門の支援	
	名目	実質 (2014年で 物価調整)	実質	2014年
A.金融支援	140.1	205.1	116.7	1.30
B.税金免除	77.0	107.5	61.1	1.2
C.収益にかからない支援 排出権補助	12.9	14.0	8.3	0.0
A+B	217.1	312.6	177.8	2.5
合計	230.0	326.6	186.1	2.5

出所：FÖS（01/2015）、“Was Strom wirklich kostet”

³⁰ 連邦金融省、「20. Subventionsbericht」、2006年

³¹ Drucksache 18/5940

³² Drucksache 18/5940

³³ 石炭全体に支払われた補助金のうち、石炭火力発電分のみを算出したもの

このようにドイツ国内の石炭は大きな支援を受けてきたが、それでも輸入石炭との価格差は大きい。

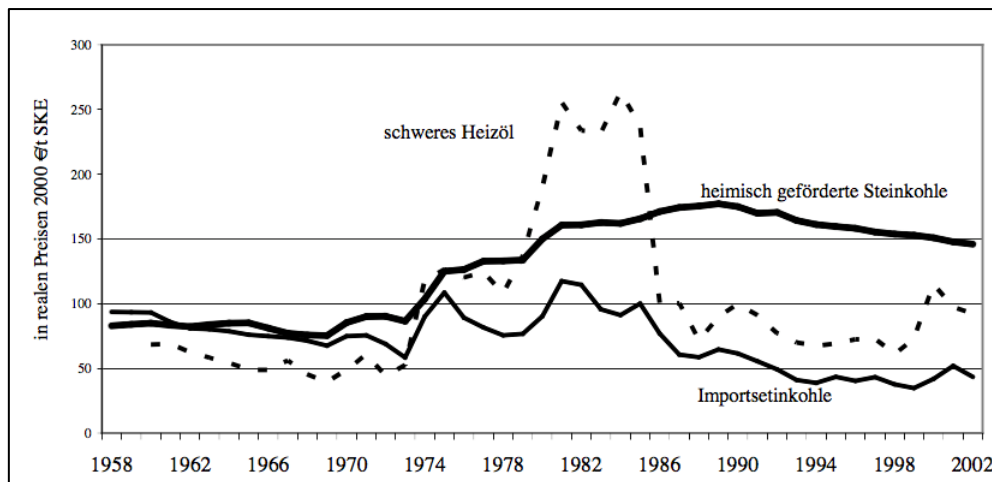


図 90 国内石炭と輸入石炭の価格比較（1958～2002 年）

出所：FÖS、「STAATLICHE FÖRDERUNGEN DER STEIN- UND BRAUNKOHLE IM ZEITRAUM 1950-2008」、2016 年

In realen Preisen 2000 €/t SKE	2000 年で物価調整	ユーロ/トン
Schweres Heizöl	重油	
Heimisch geförderte Steinkohle	支援後の国内石炭価格	
Importsteinkohle	輸入石炭価格	

結果、ドイツ国内の石炭採掘量は大幅に減少している。他方では、石炭の消費量も減少している。

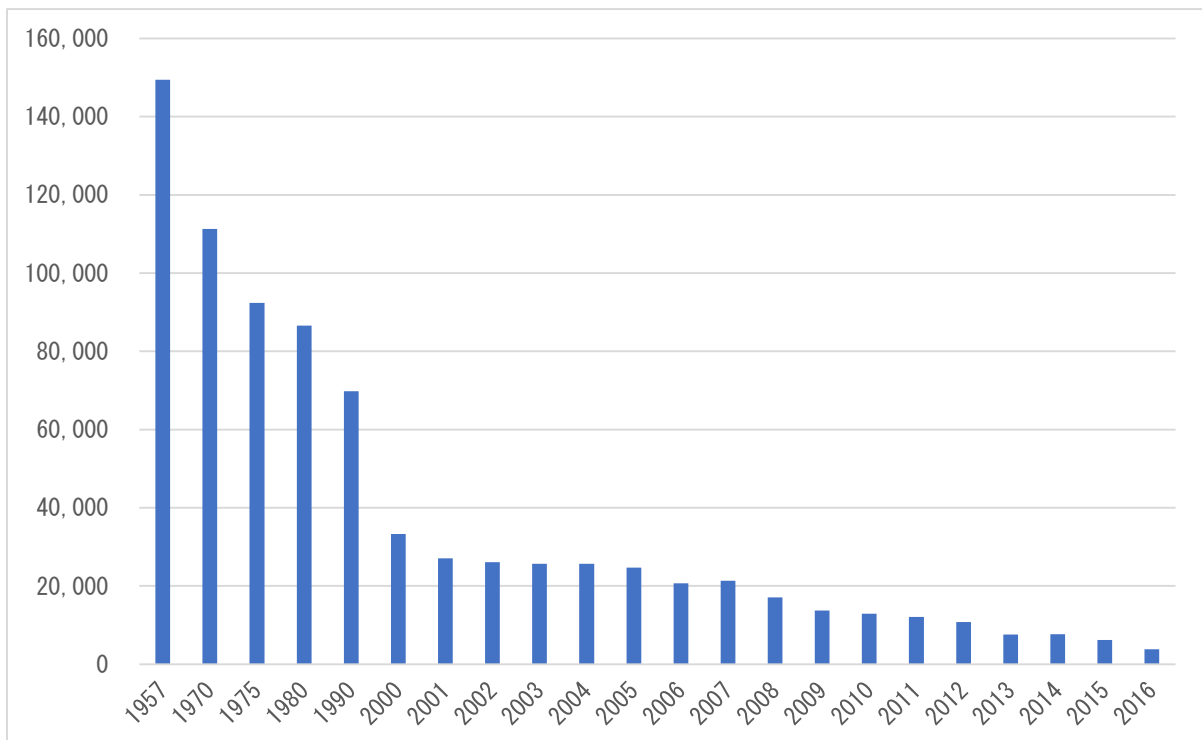


図 91 ドイツ国内の石炭採掘量の推移 (1957~2016年、1000トン)

出所：STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT ウェブサイト、<http://www.kohlenstatistik.de/18-0-Steinkohle.html>、2017年3月2日

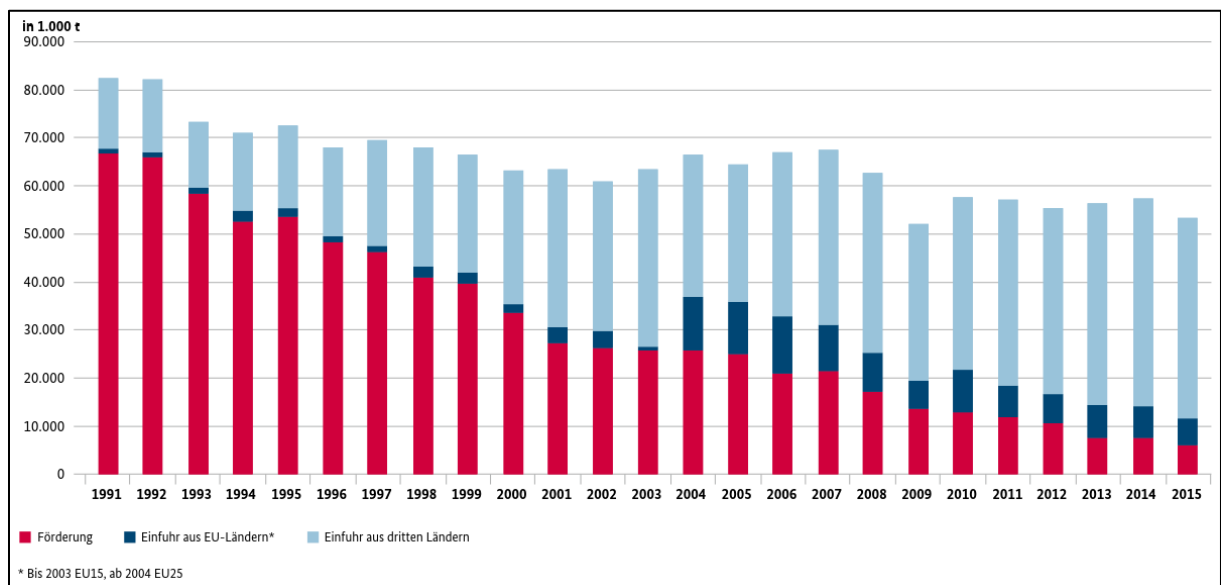


図 92 石炭採掘量と輸入量の推移 (1991~2015年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

Förderung 採掘

Einfuhr aus EU-Ländern EU 加盟国からの輸入

Einfuhr aus dritten Ländern その他の国からの輸入

Bis 2003 EU15, ab 2004 EU25 2003 年までは EU15 の数字、2004 年以降は EU25 の数字

4.5.4 褐炭・石炭抑制政策のまとめ

2015 年の G7 及びパリ締約国会議以降、国際的にも脱石炭化が将来的な環境戦略として認識されている。ドイツとしても、EU としても脱石炭化が長期的な環境政策の目標であり、社会の方向性である。ドイツのシンクタンク、アゴラ・エネルギーヴェンデ (Agora Energiewende) は 2040 年までの脱石炭化を 11 のポイントとともに提案³⁴、さらにドイツ経済研究所 (DIW) のエネルギー専門家クラウディア・ケムファート氏は脱石炭化により懸念されている電力供給量不足も 2050 年までに再生可能エネルギーで補うことが可能であることは複数の研究結果からも証明されていると述べた³⁵。

しかし、これまでのところ気候変動対策として石炭消費量の削減必要性については認めているものの、ドイツ政府は脱石炭化に関する具体的な数値目標や期限といった政策を打ち出してはいない³⁶。最新の気候保護計画 2050 では、脱石炭化に関する文言は排除され、その実現に向けた期限も明記されてはおらず、環境省の当初の予定に反し緩やかなものとなった³⁷。現在のところ、緑の党と左派党が全石炭火力発電所の閉鎖を支持しており、CDU/CSU 及び FDP はエネルギー集約型産業への負担軽減を支持、石炭火力発電所の全閉鎖は近い将来には実現不可能だという立場である³⁸。反対派の主な懸念事項は、石炭産業従事者の雇用喪失である。

脱石炭化により懸念される電力価格の上昇については、電力価格が 51 ユーロ/MWh 程度と予測されている³⁹。2014 年度の価格と比較すると約 13 ユーロ、34%の上昇となるが、石炭及び褐炭補助金が電力価格に与える影響が 10 ユーロ/MWh から 24 ユーロ/MWh であるため、総合的な観点から見れば電力の低コスト化が実現できる。

国内では目下、エネルギー効率の良い比較的新しい発電設備の活用と稼働年数の長い設備の閉鎖を進めることに取り組んでいる⁴⁰。具体的には二酸化炭素排出量の少ないガス火力発電所と最新

³⁴ Agora Energiewende、「Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Kurzfassung)」、2016 年

³⁵ Ausschussdrucksache 18(16)459-A

³⁶ 2016 年 11 月発表の「Klimaschutzplan 2050」においても明言なし。

³⁷ <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/klimaschutzplan-2050-ausstieg-aus-der-kohle-doch-langsam-a-1100578.html>、2017 年 1 月 12 日取得

³⁸ https://www.tagesschau.de/wahl/parteien_und_programme/programmvergleich-energiewende100.html (最終アクセス 2017 年 1 月 12 日)

³⁹ <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/alle/detail/kemfert-fordert-start-des-kohleausstiegs-107225> (最終アクセス 2017 年 1 月 25 日)

⁴⁰ Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende、6-8 ページ ; 2015 年 7 月 1 日 CDU/CSU 及び SPD による政党間合意より作成

の石炭火力発電所を暫定的な発電設備として活用するとしている⁴¹。

今後脱石炭化を促す最大の要因となるのは、今後の二酸化炭素削減目標と将来的な排出権価格である。これらの動向次第で二酸化炭素削減への国内での取り組みは変化し、ガス火力の活用をさらに促す可能性もある。

4.6 天然ガス利用率向上に向けた取り組み

4.6.1 ガス火力発電所の稼働率見込み

すでに述べたように、天然ガス火力発電は、発電単価が高いことから、競争力を失っており、非常に厳しい採算状況にあり、そのため、設備利用率もおしなべて低い傾向にある。

表 20 天然ガス火力発電所の発電量と設備利用率

	2012	2013	2014	2015	2016
発電量 (GWh)	76400	67500	61100	62000	78500
容量 (GW)	27.38	28.39	28.98	28.47	28.27
設備利用率	31.9	27.1	24.1	24.9	31.7

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト、連邦経済エネルギー省ウェブサイトなどから作成

⁴¹ Klimaplan 2050

また、ガス火力発電所によっては年間の稼働率が大幅に減り、ほぼ稼働していない発電所もある。これは、閉鎖しているわけではなく、経済的な理由で稼働できないことが理由である。

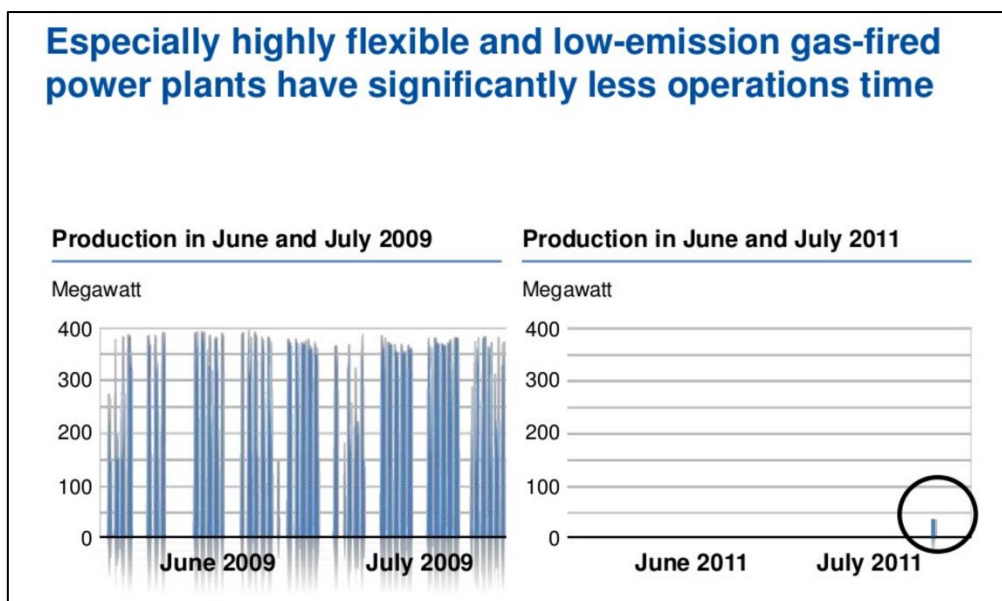


図 93 RWE 社の天然ガス火力発電設備の発電量の比較（2009 年と 2011 年）

出所：Dirk Simon プレゼン資料、「European Trends in Wind Energy Investment 2015」、2015 年 5 月 8 日 4th Annual Renewable Energy Financing Forum にて

今後のガス火力発電所稼働状況を予測した研究では、各機関により数字の大小は異なるものの、2025 年まで稼働率は低下していくという予想が多い。これはガス火力発電があくまでも再生可能エネルギーの発電容量が増加していく中でピーク需要時の電力の安定的供給を担保することを目的としたバックアップ電源としての役割が期待されていることが理由である。一方、脱原子力化及び脱炭化が進むと考えられている 2020 年代中頃からは、コンバインドサイクルガスタービン設備（CCGT）の増築と活用促進により、発電量の穴を天然ガスによって埋められるようになるため、稼働率は 2020 年代後半から再び上昇するとみられる。ただし、ガス火力発電所の稼働率は、現在の石炭火力と同等に高くなることはない。

ガス火力発電所、特に高効率ガスタービン発電所は、その比較的低い投資コストと稼働に際して高い柔軟性を有する点においてバックアップ電源として期待されている。石炭火力と比べても低い投資コストなどにより経済性が高いとされている。しかしながら、前節でも述べたように現実にはガス火力発電所の閉鎖数及び閉鎖を希望する動きは多く、設備運用も含めた長期的観点からもその経済性を確かめる必要がある。

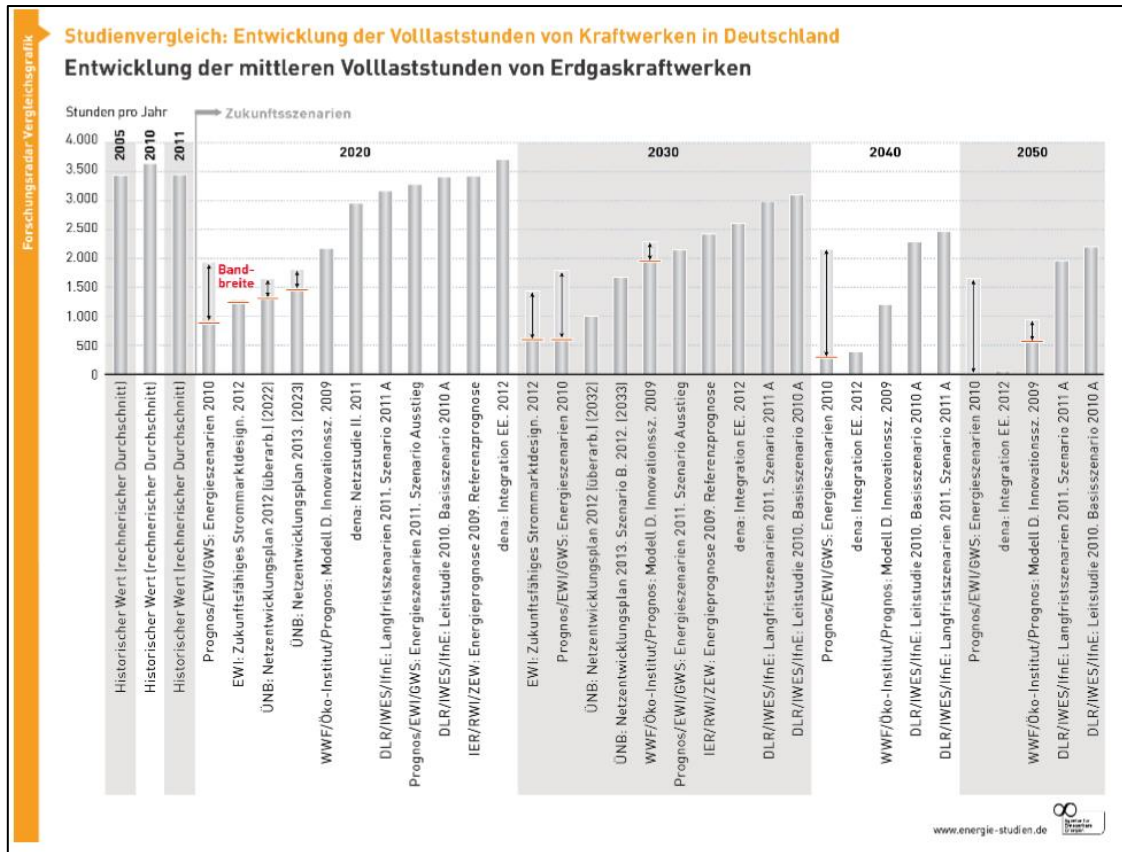


図 94 天然ガス火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

出所：AEE、「Energie Studien」2013年

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland
 比較研究：ドイツ国内の発電所の最大負荷稼働時間の予測
 Entwicklung der Volllaststunden von Erdgaskraftwerken
 天然ガス火力発電所の最大負荷稼働時間の予測
 Stunden pro Jahr 年間稼働時間
 Zukunftsszenarien 将来シナリオ
 Bandbreite 変動幅

4.6.2 天然ガス火力発電のコスト

ドイツ全体のガス火力発電の発電容量は、2003年から2013年の間に19.5GWから26.7GWと36.9%増加しているにもかかわらず、稼働時間の減少と同様、発電量も2007年から2014年の間に89TWhから58TWhと34.8%減少している。

天然ガスの資源価格は一貫して石炭価格よりも高く、両者を発電コストで比較すると、近年の排出権価格の低下が重なり、その差は開き続けている。ガス火力発電の限界コストはすでに電力価格と等しいレベルまで高まっており、運営・給電にかかるコストも含めれば総発電コストが、取引価格を上回っている時期がある。ガス火力発電所の競争力はほとんどない。

電力の取引価格は2009年の最高値からこれまでに半額にまで落ち込んでおり、最新鋭のガス火

力発電所ですら欧州の多くの電力市場では稼働時間がほぼゼロの状態が続いているようなガス火力発電所の経営は特に厳しい状況に置かれている。

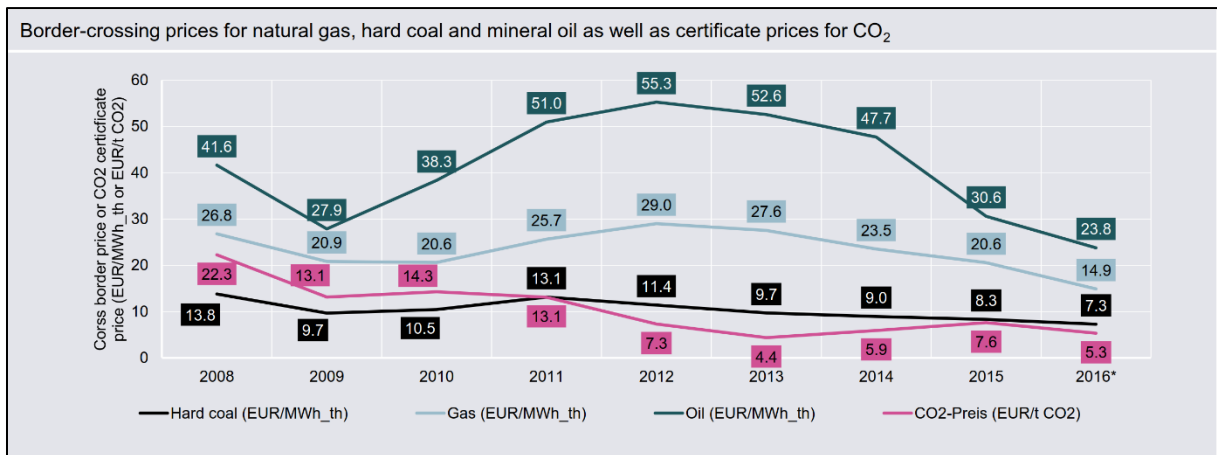


図 95 天然資源価格と二酸化炭素排出権価格の推移

出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」2017年

特に、ガス火力発電の高い発電コストは脱石炭に関する大きな課題である。しかし、すでに述べたように、2016年はガスの取引価格が下がったことで、天然ガス火力の限界コストが大幅に低下し、2011年来石炭に対して競争力を持つようになっている。

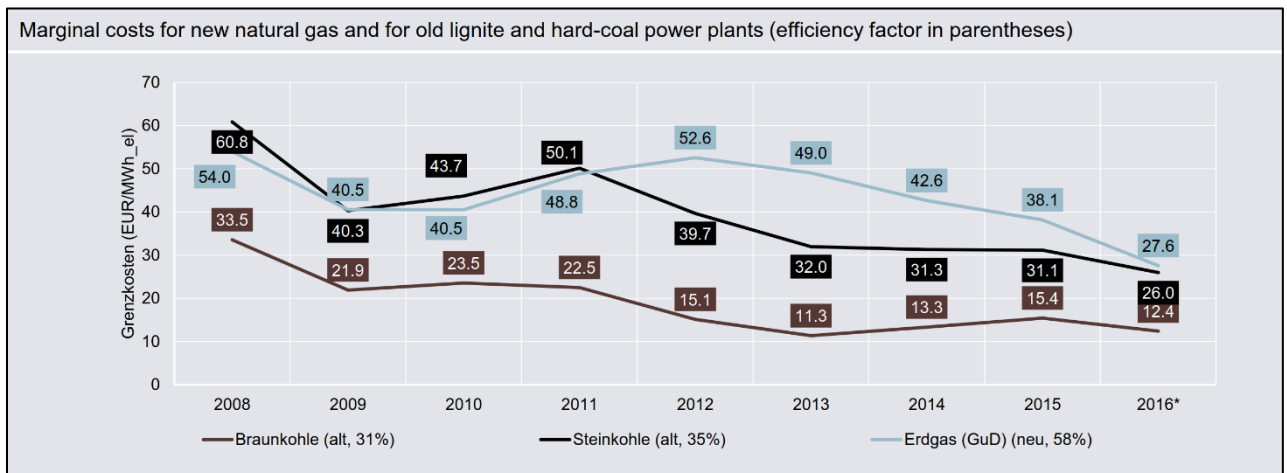


図 96 褐炭・石炭・ガス火力発電別限界コスト

出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」2017年

4.6.3 天然ガスの支援策

ドイツ政府は、今後コージェネ法で活用する電源を石炭から天然ガスに移行していく方針であり、それによって2020年までに400万トンを削減することを見込んでいる⁴²。連邦経済エネルギー省はドイツ経済復興金融公庫(KfW)に、コージェネ法に定める発電所、とりわけコンバインドサイクルガスタービン設備の投資に関して低金利融資を提供することを促すなど、天然ガス火力発電所の活用を期待している⁴³。また、天然ガスの用途は石炭や褐炭に比べて広く、発電以外における活用可能性の観点からも優れている。さらに将来的には水素やメタンなどの貯蔵・輸送に天然ガス(都市ガス)の既存のインフラの活用が可能なことや、燃料電池車への活用、精製技術の向上によるバイオガス転用の可能性増大なども見込んでいる⁴⁴。

今までのところ、2010年には年間3400時間稼働していたガス火力発電所はこの6年で1990時間まで稼働時間が減少している。2016年は回復したが、これは資源価格の低下によるものであり、政府の施策によるさらなる稼働率向上が期待されている。

4.7 大電力会社の動き

4 大電力会社が発電所の停止を希望する動きは、上記のようなガス火力発電所の置かれた厳しい経営環境が背景にある。2015年以降に完成する予定であった多くのガス火力発電所プロジェクトがこれまでに中止されてきた⁴⁵。石炭や褐炭火力発電も含めて、ドイツの4大電力会社の市場を占める割合は年々低下しており、市場全体のシェアは2007年には85%であったのが、2013年は68%まで落ち込んだ。

将来的な化石燃料価格や電力価格、排出権価格などには不確かなことが多いものの、ドイツの電力会社大手にとって明確なことは、化石燃料による火力発電所の経済性は今後益々悪化すること、そして大手4社の市場シェアはこのままではさらに低下することである。そのため電力会社は、経済性のない発電所の停止と構造転換によってビジネスを合理化することで対応している。

例えば、RWEとE.ONは再生可能エネルギーへの投資を強化している。RWEは主に洋上及び陸上風力の開発を進めており、2015年からの3カ年でさらに39億ユーロを再生可能エネルギーに投資することを発表した⁴⁶。E.ONも風力発電を中心に、太陽光発電、水力発電、バイオマス発電など幅広い技術に投資しており、2010年から2014年までの5年間で70億ユーロを再生可能エネルギーに投資した⁴⁷。

このような大手電力会社の再生可能エネルギーへの投資拡大が意味するのは、発電事業から配

⁴² Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende、2015年

⁴³ 連邦経済エネルギー省、「Energiewende auf Erfolgskurs」、2013年

⁴⁴ <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas.html>、2017年1月12日取得

⁴⁵ BDEW、「Leistungsstarke und flexible Stromerzeugung」

⁴⁶ <http://www.rwe.com/web/cms/de/1166592/rwe/presse-news/specials/energiezukunft/der-beitrag-von-rwe/>、2017年3月1日取得

⁴⁷ <http://www.eon.com/de/karriere/berufserfahrene/ingenieure/Erneuerbare%20Energien.html>、2017年3月2日取得

電事業へとエネルギー事業の軸を移しつつあるということである。系統安定性確保を担うセクターが発電部門から配電部門へ、つまり従来の火力発電所での出力調整から、蓄電、スマートグリッド、デマンドサイドマネジメントを組み合わせた柔軟性の高い電源と配電網部門へ移行しつつあることに合わせ、事業内容も新しい電力市場に適合していくことが求められている。

さらに E.ON は、2016 年までに自社の所有する原子力発電所と石炭火力、国際的な燃料取引、燃料開発・生産の 3 分野を引き受けた新会社を設立することを新戦略として発表した⁴⁸。これにより、従来型発電を担う部門と再生可能エネルギー、配電網など成長が見込まれる部門が切り離されることとなる。E.ON の設立した新会社 Uniper は、2016 年 6 月 8 日の株主総会にて正式に承認されている⁴⁹。当初、新会社は原子力発電所と火力に特化すること目的としていたが、産業界からの反発によって E.ON に残留することとなり、再生可能エネルギー部門率いる新生 E.ON は原子力発電部門の原子力発電所廃炉処理など不採算部門も引き受けることとなった⁵⁰。

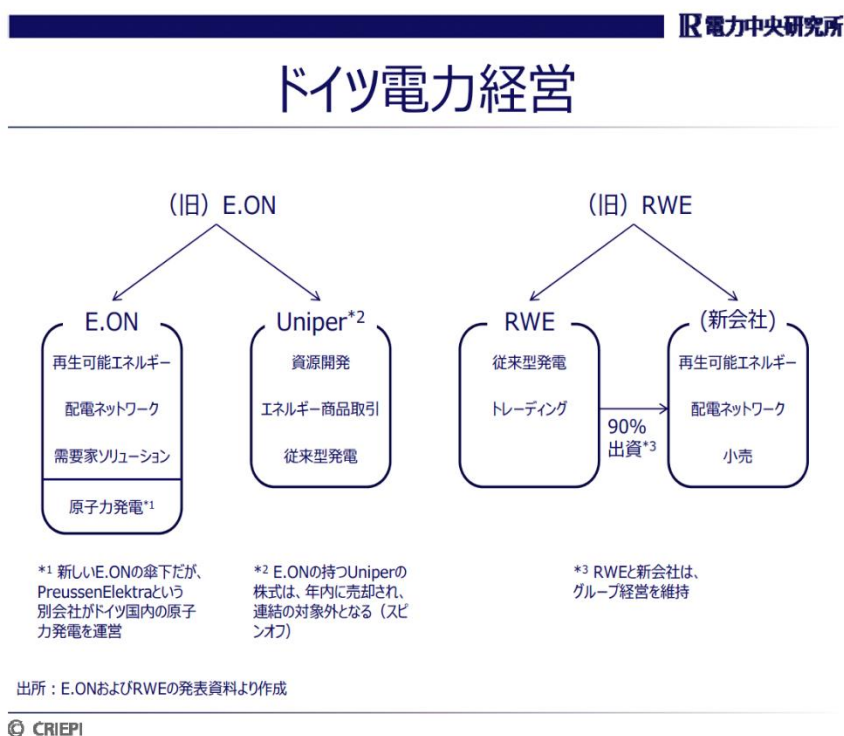


図 97 E.On と RWE の分社化の構造

出所：電力中央研究所、「どいつの大手電力会社の経営戦略の見直しから何が学べるか?」、電気新聞 2016 年 2 月 29 日掲載記事より

⁴⁸ <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/11/30/new-corporate-strategy-eon-to-focus-on-renewables-distribution-networks-and-customer-solutions-and-to-spin-off-the-majority-of-a-new-publicly-listed-company-specializing-in-power-generation-global-energy-trading-and-exploration-and-production.html>、2016 年 12 月 15 日取得

⁴⁹ <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2016/6/8/99,68-prozent-zustimmung-aktionaeregeben-mit-ueberwaeltigender-mehrheit-gruenes-licht-fuer-die-neue-eon.html>、2017 年 3 月 2 日取得

⁵⁰ <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2016/6/8/99,68-prozent-zustimmung-aktionaeregeben-mit-ueberwaeltigender-mehrheit-gruenes-licht-fuer-die-neue-eon.html>、2017 年 3 月 2 日取得

RWE は長い間分社化はしないというスタンスであったが、2015 年末に事業再編を発表し、E. On の場合とは反対に再生可能エネルギーと配電網などの事業を新会社に移すことを決めた⁵¹。従来型発電所は RWE Generation が引き継ぎ、ドイツではこれに加えて褐炭採掘を担うラインラント州の RWE Power、プロジェクトマネジメントとエンジニアリングサービスに特化した RWE テクノロジーも包括される。新会社 innogy SE の設立は監査委員会の承認を得たのち、2016 年 4 月から新会社の元で事業を開始、2016 年 10 月初旬には株式の公開も完了した⁵²。

また、独立した送配電部門はより柔軟で効率の良い送配電整備を進めることとしており、これにより、再生可能エネルギーに対応できる送配電整備をすすめることとなる。RWE が開始し、現在は Innogy が引き継いでいる超電導中圧配電網の実証実験「AmpaCity」では、市内の高圧送電網を高効率中圧配電網に置き換えることで、効率化と系統全体の省スペース化を図るプロジェクトである⁵³。

RWE Innogy: Focus on core competences Wind and Hydro

RWE Innogy

Overview

- > Established in February 2008
- > Bundling renewables activities and competencies across RWE Group
 - Growth focus in onshore and offshore wind, hydro as strong operational backbone*
 - Research & Development and Venture Capital to drive the development of emerging technologies
- > European focus
- > Asset portfolio of 3.1 GW in operation and 0.6 GW under construction mainly located in United Kingdom, Germany, Spain, Netherlands, Poland and Italy (Accounting view + PPA as at Q4 2014)
- > Project pipeline of 3.5 GW consisting mainly of wind and some hydro (Accounting view + PPA as at Q4 2014)

Business Area	Wind onshore	Wind offshore	Hydro	New technologies
Focus and Strategy	<ul style="list-style-type: none"> > Key technology for capacity growth > Focus on organic growth > Focus markets include UK, Germany, Spain, Netherlands, Italy and Central- and South-Eastern Europe 	<ul style="list-style-type: none"> > Key technology for capacity and service growth > Organic growth strategy within partnerships > Focus markets include UK and Germany 	<ul style="list-style-type: none"> > Operational Excellence in hydro run-of-river > Selective development options 	<ul style="list-style-type: none"> > Driving innovative renewable technologies to commercial applications via <ul style="list-style-type: none"> • Venture Capital • Cross functional R&D and demo plants

図 98 innogy 社の手がける事業

出所：Dirk Simon プレゼン資料、「European Trends in Wind Energy Investment 2015」、2015 年 5 月 8 日 4th Annual Renewable Energy Financing Forum にて

⁵¹ <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4014309>、2016 年 12 月 15 日取得

⁵² <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4015269> 2016 年 12 月 15 日取得

⁵³ <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4007388>、2017 年 3 月 2 日取得

その他にも、スマートホーム事業では屋根上太陽光と蓄電システムのセット販売やリース事業など、これまでは大々的に手がけてこなかった事業に対して積極的に仕掛けている⁵⁴。

Vattenfall は褐炭事業をチェコの EPH グループに売却し、再生可能エネルギー事業に集中する⁵⁵。一方、EnBW については従来型発電事業の分社化の予定はないとしている⁵⁶。

4.8 脱原子力に向けた進捗状況と今後の見通し

1962 年から続くドイツの原子力発電の歴史の中で、これまで合計 37 基の原子力発電所が建設され、2000 年末の時点では 19 基が稼働していた。

現在稼働中の原子力発電所 8 基の発電能力は 10.8GW で、2002 年と比較するとおよそ半減しているものの、ドイツ国内の総発電量に占める割合は 14.1%と、褐炭 24%、石炭 18%に続く電源である。

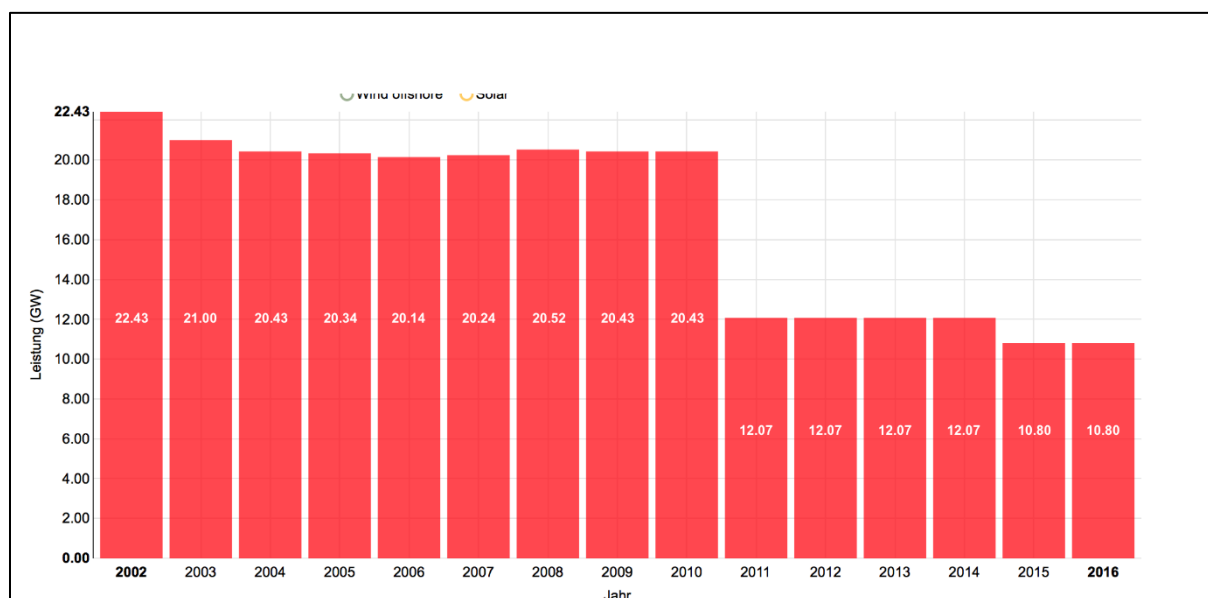


図 99 ドイツ国内原子力発電所の容量の推移（2007～2016 年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト、https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm、2017 年 3 月 5 日取得

Leistung	出力
Jahr	年

⁵⁴ <https://www.innogy.com/web/cms/mediablob/de/3215212/data/3215180/4/fuer-zuhause/meine-innogy/innogy-magazin/innogy-Magazin.pdf>、2017 年 3 月 2 日取得

⁵⁵ <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/vattenfall-113.html>、2017 年 1 月 25 日取得

⁵⁶ <http://www.badische-zeitung.de/wirtschaft-3/ein-grosser-energieversorger-schreibt-schwarze-zahlen--119821387.html>、2017 年 1 月 12 日取得

さらに国内ベースロード発電量に占める割合は 34.7%と、ドイツ国内の電力供給に現在極めて重要な電力源であることがわかる。

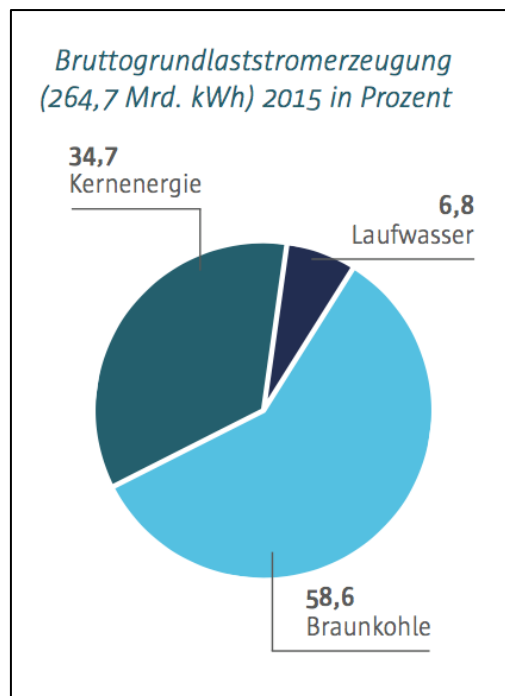


図 100 ドイツの 2015 年ベースロード発電量に占める各エネルギーの割合

出所：DATF、「Kernenergie in Zahlen 2016」、2017 年

表 21 ドイツ国内の原子力発電所リスト（2015 年）

原子力発電所	原子炉の形式	発電容量 (MW)	発電量 (MWh、2015年)	所有者	商業発電開始日
稼働中					
GKN II Neckarwestheim	加圧水	1,400	11,212,950	EnBW	1989年4月15日
KBR Brokdorf	加圧水	1,480	11,181,334	E.ON	1986年12月22日
KKE Emsland	加圧水	1,406	10,954,690	Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH	1988年6月22日
KKG Grafenrheinfeld	加圧水	1,345	4,360,793	E.ON	1982年6月17日
KKI 2 Isar	加圧水	1,485	11,107,228	E.ON	1988年4月9日
KKP 2 Phillipsburg	加圧水	1,468	11,303,875	EnBW	1985年4月18日
KRB B Grundremmingen	沸騰水	1,344	10,872,481	Kernkraftwerke Grundremmingen	1984年7月19日
KRB C Grundremmingen	沸騰水	1,344	10,348,139	Kernkraftwerke Grundremmingen	1985年1月18日
KWG Grohnde	加圧水	1,430	10,444,821	E.ON	1985年2月1日
合計		12,702	91,786,310		
2011年に停止					
Biblis A	加圧水	1,225		RWE	1975年2月26日
Biblis B	加圧水	1,300		RWE	1977年1月31日
GKN I Neckarwestheim	加圧水	840		EnBW	1976年12月1日
KKB Brunbüttel	沸騰水	806		Kernkraftwerke Brunsbüttel	1977年2月9日
KKI 1 Isar	沸騰水	912		E.ON	1979年3月21日
KKK Krümmel	沸騰水	1,402		Kernkraftwerke Krümmel	1984年3月28日
KKP 1 Phillipsburg	沸騰水	926		EnBW	1980年3月26日
KKU Unterweser	加圧水	1,410		E.ON	1979年9月6日

出所：DATF、「Kernenergie in Zahlen 2016」、2017 年

注：KKG Grafenrheinfeld の数値は 2015 年 6 月 27 日のもの。現在発電所は運転停止。

2002年に改正された原子力法では、原子力発電所は32年の稼働後には停止されることが義務付けられた。しかし電力不足が懸念されたことを背景に2010年にはこれをさらに改定し、32年とされていた稼働期間は8年から14年の運転期間延長が認められた⁵⁷。ところが、その翌年の東京電力福島第一原子力発電所事故を受けて、ドイツ政府は原子力政策を大きく転換した。政府は安全確認のため直ちに古い8基の運転を停止し、さらに同年7月には2022年までに脱原発をすることを議会の多数決により決定、エネルギー変革の促進が急務であることを再確認した。

その後2015年6月27日に原子力発電所 Grafenrheinfeld が停止し、現在では8基が稼働している。残りの8基は、2017年末までに1基(Grundremmingen B)、2019年末までに1基(Philippsburg 2)、2021年末までに3基(Grohnde、Gundremmingen C、Brokdorf)、2022年末までに最後の3基(Isar 2、Emsland、Neckarwestheim 2)の停止が計画されている。

表 22 2022年までの廃炉計画

発電所	所有者	稼働開始	稼働停止予定
Grafenrheinfeld	PreussenElektra	1982年6月17日	2015年6月27日停止 済
Grundremmingen B	RWE、E.On	1967年4月12日	2017年12月31日
Phillippsburg II	EnBW	1980年3月26日	2019年12月31日
Brokdorf	PreussenElektra	1986年12月22日	2021年12月31日
Grohnde	PreussenElektra	1985年2月1日	2021年12月31日
Grundremmingen C	Kernkraftwerk Gundremmingen	1967年4月12日	2021年12月31日
Emsland	RWE、E.On	1988年6月20日	2022年12月31日
Neckarwestheim II	EnBW	1976年12月1日	2022年12月31日
Isar 2	PreussenElektra	1979年3月21日	2022年12月31日

出所：各種資料より作成

ドイツ政府は、現在は発電容量が過剰であるものの2022年の脱原発による容量不足については懸念材料であると認めており、中短期的には既存の化石燃料を用いながら、将来的には柔軟性の高い電源を最大限活用する電力市場2.0をベースとした電力市場改革を進めようとしている。

一方で、一時期はゴアレーベンに確定していた高レベル放射性廃棄物最終処分場の立地が東京電力福島第一原子力発電所事故を受けた住民の反対によって取り消され、新たに最終処分場立地法を制定して、最終処分場の立地選定を最初からやり直すなど、課題も残されている。また、最終処分場の建設の遅れに伴い、現在の中間貯蔵施設の稼働延長許認可も政治的な混乱を引き起こす可能性がある。また、すでに空き容量がほとんど無い中間貯蔵施設もあり、そちらも対応が必要となる。

⁵⁷ 実際には、ドイツ政府は年月ではなく、原子力発電所ごとの発電量を許可しており、これまでの脱原発の年数は、それまでの稼働率から求めたものであった。明確に期限を定めたのは、2011年の「2022年までの脱原発」である。

4.8.1 廃炉コストの負担

ドイツ政府は、大手電力会社の採算悪化や、増加が見込まれる廃炉コストなどを鑑み、脱原発にかかる資金を確実に確保するため、脱原発資金監査諮問委員会（KFK）を設置して、廃炉コストの負担方法の提案を検討した。

2016年4月のKFKの答申を受け、ドイツ政府は廃炉に関わる費用を賄うための基金を設立することを閣議決定、2016年12月には連邦参議院にて可決された⁵⁸。ドイツ政府は、原子力発電所を運営してきた電力会社にこれまでの積立金から173億4000万ユーロを廃炉費用として、さらにリスク付加金を総額の35%とし、追加で61億2000万ユーロの支払いを求めた。今後電力会社はこの金額を2022年までに払い込まなければならない。電力会社が2022年までに支払いを完了できなかった場合には、引き続き増額分のコストは電力会社が支払義務を負うことになる。

その結果、中間及び最終処分場の建設の責任を、今後は国が負うこととなった。2019年1月1日（一部は2020年1月1日に）以降は、特に現在稼働中の中間貯蔵設備の運営については、新たに設置される国が所有する中間貯蔵施設運営者が引き受ける。ただし、国はこれにより電力会社が免責されることはないとしており、処分の過程を透明化する決定だと主張している。

しかし、KFKは廃炉・解体・処理にかかるコストは475億ユーロほど必要との認識を示しており、電力会社が支払った額以上のコストは国民が負担することとなる。そのため、今後の国民負担の総額が問題視されている。

ドイツ政府は、今後少なくともコスト計算の透明性の確保と電力会社の電力会社の支払いを確実にさせるために2本の法律の制定を予定している。これらは現行の原子力法、最終処分場の立地選定法などの既存の規制との整合性を採ることが求められている⁵⁹。

4.8.2 ドイツ政府と電力会社の訴訟について

E. on、RWE、Vattenfallの3社は、2011年の原子力法改正によって停止を命じられた原子力発電所、及び2010年に平均12年の稼働延長が決定した原子力発電所も2022年の停止命令が出され、稼働期間が短縮されたことに関し、私有財産権を侵害するとしてドイツ連邦共和国に対する多くの訴訟を起こしていた。

2016年12月6日ドイツ憲法裁判所は、政府の決定については合憲であるものの、電力会社がこれまで行ってきた原子力発電への投資に対する経営上の損失をドイツ政府は賠償する責任があるという判決を下した⁶⁰。

しかしながら、これは電力会社の主張する、すべての財産権を認めたものではなく、2011年に廃炉となった原子力発電所については、2002年の原子力法改正で定められた発電量の内、まだ発電していない部分について、2022年までに廃炉となる原子力発電所については2010年法改正により認められた稼働延長措置に対応するために、2011年3月までに新たに投資した部分について

⁵⁸ http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0701-0800/768-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1

⁵⁹ <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/10/2016-10-19-finanzierung-atomausstieg.html>、2017年3月2日取得

⁶⁰ 1 BvR 2821/11

の賠償を政府に求めた。つまり、廃炉になる直前の原子力法改正から廃炉に至るまでの期間について、一部はそこで認められる売上、一部はそこに投じられた投資についてのみを賠償の対象として認め、その他は切り捨てた。

結果、電力会社3社の損失額は推定190億ユーロと試算していたにも関わらず、賠償金額は確定していないものの、RWEは10億ユーロを超えることはないの見込んでいる⁶¹。この判決内容は2018年6月末までに法律化されることとなっている。また、連邦環境省は、この辺りは2011年の原子力法改正による脱原発を原則的に合憲と判断したものであるとの認識を示した⁶²。

この結果を受けて、電力会社は、その他の訴訟約20件も取り下げた⁶³。しかしながら、核燃料税とVattenfallの国際仲裁裁判所に提訴した件は依然係争中である。

Vattenfallは2012年に他の電力会社と共同で起こした訴訟と同時に、国際仲裁裁判所にも提訴した。2016年10月ワシントンで初めて口頭での審議が行われた。特に2011年のドイツ政府の政策転換の違法性を訴えるものであり、原子力発電への投資に対する損害賠償として約47億ユーロの支払いをドイツ政府に求めている。この訴訟は、国際企業が基本法の枠外で遡求する可能性があるという点で、大西洋横断貿易投資パートナーシップ(TTIP)との文脈からも国際的にその行方に関心が集まっている。判決は2017年以降に予定されており、ドイツ政府の負担する裁判費用は既に800万ユーロを超えている⁶⁴。

⁶¹ <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/bundesverfassungsgericht-zum-atomausstieg-energie-konzerne-haben-anspruch-auf-entschaedigung-a-1124612.html>、2017年1月18日取得

⁶² http://www.bmub.bund.de/pressemitteilung/hendricks-bundesverfassungsgericht-bestaetigt-atomausstieg/?tx_ttnews%5Bswords%5D=Atom&tx_ttnews%5BbackPid%5D=103&cHash=a010f821b5f6d995b501c4146ee90af、2017年3月2日取得

⁶³ <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/atomausstieg-energiekonzerne-verzichten-auf-schadensersatz-a-1125261.html>、2017年1月25日取得

⁶⁴ <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/vattenfall-milliardenklage-schiedsgericht-101.html>、2017年1月25日

まとめ

ドイツはエネルギー変革の実現に向け、再生可能エネルギーの導入と脱原発を推し進めてきた。2000年に制定された EEG を主要な施策として、再生可能エネルギーは過去 16 年間で大幅な成長を遂げ、ドイツ政府の掲げる導入目標はかなりの程度順調に達成されたと考えて良い。

脱原発については、最も懸念されていた法的な論点、特に大手電力会社に対する国の賠償責任についても明確となり、賠償額が確定していないものの、その額は大手電力会社が求めていたものに比べてかなり少額になることは間違いないと思われる。

脱原発は国内の発電容量から見れば十分実現可能であり、廃炉・解体・放射性廃棄物の処理については、大手電力会社と国民の両方が負担するスキームとなったが、資金の調達方法は確定した。これにより、ドイツ政府は今後も脱原発の歩みを止めることはない。

一方エネルギー変革の焦点である脱石炭は現時点ではあまり具体化されていない。政府として電力市場 2.0 で柔軟性の高い電源の活用、系統の整備などが掲げられているが、系統の整備は過去計画通りには進んでおらず、電力市場 2.0 の実現性については注意深く見ていく必要がある。

再生可能エネルギーの成長はドイツ政府にとっては、政策としては当初目標を十分に果たして成功したが、技術的な課題や将来に渡る政策の確実性などの点で課題を残している。

ドイツ政府の目標は長期のエネルギー変革であり、再生可能エネルギーはその根幹となる技術であるが、現時点では、周辺技術も含めて技術開発が完了していないことは明らかである。そのため、ドイツ政府は多くの再生可能エネルギー関連の研究プロジェクトに対して支援を行っている。

民間企業でも大手電力会社が再生可能エネルギー部門を切り離し、収益の上がる部門とみなしていることや、バーチャル発電所の技術が飛躍的に向上し、一般家庭の屋根上太陽光と蓄電池の組み合わせによる電力が調整電源市場でも販売が許可されるようになったことなど、技術革新と市場の拡大は今後も続いてゆく。

エネルギー変革は道半ばであり、前進と後退を繰り返している部分はあるが、概ねはドイツ政府の意図した目標は達成されきたと見て良いだろう。