

## **参考資料 1**

### **ドイツのエネルギー変革に関する動向調査**

---

# 目次

<b>1. ドイツのエネルギー変革とは</b> .....	<b>2</b>
1.1 ドイツ国民は再生可能エネルギーとエネルギー変革を今も支持している.....	2
1.2 再生可能エネルギーの成長.....	9
<b>2. 再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析</b> .....	<b>15</b>
2.1 再生可能エネルギーとコスト.....	15
2.2 賦課金額の決定システム.....	15
2.3 ドイツの卸電力市場.....	15
2.3.1 電力卸市場の創出.....	15
2.3.2 メリットオーダー.....	16
2.4 卸市場の電力価格の推移.....	18
2.4.1 Phelix Base.....	19
2.4.2 Phelix Peak.....	20
2.4.3 Block Offpeak.....	21
2.4.4 その他.....	22
2.5 卸電力市場で取り扱われる再生可能エネルギー電力量の推移.....	23
2.5.1 電力量の推移.....	23
2.5.2 卸市場で取引される再生可能エネルギー電力量.....	26
2.5.3 排出権取引価格.....	27
2.6 賦課金の市民負担.....	29
2.6.1 賦課金と電力価格.....	29
2.6.2 電力消費者の負担.....	29
2.6.3 賦課金の推移.....	30
2.6.4 将来の賦課金について.....	35
2.6.5 電気代と家庭支出.....	37
2.6.6 一般家庭の電力消費量.....	38
2.6.7 電力価格高騰とエネルギー貧困.....	41
2.7 市民参加による普及.....	41
2.7.1 再生可能エネルギーの電力の拡大が電力の安定供給に与える影響.....	45
2.8 ドイツ国内の石炭、褐炭、天然ガス火力の設備利用率の推移.....	46
<b>3. ドイツ国内の系統対策</b> .....	<b>51</b>
3.1 需給調整のためのルール・仕組み.....	51
3.1.1 概要.....	51
3.1.2 再生可能エネルギー優先接続ルールと需給調整.....	52
3.1.3 国際連系線の利用.....	53
3.2 現在の系統運用における課題と対応方策.....	54
3.2.1 系統の課題.....	56
3.2.2 ヨーロッパの文脈における系統開発.....	62
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.....	63

3.2.4 系統増強費用の負担ルール .....	64
3.3 出力抑制の頻度と抑制量の推移 .....	66
3.3.1 再給電指令 .....	66
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 .....	70
3.4 電力の輸出入.....	71
3.4.1 ドイツと隣国の電力輸出入 .....	71
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 .....	77
<b>4. 火力・原子力に関する動向.....</b>	<b>79</b>
4.1 背景 .....	79
4.2 容量リザーブの概要.....	79
4.2.1 容量リザーブ政令.....	79
4.2.2 容量リザーブを選択した理由 .....	81
4.2.3 2022 年以降の動向に関して .....	83
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 .....	83
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83	
4.3.2 現在と将来のドイツ国内総電力需要量.....	85
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 .....	88
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 .....	92
4.4.1 石炭・褐炭・天然ガス発電設備の稼働状況 .....	92
4.5 褐炭・石炭火力発電所の稼働率見通し .....	93
4.5.1 褐炭抑制に向けた政策 .....	95
4.5.2 褐炭への支援の抑制 .....	96
4.5.3 石炭抑制に向けた取り組み .....	98
4.5.4 褐炭・石炭抑制政策のまとめ .....	102
4.6 天然ガス利用率向上に向けた取り組み .....	103
4.6.1 ガス火力発電所の稼働率見込み.....	103
4.6.2 天然ガス火力発電のコスト .....	105
4.6.3 天然ガスの支援策.....	107
4.7 大電力会社の動き .....	107
4.8 脱原子力に向けた進捗状況と今後の見通し .....	110
4.8.1 廃炉コストの負担.....	113
4.8.2 ドイツ政府と電力会社の訴訟について .....	113
<b>まとめ .....</b>	<b>115</b>

## 目 次

図 1	ドイツのエネルギー源別年間一次エネルギー供給量 (PJ)	2
図 2	1990 年以降のドイツの温室効果ガス排出量推移	3
図 3	エネルギーに関連した燃料別の二酸化炭素排出量 (1990～2015 年)	4
図 4	ドイツのデカップリング (1990～2015 年)	4
図 5	ドイツのエネルギー変革に関連した目標	5
図 6	ドイツ国民の再エネに対する受容度	6
図 7	再エネを支持する理由	7
図 8	再エネ発電設備に対する受容度	8
図 9	2016 年のドイツ国内の電力ミックス	10
図 10	再エネ発電設備の容量の推移 (1990～2015 年)	10
図 11	再エネの発電量の推移 (1990～2015 年)	11
図 12	学習曲線による太陽光モジュール価格の低下モデル	11
図 13	屋根上太陽光の価格の推移 (2006～2015 年)	12
図 14	FIT 電源とマーケットプレミアム電源の比率	13
図 15	発電コストと固定価格買取制度	14
図 16	: メリットオーダー	17
図 17	メリットオーダー効果によるスポット価格の低下	18
図 18	: EEX Phelix ベースの価格推移	19
図 19	: EEX Phelix ピークの価格推移	20
図 20	: EEX Block Offpeak 1 (1 時～8 時) の価格推移	21
図 21	: EEX Block Offpeak 2 (21 時～24 時) の価格推移	21
図 22	フランス (上) とドイツ (下) のスポット市場のピーク価格の推移	22
図 23	: 再生可能エネルギーによる発電量割合 (2016 年)	23
図 24	: 電力・熱・交通における再エネ割合 (1990～2015 年)	24
図 25	再エネにおける発電量に占める割合 (2015 年)	25
図 26	EEX スポットと先物市場の電力取引量の推移 (2002～2015 年)	26
図 27	: 二酸化炭素排出権価格・余剰排出権量推移 2008～2015 年	28
図 28	家庭向け電力価格と発電コスト (卸価格) の推移 (2006～2014 年)	29
図 29	EEG 賦課金の内訳	30
図 30	EEG 賦課金の推移 (1998～2016 年)	31
図 31	EEG 賦課金の負担内訳	32
図 32	一般家庭の電気代の平均単価 (年間電力消費 3500kWh、セント/kWh)	33
図 33	産業需要家の電気代の平均単価 (年間電力消費 160MW～20GWh、セント/kWh)	34
図 34	賦課金額の推移予測 (2010～2035 年)	35
図 35	電気代の推移予測 (2010～2035 年)	36
図 36	ドイツ国内の物価推移	37
図 37	: 家庭での年間平均電力消費量	38
図 38	: 世帯規模ごとの平均電力消費量	38
図 39	一般的な家庭の電力費の推移 (2010～2016 年)	39
図 40	EEG 賦課金に対する意見	40

図 41 : ドイツ国内のエネルギー協同組合の設立数 (2006~2012 年)	42
図 42 エネルギー協同組合の構成	42
図 43 : 再生可能エネルギー設備所有者構成 (2012 年)	43
図 44 電源別の発電容量 (2002~2016 年)	46
図 45 火力発電所発電容量推移のメタ分析 (1990~2050 年)	47
図 46 火力発電所発電量推移のメタ分析 (1990~2050 年)	47
図 47 石炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	48
図 48 褐炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	48
図 49 天然ガス火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	49
図 50 電源別設備利用率 (1990~2014 年)	50
図 51 ドイツの需給調整の流れ	52
図 52 ドイツと隣国における需給調整メカニズム	53
図 53 ドイツ国内で特に系統混雑が発生した地域 (2015 年)	57
図 54 送電系統整備法による整備計画の状況 (2016 年第 3 四半期)	59
図 55 連邦需給計画法に基づく系統開発計画	60
図 56 系統対策を実施した配電系統運営者の数	61
図 57 ヨーロッパの電力市場に向けた政治的な共同作業	62
図 58 高圧送電系統運営者の投資と支出	63
図 59 配電系統運営者の投資と支出	64
図 60 ピークキャッピングと系統整備コスト抑制効果	65
図 61 系統混雑解消にかかるコスト (2009~2015 年)	66
図 62 再給電指令による調整量	67
図 63 再給電指令のコスト	67
図 64 送電系統運営者ごとの再給電指令のコスト	68
図 65 再給電指令と風力の給電量	69
図 66 再生可能エネルギーの出力抑制の発生時間 (2010~2015 年)	70
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)	71
図 68 ドイツにおける電力の輸出入量 (1998~2015 年)	72
図 69 ドイツにおける電力の輸出入量 (2006~2015 年)	72
図 70 電力輸出入価格 (2006~2015 年)	73
図 71 ドイツと近隣諸国の物理的な電力フロー (2016 年、GWh)	74
図 72 2016 年のドイツと隣国の電力取引量	74
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)	75
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)	75
図 75 EU 各国の電力自給率	77
図 76 ドイツの電源別年間発電量 (1990~2016 年)	83
図 77 電源別の発電割合 (2015 年)	84
図 78 電力消費量推移 (1990~2020 年)	85
図 79 発電設備の容量の推移の予測 (2011~2050 年)	86
図 80 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測 (2011 年~2050 年)	87
図 81 褐炭及び石炭火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)	88
図 82 ガス火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)	89

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）	.90
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）	..91
図 85	電源別の最大負荷稼働時間の推移（2010～2012 年）	..... 92
図 86	褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	..... 93
図 87	褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	..... 94
図 88	発電用資源別補助金推移（1970～2014 年）	..... 96
図 89	ドイツ国内の褐炭使用量（1990～2015 年）	..... 97
図 90	国内石炭と輸入石炭の価格比較（1958～2002 年）	..... 100
図 91	ドイツ国内の石炭採掘量の推移（1957～2016 年、1000 トン）	..... 101
図 92	石炭採掘量と輸入量の推移（1991～2015 年）	..... 101
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）	..... 104
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	..... 105
図 95	天然資源価格と二酸化炭素排出権価格の推移	..... 106
図 96	褐炭・石炭・ガス火力発電別限界コスト	..... 106
図 97	E.On と RWE の分社化の構造	..... 108
図 98	innogy 社の手がける事業	..... 109
図 99	ドイツ国内原子力発電所の容量の推移（2007～2016 年）	..... 110
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	..... 111

## 表目次

表 1	ドイツのエネルギー関連目標	5
表 2	再生可能エネルギー電力の販売量（2015 年）	27
表 3	家庭のエネルギーに対する支出割合	41
表 4	太陽光発電事業の投資元	44
表 5	陸上風力発電事業の投資元	44
表 6	ドイツ国内の家庭の平均停電時間（年間）	45
表 1	ドイツ政府が電力市場 2.0 で定めた目標	54
表 2	ドイツの電力市場のトレンドとその課題	56
表 3	系統エリア別再給電指令発生状況（2015 年）	58
表 4	系統に対する投資コスト	63
表 5	出力抑制措置の電力量とその補償額	70
表 6	フランス・ドイツ 2 国間電力の物理的フロー	77
表 7	フランスと隣国の電力フローと取引量（2014 年）	78
表 7	ドイツ国内の発電量の見積もりと予測	86
表 8	従来型発電設備容量の推移	90
表 9	2050 年までの年間平均稼働時間の見通しと予測	95
表 10	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	96
表 11	褐炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014 年）	98
表 12	石炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014 年）	99
表 13	ドイツ国内の原子力発電所リスト（2015 年）	111
表 14	2022 年までの廃炉計画	112

## はじめに

ドイツの推進するエネルギー変革は、日本でもよく聞かれるようになった。しかしながら、再生可能エネルギーと電力の安定供給、将来の社会に対する責任など、多様な議論が飛び交うエネルギー変革の議論を正確に把握することは容易ではなく、日本国内のみならず、ドイツ国内でも混乱した議論が見受けられる。

そこで、本調査ではドイツのエネルギー変革について政府機関などの信頼できる組織の公開情報をベースにドイツのエネルギー変革を整理する。本調査では、出来る限り客観的な議論の整理を意識し、主に統計や図表を用いて整理を行った。

多様なテーマを整理する試みにあたり、すべての議論を紹介することが現実的ではないため、本調査では、ドイツのエネルギー変革とは、再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析、ドイツ国内の系統対策、火力・原子力に関する動向、に絞って紹介する。

# 1. ドイツのエネルギー変革とは

## 1.1 ドイツ国民は再生可能エネルギーとエネルギー変革を今も支持している

近年、ドイツは国を挙げてエネルギーの消費供給構造を転換する取り組みを進めている。「Energiewende（エネルギー変革、エネルギーシフト）」と呼ばれるこの取組は、「ドイツのエネルギー供給システムを、すべての人の福祉のために、完全に再構築することである。ドイツは、競争力のあるエネルギー価格と高い福祉のレベルを損なうことなく、環境にやさしく、エネルギー節約的な国民経済を実現する」<sup>1</sup>ことを目指している。

ドイツのエネルギー変革は、電力に限らず、エネルギーに関わる全ての分野にまたがる政治的意思である。

例えば、電力、熱、交通を含む1次エネルギー供給量は、1990年から2015年の間に10.7%減少している。再生可能エネルギーが全体に占める割合は1990年当時1.3%であったのが、2015年には全体の12.5%を占めるまでに成長した。他方で、再生可能エネルギーを除いた1次エネルギー供給量だけを1990年から2015年で比較して見ると、25年間で約21%も削減されている。最も減少したのは褐炭で51%、次に原子力の40%、続いて石炭の27%であり、その一方でガスは23%増えている。

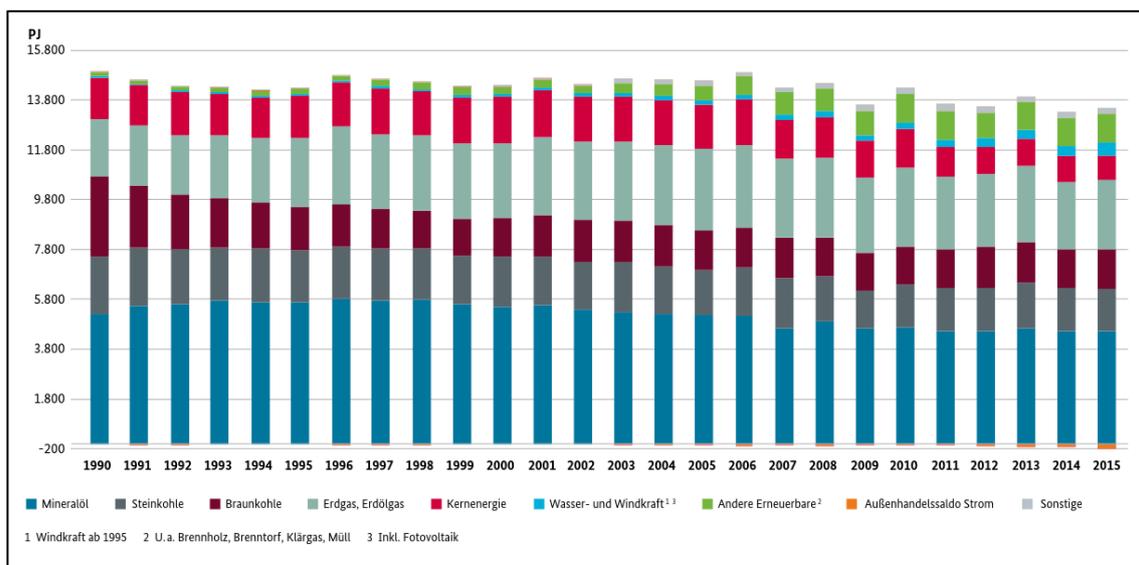


図 1 ドイツのエネルギー源別年間一次エネルギー供給量 (PJ)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

Mineralöl	石油
Steinkohle	石炭
Braunkohle	褐炭
Erdgas, Erdöl	天然ガス
Kernenergie	原子力
Wasser- und Windkraft	水力・風力
Andere Erneuerbare	その他再生可能エネルギー
Außenhandelsaldo Strom	電力国際取引

<sup>1</sup> <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html;jsessionid=AAE84E73C67F9BB84D5A98F973B16EE7.s4t1>

Sonstige その他

1. Windkraft ab 1995 風力は 1995 年から計算
2. U.a. Brennholz, Brenntorf, Klärgas, Müll 主に木質、汚泥ガス、廃棄物
3. Inkl. Fotovoltaik 太陽光含む

また、ドイツの二酸化炭素排出量 2015 年末までの削減実績は、1990 年比 27.2%削減であるものの、国内目標である 2020 年マイナス 40%の目標にはまだ達していない。

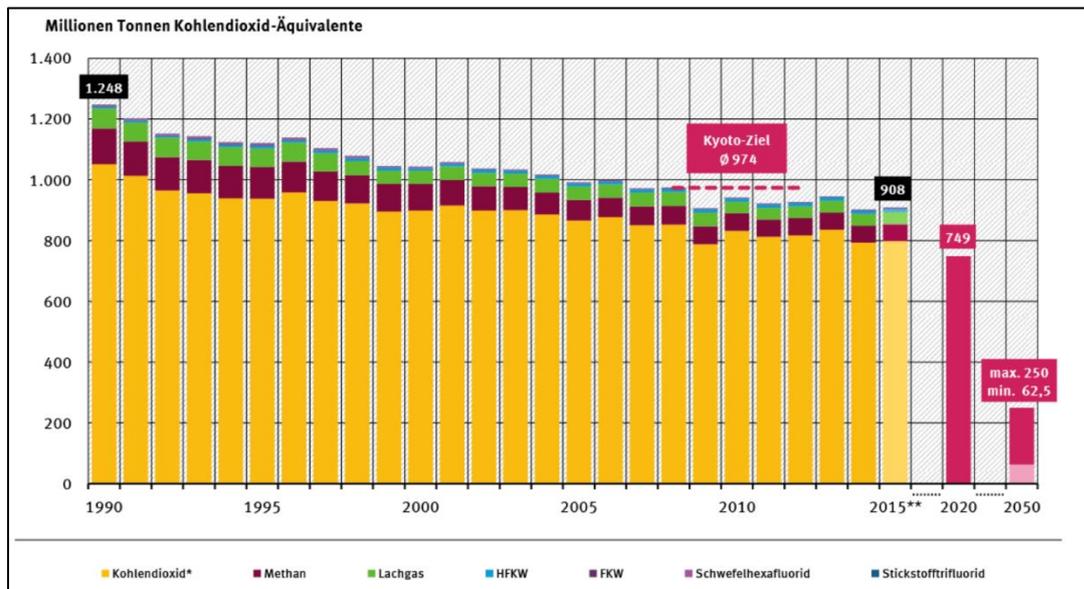


図 2 1990 年以降のドイツの温室効果ガス排出量推移

出所：連邦環境庁ウェブサイト, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>, 2017 年 3 月 2 日取得

Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente 100 万二酸化炭素換算トン

Kohlendioxid 二酸化炭素

Methan メタンガス

Lachgas 笑気ガス

FKW フロンガス

Schwefeldioxid 二酸化硫黄

Stickstofftrifluorid 三フッ化窒素

2015 年 7 月、ドイツ政府は 2020 年二酸化炭素削減目標の達成に向けた具体的な追加施策として、電力分野でさらに 2200 万トン削減することを発表した<sup>2</sup>。中でも具体的な政策となるのが褐炭火力発電所の段階的停止である。ドイツ国内の総褐炭発電容量の約 13%に相当する 2.7GW 分を 2016 年より段階的に停止し、これにより 2020 年までにおよそ 1100 万から 1250 万トンの削減を見込んでいる。場合によっては追加で 1500 万トンの削減も要請される<sup>3</sup>。

ドイツ国内のエネルギー部門から排出される二酸化炭素量を表したのが下のグラフである。ドイツの二酸化炭素総排出量の約 40%はエネルギー部門から発生している。

<sup>2</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=718136.html>

<sup>3</sup> Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, 2015 年 7 月 1 日 CDU/CSU 及び SPD による政党間合意より作成

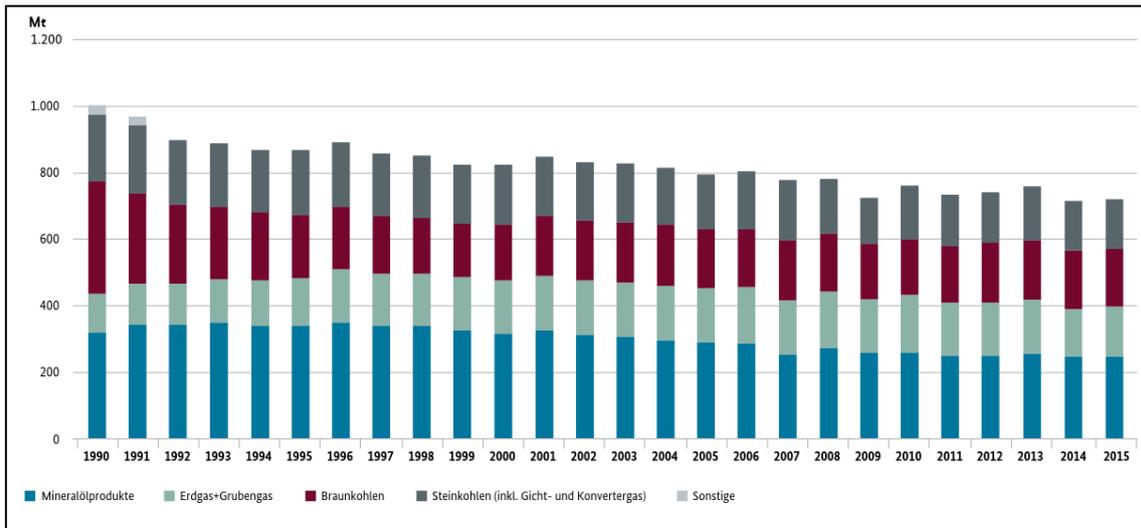


図 3 エネルギーに関連した燃料別の二酸化炭素排出量（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

Mineralölprodukte 鉱油  
 Erdgas+Grubengas 天然ガス・汚泥ガス  
 Braunkohlen 褐炭  
 Steinkohlen (inkl. Gicht- und Konvertergas) 石炭  
 Sonstige その他

二酸化炭素削減の伸び悩みがある一方、デカップリングは長期的には進んでいるといえる。

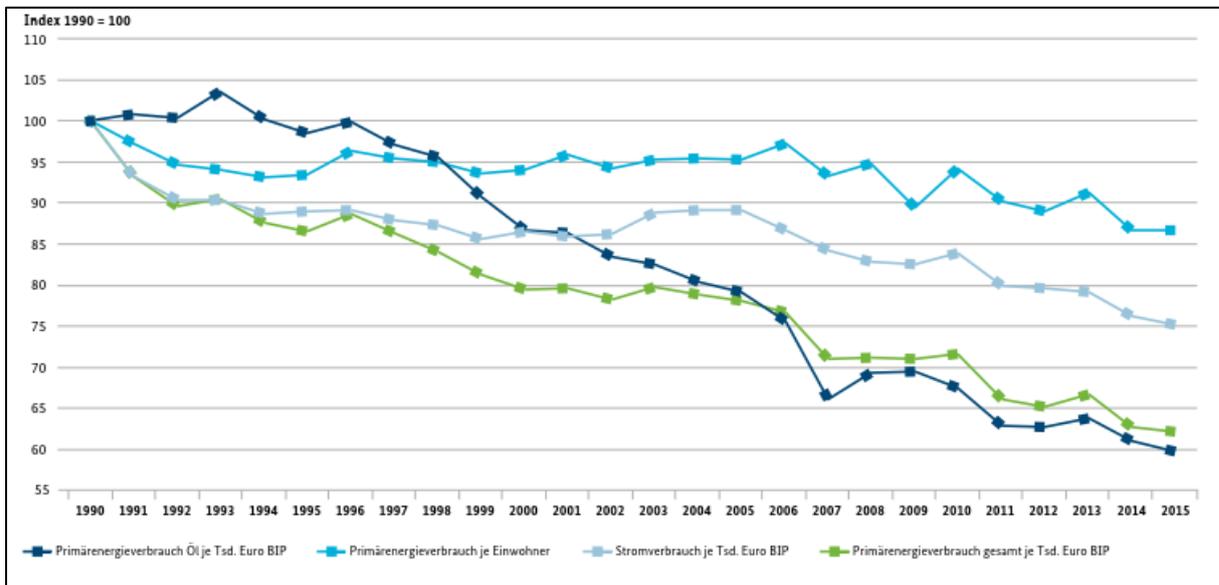


図 4 ドイツのデカップリング（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten:Gesamtausgabe」2017 年

Primärenergieverbrauch Öl je Tsd. Euro BIP 一次エネルギー消費（GNP1000 ユーロあたりの石油消費量）  
 Primärenergieverbrauch je Einwohner 一人あたりの一次エネルギー消費  
 Stromverbrauch je Tsd. Euro BIP 電力消費（GNP1000 ユーロあたり）

Primärenergieverbrauch gesamt je Tsd. Euro BIP 一次エネルギー消費（1000 ユーロあたり合計）

エネルギー変革の実現に向け、ドイツ政府は複数の数値目標を掲げている。ドイツのエネルギー変革の柱の中では省エネも非常に重要な役割を果たし、特にエネルギーの熱利用における省エネ、すなわち建物の省エネ化は大きなテーマとなっている。そのため、エネルギー目標には、1次エネルギー消費量を2050年までに50%削減（2008年比）が掲げられている。

表 1 ドイツのエネルギー関連目標

目標	2020年	2030年	2040年	2050年
温室効果ガス削減（1990年比）	40%削減	55%削減	70%削減	80~95%削減
再生可能エネルギー比率（最終エネルギー消費）	18%	30%	45%	60%
再生可能エネルギー電力比率	35%	50%	65%	80%
1次エネルギー削減率（2008年比）	20%	年率2.1%で改善		50%
電力消費削減率（2008年）	10%			25%

出所：ドイツ連邦政府、「エネルギーコンセプト」、2010年

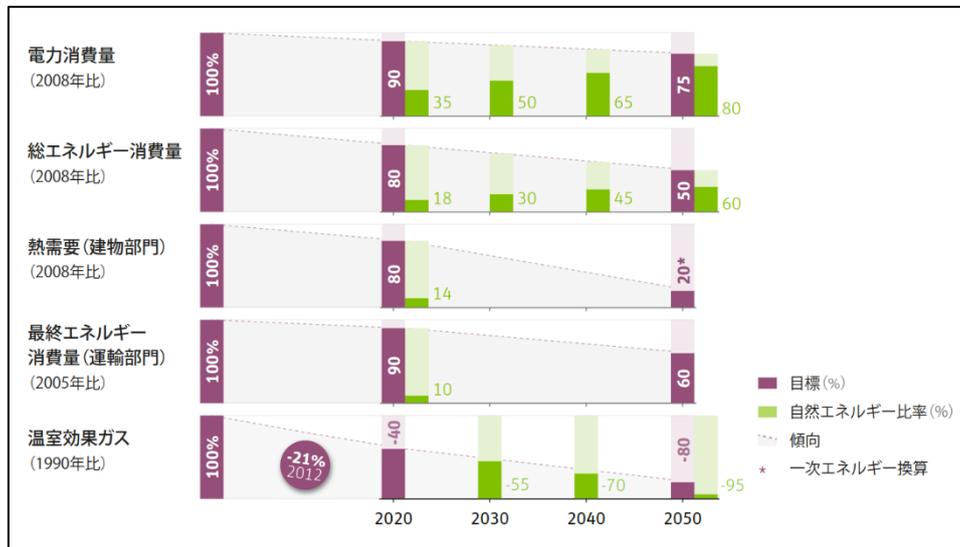


図 5 ドイツのエネルギー変革に関連した目標

出所：ハインリッヒ・ベル・財団、「エネルギー転換」、2012年

ドイツ国内ではエネルギー変革（Energiewende）は日常でも使用される用語となり、国民もこの取り組みに対して高い支持を示している。

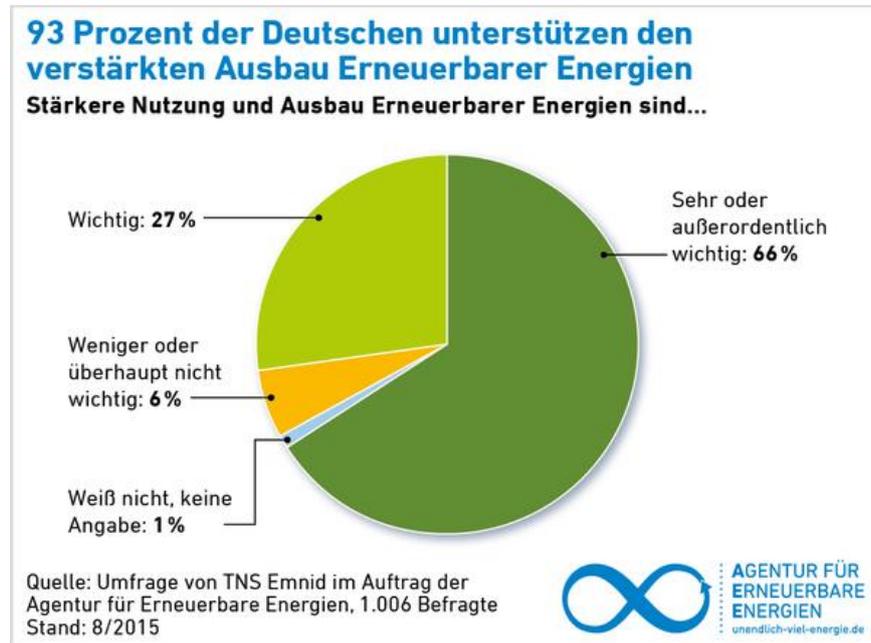


図 6 ドイツ国民の再エネに対する受容度

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト，<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/umfrage-akzeptanz-erneuerbare-energien-2015>、2017年2月26日取得

93 Prozent der Deutschen unterstützen den verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien  
93%のドイツ人が再生可能エネルギー設置の強化を支持している  
Stärkere Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind...  
より積極的な再生可能エネルギーの設置、利用は…  
Sehr oder außerordentlich wichtig  
とてもまたは非常に重要  
Weiß nicht, keine Angabe  
わからない。無回答。  
Weniger oder überhaupt nicht wichtig  
あまり、全く重要でない  
Wichtig  
重要  
Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbaren Energien, 1006 Befragte  
出所：TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1006  
Stand: 8/2015  
2015年8月時点

また、国民が再生可能エネルギーを支持する理由も様々である。

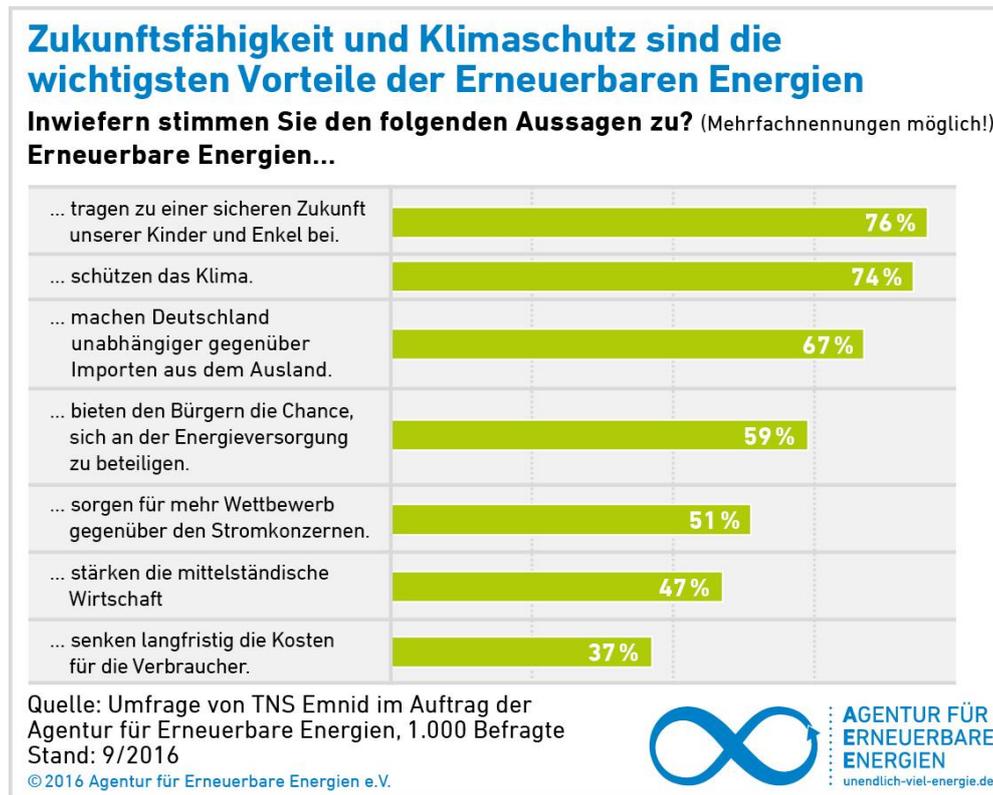


図 7 再エネを支持する理由

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/repraesentative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien>、2017年2月26日取得

Zukunftsfähigkeit und Klimaschutz sind die wichtigsten Vorteile der Erneuerbaren Energien

将来性と気候保護が再生可能エネルギーの最も重要な利点である

Inwiefern stimmen Sie den folgenden Aussagen zu?(Mehrfachnennungen möglich)

以下の文にあなたは賛成しますか？(複数回答可)

Erneuerbare Energien...

再生可能エネルギーは...

**Tragen zu einer sicheren Zukunft unserer Kinder und Enkel bei**

私達の子供と孫の世代の安全な将来に貢献する

**Schützen das Klima**

気候を保護する

**Machen Deutschland unabhängiger gegenüber Importen aus dem Ausland**

ドイツの外国からの資源輸入の依存度を引き下げる

**Bieten den Bürgern die Chance, sich an der Energieversorgung zu beteiligen**

市民にエネルギー供給に参加する機会を与える

**Sorgen für mehr Wettbewerb gegenüber den Stromkonzernen**

電力コンツェルンに対する競争力を高める

**Stärken die mittelständische Wirtschaft**

中小企業の経済状況を強化する

**Senken langfristig die Kosten für Verbraucher**

長期的に消費者のコストを低減させる

Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, 1008 Befragte

出所: TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1008

Stand: 9/2016

2016年9月時点

また、再生可能エネルギー設備に対する受容度は、発電設備が近郊にある回答者ほど高くなることも長年の調査の結果明らかになっている。ただし、これは再生可能エネルギーに限らずすべての発電設備に同様の傾向が見られる。その理由としては、これらの設備が地域にもたらず経済効果がすべての設備で認識されていることが考えられるだろう。しかし、他の発電設備と比較して再生可能エネルギーの受容度が高いことも事実である。

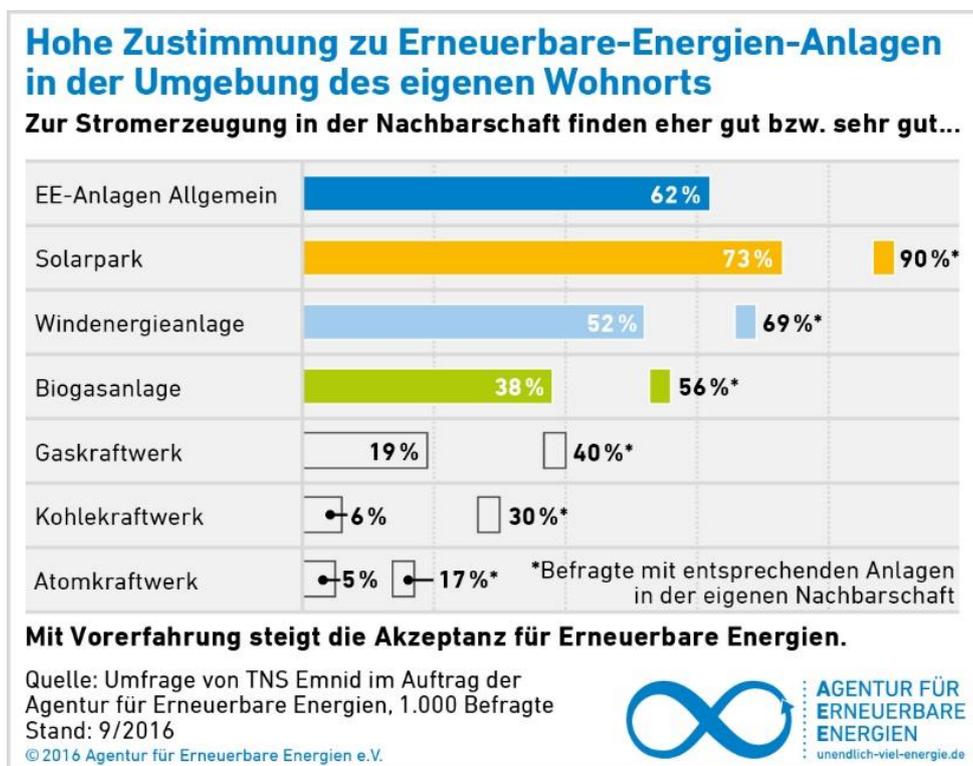


図 8 再エネ発電設備に対する受容度

出所: 再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/repraesentative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien>、2017年2月26日取得

Hohe Zustimmung zu Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Umgebung des eigenen Wohnortes

近郊に発電設備のある人ほど再生可能エネルギーに対して高い支持を示す

Zur Stromerzeugung in der Nachbarschaft finden eher gut bzw. sehr gut...

近郊に発電設備が存在することについて、良いまたはとても良いと感じる

EE-Anlagen Allgemein

再生可能エネルギー設備全般

Solarpark

太陽光発電

Windenergieanlage

風力発電

Biogasanlage

バイオガス設備

Gaskraftwerk

天然ガス設備

Kohlenkraftwerk

石炭火力

Atomkraftwerk

原子力発電

\*Befragt mit entsprechenden Anlagen in der eigenen Nachbarschaft

\*近郊に実際に該当する設備が存在する人の回答

Mit Vorerfahrung steigt die Akzeptanz für Erneuerbare Energien

身近に設備がある人ほど再生可能エネルギーの受容度は高い

Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbaren Energien, 1008

Befragte

出所：TNS Emnid による再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1008

Stand: 9/2016

2016年9月時点

このように、最新の調査でも再生可能エネルギーに対するドイツ国民の受容度は高いレベルにあることが示されている一方、近年は特に再生可能エネルギー電力を中心として様々な議論がドイツ国内で巻き起こっていることが日本でも紹介されている。

しかし、すでに示したように、ドイツ国内では再生可能エネルギーに対する受容度は高く、エネルギー変革に対する一般的な受容度も高いと考えられるため、批判は再生可能エネルギー推進の方法にあると考えて良いだろう。

そこで、本稿ではドイツのエネルギー変革の中でも特に日本でも取り上げられやすい電力を取り上げ、ドイツのエネルギー変革を取りまとめる。本稿では、特に以下の観点を中心に調査を行った。1つ目が再生可能エネルギーの経済的影響、2つ目は再生可能エネルギー電力が系統に与える影響、3つ目は再生可能エネルギーが他の電源に与える影響である。

## 1.2 再生可能エネルギーの成長

各論に入る前に、改めてドイツの再生可能エネルギーの状況を概観する。

ドイツ政府は再生可能エネルギーを積極的に推進しており、その代表的な政策の1つに再生可能エネルギー法 (EEG) がある。EEG は 2000 年に施行された後、いくつかの改正が行われている。

2000 年の EEG 導入当初は、固定価格買取制度 (Feed-in Tariff, FIT) と呼ばれる仕組みが取り入れられていた。

FIT とは、一定期間にわたり、再生可能エネルギーによる給電量を定められた価格ですべて買い取ることを保証する仕組みである。再生可能エネルギーをもちいる発電事業者は発電した電力がすべて買い取られることが保証されているため、事業の経済性が確保される。こうした価格保証は再生可能エネルギーの成長を促進する。

FIT は再生可能エネルギー発電事業者の内部収益率 (IRR) が 7%程度になるよう買い取り価格を設定しており、買い取り価格は定期的に見直されることになっている。

ドイツの EEG では再生可能エネルギー発電事業者が受け取る電力買い取りに必要な財源は賦

課金（以下、EEG 賦課金）として電気代に上乗せして徴収する仕組みとなっている。

FIT は 2000 年以降のドイツ国内の再生可能エネルギーの成長の大きな原動力となっていることは間違いなく、2016 年の電力ミックスでは再生可能エネルギーは 29.5%を占めるまでに成長している。

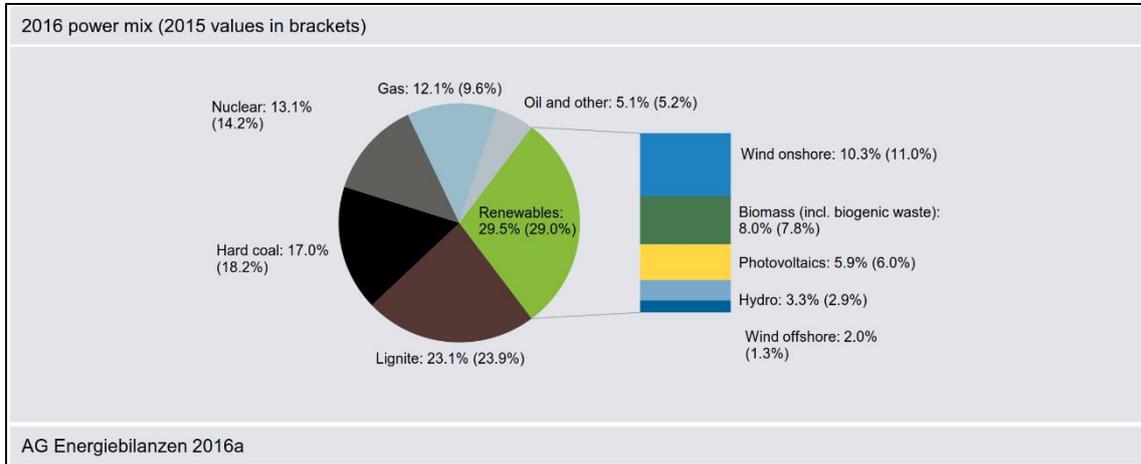


図 9 2016 年のドイツ国内の電力ミックス

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

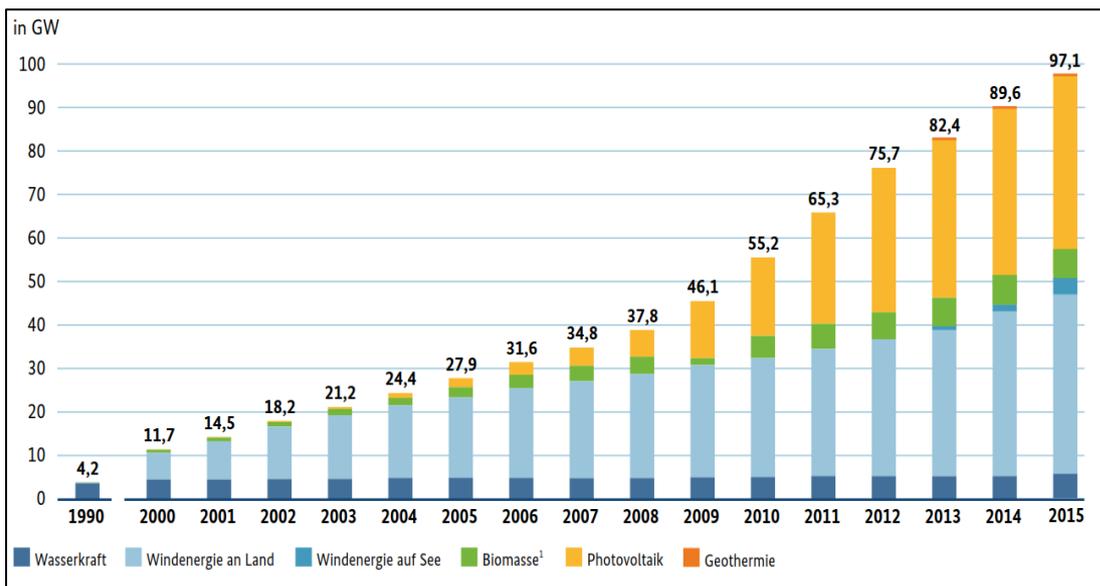


図 10 再エネ発電設備の容量の推移 (1990~2015 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

凡例 (左から)

水力、陸上風力、洋上風力、バイオマス、太陽光、地熱

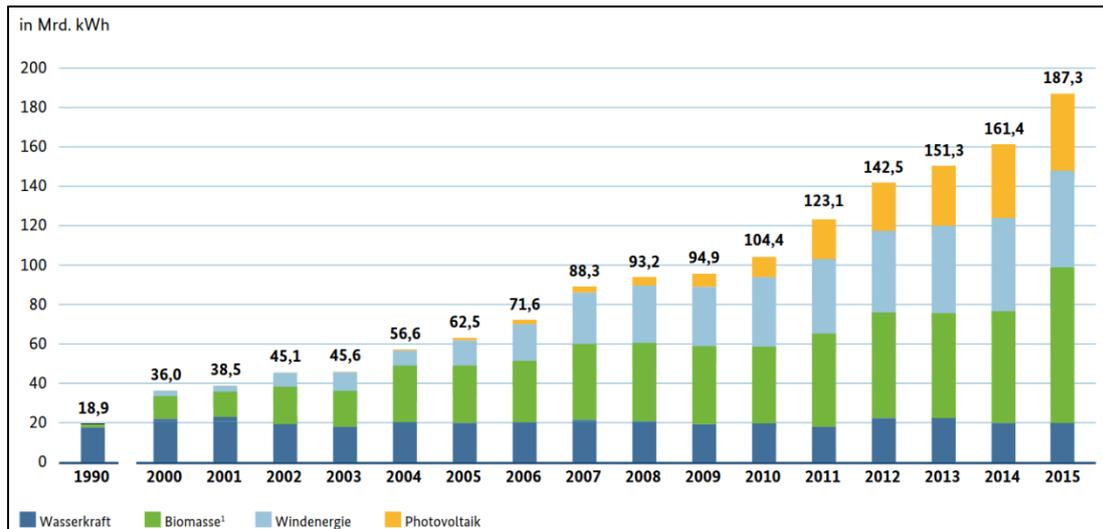


図 11 再エネの発電量の推移（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

凡例：左より

水力、バイオマス、風力、太陽光

FIT は、こうして発電単価の高い再生可能エネルギーの普及を促進し、規模の経済を活かして発電単価を引き下げ、再生可能エネルギーを補助の必要のない電源に育てる仕組みである。FIT により爆発的と言ってもよいほど急速に再生可能エネルギーが普及した結果、再生可能エネルギーの発電単価も大幅に下落した。

以下に、太陽光のコストを示す。

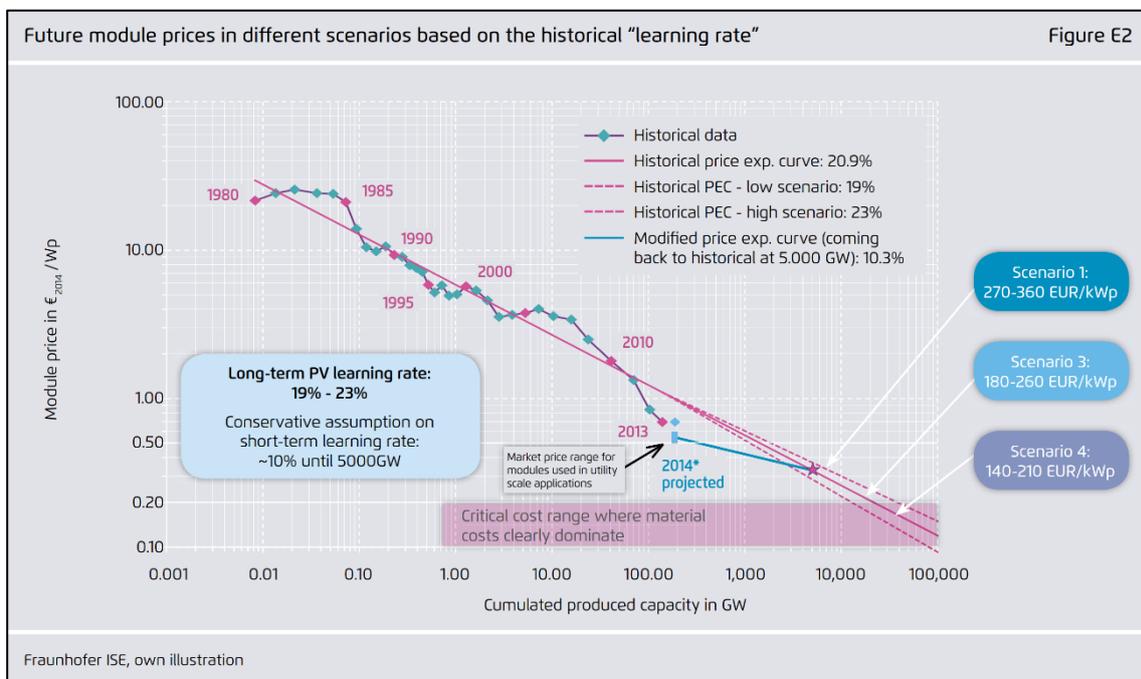
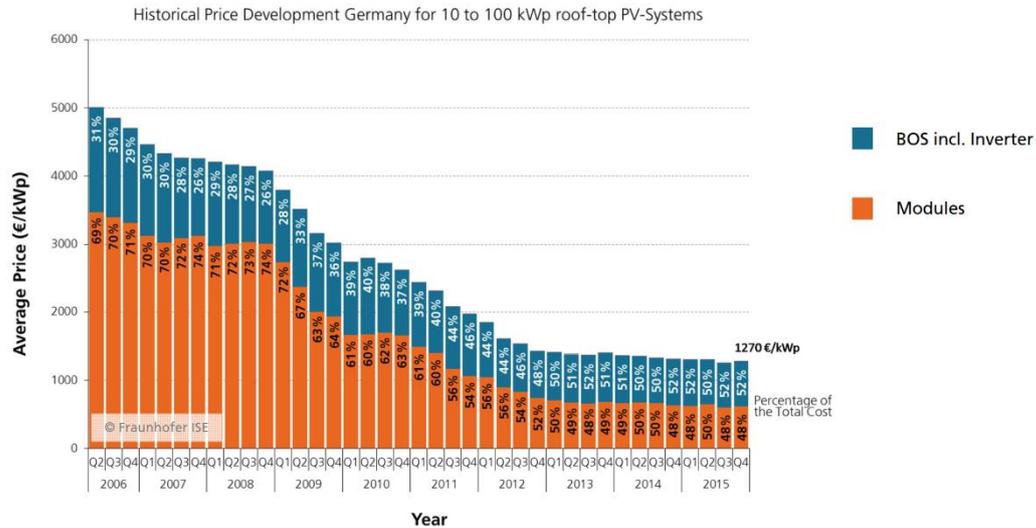


図 12 学習曲線による太陽光モジュール価格の低下モデル

出所：Agora Energiewende、「Current and Future Cost of Photovoltaics」、2015 年

## Average Price for PV Rooftop Systems in Germany (10kWp - 100kWp)



40

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer  
ISE

図 13 屋根上太陽光の価格の推移（2006～2015年）

出所：Fraunhofer ISE、「PHOTOVOLTAICS REPORT」、2016年

ドイツでは再生可能エネルギーが普及するにつれ、再生可能エネルギーと市場の統合の必要性が議論されるようになった。すなわち、補助を受けて発電単価が下がった再生可能エネルギー電源については補助を低減または撤廃し、他の電源と同様に市場に統合してゆくべきという主張である。これを受けて、ドイツ政府は2014年に EEG を改正し、一部を除いて FIT から「直接市場化 (Direktvermarktung)」に移行した。直接市場化では、マーケットプレミアム方式が採用されている。

それまで、FIT では再生可能エネルギー電源は「系統への優先接続」と「全量買い取り」が保証されていたが、これを市場に統合する方向へと転換し、以降発電事業者が自ら市場で再生可能エネルギー電力を販売する仕組みに変更した。ただし、再生可能エネルギー発電事業者は、予め定められた買い取り価格と、彼らが市場で再生可能エネルギー電力を売却して得た収益の差額を受け取ることは引き続き認められた。

つまり、2014年以降の新設の設備については原則「全量買い取り」は廃止されたが「系統への優先接続」は引き続き認められていた。さらに、2015年には太陽光発電の中でも平地に立つ太陽光発電設備については、入札によって支援する設備を決定する方式を試験的に導入することになった。2017年からは入札制度が他の電源にも採用されるようになった。

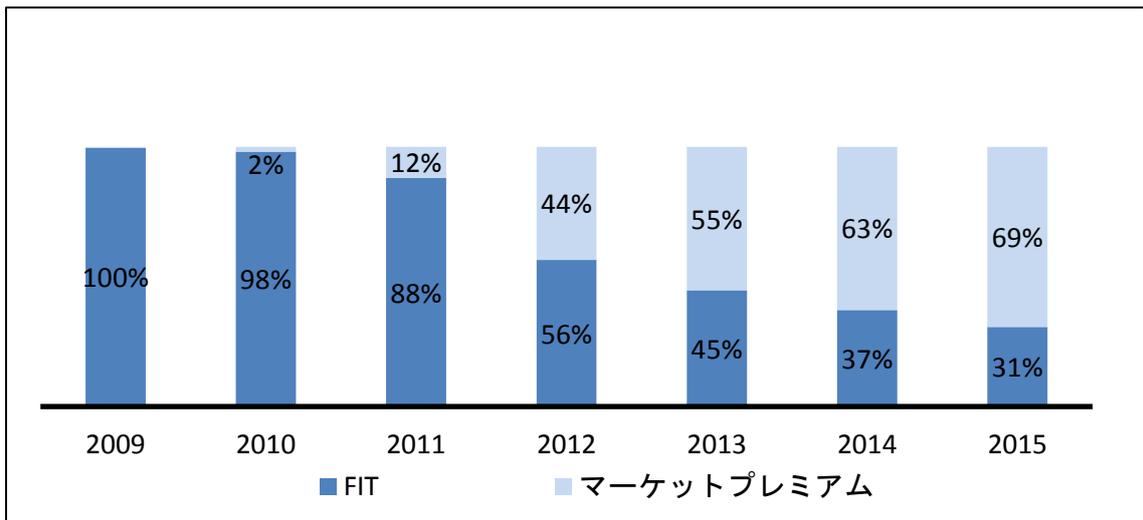


図 14 FIT 電源とマーケットプレミアム電源の比率

出所：連邦ネットワーク規制庁、「EEG in Zahlen」、2016 年

これらの変更には、ドイツのエネルギー変革を支えてきた市民参加の前提が覆される、入札で支援を受けられる設備容量に上限を設けることで再生可能エネルギーの発展そのものが阻害される、などの批判がある。

しかし、ドイツでは一般家庭の電力小売価格よりも屋根上太陽光発電の発電単価が低くなるグリッド・パリティが起きており、近いうちに太陽光発電と蓄電池を組み合わせた価格でも一般家庭の電力小売価格を下回る蓄電パリティが起きると言われる。つまり、EEG は 2000 年導入当初の目的である再生可能エネルギーの独り立ちという観点からみて一定以上の成功を収めた政策であることは認めるべきだろう。

むしろ EEG の問題は、再生可能エネルギーの普及が急激に進み、政策がその変化に対応できなかった点にあると見る専門家もいる。つまり、太陽光発電で特に顕著であるが、発電単価の急激な低下に買い取り価格の変更が追いつかず、高い収益率を見込んだ設備の新規設置容量が急増し、賦課金額が上昇したことが問題である。

しかし、EEG、特に FIT の目的であった再生可能エネルギーの普及と発電単価の低下については十分な成功を遂げたと言えるだろう。

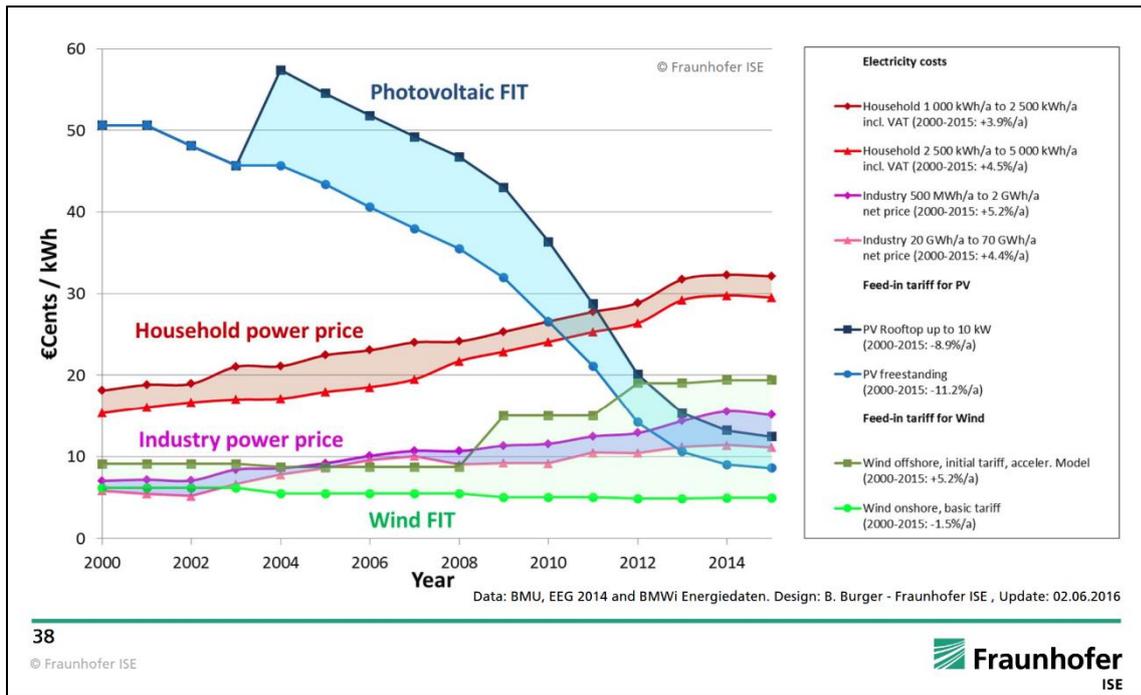


図 15 発電コストと固定価格買取制度

出所：Fraunhofer ISE、「PHOTOVOLTAICS REPORT」、2016年

## 2. 再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析

### 2.1 再生可能エネルギーとコスト

近年ドイツの再生可能エネルギーがドイツの電気代に与える影響が議論されている。

ドイツの再生可能エネルギーが電力市場に影響を与える理由は主に 2 つある。1 つは再生可能エネルギーが卸市場での電力の取引価格に与える低下圧力、2 つ目は再生可能エネルギーの支援にかかるコストを国民全体が負担する仕組みによる電力価格の上昇圧力である。

確かに、ドイツの再生可能エネルギーの発電単価は普及に伴い、大幅に低下した。しかし、一般電力消費者が負担する賦課金の額は、再生可能エネルギーの給電量と買い取り価格を基に決定されるため、単価が下がっても給電量が多ければ、賦課金総額は下がりにくいなどの問題がある。

EEG で認められた再生可能エネルギー電源の支援に必要な資金は EEG 賦課金という形で電力消費者から回収することはすでに述べたが、この EEG 賦課金の額は、電力卸市場での平均価格と買い取り価格の差によって決められている。すなわち、買い取り価格が高く、卸価格が低い状態であるほど賦課金の額は高くなる。これは、再生可能エネルギーの持つ特徴を考えると非常に大きな意味を持つ。

### 2.2 賦課金額の決定システム

賦課金の額は、買い取り額と卸価格の平均の差額で決まる。したがって、買い取り額が一定であれば、賦課金の額は電力卸市場の価格に左右される。

ごく簡単にまとめると、

賦課金の総額 = EEG による再生可能エネルギー電力の買い取り総額 - (EEG による再生可能エネルギーの卸電力市場での販売量 × 電力卸市場での平均価格)

である。EEG による支援、FIT または直接市場化の支援を受ける再生可能エネルギー設備は EEG 設備と呼ばれ、現行の EEG ではすべて卸電力市場で販売しなければならない。ただし、EEG の支援を受けない再生可能エネルギー設備は相対契約での販売も認められている。

また、賦課金の負担はすべての電力消費者が平等に負担するわけではなく、国際的な競争にさらされている企業<sup>4</sup>は、賦課金の負担が免除されている。また、自家消費設備にも負担減免措置が認められている。これらの企業・組織が免除された賦課金はその他の電力消費者が負担することとなり、結果的に一般家庭の負担が大きくなることは常に批判されてきた。

### 2.3 ドイツの卸電力市場

#### 2.3.1 電力卸市場の創出

EU の加盟国はほとんどが電力・ガス市場を完全に自由化している。これらの国では電力を取引するために電力卸市場が設置されており、数か国にまたがって取引する市場も存在する。

---

<sup>4</sup> EEG 2017 では、電力消費量が 1GWh 以上で、粗付加価値における電気代の割合が少なくとも 16%以上の企業で指定された業種に該当する企業と定められている。

ドイツでもライプチヒに 2002 年に設置された EEX において石炭、ガス、二酸化炭素排出権とともに電力先物が取引されている。また、スポット市場はフランスのパリにある EPEX が開設している。

エネルギー市場自由化は、EU 加盟国にとっては 1996 年の欧州域内の電力市場統合と競争の活性化を図る EU 指令 (96/92/EC)、1998 年のガス市場の自由化に関する EU 指令 (98/30/EC) の議決によって推進することが義務付けられたものである。これに基づいてドイツでも 1998 年に「エネルギー事業法の新規定のための法律 (Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrecht)」を制定し、同年から電力市場が、2004 年からはガス市場が自由化された。

電力市場は大きくは、発電、送配電、小売の 3 つの市場に分けることができる。このうち、送配電は現在もコンセッションと呼ばれる入札を経て 20 年間にわたって送配電網を運営する企業を決め、その企業が独占的に運営することが多い。そのため、系統の運営費は、託送費として電気代に上乗せして徴収されている。

一方、発電部門は完全に自由化されており、一部の発電事業者は電力消費者と直接の相対契約を結ぶが、一部の事業者は電力を卸市場で販売している。また、電力小売事業者には、販売する電力を卸市場で調達している企業もある。そのため、すでに述べたようにドイツにもライプチヒに EEX と呼ばれる電力卸市場が存在し、主に電力の先物取引を扱っている。また短期の電力取引を行うスポット市場はパリの EPEX に開設されている。

電力は同時同量の原則があり、需要と供給量を常にバランスさせる必要がある。こうした系統のバランスを確保するために、系統運営者は調整電源市場と呼ばれる、卸市場とは独立した取引も行っている。しかし、本稿では各市場の性格や取引形態についてはこれ以上取り上げない。

### 2.3.2 メリットオーダー

再生可能エネルギーが卸市場で重要な役割を果たすのは、再生可能エネルギーの発電時にかかるコストが安価だからである。ドイツでは再生可能エネルギーの設備投資は FIT で保証され、賦課金を通じて消費者から徴収される。一方、バイオマスなどの一部の電源を除けば再生可能エネルギーは燃料費がかからない。そのため、再生可能エネルギー設備は運営費が非常に安価であることも特徴である。EEG の支援を受けている再生可能エネルギー設備は卸市場で電力を販売することが義務付けられているため、現在は大量に非常に安価な電力が卸市場に流れ込んでいる。

卸市場での取引価格は、理論的には短期変動コストで決まる。短期変動コストとは、この場合は燃料費と炭素排出権の和に等しくなる。

再生可能エネルギー（水力発電、風力発電や太陽光発電）は燃料費がほぼゼロであり、発電中は二酸化炭素を排出しないため、短期限界費用が低く、電力卸市場ではこれらの電源が優先的に落札されていく。下図にあるように、電力の供給曲線は、短期変動コストの低い再生可能エネルギーから順に並び、次に短期コストの低い電源（褐炭・石炭など）から高い電源（天然ガスなど）の順に並ぶ。

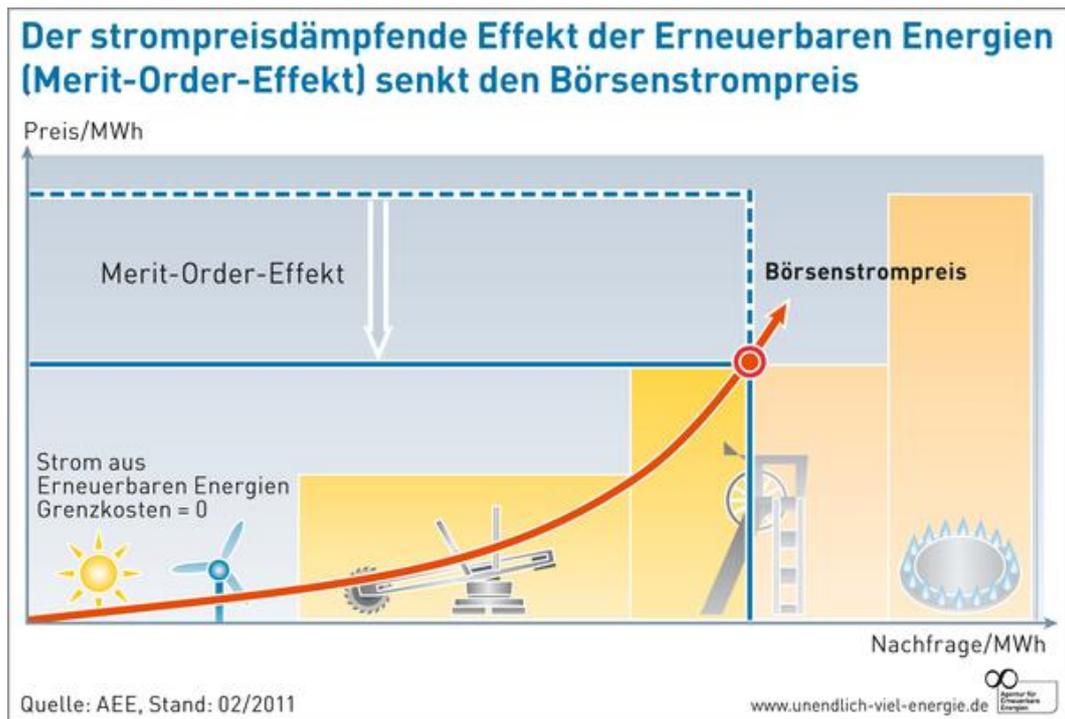


図 16 : メリットオーダー

出所：再生可能エネルギーエージェンシー、「BILDUNG DES BÖRSENSTROMPREISES UND MERIT-ORDER-EFFEKT」、2011年

Der strompreisdämpfende Effekt der Erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt) senkt den Börsenstrompreis

再エネによる価格抑制効果（メリットオーダー）が卸市場価格を押し下げる

Preis/MWh 価格 (MWh)

Börsenpreis 卸価格

Strom aus Erneuerbaren Energien Grenzkosten = 0 再エネ電力は限界費用が 0

Nachfrage/MWh 需要 (MWh)

出所：AEE、2011年2月

つまり、エネルギーの需要が一定とした場合、卸市場での電力価格は再エネが入る量に応じて供給曲線が右にずれ（または下に下がり）、取引価格は下がる。電力需要が変わらないとすれば、燃料コストが高い化石燃料による火力発電所で発電された電力は売れなくなる。つまり、再生可能エネルギーの電力がまず買われ、再エネでは埋まらない残りの需要を火力が埋めることになる。結果的に、火力発電所の稼働時間が大幅減となり、経済性が悪化する。

ドイツではこのようにして、最新のガス火力発電所の経済性が悪化し、稼働停止の申請を行った発電所の存在が問題として取り沙汰されたが、2016年は天然ガスの資源価格の低下もあり、ガス火力発電所の発電量は回復した<sup>5</sup>。

<sup>5</sup> Agora Energiewende、「Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016」、2017年

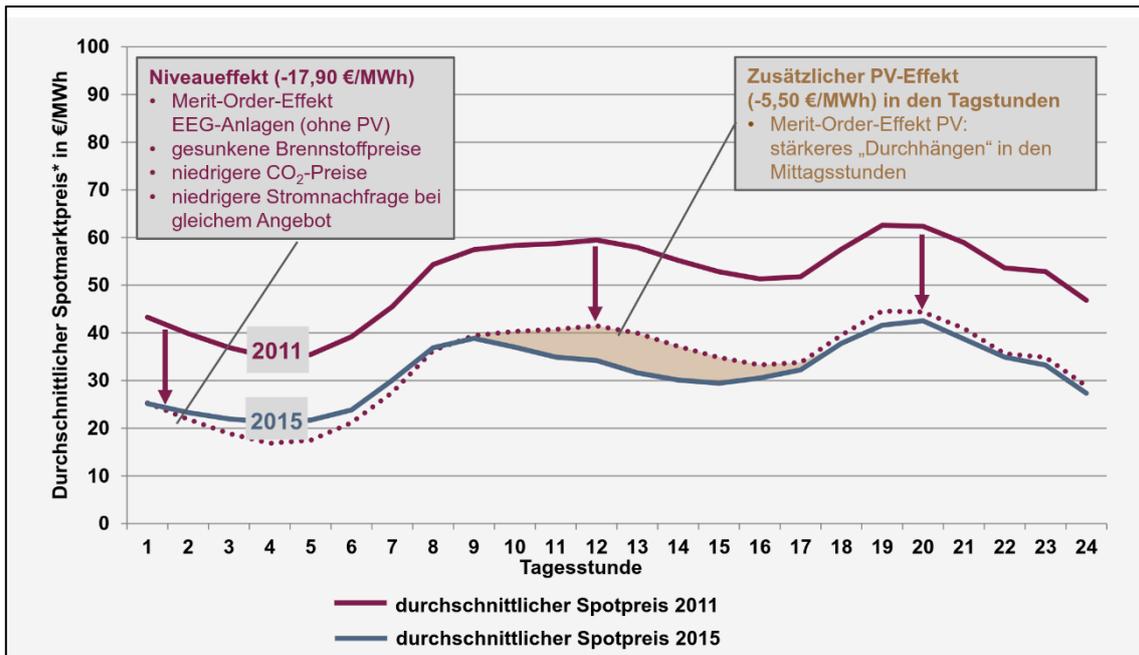


図 17 メリットオーダー効果によるスポット価格の低下

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017 年

Niveaueffekt (-17,90 €/MWh)	レベル効果
• Merit-Order-Effekt EEG-Anlagen (ohne PV)	
EEG 設備 (太陽光除く) のメリットオーダー効果	
• gesunkene Brennstoffpreise	資源価格の低下
• niedrigere CO <sub>2</sub> -Preise	低い排出権価格
• niedrigere Stromnachfrage bei gleichem Angebot	供給に比して低い電力需要
Zusätzlicher PV-Effekt (-5,50 €/MWh) in den Tagstunden	
一定の時間における太陽光の追加のメリットオーダー効果	
• Merit-Order-Effekt PV: stärkeres „Durchhängen“ in den Mittagsstunden	
太陽光のメリットオーダー効果：日中に特に価格を引き下げる	
Durchschnittlicher Spotmarktpreis* in €/MWh	
平均スポット価格 (ユーロ/MWh)	
Tagesstunde	自国
durchschnittlicher Spotpreis 2011	平均スポット価格 (2011 年)
durchschnittlicher Spotpreis 2015	平均スポット価格 (2012 年)

再生可能エネルギー電力の卸市場での販売量が今後も増加し続けると、従来型の原子力や褐炭・石炭火力などが低廉安価で安定した電力を供給するというベースロード電源の考え方が成り立たなくなり、まず再生可能エネルギーが需要をまかない、再生可能エネルギーではマカに切れなかった需要をその他の「柔軟な電源」で調整するという「残余需要 (Residual Last)」の考え方に基づいた取引となる可能性がある。しかし、本稿は電力市場の将来を取り扱う調査ではないため、残余需要については割愛する。

## 2.4 卸市場の電力価格の推移

以上、再生可能エネルギーによる卸価格の低下圧力についての理論を説明してきた。電力の卸

価格は再生可能エネルギーの低い短期変動コストの影響を受け易いのである。

実際には、卸市場で取引される電力商品は複数の商品がある。以下では、それぞれの商品について価格の推移を示す。

#### 2.4.1 Phelix Base

Phelix とは、Physical Electricity Index の略であり、一日の平均取引価格を示す。Phelix Base とはベースロード電源として取引される電力の価格であり、1 日の基本的な (Base の) 電力を賄うために取引される。取引単位は 1 時間 1MW である。

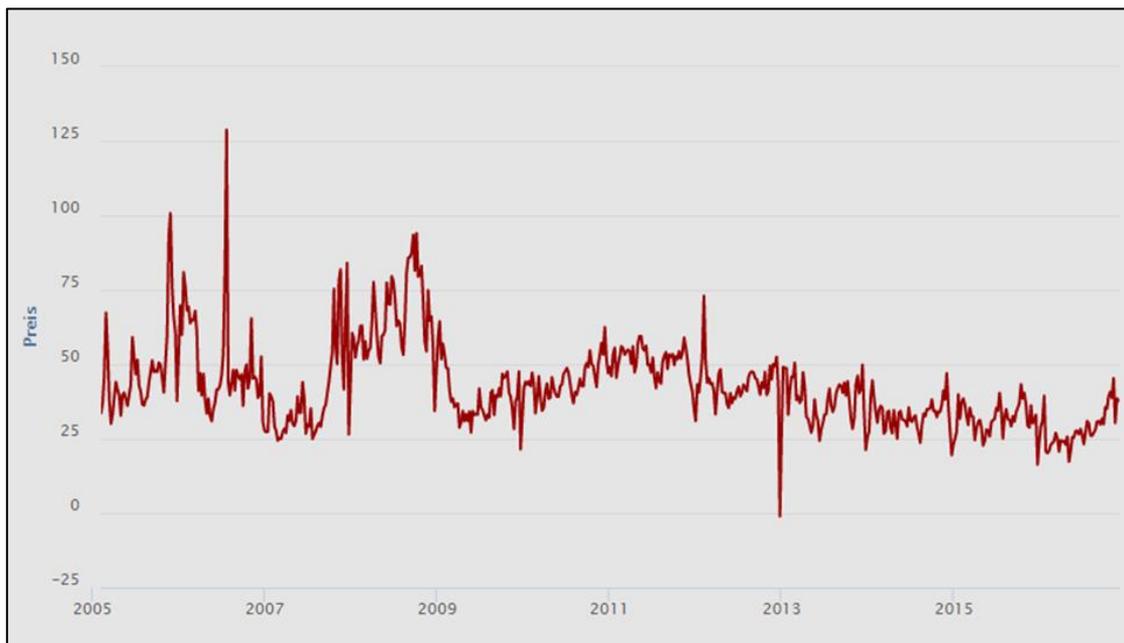


図 18 : EEX Phelix ベースの価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

## 2.4.2 Phelix Peak

Phelix Peak はピークロードに対応する電力を取引する市場の価格である。1 日の中で電力需要が高まる時間帯（8-20 時）における電力供給が取引される。

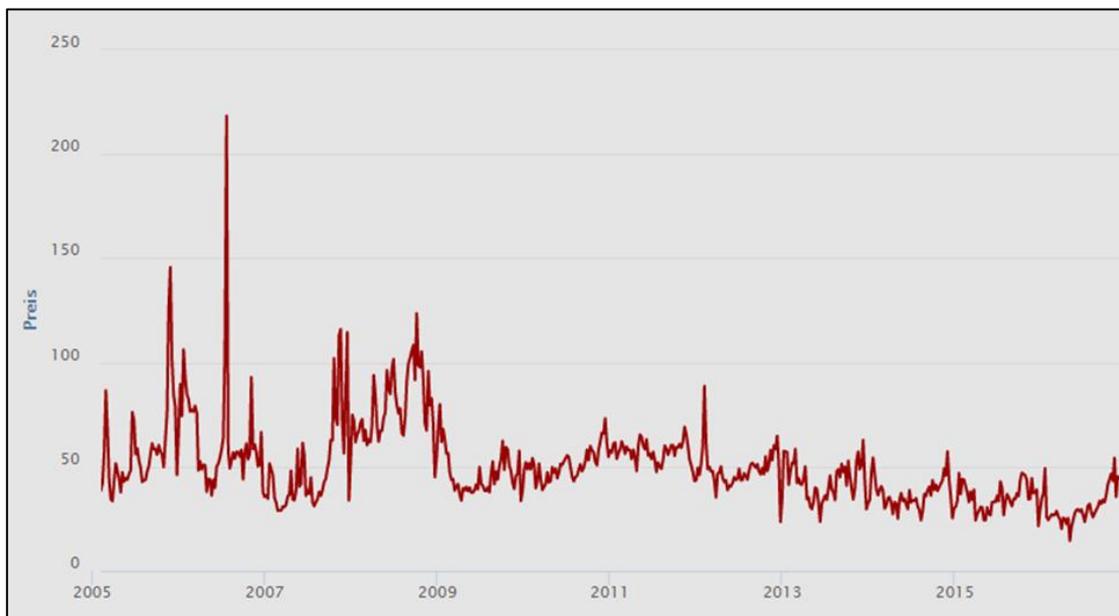


図 19 : EEX Phelix ピークの価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

### 2.4.3 Block Offpeak

Block Offpeak は電力需要が少ない時間帯、すなわち 20 時から翌日 8 時までの間でベースロード取引を上回る電力需要に対応するオフピーク電源を取引する市場である。

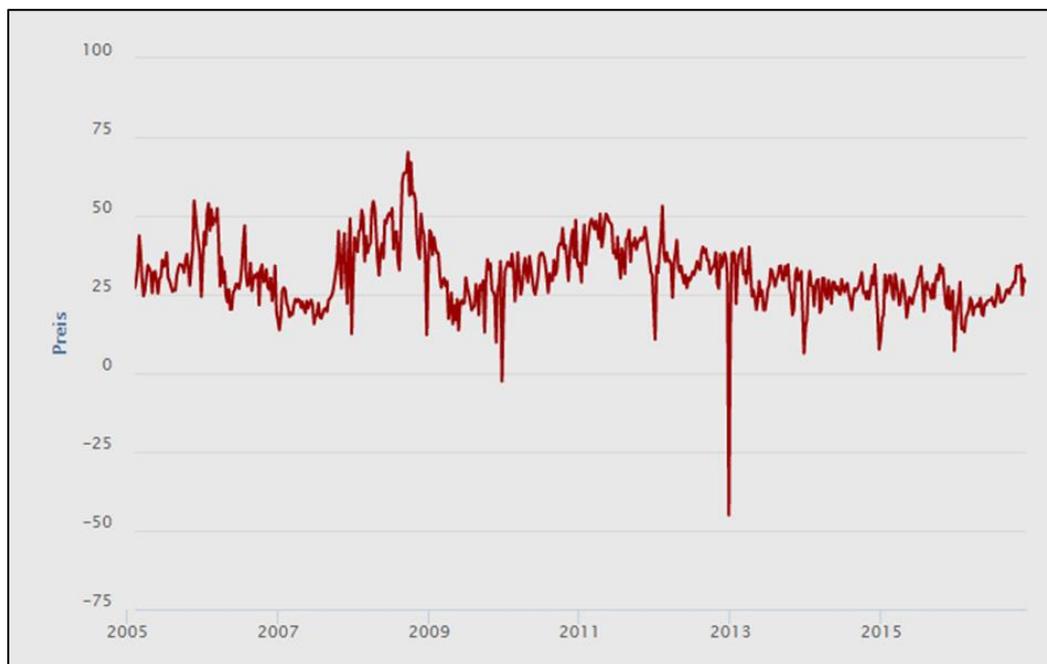


図 20 : EEX Block Offpeak 1 (1 時～8 時) の価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

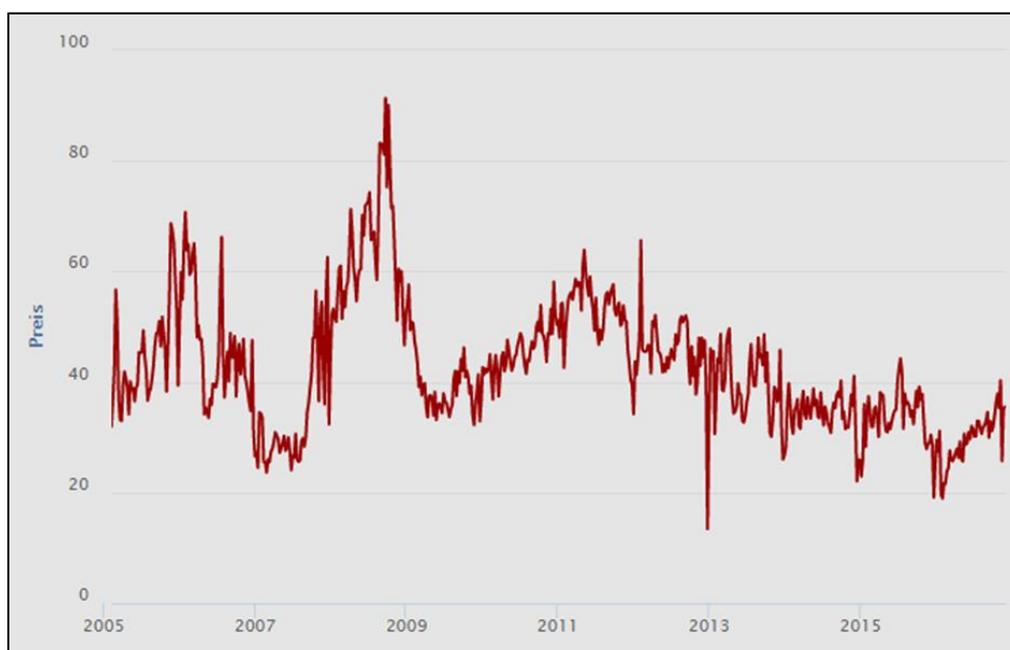


図 21 : EEX Block Offpeak 2 (21 時～24 時) の価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

#### 2.4.4 その他

下の図は、2009年1月1日から2017年3月1日までのフランス（上）とドイツ（下）の卸市場でのピーク電源の取引を並べたものである。

これを見ると価格の変動はドイツが激しいが、フランスのほうが高値をつけていることがわかる。

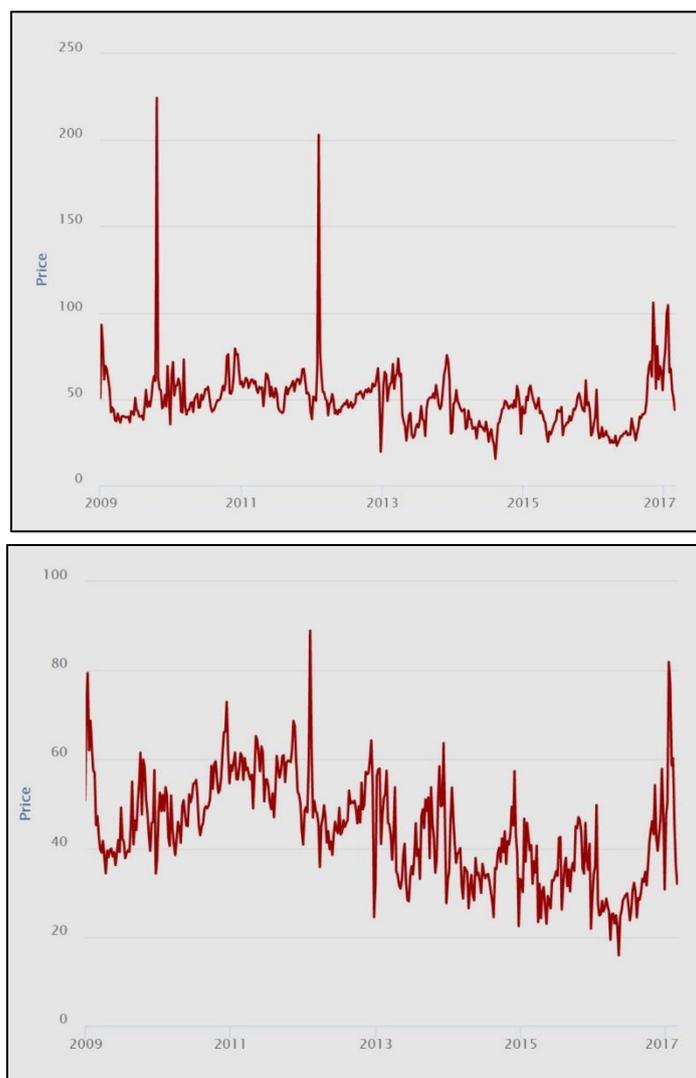


図 22 フランス（上）とドイツ（下）のスポット市場のピーク価格の推移

出所: EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/2017/03/01>、  
2017年3月1日取得

## 2.5 卸電力市場で取り扱われる再生可能エネルギー電力量の推移

### 2.5.1 電力量の推移

ドイツ国内における再生可能エネルギー電力の割合（送電ロス含む）は2016年時点で29.5%となっていた。電力消費における再生可能エネルギーの割合は32%を超えており、2050年までに35%に到達すると予想されている。

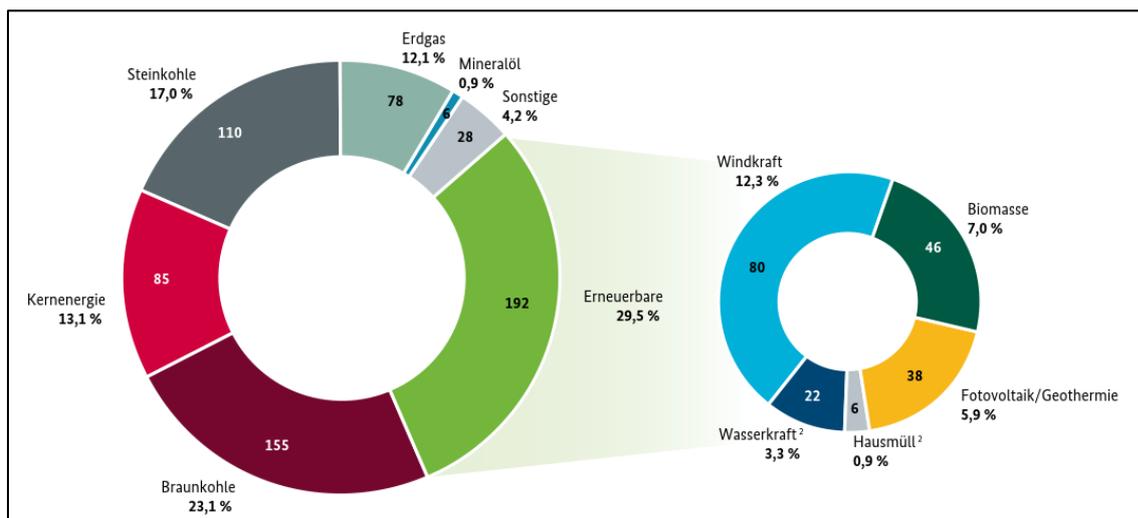


図 23：再生可能エネルギーによる発電量割合（2016年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiesaten」、2017年

Erdgas	天然ガス
Mineralöl	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
Wasserkraft	水力
Biomasse	バイオマス
PV/Geothermie	太陽光/地熱
Hausmüll	廃棄物
Windkraft	風力

再生可能エネルギーは電力分野のみで利用されるわけではない。ドイツのエネルギー変革目標においても他の分野での再生可能エネルギーの利用促進を掲げている。

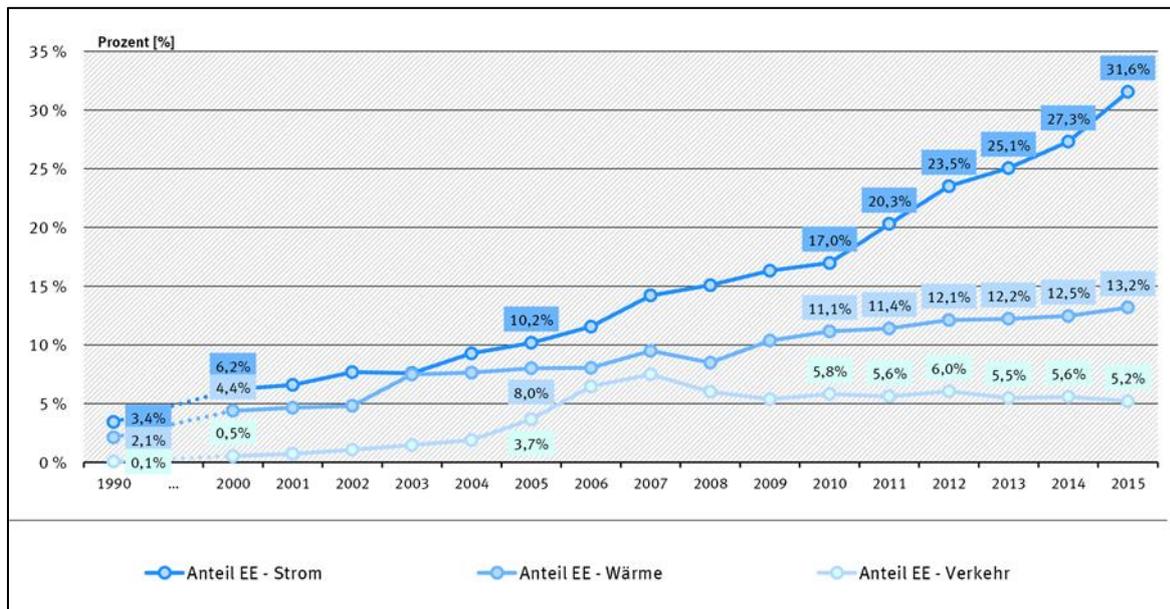


図 24：電力・熱・交通における再エネ割合（1990～2015年）

出所：連邦環境庁、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016年

Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und für Verkehr

再生可能エネルギーが粗電力消費、熱の最終エネルギー消費、交通の最終エネルギー消費に占める割合

Entwicklung von 1990 bis 2015 1990～2015年

Prozent 百分率

Anteil EE-Strom

電力に占める再生可能エネルギー割合

Anteil EE-Wärme

熱に占める再生可能エネルギー割合

Anteil EE-Verkehr

交通における再生可能エネルギー割合

EEG によって、特に大きな成長を遂げたのは風力と太陽光発電である。特に風力については経済性の面からも、これまで、そして将来的な電力供給の軸となることが予想される。化石燃料等をすべて含めた全発電量からみても、風力は 12.3% と大きな割合を占める。

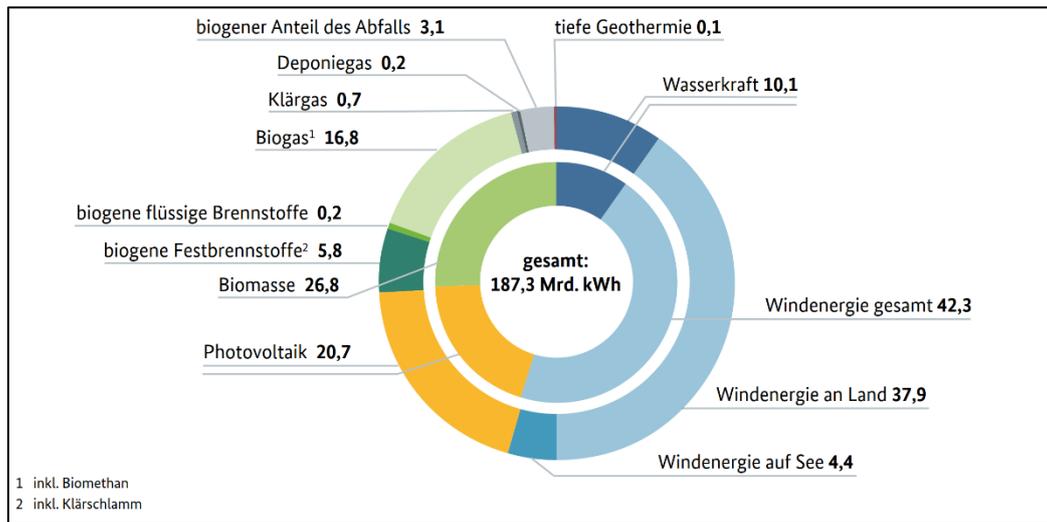


図 25 再エネにおける発電量に占める割合 (2015 年)

出所：連邦環境庁、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

- Wasserkraft 水力
- Windenergien gesamt 風力全体
- Windenergien an Land 陸上風力
- Windenergien auf See 洋上風力
- Photovoltaik 太陽光
- Biomasse バイオマス
- Biogene Festbrennstoffe 生物由来の固形燃料
- Biogene flüssige Brennstoffe 生物由来の液体燃料
- Biogas バイオガス (バイオメタンを含む)
- Klärgas 汚泥ガス (下水汚泥)
- Deponiegas 埋め立てガス
- Biogener Anteil des Abfalls 生ゴミ

## 2.5.2 卸市場で取引される再生可能エネルギー電力量

ドイツ卸電力市場 EEX では 2015 年時点で年間およそ 3000TWh の電力が取引されている。ただし、これには複数回取引される電力も含まれる。

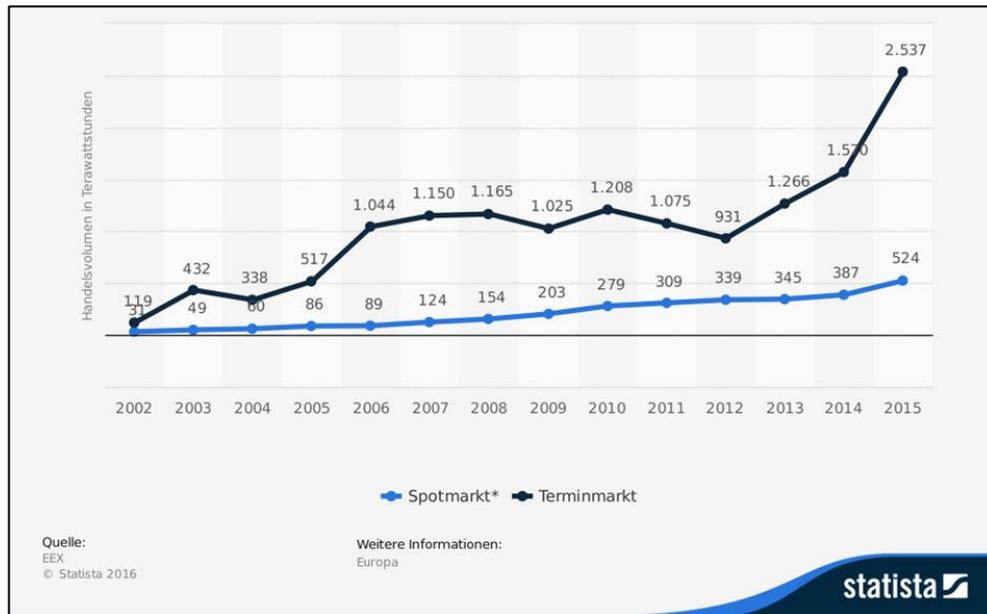


図 26 EEX スポットと先物市場の電力取引量の推移（2002～2015 年）

出所：Statista ウェブサイト, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina/>、2017 年 3 月 2 日取得

Handelsvolumen in Terawattstunden 取引量 (TWh)

Spotmarkt スポット市場

Terminmarkt 先物市場

また、ドイツ国内の再生可能エネルギー電力は、すべてが卸市場で売買されるわけではない。一部は相対契約を通じて発電事業者から直接顧客へ販売される。再生可能エネルギー電力のうち、FITの支援を受けている電力は約50TWhである。また、マーケットプレミアムを受け取っているのが約84TWhほど、支援を受けていない電力が約1.2TWhである。

表 2 再生可能エネルギー電力の販売量 (2015 年)

2014年の支援方法	EEG2014による分類							
	水力	汚泥ガス等	バイオマス	地熱	陸上風力	洋上風力	太陽光	合計
<b>FIT</b>								
新規設置容量 (MW)	843.7	323.1	2,266.10	24.7	5,995.70	65.3	32,835.30	42,353.80
給電量 (GWh)	2,444.80	531.8	11,153.60	80.1	6,679.80	21.8	28,652.10	49,563.90
支払額 (100万ユーロ)	254.7	38.1	2,285.80	17.2	598.7	3.4	9,471.10	12,669.10
<b>マーケットプレミアム</b>								
新規設置容量 (MW)	619	176.3	4,633.50	8.7	35,152.80	3,362.80	6,491.50	50,444.70
給電量 (GWh)	2,860.80	891.4	29,474.60	53.1	64,147.40	8,140.20	6,558.40	112,125.90
支払額 (100万ユーロ)	152.1	34.7	4,425.90	11.7	4,483.90	1,259.00	1,169.10	11,536.50
<b>その他の販売</b>								
新規設置容量 (MW)	86.8	10.4	0.4	0	93.1	0	5.6	196.3
給電量 (GWh)	41.8	14.5	0	0	94.8	0	1.2	152.3

出所：連邦ネットワーク規制庁、「EEG in Zahlen」、2016年

### 2.5.3 排出権取引価格

卸市場での電力の取引以外に電力価格を決定する要因として、排出権取引がある。排出権取引はEUの気候変動対策の1つとして、二酸化炭素排出量が多い発電所や工場を対象として排出量上限を設定し、それ以上の排出量がある場合には排出権を購入する、あるいは、排出量を削減した場合には排出権を売却できるシステムになっている。これにより、二酸化炭素排出量の削減を促すというのが最大の目的である。

火力発電所を例に挙げると、設備ごとに排出量の割り当てが決まっている。排出量を排出権以下に抑えると余った排出権を売却できるが、発電量の増加にともない二酸化炭素排出量が増加したことにより割り当てられた排出量を超える二酸化炭素を排出する場合は排出権を購入しなければならない。排出権を購入することは、電力の短期変動コストの増加を意味し、理論的には卸電力市場での取引価格も上昇する。

排出権取引は、電力価格への影響空見れば2005年のシステム導入時の目的を達成したとは言い難い。結論から言うと、排出権の取引価格が低い水準にとどまり、火力発電所の発電量が増加しても、短期変動コストに与える影響は極めて小さくなってしまった。また初期の割当量が大きす

ぎたために、各企業が排出権を持て余している状況にある。

こちらは再生可能エネルギーとは直接の関係はないが、卸市場における取引価格の低下要因となつて、賦課金を圧迫する可能性がある。



図 27：二酸化炭素排出権価格・余剰排出権量推移 2008～2015 年  
出所：Deutsche Emissionshandelsstelle、「Emissionshandel in Zahlen」、2015 年

Mio. EUA 100 万排出単位

Kumlierter Überschuss HP2 + HP3 取引期間 2 と 3 からの累積余剰

IC EUA front December 排出権価格

## 2.6 賦課金の市民負担

### 2.6.1 賦課金と電力価格

以上、ドイツの EEG 賦課金の決定には卸市場の価格と排出権取引の価格が重要であり、特にこの 2 つの価格が低迷していることが賦課金額の上昇の原因となっている。特に、再生可能エネルギーによるメリットオーダーが卸市場の価格の低下の原因となっており、再生可能エネルギーの発電単価の低下が賦課金の上昇圧力となっていることには注意が必要である。

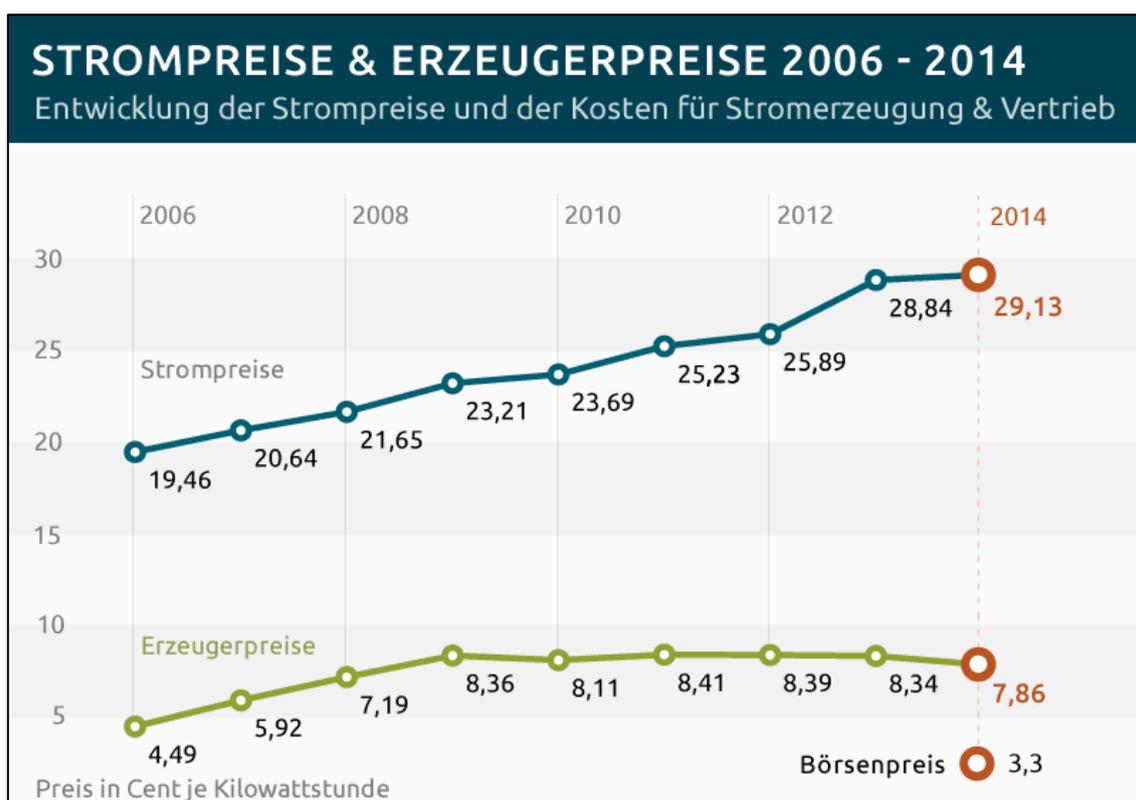


図 28 家庭向け電力価格と発電コスト（卸価格）の推移（2006～2014 年）

出所：Strom-Report ウェブサイト, <https://1-stromvergleich.com/strompreise/>, 2017 年 3 月 2 日

Strompreise & Erzeugungspreise 2006 – 2014

電気代と発電価格（2006～2014 年）

Entwicklung der Strompreise und der Kosten für Stromerzeugung & Vertrieb

電気代と発電・営業コストの推移

Strompreise 電気代

Erzeugungspreise 発電コスト

Preis Cent je Kilowattstunde セント/kWh

Börsenpreis 卸価格

### 2.6.2 電力消費者の負担

すでに述べたように、ドイツ国内の EEG 賦課金額の決定は政治において大きなテーマである。特に、企業が免除された賦課金負担は家庭電力消費者に転嫁されるため、どの企業が賦課金負担を免除されているのか、いくら免除されているのかは公平な市場競争環境の観点から EU でも問

題視され、EEG2017の改正の際にはEUの意見が大幅に取り入れられることとなった。

しかし、再生可能エネルギーの成長に伴い、賦課金総額は近年まで一貫して上昇しており、2017年の賦課金額は、6.88セント/kWhとなっている。

ドイツでは、賦課金にも税金がかかるため、実際の電力消費者の負担額はこれよりも大きくなる。

### 2.6.3 賦課金の推移

再生可能エネルギー電力の支援にかかるコストは、電気代から EEG 賦課金として徴収していることはすでに述べた。

2016年の EEG 賦課金額は 6.354 セント/kWh であるが、その内訳は以下のとおりである。

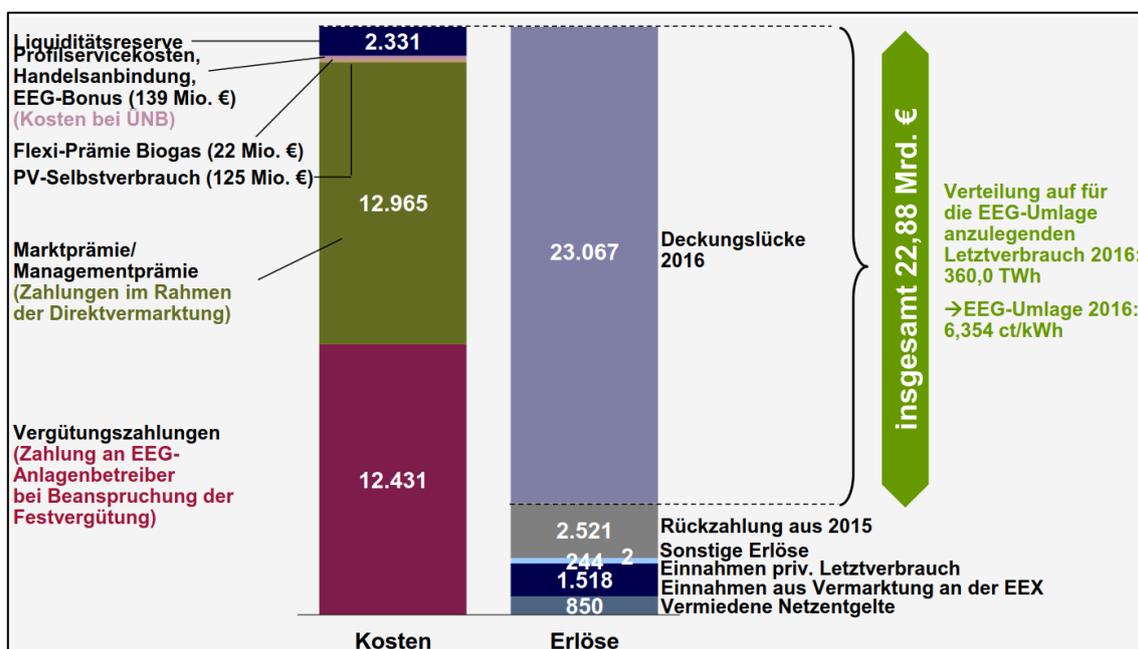


図 29 EEG 賦課金の内訳

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Liquiditätsreserve Profilservicekosten, Handelsanbindung	流動性担保など
EEG Bonus	EEG ボーナス
Flexi Prämie Biogas	バイオガス柔軟性プレミアム
PV Selbstverbrauch	PV 自家消費
Marktprämie Biogas/ Managementprämie (Zahlungen im Rahmen der Direktvermarktung)	バイオガスマーケットプレミアム/マネジメントプレミアム (直接市場化支出分)
Vergütungszahlungen (Zahlung an EEG Anlagenbetreiber bei Beanspruchung der Festvergütung)	FIT 支援
Deckungslücke	不足分
Rückzahlung aus 2015	2015年からの繰越
Sonstige Erlöse	その他収入
Einnahmen priv. Letztverbrauch	家庭自家消費からの収入
Einnahmen aus Vermarktung an der EEX	EEXでの販売からの収入
Vermieden Netzentgelte	回避託送費

Insgesamt 合計  
 Verteilung auf für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch 2016  
 2016年のEEG賦課金総額  
 EEG Umlage 2016 2016年のEEG賦課金  
 Kosten コスト  
 Erlöse 収入

また、EEG導入以来の賦課金の推移は以下のとおりである。図には示されていないが2017年のEEG賦課金額は6.88セント/kWhである。

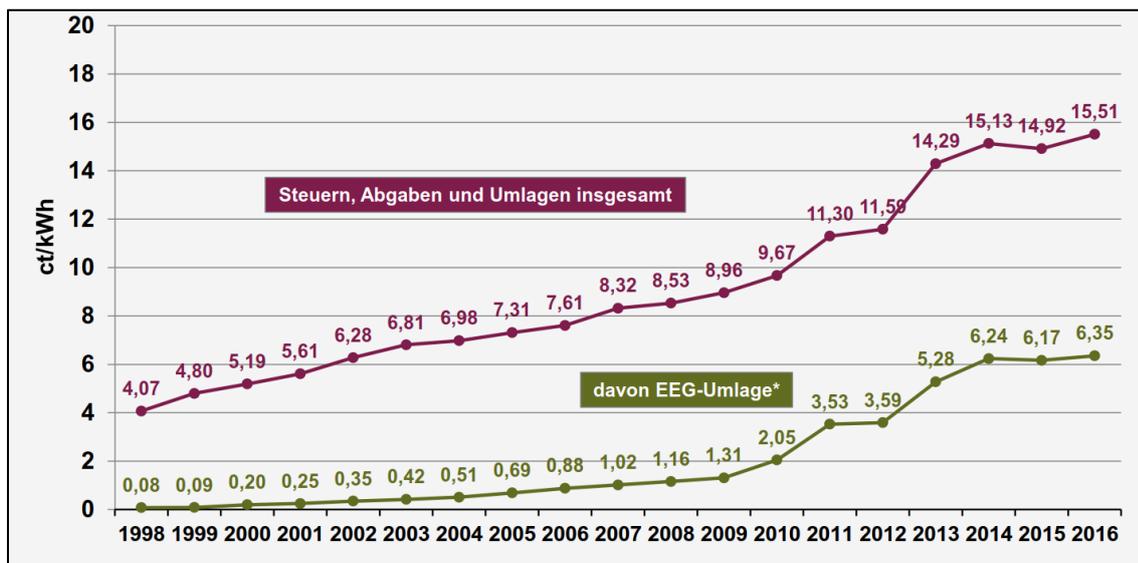


図 30 EEG 賦課金の推移 (1998~2016 年)

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017 年

Steuern, Abgaben und Umlagen insgesamt 税金、賦課金合計  
 EEG-Umlage EEG 賦課金額

すでに述べたように、EEG 賦課金負担が免除されている企業などが存在する。そのため、すべての電力消費者が kWh あたりで同じ金額の賦課金を負担しているわけではない。

2015 年の賦課金総額 229 億ユーロの負担内訳は以下のとおりである。

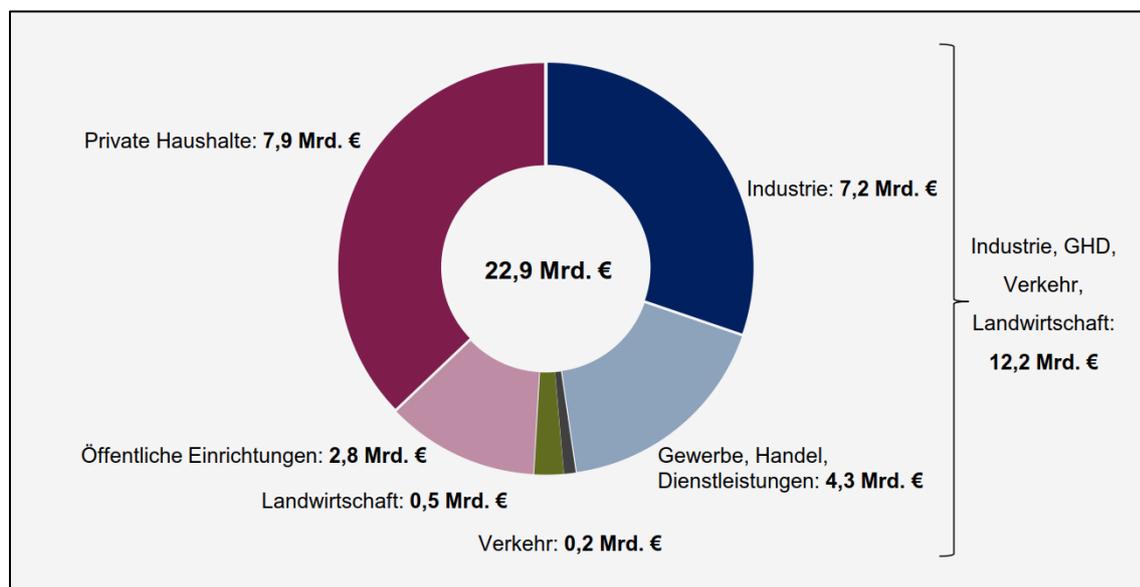


図 31 EEG 賦課金の負担内訳

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017 年

Industrie 産業

Industrie, GHD, Verkehr, Landwirtschaft すべての大口需要家

Gewerbe, Handel, Dinesleistungen 商工業者

Verkehr 交通

Landwirtschaft 農家

Öffentliche Einrichtungen 公的機関

Private Haushalte 一般家庭

結果的に家庭用電気料金と産業用電気料金の推移は以下のとおりである。

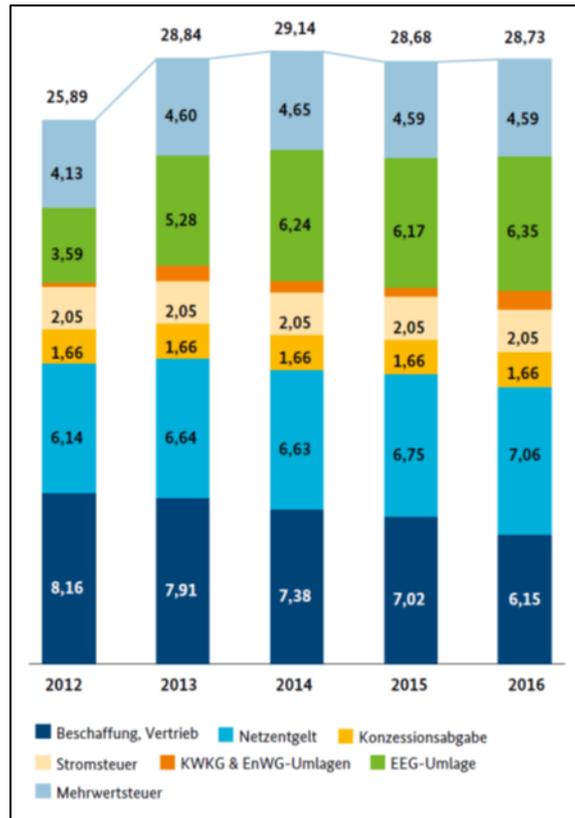


図 32 一般家庭の電気代の平均単価（年間電力消費 3500kWh、セント/kWh）  
出所：連邦経済エネルギー省、「EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe」、2016年

Beschaffung, Vertrieb	電力調達費
Netzentgelt	託送費
Konzessionsabgabe	コンセッションフィー
Stromsteuer	電力税
KWKG & EnWG Umlagen	コージェネ法・電力事業法賦課金
EEG Umlage	EEG 賦課金
Mehrwertsteuer	付加価値税

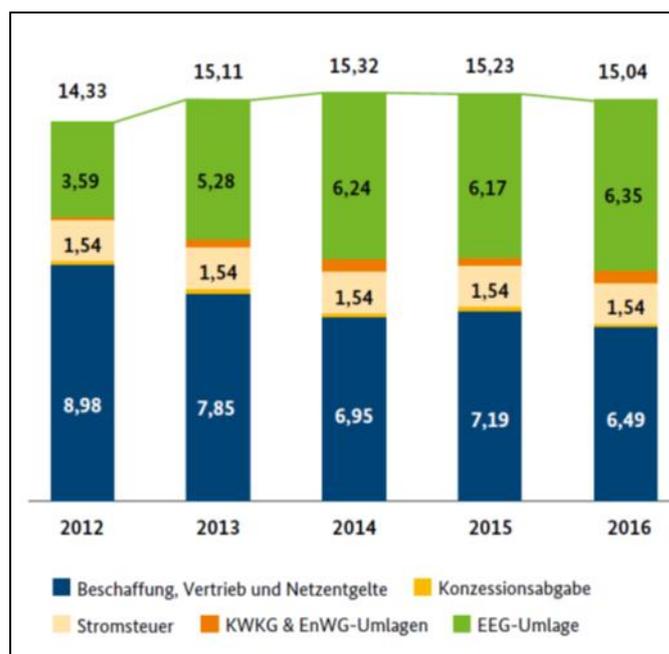


図 33 産業需要家の電気代の平均単価（年間電力消費 160MW~20GWh、セント/kWh）  
 出所：連邦経済エネルギー省、「EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe」、2016年

Beschaffung, Vertrieb	電力調達費
Netzentgelt	託送費
Konzessionsabgabe	コンセッションフィー
Stromsteuer	電力税
KWKG & EnWG Umlagen	コージェネ法・電力事業法賦課金
EEG Umlage	EEG 賦課金

電気代で注意が必要なことは、EEG 賦課金以外の税金の額は、賦課金込みの電気代にかかる点である。つまり、電気代の高騰に関する議論においては、付加価値税は賦課金にも加算される点を留意する必要がある。

## 2.6.4 将来の賦課金について

2017年には6.88セント/kWhまで高騰している EEG 賦課金であるが、すでに述べたように、再生可能エネルギーの市場統合を目指した法改正があり、政府も EEG の賦課金の無制限の高騰を避けるべき努力してきた経緯がある。その結果、EEG 賦課金は2023年ころにピークを迎え、その後は徐々に低下していく

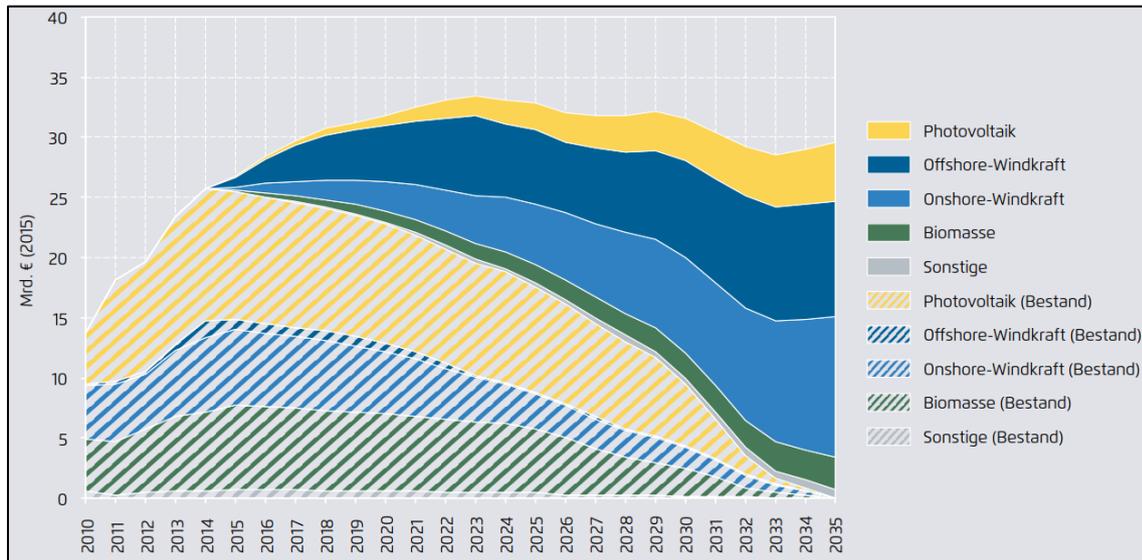


図 34 賦課金額の推移予測 (2010~2035年)

出所：Agora Energiewende、「Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035」、2015年

Mrd. € 10億ユーロ (2015年)

Photovoltaik 太陽光

Offshore Windkraft 洋上風力

Onshore Windkraft 陸上風力

Biomasse バイオマス

Sonstige その他

Photovoltaik (Bestand) 太陽光 (既設)

Offshore Windkraft (Bestand) 洋上風力 (既設)

Onshore Windkraft (Bestand) 陸上風力 (既設)

Biomasse (Bestand) バイオマス (既設)

Sonstige (Bestand) その他 (既設)

電気代の内、税抜き部分はおおよそ EEG 賦課金と電力コスト（卸価格）で決まる。卸価格は再生可能エネルギーの影響で低迷するため、EEG 賦課金が下がれば電気代は下がる。  
 以上の前提で、今後の電気代（税抜き）を予測したものが以下である。

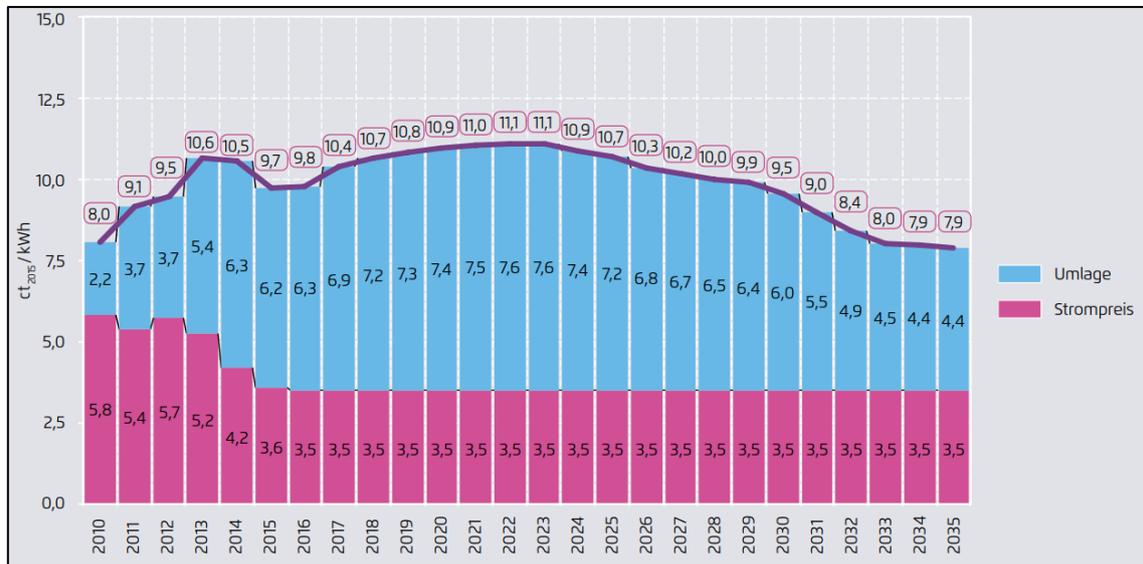


図 35 電気代の推移予測（2010～2035 年）

出所：Agora Energiewende、「Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035」、2015 年

注：EEG 賦課金と Phelix Base Year Future の合計

Umlage 賦課金

Strompreis 卸価格

## 2.6.5 電気代と家庭支出

ドイツの電気代の議論では多くの場合、kWhあたりの電気代ばかりが紹介される傾向にあり、ドイツ全般の物価上昇や家庭の電力消費量の変化などが考慮されていないケースもある。連邦統計局によれば、ドイツの物価は一貫して上昇傾向にある。過去20年ほどの物価上昇率は年1~2%の間を推移している。

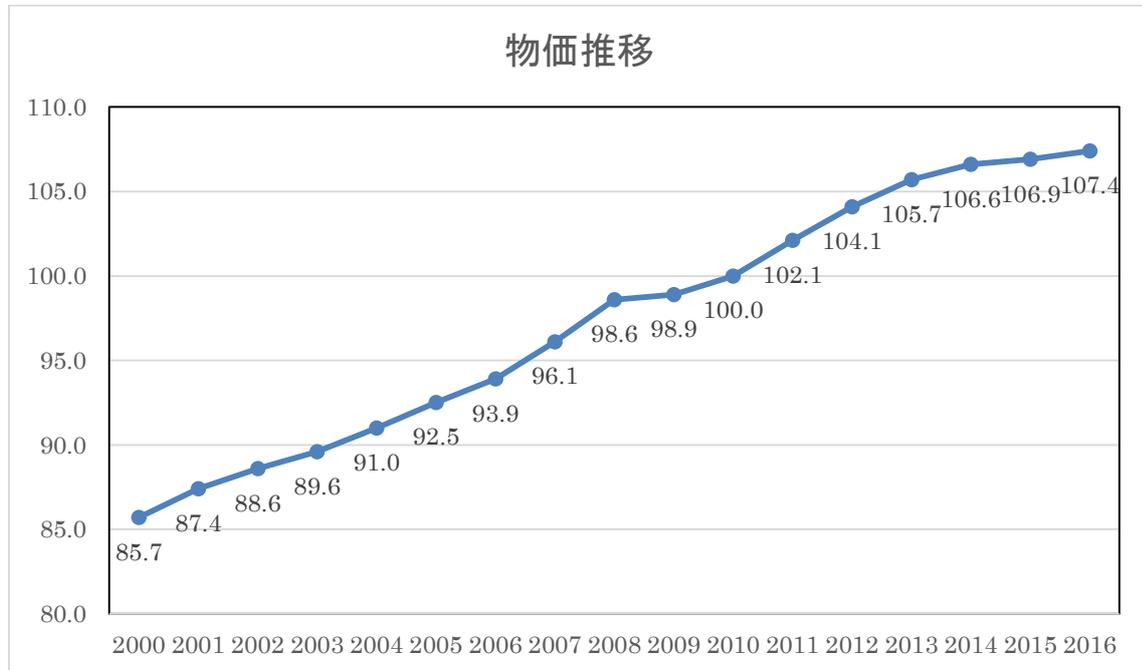


図 36 ドイツ国内の物価推移

出所：連邦統計局、「Verbraucherpreisindex für Deutschland」、2017年を基に作成

注：2010年を100とする。

電力価格統計は物価調整がなされていないことが多いため、家計に与える負担の計算には注意が必要である。

## 2.6.6 一般家庭の電力消費量

ドイツでは、家庭で消費される電力量は産業分野に次いで2番目に多く、全電力消費量の約25%に相当し、約1300億kWhが家庭で消費されている(2016年)。長期的には、家庭の消費量は2006年まで上昇した後、10年続けて減少傾向にある。また、この間にドイツの世帯数も若干増加しているため、世帯ごとの平均消費量も減少となっている。

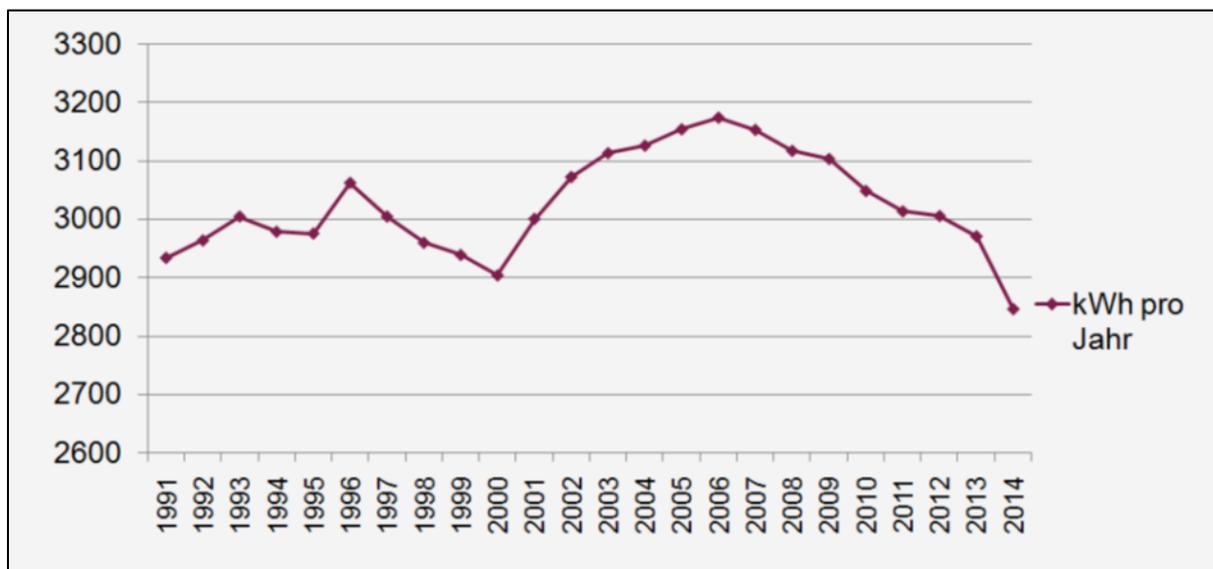


図 37: 家庭での年間平均電力消費量

出所: BDEW、「Stromverbrauch im Haushalt」、2016年

注: 給湯を含む、暖房は含まず。

kWh pro Jahr	kWh/年
--------------	-------

ただし、ドイツは世帯規模が1991年の2.27から2016年には2.01まで減少しており、その点も留意する必要がある。世帯規模ごとの平均的な電力消費量は以下のとおりである。

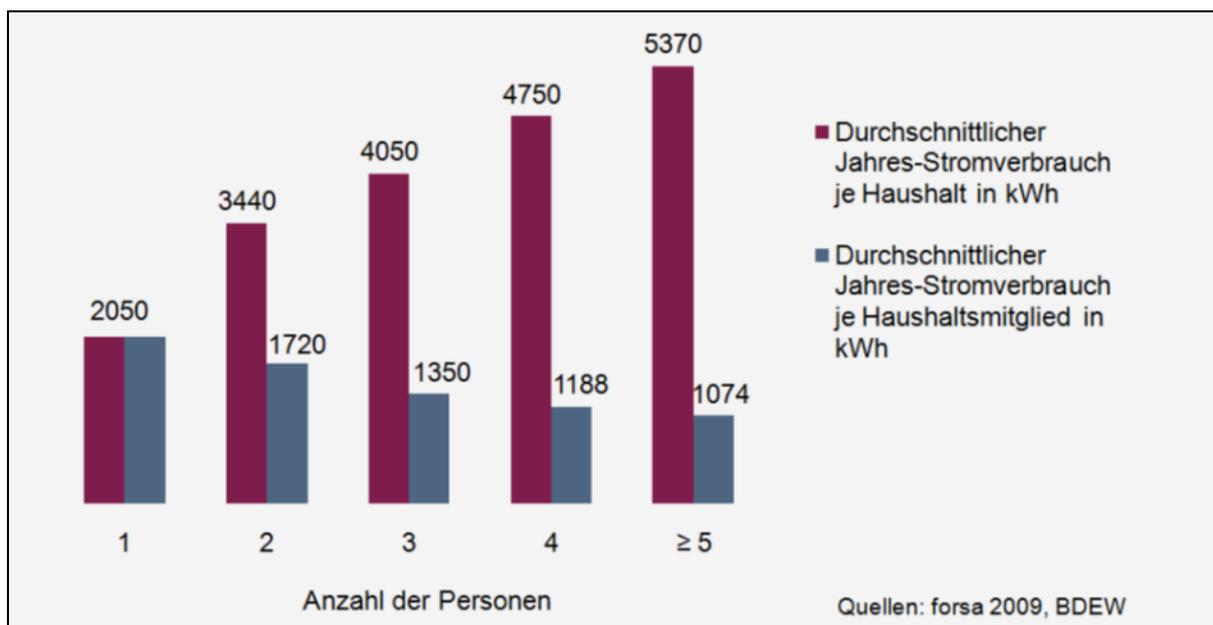


図 38: 世帯規模ごとの平均電力消費量

出所: 出所: BDEW、「Stromverbrauch im Haushalt」、2016年

注：給湯を含む、暖房は含まず。

Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch je Haushalt in kWh

1 世帯の平均年間電力消費量

Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch je Haushaltsmitglied in kWh

世帯規模ごとの一人あたりの平均年間電力消費量

Anzahl der Personen

世帯規模

Quellen 出所

以上より、1 世帯（3 人家族）あたりの月の電気代はここ数年上昇していない。

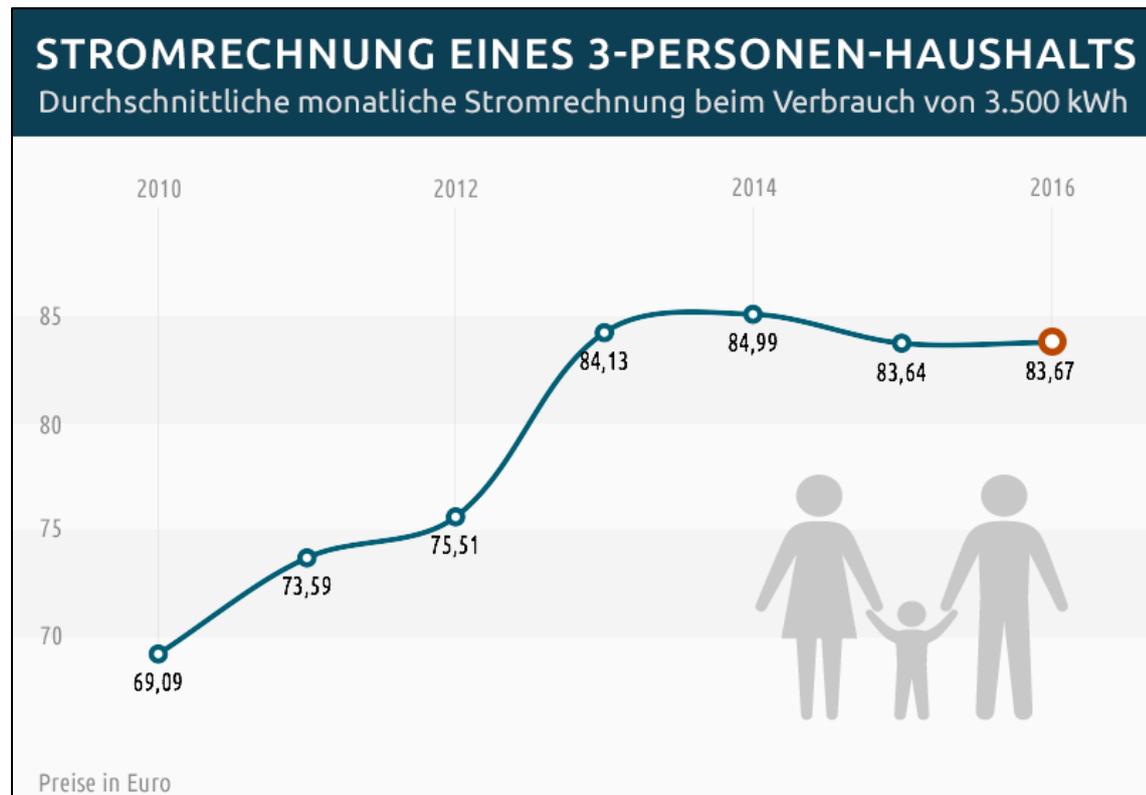


図 39 一般的な家庭の電力費の推移（2010～2016 年）

出所：Strom-Report ウェブサイト, <https://1-stromvergleich.com/strompreise/>, 2017 年 3 月 2 日

注：月の電力消費が 3500kWh の家庭の月の電力費

Stromrechnung eines 3-Personen-Haushalts

3 人世帯の電気代

Durchschnittliche monatliche Stromrechnung beim Verbrauch von 3500kWh

電力消費量 3500kWh の平均的な月の電気代

Preis in Euro 価格はユーロ

Daten データ

ドイツの市民が現在の電気代をどう捉えているかについて、日本でも多様な情報が紹介されている。ここでは、1つの事例を紹介する。

この調査は再生可能エネルギーエージェンシーの委託で毎年実施されているが、ほぼ60%にのぼる回答者が、EEG賦課金の額を受け入れていることが伺える。

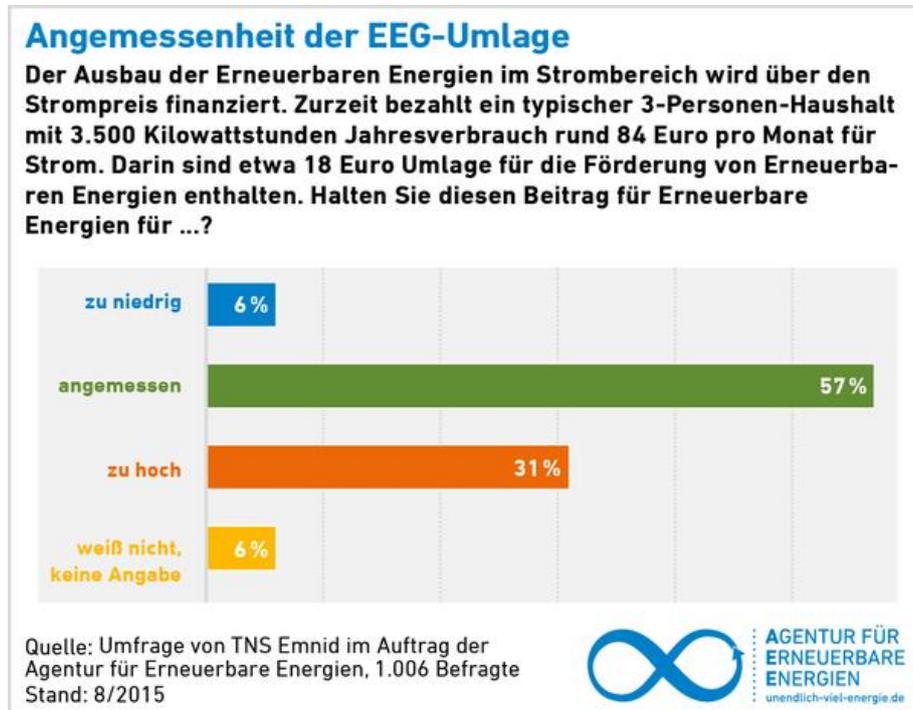


図 40 EEG 賦課金に対する意見

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト，<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/akzeptanz-umfrage-2016>、2017年3月2日取得

Angemessenheit der EEG-Umlage

EEG 賦課金は適切か。

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sotrombereich wird über den Strompreis finanziert. Zurzeit bezahlt ein typisch 3-Personen-Haushalt mit 3500 Kilowattstunden Jahresverbrauch rund 84 Euro pro Monat für Strom. Darin sind etwa 18 Euro Umlage für die Förderung von Erneuerbaren Energien erhalten. Halten Sie diesen Beitrag für Erneuerbare Energien für...?

電力セクターにおける再生可能エネルギーの促進は電気代から回収されています。現在、典型的な3人世帯は年間3500kWhの電気を消費しており、月に84ユーロを支出しています。このうつに約18ユーロが再生可能エネルギーの支援に使われています。この再生可能エネルギー賦課金の額についてどう思いますか。

Zu niedrig 低すぎる

Angemessen 適切

Zu hoch 高すぎる

Weiß nicht, keine Angabe 分からない、無回答

Quelle 出所

## 2.6.7 電力価格高騰とエネルギー貧困

ドイツ国内で問題となるのが電気代の高騰により、電気代が支払えなくなり、電気を止められたという家庭である。すでに見たように、過去数年の電気代の上昇は家計に対して小さくない影響を与えていることは明らかである。一方で、エネルギー貧困の問題を考える際には、電気代だけでなく、他のエネルギーに対する支出も見ることがある。

これを見る限り、電力はエネルギー支出の中ではガスと同等かそれ以下となっており、ガソリンよりも少ないことがわかる。1人世帯で特に大きな問題は、ガソリンの支出であり、貧困1人世帯ではその負担は家計の11%を超えるほどである。

表 3 家庭のエネルギーに対する支出割合

家庭のタイプ	平均年収 (ユーロ)	エネルギー総支出 (電力、ガス、ガソリン)	収入における支出 の割合	電力	ガス	ガソリン
1人世帯	22,879	2,641	11.6%	2.3%	2.3%	7.0%
貧困1人世帯 (平均収入の 60%)	13,714	同上	19.3%	3.8%	3.8%	11.7%
4人世帯	55,804	4,070	7.3%	2.3%	1.5%	3.4%
貧困4人世帯	33,482	同上	12.2%	3.9%	2.6%	5.7%

出所：経済エネルギー省、「Die Energie der Zukunft」、2015年

## 2.7 市民参加による普及

すでに示したように、ドイツのエネルギー変革が高い支持を得ている理由の1つに、このエネルギー変革の担い手としての市民の存在がある。

再生可能エネルギーは、地域の経済価値創出のツールと認識されており、市民参加が重視されている。市民が再生可能エネルギーに投資する方法は多様であり、例えば個人投資、あるいは組合を共同で設立する、農家が取り組むなどが挙げられる。

ここで言う、市民モデルとは、2013年にリューネブルグ大学と Trend: research が行った市民参加型再生可能エネルギープロジェクト現状調査に基づき、個人や地域の個人事業者等の類似法人、組合が参加する事業のうち、これらが50%以上の議決権を持つものを指す<sup>6</sup>。

EEG 施行後、発電事業者として市民が中心となり組織化された組合による市場参加が増加した。組合数は過去10年に10倍の成長を遂げ、現在は1000弱の組合が国内に存在する。また、こうした組合員の9割以上が一般市民となっている。

<sup>6</sup> Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015年

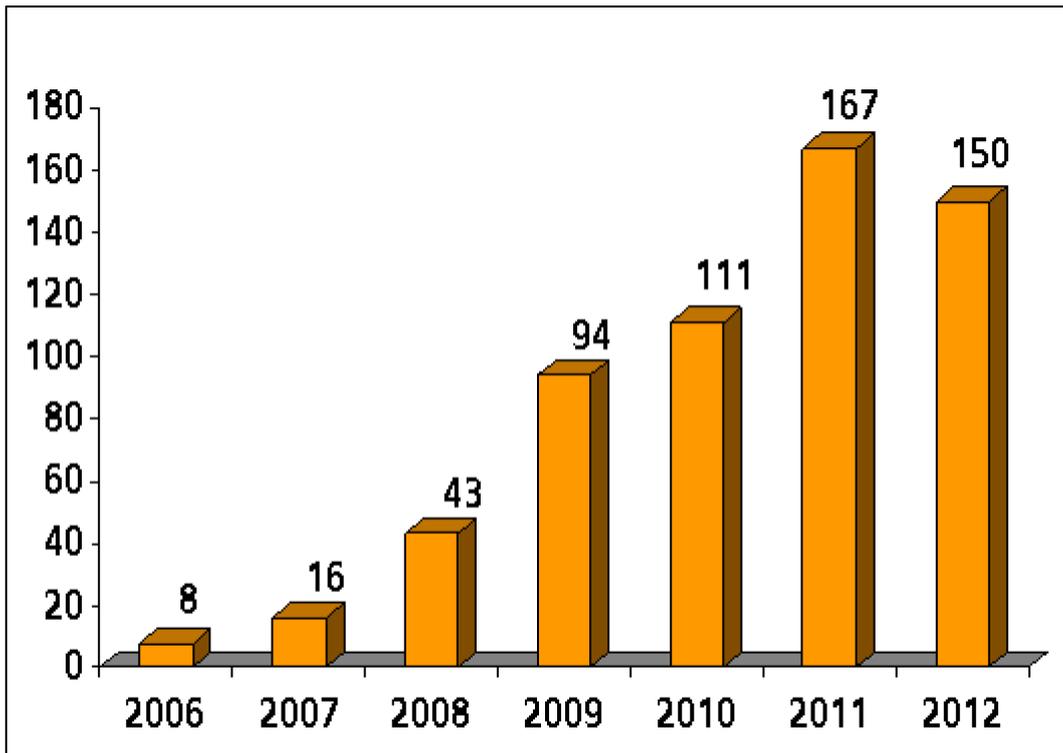


図 41：ドイツ国内のエネルギー協同組合の設立数（2006～2012 年）

出所：DGRV、「Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände」、2013 年

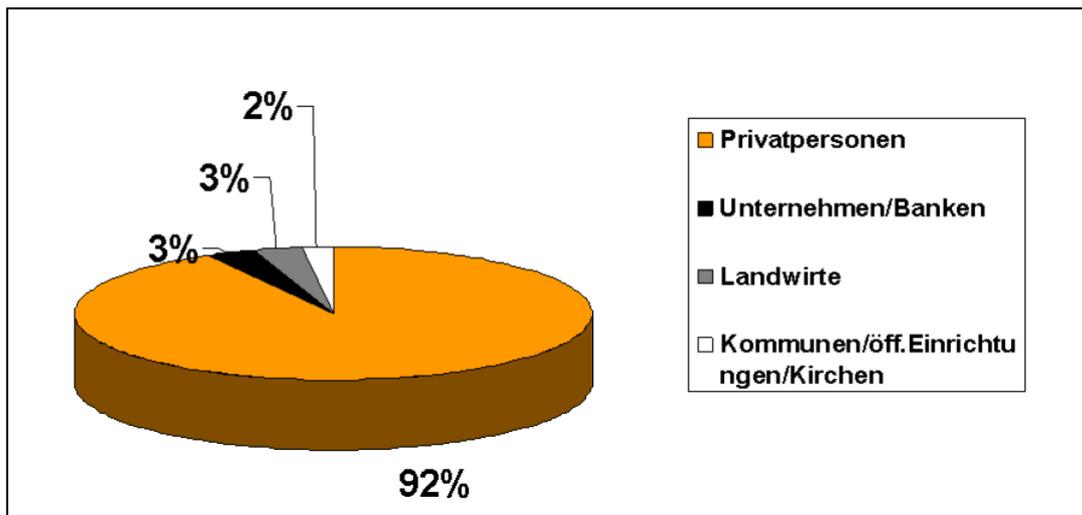


図 42 エネルギー協同組合の構成

出所：DGRV、「Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände」、2013 年

Privatperson	一般市民
Unternehmen/Banken	企業/銀行
Landwirte	農家
Kommunen/öff. Einrichtungen/Kirchen	自治体、公的機関、教会

2012年までに設置された再生可能エネルギー源を利用した発電設備の所有者のおよそ半数は一般市民や農家となっている。これに対し、EnBW、E.ON、RWE、Vattenfallの4大電力会社はわずか5%程度となっている。

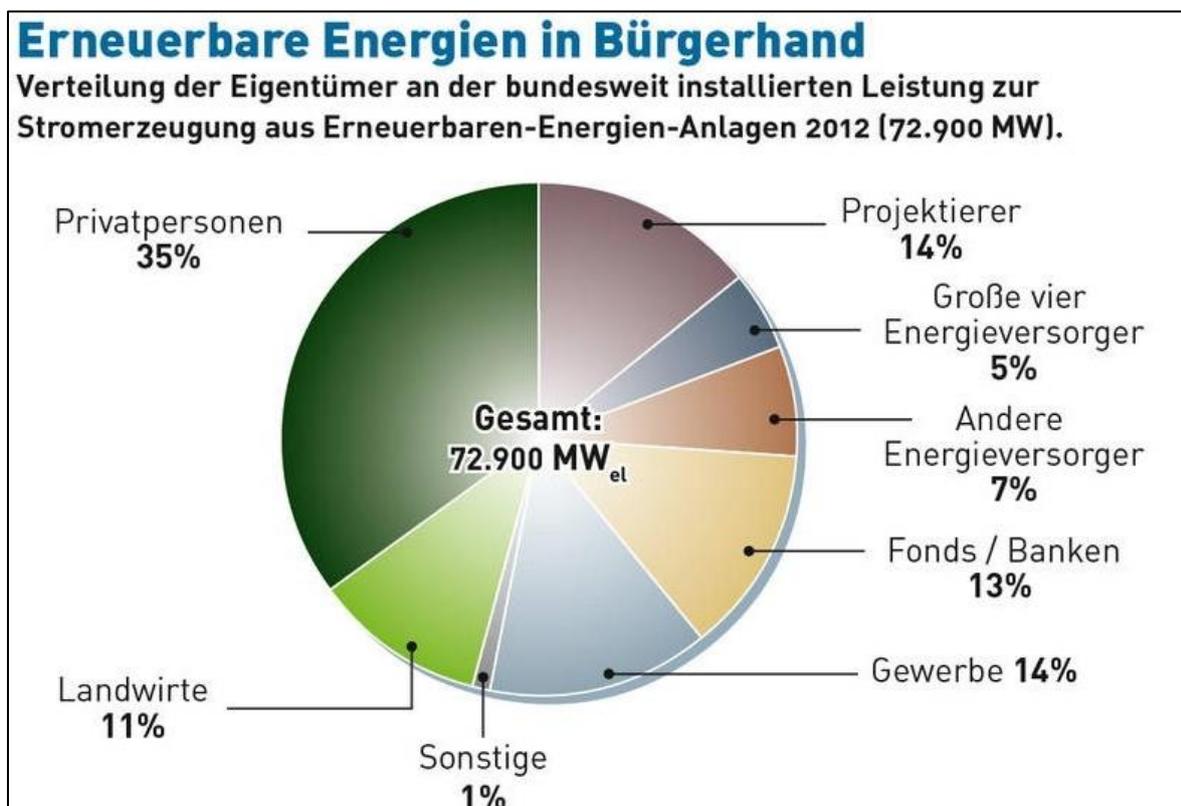


図 43：再生可能エネルギー設備所有者構成（2012年）

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト，<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/eigentumsverteilung-an-erneuerbaren-energien-anlagen-2012>、2017年3月2日取得

Erneuerbare Energien in Bürgerhand
市民の手によるエネルギー変革
Verteillung der Eigentümer an der bundesweit installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen 2012 (72,900MW)
ドイツ国内に設置された再生可能エネルギー発電設備の所有者の割合（2012年）
Projektierer    ディベロッパー
Große vier Energieversorger   4大電力会社
Andere Energieversorger    その他電力会社
Fonds/Banken   ファンド/銀行
Gebwerbe    商工業者
Sonstige    その他
Landwirte    農家
Privatpersonen   一般市民

太陽光発電では、市民による自宅屋根への太陽光発電設備も市民モデルに含まれている。設備数で見るとこれが約半数にのぼるが、発電容量としては 4.4GW と、国内全体の 12%弱にとどまる。市民モデルで最も多いのは発電容量 10～50kWp の設備となっており、合計 11.1GW である。両者を合わせて 15.5GW が市民モデルとなる。うち、15.3GW が農家等である<sup>7</sup>。

表 4 太陽光発電事業の投資元

	太陽光発電設備容量 (2012 年末)	2012 年に稼働した太陽 光発電設備
市民エネルギー	15.5GW (48%)	40 億 3000 万ユーロ (30.4%)
その内 —狭い意味での市民エネルギー	15.3GW (47%)	39 億 6000 万ユーロ (29.9%)
機関投資家	15.7GW (49%)	85 億ユーロ (64%)
電力会社	1.1GW (3.5%)	7 億ユーロ (5%)
合計	32.4GW	133 億ユーロ

出所：Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

風力発電では設備への投資規模も大きいことから、農家が単体で投資するモデルは割合として太陽光発電と比較すると、市民モデル 15.6GW に対し、7.6GW と小さい。

表 5 陸上風力発電事業の投資元

	陸上風力発電設備容量 (2012 年末)	2012 年に稼働した陸上 風力発電設備
市民エネルギー	15.6GW (50%)	6 億 7000 万ユーロ (26%)
その内 —狭い意味での市民エネルギー	7.6GW (25%)	3 億 6000 万ユーロ (26%)
機関投資家	12GW (40%)	10 億 5000 万ユーロ (41%)
電力会社	3.2GW (10%)	8 億 5000 万ユーロ (33%)
合計	30.9GW	26 億ユーロ

出所：Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

また、バイオガスは出力 3200MW 以上のうち、70%以上が農家による運営であるとされている。2013 年にはバイオガス発電設備で 25.4TWh の電力が発電されたが、そのうち 24.13TWh が農家により運営されている設備からのものであり、95%に相当する。また、同時に供給された熱量 10.9TWh のうち 10.35TWh、同じく 95%が農家の設備からであった<sup>8</sup>。

<sup>7</sup> Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

<sup>8</sup> Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

### 2.7.1 再生可能エネルギーの電力の拡大が電力の安定供給に与える影響

再生可能エネルギーは発電量が天候に左右されるため、変動型電源と呼ばれている。電力システムは同時同量の原則で運営されており、需要と供給のバランスを取り続けないと停電してしまう。変動型電源は需要量に合わせて発電量をコントロール出来ないため、再生可能エネルギーが大量に導入されるとシステムの管理に支障をきたすリスクが指摘されている。

連邦ネットワーク規制庁の統計によると、ドイツ国内の停電時間は全国平均で2006年から減少傾向にある。2015年には年間で12分まで減少し、約10年で40%ほど改善されたことになる。一方で再生可能エネルギー電力供給割合が30%を超えているが、供給の安定性が確保できていると言える。

表 6 ドイツ国内の家庭の平均停電時間（年間）

	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
停電時間 (分)	21.53	19.25	16.89	14.63	14.9	15.31	15.91	15.32	12.28	12.7

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Versorgungsqualität - SAIDI-Werte 2006-2015」、2016年

## 2.8 ドイツ国内の石炭、褐炭、天然ガス火力の設備利用率の推移

再生可能エネルギー電力の供給量が拡大すると、従来型電源の供給量は減少する。2016年の従来型電源の発電量は、約435TWhと計画発電量より17%ほど少なくなると推計されている。2020年には計画発電量と実供給量の差が20%まで拡大すると言われている。

しかし2022年の脱原発に向けて原子力発電所が計画的に閉鎖されている以外は、従来型電源の発電容量は再生可能エネルギーの増加にあわせた減少はしておらず、従来型電源の稼働率が下がっている。

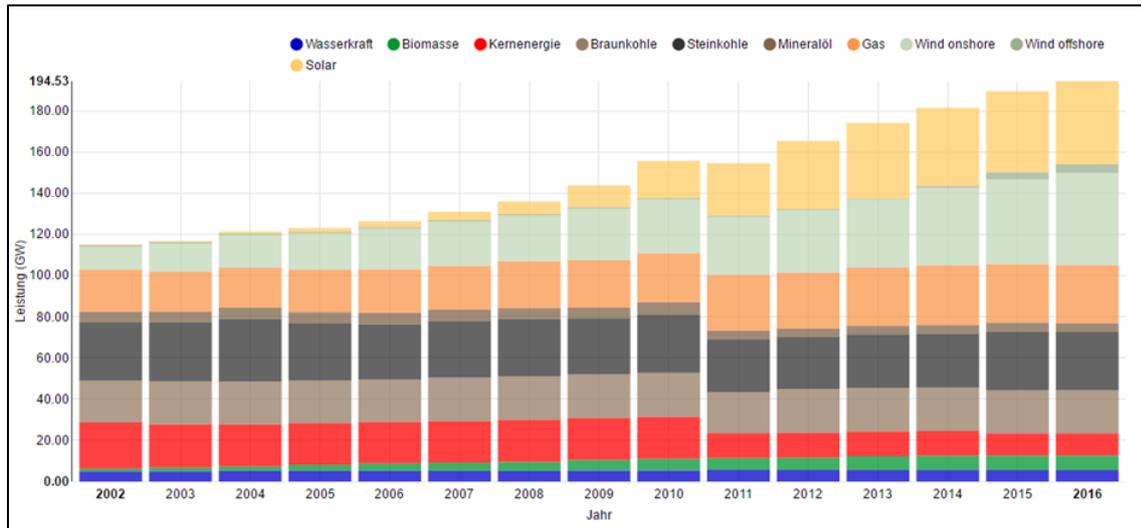


図 44 電源別の発電容量（2002～2016年）

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト、<https://www.energy-charts.de/>、2017年3月2日取得

Wasserkraft 水力  
 Biomasse バイオマス  
 Kernenergie 原子力  
 Braunkohle 褐炭  
 Steinkohle 石炭  
 Mineralöl 石油  
 Gas 天然ガス  
 Wind onshore 陸上風力  
 Wind offshore 洋上風力  
 Solar 太陽光  
 Leistung(GW) 容量 (GW)

従来型電源の稼働率の低下は従来型電源の経済性に関わるため、大きな問題であり、稼働率が低下すれば稼働停止せざるをえない電源も出てくる。そのため、様々な機関が将来の従来型電源の推移予測を提示している。

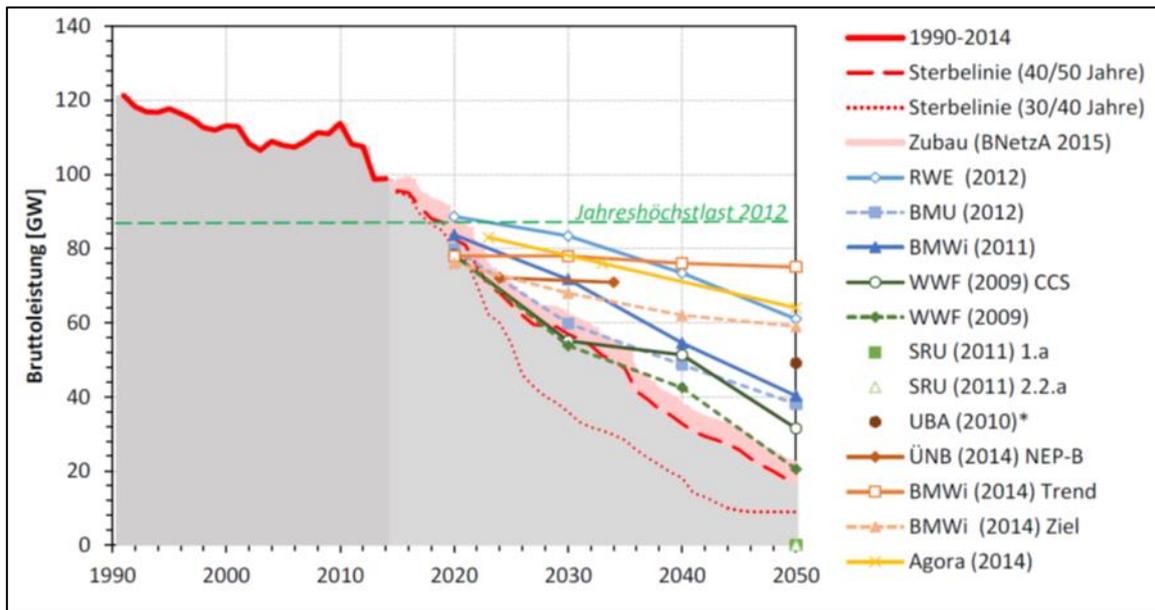


図 45 火力発電所発電容量推移のメタ分析（1990～2050年）

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Bruttoleistung (GW)      グロス発電容量 (GW)

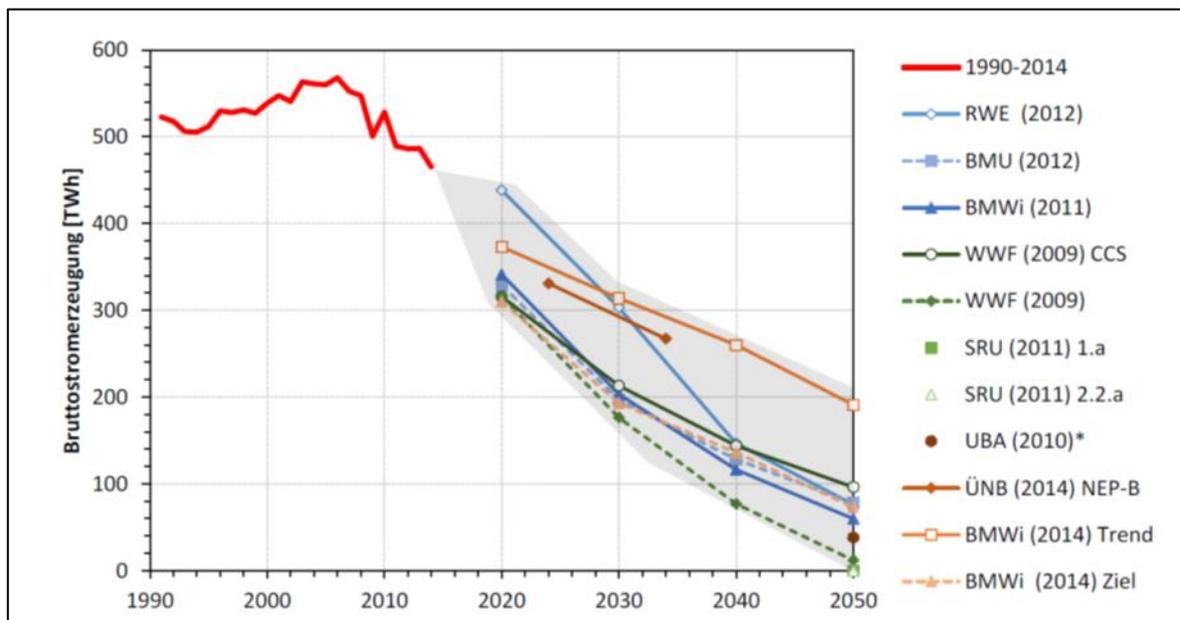


図 46 火力発電所発電量推移のメタ分析（1990～2050年）

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Bruttostromerzeugung (TWh)      グロス発電量 (TWh)

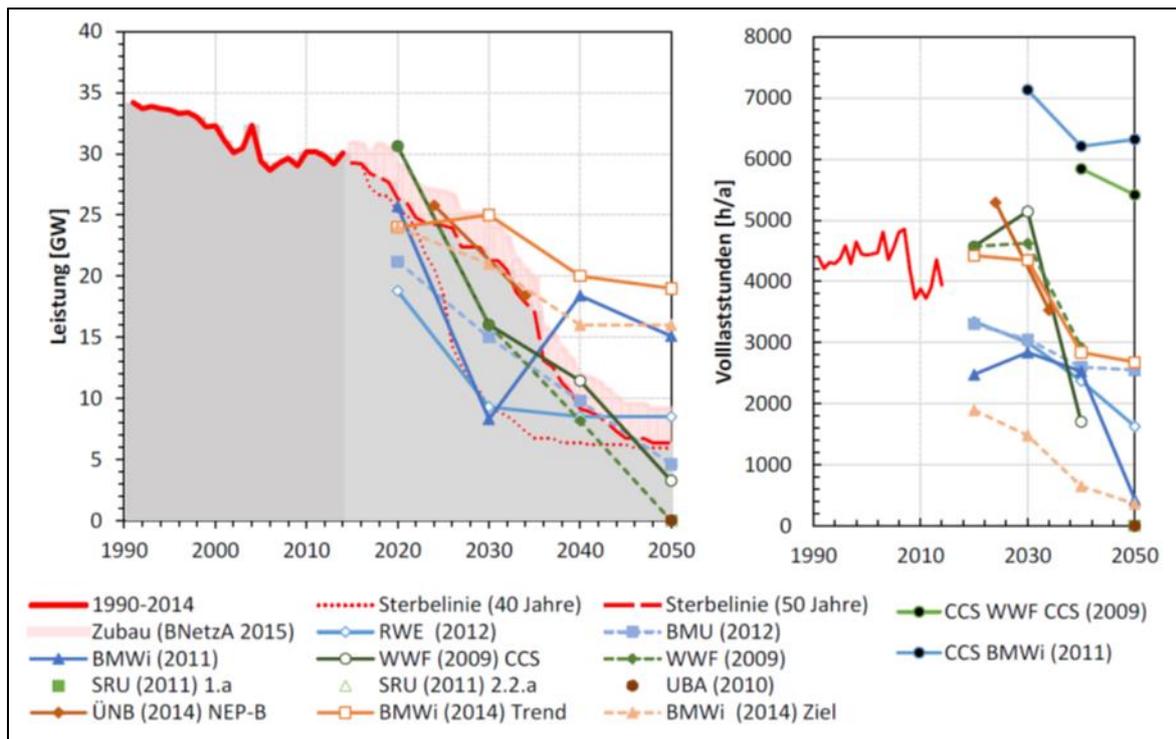


図 47 石炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析（1990～2050年）

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)  
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

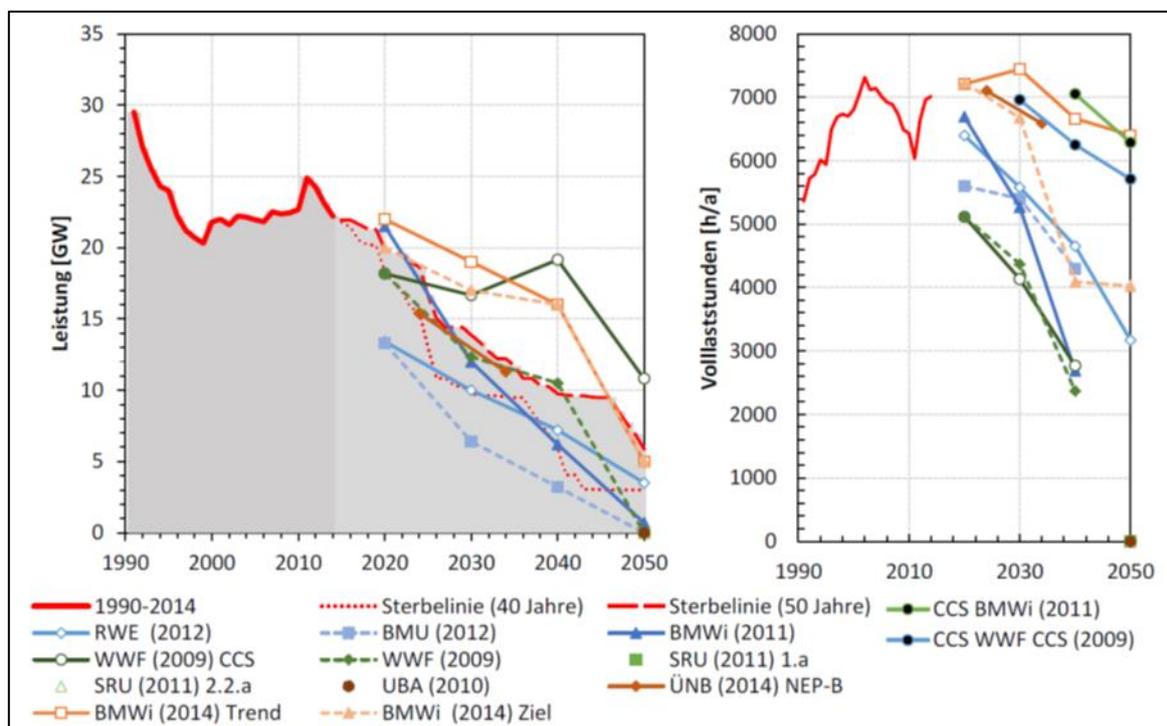


図 48 褐炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析（1990～2050年）

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)  
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

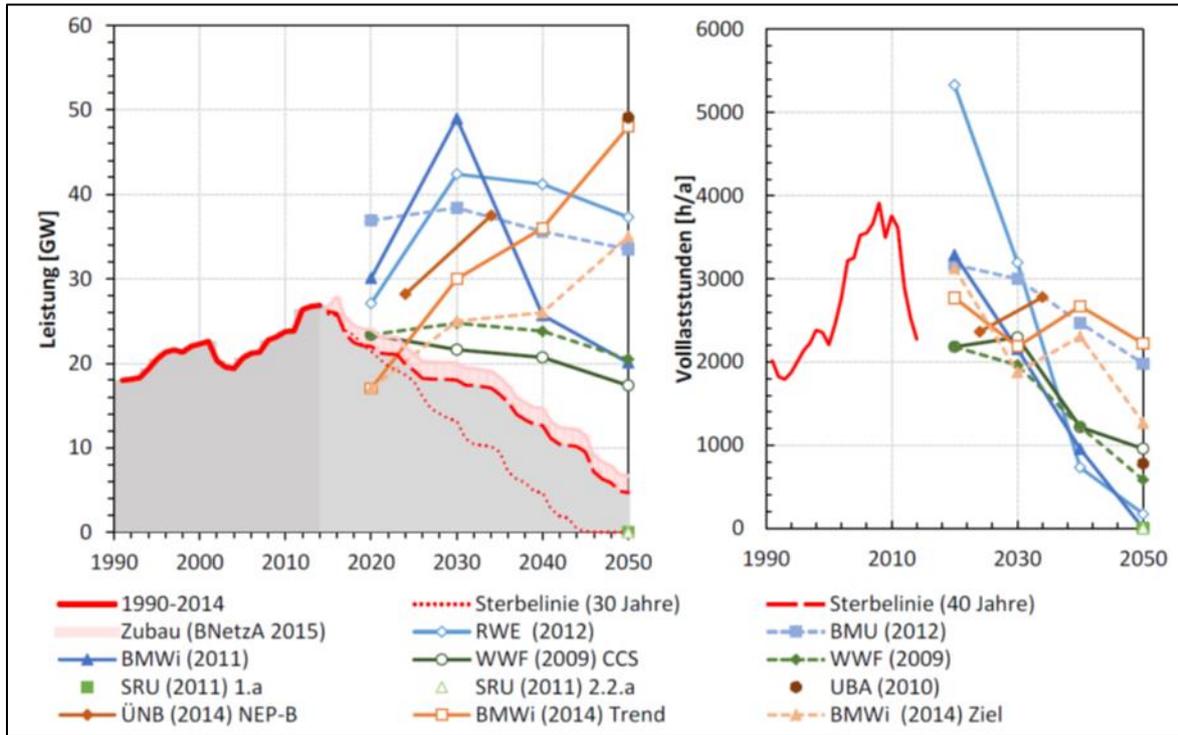


図 49 天然ガス火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)  
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

すでに述べたように、再生可能エネルギーの増加に伴い、卸価格は低下している。5年ほど前までは1MWhあたり約50ユーロだった卸価格が現在は20ユーロほどまで低下しており、この価格では資源価格の高い天然ガスだけでなく、低コストと言われる褐炭火力発電所も経済性を失う可能性がある。

一方で、一部の従来型発電設備は今後も再生可能エネルギーの発電量が拡大してもピーク電力の供給等、バックアップとして必要となる。卸電力市場での電力取引価格は低下を続けることが予想されるため、従来型の発電設備は高い効率性が求められることになる。

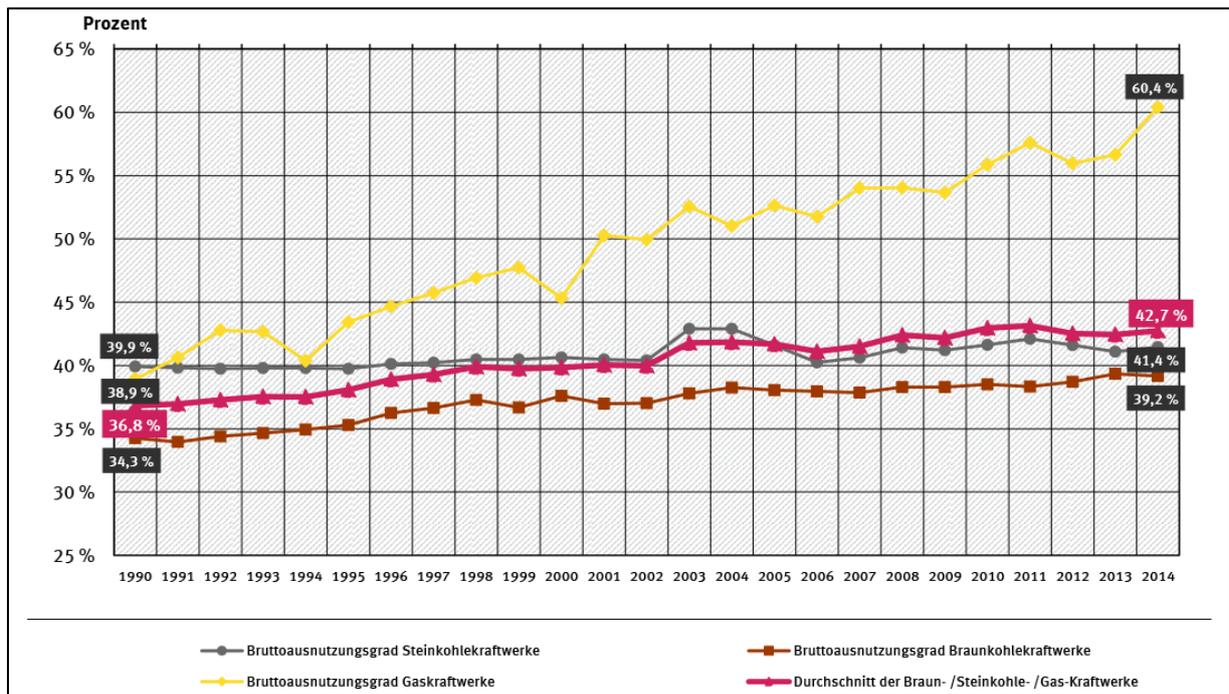


図 50 電源別設備利用率 (1990~2014 年)

出所：連邦環境庁、「Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien」、2017 年

Bruttoausnutzungsgrad Steinkohlenkraftwerke 石炭火力の設備利用率

Bruttoausnutzungsgrad Braunkohlekraftwerke 褐炭火力の設備利用率

Bruttoausnutzungsgrad Gaskraftwerke 天然ガスの設備利用率

Durchschnitt der Braun- /Steinkohle- /Gas-Kraftwerke

褐炭・石炭・天然ガス火力の設備利用率の平均

### 3. ドイツ国内の系統対策

#### 3.1 需給調整のためのルール・仕組み

##### 3.1.1 概要

ドイツは、国内を4つの管理エリアに分け、それぞれの地域を高圧送電系統運営者が運営している。高圧送電系統運営者は入札によって決定しており、現在の4つの高圧送電系と運営者はすべて、4大大手電力会社から分離して設立された企業である。配電網についても同じくエリアを定め、主に公募によって運営者を決定する。ドイツ国内の配電網運営者のリストは連邦ネットワーク規制庁が公開している<sup>9</sup>。2017年3月現在、登録されている配電網運営者は887社あるが、これらの一部は複数の配電エリアを運営しており、配電エリアの数はこれより多い。

送電系統運営者の入札の管理は国が行っているが、配電系統運営者については自治体が行っており、自治体にルールの決定権がある。これらの系統運営者が需給調整にもっとも重要な役割を果たしている。

システムの安定的な運営のためには、周波数調整など様々な観点から対応が必要となるが、本稿では再生可能エネルギーに由来する、電力の一時的な供給過剰による系統混雑への対策に絞って取り上げる。即ち、調整電源についてはここでは、原則として取り上げない。

システムの状況は系統運営者が把握しており、必要に応じて発電事業者と協力して調整を行っている。

まず、ゲートクローズのタイミング、45分前までの需給調整の責任はバランシンググループ（Bilanzkreis）が負っている。バランシンググループは発電事業者や小売業者、仲介業者などで構成されている<sup>10</sup>。

ドイツ国内の再生可能エネルギー発電事業者でフィードインプレミアムの支援を受けている場合は、電力の卸市場への販売は、直接市場家と呼ばれるアグリゲーターが請け負っている。発電事業者が自らアグリゲーターとなることも可能だが、エネルギー協同組合のような小規模な事業者の場合、卸市場での電力販売の許認可を得ることは簡単ではなく、通常は外部のアグリゲーターを利用する。

ゲートクローズまではこれらのバランシンググループが需給調整の責任を負うが、それ以降は系統運営者が責任を負うことになる。

バランシンググループは、通常は相対契約や卸市場で電力を調達し、発電計画に基づいて電力を供給する。発電計画は45分前まで変更可能であり、バランシンググループは発電計画を遵守することが求められる。一義的な需給調整はこれにより、実施される。

ゲートクローズ後の需給にずれが生じた場合は、送電系統運営者が事前に確保した電源を用いて需給調整を行う。送電系統運営者によるこの電源の調達は、卸市場以外の場で行われる。

<sup>9</sup>

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht\\_Netzbetreiber\\_VersorgungUntern/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht_Netzbetreiber_VersorgungUntern/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html)  
1、2017年3月2日取得

<sup>10</sup> 電力中央研究所、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題」、2014年

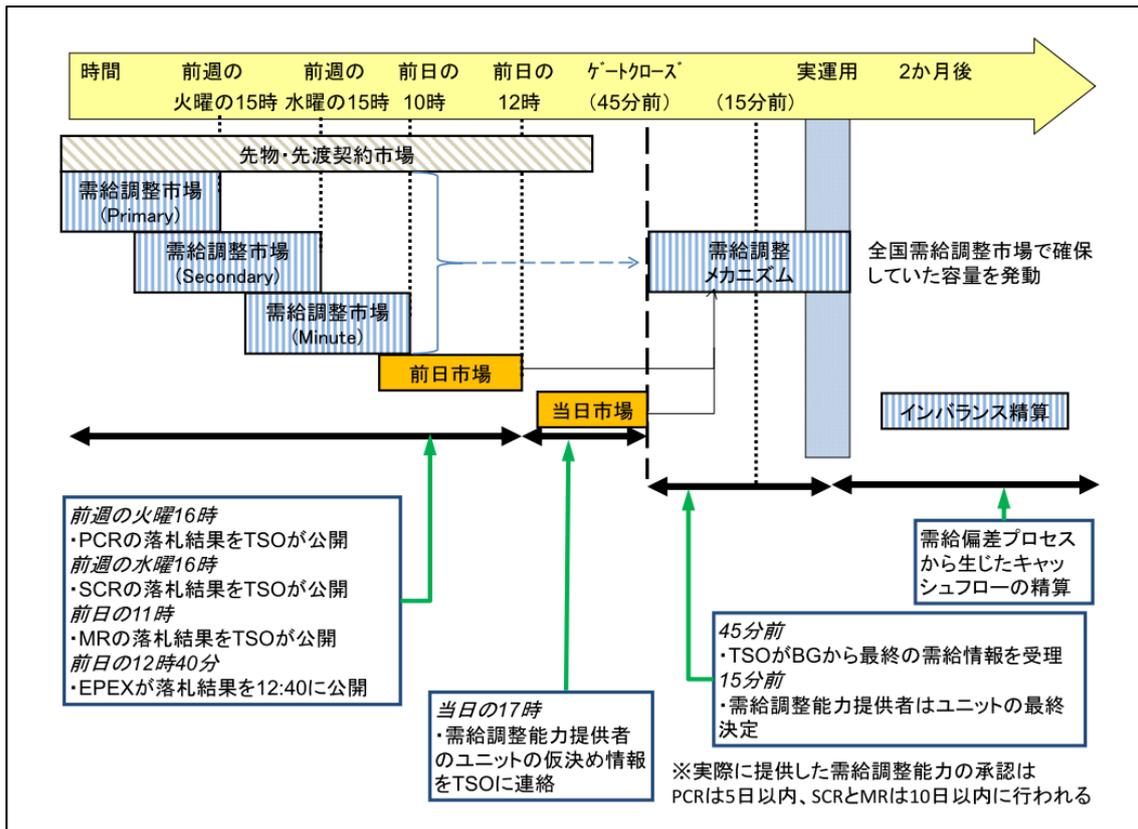


図 51 ドイツの需給調整の流れ

出所：電力中央研究所、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題」、2014年

### 3.1.2 再生可能エネルギー優先接続ルールと需給調整

電力は他の商品と異なり、停電を回避するために需要と供給を常に一致させねばならない。この需給調整のために様々な規制が存在している。

しかし、もっとも重要な原則の1つが再生可能エネルギーの優先接続である。これまでの系統運営では、需要に合わせて供給量を管理する方法が主であったが、変動型の再生可能エネルギーでは需要に合わせた調整ができないため、需給調整の困難さは大規模集中型の従来型電源による系統運営よりもはるかに大きい。しかし、ドイツ政府は原則として再生可能エネルギーの優先接続を認めており、再生可能エネルギーによる電力は発電量の変動や技術的困難さにかかわらず、常に従来型に優先して接続される。そのため、再生可能エネルギーを含む給電量が需要を超え、系統容量が逼迫する系統混雑が発生する際は、まずは従来型電源を系統から切り離すことになる。

再生可能エネルギー電力の出力増加で系統に大量の電力が供給される課題に対応する系統安定化措置は、以下のエネルギー事業法、EEG、コージェネ法に基づいて対策が取られる。

具体的には、

1. 電力が送られる系統を切り替えることによる混雑解消
2. 需給調整契約負荷の調整（ディマンドサイドマネジメント）、混雑相殺する方向に融通実施（カウンタートレード）、系統運営者が確保している予備力による出力調整（再給電指令）
3. 給電指令による電源の出力抑制

の順番に対策が取られる<sup>11</sup>。

この内、1と2は従来型電源でのみで行い、これらでは系統混雑が解消しない場合のみ3を実施する。3の措置を実施する場合は最終手段としての再生可能エネルギーの出力が認められているが、ここでも従来型電源の出力抑制がまず行われる。

なお、3の措置を実施する場合、従来型電源については無補償で切り離しが行われるが、再生可能エネルギー電源については、EEGで受け取ることができるはずだった逸失利益については補償される。再生可能エネルギーの出力抑制の補償は、送電系統運営者が託送費を通じて回収しており、最終的には電力消費者が負担している。

### 3.1.3 国際連系統の利用

国際連系統を利用する広域需給調整メカニズムでは、需給調整に国外の電源を用いるルールの原則として、ゲートクローズ後に国際連系統に空き容量がある場合のみを認めている。

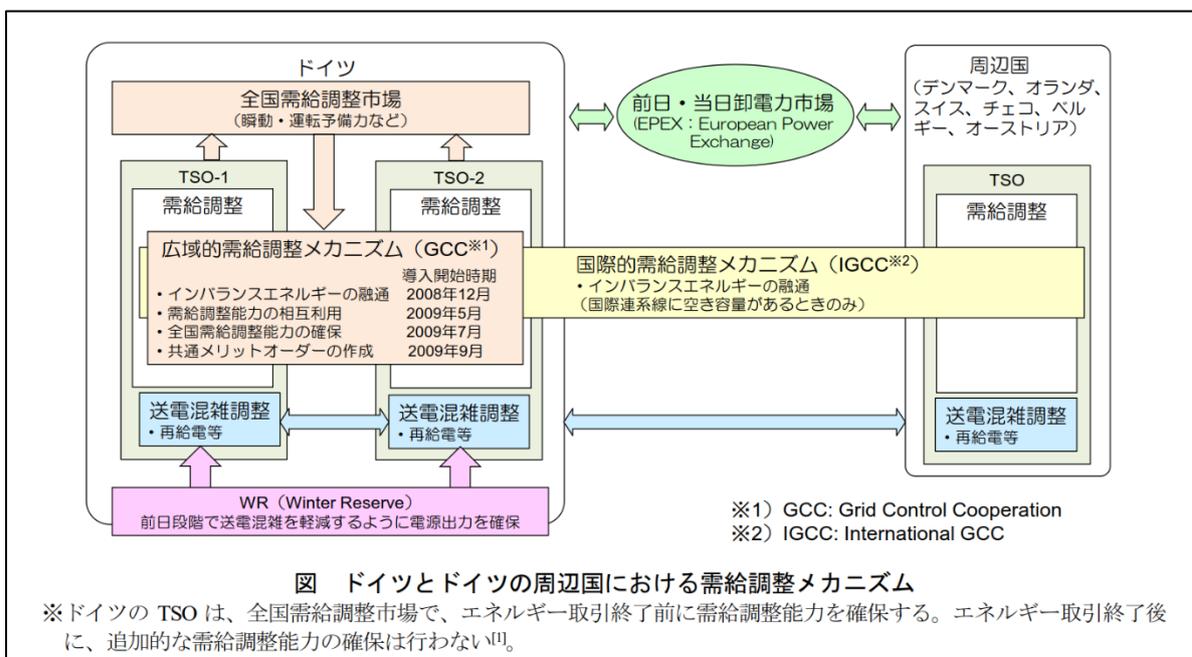


図 52 ドイツと隣国における需給調整メカニズム

出所：電力中央研究所、「ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題」、2015年

一方で、再給電指令に国外の電源を利用するか否かは各送電系統運営者による判断に任されており、国は詳細を把握していない。そのため、需給調整に国際連系統を利用するルールは各送電系統運営者が作成している。

再給電指令は、主に従来型電源を利用して行われるが、この際、経済的な観点などで従来型電源が必要な量の出力抑制ができない場合がある。その場合、ドイツ国内全体の電力が供給過剰の状態に陥る。そのため、ドイツでは隣国、特にポーランドに電力を格安またはマイナス価格で引

<sup>11</sup> 東京海上日動リスクコンサルティング株式会社、「平成26年度 新エネルギー等導入促進基礎調査事業（海外における新エネルギー等 導入促進施策に関する調査） 報告書」、2015年

き渡している。このためポーランドとの国境沿いに相転移設備を導入するなどして対応を図っている。

一方で、日本との違いとして挙げられる点は、ドイツ国内の電力の供給過剰の原因として再生可能エネルギー電量の供給過剰だけではなく、従来型電源の柔軟性の不足も問題として取り上げられていることである。ドイツ政府が電力市場 2.0 を唱える背景には、ドイツ国内の電力供給過剰の原因として再生可能エネルギーではなく、従来型電源も大きな課題と捉えている点にある。

電力市場 2.0 については後述する。

### 3.2 現在の系統運用における課題と対応方策

現在、ドイツで国内生じている問題は大きく以下の課題にわけられる。

1. 分散変動型の再生可能エネルギーの設置が進み、一部地域では大量の電力が系統に供給されている
2. 一方で、本来調整可能な従来型電源であるが、再生可能エネルギーの出力変動に十分対応できるほどの柔軟性がなく、発電量の抑制が不十分なために電力供給過剰の問題を従来型電源で克服できなくなっている
3. 需給調整はドイツ全土で行われるが、調整に必要な系統は大規模集中型の従来型電源に合わせた投資がなされてきた過去の経緯もあり、特に北に多い再生可能エネルギーを南の電力需要地に送る系統の整備が遅れている
4. そのため、需給調整は系統を通じて供給地から需要地へ送られるのではなく、供給地の出力を抑制し、需要地の出力を増強させることで対応しているが、これにはコストがかかる

そのため、ドイツではこれらの課題を解決する需給調整が必要となっている。再生可能エネルギーの増強を柱に据えるエネルギー変革を成功させるためには、これらの課題に取り組む必要があり、長い間議論されてきた。その成果としてドイツ政府が公表した新しい電力市場改革の素案とも言える「電力市場 2.0」では、より再生可能エネルギーに合わせた市場の調整を目指すことが明らかになった。

電力市場 2.0 で重視されているのは、供給の安定性、コスト効率性、イノベーションと持続可能性である。そのために、市場メカニズムをこれまでよりも活用する、柔軟で効率性の高い電力供給システムを作る、追加の供給の安定性を確保するメカニズムを作成する、を重要なテーマとし、20 個の改革項目を提案した<sup>12</sup>。

表 7 ドイツ政府が電力市場 2.0 で定めた目標

市場メカニズムの活用強化
1. 電力市場での自由な価格形成の補償（価格上限の撤廃）
2. 市場での影響力の強いプレイヤーを監視し、透明性を高める
3. バランシンググループを維持するための義務の強化
4. バランシンググループの取引を 15 分毎にする（ゲートクローズを 15 分前とする）

<sup>12</sup> 連邦経済エネルギー省、「An electricity market for Germany's energy transition」、2015 年

柔軟で効率性の高い電力供給システム
5. 電力市場の将来の発展をヨーロッパの文脈と結びつける
6. 調整電源市場を新しいプレーヤーに開放する（再生可能エネルギーを調整電源として活用する）
7. 賦課金や税金と託送費のターゲットモデルを開発する
8. デマンドサイドの柔軟性をより活用するため、特別託送費を改正する
9. 託送費のシステムの開発を継続する
10. 柔軟な電力消費者のアグリゲーションのためのルールを明確にする
11. 電気モビリティのより幅広い活用を支援する
12. バックアップ電源の取引を可能にする
13. スマートメーターを漸進的に導入する
14. 再生可能エネルギー設備のピークカットを通じて系統を拡張するコストを削減する
15. 最小発電量を評価する
16. 電力市場にコージェネシステムを統合する
17. 電力市場のデータの透明性を高める
追加の供給の安定性の確保
18. 供給の安定性を監視する
19. 容量リザーブを導入する（褐炭発電所の限定的な利用）
20. 系統サービスの開発を継続する

出所：連邦経済エネルギー省、「An electricity market for Germany's energy transition」、2015年  
注：カッコ付けは著者

この中で重要なことは、ドイツではフランスやイギリスと異なり容量市場を設けない代わりに実質的に卸市場での価格上限を撤廃していること、再生可能エネルギーと電源の柔軟性を重視し、それに合わせて系統を拡充すること、従来型電源は追加、つまり限定的な電源とすることである。

この白書では、日本で一般的なベース電源とピーク電源という概念は消えており、残余需要とそれを支える柔軟性の高い電源という新しい概念が導入されている。そのため出力調整能力の低い褐炭発電所は今後市場から退出することが長期的な目標となる。安価で安定しており、ドイツの産業を支えてきた従来型では唯一と言える国内資源である褐炭についても柔軟性が低い電源として廃止する方向性であるが、コスト効率性を重視するため、これらを容量リザーブとして当面は確保する方針である。

その他に重要な点はスマートメーターを導入して電力市場をデジタル化し、再生可能エネルギーを調整電源としてより積極的な活用を目指す方向性である。そのため、従来は市場外送電系統運営者が確保していた調整電源についても市場での取引を積極的に進める方針である。

さらに、連邦経済エネルギー省は、長期的な電力市場のトレンドをまとめ、今後ドイツ政府が取り組むべき課題を「電力 2030 (Strom 2030)」<sup>13</sup>として公表した。

この報告書に盛り込まれた 12 のトレンドとそれにとまなう 12 の課題は以下のとおりである。

<sup>13</sup> 連邦経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

表 8 ドイツの電力市場のトレンドとその課題

12 のトレンド	12 の課題
太陽光と風力による変動型電源が系統を圧迫している	電力システムの継続的な柔軟化が必要
化石燃料用いる大規模発電所（Kraftwerkspark）の稼働が大幅に低下している	二酸化炭素排出量を安定して削減し、構造改革を実施する
電力市場のヨーロッパ化	欧州規模で電力市場の統合と柔軟化に取り組む
供給の安定性を欧州域内市場の枠組みで取り組む	供給の安定性を欧州規模で確保し、共同で対策（Instrument）を開発する
電力をより効率的に利用する	電力の効率的利用に対するインセンティブを強化する
セクターカップリング：暖房、自動車、産業の分野で化石燃料に代わり、より多くの再生可能エネルギー電力を利用するようになっている	再生可能エネルギー電力の熱・交通市場における競争条件を改善する
近代的なコージェネ設備による残余電力（residualer Strom）の発電で、熱におけるエネルギー変革（Wärmewende）に貢献する	近代的な電力と熱の供給システム利用に対するインセンティブを導入する
バイオマスの交通と産業分野における利用が増えている	バイオマスの交通と産業分野における利用を促進するインセンティブを整備する
よく整備されて系統がコスト効率的な柔軟性を提供する	系統整備を遅滞なく、系統需要に適合し、コスト効率的に行う
再生可能エネルギーの割合が高まる中でもシステムの安定性を確保する	系統安定のための手法とプロセスを継続的に改善し、協調させる
系統整備の資金調達を公正に、系統に適合するように行う	託送費規制を継続的に改善する
エネルギー経済（ビジネス）がデジタル化のチャンスを活かす	インテリジェントな計測システムを導入し、コミュニケーションプラットフォームを作りあげ、システムの安定性を確保する

出所：経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

すでに述べたように、電力市場 2.0 や「Strom2030」では電源側の対策として、系統負担を減らす議論が盛んに行われている。当日市場のゲートクローズを現在の 45 分前から 15 分前まで短縮する、柔軟性電源をより積極的に活用する、セクターカップリングを強化することなどが挙げられているが、ここでは系統に絞ってその対策を取り上げる。

### 3.2.1 系統の課題

ドイツ国内ではこれまで技術的、社会的、賦存力の観点から再生可能エネルギーに有利な北ドイツに多くの再生可能エネルギー設備が建設されてきた。特に陸上風力は北ドイツでの大量導入

が進み、風力発電の発電量が増えると系統で吸収しきれなくなり系統混雑が発生する。

電力市場の自由化、再生可能エネルギーの促進によって系統混雑の問題はますます深刻になっており、その解決策が必要である。蓄電池などの設備の増強に加え、供給の安定性を確保するためには系統の増強が急務となっている。

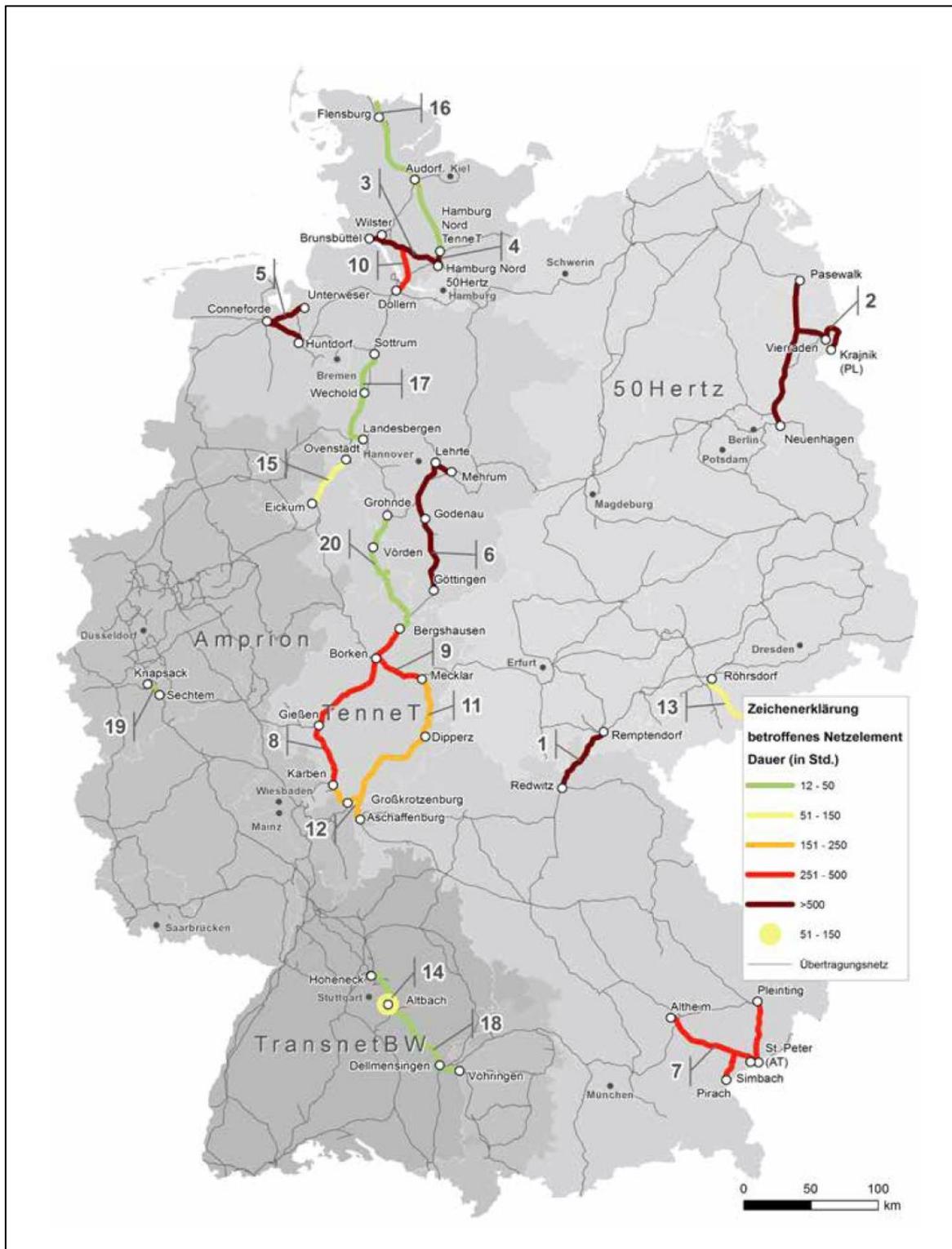


図 53 ドイツ国内で特に系統混雑が発生した地域（2015年）

出所：Bundesnetzagentur、「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015」、2015年

Zeichenserklärung 凡例

Betroffenes Netzelement Dauer (in Std.) 該当する系統 (時間)

Übertragungsnetz 送電系統

表 9 系統エリア別再給電指令発生状況 (2015 年)

系統エリア	時間 (時間)	電力量 (GWh)
TenneT: 南部系統地域	422	108
Oberbayern	190	57
Nordostbayern	221	49
Unterfranken	11	2
TennT: 中部系統地域	1,165	225
Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	689	136
Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	41	6
Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	435	83
TennT: 北部系統地域	1,165	225
Conneforde	549	103
Landesbergen	2	<0.1
Schleswig-Holstein und Hamburg	8	2
Amrion	5	2

出所：連邦ネットワーク規制庁、「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015」、2015 年

ドイツ国内には現在 220kV と 380kV をあわせて 3 万 5000km の系統が存在する。その他に 60～110kV の系統が 9 万 5000km、6～30kV の系統が 50 万 km、230VPP 及び 400V の系統が 116 万 km 敷設されている。

ドイツ国内の系統整備の作成は高圧送電系統運営者が行い、計画の許認可は州政府の権限となっており、国は関与できない。現在ドイツ国内で連邦法で認めている計画は 22 あり、このうち 6 つが 380kV の地底ケーブルを敷設する。ただし、2016 年現在で稼働している地底ケーブルはない。

送電系統整備法により再生可能エネルギーの増強によって必要とされる系統の新設は 1800km に及ぶと評価されているが、2016 年現在、このうちの 650km が実現されており、全体の 35% に上る。また、建設が許可されている整備計画は 900km である。また、洋上風力を利用するのであれば、さらに 4500km の超高压系統が必要となる<sup>14</sup>。

<sup>14</sup> Dena、「Netzstudie II」、2010 年

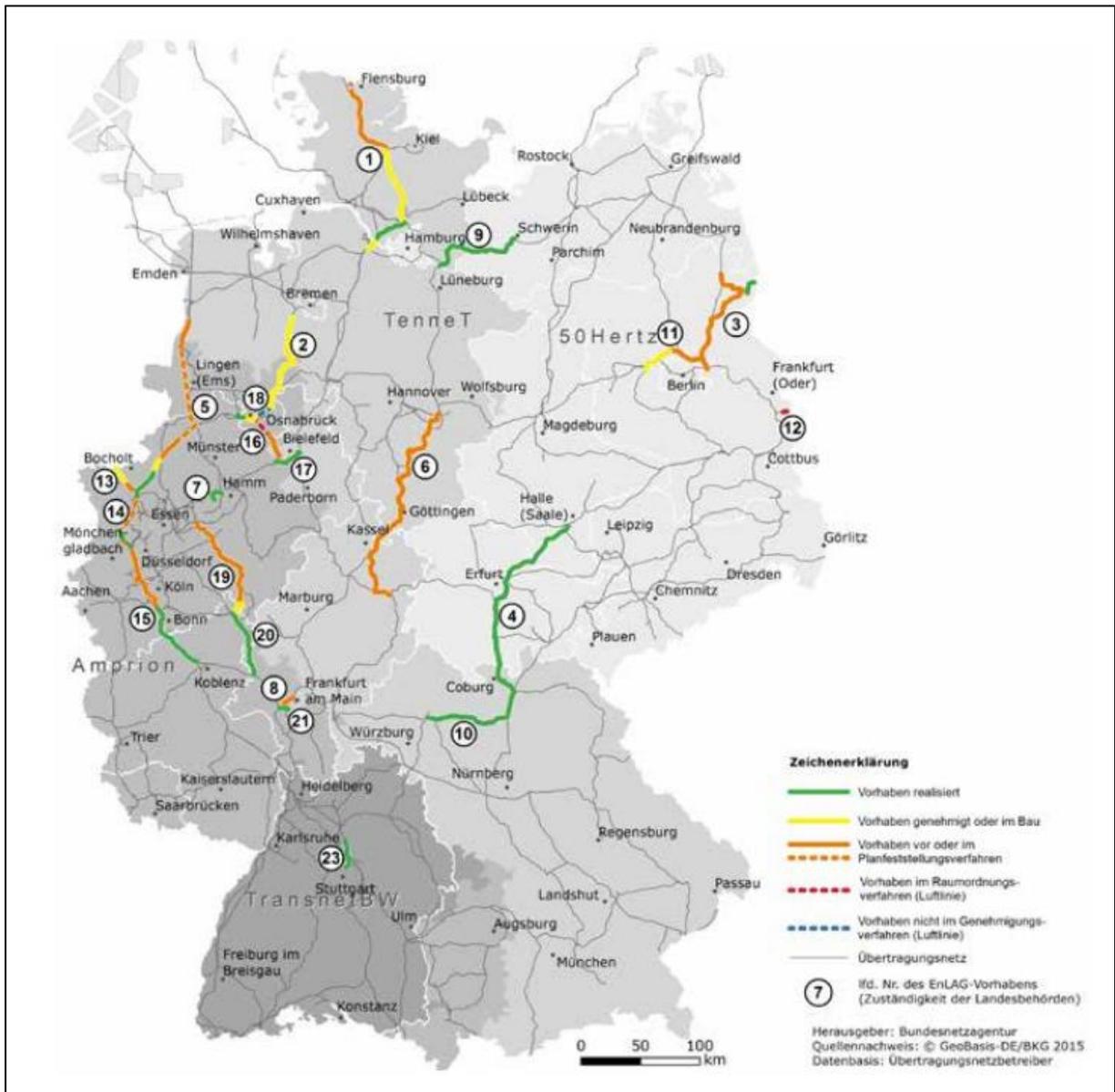


図 54 送電系統整備法による整備計画の状況（2016 年第 3 四半期）

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

凡例は上から  
 建設済み  
 建設許可済みまたは建設中  
 整備計画の決定手続中または前  
 空間整備計画における手続き中  
 いずれの手続き中にもない  
 送電系統

ただし、ドイツ政府が策定した連邦需給計画における長期的な整備計画で必要とされる系統は更に長距離になっている。連邦需給計画で検討されている系統計画は 43 あり、この内の 16 が州をまたぐ系統となる。連邦需給計画で検討している系統の総延長は 6100km である。こちらの計画についてはこれまでに 400km のみが認可され、80km しか終了していない。

特に南北をつなぐ系統は電力ハイウェイとも呼ばれており、速やかな整備が期待されている。

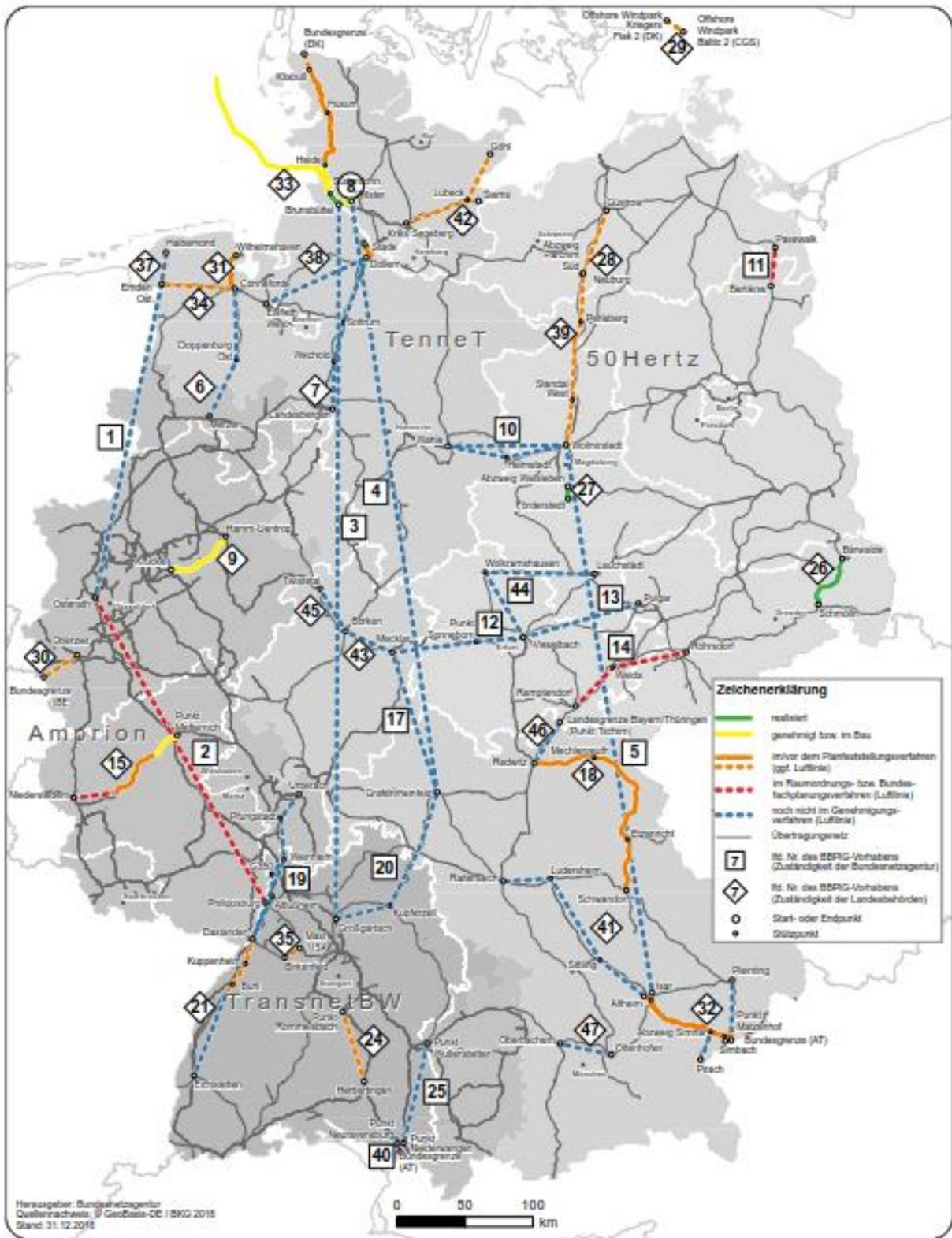


図 55 連邦需給計画法に基づく系統開発計画

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum vierten Quartal 2016」、2017年

これらの 43 の計画の内、8 つがパイロットプロジェクトとして進められており、5 つが高圧直

流送電のための地底ケーブルが計画されている<sup>15</sup>。

配電系統でも多くの最適化が必要であり、これまでに多くの配電系統運営者が対策を実施している。

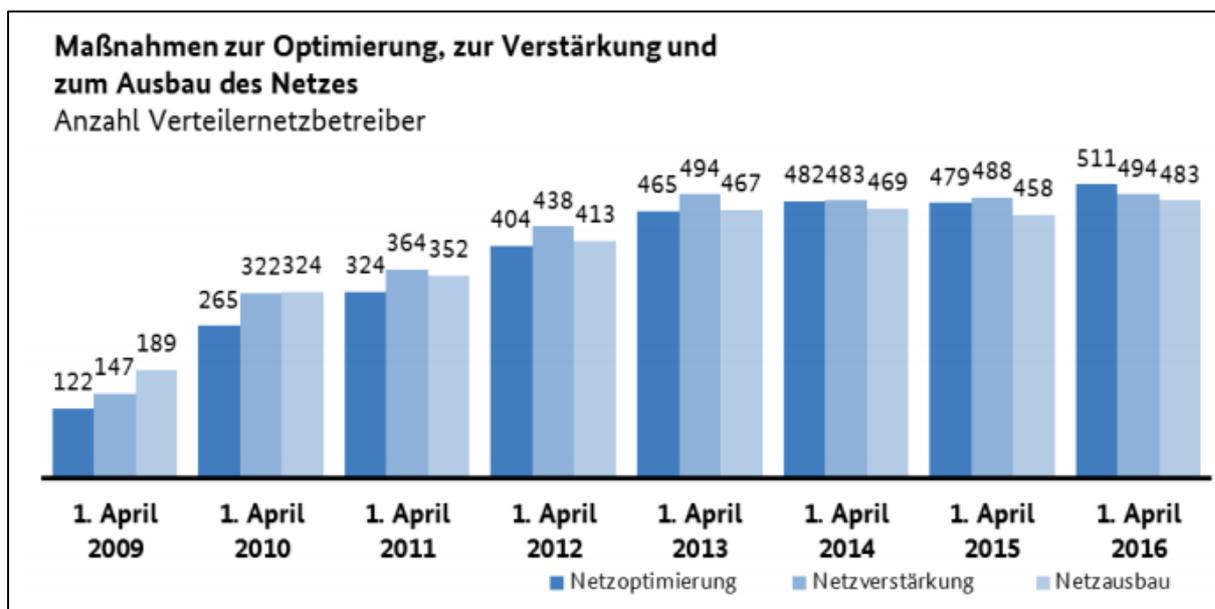


図 56 系統対策を実施した配電系統運営者の数

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

Maßnahme zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes	
系統の最適化、増強、新設	
Anzahl Verteilernetzbetreiber	配電系統運営者の数
Netzoptimierung	系統最適化
Netzverstärkung	系統増強
Netzausbau	系統新設

他にもヨーロッパの電力 EU 域内市場の設立により、他国との電力融通を活発化することが、系統増強が必要な理由として挙げられる。

<sup>15</sup> [https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms\\_map=1](https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=1)、2017年3月2日取得

### 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。

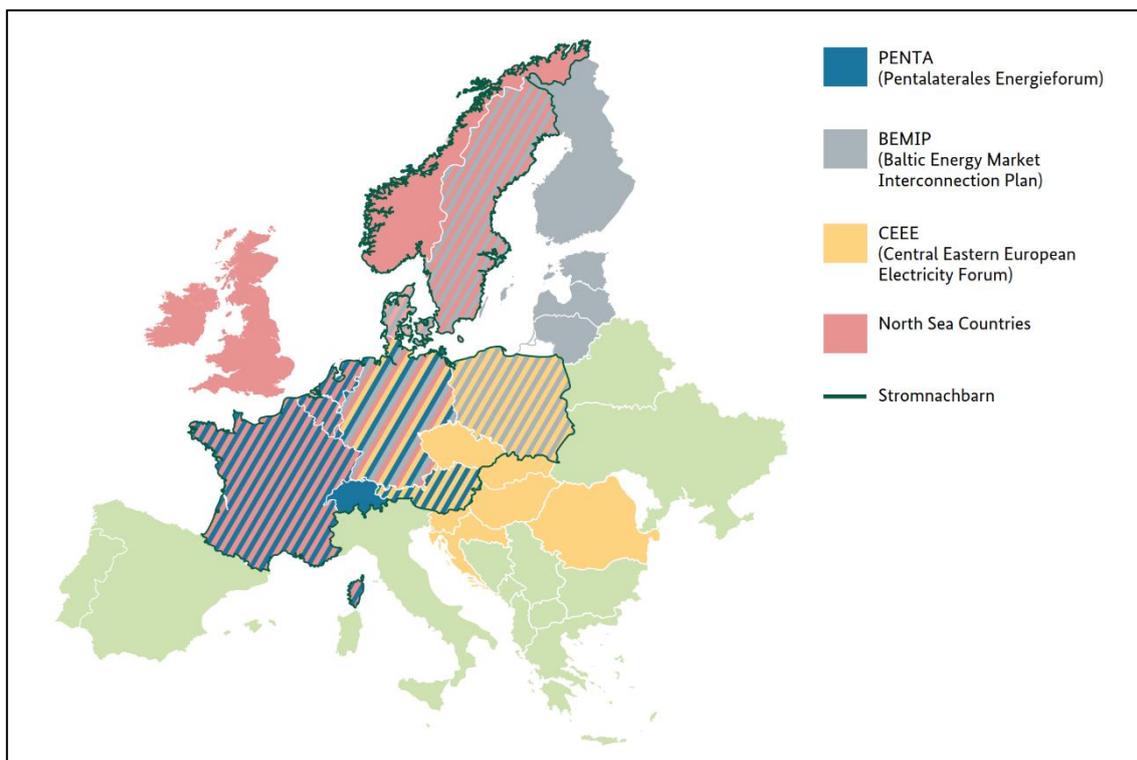


図 57 ヨーロッパの電力市場に向けた政治的な共同作業

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。

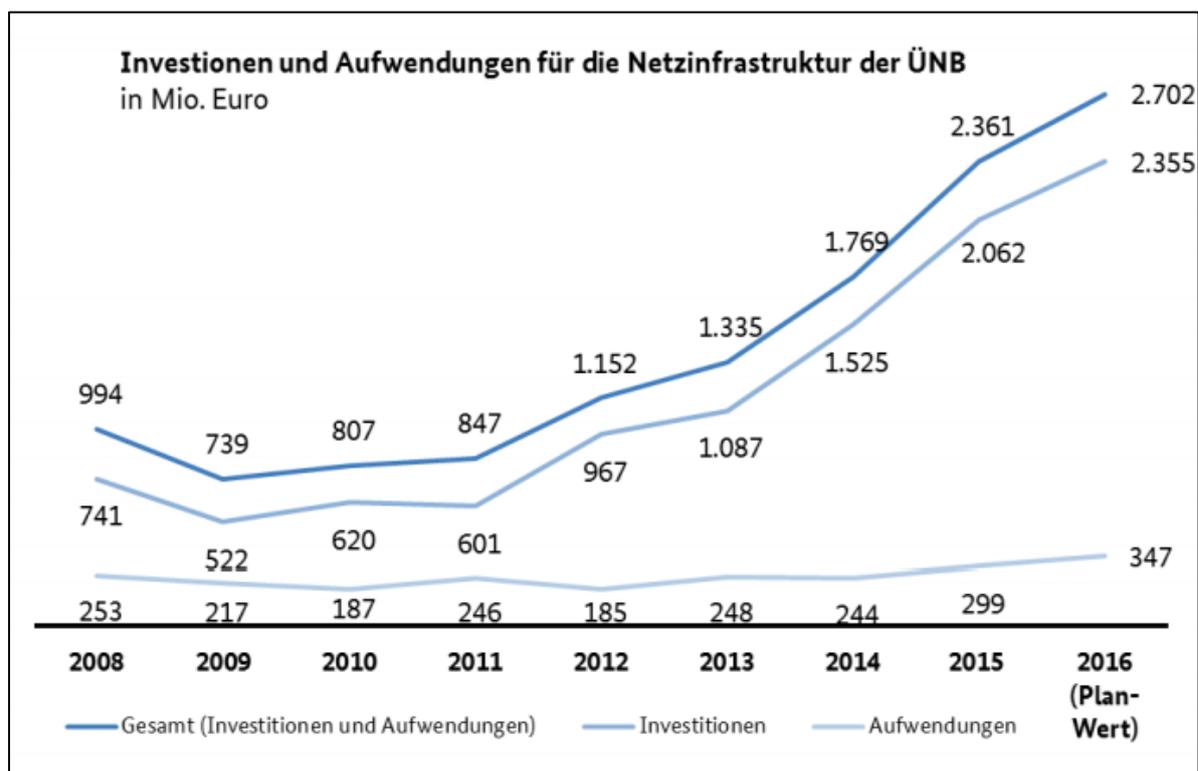


図 58 高圧送電系統運営者の投資と支出

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

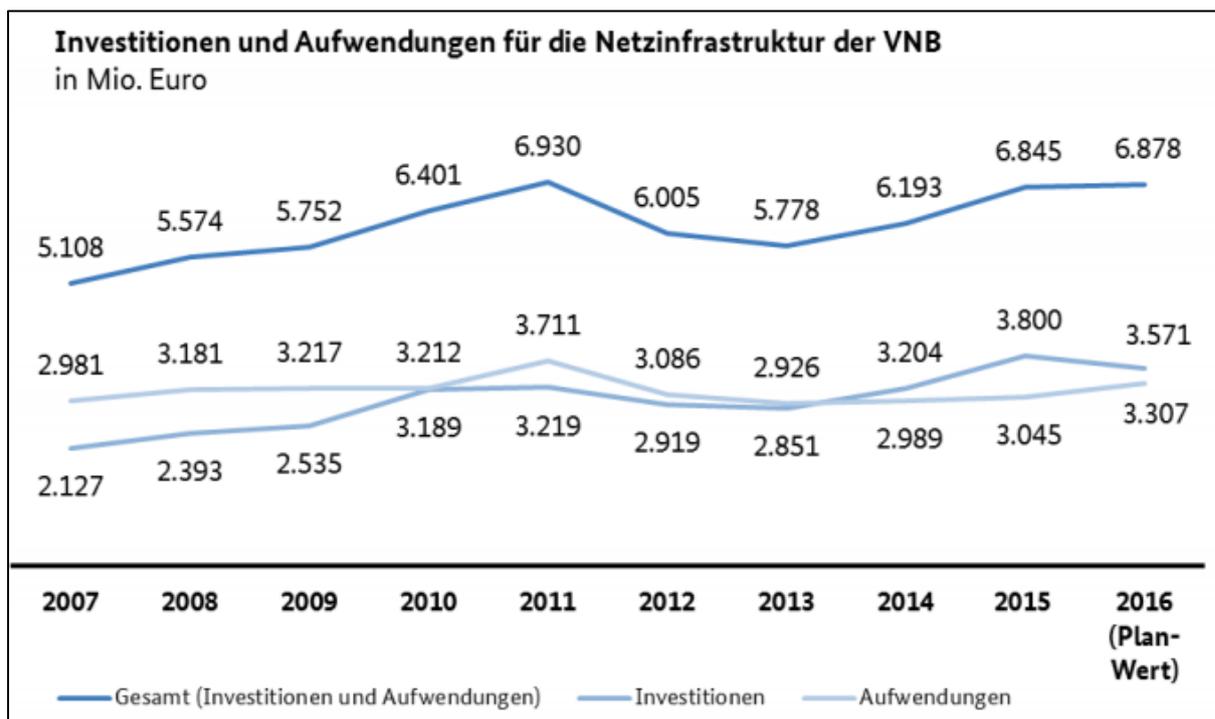


図 59 配電系統運営者の投資と支出

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。

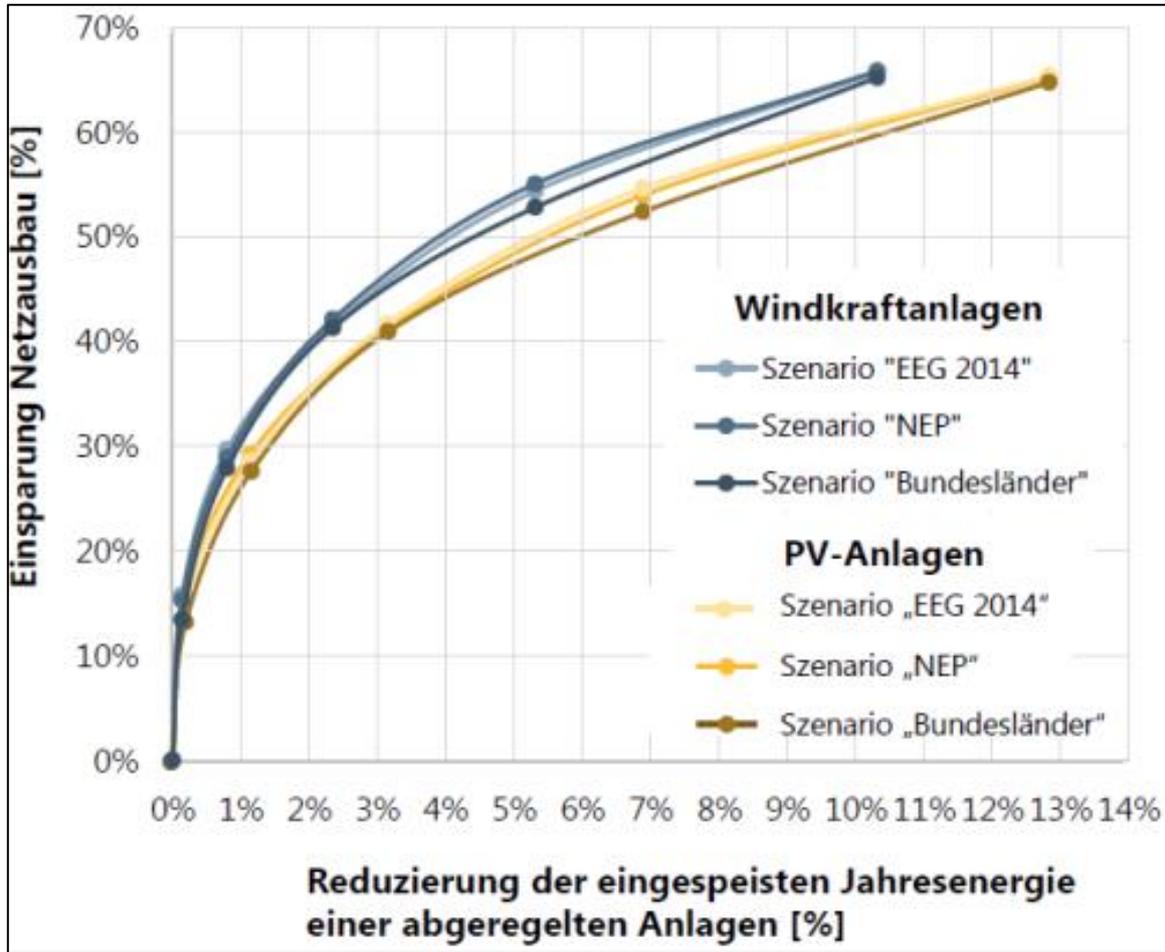


図 60 ピークキャッピングと系統整備コスト抑制効果

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。

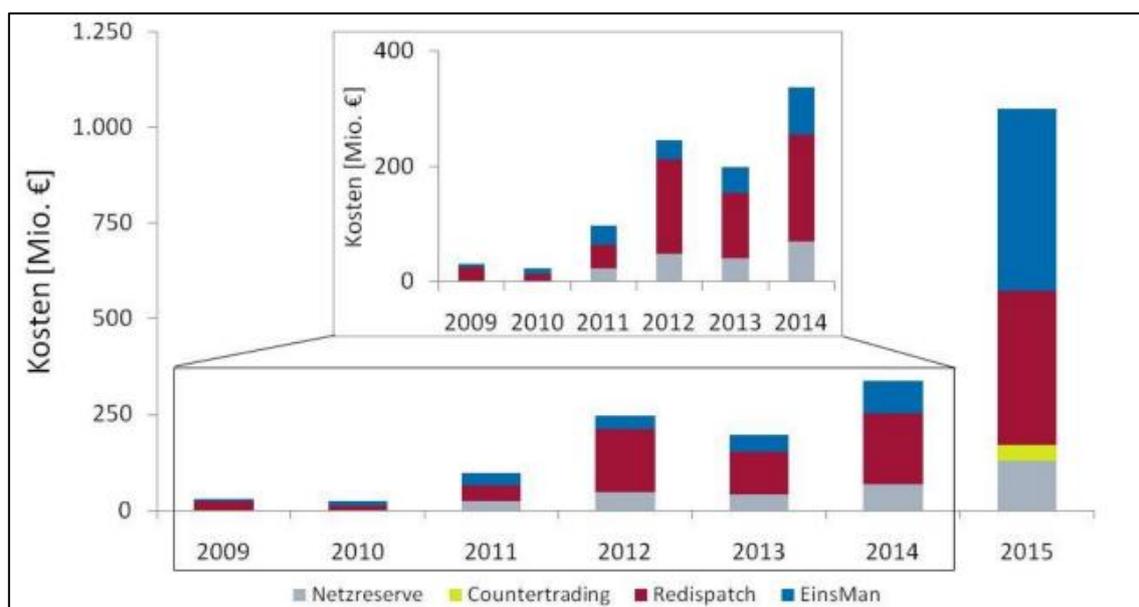


図 61 系統混雑解消にかかるコスト (2009～2015 年)

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

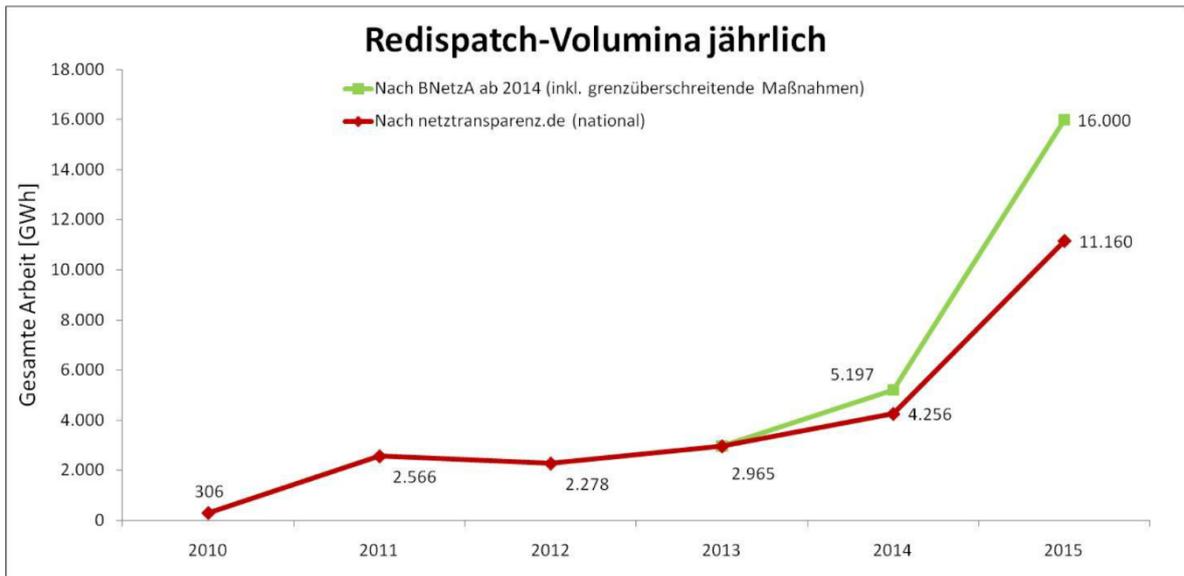


図 62 再給電指令による調整量

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)

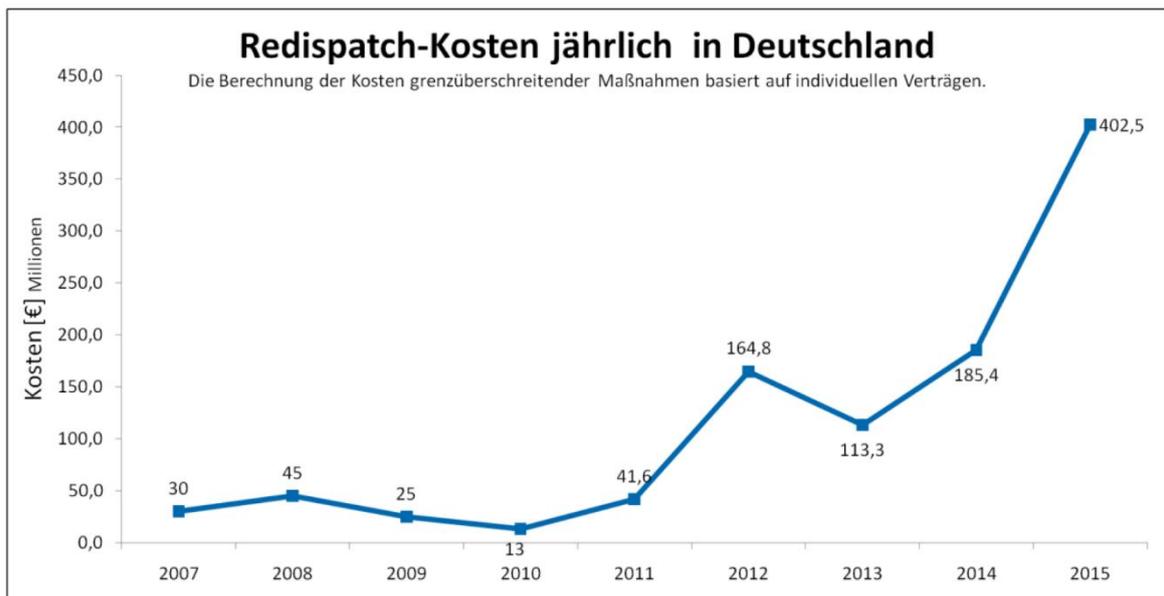


図 63 再給電指令のコスト

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)

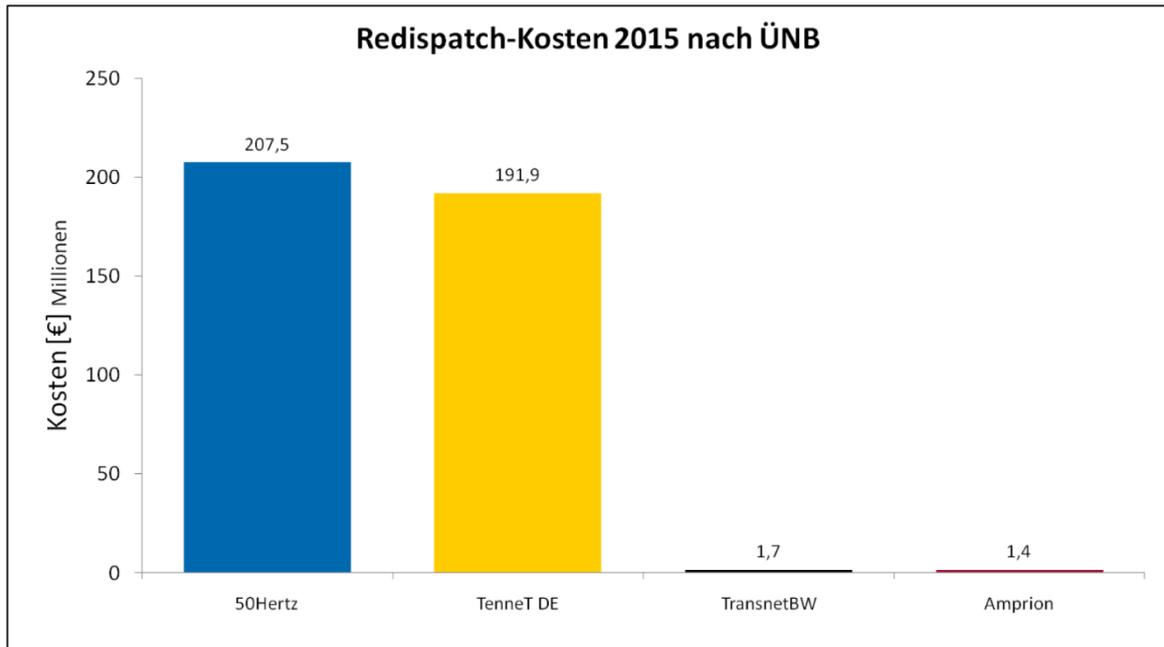


図 64 送電系統運営者ごとの再給電指令のコスト

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)

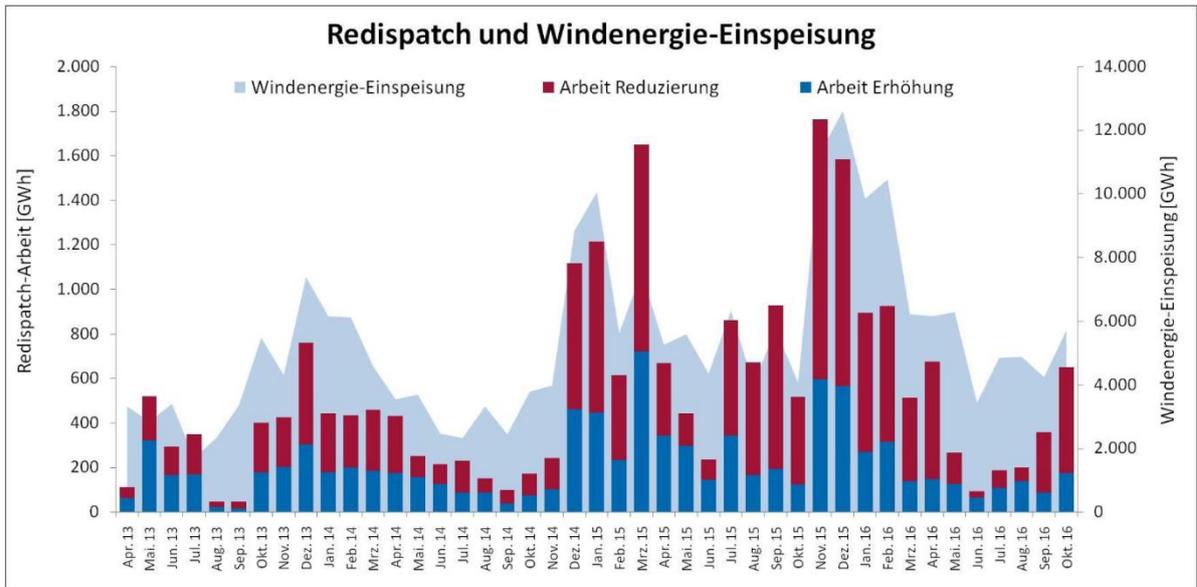


図 65 再給電指令と風力の給電量

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

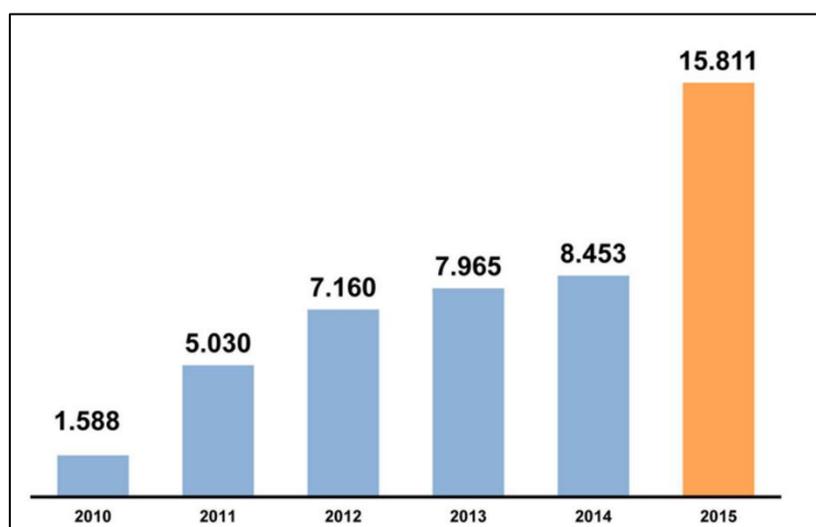


図 66 再生可能エネルギーの出力抑制の発生時間 (2010～2015年)

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](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。

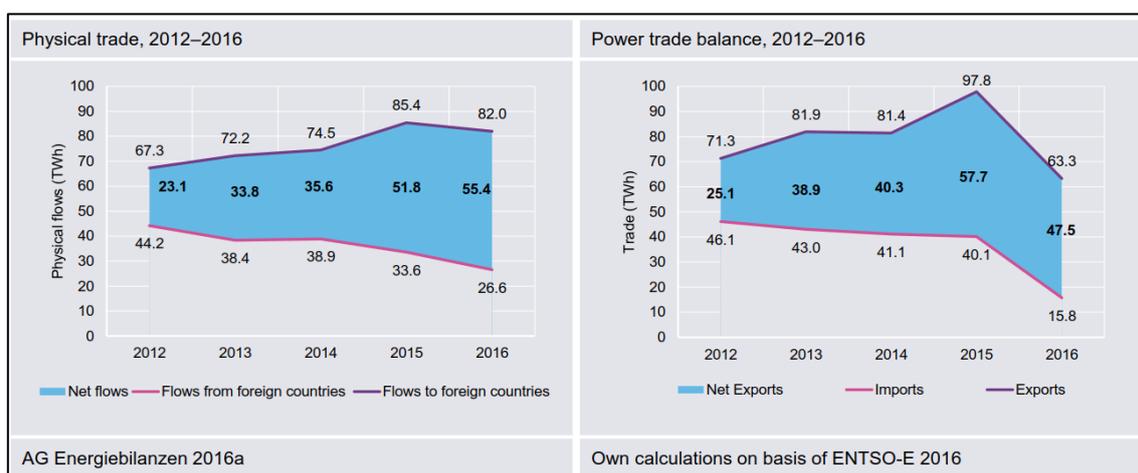


図 67 ドイツの物理的な電力フロー（左）と取引電力量（右）の推移（2012～2016年）  
出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017年

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。

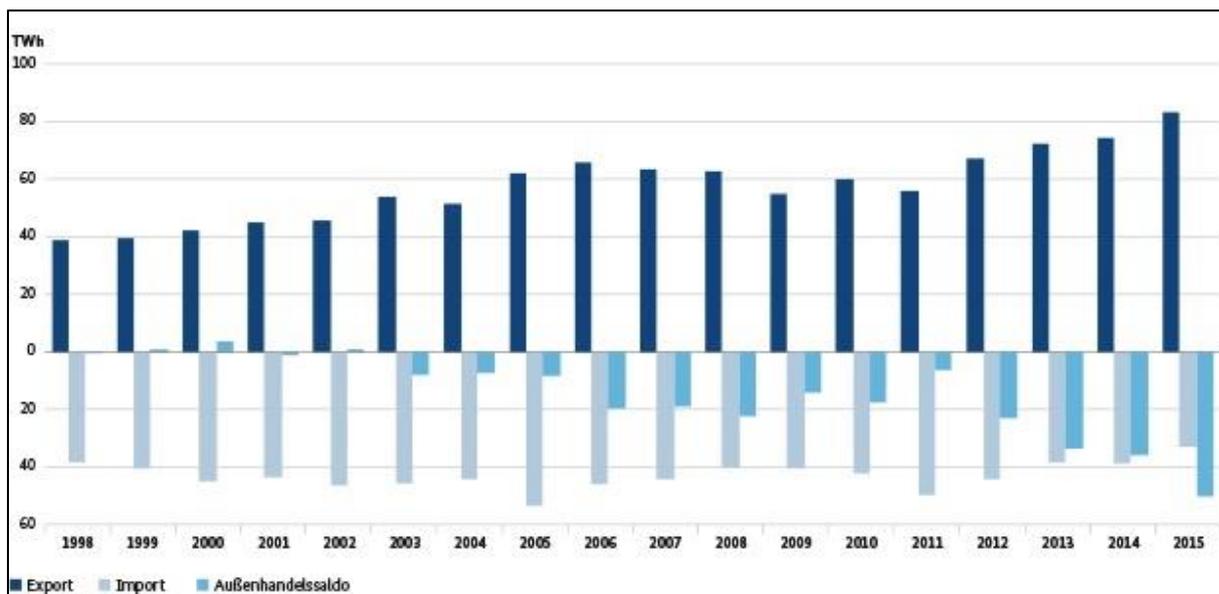


図 68 ドイツにおける電力の輸出入量（1998～2015 年）

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。

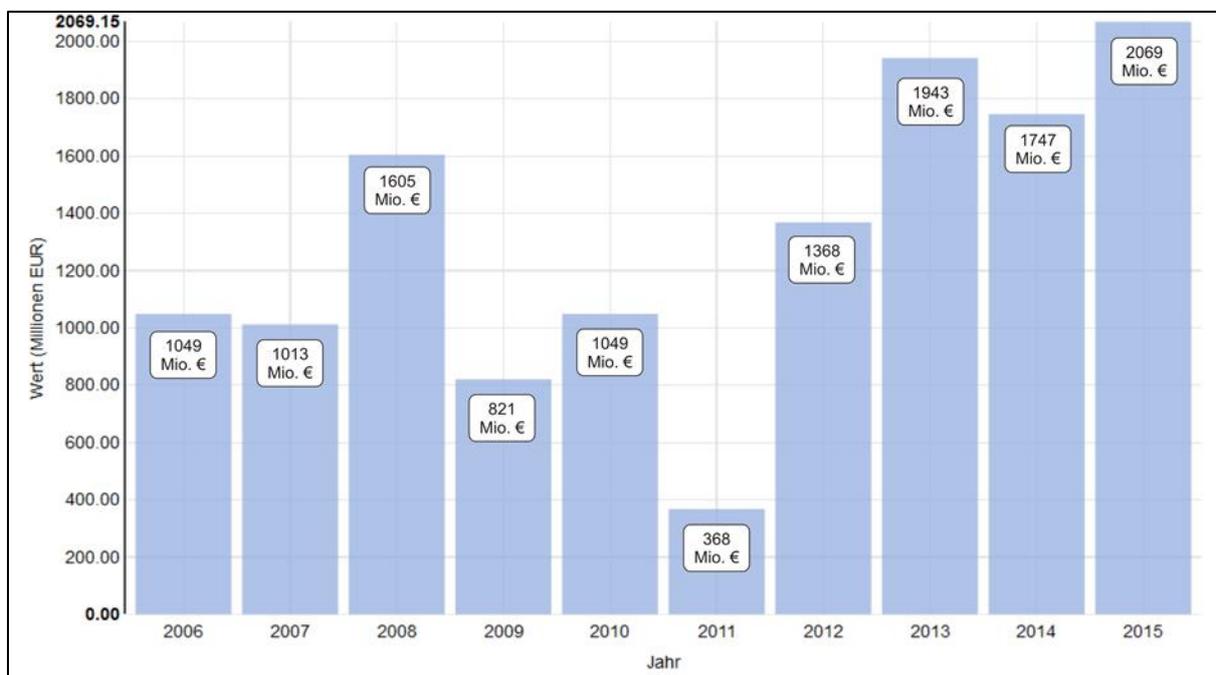


図 69 ドイツにおける電力の輸出入量（2006～2015 年）

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

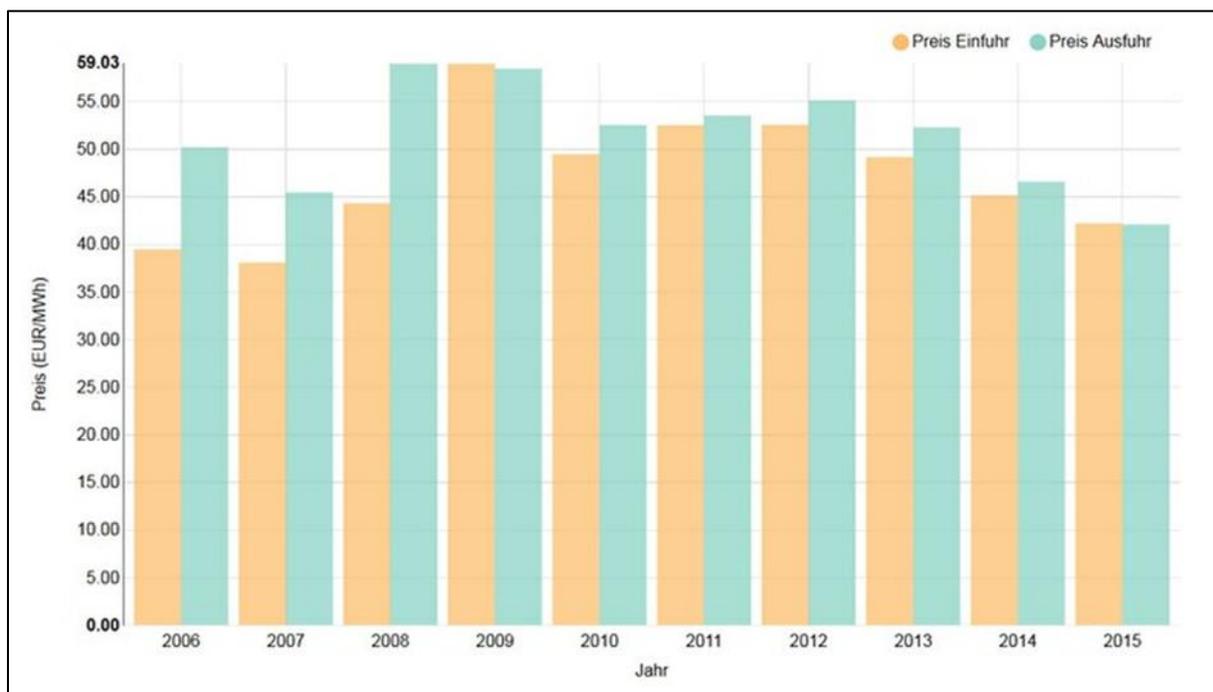


図 70 電力輸出入価格 (2006~2015 年)

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。

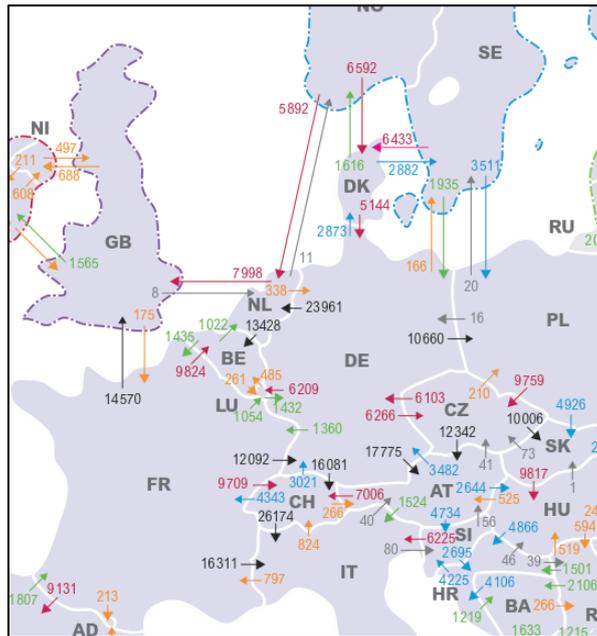


図 71 ドイツと近隣諸国の物理的な電力フロー（2016年、GWh）

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。

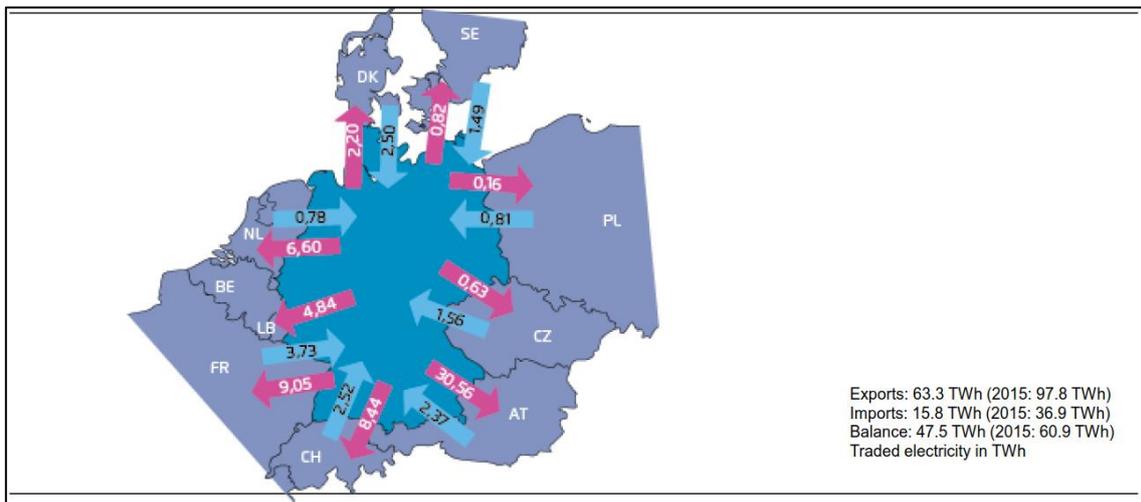


図 72 2016年のドイツと隣国の電力取引量

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

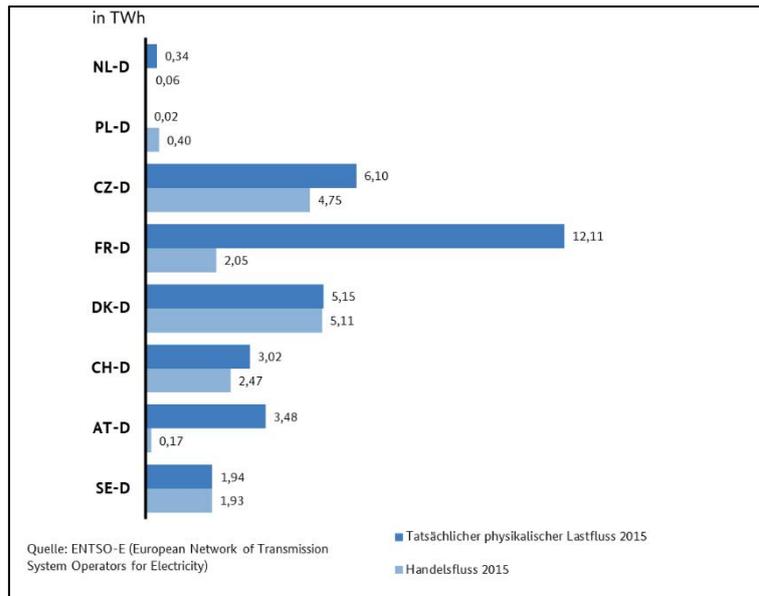


図 73 ドイツの周辺国からの電力輸入の物理的フローと取引（2015年）

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

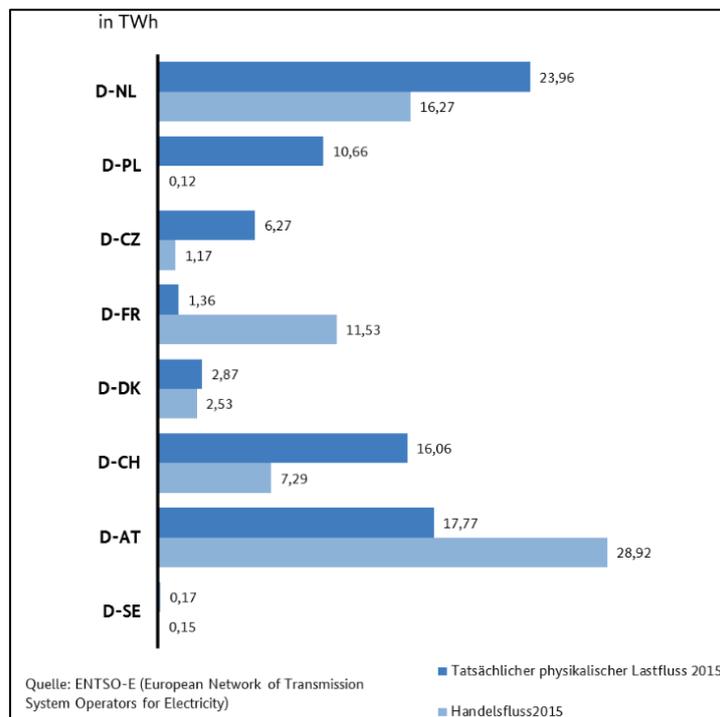


図 74 ドイツの周辺国への電力輸出の物理的フローと取引（2015年）

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。

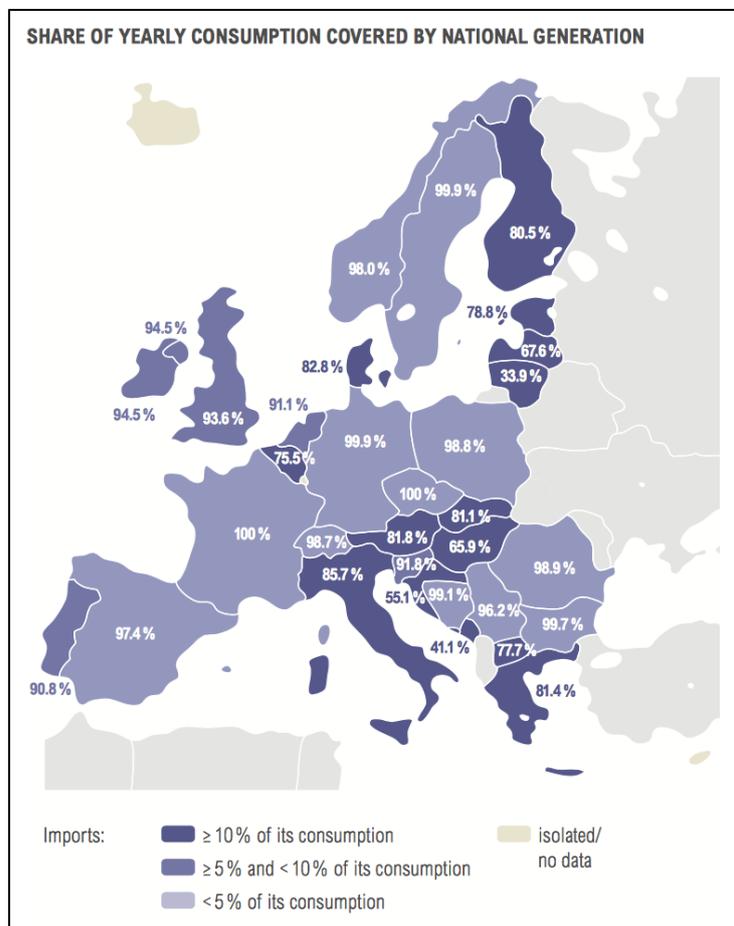


図 75 EU 各国の電力自給率

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<sup>16</sup>。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<sup>17</sup>。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<sup>18</sup>。

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

---

<sup>16</sup> Kapazitätsreserveverordnung §3

<sup>17</sup> Kapazitätsreserveverordnung §12

<sup>18</sup> 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<sup>19</sup>。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<sup>20</sup>。

#### 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

---

<sup>19</sup> 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

<sup>20</sup> 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<sup>21</sup>。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

---

<sup>21</sup> 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<sup>22</sup>。

#### 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。

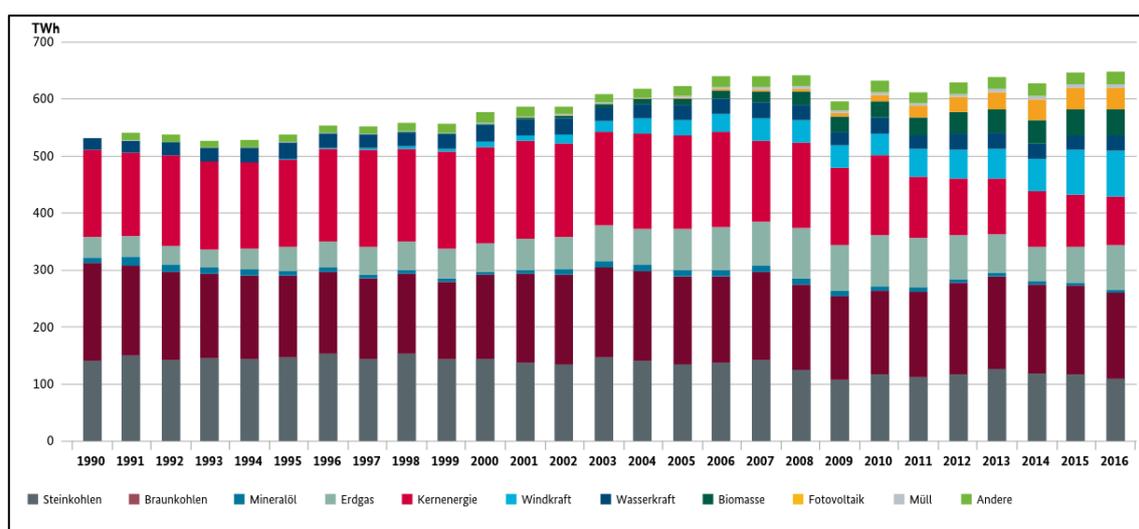


図 76 ドイツの電源別年間発電量（1990～2016 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

<sup>22</sup> 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

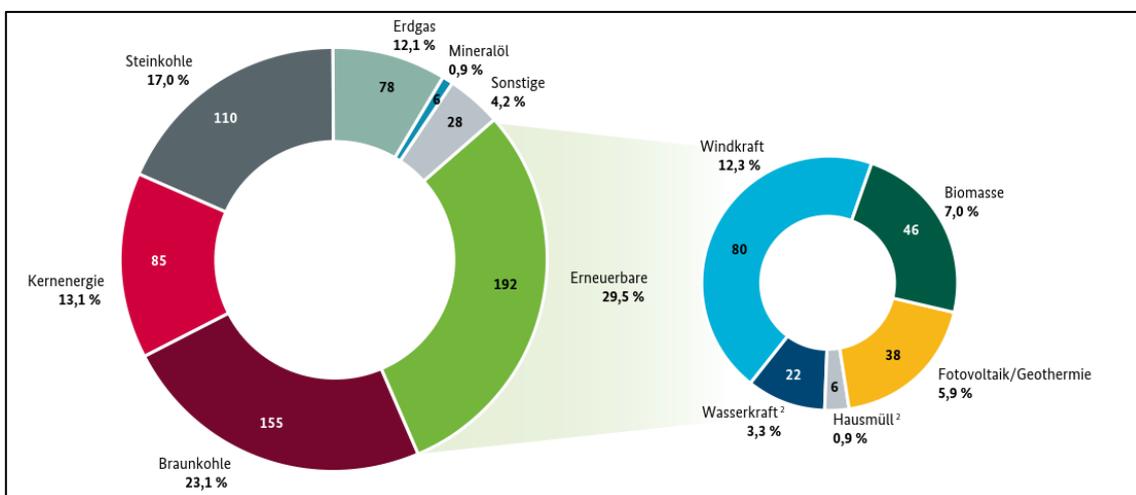


図 77 電源別の発電割合 (2015 年)

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。

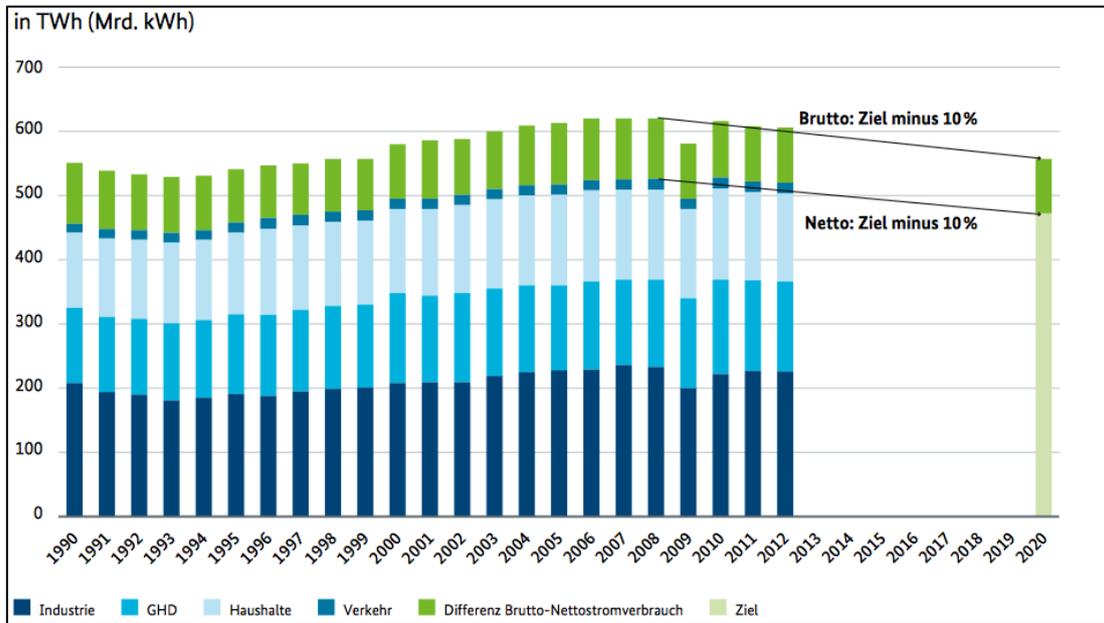


図 78 電力消費量推移（1990～2020年）

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
<b>合計 (TWh)</b>	<b>609</b>	<b>618</b>	<b>582</b>	<b>612</b>	<b>546</b>	<b>554</b>
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

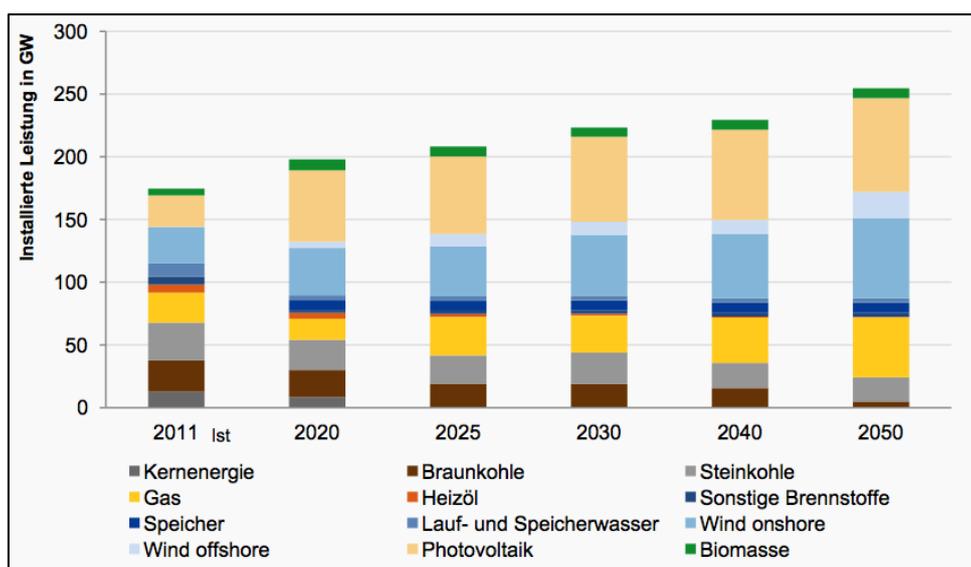


図 79 発電設備の容量の推移の予測（2011～2050年）

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

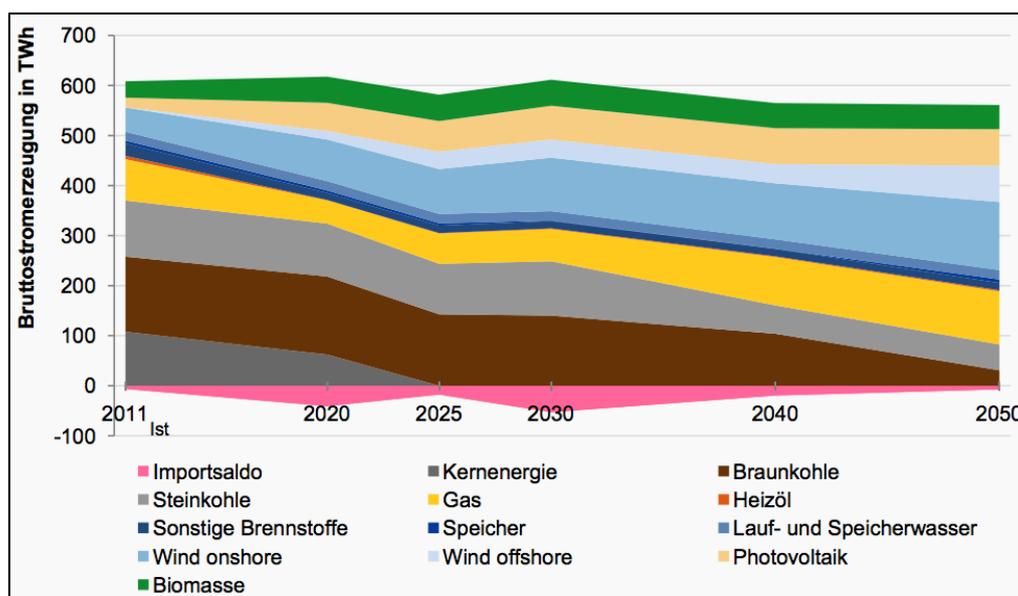


図 80 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測 (2011 年~2050 年)

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、そうなるとう褐炭・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<sup>23</sup>。

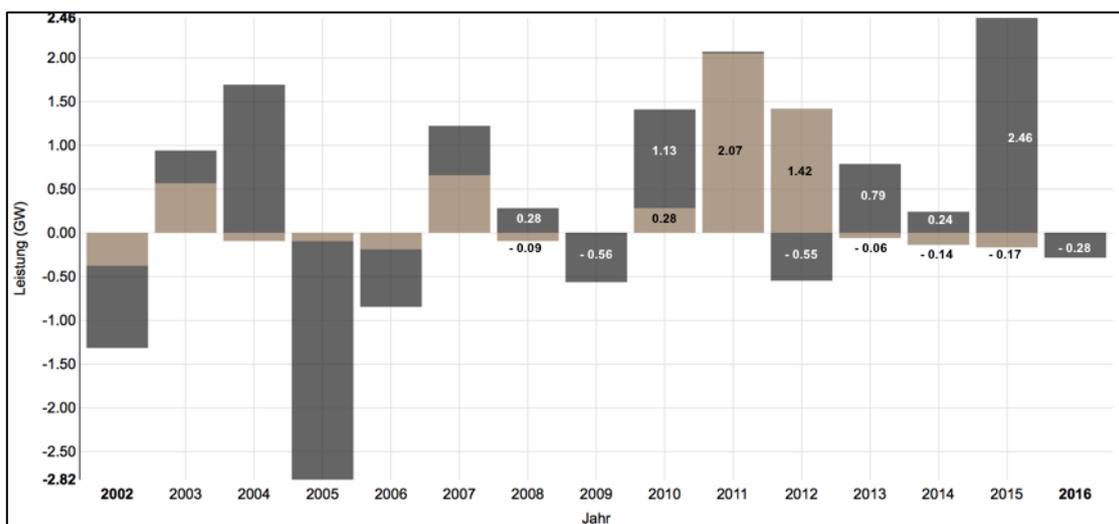


図 81 褐炭及び石炭火力発電所の新設・閉鎖状況（2002～2016 年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト, [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)、2016 年 3 月 2 日

Leistung 容量

<sup>23</sup> 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。

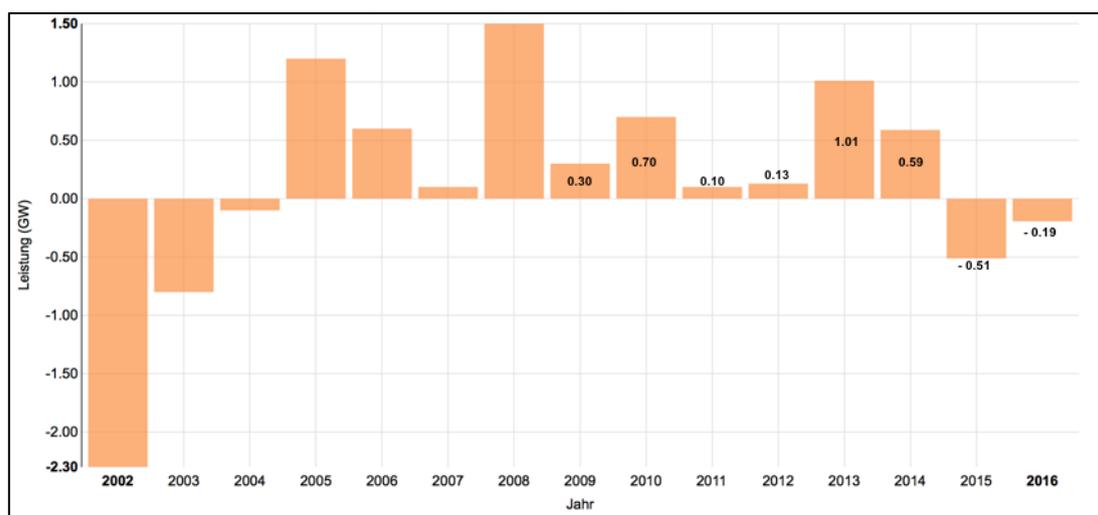


図 82 ガス火力発電所の新設・閉鎖状況（2002～2016 年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト, [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](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](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
<b>合計</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>39</b>	<b>74</b>

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
<b>合計</b>	<b>4602</b>	<b>2601</b>	<b>682</b>	<b>1548</b>	<b>1050</b>	<b>850</b>	<b>2700</b>	<b>300</b>	<b>390</b>	<b>17763</b>	<b>33486</b>

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<sup>24</sup>。

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<sup>25</sup>。

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<sup>26</sup>。

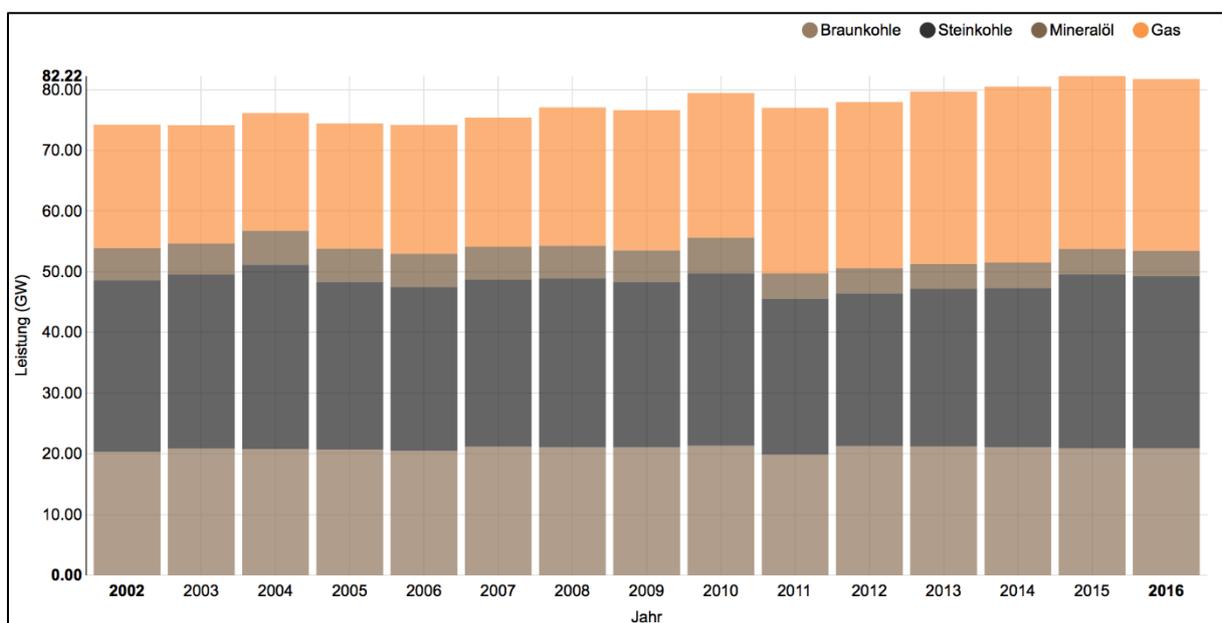


図 84 ドイツ国内の化石燃料を用いる発電所の容量合計の推移 (2002～2016年)

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト, [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](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

<sup>24</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014年

<sup>25</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014年

<sup>26</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、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。

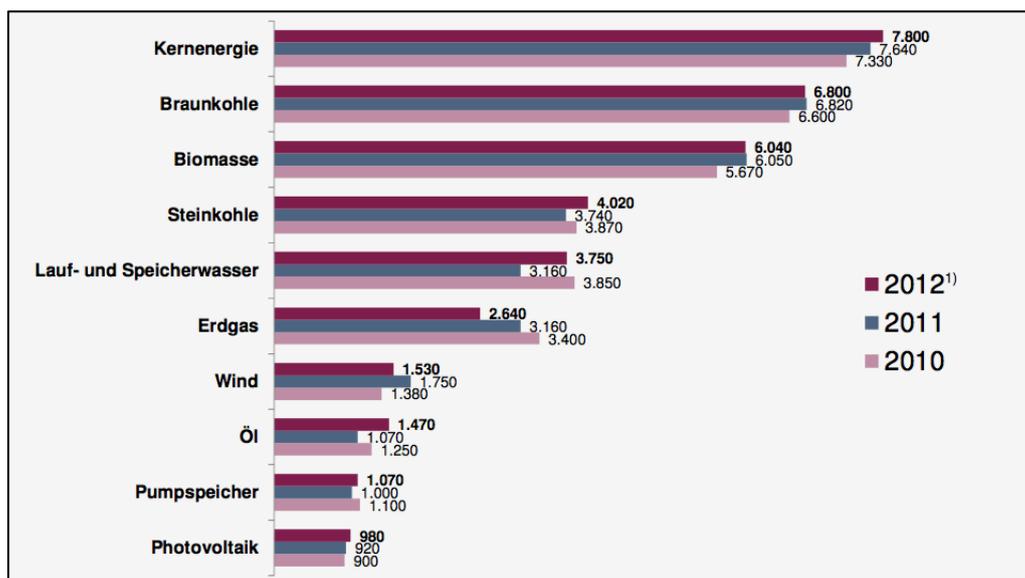


図 85 電源別の最大負荷稼働時間の推移（2010～2012年）

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。

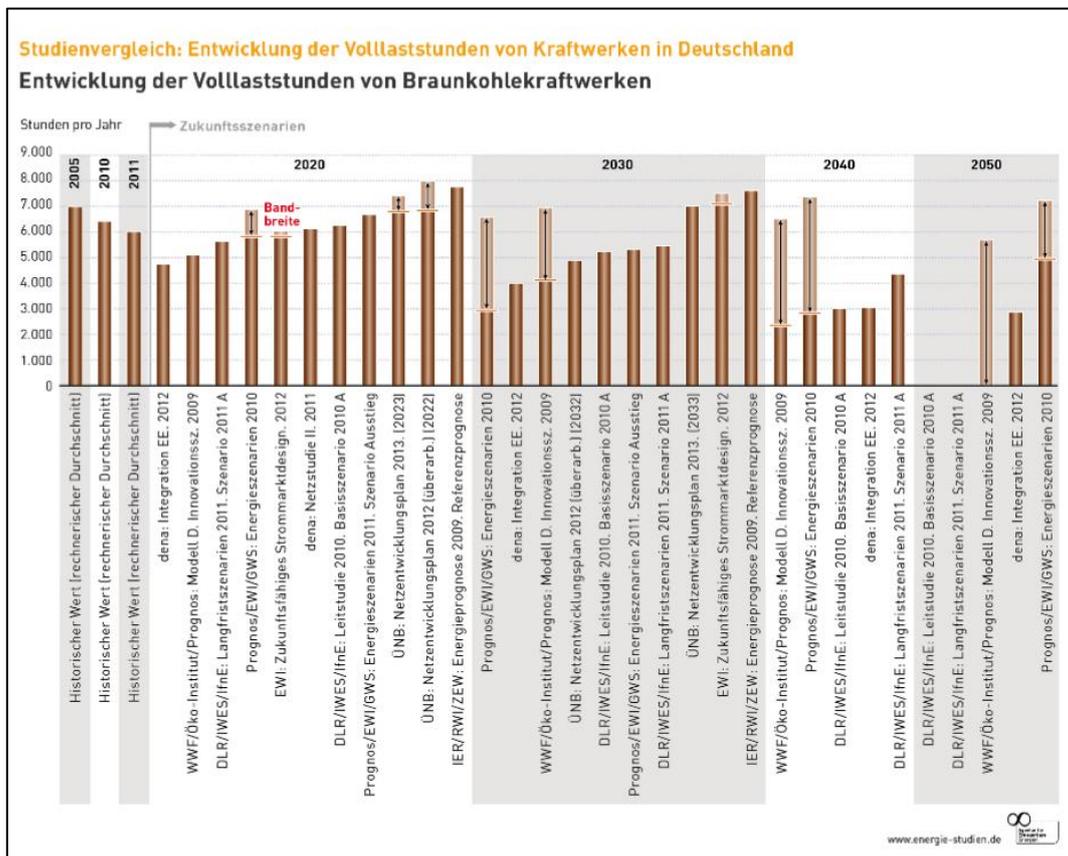


図 86 褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

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

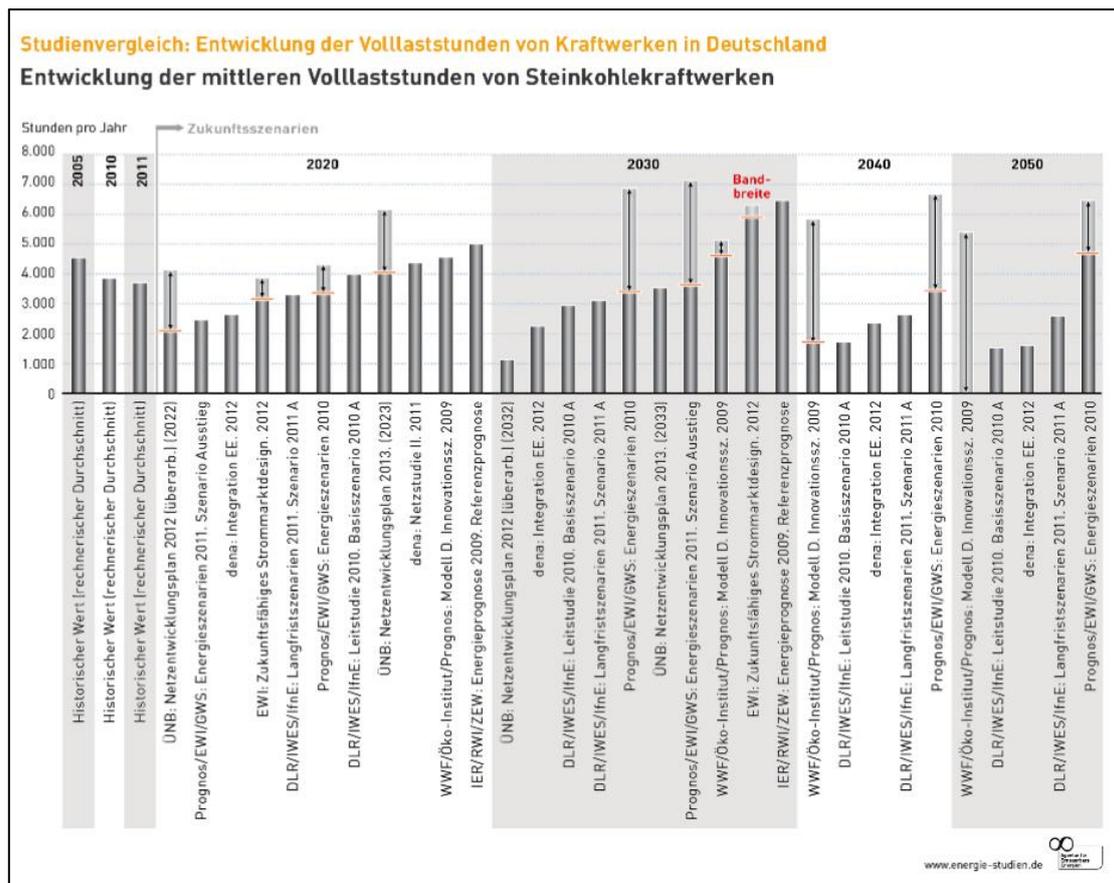


図 87 褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

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<sup>27</sup>。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、

<sup>27</sup> 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		<b>2730MW</b>		

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。

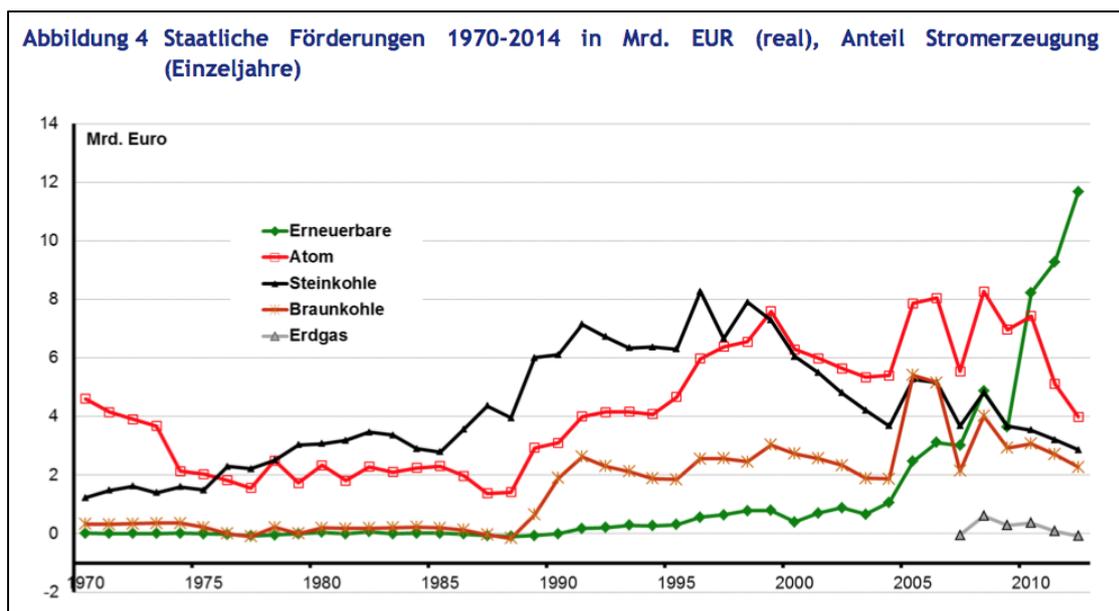


図 88 発電用資源別補助金推移（1970～2014年）

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。

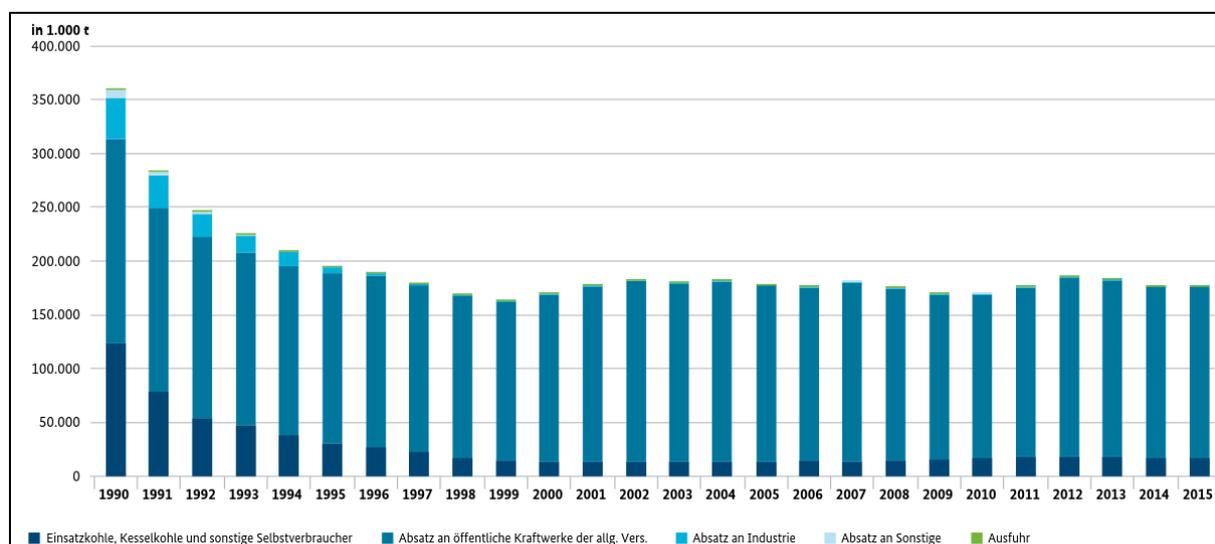


図 89 ドイツ国内の褐炭使用量（1990～2015 年）

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<sup>28</sup>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
<b>A + B</b>	<b>63.3</b>	<b>80.0</b>	<b>56.0</b>	<b>1.6</b>
<b>合計</b>	<b>76.7</b>	<b>94.8</b>	<b>69.4</b>	<b>1.6</b>

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<sup>29</sup>。

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

<sup>28</sup> 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

<sup>29</sup> <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<sup>30</sup>。

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<sup>31</sup>。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<sup>32</sup>。

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<sup>33</sup>。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
<b>A+B</b>	<b>217.1</b>	<b>312.6</b>	<b>177.8</b>	<b>2.5</b>
<b>合計</b>	<b>230.0</b>	<b>326.6</b>	<b>186.1</b>	<b>2.5</b>

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

<sup>30</sup> 連邦金融省、「20. Subventionsbericht」、2006年

<sup>31</sup> Drucksache 18/5940

<sup>32</sup> Drucksache 18/5940

<sup>33</sup> 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。

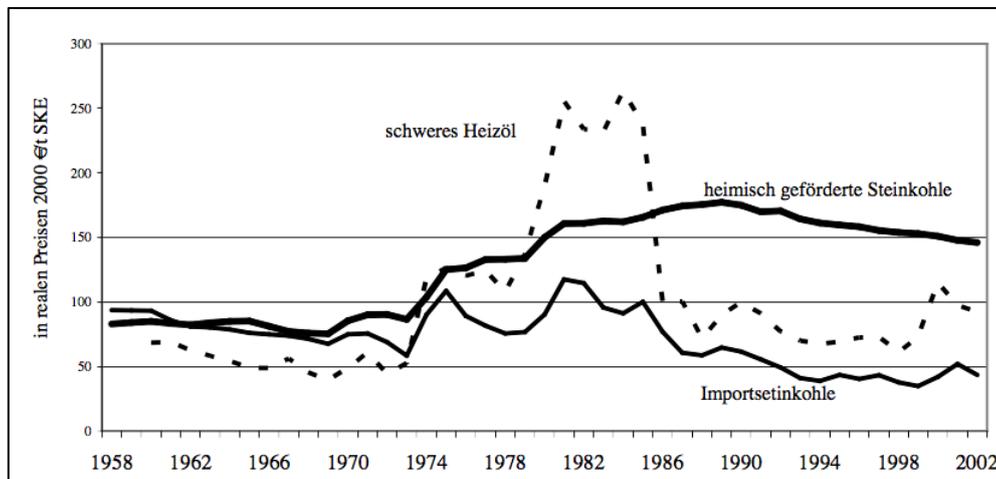


図 90 国内石炭と輸入石炭の価格比較（1958～2002 年）

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。

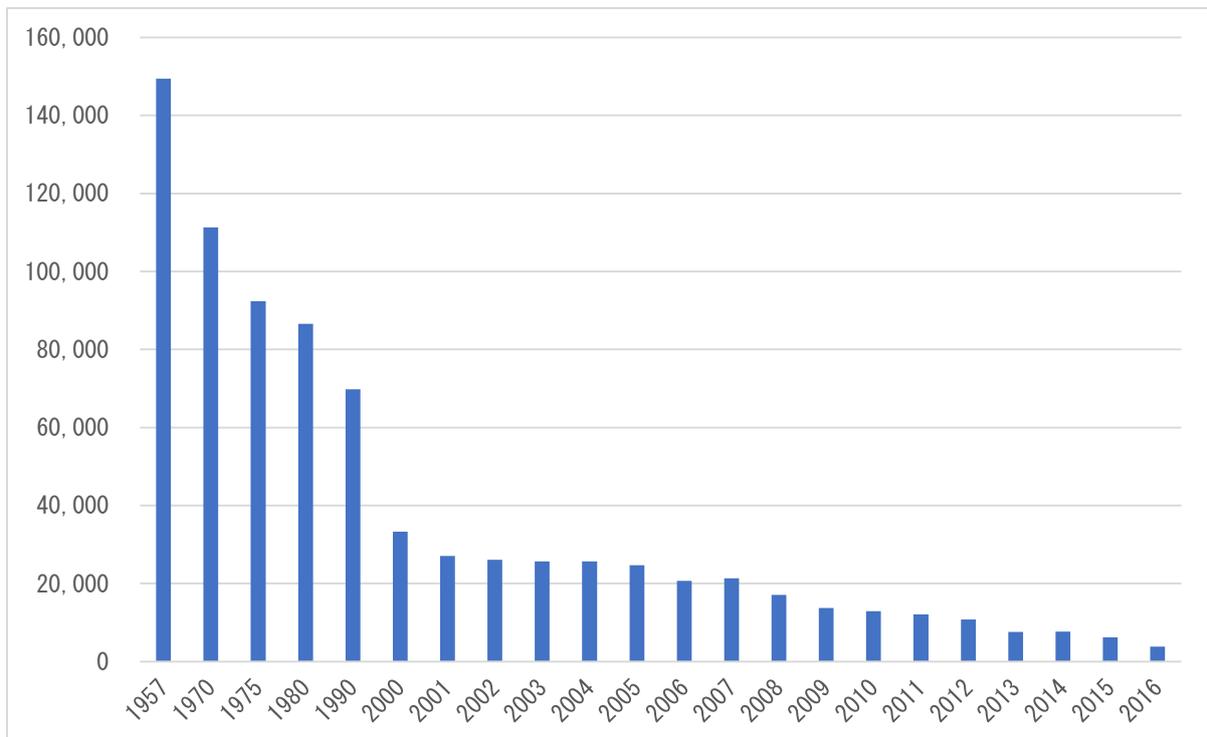


図 91 ドイツ国内の石炭採掘量の推移 (1957~2016年、1000トン)

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

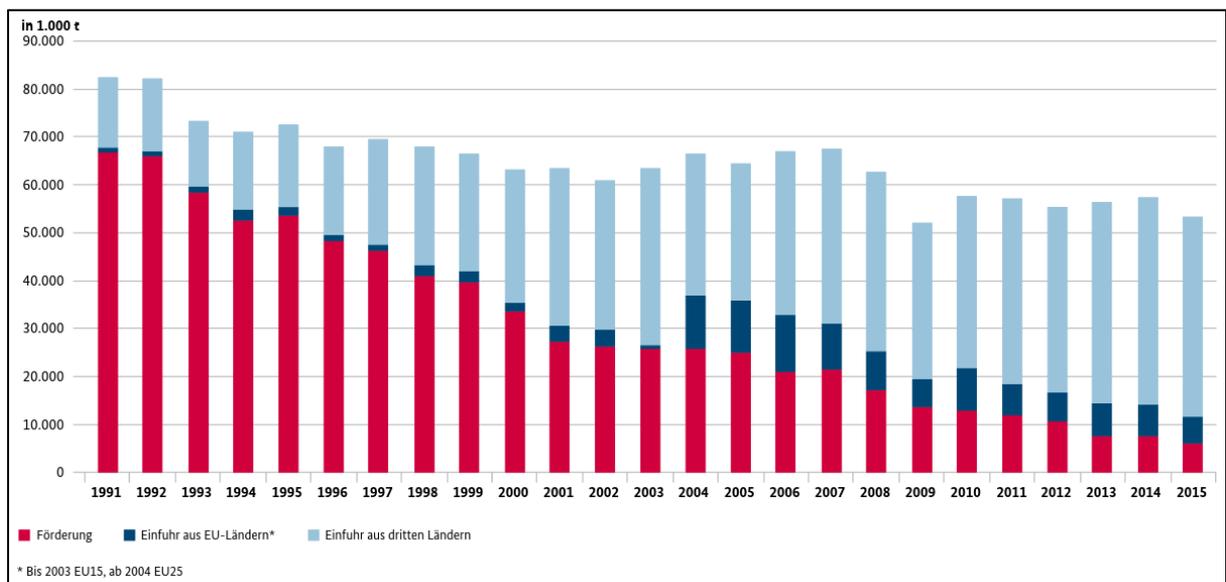


図 92 石炭採掘量と輸入量の推移 (1991~2015年)

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<sup>34</sup>、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<sup>35</sup>。

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<sup>36</sup>。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<sup>37</sup>。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<sup>38</sup>。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<sup>39</sup>。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<sup>40</sup>。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

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

<sup>35</sup> Ausschussdrucksache 18(16)459-A

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

<sup>37</sup> <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

<sup>38</sup> [https://www.tagesschau.de/wahl/parteien\\_und\\_programme/programmvergleich-energiewende100.html](https://www.tagesschau.de/wahl/parteien_und_programme/programmvergleich-energiewende100.html) (最終アクセス 2017 年 1 月 12 日)

<sup>39</sup> <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)

<sup>40</sup> 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<sup>41</sup>。

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

<sup>41</sup> 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。

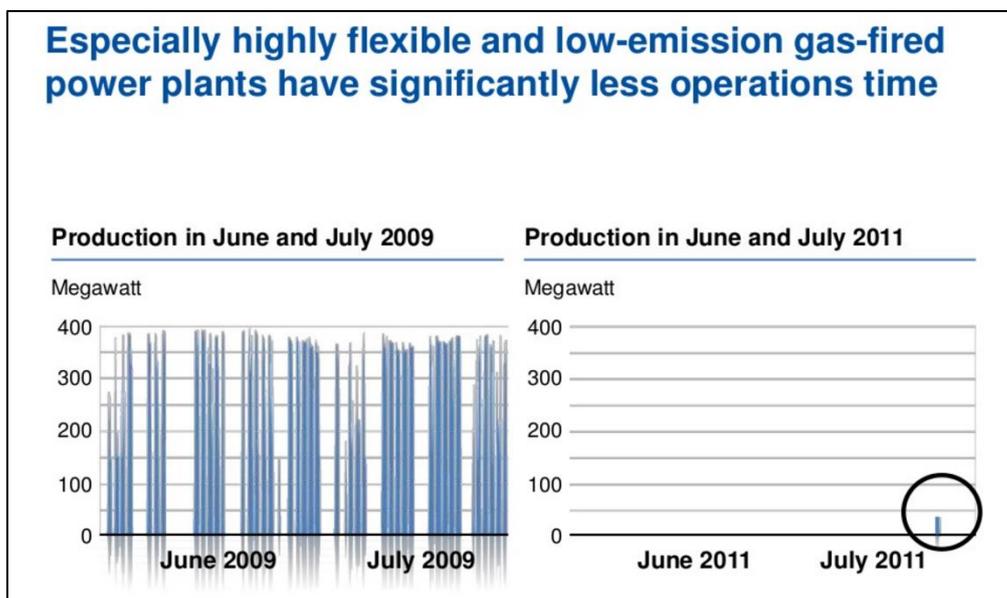


図 93 RWE 社の天然ガス火力発電設備の発電量の比較（2009 年と 2011 年）

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。

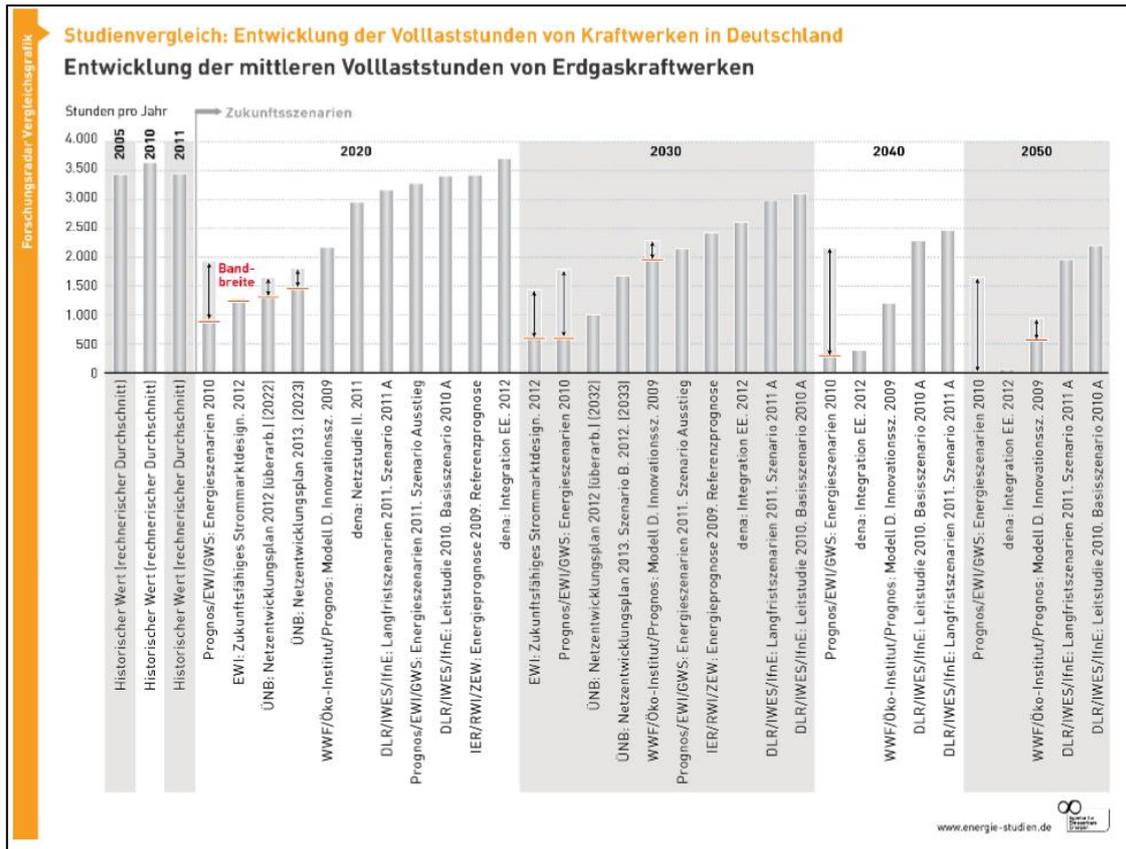


図 94 天然ガス火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

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。

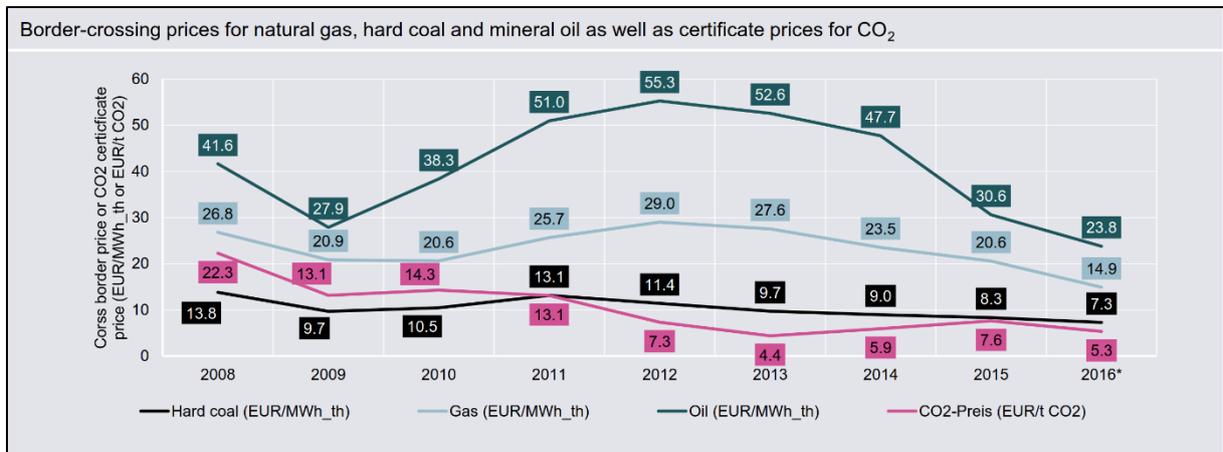


図 95 天然資源価格と二酸化炭素排出権価格の推移

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。

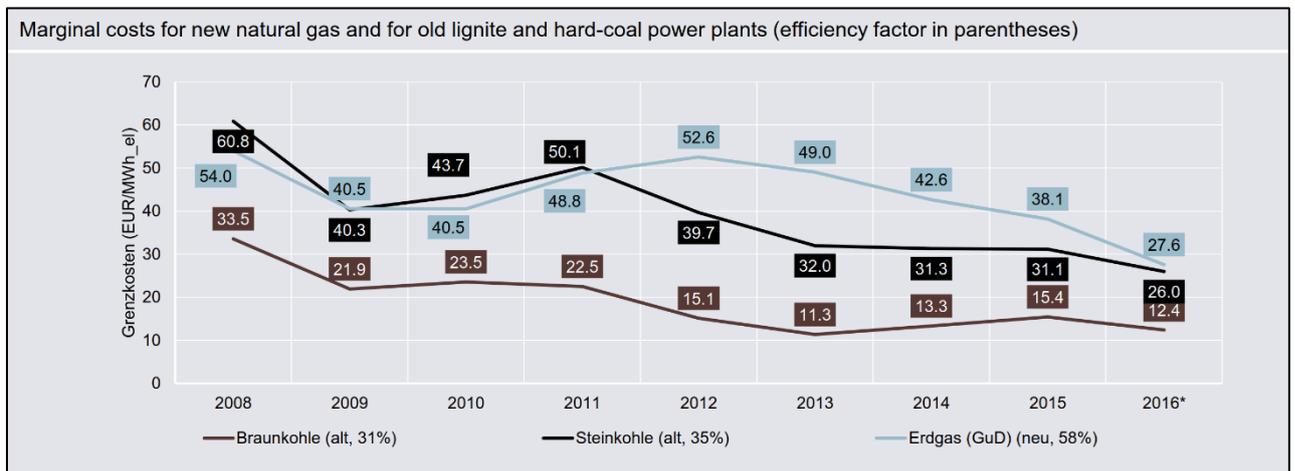


図 96 褐炭・石炭・ガス火力発電別限界コスト

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<sup>42</sup>。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<sup>43</sup>。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<sup>44</sup>。

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<sup>45</sup>。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<sup>46</sup>。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<sup>47</sup>。

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

<sup>42</sup> Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, 2015年

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

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

<sup>45</sup> BDEW、「Leistungsstarke und flexible Stromerzeugung」

<sup>46</sup> <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

<sup>47</sup> <http://www.eon.com/de/karriere/berufserfahrener/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<sup>48</sup>。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<sup>49</sup>。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<sup>50</sup>。

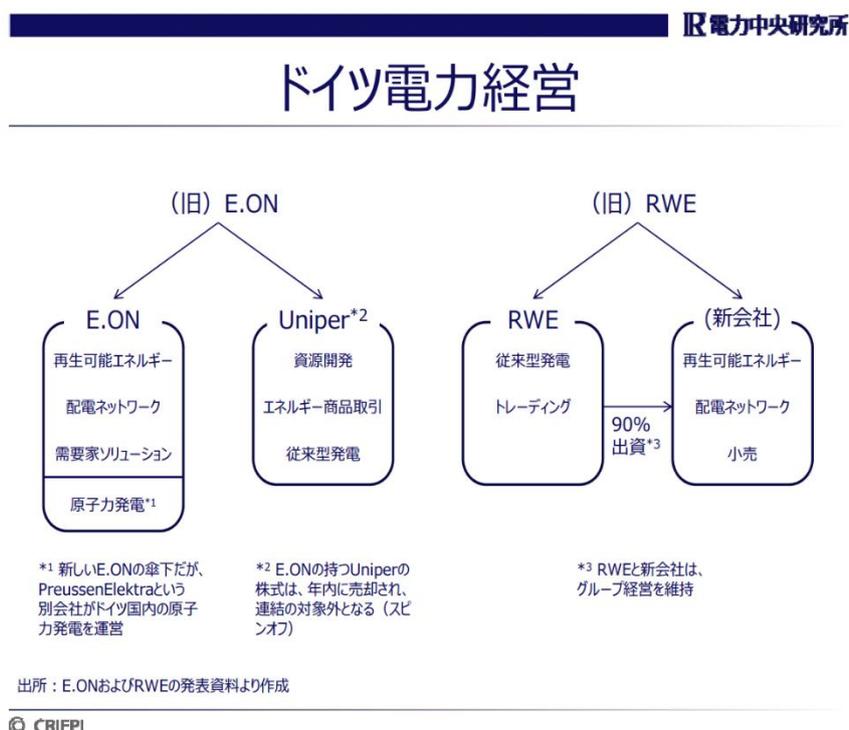


図 97 E.ON と RWE の分社化の構造

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

<sup>48</sup> <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

<sup>49</sup> <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

<sup>50</sup> <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<sup>51</sup>。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<sup>52</sup>。

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<sup>53</sup>。

## 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)

---

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

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

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

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

<sup>53</sup> <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<sup>54</sup>。

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<sup>55</sup>。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<sup>56</sup>。

#### 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。

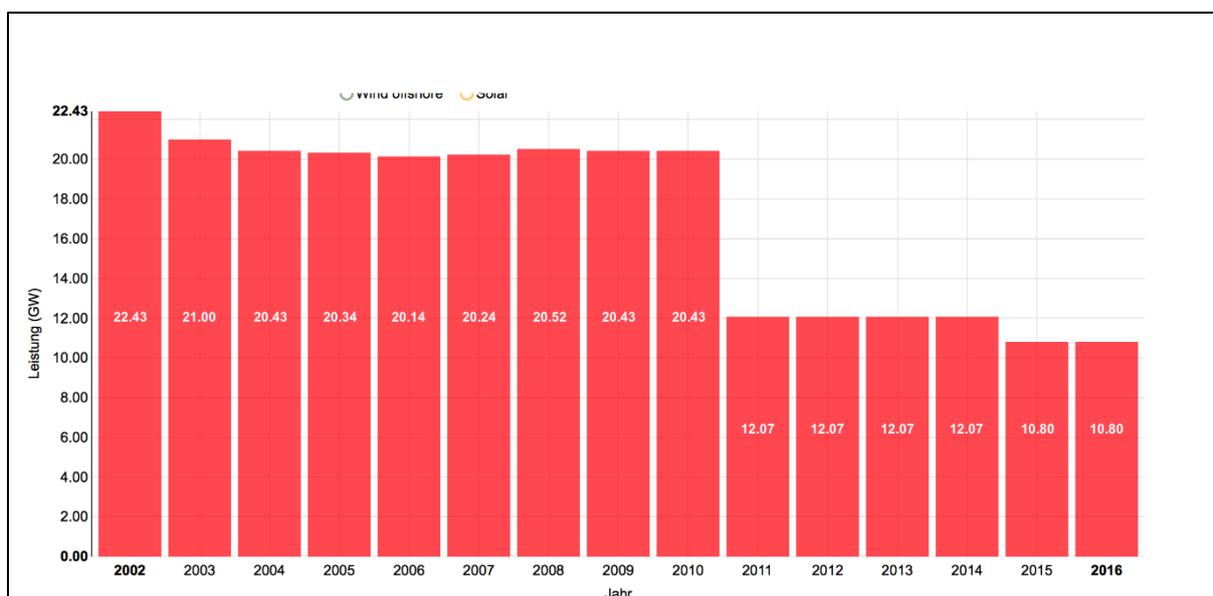


図 99 ドイツ国内原子力発電所の容量の推移（2007～2016 年）

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト、[https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)、2017 年 3 月 5 日取得

Leistung	出力
Jahr	年

<sup>54</sup> <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

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

<sup>56</sup> <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。

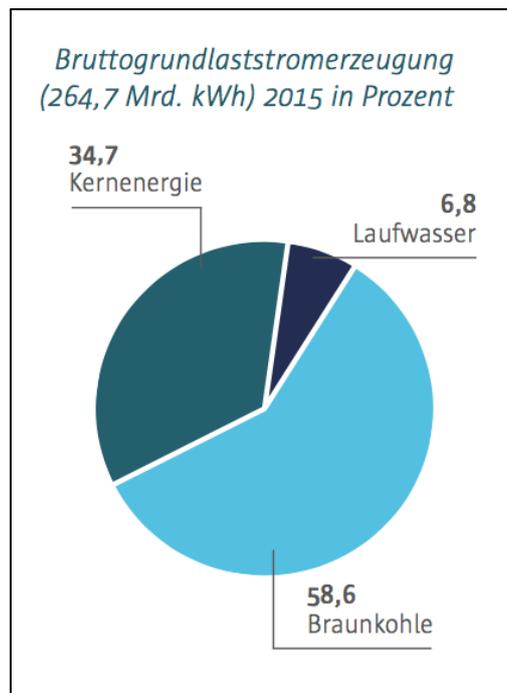


図 100 ドイツの 2015 年ベースロード発電量に占める各エネルギーの割合

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
<b>稼働中</b>					
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
<b>合計</b>		<b>12,702</b>	<b>91,786,310</b>		
<b>2011年に停止</b>					
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<sup>57</sup>。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。

<sup>57</sup> 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<sup>58</sup>。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<sup>59</sup>。

#### 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<sup>60</sup>。

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

<sup>58</sup> [http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0701-0800/768-16.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0701-0800/768-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

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

<sup>60</sup> 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<sup>61</sup>。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<sup>62</sup>。

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<sup>63</sup>。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<sup>64</sup>。

---

<sup>61</sup> <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

<sup>62</sup> [http://www.bmub.bund.de/pressemitteilung/hendricks-bundesverfassungsgericht-bestaetigt-atomausstieg/?tx\\_ttnews%5Bswords%5D=Atom&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=103&cHash=a010f821b5f6d995b501c4146ee90af](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

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

<sup>64</sup> <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。