October 2011

WISO Diskurs

Expert Opinions and Studies
on Economic and Social Policy

ドイツの脱原発シナリオ

FRIEDRICH
EBERT
STIFTUNG

フリードリヒ・エーベルト財団
経済・社会政策チームへの寄稿論文

ドイツの脱原発シナリオ

Brigitte Knopf（ブリギッテ・クノプフ）
Hendrik Kondziella（ヘンドリク・コンヅィエラ）
Michael Pahle（ミヒャエル・パーレ）
Mario Götz（マリオ・ゲッツ）
Thomas Bruckner（トーマス・ブルックナー）
Ottmar Edenhofer（オットマー・エーデンホーファー）

目　次

図表　3（頁）

要約　4

1. イントロダクション　8

2. モデリング結果　10
   2.1 化石燃料発電所増設の必要性　10
   2.2 電力料金　12
      2.2.1 石炭火力発電所拡大とガス発電所拡大の比較　13
      2.2.2 家庭用電力料金　14
      2.2.3 大口需要企業の電気料金　14
   2.3 二酸化炭素排出量　14
   2.4 結果の感度とロバストネス　16

3. 政府が取るべきアクション　18
   3.1 送電網の拡大　18
   3.2 欧州気候・エネルギー政策での協調の必要性　19
   3.3 透明性および科学的モニタリング　20

筆者紹介　21

本稿での見解は、必ずしもフリードリヒ・エーベルト財団の経済・社会政策部または筆者の所属する組織の見解と同一ではありません。

Impressum: © Friedrich-Ebert-Stiftung | Herausgeber: Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung | Godesberger Allee 149 | 53175 Bonn | Fax 0228 883 9202 | www.fes.de/wiso | Gestaltung: pellens.de | Lektorat: Sönke Hallmann | Fotos © Vojtech Soukup, CLUPIX images, cinema2000 | bub Bonner Universitäts-Buchdruckerei | ISBN 978-3-86872 - 889 - 7 |

図　表

図1:　シナリオの定義　9

図2:　2020年までの従来型発電所の閉鎖に伴う代替発電の必要性　11

図3:　従来型発電所で必要となる代替発電容量（2030年まで。2015年脱原発 – 石炭、2020年脱原発 –石炭、2022年脱原発の各シナリオを比較）　11

図4:　各シナリオ（抜粋）における 2015～2030年のスポット市場の電力価格（ベース価格）の推移　12

図5:　石炭火力とガスによる代替発電を比較した最終販売価格の推移　13

図6:　2015年の家庭用電力料金（2007年時基準における推計）　15

図7:　2020年の家庭用電力料金（2007年時基準における推計）　15

図8:　従来型発電所による2015～2030年の二酸化炭素排出量　16

図 9:　2020年のスポット市場価格・FITの課金・家庭用電力料金に関する感度（2020年脱原発（ガス）のシナリオ）　17

図10:　EU全体の部門別温室効果ガス排出量の分布（2008年）　19

要　約

ドイツ政府の脱原子力計画は、多くの可能性とともにリスクも孕んでいる。この研究報告では、脱原発が一般家庭用の電力料金に及ぼす影響はごく僅かであることを示している。また、産業および大企業向け電力料金の上昇は一時的であるため、ドイツ経済の競争力が大打撃を受けるということも考えにくい。ただし、国内電力業界の二酸化炭素排出量は、脱原発のタイミングによっては増加する可能性がある。さらに、エネルギー供給の安定確保のためには、再生可能エネルギー拡大の他に化石燃料発電所の新設、または古い発電所の所定稼働年数の延長承認といった措置が必要となる。エネルギー経済法（Energiewirtschaftsgesetz）に基づく効率化、環境の持続可能性、安定的供給を目標として、電力料金が産業と顧客にとって支払い可能であり、安定的供給が脅かされることなく、また長期にわたって気候保護が実現されるような方法で、脱原発を達成しなければならない。これらのエネルギー政策目標達成のためには、脱原子力政策が新しいエネルギー政策へのスタートとなることが必須である。政策目標について生じ得る対立・問題への対策については、2002年の脱原発決定に関連して議論され、また既に具体的な政府決定の形で取り組みがなされている（2007年のキリスト教民主同盟と社民党の前連立政権による“Meseberg decisions”等）。これらの対策には、特に、再生可能エネルギーおよびコージェネレーションの拡大政策、またエネルギー消費削減政策が含まれる。今回の脱原発計画では、これらの政策が再度エネルギー政策の中心として位置付けられる。本稿に示す分析では、重要な側面のひとつとして、過去に有効であった原子力法（Atomgesetz; AtG）に基づき、脱原発が2022年よりも早く達成された場合（例えば2020年または2015年）に生じ得る課題について議論する。

異なる時点の脱原発における、効率化、環境の持続可能性、安定的供給の実行可能性を評価するために、本稿では電力料金と二酸化炭素排出量の推移に関して、次の時点の脱原発シナリオについてモデルベースの分析を行う。脱原発の時期はそれぞれ、2015年、2020年、2022年（2002年の原子力法（AtG）に基づき2010年秋まで有効であり、また2011年7月の決議により有効となった）、2038年（2010年の原子力法に基づき2010年10月から2011年7月まで有効）である。再生可能エネルギー拡大に加えて、原子力の代替エネルギーとして、石炭火力発電に対するガス発電の様々な効果も検証し、他のシナリオについても探求していく。

本稿の**重要な所見**は以下のとおりである。

- *スポット市場価格[1]の推移から、脱原発の時点に関わらず様々なシナリオについて、2020年まで料金が上昇し、その後2030年までに2010年ベースレベルに低下することが分かる。*2015年または2020年の早期脱原発の場合、原発よりも高コストの発電所への容量移設をより早期に実施する必要があるため、エネルギー移行の際の料金は、最初の段階では2022年脱原発の場合よりも高くなる。長期的には、再生可能エネルギーのシェア拡大によって料金水準は下がる。
- *2020年または2022年脱原発の場合、2015年のスポット市場価格は5.9セント／kWhとなる。これに対して2015年脱原発の場合、13％の料金上昇となる。*2020年または2022年脱原発の場合、スポット市場価格は、2011年初頭の5セント／kWhに対して2015年には5.9セント／kWhとなる。原発の稼働期間が延長されるシナリオ（2038年脱原発）では、スポット市場価格は5.2 セント／kWhになる。脱原発を前倒しした場合（2015年脱原発）は、2020年または2022年脱原発の場合と比較して、0.8セント／kWh（13％）上昇すると思われる。再生可能エネルギーを2030年までにさらに拡大すると、スポット市場価格は5～6 セント／kWhへ低下する。
- *脱原発のタイミングは、固定価格買取制度(FIT)[2]の課金対象である家庭の電力料金には、ほとんど影響を及ぼさない。*2020年または2022年脱原発の場合、2015年の電力料金は21.7セント／kWh、また2015年脱原発の場合では22.4セント／kWhとなる。平均的な家庭の電力消費量3500 kWh／年を基に計算すると、差額は約2ユーロ／月であることが分かる。2015年脱原発と2038年脱原発の差額は最大1.2セント／kWh（3.5ユーロ／月）である。この場合、FITによる課金は、家計に電気料金の抑制効果をもたらす。
- *FITの課金対象外である産業界の顧客に対しては、スポット市場価格の中期的な上昇の影響は、より大きくなる。*ただし、既存の課金方法が維持される場合、再生可能エネルギーの価格抑制効果によって長期的に利益を得る可能性がある。2020年または2022年脱原発と比較して、2015年脱原発の場合は、典型的な産業界の電力使用者の負担は216,000ユーロ／年（電力消費量24GWhr／年）増となる。
- *脱原発により、当初の計画よりも迅速な化石燃料発電の容量拡大が必要となる。*年間ピークロードをカバーするためには、2015年、2020年、2022年の各脱原発時期までに、現在建設中の全発電所に加えて、純発電量8ギガワット（GW）の新たな化石燃料発電所の建設を計画する必要がある。これは、現在建設中の全発電所を完成させるだけではなく、目下計画段階にある化石燃料発電所も稼働させるか、もしくは古い発電所の送電網への接続期間を当初の予定より延長する必要があるということである。
- *2022年より前に脱原発を実行する場合、二酸化炭素排出量が一時的に増加すると思われるが、EU域内排出量取引制度により総排出量は抑えられるだろう。*2022年脱原発シナリオは、大まかに言えば、かつての「現状」－すなわち昨年（2010年）秋まで有効であった2002年の原子力法（AtG）の法的枠組み－へと戻ることを意味する。欧州全体で、新たな原子力発電所がもし建設されたとしても、ごく限定的な稼働となるだろう。なぜなら、原則として、たいがい発電容量の限界まで稼働する最も低コストな選択肢が選ばれるからである。2020年脱原発シナリオでは、二酸化炭素排出量が緩やかに短期的に増加するだろう。2015年までの脱原発の場合は、これとは対照的に、2020年または2022年脱原発と比較して二酸化炭素排出量が64 MtCO2（23％）増加することが予想される。2025以降は、2022年、2020年、2015年の各脱原発シナリオでの排出量は同レベルとなるだろう。
- *原子力発電所の代替手段として石炭火力発電ではなくガス発電を採用した場合、電力料金への影響はほぼ同じだが、二酸化炭素排出量の増加は緩やかになる。*石炭火力発電所の代わりにガス発電所の建設を強化した場合、2020年のスポット市場価

1 スポット市場価格とは、欧州エネルギー取引所（EEX）の短期売買でのエネルギー配給価格である。

2 ドイツの固定価格買取制度は1991年に導入された。再生可能エネルギーのための通常の補助金（output subsidy）とは対照的に、固定価格買取制度による助成金（feed-in subsidy）は、（クロス取引（cross-financed））のように、導入量に応じて最終電力利用者への賦課金に転嫁される。したがって、固定価格買取制度は、政府にとっては歳入に関して中立的（income-neutral）な制度である。

格の上昇は、「石炭オプション」が採用された場合に比べてわずか約0.1 セント／kWhである（2020年脱原発）。さらに、二酸化炭素排出量の削減が可能である。特に、2015年の早期脱原発の場合、追加排出量を20%削減できるだろう。 ただし長期的には、再生可能エネルギーの市場シェア増大の結果、ガスと石炭火力の二酸化炭素排出量の差はごくわずかとなるだろう。

– *石炭火力発電所の代わりに天然ガス発電所の拡充を強化する方が、メリットが大きいと言える。なぜなら、発電手段がより迅速に置き換わり、またその化石燃料入手経路への長期契約を防ぐことができるためである。*これに加えて、何より、自治体の施設等の低資金の小規模供給者でも、発電所を建設し、コージェネレーションとの関連で効率向上の利益を得ることができるため、電力市場での競争が促進される。発電所の排熱利用によって、二酸化炭素排出量をさらに削減することができる。

– *燃料費と二酸化炭素排出権取引価格の推移が電力料金に及ぼす影響は、脱原発の時期による影響よりも大きい。*2020年脱原発 –ガスのシナリオでは、燃料費と二酸化炭素排出権取引価格が急激に上昇した場合、2020年のスポット市場価格は20%上昇する。

– *エネルギー効率向上対策が実現せず、電力需要削減も達成できない場合、電力料金が上昇する可能性が高い。*電力需要が減少せず、むしろコンスタントに需要があるという仮定のもとでは、2020年のスポット市場価格は10%上昇する。これとは対照的に、ロードシフト対策（需要サイドによるマネジメント）により見込まれる価格低下はごくわずかであり、さらに分散型コージェネレーションが増加するという前提条件のもとであっても、価格には大きく影響しないだろう。

– *再生可能エネルギーをさらに急速に拡大した場合、調整用天然ガス発電所との関連によって、電力卸売価格の低下が可能になるだろう。*さらに、従来型のバックアップ用発電所の必要発電量を8GWから6GWへと減少することができる。

– *2015年までの脱原発実現について決定的となるのは、化石燃料発電所の代替容量が短期間内に利用可能であるか否かである。*早期の脱原発による価格の急激な上昇は起こらないと思われるが、二酸化炭素排出量は著しく増加するだろう。このシナリオ実現のためには、新たな（化石燃料）発電所の設置による代替容量を、まさに必要な時点で確保できることが条件となる。また、古い石炭火力発電所の稼働延長も検討され得る。

– *送電網拡大促進は、脱原発と、長期的なエネルギー利用の移行の両方について重要な条件となる。*発電量と消費量に関する地域差、また再生可能エネルギー（風力、太陽光）の変動的供給により、送電網のボトルネックが起きやすくなっている。脱原発によって送電網の拡大がさらに促進されるだろう。したがって、エネルギー供給が不安定になるのを防止するためには、計画されているインフラ拡大を可能な限り速やかに実現しなければならない。

– *欧州内での協調的な気候・エネルギー政策が、ドイツのエネルギーシフトを促進、サポートするだろう。欧州全体としての再生可能エネルギー促進と欧州連合域内排出量取引制度が、適切な対策として挙げられる。*欧州全体でのさらなる再生可能エネルギー拡大は、長期的なエネルギーシフトのコスト低下のための重要なステップである。この目標達成のため、国レベルの既存の促進システムの統合をベースとした、再生可能エネルギー促進に向けた欧州全体の協調体制を検討すべきである。欧州連合域内排出量取引制度にすべての重要部門を組み込むことができれば、欧州の気候保護コストを削減できる。特にコスト削減のポテンシャルが高いのは、暖房・輸送部門である。

– *持続可能なエネルギーと気候政策に関する常設審議会を設置することで、ドイツのエネルギー政策の健全な決定プロセスに必要な基礎が形成されるだろう。ここでは政策で適用すべき対象や手段が検討され、また、エネルギー政策の変更に伴う可能性、コスト、リスクに関して議会と一般市民に対して情報提供を行う。*エネルギー政策の変更に着手することで、ドイツ社会には様々な可能性とともにリスクも生じる。このため、ドイツ気候・エネルギー専門家審議会を設置し、年次報告で議会と一般市民に対して目標達成状況を報告すべきである。審議会では、エネルギー政策の様々なオプションについて、これらの可能性、コスト、リスクが検証されるべきである。再生可能エネルギーのコスト推移等、必要なデータの収集も審議会の役割となる。さらに、研究上のギャップや政策実行時の欠陥を特定する上で、積極的な役割が求められる。適切なアクションを起こす上で必要な情報の収集が不可欠であり、これによって、市民がより洗練された形で政策を理解し、またエネルギー政策決定について広く正当性と持続性を確保できる。

1. イントロダクション

2011年3月11日の地震が引き起した福島の原子力発電所事故をきっかけに、ドイツでは原子力の未来をめぐる議論が巻き起こり、これは過去の議論に比べてはるかに重要かつ大規模なものとなった。倫理委員会[3]は2011年5月、10年以内の原子力からの脱却が実現可能であるとする最終報告書を発表した。2011年7月には、2022年に最後の原子力発電所を停止することが決定された。

正確な脱原発のスケジュールとともに、重要かつ長期的社会政策タスクが、ドイツの将来的なエネルギー供給の方針決定に影響を与えることになる。このため、脱原発だけに議論をフォーカスすること、また孤立した状況で議論を行なうことは避けねばならない。エネルギー供給に関する、体系的に重要なあらゆる点を視野に入れなければならない。信頼に足る、ドイツの将来的エネルギー供給確保のために、実現可能なアプローチが多数考えられる。エネルギーに関する今後の方針変更についての議論は、投資という枠組みにおいて、オープンかつバイアスを排除して様々な可能性を並列的に評価することで、実り多いものとなるだろう。

目下の国民的な論議を背景に、またエネルギー消費および政策の方針転換（いわゆる「エネルギーシフト」）に伴う複数のオプションを追求しながら、本稿では以下の点について検証する。

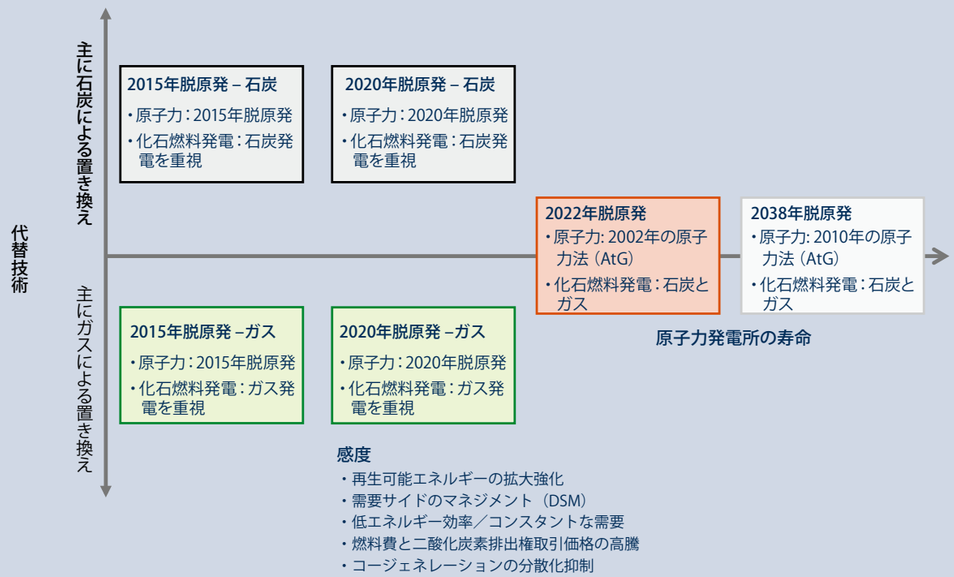
- 脱原発の結果、電力料金はどのように推移するか。電力料金は、様々な消費者グループに対してどのような影響を及ぼすか。また、社会における政策転換の受容という面ではどのような意味を持つか。
- 原子力に代わる代替エネルギーとしてどのようなものが考えられるか。また、経済・環境の各側面における評価について。
- 各シナリオについて、気候・エネルギー政策目標に関してどのような対立が生じ得るか。
- ドイツで最も早く達成可能な脱原発の時期はいつか。このための絶対的条件、またエネルギー供給確保の手段について。
- 脱原発の時期に関わらず、エネルギーシフトの結果解決すべき課題は何か。気候保護目標の長期的達成のためには何が必要か。欧州という枠組みでは、どのような将来的見通しが可能か。

最初の4つの点は、ドイツの電力市場のモデルに基づき回答できる。欧州全体で見た影響、また長期的な政策維持のための選択肢に関する議論については、これに補足する形で回答される。このため本稿では、電力業界が選択すべき複数のオプションを体系的に追求するための、最初のステップを示す。ここでは電力市場モデル「MICOES（Mixed Integer Cost Optimization Energy System）」を用いて、代替エネルギー源の幅広さという意味合いにおける（石炭発電とガス発電の優先順位等）、電力価格および二酸化炭素排出量の推移を複数の時点での脱原発シナリオ（2015年、2020年、2022年、2038年）について分析する。これらのオプションのロバストネスが、個々の前提条件を変化させた感度分析により分析される。こうして、代替案としてのシナリオを幅広く探求する。例えばエネルギー効率化手段の重要性を評価するために、（電力）需要サイドのマネジメントによる影響と、効率化対策が実現しなかった場合の影響が分析される。これに加えて、分散型コージェネレーションや、燃料費と二酸化炭素排出権取引価格のさらなる高騰等の要素に関して、様々な拡大方針を検討する。再生可能エネルギー拡大の強化についてもモデル化を行う。図1はこれらのシナリオの概要を示す。さらに個々の方針に同調して生じる基本的条件を明らかにし、潜在的な対立を提示するとともに実行分野を特定する。

3 ドイツの「倫理委員会」は2011年3月、メルケル首相の招聘により、将来の原子力エネルギーに関するリスクと倫理的問題を評価し、安全なエネルギー供給の確立のための情報提供を行うことを目的として設置された。

図1：

シナリオの定義



出所：独自の資料

2. モデリングの結果

2.1 化石燃料発電所増設の必要性

原子力発電から完全に脱却する場合、その純発電容量21GW分を補てんする必要が生じる。現在、原発の一時停止[4]および見直し予定により、約10GWの容量の発電所の稼働がストップしている。相当数の原子力発電所の急な可動停止による電力不足を、電力市場は、既存の余剰発電設備の使用、また電力純輸出量の削減により補った。さらに、ドイツエネルギー・水資源産業連合（BDEW）の報告（2011年）によれば、発電容量11GW分の化石燃料発電所（うち10GWは石炭火力発電所[5]による）が多数建設中であり、2015年までに稼働可能の予定である。この要素を、モデリングをベースとした本稿の分析において考慮することができた。これにより、原子力発電容量は2015年までに完全に代替可能である。しかし、発電容量14GW分の古い化石燃料発電所の停止も計画されている。また、2020年までにさらに13GWの化石燃料発電所が停止される予定である。これは、脱原発分に加えて、化石燃料発電所の総発電容量27GW分の代替発電の必要があることを意味する（図2を参照）。この不足分を補てんするためには、後に示すように、再生可能エネルギーと（集中型および分散型）コージェネレーションの拡大、エネルギー効率化による電力需要の削減、（限定的な時間ではあるが）欧州各国からの電力輸入、化石燃料発電所の増設または古い化石燃料発電所の改修といった手段が考えられる。

連邦環境相（BMU）が2010年に実施した「Lead study（Leitstudie）」によれば、2010～2020年の間に、52GW分の風力および太陽光発電容量が得られると予測される。また、2020年までに、分散型コージェネレーション（CHP）の形で5GW分の従来型発電所の容量増加が見込まれている。エネルギー効率の上昇とこれに伴う電力需要の減少により、2020年時点のピークロードが4GW減少することが予測される。モデリングによれば、27 GWの電力需要と、予測される代替手段（再生可能エネルギー拡大、CHP拡大、高効率化）との差分は、従来型の化石燃料発電により置き換えられる。

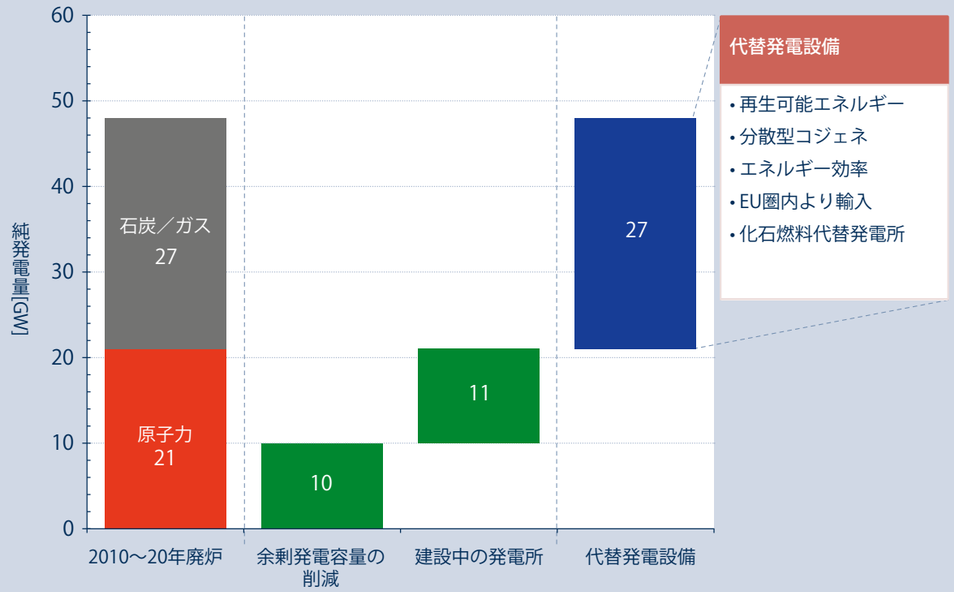
経済的側面を考慮し、モデリングによれば、さらに8GWの追加発電容量がピーク需要をカバーするために設置される。容量拡大のスケジュールは、脱原発の時期によって将来的に異なってくる（図3）。ここでは、2020年に脱原発が達成される場合、現在建設中の全発電設備のみならず、現在設置計画中または設置予定の化石燃料発電所も稼働させる必要があることを意味する。もしくは、古い石炭火力発電所の稼働期間延長も考慮に入れる必要があるかもしれない。さらに早期の2015年脱原発では、より厳しい状況になるだろう。これについては未解決の問題が多数存在し、さらなる調査研究を要する。

4 2011年3月中旬に、その少し前に決議された原発稼働期間延長に対して、3か月間のモラトリアム（猶予期間）を設けることが決定され、17基のうち8基の原発が停止された。

5 無煙炭発電所「Datteln 4」は稼働予定が極めて不確定であるため、本稿の計算には含まれていない。

図2：

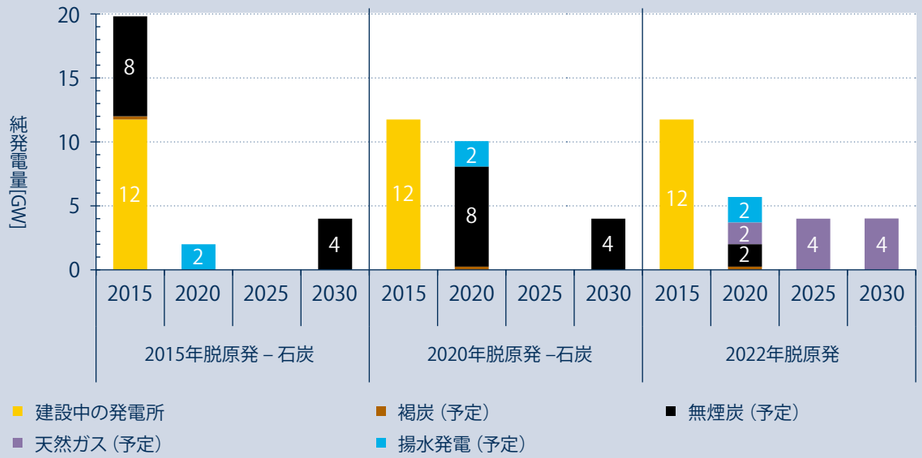
2020年までの従来型発電所の閉鎖に伴う代替発電の必要性



出所：独自の資料

図3：

従来型発電所で必要となる代替発電容量
（2030年まで。2015年脱原発 – 石炭、2020年脱原発 –石炭、2022年脱原発の各シナリオを比較）



出所：独自の資料

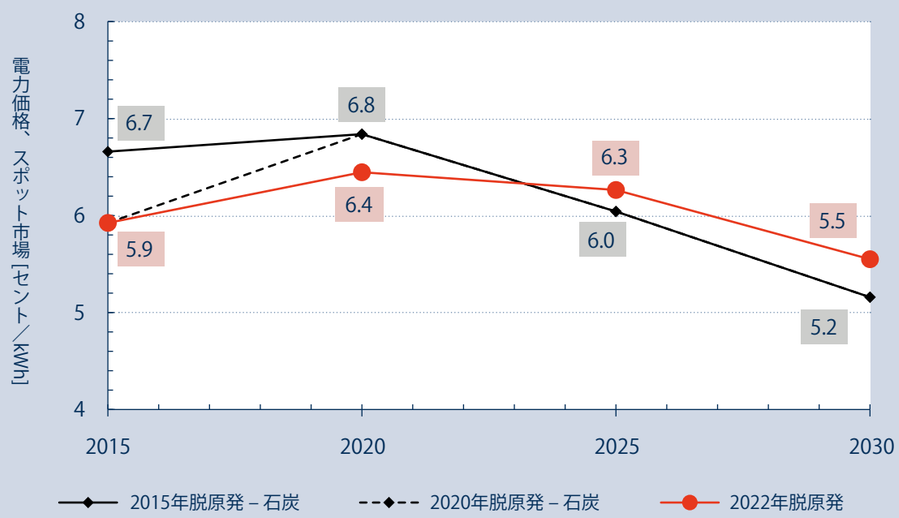
エネルギーの安定的供給、また、欧州の送電網経由の電力輸入を抑えるという観点から、ガスタービンの増設はコスト効率の高い選択肢として考慮に値する。ただし、モデリングに基づく計算では、ガスタービンは稼働率が低いためスポット市場による借換えができない。さらに、太陽光エネルギーの利用によりランチタイムのピークロード価格が低下する見通しであるため、需要をカバーするためのガスタービン稼働はさらに抑えられる。稀にしか必要とされないガスタービンの経済的実行可能性は、この状況下では（原則として）期待できないが、発電容量市場（最大電力需要のために通常時以上の発電能力を持つ設備コストを受益者が負担する仕組み）を導入して現在のスポット市場を補完することによって保証される。

2.2 電力料金

自由化された電力市場では、検討される発電所群のメリットオーダー制度を用いて スポット市場価格が評価される。利益の上がらない、すなわち、（短期間の）発電コストが最も高い発電所が、需要をカバーするために必要とされ、スポット市場価格を形成する。需要は時間とともに変化するため、スポット市場価格も変わってくる。今原子力発電所が廃炉となれば、よりコストの大きい発電所が需要をカバーするために稼働させられるため、スポット市場価格は少なくとも一時的に上昇する。電力ミックスにおける再生可能エネルギーのシェアが拡大（2020年に40%、2030年に65%）すれば、これは逆に、スポット市場価格レベルの長期的な低下をもたらす。これは、FITに基づき、送電事業者の再生可能エネルギー買取り義務に応じた売電を保証するために、再生可能エネルギーが「ネガティブな」価格で供給されなければならないためである（優先接続- Einspeisevorrang）。この結果、スポット市場価格は2020年まで上昇するが、再生可能エネルギーのシェアが拡大するため、2030年までには再び当初の水準まで低下するだろう（図4）。

図4：

各シナリオ（抜粋）における2015～2030年のスポット市場の電力価格（ベース価格）の推移



出所：独自の資料

2015年の早期脱原発シナリオでは、その年のスポット市場価格は6.7 セント／kWhとなる見込みであり、2020年または2022年脱原発の場合の各年の価格より0.8 セント／kWh高くなる。これは、高コストの代替設備を前倒しして利用する必要があるためである。しかし2015年脱原発シナリオでの価格は、2020年に再び、2020年脱原発シナリオの価格へと集束する見込みである。しかし2020年脱原発シナリオでは脱原発時期をわずかに5年遅らせただけであるため、脱原発時期と関係なく代替発電所は必要となる。2022年脱原発の場合、代替発電所の利用開始はさらに遅くなることが考えられ、2020年時点の価格は0.4 セント／kWh安くなる。ただし長期的には、石炭火力発電を代替発電として利用した早期の脱原発シナリオの方が、2022年脱原発シナリオよりもスポット市場価格を低く抑えられる。これは、2022年の脱原発シナリオでは、より高コストのガス発電所の拡充が強化されるためである（図3）。

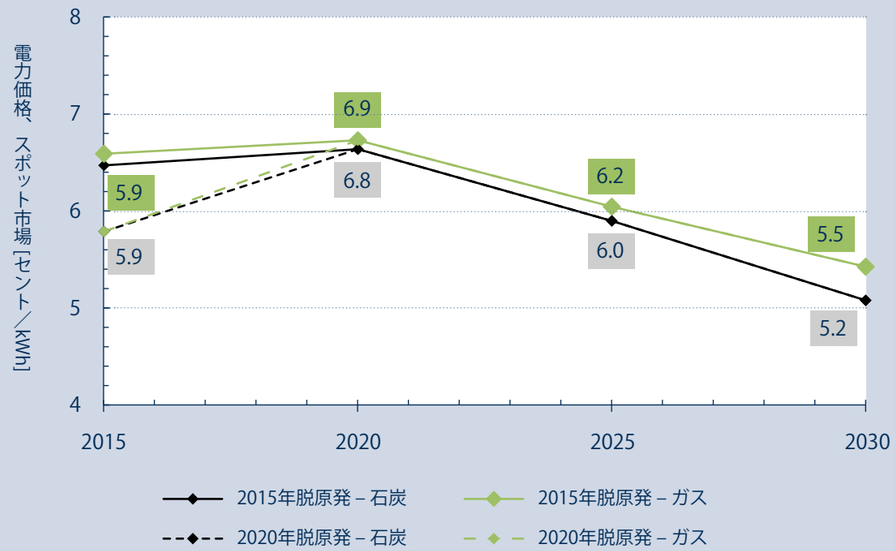
2.2.1 石炭火力発電所拡大とガス発電所拡大の比較

電力料金についてのみ言えば、原子力発電所の発電分がガス発電所、石炭火力発電所のどちらで代替発電されても料金に影響はない。これは、燃料費と二酸化炭素排出権取引価格それぞれの予測価格に基づけば、どちらの発電方法でも発電コストはほぼ同レベルとなるためである。したがって、（建設予定中のプロジェクトは考慮しないとして、）石炭火力発電所に代えてガス発電所のみが建設された場合の2020年のスポット市場価格は、石炭火力発電所の拡大が強化されるシナリオ（2020年脱原発）の価格に比べて、わずか0.1セント／kWh上昇するにすぎない。

2010年の原発稼働期間延長の決定により、ガス発電所増設への投資は、もはや経済的であるとは言えなくなった。しかし、稼働期間延長の取消と2022年脱原発の決定によって、本来2010年秋まで有効だった市場の状況が再度有効となり、結果、ガス発電所の経済

図5：

石炭火力発電とガス発電による代替発電を比較した最終販売価格の推移



出所：独自の資料

的実行可能性が大幅に高まった。モデリングの結果はこれを裏付けるものである。国際ガス市場（例としてWEO、2010年）での推移を見れば、ガス発電所の稼働は中期的にみても魅力的であり続けることが分かる。

2.2.2 家庭用電力料金

脱原発時期の違いによる、家庭の電力消費者への影響はほとんどない（図6、7）。料金計算においては、送電網使用に関するコンスタントな課金が前提とされ、スポット市場価格に基づき、FITによる課金が適用されている。家庭の電力消費者が課金対象となるFIT制度では、この制度のもとでの補償額と電力取引時の平均電力調達価格との差額に基づいて課金を行うことで、スポット市場での価格上昇に対抗する。

料金差が最大になるのは、2015年の1.2セント／kWhであると見られる（2015年脱原発と2038年脱原発の比較）。平均的な家庭の電力使用量3500kWh／年の場合、3.5ユーロ／月のコスト増となる。2020年脱原発と2015年脱原発との料金差 は0.7セント／kWhであり、これは2ユーロ／月の差額となる。2015年脱原発と2020年脱原発の間でスポット市場価格を徐々に調整することにより、2020年までの2つのシナリオ間で生じるコスト増が除外される。この年に、標準的な家計における家庭用電力に関するこれらのシナリオの差額は、2022年脱原発の料金と比較して0.3セント／kWh、または0.88ユーロ／月となる。

2.2.3 大口需要企業の電気料金

エネルギー多消費型産業では、特殊な料金契約制度により特定の供給者と個別規定が締結されているために、家庭用料金よりも料金体系が多岐にわたる。このため、脱原発の促進が電力料金の個々の要素に及ぼす影響の詳細な分析が難しくなる。

しかしながら、家庭用料金の場合と同様の前提条件に基づいて、電力料金において発電費用に相当するのは5.9セント／kWh（2020年、2022年脱原発の場合）となる。2015年の早期脱原発の場合では、2020年または2022年までの脱原発シナリオの際よりも0.9セント／kWhの料金増が予想され、これは最終販売価格で8～10%の料金増を意味する。典型的な産業界の需要家（24 GWh／年の電力消費）に発生する追加負担は216,000（ユーロ）である。2038年脱原発の場合は、2020年または2022年脱原発の場合と比較して、コスト負担が168,000（ユーロ）抑えられる。

2.3 二酸化炭素排出量

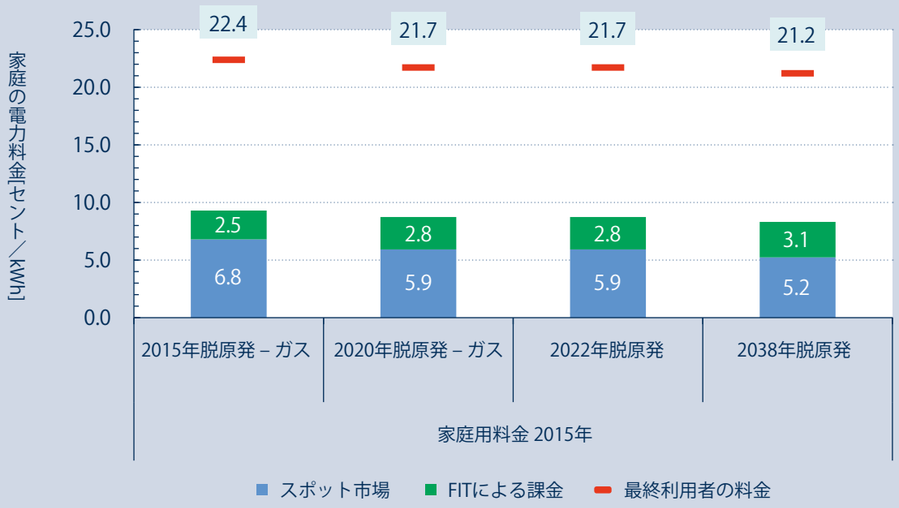
脱原発に伴い石炭火力発電所またはガス発電所による代替発電を行う場合、2020年または2015年に脱原発を実行すると、発電部門の二酸化炭素排出量は2022年の場合よりも増加する。しかし長期的に見れば、2022年のシナリオでも排出量は同レベルとなるだろう。

2022年脱原発シナリオは単に、2010年秋の原発稼働期間延長決定以前の「現状」へと戻ることを意味する。2022年ではなく2020年に脱原発を実行する場合、二酸化炭素排出量の増加は短期的である（図8）。ただし、2015年に完全に脱原発を実行する場合は二酸化炭素排出量が増加する。すなわち、2015年脱原発の場合は、2020年または2022年脱原発の場合に比べて6400万トンの排出量増となる。この際、石炭火力発電所ではなくガス発電所の拡大に重点を置けば、追加排出量の20%削減が可能である。

排出量が6400万トン増加すれば、ドイツ電力部門の2015年時点の二酸化炭素排出量は、約25%増加することになる。しかし、EU域内排出量取引制度により、欧州の電力部門の総排出量が制限されているため、気候保護の面でこれは脅威とはならない。しかし、結果として、二酸化炭素排出権取引価格は上昇するだろう。これにより、欧州全体で二酸化炭素排出の少ない発電所が利用されることになる。原子力発電所の限界費用は小さいため、現存する容量は、現状の枠組みでは原則として既に完全に利用されている状態である。二酸化炭素排出権取引価格の上昇によって、主に、より高効率の化石燃料発電所の利用が促されるだろう。

図6：

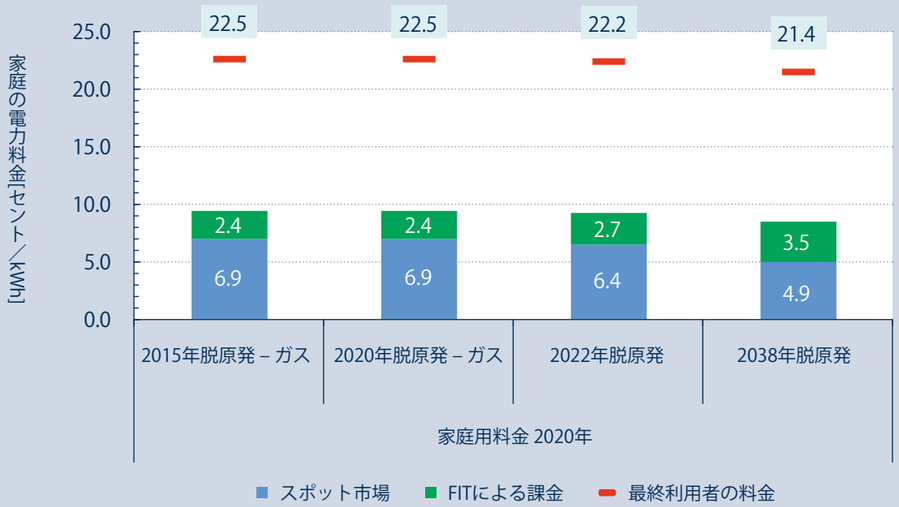
2015年の家庭用電力料金 （2007年時基準における推計）



出所：独自の資料

図7：

2020年の家庭用電力料金（2007年時基準における推計）



出所：独自の資料

2.4 結果の感度とロバストネス

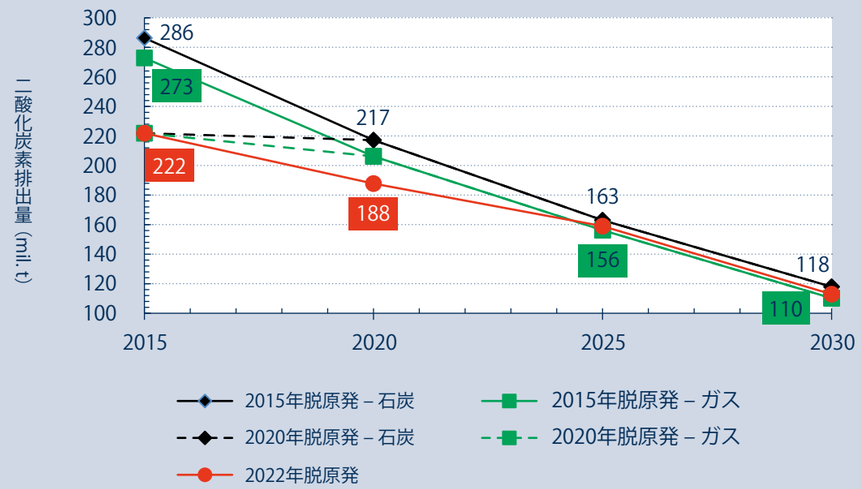
モデリングの結果は当初の前提条件によって様々な程度で判定される。感度分析の枠組みにおいて次の点が考慮される。「当初の前提条件より急激な燃料費と二酸化炭素排出権取引価格の上昇」、「効率目標達成に失敗（および、この結果として、現在の消費水準でのコンスタントな電力消費）」、「需要サイドのマネジメントによる、需要サイドのフレキシビリティ向上」、「より緩やかな分散型コージェネレーション拡大」、「より迅速な再生可能エネルギー拡大」（図9）。

スポット市場価格に最も大きな影響を与えるのは、将来的な燃料費と二酸化炭素排出権取引価格の推移に関する前提条件であり、ここでは2020年脱原発（ガス）のシナリオと比較して6.9セント／kWhから8.6セント／kWhへと20％の価格上昇が見られる。これは、FITの課金額低下と関連し、コスト差額が小さくなることによって、個人家庭用の電力料金は全体で4％上昇して23.5セント／kWhとなり、3500kWh／年の消費量の場合、月3.14ユーロの負担増で抑えられる。エネルギー効率向上という前提条件も、価格に大きく影響する。政策目標に反して電力消費が減少せずに現在の水準にとどまれば、卸売価格は10％上昇し、一方でFITの課金額低下により、最終利用者に対する料金上昇は2％に抑えられるだろう（月1.2ユーロの負担増）。

上記のように、これらの前提条件が電力料金に及ぼす影響は、脱原発のタイミングそれ自体と同程度か、またはより大きいものとなる。これに対して、ロードシフト（需要サイドによるマネジメント）による対策による価格の減少幅は、ごく僅かにすぎない。コージェネレーションの拡大抑制による料金への影響は比較的小さい。このように、エネルギー効率向上のための措置は、エネルギー供給システム方針の見直しにおいて重要な役割を果たすことが分かる。

図8：

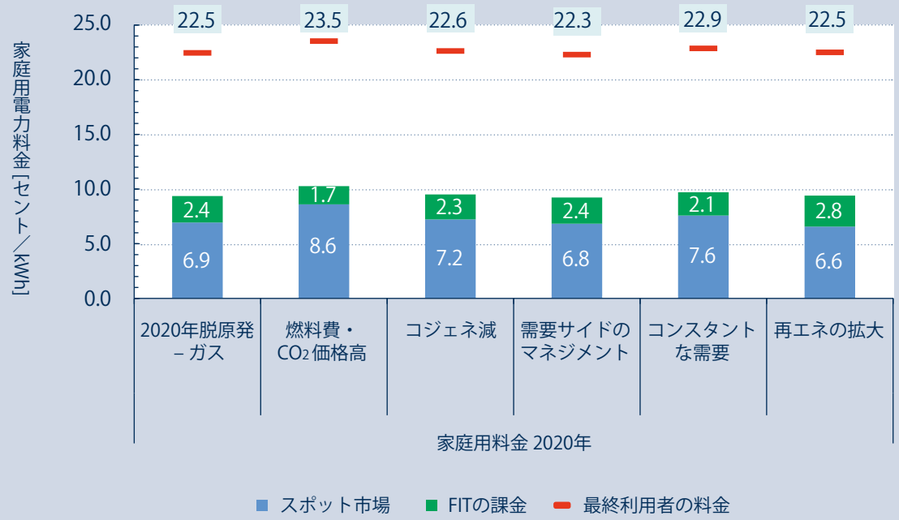
従来型発電所による2015～2030年の二酸化炭素排出量



出所：独自の資料

図9：

2020年のスポット市場価格・FITの課金・家庭用電力料金に関する感度（2020年脱原発（ガス）のシナリオ）



出所：独自の資料

3. 政府が取るべきアクション

3.1 送電網の拡大

どの拡大路線を選択しても、電力送電網の適切な拡大が重要な条件となる。エネルギーシフトにあたってドイツの送電網は2つの課題に直面している。第一に、国の北東地域の大部分で、再生可能エネルギー、特に風力発電によるエネルギー供給が変動しやすいという点である。第二には、歴史的な理由により、新旧連邦州間（東西）の送電容量が比較的小さいことがある。新連邦州（旧東ドイツ地域）の従来型発電所は地域の需要に対して「生産過剰」状態であり、国内のほかの地域へ電力を送っているために、状況はさらに悪化している。こうした地域間のアンバランスにより、特に南西から北東地域にかけて慢性的な送電網のボトルネックが発生することになる。

このため、既存の送電容量の中長期的な拡大が不可欠であり、これ無くして、（前述のように、特に原子力発電の代替手段としての）再生可能エネルギー拡大を長期的に保証することはできない。したがって、エネルギーシフト実現のためには、送電網インフラまたは送電網運用の抜本的な調整、拡大が欠かせない。それでもなお、これらの重要な投資は従属的な役割を担うにすぎない。

これにより、エネルギーシフトにおける送電網のインフラと運用にあたって、次の4つの重要なアクション・エリアが生まれる。（I）発電と需要に関する国内全体のアンバランスの緩和　（II）供給の変動に備えた送電網の安定性確保　（III）データへの容易なアクセス、またデータの透明性の確保　（IV）送電網の新設および現送電容量の拡大。

送電網拡大のための具体的なオプション：

- 高需要・低供給の地域への投資の集中的促進等を通した、送電網インフラ需要に応じたパワープラント・発電所の新設に向けた協力、提携。
- システムの安全基準リストに基づく、既存のパワープラントや発電所の認証等による送電網運用の安定性の最適化。
- 送電網の状態や拡大を評価、モデリングするために必要なデータの収集、および実用化。
- 既存のプランの他、「Plan N」や「送電線網拡充加速法（NABEG）」といった法律面のイニシアチブに基づく、送電網拡大の促進強化。

3.2 欧州気候・エネルギー政策での協調の必要性

気候保護の長期的持続性を確保するためには、EUレベル、またグローバルなレベルで信頼できる気候保護目標が必要であり、国内の保護目標についても同じことが言える。気候保護目標に加え、エネルギー政策に関する重要な政策がEUレベルで検討されている。モデリングの結果から、一方ではエネルギー効率目標の達成、また他方では再生可能エネルギーの拡大が、電力料金の上昇防止の取り組みにおいて極めて重要であることが分かる。これら2つの対策は成功を収め、また長期的な将来性を有すると思われるが、そのためには、国内のエネルギー政策をEUの気候・エネルギー政策に同調させることが不可欠である。欧州連合域内排出量取引制度のさらなる発展、また再生可能エネルギー促進における協調が、将来的な気候・エネルギー政策において極めて重要である。

欧州連合域内排出量取引制度（EU ETS）は、EUの気候政策において中心的な役割を果たす。しかしながら、これまでEU ETSはEUの温室効果ガス排出量の約40％すなわち電力および産業部門しかカバーしていない（図10）。経済的な側面から見ると、ETSの枠組みで可能な限り排出規制を行うことに意義があると考えられる。次にETSに組み込むべきは運輸部門であるが、住宅部門の取り込みもまた合理的であろう。最終的には全ての部門がこの制度に組み込まれるべきである。これらの部門が組み込まれることによって、気候保護のコストが下がることが予想される。これは、最も効率的な削減対策を追求すれば、特に大幅なコスト削減が期待できる部門も対象となるためである。長期的には、二酸化炭素排出権取引価格の上昇もこの方法で抑えることができるだろう。

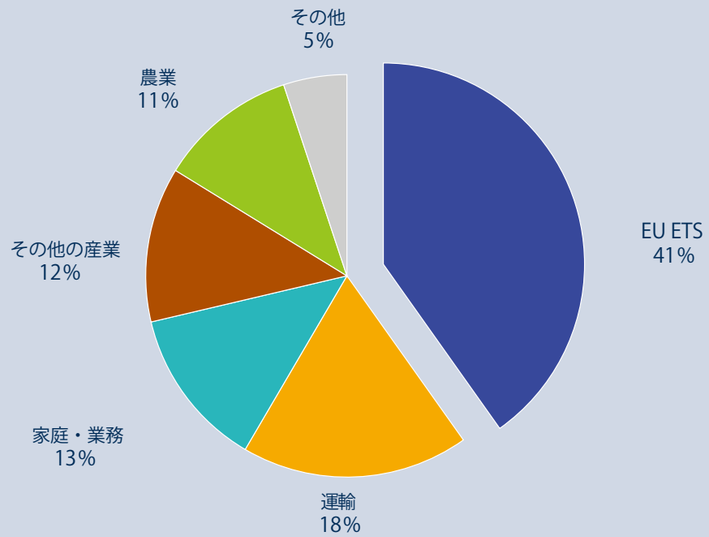
再生可能エネルギーのコストは、適切な立地選択によって大幅に削減できる。再生可能エネルギーの支援体制の長期的な協調は、費用の比較的優位性のため、コストを最小限に抑えた脱炭素の電力供給への重要なステップとなる。ただし、EU全体が協調することで期待された利益が本当に得られるかどうかは、支援体制の具体的な策定内容に決定的に左右される。したがって、既存の国内支援体制の経験を顧みると、国内支援体制を徐々にＥＵの単一の枠組みに調和させていき、これにより体制の一体化を模索していくことが合理的であろう。

EU内での制度一体化に向けた具体的なオプション：

- 欧州連合域内排出量取引制度の他部門への拡充
- 国内支援体制のEU体制への一体化を考慮した、再生可能エネルギー促進におけるＥＵ全体での協調を検討

図10：

EU全体の部門別温室効果ガス排出量の分布（2008年）



出所：欧州環境機構（EEA）データ（2008年）より独自に作成

3.3 透明性と科学的モニタリング

エネルギーシフトに伴って発生するのは技術的な問題だけではない。これはまた、長いプロセスの始まりであり、特に今後のインフラ拡充の際の潜在的な対立解消のために、潜在的な電力料金上昇に対する社会的受容の獲得を視野に入れて、広く国民の同意を得る必要がある。これに伴う様々な懸念を解消するには、エネルギーシフトのプロセス全体を、社会全体の学びのプロセスとして策定しなければならない。透明性の確保が社会に広く受容されるための重要な条件となる。したがって、エネルギーシフトのプロセスにおいては、継続的な国会審議と科学的モニタリングが必要であり、これによってエネルギーシフトに向けた長期的な政策が採られ、また正当に評価されることで、プロセスへの信頼が得られるのである。

審議に関してより高い透明性を確保するために、連邦議会に、イギリスの独立行政委員会である「気候変動委員会」をモデルとした、持続可能なエネルギーと気候政策に関する常設委員会の設置が検討され得る。短・中・長期的な気候・エネルギー目標を議会に提案することが、委員会の目的のひとつとなるだろう。このようにして、どの時点でどの程度の排出量削減を達成すべきか、また、再生可能エネルギーの割合や、送電網の拡大、蓄電技術の研究、エネルギー効率の上昇をどのように促進できるか、といった点が決定される。委員会は、研究におけるギャップや実行時の欠陥を特定する上で積極的な役割を果たすことになる。倫理委員会は透明性強化の必要性を認識し、エネルギーシフト担当議員の任命を求めた。
しかし、これでは政策目標を「監視、コントロール」する役割を担うにとどまる。しかし、委員会はこれらの目標達成への道筋だけではなく、実現可能な多数のオプションを連邦議会へ提案する役割を担うことが重要である。連邦議会は、この上で、国民的議論を経た後に政策を決定し、法制化するのである。

実現可能なオプションに関する議論が、国民的学習プロセスにおいて必須である。これは、政策目標を分かりやすく説明するだけではなく、政策決定の透明性と正当性を強化することにもなるのである。
さらに、再生可能エネルギーのコスト推移等の重要なデータの収集や、米国エネルギー・モデリング・フォーラム（EMF）に類する、ドイツ・欧州エネルギーモデルにおけるエネルギー政策シナリオの系統的分析に向けた比較研究プロジェクトが、国内のエネルギー政策議論を補足する上で重要になるだろう。社会において広くエネルギー政策決定の正当性が確保され、また長期にわたって政策の安定性を維持するためには、透明性の高い情報プロセスが不可欠である。

透明性と科学的モニタリングに関する具体的なオプション：
- エネルギー・気候保護専門家による常設委員会の設置
- ドイツの長期的なエネルギーシフトに向けた様々な計画に関するモデル比較の実施

筆者紹介

Dr. Brigitte Knopf（ブリギッテ・クノプフ）
気候変動ポツダム研究所（PIK）緩和シナリオグループのリーダー。欧州、ドイツを専門分野とする。

Hendrik Kondziella（ヘンドリク・コンヅィエラ）
ライプツィヒ大学インフラストラクチャー・資源管理研究所所属。電力市場のモデリングを専門分野とする。

Dr. Michael Pahle（ミヒャエル・パーレ）
気候変動ポツダム研究所（PIK）所属。電力市場投資を専門分野とする。

Mario Götz（マリオ・ゲッツ）
ライプツィヒ大学インフラストラクチャー・資源管理研究所所属。電力市場のモデリングを専門分野とする。

Prof. Thomas Bruckner（トーマス・ブルックナー）
ライプツィヒ大学にて、Vattenfall Europeにより設置された「エネルギー政策と持続可能性」に関する教授職に就き、同大学インフラストラクチャー・資源管理研究所専務理事を務める。

Prof. Dr. Ottmar Edenhofer（オットマー・エーデンホーファー）
気候変動ポツダム研究所副所長を務め、ベルリン工科大学で気候変動経済学の教授として教鞭をとる。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第３作業部会の共同議長。

謝意

電力送電網に関してアドバイスを頂いたWolfgang Neldner（NeldnerConsult）、また欧州内統合に関する章で協力を頂いたFabian Joasの各氏に御礼申し上げます。さらに、多くの貴重なコメントを与えてくれたEva SchmidとChristian Flachsland、またDorothe Ilskensのサポートに感謝いたします。

ISBN 978-3-86872-889-7

経済・社会政策部による出版物一覧

経済政策
金融市場規制：
危機の教訓と今後の課題
WISO direkt

経済政策
世界経済不均衡の原因、危険性と是正
WISO Diskurs

持続可能な構造政策
脱原発の取り組み開始
ドイツの脱原発へのエネルギー政策シナリオ
WISO Diskurs

ヨーロッパ経済・社会政策
国債に対する不信とはユーロ危機ではない
WISO direkt

課税政策
段階的な社会保険料金：
従業員の負担減か、低賃金部門の固定化か
WISO Diskurs

中小企業ワークグループ
財務における従業員参加の実質的向上を
WISO Diskurs

消費者政策対話チーム
消費者の求める政策とは何か
WISO direkt

消費者政策対話チーム
公正な商取引のチャンス
食料品部門の社会的規格に対する消費者の知識と受容
WISO direkt

革新的交通政策ワークグループ
旅客輸送法改革：
持続可能な総合的地方交通の今後
WISO Diskurs

都市開発・建築・居住ワークグループ
社会的都市プログラム：
未来の街のためのスマートな都市建設促進
WISO Diskurs

社会政策対話チーム
年金受給開始年齢の 67 歳への引き上げに関する賛否両論
WISO Diskurs

社会政策対話チーム
稼得減退年金：
改革の必要性と選択肢
WISO Diskurs

社会政策対話チーム
社会的健康経済：
健康の増進、業務・労働の向上、質的な成長を目指す
WISO direkt

労働・資格対話チーム
ドイツにおける公的助成による正規雇用：
最新の政策とプログラムとコンセプト
WISO Diskurs

労働・事業所・政策対話チーム
ドイツにおける企業共同決定の将来：
政策プロセスの理由なき停滞
WISO Diskurs

サービス作業チーム
未来に責任を負うサービス：
新しいサービス政策の提唱
WISO Diskurs

移民・統合対話チーム
移民社会ドイツの移民家族
WISO direkt

女性・ジェンダー研究
介護／ケアに関するジェンダー政策
ヨーロッパ諸国の状況を参考に
WISO Diskurs

これらの出版物は下記サイトで全文をご覧頂けます（ドイツ語）。

www.fes.de/wiso