

参考資料（海外調査関連）

- (1) 再生可能エネルギー電力100%に向けたシナリオに係る文献調査
 - 1) 海外都市
 - ・パリ
 - ・フランクフルト
 - ・バンクーバー
 - ・濟州島
 - 2) 大学・国際機関による研究結果

- (2) 再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文献調査

- (3) 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査

- (4) 海外都市調査：深掘り調査項目
 - ・パリ
 - ・フランクフルト

(1) 再生可能エネルギー電力100%に向けたシナリオに係る文献調査

1) 海外都市

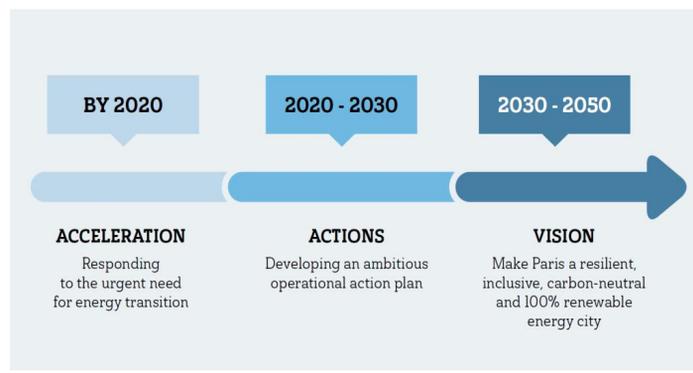
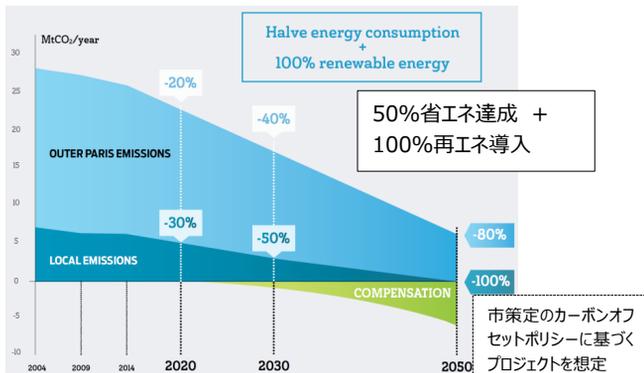
パリ市「Plan Climat Air Energie territoriale (PCAET:気候・大気・エネルギー地域計画)」

2050年までのカーボンニュートラルと100%再エネの実現を目指して、2018年3月にパリ市議会が採択した計画。エネルギー、建物、運輸、食品、廃棄物の各分野に関する500余りの自治体の施策が盛り込まれる。

- **背景・目的** フランスでは、「グリーン成長のためのエネルギー転換法 (LTECV)」に基づき、納税者が2万人超の市町村広域連合は、エネルギー・気候政策の枠組み文書となる計画を策定することが義務付けられている。本計画は、2018年3月にパリ市議会が採択した持続可能な開発にかかる地域計画で、2100年までに気温上昇を1.5°Cに抑え、2050年までにカーボンニュートラルかつレジリエントな都市を目指す道筋を開くものとされる。
- **計画の位置づけ** 計画期間を、2020年までの「促進 (Acceleration)」、2020～30年の「行動 (Actions)」、2030～50年の「構想 (Vision)」の3つに分けてマイルストーンを設定。エネルギー転換には時間がかかるとして、2030～50年の「構想」期間は、本計画を通じてパリ市民と事業者**に強力なメッセージを送る、長期的な戦略的選択を提案するもの**とされている。
- **計画実現に向けた施策** 本計画には、エネルギー、建物、運輸、食品、廃棄物等の各分野における500あまり自治体の施策が盛り込まれており、家屋のリノベーションと交通機関の利用削減を重点施策とした省エネ施策も含まれる。加えて、**意欲的な目標達成のため、パリ市が施行する様々な政策に気候課題を統合することや、他の分野の行動計画との本計画の紐づけにも言及**。

図 パリ市計画における温室効果ガス排出削減の経路

図 パリ市「気候・大気・エネルギー地域計画 (PCAET)」における3つのマイルストーン



2050年に、域外排出を含めたカーボンフットプリントを2004年比で80%削減

マイルストーンごとの目標を設定して、100%再エネ都市の実現を目指す計画

2050年の再エネ比率100%目標のうち、20%分を太陽光や地中熱等の地産エネルギーで賄う目標を設定。残りを周辺地域から買い取る計画としているが、具体的なエネルギー源別の数値に言及はなし。

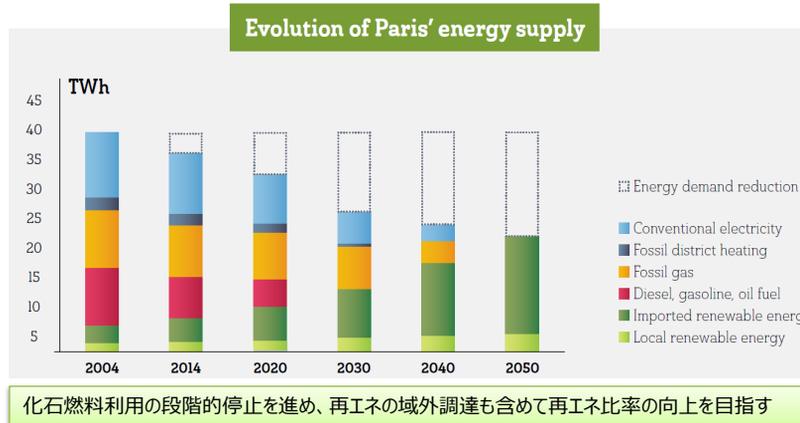
- **再エネ導入計画** 2017年に17%であった市内における再エネ比率を、計画のマイルストーンごとに拡大する比率目標を設定。2030年以降は、そのうち地産の再エネに関する比率目標も設定。但し、計画では具体的なエネルギー源別の数値に言及なし。
 - ✓ 100%の再エネ供給目標のため、**2050年までにエネルギー需要の50%削減するとともに、再エネ目標のうち20%分を地産の太陽光と地中熱等から調達し、残りを周辺地域から買い取ることを計画**
 - ✓ 都市暖房網の熱源の再エネ転換を促進し、再エネ比率を2030年までに75%、2050年までに100%を目指す
 - ✓ 域外からの再エネ調達の確保に向けて、地方自治体との地域パートナーシップや市街の再エネ発電開発への投資を徐々に進めている段階。2020年以降は、農村地域との共同プロジェクトや、パリ周辺地域における再エネプロジェクトに対して財務面/技術面の支援を提供する予定
 - ✓ **再エネ比率100%達成による費用対効果等の分析については、計画上で言及なし**

表 パリ市の2050年までの省エネ目標・再エネ比率目標

年	省エネ目標 (2004年比)	再エネ比率目標
2014年		17% (実績)
2020年		25%
2030年	35%削減	45% (うち地産10%含む)
2050年	50%削減	100% (うち地産20%含む)

2050年までに50%の省エネを達成しつつ、再生可能エネルギー比率100% (うち地産分20%を含む) 目標を達成する計画

図 パリ市のエネルギー供給計画



(出典) City of Paris, "Paris Climate Action Plan, Towards a Carbon Neutral City and 100% Renewable Energies", (2018) より作成

2050年までの再エネ100%達成に向けて、具体的なエネルギー源別の目標はないものの、域内についてはポテンシャルの高いエネルギー源として、太陽光と地中熱利用を明示。

- **域内の再エネポテンシャル (太陽光)** パリ市は平均日照時間が比較的長い (2017年は1,600時間超) ため、稼働中の太陽光パネルの面積は50,000m²を超えており、再エネ開発の要の存在。但し、100%再エネを実現するためには、2050年までに、パリの屋根の20%近くに太陽光発電設備を設置する必要があると試算。実施もしくは、検討されている施策の例は以下のとおり。
 - ✓ 自宅屋根への太陽光発電の設置可能性を試算するためのツール提供 (Solar Cadastre、太陽光屋根台帳)
 - ✓ 大規模太陽光発電プロジェクトの規制上の障害を軽減することの検討
 - ✓ 太陽光発電プロジェクト実施の市民再生可能エネルギー協同組合の設立支援 など
- **域内の再エネポテンシャル (熱利用)** パリ市は地中熱のポテンシャルが高い地域であり、エネルギー貯留・回収とあわせ、ビルの冷暖房を供給されるために活用される。計画では、2050年までに330GWhを追加するために、地熱井の採掘を継続する意向。あわせて廃棄物焼却やコンピューターサーバー等による排熱回収を行い、熱供給網への供給等による回収量を増加する計画。
- **域外からの再エネ調達量** 2050年までに再エネ100%を達成するため、パリ市は、域外の再エネ生産の資金調達に関して支援および貢献することが必要とされている。2050年までにパリ市内の100%をカバーするためには、以下のような再エネ生産の開発に参加することが必要と試算している。
 - ✓ 2050年までに50km²相当の太陽光パネル
 - ✓ 2050年までに3,000基相当の風力発電
 - ✓ 2030年代までに9TWh相当のバイオガス

(出典) City of Paris, "Paris Climate Action Plan, Towards a Carbon Neutral City and 100% Renewable Energies", (2018) より作成

フランクフルト市「Masterplan 100% Climate Protection (100%気候保護基本計画)」

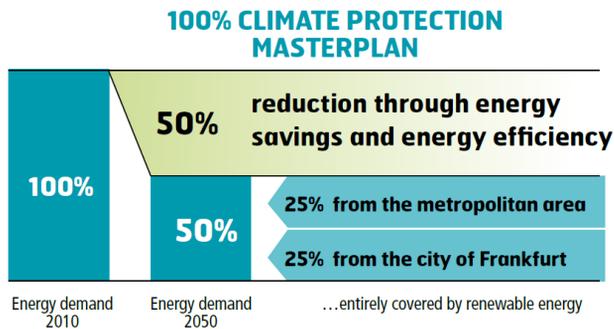
フランクフルト市は、2015年に、2050年までに最終エネルギー消費を50%削減し、残りの需要を再生可能エネルギーで賄うためのビジョンとなる「100%気候保護基本計画」を採択。

■ **背景・目的** フランクフルト市は、2012年3月1日に、2050年までの100%再エネの実現を決定。2015年には、2050年までに最終エネルギー消費を50%削減し、残りの需要を再生可能エネルギーで賄うためのビジョンとなる「Masterplan 100% Climate Protection (100%気候保護基本計画)」を採択。

■ **計画実現に向けたエネルギー見直し**

- ✓ 熱、電力、運輸部門における詳細な需要分析を行い、2050年までのエネルギー見直し (Energy Concepts) を作成
- ✓ 部門ごとの省エネポテンシャル及び再エネの利用可能性のシナリオ分析を行い、その結果を都市全体の2050年に向けた取り組みのロードマップに反映

図 フランクフルト市「100%気候保護基本計画」の全体像



2050年に、エネルギー消費を2010年比で50%削減し、フランクフルト市内の再エネで半分、周辺地域 (Rhine-Main地方) の再エネで半分を賄う計画

(出典) CLER, "Cities Heading Towards 100% Renewable Energy by controlling their consumption", (2018) より作成

図 「100%気候保護基本計画」のエネルギー見直し (需要分野別省エネ可能性)



家庭、サービス業、工業、運輸部門における2050年までの省エネ可能性をシナリオ分析

(出典) フランクフルト市, "Masterplan 100% Climate Protection, General Concept, Summarised version", (2017) より作成

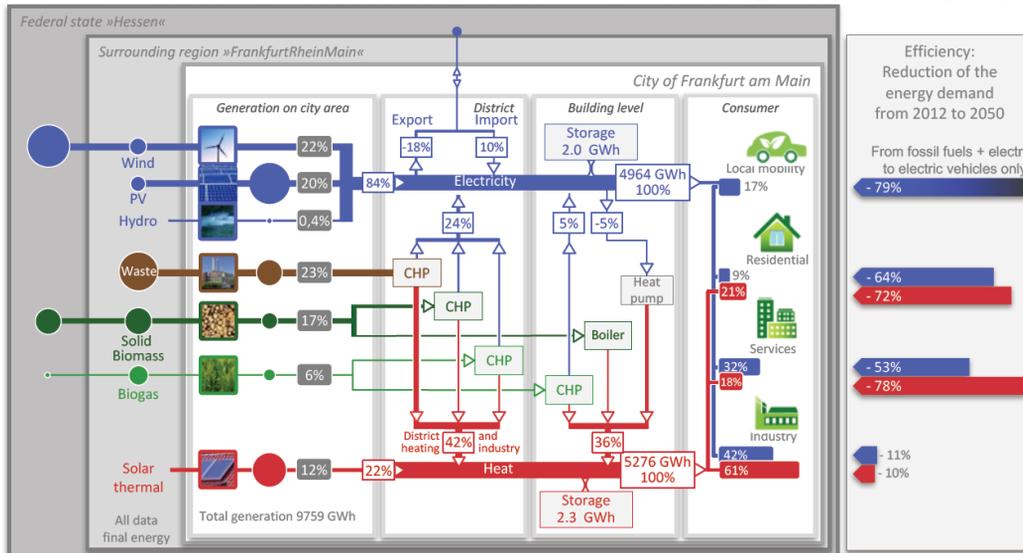
フランクフルト市「Masterplan 100% Climate Protection (100%気候保護基本計画)」

「100%気候保護基本計画」に含まれる研究機関によるシナリオ分析では、フランクフルト市内および周辺地域での再エネを組み合わせることで、2050年に再エネ100%を達成できるシナリオを提示。

■ **エネルギー見直しの研究結果** 2015年に策定された「100%気候保護基本計画」に含まれる研究では、熱、電力、運輸部門に焦点を当ててシナリオ分析を行った結果、省エネと、フランクフルト市内の再エネ (主に太陽光、太陽熱) と周辺地域 (Rhein-Main地方、Hessen州) の再エネ (主に風力、バイオマス) を用いて、100%再エネが達成できるシナリオを作成。

- ✓ 但し、シナリオ分析の詳細については、現時点で公開情報の水準も含めて調査中

図 フランクフルト市の推奨目標エネルギーシステムシナリオに基づく2050年のエネルギーシステム構造 (Fraunhofer ISEとの協力により策定)



フランクフルト市内と周辺地域 (Rhine-Main地方、Hessen州) の再エネ源を含み合わせて市内のエネルギー供給100%を達成するシナリオ

(出典) Fraunhofer-IBP, "Masterplan 100% Klimaschutz - Frankfurt am Main - Generalkonzept", (2015) より作成

バンクーバー市「Renewable City Strategy（再生可能都市戦略）」

バンクーバー市は、2015年公表の「再生可能都市戦略（Renewable City Strategy）」で、2050年までにエネルギー利用を100%再生可能エネルギー起源とするための戦略的アプローチと優先項目を設定。

- **背景・目的** バンクーバー市は、2050年より前に100%再生可能エネルギー達成の目標を掲げた「再生可能都市戦略」を2015年に採択。2011年7月に採択された2020年までの「Greenest City 2020」の目標を引き継ぎ形で、100%再生可能エネルギー目標の達成により、経費を節減し、より健全な環境のもとで経済の向上を目指している。
- **目標達成に向けた戦略的アプローチ**
 - ✓ 目標達成に向けて、省エネルギー、再生可能エネルギー利用拡大に関する3つの戦略的アプローチを設定
 - ✓ 主な温室効果ガスの排出源である建物部門、運輸部門のエネルギー需要家を主なターゲットに設定し、省エネルギーの取組とともに、再生可能エネルギーへの転換を支援するための優先項目をとりまとめている

表 バンクーバー市「再生可能都市戦略」の目標

目標①	2050年までにバンクーバーでの使用エネルギーを再生可能エネルギー100%とする
目標②	2050年までに温室効果ガス排出量を2007年比80%削減する

表 バンクーバー市「再生可能都市戦略」の主なターゲット

主な温室効果ガスの排出源である建物部門と運輸部門のエネルギー需要家を主なターゲットとして、エネルギー転換を支援

表 バンクーバー市「再生可能都市戦略」の3つの戦略的アプローチ

アプローチ	施策
エネルギー使用量の削減	・最も費用対効果の高い方法である、先進的な省エネとエネルギー効率化プログラム
再生可能エネルギー使用量の引き上げ	・既に利用可能な再生可能エネルギー使用形態への転換 ・限界まで使用するための既存インフラ改修
再生可能エネルギー供給量の引き上げ	・屋根設置型太陽光発電量の増加 ・運輸部門におけるバイオ燃料供給増

建物部門	<ul style="list-style-type: none"> ・電力分野： 大規模・小規模水力、太陽光、風力発電への転換 ・冷暖房分野： バイオメタン、ヒートポンプ、再生可能電力、または再生可能廃棄物（バイオメタン、廃材等）起源の熱供給への転換
運輸部門	<ul style="list-style-type: none"> ・バイオ燃料、再生可能電力を使用した水の電気分解による水素製造、バイオメタン、再生可能電力への転換

(出典) City of Vancouver, "Renewable City Strategy, 2015-2050", (2015) より作成

バンクーバー市「Renewable City Strategy（再生可能都市戦略）」

バンクーバー市は、再生可能都市戦略で、建物部門や運輸部門における50%超の省エネルギーの達成と、再生可能エネルギーへの燃料転換により、2050年までに再生可能エネルギー100%達成をする計画を提示。

- **再生可能エネルギー導入計画** 戦略では、2014年に59.3百万GJであった年間総エネルギー使用量を、2050年に38.3百万GJまで削減するとともに、再生可能エネルギーの使用量、供給量を増加させることで再生可能エネルギー100%を達成する道筋を提示。2014年時点で、建物部門の電力利用に占める非再生可能エネルギーの割合はわずかであるため、建物部分（暖房利用）と運輸部門の燃料転換が主な課題。

図 バンクーバー市における2014年のエネルギー使用実態

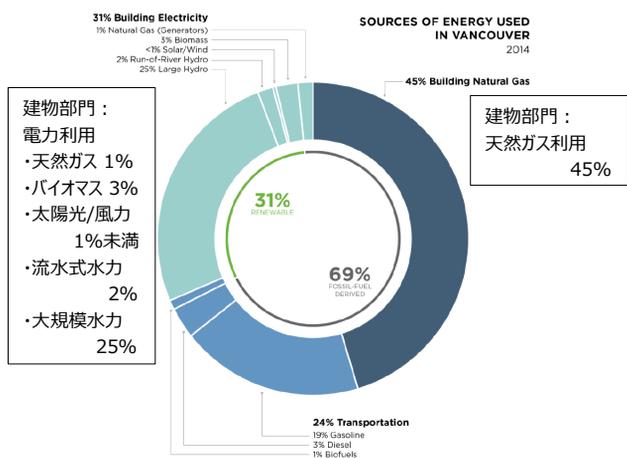
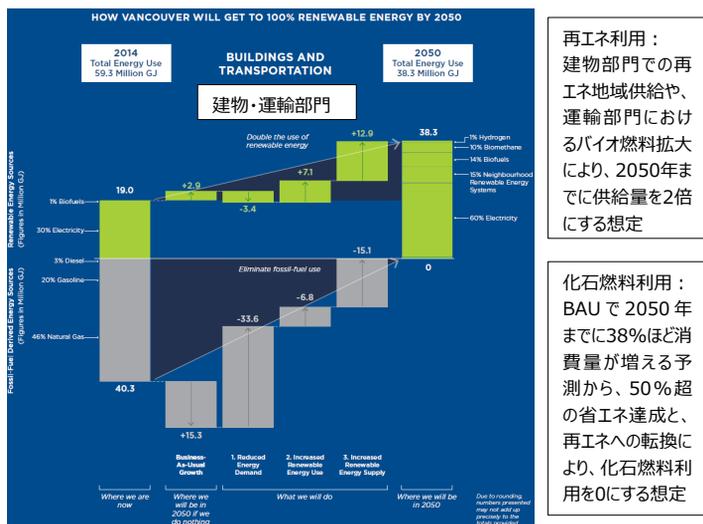


Figure 1 - Vancouver Community Wide 2014 Energy Use (directly recorded and modelled)

エネルギー使用の76%が建物における電力及び天然ガスの利用、残り24%が運輸部門における利用。再生可能エネルギー比率は、全体の約31%

図 バンクーバー市が2050年までに100%再生可能エネルギーを達成する想定



再生可能エネルギー利用：
建物部門での再生可能エネルギー地域供給や、運輸部門におけるバイオ燃料拡大により、2050年までに供給量を2倍にする想定

化石燃料利用：
BAUで2050年までに38%ほど消費量が増える予測から、50%超の省エネ達成と、再生可能エネルギーへの転換により、化石燃料利用を0にする想定

建物・運輸部門で大幅な省エネを達成した上で、再生可能エネルギーへの転換を進める計画

(出典) City of Vancouver, "Renewable City Strategy, Executive Summary: Achieving 100% Renewable Energy for Vancouver", (2015) より作成

(出典) City of Vancouver, "Renewable City Strategy, Executive Summary: Achieving 100% Renewable Energy for Vancouver", (2015) より作成

バンクーバー市「Renewable City Strategy（再生可能都市戦略）」

バンクーバー市は、特に建物部門への再エネ供給増加に向けて、既存の地域供給エネルギーシステムの再エネへの転換とともに、新たな「再生可能地域供給エネルギーシステム」の開発を計画している。

- **域内の再エネポテンシャル** バンクーバー市では、戦略策定時点において、系統電力の大部分をBC Hydro社による水力発電により供給されており、既に現行の規則により非再エネ電源（天然ガス）による供給比率が制限されている。建物部門における再エネ供給増加に向けては、冷暖房分野における天然ガスからの燃料転換が重要で、戦略では「再生可能地域供給エネルギーシステム」による熱供給サービスエリア拡大を計画している。

表 「再生可能都市戦略」で掲げられた建物部門の再エネ供給増加に向けた施策

●新たな「再生可能地域供給エネルギーシステム」

- 地域供給エネルギーシステムは、サービスエリアの複数の建物に対して、セントラル空調（冷暖房）、給湯を供給
- 下水廃熱等のエネルギー源を利用し、化石燃料の使用を削減
- 目標達成に向けた2020年までの短期的取組として、以下の3施策を実施
 - ・ パートナーと協力し、既存の2蒸気熱供給網を再エネ源に転換
 - ・ パートナーと協力し、4つの再エネ地域供給システムを新規開発
 - ・ 再生可能エネルギー戦略を策定し、実行に移す

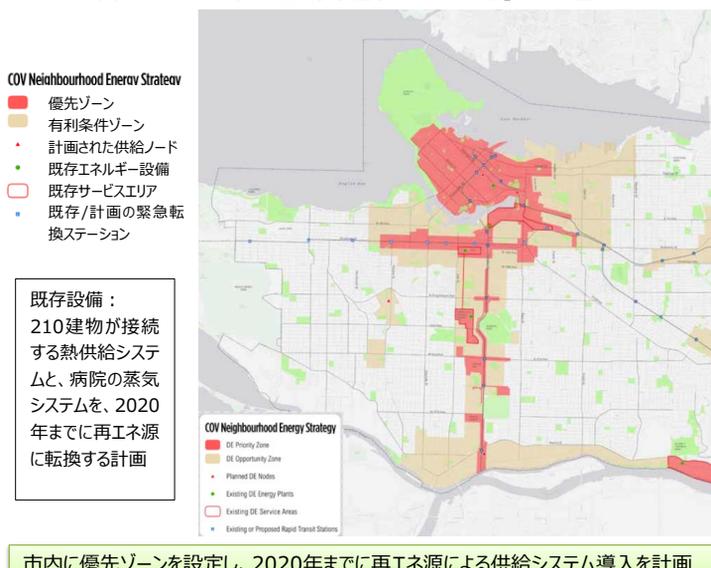
●オンサイト再生可能エネルギー発電/熱生産設備

- 地域再生可能エネルギーシステムからの供給を受けるメリットが十分でない、建物が低密度の地域については、オンサイト再エネ発電/熱生産（太陽光発電、ヒートポンプ等）を活用
- 広範囲にわたる太陽光発電の設置は、市の再エネ目標に必ずしも必要ではないが、レジリエンス向上等につながると評価

●再生可能エネルギー起源の系統供給電力の増加

- バンクーバー市だけでなく、地域全体の系統接続レベルの再生可能発電の増加（現在の電力需要量から約20%増加）

図 バンクーバー市の「地域供給エネルギーシステム」サービスエリア



(出典) City of Vancouver, “Renewable City Strategy, 2015-2050”, (2015) より作成

バンクーバー市「Renewable City Action Plan（再生可能都市行動計画）」

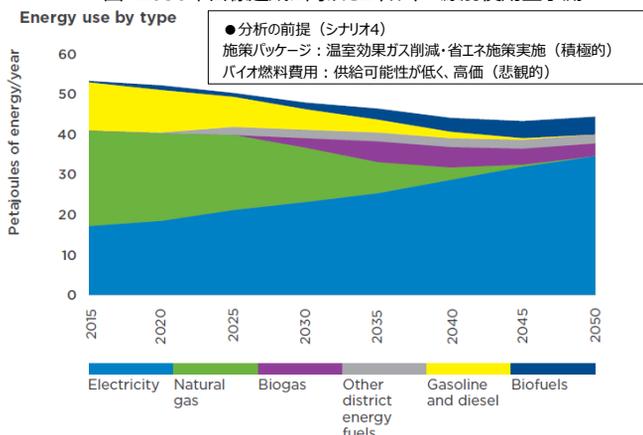
バンクーバー市が2017年に公表した「再生可能都市行動計画（Renewable City Action Plan）」では、市内のエネルギー需要に対する理解を深める目的で、外部機関に委託した経済モデル分析結果を公表。

- **背景・目的** バンクーバー市は、「再生可能都市戦略」で掲げた目標達成に向けた10年間のロードマップとなる「再生可能都市行動計画」を、2017年に公表した。本行動計画には、中長期的目標に加えて、建物、運輸および廃棄物の主要な3部門における施策が、短期（2年以内）、中期（2～4年）、長期（5年）、実施中に分類されて整理されている。

■ 行動計画の参考資料となる経済モデル分析結果

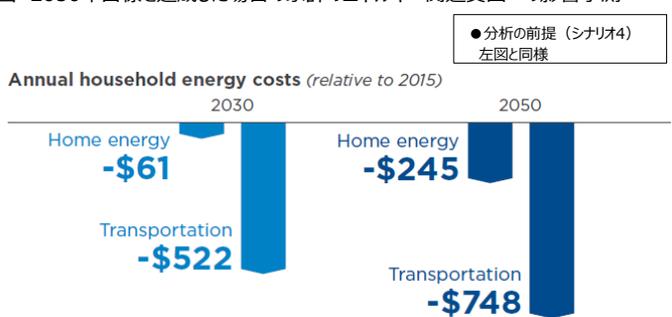
- ✓ 2050年の再エネ100%目標達成に向けて、前提とする施策パッケージやバイオ燃料のコスト/利用可能性に関する前提条件に応じて4シナリオを設定した経済モデル分析を実施（BC Hydro社及びNavius社にバンクーバー市が委託）。
- ✓ 2050年までのエネルギー源別のエネルギー使用量の推移や、家庭における年間エネルギー費用を試算した結果を公表。

図 2050年目標達成に向けたエネルギー源別使用量予測



段階的に天然ガスとガソリン/軽油の使用量が減る一方で、電力使用量が増加と予測

図 2050年目標を達成した場合の家計のエネルギー関連支出への影響予測



- 年間エネルギー関連支出を、2015年と比較した場合に以下のとおり予測
 - 2030年：住宅関連 61カナダドル削減、運輸関連 522カナダドル削減
 - 2050年：住宅関連245カナダドル削減、運輸関連 748カナダドル削減

⇒計画の達成による大幅な省エネ効果と炭素税費用の低減が削減要因

(出典) City of Vancouver, “Renewable City Action Plan, Economic modelling Results”, (2017) より作成

济州島特別自治道「济州カーボンフリーアイランド（Carbon-Free Island JEJU by 2030）」

济州は特別自治道として、地方分権の保証、行政の規制緩和、国際基準の適用などを通じた国際自由都市造成を目的とした自治権があり、他の地方自治体と異なる制度的基盤を有している。

- **概要** 2006年7月の特別自治道発足後、ここ10年の間に4,537件の中央権限が移譲されて济州型自治制度を構築している。この制度により観光産業をはじめとする教育や医療産業、グリーン一次産業、先端産業など、济州地域の中心産業の育成と環境にやさしい産業発展の土台を築き、国際化と地方分権の主導的モデル都市を具現している。

図 济州島の位置



表 济州の一般現況

面積	1,850.1km ² (韓国全土の1.8%) ・東西約 73.7km、南北約41.0km ・海岸線 551.78km、一周道路176.07km
人口	69万2,032人 (2018年)
財政規模	5兆2,851億ウォン (2019年基準) (約4,757億円 ^注)
産業構造	一次産業: 11.7% 二次産業: 18.8% 三次産業: 69.6% ※2017年暫定
地域内総生産	18兆227億ウォン (2017年暫定)
観光	旅行者数: 1,431万人 (2018年) 観光収入: 5兆5,718億ウォン (2017年暫定) (5,015億円 ^注)
気候	2018年平均気温: 济州市 16.6°C 2018年平均降水量: 济州市 1,769.5mm

注: 1ウォン = 0.09円で換算

(出典) 济州島特別自治道、济州観光公社のホームページより作成

(出典) 济州島特別自治道「济州が知りたい」(2019)より作成

济州島特別自治道「济州カーボンフリーアイランド（Carbon-Free Island JEJU by 2030）」

2013年に、济州島特別自治道は、2030年までの再生可能エネルギー100%達成を目標に含む「济州カーボンフリーアイランド」のロードマップを公表。再生可能発電設備を4,085MW導入する目標を設定。

- **背景・目的** 济州島特別自治道は、2013年に、「济州カーボンフリーアイランド（Carbon-Free Island JEJU by 2030）」のロードマップを公表した。济州島は、UNESCOにより生物圏保存地域、世界自然遺産、世界ジオパークの3つの指定を受けた世界最初の地域で、自然資源（風力、太陽光）にも恵まれている。その上、電気自動車により1回の充電で島内を走行できる広さであり、低炭素産業の構築にも最適な条件を有していることが背景にある。

■ 目標

- ✓ 本計画では、「クリーン：济州島の自然環境との調和」、「安定性：エネルギー需給構造の安定性」、「成長：島民誘導型の産業体系の革新」の3つのコアバリューを踏まえ、2030年までの再生可能エネルギー100%達成などの4つの政策目標を掲げている。
- ✓ 2030年までに陸上風力、洋上風力、太陽光などの再生可能エネルギー発電設備を4,085MW導入する目標を設定。

図 「济州カーボンフリーアイランド」の4政策目標

1) 再生可能エネルギー100%	再生可能エネルギー発電（風力、太陽光、その他）設備容量4,085MWを導入
2) 電気自動車の普及	環境にやさしい電気自動車に島内の運行車両37.7万台を置換
3) エネルギー需要管理の高度化、効率化、省エネ	エネルギー原単位 (toe/1万ウォン) を2019年の0.090から、2030年に0.071まで削減
4) エネルギー融合/複合新産業をリード	再エネ、電気自動車、需要管理及び新産業関連で直接・間接雇用を7.4万件創出

図 「济州カーボンフリーアイランド」による温室効果ガス排出削減目標



表 「济州カーボンフリーアイランド」が目指す経済誘発効果

	2019年	2030年
生産誘発効果	5,400億ウォン	85,000億ウォン
付加価値誘発効果	1,800億ウォン	28,000億ウォン
雇用誘発効果	4,600億ウォン	77,000億ウォン

(出典) 济州島特別自治道ホームページ (www.jeju.go.kr/group/part29/power.htm) より作成

「濟州カーボンフリーアイランド」では、3段階に分けてプロジェクトを進めて、2030年までのカーボンフリーアイランド化実現を計画。再生可能エネルギー発電と電気自動車の導入を並行して進めることを想定。

■ 第1段階（2017年）：加波島のカーボンフリーアイランド化

- ✓ 濟州島の南に位置する人口177名の加波島の電力を、ディーゼル発電から風力発電及び太陽光発電に切り替え。
- ✓ 天候の悪化時に備え、電気自動車を含むスマートデバイスに余剰電力を蓄電し、100%再生可能電力による調達を達成。

■ 第2段階（2020年）：濟州島の電力の50%を再エネ化

- ✓ 2020年までに洋上風力発電を1GW、陸上風力発電を350MW、太陽光発電を30MW設置。
- ✓ 2020年までに島内の車両の40%（135,000台）の電気自動車導入。

■ 第3段階（2030年）：濟州島をカーボンフリーアイランド化

- ✓ 2030年までに洋上風力発電を2GW、太陽光発電を100MWまで拡大。
- ✓ 電気自動車の利用台数を377,000台まで拡大し、島内に225,000ヶ所の充電スタンドを設置。

図 濟州島における電力供給力構成（2016年）
※2017年12月策定「第8次・長期電力需給基本計画」の数値

再エネ	380MW	25.6%
石油	706MW	47.5%
HVDC	400MW	26.9%
計	1,487MW	

2016年末時点で、濟州島と本土の海南間は、直流送電（±180kV）海底ケーブルで連系。連系線の増強が計画されている段階。

（出典）産業通商資源部（MOTIE），“The 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand”，（2017）より作成

図 「濟州カーボンフリーアイランド」での再生可能エネルギー普及計画



（出典）昔宣希，「韓国の地域分散型再生可能エネルギー普及のための取り組み：濟州島のカーボンフリーアイランド事業を中心に」（2017）より作成

(1) 再生可能エネルギー電力100%に向けたシナリオに係る文献調査

2) 大学・国際機関による研究結果

1

IRENA「Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition) (世界的なエネルギー転換：2050年に向けたロードマップ)」
【0.概要】

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が策定した 2050年に向けたエネルギー転換のロードマップ。

■ 背景

気候変動の低減や持続可能な成長を実現するために、世界的なエネルギー転換が進行している。気温上昇を抑制するためには、各国政府はパリ協定での排出削減目標（NDC：Nationally Determined Contribution）を含む現行の政府計画を前倒しで達成し、エネルギー転換を早急に進める必要がある。

■ 本報告書の位置づけ

本報告書は、[長期的な脱炭素化シナリオ、世界的なエネルギー転換に関する技術的な実現可能性や社会経済的便益についてのIRENAによる報告書](#)の最新版である。

本報告書では、長期的な脱炭素化の鍵を再生可能エネルギー由来の電化の進展と述べている。基準シナリオとREmapシナリオ^(注)に基づく、エネルギー転換による社会経済的便益の分析結果から、エネルギー転換は社会経済的便益が大きいと評価し、エネルギー転換に向けた早急な政策を促している。

■ エネルギー転換の実現に向けた対応

エネルギー転換を実現するためには、再生可能エネルギーの導入・省エネルギーの向上・電化の促進の3点が重要である。主要な対策は以下のとおり。

- ✓ 変動性再生可能エネルギーに対応した電力システムの整備
- ✓ 電力システムのデジタル化
- ✓ 運輸や熱利用における電化の加速化
- ✓ 再生可能エネルギー由来水素の拡大
- ✓ 早急な政策措置の必要性

注) 基準シナリオ・REmapシナリオ

	内容
基準シナリオ	NDCを含む、各国で策定されている現行の政策、及び計画されている政策に基づくシナリオ。
REmapシナリオ	工業化以前と比較した気温上昇として、2℃を十分に下回る水準を達成するためのシナリオ。 再生可能エネルギーや省エネルギーといった低炭素技術の導入、世界的なエネルギー転換を考慮して設定。

2

エネルギー起源CO2排出量削減の主要な解決策は、低コストの再生可能エネルギー由来電力の拡大と電化の促進である。

CO2排出削減量の水準

2℃目標を達成するためには、現行水準と比較して、**2050年までにエネルギー起源CO2排出量を70%削減する必要があり**、排出量削減分の75%は、再生可能エネルギーや電化によって達成される（図1）。

電化の促進と再生可能エネルギー由来電力の導入拡大

最終エネルギー消費に電力が占める割合は現行（2017～2018年）の20%から2050年までに約50%に増加する。発電電力に占める**再生可能エネルギー由来の電力比率は、現行の25%から2050年までに86%に増大し、そのうち太陽光発電と風力発電が6割を占めると見込まれている**（図2）。

基準シナリオと比較すると、REmapシナリオは70%以上のCO2排出量を削減し、これらの削減分の60%は再生可能エネルギー電化や、熱利用や輸送の電化によって達成される。

- ✓ 運輸部門では、2050年には電気自動車が10億台に達し、再生可能エネルギー由来の電気で稼働する公共交通機関（トラムやバス、電車等）が都市での主な移動手段となる。
- ✓ 建築物部門と産業部門では、冷熱利用の電化として、3億3400万台（現在の16倍）のヒートポンプの普及が見込まれる。

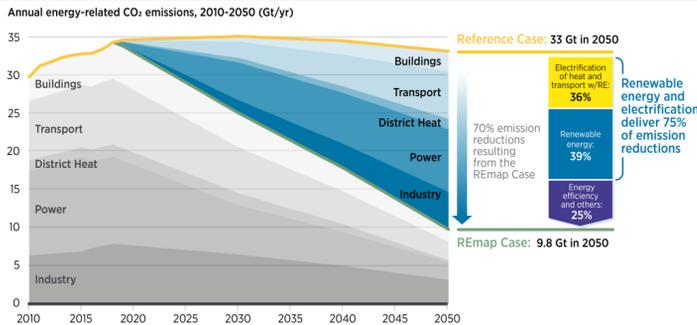


図1 エネルギー起源CO2排出量（2010～2050年）

出所）IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月),p23(Figure 4)

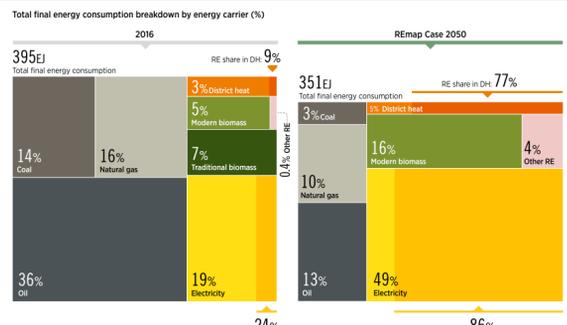


図2 最終エネルギー消費の構成（2016年、2050年）

出所）IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月),p29(Figure 8)

参考：エネルギー転換を達成するために必要なエネルギー関連指標値の見通し

	2010	TODAY (2017/2018)	2030	REMAP CASE 2040	2050	ON/OFF TRACK	IMPLICATIONS
ELECTRIFICATION WITH RENEWABLES							
Share of electricity in final energy consumption (TFEC)	18%	20%	29%	38%	49%	Off track	Focus on electric mobility and electrifying heat in buildings and industry, and on synthetic fuels and feedstocks - see further recommendations below.
Renewable energy share in power generation	20%	25%	57%	75%	86%	Progress	Emphasize solar and wind deployment, but also maximize solid biomass and biogas in the niche applications where they make sense.
Annual solar PV additions	17	109	300	355	360	Progress	Accelerate solar deployment by reinforcing existing policy and market support.
Annual wind additions	31	54	200	210	240	Off track	Plan for wind industry and required logistics to enable accelerated deployment. Consider the large potential of offshore deployment.
Passenger electric cars on the road	<0.5 mln	6 mln	157 mln	745 mln	1166 mln	Progress	Enact measures to support getting electric cars purchasing price down and invest heavily in charging infrastructure.
Heat pumps	20 mln	155 mln	259 mln	334 mln		Off track	Promote public awareness about the advantages of heat pumps and create special lines of finance to project developers that can disseminate the technology.
Hydrogen production with renewable electricity		3 EJ	8 EJ	19 EJ		Emerging	Find the niches where this makes sense today and support commercial-scale pilot projects.
RENEWABLE ENERGY IN END-USES							
Total renewable energy share increase in TFEC relative to today	0.2	0.8	1.2	1.7		Off track	Besides electrification, keep strong focus on solar thermal heating in buildings and liquid biofuels in transport.
Solar thermal collectors	290	675	2000	3800	5800	Progress	Promote public awareness about the advantages of solar thermal and create special lines of finance to project developers that can disseminate the technology.
Transport liquid biofuels	100	130	370	530	650	Off track	Start with long-term, credible blending mandates and increase the use of advanced biofuels for domestic and international shipping and aviation.
ENERGY EFFICIENCY							
Energy intensity improvement rate	2000-2010: 1.2% per year	2010-2017: 2.3% per year	2016-2050: 3.3% per year	2016-2040: 3.3% per year	2016-2050: 3.2% per year	Off track	Promote efficiency standards and efficient appliances and create conditions for project developers that speed deployment of energy efficiency technologies.
Total final energy consumption per capita	51	53	43	41	38	Off track	
ELECTRICITY GENERATION AND CONSUMPTION ASPECTS							
Onshore wind LCOE	80	56	50	45	40	On track	Promote competitive bidding for solar and wind capacity additions and reform market regulation to accommodate these sources
Solar PV LCOE	347	81	58	48	38	Progress	
Smart meters in the residential sector	25%	50%	77%	82%		Progress	Accelerate smart meter installations in existing buildings and mandate their installation in new buildings.
TOTAL FOSSIL FUEL DEMAND							
Oil demand	87	95	60	41	22	Off track	Increase liquid biofuels and electrification in the transport sector. Support pilot projects for bio-refineries and synthetic feedstock used for petrochemicals in industry.
Natural gas demand	3307	3752	4000	3400	2250	Off track	Push renewable hydrogen, solid biomass and electrification in the buildings and industry sectors on top of strong energy efficiency measures.
Coal demand	4963	5357	3190	2000	713	Off track	Stop building new coal power plants and accelerate the retirement of existing coal power facilities. Need for new carbon-free iron making processes.
Total fossil fuel reduction relative to today			-20%	-41%	-64%	Off track	End subsidies for fossil fuels. Support training programmes to retrain displaced workers from fossil fuel industries.
ENERGY-RELATED CO2 EMISSIONS							
Total CO2 reduction relative to today			-27%	-48%	-71%	Off track	Correct market distortion and price the external costs of CO2. Avoid fossil fuel infrastructure stranding by avoiding unnecessary investment in new production and distribution.
Emissions per capita	4.3	4.6	2.9	2.0	1.1	Off track	

図3 2050年に向けたロードマップ（エネルギー転換を達成するためのエネルギーシステムの指標）

出所）IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月),p20-21(Figure 2)

エネルギー転換に必要なエネルギーシステムの追加的コストよりも、化石燃料への補助金削減や気候変動被害のコスト削減等による便益の方が大きい。

■ **エネルギー転換への投資**

エネルギーシステムへの2050年までの累積投資として、REmapシナリオで110兆ドル（基準シナリオより15兆ドル増加）が必要である（図4）。

■ **エネルギー転換によるコストと便益**

総合的にはエネルギー転換にかかるコストよりも便益の方が大きいと試算されている。

- ✓ REmapシナリオでは基準シナリオよりも、気候変動による環境面や健康面での被害の低減や化石燃料への補助金の削減により、2050年までに累積65～160兆ドルのコスト削減（エネルギー転換にかかる追加コスト（21兆ドル）を1とすると、3～7倍）が予測されている（図5）。REmapシナリオでは、化石燃料への補助金削減額が15兆ドル、外部不経済効果の低減として142兆ドル（室内空気汚染57兆ドル、屋外大気汚染39兆ドル、気候変動被害46兆ドル）と推計されている。
- ✓ ただし、これらには再生可能エネルギーの導入や省エネによる副次的な便益（雇用創出やGDP上昇等）は含まれていない。

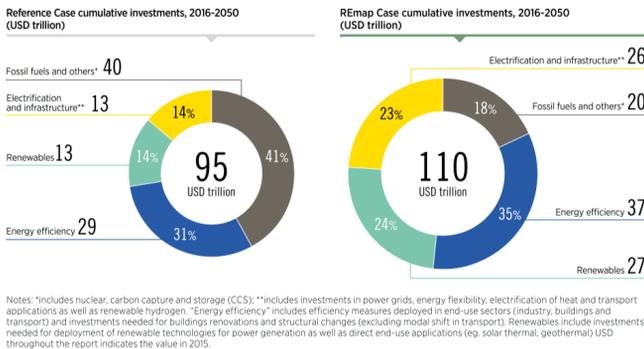


図4 エネルギー転換に必要な投資額の比較
 (左：基準シナリオ、右：Remapシナリオ)

出所) IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月),p31(Figure 10)

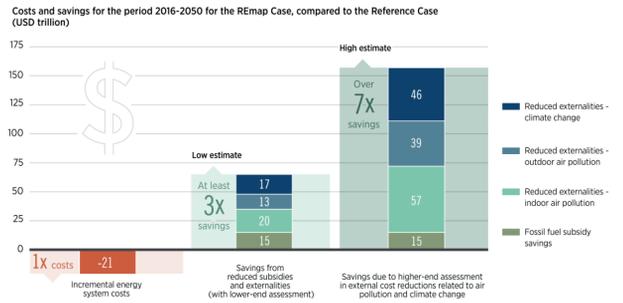


図5 基準シナリオとの比較による、REmapシナリオでのエネルギー転換でのコスト削減額の推計（2016～2050年）

出所) IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月),p33(Figure 11)

エネルギー転換は経済成長や雇用創出等といった社会経済的便益をもたらす。気候変動被害はGDPを低下させるため、CO2排出削減対策を強化しなければGDPへの悪影響はより大きくなる。

■ **エネルギー転換による社会経済的便益**

エネルギー転換により、REmapシナリオでは基準シナリオに比べて、2050年までに世界のGDPが相対的に2.5%増加し、世界の雇用が0.2%増加する（図6）。

■ **エネルギー転換による気候変動被害の低減**

気候変動被害がGDPに与える影響を定量的に評価したところ、気候変動被害はGDPの低下をもたらすことが明らかとなった。

- ✓ 2050年における、基準シナリオと比べたREmapシナリオのGDP相対比 $(GDP_{REmapシナリオ} - GDP_{基準シナリオ}) / GDP_{基準シナリオ}$ は、気候変動被害を考慮する場合は2.5%、気候変動を考慮しない場合は5.3%と差が拡大する。
- ✓ GDPに対する影響は、基準シナリオでは-15.5%だが、Remapシナリオでは-13.2%と小さくなり、**基準シナリオよりもREmapシナリオの方が気候変動被害によるGDPの低下が小さい**（図7）。

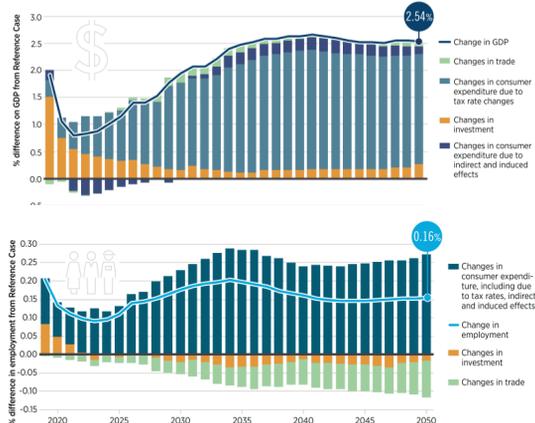


図6 REmapシナリオと基準シナリオのGDP（上段）、雇用指標（下段）の比較
 出所) IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月)
 上段：p.37(Figure 15)、下段：p.39(Figure16)

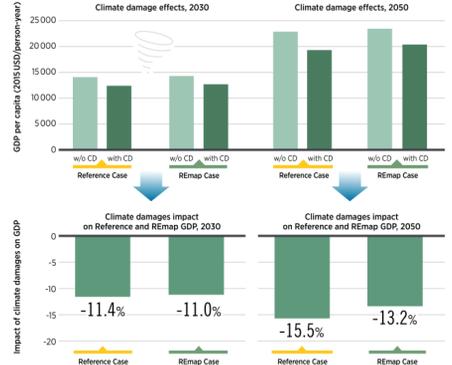


図7 気候変動被害がGDPに与える影響

注) “w/o CD”: 気候変動被害なし。“with CD”: 気候変動被害あり
 出所) IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月),p42(Figure 18)

今後必要な対策として、柔軟な電力システムの整備、電力システムのデジタル化、電化の加速化、再生可能エネルギー由来水素やバイオ燃料の拡大、早急な政策措置が必要である。

今後必要となる主要な対策は以下のとおり。

- **変動性再生可能エネルギーに対応した電力システムの整備**
 変動性再生可能エネルギーの増大に伴い、高度な技術的柔軟性を持つ電力システムが求められている。例えば、柔軟な電力供給、送電、配電、電力貯蔵、デマンドレスポンス（需要応答）、Power to X、電気自動車等である。
- **電力システムのデジタル化**
 人工知能やIoT、ブロックチェーン等のデジタルイノベーションは、電力システムに肯定的な影響をもたらすと見込まれている。変動性再生可能エネルギーに応じた電力システムの柔軟性が求められており、電力供給が増大した際に電力需要を増大させるために必要なスマートメーターやデジタルネットワーク、コネクテッド家電等に可能性がある。
- **運輸や熱利用における電化の加速化**
 電気自動車用の充電インフラ整備への支援が必要である。産業部門や建築物部門における熱利用設備（例えばヒートポンプ）を促進すべきである。
- **再生可能エネルギー由来水素の拡大**
 水素の急速な拡大のためには、①サプライチェーン構築への民間投資の促進に対する政策支援、②再生可能エネルギー由来水素の証明書発行が必要である。
- **バイオ燃料の大規模な製造**
 電化が困難な航空や船舶、長距離輸送、産業プロセスにおいてはバイオ燃料が脱炭素化に向けた主要な選択肢になる。環境的・社会的・経済的に持続可能な方法で、需要を満たす規模のバイオ燃料を製造する必要がある。
- **早急な政策措置の必要性**
 脱炭素化した電力システムの形成のために、挑戦的なエネルギー長期戦略を早急に設定する必要がある。

参考：部門別の対策は以下のとおり。

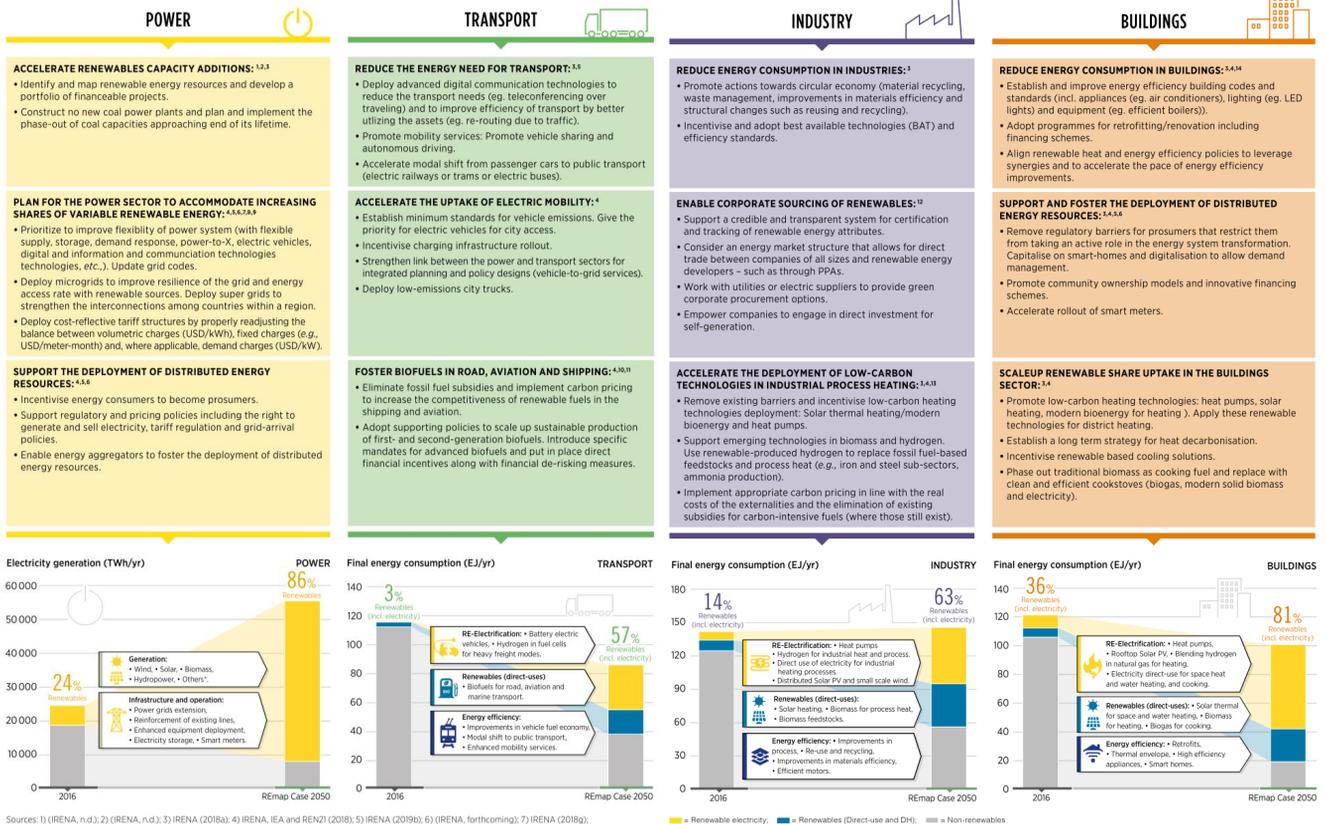


図8 エネルギーシステムの転換に有効な部門別の対策

出所) IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)(2019年4月)p.48-49(Figure 19)

Aalborg Universityが策定したヨーロッパにおける RE100シナリオ。熱と電力システムを中心に扱っている。

■ 本報告書の概要

本報告書では、現行の電力システムでは変動型再生可能エネルギーの増大に対応できないことを指摘し、**モビリティや熱部門とのセクターカップリングの実施と、電力や熱、燃料の各状態での貯蔵システムの構築を提案**している。また、**RE100に向けた9段階のロードマップと、それによる経済的な影響を評価**している。

■ セクターカップリングとエネルギー貯蔵

本報告書では柔軟性のあるエネルギーシステムを構築するために、モビリティと電気、熱の部門のセクターカップリングの実現が必要であると述べている。**ヒートポンプや電力由来燃料、EV等の技術によるセクターカップリングと、電力と熱、燃料のそれぞれにおける貯蔵技術をエネルギーシステムに組み込むことにより、柔軟性を確保**している (図1)。

■ 9段階のロードマップ

RE100に向けて、①基準シナリオ (現行)、②原子力発電の廃止、③省熱エネルギーの実現、④家庭用自動車の80%をEVへ転換、⑤全ての熱需要をヒートポンプで賄う、⑥都市部で熱ネットワークを導入、⑦電化の困難な輸送部門 (船や飛行機等) における再エネ由来メタン等に置換、⑧全ての石炭と石油をバイオガスか天然ガスへ置換、⑨全ての天然ガスを再エネ由来メタン等に置換、の9段階を設けている (図2)。

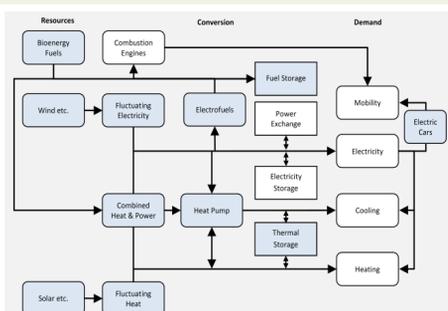


図1 未来のエネルギーシステム

出所) Aalborg University, Smart Energy Europe: From a Heat Roadmap To an Energy System Roadmap (2015年), p. 5(Figure 3) 青枠で囲まれた部分はMRI加筆。

薄い青色で示されている技術によってセクターカップリングや貯蔵を実現している。

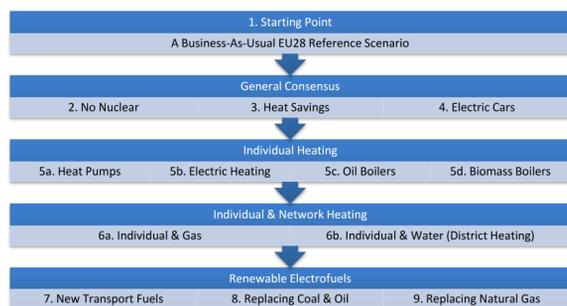


図2 9段階のロードマップ

出所) Connolly, D., Lund, H., & Mathiesen, B. V., Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. (2016), p. 10(Figure 4)

9段階のロードマップでは一次エネルギー供給の多くを再生可能エネルギーとバイオマスに転換し、RE100を達成している。また、その際エネルギーシステム全体における年間コストは増大する。

■ 9段階のロードマップにおけるエネ種ごとの一次エネルギー供給量とCO2排出量の推移

9段階のロードマップでは、2050年に目途に、一次エネルギー供給量のほとんどを再生可能エネルギーとバイオマスに転換することでCO2排出量をゼロにすることを目指している (図3)。9段階の施策を実施した後は、一次エネルギー供給量の8割以上を再生可能エネルギーによる電力が占められており、残りの多くはバイオマスが占めている。

■ 9段階のロードマップの各段階における環境的・経済的評価

基準シナリオと比較して、本報告書に示されている9段階の施策を実施した場合、**一次エネルギー供給量は10%低下、CO2排出量は99%削減、エネルギーシステム全体における年間コストは12%増大すると試算**されている (表1)。

- ✓ CO2排出量の観点では、⑦電化の困難な輸送部門 (船や飛行機等) における再エネ由来メタン等に置換、⑨全ての天然ガスを再エネ由来メタン等に置換、の2つ施策による効果が大きく、それぞれ26%、35%のCO2排出量を削減する。
- ✓ 経済的な観点では、⑨全ての天然ガスを再エネ由来メタン等に置換による影響が大きく、この施策によってエネルギーシステム全体における年間コストが9%上昇する。

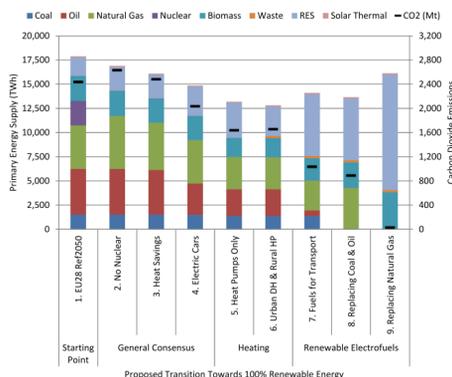


図3 一次エネルギー供給量とCO2排出量の推移

出所) Connolly, D., Lund, H., & Mathiesen, B. V., Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. (2016), p. 21(Figure 11)

Table 2: Changes that occur for each step in terms of energy, environment, and economy compared to the EU28 Ref2050 scenario.

Metric (vs. EU28 Ref2050):	Energy (PES)	Environment (CO ₂ Emissions)	Environment (CO ₂ vs. 1990 Levels*)	Economy (Total Annual Costs)
Scenario				
1. EU28 Ref2050	n/a	n/a	40%	n/a
2. No Nuclear	-5%	8%	35%	1%
3. Heat Savings	-10%	2%	38%	0%
4. Electric Cars	-17%	-16%	50%	1%
5. Heat Pumps Only	-26%	-33%	59%	4%
6. Urban DH & Rural HP	-28%	-32%	59%	0%
7. Fuels for Transport	-21%	-58%	74%	3%
8. Replacing Coal & Oil	-24%	-64%	78%	3%
9. Replacing Natural Gas	-10%	-99%	99%	12%

* Assuming that energy related CO₂ emissions in 1990 were 4030.6 Mt [65]. The EU target is to reduce CO₂ emissions by 80% compared to 1990 levels [84].

表1 各施策ごとの一次エネルギー供給量とCO2排出量、年間コストの推移

出所) Aalborg University, Smart Energy Europe: From a Heat Roadmap To an Energy System Roadmap (2015年), p. 14(Table 2)

エネルギーシステム全体における年間コストは増大する一方で、輸入割合が低下することにより、地域内の関連雇用は増大する。

■ エネルギーシステム全体における年間コストの内訳と関連雇用の変化

9段階の施策を実施した場合、エネルギーシステム全体における年間コストは増大するが、その輸入割合が低下することによって、地域内の追加雇用が生じると試算されている。

- ✓ 再生可能エネルギーの普及により燃料費等は減少する一方で、投資やO&M費の増大により、エネルギーシステム全体における年間コストは12%増大する(図4)。
- ✓ 各項目における輸入割合は減少するため、地域内に留まるエネルギーシステム関連費用が増大し、結果としてエネルギーシステム関連の雇用が追加で1000万人を生じると試算されている(表2)。

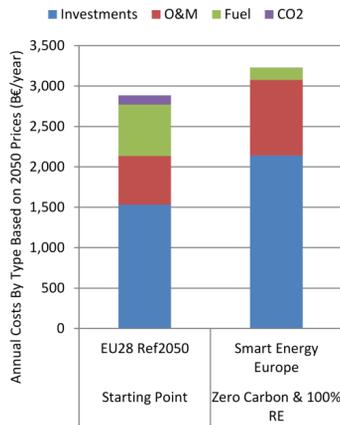


Figure 13: Annual energy system costs by type of cost the EU28 Ref2050 scenario and the Smart Energy Europe scenario.

図4 年間のエネルギーシステムコストの比較

出所) Connolly, D., Lund, H., & Mathiesen, B. V., Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. (2016), p. 25(Figure 13)

Table 5: Import shares assumed for the job creation estimates for the EU28 Ref2050 scenario and the Smart Energy Europe scenario.

	Assumed Import Factors	
	EU28 Ref2050	Smart Energy Europe
Investments	40%	30%
O&M	20%	20%
Fossil Fuel	75%	0%
Uranium	100%	0%
Biomass Fuel	10%	10%
Fuel Handling	10%	10%
CO ₂	0%	0%

表2 各費目別の輸入割合の比較

出所) Connolly, D., Lund, H., & Mathiesen, B. V., Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. (2016), p. 25(Table 5)

Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors (ヨーロッパのスマート移行：電力と熱、輸送、海水淡水化セクター)
 [0. 概要]

LuT University (フィンランド) とEnergy Watch GroupによるヨーロッパにおけるRE100にむけた2050年までのエネルギー移行シナリオ。電力と熱、輸送、海水淡水化の各部門の見通しを示すとともに、社会経済的利益や政策提言を行なっている。

■ 本報告書の概要

本報告書の示すシナリオでは、電力と熱、輸送、海水淡水化の各セクターにおいて、電化と再エネの大量導入によるRE100の達成を目指している。また、ヨーロッパにおけるRE100は十分実現可能であり、もはや技術的経済的な実現可能性の問題ではなく、政治的意思決定の問題であると指摘している。

■ エネルギー移行シナリオにおける見通し

電化率の増大に伴い、発電量は2015年時点の約4000TWhから2050年には約17000TWhになると試算している(図1)。熱部門におけるヒートポンプやそれ以外の電熱の増大、輸送部門における電気駆動による輸送や電気由来のメタンや水素の利用の増大によって、2050年には電力が一次エネルギー需要の85%以上を占める(図2)。電力は主に太陽光(62%)と風力(32%)によって賄う。発電の85%は地域で行なわれ、電源の分散化が進行する。

■ 経済的な影響と求められる政策

エネルギー移行期間を通して、コストの変化は少ないと試算している。RE100シナリオの場合、再生可能エネルギー関連の雇用が150万人分増加する。また、エネルギー移行をスムーズに進めるために、政府は適切な施策を実施する必要がある。

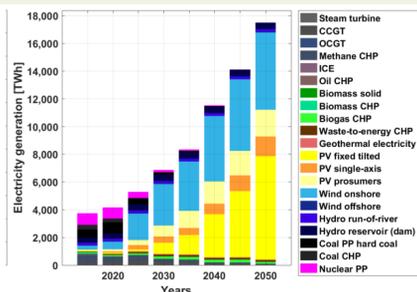


図1 各エネ種の発電量

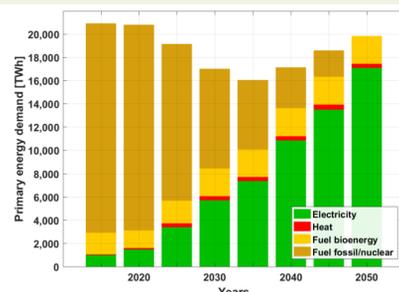


図2 一次エネルギー需要のうち、電力が占める割合の推移

本報告書におけるRE100シナリオでは、エネルギーコストの変化は少なく、微減傾向にある。

■ コストの推移

2015年から2050年にかけて、エネルギーのLCOEは50~60€/MWhで安定した推移を示す（図3）。また、年間エネルギーシステムコストも1000b€前後で安定する（図4）。

- ✓ 電力のLCOEは80€/MWhから57€/MWhに低下するが、熱のLCOEは41€/MWhから43€/MWhに微増する。
- ✓ CAPEXとOPEXの占める割合が増加する一方で、燃料費の占める割合は減少する。
- ✓ 輸送部門では輸送形態によってコストへの影響が異なり、道路における輸送ではコストが減少する。航空輸送はコスト変化しない。海上輸送ではコストが増大する。これは、輸送形態によって燃料の想定が異なることに起因する。
 - 道路輸送や航空輸送では電気と水素、再エネ由来液体燃料を想定しているが、海上輸送では電気と水素、メタン、液体燃料を想定している。

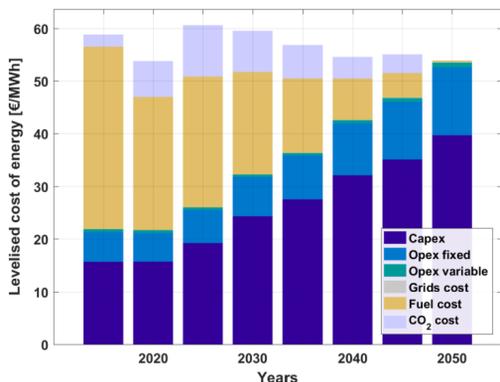


図3 エネルギーのLCOEの推移

出所) LUT University, Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors (2018年12月), p. II(Figure KF-3)

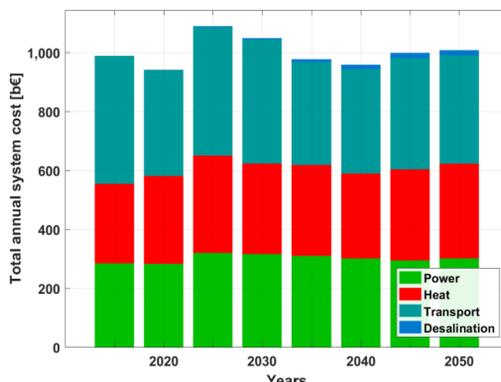


図4 年間エネルギーシステムコストの推移

出所) LUT University, Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors (2018年12月), p. II(Figure KF-2)

電力部門と熱部門における温室効果ガス削減が先行し、最後に輸送部門における削減が生じる。また、化石燃料部門で雇用の減少が生じるが、再エネ部門でそれを上回る雇用が生じる。

■ 各セクターにおける温室効果ガスの削減

まず、電力と熱において温室効果ガス排出量が減少し、その後、輸送において減少する（図4）。

- ✓ 電力部門では太陽光と風力によって94%を賄うことにより、削減する。
- ✓ 熱部門では主にヒートポンプや電熱、バイオマスによって賄うことにより、排出量を削減する
- ✓ 輸送は他の部門に比べると遅れるものの、最終的には電化や再エネ由来の燃料によって削減を進める。

■ 雇用への影響

石炭業界等の80万人の雇用がゼロになる一方で、最終的に再生可能エネルギー関連の150万の追加雇用が生じる（図4）。

- ✓ 屋根置き太陽光パネルやバイオマス関連、蓄電池関連の雇用が特に増加する

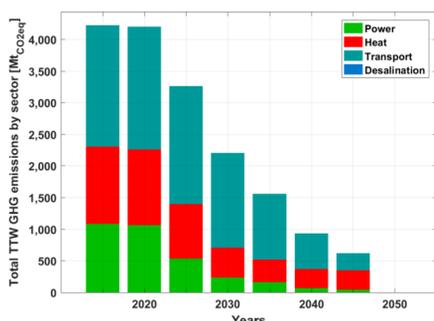


図5 各部門における温室効果ガスの排出量の推移

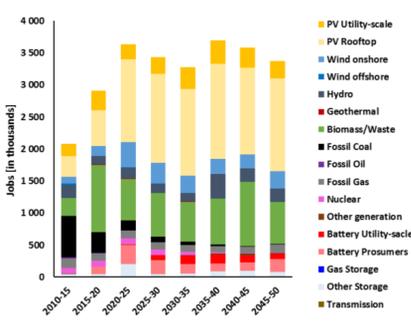


図6 各部門における雇用数の推移

■ 求められる政策

- ✓ 熱部門や輸送部門における電化や再エネ由来の燃料の利用に注力する。
- ✓ 再エネや排出ゼロ技術へ直接民間投資ができるようする。
- ✓ 免税措置や直接的な助成金、法的な優遇措置を再エネ技術に対して行う。
- ✓ 化石燃料や原子力発電への助成金を廃止する。
- ✓ さらなる高効率化を推進する。
- ✓ コージェネを促進する。
- ✓ 炭素税や放射能税を設ける。
- ✓ 再エネ技術等の研究や教育を促進する。

OECD/NEA「The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables」 【0.概要】

経済協力開発機構原子力機関（OECD/NEA）では、電力部門の低炭素化を達成するために必要な費用をシナリオ別に分析している。

■ 概要

パリ協定での2℃を十分に下回る水準を達成するためには、CO₂排出量の大幅削減が必要である。そのためには、電化を進め、クリーンな電源により発電された電力を用いることが必須である。本報告書では、電力部門の低炭素化のために必要な費用を8つのシナリオ（変動性再生可能エネルギー（以下、変動性再エネ）比率を0～75%に設定した6つの主要シナリオ、2つの感度分析シナリオ）で分析している。

分析結果の概要は以下のとおり。

- 変動性再エネ比率の増加に伴い、変動性再エネや火力発電の設備容量が増加し、システム費用や総費用も増加する。
- 脱炭素化目標（50gCO₂/kWh）を達成するために、最も費用対効果に優れた脱炭素化シナリオは原子力を主とした電源構成である。
- 太陽光と風力の発電コストをベースシナリオの1/3～2/3と想定した「低価格の再エネを用いたコスト最小化シナリオ」を実現するためには以下の4点が必要である。
 - i. 太陽光発電または風力発電の電源構成比率が30～40%
 - ii. ディスパッチ可能な低炭素技術（原子力、二酸化炭素回収・有効利用・貯留(CCUS)）が電源構成の40～60%
 - iii. 水素、デマンドレスポンス、系統連系を含め、低炭素で柔軟な資源を最大限活用
 - iv. 火力発電の大幅削減
- 変動性再エネ比率が増加すると、卸電力価格が0ドル/MWhの発生頻度が高くなる。
- 変動性再エネは、普及率の上昇に伴い、卸電力市場での市場価値が低下する見込みである。

■ 本報告書の位置づけ

CO₂排出量を大幅削減し、気候変動の温度目標を達成するため、費用対効果に優れた方法を模索している政策担当への情報提供。

■ 本報告書の構成

1. 変動性再エネの特徴、システム費用の構成
2. コスト分析（8つのシナリオ）
3. 政策提言

変動性再生エネ（風力発電や太陽光発電）の特徴により生じる課題を考慮した、「システム費用」の概念で評価を行う。

■ **変動性再生エネの特徴**

変動性再生エネによる発電は、「変動性」「不確実性」「地域制約」「非同期性」「モジュール」「低い変動費」の特徴をもつ。

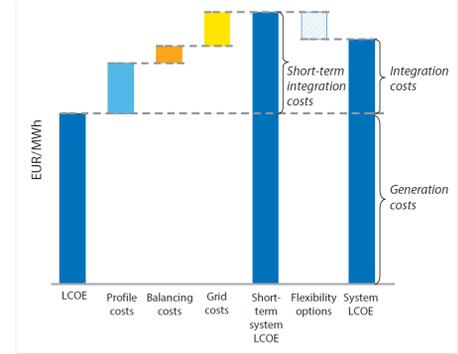
- ✓ 変動性：発電量の変動（風力発電や太陽光発電）。
- ✓ 不確実性：正確な発電量の予測が困難。
- ✓ 地域制約：再生エネ資源に適した土地は限定されるため、発電所は需要地から離れた土地に立地。
- ✓ 非同期性：システムに流すためには直流から交流に変換する必要あり。
- ✓ モジュール：個々の発電設備ユニットが小規模。
- ✓ 低い変動費：運転維持費が小さい（風力発電や太陽光発電の短期限界費用がゼロ）。

■ **システム費用の概念**

変動性再生エネの特徴を踏まえ、システムや電力システム関連の費用を含めた概念をシステム費用と定義する。システム費用としてLCOEに追加される概念は、「Profile Costs」「Balancing Costs」「Grid Costs」「Connection Costs」である（表1）。

表1 システム費用

名称	内容
Profile Costs	変動性再生エネの発電量の変動に対応するための電力システムのバックアップ費用。 ※変動が激しい変動性再生エネに伴って、残余需要の変動も激しくなり、ディスパッチ可能な電源への負荷が増し、ディスパッチ電源の稼働率は低下する。
Balancing Costs	変動性再生エネ発電の不確実性に対し、電力システムの安定性を確保するための追加費用。 ※変動性再生エネによる予期せぬ停電、発電の予測エラー等の不確実性に対応するための運転予備力。
Grid Costs	発電所の地域制約による送電網や配電網への影響費用。 ※変動性再生エネの地理的な制約により、変動性再生エネの発電所から需要地へ送るために必要な送電網インフラの整備に必要な費用。
Connection Costs	既存の送電網の連系点に連系するための費用。



Source: OECD, 2015.

図1 システム費用の構成

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.38~39より作成

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.17(Figure ES2)

コスト分析は、変動性再生エネ比率を0~75%に設定した6つの主要シナリオ、2つの感度分析シナリオの合計8つのシナリオで実施している。

■ **共通の分析条件**

2℃目標を達成するための水準として、電力部門の排出量制約を50gCO₂/kWhとする。対象地域はフランスとし、時間別の需要（インプットデータ）は2015年のフランスの実績を利用。電力需要は537TWhとする（2050年におけるフランスの電力需要と同等の規模）。

■ **シナリオ別の分析条件**

＜主要シナリオ＞

主要シナリオのI~Vでは、変動性再生エネ（風力発電・太陽光発電）の電源比率を0%、10%、30%、50%、75%に設定。また、再生エネコスト（主に風力発電・太陽光発電）の低減を想定した場合を主要シナリオVIとして設定。電力需要は同じだが、需要曲線・変動性再生エネの発電パターン・揚水発電の利用可能性が異なる、別地域と系統連系と設定。

＜感度分析シナリオ＞

感度分析シナリオでは、変動性再生エネの比率を50%とし、外部との系統連系がないシナリオをVIIとする。これらの条件に、さらに揚水発電が利用できないシナリオをVIIIとする。シナリオVII及びVIIIでは、主要地域で独立した電力システムと想定。

表2 分析対象のシナリオ

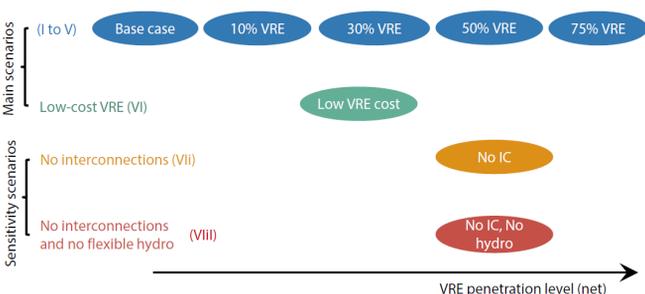


図2 本資料での分析対象シナリオ

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.13(Figure ES1)

	本資料での名称	シナリオの内容
主要シナリオ	I Base case	風力・太陽光 0%、コスト最小化
	II 10% VRE	風力・太陽光 10%
	III 30% VRE	風力・太陽光 30%
	IV 50% VRE	風力・太陽光 50%
	V 75% VRE	風力・太陽光 75%
	VI Low VRE Cost	低コストの風力・太陽光を用いたコスト最小化（変動性再生エネ比率35%達成）
感度分析シナリオ	VII No IC	風力・太陽光 50%、系統連系なし
	VIII No IC, No hydro	風力・太陽光 50%、系統連系なし、柔軟な揚水発電なし

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.92(Table1)より作成

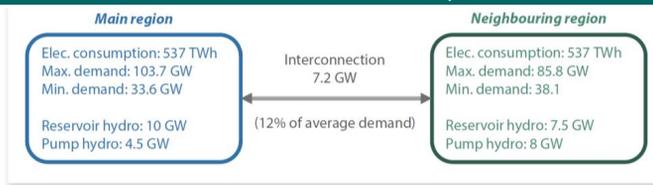


図3 本分析における電力システム

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.93(Figure 20)

表3 シナリオ別の設備容量 (GW)

	Base case	10% VRE	30% VRE	50% VRE	75% VRE	Low VRE cost	No IC	No IC, no hydro	
Main region	OCGT	2.0	5.1	17.0	24.4	33.8	15.5	20.6	23.3
	CCGT	23.0	23.0	22.7	23.8	24.8	17.7	26.5	30.8
	Nuclear	48.7	39.7	26.6	16.4	0.0	39.2	19.4	24.3
	Onshore wind	0.0	15.3	46.0	78.5	143.3	22.7	78.5	78.5
	Solar	0.0	10.2	30.6	52.3	95.5	15.6	52.3	52.3
	Hydro run-of-the-river	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	Hydro reservoir	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	0.0
	Hydro pump storage	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	0.0
	Battery storage	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	1.4
	Total	98.2	117.8	167.3	219.9	325.2	135.2	222.0	220.6
Region 2	OCGT	11.4	12.2	13.0	17.3	24.2	16.5	15.8	19.3
	CCGT	8.3	13.3	13.5	15.5	18.7	18.2	18.3	23.3
	Nuclear	51.7	41.9	31.5	19.7	0.0	14.6	18.1	22.2
	Onshore wind	0.0	15.3	46.0	78.5	143.3	81.4	78.5	78.5
	Solar	0.0	10.2	30.6	52.3	95.5	50.9	52.3	52.3
	Hydro run-of-the-river	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
	Hydro reservoir	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	0.0
	Hydro pump storage	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	0.0
	Battery storage	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	1.5
	Total	94.2	115.9	157.5	206.2	304.9	204.5	206.0	204.6

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.149(Table12)

表4 シナリオ別の発電量 (TWh)

	Base case	10% VRE	30% VRE	50% VRE	75% VRE	Low VRE cost	No IC	No IC, no hydro	
Main region	OCGT	0.6	0.5	2.3	3.9	6.4	4.1	4.5	5.7
	CCGT	80.3	76.3	73.5	71.0	66.8	70.7	70.0	67.6
	Nuclear	425.6	347.4	230.3	133.3	0.0	340.2	149.0	177.7
	Onshore wind	0.0	40.3	120.6	197.0	287.8	59.5	187.3	174.0
	Solar	0.0	13.4	40.3	68.8	123.3	20.6	68.6	68.1
	Hydro run-of-the-river	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8
	Hydro reservoir	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	0.0
	Hydro pump storage	8.2	5.8	6.1	8.3	10.2	5.5	9.5	0.0
	Hydro pump storage - charge	-10.1	-7.2	-7.6	-10.2	-12.6	-6.8	-11.8	0.0
	Battery storage	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	1.1
Battery storage - charge	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.3	0.0	0.0	-1.2	
DSM	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Interconnections	-27.5	0.5	11.5	5.2	-4.6	-16.6	-	-	
Total	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	
Region 2	OCGT	1.3	2.4	3.4	4.3	6.3	1.8	2.6	5.0
	CCGT	22.7	73.3	71.7	70.3	67.0	74.1	72.9	68.6
	Nuclear	444.5	365.9	270.2	158.3	0.0	122.9	148.3	167.8
	Onshore wind	0.0	40.3	120.8	199.1	293.8	212.5	202.9	194.1
	Solar	0.0	13.4	40.3	68.8	124.4	66.8	68.8	68.8
	Hydro run-of-the-river	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6
	Hydro reservoir	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	-
	Hydro pump storage	15.8	10.8	10.4	13.0	15.7	10.5	13.3	-
	Hydro pump storage - charge	-19.5	-13.3	-12.9	-16.1	-19.4	-13.0	-16.4	-
	Battery storage	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	1.3
Battery storage - charge	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0	-1.4	
DSM	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Interconnections	27.5	-0.5	-11.5	-5.2	4.6	16.6	-	-	
Total	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	536.9	

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.150(Table13)

全てのシナリオで同一の発電量を得るためには、変動性再エネ比率の増加に応じて、変動性再エネや火力発電の設備容量を増加する必要がある。

■ シナリオ別の必要な設備容量、シナリオ別・電源別の発電量

変動性再エネは、従来の火力発電所と比べて、稼働率や容量クレジット (※設備容量のうち、安定的に供給可能な容量) が低いいため、同一の発電量を発電するためには設備容量を増やす必要がある。このため、変動性再エネ比率の増加に伴い、変動性再エネの設備容量が増加する (図4)。

- ✓ 排出量の上限を設定しているため、火力発電 (オープンサイクル・ガスタービン (OCGT) やコンバインドサイクル・ガスタービン (CCGT)) の発電量はほぼ一定だが、火力発電の設備容量は変動性再エネ比率の増加に応じて変動する。特に、変動性再エネの比率の増加に応じて、資本費が安く、柔軟性を持つが、低効率のOCGTの設備容量が増加する。
- ✓ 厳しい排出量制約の条件を置いているため、どのシナリオにおいても石炭火力発電は利用されない。

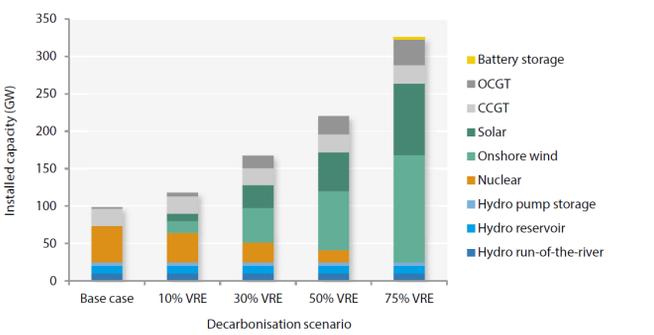


図4 変動性再エネ比率別の必要な設備容量
出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.18(Figure ES3)

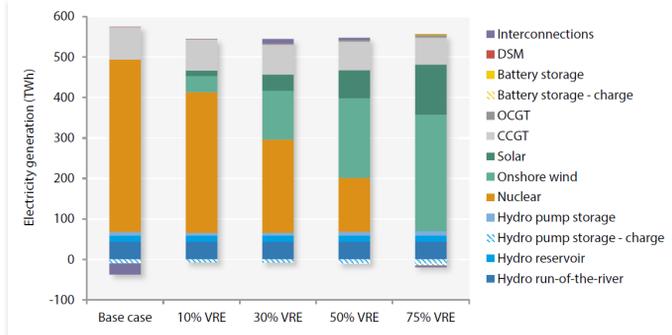


図5 電源別の発電量 (主要シナリオ)
出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.18(Figure ES4)

変動性再エネ比率の増加に伴い、原子力発電の設備容量が減少する一方で、原子力発電には柔軟性がより求められるようになる。

■ 原子力発電の発電パターン

変動性再エネ比率の増加に伴い、原子力発電の設備容量は減少する。

- ✓ ベースケース（変動性再エネゼロ、最も低コストなシナリオ）では、原子力発電が主要な低炭素電源（電力需要のうち75%を賄う）となる。

変動性再エネ比率が増加すると、原子力発電には柔軟性がより求められる。

- ✓ 変動性再エネの割合が50%の場合、原子力発電は時間別の出力が最大30～35%上下する。

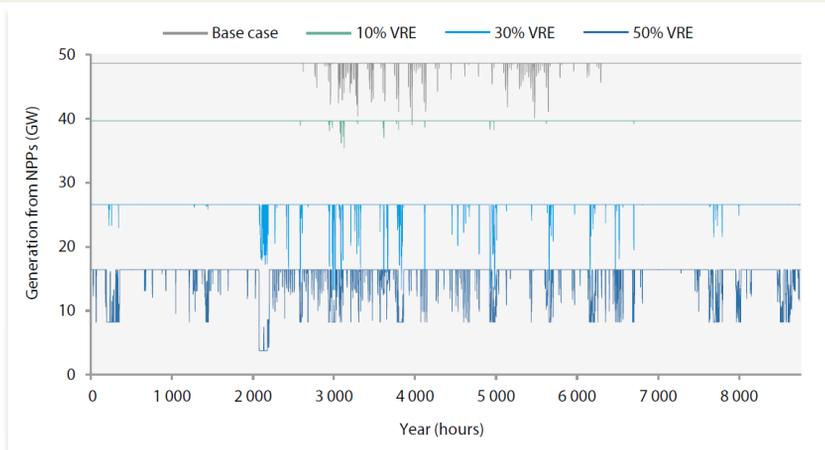


図6 原子力発電所の発電パターンの時間別予測値

注1) NPP：原子力発電所

注2) 変動性再エネ比率75%は原子力発電ゼロのため、図には示されていない。

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.19(Figure ES5)

変動性再エネ比率の増加に伴い、システム費用及び総費用が増加する。

■ システム費用及び総費用の追加

変動性再エネ比率の増加に伴い、システム費用が増加する（図7）。特にProfile Costの増加が大きい。

- ✓ 変動性再エネ10%のシナリオではシステム費用10ドル/MWh以下、変動性再エネ75%のシナリオでは50ドル/MWh以上と変動性再エネの比率によって金額に幅がある。
- ✓ 変動性再エネ50%でも、主要シナリオでは28ドル/MWhだが、近隣国との連系や、柔軟性のある揚水発電を有さない場合は50ドル/MWhと上昇する。

変動性再エネの比率が増加すると、総費用も増加する（図8）。これは、システムコスト、特にProfile Costの増加による影響が大きい。

- ✓ ベースケースと比べて総費用の増加分は、変動性再エネ10%の場合5%増（20億ドル増）、変動性再エネ30%の場合21%増（80億ドル増）、変動性再エネ50%の場合42%増（150億ドル増）、変動性再エネ75%の場合、89%増（330億ドル増）。

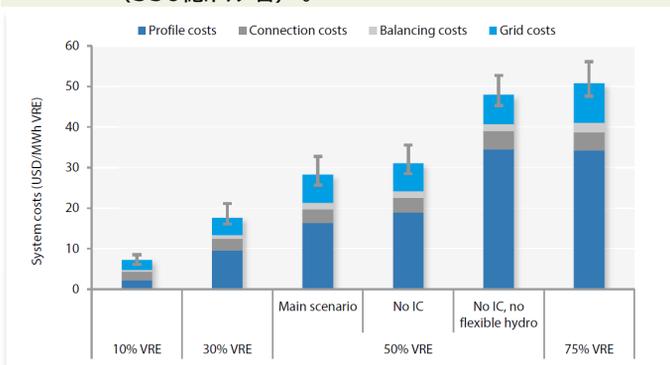


図7 変動性再エネのシナリオ別のシステム費用

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.20(Figure ES6)

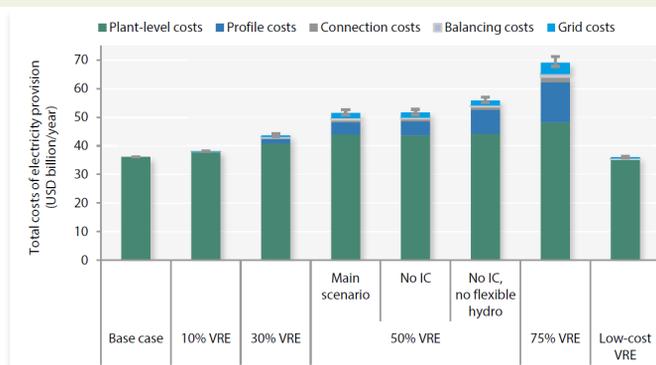


図8 シナリオ別の総費用

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.20(Figure ES7)

変動性再エネ比率が増加すると、卸電力価格が0ドル/MWhの発生頻度が高くなる。

■ **必要な設備容量**

変動性再エネ比率の増加に伴い、供給過多となり、卸電力価格0ドル/MWhが発生する頻度が高くなる。

- ✓ ベースケースと変動性再エネ10%シナリオの場合は、卸電力価格が0ドル/MWhは発生しない。
- ✓ 卸電力価格0ドル/MWhが、変動性再エネ30%では年間60時間、変動性再エネ50%では年間1200時間以上（14%）、変動性再エネ75%では3750時間（43%）発生すると予測されている。

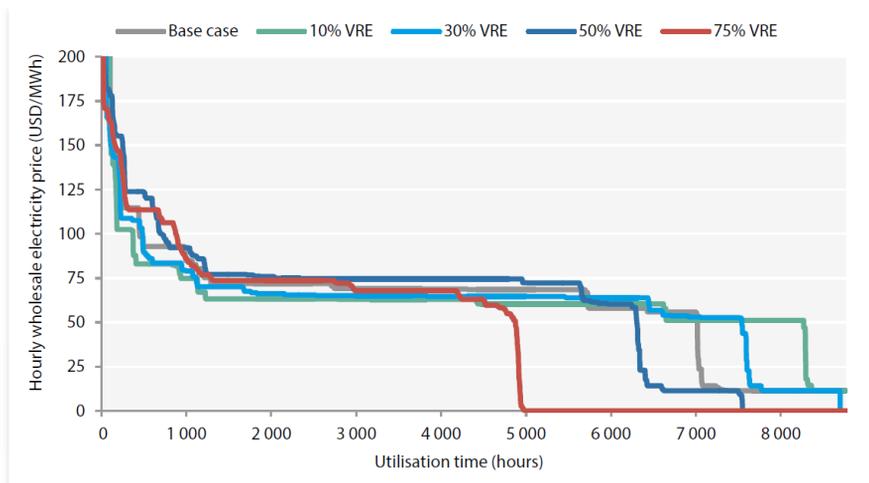


図9 シナリオ別の卸電力価格

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.21(Figure ES8)

変動性再エネ（太陽光発電、陸上風力発電）は、普及率の上昇に伴い、卸電力市場での市場価値が低下する見込みである。

■ **変動性再エネの卸電力市場での市場価値**

太陽光発電は日射量、風力発電は風況といった自然環境に変動性再エネの発電量は依存するため、変動に加えて、特定の時間帯に発電が集中する。

変動性再エネの普及率の増加に伴い、太陽光発電や風力発電で発電した電力は、卸電力市場での市場価値が低下する見込みである。

- ✓ 太陽光発電の電力の市場価値は、普及率12.5%の時点で、普及率0%時点の価格から半減する。
- ✓ 陸上風力発電の電力の市場価値は、普及率22.5%の時点で、普及率0%時点の価格から25%低下する。

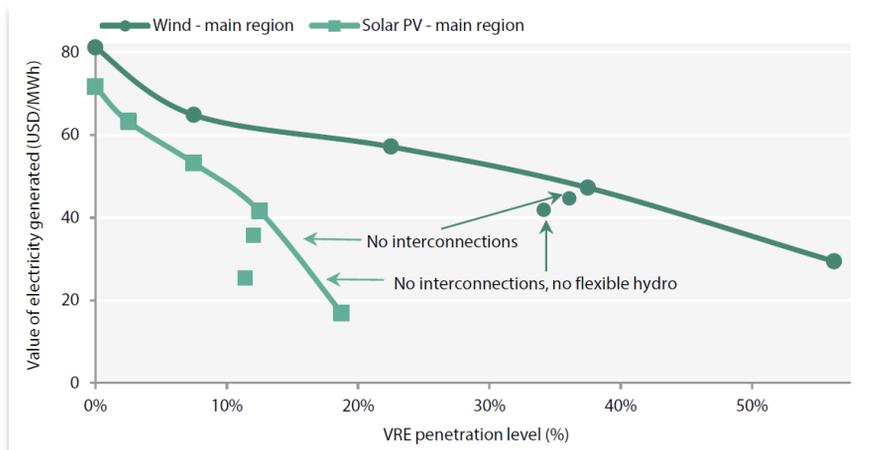


図10 卸電力市場における風力発電・太陽光発電の平均的な市場価値

出所) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables(2019), p.22(Figure ES9)

電力部門の脱炭素化のための効果的な政策設計として5つの選択肢を提示している。

■ 分析結果のまとめ

本分析結果を整理すると、以下のとおり。

- ✓ 脱炭素化目標（50gCO₂/kWh）を達成するために、最も費用対効果に優れた脱炭素化シナリオは原子力発電を主とした電源構成である。
- ✓ 変動性再生エネの導入比率を増加すると、コストが大きく上昇する。
- ✓ 変動性再生エネ技術の価格がさらに低下すれば、変動性再生エネと原子力発電が大きな割合を占める電力システムになるだろう。
- ✓ 太陽光と風力の発電コストをベースシナリオの1/3～2/3と想定した「低価格の再生エネを用いたコスト最小化シナリオ」を実現するためには、以下の4点が必要である。
 - i. 太陽光発電または風力発電の電源構成比率が30～40%
 - ii. ディスパッチ可能な低炭素技術（原子力、二酸化炭素回収・有効利用・貯留（CCUS））が電源構成の40～60%
 - iii. 水素、デマンドレスポンス、系統連系を含め、低炭素で柔軟な資源を最大限活用
 - iv. 電源構成に占める化石燃料火力発電の大幅削減

■ 効果的な政策

電力部門の低炭素化のため、以下の5点が重要である。「短期的な競争圧力」と「低炭素電源への長期的な投資のインセンティブ」の適度なバランスを取ることが必要である。

- ① 効率的なディスパッチ（給電指令）を実施するための短期市場の整備
- ② カーボンプライシングの導入
- ③ 送電や配電に必要な、容量・柔軟性・インフラを十分に提供するための長期計画の立案
- ④ 低炭素技術への長期的な投資を促進する仕組み
- ⑤（上記の①～④では捕捉できていない）システムコストの内部化（外部不経済の内部化）

(2) 再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文献調査

文献①

IRENA「INNOVATION LADSCAPE FOR A RENEWABLE-POWERED FUTURE」(2019)
【1.概要、電力システムのあり方】

変動性再生可能エネルギーの大量導入を前提とした将来の電力システムのあり方として、電力システムの全セグメントにおいて柔軟性を確保することが重要となる。

- **文献概要** 変動性再生可能エネルギー（VRE）の大量導入を実現させるための電力システム変革ソリューションを、柔軟性、社会費用、課題等のポイントとともに整理。
- **電力システムのあり方**
 - 変動性再生可能エネルギーを前提とした電力システムでは**柔軟性（flexibility）**の確保が不可欠。
 - 電力システムの全セグメント（発電・送配電・需要）で柔軟性を確保することが要求される。
 - **デジタル化（Digitalization）**、**分散化（Decentralization）**、**電化（Electrification）**が電力システムの変革ドライバーとなり、変動性再生可能エネルギーの大量導入を実現可能とする。
- **市場設計への提言** 市場設計は、**長期的な視野**に立って検討および判断を行うことが肝要となる。

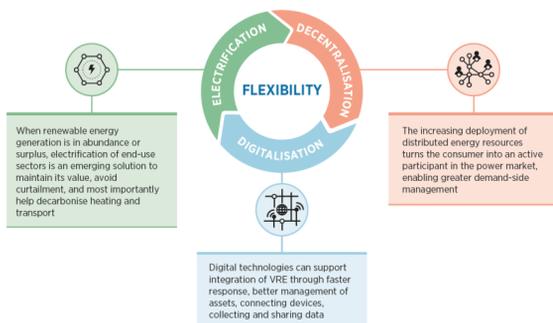


図 イノベーションのトレンド

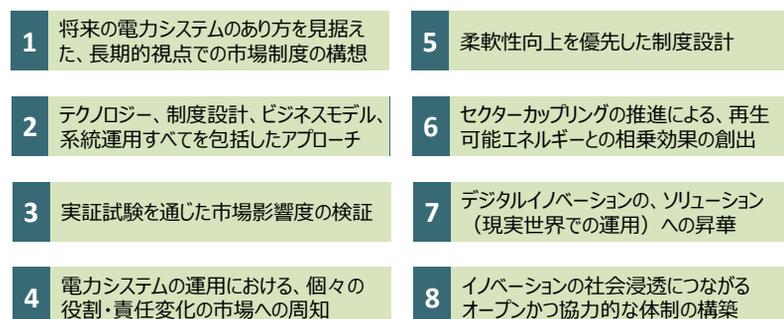


図 電力システム変革のためのイノベーション導入計画のステップ

具体的な電力システムの変革手法として、複数の革新的手法を組み合わせた11のソリューションを、各国で実施あるいは試運用された際の仕様とともに紹介。

■ **電力システム変革手法**

- 電力システム変革の具体的なソリューションは、「テクノロジー」「制度設計」「ビジネスモデル」「系統運用」の各領域ごとの革新的手法を組み合わせることで包括的に構築しなければならない
- 発電部門での柔軟性供給という従来手法から脱却し、デジタル化・分散化を軸に、送配電部門・需要家を含めた**電力システム全体での柔軟性確保**への移行が求められる

表 電力システム変革実現のための具体的なソリューション①

No1 気象予測の高度化		予測精度の向上や電力取引時間の細分化によるVRE予測誤差の抑制	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● クラウドコンピューティングやAI、ビッグデータ等の活用による、5～15分単位での高精度な気象予測 ● 電力取引単位の細分化：米・テキサス州では電力取引は5分単位、また発電計画電力量は供給10分前まで更新可能 ● VREの運転予備力としての活用：風力発電機のブレードピッチ変更による上げ下げ調整力の提供 	調整力	○
		インフラ投資	● 気象予測システム
		課題	● 取引制度の見直し ● 気象データへのアクセス権
No2 従来型発電所の改修		最低負荷率の引き下げや応動速度向上による調整力向上	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● 最低負荷率の改善：石炭火力発電所（無煙炭）は25～40%程度（通常の火力発電所であれば75～80%程度） ● 応動速度の改善：火力発電所の場合、最大出力に対して4%/min程度 ● 電力取引単位の細分化を通じた調整力へのインセンティブ付与：ドイツでは電力取引は15分単位、GCは5～30分前 ● アンシラリー市場において、火力発電所の調整力に適したプログラム制定 	調整力	◎
		インフラ投資	● 火力発電所改修
		課題	● 適切なインセンティブ付与

3

表 電力システム変革実現のための具体的なソリューション②（続き）

No3 連系線・広域市場の活用		連系線での電力融通（調整力確保）や、広域市場内での運用最適化	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● 広域市場内での5分ごとの電力需給調整 ● 卸売市場、アンシラリー市場、容量市場の地域間での基準統一 ● 複数のバランシンググループによる調整力の共有 ● 短時間（5分～1時間）での電力融通を可能とするための、バランシンググループ同士での電力需給スケジュールの共有 	調整力	◎
		インフラ投資	● 連系線増強
		課題	● 政治的課題 ● 地域間の協力体制
No4 スーパーグリッド		直流送電による長距離間の電力融通（調整力確保）	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● 高圧直流送電（HVDC: 500kV以上）または超高压直流送電（UHVDC: 800kV以上） ● 直流送電により、交流送電と比べて超長距離（数100km～1,000km）での送電損失を抑制 ● 導入ポテンシャルが高くて変動も少ない再エネ適地から需要地へ送電 	調整力	○
		インフラ投資	● 直流送電網
		課題	● 国際的な協力体制構築
No5 系統運用手法の高度化		ダイナミックレーティング運用による送電線容量の最大限活用	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● ダイナミックレーティングシステムにより送電線付近の風速、風向、気温、日射量などのデータをリアルタイムで計測 ● リアルタイムデータを基に送電線容量を動的に算出して、より大きな送電線容量を確保 ● 送電線容量の算出には天候予測データも活用 	調整力	△
		インフラ投資	● 系統制御システム
		課題	● 送電線運用手法の変更

4

表 電力システム変革実現のための具体的なソリューション③ (続き)

No6 エネルギー・リソース・アグリゲーション		分散型電源のアグリゲーションによるVPP構築やアンシラリーサービスの提供	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● スマートメーター、および計測データをネットワーク上で関係者に共有可能なデータハブの導入 ● DER (太陽光、蓄電池、EV、ヒートポンプ等) がアグリゲーションを通じて電力卸売市場、アンシラリー市場、容量市場に参加可能となる市場設計 ● リソースアグリゲーションやVPPを実現させるビジネスモデルの構築 ● 配電会社がDERの運用主体となるような役割変更 	調整力	○
		インフラ投資	<ul style="list-style-type: none"> ● スマートメーター ● ICTプラットフォーム
		課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 適切な制度設計 ● ビジネスモデルの構築
No7 デマンドサイドマネジメント		プライシング等に基づいたDERの制御、ピークカット・ピークシフト	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● IoTやクラウド制御システム、AI等の活用による、プライシングに基づいたDERや家電の自動制御・遠隔制御 ● 時間帯別料金 (TOU) やリアルタイムプライシング、マイナス電力価格の導入による、ピークカット・ピークシフトの促進 ● 再エネ供給過剰時に活用可能な上げ調整力 (EV、蓄電池、温水器、スマート家電等) に対するインセンティブ設定 	調整力	◎
		インフラ投資	<ul style="list-style-type: none"> ● スマートメーター ● ICTプラットフォーム
		課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 適切な制度設計 ● 消費者の動機付け
No8 再エネミニグリッド		ミニグリッド内でのP2P取引などによる電力最適運用や、系統への調整力提供	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● P2P取引を含めたミニグリッド内での電力最適運用 (需給調整) ● ミニグリッドから系統 (アンシラリー市場等) への調整力提供、およびそれを実現可能とするための市場設計 ● コミュニティ所有モデルによる費用負担の分散、ミニグリッド運用への参画 	調整力	△
		インフラ投資	<ul style="list-style-type: none"> ● ミニグリッド ● ICTプラットフォーム
		課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 適切な制度設計 ● ミニグリッド内運用・取引

5

表 電力システム変革実現のための具体的なソリューション④ (続き)

No9 配電システムの最適運用		系統運用の自動化、EV・需要側蓄電池の系統運用への活用	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● 電圧自動調整や配電自動化などのスマートグリッド実現のための、デジタル技術 (スマートメーター、AI、センサー、ロボティクス等) の構築 ● 系統利用者からの調整力 (ノンファーム接続等) の確保義務化 ● 太陽光と蓄電池の組み合わせによるVPP構築、運用 (系統投資の抑制) ● 送配電運用者による、系統接続しているEVや需要側蓄電池の制御・活用 	調整力	○
		インフラ投資	<ul style="list-style-type: none"> ● スマートメーター ● ICTプラットフォーム
		課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 適切な制度設計 ● 系統運用者の役割変更
No10 大規模蓄電池		大規模蓄電池による発電・送配電部門での系統混雑緩和 (調整力向上)	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● VRE発電所への大規模蓄電池併設 (VRE出力変動の緩和) ● 調整力の種類 (応答速度、保持時間) に応じた適切な蓄電技術の選定 ● 一つの蓄電池が複数種の電力市場へ同時参加可能となる柔軟な市場設計 ● 電力会社に対する一定量の蓄電池の導入義務付け 	調整力	◎
		インフラ投資	<ul style="list-style-type: none"> ● 大規模蓄電池
		課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 適切なインセンティブ付与 ● ビジネスモデルの構築
No11 P2X		P2G (水素・ガス) やP2H (熱) による電力貯蔵、および調整力活用	
具体的手法	<ul style="list-style-type: none"> ● 洋上風力等の遠隔地の余剰電力を水素・ガス化して輸送し、需要地で供給電力や調整力として活用 (系統増強の抑制) ● 既存インフラ (ガス管) を利用した水素・ガスの大量輸送 ● ヒートポンプ (HP) やボイラーを利用した熱保存、調整力提供 ● 数か月ベースの熱保存を可能とする、帯水層等の地中蓄熱システムの構築 ● (特にP2Gに関して) 多額の投資と、それを支える政策支援 	調整力	◎
		インフラ投資	<ul style="list-style-type: none"> ● 電解装置、ガス管改修 ● HP、ボイラー
		課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 政策による普及促進 ● 適切なインセンティブ付与

6

得られる柔軟性の大きさ、投資量（コスト）、導入難易度とともに、自国の電力システムや市場制度、地政学的な見地なども踏まえて長期的な視野でソリューションを導入することが重要となる。

- 得られる柔軟性の大きさに比例して必要な投資量が増える傾向にある。一方で、非技術・コスト分野の導入難易度（法規制、市場設計、ビジネスモデルなどの課題）については、柔軟性の大きさに比例しないものも存在する。
- ソリューション同士の相乗効果や、既存の電力システムの状況によって、投資量の抑制や容易な導入が期待できる。

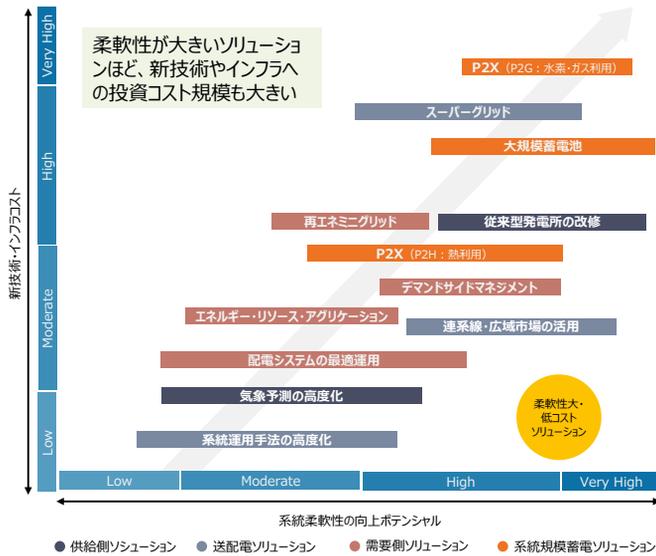


図 柔軟性向上と社会投資量の関係

出所) IRENA, INNOVATION LADSCAPE FOR A RENEWABLE-POWERED FUTURE (2019), p.134(Figure 39) より三菱総合研究所にて作成

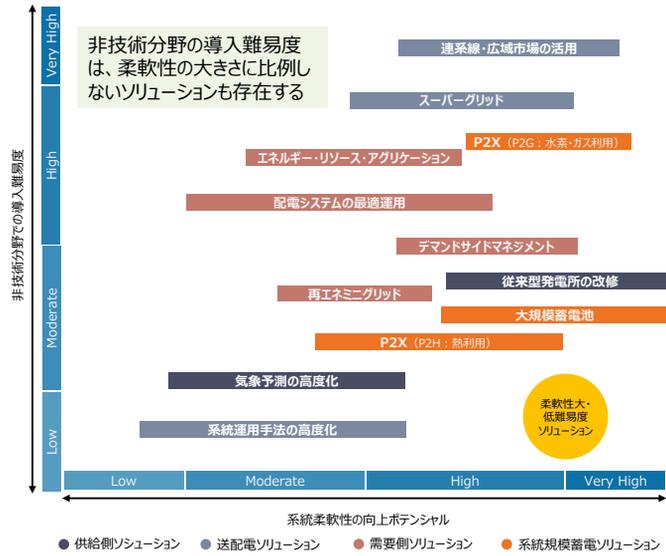


図 柔軟性向上と導入難易度の関係

出所) IRENA, INNOVATION LADSCAPE FOR A RENEWABLE-POWERED FUTURE (2019), p.135(Figure 40) より三菱総合研究所にて作成

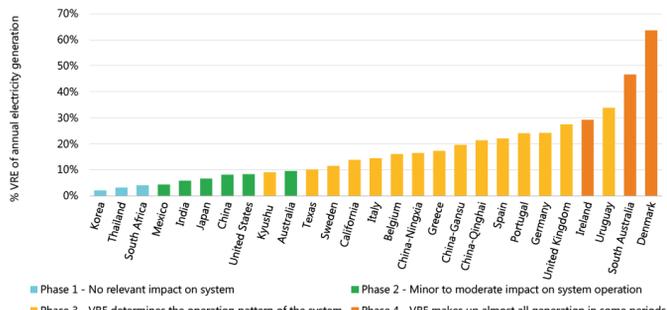
文献② IEA「Status of Power System Transformation 2019 –Power system flexibility–」(2019) [1.概要]

変動性再生可能エネルギー、分散型エネルギー源、デジタル化、電化の導入・拡大により、電力システム変革が進みつつある。その中において、電力システムにおける柔軟性確保が最も重要な位置づけとなる。

- **文献概要** 変動性再生可能エネルギー（VRE）、分散型エネルギー源（DER）デジタル化、電化の導入・拡大によって進みつつある電力システムの変革において、もっとも重要な位置づけとなる「**柔軟性の確保**」に関して具体的なソリューション例を展開し、取るべき方向性を共有。
- **柔軟性向上のためのソリューション概要**
 - これまでの電力システム改革の**知見を十分に活かした市場・制度を構築**することが必要となる。
 - それらの制度のもと、「**発電所**（従来型およびVRE）」「**送配電系統**」「**蓄電池**」「**分散型エネルギー源（DER）**」など、電力システムのあらゆる部門からの柔軟性確保が求められる。



図 柔軟性向上のためのソリューション概要



Note: China = the People's Republic of China.
 Source: IEA (forthcoming), Renewables 2019: Analysis and Forecasts to 2024.

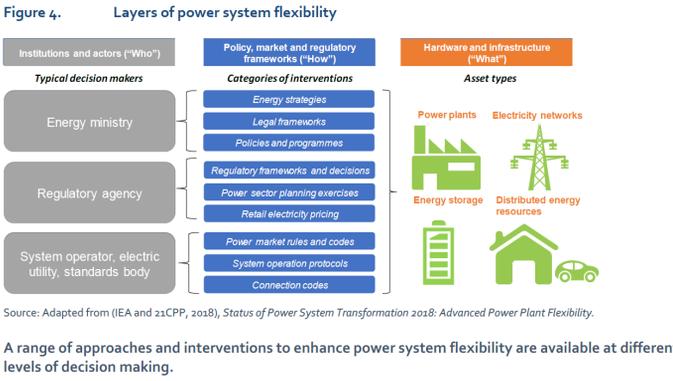
図 各国の2018年VRE導入フェーズ

出所) IEA, Status of Power System Transformation 2019 – Power system flexibility– (2019), p.5(Figure 2)

これまでの電力システム改革で培われた豊富な戦略や手法を、将来の電力システム変革の実現のために十分に活用することが必要である。

- **電力部門を俯瞰しつつ、かつ電力以外の部門も考慮した、総合的な政策決定**を行うことが重要となる。
 - 発電・送電計画の統合によって、柔軟性は総合的な視点で評価・重要視される
 - 輸送・熱・産業部門など、他部門の需要を電力部門に統合することで、電力需要に活用できる資源の選択肢が増加する
- **技術革新の状況に合わせて柔軟性に係る政策を更改**することで、電力システム変革がより加速される。

表 電力システム改革に必要なアプローチ



A range of approaches and interventions to enhance power system flexibility are available at different levels of decision making.

図 柔軟性構築における電力システム体系区分

	求められるアプローチ
エネルギー省庁	<ul style="list-style-type: none"> ● 柔軟性を考慮したエネルギー戦略 ● DER (アグリゲーター) や蓄電池が電力市場に参加できる法制 ● インセンティブ、義務化政策や、革新的手法の試運用に対する助成プログラム
規制当局	<ul style="list-style-type: none"> ● 柔軟性を向上させるための規制の決定・導入 ● 電力部門開発計画の共有による投資呼び込み ● DERや柔軟性に対して利点が大きくなるような電気料金体系の構築
系統運用者 電力会社 技術基準	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力市場のあらゆる新技術への開放 ● 系統運用の迅速化、近隣地域の運用者との協調、集中型VRE予測システムの活用 ● あらゆる柔軟性供給源が電力システムに調整力を提供できるような、技術基準の構築

出所) IEA, Status of Power System Transformation 2019 – Power system flexibility– (2019), P7 (Figure 4)

すべての発電所は、適切な政策・市場・規制枠組みの下であれば、変動再生可能エネルギー (VRE) 電源でさえも調整力サービスを提供することができる。

- 従来型発電所においては、**運用方法の変更、柔軟性向上を目的とした改修**によって柔軟性を向上させられる。
- VRE自身からの**調整力提供の義務付け**の動きが広がっている。VREは、フル運転時に出力を抑制して「下げ調整力」、あるいは出力を制限して運転を行い必要時に増減させることで「上げ・下げ調整力」の提供が可能である。
- 調整力提供にともない発電所の稼働率は低下する。そのため、**調整力に対して適正な報酬が支払われるような市場設計**が必要となる。

表 発電所における柔軟性向上ソリューション

	柔軟性向上ソリューション	詳細/実施例
従来型発電所	運用方法の変更	<ul style="list-style-type: none"> ● データ収集の改善およびリアルタイム監視
	柔軟性向上を目的とした改修	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国SCEでは、ガス火力発電所に10MW/4.3MWhの蓄電池を併設し、蓄電池から瞬時予備力 (ガス火力が立ち上がるまでの最初の数分間に要求される予備力) を提供
変動性再生可能エネルギー (VRE)	変動性再生可能エネルギー (VRE) 自身からの調整力提供を義務付け	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国FERCは風力・太陽光発電に一次調整力の提供を義務付け ● オーストラリアでは、VRE発電所に周波数調整アンシラリーサービス (FCAS、5分単位での制御) を義務付け
すべての発電所	調整力の提供に対して適正な報酬を与えるための市場設計	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国オンタリオ州では「Enhanced Real-Time Unit Commitment (EURC)」と呼ばれる市場を導入し、それまでは考慮されていなかった「調整力に必要な費用」も含めた総費用で電源が約定されるようになり、調整力への対価適正化が実現 ● 米国ERCOTでは、供給不足時価格 (Scarcity pricing) と呼ばれる、リアルタイム市場において価格高騰が発生する仕組みを導入し、発電設備の容量確保を促進

送電系統は、柔軟性の重要な担い手である。送電網への投資リスクを政策や規制的手法により軽減することにより、送電網の柔軟性をより引き出すことができる。

- 送電系統は、地域内・地域間における柔軟性供給源の共有によって、調整力を提供することができる。
 - 各国の送電系統運用者（TSO）が協力して、国境を越えて柔軟性資源を活用することもできる。
 - 地域電力会社が所有する柔軟性供給源を効率的に共有するために、**政策決定機関の働きかけにより電力会社同士が系統運用ルールを統一**するように促すことが重要である。
- 送電系統の増強（投資）プロジェクトを、**政策決定機関が推進することが重要**となる。
 - 規制当局の介入により、投資リスクを低減してプロジェクト開発を推進することが必要となる。
 - 送電網への接続リスクを低減することが、VRE電力価格を低下させるために最も重要と認識されている。

表 送電系統による柔軟性向上ソリューション

	柔軟性向上ソリューション	詳細/実施例
連系線の活用	地域間連系、地域インバランス市場の活用	<ul style="list-style-type: none"> ● 中国では、分析結果によると、各地域の独立主義的な運用を見直して地域間連系を活用することで、年間\$3.5/MWh（\$90億/年）の運転コストを削減することが可能 ● 米国では、西部エネルギーインバランス市場（EIM）を運用
政策決定機関による支援	送電系統増強計画・方針の提示	<ul style="list-style-type: none"> ● EUでは、（法的拘束力のない）連系線容量目標15%や系統開発10か年計画を示すことで、送電網開発プロジェクトが促進されている。
	送電系統増強プロジェクトへの行政介入により、プロジェクト開発者の投資リスクの低減	<ul style="list-style-type: none"> ● 英国とアイルランドを連系するGreenlinkプロジェクトでは“Cap-and-floor”方式が採用され、プロジェクト収益へのキャップ（上限）があるものの、フロア（下限）も設けることで投資家を保護

11

蓄電池はコスト競争力のある柔軟性供給源になりつつある。規則変更や革新的な法制の導入によって、蓄電池の普及・活用が促進される。

- 政策決定機関や規制枠組みによって、**蓄電池の電力市場への参加・サービス提供が許容される**必要がある。
 - 蓄電池が電力市場へ参加するためには、市場規則の変更が求められる。
 - 革新的な法制が導入されることで、一つの蓄電池が複数市場へ同時参加・サービス提供を行い報酬を得られるようになる。
- 技術・政策のイノベーションにより、長期変動に対応可能な蓄電システムの導入を加速させることができる。

表 蓄電池による柔軟性向上ソリューション

	柔軟性向上ソリューション	詳細/実施例
短期調整力	蓄電池の電力市場参加を許容するための規則変更	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国FERCは、独立系統運用者（ISO）と地域送電系統運用者（RTO）に対し、蓄電池が参加できる卸電力市場、アンシラリーサービス市場、容量市場を開発するように指令
	蓄電池が複数市場へ同時に参加・サービス提供が可能となる、革新的な法制の構築（「報酬積層化」の許容）	<ul style="list-style-type: none"> ● オーストラリアの特定プロジェクトでは、蓄電池が周波数調整市場、緊急時予備力市場、卸電力市場へ同時参加可能。これは州政府、系統運用者、プロジェクト運用者の密な協力体制により実現
長期調整力	長期変動対応の蓄電システムへの政策支援	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国のDAYSプロジェクトでは、熱貯蔵システム、フロー電池、燃料電池、深層水を活用した揚水発電などの10～100時間の貯蔵が可能なパイロット蓄電システムへ助成
	長期調整力に対して適正な報酬を与えるための市場設計	<ul style="list-style-type: none"> ● 政策決定機関は、長期調整力に対して市場ベースでの報酬を与える手法を検討し、長期調整力を提供する既存設備への収益構造を構築し、新規投資を呼び込みを促進

12

分散型エネルギー源（DER）は柔軟性供給源としての大きな可能性を有しており、その調整力を十分に活用するためには市場と法制の大幅な改修が必要となる。

- DERを柔軟性供給源として十二分に活用するためには、**技術基準、法制、市場規則の適合が必要**である。
 - 大規模電源と同様の高額な認可手続きが要求されないよう、小規模DER向け認可手続きの構築が必須である。
 - 卸電力市場やアンシラリーサービス市場へアグリゲーターが参加できるような新たな法的・管理手法が必要である。
- DERを活用する**革新的手法を試運用**することで、柔軟性への影響や効果をより深く理解することができる。
- **セクターカップリング**によって、大規模な量の新たな柔軟性供給源を活用することが可能となる。

表 DERによる柔軟性向上ソリューション

	柔軟性向上ソリューション	詳細/実施例
法規制・市場設計面	DERを柔軟性供給源として活用するための技術基準、法制、市場規則の適合	<ul style="list-style-type: none"> ● イギリスでは、DERが短時間調整力サービスに参加できるよう規制変更 ● ドイツでは、EVを柔軟性供給源として活用するため、充電器を1件ごと個別承認する方法から、同仕様であれば一括承認する方法を検討
	DERを柔軟性供給源として活用するための革新的手法の試運用	<ul style="list-style-type: none"> ● イタリアでは、公的研究機関が500件以上のビハインドザメーター（需要家側）蓄電池と太陽光発電による仮想蓄電システムの実現性を検討し、柔軟性ポテンシャル、ビジネスケース、政策上の課題を明確化
技術面	セクターカップリングによって、産業・輸送・建築など電力以外のエネルギーを利用している部門の潜在電力需要を活用	<ul style="list-style-type: none"> ● 先進的なセンサや通信制御器を用いて他部門を含めて需要制御 ● エネルギー効率向上や燃料切り替えにより一次エネルギー需要を削減 ● 電力システム柔軟性の需要側における選択肢増加

13

文献③ Rocky Mountain Institute「DEMAND FLEXIBILITY -THE KEY TO ENABLING A LOW-COST, LOW-CARBON GRID」(2018) 【1.概要】

需要側負荷の柔軟性を活用することで、コスト効率よく再生可能エネルギー電力の需給調整を行うことができ、低炭素電力システムへの変革に大きく貢献することができる。

- **文献概要** テキサス州の電力システムにおいて、8つの需要側負荷をデマンドシフトに活用する想定での分析を実施し、需要側柔軟性が電力システムの柔軟性供給に大きく貢献できることを定量的に提示。
- **分析結果概要** 需要側柔軟性を活用することで、下記の効果が得られる。
 - 再生可能エネルギー発電の収益が36%向上。
 - 再生可能エネルギー**出力抑制を40%削減**し、また、**残余需要ピーク値を24%、ランプ変動量を56%削減**。
 - **CO₂排出量を23%削減**し、年間発電コストを\$19億削減。

政策決定機関、系統運用者や電力会社は、**需要側柔軟性を重要資源として制度・計画を立案**する必要がある。

表 需要側柔軟性による電力システムへの影響

	WITHOUT FLEXIBILITY	WITH FULL FLEXIBILITY	% CHANGE
AVERAGE ENERGY VALUE OF RENEWABLE GENERATION	\$8.70/MWh	\$11.82/MWh	36% increase
ANNUAL PEAK NET LOAD	58,441 MW	44,354 MW	24% decrease
AMOUNT OF ANNUAL CURTAILMENT	42,405,742 MWh	25,637,233 MWh	40% decrease
AVERAGE MULTIHOUR NET-LOAD RAMP MAGNITUDE	3,898 MW	1,728 MW	56% decrease
ANNUAL SYSTEM-WIDE CARBON DIOXIDE EMISSIONS	31 million tons	24 million tons	23% decrease

再生可能エネルギーの成長ポテンシャルが大きく、他の系統から分離されているテキサス州ERCOTをモデルとして、8種類の需要側柔軟性による効果を検証した。

■ 分析条件

- 住宅・業務部門において、稼働時間を調整することのできる8種類の負荷を制御。産業部門は未考慮。
- 2050年エネルギーミックスを想定：**変動性再生可能エネルギー60%**（風力42%、太陽光18%）、ベースロード電源20%（原子力、地熱等）、調整電源20%（ガス火力）。
- 残余需要がベースロード電源の発電量（20%）を下回る場合には、再生可能エネルギーの出力抑制を行う。

表 分析モデルにおける需要側柔軟性の想定条件

種類	必要費用	導入数	柔軟性の想定
住宅:家電	\$10/軒	1,500万軒	すべての住宅で「スマートプラグ」を採用しており、主要家電（食洗器、乾燥機など）を制御できる想定。最大17%の需要を、最大4時間シフト可能。
電気自動車	\$100/車両	1,150万車両	60kWhの蓄電池/レベル2の充電器を想定。充電は、電気自動車が駐車されている時間帯において、もっとも電気料金が安くなる際の実施される。
住宅:電気給湯器	\$5/制御装置	390万台	住宅用は4kW、業務用は4.5kWの給湯器を想定。一日を通して需要が低い時間帯（下限30%の時間帯）に優先してエネルギー貯蔵を実施する。
業務:電気給湯器	\$5/制御装置	31万台	
住宅:蓄熱システム	\$50/kWh	370万台	電気暖房が設置された家庭/事業者すべてに、住宅用は20.25kWh、業務用は40kWhの蓄熱システムを設置する想定。一日のうち、需要が低い4時間でエネルギー貯蔵を行い、需要が高い6時間に貯蔵エネルギーを使用。
業務:蓄熱システム	\$50/kWh	24万台	
住宅:冷房	\$228/kWh	320万軒	空調（冷房）が設置された家庭/事業者すべてに、住宅用は28kWh、業務用は57kWhの氷蓄熱システムを設置する想定。一日のうち、需要が低い7時間でエネルギー貯蔵を行い、需要が高い6時間に貯蔵エネルギーを使用。
業務:冷房	\$228/kWh	46万軒	

出所) Rocky Mountain Institute, DEMAND FLEXIBILITY -THE KEY TO ENABLING A LOW-COST, LOW-CARBON GRID (2018), p.5,6 (Table 2a,2b)より三菱総合研究所にて作成

需要側負荷を活用することで、需要を平準化することができ、調整力としてのガス火力発電所やピーク負荷に対応するための電力システムへの投資を抑制することができる。

- **業務用蓄熱システム、住宅家電、電気自動車、住宅用・業務用給湯器**は、安価に柔軟性を提供できる。
 - 住宅家電、電気自動車、給湯器は、通信技術への少額投資のみで柔軟性を供給することが可能。
 - 事業用蓄熱システムは、他の負荷では対応できない「冬季ピークカット」による効果大きい。
- 住宅用・業務用空調（冷房）と住宅用蓄熱システムによる柔軟性の供給は、安価ではない結果となった。
 - これらの負荷は、他の5種類の負荷が最適運用された後に活用される想定をしているため効果が限定的となっている。
 - 住宅用蓄熱システムが活用される時間は、テキサス州では非ピーク時間に該当することが多く、効果が限定的となる。
 - 住宅用・業務用空調（冷房）は、氷蓄熱システムへの投資が大きいことに起因する。

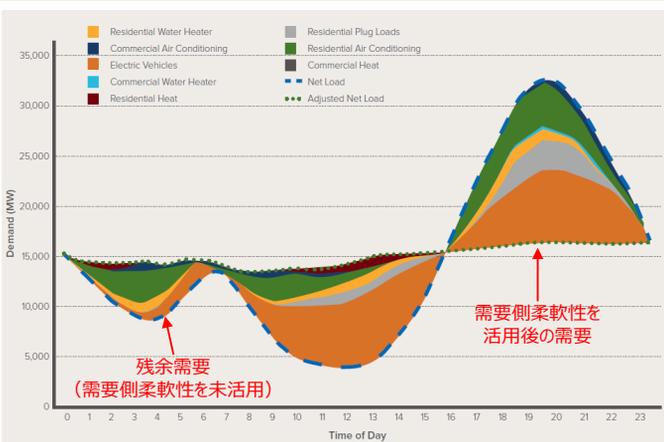


図 需要側柔軟性を活用した場合の負荷（需要）

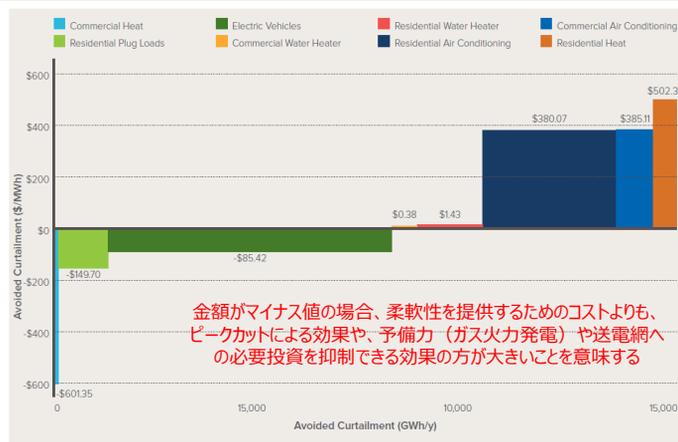


図 出力抑制の回避量および必要コスト

低炭素・低コストの電力システムを形成するために、需要側柔軟性の価値を十分に活用することを重要視し、それを実現するための政策・制度・投資行動をとることが推奨される。

表 政策決定機関、系統運用者、電力会社への提言

- 1 系統運用においては需要側柔軟性の活用を重視し、既存発電所への投資を抑制する。
- 2 再生可能エネルギーの導入拡大計画を策定する際には、需要側柔軟性を十分に考慮する。
- 3 再生可能エネルギーと需要側柔軟性は、経済的に最適となるポートフォリオを追求する。
- 4 非系統資産（需要家所有の柔軟性源）への投資を推奨し、電力会社の収益獲得機会を増やす。
- 5 柔軟性資源の導入および電力システムへの支援が促進されるような、需要家へのインセンティブを創設する。

米国では、600以上の電力会社が需要側柔軟性を活用するための料金体系を提供している。需要側柔軟性は、多額のインフラ投資を抑制する“Non-Wires Alternatives”として重要視されている。

- 米国では、需要側柔軟性を系統に活用するプログラムが数多く存在する。これは従来のデマンドレスポンスとは異なり、ピーク需要を下げるだけでなく、別の時間帯に**需要をシフトして負荷を平準化**するように設計されている。

表 米国の需要側柔軟性活用プログラム

技術	電力会社	プログラム概要
電気自動車のスマートチャージ	San Diego Gas & Electric (SDG&E, カリフォルニア州)	定置式蓄電システムと電気自動車充電器を組み合わせ分散型エネルギー源 (DER) として活用する、10カ月のプロジェクトを2015年に実施。電気自動車を非ピーク時に充電するよう電力会社が遠隔制御することが可能。
氷蓄熱システム	Southern California Edison (SCE, カリフォルニア州)	1,800台の氷蓄熱システムを産業・業務顧客（需要側）へ導入。合計25.6MW分相当の蓄電容量を提供することが可能。
スマート給湯器	Hawaiian Electric (HECO, ハワイ州)	需要家のスマート給湯器を制御して系統サービスに活用する、1年間のプロジェクトを2014年に実施。需要家の電力使用量や快適性にほとんど影響することなく、系統電圧調整力を正確かつ安定的に提供できることが検証された。
スマートサーモスタットとスマート給湯器	Green Mountain Power (GMP, バーモント州)	ピーク負荷を削減するために、スマートサーモスタットとスマート給湯器を99セント/月で使用できる試験プロジェクトを2017年に実施。参加者は、快適性を損なわない範囲で、電力会社が系統サービスのために機器を制御することを許容する。
電気熱貯蔵システム	Tri-County Rural Electric Cooperative (オハイオ州)	電気熱貯蔵システムの設置に対して、需要家（家主）に\$50/kWhのリバートを提供。参加者には時間別料金制度（TOU）をオファーし、非ピーク時の安い電気料金を用いて熱貯蔵を行うよう促している。

系統増強を行わずに電力システムの需給バランスを満たすソリューション（NWS）を拡大するため、規制環境の整備、系統運用手法の見直し、調達手順の最適化が必要となる。

- **文献概要** 米国で年々増加している系統増強費用を抑制するため、分散型エネルギー源をはじめとする**系統増強以外のソリューション（Non-Wires Solutions, NWS）**を導入促進するための制度、手続き、規制当局・電気事業者・開発事業者の役割について詳細を説明。
- **NWS拡大への課題** 解決すべき課題は下記の3点である。
 - **規制環境の整備**：政府による導入主導、義務化・インセンティブ導入、導入・評価基準の策定、ステークホルダー取りまとめ
 - **電力事業運用の見直し**：NWSと既存系統の運用一体化、電気事業者と開発事業者の協力、試験運用の効果的な活用
 - **調達手順の最適化**：需要家プログラム（DR、蓄電池）の導入、価格メカニズムの活用（時間帯別料金制度、デマンド料金、ネットメーティング）、競争入札の推進

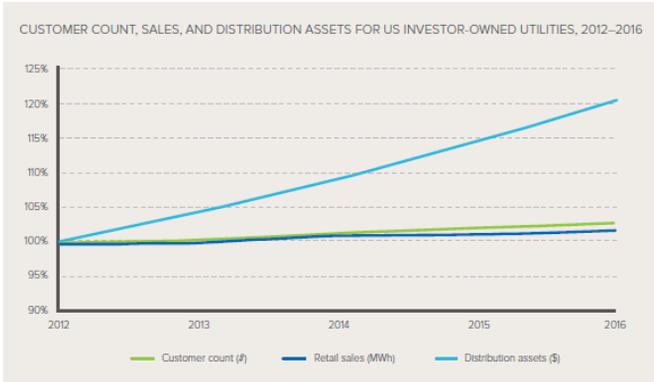


図 米国における顧客数・小売販売電力量・配電資産額の推移（2012-16）

出所) THE NON-WIRES SOLUTIONS IMPLEMENTATION PLAYBOOK (2018年), p12(Figure 2)

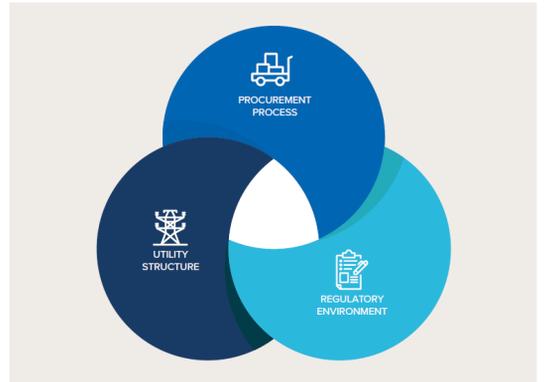


図 NWS拡大のための解決すべき課題構造

出所) THE NON-WIRES SOLUTIONS IMPLEMENTATION PLAYBOOK (2018年), p19(Figure 3)

日本の電力システムにおいて、系統安定性を維持しつつ、自然エネルギーにより年間電力需要の40%を供給することは実現可能である。ただし、自然エネルギーによるアンシラリーサービスの導入が必要となる。

- **文献概要** 自然エネルギー財団とアゴラ・エナジーヴェンデが日本における変動型自然エネルギー（VRES）の系統への統合の影響を分析し、系統安定性を維持しつつ導入可能な自然エネルギー比率（RE率）を提示した。
- **分析結果の要旨** 追加的な系統増強なしに、33%あるいは40%の自然エネルギー比率の実現が可能。
 - VRES発電量の1.8%を出力抑制することで、**2030年の年間電力需要の33%を自然エネルギーでまかなうことが可能。**
 - 出力抑制率を3.9%まで許容することができれば、**2030年の年間電力需要の40%を自然エネルギーでまかなうことが可能。** デマンドレスポンス、蓄電池など他の技術を考慮した場合、実現可能性はさらに高まる。
 - ただし、**自然エネルギーによるアンシラリーサービス**（本研究では主に高速周波数応答サービスを検証）の導入が条件となる。

表 2030年時点の年間自然エネルギー水準

	日本 (~33% RES)			日本 (~40% RES)		
	日本	東日本	西日本	日本	東日本	西日本
年間需要(TWh)	916	412	503	916	412	503
PV(GW)	100	44.7	55.3	125	44.8	80.2
風力(GW)	36	24.9	11.1	54	37.5	16.5
揚水(GW)	22.3	8.9	13.3	22.3	8.9	13.3
SNSP制約*	60%(東日本) 70%(西日本)	60%	70%	60%(東日本) 70%(西日本)	60%	70%
年間VRES率 (%)	22.1%	28.4%	16.9%	28.9%	34.7%	24.1%
年間RE率 (水力含む) (%)	33.0%	38.9%	28.3%	39.8%	45.2%	35.5%
年間VRES出力抑制 (%)	1.8%	3%	0%	3.9%	5.1%	2.5%

*SNSP制約とは、1時間あたりの変動型自然エネルギー導入量の上限值である。

出所) 自然エネルギー財団「2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」(2019)、p.53 (表16)

電力システムの安定性へ及ぼす影響を、「系統安定性」と「電力潮流」の観点から評価を実施した。

■ 分析手法

- 需給シミュレーション用モデルであるSWITCHと、潮流および周波数応答シミュレーション用モデルであるPowerFactoryによるモデル分析により、シナリオ別（次ページ参照）のVRES発電割合による評価を行った。
- 電力システムの安定性は「**系統安定性**」と「**電力潮流**」の観点から評価を実施した。

表 電力システム安定性の評価項目

評価項目		概要	本研究での閾値
系統安定性	①周波数変化率	系統安定性に係る保護装置のトリガー値として用いられるパラメータである。突発的 事故発生後に周波数変化率が高い場合には、最下底周波数（下記参照）も低く なる可能性が高く、安定性を図るための重要な指標である。	0.2Hz/s
	②最下底周波数	周波数が一定の値を下回ると、送電系統内に存在する発電機および負荷が遮断さ れる恐れがあるため、最も重要な指標とみなされる。	東日本：49Hz 西日本：58.8Hz
	③系統慣性	同期発電機に存在する回転運動エネルギーの慣性が利用される。電源脱落などが 生じると、瞬時に系統に対して周波数を維持する反応を（自動的に）示すものであ り、系統安定性の鍵となる。	-
電力潮流		地域間と地域内の送電線の両方が分析対象となっている。電力潮流の評価を行うこ とで、発電設備に占めるVRES比率の上昇および在来型発電の比率低下により、ど の送電線や地域において大きな影響がでるかを確認することができる。	-

注）系統安定性評価項目の①、②に関しては、1.5GWの突発的電源脱落事故に対する応答を想定した。突発事故に対する系統安定への支援は、1. 火力発電機の慣性応答、2. 一次応答（発電機のガバナートと高速周波数応答）、3. 東西間のHVDCによるアンシラリー・サービス（600MW）と控えめな設定とした。ただし、VRES導入による影響を分析するため、VRESによる高速周波数応答（FFR）サービスも想定している。

東日本と西日本の電力系統において、2つのシナリオと、4つの時間断面に関して分析を実施した。

■ 分析シナリオ：下記二つのシナリオを想定する。

- **政府目標シナリオ**：2030年時点の自然エネルギー導入量に関する政府の政策目標。（自然エネルギー比率：22～24%）
- **自然エネルギー導入シナリオ**：再エネ事業者団体が達成可能と考える自然エネルギー導入量を参照したシナリオ。

■ 対象時間断面：系統の代表的な時間断面を評価する。

- 「S1：高需要・低VRES」、「S2：高需要・中VRES」、「S3：低需要・高VRES」、「S2b：VRES水準がS2とS3の間」。

■ 対象地域：東日本と西日本の電力系統をそれぞれ個別に評価する。

表 分析シナリオ別電源構成

発電方法	導入量 [GW]		
	政府目標シナリオ	自然エネルギー導入シナリオ	差異
太陽光	64	100	+34
風力	10	36	+26
原子力	23	0	-23
石炭	37	37	0
天然ガス ^a	53	75	+22
水力 ^b	52	52	0
石油	0	0	0
バイオエネルギー ^c	4.7	2.1	-2.6
地熱	1.7	1.7	0

a. ガス・コージェネレーションを含む（一般財団法人コージェネレーション・エネルギー高度利用センターによる見込み）。
b. 揚水発電を含む。
c. バイオガスおよびバイオマス。

表 分析対象時間断面

No.	タイムスタンプ	需要	自然エネルギー出力	消費電力中自然エネルギー比率	政府目標シナリオにおけるVRES導入レベル	自然エネルギー導入シナリオにおけるVRES導入レベル
S1	夜間・2030年8月（午後7時）	高147 GW	低（夜間）	低	5%	9%
S2	昼間・2030年8月（午後1時）	高150 GW	高	中	22%	36%
S2b	昼間・2030年7月（午後1時）	中111 GW	中	中	-	48%
S3	昼間・2030年5月（午後1時）	低90 GW	高	高	40%	69%

注）VRES導入レベルは、電力システムにおける1時間あたりのVRES導入量割合（瞬時給電率）で示す。

東日本では、系統安定性を損なうことなく、60%のVRES瞬時給電率を実現可能である。ただし、東西間連系線によるアンシラリーサービス活用、VRESによる高速周波数応答 (FFR) サービスを導入することが必要となる。

■ 分析結果1：電源脱落后の周波数変化率と最下底周波数 (東日本)

- VRESが低比率 (S1) と中比率 (S2) の時間断面においては、VRESによるFFR支援なしに、最下底周波数は臨界閾値 (49Hz) 以上にとどまり、周波数変化率の値も許容範囲内に収まる。
- VRESが高比率 (S3) の時間断面においては、風力発電機からのFFR支援 (政府目標シナリオ：約216MW、自然エネルギー導入シナリオ：約780 MW)、太陽光発電所からのFFR支援 (自然エネルギー導入シナリオ：102 MW) による有効電力が系統に追加供給されたとしても、最下底周波数は臨界閾値 (49Hz) を下回る。
- 従来から存在する**東西間のHVDC連系線によるアンシラリーサービスと、VRESによるFFRサービスを考慮すれば**、最下底周波数はS3においても臨界閾値 (49Hz) に収まる。この場合、**60%のVRES瞬時給電率**が実現可能となる。

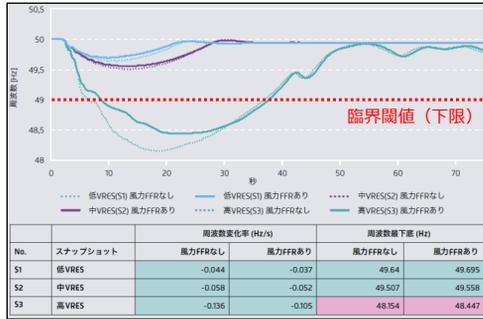


図 政府目標シナリオ (東日本) における電源脱落后の周波数応答

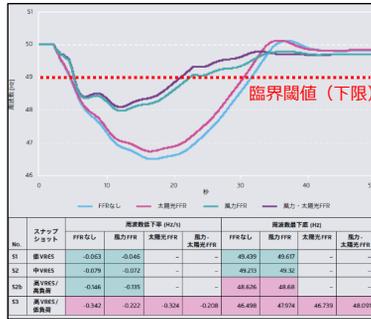


図 自然エネルギー導入シナリオ (東日本) における電源脱落后の周波数応答

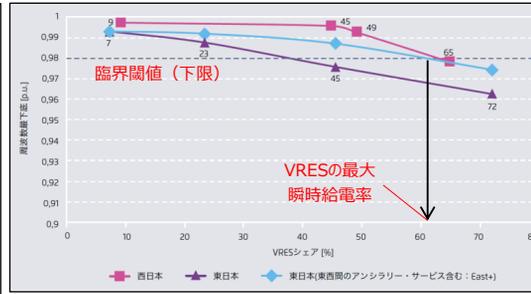


図 自然エネルギー導入シナリオにおけるVRESシェアと周波数最下底 (風力FFRあり)

出所) 自然エネルギー財団「2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」(2019)、p.32, 36, 45 (図8, 11, 20)

西日本では、系統安定性を損なうことなく、70%のVRES瞬時給電率を実現可能である。ただし、自然エネルギー導入シナリオにおいては、VRESによる高速周波数応答 (FFR) サービスを導入することが必要となる。

■ 分析結果2：電源脱落后の周波数変化率と最下底周波数 (西日本)

- 東日本と比べて、西日本は事故後の周波数の低下が小さい。西日本では在来型発電の導入量が大きく、在来型発電機から得られる慣性応答と一次応答力が大きいためである。政府目標シナリオにおいては、全時間断面で最下底周波数は臨界閾値 (58.8 Hz) 以上にとどまり、周波数変化率の値も許容範囲内に収まる。
- 自然エネルギー導入シナリオにおいては、S3断面における周波数低下が大きいものの、**太陽光発電による追加的なFFR支援 (248MW)** を考慮すると、最下底周波数は臨界閾値 (58.8Hz) を上回る水準にとどめることができる。**VRESによるFFRサービスを考慮した場合、70%のVRES瞬時給電率**が実現可能となる。

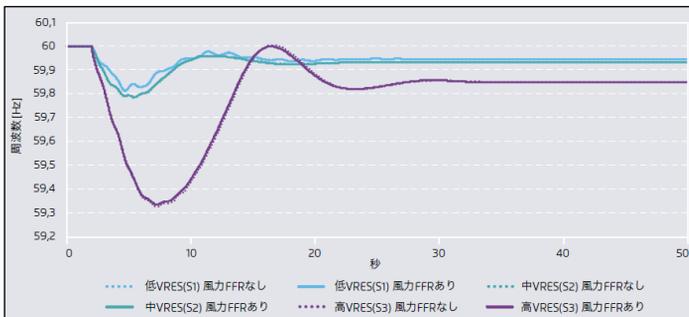


図 政府目標シナリオ (西日本) における電源脱落后の周波数応答

出所) 自然エネルギー財団「2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」(2019)、p.33 (図9)

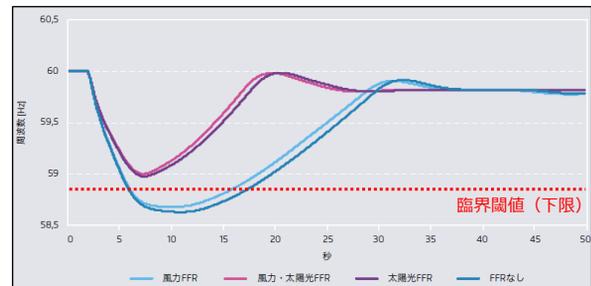


図 自然エネルギー導入シナリオ (西日本) における電源脱落后の周波数応答

出所) 自然エネルギー財団「2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」(2019)、p.38 (図13)

VRESによる給電率が大きくなるにつれ、系統慣性は低下する。周波数臨界閾値における系統慣性の値は、系統安定運用を行う際において、負荷遮断を行うかどうかの目安値とみなすことができる。

■ 分析結果3：系統慣性

- VRESによる比率が高い時間断面ほど、系統慣性の値は低下する傾向にある。これは、VRESからの給電率が高い場合においては、系統慣性をもたらす同期発電機からの給電量が減少するためである。
- 周波数臨界閾値における系統慣性の値は、西日本で120 GWs、東日本で180 GWs程度である。この値を、周波数最下底値を下閾値以上に維持するための系統慣性の目安値とみなすことができ、これを下回る場合は負荷遮断が必要となる。
- 系統慣性は、事故発生時に自動的に応答する有効な安定化手法であるが、需給状況に応じて変動する性質を持つため、**慣性モニタリング**を行い、必要な系統慣性が常に確保できているかを確認することが重要である。

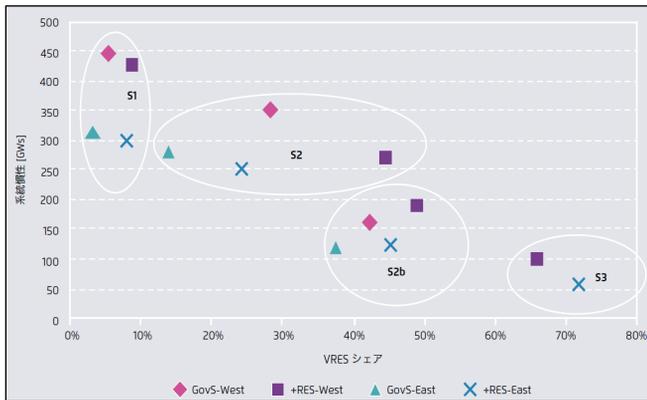


図 政府目標シナリオと自然エネルギー導入シナリオの時間断面におけるVRES導入率と系統慣性

出所) 自然エネルギー財団「2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入電力システムの安定性分析」(2019)、p.39 (図14)

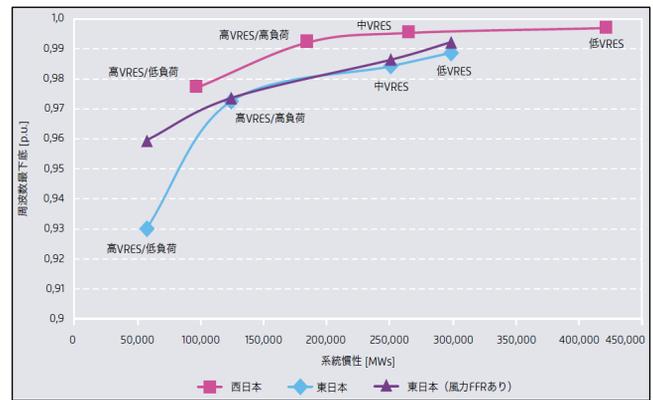


図 自然エネルギー導入シナリオにおける系統慣性と周波数最下底値
 注) 周波数臨界閾値は、0.98 p.u.に相当

出所) 自然エネルギー財団「2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」(2019)、p.43 (図17)

将来の系統整備計画においては、送電線負荷が集中する個所を生じさせないように、VRESの導入分布が系統に与える影響を体系的に考慮する必要がある。

■ 分析結果4：電力潮流解析

- 九州、中国、四国では自然エネルギーの設備容量が大きいいため、VRESの導入拡大にともない受電量が減り、送電量が増える。その結果、いずれのシナリオにおいても、九州地方から中国地方、あるいは中国地方から関西地方への潮流が増加する。
- 九州、中国、四国、東北では、メッシュ型送電線の負荷が増加している。これに対して関西、北陸、中部、東京では、メッシュ型送電線の負荷が減少している。これは、自然エネルギー設備を、負荷(需要)が集中している場所の近くに均等分布させるという前提条件の下で分析を実施しているためである。すなわち、**自然エネルギー設備の設置地域をより均等に分布させることで、送電系統増強の必要性を最小限に抑えられる。**

表 政府目標シナリオの地域間潮流

地域間潮流	低RES (S1) [MW]	中RES (S2) [MW]	高RES (S3) [MW]
中国→九州	-76	-748	-2,524
四国→中国	614	1,022	-30
中国→関西	-392	811	1,979
北陸→関西	4,950	3,126	3,744
関西→中部	3,062	1,146	862
四国→関西	537	489	228
東京→東北	-2,086	-1,312	-6,046

表 自然エネルギー導入シナリオの地域間潮流

地域間潮流	低RES (S1) [MW]	中RES (S2) [MW]	高RES (S3) [MW]
中国→九州	-178	-2,064	-3,256
四国→中国	1,136	1,238	128
中国→関西	133	1,521	2,727
北陸→関西	1,370	118	-146
関西→中部	352	-444	-416
四国→関西	289	127	-6
東京→東北	-38	1,014	-2,876

表 政府目標シナリオにおける地域別送電線負荷の傾向

電力会社の供給地域	負荷の傾向	
	メッシュ型送電線	母線
西日本		
九州	増加	減少
中国	増加	減少
関西	減少	減少
北陸	減少	減少
中部	減少	減少
四国	増加	減少
東日本		
東北	増加	減少
東京	減少	減少

表 自然エネルギー導入シナリオにおける地域別送電線負荷の傾向

電力会社の供給地域	負荷の傾向	
	メッシュ型送電線	母線
西日本		
九州	増加	減少
中国	増加	減少
関西	減少	減少
北陸	減少	減少
中部	減少	減少
四国	増加	減少
東日本		
東北	増加	増加
東京	減少	減少

ドイツエネルギー機構 (dena) において、2050年までにエネルギー転換を達成するためのシナリオ分析を実施。様々なエネルギー資源・技術を組み合わせるアプローチがコスト面や実現性の観点で優位となる。

■ **文献概要** ドイツの脱炭素化に向けた解決策、最適なエネルギーのあり方や、部門をまたいだ技術の実現可能性に関する研究結果を紹介。**電化中心のELシナリオ**と**様々なエネルギー資源・技術を組み合わせたTMシナリオ**を比較し、それぞれ**温室効果ガスの排出量を1990年比で80%と95%削減する道筋**を分析。

■ **エネルギー転換の実現に向けた対応**

- **様々な技術を組み合わせたアプローチ (TMシナリオ) の方が、コスト面および実現性の面で優位**となる。
- エネルギー転換の鍵となるのは、**省エネルギーの拡大、再生可能エネルギーの普及拡大、再生可能エネルギー由来のエネルギーキャリア (パワーフュエル) の普及**の3点であり、下記のような課題が挙げられる。
 - 再生可能エネルギーの拡大に向けた電力システムの整備
 - 再生可能エネルギー拡大に伴う市民の意識改革
 - 電力とパワーフュエルの国際市場の発展および規制の整備
 - 長期的な投資サイクルを見据えた早期の政策決定

表 各シナリオ概要

シナリオ	内容
基準シナリオ	削減目標を設けず、現行の政策のまま進めるシナリオ。削減幅は1990年比62%にとどまる。
電化シナリオ (EL)	電化を中心としたエネルギー転換を目指すシナリオ。目標削減幅に従って、それぞれEL80、EL95と表記。
技術複合シナリオ (TM)	様々な技術とエネルギー源を組み合わせるエネルギー転換を目指すシナリオ。目標削減幅に従って、それぞれTM80、TM95と表記。



図 部門ごとの温室効果ガス排出量 80%削減目標

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p58(Figure 1.1)

dena「Study Integrated Energy Transition」(2018)
【2. エネルギー転換への道筋(1/2) 再生可能エネルギーの普及拡大】

再生可能エネルギーは大幅に普及拡大することが見込まれる。主力を担う風力発電の確実な普及や、市民の意識改革、安定供給力の確保などが課題となる。

- **再生可能エネルギーの普及拡大** 再生可能エネルギーは大幅な普及拡大が見込まれ、陸上風力発電が6割、次いで太陽光発電が大きな割合を占める。陸上風力発電やパワーフュエルの活用が予想を下回る場合は、代替手段として洋上風力発電が重要となる。電力需要の増加に伴い、送配電網の増強も必要とされる。
- **市民の意識改革** 風力発電機設置に対する**市民の反対**や**自治体の規制**が課題となる。市民や自治体のエネルギー転換に対する理解を得るとともに、デマンドレスポンスや蓄電池などの積極的な参加が求められる。
- **安定供給**
 - 電化中心シナリオ (EL) の場合、安定供給に必要な発電容量が2015年比で90%増加する。設備増加を最小にするために、**欧州諸国との連系による需給調整、パワーフュエルやバイオメタンを燃料とするガス火力発電所の増設**が必要とされる。
 - 再生可能エネルギーの拡大に伴い火力発電所の稼働率は低下するため、大型だけでなく小型発電所の建設も求められる。

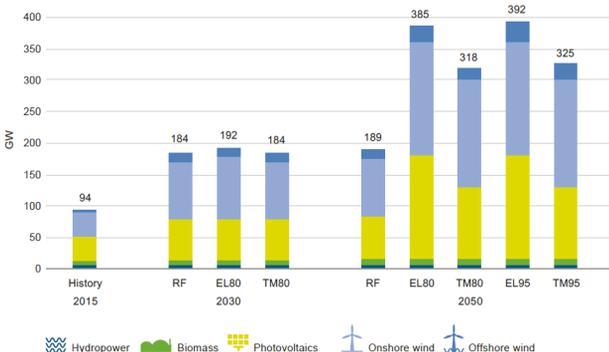


図 ドイツにおける再生可能エネルギーの導入容量

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p63(Figure 6)

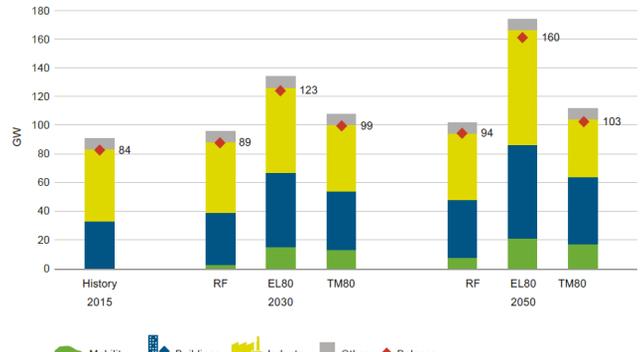


図 安定供給に必要な発電容量

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p64(Figure 7) 28

複合技術シナリオ (TM) の方が、電化シナリオ (EL) よりも現実的なエネルギー転換が可能であり、実現のためには再生可能エネルギー由来のエネルギーキャリア (パワーフェユール) の利用が鍵となる。

- **パワーフェユールによる貯蔵と取引** 再生可能エネルギー電力による電気分解で得た水素を直接、あるいは加工してガス・液状燃料として利用することで、電力の貯蔵と国際取引が可能になる。化石燃料と比較して**依存率は下がるものの、エネルギーの大半は輸入に頼る**見通しである。
- **最終消費部門での利用** パワーフェユールは特に電化の難しい分野で活躍する。いずれのシナリオでも全部門で利用され、特に95%削減目標を達成するためには大量の利用が見込まれる。
 - 建築物部門ではガスと混合することで既存のガス導管網を活用できる。ヒートポンプの導入台数は、ELシナリオが1600万台に対してTMシナリオでは650万台であり、暖房に電力が占める割合はそれぞれ80%、31%である。
 - 運輸部門では、長距離運送の大型トラックや海運、空運での化石燃料に代わる燃料としての使用が不可欠となる。TMシナリオではガスの需要が2015年の4TWhから93TWhに増加し、電気や水素と同程度の使用が見込まれる。
 - 産業部門では、石油に代わる化学製品の原料としての使用が見込まれる。また鉄鋼と化学産業では水素の需要が増加し、既存のガス導管網を転用した水素供給が求められる。

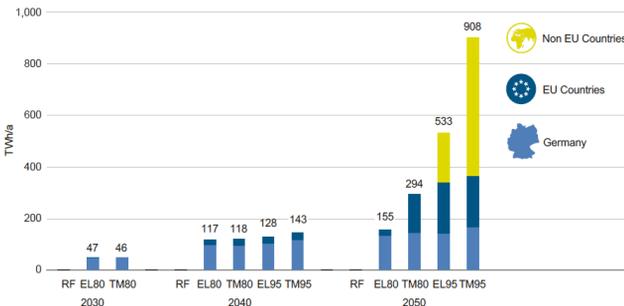


図 ドイツにおけるパワーフェユールの需要と生産地

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p66(Figure 9)

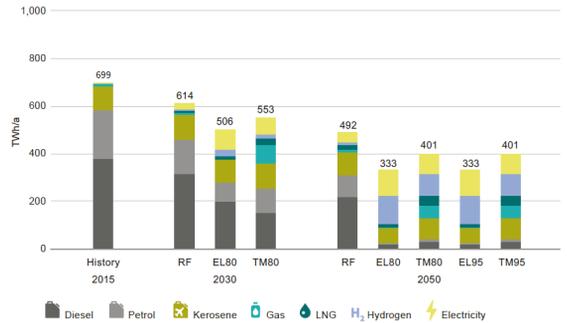


図 運輸部門の動力分布

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p62(Figure 5) 29

複合技術シナリオ (TM) では既存のインフラを活用することができるため、電化シナリオ (EL) に比べ投資額を大幅に抑制することができる。

- **エネルギー転換への投資** 基準シナリオと比較した2050年までの追加投資額は、**EL80シナリオでは€1.8兆**に対し、**TM80シナリオで€1.2兆**であり、複合技術を活用することで**€0.6兆の投資コストが削減**される。
- **部門別投資額の比較**
 電化率の違いにより、以下のような投資額の差が見込まれる。
 - 建築物部門では基準シナリオと比較して、TMシナリオで4500億、ELシナリオで8900億~1兆ユーロの追加コストが発生する。ガス導管網と地域熱導管網を継続して利用することで、改修コストを抑えることができる。
 - 送配電網への投資額は2300億~3600億ユーロと見込まれる。ヒートポンプや電気自動車の増加と再生可能エネルギーの大量導入が、ELシナリオの配電網増強コストを押し上げている。
 - ガス火力発電所の建設や蓄電池、デマンドサイドマネジメントなど、安定供給のための容量確保にかかる投資額は、TM80シナリオの1400億ユーロに対し、EL80シナリオは3100億ユーロに上る。

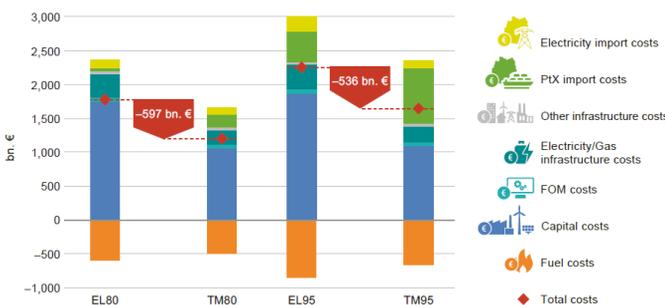


図 基準シナリオと比較したシナリオ毎の追加投資コスト (2018-2050年累計)

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p60(Figure 3)

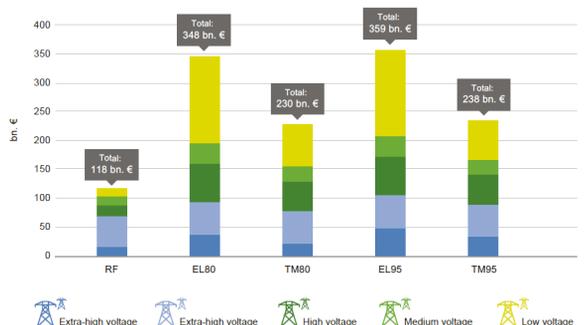


図 送配電網の増強に必要な投資額 (2018-2050年累計)

出所) dena, Study Integrated Energy Transition (2018年), p67(Figure 10) 30

目標達成には長期的な見通しと、統合的な戦略が必要とされる。

■ 長期的な計画と目標設定

削減目標を80%とするか95%とするかによって取るべき戦略は大きく変わるため、早期に目標を決定する必要がある。**95%削減の目標を達成するためには、電力、輸送、熱部門からの温室効果ガス排出は許容されず、産業部門ではCCS（二酸化炭素貯留）の活用が不可欠**となる。さらに、**石炭火力発電所の撤廃、パワーフュエルの活用（大半は輸入）が必要**となる。

■ 代替手段への投資

陸上風力発電機設置の拒否などによりエネルギー転換が遅れた場合、80%削減を達成するために早期のパワーフュエル導入と洋上風力発電の拡大が必要とされる。

■ 政策決定機関への提言

- 税金や手数料などを見直し、イノベーションを促す公正な土壌づくりを目指す。運輸部門では、CO2排出量に基づいた課税が推奨される。
- 統合的なエネルギー転換を進めるための教育プログラムによるコンサルタントの育成や、資格による職務内容や要件の整備を行う。
- 再生可能エネルギー電源設置のための土地の確保と設置規制の見直しを進める。
- ガス導管網での水素利用を促進するとともに、電力網との連動を図る。
- 安定供給のための容量確保の必要性や、その手段となるデマンドサイドマネジメントや蓄電池といった方策について、専門家・政策決定者間の理解を共有する。
- 建築物改修に対する助成金を拡大する。
- 産業部門における水素導入の試験的プロジェクトを推進する。
- 世界のエネルギー市場の動向を追い、コスト変動の見極めや新技術の投入に活用する。

(3) 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査

コーポレートPPA：ビジネスモデルの特徴及び課題

近年、企業による再生可能エネルギー調達の手段として、企業が再生可能エネルギー発電事業者と長期にわたる電力売買契約を締結する「コーポレートPPA」の形態を採用するケースが増加している。

- **ビジネスモデルの仕組み** コーポレートPPAに明確な定義はないが、一般的にはいくつかの類型に分類される。サイト内や需要地近くで発電設備からの供給を受ける「オンサイトモデル」に加えて、サイト外の設備と契約を締結する「オフサイトモデル」がある。「オフサイトモデル」は、需要家の立地する市場構造等に応じて利用可能なモデルが限定され、物理的な供給を受ける「物理的オフサイトコーポレートPPA」と、電力とは別に再生可能エネルギー証明書（GOs）をやり取りする「金融オフサイトコーポレートPPA」に大別される。

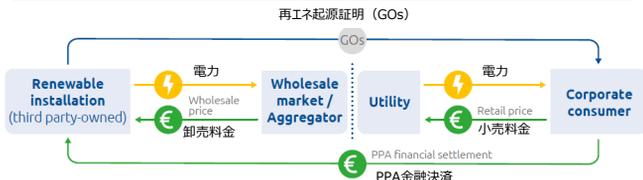
図 再生可能発電にかかるオフサイトコーポレートPPAの一般的な類型

物理的オフサイトコーポレートPPA



物理的オフサイトPPAでは、企業購入者に代わり、電力会社が需給調整サービス等の提供契約を結び、PPA管理料金（手数料）を徴収することが一般的。

金融（バーチャル）オフサイトコーポレートPPA



再生可能発電者と企業購入者が行使価格に同意する金融デリバティブ商品として一般的に定義される。支払いフローとして「差額契約」がよく用いられる。

表 コーポレートPPA活用による発電事業者、需要家にとってのメリット

発電事業者にとってのメリット	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 支援制度対象外の再生可能エネルギー発電設備について、売電価格に一定の保証を得られる ➢ 電力の直接販売を必要とする支援制度類型（FIP制度、CfD FIT制度等）の採用国における「売電価値」の価格リスクヘッジが可能
需要家にとってのメリット	<ul style="list-style-type: none"> ➢ RE100やCDP、科学と整合した目標設定（SBT）等を受けた再生可能エネルギー調達のニーズ増大に対応して、温室効果ガス排出削減や持続可能な商品/サービスの提供をアピール可能

表 コーポレートPPA活用で想定される課題と対応策の例

ビジネスモデルの課題	対応策の例
取引先の信用リスク	➢ 取引所によるクリアリング機能の活用
契約手続きの煩雑さ	➢ ひな形契約書の整備
小規模事業者の参加障壁	➢ 複数者（買い手、売り手）によるPPA（アグリゲーターの活用など）
適切な契約相手の発見	➢ マッチングサイトの活用

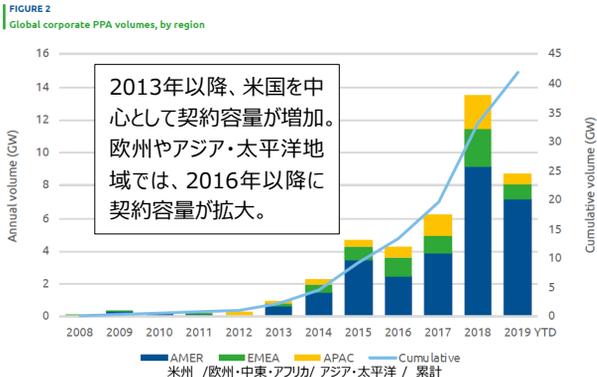
（出典）RE-Source, "Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe", (2019) より作成

コーポレートPPA：海外における普及状況① 世界における状況

再生可能エネルギーのコーポレートPPAは、支援制度の水準が低く、また大企業が締結に動いた米国を中心に広がりを見せてきたが、近年は欧州やアジア・太平洋地域でも、契約容量が拡大してきている。

- **普及状況とその背景要因** コーポレートPPAは、連邦政府による再生可能エネルギー支援制度が不安定であった米国を中心として、以下の要因もあり拡大してきた。他方、欧州では、比較的厚い支援制度のもとで、コーポレートPPAの進展は遅れていた。
 - ✓ 米国では、Googleが最初のコーポレートPPAを締結してから、MicrosoftやApple、Walmart等の大企業によるコーポレートPPAの締結が進み、プロジェクトの「融資適格性（バンカビリティ）」の向上に寄与。
 - ✓ 2016年に、連邦による生産税額控除（PTC）の段階的な支援制度の縮小、最終的な廃止が決定。風力発電事業者を中心として、コーポレートPPAを締結することで売電価格に関する長期の安定性を確保する動きが加速。

図 世界の地域別コーポレートPPA契約容量の推移



Source: BloombergNEF 注：社内PPAは除く。APAC数は概算。メキシコ電力改革前の企業PPAは除く。
 Note: Chart is for off-site PPAs only. APAC capacity is estimated. Pre-market reform Mexico PPAs excluded. Figures are subject to change and may be updated as more information is made available. Data is through June 2019.

図 米国におけるPPA署名状況の推移（2013年Q1～2018年Q3）

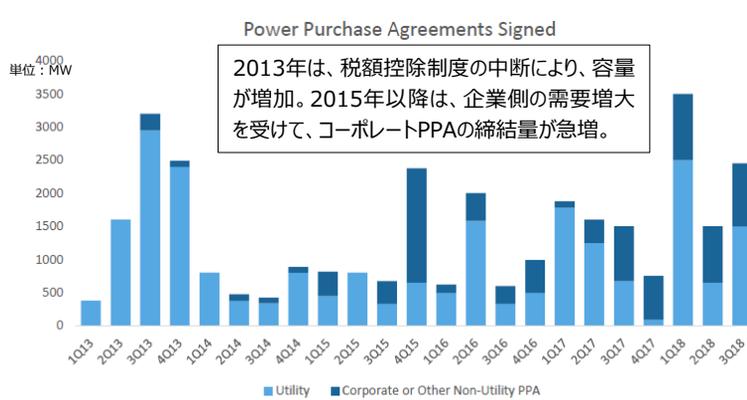


Figure 16: PPAs signed in the US Source: AWEA, 2018

2015年以降は公益事業者（Utility）以外との契約容量が増加

（出典）RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe”, (2019) より作成

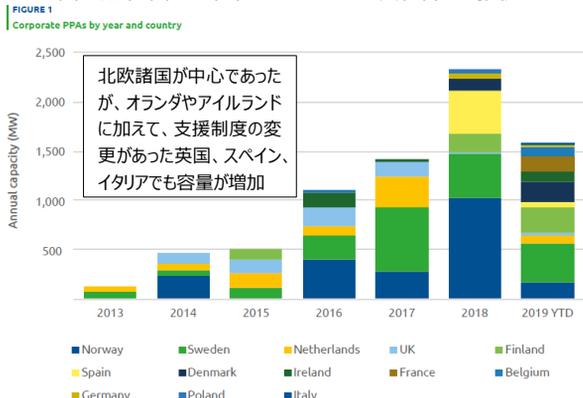
（出典）K2 Management A/S, “Analysis of the Potential for Corporate Power Purchasing Agreements for Renewable Energy Production in Denmark”, (2019) より作成 3

コーポレートPPA：海外における普及状況② 欧州における状況

欧州のコーポレートPPA市場をけん引してきたのは、データセンターが多く立地するノルウェーやスウェーデンといった北欧諸国であったが、近年は支援制度の改正等を受けてオランダ、スペイン等でも増加傾向にある。

- **普及状況とその背景要因** 支援制度や市場構造の違いから、米州よりも遅れていた欧州におけるコーポレートPPAであるが、2014年以降は、北欧諸国に加えて、他の主要国でも以下の要因によりコーポレートPPAの契約容量が増加傾向にある。
 - ✓ 再生可能エネルギー導入支援制度の廃止や中断のあったスペイン、英国、イタリア、アイルランド等では、コーポレートPPAが、従来の支援制度の代替として用いられることもあり、契約容量が増加傾向にある。
 - ✓ 他方、需要側の要因として、米国企業を中心とした需要もコーポレートPPA増加の原動力となっており、Microsoft、General Electric、Google等の企業が、主に風力発電設備との売電契約を締結していることが公表されている。
 - ✓ ドイツでは、厚い支援制度の存在と、再エネ原産地証明（GoO）の活用によるグリーン電力購入が可能であるため、PPAの契約容量が低調であったが、2021年以降にFIT制度の支援対象期間が終了する電源が出てくるため、増加が予測される。

図 欧州の国別の単年コーポレートPPA契約容量の推移



Source: WindEurope

（出典）RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe”, (2019) より作成

図 欧州主要国における支援制度とPPA締結可否の関係

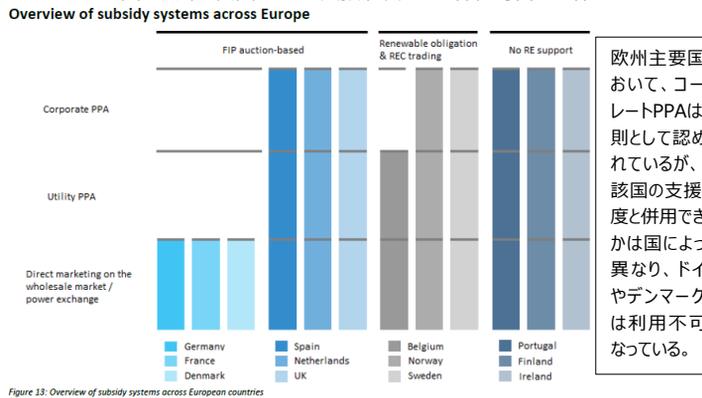


Figure 13: Overview of subsidy systems across European countries Source: HSH Nordbank, 2018

ドイツでは支援制度とPPAの併用は不可であるが、英国やオランダでは可能となっている

（出典）K2 Management A/S, “Analysis of the Potential for Corporate Power Purchasing Agreements for Renewable Energy Production in Denmark”, (2019) より作成 4

コーポレートPPA：先行取組事例「Ørsted社のコーポレートPPA」

デンマークに本社を置くØrsted社は、2019年2月に英国の水道会社であるNorthumbrian Waterと10年間のコーポレートPPAを締結し、Race Bank洋上風力発電所の発電電力を年間100GWh販売。

- **概要** 2019年3月以降、Northumbrian Waterの再エネ電力需要の30%が、Race Bank洋上風力発電所から複数の事業所に直接供給される。Race Bank洋上ウィンドファームは、Siemens Gamesaの6.3 MWのタービン91基を備えた、定格容量573.3 MWの発電所であり、2018年2月に運転を開始した。Ørsted社は50%の株式を保有しており、Macquarie European Infrastructure Fund 5が25%、住友商事・Macquarie Capitalの合弁会社が25%を保有している。

■ 取引価格リスク軽減対策としてのコーポレートPPA

- ✓ Ørsted社のメリット：売電価格の長期にわたる確実性を確保し、需要家との長期パートナーシップの確立する。
- ✓ 需要家のメリット：電力料金の長期にわたる確実性を確保するとともに、調達電力がどの洋上風力発電所のものであるかが可視化され、温室効果ガス排出量の削減や持続可能な製品・サービス提供を可能にするというCSR上のメリットも生じる。

表 Ørsted社の取引リスク軽減策

ポートフォリオ	リスク種類	代表的設備
英国RO制度対象洋上風力発電所	取引価格リスク	Race Bank (英国) ※2018年稼働
補助期間終了洋上風力発電所	取引価格リスク	Nysted (デンマーク) ※2003年稼働
新設補助金ゼロ洋上風力発電所	電力価格変動リスク	Cluster 1 (ドイツ) ※2025年末までに稼働予定

図 Ørsted社の洋上風力発電所



上記の設備のうち、英国、オランダ、ドイツ、スウェーデン及びデンマークで、洋上風力発電所の電力を対象としたコーポレートPPAを提供

(出典) Ørsted社ウェブサイトより作成

<https://orstedbusiness.co.uk/What-we-offer/power-purchase-agreements/Offshore-wind-ppa>

リスク軽減策

- ・市場取引による取引リスク軽減
- ・卸電力取引市場の契約により取引リスク低減
- ・産業用/工業用(C&I)コーポレートPPAで取引リスク低減

(出典) Ørsted, "Capital Markets Day 2018" (2019) より作成

コーポレートPPA：先行取組事例「European Renewable Energy Buyer's Toolkit」①

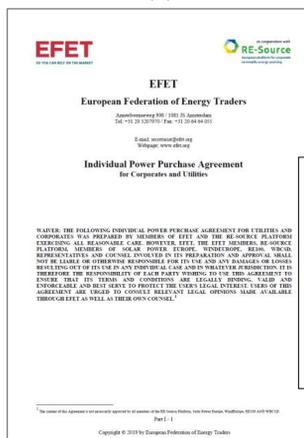
企業の再生可能エネルギー調達に関する買い手と売り手の連合であるRE-Source Platformは、欧州における企業の再エネ調達を推進するためのツールキットを開発し、無償で提供している。

- **概要** 本ツールキットは、再生可能エネルギーの調達機会に対する、参入企業・政策立案者の認識を高めること、買い手と売り手の取引を迅速かつ安価にして促進することを目的としており、すべてのツールを無償で提供している。

■ ツールキットの主な構成

- ✓ 購入企業向けの入門用報告書：欧州で企業が再生可能電力を調達する際に取り得る様々な戦略を解説。
- ✓ 企業調達ディレクトリ：EU28及びスイス、ノルウェーの30ヶ国において、調達の類型ごとに、実施可能か、または調達契約の実績が有るかどうかを整理して開示。新たな調達契約の公表や、管理上の障壁が取り除かれた際は、適宜更新される。
- ✓ コーポレートPPAひな形契約書：EFET (European Federation of Energy Traders) とRE-Source Platformが共同で策定した初めての国際標準ひな形契約書。選択式アプローチで、事業者のニーズに合わせて柔軟に調整が可能。

図 コーポレートPPAのひな形契約書



策定前に関連業界等にも回付され、複数の金融機関がバリエーションを確認済み。条項は選択式アプローチとなっており、利用する関連事業者のニーズに合わせて、柔軟に調整が可能。

図 企業調達ディレクトリの画面イメージ

COUNTRY:	Model	Possible	Done
Netherlands	EU28ヶ国及びスイス、ノルウェーを選択可能		
	Common models		
	On-site		
	A1: Self-owned on-site	✓	✓
	A2: Leasing	✓	✓
	A3: On-site PPA	✓	✓
	A4: Private-wire PPA	✗	✓
	Off-site		
	B1: Physical PPA	✓	✓
	B2: Financial PPA	unknown	✓
	Off-site variants		
	C1: Self-owned off-site	unknown	✓
	C2: Multi-buyer PPA	✓	✓
	C3: Multi-seller PPA	✓	✓
	C4: Cross-border PPA	unknown	✓
	C5: Multi-technology PPA	unknown	✓
	C6: Proxy generation PPA	unknown	✓
	General & Top-up models		
	D1: Green electricity supply	✓	✓
	D2: Unbundled GoS	✓	✓

コーポレートPPAを含む調達の類型ごとに、「実施可能 (Possible)」、「実績有り (Done)」を国別に整理

(出典) ともにRE-Source Platform (<http://resource-platform.eu/toolkit/>) より作成

コーポレートPPA：先行取組事例「European Renewable Energy Buyer's Toolkit」②

ツールキットの購入企業向け入門書では、企業が再生可能電力を調達する際のビジネスモデルを14に分類し、調達時に検討すべき項目を分類別に整理して、企業が適したモデルを選択する材料を提供している。

- **モデル分類の概要** 再生可能設備の立地に従ってオンサイトとオフサイトの2つのカテゴリーに分けて、一般的な6分類（下表A、B）としている。また、オフサイトのバリエーションとしての6分類（下表C）と、補完的モデルの2分類（下表D）も別枠で整理。

図 入門書における再生可能電力調達のビジネスモデル分類と選定時の検討項目

ビジネスモデル分類	オンサイト	自社所有	物理的PPA	長期固定費用	地域の可視性	中小企業向け	付加価値
通常オンサイトモデル							
A1: 自社所有オンサイト	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
A2: リース	✓		✓	✓	✓	✓	✓
A3: オンサイトPPA	✓		✓	✓	✓		✓
A4: 専用線PPA			✓	✓	(✓)		✓
通常オフサイトモデル							
B1: 物理的PPA			✓	✓			✓
B2: 金融PPA				✓			✓
オフサイトバリエーション							
C1: 自社所有オフサイト		✓					✓
C2: 複数購入者PPA			(✓)	✓		✓	✓
C3: 複数販売者PPA			(✓)	✓			✓
C4: クロスボーダーPPA			(✓)	✓			✓
C5: 複数電源PPA			(✓)	✓			✓
C6: 代理発電PPA			(✓)	✓			✓
一般及び補完的モデル							
D1: グリーン電力供給						✓	
D2: 別売GO(エネルギー属性証書)						✓	

(✓) カッコはビジネスモデルにおいて可能であるものの、確定されずに状況による特性

(出典) RE-Source Platform (<http://resource-platform.eu/toolkit/>) より作成

コーポレートPPA：先行取組事例「European Renewable Energy Buyer's Toolkit」③

入門書では、企業が再生可能エネルギーの調達時に検討すべき項目を詳細に解説するとともに、14に分類したビジネスモデルごとに、当該モデルの主な特徴や該当するケーススタディを整理している。

図 再生可能エネルギーの企業調達における選定時の検討項目詳細

項目	内容
オンサイト	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 敷地内または近隣(屋根、地上、または駐車場の屋根等)に設置スペースがあるか。 ✓ 太陽光、風力タービンにより効率的に発電できる天然資源があるか。 ✓ 自治体が再生可能設備の設置を受け入れるか。
自社所有	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電力を調達する再生可能設備を所有するか。所有することで設備に関する決定をすべて自社で行うことができるが、リスクも伴う。 ✓ プロジェクト資金を自社で負担できるか、外部借入れの必要があるか。 ✓ 外部調達の費用はいくらか。
物理的送電	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 再生可能設備と自社の受電点との間に物理的送電線があるか。
長期固定費用	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 再生可能エネルギー調達における長期的な電力価格の管理が一義的な動機か。固定価格のストラクチャーが可能であるが、別のストラクチャー(インフレ指標や他の指標との連動など)も可能である。
地域の可視性	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 社員、顧客、ブランドにとって持続可能な証明の地域可視性は重要か。専用線PPAモデル(どれだけ近隣かにもよる)により、地域可視性が高まるということも考えられる。
中小企業向け	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 中小企業か。これらのモデルは、実施時に比較的少ないリソースおよび知見で済む。管理負担を分担する第三者の支援を受け、別のモデルを利用することも可能である。
付加価値	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 新設再生可能設備を建設するか、既設の改修をすることで、プラスの環境影響を与えることができるか。

図 入門書におけるビジネスモデルごとの解説及びケーススタディのイメージ

地図: 本ビジネスモデルが使用されている、または施行上の障壁のない国を表示

特徴: ビジネスモデルの主な特徴を解説

電力及びキャッシュフロー図

当該ビジネスモデルに該当する欧州でのプロジェクト事例を紹介

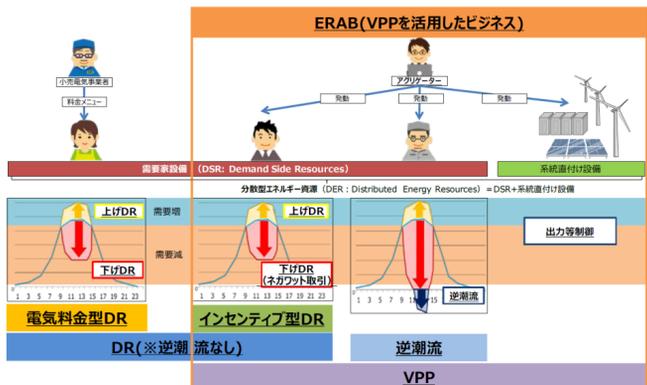
(出典) ともにRE-Source Platform (<http://resource-platform.eu/toolkit/>) より作成

バーチャル・パワー・プラント（VPP）：ビジネスモデルの特徴

資源エネルギー庁による「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス（ERAB）に関するガイドライン」では、VPPは「分散型エネルギー資源（DER）の所有者もしくは第三者が、DERを制御(需要家エネルギー資源からの逆潮流も含む)することで発電所と同等の機能を提供すること」と定義される。

VPPを含むERABは、多様な受け手に対して、様々なサービスを提供することが想定される。

図 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス（ERAB）と関連する用語の関係（VPPの範囲）



ERAB：VPPやデマンドレスポンス（DR）を用いて、一般送配電事業者、小売電気事業者、需要家、再生可能エネルギー発電事業者といった取引先に対し、調整力、インバランス回避、電力料金削減、出力抑制回避等の各種サービスを提供する事業。

VPP：分散型エネルギー資源（DER）の所有者もしくは第三者が、DERを制御（需要家エネルギー資源からの逆潮流も含む）することで発電所と同等の機能を提供すること。

表 エネルギー・リソース・アグリゲーション（VPP含む）で想定される主なサービス

便益の受け手：送配電事業者

系統安定化 ・周波数調整 ・需給バランス ・その他(配電網の電圧調整等)	需要家側の分散電源発電、蓄電池放電、負荷制御・需要抑制制等を集め、送配電事業者に対してリアルタイム市場（2020年創設）等を通じ、各種サービスを提供。
投資最適化	蓄電池等の活用により、系統・変電所等の更新・増強を回避

便益の受け手：小売事業者

電力調達 インバランス回避	リソースアグリゲーター（小売事業者含）が、調達した電力量/ネガワットを市場（スポット市場、1時間前市場）経由あるいは相対取引にて供給。
--------------------------	---

便益の受け手：需要家

電力料金削減	・契約電力削減（ピークカット） ・電力購入タイミング及び電力購入量を最適化（エネマネ、利用時間シフト、省エネ）
設備の最適利用 による収益化	供給余力のある需要家の分散電源、蓄電池を活用し、電力量/ネガワットを販売
BCP	供給余力のある需要家の分散電源や蓄電池からの電力を活用
DR参加インセンティブ	需要家がDRに参加する場合、インセンティブを提供

便益の受け手：再エネ発電事業者

出力制御回避	出力制御が発動する場合に、蓄電池等により需要創出することで、再エネ発電を最大限活用。
---------------	--

（出典）ともに資源エネルギー庁、「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」（2019）より作成

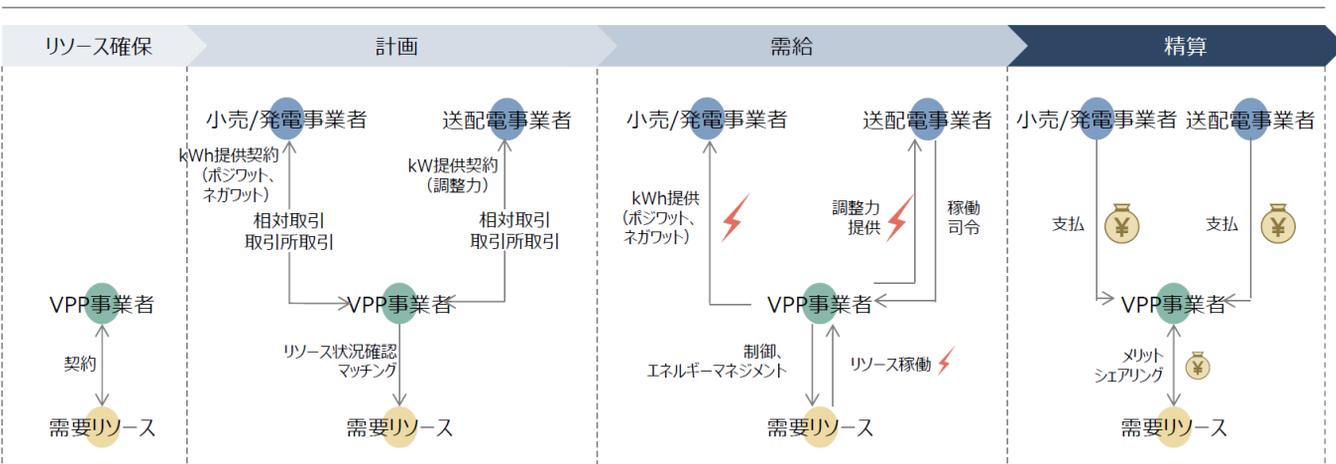
バーチャル・パワー・プラント（VPP）：取引の流れ

VPP事業における電力、金銭の流れは以下のとおり。

■ VPP事業の取引の流れ

- ✓ VPP事業者は、予め需要家と契約を結び、需要家が保有するリソース（蓄電池、需要機器など）の制御権を保有する必要がある。
- ✓ 次に、VPP事業者は電力会社との間で、電力やネガワット、調整力の提供を行う契約を結ぶ。取引の形式として、相対契約だけでなく、取引所を通じた取引も欧米では一般化しつつある。
- ✓ 実需給の段階では、計画時の取引に従って電力や調整力の供出を行う。その際に、VPP事業者は需要家のリソース制御を行っている。
- ✓ 需給後は、稼働パフォーマンスに応じた精算を行う。またVPP事業者と需要家の間でも精算（メリットシェア）を実施する。

図 VPP事業における一連の取引（電力、金銭）



（出典）（株）三菱総合研究所「諸外国におけるバーチャルパワープラントの実態調査」報告書（2017年2月）

バーチャル・パワー・プラント（VPP）：ビジネスモデルの実施要件（課題）

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が作成した資料「Aggregators, Innovation landscape brief」では、アグリゲーターの実施要件として、以下のチェックリストを掲げている。

表 アグリゲーター：実施要件チェックリスト

技術要件	ハードウェア	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電、電気自動車、分散型発電等の制御可能負荷および供給リソース VPPを可能にするスマートメーター（リアルタイムの発電量と消費量）、ホームゲートウェイ（エネルギーボックス）、電力管理用のスマート家電
	ソフトウェア	<ul style="list-style-type: none"> アグリゲーション・ソフトウェア、各ユニットの最適動作を計算するアルゴリズム アグリゲーターとハードウェアシステム間のリアルタイム通信 給電制御可能な分散型電源の最適スケジューリングのための高度な需給予測モデル/プラットフォーム
	通信プロトコル	<ul style="list-style-type: none"> システム運用事業者、系統運用事業者、プロシューマー間調整用の共通の相互運用可能なプロトコル
規制要件	卸電力市場	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場とアンシラリー市場におけるアグリゲーター参加 分散型電源による中央/地域系統へのサービス提供が可能 アグリゲーター事業を導く明確な価格シグナル スマートメーターとスマート系統インフラの実施義務付け
	配電	<ul style="list-style-type: none"> 系統混雑を回避し、系統安定性のサービス調達のための配電系統運用者（DSO）レベル地域市場設立 消費者のプライバシーを確保するDSOのデータ収集、管理、共有規則
	小売市場	<ul style="list-style-type: none"> 小売業者が採用できる動的価格を計算する標準方法の定義 機能している小売市場は、様々な顧客ニーズに対応する革新的な商品と価格設定モデルを提供する。例えば、フィンランドでは革新的商品が導入され、顧客はニーズに最適な商品と価格設定方法を選択可（毎時動的価格設定、小売業者が市場に基づくソリューションとして余剰太陽光発電を購入、時間帯別料金等） 長期的に予見可能な規制で、市場関係者に明確な役割と責任を設定 規制市場とは対照的に、自由化市場は市場参入を促進する可能性あり
	システム操作	<ul style="list-style-type: none"> DSOと送電系統運用者（TSO）間の調整規則の定義
利害関係者の役割と責任	アグリゲーター	<ul style="list-style-type: none"> 市場が確立された場合、DSOに系統関連サービスを提供 分散型電源の容量、立地、種類に関連するDSOとの情報交換
	DSO	<ul style="list-style-type: none"> 全ての柔軟性プロバイダーの公平性を確保 アグリゲーターから市場基盤の柔軟性サービスを調達 適用されるデータの機密性+共有規則に従って、第三者と消費者および系統関連のデータを安全に共有 過去のデータまたは業績と天気予報に基づいた分散型電源サービスの予測改善

（出典）IRENA, “Aggregators, Innovation landscape brief”, (2019) より作成

11

バーチャル・パワー・プラント（VPP）：海外における普及状況

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が作成した資料「Aggregators, Innovation landscape brief」では、VPPの世界的な市場価値が、2016年に762百万ドル、2023年には4,597百万ドルに達するとのResearch and Markets社による試算結果が示されている。

■ 普及状況

- ✓ VPPは、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う制度変更（FITからFIP、または自家消費へ）と、需給調整市場における供給力確保の2つの要素が事業成立要件であり、主として欧州（主にドイツ、イギリス）で事業として成立しつつある。
- ✓ 特に、ドイツにおいては、小規模な分散型エネルギー資源（DER）をアグリゲートし、大規模電源と同等の機能を提供することを目的としたビジネススキームが商用化されている。
- ✓ その他に、オーストラリア等でもVPPアグリゲーターの導入が進んでいる。

表 VPPに関する主要指標

VPPの世界的な市場価値	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2016年に762百万USDドル ✓ 2023年には4,597百万USDドルに達すると予測（2017年から2023年の間に年成長率25.9%）^注
VPP取引を許可する規制枠組みを確立している国	オーストラリア、オーストリア、ベルギー、ドイツ、デンマーク、フランス、オランダ、英国、米国 など
VPPによって提供されるサービス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 分散型エネルギー資源の予測・取引 ✓ スポット市場の当日価格に応じた分散型エネルギー資源の最適なディスパッチ ✓ 送電（及び場合によって配電）系統運用者に対するアンシラリーサービス

表 南オーストラリア州におけるアグリゲーター導入状況

<p>南オーストラリア州では、アグリゲーターが1日の電力需要の20%を満たし、電気代を30%節約可能にしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・南オーストラリア州政府とTesla社とは、アグリゲーターに連系された5万世帯の太陽光発電ユニットのネットワークを開発している。これは、南オーストラリア州の1日の平均電力需要（250MW）の約20%を満たすと予想される。 ・さらに、新設発電所は、参加世帯の電力料金引き下げが期待されている。 ・卸売価格は、アグリゲーターを介してシステムに追加される50MWごとに、全顧客に対して約3USD（330円）/MWh下がると推定される。 ・オーストラリアのVPPであるTesla社の提案は、南オーストラリア州の全顧客の卸売電力価格を約8USD（880円）/MWh、年間で約90百万USD（99億円）下げることが可能としており、電力料金総額の30%に相当する（Frontier Economics, 2018）。
--

注：Research and Markets, “Virtual power plant market - Industry forecast, 2017-2023”, Business Wire (2018)
<https://www.businesswire.com/news/home/20171017006045/en/Virtual-Power-Plant-Market---Industry-Forecast>

注：1USDは110円で換算

（出典）IRENA, “Aggregators, Innovation landscape brief”, (2019) より作成

（出典）IRENA, “Aggregators, Innovation landscape brief”, (2019) より作成

バーチャル・パワー・プラント (VPP) : 先行取組事例「Next Kraftwerke」

ドイツでは、VPPがビジネスとして定着しており、2大独立系VPP運営者のうち、2009年に設立されたNext Kraftwerke社は、8,500設備超、約7.5GWの分散型エネルギー資源をアグリゲートして運用している。

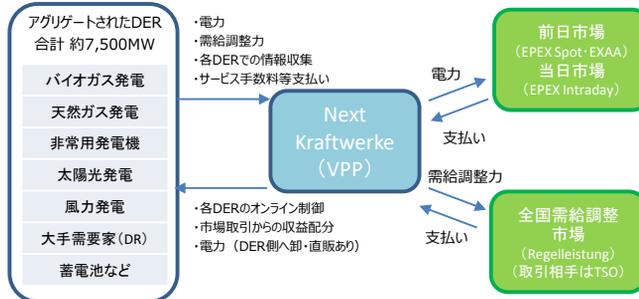
- **企業概要** 2009年に創業。再生可能エネルギー発電設備や独立系発電事業者 (IPP)の所有する発電設備等の様々な分散型エネルギー資源 (DER) をアグリゲートし、VPPとして運用している。会社概要の詳細は、下表を参照。
- **ビジネスモデルの概要** 100kW以上のバイオガス発電、天然ガスコジェネ、太陽光発電等の約7.5GWのDERをアグリゲート・オンライン制御し、卸電力取引市場 (前日市場/当日市場) と需給調整市場へ商品提供。主な収益源は以下のとおり。
 - ✓ DERの所有者からのサービス手数料：市場での販売収益より一定割合 (従量制) の手数料を徴収。
 - ✓ 発電電力の前日/当日市場への販売収益：価格高騰時に発電し市場へ販売、逆に価格低下時は蓄電、上げデマンドリ spons (DR) を行うなど、卸電力取引市場の価格変動に応じた収益最大化を図る。
 - ✓ 需給調整市場への調整力提供による販売収益：スタンバイ (設備容量あたり) 手数料及び調整力提供に伴う収益。

表 Next Kraftwerke社の概要

本社所在地	ケルン(ドイツ)
支社	【ドイツ国内】ハンブルグ、トゥービンゲン、エルランゲン 【ドイツ国外】フランス、ベルギー、ポーランド、オーストリア、スイス、イタリア、オランダ 計10ヶ所
設立	2009年
売上高	627.7百万ユーロ (2018年)
従業員数	159名 (2018年)
アグリゲート対象設備数	8,529設備、合計7,454MW (2019年第3四半期時点、ドイツ国外を含む)
市場取引高	12.1TWh (2018年、卸電力取引市場と需給調整市場の合計)
市場参加資格	送電系統運用者(TSO)による事前認可事業者、TSOとのバランシング契約者、バランシング責任主体として卸電力取引(前日/当日市場、需給調整市場)に参加

(出典) Next Kraftwerke社ウェブサイト (2020年1月7日取得) より作成
https://www.next-kraftwerke.com/company

図 Next Kraftwerke社のビジネスモデルの概要



Next Kraftwerke社が自ら分散型エネルギー資源 (DER) を保有することなく、すべてのDERが第三者の所有。それをアグリゲートして最適化・運用することで得られる便益を分配する非所有・メルリトシェア型のVPP

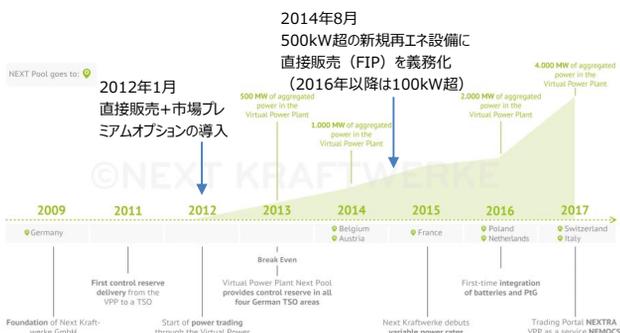
(出典) (一財) 日本エネルギー経済研究所、「平成30年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査 (デジタル技術を活用した新たなエネルギービジネスに関する調査) 調査報告書」(2019) より作成

バーチャル・パワー・プラント (VPP) : 先行取組事例「Next Kraftwerke」

ドイツでは、規模の大きな電力会社やシュタットベルケ (自治体所有の公益企業) が、自己所有する発電設備や顧客の発電設備をアグリゲートし、VPPとして運用することが広がっている一方で、Next Kraftwerke社のような分散型エネルギー資源 (DER) を所有しない独立系のVPP運用者も成長している。

- **ドイツ国内のポートフォリオ** 2019年1月1日時点で、Next Kraftwerke社は、太陽光発電2,034MW、バイオマス/バイオガス1,313MWを含む4,080MWの直接販売 (FIP制度) 対象の再エネ発電設備をアグリゲートしている。
- **VPPアグリゲーターが成長した背景**
 - ✓ 再エネ電源を対象とした支援制度の変更：直接販売+市場プレミアム (FIP) 制度の導入
 - ✓ VPPが参加しやすい卸電力取引市場、需給調整市場の環境整備：ゲートクローズ時間と実運用の時間差の短縮、需給調整市場の参画要件 (最小入札単位) の緩和など

図 Next Kraftwerke社にアグリゲートされたDER容量の推移 (ドイツ)



Next Kraftwerke社がドイツ国内でアグリゲートする分散型エネルギー資源 (DER) 容量は、法改正によって直接販売+市場プレミアム (FIP) 制度が導入された2012年以降に急増

(出典) Next Kraftwerke社ウェブサイト (2020年1月7日取得) より作成
https://www.next-kraftwerke.com/company

表 ドイツにおいてVPPアグリゲーターが成長した背景

- **再エネ電源を対象とした直接販売+市場プレミアム (FIP) 制度の導入**
 - ・2012年1月施行の固定価格買取 (FIT) 制度根拠法改正において、再エネ電源が市場への直接販売を行い、プレミアムを受け取る支援体系 (FIP) を任意で選択可能に既存電源がFITからFIP制度対象に切り替えた場合、当初は「管理プレミアム」と呼ばれる直接販売にかかる費用を上乗せして支給する制度設計を行い、陸上風力やバイオマス発電を中心として、既存電源のFIP制度への切り替えを促進
 - ・2014年8月施行の法改正により、一定規模以上 (改正当初は500kW超、2016年1月以降は100kW超) の新規再エネ電源を対象に、FIP制度による支援を義務化
- ⇒ 再エネ支援制度の改正に伴い電源の直接販売量が増加する過程で、再エネ電源を代替して「直接販売」を行うサービスを提供するVPPのビジネス機会を創出
- **VPPが参加しやすい卸電力取引市場、需給調整市場の環境整備**
 - ・ドイツのVPPは、卸電力取引市場 (前日/当日市場) 及び需給調整市場において、アグリゲートした電力や需給調整力の取引を行うことを主要なビジネスとしている
 - ・2011年9月から当日市場の取引単位が、1時間コマに加えて15分コマを追加。2014年12月以降は、前日市場でも15分単位で取引可能とし、インバランスの予測誤差を範囲にした入札行動を促進する制度改正を実施
 - ・2015年、2017年に、当日市場のゲートクローズ時間と実運用の時間差を短縮
- ⇒ VPPがインバランスを抑制するために努力しやすくする市場の環境を整備

ドイツのNext Kraftwerke社は、独自開発したシステムを用いて、直接販売（FIP制度）対象となった再エネ発電事業者をアグリゲートするとともに、他のVPP事業者にシステムをパッケージソフトとして販売。

Next Kraftwerke社のビジネスモデルの特徴

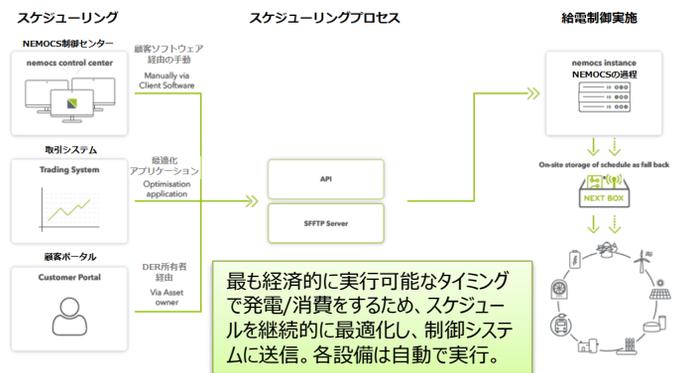
- ✓ 分散型エネルギー資源（DER）所有者の費用負担で、「Next Box」と呼ばれる遠隔操作装置を設置し、コントロールシステムとの双方向データ通信によって、個別設備を制御しアグリゲーションして運用。
- ✓ 再エネ発電事業者と行う一般的な契約は、Next Kraftwerke社が卸電力取引市場価格のオフテイクとなり、再エネ発電設備に対して、当該設備に適用される参照市場価格からサービス手数料（kWhあたり）を差し引いた電力料金を支払う形態が多い。2019年時点で、任意でFIP制度を選択している太陽光、風力発電設備は、0.4ユーロセント/kWhの管理プレミアムに相当する料金上乘せがされており、これを超えない範囲で個別設備の手数料（0.4ユーロセント/kWh以下）を設定。
- ✓ 自社の顧客にVPPサービスを提供するだけでなく、自社のシステムをパッケージソフトとして他のVPP事業者向けに販売。

表 Next Kraftwerke社がVPPに用いているシステム概要

- ・アグリゲートされる個別の分散型エネルギー資源（DER）に遠隔操作装置「Next Box」を設置。
- ・但し、既にNext Box以外の遠隔操作装置が設置されている場合はそれらの流用も可能。
- ・各Next BoxはNext Kraftwerke社のコントロールシステムに接続、双方向のデータ通信によって負荷潮流等を最適化。また各DERの発電・稼動状況等はライブでモニタリングされ、気象データも含めて、前日/当日市場での入札に必須となるスケジューリングの決定に活用される。
- ・なお、Next KraftwerkeはNext BoxとコントロールシステムをセットしたITソリューションパッケージをNEMOCS(Next Monitoring and Control System)としてVPP事業者向けに販売も行っており、実際に中小シュタットベルケ等が採用しVPPとして運用している。このため、VPPのEMS及びITシステムについては独自開発の必要性は低くなっている。

（出典）（一財）日本エネルギー経済研究所、「平成30年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査（デジタル技術を活用した新たなエネルギービジネスに関する調査）調査報告書」（2019）

図 Next Kraftwerke社が販売しているパッケージソフト「NEMOCS」の利用例



（出典）Next Kraftwerke, “NEMOCS, Our platform for your Virtual Power Plant”より作成

(4) 海外都市調査：深掘り調査項目

海外都市調査：深掘り調査項目（パリ）

2019/10/15

（基本情報：横浜市との人口・面積比較）

	パリ市（2016年）	横浜市（2018年）
人口	220万人	374万人
面積	105km ²	435 km ²

（出所）

- 横浜市ウェブサイト、人口・世帯「人口の推移（市・推計人口による）」、
https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/yokohamashi/tokei-chosa/portal/jinko/choki.files/19_ayumi01.xlsx
- 仏国立統計経済研究所（INNSEE）、
<https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3677781/dep75.pdf>

（前提）パリ市の気候計画の構成

同計画は2050年にカーボンニュートラルと再エネ比率を100%にするというビジョンを掲げ、その達成に向けた2030年までのアクションプランを示す内容となっている。計画は全100ページであり、その内容構成は以下の通りとなっている。

- ① カーボンニュートラル、再エネ比率100%の都市
 - ✓ エネルギー
 - ✓ モビリティ
 - ✓ 建築物
 - ✓ アーバニズム
 - ✓ 廃棄物
 - ✓ 食品
- ② 生活の質に配慮したレジリエンスの高い都市
 - ✓ 大気の質の向上
 - ✓ 火（熱波対策）
 - ✓ 土（生物多様性）
 - ✓ 水資源の確保
- ③ エコシステムとしての都市
 - ✓ 成功したエネルギー転換、正当な転換
 - ✓ 市民や地域のステークホルダーの動員
 - ✓ 脱炭素への転換に向けたガバナンス
- ④ ビジョンとその達成手段が整合した都市
 - ✓ 資金調達
 - ✓ 地域的な協力
 - ✓ その他の都市の代表としてパリ市

以上の計画において、調査項目に挙げられているエネルギー需要見通しや、その前提と

なっている省エネや電化等の取組等については、主に①において記載されており、以下では、①に示された情報を調査項目に従ってまとめる。

(1) パリ市、フランクフルト市共通調査項目

2030～2050年に向けたエネルギー需要は、各部門における省エネ・電化を積み上げて推計しているか。積み上げている場合には、具体的な省エネ・電化の内容を整理する。

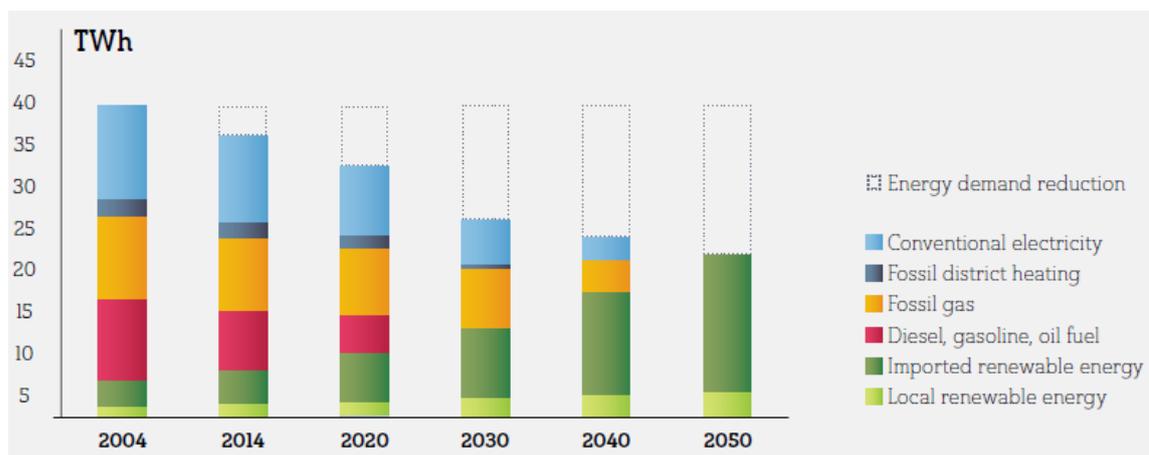


図 1 パリ市のエネルギー供給見通し

計画では 2050 年までのエネルギー供給見通しが上の図のとおり示されている。その前提としては、以下の内容が示されている。

- エネルギー需要を 2004 年比で 2050 年までに 50%削減
- 再生可能エネルギー以外のコンベンショナルな電力供給はゼロに
- 化石燃料による地域熱供給はゼロに
- 化石燃料（ガス）をゼロに
- ディーゼル、重油、ガソリンをゼロに
- パリ市内における再生可能エネルギー供給の維持
- パリ市街からの再生可能エネルギー供給拡大

このエネルギー供給見通しを、部門ごとの省エネ・電化等による積み上げによって試算したとの説明は計画の中ではなされていないが、パリ市の計画に示された施策に基づき、このエネルギー供給見通しが実現されると想定されていると考えられる。運輸、住宅・建物部門の省エネ、電化に関する施策について、以下に示す。

<運輸部門>

- 自転車による市内通行加速のため、2020 年までに 1,000km の自転車用道路の整備
- 2025 年までに公共交通機関の脱炭素化
- 2024 年までにディーゼル車の交通を、2030 年までにガソリン車の交通をゼロに（交通のエネルギー源の展望については下図参照）

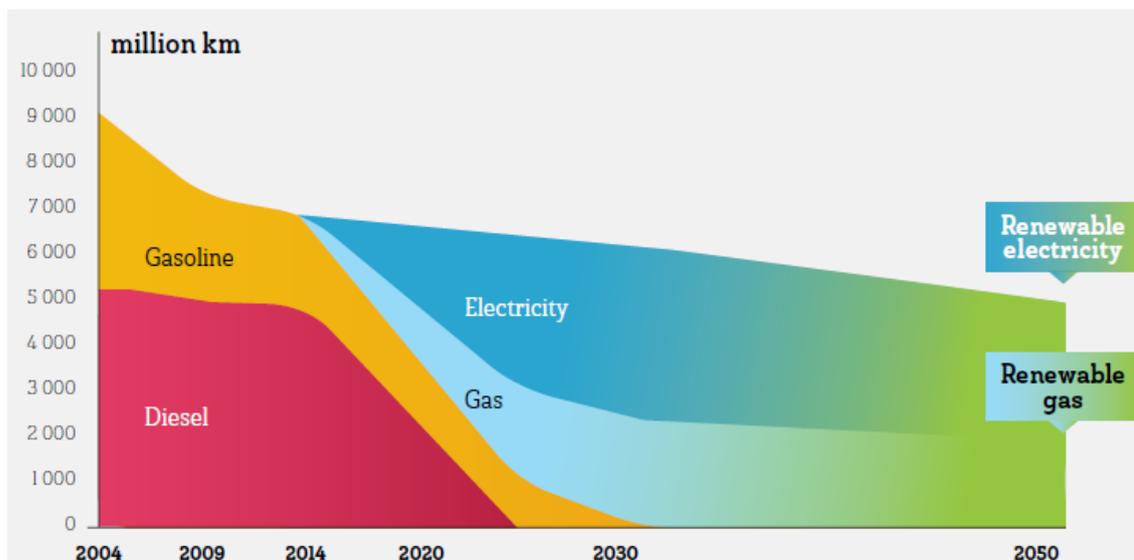


図 2 Energy source evolutions for the local on-road transportation Development

<住宅・建築物部門>

- パリ市内の建築物を 2050 年までに全て改修して低炭素化し、2030 年までに住宅のエネルギー消費（2004 年時点）の 1/3、2050 年までに 1/2 を削減
- 100 万棟の住宅建物と 5,000 万 m²のサービス業の店舗等建物面積の改修を実施
- 2018 年以降に新規建設される建築物は全て低炭素基準を遵守（電力消費が 50 kWhpe/m²/年）

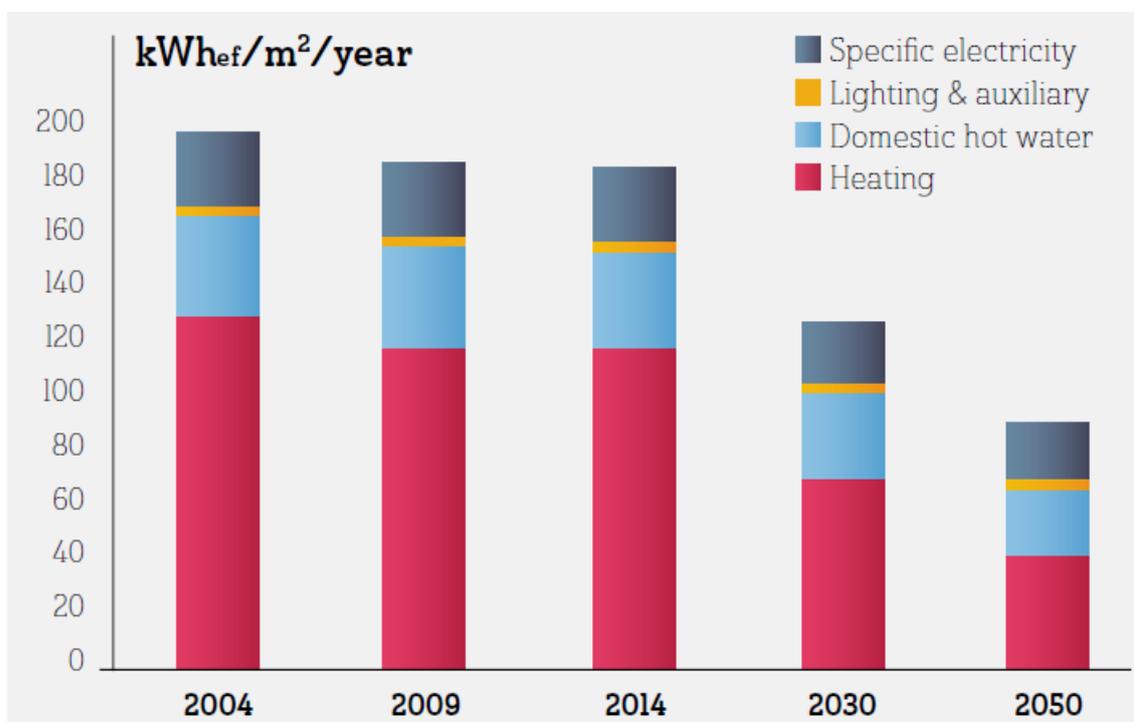


図 3 Changes in energy consumption in housing by 2050

再エネ調達量（設備容量：市内＋市外）を試算する際、下記を見込んだ形で推計しているのか。推計している場合には、その具体的方法を整理する。

- 市内外のポテンシャル量を踏まえた再エネ種別の積み上げ
- 市内の需要変動（季節変動、日変動）
- 調整力（需要変動と再エネの出力変動とをマッチさせるための、火力や水力、蓄電池等による出力調整）

- パリ市内の再エネポテンシャルは、太陽光と地熱が中心。太陽光は、再エネによる100%自給を達成するためには、パリ市内の屋上の20%にパネルを設置する必要があると試算。さらに地熱に関しては、2050年までに3億3,000万kWh分の発電電力量を確保できるようプロジェクトを推進。
- パリ市計画では、熱回収も想定しており、2030年までにこれを強化していく方針。すでにパリ市は排水やデータセンターの熱を回収し、市営プール水の加熱に利用している。パリ市はさらに2020年までに11区庁舎周辺の下水道の熱を回収するプロジェクトへの投資も計画中である。
- 冬季の需要増に対応するために、石炭、ガス、石油発電所を活用しているが、フランス政府の方針により石炭火力発電所は2024年までに全廃される見通しで、ガスと石油に関しても2030年までに再エネ（バイオガスとバイオ燃料）にシフトする想定。また夏季の冷房需要に対応するためのエネルギー消費が、2050年時点でエネルギー消費の10%に達すると試算。市内の冷却ネットワーク¹は現在市内の38%をカバーするにとどまるが、パリ市はこれを市内全域に拡大する方針であり、さらに冷却源としてセーヌ川の河川水を活用した冷却ネットワーク構築する計画。
- 上記のような季節変動は考慮されているが、日変動に関する記載は計画においては確認できない。
- 需給調整に関しては、スマートグリッド等先進技術を活用する方針であり、2030年までに全てのエネルギーネットワークをスマート化する計画。市内における太陽光発電開発の一環で、蓄電池も活用する方針。

市外からの再エネ調達量を試算する際、送電容量による制約を考慮しているか。

- 市外からの再エネ調整量の試算に関して、送電容量による制約に関する記述は計画においては確認できない。

(2) パリ市計画に関する調査項目

2020～2030年の”Actions”に位置付けられている具体的なアクションプランの内容や数

¹ 計画中には冷却ネットワークの具体的なイメージは示されていないが、仏Engie社の子会社CLIMESPACEのウェブサイトによれば、地下パイプを通じて冷水を循環させるシステムとなっている。<https://www.climespace.fr/le-froid-urbain/de-la-production-a-la-livraison>

パリ市計画では、2030年までの目標として以下が示されている。

- パリ市内（中心部）のGHG排出量を50%削減
- 周辺域も含めたパリ地域のカーボンフットプリントを40%削減
- エネルギー消費量を35%削減
- エネルギー消費に占める再エネ比率を45%とし、うち10%はパリ地域において生産されたものとする
- 地域内での化石燃料と暖房油利用をゼロ
- WHOの「空気品質ガイドライン」³の遵守

それぞれの目標について、達成のための具体的なアクションプランが紐づけられた形では計画内には示されていないが、エネルギー利用、運輸、住宅・建築物部門において、2030年までの取組として以下のような内容が示されている。これらの取組を実施した結果、2030年の上記目標が達成されると考えられていると言える。

- エネルギー消費量が多い公共施設（学校や公共プール等）の改修による省エネ
- 化石燃料の暖房使用のゼロ化
- パリ市内の熱回収プロジェクトへの注力
- ガスと石油による発電を再エネ（バイオガスとバイオ燃料）にシフト
- 2030年までに全てのエネルギーネットワークをスマート化
- パリ市外におけるバイオガス発電所への投資に参画し、当該発電所から市内への供給電力量を2030年までに9TWh確保
- グリーン電力の購買者数を増やすためにグリーン電力や再エネ100%についての広報活動の強化
- パリ市内での、2024年までにディーゼル車走行禁止、2030年までにガソリン車の走行禁止とその達成のための車両通行制限区域（ZCR）の強化
- パリ市内と郊外を結ぶ新たな輸送ネットワークの整備状況を踏まえ、現在のパリ市周縁域の高速道路の再整備シナリオを2024年までに提示
- パリ市の行政庁舎に、職員が自由に使えるシェアオフィス環境を整備するとともにリモートワークを推進
- セーヌ川を使った公共交通システムの導入
- マルチモーダルな輸送プラットフォーム⁴をパリ市内に5カ所設置

² 具体の施策については計画策定後に発表されたパリ市の情報も参照。

<https://www.paris.fr/pages/nouveau-plan-climat-500-mesures-pour-la-ville-de-paris-5252>

³ <https://www.japan-who.or.jp/act/factsheet/313.pdf>

⁴ マルチモーダル（複数交通手段）プラットフォームとは、パリ市外とパリ市内を結ぶ鉄道駅と、鉄道によって輸送されてきた積載物をパリ市内に運搬するためのトラックが乗り

- パリ市内の公共スペースにおいて設置する電気自動車の充電スタンドは、再生電力を使ったもののみを認可
- 2024 年までに自動運転シャトルバスの運行開始、2030 年までに炭素排出ゼロの自動運転車の導入に向けた実証試験開始
- 2030 年までに電力消費 331kWh/m²/年の市営住宅の改修作業の完了
- 教育機関等、600 件の市の公共建築物について、2020 年までに 300 件の改修を完了。2030 年までに、全ての公共建築物のエネルギー消費を 40%削減するため、もっともエネルギー効率が悪い建物の改修を実施
- 不動産の借り手や取得者が行う改修を最小限とするように、2030 年までに新たに不動産市場に供給される物件のうち 30%を改修なしで原状回復できるものに
- 新たに設置される市の建物について、改修等を行わずに容易にレイアウト変更が可能であり、様々な用途で活用できる“マルチユース”設計を義務付け、2025 年までに市の建物全体の 10%をマルチユース可能に
- 建物の建設や改修によって発生する廃棄物をリサイクルする廃棄物ゼロ作業現場を 2030 年までに 50%に
- 有機廃棄物の 100%リサイクル実現のため、2030 年までに有機廃棄物による中規模バイオガス生産設備を設置
- 2030 年までに 2 万本の植樹実施
- パリ市の地下の冷気を夏季に活用するシステムを 2030 年までに導入する検討の実施
- パリ市内で夏季に涼むことができる水場を 2020 年までに 40 カ所、2030 年までにさらに 50 カ所設置

2030 年に軽油やガソリン使用を撤廃する計画となっているが、その理由に関する言及があれば整理する。(フランス全体でガソリン車撤廃(電動化)に係る方針が政府により示されていたと思われるが、それとの関連性の有無)

- パリ市中心部における運輸部門は、パリ市全体のエネルギー消費の 17%、GHG 排出の 24%を占める。大気汚染の第一の要因でもあることが挙げられ、2024 年までにディーゼル車を、2030 年までにガソリン車のパリ市内の通行をゼロとする目標を掲げている。
- 2017 年にユロ環境大臣(当時)が 2040 年までに化石燃料車の販売をゼロにするとの方針を打ち出したが、この方針はいまだ法定化されておらず、現在もこの目標を盛

入れるプラットフォームである。プラットフォームには運輸施設だけでなく、オフィスや教育機関等の立地も想定されている。パリ市内に荷物や商品等を運搬するトラックは、環境に配慮した電気自動車やハイブリッド車を活用する。これにより、パリ市内及びイルドフランス地域圏内における化石燃料を使う貨物トラック 44,000 台/年の通行が削減され、その結果、CO₂ が 1,500 トン/年削減される計画である。

<https://www.paris.fr/pages/chapelle-international-une-navette-ferroviaire-pour-livrer-les-marchandises-au-c-ur-des-quartiers-3572/>

り込んだ法案審議が議会で継続している状況であり⁵、この政府方針とパリ市の計画とは直接的な関係はない。

域外からの再エネ調達量として、太陽光パネル 50km²、風力 3,000 基、バイオガス 9TWh が示されているが、調達に向けた具体的進め方・施策を整理する。

- 域外の再エネ生産の資金調達に関して支援及び貢献することが必要と言及しているが、その具体的内容があれば整理する。
- 計画では、パリ市を含むイル・ド・フランス地域圏と民間企業の合弁会社⁶である **Energie Positif** 社が、省エネ向け建物改修事業とともに、再エネ開発にも注力する方針であることが記載されている。Île-de-France Énergies 社と改称した同社は、再エネ開発プロジェクトのフィージビリティ検討段階から事業者を支援し、開発段階では 10～25%程度の出資も行う。操業段階に入った後もガバナンス面からの支援を行うとしている⁷。
- パリ市の計画に示された目標量の再エネ調達に向けた同社の具体的なアクションは示されていないが、開発においては同社が支援を行っていくものと考えられる。

以上

⁵ 仏環境移行連帯相、9月2日付、<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/projet-loi-mobilites>

⁶ 行政部局と民間企業とが共同で出資を行って公共的プロジェクトを遂行する混合経済会社 (SEM : Social Economic Mixture)

⁷ <https://www.iledefranceenergies.fr/wp-content/uploads/2018/07/BrochureEnR-2018-Pages.pdf>

海外都市調査：深掘り調査項目（フランクフルト）

（基本情報：横浜市との人口・面積比較）	フランクフルト市（2017年）	ライン・マイン地方（2017年）※	ヘッセン州（2018年）	横浜市（2018年）
人口	74.7万人	236万人	626万人	374万人
面積	248km ²	2,458 km ²	21,120 km ²	435 km ²

※フランクフルト市含む

（出所）

- 横浜市ウェブサイト、人口・世帯「人口の推移（市・推計人口による）」、
https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/yokohamashi/tokei-chosa/portal/jinko/choki.files/19_ayumi01.xlsx
- Regionalverband FrankfurtRheinMain ウェブサイト、「Regionales Monitoring 2019 - Daten und Fakten zum Regionalverband FrankfurtRheinMain (06/2019)」、
https://www.region-frankfurt.de/media/custom/3255_44_1.PDF?1565006922
- ヘッセン州統計局、「Die Bevölkerung in den hessischen Gemeinden am 31.12.2018」、
https://statistik.hessen.de/sites/statistik.hessen.de/files/Bevoelkerung_hessische_Gemeinden_31.12.2018_03072019.xlsx

(1) パリ市、フランクフルト市共通調査項目

2030～2050年に向けたエネルギー需要は、各部門における省エネ・電化を積み上げて推計しているか。積み上げている場合には、具体的な省エネ・電化の内容を整理する。

フランクフルト市の基本計画におけるエネルギー需要については、2050年までにエネルギー需要を半減、残るエネルギーを再生可能エネルギー（再エネ）で賄うという目標に向けて、取り得る施策メニューを示した上で、これら施策の実現度合いの違いによりエネルギー最終消費のありかたが異なる状況がシナリオとして示されている。シナリオの分析については、(2) で後述する。

フランクフルト市の「100%気候保護基本計画-全体概念」（以下、基本計画とする）は、フランクフルト市エネルギー局の委託により、フラウンホーファ研究所が作成したもので、エネルギー需要や省エネポテンシャル分析、及びこれを実現するための具体的な施策メニューなどを示した上で、同市のエネルギー需給に関するシナリオ分析を行っている。以下、

同計画をもとに、各部門の省エネポテンシャル、及びこれを実現する手段として示された具体的な施策メニューを報告する。

施策メニューには、直接的な省エネ効果が見込まれるもの、啓発活動であり直接的な省エネをもたらす取り組みではないものの双方が含まれており、必ずしも個々のメニューの省エネ効果が全て定量的に積み上げ可能な形で示されているわけではない。

1) 2050 年に向けた最終エネルギー消費削減ポテンシャルの全体概要

フランクフルト市の基本計画では、各部門（家庭、サービス業、工業、交通）の 2050 年までの最終エネルギーにおける省エネポテンシャル（2010 年比）を、以下の図のように見込んでいる。同図によれば、2050 年における最終エネルギー消費を、2010 年比でおおよそ 50%まで低減させられる可能性が示されている。その上で、残る約 50%のエネルギーを全て、再生可能エネルギー（再エネ）で賄うことを目指す。

なお、基本計画では、こうした省エネの実現は、各部門で実行しうる施策の多くが実行に移され、かつ、市民や企業がこうした施策を受容するかどうかにかかっているとされている。また、この見通しは熱供給及び交通部門における電化が進むことを前提としている。

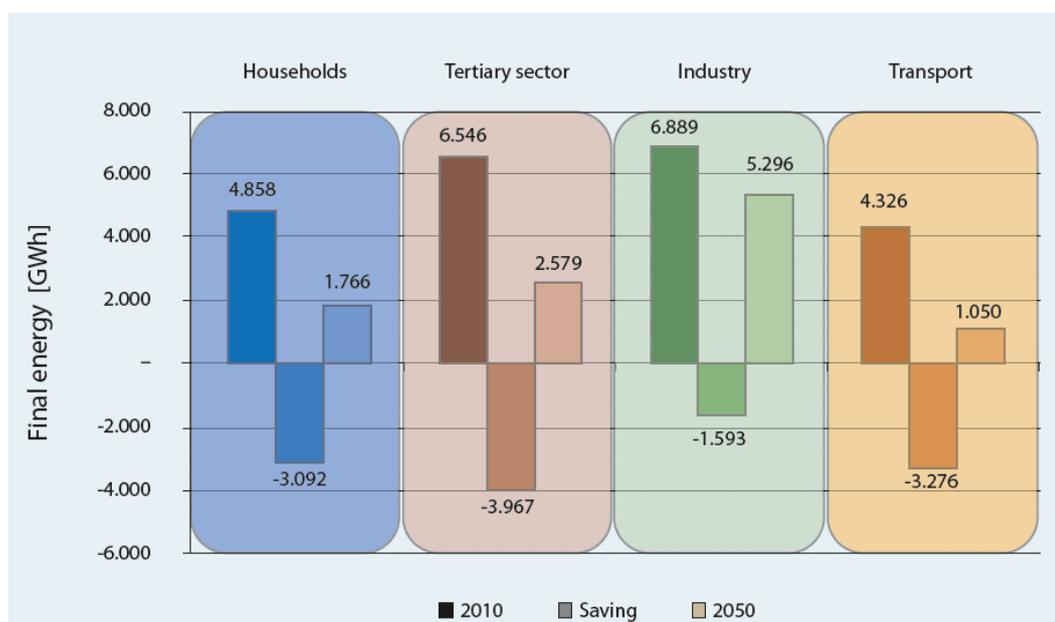


図 1 家庭、サービス業、工業、運輸部門における 2050 年までの省エネ可能性

フランクフルト市の基本計画では、とりうる省エネ施策を電力、熱、交通の各セクタに分けて整理している。以下、各セクタにおける省エネ施策を整理する。

2) 電力

家庭、サービス業、工業部門では 2010 年時点で約 6,580GWh の電力が消費され、約 440 万トンの CO₂ が排出された（交通部門は別）。フランクフルト市の基本計画では、後述の各部門全てで導入された対策を実施することにより、電力需要を約 30%削減できるとしている。非技術的対策と電力利用の合理化対策が全て実行された場合、電力消費は約 4,100GWh まで減らすことができ、つまり 2050 年までに約 38%の節電ポテンシャルがあるということになる（輸送における電気自動車、熱供給におけるヒートポンプの普及による電力需要増大は考慮せず）。

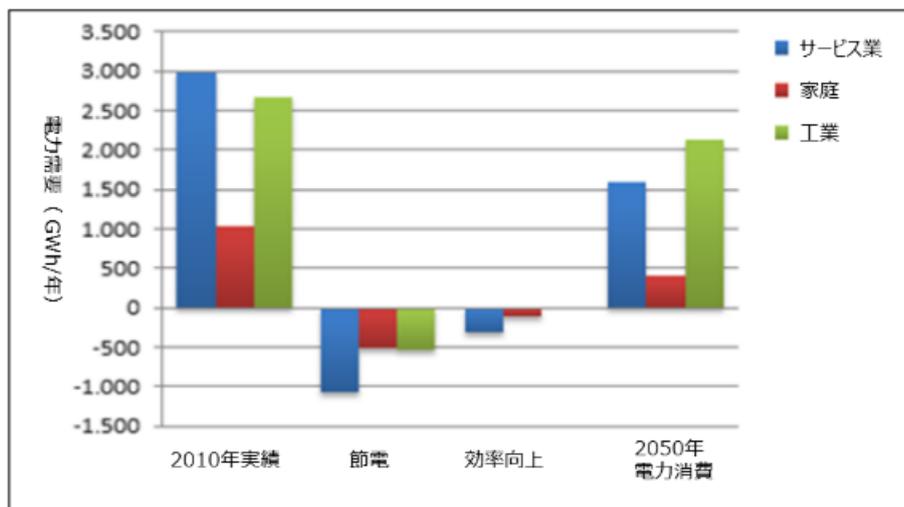


図 2 家庭、サービス業、工業、運輸部門における 2050 年までの節電可能性

電力（再エネ拡大含む）に関するフランクフルト市のロードマップは以下の図 3 の通りである。図の上半分は、2010 年を起点に 2050 年までの電力分野全体における目標を示している。電力に占める再エネ比率を 2010 年の約 7%から、2050 年に 60%まで拡大する。節電については、2050 年までに 2010 年比 62%まで電力消費量を低減させる（交通・熱供給電化による需要増を除く現行利用用途における節電）。これに電化による需要増を加味した電力消費量について、2050 年までに 2010 年比 78%とする。図の下半分では、こうした目標達成に関連する国のマイルストーン、及びフランクフルト市の施策のマイルストーンが示されている。

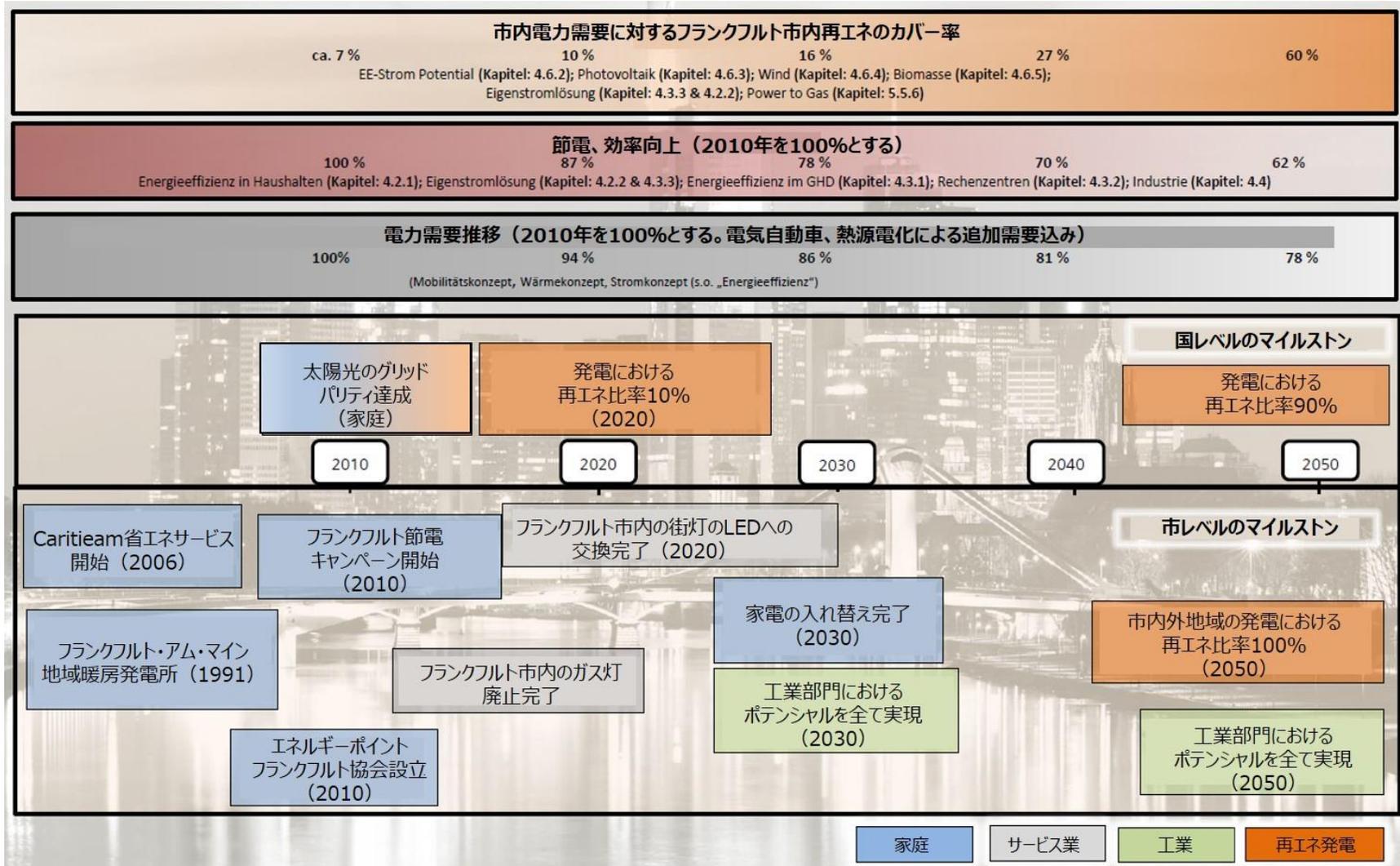


図 3 フランクフルト市 2050 年までの電力関連ロードマップ

電力に関して、各部門における施策は以下の通りである。

a. 家庭部門

主に家電等の最新機器への入れ替えを促進することにより、家庭部門の電力消費を1,024GWh（2010年）から545GWhまで低減可能としている（図4）。なお、調理用コンロやオーブンは全て電化されると仮定されている。また、最新機器への買い換え時期は機器の種類や使用状況によって異なり、たとえば冷蔵庫では10年から15年かかる。以下の図では全種別機器の最新化を行った場合の節電ポテンシャルを示したものであり、一定時期（2050年など）における到達見込みを示したのではない。

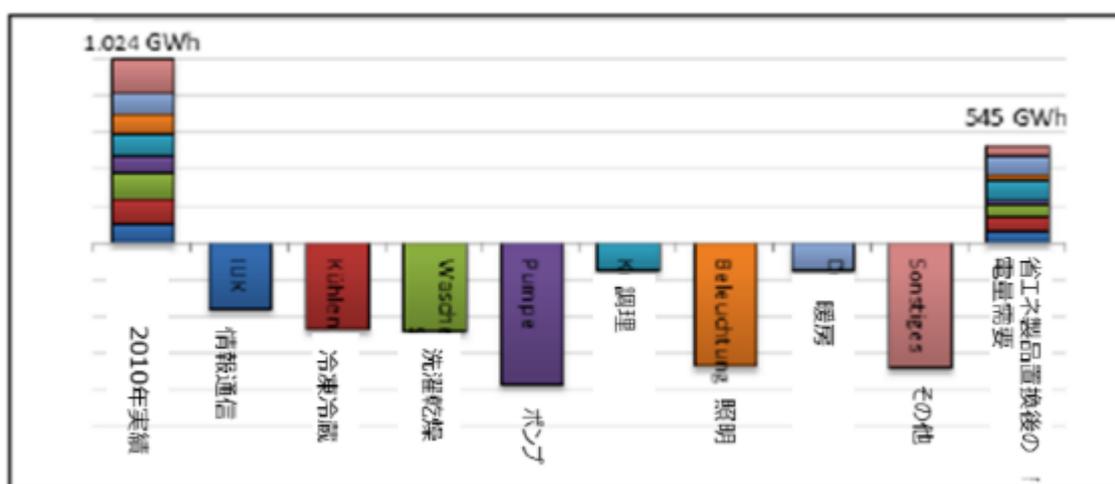


図4 家庭部門における消費種別の省エネ可能性

上記の節電ポテンシャル実現に向けた施策としては、以下のようなメニューが挙げられている。

- エネルギー（電力・熱）供給事業者に対し、料金明細のグラフィック化や家電機器の省エネ性能トップ10などの記載を義務づける→家庭の電気使用量を5～10%低減可能と見込む
- フランクフルト市への新規転入者に対するアドバイザー拡大→エネルギー使用抑制、CO2排出抑制への効果の推定は困難
- 1,000×1,000kWh 節電キャンペーン実施。2人～4人世帯を主な対象として、1000世帯で世帯当たり1000kWhの節電をめざすコンテスト形式のキャンペーン。無料の省エネヒントを受けられる他、報奨金や抽選を通じインセンティブを受け取る。→家庭部門で合計1GWh抑制可能
- 公共施設における「100%気候保護・フランクフルト」情報キャンペーンを実施→直接の節電効果は見込まれていない
- 低所得世帯に対するアドバイザーサービス提供。→社会福祉団体の試算として、世

帯当たり電力の 14%、熱・温水の 8.5%を節減可能。

- 学校での児童生徒を対象とした「省エネ探偵」プログラム。各種環境団体による既存の節電ネットワークも活用し家庭の省エネを啓発。→実績として、これまでの取り組みで 1999 年から 2010 年までにフランクフルトで 49,000MWh のエネルギー（おそらく熱を含む）が節約。

b. サービス業

サービス業における節電に関しては、個々の事業所等における対策と、データセンターにおける対策、商業地区を対象に行う対策に分けて施策が示されている。サービス業においては、電力使用のありようが業態その他によって大きく異なることから、消費形態別に節電ポテンシャルをボトムアップ式に積み上げて示すことは難しいとしている。個々の事業所における対策に関しては、照明、動力、プロセス冷却、冷房、情報通信を対象に、フランクフルト市としての節電施策例、各施策における節電のポテンシャルをそれぞれ示している。また、データセンターに関する節電施策に関しては、電力消費のありかたが大きく異なることから、その他サービス業とは区別して示されている。

ア) サービス業（データセンター以外）

- 省エネ照明機器の導入
→データセンター除く市内サービス部門における照明による電力消費は年間約 911GWh。LED 電球の使用率は全業種で 3%から 9%（2011 年）で、大きな節電余地がある。古い照明機器の入れ替えと照明管理強化により、最大 75%（1970 年代を 100%とする）の節電が可能としている。LED 電球への取り替えは導入コストが障壁となっていることが指摘されている。現状では電力価格がある程度高く、年間 4000 時間以上照明を必要とするケースでのみ経済面でも優位性を発揮。同計画では今後 LED 製品の経済性は改善する見込みとされている。
- 動力：高効率のモーター、ポンプの導入
→市内サービス部門における動力利用による電力消費は年間約 721GWh で、同部門の電力消費全体の約 30%を占めている。低効率のポンプやモーターを高効率のものに置き換えることで、最大 60%の節電が可能。
- エネルギーマネジメントシステムの導入
→これまでの実績として、フランクフルト市の約 1000 カ所の公共施設ではエネルギーマネジメントの導入により、2015 年の消費量は 1990 年比で電力が 8%減、熱が 38%減、水は 64%減。企業では小規模企業ほど消極的。対策が進んでいない中小企業には大きな省エネポテンシャルあり。
- 冷房関連
→特にオフィス部門で将来的に冷房需要増加が見込まれる。フランクフルトでは、冷房に年間約 26.7GWh、サービス部門の電力消費全体の約 1.5%が消費されている。冷房向け電力の節電施策としては以下のメニューが示されている。
 - 屋上緑化などを通じた室温上昇抑制による冷房回避

屋上緑化により、夏の市内の局所的な気候（微気候：microclimate）状況改善。一日に屋根が受けるエネルギーが 5354Wh である場合、非緑化ケース（ビチューメン製の屋根）では体感されるエネルギーが 1827Wh であるのに対し緑化ケースで、872Wh まで抑制可能。

- 省エネ機器・照明の導入
 - 夜間の空気を利用した自然換気
可能性のひとつだが、フランクフルトでは夜間の気温が 21℃以下といった条件実現が難しい。
 - 公園や屋根の緑化、車両交通量の抑制などにより気温の低下を図りヒートアイランド現象回避
 - その他、冷房における冷却機能の効率向上、夜間の空気を利用した強制換気、ヒートポンプや地下水を利用した冷房、圧縮チラーを使用する古いタイプの冷房設備の改修、吸収式チラーの導入といったよりアクティブな対策も挙げられているが、こうした対策はよりコストがかかると思われる。
- プロセス冷却
→フランクフルト市ではプロセス冷却（冷凍冷蔵など）に年間約 155GWh、サービス業全体の 7%に相当する電力が消費されている。機器の改善、断熱性の向上、用途にみあった出力・サイズの機器の使用や、施設の集約が対策としてあげられる。実績として、スーパーマーケット店舗で冷暖房、冷却、保温、照明などを効率化しエネルギー消費を一般的な店舗の 2/3 に抑えた事例などがある。
 - 情報通信
→オフィスビルでは情報通信関連の電力消費が全体の 40%を占める。フランクフルトでは年間約 331GWh、サービス業全体の約 7%の電力が情報通信関連で消費。啓発、助言などソフト面での対策に加え、デスクトップパソコンのラップトップへの置き換え等により電力消費の大幅な削減が可能。

イ) データセンター

データセンターに関しては情報が十分でなく、フランクフルト市内における節電ポテンシャルや電力消費の動向を推計することは難しいが、「スマート化」の流れでフランクフルトにおけるデータセンターの稼働は 2050 年までに倍増すると予想され、電力需要は、省エネ対策を講じても、長期的に増加すると考える必要がある。省エネ対策としては以下のものが挙げられている。

- 建屋の設計改善
- IT ハードウェアとソフトウェアの最適化
- データストレージの最適化
- バーチャル化-クラウドコンピューティング
- 高効率の無停電電源装置の導入
- サーバー室等の空調（冷却、放熱）の最適化
- 排熱利用の促進
- エネルギー効率証明の義務付けなど
→データセンターの新設や改修において、省エネの最低基準を設定。あるいは市が情

報提供やアドバイスを提供し効率向上を促進。省エネノウハウに乏しい学校など小規模なサーバー、コンピューターームではコンサルティングが重要

- 市内の学校の IT 電力使用状況の検証
→包括的な IT 分析には数万ユーロかかり、費用対効果が低い。まず一部施設で対策を行い、最初の 2 年間で節約された IT コストを他の施設の効率化費用に回すアプローチが考えられる。
- 公共施設の IT インフラ集約
→IT ハードウェアの集約により 30%程度の節電が見込まれるが、集約により雇用の減少が見込まれる。

ウ) 商業地区・都市インフラの効率向上

- 街路灯の更新
→5467 基あるガス灯をナトリウムランプや LED ランプに置き換えることで最終エネルギーの 9 割以上を節減可能。既存ナトリウムランプも含めて街路照明をすべて LED にした場合、最終エネルギー消費が 93%減少し 4.56GWh に。
- ゼロエミッション商業地区の推進
→新しい商業地区開発において、ゼロエミッション商業地区として入札を行う。建設時に CO2 排出が発生するが、発生を最小限に抑えると共に、その後年間収支をゼロまで低減することが可能。ただし個々の関係者間の調整が課題。
- 商業地区全体のエネルギーマネージャー・知識データベースの構築
→個々のテナントの排熱ポテンシャルや負荷状況を記録するデータベースを構築し、専門家から、ビジネスパーク全体について統合的なエネルギーアドバイスを受ける。初回コンサルティングは無料か少額。以後有料。
- 文化地区のエネルギー効率向上
劇場や文化施設のエネルギーマネジメントシステムを開発、節電ポテンシャルの構造化を図ったうえで、舞台照明などを従来型から LED に切り替え。電力を最大 98% 節減可能な上、熱の低減により冷却の必要性も半分に。
- 店舗への太陽光充電ステーションの設置（モビリティ電化推進）
- スマートメーターによるエネルギー消費分析プロジェクト支援
- サービス部門の代表者（商工会議所など）とのコミュニケーション、議論喚起

c. 工業

フランクフルトの工業部門は年間 2852GWh の電力を消費するが、そのうち約 1800GWh がヘキスト工業団地（化学工業中心）による。工業部門については、特に化学産業を中心とした節電施策が示されている。工業部門の電力消費はモーターやポンプ、換気設備などに左右される。フラウンホーファ研究所らの調査によれば、経済が通常の発展を遂げる想定の下で、工業部門（ドイツ全体）では 2035 年までに 15.6%、2050 年にはさらに 2035 年比で約 20%の節電が期待される。ただし、これは大まかな推計値であり、フランクフルトにおける具体的な状況を示すことは難しいとされている。

- 圧縮空気の効率向上
→圧縮空気の27%は輸送過程で失われる。稼働時間が長い状況(年6000時間超え、3シフト体制)では、電気駆動システムへの交換により90%以上の省エネが期待される
- 高効率モーター(4階級の効率クラスのうちIE3、IE4クラス)の導入
→モーターの高効率化により、ポンプ、換気システム、コンプレッサで約20%、機械式ベルトコンベアで約10%エネルギーコストを節約可能。
- 工業部門に対する低効率モーター廃止プレミア賦与
→同部門の電力消費の70%以上がモーター駆動で占められる。啓発プログラムに加え、老朽機器廃棄に補助金を出すことを検討。補助金は従業員数など企業規模に応じて設定する。
- フランクフルト工業エネルギー効率ネットワークの構築
→企業の意欲向上のため、情報交換、知見共有のためのエネルギーネットワーク構築。工業部門で10%から20%の省エネを見込む。

3) 熱供給

熱供給部門に関してフランクフルト市の基本計画は、2010年を起点に2050年までに、家庭、サービス業、工業における熱供給需要を段階的に2010年比45%まで低減させるロードマップを示している。熱供給(再エネ拡大含む)に関するフランクフルト市のロードマップは以下の図5の通りである。熱需要全体では2050年までに2010年比45%まで消費量を低減する。家庭、サービス、工業部門では特に、家庭部門とサービス部門での省エネを進める。施策としては、地域暖房・地域蒸気供給のカバー率を2010年の40%から2050年までに68%に上昇させ、かつ熱供給における再エネ比率は2050年までに100%とする。環境熱や排熱は、2010年時点では2%しか利用されていないが、2050年までには利用率を17%まで上げるとされている。

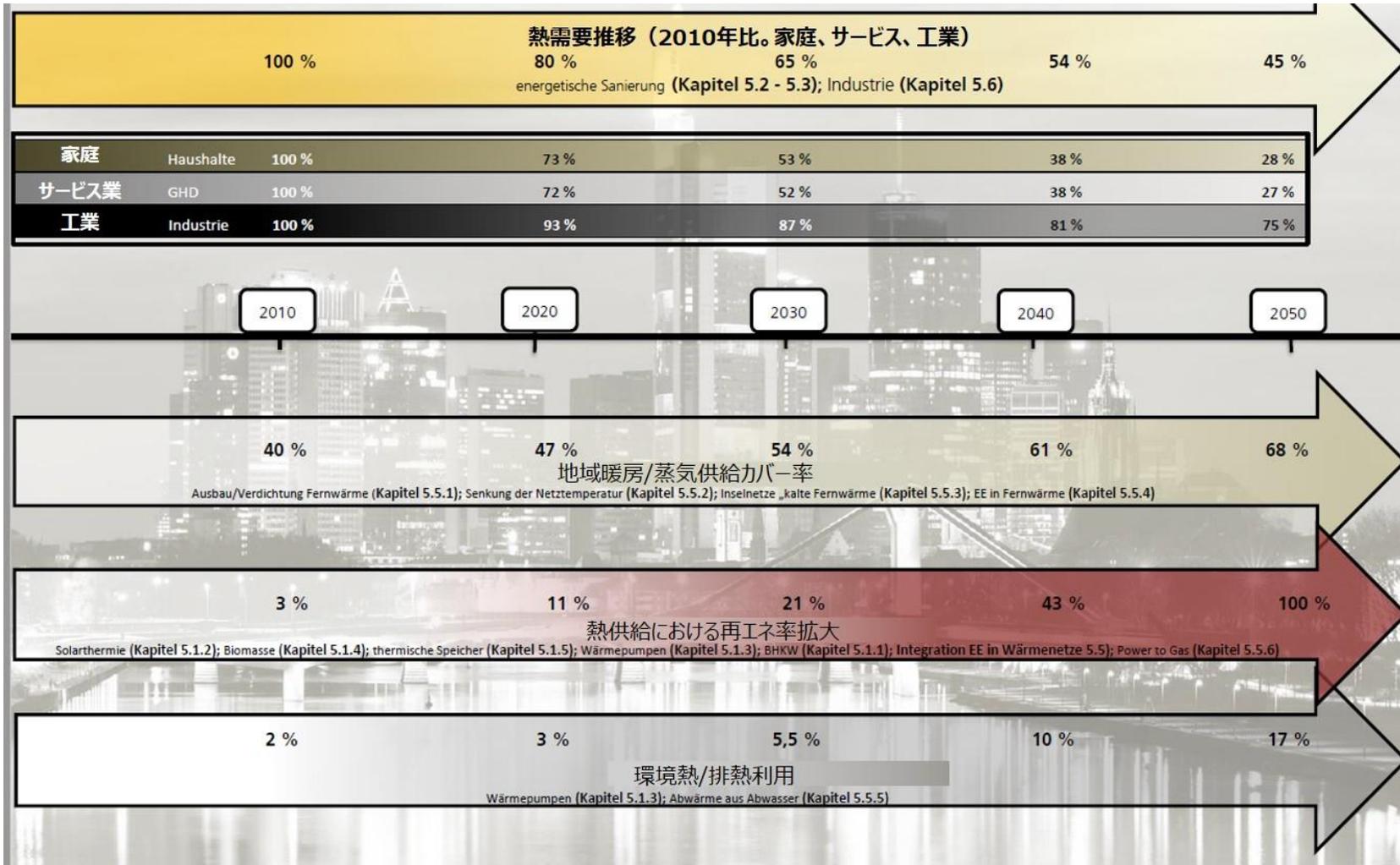


図 5 フランクフルト市 2050 年までの熱供給ロードマップ

熱供給における施策としては以下のものが挙げられている。

- 新規建設時のエネルギースタンダード（パッシブハウススタンダード）適用
→2007年にフランクフルト市議会は「パッシブハウススタンダード（暖房需要15kWh/m²、一次エネルギー需要120kWh/m²以下）」策定。市有地購入時に同スタンダード準拠を要求。今後の対策メニューとしては以下のものが挙げられている。
 - 新規建設建物に対するパッシブハウス最低基準の導入
→公共施設に加え、2020年以降は全ての新設建造物にパッシブハウススタンダードを導入。また品質管理に資するため、マイスター資格を管理する市の手工業会議所により、パッシブハウス施工業者の認定を行う。
- 住居用建物、非住居用建物のエネルギー改修
→ドイツで1979年以前の建設された建物は、約70%が断熱なし、20%は断熱不十分。建造物の近代化に大きな省エネポテンシャル。古い建物の改修率目標はヘッセン州の現行年2.5%から3%に上げる必要がある。建物改修に関連する対策は以下の通りである。
 - 全ての建築年数（1860年代～）、種別（戸建て、集合住宅など）でエネルギー改修を行うと、住居用建物だけで62%の熱消費節減、熱消費全体では年間2.4%の節減できるとの試算あり。上記達成のためには現在の3倍の改修率が必要となるが投資回収に長期を要するなど、さまざまな制約条件がある
 - イベント等を通じた市民意識の向上対策
- プラント技術・熱供給技術の効率向上
 - 低効率ボイラーの置き換え
→今後数年でボイラー全体の50%がリプレースされる（耐用年数20年の場合）。ボイラーの交換により、10%から15%の熱エネルギー節減が可能。
 - 助言組織の拡大
 - シミュレーションツールを用いた改修基準の設定
 - 熱供給システムにおける断熱
→フランクフルト市内で未断熱の配管等の断熱を行うことで、家庭部門で年間300GWhの節減の可能性（住宅の暖房需要の8%）の可能性はある。
 - 分散型循環ポンプの導入
→セントラルヒーティングに用いる循環ポンプを分散型にすることで、従来型と比較してガスを19%節減、53%の節電、一次エネルギー全体で22%の節減が可能となったテスト結果あり。
 - 低温暖房システムの導入
→従来型と比べて低い温度での熱供給により30%～80%の省エネの可能性あり
 - 地域暖房システムの拡大と緊密化
→供給網の拡大と集密度向上により熱の伝送損失を低減、効率を向上。
 - アイランドネットワーク低温暖房供給
→将来的なオプションとして、排熱や太陽熱など再エネ熱により外気よりわずかに高い温度の熱を供給するシステムも検討。

- 工業部門での対策
→工業での対策の多くは電力の項で説明。その他特にプロセスヒート関連での対策により、化学産業で2035年までに約13%、2050年までに20%の省エネが可能と見込まれている。

4) 交通部門

交通部門に関してフランクフルト市の基本計画は、2010年を起点に、2050年までに段階的に、最終エネルギー需要を2010年比25%まで低減させるロードマップを示している。交通に関するフランクフルト市のロードマップは以下の図6の通りである。交通部門全体での最終エネルギー消費を2050年までに2010年比25%まで低減する。図の下半分では各種施策のマイルストーンが個人輸送（茶色）、近距離移動（緑）、公共交通（青）の別に示されている。

最終エネルギー (2010年比)	100 %	94 %	63 %	45 %	25 %
個人輸送 (2010年比)	100 %	93 %	53 %	34 %	14 %
公共交通 (2010年比)	100 %	96 %	86 %	75 %	68 %
貨物輸送 (2010年比)	100 %	97 %	82 %	63 %	40 %

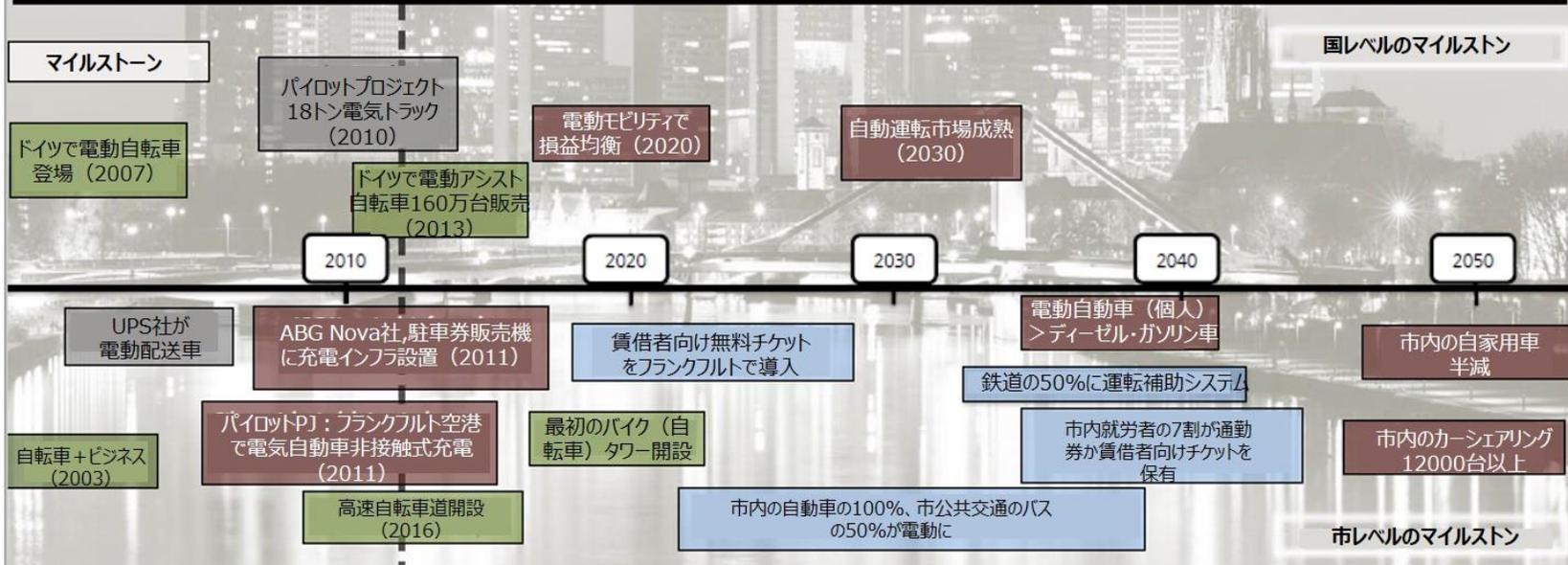


図 6 フランクフルト市 2050 年までの交通ロードマップ

交通部門の対策としては、以下が示されている。

- 交通量低減を目的とした近距離移動手段の充実
 - 直接電力・熱消費を低減させるものではないが、最大の削減ターゲットである自家用車からの移行を促進する方策として、徒歩や自転車、電動自転車や電動バイクなどの近距離移動手段を充実させる対策が複数示されている。
- 自家用車における電気自動車の投入増大
 - 住民向けに市都心部に充電ステーション構築
 - 駐車場でのカーシェアリング車両、電量モビリティ優遇
 - 通勤手当において、第一に公共交通機関の利用、第二に電気自動車や電動スクーターに有利な調整（連邦大での対応が必要）
 - マーケティングコンセプト「フランクフルト電子モビリティ」の構築
- カーシェアリング
 - カーシェアリング 1 台で 4~6 台の車を置き換えることで、都市部の交通量を大幅に削減し、汚染や騒音の低減も図る。
- 公共交通部門
 - フランクフルトにおける公共交通シェアは（26~29%）を 2050 年までに、現在のウィーン並みの 35%まで上昇させることをめざす。そのための対策として、以下のものが挙げられている。
 - バスの電動化およびバスレーンの設置
 - 2050 年までには再エネが拡大見込み。電気自動車バスはディーゼルバスと比べ、97%の CO2 低減を図ることができる見込み
- トラック（都市物流）
 - 電動車両による都市物流コンセプトを策定・導入
 - 配送車両電動化に加え、歩行者ゾーン等における電動自転車使用など
 - モデルプロジェクト：物流シェアリング
 - 乗用車のカーシェアリングをロールモデルとし、フランクフルト市と市内物流会社が、配送車量の輸送能力シェア、共通プラットフォームの実現に向けたモデルプロジェクト実施
- 徒歩、自転車等近隣移動手段促進を目的としたマーケティング、コンテスト、キャンペーン実施

再エネ調達量（設備容量：市内＋市外）を試算する際、下記を見込んだ形で推計しているのか。推計している場合には、その具体的方法を整理する。

- 市内外のポテンシャル量を踏まえた再エネ種別の積み上げ
- 市内の需要変動（季節変動、日変動）
- 調整力（需要変動と再エネの出力変動とをマッチさせるための、火力や水力、蓄電池等による出力調整）

- フランクフルト市を含むライン・マイン（Rhine-Main）地方における再エネのポテンシャルについては、それぞれ以下のように示されている
 - 太陽光発電：太陽光パネルの効率 14%と 25%の場合でそれぞれ、地域内の市、郡のポテンシャルを推計。ルーフトップでは建物の床面積を用いて屋根の種類（傾斜など）や土地利用、影、施設の向きによる控除率を考慮。その他ファサードへの設置や平置き型を想定。ライン・マイン地方ではフランクフルト市内のポテンシャルが最大で、同市では効率 14%のケースで年間 1201GWh、25%のケースで 2145GWh が見込まれている。ライン・マイン地方全体では効率 25%で年間 11000GWh のポテンシャルとなり、理論的には、現状の地域電力需要の 8割を地域内の太陽光でカバーできる計算である。

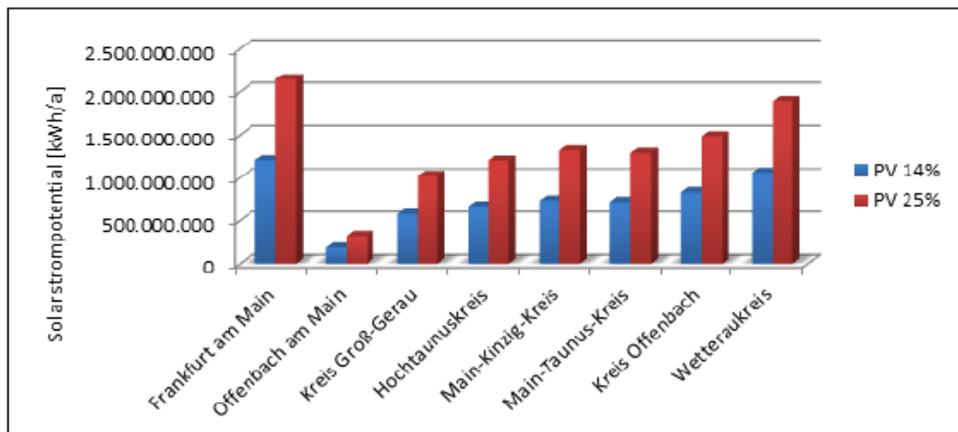


図 7 ライン・マイン地方の太陽光ポテンシャル分布

- 風力発電：風力のポテンシャルは地域全体で年間 576GWh で、太陽光と比べて低い。地域の電力需要の 4.3%に相当する。フランクフルト市周辺では航空機運航の関係から開発余地が限られ、同地方のポテンシャルに占める割合は 1%と低い。その他地域でも風況が良い場所が限られるとしている。

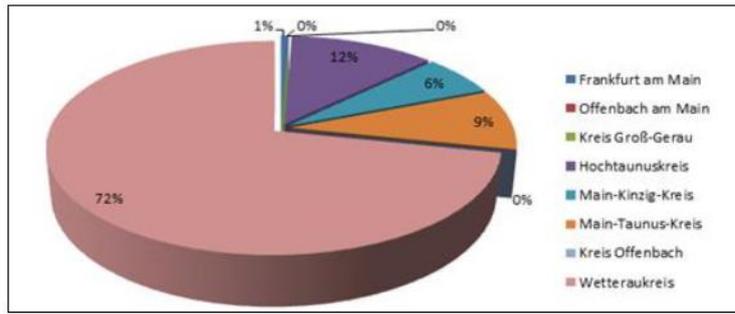


図 8 ライン・マイン地方の風力ポテンシャル地域別内訳

- ▶ バイオマス・バイオガス発電：地域全体のバイオマスのポテンシャルは1024GWhで、現在の地域の電力需要の7.6%に相当する。フランクフルト市のポテンシャルはライン・マイン地方全体の18%を占める。バイオマスのポテンシャルはすでに殆どが実際に使われている状態である。

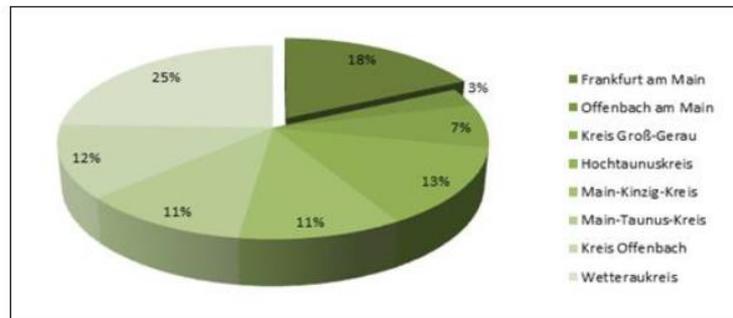


図 9 ライン・マイン地方のバイオマスポテンシャル地域別内訳

これらを統合して、同計画では2010年・2050年のフランクフルト市とライン・マイン地方（Region）の電力需要と再エネ電力のポテンシャルを比較し、以下の図のように示している。省エネにより2050年の電力需要は減少するものの、フランクフルト市の電力需要を賄うには市内の再エネポテンシャルを全て投入しても不足する一方、ライン・マイン地方全体で見ると2050年の再エネポテンシャルに余裕があることが示されている。

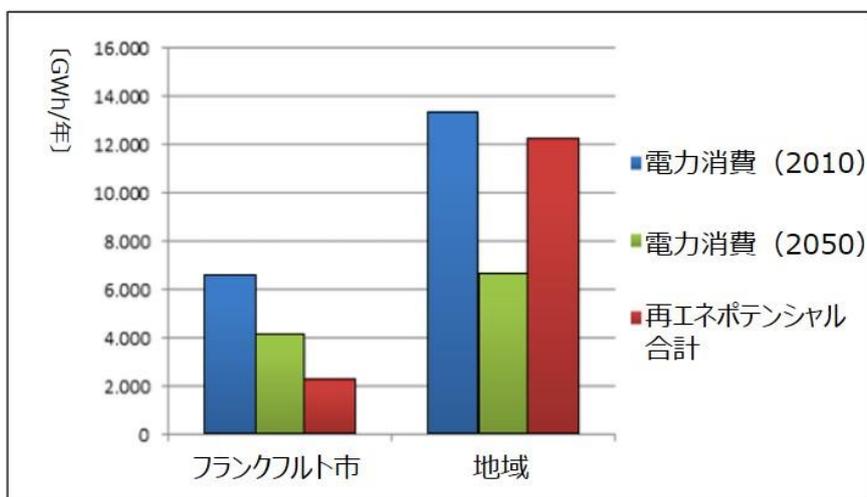


図 10 フランクフルト市及びライン・マイン地方の 2010 年、2050 年電力需要比較と再エネポテンシャル

このほか、再エネ熱に関しては以下のように示されている。

- ▶ 太陽熱：ライン・マイン地方全体のポテンシャルは 6283GWh としている。ポテンシャルは屋根面積などを基に割り出し、逸失分を考慮し、システム効率は 45% と想定されている。太陽熱設備を設置できる面積を全て活用した場合、フランクフルト市内単独でのポテンシャルは、1386GWh と試算されている。ただし、太陽熱設備の設置は太陽光パネルと直接競合する。
- ▶ バイオエネルギー（熱利用）：フランクフルト市内におけるバイオマスの熱源としてのポテンシャルは約 210GWh、同市以外のライン・マイン地方では 1297GWh、合計で 1507GWh のポテンシャルがあるとされ、現在のフランクフルト市内の熱需要の 13% に相当するとされている。

こうした市内外の再エネポテンシャルを踏まえ、フランクフルト市基本計画 8.5 章では、2050 年に 100%再エネでのエネルギー供給を行うシナリオの分析（フラウンホーファ研究所による）に際し、市内に加えどの程度の範囲で市外のポテンシャルを考慮するかについて、再エネ種別毎に以下のように整理している。

表 1 2050 年の再エネ 100%実現における再エネ調達のバリエーション

ポテンシャルのバリエーション	太陽光	風力	バイオマス	水力、太陽熱	廃棄物
市内	市内	市内	市内	市内	市内
市内+地域	市内+地域 50%	市内+地域 50%	市内+地域 50%	市内のみ	市内+地域
市内+州	市内+地域 50%のみ	州から 11.6%	州から 11.6%	市内のみ	市内+地域 のみ

つまり、再エネ全体に関して地域大での調達を考慮するケースでも、水力、太陽熱についてはもっぱら市内からの調達を想定する。また、再エネの調達範囲を州に広げる場合でも、

対象となるのは風力とバイオマスのみで、その他については市内あるいは地域の範囲からの調達を前提としている。

- 市内の需要変動：8.5 章の 2050 年の 100%再エネに向けたシナリオ分析では、電力と熱の需給に関して、シナリオ毎に、季節別、時間変動（1 時間毎）のシミュレーションを行っている。本計画では、同計画文書を作成したフラウンホーファによる推奨シナリオとされる「市内+州」ケースの電力地域外調達 10%¹シナリオ（再エネの調達範囲を州まで広げ、かつ電力の地域外調達割合を 10%とするシナリオ）における分析が示されている。ここでは、2050 年における春・夏（温暖期）と秋・冬（寒冷期）それぞれにおける熱、電力の需給変動（蓄熱、蓄電含む）がコンピュータプログラム等を用いてシミュレーションされている。以下に例として、電力需給に関するシミュレーション図を示す。需要は赤線で示されている。なお、マイナス側の灰色は地域外供給、オレンジは蓄電を示す。

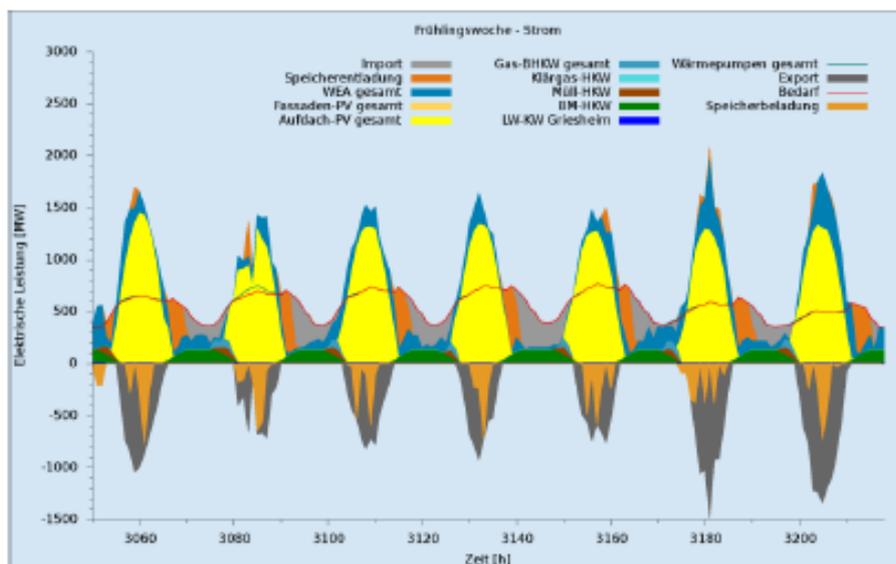


図 11 フランクフルト市+州・10%地域外調達シナリオにおける電力需給シミュレーション（温暖期）

¹ ここでは Import あるいは Export という表現が用いられているが、国外との輸出入ではなく、フランクフルト市外の地域あるいはヘッセン州からの移入、移出を指している。

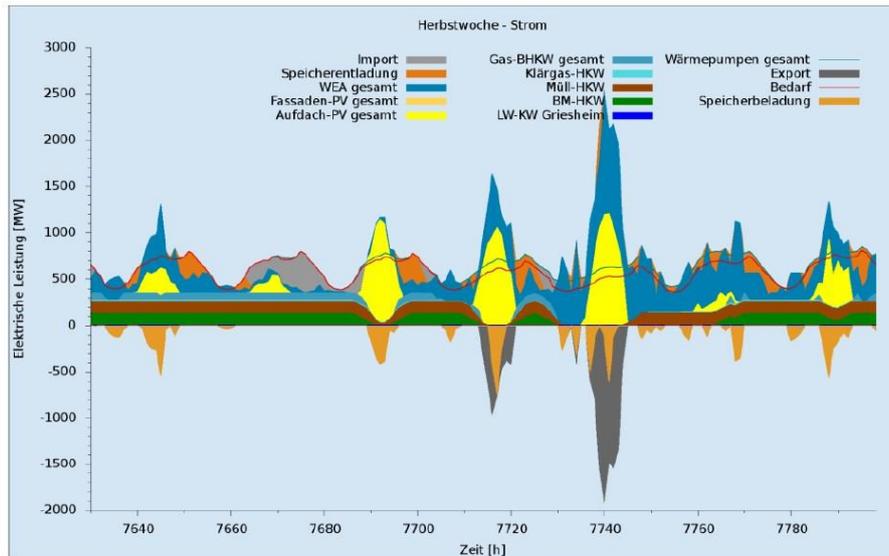


図 12 フランクフルト市+州・10%地域外調達シナリオにおける電力需給シミュレーション（寒冷期）

- 調整力（需要変動と再エネの出力変動とをマッチさせるための、火力や水力、蓄電池等による出力調整）について：
 上掲のグラフにも顕れている通り、蓄電による調整が想定されている。電力の地域外供給、地域外調達（Import/Export）も調整手段の一つといえる。なお、2050年時点で再エネ100%とする想定のため、在来火力による調整は想定されていない。また、水力については同地域の水力のほとんどが流れ込み式であり、調整力という面で、揚水発電のような機動性は持たないと考えられる。2050年の推奨シナリオである「フランクフルト市+州・10%地域外調達シナリオ」では以下の図のような電力・熱の年間のエネルギーフローが想定されている。州、地方、市内で生産される電力と熱に加え、電力については10%を地域外から調達する一方、18%は地域外供給も行う。また、蓄電に回る電力として2.0GWhが想定されている。蓄熱に関しては2.3GWhが想定されている。

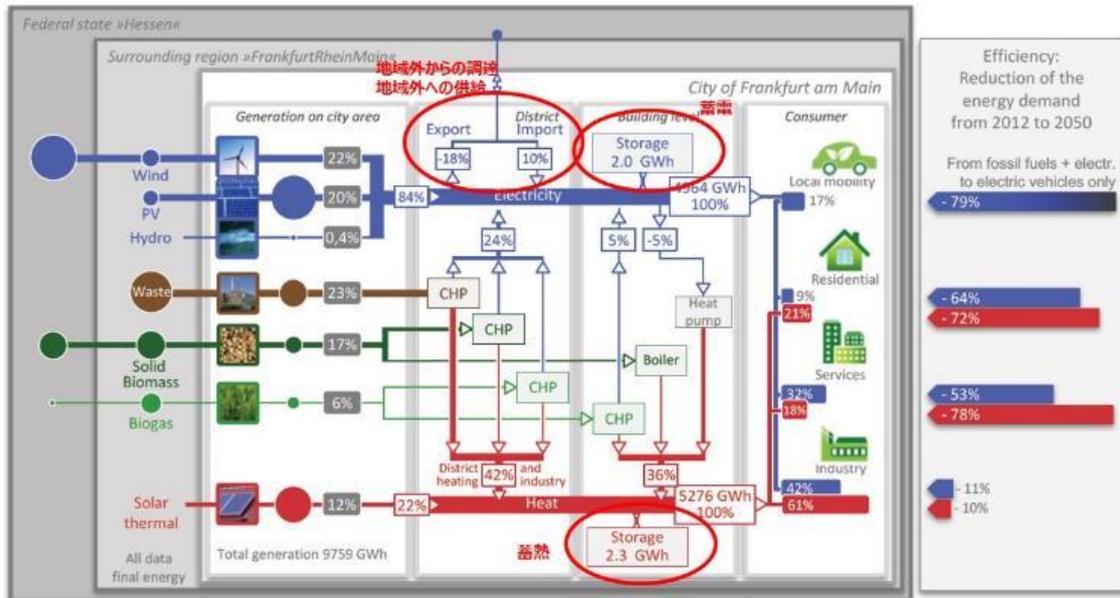


図 13 フランクフルト市+州・10%地域外調達シナリオにおけるエネルギーフロー

市外からの再エネ調達量を試算する際、送電容量による制約を考慮しているか。

送電容量の制約に関する考慮は確認できない。フランクフルト市の計画では、2050年の市内電力需要は2010年比62%まで低減される見込みである。またドイツでは2022年までに全原子力発電所が閉鎖し、石炭火力発電もドイツ全土で全廃（2019年現在の目標は2038年）する計画である。電力需要、従来型電源双方が低下する見込みであり、再エネの変動には蓄電と地域外電力供給による調整で対処する前提であると考えられる。

(2) フランクフルト市に関する調査項目

「100%気候保護基本計画」における部門毎の省エネポテンシャルや再エネ利用可能性に関するシナリオ分析の具体的内容

研究（Fraunhofer ISE との協力による）の中で示されている2050年のエネルギーシステム構造について、シナリオ分析と併せて詳細を整理

1) 省エネポテンシャルに関するシナリオ

a. 電力

ア) レファレンスシナリオ

レファレンスシナリオでは本報告冒頭(1)で各部門における省エネ・電化対策として示した施策の実装が遅れ、実行に不完全性があることを前提としている。つまり、(1)で示した省エネポテンシャルの実現は限定的である。

家庭部門では2050年までに全ての家電製品が現在のものとは置き換わるものの、全てが最高の省エネ性能を示すA+++ランクの機器に入れ替わるわけではなく、また新規購入された製品にも古いスタンダードのものが含まれることから、交換率はさらに低くなる想定とされている。さらに、家庭内での消費者の行動変化による節電は考慮されていない。サービス部門では利用可能な節電ポテンシャルの50%しか使用されない想定である。産業部門における電力需要は現状から変わらないと想定されている。

こうした想定の下、電力需要に関するレファレンスシナリオでは、2050年における2010年比での電力需要の減少率が、家庭部門(青)で18%、サービス部門(赤)で10%、産業部門(緑)ではほぼ不変とされている。2050年のこれら部門合計の電力需要は2010年(約6580GWh)比で7.3%の減少に留まる。最終エネルギー消費に関してはうち2.6%が電化を通じて節減可能となるとされている。なお、この見通しには交通部門・熱供給の電化に伴う電力需要の増大は含まれていない。

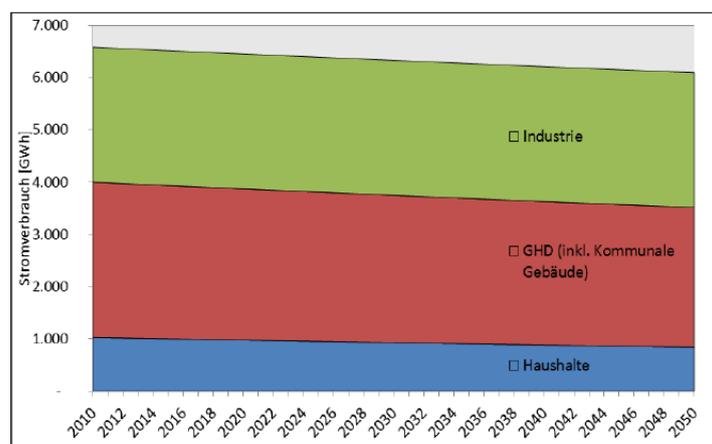
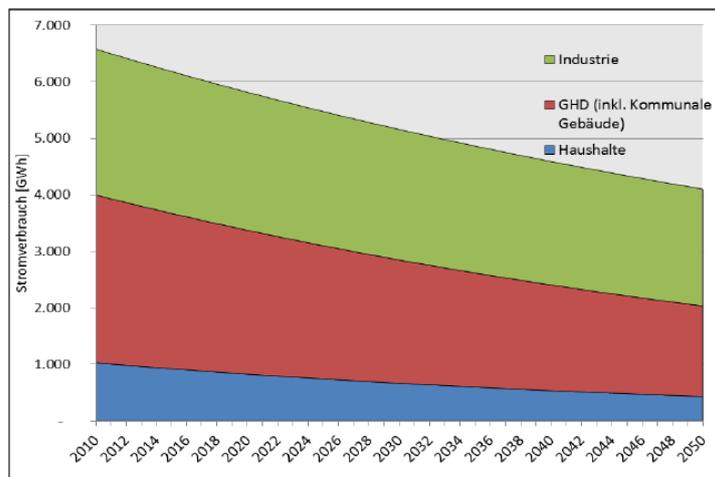


Abbildung 162: Entwicklung des Strombedarfs in den Sektoren Haushalt, HD und Industrie im Referenzszenario, eigene Darstellung (IBP).

イ) 対策シナリオ

対策シナリオでは、家庭部門では全ての家電がA+++ランクの機器に入れ替わる。また市民による住宅における電力使用の合理化にも積極的で、さらに10%の節電効果が見込まれている。サービス部門でも先に示された対策メニューが一貫して実施され、さらに職場の意識向上で10%の節電が可能となる想定である。工業部門でも2050年までに20%の節電が

可能となる想定である。対策シナリオでは 2050 年のこれら部門の電力需要が 2010 年比で約 37%の減少となる。



上記の家庭、サービス業、工業での節電の一方で、対策シナリオでは交通・熱供給部門での電化に伴う電力需要の増大について分析されている。上記のとおり、3部門では約 37%の電力需要が節減されるが、熱供給の電化による需要増加を反映すると、減少幅は 34%となる。なお、交通部門に関しては個別の分析となっており、別項で報告する。

b. 熱供給

ア) レファレンスシナリオ

レファレンスシナリオでは、市内の建物の改修が不完全な状態を想定している。改修可能な建物で、2050年までにエネルギー改修されているのは住宅、サービス業とも 50%に留まるとされている。また 2050年までに住宅の床面積が 13%増加する想定である。工業部門でも熱効率対策はわずかしか実行されない。なお、技術的対策に関係なく、温暖化により暖房需要が減少する一方、夏季の空調需要が増大する。同シナリオにおける 2050年までの熱需要の低減率は 25%とされている (11713GWh から 8801GWh に減少)。

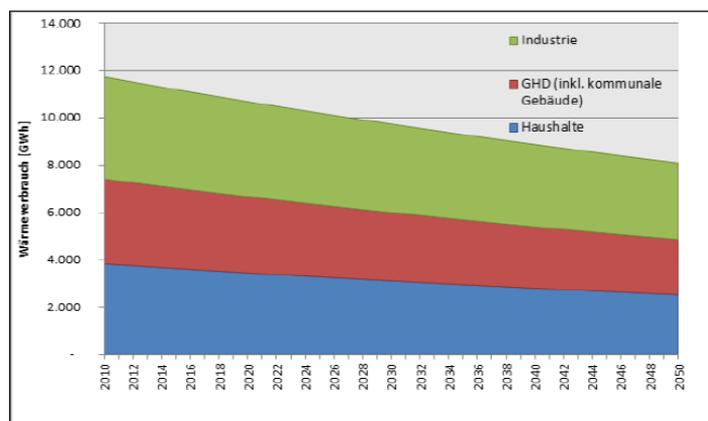


Abbildung 165: Entwicklung des Wärmebedarfs im Referenzszenario, eigene Darstellung (Fraunhofer IBP).

イ) 対策シナリオ

対策シナリオでは、市内の建物のエネルギーにおける近代化が完遂されることを想定している。その結果、同シナリオにおける熱需要の低減率はレファレンスシナリオの 2 倍となっている。温暖化により暖房需要が低下することが見込まれている。また、工業部門では生産の効率化と排熱利用により、プロセスヒートの減少が見込まれている。こうした対策により、合計 6483GWh の熱が節約できるとされている。

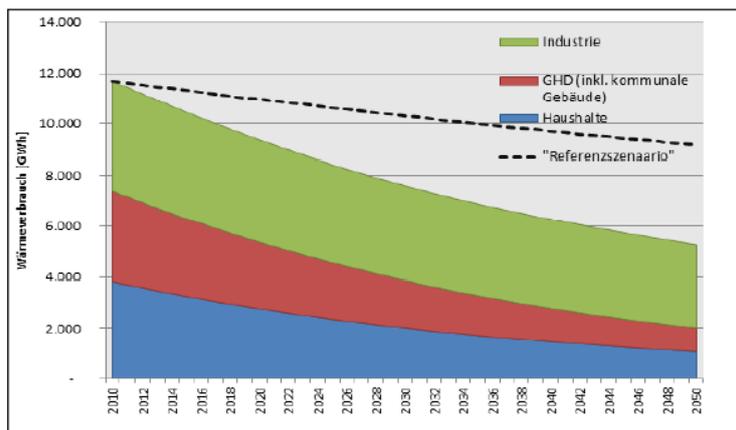


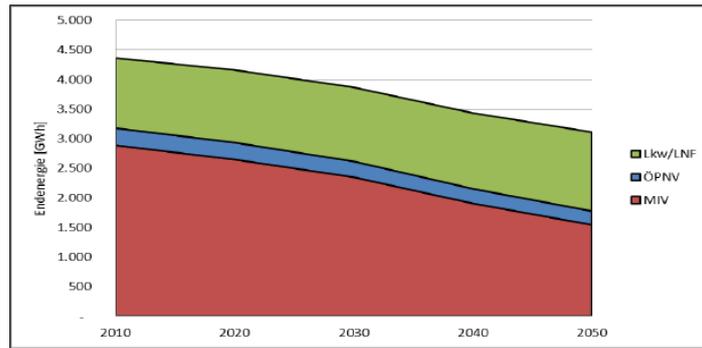
Abbildung 166: Entwicklung des Wärmebedarfs im Maßnahmenszenario, Quelle: Fraunhofer IBP

c. 交通における最終エネルギー消費

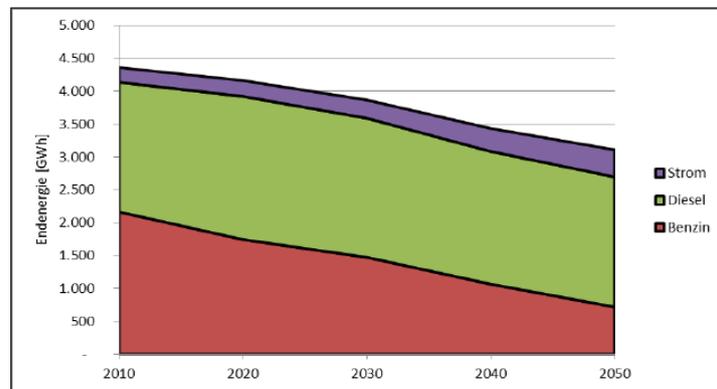
交通部門については、定量的な影響評価が難しいとして、以下のシナリオは特定の目標値ではなく、シナリオとして「傾向」を示すものであるとの言及がなされている。

ア) レファレンスシナリオ

レファレンスシナリオでは、移民による人口増加、自転車道路の拡張の遅れ、電動モビリティなどの受け入れの遅れ、電気自動車の増加率が国の予測並み、といった条件下での交通部門における 2050 年までのエネルギー需要傾向が示されている。同シナリオにおける 2010 年から 2050 年のエネルギー消費減少率は 29%で、主に自家用車など乗用車における節減によるものである（下図赤色）。トラック・配送車両（緑）、公共共通（青）での削減はわずかである。

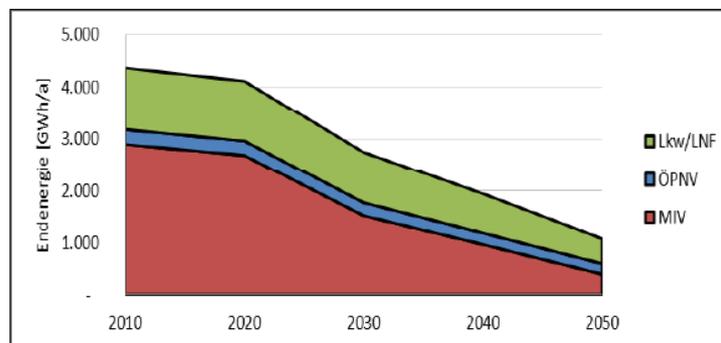


また、エネルギー種別の構成を表す下図によると、ガソリン（赤）の利用が低下し、電力（紫）の利用が微増、ディーゼル（緑）はほぼ現状維持となっている。



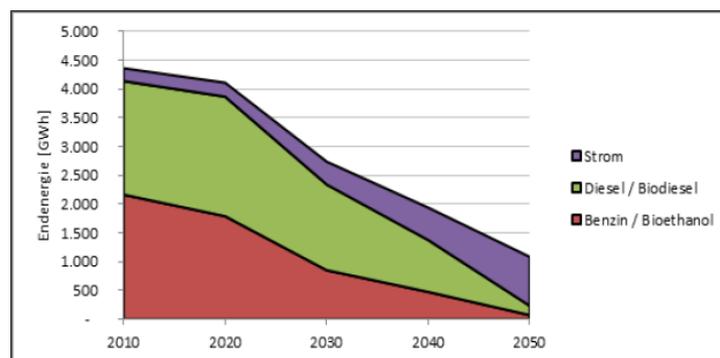
イ) 対策シナリオ

対策シナリオでは、ガソリン、ディーゼル車から電気自動車へのシフト、自動車ユーザの公共交通機関へのシフトにより、主に乗用車（下図赤）で大きくエネルギー消費が減少し、交通部門全体で、最終エネルギー消費を 2050 年には 2010 年比 75% 減とすることが可能としている。



エネルギー源別では、電化により 2050 年までに電力（下図紫）の需要が 3.88 倍 (+626GWh) となる。ディーゼル・バイオディーゼル（緑）については、使用割合が低下すると共に、も

っぱらバイオディーゼルに置き換わり、ガソリン・バイオエタノール（赤）についてもガソリンは殆ど使われなくなると見込まれている。



2) 再エネ利用可能性に関するシナリオ（2050年のエネルギーシステム構造）

フランクフルト市では2050年までに再エネ100%のエネルギー供給の実現を目標としている。基本計画ではこの目標達成をどのように図るのかを、どの地理的範囲からの調達までを再エネ自給と見なすかで分類しシナリオ分析している。分析はフラウンホーファ研究所（Fraunhofer ISE）の自治体エネルギーシステム分析モデル「KomMod」を用いてシミュレーションされたものである。

表 2 2050年の再エネ100%実現における再エネ調達のバリエーション（表 1再掲）

ポテンシャルのバリエーション	太陽光	風力	バイオマス	水力、太陽熱	廃棄物
市内	市内	市内	市内	市内	市内
市内+地域	市内+地域 50%	市内+地域 50%	市内+地域 50%	市内のみ	市内+地域
市内+州	市内+地域 50%のみ	州から 11.6%	州から 11.6%	市内のみ	市内+地域の み

ポテンシャルのバリエーションについてはそれぞれ、以下のように説明されている。

- 市内：フランクフルト市内の再エネポテンシャルのみを想定。太陽熱は東 50 度から南側、西側 50 度にかけての屋根表面のみで利用するものとする。太陽光は東 100 度から南側、西側 100 度にかけての屋根すべて、またファサードや平置型を用いるものとする。
- 市内+地域：市内に加え、ライン・マイン地方のバイオマスの 50%と風力の 50%を市内の需要を賄うための調達先として想定。廃棄物（家庭ゴミ）に関しては、ゴミ自体は地域から移入されるが、ライン・マイン地方唯一の焼却場がフランクフルト市内にあることから、地域のポテンシャルすべてがフランクフルト市内で利用される想定となっている。熱供給については市外からの移入は想定されていない
- 市内+州：このバリエーションでは、ヘッセン州全体の人口に占めるフランクフルト

市の人口比率が 11.6%であることから、この比率に応じて州内のバイオマス、風力を調達先に含めることが想定されている。

フラウンホーファ研究所の研究では、この 3 つのバリエーションでそれぞれ、以下のシナリオ（制約条件）を設定し、分析を行った。

- 「制限無し」シナリオ: 全ての再エネがポテンシャルの範囲内で使用可能。地域外（＝ライン・マイン地方以外）との電力のやりとりは実質制限なし。熱の地域外供給・調達は行わない。
- 「自給」シナリオ: 電力の地域外調達禁止。風力・太陽光の調整として地域外への供給は可能。太陽熱を最大限に利用する前提。
- シナリオ「電力地域外調達 10%」及び「電力自給 70%、80%、90%」: 地域外からの（再エネ）電力調達割合に制限を設ける。地域外への供給については制限無し。熱の地域外供給・調達は行わない。太陽熱のポテンシャルを最大限に利用する前提

可能な限りエネルギーの地域自給を行い、コストを受容可能な範囲に収める観点から、同研究所は「市内+州、電力地域外調達 10%シナリオ」を、推奨シナリオとしている。なお、バリエーション「市内」、及び「市内+地域」については、シミュレーションの結果、フランクフルト市単独あるいはライン・マイン地方と同市のみで再エネ自給を図るには、大容量の蓄電設備が必要となり、高コストとなる計算となった。風力などの再エネ資源は通常都市から離れた地域に賦存することから、調達先をより広い範囲とすることが合理的であるとしている。以下、基本計画に示されたフラウンホーファ研究所によるシナリオ分析について整理する。

<「市内+州」バリエーションのシナリオ>

- 市内+州、電力地域外調達 10%シナリオ（推奨シナリオ）
→ 調達範囲を州まで広げれば、地域外からの電力調達なしで自給するシナリオも可能ではあるが、比較的大容量の蓄電設備が必要となり、エネルギーコスト上昇に繋がる。電力は 10%が地域外から供給されるが、熱供給は自給。フランクフルト市におけるエネルギー全体（熱・電力）の自給率は 95%。電力需要の 34%が風力、32%が太陽光、15%がバイオマス、9%が廃棄物でカバーされる。間歇性電源の割合が高いため、需要をカバーするには 2036MWh の蓄電、2594MWh の蓄熱が必要である。このシナリオでは、さまざまなエネルギー源のポテンシャルがフル活用されているが、太陽光についてはポテンシャルの 32%しか活用されない計算となっている。ポテンシャルに余裕があることで、太陽光の平置き型発電設備を作る際のサイト選定に自由度が出るほか、風力やバイオマスのポテンシャルが想定より低かった場合に、不足分を補うことが可能となるとされている。電力生産コストは 12 ユーロセント/kWh とされている。
このシナリオにおけるエネルギーフローは、以下の図の通り整理されている（再掲）。

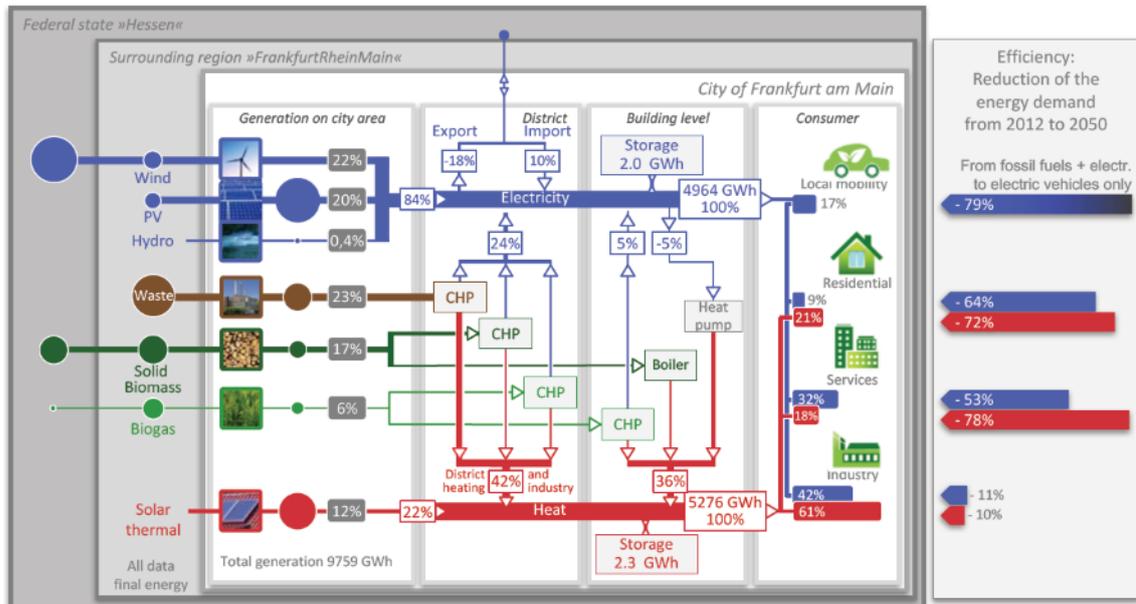


図 14 フランクフルト市+州・10%地域外調達シナリオにおけるエネルギーフロー

- 市内+州バリエーションの比較シナリオ「制限無し」及び「自給」：
推奨シナリオとの比較のため、上記 2 種のシナリオによるシミュレーションも行われた。
 - 市内+州「制限無し」：地域外からの電力調達を制限しないシナリオでは、フランクフルト市の電力自給率は 75%と想定される（電力の 25%を地域外から調達）。蓄電設備の整備は行われず、推奨シナリオと比べて電力生産コストは小さくなる。電力需要の 33%が風力、18%が太陽光でカバーされる。このシナリオでは風力のポテンシャルが 92%利用されるのに対し、太陽光のポテンシャルは 17.4%の活用に留まる。
 - 市内+州「自給」：電力・熱需要が市内から州の範囲の再エネポテンシャルですべてカバーすることは理論的に可能。ただし間歇性電源の割合が 73%にのぼるため、9160MWhの蓄電が必要（推奨シナリオの場合の 4.5 倍）であり、電力生産コストが 22.1 ユーロセント/kWh まで上昇する。地域外からの電力調達を少し許容するだけでコストを大きく低減できる（推奨ケース「10%地域外調達」参照）ことから、自給シナリオは推奨外とされる

再エネを「市内+州」バリエーションにおける「電力地域外調達 10%シナリオ（推奨シナリオ）」、「制限なし」、「自給」シナリオを比較すると、以下の表のとおりである。

表 3 「市内+州」バリエーションにおけるシナリオ比較

	地域外 10%	制限無し	自給
電力総需要（ヒートポンプなし） (GWh)	4964	4964	4964
電力総需要（ヒートポンプ含む） (GWh)	5224	5264	5201

熱総需要 (GWh)	5267	5267	5267
市内及び地域からの電力調達 (GWh)	5579	4510	5652
電力自給率 (%)	90%	75%	100%
地域外からの電力調達 (GWh)	522	1293	0
地域外への電力供給 (GWh)	- (※)	539	449
再エネ出力調整で失われる電力 (GWh)	877	-	-
年間エネルギーコスト (百万ユーロ・2013年価格)	1086	839	1594
年間の地域外調達コスト (百万ユーロ・2013年価格)	63	112	0
平均電力生産コスト (ユーロセント/kWh)	12.0	8.7	22.1

(※) 地域外 10%調達シナリオのみ、原典において地域外電力供給の項目が欠落しているためデータなし

< 「市内+地域」 バリエーションのシナリオ >

市内に加え、ライン・マイン地方の再エネポテンシャル（風力、バイオマス、太陽光のポテンシャルの 50%）までを想定（地域外の州内からの調達は自給とカウントしない）するバリエーションでは、自給割合別にシナリオ分析が行われている。市内と地域で再エネ調達を行うバリエーションにおいて、地域外からの調達を行わない「自給」シナリオではコストが高くなりすぎることから合理的でないとしてされており、シミュレーション結果は示されていない。「制限無し」シナリオでは、市内+州バリエーションの制限無しシナリオと電力生産コストが大きく変わらない結果となっている。

表 4 「市内+地域」バリエーションにおけるシナリオ比較

	地域外調達 制限無し	70%自給	80%自給	90%自給
電力総需要 (ヒートポンプなし) (GWh)	4964	4964	4964	4964
電力総需要 (ヒートポンプ含む) (GWh)	5326	5347	5347	5346
熱総需要 (GWh)	5267	5267	5267	5267
市内及び地域から電力調達 (GWh)	2919	4681	5508	6338
地域外からの電力調達 (GWh)	2506	1604	1069	535
地域外への電力供給 (GWh)	98	937	1229	1525
年間エネルギーコスト (百万ユーロ・2013年価格)	832	1242	1495	1733
年間の地域外調達コスト (百万ユーロ・2013年価格)	221	226	185	107
平均電力生産コスト (ユーロセント/kWh)	8.9	14.1	17.3	20.0

＜「市内」バリエーションのシナリオ＞

フランクフルト市内のみの再エネポテンシャルを想定するバリエーションでは、都市における再エネポテンシャルが限られていることから、市外からの電力調達 (Import) を組み合わせることが不可避であるとして、市外からの調達を制限しない「制限無し」シナリオについてのみ、シミュレーション結果が示されている。このケースでは電力は市外から調達できるが、熱は市内のみでの調達となり、市内の再エネポテンシャルでカバーできる熱需要は全体の 31% に留まる。残る 69% の熱需要はヒートポンプで賄うことになる。こうした理由から、「市内」バリエーションについては、あくまで理論的なシミュレーション結果 (参照用) として示されている。

表 5 「市内」バリエーション「制限無し」シナリオ

	地域外調達制限無し
電力総需要 (ヒートポンプなし) (GWh)	4964
電力総需要 (ヒートポンプ含む) (GWh)	5784
熱総需要 (GWh)	5267
市内及び地域から電力調達 (GWh)	1777
電力自給率 (地域からの供給含む) (%)	30%
地域外からの電力調達 (GWh)	4063
地域外への電力供給 (GWh)	56
年間エネルギーコスト (百万ユーロ・2013年価格)	1090
年間の地域外調達コスト (百万ユーロ・2013年価格)	435
平均電力生産コスト (ユーロセント/kWh)	10.7

再エネの外部調達先として Rhine-Main 地方及び Hessen 州が特定されている理由。
(フランクフルト市と同じ送電網に含まれる地域として特定されているのか)

まず、ライン・メイン (Rhine-Main) 地方とは「大都市圏²」の呼称である。大都市圏は地域開発の政治的枠組みとして地域計画閣僚会議により指定され、現在、ドイツ全国で 11 の大都市圏が設定されている³。ライン・メイン地方は、フランクフルト市が属するヘッセン州南部を中心に、隣接するラインラント・プファルツ州、バイエルン州の一部で構成される。

一方、ヘッセン州は上述のとおり、フランクフルト市が所属する連邦州である。フランクフルト市を含むヘッセン州全体のエネルギー・再エネ政策方針は、ヘッセン州経済・エネルギー・交通・住宅省が所管している。ヘッセン州は 2050 年までに電力と熱を 100%再エネで賄うエネルギー目標を示しており⁴、フランクフルト市がヘッセン州大で再エネを調達することは、州のエネルギー政策方針にも合致する。

再エネの市外調達先としてライン・メイン地方およびヘッセン州が想定されているのは、フランクフルト市が地域計画上あるいは連邦州の区分上、これらの地域に属していることが理由であると考えられる。

なお、ライン・メイン地方は上述の通り、複数の州の自治体で構成されるが、フランクフルト市を含むヘッセン州全域が TenneT TSO 社の送電区域であるのに対し、同地方の一部を成すラインヘッセン地方が属するラインラント・プファルツ州は、州全域が Amprion 社の送電区域である⁵。したがって、ライン・メイン地方とヘッセン州が再エネの調達先として想定されているのは、送電区域上の理由によるものではないと考えられる。

以上

² 国土開発閣僚会議により指定。

³ ドイツ大都市圏協会ウェブサイト、<http://www.deutsche-metropolregionen.org/>、2019/09/04 閲覧

⁴ ヘッセン州経済・エネルギー・交通・住宅省ウェブサイト、「Energiezukunftsgesetz」、<https://wirtschaft.hessen.de/energie/energiepolitik/energiezukunftsgesetz>、2019/09/04 閲覧

⁵ Amprion 社ウェブサイト、「REGELZONEN UND VERBUNDNETZ」
<https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/Systemf%C3%BChrung/Verbundnetz/>、
2019/09/04 閲覧