



GE VERNOVA

日本の脱炭素化への道 – 2023年から2050年まで の電力部門の課題

エネルギー安全保障、経済効率、環境の持続可能性、安全性を達成するためのガス火力と再生可能エネルギーの役割

www.gevernova.com/jp



日本の見通し

エグゼクティブサマリー

世界のエネルギーシステムは、脱炭素化を中心に複雑な変革の初期段階に入っています。¹主要国は排出量削減を支援しつつ、より信頼性が高く、安価のエネルギー安全保障への道筋を可能にする技術を確立するために、様々な手段を模索しています。一次エネルギーの最大消費国の一つである日本は化石燃料への依存度が高く、アジア第3位、世界第5位の電力生産国です。近年(2011年以降)の日本の電力システムは主に火力発電所で構成され、その内訳は主に液化天然ガス(LNG)利用次いで石炭利用となっています。

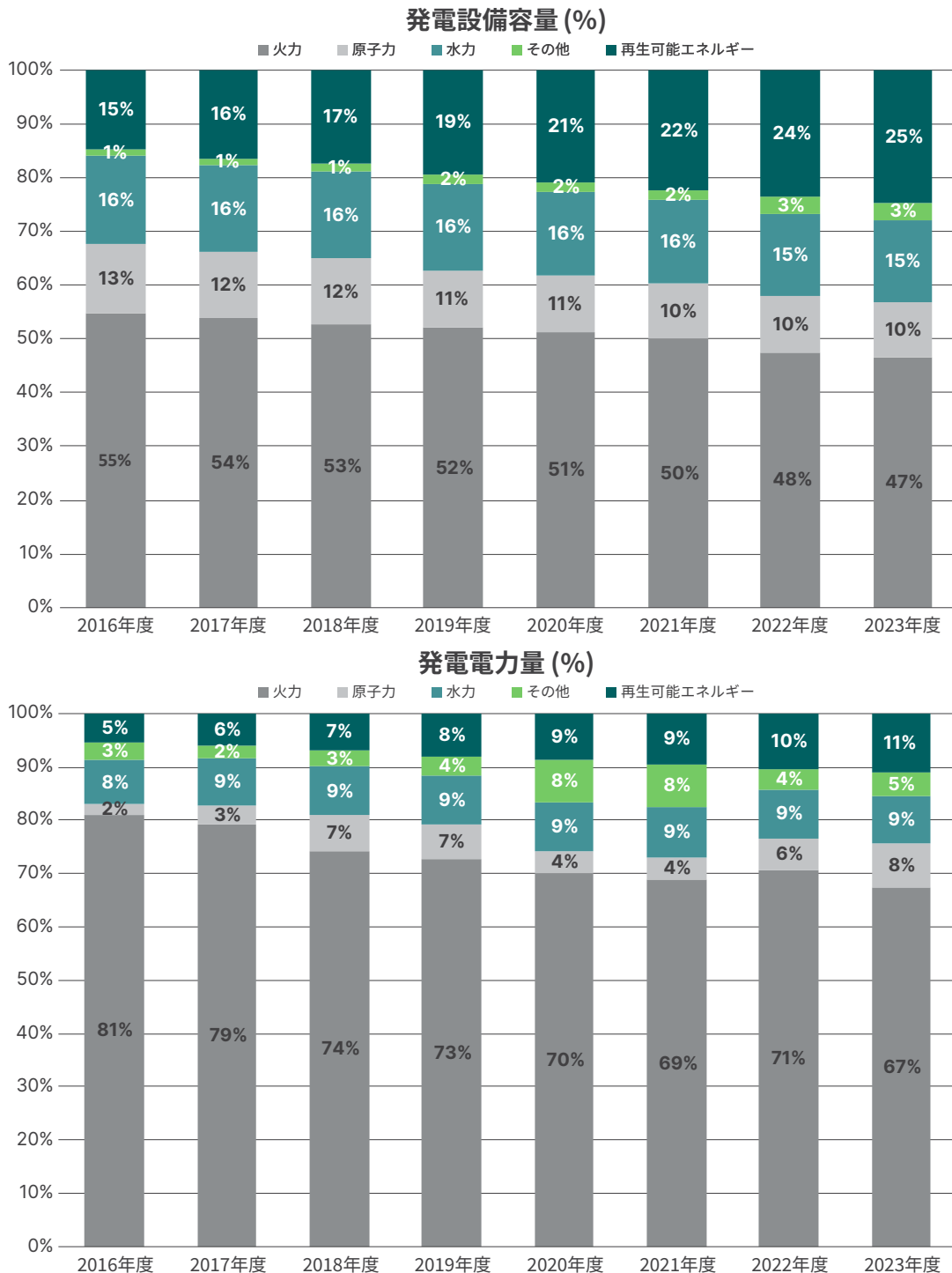


図1: 日本のエネルギーミックス²

¹ 本書における脱炭素化とは、キログラム/メガワット時ベースでの炭素排出量の削減を意味することを意図しています。

² [OCCTO電力供給計画の取りまとめ](#)



主要経済国であり世界の工業生産に大きく貢献している日本の電力システムは、温室効果ガス (GHG) の主な排出源です。しかしながら、日本は長年にわたり電力システムへの再生可能エネルギーの導入を増やすことで、排出量を減少させてきました。図1に見られるように、再生可能エネルギー発電容量 (太陽光と風力、水力は除く) は年を追うごとに徐々に増加し、2022年度までには発電設備容量の約24%を占め、発電電力量の10%を占めています。

日本の電力部門の変革は複雑であり、炭素回収・利用・貯蔵 (CCUS) などの技術の進歩や、エネルギーサプライチェーンにおける低炭素燃料 (水素、アンモニアなど) の探査と開発だけでなく、排出削減目標を推進するための政策と規制の強力な後押しが必要となります。

この複雑な移行に対する洞察を得るために、現実的に取りうる選択肢に絞って発電コストシミュレーションモデルを使用したシナリオ分析を行い、脱炭素化の道筋を実現するための課題と解決案を検討しました。その結果、以下の点が明らかになりました。

- 長期 (2050年まで) と短期 (2030年) の目標とともに、中期目標 (2030年から2045年) を検討することも有益でしょう。これらの中間目標は、長期目標を達成するために必要な基準と道筋を示します。脱炭素技術は現在、広範囲に適用するための開発段階にあるか、開発完了したものでも高価です。しかしグリッドにおける再生可能エネルギー容量拡大と同様に、競争的な固定価格買取制度 (FIT) から電力購入契約 (PPA) モデルへの移行やオークション、市場導入などを通じて脱炭素技術の採用と開発はさらに増加し、より長期的には経済的に実行可能になるからです。

- 再生可能エネルギー技術のより高い普及は、柔軟で信頼性の高い電源の助けを借りることで可能になるでしょう。すべてのシナリオでガス火力電源は電力システムにおいて重要な役割を果たしており、柔軟性の高い電力設備容量への支援や短時間で起動できる電源に対するプレミアムを考慮する必要があります。バッテリーや揚水発電などのエネルギー貯蔵も、この移行期に重要な役割を果たすでしょう。
- 送電網の増強も、脱炭素化への取り組みを促進するのに役立ちます。再生可能エネルギーが豊富にある北海道と電力の高需要地域である東京を結ぶ海底連系線計画は、非電力部門の電化による新たな電力需要を満たすのに役立つでしょう。
- 電力システムにおける原子力技術の役割の策定も重要です。大きな発電容量があり低排出電源でもある原子力発電所の再稼働は、電力需要を満たす上で有用です。原子力発電所に対する国民感情は変化しており、使用済燃料の貯蔵と小型モジュール炉 (SMR) の開発の両方が進展しつつある中、長期的な検討と開発は電力システムがより多くの排出量低減を達成するのに役立ちます。廃止された発電所は、より安全で先進的な原子力発電所 (SMRなど) の開発に利用できるかもしれません。
- より低排出を採用するよう市場参加者にインセンティブを与える政策や規制も必要です。現行の (S+3Eに焦点を当てた) 第6次エネルギー基本計画³とGX (グリーン・トランスフォーメーション) 実現に向けた基本方針⁴は、エネルギー部門の脱炭素化を支援するための目標を取り上げ、設定しています。しかし、環境技術の適用率を押し上げ、脱炭素化の取り組みを加速させるためには、目標と罰則を強化する必要があります。さらに火力発電容量を脱炭素化するために、低炭素燃料やCCUSに対する支援 (例えば差金決済取引制度) を考慮する必要があります。

³ 第6次エネルギー基本計画の概要

⁴ GX実現に向けた基本方針

はじめに

国連に提出されている最新の排出削減目標にあるように、日本は2050年までにカーボンニュートラルを達成⁵するという野心的な目標を設定しています。現在日本のエネルギーシステムは移行期にあり、低炭素発電源への投資の設定や代替エネルギーの促進など、脱炭素化の達成を支援する政策と目標が設定されています。改訂された第6次エネルギー基本計画は、将来の電力網が複雑になり、信頼性が高く、安全で、環境的に持続可能な電力網を確保しつつ、輸送、熱供給、産業などの部門の需要にも対応する必要があるため、S+3E(安全性+安定供給、経済効率性、環境適合)アプローチを取っています⁶。改訂された第6次エネルギー基本計画では、GHG排出量を2030年度までに2013年度比で46% -50%削減するというコミットメントが強調され、厳密な取り組みが計画されています⁷。GX実現に向けた基本方針は、エネルギー基本計画とは別の政府主導のイニシアティブであり、電力システムの化石燃料依存構造から低排出エネルギーを主体とする構造への移行を促進することを目的としています。このイニシアティブの主要目標⁸には、再生可能エネルギーの普及、エネルギーミックスにおける原子力発電の増加、アンモニア/水素燃料の供給体制開発の支援、2050年までに年間1億2,000万～2億4,000万トンのCO2を回収することを目指したCCUSバリューチェーンの構築が含まれます。

この移行を分析するために、日本の電力システムをGE VernovaのMAPS (Multi Area Production Simulation)ソフトウェアでモデル化しました。このソフトウェアにより、様々な発電技術の運用上の制約とモデル化された電力供給エリア間の送電制限を考慮し、電力システム性能を把握するために生産コストを時間単位でシミュレーションしました。

以下の表1に示すように、電力網の脱炭素化に役立つ道筋を理解するために4つのシナリオを想定しました。

ベースラインシナリオ - 需要を確実に満たすために目標とする容量の追加を想定した、基本となるシナリオ

原子力再稼働シナリオ - より積極的な原子力再稼働を想定し、残りの仮定はベースラインとほぼ同じ場合

再生可能エネルギー(RE)高普及/低普及シナリオ - ベースラインと比較して風力と太陽光の普及率が高くなる場合/低くなる場合

シナリオ →		ベースライン			原子力再稼働			RE高普及			RE低普及		
要因 ↓	年 →	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
風力発電容量目標	GW	18	50	72	18	50	72	26	68	97	16	40	57
太陽光発電容量目標	GW	110	147	185	110	147	185	125	173	217	83	110	138
原子力規制委員会の申請に基づく再稼働	-	現在、原子力規制委員会の認定を受けている			原子力規制委員会の認定を受けていない容量を含む。			現在、原子力規制委員会の認定を受けている			現在、原子力規制委員会の認定を受けている		
	GW	20	13	4	37	28	20	20	13	4	20	13	4
電力システム需要をサポートするための容量追加	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

表1: シミュレーションされたシナリオ

これらの変動要因に加えて、すべてのシナリオに共通する仮定として送電網モデル、送電容量、需要増加予測が含まれています。

⁵ 国が決定する貢献 (NDC: Nationally Determined Contribution)

⁶ 第6次エネルギー基本計画の概要

⁷ 第6次エネルギー基本計画の概要

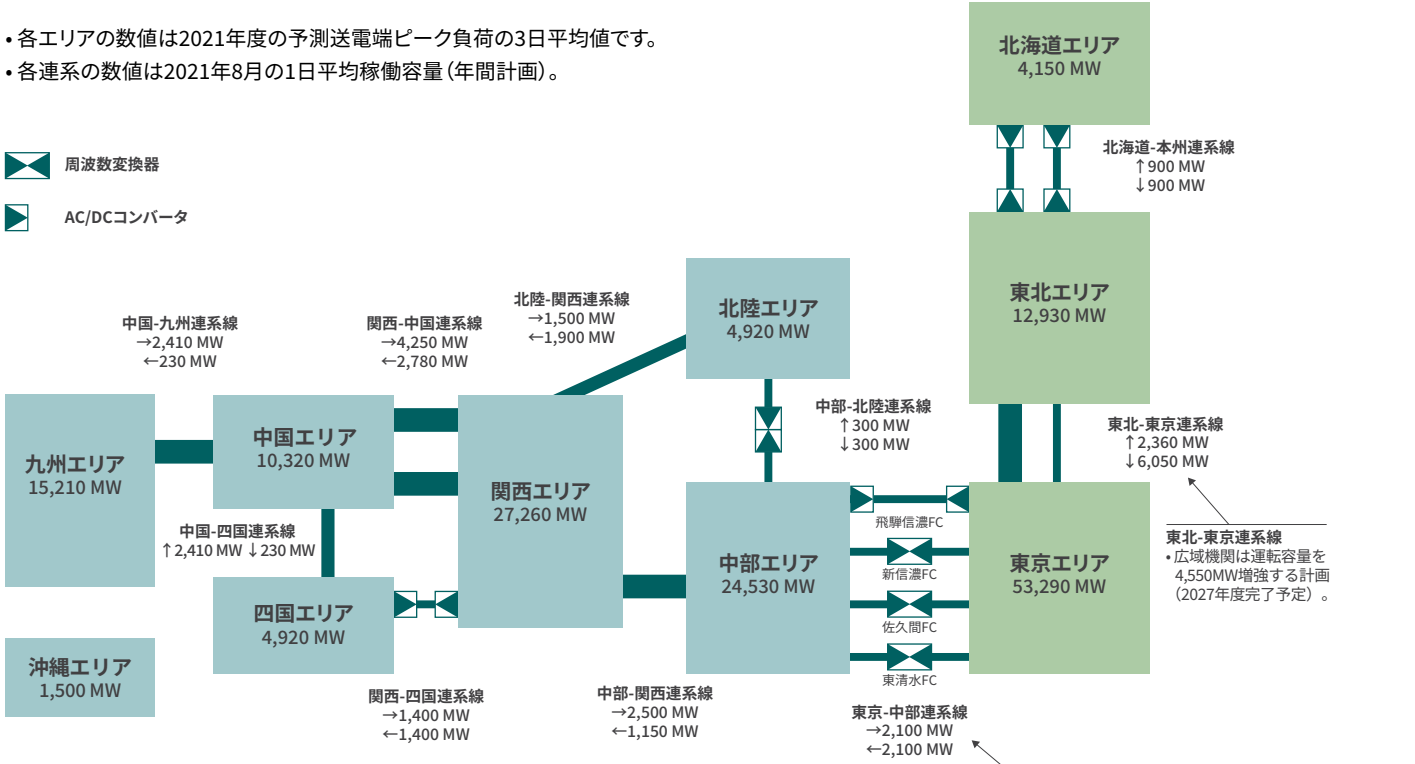
⁸ GX実現に向けた基本方針

全国送電網接続

- 各エリアの数値は2021年度の予測送電端ピーク負荷の3日平均値です。
- 各連系の数値は2021年8月の1日平均稼働容量(年間計画)。

周波数変換器

AC/DCコンバータ



東京-中部連系線 (2,100 MW → 3,000 MW)

・広域機関はさらに900 MWと東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、J-POWER送電網株式会社を追加する予定です。着工(2027年度完成予定)に向けて準備を進めています。

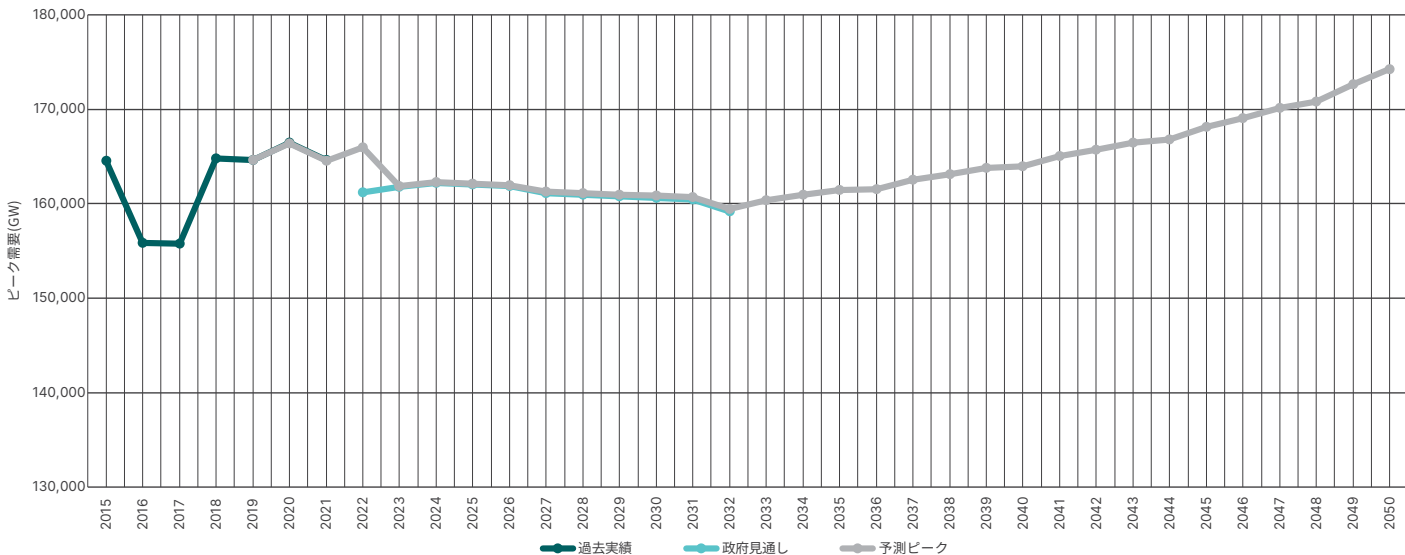
送電容量 (MW)	2022	2030	2040	2050
北海道 - 東北	900	1,800	2,400	3,000
東北 - 東京	6,500	13,200	15,400	17,600
東京 - 中部	2,100	4,500	6,000	7,500
中部 - 北陸	300	500	600	700
中部 - 関西	1,150	1,800	2,200	2,600
北陸 - 関西	1,900	3,000	3,625	4,250
関西 - 中国	2,780	6,120	8,160	10,200
関西 - 四国	1,200	3,750	5,000	6,250
四国 - 中国	1,000	3,750	5,000	6,250
中国 - 九州	230	2,970	3,960	4,950
九州 - 沖縄	—	500	1,000	1,500
九州 - 四国	—	3,000	4,000	5,000

図2: 日本の送電網モデルと送電容量2022~2050年の見通し⁹

⁹ Electricity Review Japan 2023

既存電力システムは、日本の周波数の異なる東西地域にある9つのエリアが連系線で接続されています。シミュレーションで使用したこれらの送電網モデルと送電容量の推移を図2に示します。沖縄は2030年までに本土と相互接続されると想定されています。電力会社間の送電容量は2030年までの拡張計画を織り込み、2030年以降はすべての連系線（2030年から2040年、2040年から2050年）で平均25%増加すると想定しています。

日本におけるピーク需要予測



日本の電力需要予測

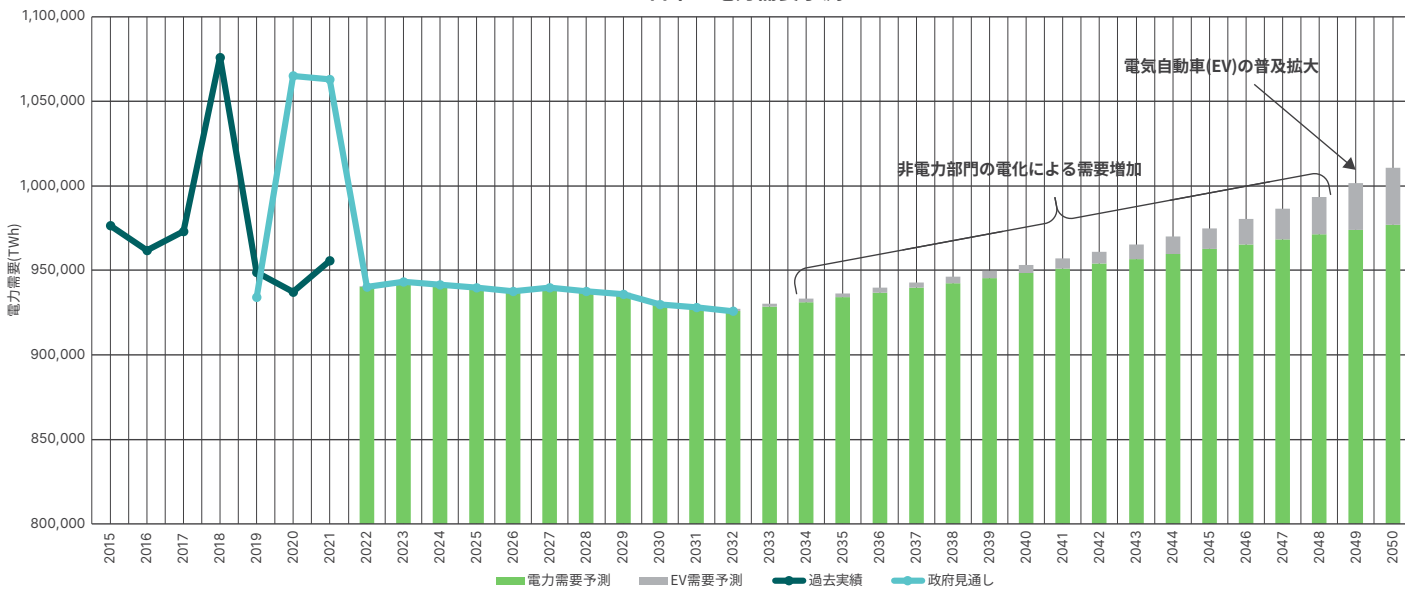


図3: 需要増加予測

年間電力需要とピーク需要予測は、2032年までの政府予測を取り入れ¹⁰、2032年以降は運輸部門の電化（2050年までに自動車の40%が電化されると想定）と非電力部門の電化の影響も2050年まで想定しました。短中期（2032年まで）の政府と電力会社の予測は、それぞれの排出削減目標に関連して最近制定されたエネルギー効率化施策の達成を考慮しています。

¹⁰ 電力広域的運営推進機関年次報告書2023年度版

分析結果

これらシミュレーションの結果は以下のようになりました。

発電設備容量と発電電力量

全てのシナリオで発電設備容量(図4)と発電電力量(図5)で、目標に沿って再生可能エネルギー(主に風力・太陽光)の割合が増加しました。ベースラインシナリオと原子力再稼働シナリオでは2050年までに再生可能エネルギーの比率は約54%となりました。再生可能エネルギー高普及シナリオでは2050年までにシステム内の再生可能エネルギーが最大で発電設備容量の59%を占め、再生可能エネルギー低普及シナリオでは発電設備容量の48%が再生可能エネルギーとなりました。これらの再生可能エネルギー導入目標は、第6次エネルギー基本計画に基づいています。発電電力量に関しては、全てのシナリオで2050年までの発電電力量における再生可能エネルギーの比率は31%(再生可能エネルギー低普及シナリオ)から40%(再生可能エネルギー高普及シナリオ)の範囲になり、再生可能エネルギーがエネルギーミックスに大きく貢献することを示しました。

石炭火力

全てのシナリオで石炭火力の発電設備容量には同じ推移が見られました。2024年までに約4GWの新規設備が稼働すると予想されており、石炭火力発電は2022年に発電設備容量の15%を占めますが、石炭火力発電所の廃止とともに2030年までに10%、2040年までに7%、2050年までに3%に減少しました。全てのシナリオで発電電力量はほぼ同じように減少傾向となり2030年は20%、2040年は16%、2050年は7%となりました。

原子力

原子力発電容量はベースラインおよび再生可能エネルギー高普及/低普及シナリオにおいて、既存の計画及び廃炉スケジュールの通りになっています。原子力再稼働シナリオには、まだ審査に申請されていない発電所及び申請されているが原子力規制委員会(NRA)の審査に合格していない発電所の発電設備容量が含まれます。このシナリオでは申請済みの発電所も未申請の発電所も、60年稼働期限に向け20年間の運転期間延長が想定に組み込まれています。原子力発電設備容量の最大値は、原子力再稼働シナリオで2030年に36GW(11%)、2050年までに4%となりました。発電電力量における原子力発電の比率は、原子力再稼働シナリオで最も高く2030年に30%、2040年に23%、2050年に15%程度となりました。

ガス火力

確定しているもしくは計画されている増加は、すべてのシナリオで共通しています。発電設備容量における差は、主に予備率(RM)と需要を満たすための設備容量追加によるものです。ベースラインシナリオや再生可能エネルギー低普及シナリオでは2028年以降に設備容量追加が必要となりますが、原子力再稼働シナリオと再生可能エネルギー高普及シナリオでは2031年以降になると見込まれます。ガス火力はすべてのシナリオで火力電源の中で最大となり、発電設備容量の少なくとも20%を占めています。すべての電源種類において設備廃止を考慮する際には、ガス火力が電源システムに新たに追加されることになり、エネルギーミックスにおける石炭火力の比率減少に伴いガス火力の比率が増加します。ガス火力発電は、必要不可欠な信頼できる電力を提供し、需要を満たすのに役立つことで引き続き重要な役割を果たします。またより低炭素燃料(水素、アンモニアなど)利用や炭素回収・利用・貯蔵(CCUS)技術導入が可能になれば、排出削減を促進するでしょう。



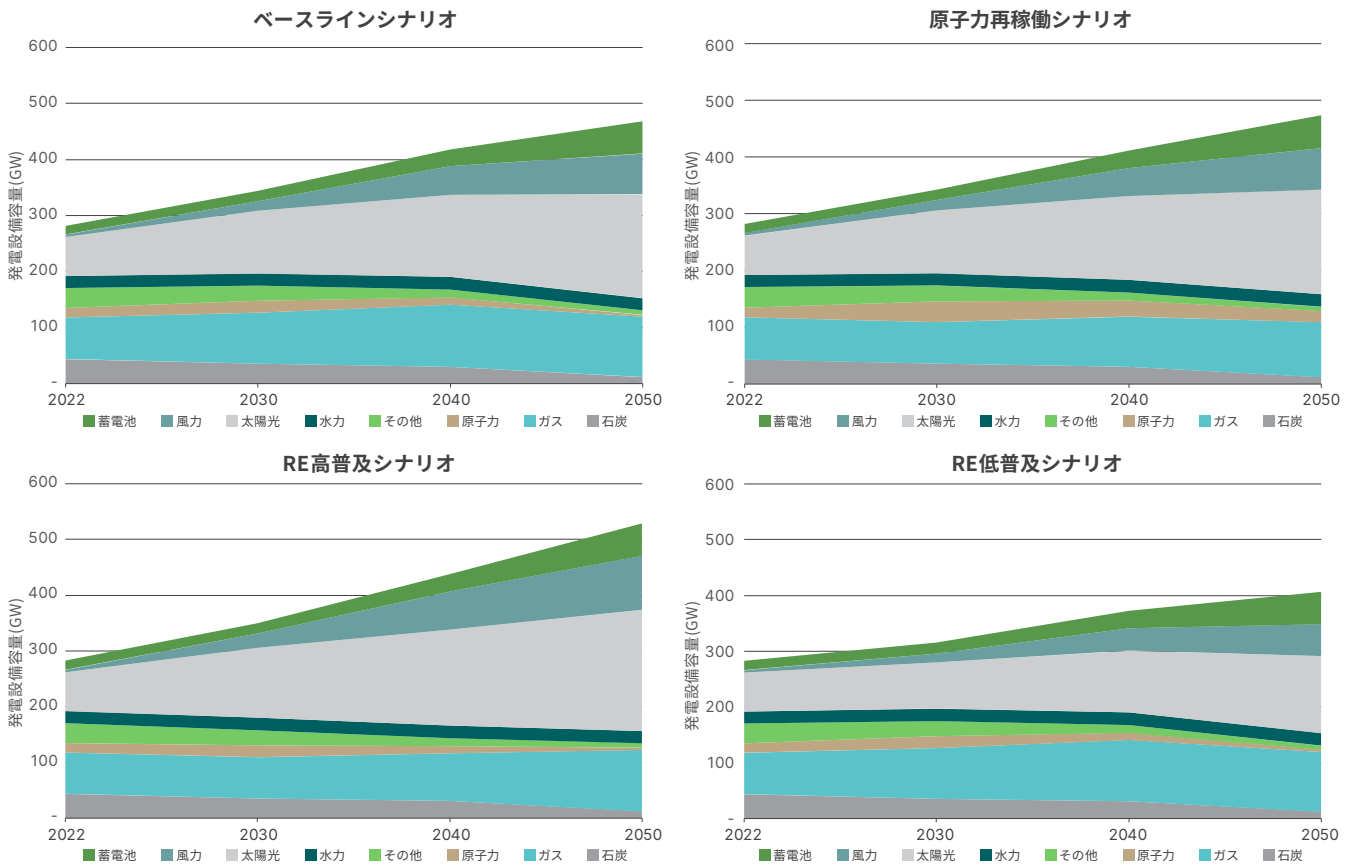


図4: 各シナリオにおける発電設備容量の推移

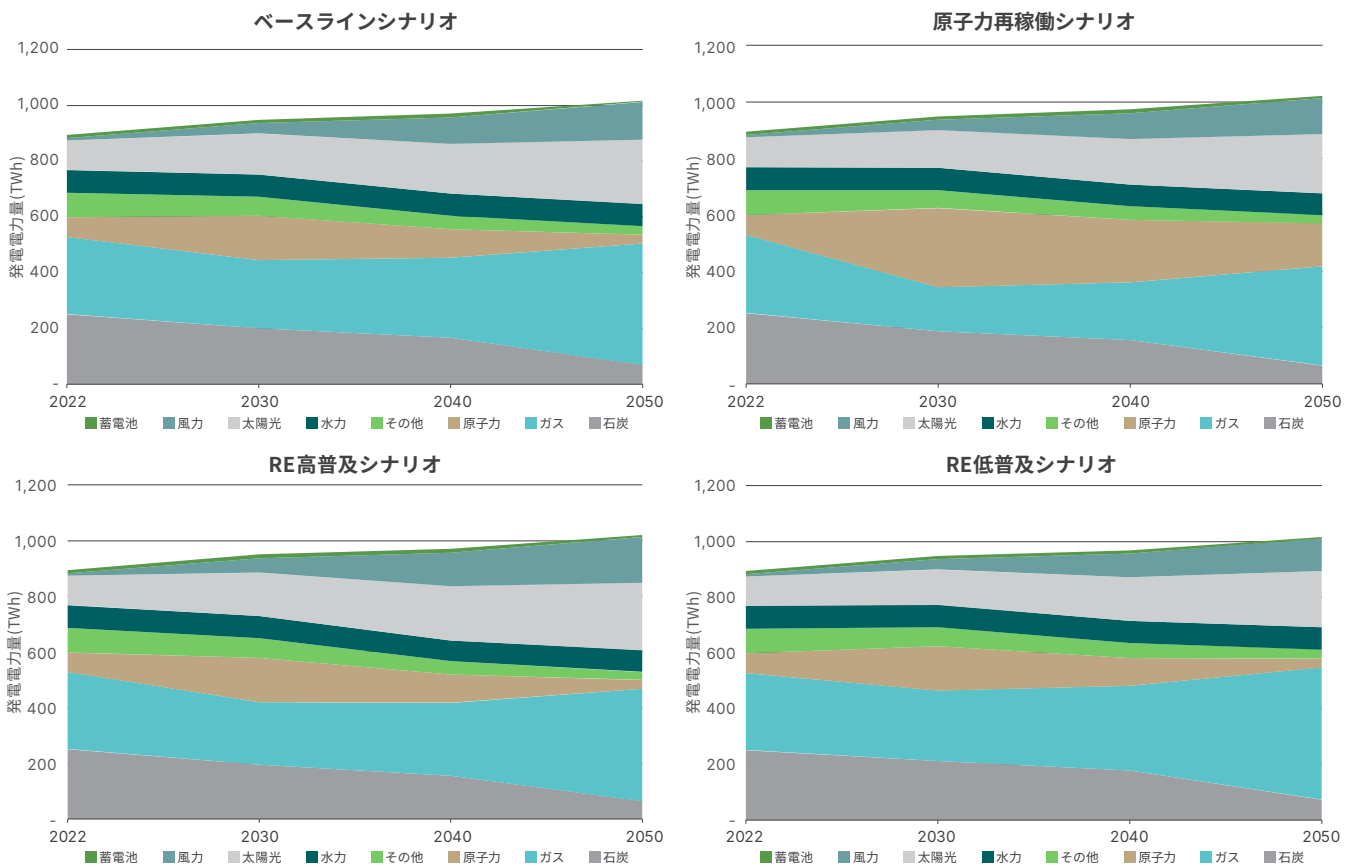


図5: 各シナリオにおける発電電力量の推移

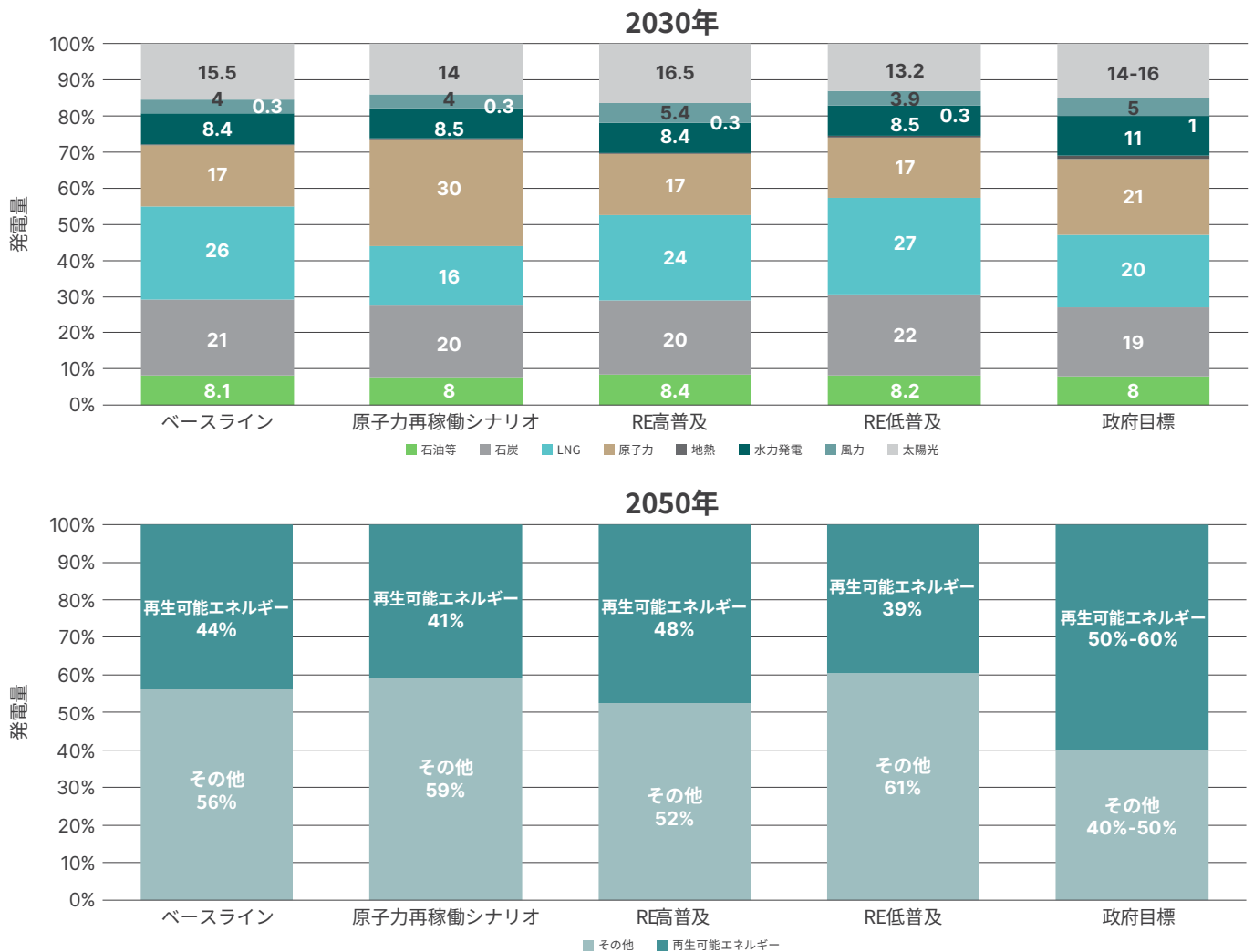


図6: 各シナリオにおける2030年と2050年のエネルギーミックスの比較

政府の2030年の短期目標では、図6に示されているように、水力、再生可能エネルギー、その他の低排出源からの発電が33%程度となっています。政府目標と比較すると、ほとんどのシナリオでは、石油等、地熱、水力などの発電比率がほぼ同じです。石炭、ガス、原子力の発電量の差は、各シナリオにおける発電設備容量の差によるものです。

原子力再稼働シナリオでは、2050年までに再生可能エネルギー以外の電源がエネルギーミックスの約60%まで押し上げられ、再生可能エネルギー（太陽光、風力、洋上風力、地熱、水力）は、再生可能エネルギー高普及シナリオで約50%の比率になり、ベースラインシナリオでは、電力システムにおける再生可能エネルギー導入はそれらの中間となります。水力や原子力を含めると、2050年までに低排出電源からの発電が50%近くに達します。

再生可能エネルギー発電と出力制御

電力システムにおける再生可能エネルギー設備容量が増加する際の再生可能エネルギー出力抑制の詳細についても、シミュレーションにより分析しました。図7は各シナリオにおける再生可能エネルギーの出力抑制率を示し、図8はベースラインシナリオにおける電力会社別の再生可能エネルギー出力抑制レベルを示しています。図7ではシナリオにより再生可能エネルギー量が異なると、出力抑制の絶対値 (GWh) が変化します。ベースラインと原子力再稼働シナリオでは、再生可能エネルギーの追加量は同じですが、再生可能エネルギー高普及と低普及シナリオでは、再生可能エネルギーの追加量がそれぞれ増減します。図8では再生可能エネルギーが増加しても、各電力会社での出力抑制比率は同じレベルになりました。エネルギー貯蔵能力の向上による出力抑制削減、予測の改善、非電力部門の電化の同期化は、排出量をさらに削減しつつ、再生可能エネルギーの普及を促進するはずで

再生エネルギー(RE)出力抑制率(%)

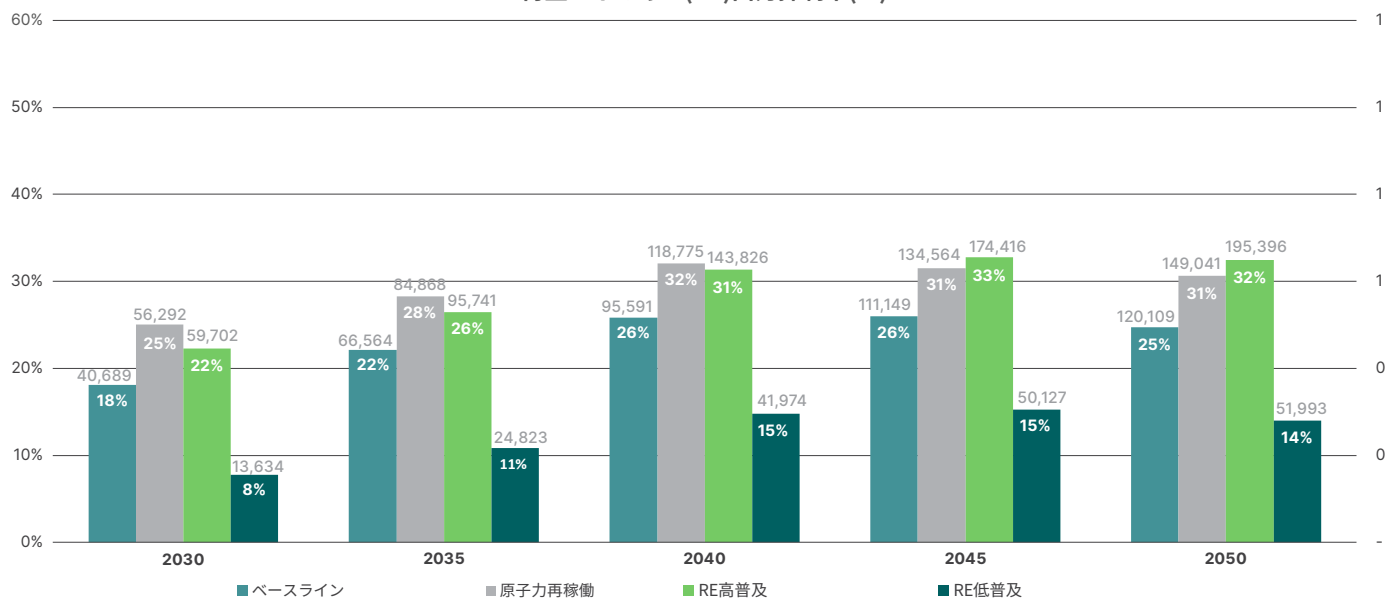


図7: 各シナリオにおける再生可能エネルギー出力抑制率 (%)

ベースラインシナリオにおける電力会社別の再生エネルギー出力抑制率(%)

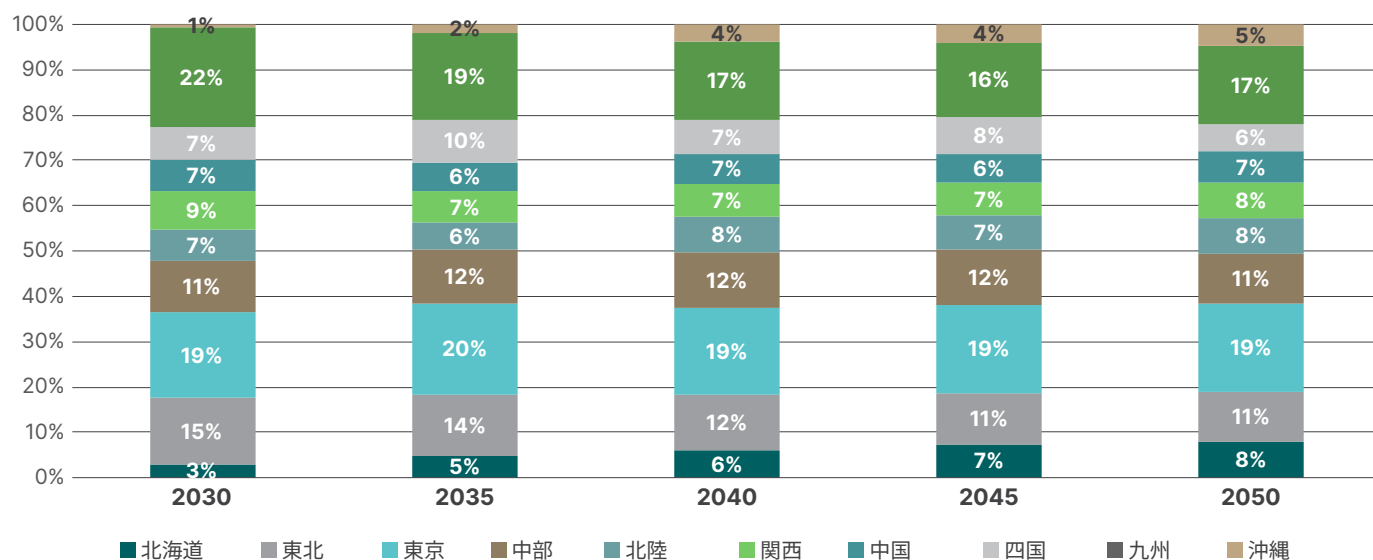


図8: ベースラインシナリオにおける電力会社別の再生可能エネルギー出力抑制率 (%)



送電容量

図9に示すように、2030年までの拡張計画を織り込んだ電力会社間の送電容量を想定しました。2030年以降の送電容量は、すべての連系線（2030年から2040年、2040年から2050年）で平均25%増加すると想定しています。

想定送電容量はすべてのシナリオで同じです。シミュレーションでは、中部と近隣の電力会社間の連系線が電力システム内で最も送電容量が多いことが観察されました。図10は、シミュレーションにおける送電容量制限時間を示しています。これはそれぞれの連系線における送電量がモデルの上限値となっている時間を年間数量で示しており、この数値が高い連系線は送電容量を増やすための候補となります。

表2に示すように、北海道と東北、東京と近隣電力会社の連系線も高い利用率がみられます。表は順方向と逆方向両方の連系線利用率を示しています。さまざまな電力会社における電源構成が、電力システム内の電力会社間の需要を満たすために使用される送電方向を決定します。東京、中部、関西は、国内で最大の電力需要がある地域です。再生可能エネルギーと原子力の設備容量の割合がさまざまな電力会社に分散しているため、送電能力の増強は電力システムへのより多くの再生可能エネルギー導入を促し、電力需要を満たすのに役立つと見込まれます。

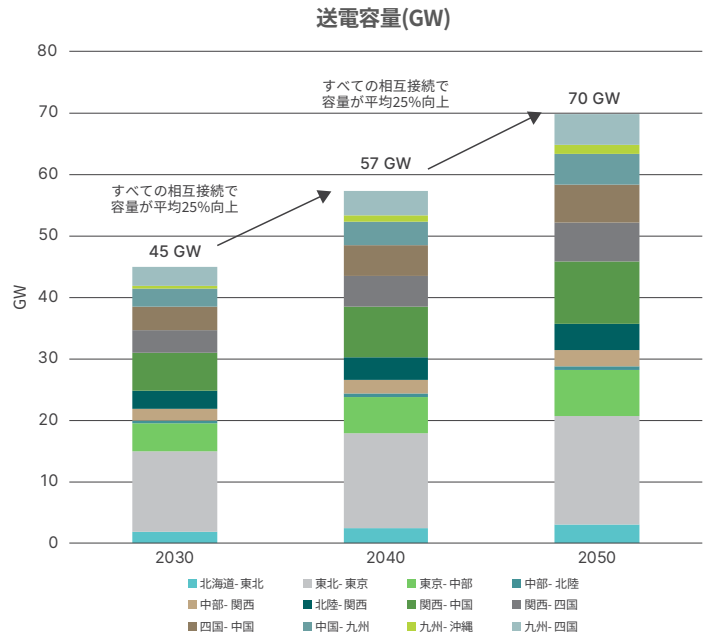


図9: 送電網容量 (GW)

送電容量制限時間(時間/年)

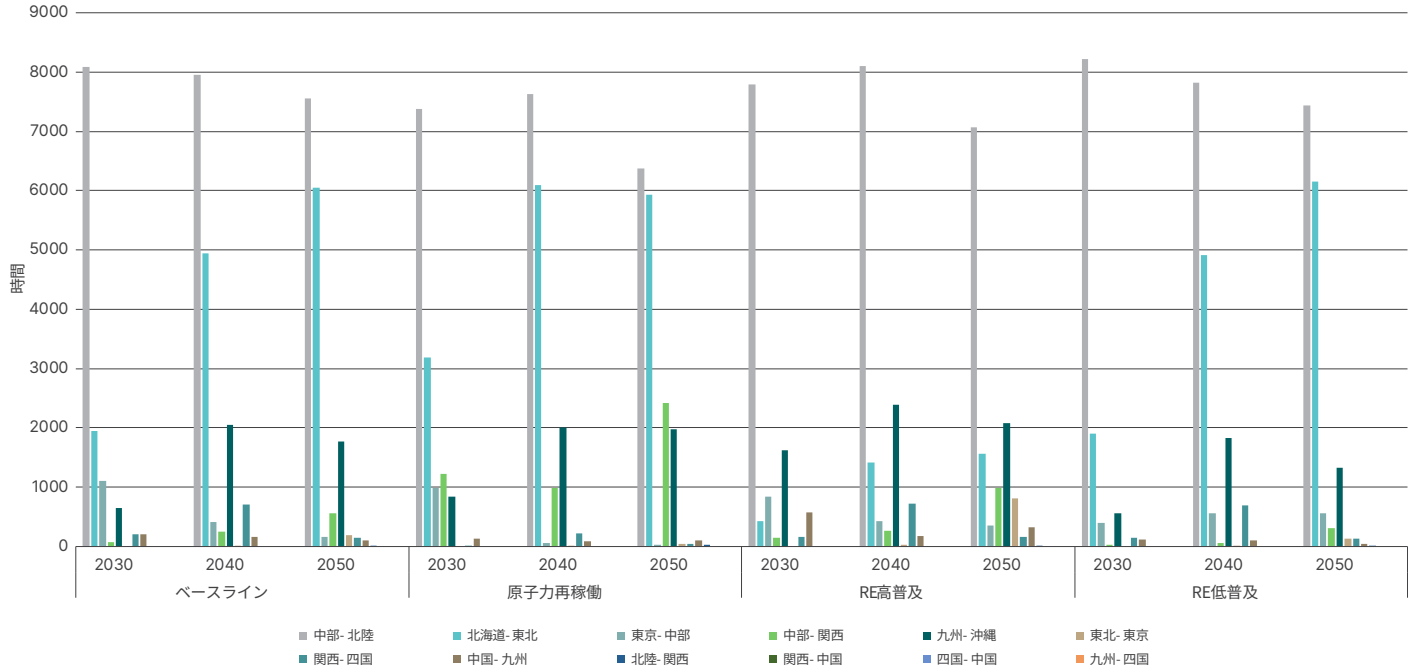


図10: 送電容量制限時間

シナリオ →	ベース ライン	原子力 再稼働	RE 高普及	RE 低普及	ベース ライン	原子力 再稼働	RE 高普及	RE 低普及	ベース ライン	原子力 再稼働	RE 高普及	RE 低普及
順方向	2030 (%)				2040 (%)				2050 (%)			
北海道から東北へ	56%	72%	24%	56%	82%	90%	42%	83%	89%	91%	37%	90%
東北から東京へ	48%	46%	42%	50%	56%	51%	48%	56%	63%	59%	63%	64%
東京から中部へ	28%	40%	31%	29%	19%	28%	17%	20%	29%	38%	38%	31%
中部から北陸へ	2%	4%	3%	1%	4%	6%	4%	3%	4%	5%	6%	2%
中部から関西へ	6%	38%	9%	5%	7%	36%	8%	6%	25%	56%	33%	22%
北陸から関西へ	7%	32%	9%	7%	8%	31%	9%	7%	23%	43%	27%	23%
関西から中国へ	1%	7%	3%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	0%
関西から四国へ	0%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
四国から中国へ	10%	14%	9%	10%	14%	14%	14%	15%	11%	11%	11%	11%
中国から九州へ	9%	21%	10%	9%	8%	12%	9%	7%	22%	28%	26%	22%
九州から沖縄へ	31%	34%	20%	32%	12%	14%	11%	13%	17%	18%	16%	18%
九州から四国へ	1%	0%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
逆方向	2030 (%)				2040 (%)				2050 (%)			
北海道から東北へ	5%	1%	11%	4%	1%	0%	8%	1%	0%	0%	11%	0%
東北から東京へ	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
東京から中部へ	19%	13%	20%	14%	16%	10%	17%	13%	14%	9%	13%	9%
中部から北陸へ	95%	90%	93%	97%	93%	90%	94%	94%	97%	85%	87%	99%
中部から関西へ	70%	24%	72%	65%	66%	22%	74%	60%	32%	14%	36%	26%
北陸から関西へ	30%	9%	32%	27%	29%	8%	34%	25%	13%	4%	15%	9%
関西から中国へ	32%	15%	28%	30%	39%	25%	38%	37%	29%	22%	29%	28%
関西から四国へ	50%	23%	40%	49%	69%	49%	67%	69%	50%	39%	50%	50%
四国から中国へ	11%	6%	11%	9%	7%	4%	8%	6%	7%	6%	8%	6%
中国から九州へ	51%	30%	49%	47%	48%	33%	47%	48%	28%	22%	29%	26%
九州から沖縄へ	13%	13%	33%	11%	36%	34%	41%	34%	31%	30%	35%	28%
九州から四国へ	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

表2: 各シナリオの連系線使用率 (%)



排出量

再生可能エネルギーと原子力発電は、日本の電源で最も排出量の少ない排出源であり、再生可能エネルギー高普及シナリオと原子力再稼働シナリオにおける排出量削減に反映されます。ベースラインシナリオで予測される排出削減量は、以下の図11と図12に見られるように、すべてのシナリオの中間となります。排出量は主に火力発電所の存続によるものです。新しい発電所は主にガス火力であるため、排出量をさらに削減するためにCCUSの設置や水素やアンモニアなどの代替燃料の使用を検討することができます。

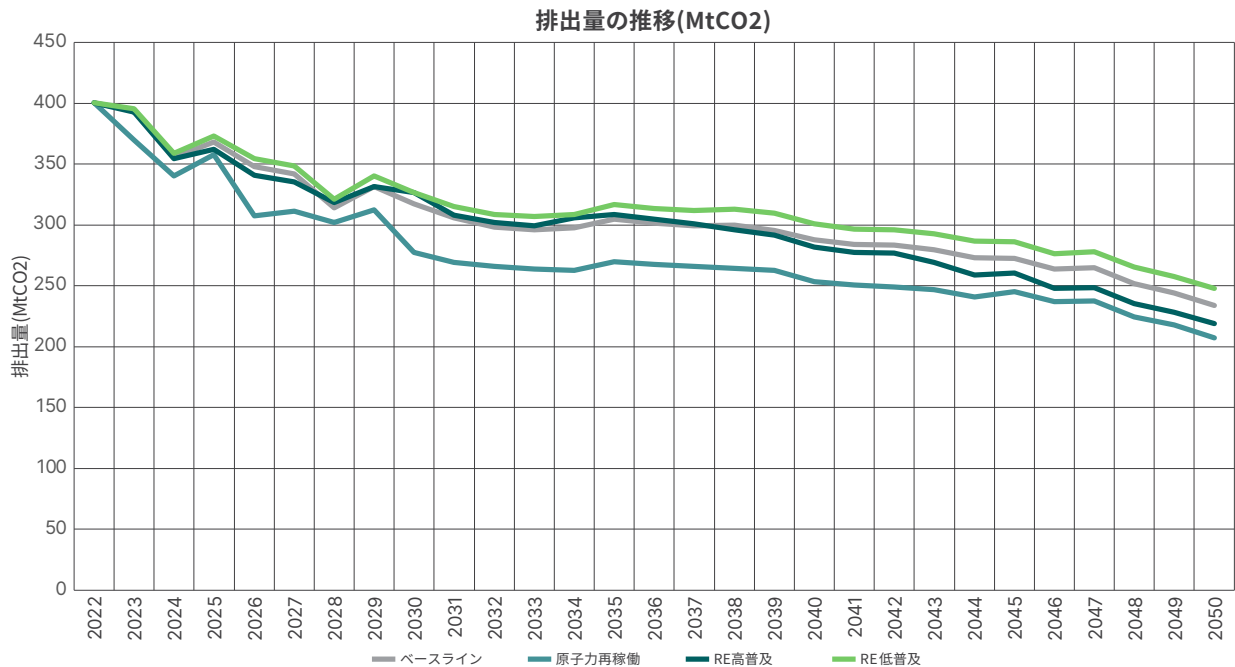


図11: 排出量 (MtCO₂)

2013年の排出量実績と比較して、2030年までに排出量はベースラインシナリオと再生可能エネルギー高普及シナリオで52%、再生可能エネルギー低普及シナリオで50%、原子力再稼働シナリオで58%削減されると見込まれています。2040年までにはベースラインシナリオと再生可能エネルギー高普及シナリオで57%、再生可能エネルギー低普及シナリオで55%、原子力再稼働シナリオで62%の削減が、2050年までにはベースラインシナリオで65%、再生可能エネルギー高普及シナリオで67%、再生可能エネルギー低普及シナリオで63%、原子力再稼働シナリオで69%の削減が予測されています。

現在の政策では2030年までの炭素回収ロードマップを設定して年間600万トンから1200万トンを目指しており¹¹、GX実現に向けた基本方針では2050年までに年間1億2,000万トンから2億4,000万トンの二酸化炭素を回収・貯蔵することを目標としています¹²。各シナリオのシミュレーションによると、2050年までの平均排出量は2億6,000万トンから3億トンの間であり、ロードマップに基づく計画目

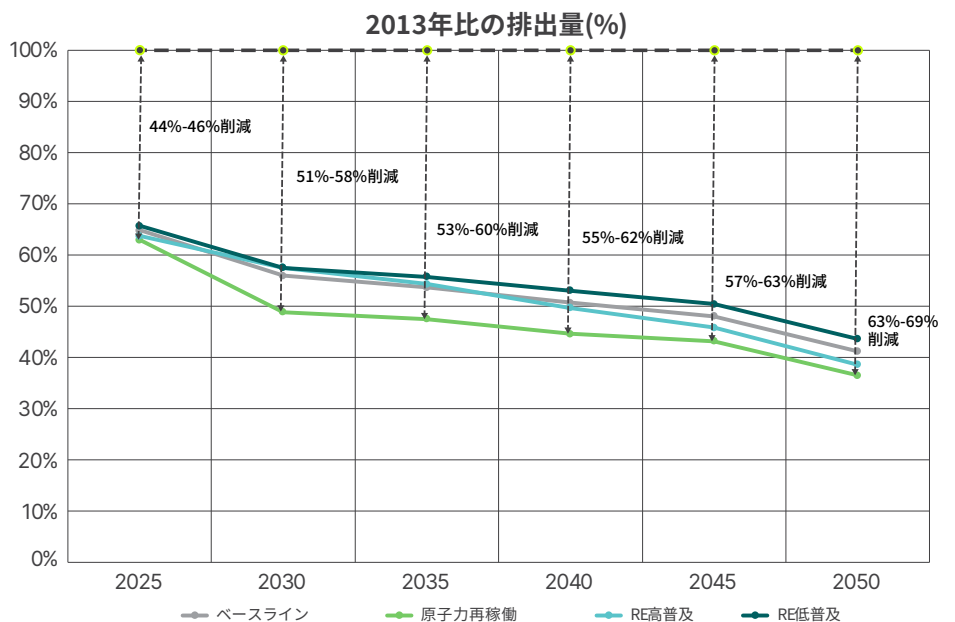


図12: 2013年比の排出量削減比率

標を引き上げる必要があるでしょう。日本政府は現在、二酸化炭素排出1トン当たり289円の現在の地球温暖化対策税¹³を改定するための協議と見直しを行っており、2028年には炭素税が導入される予定です。現在の地球温暖化対策税は、EU、米国、シンガポールなどの他の先進国と比較して低く、炭素税の上昇は企業や電力事業者が脱炭素化の取り組みを加速させるはずで

また世界では、排出量を網羅し追跡するための複数の制度と手段が導入されています。2023年現在で世界のGHG 排出量の23%¹⁴ (11.6 GtCO₂e) がカバーされており (18%が排出量取引制度 (ETS) で、5%が炭素税で)、その価格は0.07米ドル/tCO₂eから155.86米ドル/tCO₂eとなっています。これらの制度/手段は以下の目的で導入されています。

- 炭素排出にコストを設定する。
- 排出者にこれらのコストを課し、排出量を減らすよう促す。
- より低炭素排出技術の開発を促進し、支援する。

各国はGHG総排出量に上限を課し、低排出事業者が高排出事業者に余剰排出枠を販売できるようにするキャップ・アンド・トレード制度であるETSを実施することができます。この制度により排出権の需要と供給を創出し、GHG排出の市場価格を設定し、排出量上限を設け

ることで排出量が割り当てられた目標内に収まるでしょう。もしくは直接的な制度としては、GHG排出に炭素税を課することができるでしょう。いずれの仕組みを導入するかは、各国における経済性と国益によるでしょう。

日本の電力市場の発展は、低炭素排出技術への投資を促すべく、現行の地球温暖化対策税の改正を検討することを後押しするでしょう。現行の地球温暖化対策税は2012年から施行されており、(生産者など)供給側への課税を通じて産業、電力、農業、運輸などの一部の例外を除くすべての部門の化石燃料の使用による域内排出量の75%¹⁵に課されています。2023年のこの税による歳入総額は2200億円(約18億米ドル)ですが、両制度を通じた世界レベルでの歳入総額は2022年時点で970億米ドル(ETS 670億米ドル、炭素税 300億米ドル)に達しています¹⁶。

炭素価格 (米ドル)、2023 年

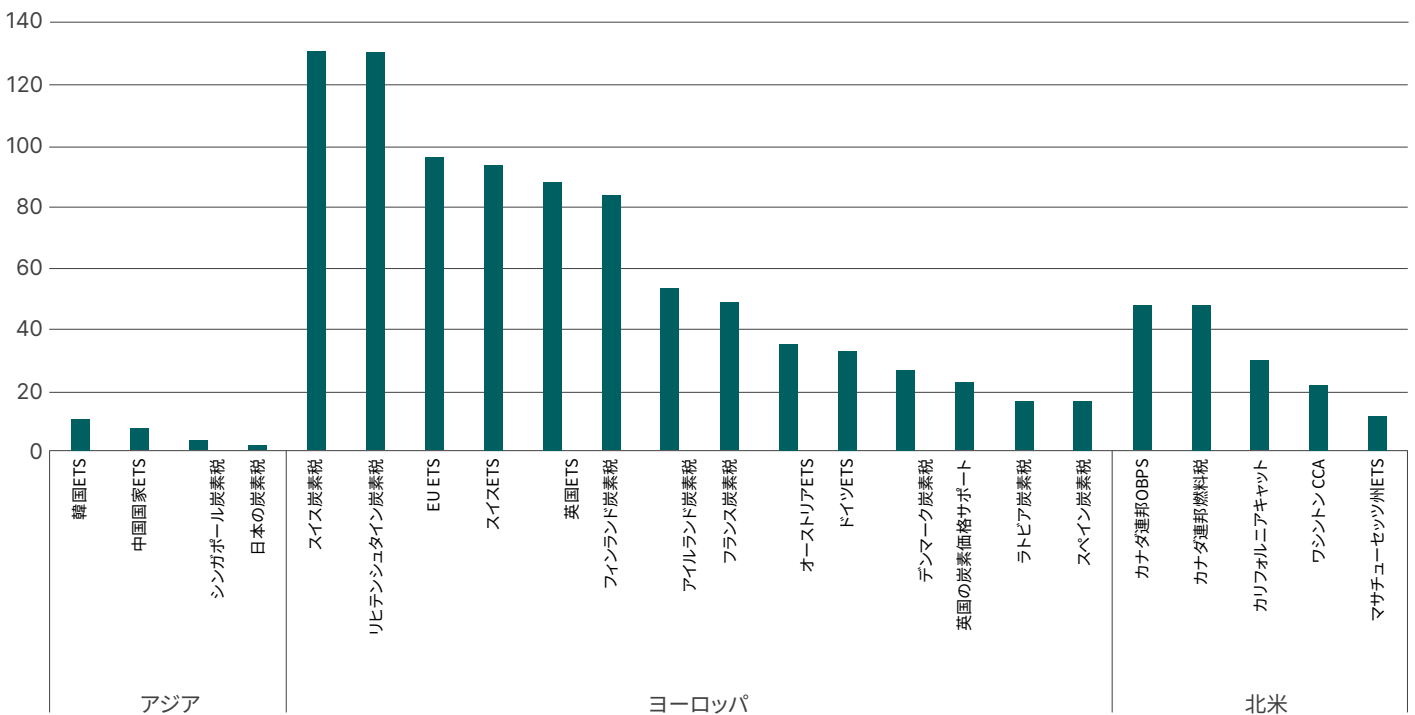


図13: 2023主要国の炭素価格 (米ドル)

経済規模が大きく排出量が多いアジア地域は、カーボンプライシングの点で欧州や北米市場に比べて遅れています。さらなる持続可能な経済の道筋を確保する上で脱炭素化が最重要課題となる中、より排出量を低減する技術革新を推進するために炭素価格を見直す必要があります。

¹¹ CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ

¹² CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ

¹³ 地球温暖化対策のための税

¹⁴ The World Bank. State and Trends of Carbon Pricing Dashboard

¹⁵ The World Bank. State and Trends of Carbon Pricing Dashboard

¹⁶ The World Bank. State and Trends of Carbon Pricing Dashboard

主要な所見と結論

電力システムが複雑な移行期にあるため、本書ではいくつかのシナリオによる電力システムのシミュレーションを通じて日本エネルギーの将来への見通しを得ることができました。得られた主な所見のいくつかは、以下のカテゴリーに分類されます。

再生可能エネルギーの普及拡大の支援: 日本の電力システムは脱炭素化への移行期にあり、非電力部門の電化に伴いより複雑になるでしょう。風力、太陽光、蓄電技術のコストを下げることは、日本の再生可能エネルギーのさらなる導入を推進するでしょう。再生可能エネルギー高普及シナリオでは、電力設備容量の60%近くまで再生可能エネルギー（風力と太陽光）を導入することになるため、再生可能エネルギーの出力抑制レベルを下げ再生可能エネルギー普及を最大化するために、より多くの蓄電地と信頼性の高い柔軟な電源を追加する必要があるはずです。また柔軟な電源設備を支援するためには短時間で起動可能な電源に対するプレミアムを考慮する必要もあり、将来の再生可能エネルギー高普及においては政府支援や政策が重要な役割を担うでしょう。

目標の設定と追跡: 政府は2030年の短期目標と2050年の長期ゼロ目標を設定していますが、2030年と2050年の中間目標も検討する必要があるでしょう。シミュレーションでは、非排出電源の発電量について再生可能エネルギー低普及シナリオの43%から原子力再稼働シナリオの56%まで大きく異なる結果が示されました。中間目標は、2050年目標の達成への道筋を確実にするための政策と規制を計画・策定するのに役立つはずで

より高い炭素税と排出削減政策の再考: GX実現に向けた基本方針の下で、カーボンプライシングが検討されており、他の先進国と比較して低い、現在の二酸化炭素排出1トン当たり289円から引き上げられる予定です。炭素税の上昇は、企業や発電事業者が排出電源（特に石炭）の代替を探すのを促すでしょう。アンモニアや水素などの代替燃料の使用も検討されています。しかし現在の2050

年の目標では、これらの低炭素燃料の使用開始に向けて具体的な計画を策定するための電力設備容量の目標値が明言されていません。現在これらの燃料は商業化の初期段階にあり、生産と供給に向けた計画が策定されています。

原子力発電の重要な役割: 原子力再稼働シナリオからわかるように、原子力規制委員会の審査に申請されていない発電所及び申請されているが原子力規制委員会の審査に合格していない発電所を活用することで、電力システムの排出量を大幅に削減できる可能性があります。廃炉予定の既存発電所については、これらを次世代の先進的な原子炉に活用することで、カーボンニュートラルに向けてさらに加速させることができるはずで

再生可能エネルギー導入を支える柔軟で信頼性のある電源拡大: 電力システム内の再生可能エネルギーが増加するにつれて柔軟性と信頼性のある電源を確保する必要があります。ガス火力、水力、蓄電池、需要管理(デマンドレスポンス、EV)などにより、電力システムの安定性を高め、柔軟性を提供することができます。分析された全4シナリオで、電力システムには大規模なガス火力電源が導入されています。ガス火力の新規設備容量は、再生可能エネルギー低普及シナリオでは(計画された再生可能エネルギー追加不足のため)2028年までに、その他のシナリオでは2031年以降に必要とされるとみられています。電力システムインフラの大幅な成長と技術開発リードタイム(例:原子力で10年超、ガスタービン複合発電(CCGT)で6~10年、送電線で5~15年)を考慮すると、できるだけ早く具体的な行動を取ることが必要でしょう。様々な発電、送電およびシステム制御/管理技術と、それを支える政策および規制措置との組み合わせが不可欠です。これらのガス火力電源を脱炭素化するために、低炭素燃料や炭素回収・利用・貯蔵(CCUS)の支援制度(例えば差金決済取引制度)を検討する必要があるでしょう。





インフラ課題の改善: 送電網の増強は、脱炭素化への取り組みを促進することができます。電力エリアの異なる(風力エネルギーが豊富にある)北海道と(電力高需要地域である)東京を結ぶ海底連系線の計画は、非電力部門の電化による新たな電力需要を満たすのに寄与するでしょう。より多くの再生可能エネルギーと新たな電源が稼働するにつれて、発電地域から需要地域へ電力を伝送させることができる送電網は、電力システムの信頼性と安定供給を向上させる上で重要な要素となるでしょう。送電網のボトルネックが減少するにつれて、発電事業者はより効率的に電力システムのバランスをとることができるでしょう。

最後に日本は複雑なエネルギー移行期にあり、上記提言に関して目に見える成果を出していく必要があるでしょう。発電技術、グローバルプロジェクト経験、世界中の拠点と専門知識を持つGE Vernovaは、日本のカーボンニュートラル達成を支援することが可能です。GE Vernovaは日本全国の顧客やステークホルダーとともに、カーボンニュートラル目標の実現に向けて信頼性が高く、安価で、安全で、柔軟性のあるエネルギーの提供に貢献してまいります。

参考資料

1. 電力広域的運営推進機関(OCCTO)、電力供給計画の取りまとめ https://www.occto.or.jp/en/information_disclosure/supply_plan/index.html
2. 資源エネルギー庁、第6次エネルギー基本計画の概要(令和3年10月) https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_02.pdf
3. 経済産業省、GX実現に向けた基本方針(令和5年2月) https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002_1.pdf
4. 外務省、国が決定する貢献 (NDC: Nationally Determined Contribution) https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w_000121.html
5. 電気事業連合会、Electricity Review Japan 2021 https://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/pdf/04_electricity.pdf
6. 電力広域的運営推進機関(OCCTO)、年次報告書2023年度版 https://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/files/nenjihoukokusho_2023_231129.pdf
7. 経済産業省、CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ(令和5年3月) https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20230310_1.pdf
8. 環境省、地球温暖化対策のための税 <https://www.env.go.jp/policy/tax/about.html>
9. 世界銀行、カーボンプライシングダッシュボード <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/coverage>
https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/factsheets?instrument=Tax_JP
<https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/revenue>



www.gevernova.com/jp

