

2030年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)

令和3年9月
資源エネルギー庁

- 1. 基本的な考え方**
2. マクロフレーム
3. 省エネルギーなど
4. 電源
5. 算定結果

2030年度におけるエネルギー需給見通しについての基本的考え方（1/3）

- 新たな2030年度におけるエネルギー需給の見通しは、2030年度に温室効果ガスを2013年度から46%削減することを目指し、更に、50%の高みに向けて挑戦を続けることを表明したことを踏まえ、46%削減に向け徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。（例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。）

1. エネルギー需給全体

⇒内閣府「中長期の経済財政に関する試算」（2021年7月）における経済再生ケースの経済成長率、国立社会保障・人口問題研究所による最新の人口推計（中位推計）、主要業種の活動量の推計等を踏まえ、追加的な省エネルギー対策を実施する前の需要を推計した上で、産業部門、業務部門、家庭部門、運輸部門において、技術的にも可能で現実的な省エネルギー対策として考えられ得る限りのものをそれぞれ積み上げ、最終エネルギー消費で6,200万kl程度の省エネルギーを実施することによって、2030年度のエネルギー需要は2億8,000万kl程度を見込む。

⇒一次エネルギー供給は、4億3,000万kl程度を見込み、その内訳は、石油等を31%程度、再生可能エネルギーを22～23%程度、石炭を19%程度、天然ガスを18%程度、原子力を9～10%程度、水素・アンモニアを1%程度となる。

2. 電力の需給構造

⇒電力の需給構造については、経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加要因が予想されるが、徹底した省エネルギー（節電）の推進により、2030年度の電力需要は8,640億kWh程度、総発電電力量は9,340億kWh程度を見込む。

⇒その上で、電力供給部門については、S+3Eの原則を大前提に、徹底した省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの最大限導入に向けた最優先の原則での取組、安定供給を大前提にできる限りの化石電源比率の引き下げ・火力発電の脱炭素化、原発依存度の可能な限りの低減といった基本的な方針の下で取組を進める。

① 再生可能エネルギー

⇒再生可能エネルギーについては、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す。その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度の導入、電源構成では36～38%程度を見込む。

⇒なお、この水準は、上限やキャップではない。今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。その場合には、CO2排出量やコストなどを踏まえて他の電源がこの水準にとどまらず調整されることとなる。

② 原子力

⇒原子力発電については、CO2の排出削減に貢献する電源として、いかなる事情よりも安全性を全てに優先させ、国民の懸念の解消に全力を挙げる前提の下、原子力発電所の安全性については、原子力規制委員会の専門的な判断に委ね、原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進め、国も全面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るよう取り組み、電源構成ではこれまでのエネルギーミックスで示した20～22%程度を見込む。

③ 火力

⇒火力発電については、再生可能エネルギーの更なる最大限の導入に取り組む中で、当面は引き続き主要な供給力及び再生可能エネルギーの変動性を補う調整力として活用しつつ、非化石電源の導入状況を踏まえながら、安定供給確保を大前提に、非効率石炭のフェードアウトといった取組を進め、火力発電の比率をできる限り引き下げる。その際、エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持し、電源構成ではLNG火力は20%程度、石炭火力は19%程度、石油火力等は最後の砦として必要最小限の2%程度を見込む。

⇒更に、今後の重要なエネルギー源として期待される水素・アンモニアの社会実装を加速させるため、電源構成において、新たに水素・アンモニアによる発電を1%程度見込む。

1. 基本的な考え方
- 2. マクロフレーム**
3. 省エネルギーなど
4. 電源
5. 算定結果

エネルギー需要の推計方法

マクロフレーム

人口、労働力人口、世帯数 等

(経済水準)

GDP※

産業部門：生産水準※

業務部門：業務床面積

運輸部門：輸送量

※各種見通しとの整合性を図る必要あり

各種経済水準 × 活動量 1 単位当たりに必要なエネルギー需要
(エネルギー消費原単位)

産業部門：生産水準
家庭部門：世帯数
業務部門：業務床面積
運輸部門：輸送量

※省エネ対策前の最終エネルギー消費の推計においては、産業部門、業務部門、運輸部門の一部はストック効率一定、家庭部門及び運輸部門の一部はフロー効率一定と想定

最終エネルギー消費 (省エネ対策前)

省エネ効果

最終エネルギー消費 (省エネ対策後)

人口、世帯数、労働力人口の推計

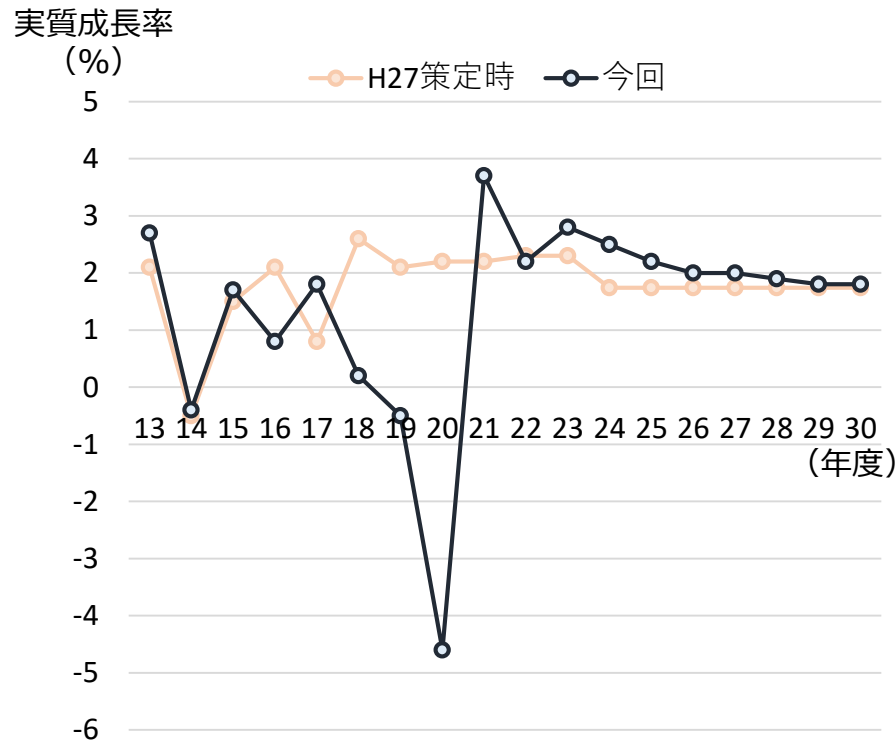
- 2030年度の人口については、国立社会保障・人口問題研究所（社人研）による最新の中位推計（2017年）を利用。
- 2030年度の世帯数については、エネルギー需要をよりきめ細かく把握する観点から、社人研推計（2018年）をベースに、住民基本台帳調査の値を用いて補正。

	2013年度 (実績)	2018年度 (実績、および推計における値)	2030年度 (今回)	2030年度 (H27策定時)
人口	127百万人	126百万人	119百万人	117百万人
世帯数 (社人研)	5,250万世帯	5,389万世帯	5,348万世帯	5,123万世帯
世帯数 (住民基本台帳)	5,595万世帯	5,853万世帯	5,812万世帯	5,468万世帯

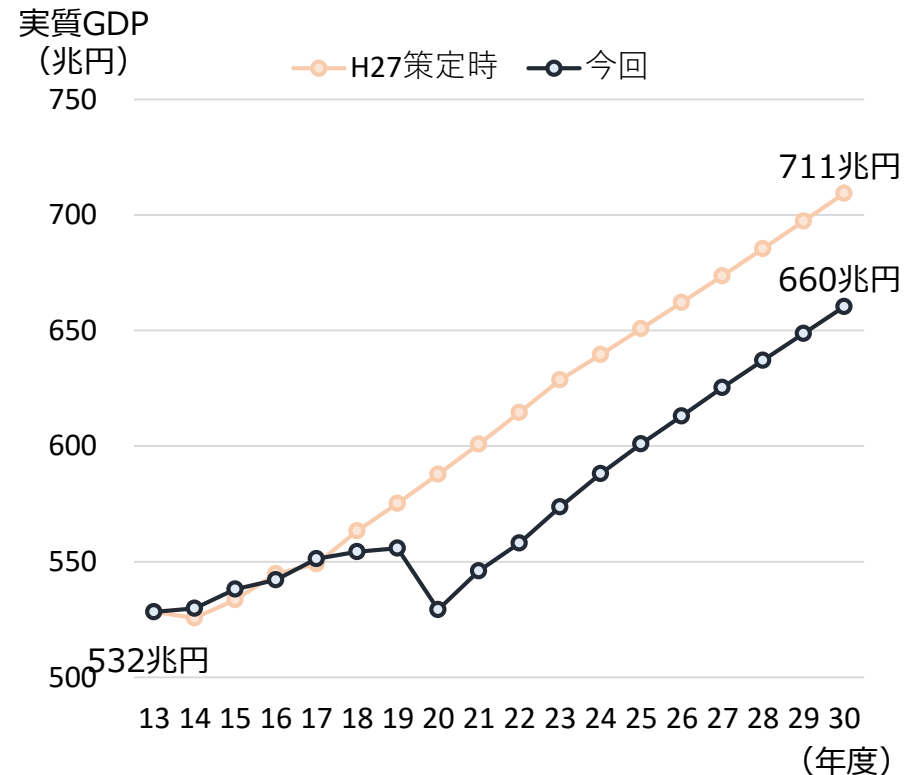
出典：人口は社人研「日本の将来推計人口」（2017）、世帯数は実績は総務省「住民基本台帳」、推計は社人研「日本の世帯数の将来推計」（2018）

- 内閣府「中長期の経済財政に関する試算」（令和3年7月）では、経済再生ケースとベースラインケースについて、2030年度までの実質経済成長率を推計。
 - 経済再生ケース：新たな成長の原動力となるグリーン、デジタル、地方活性化、子供・子育てを実現する投資の促進やその基盤づくりを進め、潜在成長率が着実に上昇することで、実質2%程度、名目3%程度を上回る成長率が実現する。
 - ベースラインケース：経済成長率は中長期的に実質1%程度、名目1%台前半程度となる。
- 新型コロナウイルスなどの影響により、足元の成長率が前回の想定と比較して大幅に下落するも、以降は平均約2.3%で成長し、その結果2030年度のGDPは660兆円（2020年度以降の平均成長率約1.7%）となる。

中長期の経済財政に関する試算 （経済再生ケース）



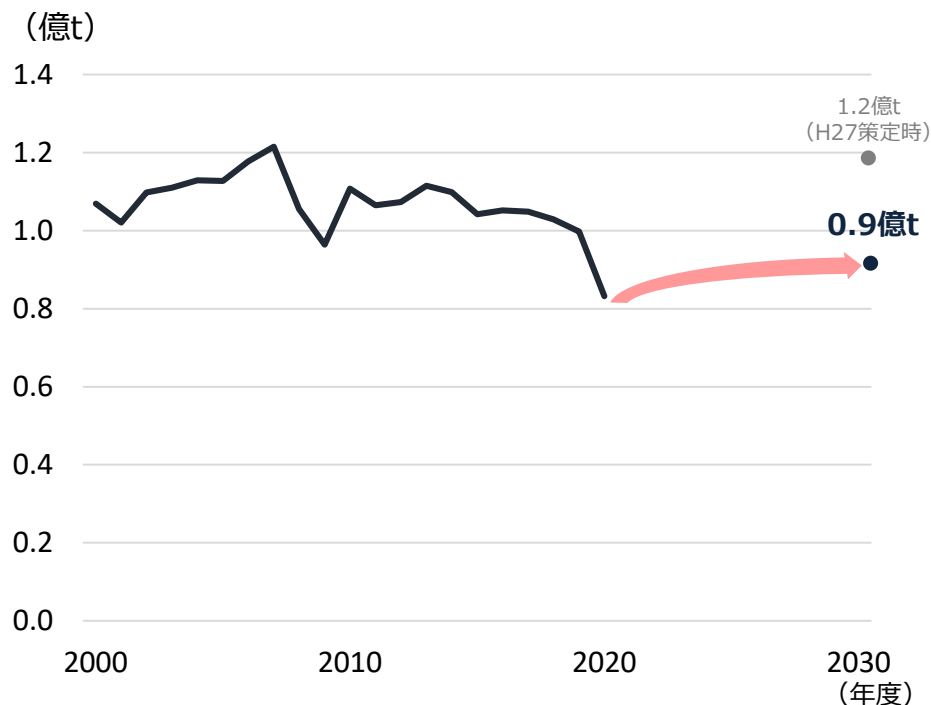
中長期の経済財政に関する試算 （経済再生ケース）からの推計値



経済水準：主要業種の活動量（鉄鋼業・エチレン生産量）

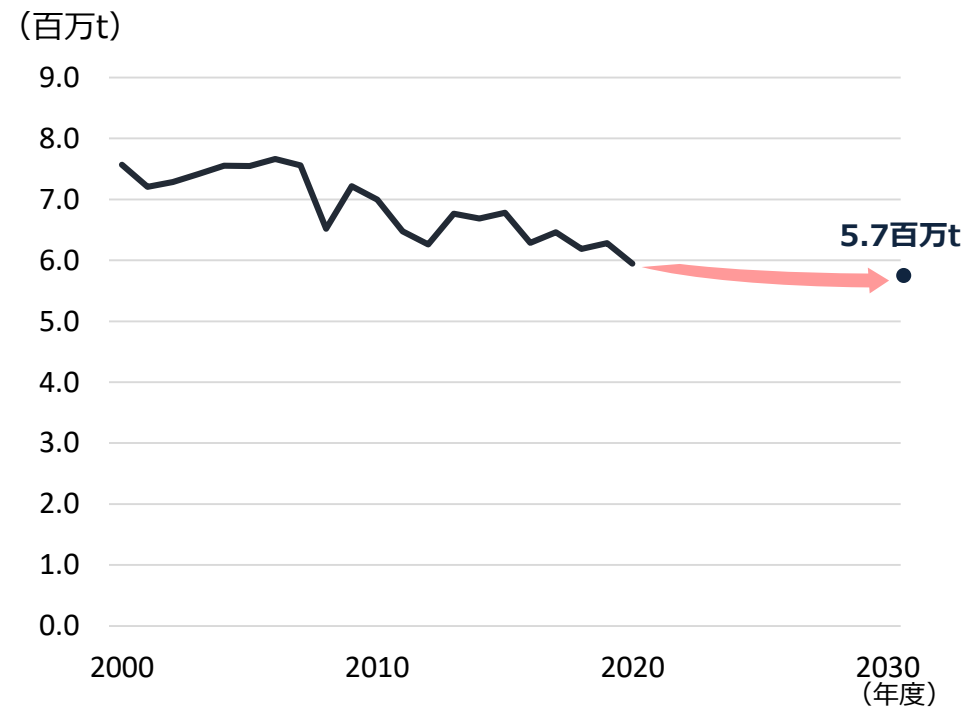
- 粗鋼生産量について、構造的な要因（人口減少による内需減少、国際競争の激化等）に伴う国内生産設備の集約化やグローバル展開の状況等を踏まえ、2030年度の全国粗鋼生産量を0.9億トン±1千万トン程度と推計。
- エチレン生産量について、足下の生産動向を踏まえ、2030年度のエチレン生産量を現行の長期エネルギー需給見通しの想定と同様の570万トンと据え置く。

粗鋼生産量の見通し



※参考までに、2020年度に2020年の実績を反映
出典：鉄鋼統計（実績）

エチレン生産量の見通し

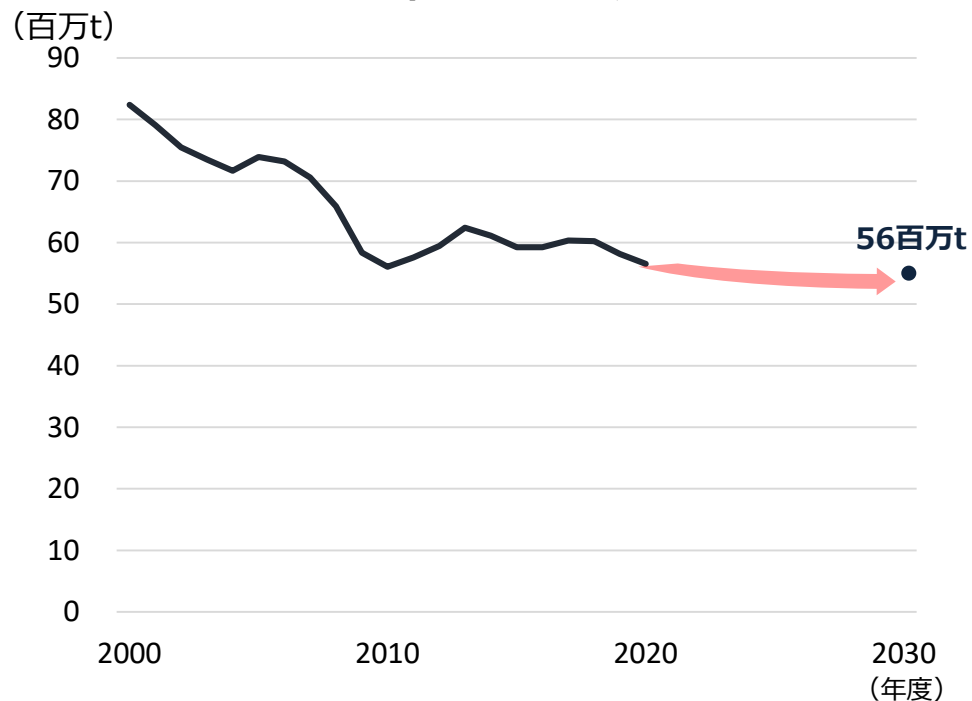


出典：生産動態統計（実績）

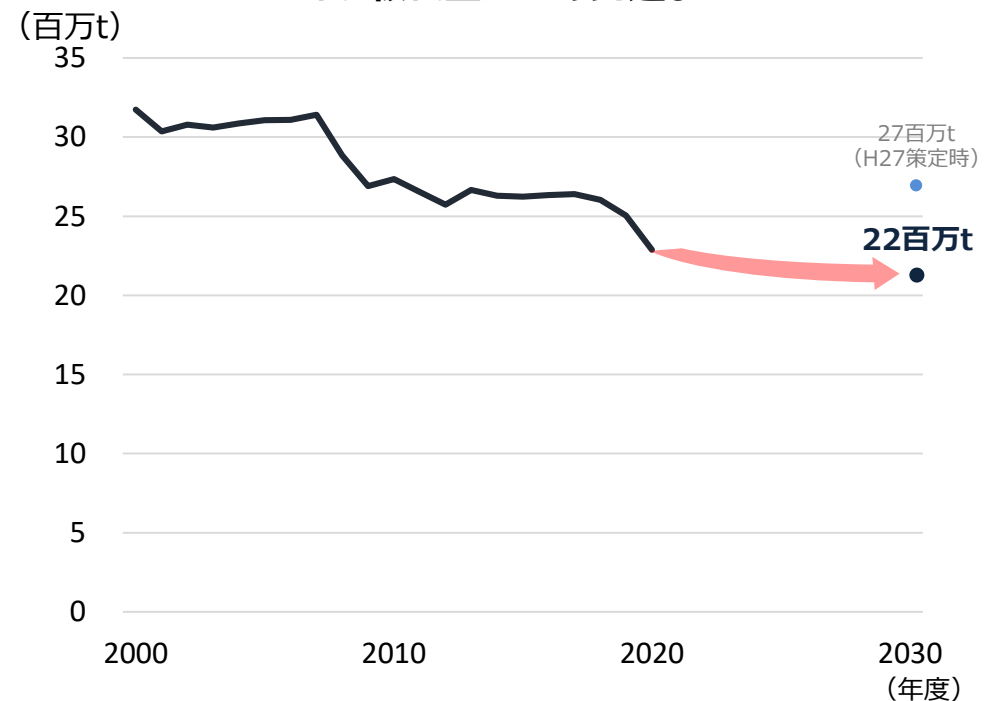
経済水準：主要業種の活動量（セメント生産量・紙・板紙生産量）

- セメント生産量について、足元の生産動向を踏まえ、セメント協会の2020年以降の「低炭素社会実行計画」で想定されている2030年度のセメント生産量5,558万トン（56百万t）を据え置く。
- 紙・板紙生産量について、製紙業界における2020年以降の「低炭素社会実行計画」で想定されている2030年度の紙・板紙の全国生産量2,156万トン（22百万t）とする。

セメント生産量の見通し



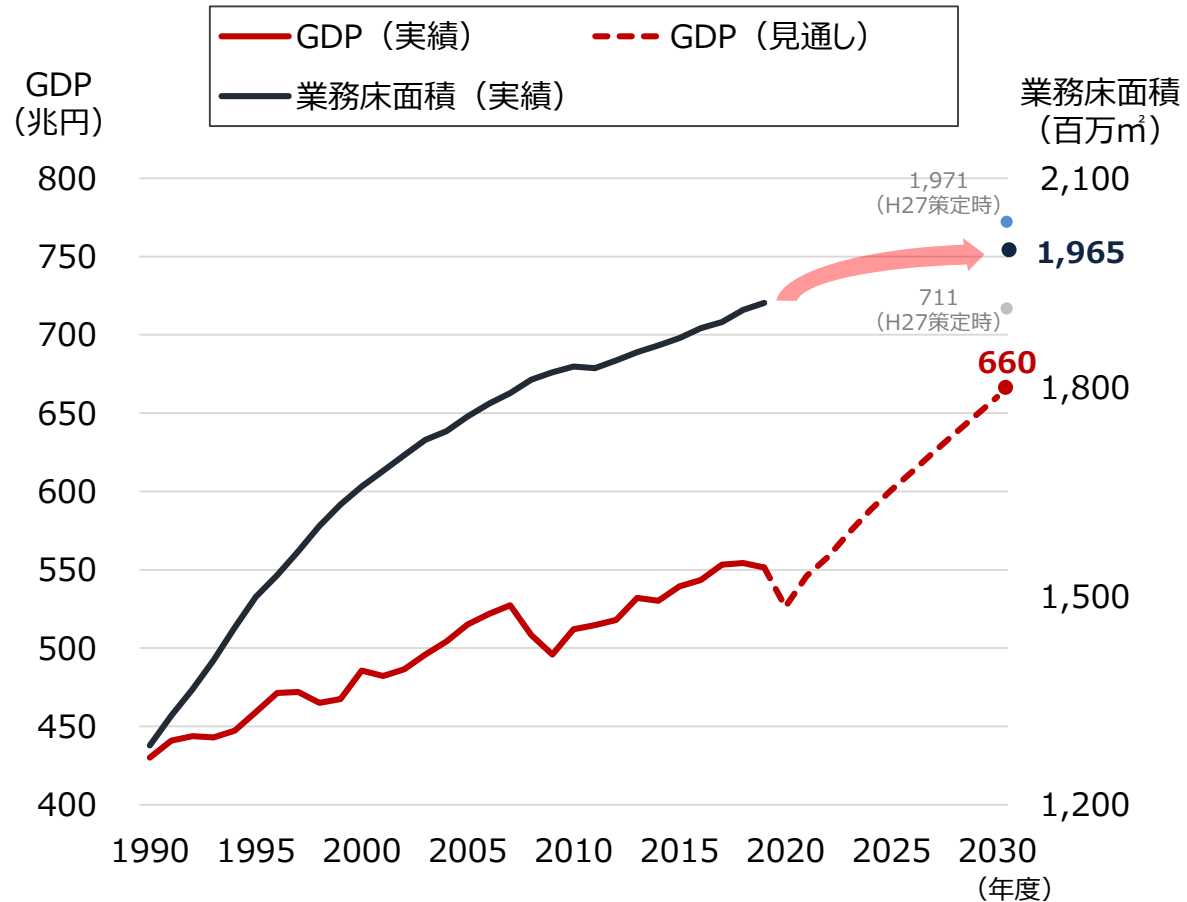
紙・板紙生産量の見通し



※参考までに、2020年度に2020年の実績を反映
出典：左図はセメントハンドブック（実績）、右図は生産動態統計（実績）

経済水準：業務床面積

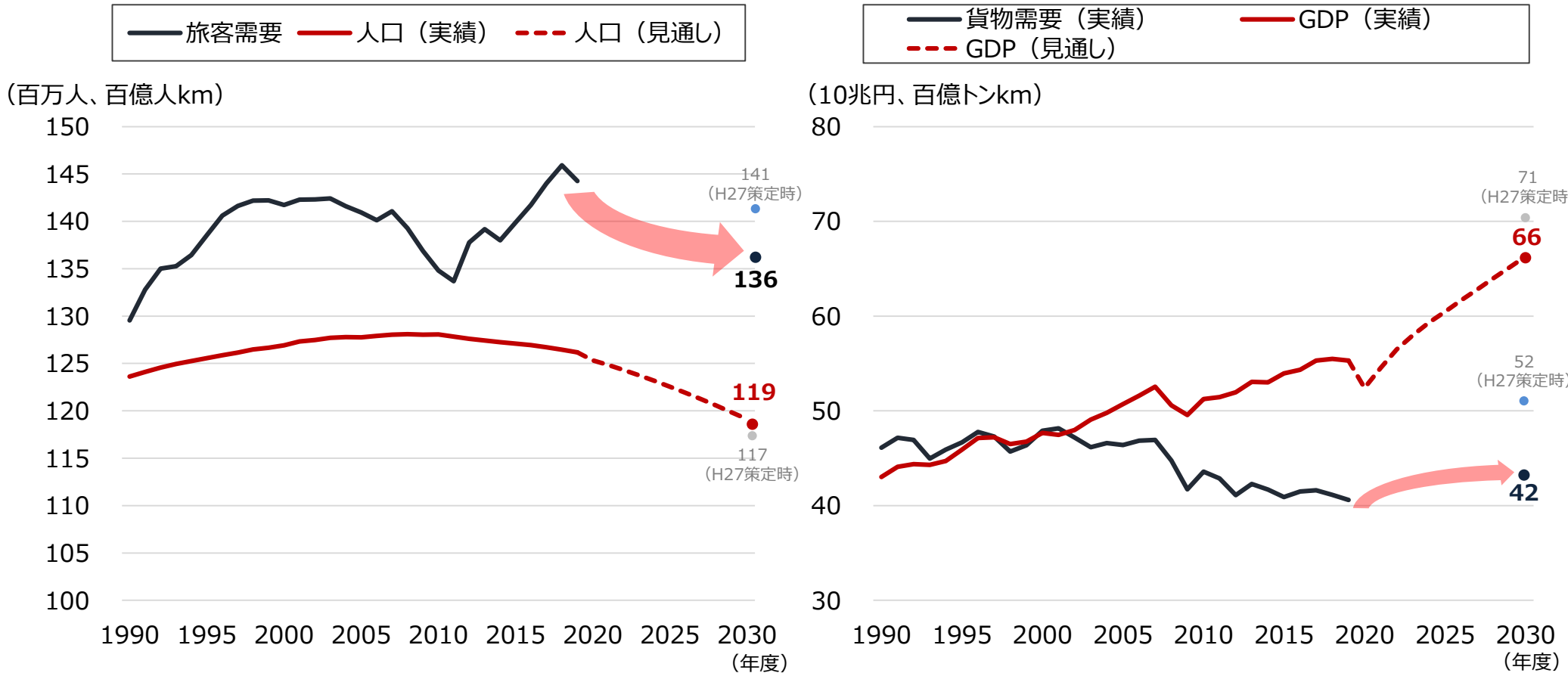
- 業務床面積はGDP等のマクロフレームから推計。
- 2030年度のGDPは、H27年度策定時の長期エネルギー需給見通しと比べて下がるため、業務床面積についても減少すると想定。



出典：国民経済計算年報、EDMCIエネルギー・経済統計要覧より作成

経済水準：交通需要

- 交通需要については、国土交通省の統計等を参照しつつ、GDP等のマクロフレームから推計。
- いずれの交通需要についても、GDP見通しの引き下げや、足元の新型コロナウイルスの影響などを踏まえて、現行の長期エネルギー需給見通しよりも低い水準を想定。



出典：自動車輸送統計年報、鉄道輸送統計年報、内航船舶輸送統計年報、海事レポート、航空輸送統計年報、総務省人口推計、国民経済計算年報より作成

1. 基本的な考え方
2. マクロフレーム
- 3. 省エネルギーなど**
4. 電源
5. 算定結果

- 2015年策定時のエネルギーミックスにおいて積み上げられている省エネ対策を土台として、2019年度までの各対策の進捗を踏まえ、以下の方針で野心的に見直しを行った。

【方針】

- ① 進捗が順調な対策や更なる政策目標を掲げている対策は省エネ量を上方修正する
- ② 進捗に一定の遅れが見られる対策は省エネ量を維持しつつ、更なる対策を検討する
- ③ 進捗が全く見られない又は著しく遅れている対策については、その理由を明らかにし、省エネ量堅持を指向しつつも、対策を抜本的に見直す
- ④ 社会や技術の変化等を踏まえ、新たな対策を積み上げる

2030年度 省エネ量目標値

- 各業界の省エネ深掘りに向けたヒアリング等を踏まえ、省エネ対策の野心的な見直しを行い、2030年度における省エネ量を2015年策定時の5,036万kLから1,200万kL程度深掘った結果、6,200万kL程度となった。

[万kL]	①2019年度 (実績)	②2030年度 目標 (H27策定時)	③2030年度 (今回)	増加分 (③-②)
産業部門	322	1,042	1,350程度	300程度
業務部門	414	1,227	1,350程度	150程度
家庭部門	357	1,160	1,200程度	50程度
運輸部門	562	1,607	2,300程度	700程度
合計	1,655	5,036	6,200程度	1,200程度

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

(参考) 産業部門における省エネの深掘りに向けた取組

- 省エネ法の執行強化やベンチマーク制度の見直し、企業の省エネ投資促進、技術開発支援等を通じた省エネ対策の強化により、産業部門で省エネ量を300万kL程度深掘りし、現行の1,042万kLから1,350万kL程度へ見直し。

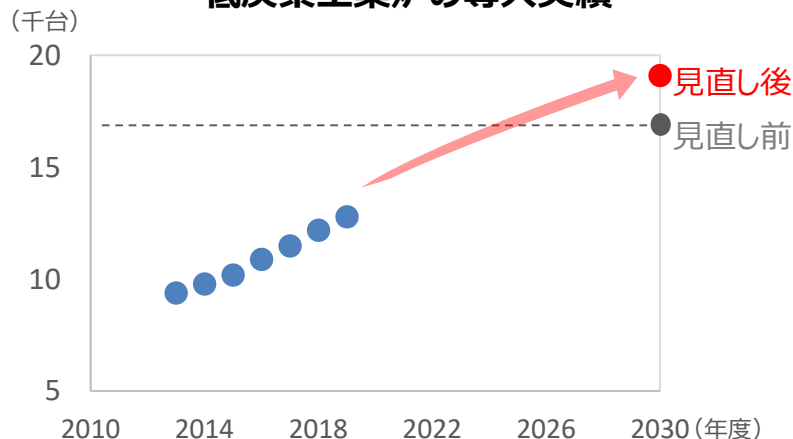
省エネの深掘りに向けた施策

- ① **エネルギー管理と省エネ対策の実施強化**
 - 省エネ法に基づく規制：省エネ取組が不十分な事業者への立入検査、指導等の厳格な実施
 - ベンチマーク制度の見直し・強化
- ② **企業の省エネ投資促進**
 - 省エネ機器・設備の普及拡大支援
- ③ **革新的技術開発を通じた省エネポテンシャルの開拓**
 - 省エネ技術戦略改定や技術開発・実用化支援
- ④ **中小企業向けのきめ細かなサポート・支援**
 - 中小企業の省エネポテンシャル開拓のための省エネ診断／地域の中小企業等の省エネ取組を支援

進展する主な対策（1,042万kL→1,350万kL程度）

- 【鉄鋼業】 280万kL→174万kL
 - ※最終エネルギー消費削減寄与分は98.4万kL→41.5万kL
 - 国内設備集約化等を踏まえ2030年度粗鋼生産量を0.9億±0.1億tと想定。これに伴い、省エネ量見直し。
- 【化学】 82万kL→196万kL
 - 革新的な製造技術や幅広い技術の導入を見込み、対策見直し。部門全体で省エネ量引き上げ。
- 【窯業・土石】 24万kL→28万kL
 - 代替廃棄物の利用状況を踏まえ、省エネ量引き上げ。
- 【紙・パルプ】 3.6万kL→3.9万kL
 - 高効率古紙パルプ製造導入に向け、省エネ量堅持。
- 【業種横断】 767万kL→992万kL
 - （低炭素工業炉の導入）291万kL→374万kL
 - 政策的支援や足元の実績を踏まえた更なる進展を見込み、省エネ量を引き上げ
 - （インバータの導入）136万kL（新規）
 - インバータ導入によるファン・ポンプ等の省エネを新規追加

低炭素工業炉の導入実績



産業・転換部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績		進捗率	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY		2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	
鉄鋼業	1. 主な電力需要設備効率の改善	—	—	-62.8%	43.0	5.0	▲38.0	5.0	—	酸素プラント高効率化更新、送風機の高効率化更新、圧縮空気プラントの高効率化更新により、主な電力需要設備効率を改善する。 ※設備更新による電力原単位改善効果のみが特定できる設備に特化。
	2. 廃プラスチックの製鉄所でのケミカルリサイクル拡大	※ 廃プラ利用量 42万t	廃プラ利用量 100万t	2.0%	49.4	49.4	0	—	—	容器包装に係る分別収集及び再商品化の促進等に関する法律(平成7年法律第112号)等に基づき回収されたプラスチック容器包装等をコークス炉で熱分解すること等により有効活用を図り、石炭の使用量を削減する。
	3. コークス炉の効率改善	94%	100%	11.9%	41.6	17.1	▲24.5	—	17.1	既設コークス炉を更新することでコークス炉のコークス製造時におけるエネルギー消費効率を改善する。 ※次世代型コークス炉の導入が現状以上に見込めないため、評価指標を従来の次世代型コークス炉の導入基数からコークス製造あたりエネルギー消費原単位に変更。
	4. 発電効率の改善	※ 共火:17% 自家発:14%	共火:43%(84%) 自家発:92%(82%)	102.5%	40.3	43.9	3.6	—	—	自家発電(自家発)及び共同火力(共火)における発電設備を高効率な設備に更新する。 ※設備更新工事期間等による効果減少分等を考慮。
	5. 省エネ設備の増強	※ 例) 低圧損TRT 91% 高効率CDQ 86% 低圧蒸気回収83%	100%	3.7%	80.8	33.7	▲47.1	—	—	高炉炉頂圧の圧力回収発電(TRT)、コークス炉における顕熱回収(CDQ)といった廃熱活用等の省エネ設備の増強を図る。 ※原則、現在導入済みの高効率設備と同等の回収原単位が達成されるものとして見直し。
	6. 革新的製鉄プロセス(フェロークス)の導入	0基	5基	0%	19.4	19.4	0	—	19.4	低品位石炭と低品位鉄鉱石を原料とした革新的なコークス代替還元剤(フェロークス)を用い、高炉内還元反応の高速度・低温化することで、高炉操業プロセスのエネルギー消費を約10%削減する。
	7. 環境調和型製鉄プロセス(COURSE50)の導入	※ 0基	1基	0%	5.4	5.4	0	—	—	製鉄プロセスにおいて、高炉ガスCO2分離回収、未利用中低温熱回収、コークス改良、水素増幅、鉄鉱石水素還元といった技術を統合しCO2排出量を抑制する革新的製鉄プロセス。
鉄鋼業 計					279.8	174.0	▲105.9	5.0	36.5	
化学工業	8. 化学の省エネプロセス技術の導入	石油化学 36% 苛性ソーダ、蒸気発生施設 20% その他化学の効率向上 40%	100%	39.5%	66.8	144.1	77.3	12.8	131.3	化学産業全般における設備更新や燃料転換といった様々な省エネルギー対策を通じ、エネルギー消費量を削減する。 ※「石油化学の省エネプロセス技術の導入」、「その他化学の省エネプロセス技術の導入」を統合。特定の省エネ技術に限定せず、幅広い技術の導入を対象とするよう見直し。
	9. 膜による蒸留プロセスの省エネルギー化技術の導入	0%	(4%)	0%	12.4	0	▲12.4	—	—	蒸留プロセスに「分離膜技術」を導入することにより、蒸留塔における処理エネルギーの大幅な削減を図る技術。 ※今後の導入が見込まれないため除外。
	10. 二酸化炭素原料化技術の導入	0基	1基	0%	0.5	6.4	5.9	—	6.4	二酸化炭素等を原料にプラスチック原料等基幹化学品を製造する省エネプロセス。 ※カーボンニュートラル基金の活用による技術進展を見込み省エネ量引き上げ。
	11. 非可食性植物由来原料による化学品製造技術の導入	0基	(1基)	0%	2.9	0	▲2.9	—	—	非可食性バイオマス原料から機能性及びコストの両面で競争力のある化学品を一気通貫で製造する省エネプロセス。 ※今後の導入が見込まれないため除外。
	12. 微生物触媒による創電型廃水処理技術の導入	0%	(10%)	0%	1.4	0	▲1.4	—	—	工場廃水を対象として、発電しながら廃水処理を行う技術。 ※今後の導入が見込まれないため除外。
	13. 密閉型植物工場の導入	0%	(20%)	0%	5.4	0	▲5.4	—	—	植物機能を活用した生産効率の高い省エネルギー物質型生産技術を確立。 ※今後の導入が見込まれないため除外。
	14. バイオ由来製品の導入促進	0%	4%	新規	新規	38.7	45.4	—	45.4	バイオマス由来のプラスチックをはじめとするバイオ由来製品の導入を促進し、化石資源由来プラスチック等を代替することによって、化石資源由来製品の原料となる化石資源(主にナフサ)の使用量を削減。※新規追加
化学工業 計					89.4	195.9	106.5	12.8	183.1	

鉄鋼業、化学工業における「 」の対策は、各業界における2020年度以降の低炭素社会実行計画において位置付けられているもの。
※印を付した対策の全て又は一部は、統計上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。
導入・普及見直しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて()内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

産業・転換部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績		導入・普及見通し	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY	2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	うち燃料	
窯業・土石製品製造業	15. 従来型省エネルギー技術の導入 排熱発電 スラック粉砕 エアヒーム式クーラ 縦型石炭ミル	—	—	76.2%	2.1	2.4	0.3	—	2.4	粉砕効率を向上させる設備、エアヒーム式クーラ、排熱発電の導入等のベストプラクティス技術の最大導入に努める。 ※高効率設備導入の進展を踏まえて省エネ量引き上げ。
	16. 熱エネルギー代替廃棄物(廃プラ等)利用技術の導入	熱エネルギー代替 廃棄物使用量 166万t	熱エネルギー代替 廃棄物使用量 178万t(168万t)	938.5%	1.3	7.2	5.9	—	7.2	従来の設備を用いて熱エネルギー代替として廃棄物を利用する技術。 ※代替廃棄物の利用状況を踏まえ省エネ量引き上げ。
	17. 革新的セメント製造プロセスの導入	0%	50.0%	0%	15.1	15.1	0	—	15.1	セメント製造プロセスで最もエネルギーを消費するクリンカの焼成工程において、焼成温度低下等を可能とする革新的な製造プロセス技術。
	18. ガラス溶融プロセスの導入	0%	3.75%(5.4%)	0%	5.0	3.0	▲2.0	-0.3	3.3	プラズマ等による高温を利用し、瞬時にガラス原料をガラス化することで効率的にガラスを気中で溶融し、省エネを図るプロセス技術 ※足元の普及・導入状況の見直しによる省エネ量変更。
窯業・土石製品製造業 計					23.5	27.7	4.2	-0.3	28.0	
紙加工品製造業	19. 高効率古紙パルプ製造技術の導入	11%	41%	47%	3.6	3.9	0.3	3.9	—	古紙パルプ工程において、古紙と水の攪拌・古紙の離解を従来型よりも効率的に進めるバルバーを導入し、稼働エネルギー使用量を削減する。 ※算出根拠を見直し。
	20. 高温高圧型黒液回収ボイラの導入	—	—	0.0%	5.9	0	▲5.9	—	—	濃縮した黒液(パルプ廃液)を噴射燃焼して蒸気を発生させる黒液回収ボイラで、従来型よりも高温高圧型で効率が高いものを更新時に導入する。 ※今後の導入が見込まれないため除外。
パルプ・紙加工品製造業 計					9.5	3.9	▲5.6	3.9	0.0	
石油製品・石炭製品製造業	21. 熱の有効利用の推進 高度制御・高効率機器の導入 動力系の効率改善 プロセスの大規模な改良・高度化	24.2% (2030年度の 目標に対する 達成率)	100%	55.9%	77.0 (2010年度 比100.0)	75.8 (2010年度 比100.0)	▲1.2	—	—	高効率熱交換器の導入、コンピュータによる高度制御の推進、ポンプ等動力源の高効率モーターへ置き換え、装置間の配管新增設による原料油ダイレクトチャージ等によりエネルギー消費量を削減する。 ※2012FYにおいて一部実施済の省エネ対策の計上漏れを反映。
	石油製品・石炭製品製造業 計					77.0	75.8	▲1.2	—	—

窯業・土石製品製造業、パルプ・紙・紙加工品製造業、石油製品・石炭製品製造業における の対策は、各業界における2020年度以降の低炭素社会実行計画において位置付けられているもの。

※印を付した対策は、統計の整理上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。
導入・普及見直しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

産業・転換部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見直し	進捗率	省エネルギー量 万kL			見直し後 省エネルギー内訳		概要	
		2012FY	2030FY	2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	うち燃料		
食品	22. 食品ロス削減によるエネルギー使用量削減	—	—	新規	新規	14.9	14.9	—	14.9	食品ロスの削減を通じ、食品製造工程におけるエネルギー消費量の削減を図る。 ※新規追加。	
	食品・飲料業 計				—	11.5	11.5	—	11.5		
業種横断・その他	23. 高効率空調の導入	—	—	39.7%	29.0	29.0	0	15.5	13.5	工場内の空調に関して、燃焼式、ヒートポンプ式の空調機の高効率化を図る。 (APF 2012→2030年度) 吸収式冷凍機 1.35→1.4、ガスヒートポンプ 2.16→2.85、HP式空調機 4.56→6	
	24. 産業HP(加温・乾燥)の導入	0%	9.3%	9.1%	87.9	87.9	0	▲19.9	107.8	食料品製造業等で行われている加温・乾燥プロセスについて、その熱を高効率のヒートポンプで供給する。	
	25. 産業用照明の導入	6%	ほぼ100%	78.5%	108.0	108.5	0.5	108.5	—	LED・有機EL等の高効率照明を用いた、高輝度な照明技術により省エネを図る。 ※算出根拠となる統計データを更新。	
	26. 低炭素工業炉の導入	24%	52%(46%)	47.2%	290.6	374.1	83.5	74.8	299.3	従来の工業炉に比較して熱効率が向上した工業炉を導入。 ※足元の状況及び、今後の更なる政策的支援による普及を見込み省エネ量を引き上げ。	
	27. 産業用モーター・インバータの導入	モーター:0% インバータ: 10%	モーター:68% インバータ:20%	9.9%	166.0	282.9	116.9	282.9	—	トップランナー制度等を通じてモーターの性能向上を図る。また、インバータ導入によりファン・ポンプ等の省エネを図る。※インバータを対策に追加。	
	28. 高性能ボイラの導入	※	14%	71%	47.8%	173.3	173.3	0	—	—	従来のボイラと比較して熱効率が向上したボイラを導入。
	29. コージェネレーションの導入	※	503億kWh	798億kWh (1,030億kWh)	22.6%	302.2	212.1	▲90.1	—	—	業種横断的にコージェネレーションの導入を拡大し、ボイラ代替等により一次エネルギー消費の削減を図る。 ※足元の導入実績等を踏まえて省エネ量を見直し。家庭用燃料電池は家庭部門の「高効率給湯器の導入」として計上。
	30. プラスチックのリサイクルフレグ直接利用	—	—	0%	2.2	0.0	▲2.2	—	—	プラスチックのリサイクルフレグによる直接利用技術の開発により、素材加工費及びびレット素材化時の熱工程を削減する。 ※今後の導入が見込まれないため除外。	
	31. ハイブリッド建機等の導入	2%	12%	22.0%	16.0	16.0	0	—	16.0	エネルギー回生システムや充電システムにより電力を蓄え、油圧シリンダ等の中型・大型建機のハイブリッド化を行い省エネを図る。	
	32. 省エネ農機の導入	15万台	45万台	8.0%	0.1	0.3	0.2	—	0.3	省エネ農業機械(自動操舵装置)の普及を図る。 ※カーボンニュートラルに向けた対策強化を踏まえ、省エネ量を見直し。	
	33. 施設園芸における省エネ設備の導入	5万台 ・8万箇所	17万台・38万箇所 (35万箇所)	42.9%	51.3	57.3	6.0	—	57.3	施設園芸において省エネ型の加温設備等の導入により、燃油使用量の削減を図る。 ※カーボンニュートラルに向けた対策強化を踏まえ、省エネ量を見直し。	
	34. 省エネ漁船への転換	11%	30%	36.7%	6.1	7.2	1.1	—	7.2	省エネ技術を生産船に導入。 ※カーボンニュートラルに向けた対策強化を踏まえ、省エネ量を見直し。	
	35. 業種間連携省エネの取組推進	—	—	113.0%	10.0	29.0	19.0	5.8	23.2	業種間で連携し、高度なエネルギー利用効率を実現する。 ※足元の状況及び、今後の更なる政策的支援による普及を見込み省エネ量を引き上げ。	
	業種横断・その他 計				1,242.7	1,377.7	135.1	467.6	524.6		
	工場 エネマネ	36. 産業部門における徹底的なエネルギー管理の実施	4%	23% →24%	29.0%	67.2	74.0	6.8	24.6	49.4	IoT(Internet of Things)を活用したFEMS(Factory Energy Management System)等による運用改善を図る。 ※更なる技術進展を見込み、省エネ量を引き上げ。
工場エネマネ 計				67.2	74.0	6.8	24.6	49.4			
産業・転換部門 計					1,789.1	1,943.7	154.6	513.6	836.5		

※印を付した対策は、統計の整理上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。
導入・普及見直しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の省エネルギー量に対するもの。

(参考) 業務・家庭部門における省エネの深掘りに向けた取組

- 住宅・建築物の省エネ対策の強化や、省エネ法の執行強化、トップランナー制度・ベンチマーク制度の見直し、一般消費者への情報提供の推進等を通じた省エネ対策の強化により、業務・家庭部門全体で省エネ量を200万kL程度深掘りし、業務部門で1,227万kLから1,350万kL程度へ、家庭部門で1,160万kLから1,200万kL程度へ見直し。

省エネの深掘りに向けた施策

- ① 住宅・建築物の省エネ性能の向上
 - ZEH・ZEBの普及拡大／エネマネの利用拡大
 - 建築物省エネ法における規制措置の強化
- ② 設備・機器・建材の性能向上
 - 機器・建材トップランナー制度の見直し・強化
- ③ 業務部門における省エネ取組強化
 - 省エネ取組が不十分な事業者への指導等実施
 - ベンチマーク制度の見直し・強化
- ④ 家庭部門の省エネ行動促進
 - エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に係る各社取組の評価スキームの創設・推進
- ⑤ 革新的な技術開発
- ⑥ 企業の省エネ投資促進

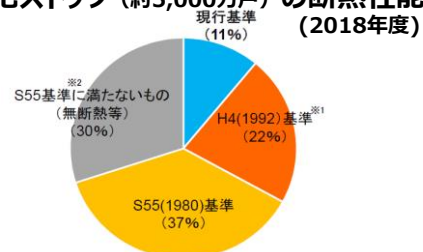
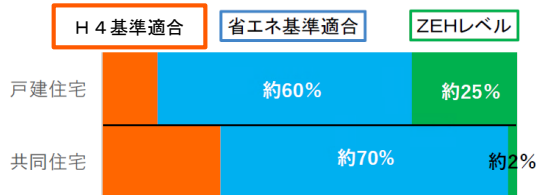
進展する主な対策

(業務：1,227万kL→1,350万kL程度/家庭：1,160万kL→1,200万kL程度)

- 【住宅・建築物の省エネ】 730万kL→890万kL程度
 - 省エネ対策の強化に向けた検討を踏まえ省エネ量見直し
- 【家庭用高効率給湯器】 304万kL →332万kL
 - ※住宅の省エネ化対策による導入分を含む
 - 対策強化や実績・世帯数の推計結果等を踏まえ見直し
- 【トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上】
 - 412万kL→518万kL
 - 冷蔵庫やサーバー、ストレージ等につき、トップランナー基準値見直し踏まえ省エネ量引き上げ
- 【HEMS等を利用したエネルギー管理】
 - 178万kL→160万kL
 - HEMS機器の普及状況や代替機器の普及状況・見通しを踏まえ見込みを修正
- 【一般消費者への省エネ情報提供】 56万kL (新規)
 - エネルギー小売事業者による一般消費者への省エネ情報提供について、対策強化により追加

新築住宅の断熱性能 (2019年度)

住宅ストック (約5,000万戸) の断熱性能 (2018年度)



業務部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	進捗率	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY	2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	うち燃料	
建築物	1. 建築物の省エネルギー化 (新築)	23%	57%(39%)	20.7%	332.3	402.7	70.4	197.3	205.4	新築建築物について、省エネルギー基準への適合義務化、省エネルギー基準の段階的な引上げ等により、省エネルギー性能の向上を図る。 ZEB等、より高い省エネルギー性能を有する建築物の供給を促進する。 断熱性能の高い建材、高効率な空調、給湯器、照明等の導入を図る。 (普及率は省エネルギー基準に適合する住宅ストックの割合) ※算出根拠の更新及び省エネ対策の強化を踏まえて見直し。
	2. 建築物の省エネルギー化 (改修)			64.2%	41.1	143.1	102.0	58.7	84.4	既存建築物の省エネ改修、断熱性能の高い建材の導入を推進する。 ※算出根拠の更新及び省エネ対策の強化を踏まえて見直し。
給湯	3. 業務用給湯器の導入 潜熱回収型給湯器 業務用ヒートポンプ給湯器 高効率ボイラー	7%	44%	46.3%	61.1	51.5	9.6	8.7	42.9	ヒートポンプ式給湯機、潜熱回収型給湯器といった高効率な給湯設備の導入を推進する。 ※ 省エネ量には新築建築物における省エネ基準適合の推進に伴う給湯設備の導入による効果14.5万kLは含まない。
照明	4. 高効率照明の導入	9%	ほぼ100%	75.6%	228.8	195.4	▲33.4	195.4	—	LED・有機EL等の高効率照明を用いた、高輝度な照明技術により省エネを図る。 ※ 算出根拠となる統計データを更新。 ※ 省エネ量には新築建築物における省エネ基準適合の推進に伴う照明設備の導入による効果54.8万kLは含まない。
空調	5. 冷媒管理技術の導入(フロン)	0%	100%	1,133.3%	0.6	0.6	0	0.6	—	冷凍空調機器等に含まれる冷媒の適正な管理を行うために必要な、適切かつ簡便な設備点検 マニュアルの策定、及び管理技術の向上のための人材育成等を実施。
動力	6. トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上	—	—	22.8%	278.4	342.0	63.6	342.0	—	トップランナー基準等により、以下の製品等の性能向上を図る。(2012→2030年度) ・複写機 消費電力 169kWh/台・年→106kWh/台・年 普及台数 342万台→369万台 ・プリンタ 消費電力 136kWh/台・年→88kWh/台・年 普及台数 452万台→488万台 ・高効率ルータ 消費電力 6083kWh/台・年→7667kWh/台・年 普及台数 183万台→197万台 ・サーバ 消費電力 2229kWh/台・年→1405kWh/台・年 普及台数 297万台→319万台 ・ストレージ 消費電力 247kWh/台・年→121kWh/台・年 普及台数 1179万台→6394万台 ・冷凍冷蔵庫 消費電力 1390kWh/台・年→1,113kWh/台・年 普及台数 233万台→252万台 ・自動販売機 消費電力 1131kWh/台・年→590kWh/台・年 普及台数 256万台→213万台 ・変圧器 消費電力 4820kWh/台・年→4034kWh/台・年 普及台数 291万台→293万台 ※トップランナー基準等、今後の技術革新効果等を考慮し、省エネ量を引き上げ。

導入・普及見通しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

業務部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	進捗率	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY	2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	うち燃料	
業務エネマネ 国民運動	7. BEMSの活用、省エネ診断等による業務部門における徹底的なエネルギー管理の実施	6%	47%	28.4%	235.3	238.5	3.2	131.2	107.3	建築物内の空調や照明等に関するデータを常時モニタリングし、需要に応じた最適運転を行うことで省エネを図る技術、及びその他運用改善により省エネを図る。 (普及率はBEMSの普及率) ※算出根拠となる統計データを更新。
	8. 照明の効率的な利用	15%	ほぼ100%	-38.1%	42.3	0	▲42.3	—	—	照度基準の見直し、省エネ行動の定着により、床面積あたりの照明量を削減。 ※策定当時から社会的状況の変化を踏まえて対策から除外。
	9. 国民運動の推進(業務部門)	—	—	22.7%	6.6	2.3	▲4.3	2.3	—	国民運動の推進にあたって、以下の対策を実施し、国民への情報提供の充実と省エネ行動の変革を図る。 ●カービズ・ウォームビズの実施徹底の促進 カービズ(実施率75%)、ウォームビズ(実施率70%)の実施率をほぼ100%に引き上げる。 ※算出根拠となる統計データ等を更新。
	※ 10. エネルギーの面的利用の拡大	—	—	—	7.8	0	▲7.8	—	—	エネルギーを複数の事業所等で面的に活用することによりエネルギー利用効率を向上させる。 ※熱の融通は引き続き重要であるが、施策の内容の変化を踏まえると、足下の面的利用の取組は必ずしもエネルギー消費の削減を目的としないことから、対策から除外。
業務部門 計					1,234.3	1,376.2	141.9	936.2	440.0	

※印を付した対策の全て又は一部は、統計上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。
導入・普及見通しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

家庭部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	進捗率	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY	2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	うち燃料	
住宅	1. 住宅の省エネルギー化(新築)	6%	30%	13.6%	314.2	252.7	▲61.5	63.2	189.5	<p>新築住宅について省エネルギー基準への適合義務化、省エネルギー基準の段階的な引上げ等により、省エネルギー性能の向上を図る。 ZEH等、より高い省エネルギー性能を有する住宅の普及を促進する。 断熱性能の高い建材、高効率エアコン、給湯器、照明等の導入を図る。 (普及率は省エネルギー基準に適合する住宅ストックの割合) ※算出根拠の更新及び省エネ対策の強化を踏まえて見直し。</p> <p>既存住宅の省エネ改修、断熱性能の高い建材の導入を推進する。 ※算出根拠の更新及び省エネ対策の強化を踏まえて見直し。</p>
	2. 住宅の省エネルギー化(改修)			23.3%	42.5	90.9	48.4	23.6	67.3	
給湯	3. 高効率給湯器の導入	400万台	1,590万台 (1,400万台)							<p>ヒートポンプ式給湯機(左上段)、潜熱回収型給湯器(左中段)、家庭用燃料電池(左下段)といった高効率な給湯設備の導入を推進する。 ※対策強化や実績・世帯数の推計結果等を踏まえ見直し ※省エネ量には新築住宅における省エネルギー基準適合の推進に伴う給湯設備の導入による効果67.1万kLは含まない。</p>
	CO2冷媒HP給湯機	340万台	3,030万台 (2,700万台)	36.7%	268.6	264.9	▲3.7	-28.1	292.6	
	潜熱回収型給湯器 燃料電池 太陽熱温水器	5.5万台	300万台 (530万台)							
照明	4. 高効率照明の導入	9%	ほぼ100%	85.9%	201.1	193.4	▲7.7	193.4	-	<p>LED・有機EL等の高効率照明を用いた、高輝度な照明技術により省エネを図る。 ※算出根拠となる統計データを更新。 ※省エネ量には新築住宅における省エネルギー基準適合の推進に伴う照明設備の導入による効果48.9万kLは含まない。</p>
空調・動力	5. トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上	-	-	27.3%	133.5	169.5	36.0	146.0	23.5	<p>トップランナー基準等により、以下の製品を引き続き性能向上を図る。(2012→2030年度)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・エアコン(例:冷房) 消費電力 229kWh/台・年→176kWh/台・年 普及台数 2.46台/世帯→2.89台/世帯 ・ガスストーブ ガス消費 5823Mcal/台・年→5565Mcal/台・年 普及台数 0.06台/世帯→0.04台/世帯 ・石油ストーブ 石油消費 716L/台・年→711L/台・年 普及台数:0.74台/世帯→0.53台/世帯 ・テレビ(例:29V型以上) 消費電力 67kWh/台・年→30kWh/台・年 普及台数 1.08台/世帯→2.13台/世帯 ・冷蔵庫(例:300L以上) 消費電力 337kWh/台・年→202kWh/台・年 普及台数 0.91台/世帯→0.94台/世帯 ・DVDレコーダー 消費電力 40kWh/台・年→35kWh/台・年 普及台数 1.42台/世帯→1.16台/世帯 ・電子計算機 消費電力 72kWh/台・年→25kWh/台・年 普及台数 1.29台/世帯→1.28台/世帯 ・磁気ディスク装置 消費電力 0.005W/GB→0.005W/GB 普及台数 2.65台/世帯→2.64台/世帯 ・ルータ 消費電力 31kWh/台・年→26kWh/台・年 普及台数 0.5台/世帯→1台/世帯 ・電子レンジ 消費電力 69kWh/台・年→69kWh/台・年 普及台数 1.06台/世帯→1.08台/世帯 ・ジャー炊飯器 消費電力 85kWh/台・年→80kWh/台・年 普及台数 0.69台/世帯→0.69台/世帯 ・ガスコンロ ガス消費 570Mcal/台・年→547Mcal/台・年 普及台数 0.92台/世帯→0.82台/世帯 ・温水便座 消費電力 151kWh/台・年→110kWh/台・年 普及台数 1.02台/世帯→1.24台/世帯 <p>※トップランナー基準等、今後の技術革新効果等を考慮し、省エネ量を引き上げ。 ※省エネ量には新築住宅における省エネ基準適合の推進に伴うエアコン、ガス・石油ストーブの導入による効果10.3万kLは含まない。</p>
	浄化槽の省エネ化	3.5万基	93万基	新規	新規	3.8	3.8	3.8	-	

導入・普及見通しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

家庭部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	進捗率	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY	2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	うち燃料	
家庭エネマネ 国民運動	6. HEMS・スマートメーター・スマートホームデバイスの導入や省エネルギー情報提供を通じた徹底的なエネルギー管理の実施	HEMS・スマートホームデバイス導入率 0.2%	HEMS・スマートホームデバイス導入率 85%	1.1%	178.3	216.0	37.7	191.1	24.9	HEMS、スマートメーター、スマートホームデバイスの導入による家庭のエネルギー消費状況の詳細な把握と、これを踏まえた機器の制御による電力消費量の削減及び、エネルギー小売事業者等による情報提供を通じた家庭の省エネ行動の促進を図る。 ※足下の普及状況を踏まえ、普及見込みを修正。また、スマートデバイス等の新たな技術の普及を考慮し、対象機器の範囲を拡大。加えて、エネルギー小売事業者による一般消費者への省エネ情報提供による省エネ効果を追加。
	7. 国民運動の推進 (家庭部門)	省エネ情報提供実施率 0%	省エネ情報提供実施率 80%	-21.9%	22.4	17.2	▲5.3	10.9	6.3	国民運動の推進にあたって、以下の対策を実施し、国民への情報提供の充実と省エネの行動変革を図る。 ●クールビズ・ウォームビズの実施徹底の促進 クールビズ(実施率80%)、ウォームビズ(実施率81%)の実施率をほぼ100%に引き上げる。 ●家庭エコ診断の実施 2030年までに家庭エコ診断の認知度を394万世帯まで波及させる。 ※算出根拠となる統計データ等を更新。機器の買換え促進については、関連政策の状況を踏まえ見直し。
家庭部門 計					1,160.7	1,208.4	47.7	603.9	604.1	

導入・普及見通しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

(参考) 運輸部門における省エネの深掘りに向けた取組

- 自動車等単体の燃費性能の向上や、輸送事業者や荷主による輸送効率化に向けた取組の強化、カーボンニュートラルに向けた分野毎の取組等を通じた省エネ対策強化により、運輸部門全体で省エネ量を700万kL程度深掘りし、現行の1,607万kLから2,300万kL程度へ見直し。

省エネの深掘りに向けた施策

- ① 低燃費車の普及拡大に向けた対応
- ② 燃費基準の遵守に向けた執行強化
 - トップランナー制度の見直し・執行強化
- ③ 省エネ法における荷主・輸送事業者の評価のあり方検討
- ④ AI・IoT等を活用した物流全体の高効率化
 - 荷主・輸送事業者・着荷主の連携によるサプライチェーン全体の効率化に向けた取組の推進
- ⑤ 運輸部門の脱炭素化に向けた検討に係る対応
 - 航空・船舶等の各分野におけるカーボンニュートラルに向けた取組の加速
- ⑥ 革新的な技術開発

進展する主な対策 (1,607万kL→2,300万kL程度)

【トラック輸送の効率化】 (47万kl→425万kl)

- ・ 足下の進捗が好調であることに加え、政策的支援による更なる進展を見込み、省エネ量を引き上げ。

【エコドライブ、カーシェアリング等】 (113万kl→210万kl)

- ・ 足下の進捗が好調であること等踏まえ、省エネ量引き上げ。

【交通流対策】 (37万kl→73万kl)

- ・ 足下の進捗が好調であること等踏まえ、省エネ量引き上げ。

【自動車単体対策】 (939万kl→990万kl)

- ・ 燃費基準による対応や直近の実績データや今後の対策踏まえ試算見直し

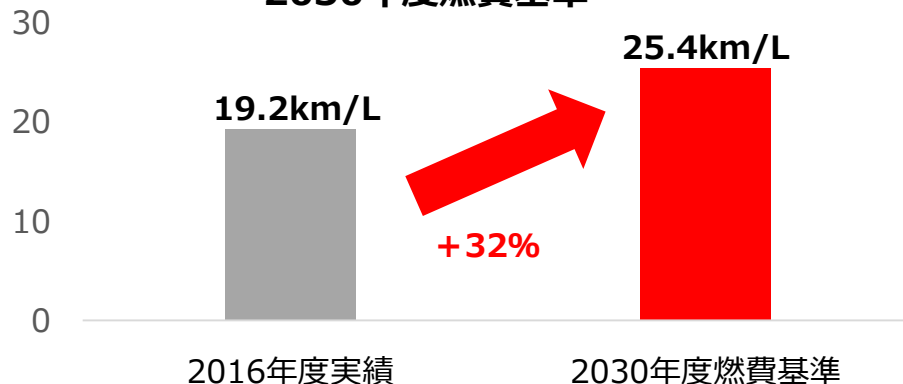
【省エネ船舶】 (48万kl→62万kl)

- ・ 船型改良や航路の最適化等による更なる効率化

【航空】 (37万kl→74万kl)

- ・ 機材・装備品等への新技術導入・管制の高度化等

2030年度燃費基準



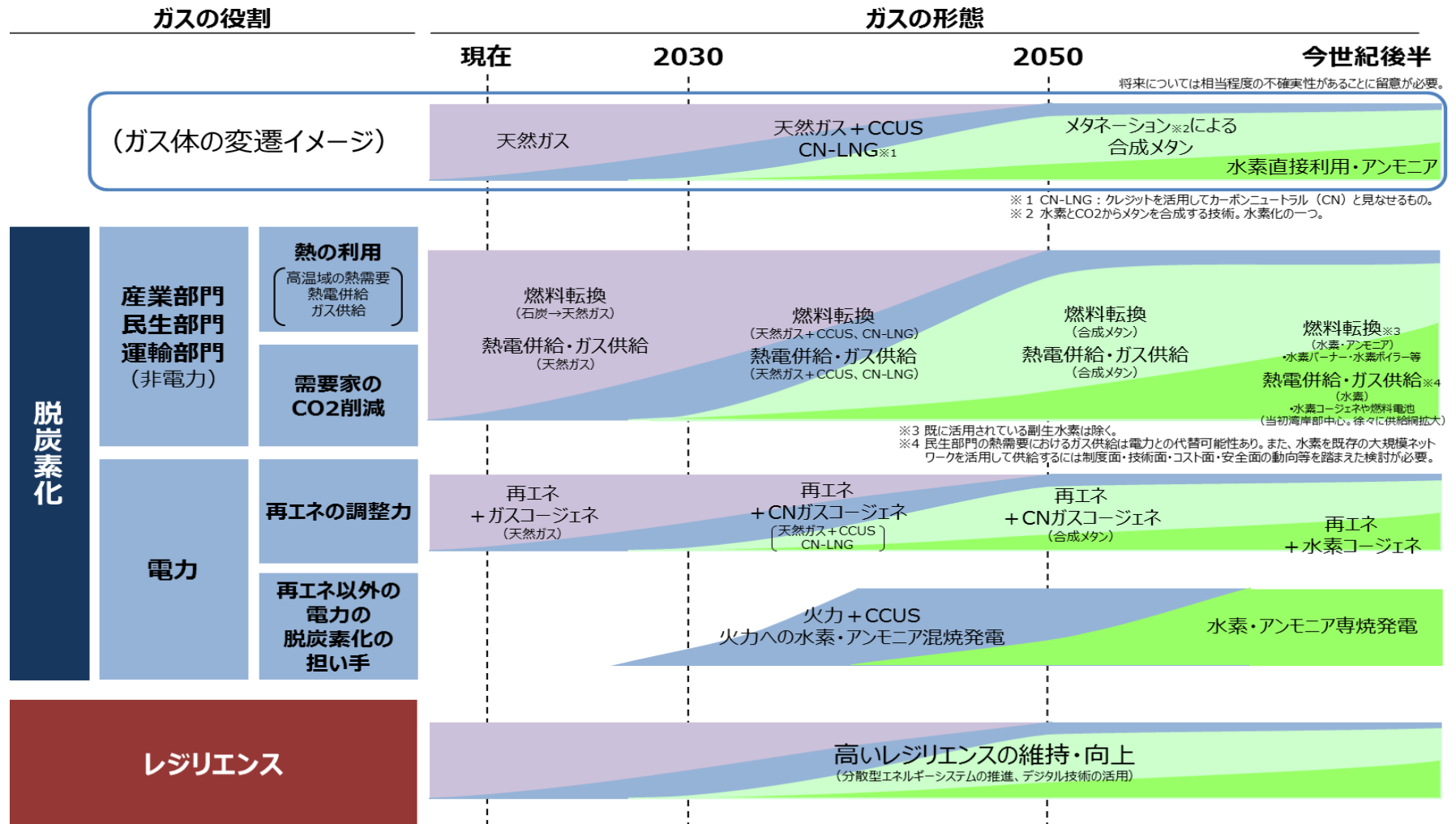
運輸部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績		進捗率	省エネ量 万kL			見直し後 省エネ量内訳		概要
		2012FY	2030FY		2019FY	見直し前	見直し後	差分	うち電力	
単体対策	1. 燃費改善 次世代自動車の普及	HEV 3%	29%							エネルギー効率に優れる 次世代自動車(ハイブリッド自動車(HEV)、 電気自動車(EV)、 プラグインハイブリッド自動車(PHEV)、 燃料電池自動車(FCV)、 クリーンディーゼル自動車(CDV)) 等の導入を支援し普及拡大を促進する。 また、燃費基準(トプランナー基準)等により、引き続き車両の性能向上を図る。 ※燃費基準による対応や直近の実績データや今後の対策踏まえ試算見直し
		EV 0%	16%							
		PHEV 0%		17.6%	938.9	990.0	51.1	-101.0	1,091.0	
		FCV 0%	1%							
		CDV 0%	4%							
その他	2. その他運輸部門対策	—		98.7%	668.2	1,315.5	647.3	85.6	1,229.9	<ul style="list-style-type: none"> ・交通流対策の推進 ・公共交通機関の利用促進等 ・鉄道貨物輸送へのモーダルシフト ・海運グリーン化総合対策 ・港湾の最適な選択による貨物の陸上輸送距離の削減 ・港湾における総合的な低炭素化 ・トラック輸送の効率化 ・鉄道のエネルギー消費効率の向上 ・航空のエネルギー消費効率の向上 ・省エネに資する船舶の普及促進 ・環境に配慮した自動車使用等の促進による自動車運送事業等のグリーン化 ・共同輸配送の推進 ・高度道路交通システムITSの推進(信号機の集中制御化) ・交通安全施設の整備(信号機の高度化、信号灯器のLED化の推進) ・自動運転の推進 ・エコドライブの推進 ・カーシェアリング ・宅配再配達削減 ・ドローン物流 ・物流施設の低炭素化の推進 <p>※足元の状況及び、今後の更なる政策的支援による普及を見込むとともに、新規対策を追加により、目標値を引き上げ。</p>
運輸部門 計					1,607.1	2,305.5	698.4	-15.4	2,320.9	

導入・普及見直しを見直した場合は、見直し後の数値と併せて () 内に見直し前の数値を記載。進捗率は見直し前の対策における省エネ量に対するもの。

燃料転換の取り組み

- 2030年に向けては徹底した省エネルギーに加えて、電化・天然ガスシフトなどの燃料転換にも取り組む。
 - 特にガス体については、産業・民生・運輸部門（非電力）における天然ガス利用機器の高効率化、ガスコージェネレーションの導入促進などに加え、ガス体の脱炭素化として都市ガスの5%のカーボンニュートラル化（既存インフラへの合成メタン注入1%など）を目指す。



1. 基本的な考え方

2. マクロフレーム

3. 省エネルギーなど

4. 電源

① 再生可能エネルギー

ー太陽光発電

ー風力

ー地熱・水力・バイオマス

ー野心的水準

5. 算定結果

2030年度の導入見通しの検討にあたってのフレームワーク

- 2030年度の再エネのあり方の検討にあたって、以下のように分解して整理。

$$\text{2030年度再エネ導入量} = \text{①これまでの導入量} + \text{②既認定未稼働分の稼働} + \text{③今後の新規認定分の稼働}$$

※②既認定未稼働分の稼働については、電源別の特性を踏まえて、未稼働分の稼働見込割合を分析し、導入量を試算（太陽光75%、風力70%、地熱・中小水力100%、バイオマス40%）。

- このうち、③今後の新規認定分については、以下の3つの考え方で導入見込量を分析。

1) 現行政策努力継続ケース

適地が減少する中で、政策努力の継続により現行ペースを維持・継続した場合の見通し。

2) 政策対応強化ケース

更なる政策対応を強化した場合の見通し（政策強化の動きがあり、定量的な政策効果が見通せているものの効果を織り込んだ試算）。

3) 野心的水準

責任省庁による施策具体化・加速化を前提に、その効果が実現した場合の野心的な見通し。

- なお、2050年に向けては、次世代太陽光等の革新的技術の開発を進めていくが、こうした革新的技術の活用は2030年時点では限定的であり、線形の導入拡大とはならないことに留意。

※今後、太陽光を中心に「再エネ特措法（FIT/FIP）」に頼らない案件（非FIT）の形成も見込まれるが、非FIT案件であっても、適地や系統の確保等は同様に必要であることから、本資料では、再エネ特措法の活用の有無にかかわらず、新たに形成される案件について、「新規認定分」として整理

※2020年3月時点での認定量・導入量をベースとして、既稼働・未稼働を分類する

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	103.5～117.6GW (1,290～1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4～1.6GW (102～113)
水力	50.7GW (980)	48.5～49.3GW (939～981)
バイオマス	8.0GW (470)	6～7GW (394～490)
発電電力量	3,360～3,530億kWh	2,366～2,515億kWh

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2参照

1. 基本的な考え方

2. マクロフレーム

3. 省エネルギーなど

4. 電源

① 再生可能エネルギー

ー太陽光発電

ー風力

ー地熱・水力・バイオマス

ー野心的水準

5. 算定結果

【太陽光発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は56GW、②既認定未稼働の稼働は18GW（※）。
※2018年に未稼働措置の実施により容量ベースで約75%の案件について運転開始が見込まれる結果であることを踏まえ、未稼働案件の75%が稼働する前提。
- ③2030年度までの新規導入見込量は、適地の減少等を考慮すると、今後、年間認定量が更に低下する懸念もあるが、現行の対策を継続し、今後も2020年度認定量の1.5GW/年を維持・継続すると想定し、14GWとなる。（現行政策努力継続ケース）
- さらに、各省における政策の検討を踏まえ、現時点で具体化されつつある政策を最大限・確実に実施することで、12GW程度の導入が見込まれる。（政策対応強化ケース、具体的な政策は以下参照）
 - （1）改正温対法によるポジティブゾーニング（再エネ促進区域を指定して積極的な案件形成を行う取組）や自治体の計画策定に対する支援【環境省】 4.1GW
 - （2）温対法に基づく政府実行計画等に基づき、公共部門を率先して実行【環境省】 6.0GW
 - （3）空港の再エネ拠点化の推進【国交省】 2.3GW

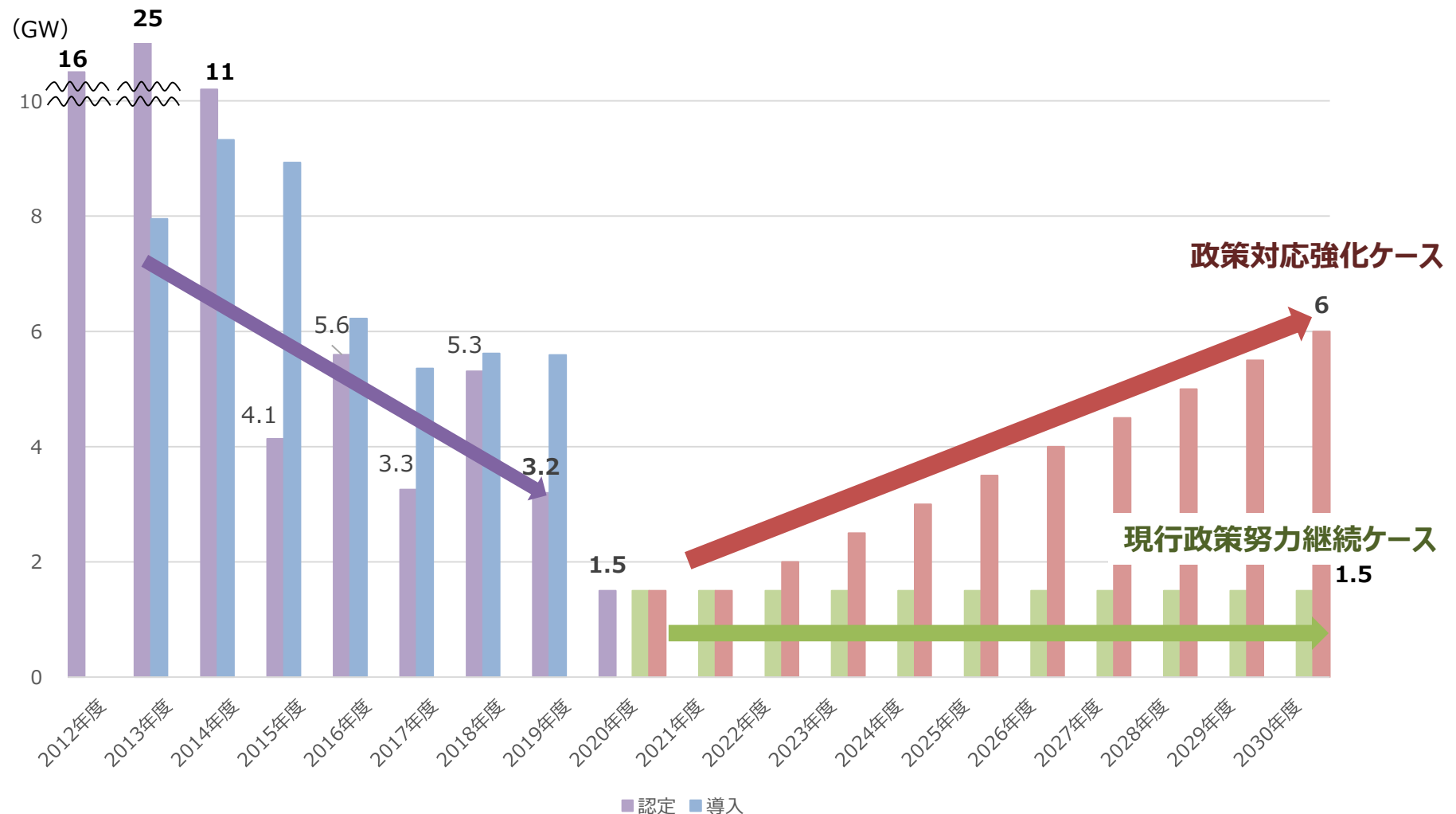
区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計（＝①＋②＋③）		H27策定時
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
地上	41.3GW	17.2GW	4.8GW	26.2GW	63.3GW	100.0GW	
屋根	14.5GW	0.8GW	9GW		24.3GW		
合計	55.8GW (690億kWh)	18.0GW (225億kWh)	13.8GW (172億kWh)	26.2GW (326億kWh)	87.6GW (1,090億kWh)	100.0GW (1,244億kWh)	64GW (749億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

政策対応強化ケースの導入イメージ

- 利潤配慮期間以降の最大規模が6GWであることや事業者団体からも6-7GW程度の産業規模を目指していくべき、という声があったことから、政策対応強化ケースでは、2030年度までに徐々に6GW規模まで回復させていくイメージ。

各年度の太陽光発電の認定量・導入量/今後のイメージ



1. 基本的な考え方

2. マクロフレーム

3. 省エネルギーなど

4. 電源

① 再生可能エネルギー

ー太陽光発電

ー風力

ー地熱・水力・バイオマス

ー野心的水準

5. 算定結果

【陸上風力発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は4.2GW、②既認定未稼働の稼働は4.8GW（※）。
※2013・14年度に開始した案件のうち、方法書手続開始以降に、FIT認定を受けることができることを踏まえると約51～70%程度の案件が稼働すると考えられ、業界団体ヒアリングでも既認定アセス案件の約68%が化等すると想定しており、約70%が稼働すると想定。
- ③新規認定分による2030年度の導入量について、今後、適地が減少し、洋上風力へのリソース投入を踏まえると、自然体で減少していくことも考えられる。
- 一方、現行政策努力を継続することで、直近3年度の平均認定量（約1.3GW）を維持していくと仮定し、リードタイム（法アセス案件8年、法アセス対象外案件4年）を踏まえると、4.4GWとなる。（現行政策努力継続ケース）
※2021年度については既に決定している入札枠を踏まえ1GWとし、2022年以降年間1.3GWペースが維持されると仮定。
- 風力発電における環境アセスメント対象の見直し等により、約2GW（約198万kW）程度の導入が見込まれる。さらに、環境省が、改正温対法に基づき、環境情報調査や地域合意形成等の自治体支援を行い、0.6GW程度の追加導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

①現時点 導入量	② FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
		努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
4.2GW (77億kWh)	4.8GW (90億kWh)	4.4GW (83億kWh)	6.9GW (132億kWh)	13.3GW (253億kWh)	15.9GW (302億kWh)	9.2GW (161億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

【洋上風力発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は0.01GW、②既認定未稼働の稼働は0.67GW（※1）。
- ③2030年度までに見込まれる新規導入量について、洋上風力産業ビジョンにおいて、「2020年度より年間100万kW程度の区域指定を10年継続」と整理。「区域指定→事業者選定→FIT認定」といった手続きやFIT認定から事業開始までのリードタイム(8年程度)（※2）を考慮すると、1.0GW程度となる。（現行政策努力継続ケース）
- さらに、選定事業者の事業立ち上げについて、国もハンズオンでサポートを実施すること等により、2030年度までに追加で1～2GW程度の導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

（※1）既認定未稼働案件が全て2030年には導入される想定。

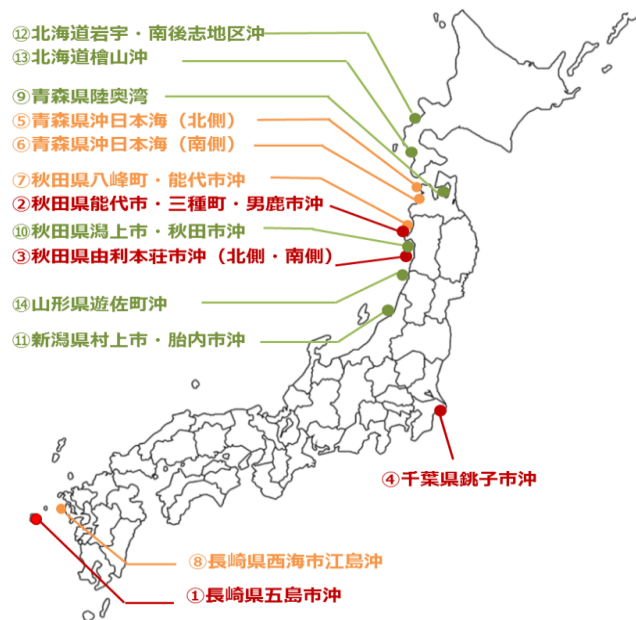
（※2）環境アセスメント（4～6年程度）及び建設作業（2～3年程度）

①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
		努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
— ※0.01GW	0.7GW (19億kWh)	1.0GW (29億kWh)	3.0GW (87億kWh)	1.7GW (49億kWh)	3.7GW (107億kWh)	0.8GW (22億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

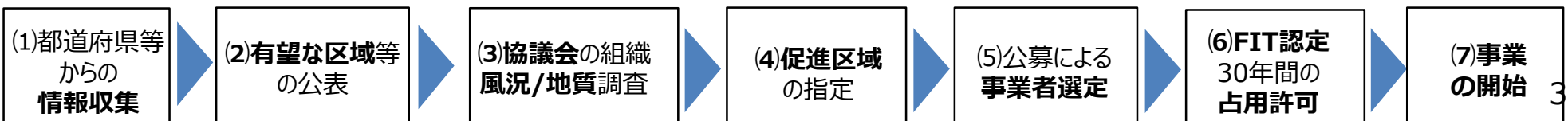
(参考) 再エネ海域利用法の施行等の状況

- 再エネ海域利用法に基づき、2019年7月に、下図①～④の区域を有望な区域として整理し、①は2019年12月、②～④は2020年7月にそれぞれ促進区域として指定。
- このうち、①は2020年12月に公募受付期間が終了し、提出された公募占用計画の審査・評価を経て、2021年6月に事業者を選定。②～④の各区域についても、2021年5月に公募受付期間が終了し、提出された公募占用計画の審査に着手。
- また、⑤～⑧の各区域は2020年7月に新たな有望な区域として整理。協議会の設置や国による風況・地質調査の準備に着手。



促進区域	
①	長崎県五島市沖
②	秋田県能代市・三種町・男鹿市沖
③	秋田県由利本荘市沖(北側・南側)
④	千葉県銚子市沖
有望な区域	
⑤	青森県沖日本海(北側)
⑥	青森県沖日本海(南側)
⑦	秋田県八峰町・能代市沖
⑧	長崎県西海市江島沖
一定の準備段階に進んでいる他の区域	
⑨	青森県陸奥湾
⑩	秋田県潟上市・秋田市沖
⑪	新潟県村上市・胎内市沖
⑫	北海道岩宇・南後志地区沖
⑬	北海道檜山沖
⑭	山形県遊佐町沖

プロセス



1. 基本的な考え方

2. マクロフレーム

3. 省エネルギーなど

4. 電源

① 再生可能エネルギー

ー太陽光発電

ー風力

ー地熱・水力・バイオマス

ー野心的水準

5. 算定結果

【地熱発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は59.3万kW（0.6GW）、②既認定未稼働の稼働は2.5万kW（※）。
- ③2030年度までに見込まれる新規導入量について、2030年度までに運転開始をする事業化判断したものは3.0万kW。この他、小規模地熱発電の導入トレンド等を踏まえると、現行政策努力を継続した場合の5.0万kWが見込まれる。（現行政策努力継続ケース）
（※）地熱発電は、事業化判断前に長期間にわたり、地元との協議、地表調査や持続的な発電可能性を評価するための探査が行われる。このため、事業化判断がなされた案件は、ほぼ確実に事業化する傾向にある。このため、既認定未稼働案件については、100%が2030年までに導入される前提。
- 今後、JOGMECによるリスクマネー供給や掘削技術開発の成果共有等の導入加速化に向けた政策強化を図ることにより、約31万kWの導入が見込まれる。また、環境省より、「地熱開発加速化プラン」が4月に公表され、更なる地熱開発を加速化することとしており、また、国立・国定公園を中心とした地表調査を21・22年度中に完了することを目指す中で、約50万kW（0.5GW）の導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
		努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
59.3万kW (28億kWh)	2.5万kW (1.2億kWh)	5.0万kW (2.3億kWh)	85.7万kW (39.6億kWh)	66.8万kW (30.4億kWh)	148万kW (68億kWh)	140～155万kW (102～113億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

【水力発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は9.8GW、②既認定未稼働の稼働は0.2GW。
※FIT認定がなされた案件は確実に事業化する傾向にあり、全て稼働する見込み
- ③2030年度までの新規導入見込量は、今後も政策努力を継続することで、直近3年度の平均認定量10万kW/年で進むと想定し、リードタイムも考慮すると、0.5GWの導入が見込まれる。（現行政策努力継続ケース）
 - 中小水力4団体調査結果として、2030年までに新設で5万kW、既設で1万kWの導入が見込まれるとの説明があったが、この数値を業界のカバー率（新規14%、既設89%）で乗じ、2030年度までの新規導入量を試算した場合、0.4GW(36.8万kW 新規：35.7kW既設：1.1万kW)となり、おおむね整合的
- さらなる水力発電の導入拡大に向けては、（1）新規開発による容量の増加、（2）既存発電の有効活用
の2つの方向性が考えられ、発電電力量の80億kWh程度の増加が見込まれる。（政策対応強化ケース）
 - （1）については、中小水力を中心に開発リスクへの対応や地域理解の促進を図っていく。
 - （2）については、既存設備と河川流量を最大限活用することにより、発電電力量の80億kWh程度の増加を見込む。
 - ・ リプレース時期に差し掛かっている大規模水力発電所の既存設備の最適化・高効率化
 - ・ 長時間流入量予測技術の活用等により、効率的な貯水池運用

区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
中小水力	9.8GW	0.2GW	0.5GW	0.5GW	10.4GW	10.4GW	10.9~11.7GW
大水力	12.8GW		—		12.8GW	12.8GW	11.6万~11.7W
揚水	27.5GW		—		27.5GW		25.9GW
合計	50GW (819億kWh)	0.2GW (10億kWh)	0.5GW (25億kWh)	0.5GW (105億kWh)	50.7GW (854億kWh)	50.7GW (934億kWh)	48.5GW~49.3GW (939億~981億kWh)

※ ①現時点導入量の合計は、電気関係報告規則に基づいた「電力調査統計」と「エネルギー総合統計」から引用。水力発電は降雨量等に起因する出水率により、各年度の発電電力量が大きく異なるため、過去10年(2010~19年度)の平均819億kWhを採用。2019年度は796億kWh、最大値は871億kWh（2015年度）

※ 合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

【バイオマス発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は4.5GW（450万kW）、②既認定未稼働の稼働は2.3GW（226.7万kW）^{（※）}。
※木質系については、業界ヒアリングにおいて、2016・17年にFIT認定量が急増した経緯等を踏まえると、約4割が運転開始見込みとの分析があった。この分析を踏まえ、既認定未稼働案件について、木質系については約4割、その他バイオマスについては100%が稼働する前提。
- ③2030年度までの新規導入見込量は、特に木質系は、原料の安定確保及び持続可能性といった課題があり、導入量が減少する可能性もある。その中で、政策努力を継続することにより、2020年度の6.5万kWペースの維持が可能であると想定すると、0.5GW（45.7万kW）の導入が見込まれる。（現行政策努力継続ケース）
- 燃料安定調達及び持続可能性の確保といった課題に対して、森林・林業基本計画の改定等による国産木質バイオマス利活用の拡大や、バイオマス燃料の持続可能性確保に向けた政策を進めることにより、木質系についても、継続的な導入を期待することが可能となり、8万kWの導入が見込まれる。また、環境省が実施する廃棄物エネルギーの有効活用支援により、0.7GWの追加導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働案件		合計 (=①+②+③)		H27策定時
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
木質系 ※	184万kW	211万kW	31万kW	39万kW	426万kW	434万kW	335~461万kW
メタン発酵 ガス	6万kW	2万kW	9万kW		18万kW		16万kW
一般廃棄 物その他バ イオマス	30万kW	14万kW	6万kW	76万kW	49万kW	120万kW	124万kW
FIT前 導入量	230万kW						127万kW
合計	4.5GW (262億kWh)	2.3GW (135億kWh)	0.5GW (27億kWh)	1.2GW (67億kWh)	7.2GW (431億kWh)	8GW (471億kWh)	6~7.3GW (394~490億kWh)

※ 未利用間伐材、一般木材等、建設資材廃棄物。合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

1. 基本的な考え方

2. マクロフレーム

3. 省エネルギーなど

4. 電源

① 再生可能エネルギー

ー太陽光発電

ー風力

ー地熱・水力・バイオマス

ー野心的水準

5. 算定結果

野心的水準

- 足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、240～410億kWh程度の追加導入を見込む。

（【】内は中心となって施策の検討を進める省庁）

具体施策	導入見込容量（発電電力量）
＜政府として目標設定しているものや具体施策により、具体的な導入量が見込まれるもの（240億kWh程度）＞	
① 系統増強等を通じた風力の導入拡大【経済産業省】	陸上風力：2.0GW（40億kWh程度） 洋上風力：2.0GW（60億kWh程度）
② 新築住宅への施策強化【経済産業省、国土交通省、環境省】	太陽光：3.5GW（40億kWh程度）
③ 地熱・水力における現行ミックスの達成に向けた施策強化	地熱（50億kWh程度） 水力（50億kWh程度）
＜今後、官民が一体となって達成を目指していくもの（～170億kWh程度）＞	
④ 地域共生型再エネ導入の推進【環境省・農林水産省】	太陽光：4.1GW（50億kWh程度） ※風力、地熱、水力、バイオマスも含まれる
⑤ 民間企業による自家消費促進【環境省】	太陽光：10.0GW（120億kWh程度）

(参考) 再エネ大量導入小委員会での議論経過

- 総合資源エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会にて、2030年再エネ比率につき高い目標／試算を公表した団体（同友会、JCLP、自然エネルギー財団等）、再エネ発電事業者、環境省を含む各省庁等から再エネ拡大実現のための方策、現下の導入実態を集中的にヒアリング。
- 2030年の再エネ導入量を最大限上積みしていくため、(1) 地域との共生、(2) 系統制約、(3) コスト・国民負担 といった課題に対する考え方や、これら課題を克服していくための方策等について、議論を実施。

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 開催状況

- | | | | |
|------|---|------|--|
| 3/1 | ■ 今後の再生可能エネルギー政策について | 3/16 | ■ 2030年に向けた再エネ導入可能性について
経済同友会、JCLP |
| 3/8 | ■ 2030年に向けた太陽光発電/再エネの導入可能性：
自然エネルギー財団、電力中央研究所、
日本太陽光発電協会、
環境省 ※温対法、ポテンシャルについて | | ■ 太陽光発電の導入可能性について
国交省、PVプランナー協会 |
| 3/12 | ■ 太陽光発電事業者の実態について：
REASP（再生可能エネルギー長期安定電源推進協会）、
自然電力、パシフィックエナジー、
千葉エコ・エネルギー株式会社 | 3/22 | ■ 2030年に向けた3電源の導入可能性について
バイオマス発電事業者協会、日本有機資源協会、
木質バイオマスエネルギー協会、日本地熱協会、
日本全国小水力利用推進協議会 |
| 3/15 | ■ 2030年に向けた風力発電の導入可能性について：
自然エネルギー財団、電力中央研究所、
日本風力発電協会
■ 太陽光発電の導入可能性について
農水省 ※農山漁村再エネ法、営農型太陽光発電について | 4/7 | ■ 2030年に向けた取組について
電気事業連合会

■ 2030年の再生可能エネルギー政策について
2030年の再エネ導入見込み量を提示 |
| | | 7/6 | ■ 2030年の再エネ導入促進施策等について
国交省、農水省、環境省 |

1. 基本的な考え方
2. マクロフレーム
3. 省エネルギーなど
- 4. 電源**
 - ① 再生可能エネルギー
 - ② 原子力**
 - ③ 火力
 - ④ 系統ネットワーク
5. 算定結果

2030年に向けた原子力の考え方

- 東京電力福島第一原子力発電所事故への真摯な反省が原子力政策の出発点。
- CO2の排出削減に貢献する電源として、いかなる事情よりも安全性を全てに優先させ、国民の懸念の解消に全力を挙げる前提の下、原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進める。国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るよう取り組む。
- こうした方針の下、電源構成ではこれまでのエネルギーミックスで示した20～22%程度を見込む。

原子力エネルギーの特性

特性

① 安定供給 (Energy Security)	<ul style="list-style-type: none">● 優れた安定供給性と効率性（燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる準国産エネルギー源）+ 高い技術自給率（国内にサプライチェーンを維持）+ レジリエンス向上への貢献（回転電源としての価値、太平洋側・日本海側に分散立地）
② 経済効率性 (Economic Efficiency)	<ul style="list-style-type: none">● 運転コストが低廉● 燃料価格変動の影響を受けにくい（数年にわたって国内保有量だけで運転可能）
③ 環境適合 (Environment)	<ul style="list-style-type: none">● 運転時にCO2を排出しない● ライフサイクルCO2排出量が少ない

原子力発電所の現状

2021年8月30日時点

- エネルギーミックスの実現に向け、設備利用率の向上や40年超運転も含め、安全確保を大前提として、地元の理解を得ながら再稼働を進める。

**再稼働
10基**

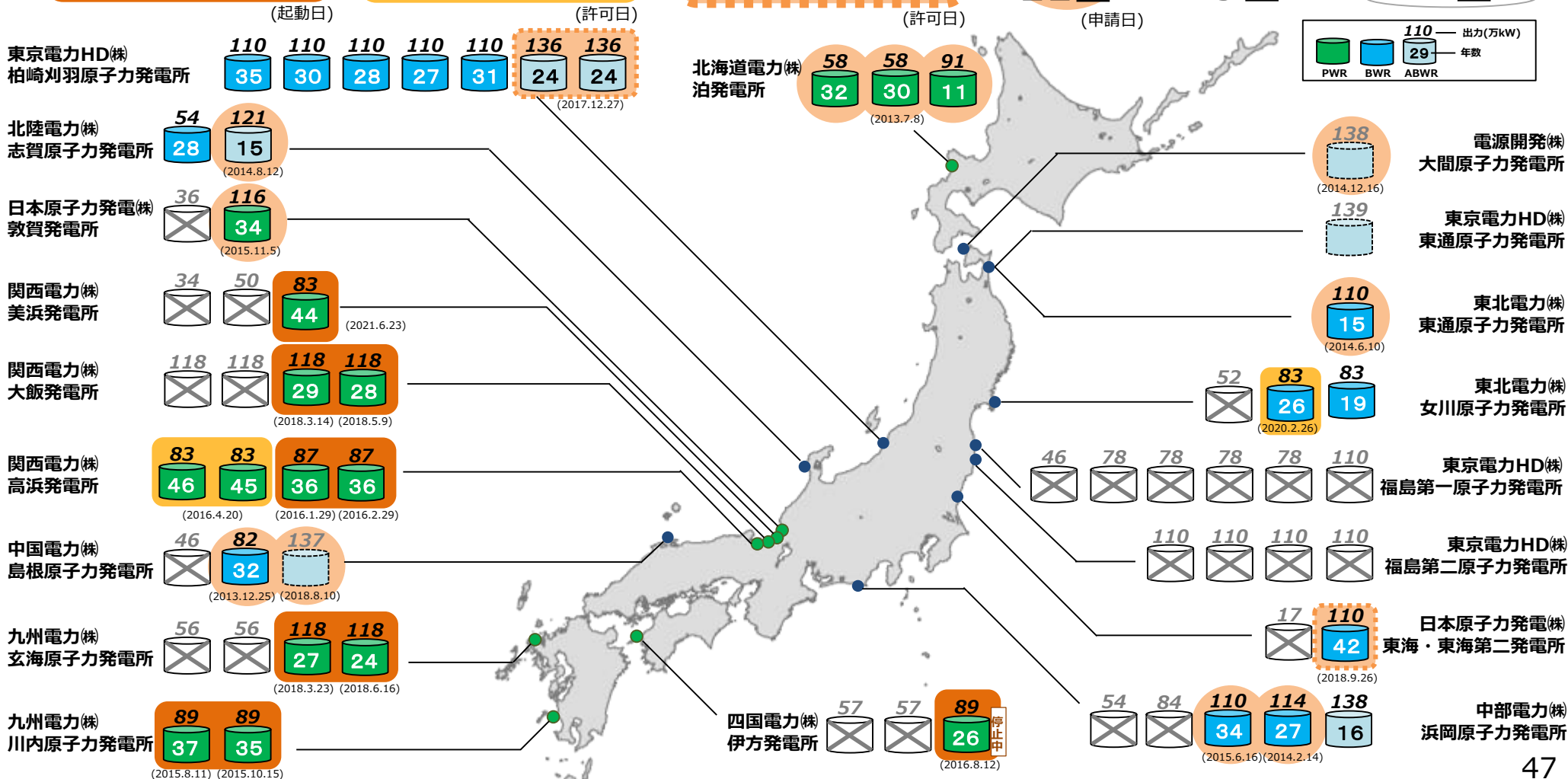
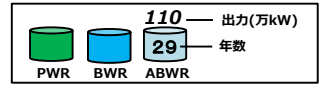
**設置変更許可+理解表明
3基**

**設置変更許可
3基**

**新規制基準
審査中
11基**

**未申請
9基**

**廃炉
24基**



原子力発電所の現状（ケーススタディ）

	設備利用率70%	設備利用率80%
再稼働 10基	約610億kWh	約700億kWh
設置変更許可+理解表明 3基	約150億kWh	約170億kWh
設置変更許可 3基	約230億kWh	約270億kWh
新規制基準 審査中 11基	約700億kWh	約800億kWh
未申請 9基	約590億kWh	約670億kWh

主な個別地点の状況（許可審査済）

設置変更許可済＋地元理解表明：3基

東北電力 女川原子力発電所2号機（BWR）

- **安全対策**: 原子炉設置変更許可済（2020年2月）、工事完了予定は2022年度中
- **防災対策**: 緊急時対応を策定（2020年6月）
- **地元理解**: 宮城県、女川町、石巻市が、再稼働に対する理解表明（2020年11月）

関西電力 高浜発電所1・2号機（PWR） ※いずれも40年超運転

- **安全対策**: 1号機の安全対策工事は完了、2号機は工事中。
1・2号機ともに特重施設の工事中。
- **防災対策**: 高浜地域の緊急時対応を策定（2015年12月）・改訂（2020年7月）
- **地元理解**: 高浜町が、再稼働に対する理解表明（2021年2月）
福井県が、再稼働に対する理解表明（2021年4月）

設置変更許可済：3基

東京電力 柏崎刈羽原子力発電所6・7号機（ABWR）

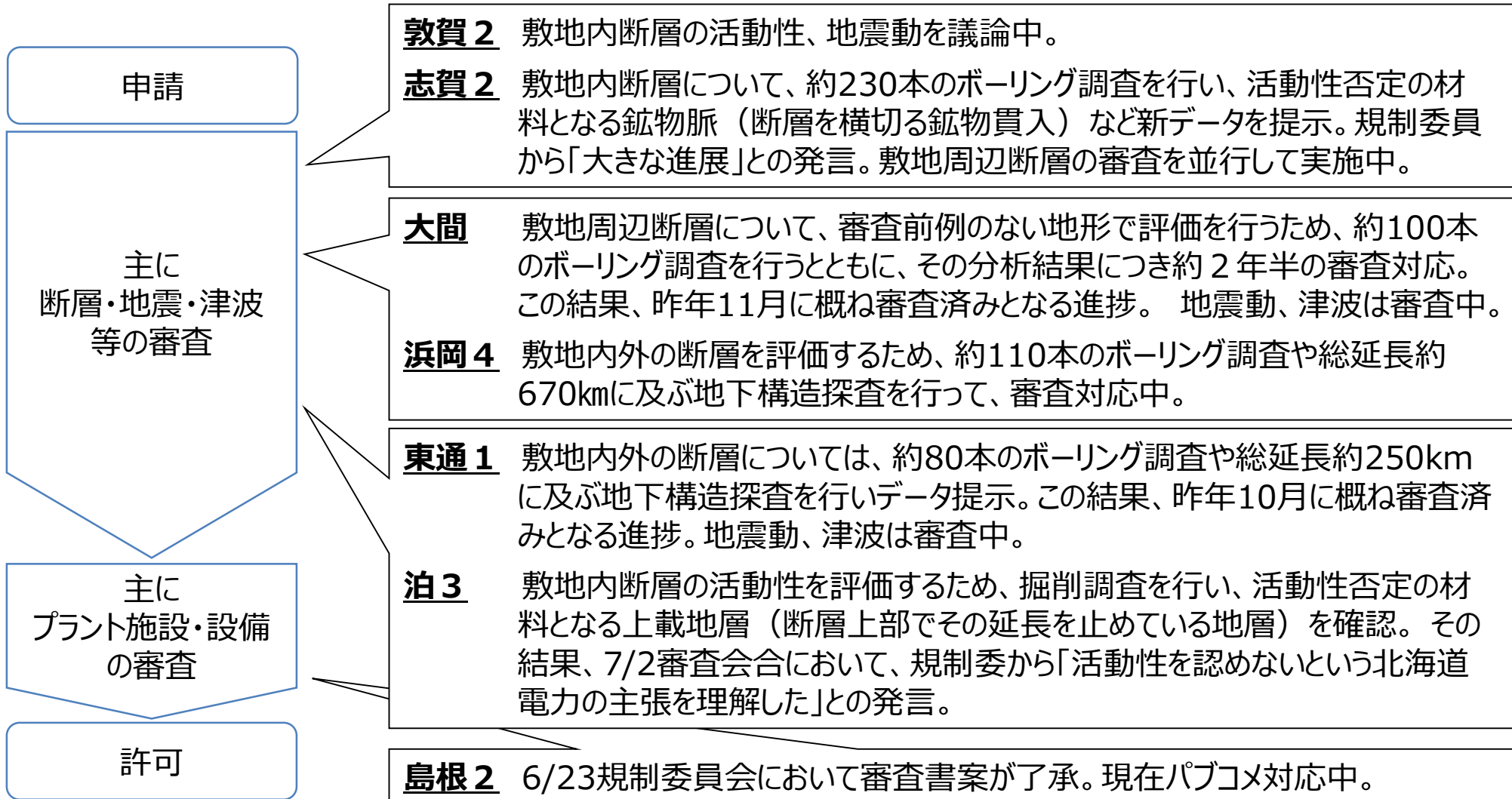
- **安全対策**: 7号機の安全審査は終了したものの、核物質防護設備の機能の一部喪失事案等について、規制庁による検査等に対応中
- **防災対策**: 緊急時対応を地域協議会で検討中、住民参加の実働訓練を実施（2020年10月）に加え、個別訓練を複数回実施

日本原電 東海第二発電所（BWR） ※40年超運転

- **安全対策**: 設置変更許可、工事計画認可済（2018年10月）。工事完了予定は2022年12月
- **防災対策**: 緊急時対応は地域協議会で検討中

主な個別地点の状況（許可審査中）

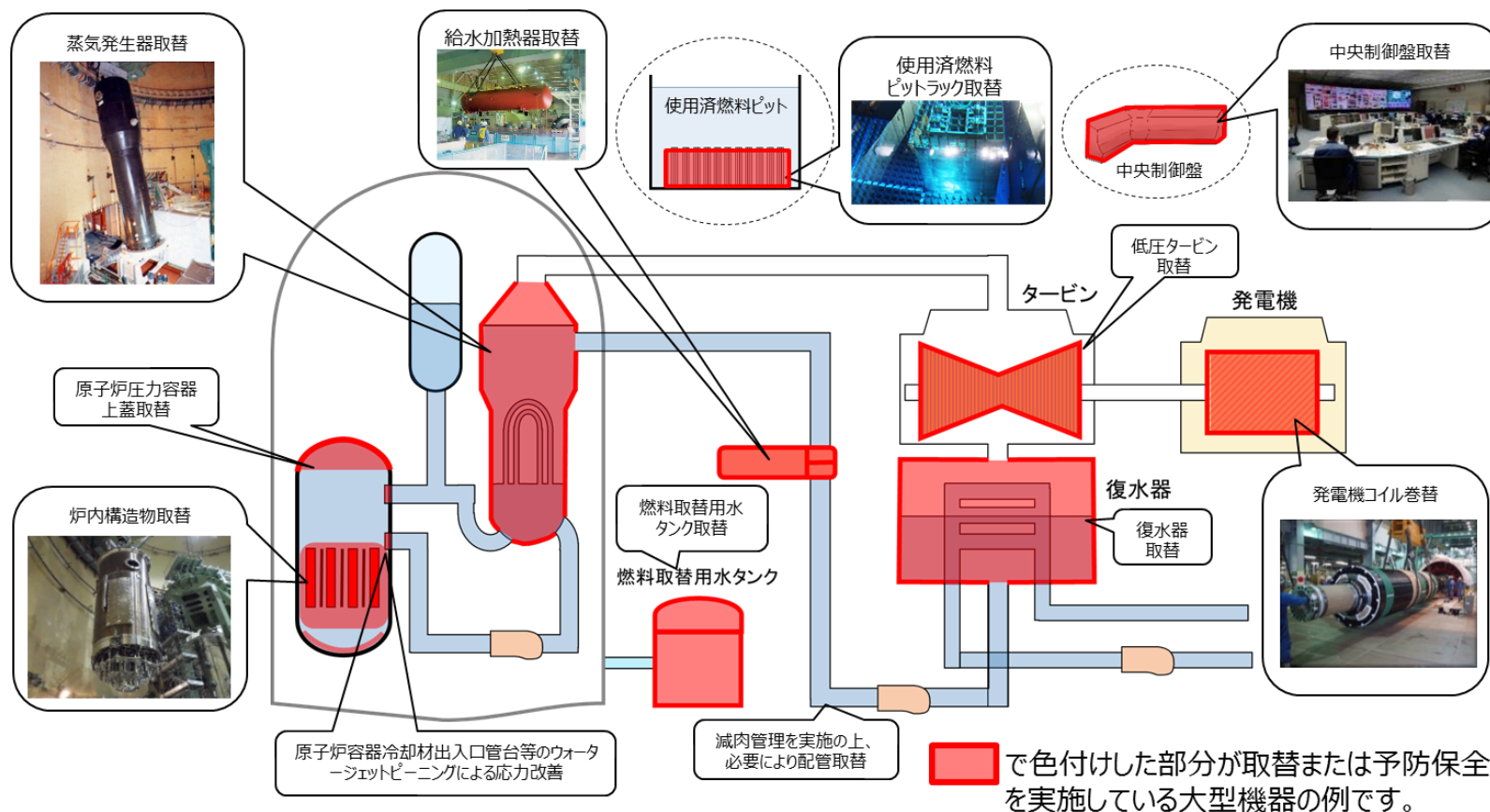
- 審査中11基のうち、7基が断層等地質・地震動・津波等の審査、1基が施設の審査で進展中。昨年来、島根2号機のプラント審査が進む一方、地盤側でも多くのサイトで進展あり。



(参考) 事業者による安全対策の例①

- 事業者は、再稼働に備え、安全性向上に向けた大規模な投資を行い、地震・津波等への対応能力強化やシビアアクシデント対応のため、耐震補強や安全設備の追加を実施。
- 更に、長期運転を安全に進めるため、各設備のメンテナンスに加え、新技術の導入や経年劣化への予防保全、耐震性向上等のため、大型機器を含め取替を実施。

原子力発電所の大型機器の取替（美浜3号機の例）



(参考) 事業者による安全対策の例②

- 自然現象の想定と対策を大幅に強化するとともに、電源の多重化・多様化など、様々なシビアアクシデント対策を実施。

津波対策

(東北電力 女川原子力発電所の例)

想定される津波高さを引き上げ

<震災前>

13.6m

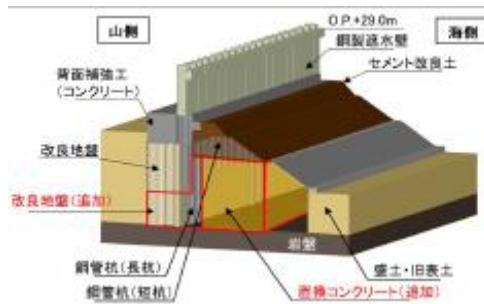
<震災後>

23.1m

対策例



- 海抜29mの防潮堤設置。
- 防潮堤の沈下防止・安定性向上のため、地盤改良等を実施。



電源確保の強化

(東京電力 柏崎刈羽原子力発電所の例)

<発電所外部からの受電>

送電ルートは
1回線以上を要求

<交流電源設備>

非常用ディーゼル発電機

<非常用直流電源設備>

蓄電池 8時間分

<発電所外部からの受電>

独立した2回線以上の
送電ルートを要求

<交流電源設備>

非常用ディーゼル発電機
電源車・ガスタービン発電機車
他号機からの電源融通

<非常用直流電源設備>

蓄電池 24時間分
可搬型蓄電池

強化
(赤字部分)



ガスタービン発電機車



電源車

(1) 新規制基準対応の強化

○ 「再稼働加速タスクフォース」の立ち上げ

- これまでも事業者間での審査情報の共有や人材交流を通じた審査対応能力の向上、専門的な知見を要する論点について外部機関の活用といった取組を進めてきたが、こうした取組の更なる拡充の観点から、新たに「再稼働加速タスクフォース」を立ち上げ
- 具体的には、審査中プラントの審査対応での連携強化に加え、再稼働前に必要となる使用前検査、再稼働前の準備にもスコープを拡げ、各フェーズに応じた業界大での取組を拡充し、再稼働に向けた取組を後押ししていく

(2) 防災体制の拡充

○ 避難計画の策定・不断の改善

- 避難計画の策定はもちろん、策定後も訓練の実施による内容の検証や、新型コロナウイルス感染症等の新たな課題も踏まえ、順次見直しを検討し、不断の改善を図っていく
- 災害時に迅速な被災者支援体制を構築する観点から、原子力災害対策マニュアルを改訂し、「原子力被災者生活支援チーム」の設置タイミングを前倒し

○ 災害時の事業者による支援人員の大幅拡充

- 万が一の原子力災害時における事業者間の支援人員を大幅に拡充（派遣人員：300人→3,000人）し、住民避難の円滑化に取り組んでいく

(3) 地域に寄り添った地元理解の取組

○ 事業者による地元との信頼関係の構築に向けた取組

- 事業者自らが、地域の方々と、エネルギー事情や安全対策等に関する少人数での意見交換会や小中学生に対するエネルギー教育の実施など、日頃から顔の見える理解活動の取組を実施

○ エネルギー政策における原子力の意義等の説明

- 地元からのご要望等を踏まえ、自治体が主催する説明会や議会等に関係省庁が出席し、安全審査や避難計画、原子力を含めたエネルギー政策を丁寧に説明
- 立地地域はもちろん、消費地での幅広い理解を得るため、全国での説明会等を開催し、原子力の意義等について説明

- 設備利用率向上の方策としては、①定期検査の効率的実施、②運転サイクルの長期化、がある。いずれも、米国をはじめ海外では実施例があり、日本でも、事業者や規制当局において、過去に実施方策を検討した事例がある。
- こうした国内外の検討も参考としつつ、新規制基準を踏まえた上で、安全性を確保しつつ設備利用率向上を図る具体的方策の検討を、官民一体で開始することが必要。検討にあたっては、事業者が、規制当局との積極的な情報共有、意見交換を行うことが必要。

①定期検査の効率的実施

- 新規制基準施行後の定期検査期間は、平均約90日（特重建設や訴訟による停止を伴う場合を除く）。
- 米国では、より短い実施例もある。日本とは、設備構成が異なる場合もあるなど単純な比較は難しいものの、各検査の周期や実施時期等で違いがみられる。
- こうした国内外の事例を、検査項目毎に丁寧に分析し、安全性を確保しつつ、効率的に実施する具体的方策を検討。

<検討項目例>

- 各事業者のベストプラクティスの集約、水平展開
- 日本より定期検査期間が短い海外事例の分析
- 運転中保全による作業平準化の必要性、有効性検討
- 新規制基準との関係整理 等

②運転サイクルの長期化

- 定期検査の間隔については、法令上、3つの区分（13ヵ月以内、18ヵ月以内、24ヵ月以内）が規定。現在、国内全ての炉は13ヵ月以内に区分。
- この区分変更の実現に向け、まずは産業界において、安全性を確保しつつ長期サイクル運転を行う具体的方策を検討。

<検討項目例>

- 過去の国、事業者、研究機関等の検討成果の分析
- 各設備の検査・点検間隔や、燃料効率の確保など、実運用上の課題整理
- 新規制基準との関係整理
- 技術的課題の洗い出し 等

長期運転に向けた継続的な安全性追求

- 安定的な長期運転のため、新規制基準を満たして延長認可を受けた後も、事業者自らが、また産業界大で、継続的に安全性向上を追求していくことが必要。
- トラブル等対策と横展開について、従来からJANSIが行う、国内外の情報収集・共有の仕組みに加え、技術的検討を要する課題について、ATENAが中心となり、メーカーや研究機関を含めて産業界大での詳細分析と、得られた知見の横展開を進める。
- 加えて、長期運転に対応した保全活動の充実に向け、照射脆化等に係る継続的なデータ・知見の拡充、規格等への反映についても、官民一体で取り組んでいくことが必要。

トラブル等対策の横展開強化

- トラブル等対策のうち、特に技術的検討の深掘りを要する課題について、ATENAが中心となり、メーカーや研究機関を含め産業界大の体制を構築し、原因分析と対策検討を実施。
- その成果を事業者間で横展開し、対策を促すすることで、同種事象に予兆の段階で早期対応。

<対象事象の例>

大飯3号機の一次系配管溶接部の亀裂

- 昨年8月に、大飯3号機の加圧器スプレイ系配管の溶接部で、定期検査中に亀裂が発見。
- 同様の事象はこれまで確認されていない。詳細分析と検査・メンテナンスの在り方等を、ATENAが中心に実施予定。

保全充実に向けたデータ拡充、規格等への反映

<照射脆化に関する継続的なデータ蓄積>

- 例えば、原子炉圧力容器における中性子照射脆化について、国内外の運転データの蓄積を反映し、試験、評価、将来予測の手法を継続的に改善し、点検やメンテナンスに反映。
- 並行して規格への反映、規制当局とのエンドース議論も検討。

<海外最新知見を踏まえた劣化評価技術の高度化>

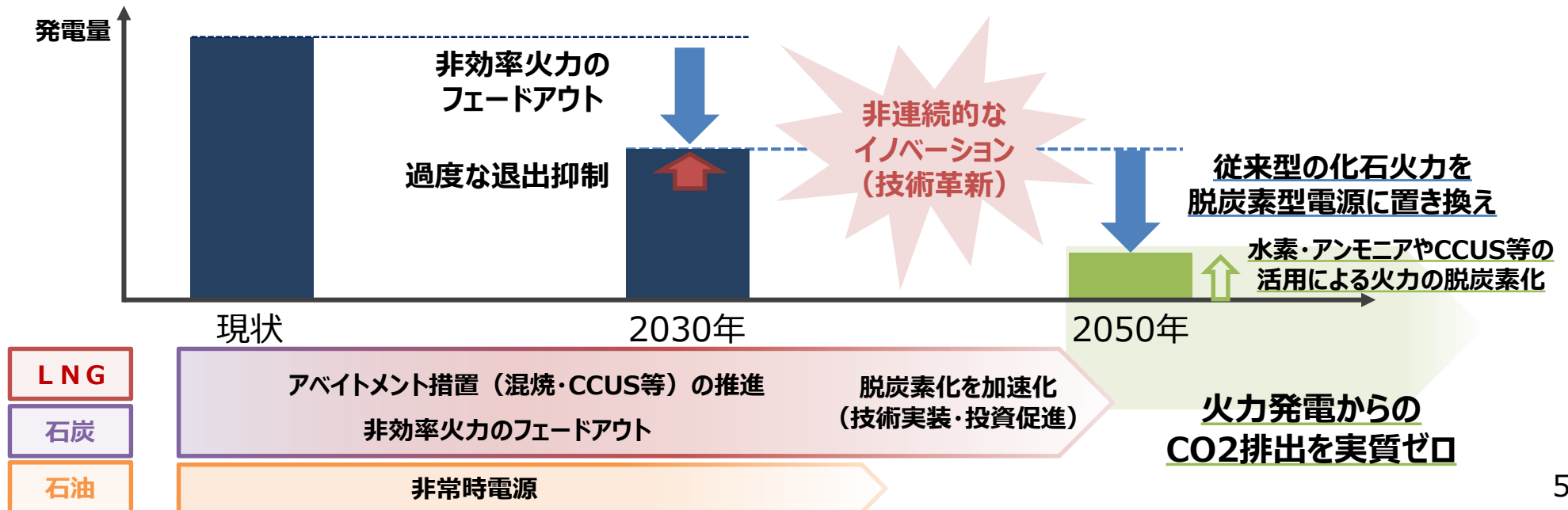
- 米国での80年運転認可時の審査内容や、OECD/NEAのSMILEプロジェクト等、海外での長期運転に関する最新知見を踏まえ、長期運転において、新たに着目すべき事象の有無を分析。
- 劣化評価の技術課題を整理し、対応策を検討。

1. 基本的な考え方
2. マクロフレーム
3. 省エネルギーなど
- 4. 電源**
 - ① 再生可能エネルギー
 - ② 原子力
 - ③ 火力**
 - ④ 系統ネットワーク
5. 算定結果

火力発電に関する基本的な考え方

- 脱炭素の世界的な潮流の中、2030年に向けて、非化石電源の導入状況も踏まえながら、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことが基本。
- その際、火力は震災以降の電力の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であり、また再エネの更なる導入拡大が進む中で、当面は再エネの変動性を補う調整力・供給力として必要であり、過度な退出抑制など安定供給を大前提に進めていく。
- こうした方針の下、エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持し、LNG火力は20%程度、石炭火力は19%程度、石油火力等は最後の砦として必要最小限の2%程度を見込む。
- また、2050年カーボンニュートラルに向けて、従来型の化石火力が果たしてきた機能を脱炭素型電源に置き換えていくことが必要。このため、火力の脱炭素化の取組を加速度的に促進。

火力の脱炭素化に向けたイメージ

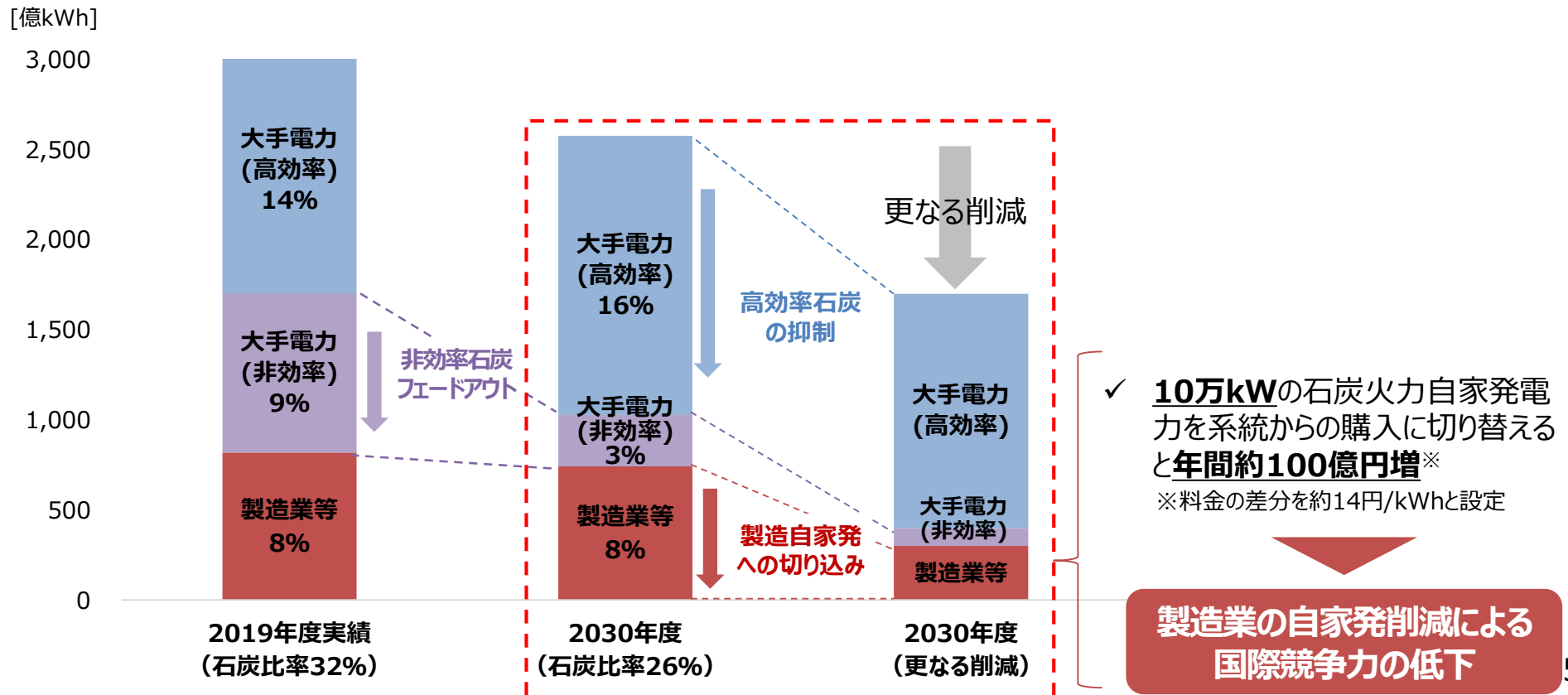


石炭火力の更なる削減に向けた基本的な考え方

- 足元の石炭比率は32%。省エネ法の規制強化（最新鋭のUSC水準の発電効率目標43%への引上げ等）などにより2030年に向けて非効率石炭火力のフェードアウトを着実に進め、現行のエネルギーミックスにおける26%まで引き下げることとしている。
- 26%には建設中の石炭火力9基も含まれる中、更に石炭火力比率を見直す場合は安定供給の課題に加え、製造業への影響の課題があり、20%台前半への引下げも相当の困難を伴うが、2030年度に向けて最大限引き下げる。

※立地地域における電力供給体制の状況など、地域特性に応じた配慮も必要。

石炭火力の更なる引き下げの方向性



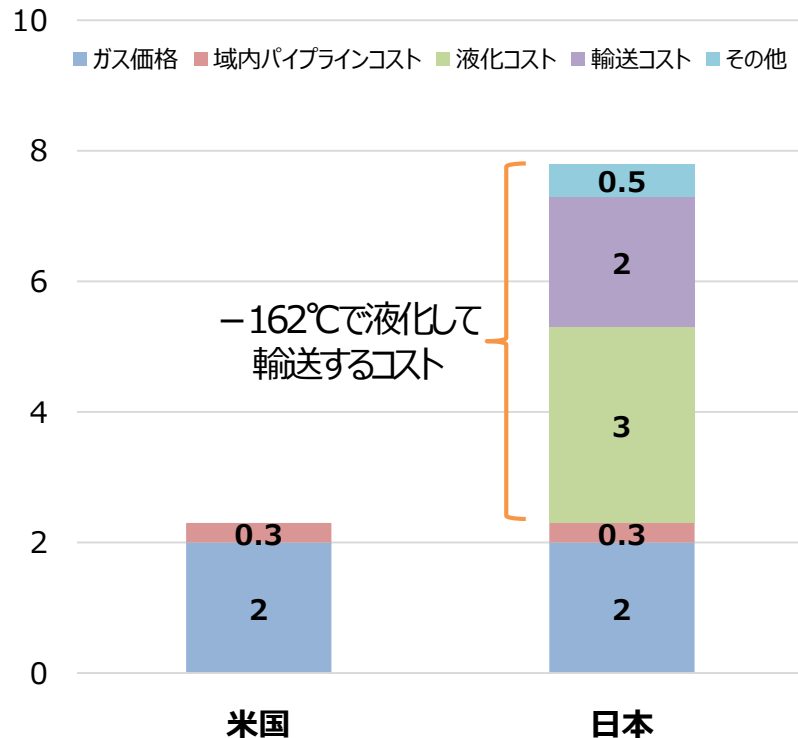
(参考) 火力発電のガス偏重のリスク

- 欧米は、ガスが気体のままパイプラインで流通しており、ガス火力が経済合理的。一方、日本はガスの液化や輸送にコストが掛かることもあり、限界費用ベースでは石炭火力の方が経済合理的。ガス火力は環境対応・セキュリティの観点で活用。
- 石炭火力からの過度なガス火力へのシフトは、①燃料の必要量が確保できないリスク、②LNGスポット価格の上昇リスクがある。S+3Eの適切なポートフォリオを組む必要がある。

欧米との比較

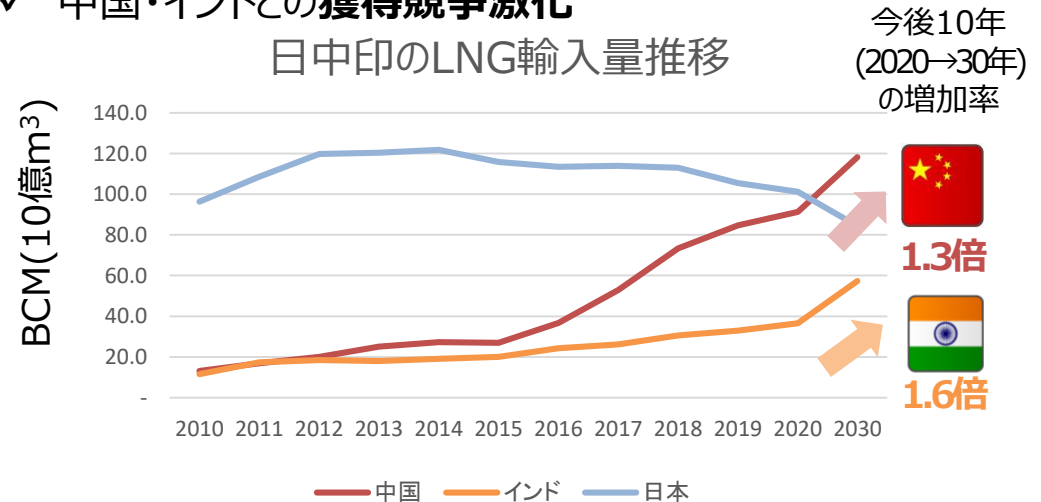
- ✓ 欧米は、**気体のままパイプラインで流通**
- ✓ 日本は、**液化・輸送コスト**が追加で発生

[ドル/MMBtu]



①必要量の確保が難航するリスク

- ✓ 中国・インドとの**獲得競争激化**



- ✓ **在庫貯蔵**には**冷却設備が必要** (コスト増)
- ✓ 備蓄しても**1年程度で気化** (石炭は雨ざらし保管可能)

②LNGスポット価格上昇リスク

- ✓ 長期契約は油価連動、スポットは中国等の需要で変動※

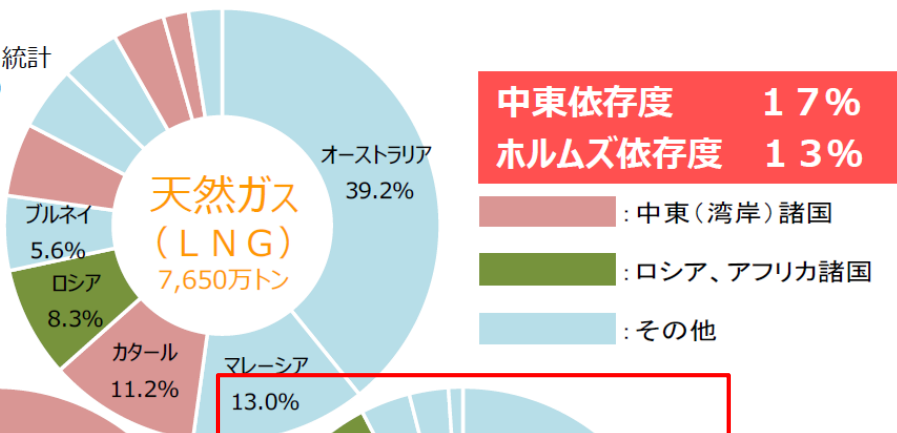
※ 2020冬の需要増の際、33ドル/MMBtuまで急騰(2020年4月は、2ドル/MMBtu)

(参考) 石炭の安定供給性・備蓄性

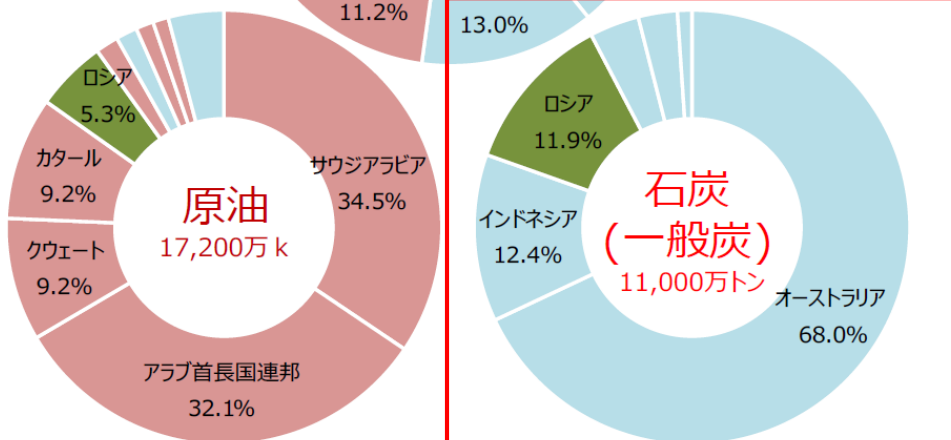
- 石炭は中東依存度が0%であるとともに、豪州、インドネシア、ロシアなど、近距離かつ海洋のチョークポイントを通過せずに調達可能であり、地政学的リスクが低い。
- また、石炭は常温で固体であり気化することがなく、他の燃料と比較して爆発の危険性も低いことから、野積みも可能であるなど保管が容易。国内備蓄量は1ヶ月ほどあり、自然発火対策など適切な管理を行う事で備蓄性を確保し、レジリエンス向上に貢献可能。

燃料の地政学的リスク

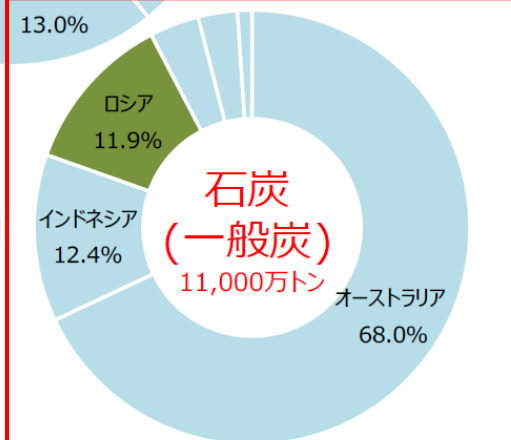
出典：財務省 貿易統計
(2019年度実績)



中東依存度 17%
ホルムズ依存度 13%



中東依存度 89%
ホルムズ依存度 87%



中東依存度 0%
ホルムズ依存度 0%

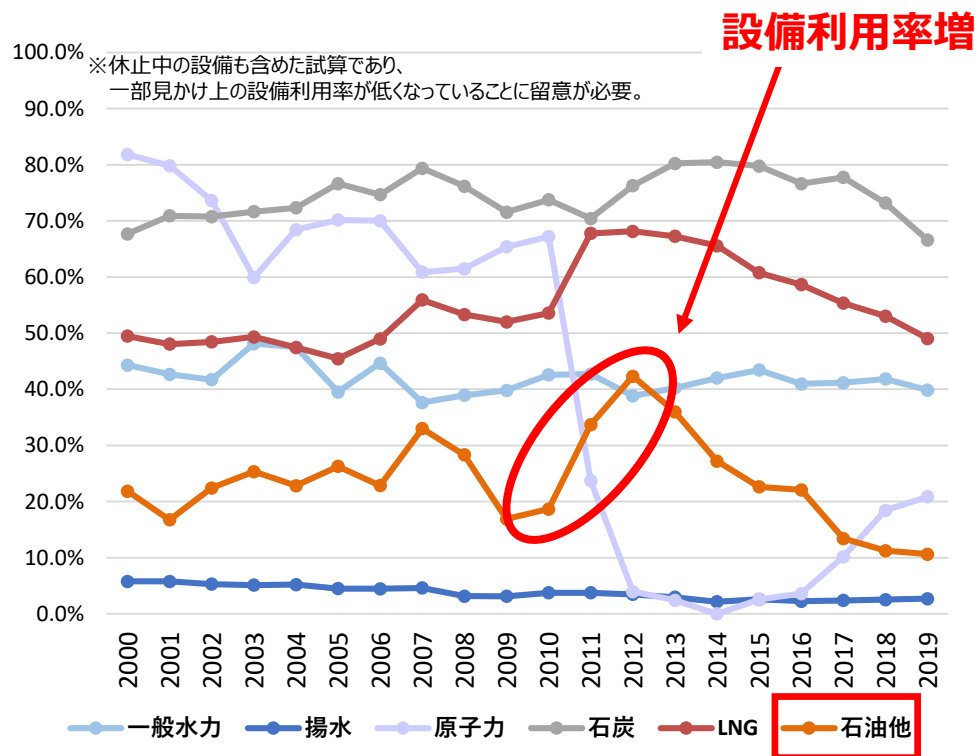
燃料の備蓄性

燃種	一般的な在庫日数	特徴
石炭	約30日分	常温で固体であり、保管が容易。
LNG	約10~20日分 ※電力会社の日数、ガス会社は20~30日分	常温で気体であり、保管が難しい。
石油	約200日分	常温で液体であり、保管が容易。

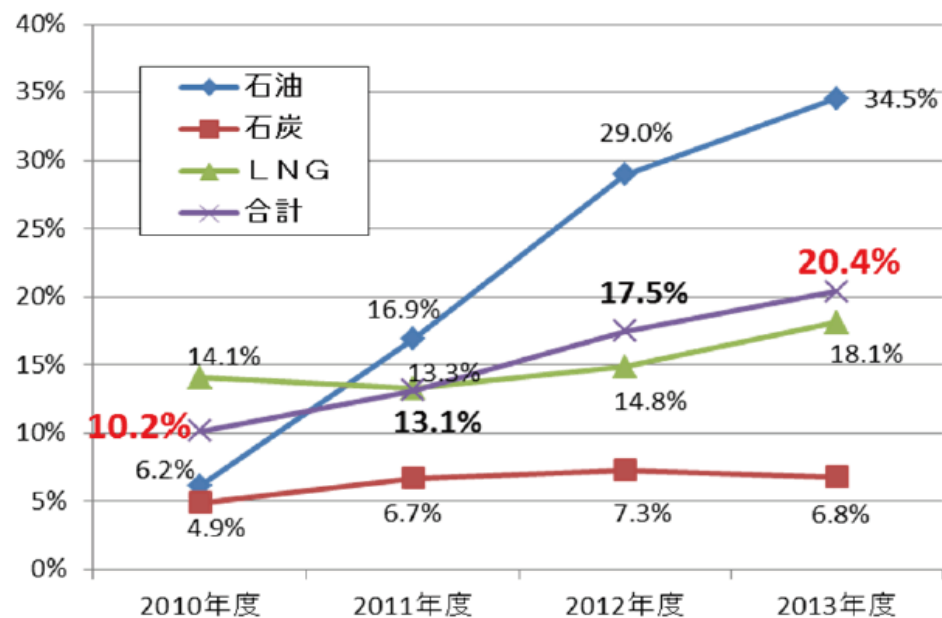
(参考) 東日本大震災後の供給力不足を補った石油火力

- 東日本大震災以降、原子力が稼働停止する中、長期停止させていた石油火力をはじめとする火力の再稼働を含め、火力の稼働増等によって電力供給力を確保。
- 石油火力の常時の設備利用率は10～20%程度であったが、東日本大震災直後の2012年度、2013年度において、老朽火力割合が大きくなっている石油火力を緊急設置（設備利用率：20%⇒40%）することで供給力を確保した。

設備利用率の推移



老朽火力の割合の推移 (kWベース)



出典：左図2000～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2017年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成
右図資源エネルギー庁「エネルギー白書2014」

2030年時点の水素・アンモニア発電の規模感

- 2030年までに水素、アンモニアの商用の国際サプライチェーンが構築され、水素、アンモニア発電が一定程度開始すると仮定して、発電量を機械的に計算すると以下のとおりとなるため、電源構成の1%程度を見込む。

水素発電の発電電力量試算

- A 水素調達量：30万トン（2030年） ※国際水素サプライチェーンから発電部門への供給量
- B 発熱量（HHV）：142MJ/kg
- C 発電効率：57%（水素専焼火力の熱効率）
- D 総発電量 = $A \times B \times C = 67$ 億kWh（2030年）

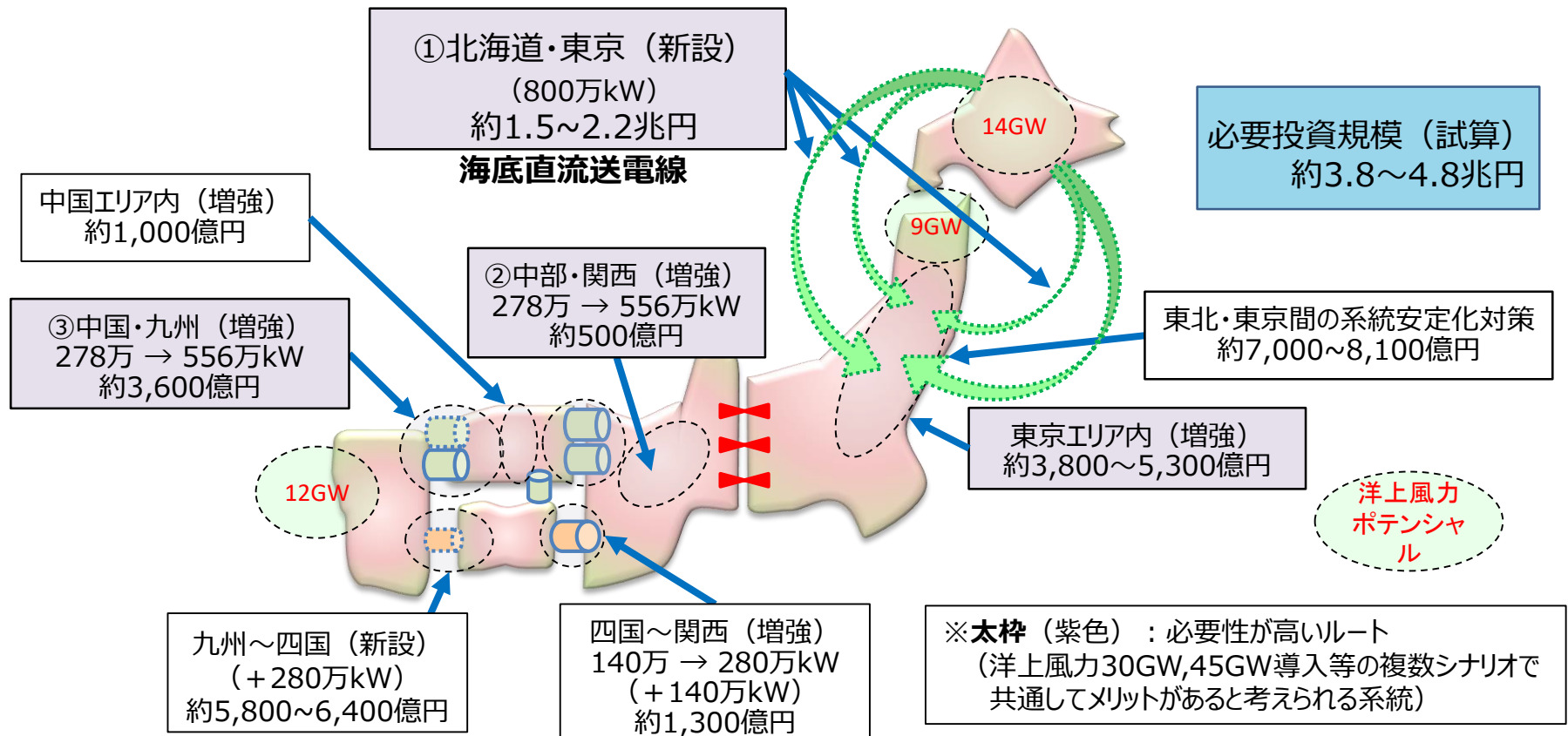
アンモニア発電の発電電力量試算

- A アンモニア調達量：300万トン（2030年） ※国際アンモニアサプライチェーンから発電部門への供給量
- B 発熱量（HHV）：22.5MJ/kg
- C 発電効率：43.5%（アンモニア混焼火力の熱効率）
- D 総発電量 = $A \times B \times C = 82$ 億kWh（2030年）

1. 基本的な考え方
2. マクロフレーム
3. 省エネルギーなど
- 4. 電源**
 - ① 再生可能エネルギー
 - ② 原子力
 - ③ 火力
 - ④ 系統ネットワーク**
5. 算定結果

- 再エネ主力電源化に向けて、系統制約を克服する取組は重要。
- 再エネポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系システムの形成を計画的に進めるため、マスタープランの中間整理を2021年5月にとりまとめた。新たなエネルギーミックス等をベースに、2022年度中を目途に完成を目指す。
- 北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討。

マスタープランの中間整理（電源偏在シナリオ45GWの例）



2030年に向けた分散型エネルギーリソース（蓄電池、アグリゲーター、マイクログリッド）の取組の方向性

- 分散型エネルギーリソース（DER）の役割は、従来のピークカットや自家消費等に加えて、供給力や調整力等への活用に拡大が期待されるも、現状の活用は限定的。
- そのため、DERの一層の導入促進と、その価値を適切に評価する制度・市場整備を両輪で進める。また、DERを束ね制御するアグリゲーターの育成を促進する。

	現状・課題	方向性
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭用蓄電システムは世界最大級の市場規模。今後は、再エネの更なる導入促進の観点から一層の導入が期待 ● 他方、他国と比してコストは高止まり ● 系統用蓄電池は電気事業での位置づけが不明確 	<ul style="list-style-type: none"> ● 蓄電池の目標価格や導入見通しの設定、EV電池の転用促進、製造設備への投資促進等 ● 系統用蓄電システムの法的位置付等の整理 ● 蓄電池（EV含む）を活用した新たなビジネスモデルの実証等の促進
アグリゲーター	<ul style="list-style-type: none"> ● 現状、需要抑制によるDRのみが実用化。DRの一層の活用が必要 ● DERの制御や再エネの予測技術等が未確立 ● 2022年度より「特定卸供給事業者」として、電事法上にアグリゲーターを位置づけ 	<ul style="list-style-type: none"> ● 今後順次開設される需給調整市場等においてDER（蓄電池、需要リソース等）が調整力や供給力として評価されるよう、市場環境を整備 ● FIP制度を見据え、再エネアグリゲーション事業の実証を推進 ● DERを用いた上げDRによる再エネ出力制御の回避、系統混雑の緩和への貢献を促進
マイクログリッド	<ul style="list-style-type: none"> ● レジリエンス、地域活性化の観点でも重要だが、経済性等に課題。 	<ul style="list-style-type: none"> ● マイクログリッド構築に向けた基盤技術の構築、事業性の改善、関係者間調整の円滑化に取り組む。

系統運用の見直し

- 系統の増強には一定程度の時間を要することから、系統の増強と平行しながら既存系統を最大限に活用する必要がある。このため、再エネの導入拡大に向けて、系統の運用ルールの見直しを進めている。

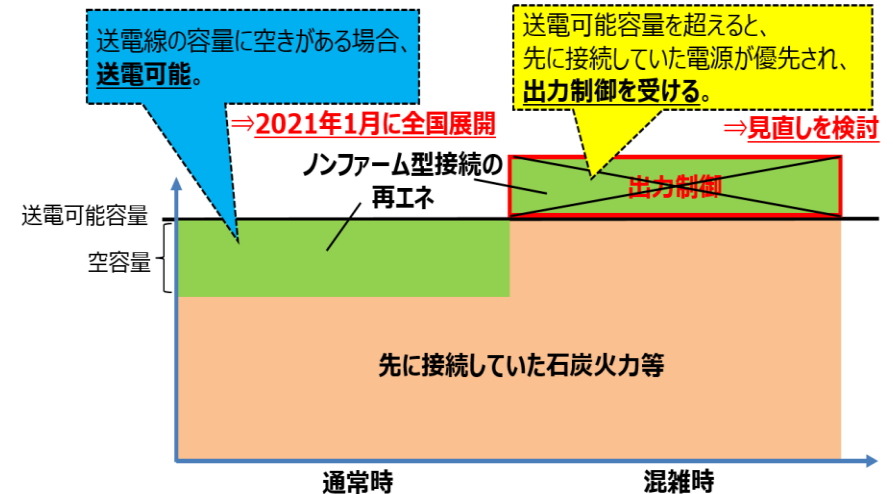
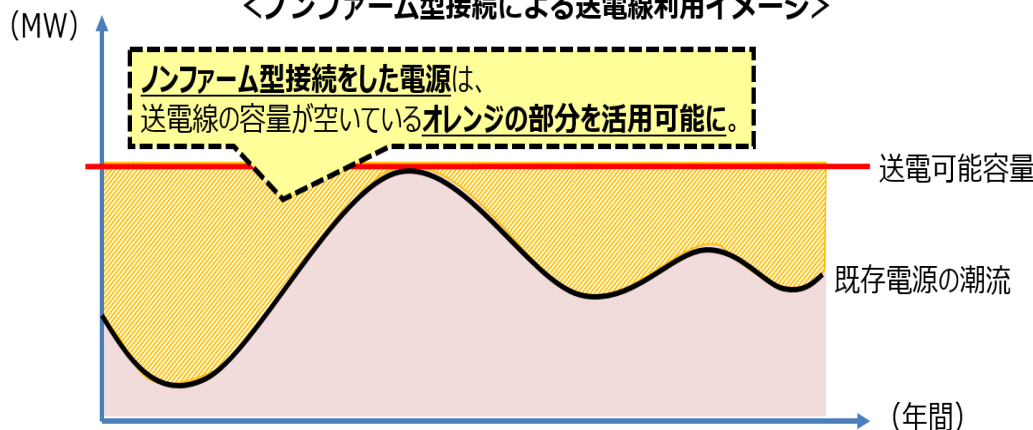
ノンファーム型接続の運用拡大

- 再エネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進める方策の1つとして、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において、**送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」の受付を開始した。**
- 今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系統などについても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく必要があるため、**2022年度末頃を目途にノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指して検討を進める。**
- また、配電系統への適用については、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース（DER）を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、適用範囲の拡大を検討していく。

送電線混雑時の出力制御、先着優先ルールの見直し

- 送電線の容量制約により、接続されているすべての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、後から接続したものを先に制御することとなっている（先着優先ルール）。
- 他方、先着優先ルールの下では、ノンファーム型接続をした再エネより、従前から接続されている石炭火力等が優先されるため、**送電線混雑時に、CO2排出や燃料費の無い再エネが、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進める。**
- 市場を活用する新たな仕組みへの将来的な移行を見据えながら、**当面は、S+3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式を2022年中に開始予定。**

＜ノンファーム型接続による送電線利用イメージ＞



1. 基本的な考え方
2. マクロフレーム
3. 省エネルギーなど
4. 電源
5. **算定結果**

エネルギー需要・一次エネルギー供給

エネルギー需要

一次エネルギー供給

363百万kl



2013年度

省エネの野心的な深掘り
62百万kl程度
(対策前比▲18%程度)

(2013→2030)
経済成長 1.4%/年
人口 0.6%減
旅客輸送量 2%減

280百万kl



2030年度

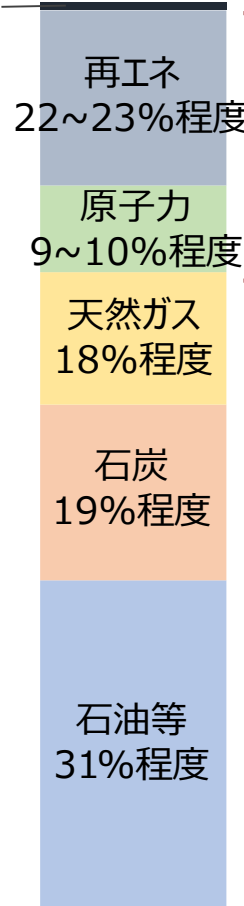
326百万kl



2030年度
(H27策定時)

水素・アンモニア
1%程度

430百万kl



2030年度

自給率
30%程度

489百万kl



2030年度
(H27策定時)

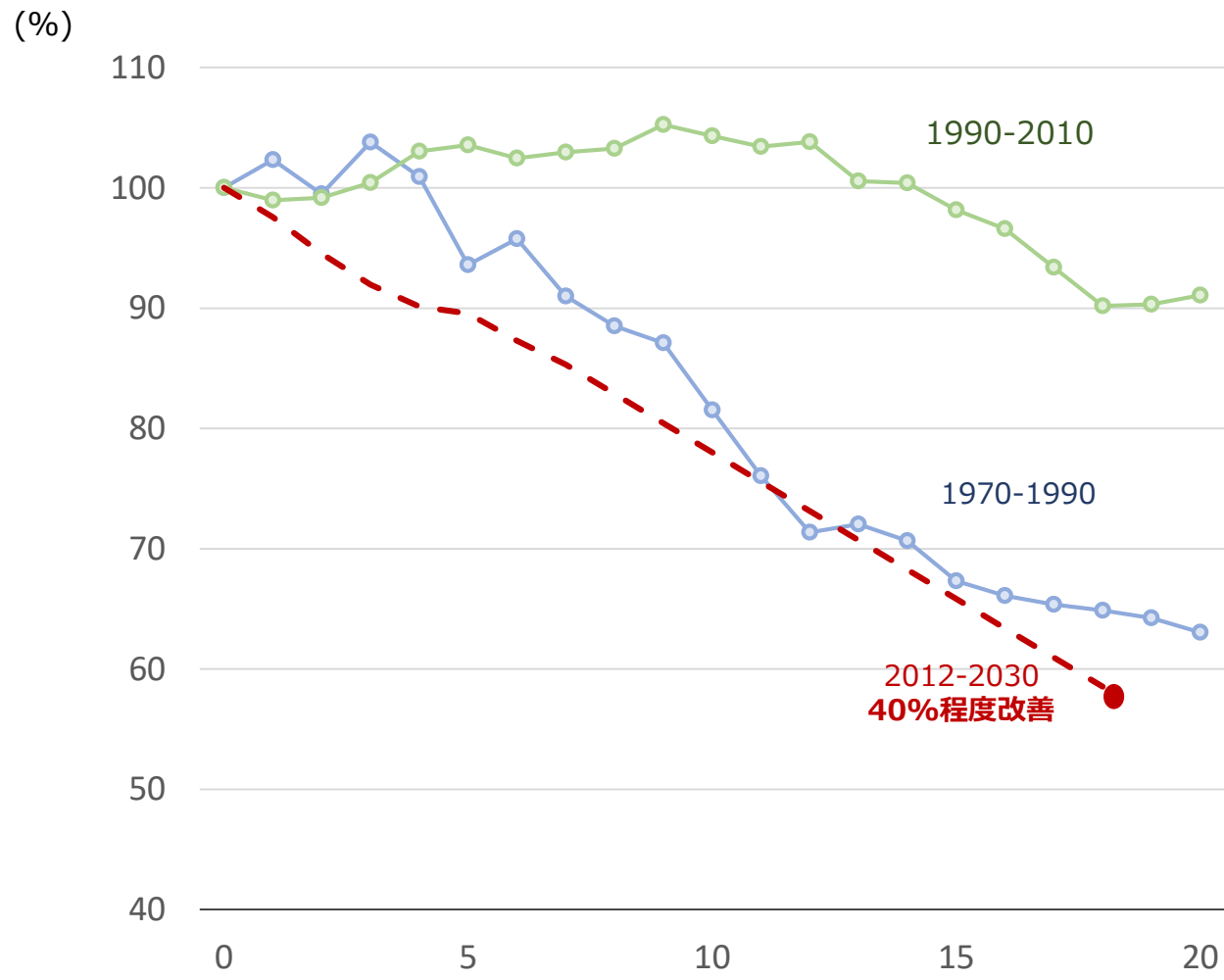
自給率
24.3%程度

※ 再エネには、未活用エネルギーが含まれる
 ※ 自給率は総合エネルギー統計ベースでは31%程度、IEAベースでは30%程度となる
 ※ H27以降、総合エネルギー統計は改訂されており、2030年度推計の出発点としての2013年度実績値が異なるため、単純比較は出来ない点に留意

エネルギー消費効率

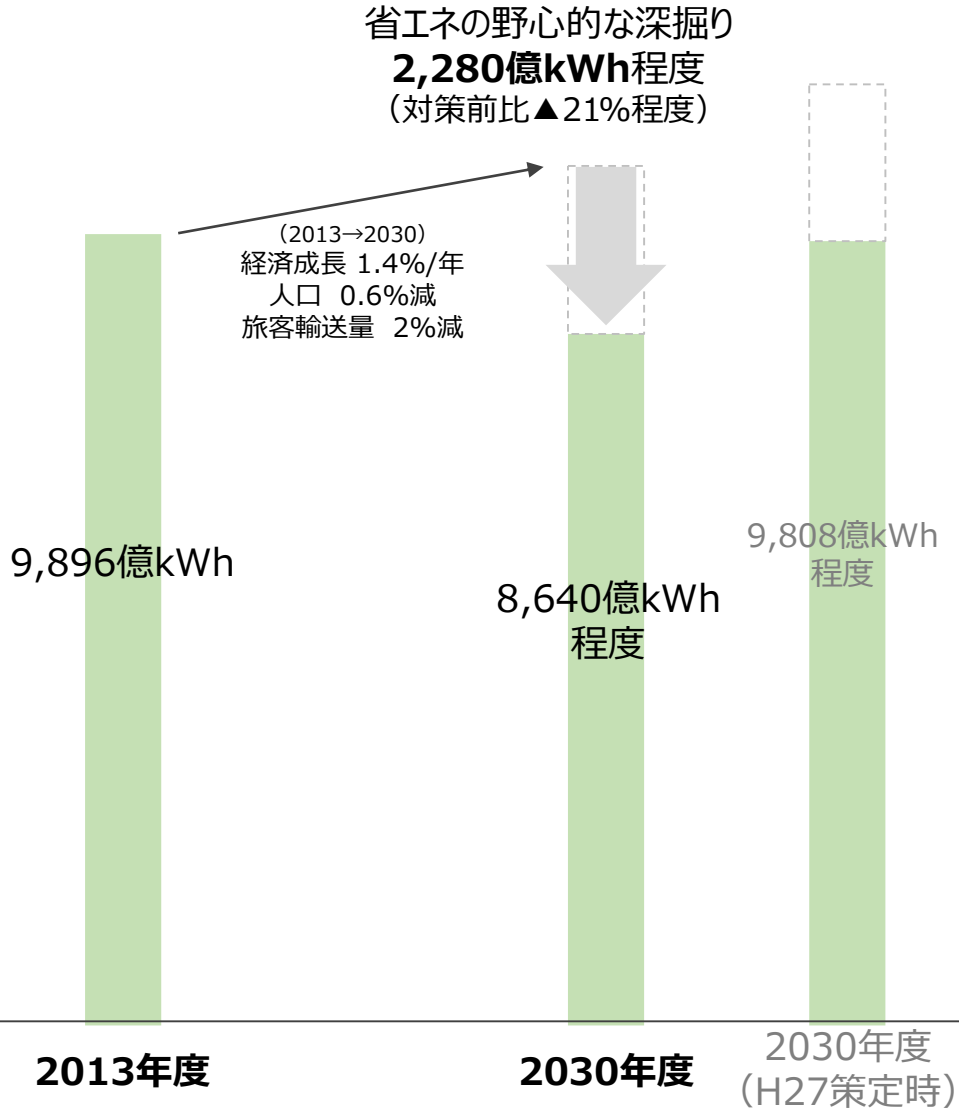
- H27策定時のエネルギーミックスにおいては、省エネルギー対策を徹底して進める結果、エネルギー効率は石油危機後と同程度であった。
- 野心的な省エネルギーの深掘りを目指した結果、石油危機後を上回るエネルギー消費効率となる。

エネルギー効率の改善

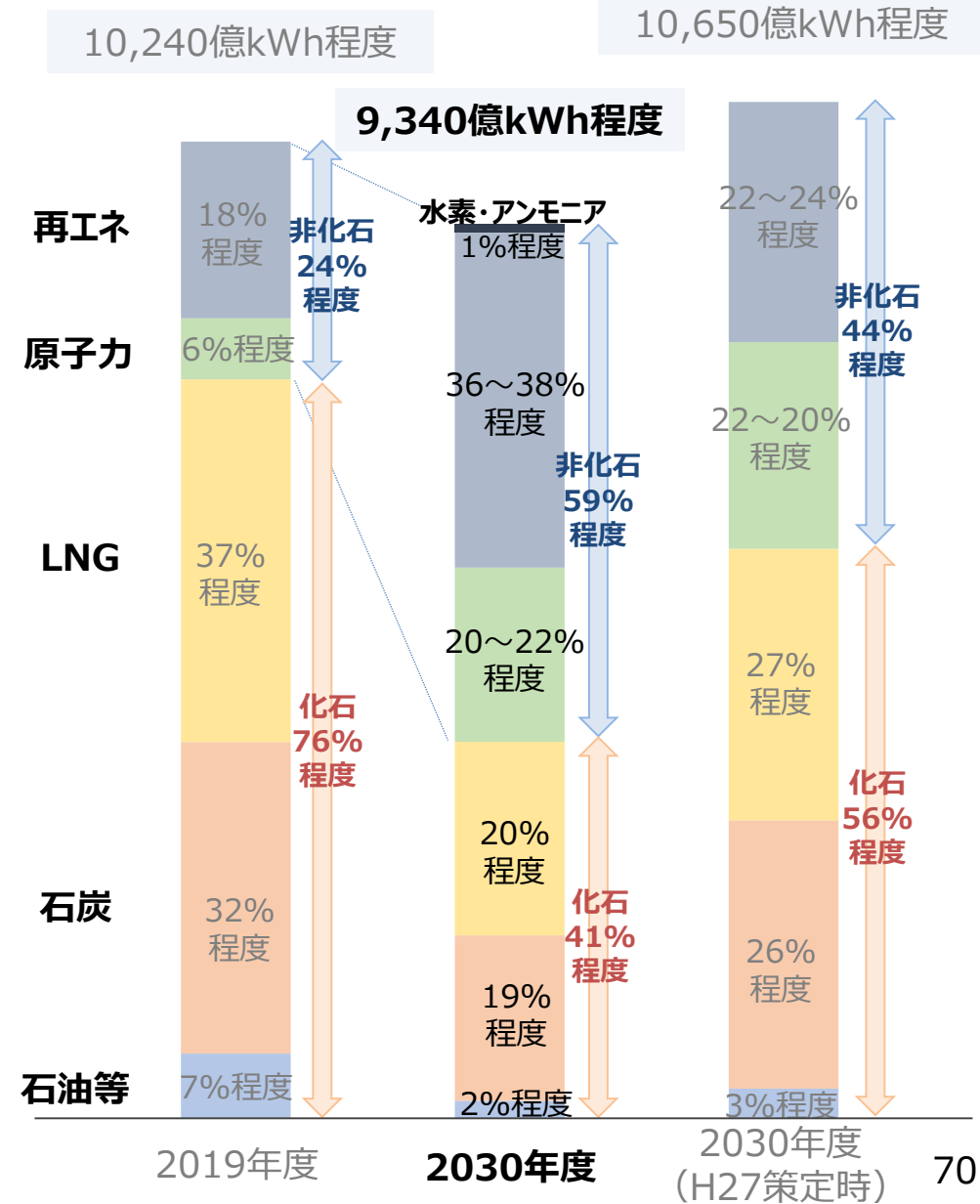


電力需要・電源構成

電力需要



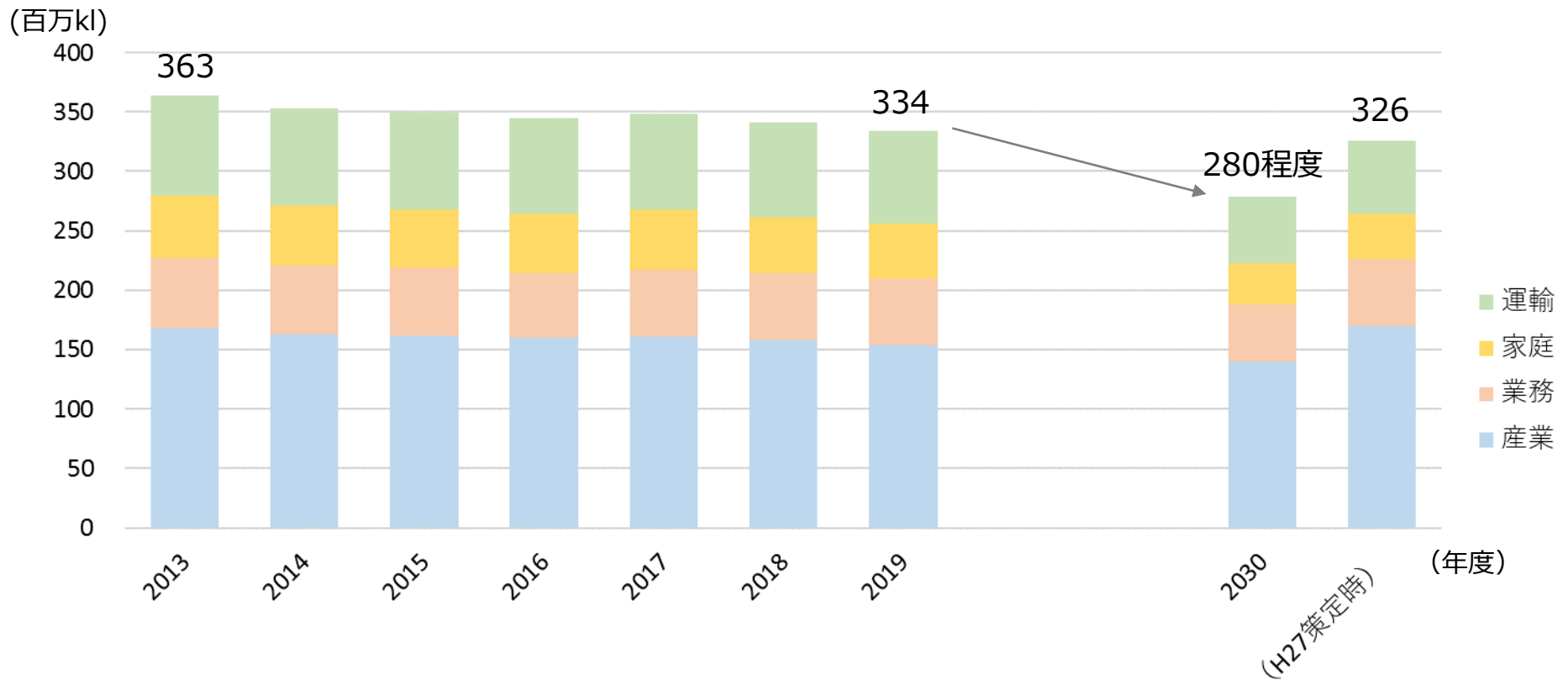
電源構成



最終エネルギー消費

[百万kl]	2013年度		2030年度 (省エネ前)		2030年度 (省エネ後)	
	消費量	割合	消費量	割合	消費量	割合
産業	168	46%	150	45%	140	50%
業務	59	16%	70	19%	50	18%
家庭	53	15%	50	13%	30	12%
運輸	83	23%	80	23%	60	20%
合計	363	100%	350	100%	280	100%

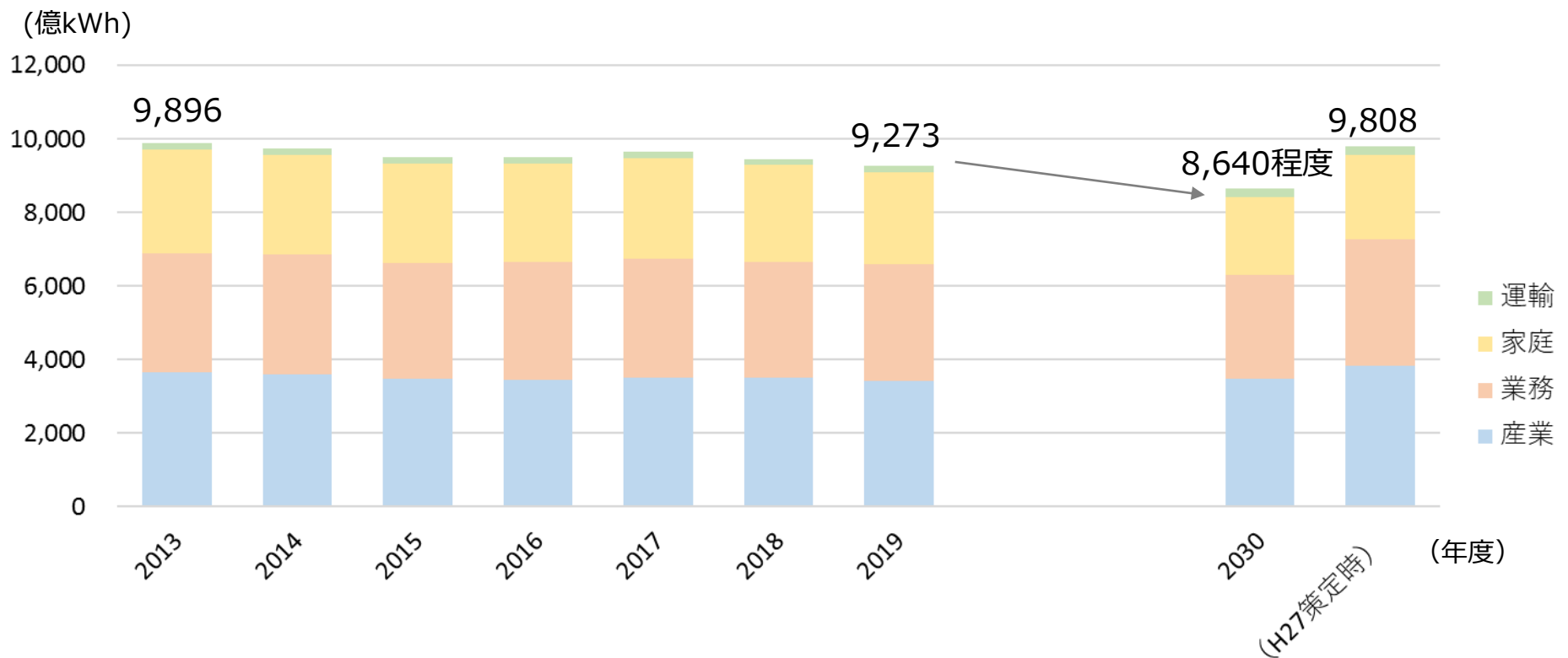
※2030年度の数値は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある



電力需要

[億kWh]	2013年度		2030年度 (省エネ前)		2030年度 (省エネ後)	
産業	3,646	37%	3,870	35%	3,310	38%
業務	3,239	33%	3,990	37%	3,000	35%
家庭	2,834	29%	2,880	26%	2,110	24%
運輸	177	2%	190	2%	230	3%
合計	9,896	100%	10,920	100%	8,640	100%

※2030年度の数値は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある



2030年度の発電電力量・電源構成

[億kWh]	発電電力量	電源構成
石油等	190	2%
石炭	1,780	19%
L N G	1,870	20%
原子力	1,880~2,060	20~22%
再エネ	3,360~3,530	36~38%
水素・アンモニア	90	1%
合計	9,340	100%

※数値は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

[億kWh]	発電電力量	電源構成
太陽光	1,290~1,460	14%~16%
風力	510	5%
地熱	110	1%
水力	980	11%
バイオマス	470	5%

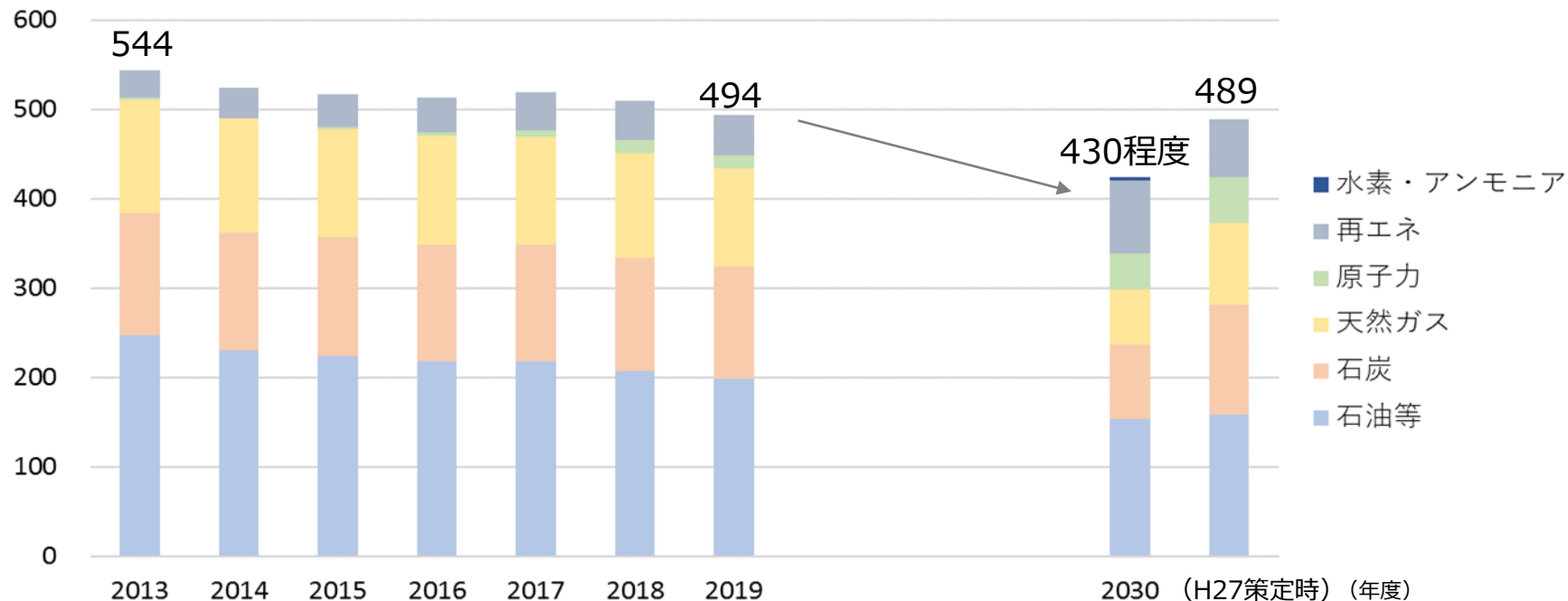
※数値は概数。

一次エネルギー供給

[百万kl]	2013年度		2030年度	
石油等	233	43%	130	31%
石炭	137	25%	80	19%
天然ガス	127	23%	80	18%
原子力	2	0%	40	9~10%
再エネ	46	8%	100	22~23%
水素・アンモニア	0	0%	2	1%
合計	544	100%	430	100%

※2030年度の数值は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

(百万kl)



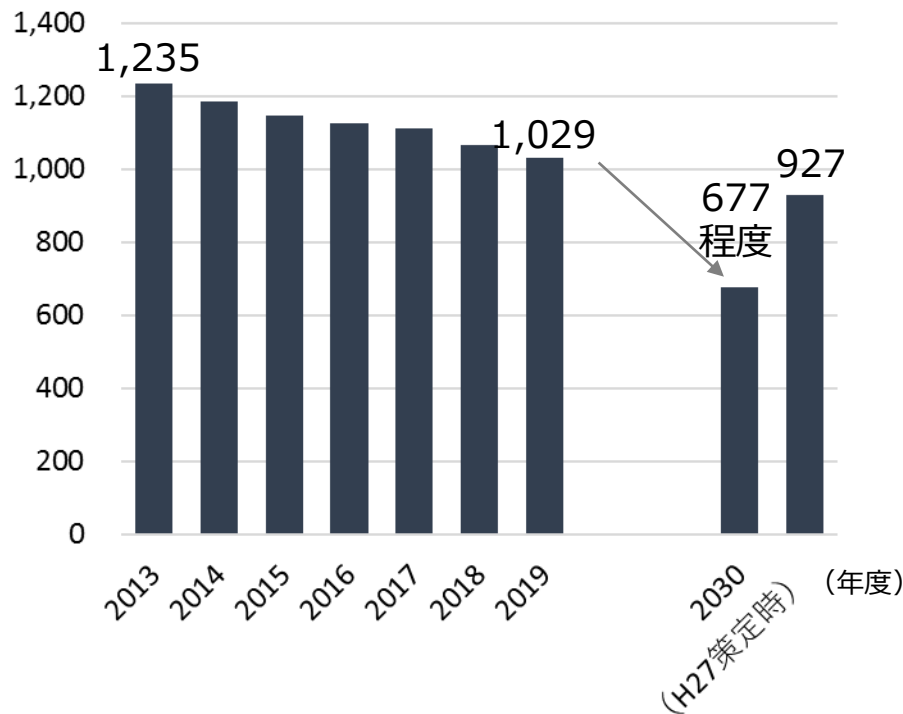
※ 再エネには、未活用エネルギーが含まれる

エネルギー起源CO2排出量

エネルギー起源CO2排出量

[百万t-CO2]	2013年度	2030年度
CO2排出量	1,235	677
削減率		
2005年比	+1%	▲44%
2013年比	-	▲45%

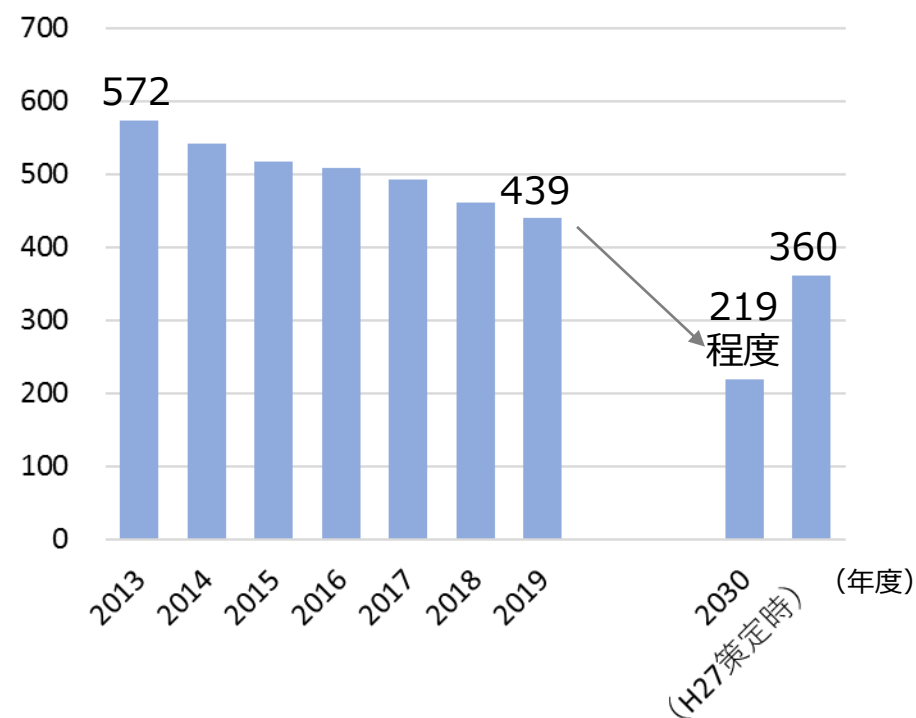
(百万t-CO2)



電力由来エネルギー起源CO2排出量

[百万t-CO2]	2013年度	2030年度
CO2排出量	572	219
削減率		
2005年比	+18%	▲50%
2013年比	-	▲62%

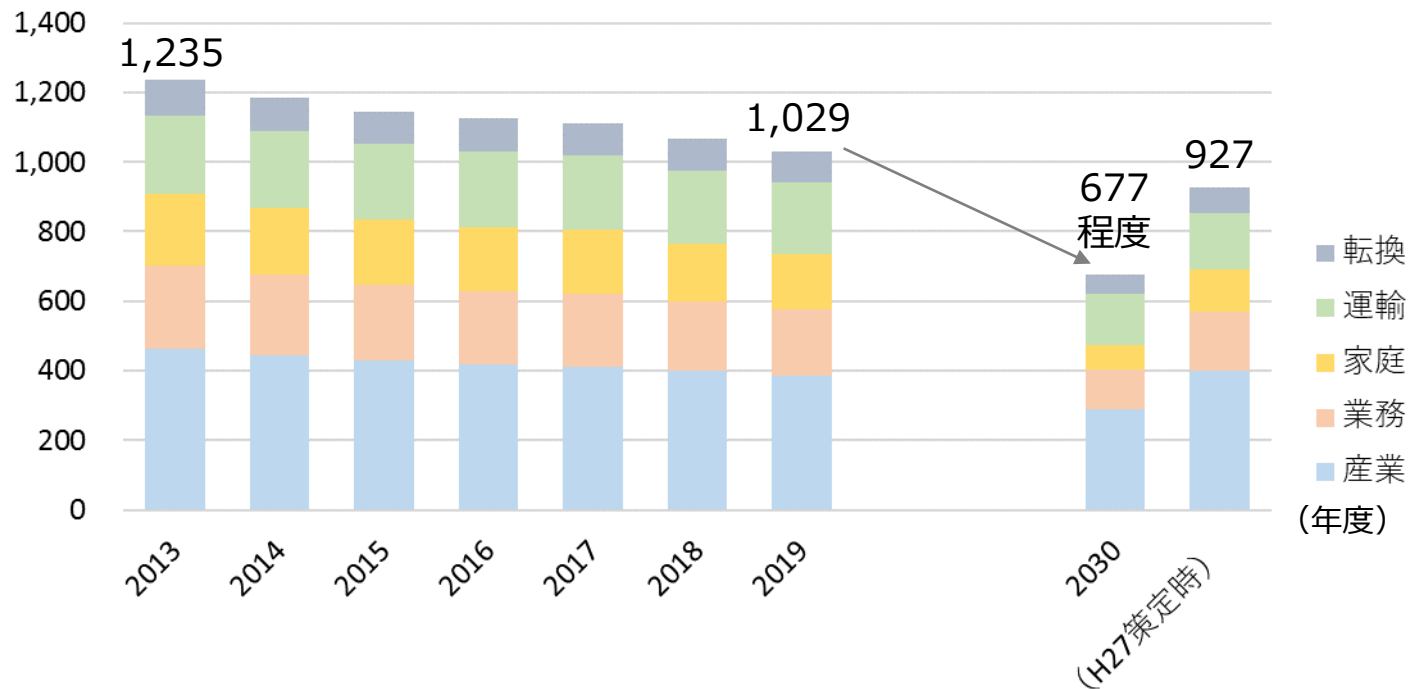
(百万t-CO2)



(参考) 部門別 エネルギー起源CO2排出量

[百万t-CO2]	2013年度		2030年度	
産業	463	37%	289	43%
業務	238	19%	116	17%
家庭	208	17%	70	10%
運輸	224	18%	146	22%
転換	103	8%	56	8%
合計	1,235	100%	677	100%

(百万t-CO2)



(参考) 日本のNDC (国が決定する貢献) (案)

(百万t-CO₂)

		2030年度の 目標・目安※1	2013年度
温室効果ガス排出量・吸収量		760	1,408
エネルギー起源二酸化炭素		677	1,235
	産業部門	289	463
	業務その他部門	116	238
	家庭部門	70	208
	運輸部門	146	224
	エネルギー転換部門※2	56	106
非エネルギー起源二酸化炭素		70.0	82.3
メタン		26.7	30.0
一酸化二窒素		17.8	21.4
代替フロン等4ガス※3		21.8	39.1
	ハイドロフルオロカーボン (HFCs)	14.5	32.1
	パーフルオロカーボン (PFCs)	4.2	3.3
	六ふっ化硫黄 (SF ₆)	2.7	2.1
	三ふっ化窒素 (NF ₃)	0.5	1.6
温室効果ガス吸収源		▲47.7	－
二国間クレジット制度 (JCM)		官民連携で2030年度までの累積で、1億t-CO ₂ 程度の国際的な排出削減・吸収量を確保	

※1 目標 (エネルギー起源二酸化炭素の各部門は目安) の値。

※2 電気熱配分統計誤差を除く。そのため、各部門の実績の合計とエネルギー起源二酸化炭素の排出量は一致しない。

※3 HFCs、PFCs、SF₆、NF₃の4種類の温室効果ガスについては暦年値。

出典：地球温暖化対策推進本部 資料2

(参考) 主要国目標比較

国名	従来目標	気候サミット（2021）を踏まえた排出目標
日本	2030年▲26%（2013年） ＜2020年3月NDC提出＞	▲46%（2013年比）を目指す、さらに 50%の高みに挑戦 と表明。
米国	2025年▲26～28%（2005年比） ＜2016年9月NDC提出＞	▲50～52%（2005年比）を表明。 ※上記目標のNDC提出済み
カナダ	2030年▲30%（2005年比） ＜2017年5月NDC提出＞	▲40～45%（2005年比）を表明
EU	2030年▲55%（1990年比） ＜2020年12月NDC提出＞ ※引き上げ前は▲40%（1990年比）	目標の変更無し
英国	2030年▲68%（1990年比） ＜2020年12月NDC提出＞ ※提出前はEUのNDCとして▲40%（1990年比）	2035年に▲78%（1990年比）を表明。 ※2030年目標の変更はなし。
韓国	2030年▲24.4%（2017年比） ＜2020年12月NDC提出＞	目標の変更無し。気候サミットにおいて、 今年中のNDC引き上げを表明 。
中国	2030年までにピーク達成、 GDP当たりCO2排出▲65%（2005年比） ＜国連総会（2020年9月）、パリ協定5周年イベント（2020年12月）での表明＞	目標の変更無し。 ※気候サミットでは、石炭消費の縮減を表明。

● 野心的な見通しが実現した場合の3E

➤ エネルギーの安定供給(Energy Security)

エネルギー自給率(*1) ⇒ **30%**程度 (現行ミックス: 概ね25%程度)

➤ 環境への適合(Environment)

温室効果ガス削減目標のうち**エネルギー起源CO2**の削減割合 ⇒ **45%**程度 (現行ミックス: 25%)

➤ 経済効率性(Economic Efficiency)

①**コストが低下した再エネの導入拡大**や②**IEAの見通し通りに化石燃料の価格低下(*2)**が実現した場合の**電力コスト**

⇒ 電力コスト全体 **8.6~8.8兆円**程度 (現行ミックス: 9.2~9.5兆円) (*3)

kWh当たり **9.9~10.2円/kWh**程度 (現行ミックス: 9.4~9.7円/kWh) (*4)

*1 資源自給率に加え、サプライチェーンの中でコア技術を自国で確保し、その革新を世界の中でリードする「技術自給率」(国内のエネルギー消費に対して、自国技術で賄えているエネルギー供給の程度)を向上させることも重要である。

*2 世界銀行やEIA(米国エネルギー情報局)は、直近の見通しにおいて、化石燃料の価格が上昇すると見込んでいる。

*3 発電コスト検証WGを踏まえ(IEA「World Energy Outlook 2020」の公表政策シナリオ(STEPS)の値を採用)、FIT買取費用、燃料費、系統安定化費用についてそれぞれ約5.8~6.0兆円、約2.5兆円、約0.3兆円と試算(系統安定化費用には自然変動再エネの導入に伴う火力発電の熱効率低下による損失額及び起動停止コストのみ算入。実際の系統の条件によって増加する可能性がある)。

*4 「電力コスト」÷「発電電力量から送電によるロス等を除いた電力需要量」により機械的に算出。電気料金とは異なる。実際の電気料金は、託送料金なども含まれ、また、電源の稼働状況、燃料価格、電力需要によって大きく左右されるため正確な予測は困難。

參考資料

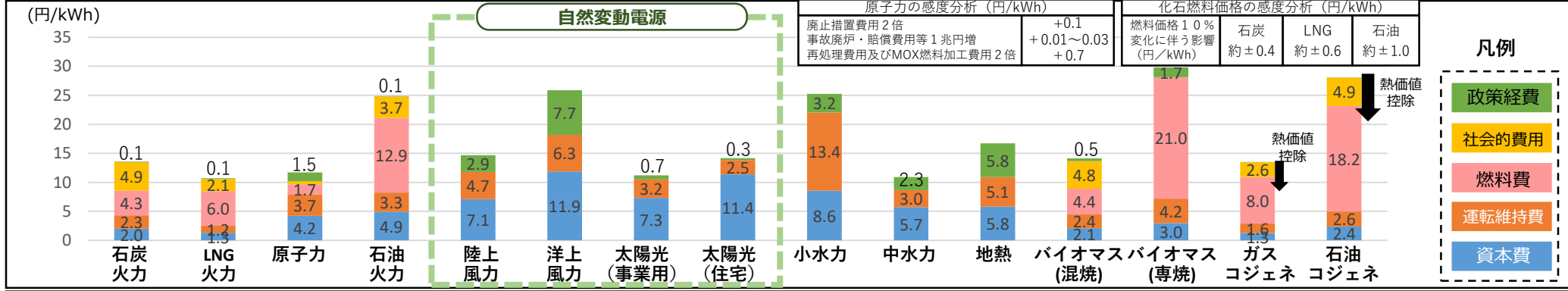
2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置かかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。
この費用について、今回は、系統制約等を考慮しない機械的な試算（参考①）に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析も実施し、参考として整理**（参考②）。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光（事業用）	太陽光（住宅）	小水力	中水力	地熱	バイオマス（混焼、5%）	バイオマス（専焼）	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。
(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



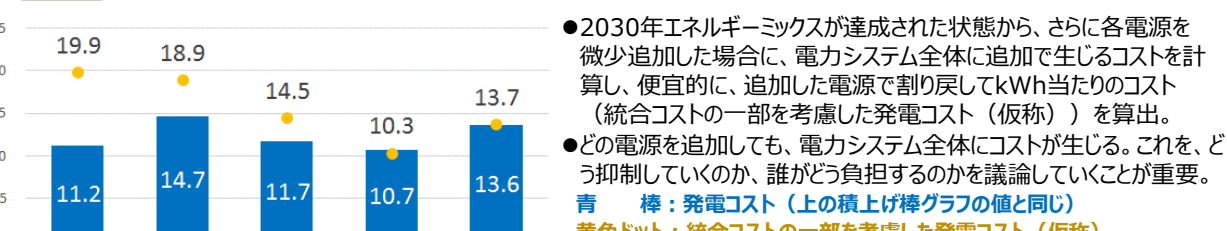
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（2015年の手法を踏襲）

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもおお生じる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh（15%）程度	年間8,470億円
1850億kWh（20%）程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh（25%）程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算（委員による分析※2）



※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

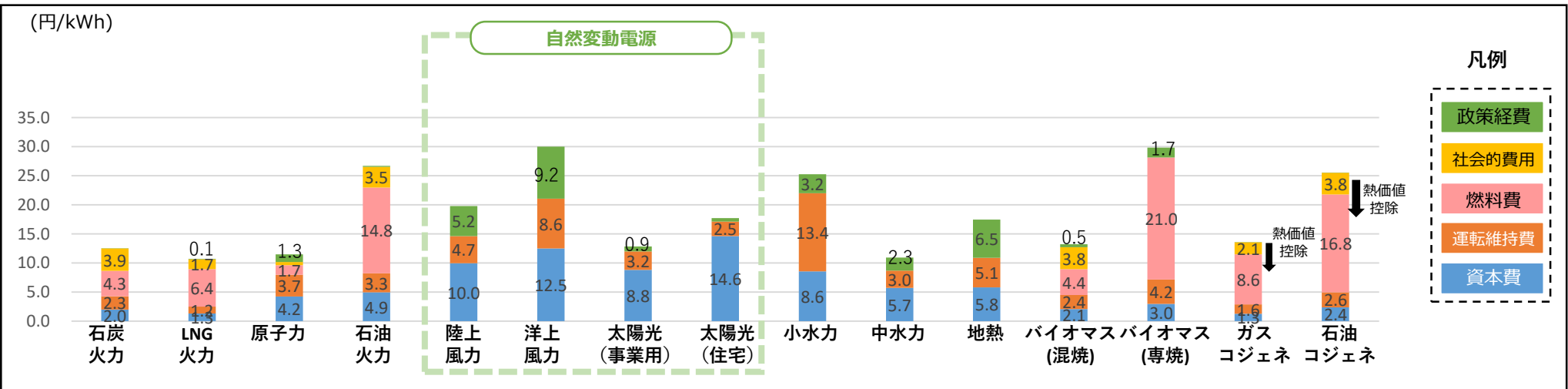
2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2020年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()内は政策経費なしの値	12.5 (12.5)	10.7 (10.7)	11.5~ (10.2~)	26.7 (26.5)	19.8 (14.6)	30.0 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	13.2 (12.7)	29.8 (28.1)	9.3~10.6 (9.3~10.6)	19.7~24.4 (19.7~24.4)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) グラフの値はIEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



廃止措置費用2倍	+ 0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+ 0.01~0.03
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+ 0.7

燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.6	石油 約±1.0
-------------------------	----------	-----------	----------

(注2) OECD (2020) 「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考にして試算

モデルプラント方式①（発電コストの計算方法）

- **日本で実際に建設された代表的な発電設備の資本費や運転維持費、燃料費といったデータの平均値等を用いて以下の計算式で総費用（分子）を算出し、これを総発電電力量（分母）で割ることで、1kWh当たりのコストを算出。（このコストは「LCOE」（均等化発電原価）と呼ばれる）**

※ LCOEは発電所の建設・運営のみのコスト。系統への接続費用や、系統安定化費用などは含まれていない。

$$\text{円 /kWh} = \frac{\text{総費用(資本費 + 運転維持費 + 燃料費 + 社会的費用)}}{\text{総発電電力量(kWh)}}$$

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等
運転維持費：人件費、修繕費、諸費等
燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用

社会的費用：CO₂価格、福島事故の賠償費用、政策経費（技術開発の予算、立地交付金など）等
総発電電力量：出力×稼働年数×設備利用率で算出。

- 火力、原子力、再エネといった発電技術間の比較を行うため、火力や原子力については**直近に運開した4つの発電所のデータの平均値**、再エネについてはFIT法に基づく発電事業者からの設備費などの**定期報告の実績データの中央値**を用い、**典型的な発電設備を「モデルプラント」として仮想**している。モデルプラントに基づく発電コスト試算は**国際的に確立した手法**であり、**OECD、英国、米国でも用いられている**。
- 2020年時点のコストは、実績値を用いて試算し、2030年時点のコストは、国際機関が発表する燃料費の見通しや、太陽光や風力の量産効果など価格の低下見通しなどを用いて試算する。

モデルプラント方式②（費用計上される個別項目）

- **資本費**
建設費、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用の合計
- **運転維持費**
人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計
- **燃料費**
単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値（原子力は核燃料サイクル費用として別途算出）
- **CO2対策費用（化石燃料関係電源）、CCS費用（CO2分離回収貯留費用）**
発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO2対策に要する費用。排出されるCO2を分離回収し、貯留に係る費用。
- **追加的安全対策費（原子力）**
東京電力福島第一原子力発電所事故後、4回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用
- **事故リスク対応費用（原子力）**
シビアアクシデントのリスクに対応するコスト
- **排熱利用価値（コジェネ、燃料電池）**
発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除
- **政策経費**
発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR（※）相当政策経費）
※ 「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

電力コストの全体像と、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）について

- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを分析。
- これを追加した電源の有効な発電量で割り戻し、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」として整理。

電源別の 発電コスト

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）※1

- ・資本費
- ・運転維持費
- ・燃料費
- ・社会的費用（CO2対策費）
- ・政策経費

今回検証に含まない

・土地造成費

今後、適地の減少に伴い、山地や森林等を造成する際のコストの増加分

・電力需給の予測誤差を埋める費用

需要量の予測誤差
太陽光・風力の発電量の予測誤差

・発電設備容量の維持にかかる費用※2

・デマンドレスポンスの効果※3

・基幹送電網につなぐ費用

電源が基幹送電網から離れている場合

・基幹送電網の整備費用

電源を電力システム に受け入れる コスト (統合コスト)

今回の試算にあたって考慮した要素

- ① 他の調整電源（火力等）の設備利用率の低下等による発電効率の低下
- ② 需要を超えた分の発電量を揚水で蓄電・放電することによる減少分や、再エネの出力抑制
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化

※1 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」は、これまでのWGにおいて「統合コスト」と呼んでいたものを、正確を期する観点から呼び変えたもの。

※2 発電設備容量の維持にかかる費用は、設備を廃棄すればコストが低減するが必要があり維持すれば上昇するという両面があり得る。なお今回の委員有志による分析では、発電設備は廃棄しない前提で分析を行った。

※3 デマンドレスポンスについては、導入にあたっての効果を評価するには精査と実績が必要であるため、今回の検証対象には含まない整理とした。

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

（参考）統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）（参考②）の前提条件など

- **天候・時間帯による太陽光・風力の発電量変動等を吸収する際は、原則、LNG→石炭→揚水→太陽光・風力の順に出力調整。**
 - 2030年エネルギーミックスには、調整力を持たない太陽光が大量に存在（電力システム全体で使える調整電源が少ない状態）
 - 少ない調整電源で大きな調整力を発揮するには、「費用の安い電源」よりも、LNG火力などの「瞬発力が高い電源」を多用することになる。LNG火力は燃料費が高い。さらにLNG火力を定格で動かせず、発電効率が低下。結果、電力システム全体のコストは上昇。
- 上記を前提に、各電源を微少追加した際の主な動きと、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」への影響は以下の通り
 - **太陽光** → 天候や時間による発電量の変動が増幅され、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を伸び縮みさせて調整する局面が増える。また、お昼に発電が偏るため、需要以上の発電をする時間帯が増え、出力抑制が増加。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
 - **風力** → 太陽光と同様変動することで、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇（夜も発電でき、導入量も太陽光より低いいため増加幅は小さい）
 - **LNG火力** → 電力システムの調整力が上昇し、太陽光や風力の変動をLNGで調整できる幅が拡大。結果、瞬発力は低いが費用が安い石炭の出力調整や起動停止が減り、燃料費を節約。一方、LNGは調整力として使われる局面が増え、発電効率が低下。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は下降。
 - **石炭火力** → 2030年の新設は高効率を想定しているため、他の効率の悪い石炭を停止させる断面が増え、高効率の追加分は高い設備利用率で動かすこととなる。一方、調整力が高くない石炭の追加で、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
 - **原子力** → 需要等の変動に対して発電量を調整せず、一定の出力を続ける前提で動かす。その分、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
- 各電源の設備利用率、燃料費など、**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の試算方法について
 - 天候や時間帯で発電量に幅が生じる太陽光・風力の大量導入に伴い、電源別の発電コストだけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析する必要があるという考え方が、世界各国で広がってきている。
 - 例えば、OECD、米国、英国では、「各電源が電力システム全体に与える影響」について2020年に試算されており、政策にも活用されている。
 - 分析手法や結果の示し方は、電源別発電コストほど国際的に確立しておらず、研究途中。こうした中、今回は、他国の示し方も参考にしつつ、委員有志が試算を行った。
 - 具体的には、2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを算出し、**便宜的に、これを追加した電源の有効な発電量で割り戻した「統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)として試算。**
 - **どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。このコストをどう抑制するか、誰が負担するかを議論していくことが大事。**

