

2030年に向けた政策対応のポイント【原子力】※後掲

- 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
 - 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。
- 原子力の社会的信頼の獲得と、安全確保を大前提として原子力の安定的な利用の推進
 - 安全最優先での再稼働：再稼働加速タスクフォース立ち上げ、人材・知見の集約、技術力維持向上
 - 使用済燃料対策：貯蔵能力の拡大に向けた中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用の促進、放射性廃棄物の減容化・有害度低減のための技術開発
 - 核燃料サイクル：関係自治体や国際社会の理解を得つつ、六ヶ所再処理工場の竣工と操業に向けた官民一体での対応、プルサーマルの一層の推進
 - 最終処分：北海道2町村での文献調査の着実な実施、全国の出来るだけ多くの地域での調査の実現
 - 安全性を確保しつつ長期運転を進めていく上での諸課題等への取組：
保全活動の充実等に取り組むとともに、諸課題について、官民それぞれの役割に応じ検討
 - 国民理解：電力の消費地域も含めて、双方向での対話、分かりやすく丁寧な広報・広聴
- 立地自治体との信頼関係構築
 - 立地自治体との丁寧な対話を通じた認識の共有・信頼関係の深化、地域の産業の複線化や新産業・雇用の創出も含め、立地地域の将来像を共に描く枠組み等を設け、実態に即した支援に取り組む。
- 研究開発の推進
 - 2030年までに、民間の創意工夫や知恵を活かしながら、国際連携を活用した高速炉開発の着実な推進、小型モジュール炉技術の国際連携による実証、高温ガス炉における水素製造に係る要素技術確立等を進めるとともに、ITER計画等の国際連携を通じ、核融合研究開発に取り組む。

2030年に向けた政策対応のポイント【火力】

- 火力発電については、**安定供給を大前提**に、再エネの瞬時的・継続的な発電電力量の低下にも対応可能な供給力を持つ形で**設備容量を確保しつつ**、以下を踏まえ、**できる限り電源構成に占める火力発電比率を引き下げる**。
 - 調達リスク、発電量当たりのCO2排出量、備蓄性・保管の容易性といったレジリエンス向上への寄与度等の観点から、LNG、石炭、石油における**適切な火力のポートフォリオを維持**。
 - 次世代化・高効率化を推進しつつ、**非効率な火力のフェードアウト**に着実に取り組むとともに、脱炭素型の火力発電への置き換えに向け、**アンモニア・水素等の脱炭素燃料の混焼やCCUS/カーボンリサイクル等のCO2排出を削減する措置の促進**に取り組む。
- 政府開発援助、輸出金融、投資、金融・貿易促進支援等を通じた、**排出削減対策が講じられていない石炭火力発電への政府による新規の国際的な直接支援を2021年末までに終了**。

2030年に向けた政策対応のポイント【電力システム改革】

- **脱炭素化の中での安定供給の実現に向けた電力システムの構築**。
 - 供給力の低下に伴う安定供給へのリスクが顕在化している中、脱炭素と安定供給を両立するため、**容量市場の着実な運用、新規投資について長期的な収入の予見可能性を付与方法の検討**に取り組む。
 - **安定供給確保のための責任・役割の在り方**について、**改めて検討**する。
 - 再エネ導入拡大に向けて**電力システムの柔軟性を高め、調整力の脱炭素化を進めるため、蓄電池、水電解装置などのコスト低減などを通じた実用化、系統用蓄電池の電気事業法への位置付けの明確化や市場の整備**などに取り組む。
 - **非化石価値取引市場**について、**トラッキング付き非化石証書の増加**や**需要家による購入可能化**などに取り組む。
 - **災害時の安定供給確保**に向け、**地域間連系線の増強・災害時連携計画に基づく倒木対策の強化、サイバー攻撃に備え**、従来の大手電力に加え新規参入事業者の**サイバーセキュリティ対策の確保**等に取り組む。

2030年に向けた政策対応のポイント【水素・アンモニア】

- カーボンニュートラル時代を見据え、**水素を新たな資源として位置づけ**、**社会実装を加速**。
- 長期的に安価な水素・アンモニアを**安定的かつ大量に供給**するため、**海外からの安価な水素活用**、**国内の資源を活用した水素製造基盤を確立**。
 - **国際水素サプライチェーン**、**余剰再エネ等を活用した水電解装置による水素製造の商用化**、**光触媒・高温ガス炉等の高温熱源を活用した革新的な水素製造技術の開発**などに取り組む。
 - 水素の供給コストを、**化石燃料と同等程度の水準まで低減**させ、**供給量の引上げ**を目指す。
コスト：現在の100円/Nm³→2030年に30円/Nm³、2050年に20円/Nm³以下に低減
供給量：現在の約200万t/年→2030年に最大300万t/年、2050年に2,000万t/年に拡大
- 需要サイド（発電、運輸、産業、民生部門）における水素利用を拡大。
 - 大量の水素需要が見込める**発電部門**では、2030年までに、**ガス火力への30%水素混焼や水素専焼**、**石炭火力への20%アンモニア混焼**の導入・普及を目標に、**混焼・専焼の実証の推進**や非化石価値の適切な評価ができる環境整備を行う。また、2030年の電源構成において、**水素・アンモニア1%を位置付け**。
 - **運輸部門**では、**FCVや将来的なFCトラックなどの更なる導入拡大**に向け、**水素ステーションの戦略的整備**などに取り組む。
 - **産業部門**では、**水素還元製鉄などの製造プロセスの大規模転換**や水素等の燃焼特性を踏まえた**バーナー、大型・高機能ボイラーの技術開発**などに取り組む。
 - **民生部門**では、純水素燃料電池も含む、**定置用燃料電池の更なる導入拡大**に向け、**コスト低減に向けた技術開発**などに取り組む。

2030年に向けた政策対応のポイント【資源・燃料】

- カーボンニュートラルへの円滑な移行を進めつつ、**将来にわたって途切れなく必要な資源・燃料を安定的に確保**。
 - 石油・天然ガス・鉱物資源の安定供給確保に加え、これまで**資源外交で培った資源国とのネットワークを活用した水素・アンモニアのサプライチェーン構築やCCS適地確保等を一体的に推進**すべく、「**包括的な資源外交**」を新たに展開。また、**アジアの現実的なエネルギーtransition**に積極的に関与。
 - **JOGMECが、水素・アンモニア、CCSといった脱炭素燃料・技術の導入**に向けた**技術開発・リスクマネー供給の役割**を担えるよう、**JOGMECの機能強化**を検討。
 - **石油・天然ガス**について、自主開発比率を2019年度の34.7%から、**2030年に50%以上、2040年には60%以上**を目指す。また、**メタンハイドレートを含む国産資源開発**などに取り組む。
 - **鉱物資源**について、供給途絶が懸念される**レアメタル等へのリスクマネー支援を強化**。**海外権益確保とベースメタルのリサイクル促進**により**2050年までに国内需要量相当の確保**を目指す。また、**海底熱水鉱床やレアアース泥等の国産海洋鉱物資源開発**などに取り組む。
- 平時のみならず緊急時にも対応できるよう**燃料供給体制の強靱化**を図るとともに、**脱炭素化の取組**を促進。
 - 災害時などの有事も含めたエネルギー供給を盤石なものとするため、**石油やLPガスの備蓄機能を維持**するとともに、コンビナート内外の事業者間連携等による**製油所の生産性向上**に加え、**CO2フリー水素の活用等による製油所の脱炭素化**などに取り組む。
 - **地域のエネルギー供給を担うSS**について、石油製品の供給を継続しながら**EVやFCVへのエネルギー供給等も担う「総合エネルギー拠点」化**や、**地域ニーズに対応したサービス提供も担う「地域コミュニティインフラ」化**などに取り組む。
 - **熱需要の脱炭素化**に大きな役割を果たす、需要サイドにおける**天然ガスシフト**や、**メタネーション等によるガスの脱炭素化**などを追求する。また、更なる**ガスのレジリエンス強化**に取り組む。

2030年度におけるエネルギー需給の見通しのポイント②

● 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 : おおむね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②IEA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」の公表済政策シナリオ(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。

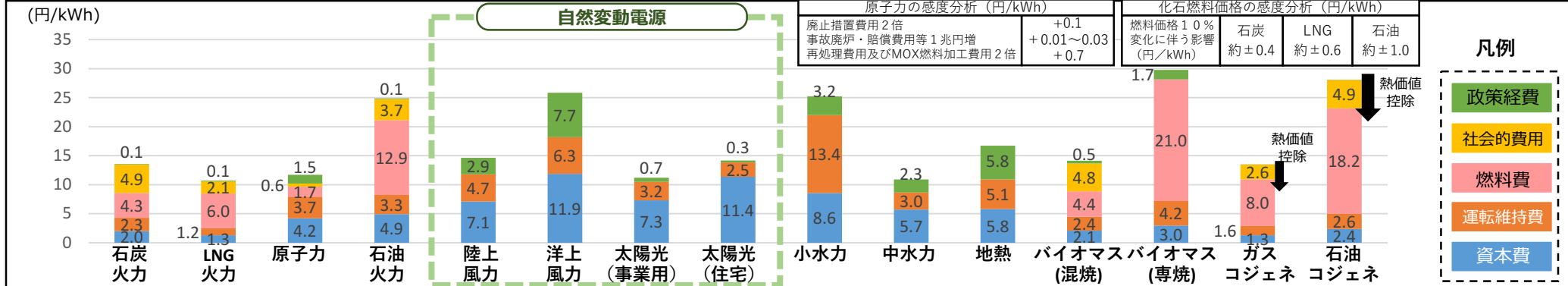
2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

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」(WEO2020)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。



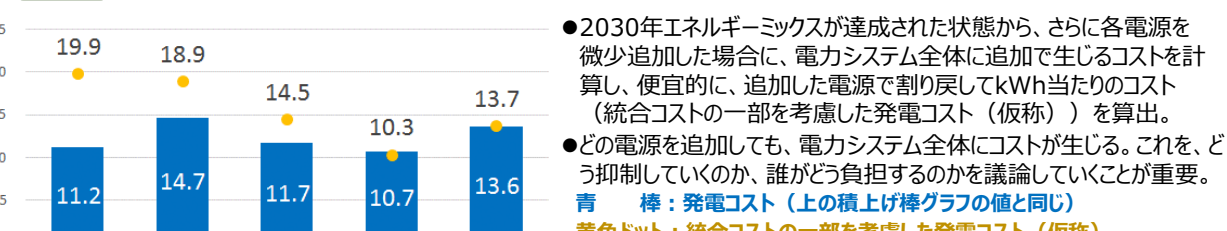
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)

「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。

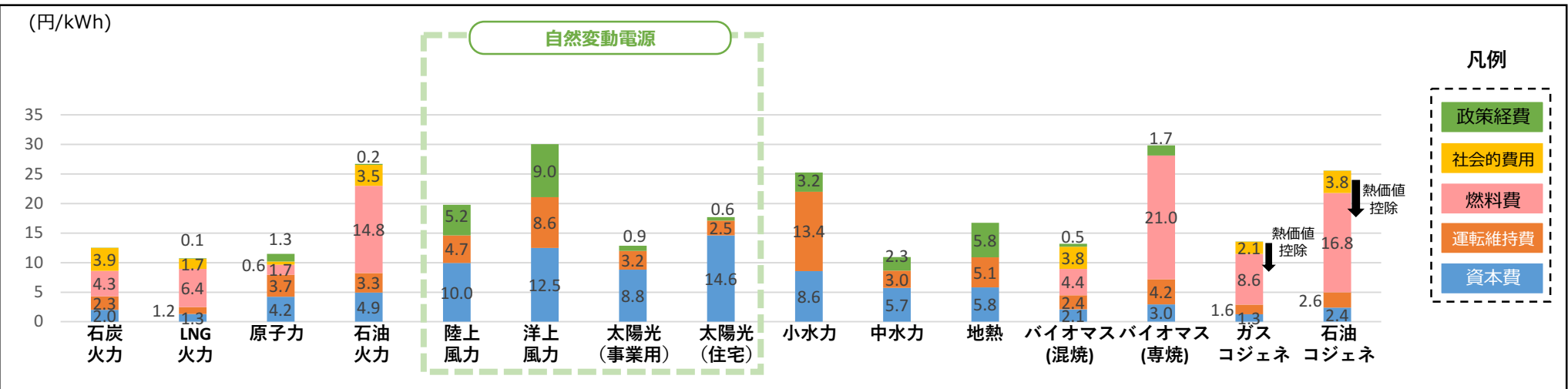
2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

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