

	安定供給			経済性 (※新設の場合の発電単価)						
	供給 (数か月以上の供給継続性)	調整力	需要端	設備費		燃料費・運用費		総コスト		
				2010年	2030年	2010年	2030年	2010年	2030年	
原子力	◎ ・装置中の燃料は数年単位で発電継続可 ・燃料調達、備蓄が比較的容易	△ 出力調整は基本的に不可	▲ 停電時は需要側で利用不可	— 【発電量あたり資本費】 2.2~17.6円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 35万円/kW	—	— 【発電量あたり運転維持費+燃料サイクルコスト】 3.8~24.0円/kWh (設備利用率10%~80%)	—	—	— 7.8~44.8円/kWh (設備利用率10%~80%、追加的安全対策費、政策経費、事故リスク対応コスト含む)	—
石炭火力 (USC⇒A-USC, IGCC)	○ ・月単位での備蓄可 ・燃料の調達先が分散かつ比較的安定	◎ 出力変化率:3%/分 今後改善の余地あり。	▲ 停電時は需要側で利用不可	◎ 【発電量あたり資本費】 1.4~11.6円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 23万円/kW (現状)	【発電量あたり資本費】 1.8~14.5円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 28.75万円/kW	○ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 5.6~14.8円/kWh (設備利用率10%~80%)	○ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 5.5~16.9円/kWh (設備利用率10%~80%)	◎ ↓ ○	9.5~28.8円/kWh (設備利用率10%~80%、CO2対策費、政策経費含む)	10.3~34.4円/kWh (設備利用率10%~80%、CO2対策費、政策経費含む)
LNG火力 (1500℃級 ⇒1700℃級)	△ ・月単位での備蓄不可 ・燃料の調達先が硬直的 ・非在来型ガスも含めると、調達先の更なる安定化・多様化が期待	◎ 高い (出力変化率:5%/分、コンバインドサイクルではさらに高い) 今後開園の余地あり。	▲ 停電時は需要側で利用不可	◎ 【発電量あたり資本費】 0.7~5.8円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 12万円/kW (現状)	【発電量あたり資本費】 0.7~5.8円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 12万円/kW (現状と同じ)	○ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 8.9~14.0円/kWh (設備利用率10%~80%)	○ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 8.8~14.1円/kWh (設備利用率10%~80%)	○	10.7~20.8円/kWh (設備利用率10%~80%、CO2対策費、政策経費含む)	10.9~21.2円/kWh (設備利用率10%~80%、CO2対策費、政策経費含む)
石油火力	◎ ・長期備蓄実施中 ・燃料の調達先の約8割を中東に依存	◎ 比較的高い (出力変化率:5%/分)	▲ 停電時は需要側で利用不可	◎ 【発電量あたり資本費】 1.2~9.4円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 19万円/kW (現状)	【発電量あたり資本費】 1.2~9.4円/kWh (設備利用率10%~80%) 【建設費のみ】 19万円/kW (現状と同じ)	▲ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 17.6~26.2円/kWh (設備利用率10%~80%)	○ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 19.7~29.6円/kWh (設備利用率10%~80%)	△	20.8~37.6円/kWh (設備利用率10%~80%、CO2対策費、政策経費含む)	23.8~41.9円/kWh (設備利用率10%~80%、CO2対策費、政策経費含む)
風力(陸上)	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	△ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	△ 【発電量あたり資本費】 7.3~12.8円/kWh (設備利用率20%) 【建設費のみ】 20~35万円/kW (現状)	【発電量あたり資本費】 6.5~12.8円/kWh (設備利用率20%) 【建設費のみ】 17.7~35万円/kW	◎ 【発電量あたり運転維持費】 2.6~4.6円/kWh (設備利用率20%)	◎ 【発電量あたり運転維持費】 2.3~4.6円/kWh (設備利用率20%)	○	9.9~17.3円/kWh (設備利用率20%、政策経費含む)	8.8~17.3円/kWh (設備利用率20%、政策経費含む)
風力 (洋上:着底式)	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	△ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	△ 【発電量あたり資本費】 6.9~17.1円/kWh (設備利用率30%) 【建設費のみ】 28.5~70万円/kW (いずれも2020年の数字、2010年はデータなし。)	【発電量あたり資本費】 6.3~17.1円/kWh (設備利用率30%) 【建設費のみ】 26.0~70万円/kW	◎ 【発電量あたり運転維持費】 2.5~6.1円/kWh (設備利用率30%) (いずれも2020年の数字、2010年はデータなし。)	◎ 【発電量あたり運転維持費】 2.3~6.1円/kWh (設備利用率30%)	○	9.4~23.1円/kWh (設備利用率30%、政策経費含む) (いずれも2020年の数字、2010年はデータなし。)	8.6~23.1円/kWh (設備利用率30%、政策経費含む)
風力 (洋上:浮体式)	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	▲ 停電時は需要側で利用不可	—	—	—	—	△	コスト等検証委員会では、実績がないことから検討対象外 (将来的には、着底式よりは高めだが導入の見込みあり)	
地熱	◎ ・再生可能エネルギー ・蒸気井の維持管理要	△ 供給力がほぼ一定	△ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	◎ 【発電量あたり資本費】 4.6~47.2円/kWh (設備利用率10~80%) 【建設費のみ】 70~90万円/kW	—	◎ 【発電量あたり運転維持費】 4.6~45.7円/kWh (設備利用率10%~80%)	—	◎	9.2~92.8円/kWh (設備利用率10%~80%、政策経費含む)	—
太陽光(住宅)	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	○ 停電時も利用可能	▲ 【発電量あたり資本費】 26.6~30.5円/kWh (設備利用率12%) 【建設費のみ】 48~55万円/kW (現状)	【発電量あたり資本費】 7.2~14.6円/kWh (設備利用率12%) 【建設費のみ】 18.9~38.4万円/kW	○ 【発電量あたり運転維持費】 6.8~12.3円/kWh (設備利用率12%)	○ 【発電量あたり運転維持費】 2.7~5.5円/kWh (設備利用率12%)	△ ↓ ○	33.4~38.3円/kWh (設備利用率12%、政策経費含む)	9.9~20.0円/kWh (設備利用率12%、政策経費含む)
太陽光 (業務ビル)	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	○ 停電時も利用可能	▲ ↓ △	太陽光(住宅)に準拠。コスト等検証委員会では算定対象外。	○ ↓ ◎	太陽光(住宅)に準拠。コスト等検証委員会では算定対象外。	△ ↓ ○	太陽光(住宅)に準拠。コスト等検証委員会では算定対象外。	
メガソーラー	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	△ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	▲ 【発電量あたり資本費】 21.3~33.5円/kWh (設備利用率12%) 【建設費のみ】 35~55万円/kW (現状)	【発電量あたり資本費】 6.6~16.8円/kWh (設備利用率12%) 【建設費のみ】 15.8~40.0万円/kW	△ 【発電量あたり運転維持費】 8.8~12.3円/kWh (設備利用率12%)	○ 【発電量あたり運転維持費】 5.5~9.7円/kWh (設備利用率12%)	△ ↓ ○	30.1~45.8円/kWh (設備利用率12%、政策経費含む)	12.1~26.4円/kWh (設備利用率12%、政策経費含む)
一般水力	◎ 再生可能エネルギー	◎ 貯水池式・調整池式の場合は高い (出力変化:約一分(出力調整幅内の出力変化))	○ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	○ 【発電量あたり資本費】 8.3円/kWh (設備利用率45%) 【建設費のみ】 85万円/kW	—	◎ 【発電量あたり運転維持費】 2.2円/kWh (設備利用率45%)	—	○	10.6円/kWh (設備利用率45%、政策経費含む)	—
小水力	◎ 再生可能エネルギー	▲ 供給力が時刻・天候によって変動	△ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	○ 【発電量あたり資本費】 6.3~7.9円/kWh (設備利用率60%) 【建設費のみ】 80~100万円/kW	—	△ 【発電量あたり運転維持費】 12.8~14.1円/kWh (設備利用率60%) *地元の人が保守を行う事業モデルが確立すれば安くなる。	—	△	19.1~22.0円/kWh (設備利用率60%、政策経費含む)	—
バイオマス (専焼、混焼)	◎ ・再生可能エネルギー ・国内の資源量に限る	○ 石炭と同じ	△ 停電時も利用可能な地域電源とできる可能性あり。	◎ 【発電量あたり資本費】 ・専焼:2.0~21.7円/kWh (設備利用率10~80%) 【建設費のみ】 ・専焼:30~40万円/kW	—	△ 【発電量あたり運転維持費+燃料費】 ・専焼:15.4~65.8円/kWh (設備利用率10%~80%)	—	○	・専焼:17.4~87.4円/kWh (設備利用率10~80%、政策経費含む)	—
業務用コージェネ (ガス)	△ 都市ガス・LPGに依存	◎ 技術とインフラ開発要	◎ 停電時も利用可能。ただし、都市ガス供給が断たれると利用不可。	◎ 【発電量あたり資本費】 0.9~1.4円/kWh (設備利用率50~80%) 【建設費のみ】 12万円/kW	【発電量あたり資本費】 0.9~1.4円/kWh (設備利用率50~80%)	△ 【運転維持費+燃料費】 16.6~18.2円/kWh (設備利用率50%~80%) 熱の利用がなければ▲ 熱の利用がなければ▲ (調整運転に使用すると熱利用効率が悪化)	○ 【運転維持費+燃料費】 16.5~18.4円/kWh (設備利用率50%~80%) 熱の利用がなければ▲ 熱の利用がなければ▲ (調整運転に使用すると熱利用効率が悪化)	○ △	10.3~11.9円/kWh (設備利用率50%~80%、CO2対策費含む、廃熱価値を控除) 熱の利用がなければ△	11.2~13.1円/kWh (設備利用率50%~80%、CO2対策費含む、廃熱価値を控除) 熱の利用がなければ△
業務用コージェネ (石油)	○ 分散的に備蓄が可能	◎ 技術とインフラ開発要	◎ 備蓄の範囲内で停電時も利用可能	◎ 【発電量あたり資本費】 0.9~1.5円/kWh (設備利用率50~80%) 【建設費のみ】 13万円/kW	【発電量あたり資本費】 0.9~1.5円/kWh (設備利用率50~80%)	△ 【運転維持費+燃料費】 18.3~20.4円/kWh (設備利用率50%~80%) 熱の利用がなければ▲ 熱の利用がなければ▲ (調整運転に使用すると熱利用効率が悪化)	○ 【運転維持費+燃料費】 20.7~24.3円/kWh (設備利用率50%~80%) 熱の利用がなければ▲ 熱の利用がなければ▲ (調整運転に使用すると熱利用効率が悪化)	○ △	15.9~18.1円/kWh (設備利用率50%~80%、CO2対策費含む、廃熱価値を控除) 熱の利用がなければ△	18.3~21.7円/kWh (設備利用率50%~80%、CO2対策費含む、廃熱価値を控除) 熱の利用がなければ△
家庭用燃料電池 コージェネ	△ ・ガス改質の場合、都市ガス・LPG供給に依存 ・水素直接供給の場合は、インフラ整備に課題	◎ (ガスコージェネと同じ)	◎ 停電時も利用可能な場合あり。さらに出力が調整可能。	▲ 【発電量あたり資本費】 78.5円/kWh (設備利用率46%)	【発電量あたり資本費】 6.2円/kWh (設備利用率46%)	▲ 【運転維持費+燃料費】 29.8~30.1円/kWh (設備利用率46%) 熱の利用がなければ高コスト化(調整運転に使用すると熱利用効率が悪化)	○ 【運転維持費+燃料費】 10.9~11.5円/kWh (設備利用率46%) 熱の利用がなければ高コスト化(調整運転に使用すると熱利用効率が悪化)	▲	101.9~102.0円/kWh (設備利用率46%、CO2対策費含む、廃熱価値を控除) 熱の利用がなければ高コスト化	11.5~11.8円/kWh (設備利用率46%、CO2対策費含む、廃熱価値を控除) 熱の利用がなければ高コスト化

(注) ・各項目に記載されている記号は、優れているほうから◎→○→△→▲の順で相対的に表したものを赤(下線付き)で表示。
 ・経済性に記載した発電コストは、国家戦略室「コスト等検証委員会報告書」(平成23年12月)における試算値(割引率3%)。発電施設を新設する場合は発電コストであり、既設の発電コストについては評価が異なることに留意が必要。
 ・各電源の稼働年数が複数設定されている場合は、同報告書の図36で示された稼働年数を採用した(表中の幅は、設備利用率、建設費、燃料費等の幅によるもの)。
 ◎~▲は以下により記載した。幅があるものについては、設備利用率は同図36で示された値を採用し(石油は50年)、建設費や燃料費等の幅については上限と下限の平均をとった。「↓」「↑」は、2010年と2030年とで評価が変わるもの、「~」は、コージェネの評価が、熱の利用の有無で評価が変わることを表している。なお、原子力については、同報告書で下限を示しているものの、今後の状況により値が変わりうるため評価は記載していない。
 設備費及び燃料費・運用費 ◎:0~5円/kWh、○:5~10円/kWh、△:10~20円/kWh、▲:20円/kWh~
 総コスト ◎:0~10円/kWh、○:10~20円/kWh、△:20~40円/kWh、▲:40円/kWh~

	環境性			利用可能量		
	CO2	他	安心・安全	導入ポテンシャル等	立地制約	導入可能量等 (既設及び新設)
原子力	◎【設備・運用】 0.032kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約0~0.2g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約0~0.2g/kWh	▲・事故時における放射性物質の外部放出 ・放射性廃棄物の発生	○・2009年度発電容量: 4,885万kW (エネルギー白書より)	▲・立地制約あり。 ・安全性に関する社会的受容性に課題。 ・核燃料サイクル、廃棄物処理などの目途が立っていない。	・再稼働の状況に依存 ・ウランの確保可採埋蔵量: 約630万トン(エネルギー白書より)
石炭火力 (USC⇒A-USC, IGCC)	▲【発電燃料燃焼】 0.887kg-CO2/kWh 【設備・運用含む】 0.975kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約0.1~1.4g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約0.5~2.2g/kWh (いずれも排煙脱硫装置時) ・水銀排出規制の動き	○世界の石炭探掘の中心は露天掘りであるが、炭坑の場合は、ガス爆発、火災、落盤事故等の可能性あり。	○・2009年度発電容量: 3,795万kW (エネルギー白書より) ・可採埋蔵量: 8,260億トン ・可採年数: 119年 (エネルギー白書より)	○2050年に向けた化石燃料利用削減による制約の顕在化の可能性とCCSの利用可能性について、課題あり。	◎
LNG火力 (1500°C級 ⇒1700°C級)	○(LNG火力) 【発電燃料燃焼】 0.478kg-CO2/kWh 【設備・運用含む】 0.608kg-CO2/kWh (LNGコンバインド) 【発電燃料燃焼】 0.407kg-CO2/kWh 【設備・運用含む】 0.519kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約0~0.3g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約0.1~1.4g/kWh	○パイプラインの不具合等による輸送中の事故の可能性あり。	○・2009年度発電容量: 6,161万kW (エネルギー白書より) ・確認埋蔵量187兆m3 ・可採年数: 63年 (エネルギー白書より)	○2050年に向けた化石燃料利用削減による制約の顕在化の可能性とCCSの利用可能性について、課題あり。	◎
石油火力	▲【発電燃料燃焼】 0.704kg-CO2/kWh 【設備・運用含む】 0.742kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約1.0~3.6g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約1.0~1.5g/kWh	▲輸送中の事故が多い。重油による海洋汚染が発生している。	▲・2009年度発電容量: 4,617万kW (エネルギー白書より) ・原油確認埋蔵量: 約1兆3千億バレル ・可採埋蔵量: 45.7年 (オイルサンドを除く。エネルギー白書より) ・新設に制限あり	▲	▲
風力(陸上)	◎【設備・運用】 0.029kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約0~0.1g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約0~0.1g/kWh	○バードストライク、低周波騒音	◎・導入ポテンシャル: 28,294万kW	○立地制約あり。	【ポテンシャル調査】 ・導入可能量: 2,437~28,294万kW 【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 131~193億kWh ・2030年: 284~415億kWh
風力 (洋上:着底式)	◎(陸上と同等と想定)	(陸上と同等と想定)	○バードストライク	◎・導入ポテンシャル: 157,262万kW(洋上風力全体の内数)	○立地制約あり。	【ポテンシャル調査】 ・導入可能量: 0~124,383万kW 【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 1~11億kWh ・2030年: 63~84億kWh
風力 (洋上:浮体式)	◎(陸上と同等と想定)	(陸上と同等と想定)	○バードストライク	◎・導入ポテンシャル: 157,262万kW(洋上風力全体の内数)	○立地制約あり 土地利用の課題あり	【ポテンシャル調査】 ・導入可能量: 0~124,383万kW 【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 0~3億kWh ・2030年: 71~147億kWh
地熱	◎【設備・運用】 0.015kg-CO2/kWh		○掘削時の事故の可能性	▲・導入ポテンシャル: 1,420万kW	▲	【ポテンシャル調査】 ・導入可能量: 108~459億kW 【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 46~54億kWh ・2030年: 120~139億kWh
太陽光(住宅)	◎【設備・運用】 0.053kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約0~0.3g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約0.1~1.3g/kWh	○分散型設備の設備管理の課題は今後解決要	○・導入ポテンシャル: 11,200万kW (総合エネルギー調査会・NEDO資料)	○立地制約あり 土地利用の課題あり	【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 148~151億kW ・2030年: 293~295億kW
太陽光 (業務ビル)	◎(陸上と同等と想定)	(陸上と同等と想定)	○分散型設備の設備管理の課題は今後解決要	○・導入ポテンシャル: 14,930万kW(住宅以外)の内数	○立地制約あり。 土地利用の課題あり。	【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 106~312億kWh ・2030年: 312~587億kWh (非住宅、公共)
メガソーラー	◎(太陽光(住宅)と同等と想定)	(太陽光(住宅)と同等と想定)	○	○・導入ポテンシャル: 14,930万kW (住宅以外)の内数)	○立地制約あり。 土地利用の課題あり。	【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 22~84億kWh ・2030年: 87~176億kWh
一般水力	◎【設備・運用】 0.011kg-CO2/kWh	・ライフサイクルSO2排出量 約0~0.1g/kWh ・ライフサイクルNOx排出量 約0g/kWh	▲水力発電所ダムの決壊事故、越流事故の可能性。	○	▲経済性、立地制約に問題ない地点はほぼ開発終了。	【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 307億kWh ・2030年: 307億kWh (大規模水力の値)
小水力	◎(一般水力と同等と想定)	(一般水力と同等と想定)	○分散型設備の設備管理の課題は今後解決要	▲・導入ポテンシャル: 1,444万kW	▲	【ポテンシャル調査】 ・導入可能量: 106~739万kW 【エネ供給WG導入見込】 ・2020年468~568億kWh ・2030年: 494~826億kWh (いずれも中小水力の値。エネ供給WG導入見込量は、直近年の既導入量464億kWを含む)
バイオマス (専焼、混焼)	◎		○	▲	▲国内、国外での資源確保量に課題あり。 燃料資源の輸送、利用の課題あり。	【エネ供給WG導入見込】 ・2020年: 234~370億kWh ・2030年: 234~390億kWh
業務用コージェネ (ガス)	▲	都市部に大量に普及した場合、ヒートアイランド化加速の可能性	○分散型設備の設備管理の課題は今後解決要	○*熱需要のあるところに限定される。	○	○
業務用コージェネ (石油)	▲	都市部に大量に普及した場合、ヒートアイランド化加速の可能性	○分散型設備の設備管理の課題は今後解決要	○*熱需要のあるところに限定される。	▲	▲
家庭用燃料電池 コージェネ	○		○	○*熱需要のあるところに限定される。	○	○

(注)・各項目に記載されている記号は、優れているほうから◎→○→△→▲の順で相対的に表したものを赤(下線付き)で表示。
 ・再エネの「導入ポテンシャル等」は、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量。
 「導入可能量等」は、事業収支に関する特性のシナリオ(仮定条件)を設定した場合に具現化が期待されるエネルギー資源量。
 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」及び資源エネルギー庁「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」等より作成。
 ・再エネ(水力含む)の「エネ供給WG導入見込」は、エネルギー供給WGの導入見込量(ストック)の試算値を低位から高位の幅で記載したもの。