

各電源の諸元一覧（案）

目次

各電源の諸元及び参考情報	1
1. 原子力	1
2. 石炭火力	3
3. LNG火力	4
4. 石油火力	5
5（1）陸上風力	6
5（2）洋上風力	7
6. 地熱発電	8
7（1）太陽光（住宅用）	9
7（2）太陽光（メガソーラー）	10
8（1）一般水力	11
8（2）小水力	12
9（1）バイオマス（木質専焼）	13
9（2）バイオマス（石炭混焼）	14
10（1）ガスコージェネレーション	15
10（2）石油コージェネレーション	17
11. 燃料電池	18

各電源の諸元及び参考情報

1. 原子力

諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 東北電力(株)東通1号 110万kW 2005年、中部電力(株)浜岡5号 138万kW 2005年、北陸電力(株)志賀2号 135.8万kW 2006年、北海道電力(株)泊3号 91.2万kW 2009年	
モデルプラント規模(出力)		120万kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60%	比較のために複数条件を設定
稼働年数		○60年 ○40年	原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、40年、60年を設定。
資本費	建設費	37万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正及び物価補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。東日本大震災を踏まえた追加的安全対策費用は含まれていない。
	固定資産税率	1.4%	
	廃止措置費用	716億円	サンプルプラントにおける最新の原子力発電施設解体引当金総見積額の1kW当たりの平均値にモデルプラント出力を乗じたもの。
運転維持費	人件費	20.5億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	2.2%/年(建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を一定の稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	84.4億円/年	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、核燃料税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	13.4%/年(直接費における比率)	電気事業全般に関連する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費のうち)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	核燃料サイクル費用(フロントエンド+バックエンド)	1.54円/kWh(フロント0.94、バック0.60)	使用済燃料全量を適切な期間貯蔵しつつ、再処理を行う現状を考慮したモデルで試算(現状モデル)。2011年以降の事情変更を試算に反映。
	所内率	4.0%	
2020年、30年の 価格変動要因	技術革新・量産効果	—	(参考)官民共同で2030年を目標に開発を進めている次世代軽水炉では、免震技術等による安全性の向上をはかりつつ、モジュール化等による建設工期の短縮等の合理化が見込まれる。
損害費用		9兆1,086億円 (事故リスクへの対応のための損害想定額の下限值)	現時点で得られる定量的な情報から東京電力福島第一原子力発電所の事故損害額を最大限見積もり、モデルプラントに補正したもの。 ※本来であれば、放射性物質拡散防止対策などの追加的安全対策を実施したことにより、損害費用は低減する可能性があることが、こうした効果は反映していない。
追加的安全対策費		601億円	現時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合審査を申請している15原発24基について、①電力会社に追加的安全対策費用の最新の見通しを聴取。②さらに精度向上のため、現時点で既に設置変更許可を得た2原発4基について、特に費用内訳を詳細に聴取し、モデルプラントに補正。③その上で、これらの結果を反映した、15原発24基全体の平均値。

原子力防災	—	政策経費において整理
備考	<p>【為替レート】将来にわたって不変と仮定。燃料費の試算時に使用。</p> <p>【割引率】将来の金銭的価値を現在の価値に割り引く(換算する)時の割合を1年あたりの割合で示したもの。割引率が高い場合、燃料費の比率が高い電源(将来発生するコストが多い電源。一般的には、火力>原子力>水力)ほど、現在価値としての発電単価は小さくなる。</p> <p>【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計</p>	

2. 石炭火力

諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 電源開発(株) 磯子新2号 60万kW 2009年、関西電力(株)舞鶴2号 90万kW 2010年、東京電力(株) 広野6号 60万kW 2013年、東京電力(株)常陸那珂2号 100万kW 2013年	
モデルプラントの規模(出力)		80万kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40年 ○30年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	25万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	3.6億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.8%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	1.5%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費 (一般管理費)	14.3%/年 (直接費における比率)	電気事業全般に関連する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費のうち)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年度価格	97.64\$/t (0.004\$/MJ)	一般炭全日本通関 CIF 価格の2014年平均
	燃料発熱量	25.97MJ/kg (LHV:24.66MJ/kg)	輸入一般炭の標準発熱量
	熱効率	42%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	6.4%	発電所内で使用する電力量の発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2000円/t (0.077円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、内航運賃、コールセンター利用料、荷揚役料など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率の上昇 ・2014年 42% ・2020年 42% ・2030年 48%	現状においては熱効率42%の超々臨界圧発電設備(USC)が実用化されているが、今後、石炭ガス化複合発電(IGCC)、先進超々臨界圧火力発電設備(A-USC)の技術開発を進めることにより、2030年までに熱効率を48%まで向上させることを目指している。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年度価格を上記のとおり97.64\$/tとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO2対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020~2040年はEU現行政策シナリオの価格、2040~2070年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、新政策シナリオにおいては、2020~2040年はEU新政策シナリオの価格、2040~2070年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2014年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の2014年平均価格とし、2020年価格と線形補完する。

3. LNG火力

諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 東京電力(株)川崎1号系列 150 万 kW 2009 年、東京電力(株)富津4号系列 152 万 kW 2010 年、中部電力(株)上越1号系列 119 万 kW 2013 年、姫路第二新1~3号 146.1 万 kW 2013 年	
モデルプラントの規模(出力)		140 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	12 万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1 サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.0 億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.6%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.7%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	14.5%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年度価格	842.43 \$/t (0.015 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の 2014 年平均
	燃料発熱量	55.01 MJ/kg (LHV: 50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量
	熱効率	52%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	2.0%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2700 円/t (0.049 円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率の上昇 ・2014年 52% ・2020年 52% ・2030年 57%	現状においては熱効率52%の1500℃級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700℃級ガスタービンの技術開発を進めることにより、2030年までには熱効率を57%まで向上させることを目指している。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年度価格を上記のとおり\$842.43\$/t に単位換算し、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO2 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020~2040 年は EU 現行政策シナリオの価格、2040~2070 年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、新政策シナリオにおいては、2020~2040 年は EU 新政策シナリオの価格、2040~2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2014 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2014 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。

4. 石油火力

諸元のベース		1987年以降に運転開始した発電所のデータ(サンプルプラント、1999年試算時と同一の4基)、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運転年) 中部電力(株)尾鷲三田3号 50万kW 1987年、関西電力(株)宮津1号 37.5万kW 1989年、関西電力(株)宮津2号 37.5万kW 1989年、北海道電力(株)知内2号 35万kW 1998年	
モデルプラントの規模(出力)		40万kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○30% ○20% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40年 ○30年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	20万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数機が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレイスの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	1.9億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.8%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.9%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	9.3%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年度価格	105.11 \$/bbl (0.016 \$/MJ)	原油全日本通関 CIF 価格の2014年平均
	燃料発熱量	41.16MJ/l (LHV: 39.05MJ/l)	発電用C重油の標準発熱量
	熱効率	39%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	4.8%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	9300円/kl (0.226円/MJ)	石油石炭税、内航運賃、荷揚役料、タンク管理費、精製・脱硫費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率の上昇 ・2014年 39% ・2030年 48%	米国 DOE が発表している最新型の石炭火力とLNG火力のデータベースに基づき、超臨界圧の石油火力発電が実現した場合の石油火力の発電効率を推定。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年度価格を上記のとおり\$105.11/bblとし、次年度以降については IEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO2対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020~2040年は EU 現行政策シナリオの価格、2040~2070年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、新政策シナリオにおいては、2020~2040年は EU 新政策シナリオの価格、2040~2070年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2014年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の2014年平均価格とし、2020年価格と線形補完する。

5 (1) 陸上風力

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		2万 kW	コスト等検証委員会報告書及び調達価格等算定委員会と同規模と想定
設備利用率		○20%	調達価格等算定委員会より
稼働年数		○25年 ○20年	世界で事業用に供されているほぼ全ての風車が、IEC(国際電気標準会議)の規定する規格に準じて設計、製造されており、IECにおいては、風車の設計耐用年数を20年と規定。また、海外では設計耐用年数20年を超えても操業(運転)を継続している例もみられる。
資本費	建設費	28.4万円/kW ⇒56.8億円	調達価格等算定委員会より(調達価格等算定委員会で想定している建設費30万円/kWのうち、5.2%相当である接続費用を除いた。)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	0.600万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	<ul style="list-style-type: none"> ○建設費の低下 ・2020年 25.5~27.2~28.4万円/kW ・2030年 20.5~25.2~28.4万円/kW ○運転維持費の低下 ・2020年 0.54~0.57~0.60万円/kW ・2030年 0.43~0.53~0.60万円/kW ○設備利用率の向上 ・2020年 20~23% ・2030年 20~23% 	<p>2020年・2030年の建設費・運転維持費については、2014年モデルプラントの諸元をベースに、①2014年単価横ばいとして価格低減を見込まないケース、②IEAの「Technology Roadmap Wind Energy 2013」に従って価格低減するケース、③タービン・電気設備等の費用が国際価格に収斂するケースという、3ケースの幅で設定。</p> <p>また、2020年以降の設備利用率については、風車の発電効率の向上・大型化・信頼性及び設備利用率向上のための技術開発を踏まえ、23%を上限とした。</p> <p>※設備の廃棄費用については、建設費の低減によらず、2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないとした。</p>
	燃料費上昇率	—	—

5 (2) 洋上風力

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		3~10 万 kW	洋上風力の調達価格に係る研究会を踏まえ、想定。
設備利用率		○30%	調達価格等算定委員会より
稼働年数		○25 年 ○20 年	陸上風力と同様、IECにおいては、風車の設計耐用年数を 20 年と規定されている。また、海外企業では耐用年数 25 年で引き渡している例もみられる。
資本費	建設費	51.5 万円/kW⇒154.5 ~515 億円	調達価格等算定委員会で想定している建設費から接続費用相当分(接続費用3~7万円/kW の中間値である5万円/kW)を除いたもの。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	2.25 万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	<p>○建設費の低下 ・2030 年 44.6~51.5 万円/kW</p> <p>○運転維持費の低下 ・2030 年 1.95~2.25 万円/kW</p>	<p>2030 年の建設費・運転維持費については、2014 年モデルプラントの諸元をベースに、①2014 年単価横ばいとして価格低減を見込まないケース、②IEA の「Technology Roadmap Wind Energy 2013」に従って価格低減するケースという、2ケースの幅で設定。</p> <p>※設備の廃棄費用については、建設費の低減によらず、2020年モデルプラントの建設費の5%から変動しないとした。</p>
	燃料費上昇率		—

6. 地熱発電

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		3万 kW	コスト等検証委員会報告書及び調達価格等算定委員会と同規模と想定
設備利用率		○83%	調達価格等算定委員会より
稼働年数		○50年 ○40年 ○30年	2011年コスト等検証委員会報告書以降、想定される稼働年数に大きな変化はないと考えられるため、当時実績を踏まえて設定した年数を想定。
資本費	建設費	79万円/kW ⇒237億円	調達価格等算定委員会より
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	蒸気供給事業者が地熱発電事業者に燃料として蒸気を供給する場合は、有価証券報告書に燃料費が計上されることになるが、ここでは、蒸気供給と発電を同一の事業者が行うケースをモデルプラントとして想定。この場合、地下から採取する熱水・蒸気が燃料なので、燃料費は計上していない。
	所内率	11%	調達価格等算定委員会より
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を想定していない。(参考)地熱貯留層評価技術等の更なる高度化やスケール・酸性流体対策技術の開発等による経済性の向上が期待される。
	燃料費上昇率	—	地下から採取する熱水・蒸気が燃料なので、燃料費は計上していない。

7 (1) 太陽光 (住宅用)

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		4kW	コスト等検証委員会報告書及び調達価格等算定委員会と同規模と想定
設備利用率		○12%	調達価格等算定委員会より
稼働年数		○25年 ○20年	メーカー保証期間については、メーカーによっても異なるが、長いもので10~25年程度。海外でのコスト分析においても、20年もしくは25年が採用されることが一般的。
資本費	建設費	36.4万円/kW	調達価格等算定委員会より
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	—	—
	修繕費	0.360万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	諸費	—	—
	業務分担費(一般管理費)	—	—
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	<p>○建設費の低下 <新政策シナリオ> ・2020年 27.5~29.8万円/kW ・2030年 20.6~25.8万円/kW <現行政策シナリオ> ・2020年 28.0~30.3万円/kW ・2030年 22.0~27.4万円/kW</p> <p>○運転維持費の低下 <新政策シナリオ> ・2020年 0.272~0.295万円/kW ・2030年 0.204~0.255万円/kW <現行政策シナリオ> ・2020年 0.277~0.300万円/kW ・2030年 0.217~0.271万円/kW</p> <p>○稼働年数の増加 ・2030年 20~30年</p>	<p>○建設費の低下 モジュール、インバーター等については、IEAのWorld Energy Outlookの新政策シナリオ・現行政策シナリオの世界の累積生産量をもとに、進歩率80%でコスト低下する学習効果を見込む。設置工事費については、コスト一定。また、モジュール、インバーター等が国際水準に収斂していくケースについても検討。</p> <p>○運転維持費の低下 建設費の低減率と同等のコスト低減を見込んだ。</p> <p>○稼働年数の増加 技術開発目標を参考にワーキンググループでの議論をもとに、2030年モデルプラントについて30年を上限とした。</p> <p>※設備の廃棄費用については、建設費の低減によらず、2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないとした。</p>
	燃料費上昇率	—	—

7 (2) 太陽光 (メガソーラー)

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		2,000kW	調達価格等算定委員会と同規模と想定
設備利用率		○14%	調達価格等算定委員会より
稼働年数		○25年 ○20年	メーカー保証期間については、メーカーによっても異なるが、長いもので20～25年程度。海外でのコスト分析においても、20年もしくは25年が採用されることが一般的。
資本費	建設費	29.4万円/kW⇒ 5.88億円	調達価格等算定委員会より(システム費用に土地造成費を加えたもの)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	0.370万円/kW/ 年	調達価格等算定委員会ですされた運転維持費から土地賃借料相当分を除いたもの。
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費 (一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	<p>○建設費の低下 <新政策シナリオ> ・2020年 23.3～24.9万円/kW ・2030年 18.5～22.2万円/kW <現行政策シナリオ> ・2020年 23.6～25.3万円/kW ・2030年 19.4～23.3万円/kW</p> <p>○運転維持費の低下 <新政策シナリオ> ・2020年 0.324～0.337万円/kW ・2030年 0.288～0.316万円/kW <現行政策シナリオ> ・2020年 0.327～0.339万円/kW ・2030年 0.295～0.324万円/kW</p> <p>○稼働年数の増加 ・2030年 20～30年</p>	<p>○建設費の低下 モジュール、インバーター等については、IEAのWorld Energy Outlookの新政策シナリオ・現行政策シナリオの世界の累積生産量をもとに、進歩率80%でコスト低下する学習効果を見込む。設置工事費については、コスト一定。また、モジュール、インバーター等が国際水準に収敛していくケースについても検討。</p> <p>○運転維持費の低下 建設費の低減率と同等のコスト低減を見込んだ。</p> <p>○稼働年数の増加 技術開発目標を参考にワーキンググループでの議論をもとに、2030年モデルプラントについて30年を上限とした。</p> <p>※設備の廃棄費用については、建設費の低減によらず、2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないとした。</p>
		燃料費上昇率	—

8 (1) 一般水力

諸元のベース	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、3基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 北海道電力(株)江卸 1.38 万 kW 2006 年、北海道電力(株) 新忠別 1 万 kW 2006 年、東北電力(株)森吉 1.1 万 kW 2013 年		
モデルプラントの規模 (出力)	1.2 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値	
設備利用率	○45%	実態を踏まえて設定	
稼働年数	○60 年 ○40 年	実態を踏まえて設定。(なお、60 年を超えると主たる機器(水車など)の大規模な入れ替えを想定し、60 年と設定)	
資本費	建設費	64 万円/kW	発電所の建設費用。構築物と発電機などの機械装置の建設費用を平均化。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	0.2 億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	0.9%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.1%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険費、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費 (一般管理費)	13.3%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	所内率	0.4%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を想定していない。
	燃料費上昇	—	—
	CO2 対策費用	—	—

8 (2) 小水力

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		200kW	コスト等検証委員会報告書及び調達価格等算定委員会と同規模と想定
設備利用率		○60%	調達価格等算定委員会より
稼働年数		○40年 ○30年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。業界ヒアリングによると、一般的に想定される稼働年数との大きな違いはない。
資本費	建設費	80～100万円/kW ⇒1.6～2.0億円	調達価格等算定委員会より(接続費用については、建設費からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	700万円/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費	1%/年(建設費における比率)	調達価格等算定委員会より
	諸費	2%/年(建設費における比率)	調達価格等算定委員会より
	業務分担費(一般管理費)	14%/年(直接費における比率)	調達価格等算定委員会より
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を想定していない。
	燃料費上昇率	—	—

9 (1) バイオマス (木質専焼)

諸元のベース	調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラント規模 (出力)	5,700kW	調達価格等算定委員会と同規模と想定
設備利用率	○87%(調達価格算定委) ○80% ○70% ○60% ○50%	調達価格等算定委員会及び実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数	○40年 ○30年 ○20年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。 なお、業界ヒアリングによると、一般的なバイオマス発電事業者の場合、15年～20年を稼働年数として想定していることが多いが30年以上で設計することも可能。
資本費	建設費	39.8万円/kW ⇒22.67億円 調達価格等算定委員会で想定している建設費から接続費用7千万円を除いたもの
	設備の廃棄費用	建設費の5% OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	2.7万円/kW 調達価格等算定委員会より
	修繕費	
	諸費	
	業務分担費 (一般管理費)	
燃料費	初年度価格	12,000円/t 調達価格等算定委員会より
	燃料費上昇率	— 未利用間伐材については、今後、木材自給率向上のための施策(木材運搬用の作業道整備など)の推進により収集・運搬コストの低減が期待される一方で、発電目的での木材需要の増加がコスト増要因となることから、全体では燃料費は横ばいと想定。
	必要燃料量	60,000t 調達価格等算定委員会より(設備利用率が87%の場合の必要燃料量)
	所内率	16% 調達価格等算定委員会より
	燃料諸経費	750円/t 調達価格等算定委員会より
	技術革新・量産効果	— 発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果は想定していない。
価格変動要因	燃料費上昇率	— 未利用間伐材については、今後、木材自給率向上のための施策(木材運搬用の作業道整備など)の推進により収集・運搬コストの低減が期待される一方で、発電目的での木材需要の増加がコスト増要因となることから、全体では燃料費は横ばいと想定。

9 (2) バイオマス (石炭混焼)

諸元のベース		関連事業者へのインタビュー等	
モデルプラント規模(出力)	80万kW	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において、未利用間伐材を混焼するとして設定。	
設備利用率	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定	
稼働年数	○40年 ○30年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。	
資本費	建設費	3~5億円	固定価格買取制度開始後に混焼を開始した関連事業者への追加的なインタビューにより把握。既存の石炭火力発電所において、木質チップを混焼するために必要となる追加コスト(混焼施設整備費)を計上。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)が示した値を使用。
運転維持費	人件費	0.1億円/年	固定価格買取制度開始後に混焼を開始した関連事業者への追加的なインタビューにより把握。木質チップの調達、受入れ、石炭との混合作業等、バイオマス混焼のために必要となる追加の人件費を計上。
	修繕費	1.8%/年 (建設費における比率)	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値を修正。
	諸費	1.5%/年(建設費における比率)	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったが、数値は同値。
	業務分担費(一般管理費)	14.3%/年 (直接費における比率)	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値を修正。
燃料費	初年度価格	12,000円/t	調達価格等算定委員会より。
	燃料費上昇率	—	未利用間伐材については、今後、木材自給率向上のための施策(木材運搬用の作業道整備など)の推進により収集・運搬コストの低減が期待される一方で、発電目的での木材需要の増加がコスト増要因となることから、全体では燃料費は横ばいと想定している。
	燃料発熱量	17.79MJ/kg	固体バイオマス燃料の標準発熱量。(諸元データ(総合エネルギー統計)の改訂による修正。)
	熱効率	42%	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったが、数値は同値。
	所内率	6.4%	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値を修正。
	燃料諸経費	石炭分:2,000円/t バイオマス分:750円/t	混焼率に合わせて、石炭火力の燃料諸経費とバイオマスの燃料諸経費を計上。
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	混焼にかかる追加的経費について、発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果は想定していない。
	燃料費上昇率	—	未利用間伐材については、今後、木材自給率向上のための施策(木材運搬用の作業道整備など)の推進により収集・運搬コストの低減が期待される一方で、発電目的での木材需要の増加がコスト増要因となることから、全体では燃料費は横ばいと想定している。

10 (1) ガスコージェネレーション

諸元のベース		直近5年間に運転開始した設備のデータ(関連事業者へのインタビューによる)		
モデルプラントの規模(出力)		6700kW	インタビュー事業者の実績平均。	
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% <参考情報> * インタビュー事業者の実績平均:68.3%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
稼働年数		○30年 ○15年(法定耐用年数)	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
資本費	建設費	12.1万円/kW	インタビュー事業者の実績平均	
	設備の廃棄費用	建設費の5%	各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)が示した値を使用。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	1.0万円/kW・年	インタビュー事業者の実績平均。各種点検、プラグ・潤滑油・その他必要部品交換、オーバーホール等が含まれる。運転時間毎の点検メニューがあり(2,000時間毎、4,000時間毎、8,000時間毎など)、稼働年数を通じた平均値として1年当たりの値を計上。	
	諸費	(修繕費に含む)	—	
	業務分担費(一般管理費)	(計上せず)	—	
燃料費	CIF価格	初年度価格	842.43 \$/t (0.015 \$/MJ)	LNG全日本通関CIF価格の2014年平均(LNG火力に同じ)。
		燃料発熱量	HHV:55.01 MJ/kg (LHV:50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量(LNG火力に同じ)。
		燃料諸経費	2700円/t (0.049円/MJ)	LNG火力に同じ。
	需要地価格	初年度価格	83.26円/m ³	大手ガス事業者3社の都市ガス料金の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がLNG全日本通関CIF価格の2014年平均と同等、為替が105.24円/\$だと仮定した場合の都市ガス料金として算出。 なお、ガスコージェネにおいては、大口の都市ガス料金を踏まえて算出。
		燃料発熱量	45MJ/Nm ³ (HHV)	上記の大手事業者が販売している都市ガスの代表的な標準燃料発熱量。
	共通	熱効率	発電効率:36.0%、 熱回収効率:29.2%	HHV、発電端における数値。インタビュー事業者の実績平均。
	所内率	2.3%	インタビュー事業者の実績平均。	
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率向上 * ガスエンジン: 43.8%(2020年) / 44.7%(2030年) * ガスタービン: 27.1%(2020年) / 28.9%(2030年) (いずれも HHV)	アドバンスト・コージェネレーション研究会最終報告書による。 ○同報告書におけるガスタービン及びガスエンジンの発電効率向上見通し(下記)を採用。 現状 ガスエンジン:49.0%/ガスタービン:30.6% 2020年 ガスエンジン:50%超/ガスタービン:32%超 2030年 ガスエンジン:51%超/ガスタービン:34%超 (いずれも LHV) ※発電コスト試算においては、上記の発電効率向上の数値をモデルプラントに計上。 現状 発電効率:36.0%/熱回収効率:29.2% 2020年 発電効率:37.1%/熱回収効率:28.2% 2030年 発電効率:38.4%/熱回収効率:26.9% (いずれも HHV)	
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	CIF価格については、LNG火力に同じ。 需要地価格については、初年度価格の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がCIF価格と同様に变化した場合に想定される都市ガス料金を算出。	

	CO2 対策費用	<ul style="list-style-type: none"> ・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ 	<p>LNG火力に同じ。</p> <p>なお、排熱価値と合わせて、当該排熱価値を生み出す際に発生することが想定される CO2 対策費用も差し引くこととする。</p>
--	----------	---	--

10 (2) 石油コージェネレーション

諸元のベース		関連事業者へのインタビュー		
モデルプラントの規模(出力)		1500kW	インタビュー事業者の実績平均	
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% 〈参考情報〉 * インタビュー事業者の実績平均: 36%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
稼働年数		○30年 ○15年(法定耐用年数)	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
資本費	建設費	13万円/kW	インタビュー事業者の実績平均	
	設備の廃棄費用	建設費の5%	各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)が示した値を使用。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	0.79万円/kW・年	インタビュー事業者の実績平均。エンジン・発電機は各種点検、潤滑油その他部品交換、オーバーホール等が含まれる。運転時間毎の点検メニューがあり(2,500時間毎、5,000時間毎、10,000時間毎、20,000時間毎など)、稼働年数を通じた平均値として1年当たりの値を計上。	
	諸費	(修繕費に含む)	—	
	業務分担費(一般管理費)	(計上せず)	—	
燃料費	CIF価格	初年度価格	105.11 \$/bbl (0.016 \$/MJ)	原油全日本通関 CIF 価格の 2014 年平均(石油火力に同じ)。
		燃料発熱量	HHV: 41.16MJ/L (LHV: 39.05MJ/L)	石油火力に同じ。
		燃料諸経費	9300 円/kl (0.226 円/MJ)	石油火力に同じ。
	需要地価格	初年度価格	92.35 円/l	2010 年から 2014 年における、石油製品価格調査の産業用価格(A 重油)の平均値を踏まえ、原料価格(原油)が原油全日本通関CIF価格の 2014 年平均と同等、為替が 105.24 円/\$だと仮定した場合の A 重油価格として算出。
		燃料発熱量	HHV: 38.90MJ/l (LHV: 36.73MJ/l)	A 重油の標準発熱量。
	共通	熱効率	発電効率: 32.9%、 熱回収効率: 22.7%	HHV、発電端における数値。インタビュー事業者の実績平均。
所内率		3%	インタビュー事業者の実績平均	
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を想定していない。(参考)ディーゼルエンジンの効率向上による発電効率の改善が期待される。	
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	CIF価格については、石油火力に同じ。 需要地価格については、初年度価格の算出方法を踏まえ、原料価格(原油)がCIF価格と同様に变化した場合に想定されるA重油料金を算出。	
	CO2 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	石油火力に同じ。 なお、排熱価値と合わせて、当該排熱価値を生み出す際に発生することが想定されるCO2対策費用も差し引くこととする。	

11. 燃料電池

諸元のベース		エネファーム補助金のデータ、事業者へのヒアリング等から試算		
モデルプラントの規模(出力)		0.7kW	市販されている機器の標準的な出力	
設備利用率		○46.8%	事業者へのヒアリングによる数値。	
稼働年数		○10年 ○6年(法定耐用年数)	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定	
資本費	建設費	182.0万円/kW	工事費込み。補助金における申請額の平均144.9万円/台工事費込み。販売価格ベースからガス給湯器(エコジョーズ)の販売価格を控除。	
	設備の廃棄費用	建設費の5%	各国において特段のデータがない場合の値としてOECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)が示した値を使用。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)		
	修繕費	3.44万円/kW・年	事業者へのヒアリングによる数値。メンテナンス費及び修理費の合算値。	
	諸費	(修繕費に含む)	消耗品費など	
	業務分担費(一般管理費)	(計上せず)	—	
燃料費	CIF価格	初年度価格	842.43 \$/t (0.015 \$/MJ)	LNG全日本通関CIF価格の2014年平均(LNG火力に同じ)。
		燃料発熱量	HHV:55.01 MJ/kg (LHV:50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量(LNG火力に同じ)。
		燃料諸経費	2700円/t (0.049円/MJ)	LNG火力に同じ。
	需要地価格	初年度価格	110.19円/m ³	大手ガス事業者4社の都市ガス料金の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がLNG全日本通関CIF価格の2014年平均と同等、為替が105.24円/\$だと仮定した場合の都市ガス料金として算出。 なお、燃料電池においては、家庭用の都市ガス料金を踏まえて算出。
		燃料発熱量	45MJ/Nm ³ (HHV)	上記の大手事業者が販売している都市ガスの代表的な標準燃料発熱量。
	共通	熱効率	発電効率:35.7%、 熱回収効率:49.8%	HHV、発電端における数値。 市販されている最新機種の数値を平均したもの。 HHV、発電端における数値。サンプルプラントの効率。
		所内率	(計上せず)	—
	価格変動要因	技術革新・量産効果	○設備利用率の向上 ○49.5% ○71.4%	SOFCの割合が増えるため設備利用率が向上。 また、将来的に発電した電力を売電することにより稼働率が向上しうることを見込み複数条件を設定。
○価格低下 2020年:68.6万円/kW 2030年:42.9万円/kW			工事費込み。平成26年6月に策定された「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に基づき算出。	
○稼働年数の増加 2020年:15年 2030年:15年			事業者へのヒアリングによる数値。 2020年及び2030年については、技術開発による耐久性の向上を加味して15年と設定。	
○修繕費の低下 2020年:0.71万円/kW・年 2030年:0.47万円/kW・年			事業者へのヒアリングによる数値。 2020年以降については、定期メンテナンスが不要となるとともに、機器費用の低下に伴い構成部品価格が低下し、修理費が低減すると想定。	

	<p>○発電効率向上</p> <p>2020年： 発電効率：39.4% 熱回収効率：44.1%</p> <p>2030年： 発電効率：43.0% 熱回収効率：40.5%</p>	<p>HHV、発電端における数値。 (独)新エネルギー・産業技術総合開発機構が公表している「燃料電池・水素技術開発ロードマップ 2010」を踏まえて、将来の発電効率向上を想定。</p>
燃料費上昇	<p>・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ</p>	<p>CIF価格については、LNG火力に同じ。 需要地価格については、初年度価格の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がCIF価格と同様に变化した場合に想定される都市ガス料金を算出。</p>
CO2対策費用	<p>・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ</p>	<p>ガスコージェネレーションに同じ。</p>