

各電源の諸元一覧

目次

I. 各電源の諸元の概要.....	1
II. 各電源の諸元及び参考情報.....	5
1. 原子力.....	5
2. 石炭火力.....	7
3. LNG火力.....	8
4. 石油火力.....	9
5（1）陸上風力.....	10
5（2）洋上風力.....	11
6. 地熱発電.....	12
7（1）太陽光（住宅用）.....	13
7（2）太陽光（メガソーラー）.....	14
8（1）一般水力.....	15
8（2）小水力.....	16
9（1）バイオマス（木質専焼）.....	17
9（2）バイオマス（石炭混焼）.....	18
10（1）ガスコージェネレーション.....	19
10（2）石油コージェネレーション.....	20
11. 燃料電池.....	21
12. 省エネルギー.....	23

I. 各電源の諸元の概要

電源		原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力
為替レート		1ドル＝85.74 円(2010 年度平均)			
割引率		0、1、3、5%			
モデルプラント規模(出力)		120 万 kW	75 万 kW	135 万 kW (45 万 kW×3ユニット)	40 万 kW
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10% ＜参考情報＞ ＊2004 年コスト等検討小委員会の試算:85%、80%、70% ＊2009 年度実績:65.7%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10% ＜参考情報＞ ＊2004 年コスト等検討小委員会の試算:80%、70% ＊2009 年度実績:72.3%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10% ＜参考情報＞ ＊2004 年コスト等検討小委員会の試算:80%、70%、60% ＊2009 年度実績:52.8%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10% ＜参考情報＞ ＊2004 年コスト等検討小委員会の試算時条件:80%、70%、30% ＊2009 年度実績:11.4%
稼働年数		○50 年 ○40 年 ○30 年 ＜参考情報＞ ＊2004 年コスト等検討小委員会の試算時条件:40 年、16 年	○40 年 ○30 年 ＜参考情報＞ 2004 年コスト等検討小委員会の試算時条件:40 年、15 年	○40 年 ○30 年 ＜参考情報＞ 2004 年コスト等検討小委員会の試算時条件:40 年、15 年	○40 年 ○30 年 ＜参考情報＞ 2004 年コスト等検討小委員会の試算時の条件:40 年、15 年
資本費	建設費	35 万円/kW	23 万円/kW	12 万円/kW	19 万円/kW
	固定資産税率	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
	水利利用料	—	—	—	—
	設備の廃棄費用	680 億円	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	23.7 億円/年	4.1 億円/年	7.3 億円/年	2.1 億円/年
	修繕費	2.2%/年(建設費における比率)	1.5%/年(同左)	2%/年(同左)	1.7%/年(同左)
	諸費	1.9%/年(建設費における比率)	1.5%/年(同左)	0.9%/年(同左)	1.2%/年(同左)
	業務分担費 (一般管理費)	13.4%/年(直接費における比率)	14.0%/年(同左)	14.6%/年(同左)	10.7%/年(同左)
燃料費	初年度価格 (2010 年度平均価格)	【核燃料サイクル費用】 ＜再処理モデル＞	113.91 \$/t(0.004 \$/MJ) (一般炭日本通関 CIF 価格)	584.37 \$/t (0.011 \$/MJ) (LNG日本通関 CIF 価格)	84.16\$/bbl(0.013 \$/MJ) (原油日本通関 CIF 価格)
	燃料発熱量(HHV)	1.99 円/kWh (フロント 0.88、バック 1.11)	25.70MJ/kg	54.60MJ/kg	41.2MJ/l
	熱効率(HHV)	＜現状モデル＞ 1.40 円/kWh (フロント 0.84、バック 0.56) ＜直接処分モデル＞ 1.01～1.03 円/kWh (フロント 0.82、バック 0.19～0.21)	42%	51%	39%
	所内率	4.0%	6.2%	2.0%	4.5%
	燃料諸経費	—	1700 円/t(0.066 円/MJ)	2200 円/t(0.040 円/MJ)	8300 円/kl(0.201 円/MJ)
2020 年、30 年の価格変動要因	技術革新・量産効果	—	○発電効率の上昇 ・2010 年 42% ・2020 年 42% ・2030 年 48% ○建設単価の上昇 ・2030 年 28.75 万円/kW	○発電効率の上昇 ・2010 年 51% ・2020 年 57% ・2030 年 57%	—
	燃料費上昇率	—	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ
	CO2 対策費上昇率	—	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ
備考	【為替レート】将来にわたって不変と仮定。燃料費と CO2 対策費用の試算時に使用。 【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の割合が多い電源。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。 【石炭火力、LNG火力、石油火力】 ○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(リプレイスの場合も含まれる)。 【人件費】人件費には、給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。 【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計 【原子力】ほかに、事故リスク対応費用(5兆 8,318 億円。事故リスクへの対応のための損害想定額の下限值)及び追加的安全対策費用(194 億円)がある。また、2030 年の価格変動要因については、開発を進めている次世代軽水炉において一定の合理化が見込まれるが、定量的な評価は行っていない。				

		風力(陸上)	風力(洋上) ※2020 年の諸元	地熱	太陽光 (住宅用) (＃)	太陽光 (メガソーラー)
割引率		0、1、3、5%				
モデルプラントの規模 (出力)		2万 kW	15 万 kW	3万 kW	4kW	1200kW
設備利用率		○20%	○30%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○12%	○12%
稼働年数		○25 年 ○20 年	○25 年 ○20 年	○50 年 ○40 年 ○30 年	○25 年 ○20 年	○25 年 ○20 年
資本費	建設費	20～35 万円/kW ⇒40～70 億円	28.3～70 万円/kW ⇒425～1050 億円	70～90 万円/kW ⇒210～270 億円	48～55 万円/kW ⇒192～220 万円	35～55 万円/kW ⇒4.2～6.6 億円
	固定資産税率	1.4%	—	1.4%	—	1.4%
	水利利用料	—	—	—	—	—
	設備の廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	1.4%／年(建設費 における比率)	1.4%／年(同左)	1.2 億円/年	—	300 万円/年
	修繕費	—	—	2.2%／年(同左)	1.5%／年(同左)	1%／年(同左)
	諸費	0.6%／年(建設費 における比率)	0.6%／年(同左)	0.8%／年(同左)	—	0.6%／年(建設費における比率)
	業務分担費 (一般管理費)	14.0%／年(直接費 における比率)	14.0%／年(同左)	16.1%／年(同左)	—	14.0%／年(直接費における比率)
燃料費	初年度価格	—	—	—	—	—
	燃料発熱量 (HHV)	—	—	—	—	—
	熱効率(HHV)	—	—	—	—	—
	所内率	—	—	—	—	—
	燃料諸経費	—	—	10%	—	—
2020 年、30 年の 価格変動要因	技術革新・ 量産効果	○建設費の低下 ・2020 年 18.8～35 円/kW ・2030 年 17.7 ～ 35 万 円 /kW (上限は 2010 年価 格横ばい)	○建設費の低下 ・2030 年 26.0～70 円/kW (上限は 2020 年価 格横ばい)	—	○建設費の低下 <参照シナリオ> ・2020 年 (26.0～)40.1～46.0 円/kW ・2030 年 (21.9～)33.4～38.4 万円/kW <加速シナリオ> ・2020 年 (18.4～)27.4～31.6 万円/kW ・2030 年 (14.7～)21.2～24.5 万円/kW <パラダイムシフトシナリオ> ・2020 年 (15.8～)23.0～26.6 万円/kW ・2030 年 (13.4～)18.9～22.0 万円/kW *括弧内はモジュール単価が 国際水準に収斂する場合の システム価格 ○稼働年数の増加 ・2020 年 35 年 ・2030 年 35 年	○建設費の低下 <参照シナリオ> ・2020 年 (26.9～)29.8～46.9 万円/kW ・2030 年 (22.8～)25.4～40.0 万円/kW <加速シナリオ> ・2020 年 (19.3～)21.4～33.9 万円/kW ・2030 年 (15.6～)17.3～27.5 万円/kW <パラダイムシフトシナリオ> ・2020 年 (16.7～)18.5～29.4 万円/kW ・2030 年 (14.3～)15.8～25.2 万円/kW *括弧内はモジュール単価が国際 水準に収斂する場合のシステム 価格 ○稼働年数の増加 ・2020 年 35 年 ・2030 年 35 年
	燃料費上昇率	—	—	—	—	—
備考		【電源】(＃)がついているものは、需要側に設置するもの。 【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)ときの割合を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の割合が多い電源。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。 【人件費】人件費には、給料手当や厚生費、退職給付金などが含まれる。 【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計				

		一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭混焼)
割引率		0、1、3、5%			
モデルプラントの規模(出力)		1.2 万 kW	200kW	5000kW	75 万 kW
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	直近3年間に建設が終了した 設備に対する補助実績のデ ータ、関連事業者へのインタ ビュー	直近3年間に建設が終了した 設備に対する補助実績のデ ータ、関連事業者へのインタ ビュー	直近3年間に建設が終了した 設備に対する補助実績のデ ータ、関連事業者へのインタ ビュー
設備利用率		○45% ＜参考情報＞ * 2004 年コスト等検討小委 員会の試算:45%	○60%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%
稼働年数		○60 年 ○40 年 ＜参考情報＞ 2004 年コスト等検討小委員 会試算時条件:40 年	○40 年 ○30 年	○40 年 ○30 年	○40 年 ○30 年
資本費	建設費	85 万円/kW	80～100 万円/kW ⇒1.6～2.0 億円	30～40 万円/kW ⇒15～20 億円	3～5 億円
	固定資産税率	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
	水利利用料	9,974,400 円/年 (河川法施行令第 18 条に定 める額)	26 万円	—	—
	設備の廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	0.2 億円/年	700 万円/年	0.7 億円/年	0.1 億円/年
	修繕費	0.5% / 年 (建設費における 比率)	1% / 年 (同左)	4.4% / 年 (同左)	1.5% / 年 (同左)
	諸費	0.2% / 年 (建設費における 比率)	2% / 年 (同左)	(修繕費に含む)	1.5% / 年 (建設費における比 率)
	業務分担費 (一般管理費)	14.3% / 年 (直接費における 比率)	14.0% / 年 (同左)	(人件費に含む)	14.0% / 年 (直接費における 比率)
燃料費	初年度価格 (2010 年度平均価格)	—	—	7,500～17,000 円/t (0.5～1.1 円/MJ)	7,500～21,000 円/t (0.5～1.4 円/MJ)
	燃料発熱量 (HHV)	—	—	15.0MJ/kg	15.0MJ/kg
	熱効率(HHV)	—	—	20%	42%
	所内率	—	—	13%	6.2%
	燃料諸経費	0.4%	—	400～600 円/t (0.027～0.04 円/MJ)	(初年度価格に含む)
2020 年、30 年の 価格変動要因	技術革新・ 量産効果	—	—	—	—
	燃料費上昇率	—	—	—	—
備考		【電源】(＃)がついているものは、需要側に設置するもの。 【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)ときの割合を 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の割合が多い電源。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。 【人件費】人件費には、給料手当や厚生費、退職給付金などが含まれる。 【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計			

		ガスコージェネレーション(＃)	石油コージェネレーション(＃)	燃料電池(＃)
為替レート		1ドル＝85.74 円(2010 年度平均)		
割引率		0、1、3、5%		
モデルプラント規模(出力)		6500kW	1500kW	1kW
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ＜参考情報＞ ＊ インタビュー 事業者の実績平均：68.4%	○80% ○70% ○60% ○50% ＜参考情報＞ ＊ インタビュー 事業者の実績平均：36%	○46%
稼働年数		○30 年 ○15 年(法定耐用年数)	○30 年 ○15 年(法定耐用年数)	○10 年 ○6年(法定耐用年数)
資本費	建設費	12 万円/kW ⇒7.8 億円	13 万円/kW ⇒1.9 億円	277.6 万円/kW(工事費込み。補助金対象額の平均 300 万円/kW(工事費込み。販売価格ベース)から従来型ガス給湯器の販売価格を削除)
	固定資産税率	1.4%	1.4%	(計上せず)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	(修繕費に含む)	(修繕費に含む)
	修繕費	0.96 万円/kW・年 (8%/年(建設費における比率))	0.79 万円/kW・年(6.1%/年(同左))	7.45 万円/kW・年 (3.5%/年(同左))
	諸費	(修繕費に含む)	(修繕費に含む)	(修繕費に含む)
	業務分担費 (一般管理費)	—	—	—
燃料費	初年度価格 (2010 年度平均価格)	584.37 \$/t (0.011 \$/MJ) (LNG日本通関 CIF 価格)	84.16 \$/bbl (0.013 \$/MJ) (原油日本通関 CIF 価格)	584.37 \$/t (0.011 \$/MJ) (LNG日本通関 CIF 価格)
	燃料発熱量(HHV)	54.6MJ/kg	45.5MJ/kg	54.6MJ/kg
	熱効率(HHV)	発電効率:27.2%、熱回収効率:42.7%	発電効率:32.9%、熱回収効率:22.7%	発電効率:33%、熱回収効率:47%
	所内率	3.2%	3%	(計上せず)
	燃料諸経費	※LNG 火力と同じ	※石油火力と同じ	※LNG 火力と同じ
価格変動要因 2020 年、30 年の	技術革新・量産効果	○発電効率向上 ＊ ガスエンジン:45% (2020 年～) ＊ ガスタービン:33%(2020 年)・34% (2030 年)	—	○価格低下(工事費を含まないメーカー出荷価格) 現状(2010 年時点):225 万円/kW →2020 年頃:70 万円/kW →2030 年頃:40 万円/kW ○稼働年数の増加 現状(2010 年時点):10 年 →2020 年頃:15 年 →2030 年頃:15 年 ○修繕費の低下 現状(2010 年時点):7.45 万円/kW →2020 年頃:0.41 万円/kW →2030 年頃:0.24 万円/kW ○発電効率向上 現状(2010 年時点):約 33% →2020 年頃:37% →2030 年頃:43%
	燃料費上昇率	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ
	CO2 対策費上昇率	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ
備考	【電源】(＃)がついているものは、需要側に設置するもの。 【為替レート】将来にわたって不変と仮定。燃料費と CO2 対策費用の試算時に使用。 【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。 【ガスコージェネレーション】 ○ガスタービン、ガスエンジンの2方式の平均的な数値を採用。 ○発電コストとして、他の電源と合わせるために、燃料費については、ガスの販売価格ではなく、CIF 価格を採用。 ○熱利用部分を勘案し、発電コストのほか、熱利用を評価する必要がある。 【石油コージェネレーション】 ○発電コストとして、他の電源と合わせるために、燃料費については、CIF 価格を採用。 ○熱利用部分を勘案し、発電コストのほか、熱利用を評価する必要がある。 【燃料電池】 ○熱利用部分を勘案し、発電コストのほか、熱利用を評価する必要がある。 ○今後の技術革新や量産効果により、建設費、修繕費等の価格低下や発電効率向上が急速に進む可能性があり、将来見通しが重要。			

Ⅱ. 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% ○50% ○10% ＜参考情報＞ * 2004 年コスト等検討小委員会の試算: 85%、80%、70% * 2009 年度実績: 65.7%	比較のために複数条件を設定
稼働年数		○50 年 ○40 年 ○30 年 ＜参考情報＞ * 2004 年コスト等検討小委員会の試算時条件: 40 年、16 年	国内で最初に運転を開始した軽水炉である敦賀1号機は1970年に運転開始、これまでに41年が経過。現時点でこれより長い国内実績は無いものの、50 年以上の稼働も可能であるとの事業者インタビューを踏まえ、30 年、40 年に加えて、50 年を設定。
資本費	建設費	35 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(リプレイ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%	
	廃炉処理費用	680 億円	サンプルプラントにおける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	23.7 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	1.9% / 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、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)	＜再処理モデル＞ 1.99 円 / kWh (フロント 0.88、バック 1.11) ＜現状モデル＞ 1.40 円 / kWh (フロント 0.84、バック 0.56) ＜直接処分モデル＞ 1.01~1.03 円 / kWh (フロント 0.82、バック 0.19~0.21)	原子力発電から生じる使用済核燃料の処理方法については、様々な方策が考えられるが、それらについて、最新動向などを踏まえ、原子力委員会においてその費用を算出したもの(左記は割引率3%の場合)。ただし、所内率について次段の数値を適用した補正を実施。
	所内率	4.0%	

価格変動要因 2020年、30年の	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。
事故リスクへの対応費用	5兆 8,318 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。今後、損害額は更に増加する可能性がある。
追加的安全対策費用	194 億円		東日本大震災における東京電力福島第一原子力発電所の事故を踏まえ、追加的安全対策として国が指示した対策に要する費用として、2011 年 11 月時点でサンプルプラントにおいて見積もられている対策費用の平均値。
原子力防災	—		政策的経費において整理
備考	【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。 【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。 【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計		

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,運転年) 東京電力(株)広野5号 60 万 kW 2004 年、関西電力(株)舞鶴1号 90 万 kW 2004 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	
モデルプラントの規模(出力)		75 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	23 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	4.1 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	1.5%/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)	14.0%/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	113.91\$/t (0.004 \$/MJ)	一般炭全日本通関 CIF 価格の 2010 年度平均
	燃料発熱量	25.70MJ/kg (LHV: 24.80MJ/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。 ※2020 年までに 46%の技術確立が見込まれるが、コスト計算上は、2020 年 42%、2030 年 48%の効率向上を見込む。
	所内率	6.2%	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	1700 円/t (0.066 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、荷揚げ料など。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 ・2010 年 42% ・2020 年 42% ・2030 年 48% ○建設単価の上昇 ・2030 年 28.75 万円/kW	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。なお、IGCC の導入に伴い、建設単価は 2030 年に 2010 年比 1.25 倍になることを見込んでいる。
	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 113.91 \$/t とし、次年度以降については IEA「World Energy Outlook 2011」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、2020~2035 年は EU 現行政策シナリオの価格、2035~2070 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、2020~2035 年は EU 新政策シナリオと豪・NZ 新政策シナリオの価格(いずれも同じ数値)、2035~2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2010 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2010 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) 東北電力(株)東新潟 4-2 号系列 84 万 kW 2006 年、中部電力(株)新名古屋8号系列 160 万 kW 2008 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	
モデルプラントの規模(出力)		135 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	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	7.3 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%/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)	14.6%/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	584.37 \$/t (0.011 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の 2010 年度平均
	燃料発熱量	54.60MJ/kg (LHV : 49.3MJ / kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量
	熱効率	51%	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	2200 円/t (0.040 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 ・2010 年 51% ・2020 年 57% ・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、2020 年頃までに熱効率を 57%まで向上させることを目指している。 ※2010 年モデルプラントはサンプルプラントの実績平均値を採用しているため、諸元上の熱効率(51%)は上記実用化されている熱効率(52%)とは異なった値となっている。
	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\$584.37 \$/t に単位換算し、次年度以降については IEA 「World Energy Outlook 2011」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、2020~2035 年は EU 現行政策シナリオの価格、2035~2070 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、2020~2035 年は EU 新政策シナリオと豪・NZ 新政策シナリオの価格(いずれも同じ数値)、2035~2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2010 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2010 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% ○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	19 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	2.1 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	1.7%/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	1.2%/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)	10.7%/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	84.16 \$/bbl (0.013 \$/MJ)	原油全日本通関 CIF 価格の 2010 年度平均
	燃料発熱量	41.2MJ/l (LHV : 40.2MJ / kg)	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	4.5%	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	8300 円/kl (0.201 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	・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\$84.16/bbl とし、次年度以降については IEA 「World Energy Outlook 2011」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、2020～2035 年は EU 現行政策シナリオの価格、2035～2070 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、2020～2035 年は EU 新政策シナリオと豪・NZ 新政策シナリオの価格(いずれも同じ数値)、2035～2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2010 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2010 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		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)		2万 kW	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。
設備利用率		○20%	関連事業者へのインタビュー及びRPS実績データより。10～30%に全体の8割以上の設備が該当。
稼働年数		○25 年 ○20 年	関連事業者へのインタビュー。 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。その一方で、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	20～35 万円/kW ⇒40～70 億円	直近3年間に採択した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。 なお、補助実績については電源線コストも含まれているが、データとして切り分けは困難である上に、電源線のコストはそれぞれの発電設備固有の課題であることから、統一的な価格で控除することは困難。
	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	1.4%／年(建設費における比率)	関連事業者、業界団体へのインタビュー。風車 O&M 費用、変電設備・送電線メンテナンス費用、消耗品、スペアパーツ、航空障害灯、クレーン費用等を含む。
	修繕費		
	諸費	0.6%／年(建設費における比率)	関連事業者、業界団体へのインタビューより。保険料、事務管理費、電気代等を含む。
	業務分担費(一般管理費)	14%／年(直接費における比率)	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
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	○建設費の低下 ・2020 年 18.8～35 円/kW ・2030 年 17.7～35 万円/kW	2020 年・2030 年の建設コストは、2010 年モデルプラントの設定単価をベースに、価格低減を見込まないケースとして、2010 年単価横ばい(横ばいケース)と、一定程度の価格低減を見込むケースとして、IEAの「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVE 2010」の陸上風力発電の初期投資コスト見通しと同程度の割合で低減(低減ケース)という、2ケースの幅で設定
	燃料費上昇率	—	—

5（2）洋上風力

諸元のベース		関連事業者へのインタビュー、既存文献	
モデルプラントの規模(出力)		15 万 kW	海外の洋上ウインドファームを参考に設定(5,000kW×30 基を想定)。着床式の洋上風力発電を想定。
設備利用率		○30%	年間平均風速 7.5m/s 程度を想定し、「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」(日本風力発電教会(JWPA)、2010 年)より設定。
稼働年数		○25 年 ○20 年	関連事業者へのインタビュー、海外文献(The Economics of Wind Energy (欧州風力発電協会))を踏まえ、陸上風力発電と同程度に設定。
資本費	建設費	28.3 ～ 70 万円 /kW ⇒425 ～ 1050 億円	「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVE 2010」(IEA、2010)の試算値等を参考に、陸上風力発電の 2020 年モデルプラントの1.5～2倍で設定。
	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	1.4%／年(建設費における比率)	「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVE 2010」(IEA、2010)の試算値(2010 年と 2050 年の初期投資に対する維持管理費の割合が、陸上風力発電と概ね同じ)より、陸上風力発電と同じに設定。
	修繕費		
	諸費	0.6%／年(建設費における比率)	
	業務分担費(一般管理費)	14%／年(直接費における比率)	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
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	○建設費の低下 ・2030 年 26.0～70 円/kW (上限は 2020 年価格横ばい)	2030 年の建設コストについては、2020 年洋上風力のモデルプラントの建設コストをベースに、陸上風力発電の設定と同様に、横ばいケースと低減ケースという、2 ケースの幅で設定
	燃料費上昇率	—	—

6. 地熱発電

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)		3万 kW	関連事業者へのインタビュー。経産省「地熱発電に関する研究会」中間とりまとめ(2009 年)に示された、NEDO の地熱開発促進調査を基に絞り込んだ、開発可能資源量の密度の高い重点地点(全 31 地点)の発電出力の平均。 ここではモデルプラントとして、生産井1本当たりの蒸気量 37.5t/h、8本(深度 1500m)を想定。
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	経産省「地熱発電に関する研究会」中間とりまとめ(2009 年)のコスト試算では、設備利用率を 90%と置いているが、ここでは他の電源との比較のため、他の電源と同じ数字を置いている。なお、下記の松川、大岳、大沼の運転期間を通じた平均利用率はいずれも約 80%。
稼働年数		○50 年 ○40 年 ○30 年	国内で最初に運転を開始した松川(昭和 41 年より 45 年経過)、大岳(昭和 42 年より 44 年経過)、大沼(昭和 49 年より 37 年経過)は、いずれも運転継続中。地熱発電所は、現時点の国内実績は 45 年が最長であるが、関連事業者へのインタビューでは、50 年以上運転可能という意見もあった。
資本費	建設費	70~90 万円/kW ⇒210~270 億円	関連事業者へのインタビュー。地熱資源量の調査費用は含まれていない。また、規制区域外から規制区域内の地下の熱源に向けて斜め掘りする場合に、水平方向の距離が長くなれば、追加的な投資額が必要となる。なお、地熱発電は、個別地点ごとの地下資源量に依存する出力によるコスト変動が大きいことに留意が必要。
	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	1.2 億円/年	経産省「地熱発電に関する研究会」中間とりまとめ(2009 年)第 3 回資料 2 及び事業者へのインタビューを参考に人件費を設定
	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に必要な点検、修理費用及び数年に一度の補充井の掘削費用については、稼働年数を通じた平均値として計上。
	諸費	0.8% / 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(警備、緑化など)、保険費、雑給など
	業務分担費(一般管理費)	16.1% / 年(直接費における比率)	事業の全般に関連する費用のうち、当該発電事業に係る費用(本社の人件費、諸費のうち当該発電事業に係る費用など)
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	10%	国内の設備容量 10,000kW 以上の地熱発電所(全 15 か所)の平均。発電に使用後の熱水を、還元井を通じて地下に戻すのに使う電力など、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。
	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		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)		4kW	関連事業者へのインタビューを参考にしながら、経産省「住宅用太陽光補助金」で採択された設備の平均値を引用。
設備利用率		○12%	関連事業者へのインタビュー及び経産省「太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン(設計施工・システム編)」の実測データより、9～14.5%に全体の8割以上の設備が該当。
稼働年数		○25 年 ○20 年	関連事業者へのインタビュー。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。
資本費	建設費	48～55 万円 /kW ⇒ 192～220 万円	下限値は経産省「住宅用太陽光補助金」の新築に設置した場合の平均値、上限値は同補助金の既築住宅に設置した場合の平均値。
	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	1.5%／年(建設費における比率)	関連事業者へのインタビューより、パワコン交換費及び定期点検費を計上。 (パワコン交換費) パワコンを 1kW 当たり 60,000 円と仮定し(経産省委託調査「太陽光発電システム等の普及動向に関する調査(資源総合システム)」より)、全てリプレイスすると仮定。10 年間に 60,000 円/kW × 4kW=24 万円、これを単純平均し、年間 2.4 万円程度の費用を計上すると仮定。 ※部品交換のみで済む場合、10 年後にはコスト低減している可能性があること等は考慮されていない。 (定期点検費) メーカーによって形態は異なるものの、定期点検を有料で行っている。その頻度は概ね4年に一度実施とし、費用は 10 年間で8～10 万円程度。
	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	○建設費の低下 ＜参照シナリオ＞ ・2020 年 (26.0～)40.1～46.0 円/kW ・2030 年 (21.9～)33.4～38.4 万円/kW ＜加速シナリオ＞ ・2020 年 (18.4～)27.4～31.6 万円/kW ・2030 年 (14.7～)21.2～24.5 万円/kW ＜パラダイムシフトシナリオ＞ ・2020 年 (15.8～)23.0～26.6 万円/kW ・2030 年 (13.4～)18.9～22.0 万円/kW *括弧内はモジュール単価が国際水準に収斂する場合のシステム価格 ○稼働年数の増加 ・2020 年 35 年 ・2030 年 35 年	○建設費の低下 モジュール、インバーター、その他付属機器(ケーブル、架台等)については、EPIA2011 の参照シナリオ、加速シナリオ、パラダイム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、モジュール単価が国際水準に収斂していくケースについては、EPIA が推計したモジュール単価の進歩率(78%)と、現在のモジュール単価の国際水準を用いて、2020 年、2030 年のモジュール単価の国際水準を推計 ○稼働年数の増加 発電モジュールの耐久性の向上の可能性を考慮。2020 年は、Solar Generation 6 (EPIA,2011) の 2020 年開発目標(35～40 年)の下限。2030 年は、その横置き。
	燃料費上昇率	—	—

7 (2) 太陽光 (メガソーラー)

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)		1,200kW	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。
設備利用率		○12%	関連事業者へのインタビュー及び経産省「太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン(設計施工・システム編)」の実測データより、9～14.5%に全体の 8 割以上の設備が該当。
稼働年数		○25 年 ○20 年	関連事業者へのインタビュー。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。
資本費	建設費	35～55 万円/kW ⇒4.2～6.6 億円	直近 3 年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。 メガソーラーの場合、これまでの補助実績の中には、実証的要素が強く、コストが高めに出ているものも含まれている可能性がある点、海外ではこの建設費よりもさらに安い費用で建設している実績もある点には留意が必要。事業者の動向を見てみると、実際は 35～40 万円/kW 程度をターゲットとして考えているという意見が多い。委員会の中でも 55 万円/kW は高すぎるというような指摘もあった。また、海外については、例えばドイツの例を取ると、直近の太陽光発電のシステム価格は、2, 200 ユーロ/kW 程度とのこと。
	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	300 万円/年	関連事業者へのインタビュー。第三種主任技術者1名の人件費(600～700 万円)を2で割ると仮定(2,000kW までは6箇所まで兼任可能であるが、実際は距離制限がある 2 件/人の兼任が現実的であると考えられるため。太陽光発電システム及び受電設備等の点検等を実施。)
	修繕費	1% / 年(建設費における比率)	関連事業者へのインタビュー。パワコンを 1kW 当たり 45,000 円と仮定し(NEDO「平成 19 年度フィールドテスト事業」における 1,000kW の設備)、全てリプレイスすると仮定。10 年間に 45,000 円/kW × 1,200kW=5,400 万円、これを単純平均し、年間 500 万円程度の費用を計上すると仮定。 ※部品交換のみで済む場合、10 年後にはコスト低減している可能性があること等は考慮されていない。
	諸費	0.6% / 年(建設費における比率)	業界団体へのインタビュー。保険料、台風対策、草刈り費用等含む。 なお、保険料はまとめて数力所の設備に保険をかける場合は、相対的に安くなることもある。
	業務分担費(一般管理費)	14% / 年(直接費における比率)	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
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	○建設費の低下 ＜参照シナリオ＞ ・2020 年 (26.9～)29.8～46.9 万円/kW ・2030 年 (22.8～)25.4～40.0 万円/kW ＜加速シナリオ＞ ・2020 年 (19.3～)21.4～33.9 万円/kW ・2030 年 (15.6～)17.3～27.5 万円/kW ＜パラダイムシフトシナリオ＞ ・2020 年 (16.7～)18.5～29.4 万円/kW ・2030 年 (14.3～)15.8～25.2 万円/kW *括弧内はモジュール単価が国際水準に収斂する場合のシステム価格 ○稼働年数の増加 ・2020 年 35 年 ・2030 年 35 年	
	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、中国電力(株)新帝釈川 1.1 万 kW 2006 年、北海道電力(株)新忠別 1 万 kW 2006 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	85 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	0.5%/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	0.2%/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)	14.3%/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		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)		200kW	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。
設備利用率		○60%	関連事業者へのインタビュー及びRPS実績データより。
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。
資本費	建設費	80～100 万円 /kW ⇒1.6～2.0 億円	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。 なお、補助実績については電源線コストも含まれているため、当該コストの控除の方法について引き続き精査する必要。
	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	700 万円/年	関連事業者へのインタビューにより把握。保安点検や発電設備の運転・管理等に要する人件費を計上。
	修繕費	1%／年（建設費における比率）	関連事業者へのインタビュー。200kW 程度の設備で1,700 千円程度。突発的な自然災害によるダメージ修復、約10年に1回の分解点検（水車や発電機を分解し、消耗品の交換や清掃など行う）の費用等。
	諸費	2%／年（建設費における比率）	関連事業者へのインタビュー。200kW 程度の設備で 4,000 千円程度。委託料（草刈りや周辺警備・整備、火災報知機等）、通信運搬費（遠隔管理がほとんどなので、NTT回線使用料がメイン）。
	業務分担費（一般管理費）	14%／年（直接費における比率）	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
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		直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	
モデルプラント規模 (出力)		5,000kW	関連事業者へのインタビューにより設定。
設備利用率		○80%○70% ○60%○50% ○10%	木質専焼発電の場合、関連事業者へのインタビューによれば、設備利用率は80～90%程度であるが、ここでは他の電源との比較のため、他の電源と同じ数字を置いている。
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	30～40万円/kW ⇒15～20億円	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビューにより把握。
	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	0.7億円/年	関連事業者へのインタビューにより把握。木質チップの調達、受入れ、発電施設内での木質チップの管理(水分含量調整など)、燃焼、焼却灰の処理等に必要となる人件費を計上。
	修繕費	4.4% / 年 (建設費における比率)	関連事業者へのインタビューにより把握。
	諸費	(修繕費に含む)	委託料、保険料など。修繕費に含めて計上。
	業務分担費 (一般管理費)	(人件費に含む)	—
燃料費	初年度価格	7,500～17,000 円/t (0.5～1.1 円/MJ)	関連事業者へのインタビューにより把握。伐採、収集・運搬、チップ化等の各工程を経て、最終的に発電所が購入する木質チップの価格。なお、未利用間伐材を燃料として利用する場合、収集・運搬に要する距離や運搬用の作業道(※路網)の整備状況など諸条件により、価格が大きく異なるため、立地条件の違い等について更に精査する必要。また、木質専焼の場合と石炭混焼の場合の燃料費が異なるのは、木質専焼発電は、木質チップ工場を発電所に近接して建設することで、石炭混焼に比べて運搬コストが縮減される場合が多いと想定されることを踏まえたもの。
	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、未利用間伐材の利用拡大が進むと遠方から収集・運搬する必要が生じ、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。
	燃料発熱量	15.0MJ/kg (LHV : 9.8 MJ/kg)	固体バイオマス燃料の標準発熱量。
	熱効率	20%	HHV、発電端における数値。事業者へのインタビューにより把握。なお、木質専焼発電の熱効率を高めるためには発電に加えて熱回収が重要であるが、事業者へのインタビューにおいて熱回収を行っている事例が少なかったこと、未利用間伐材の収集・運搬コストを低減するためには山側に近い場所に発電所を建設することが効果的である一方で、そのような場所では熱需要が見込みづらいケースがあることから、今回の試算では発電効率についてのみ試算。
	所内率	13%	関連事業者へのインタビューにより把握。木質チップを燃焼させるための送風機や発電施設の換気等に電力を使用。
	燃料諸経費	400～600 円/t (0.027 ～ 0.04 円/MJ)	関連事業者へのインタビューにより把握。焼却灰処理費用を計上。木質チップ 1トンから重量比2%程度の焼却灰が発生し、焼却灰 1トン当たり約2～3万円の処理費用が必要となると想定。
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、未利用間伐材の利用拡大が進むと遠方から収集・運搬する必要が生じ、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		直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	
モデルプラント規模(出力)		75 万 kW	石炭火力のモデルプラント(75 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%	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
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	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	関連事業者への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	1.5%／年(建設費における比率)	石炭火力のモデルプラント(75 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。
	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(75 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。
	業務分担費(一般管理費)	14.0%／年(直接費における比率)	石炭火力のモデルプラント(75 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。
燃料費	初年度価格	7,500 ～ 21,000 円/t (0.5 ～ 1.4 円/MJ)	関連事業者へのインタビューにより把握。伐採、収集・運搬、チップ化等の各工程を経て、最終的に発電所が購入する木質チップの価格。未利用間伐材を燃料として利用する場合、収集・運搬に要する距離や運搬用の作業道(※路網)の整備状況など諸条件により、価格が大きく異なることとなるため、立地条件の違い等について更に精査する必要。また、木質専焼の場合と石炭混焼の場合の燃料費が異なるのは、木質専焼発電は、木質チップ工場を発電所に近接して建設することで、石炭混焼に比べて運搬コストが縮減される場合が多いと想定されることを踏まえたもの。
	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、未利用間伐材の利用拡大が進むと遠方から収集・運搬する必要が生じ、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	15.0MJ/kg (LHV: 9.8 MJ/kg)	固体バイオマス燃料の標準発熱量。
	熱効率	42%	石炭火力のモデルプラント(75 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。
	所内率	6.2%	石炭火力のモデルプラント(75 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。
	燃料諸経費	(初年度価格に含む)	石炭混焼は、石炭火力発電所において石炭に重量比で数%の木質チップを混合して燃焼させるものであり、石炭火力発電所で元々、石炭由来の焼却灰処理に要していた費用が、木質チップ由来の焼却灰が加わることによって発電コストに大きく影響するほど増加することは見込んでいない。
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、未利用間伐材の利用拡大が進むと遠方から収集・運搬する必要が生じ、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た。

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)		6500kW	インタビュー事業者の実績平均
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ＜参考情報＞ ＊インタビュー事業者の実績平均:68.4%	実態を踏まえつつ、比較のために各電源一律で設定。
稼働年数		○30 年 ○15 年(法定耐用年数)	法定耐用年数及び実態を踏まえて比較のために各電源一律の30年を採用。
資本費	建設費	12 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	0.96 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	初年度価格	584.37 \$／t (0.011 \$／MJ)	LNG日本通関 CIF 価格の 2010 年度平均
	燃料発熱量	HHV : 54.6MJ / kg、 (LHV: 49.3MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量
	熱効率	発電効率:27.2%、 熱回収効率:42.7%	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	3.2%	インタビュー事業者の実績平均
	燃料諸経費	2200 円／t (0.040 円／MJ)	LNG火力に同じ。
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:45%(2020 年～) ＊ガスタービン:33%(2020 年)・34%(2030 年)	日本ガス協会へのヒアリングによる。 ○ガスエンジン:ミラーサイクルの最適化(バルブ開閉タイミングの適正化)、過給機の高効率化等により、発電効率を現在の約 44%から 2020 年に 45%程度まで向上させることが見込まれる。 ○ガスタービン:ガスタービン翼の耐熱性向上、過給機の高効率化等により、発電効率を現在の約 30%から、2020 年に約 33%、2030 年に約 34%程度まで向上させることが見込まれる。 ※発電コスト試算においては、ガスエンジン、ガスタービンの2方式の発電効率向上の平均的な数値をモデルプラントに計上。 ・2010 年 発電効率:27.2% 熱回収効率:42.7% ・2020 年 発電効率:29.5% 熱回収効率:40.4% ・2030 年 発電効率:30.7% 熱回収効率:39.2%
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	LNG 火力に同じ。
	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、2020～2035 年は EU 現行政策シナリオの価格、2035～2070 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、2020～2035 年は EU 新政策シナリオと豪・NZ 新政策シナリオの価格(いずれも同じ数値)、2035～2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2010 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2010 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。 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。

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% 〈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、比較のために各電源一律で設定。
稼働年数		○30 年 ○15 年(法定耐用年数)	法定耐用年数及び比較のために各電源一律の30年を設定
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	初年度価格	84.16 \$/bbl (0.013\$/MJ)	原油全日本通関 CIF 価格の 2010 年度平均
	燃料発熱量	HHV: 45.5MJ/kg (LHV*: 42.5MJ/kg)	※一般的に、石油コージェネレーションではLHVを使用している。
	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
	燃料諸経費	8300 円/kl (0.201 円/MJ)	石油火力に同じ。
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	石油火力に同じ。
	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、2020～2035 年は EU 現行政策シナリオの価格、2035～2070 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、2020～2035 年は EU 新政策シナリオと豪・NZ 新政策シナリオの価格(いずれも同じ数値)、2035～2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2010 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2010 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。 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、過去の実証事業の報告書等から試算	
モデルプラントの規模(出力)		1kW	サンプルプラントの出力
設備利用率		○46%	過去の実証事業の報告書等から試算
稼働年数		○10 年 ○6 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定 2020 年、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 年と想定(日本ガス協会の試算値)
資本費	建設費	277.6 万円/kW	工事費込み。補助金対象額の平均 300 万円/kW(工事費込み。販売価格ベース)から従来型ガス給湯器の販売価格を削除。
	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	7.45 万円/kW・年	メンテナンス費及び修理費の合算値で、日本ガス協会の試算値。 ただし、2020 年以降については、メンテナンス費が不要となるとともに、修理費が従来型給湯器並みに低下すると想定し、以下のとおり試算(従来型給湯器の1回の故障における平均修理費:11,000 円、従来型給湯器の年間故障率:9% (日本ガス協会の試算値))。 2020 年: $300 \text{ 万円} \div 225 \text{ 万円} \times 70 \text{ 万円} \div 23 \text{ 万円} \times 11,000 \text{ 円} \times 9\% = 0.40 \text{ 万円/kW}$ 2030 年: $300 \text{ 万円} \div 225 \text{ 万円} \times 40 \text{ 万円} \div 23 \text{ 万円} \times 11,000 \text{ 円} \times 9\% = 0.23 \text{ 万円/kW}$ (考え方) 1. 2010 年時点における工事費込みの販売価格 300 万円とメーカー出荷価格 225 万円の比を計算…① 2. 2020 年(2030 年)時点のメーカー出荷価格に①をかけて、2020 年(2030 年)時点の工事費込みの販売価格を推計…② 3. ②と従来型給湯器の価格 23 万円との比を計算…③ 4. 従来型給湯器の1回の故障における平均修理費 11,000 円に③をかけて家庭用燃料電池の平均修理費を推計…④ 5. ④に従来型給湯器の年間故障率(≒家庭用燃料電池の年間故障率と仮定)をかけて家庭用燃料電池の年間修理費を試算。
	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	初年度価格	584.37 \$/t (0.011 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の 2010 年度平均
	燃料発熱量	54.60MJ/kg (LHV:49.3MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量
	熱効率	発電効率:33%、 熱回収効率:47%	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)	—
	燃料諸経費	2,200 円/t (0.040 円/MJ)	LNG 火力に同じ。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○価格低下(工事費を含まないメーカー出荷価格) 現状(2010 年時点):225 万円/kW →2020 年頃:70 円/kW →2030 年頃:40 万円/kW	○価格低下 (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」の「固体高分子形燃料電池(PEFC)ロードマップ(定置用燃料電池システム)」及び「固体酸化物形燃料電池(SOFC)ロードマップ」に記載されている 2010 年、2020 年及び 2030 年時点の工事費を含まないメーカー出荷価格の平均値を採用(ただし、2010 年については SOFC がまだ販売されていなかったため PEFC の価格を採用)。 なお、2020 年及び 2030 年の建設費については、以下のとおり試算。 (考え方) 1. 2010 年時点における工事費込みの販売価格 300 万円とメーカー出荷価格 225 万円の比を計算…①

			2. 2020 年(2030 年)時点のメーカー出荷価格に①をかけて、2020 年(2030 年)時点の工事費込みの販売価格を推計…② 3. ②から従来型給湯器の販売価格 22.4 万円を引き、発電に係る建設費とする。
		○稼働年数の増加 現状(2010 年時点):10 年 →2020 年頃:15 年 →2030 年頃:15 年	○稼働年数の増加 (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」の「固体高分子形燃料電池(PEFC)ロードマップ(定置用燃料電池システム)」及び「固体酸化物形燃料電池(SOFC)ロードマップ」に加え、メーカーへのヒアリングを参考にして、2010 年時点:10 年、2020 年頃:15 年及び 2030 年頃:15 年と試算。
		○修繕費の低下 現状(2010 年時点):7.45 万円/kW →2020 年頃:0.41 万円/kW →2030 年頃:0.24 万円/kW	○修繕費の低下 詳細は、修繕費の参考情報に記載。
		○発電効率向上 現状(2010 年時点):約 33% →2020 年頃:37% →2030 年頃:43%	○発電効率向上 (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」の「固体高分子形燃料電池(PEFC)ロードマップ(定置用燃料電池システム)」及び「固体酸化物形燃料電池(SOFC)ロードマップ」に記載されている 2010 年、2020 年及び 2030 年時点の発電効率の平均値を採用(ただし、2010 年については SOFC がまだ販売されていなかったため PEFC の発電効率を採用)。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	LNG 火力に同じ。
	CO2 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	ガスコージェネレーションに同じ。

12. 省エネルギー

	家庭用	業務用	産業用
割引率	0、1、3、5%		
対象設備	○LED 照明 (60W 白熱電球相当) ・国内メーカー売上上位3社の製品から各社1製品ずつ (白熱電球と同じ全方位型のもので価格情報があるものを選択) ※現在販売中の白熱電球と LED を比較 ○エアコン ・A社:6機種 B社:5機種 C社:5機種 (国内販売台数上位3社の製品のうち、冷房能力2.8kW(8～12 畳用)の全製品を対象とし、価格情報があるものを選択) ○冷蔵庫 ・A社:2機種 B社:3機種 C社:3機種 (国内販売台数上位3社の製品のうち、容量 360～430Lの全製品を対象とし、価格情報があるものを選択)	○高効率照明 (10 事業) ○高効率空調 (7 事業) ○コンプレッサ台数制御システム (10 事業) ○インバータコンプレッサ (12 事業) ※平成 23 年度省エネ導入補助金 (経済産業省) 及び平成 22 年度温室効果ガス削減ポテンシャル分析事業 (環境省) において採択された事業の省エネデータを採用。 ※3000kWh/月以上の節電が見込めない事業についてはサンプルに含めない。 ※1つの施設に複数の省エネ技術を導入している場合等、1つの技術の節電効果を切り分けることが困難な場合はサンプルに含めない。	○高効率照明 (37 事業) ○高効率空調 (7 事業) ○循環ポンプ等回転数制御 (13 事業) ※平成 23 年度省エネ導入補助金 (経済産業省) 及び平成 22 年度温室効果ガス削減ポテンシャル分析事業 (環境省) において採択された事業の省エネデータを採用。 ※3000kWh/月以上の節電が見込めない事業についてはサンプルに含めない。 ※1つの施設に複数の省エネ技術を導入している場合等、1つの技術の節電効果を切り分けることが困難な場合はサンプルに含めない。
投資額のベース	11 月下旬の大手量販店 (ヨドバシカメラ、ビックカメラ、ケーズデンキ) の web ショップ上の価格を抽出。	申請書又はヒアリングにて把握した各事業費	
使用電力量	○LED 照明 ・LED は製品ごとに公表されている消費電力を使用 ・比較対象の白熱電球については消費電力 54W の製品を想定 ・照明の年間使用時間 (年 2,000 時間) については省エネカタログ 2011 年夏版 (資源エネルギー庁) における試算結果の前提を利用 ○エアコン・冷蔵庫 ・各社カタログに製品ごとに公表されている消費電力量を使用 ・年間使用時間・測定方法については JIS 規格に基づく利用時間を想定	申請書又はヒアリングにて把握した削減電力量	
使用年数	○LED 照明: 20 年 / 白熱電球: 0.5 年 (定格寿命 (LED: 4万時間、白熱電球: 1000 時間) を年間点灯時間 (2000 時間/年) で割ることで算出) ○エアコン: 11.8 年 (内閣府消費動向調査) ○冷蔵庫: 10.8 年 (内閣府消費動向調査)	申請書及びヒアリングにて把握した耐用年数	
計算方法	○LED 照明 $\frac{\text{LED 照明の年間設備投資額} - \text{白熱灯の年間設備投資額}}{\text{白熱灯の年間消費電力} - \text{LED の年間消費電力}}$ により、白熱電球と各 LED 製品とを比較した場合の節電コストを計算。 ・節電コストが最小のものと最大のものの幅を提示。 ○エアコン ・各製品の年間設備投資額 (割引率を考慮) と年間消費電力量を回帰分析することで 1kWh 節電する際	・各事業について $\frac{\text{年当たり設備投資額}}{\text{年間節電量 (予測値)}}$ を計算し、節電コストを算出。各事業の節電コストの平均と標準偏差を計算。平均±標準偏差を節電コストの幅として提示。	

	の設備価格上昇分を節電コストとして算出。 なお、計算の際には、①製造メーカーによる違い、②空気清浄機能の有無、③自動掃除機能の有無などの影響を考慮した回帰分析を実施。 回帰分析の結果±標準 誤差を節電コストの幅として提示。 ○冷蔵庫 ・各製品の年間設備投資額(割引率を考慮)と年間消費電力量を回帰分析することで1kWh 節電する際の設備価格上昇分を節電コストとして算出。 なお計算の際には製造メーカーによる違いの影響を考慮した回帰分析を実施。 回帰分析の結果±標準誤差を節電コストの幅として提示。	
--	--	--