

エネルギーミックスの選択肢 提示に向けた意見

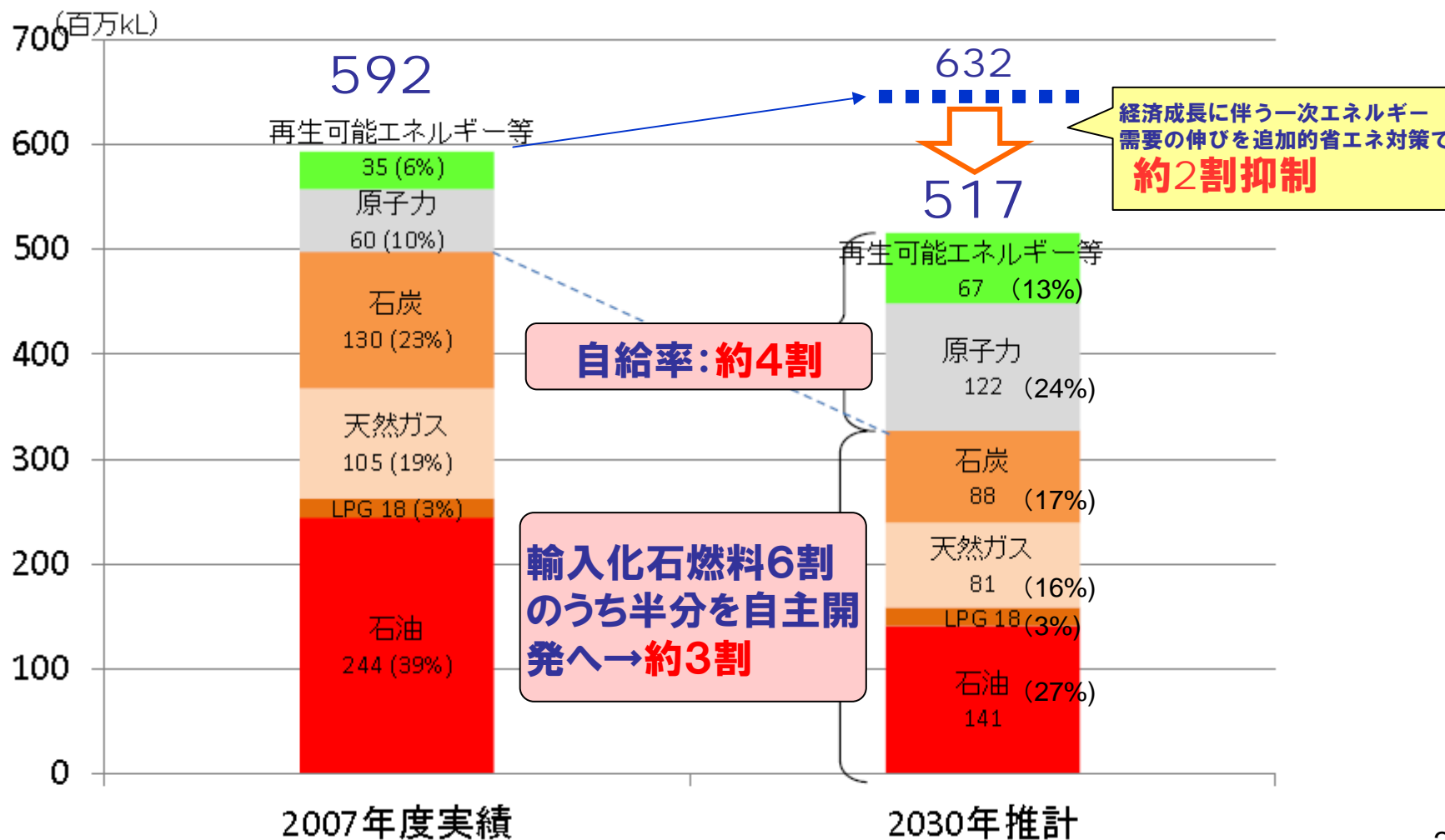
平成24年3月9日

財団法人 日本エネルギー経済研究所

豊田正和

【現行エネルギー基本計画】エネルギー構成

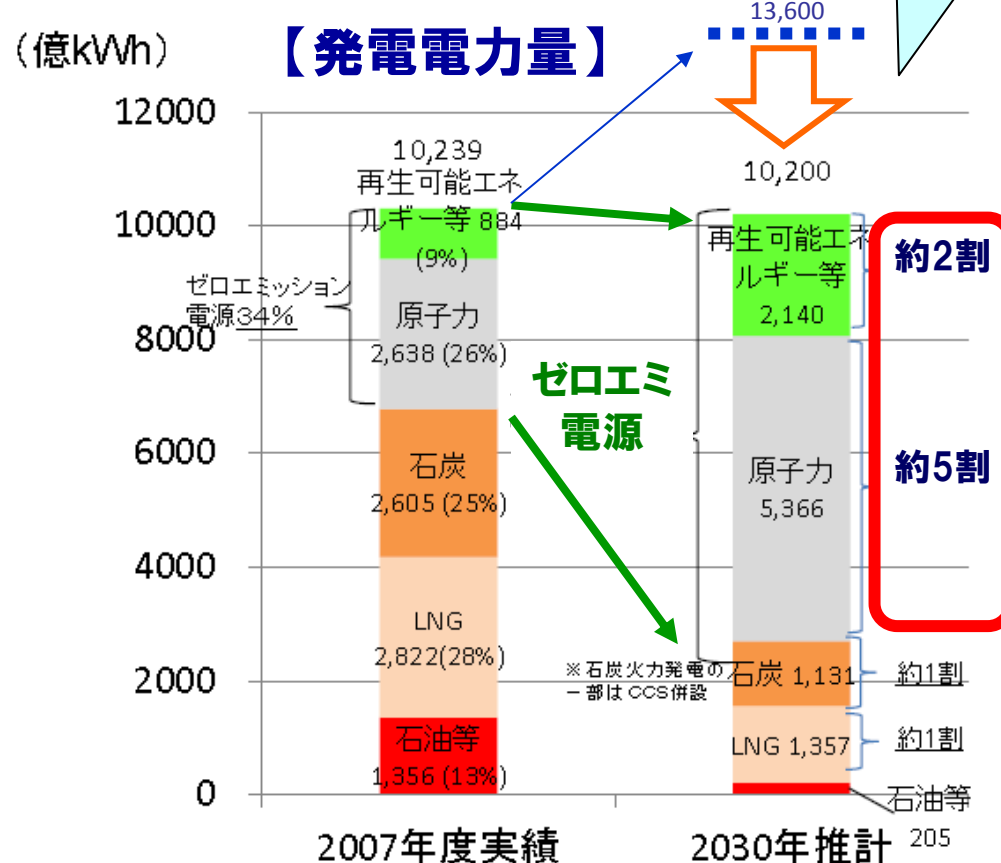
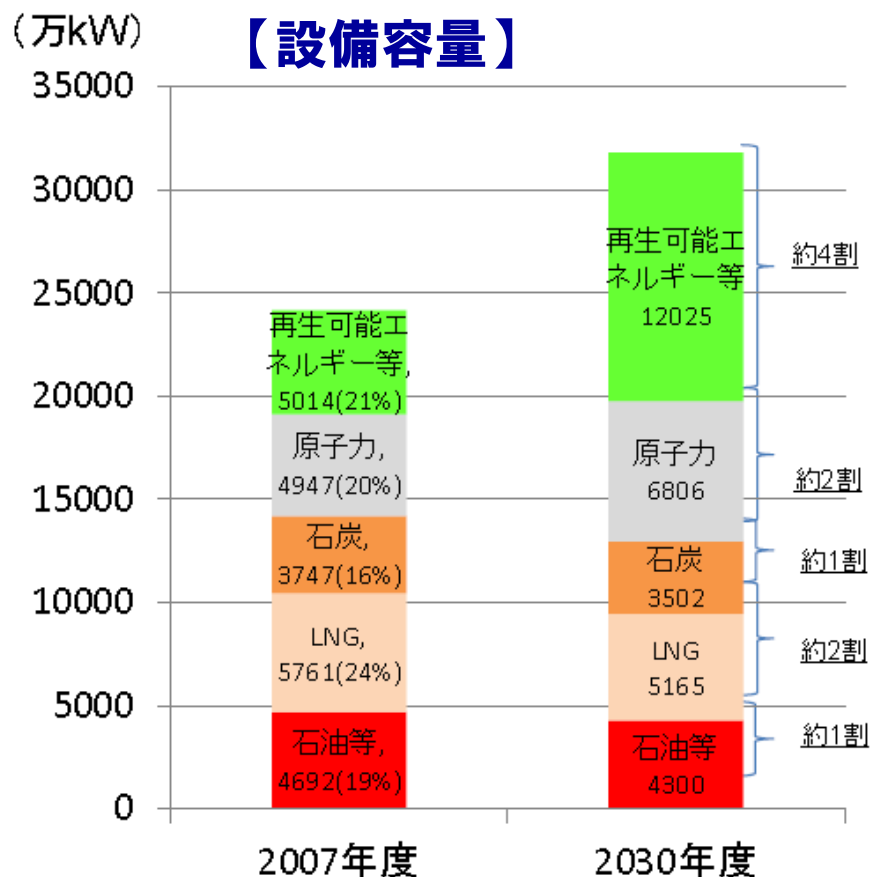
- 自主エネルギー比率(自給率+自主開発比率)を38%→70%程度に
- CO2排出量を1990年比30%削減



【現行エネルギー基本計画】電源構成

- **原子力14基の新增設、設備利用率を60%→90%へ**
- **再生可能エネルギーを2.4倍導入(水力以外は約15倍)**
- **ゼロエミッション電源比率を34%→70%程度に**

経済成長に伴う電力需要の伸びを追加的省エネ対策で約3割抑制



電源構成の複数のシナリオ案

発電電力量の内訳:2030年

	省エネ ^{注1} +コジェネ	原子力	再生可能 エネルギー	火力	ゼロエミッ ション
基本計画	0%	約50%	約20%	30%	70%
シナリオ①	15%	30%	25%	30%	70%
シナリオ②	15%	25%	30%	30%	70%
シナリオ②-2	15%	25%	25%	35%	70% ^{注2}
シナリオ③	15%	15%	30%	40%	60%
シナリオ④	15%	0%	40%	45%	55%

注1)正確には「省エネ・コジェネ」は電源構成の内訳として分子に計上されるものではなく、発電量の分母から控除されるべきものであるが、ここでは基本計画と比較する上での分かりやすさから、分子として表現する。

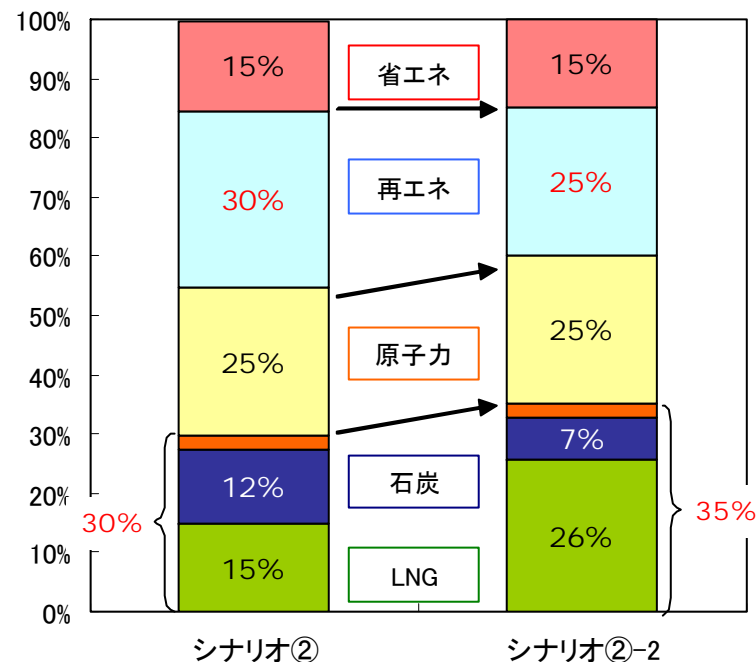
注2)シナリオ②-2は、火力シェアの割合は増えるが、火力内訳の変更により、電源からのCO2排出量をシナリオ②と不変としている。

シナリオ②-2:火力構成のLNG化

シナリオ②における再生可能電源進展の困難性を考慮して、再生可能電源をシナリオ①のレベルに低減し(30%→25%)、火力電源で代替(30%→35%)する場合を考える。

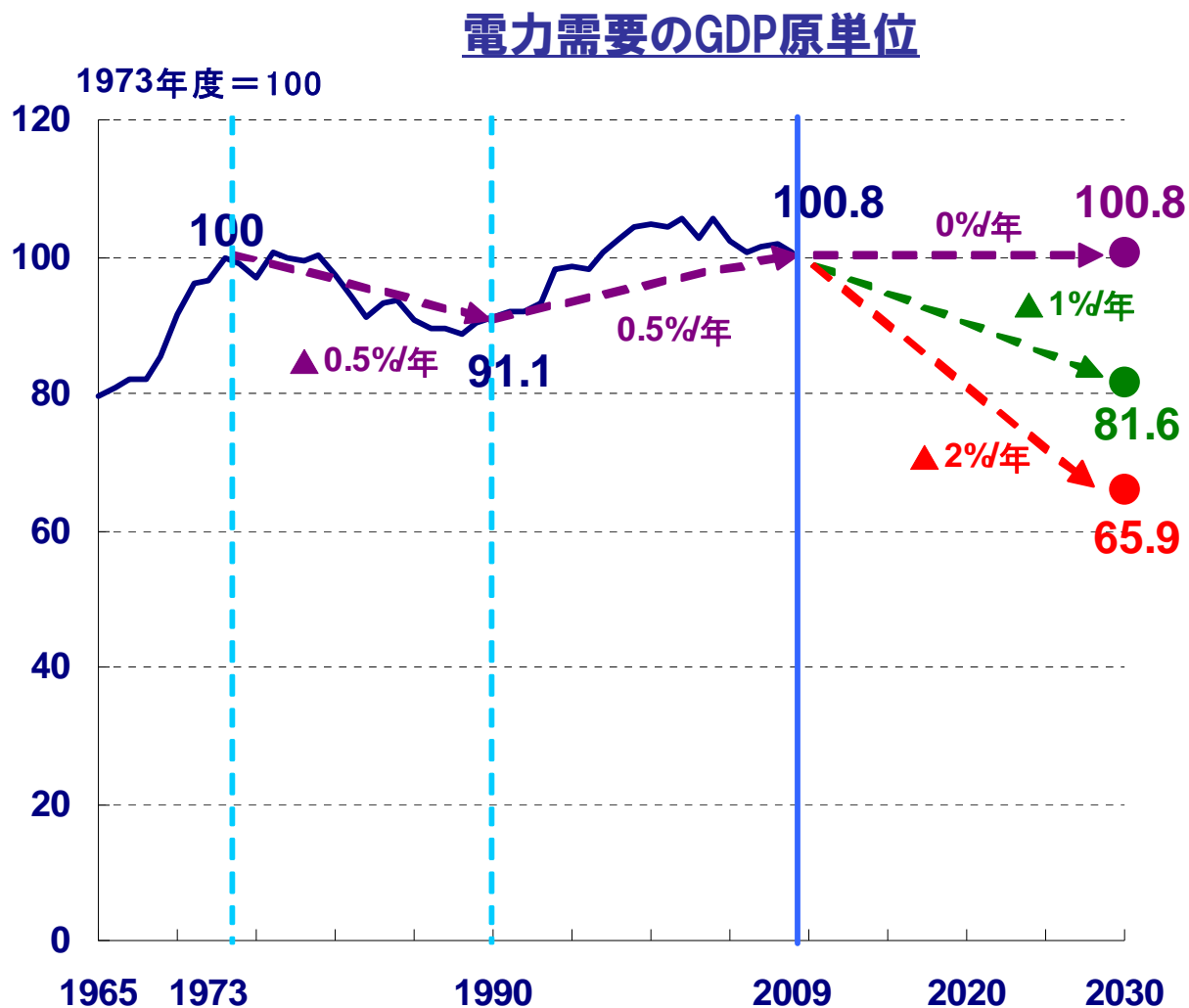
ただし、火力内訳におけるLNGシフトによって、**電源からのCO2排出量は不変**とする。
(※石油火力を不変とした上で、石炭火力からLNG火力へシフト)

シナリオ2および②-2における電源構成の想定
(どちらもCO2排出量は同じ)



省エネルギー(省電力)の見通し

●電力需要を減らすには、過去の省エネ速度を上回る改善が必要



2030年までの
平均経済成長率を1%
とすると、
電力需要は現在より

23%増

0%

19%減

年率1.5%程度の
省エネで、
約10%削減

出所)日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」など

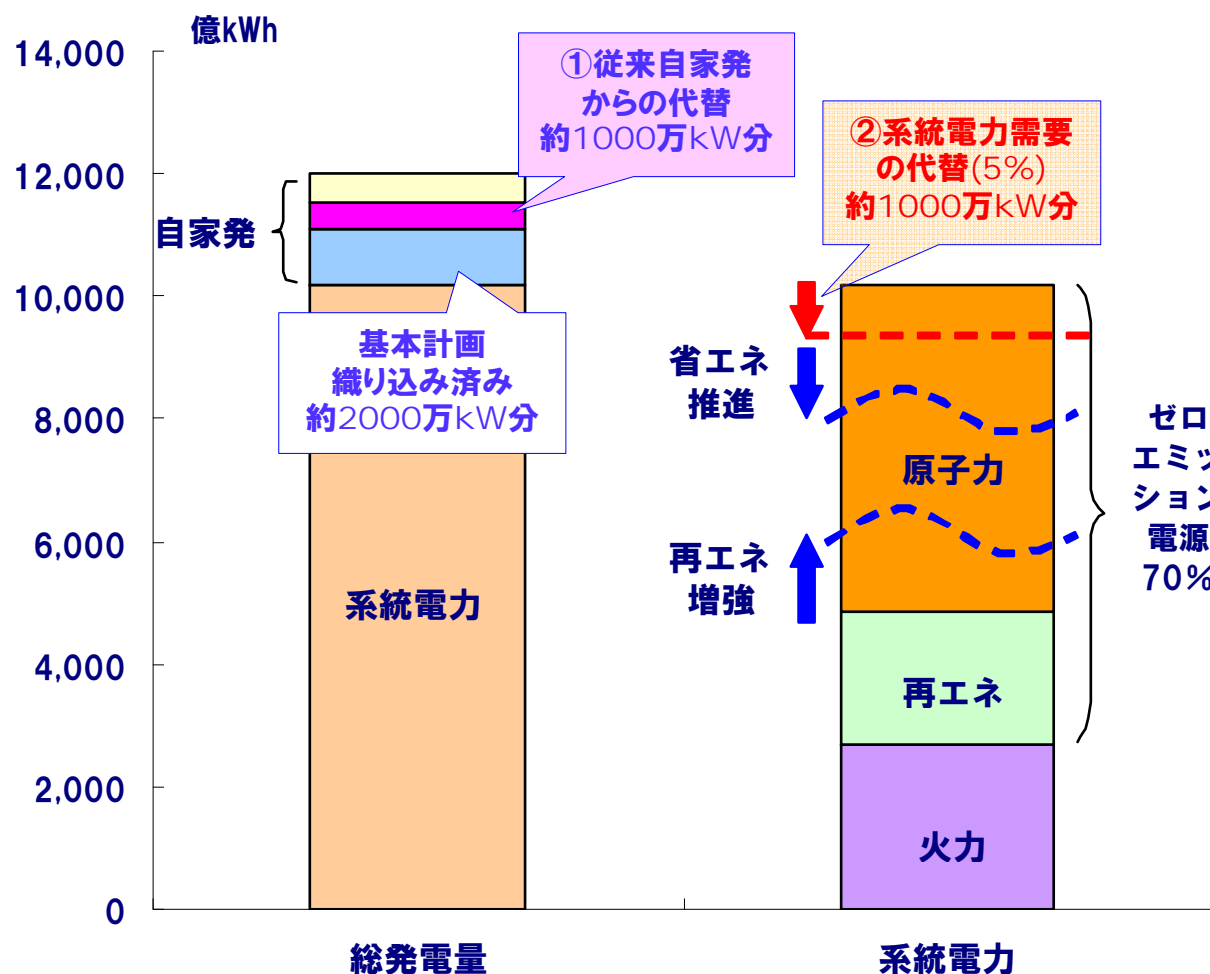
【需要サイド】省エネ割合とその根拠について

	基本計画の 最終エネ消費 (省エネ量差引 き前と差引き後) と省エネ割合	エネルギー基本計画からの 追加的な省エネ量と割合(%)	エネルギー基本計画からの 追加的な省電力量と割合(%)	対策内容・根拠
全体	4.2億kL →3.4億kL (▲約21%)	○基本計画からの合計省エネ量 ▲754万kl(▲2%)	○基本計画からの合計省電力量 ▲964億kWh(▲9%) (事業者電力: ▲1359億kWh, ▲14%)	※事業者電力にはコジェネ導入による▲5%分を含む
家庭部門	0.66億kL →0.45億kL (▲約32%)	○基本計画からの追加的な省エネ量 394万kl(9%)の増エネ ・住宅: ▲128万kl(▲3%) ・給湯器: ▲25万kl(▲0.5%) ・節電意識: ▲142万kl(▲3%) ・電化減速: 688万kl(15%)増	○基本計画からの追加的な省電力量 ▲567億kWh(▲20%) ・住宅: ▲36億kWh(▲0.7%) ・節電意識: ▲153億kWh(▲5%) ・電化減速: ▲379億kWh(▲13%)	・住宅11年基準より厳しい基準(欧州並み) の新築適合率(2020年) 基本計画85%→ <u>100%</u> ・改築対策強化: <u>ストックの2/3</u> を11年基準以上 ・高効率給湯器の世帯普及率(2030年) 基本計画80-90%→ <u>100%</u> ・ <u>節電率を5%</u> と想定(「第11回基本問題委員会」 資料2(株)住環境計画研究所のアンケート結果を参照) ・電化減速(トレンドの半分の速度)
業務部門	0.87億kL →0.55億kL (▲約37%)	○基本計画からの追加的な省エネ量 ▲141万kl(▲2%) ・建築物: ▲198万kl(▲3%) ・節電意識: ▲63万kl(▲1%) ・電化減速: 172万kl(3%)増 ・コジェネ: ▲51万kl(▲1%)	○基本計画からの追加的な省電力量 ▲299億kWh(▲8%) ・建築物: ▲139億kWh(▲4%) ・節電意識: ▲68億kWh(▲2%) ・電化減速: ▲92億kWh(▲3%)	・建築物11年基準より厳しい基準(3割改善) の新築適合率100%達成年次 基本計画2030年→ <u>2020年</u> ・改築対策強化: <u>ストック100%</u> を11年基準以上 ・ <u>節電率を2%</u> と想定(「第11回基本問題委員会」 資料2(株)住環境計画研究所のアンケート結果を参照) ・電化減速(トレンドの半分の速度)
産業部門	1.4億kL →1.3億kL (▲約4%)	○基本計画からの追加的な省エネ量 ▲744万kl(▲6%) ・照明: ▲130万kl(▲1%) ・コジェネ: ▲614万kl(▲5%)	○基本計画からの追加的な省電力量 ▲140億kWh(▲1%) ・照明: ▲140億kWh(▲1%)	・LED照明 基本計画0%→ <u>100%</u> ・コジェネ導入量 基本計画1100万→ <u>3000万kW</u> (業務部門も含む)
運輸部門	0.90億kL →0.61億kL (▲約31%)	○基本計画からの追加的な省エネ量 ▲262万kl(▲4%) ・次世代車: ▲262万kl(▲4%)	○基本計画からの追加的な省電力量 41億kWh(13%)増 ・EV・PHEV: 41億kWh(13%)増	・次世代自動車の販売比率(2030年) 基本計画70%→ <u>100%</u>

コジェネレーションの導入の考え方

- ①従来自家発からの代替による総合効率（電力・熱）の改善
- ②コジェネレーションの更なる普及による系統電力需要の代替

発電電力量の内訳：2030年（基本計画相当）



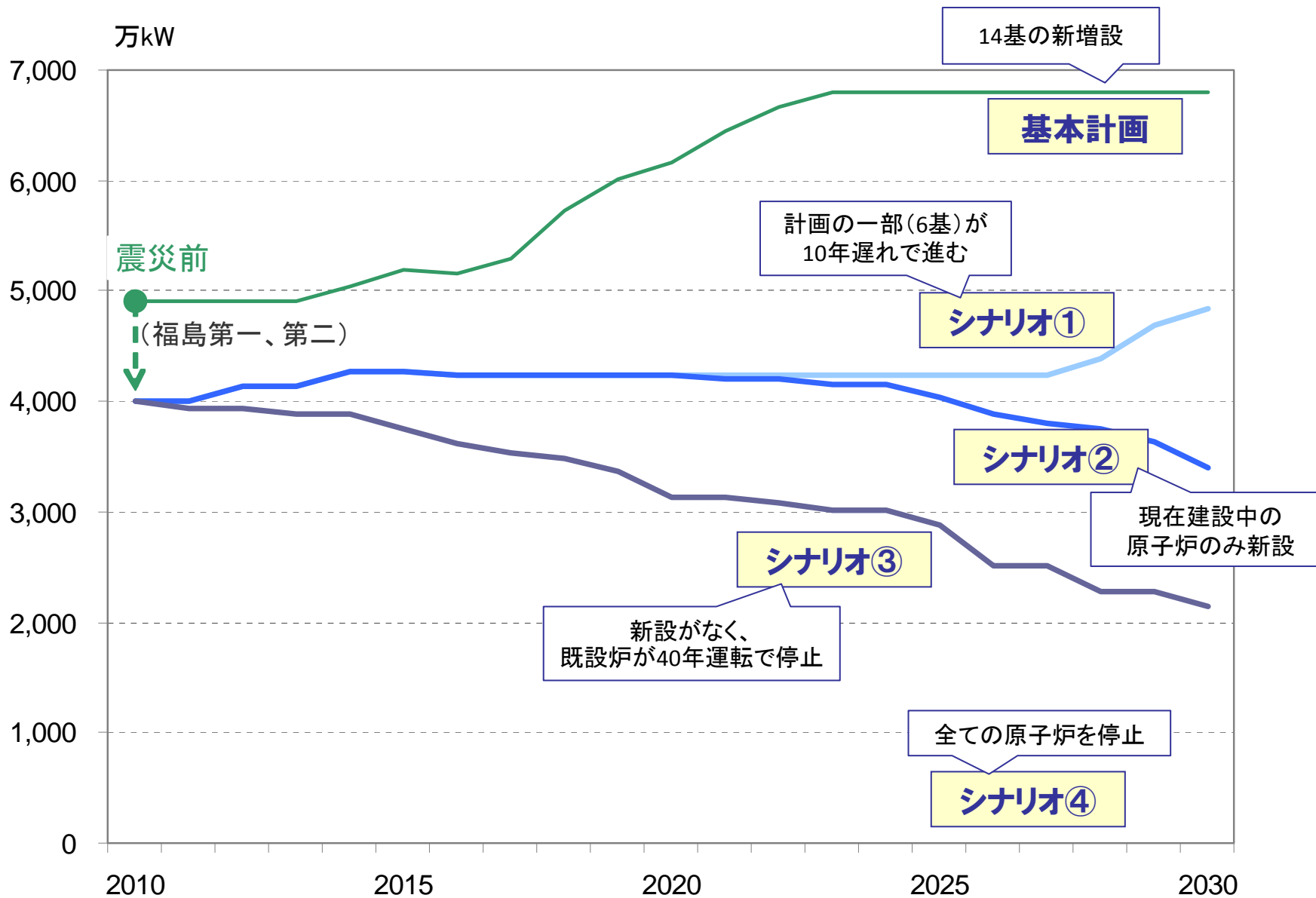
【天然ガスコジェネ】
 基本計画:1,100万kW目標
 日本ガス協会:3,000万kW可能

約2000万kWの積み増し

①従来自家発からの代替
→約1000万kW

②系統電力需要の代替
→約1000万kW
 （発電量ベースで約5%）

2030年に向けた原子力発電設備のシナリオ



原子力発電のシナリオ設定(2030年)

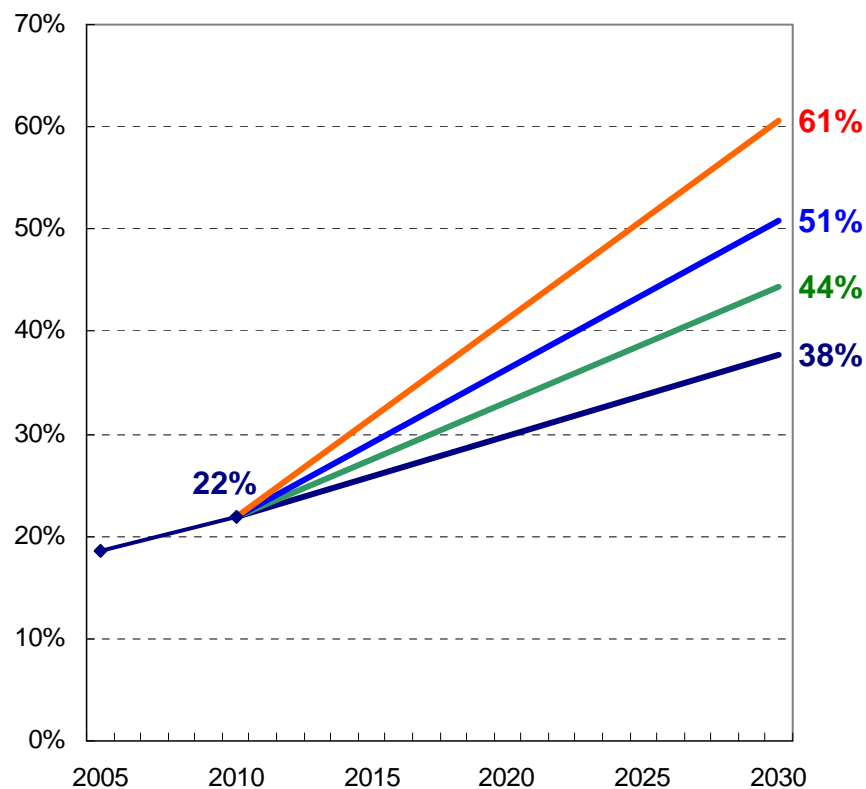
シナリオ名	基本計画	シナリオ①	シナリオ② シナリオ②-2	シナリオ③	シナリオ④
シナリオ概要	14基の新增設	計画の一部が10年遅れで進み、設備容量を維持	現在建設中の原子炉のみ新設。	新設がなく、既設炉が40年運転で停止を迎える	全ての原子炉を停止
設備容量 うち 新增設 既設分	6,806万kW 1,931万(14基) 4,876万	4,010万kW 880万(6基) 3,131万	3,406万kW 276万(2基) 3,131万	2,138万kW 0万(0基) 2,138万	0万kW
既設炉	～	50年	50年	40年	—
設備利用率	90%	90%	80%	80%	—
発電量	5,366億kWh	3,162億kWh	2,387億kWh	1,498億kWh	—
発電電力量に占める 原子力発電の割合	53%	31%	23%	15%	0%

注)過去の年間最高設備利用率は1998年の84%。

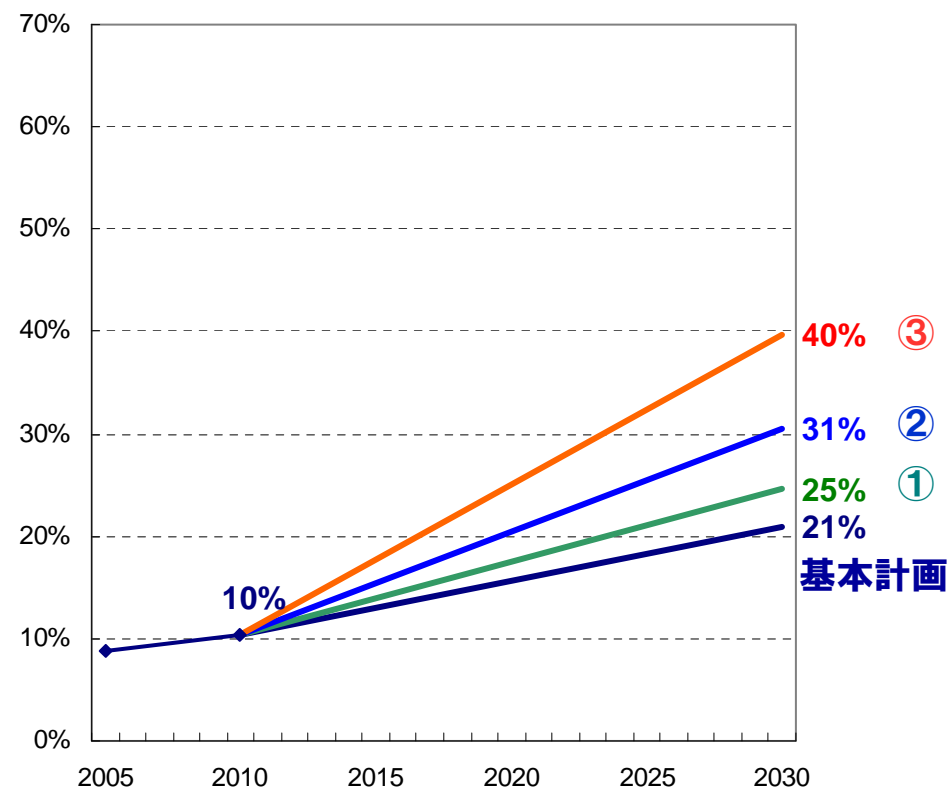
2030年に向けた再生可能電源の導入シナリオ

再生可能電源設備が全電源設備の4～6割を占めるほどに増加しても、稼働率を考慮すると発電量のシェアは2～4割にとどまる。

再生可能電源の
発電設備容量シェア (kWベース)



再生可能電源の
発電電力量シェア (kWhベース)



再生可能電源について(1)

	現状 2010年	基本計画に おける2030年 の発電構成	2030年発電 構成比(%)	実現の根拠・前提、実現のための手段、 留意点など
太陽光	0.4% (362万kW)	5.6% (5300万kW)	① 6% 5770万kW ② 8% (③は②と同じ) 7550万kW ④13% 1億2200万kW	① 270万kW/年 =[戸建新築(40万戸/年)の60%+戸建既築(1100万戸)の2.5%/年+集合新築(50万戸/年)の10% +耕作放棄地(550km ²)の0.25%/年+工場・オフィス(660km ²)の0.75%/年]×20年 2030年: 戸建住宅の43%、全住宅の23%、耕作放棄地の5%、工場オフィスの15% ②360万kW/年 =[戸建新築(40万戸/年)の80%+戸建既築(1100万戸)の3.0%/年+集合新築(50万戸/年)の15% +耕作放棄地(550km ²)の0.5%/年+工場・オフィス(660km ²)の1.0%/年]×20年 2030年: 戸建住宅の54%、全住宅の29%、耕作放棄地の10%、工場オフィスの20% ④590万kW/年 =[戸建新築(40万戸/年)の100%+戸建既築(1100万戸)の4.0%/年+集合新築(50万戸/年)の20% +耕作放棄地(550km ²)の1.0%/年+工場・オフィス(660km ²)の2.5%/年]×20年 2030年: 戸建住宅の68%、全住宅の37%、耕作放棄地の20%、工場オフィスの50% (2010年: 導入量100万kW/年, 累積362万kW, 戸建住宅の4%、全住宅の2%) メガソーラー(耕作放棄地): 各都道府県に1MW級の施設を毎年3~13箇所建設
風力	0.4% (244万kW)	1.7% (1000万kW)	① 3% 1400万kW ② 4% 2000万kW ④ 7% 3600万kW	① 60万kW/年(陸上 50万kW/年+洋上10万kW/年) ② 90万kW/年(陸上 70万kW/年+洋上20万kW/年) ④ 170万kW/年(陸上120万kW/年+洋上50万kW/年) (2010年: 導入量25万kW/年, 累積244万kW) 陸上: 各々、山手線内側面積(63km²)の0.8個,1.1個,1.9個分の面積に毎年導入 洋上: 2030年に琵琶湖の面積の各々0.3倍,0.6倍,1.5倍を占めるイメージ

- ・現状のシェア(%)は、一般電気事業者以外も含む値。
- ・耕作放棄地は、「現地調査(耕作放棄地全体調査)H21年度」から“農地として利用が不可能な土地”のみを導入対象とし、“農地に復元して利用することが不可能と見込まれる土地”は除外。
- ・戸建住宅は耐震基準、空室、屋根形状を考慮して設置可能なもののみを対象(1100万戸)。また、集合住宅は新築のみを導入対象。
- ・太陽光発電は、発電効率向上(現状16%⇒2030年25%)による単位面積当たりの出力増加分集合住宅1.5⇒2.3kW/戸、耕作放棄地0.08⇒0.13kW/m²、工場・オフィス0.1⇒0.16kW/m²を見込む。ただし、戸建住宅は3.5kW/戸で固定とする。

再生可能電源について(2)

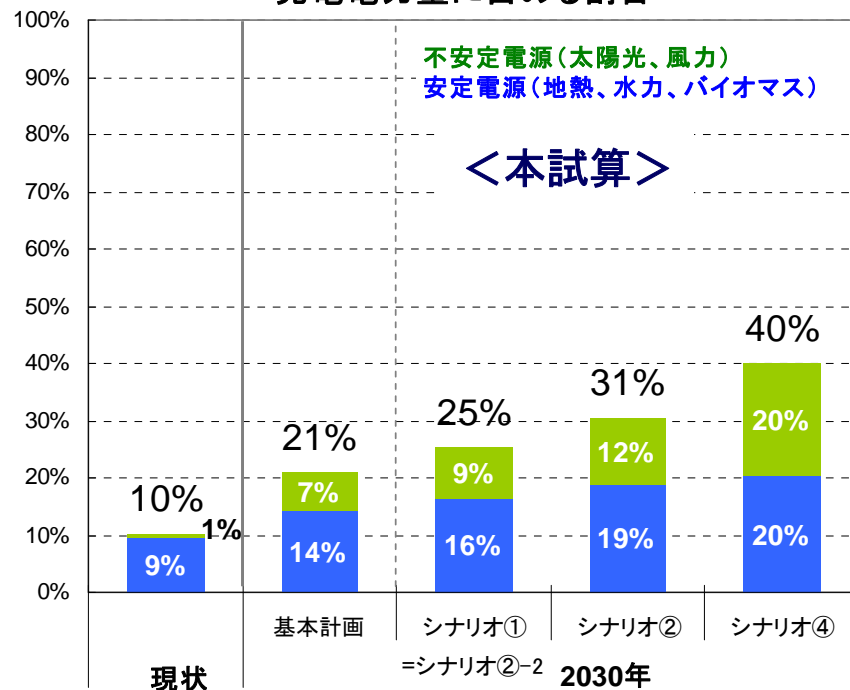
	現状 2010年	基本計画に おける2030年 の発電構成	2030年発電 構成比(%)	実現の根拠・前提、実現のための手段、 留意点など
地熱	0.3% (53万kW)	1.0% (165万kW)	① 3% 510万kW ② 4% 670万kW ④ 5% 830万kW	① 公園外170万kW＋公園内340万kW ② 公園外210万kW＋公園内460万kW ④ 公園外260万kW＋公園内570万kW (2010年:導入量0万kW/年, 累積53万kW) 国立公園外:各々、2030年にポテンシャルの40%,50%,60% 国立公園内:2030年にポテンシャルの30%,40%,50%(特別地域のみ)
水力	7.7% (4600万kW)	10.5% (5560万kW)	① 11%(7%) 5800万kW ② 12%(8%) 6040万kW ④ 12%(8%) 6040万kW 括弧内は中小水力	① 中小1800万kW＋大規模4000万kW ② 中小2000万kW＋大規模4050万kW(包蔵水力の全ポテンシャルに導入) ④ 中小2000万kW＋大規模4050万kW(包蔵水力の全ポテンシャルに導入) (2010年:累積4600万kW、うち中水力990万kW) 中小水力 :2030年までに1,000kW級×8,000～10,000箇所
廃棄物・ バイオマス	1.4% (240万kW)	2.1%	① 2% 370万kW ② 2% 500万kW ④ 3% 630万kW	① 2030年にポテンシャルの30% ② 2030年にポテンシャルの40% ④ 2030年にポテンシャルの50% (2010年:導入量4万kW/年, 累積240万kW) 各々2030年にポテンシャル(熱利用への割り当てを無視)の30%,40%,50%

再生可能電源について(3)

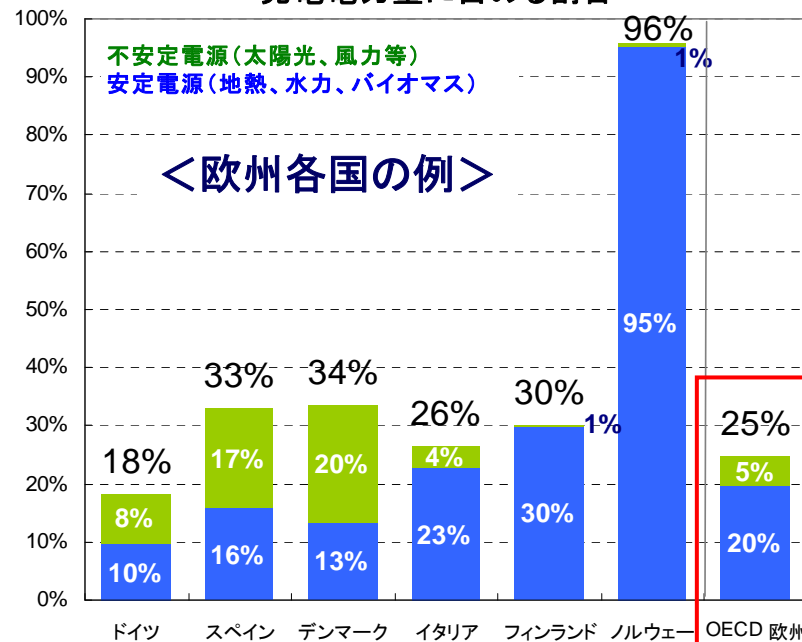
再生可能電源の導入は、安定電源と不安定電源のバランスが重要。

	現状 2010年	基本計画における 2030年の想定	2030年イメージ(%)		
			①, ②-2	②	④
不安定電源 (太陽光・風力)	0.8% (606万kW)	7%	9% (7200万kW)	12% (9600万kW)	20% (1億5800万kW)
安定電源 (地熱・水力・バイオマス)	9.4% (4931万kW)	14%	16% (6700万kW)	19% (7200万kW)	20% (7500万kW)

発電電力量に占める割合



発電電力量に占める割合



再生可能電源の導入に向けた課題と対策

			導入拡大に向けた課題	実現のための対策
太陽光	住宅	戸建	新築 現状の政策のみでは毎年60～100%の導入は非常に困難	<ul style="list-style-type: none"> ・毎年60%～80%に導入するためには、強力な助成制度などの経済的支援が必須。 ・毎年100%に導入するためには、建築基準法改正などによる義務化が必須 ・屋根貸しの活用も検討課題
		戸建	既築 耐震基準を満たしていない場合(1980年以前)への対応	住宅の耐震補強に対する支援が必要
		集合	新築 コスト上昇	建築主、デベロッパーに対する経済的支援が必要。入居者が選択できるシステムの検討も必要
			既築 管理組合・居住者の合意形成、屋上設置に係る各戸への配線工事等の困難さを考え導入の対象としない。	—
	非住宅	耕作放棄地	<ul style="list-style-type: none"> ・日当たりが悪い、アクセスが悪い(僻地)、小規模で点在することが多いなどの課題 ・農地確保、環境保全の課題 	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電への転用が経済的に有効である地点の把握が必要。 ・農地転用、工場立地法に関する規制緩和
		工場、オフィス等	<ul style="list-style-type: none"> ・建屋強度、設置スペースの確保が障壁 	<ul style="list-style-type: none"> ・導入可能性のチェック、必要な対策に対するコンサルティングが必要 ・コンサルティングや必要対策に対する支援策も必要
風力			<ul style="list-style-type: none"> ・系統安定化、地理的偏在性 ・環境保全、漁業権等の課題 ・遠浅海域が限定的 	<ul style="list-style-type: none"> ・系統安定化対策、電力融通容量の拡大 ・環境アセスメント、漁業権、バードストライクへの対応 ・洋上風力の建設技術に関する研究開発支援
地熱			<ul style="list-style-type: none"> ・国立公園内のポテンシャル大 ・開発リスク ・温泉との共存 	<ul style="list-style-type: none"> ・斜め掘りに対する規制緩和の動きがあるものの、更なる緩和、開発リスクに対する支援が必要 ・温泉への影響評価、紛争処理制度、補償制度の検討
水力			<ul style="list-style-type: none"> ・水利権の調整による長い開発リードタイム 	<ul style="list-style-type: none"> ・水利権の調整など開発申請に係る手続きの簡素化
廃棄物・バイオマス			<ul style="list-style-type: none"> ・高い収集コスト ・他用途(肥料、堆肥、すきこみ等)への影響 ・木質チップなどの輸入増加による国内産業への影響 	<ul style="list-style-type: none"> ・バイオマス収集・運搬コスト低減化に向けた支援が必要 ・他用途への配慮 ・国産バイオマスへの配慮(輸入バイオマス増加に対する懸念から)

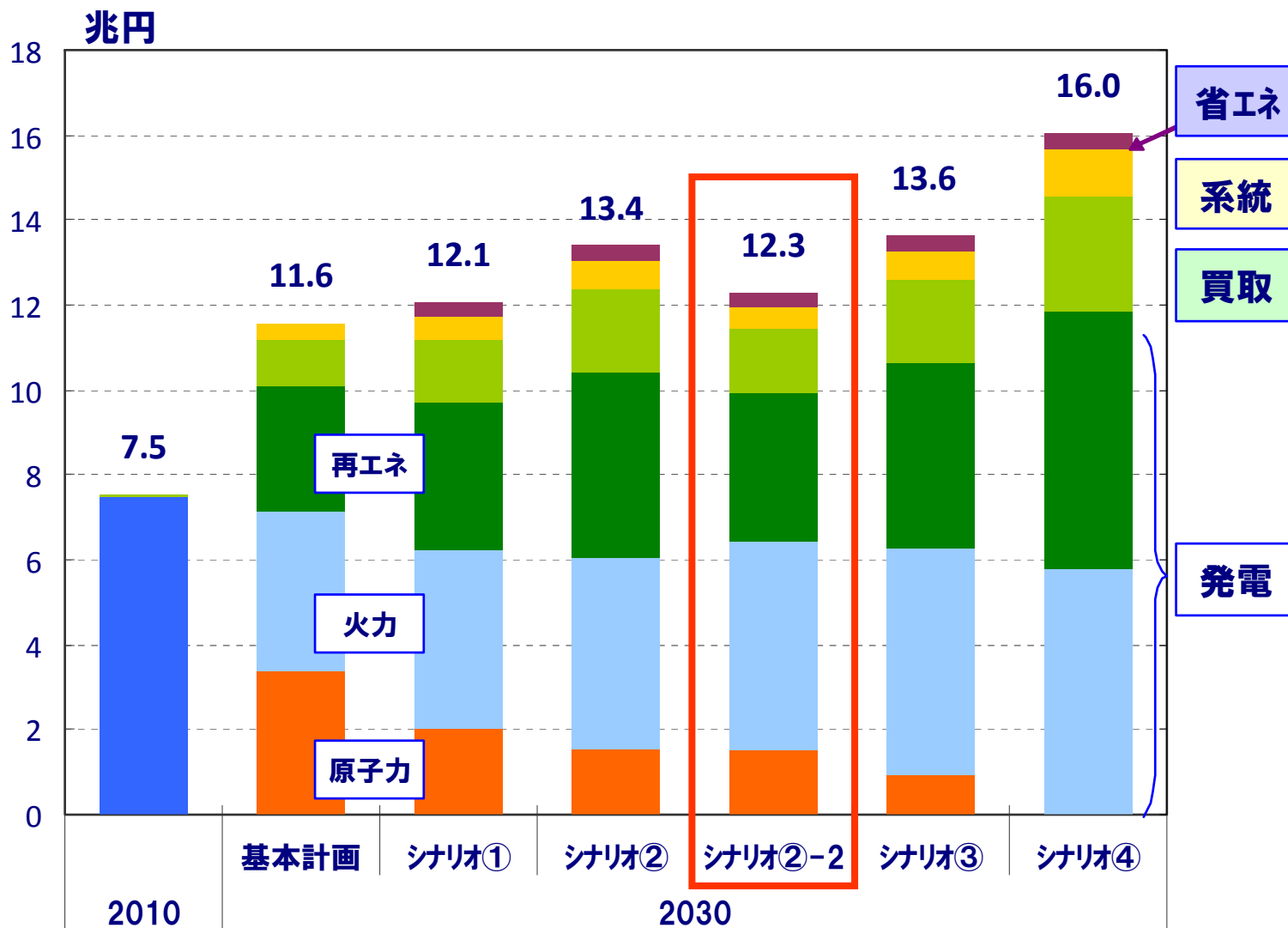
【供給サイド】電源構成について

	現状 2010年	基本計画に おける2030年 の発電構成	2030年発 電構成比 (%)	実現の根拠・前提、実現のための手段、 留意点など
再生可能 エネルギー等	10%	21%	① 25% ② 31% ②-2 25% ③ 31% ④ 40%	P12,13を参照
原子力	29%	53%	① 31% ② 23% ②-2 23% ③ 15% ④ 0%	① 新增設:6基(計画の一部が10年遅れ)。既設:50年廃炉。設備容量:4,010万kW。設備利用率90% ② 新增設:2基(建設中のみ新設)。既設:50年廃炉。設備容量:3,406万kW。設備利用率80% ③ 新增設:なし。既設:40年廃炉。設備容量:2,138万kW。設備利用率80% ④ 新增設:なし。既設:2020年まで全て停止。設備容量:0万kW。
石炭	25%	11%	}	火力合計:①30%、②32%、②-2 37%、③40%、④46% (②-2以外の火力内訳は基本計画と同じ構成比)
LNG	29%	13%		
石油等	7%	2%		
省エネ +コジェネ			14%	需要サイドの省電力+コジェネ追加1900万kW(うち半分は自家発代替)
合計	100%	100%	100%	

電源構成の大まかなイメージ →

	再生可能 エネルギー	原子力	火力	省エネ +コジェネ
基本計画	約20%	約50%	30%	0%
シナリオ①	25%	30%	30%	15%
シナリオ②	30%	25%	30%	15%
シナリオ②-2	25%	25%	35%	15%
シナリオ③	30%	15%	40%	15%
シナリオ④	40%	0%	45%	15%

電力コストの試算値



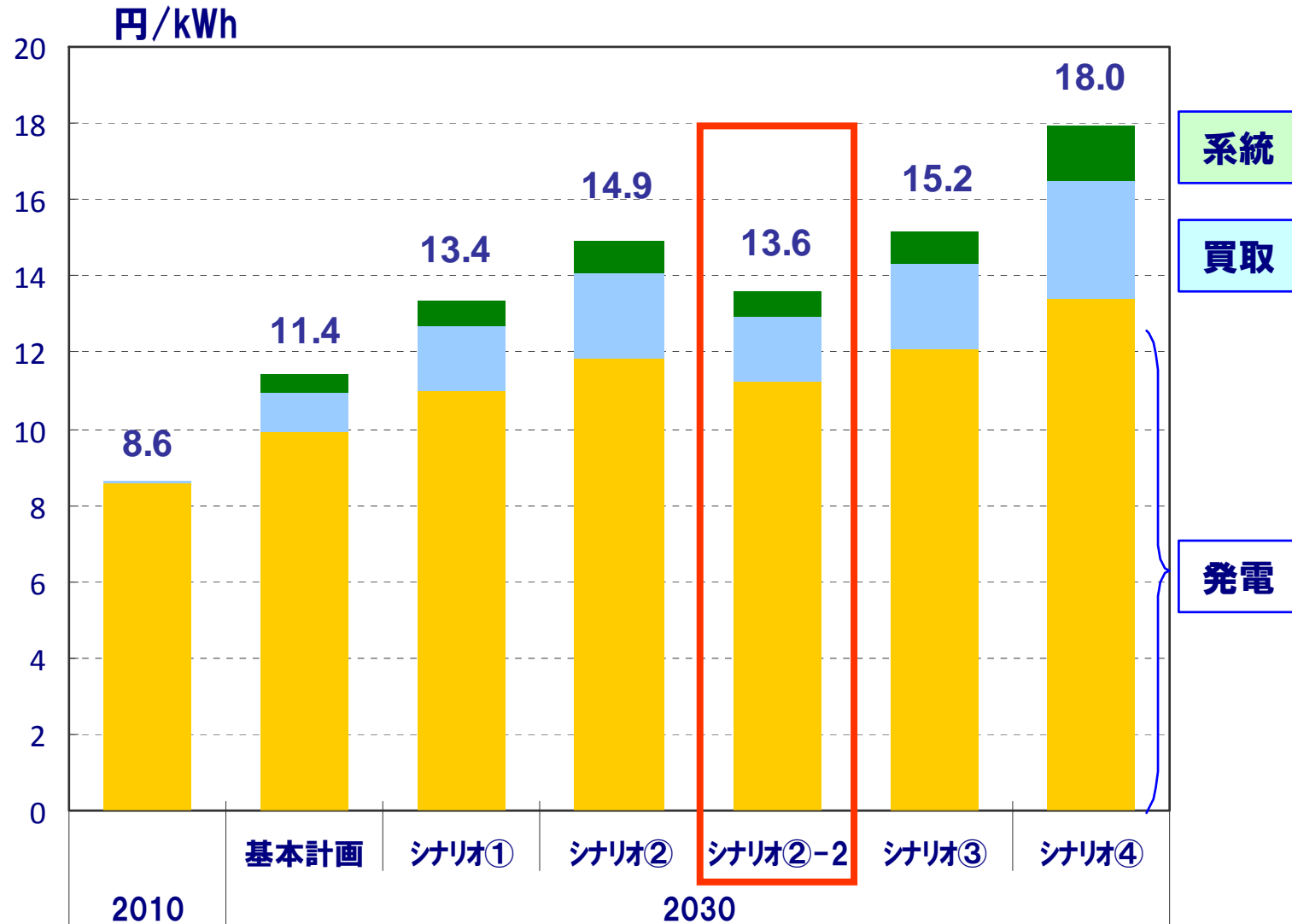
出所)コスト等検証委員会の試算値などを使用して試算(発電・買取コストは上下限平均を採用)

注)系統安定化コストは、周波数・電圧制御対策などは含まれていない。

また、発電コストには電源線費用は含まれていない。

2010年の実績値は一般電気事業者及び卸電気事業者の有価証券報告書から推計

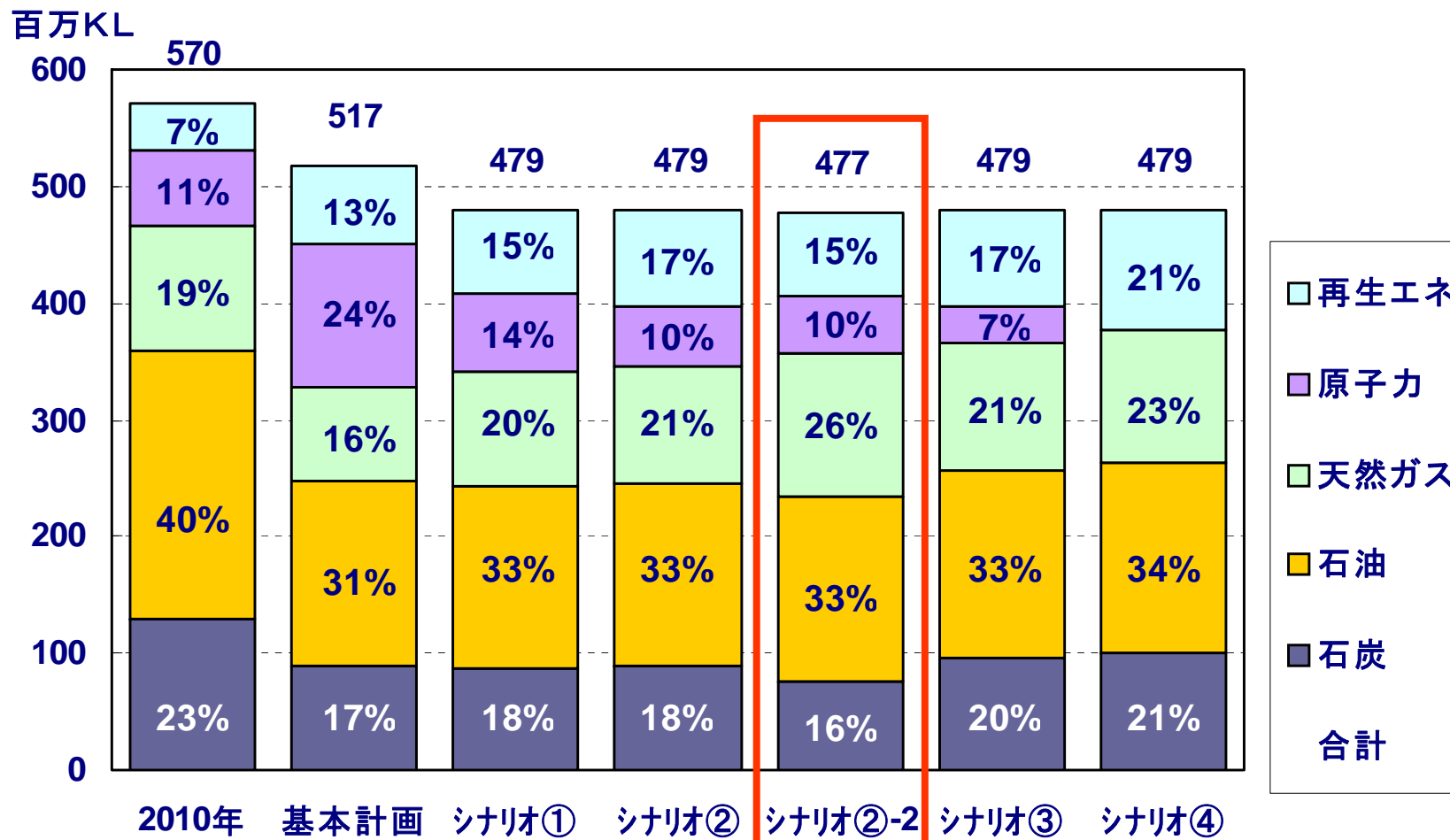
電力単価の試算値



出所)コスト等検証委員会の試算値などを使用して試算(発電・買取コストは上下限平均を採用)

注)系統安定化コストは、周波数・電圧制御対策などは含まれていない。
また、発電コストには電源線費用は含まれていない。
2010年の実績値は一般電気事業者及び卸電気事業者の有価証券報告書から推計

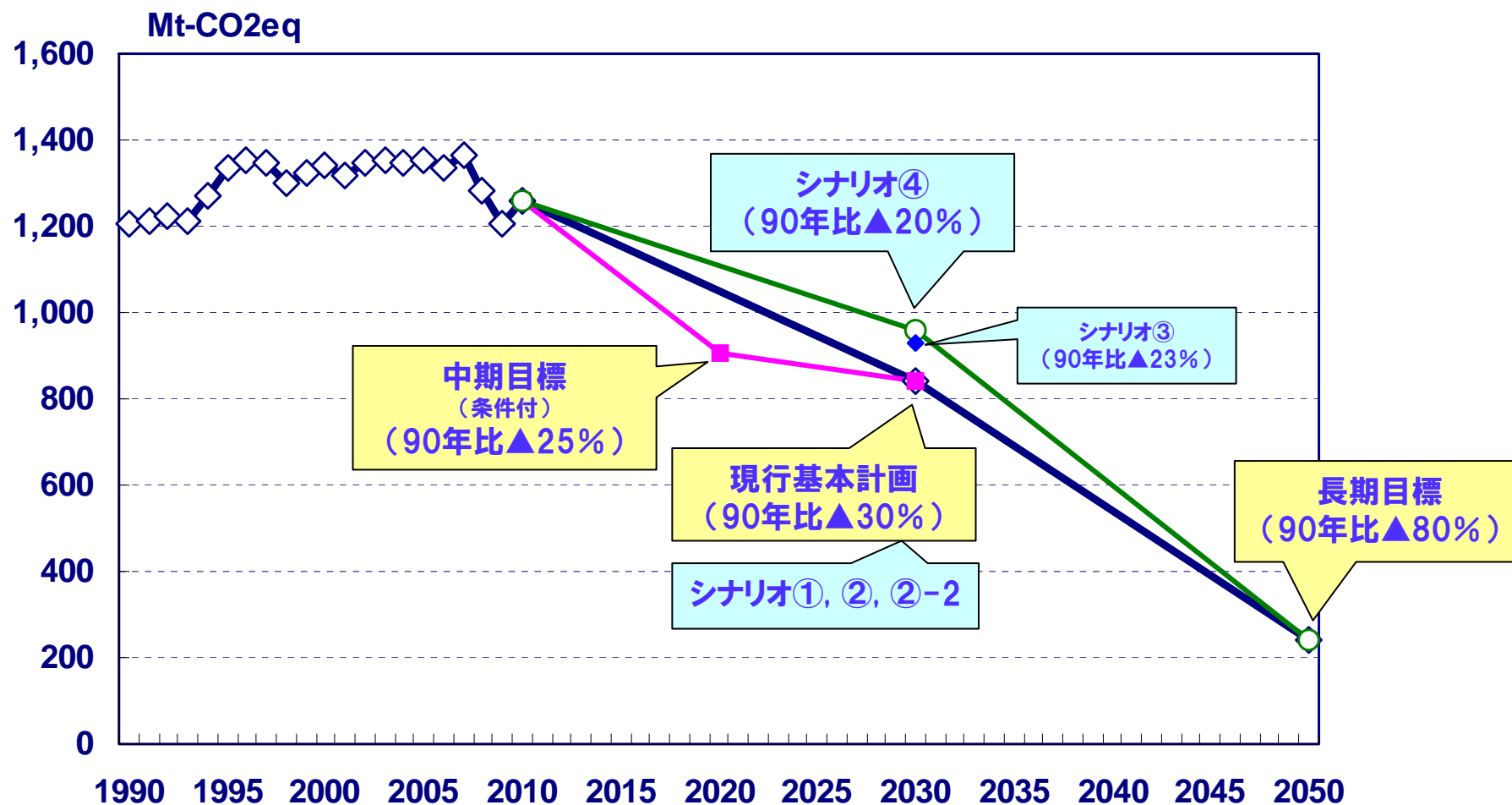
【供給サイド】一次エネルギー供給について



	2010年	基本計画	シナリオ①	シナリオ②	シナリオ②-2	シナリオ③	シナリオ④
自給率(原子力含む)	19%	37%	30%	29%	26%	25%	22%
エネ起CO2(90年比)	+6%	▲31%	▲29%	▲28%	▲28%	▲23%	▲20%

長期的なGHG排出量のパス(イメージ)

2030年に90年比▲30%は、G8合意を踏まえた長期目標（2050年に90年比▲80%）と整合的。



【供給サイド】一次エネルギー供給について

	現状 (2010年)	現行エネルギー 基本計画における 2030年の想定	2030年 シナリオ①	2030年 シナリオ②	2030年 シナリオ②-2	2030年 シナリオ③	2030年 シナリオ④
再エネ等 百万KL (構成比)	39 6.8%	67 12.9%	71 15%	82 17%	71 15%	82 17%	102 21%
原子力 百万KL (構成比)	64 11.3%	122 23.6%	66 14%	50 10%	50 10%	31 7%	0 0%
石炭 百万KL (構成比)	129 22.6%	88 17.0%	86 18%	88 18%	77 16%	96 20%	101 21%
天然ガス 百万KL (構成比)	109 19.1%	81 15.7%	98 20%	100 21%	122 26%	109 23%	115 24%
石油 百万KL (構成比)	229 40.2%	159 30.8%	157 33%	158 33%	157 33%	160 33%	161 34%
合計 百万KL (構成比)	570 100%	517 100%	479 100%	479 100%	477 100%	479 100%	479 100%
エネ起CO2 百万トン (1990年比)	1,122 +6%	730 -31%	751 -29%	764 -28%	764 -28%	814 -23%	846 -20%

※最終需要での省エネ率・エネルギー構成、及び電源構成を想定した上で、エネルギーバランス表に基づいて一次エネルギー構成を計算
原子力、再生可能電源の一次換算は火力平均を使用。

電源構成・一次供給構成のシナリオの総合評価

●各シナリオを、3E(コスト、地球温暖化対策、エネルギー安全保障)などの側面から、客観的・定量的に評価することが重要。

	コスト	CO ₂	安全保障	実現可能性
シナリオ①	○	○	△	△△
シナリオ②	△	○	△	△△
シナリオ②-2	○	○	△	△
シナリオ③	△	△	△	△△△
シナリオ④	△△△	△	△△	△△△△

エネルギーミックスの数字の性格等について

(1) 省エネ割合、電源構成、一次エネルギー供給構成の数字の性格

※省エネ割合、電源構成、一次エネルギー供給構成における数字の性格はどのようなものと考えになるか（たとえば、政府としてのコミットメント、政策目標、努力目標、想定等）御記入ください。

- 政策措置に裏づけされた「政策目標」と考える。政府は設定された目標に向けて、適切なタイミングでかつ経済・社会への負担ができるだけ少ない形で、適切な政策（規制緩和、規制強化、助成制度、税制制度など）を遂行する必要がある。
- 「政策目標」は、進捗状況を定期的にレビューするとともに、国内外の経済、エネルギー、環境状況を鑑みて、適宜見直しを図っていく必要がある。

(2) (1)以外でエネルギー基本計画に掲げるべき項目と数字（現行基本計画における政策目標等は参考6を御参照ください）

※上記（1）に掲げたエネルギーミックスにおける数字以外で、たとえば、「エネルギー自給率を現状から倍増させる」等、エネルギー基本計画に掲げるべき項目と数字がございましたら、その数字の性格（たとえば、政府としてのコミットメント、政策目標、努力目標、想定等）とあわせて御記入ください。

- 国際的視点に立って、エネルギー安全保障、地球温暖化対策を強化していくこと考えると、
 - ・「2030年にゼロエミッション電源比率を70%」
あるいは「2030年にエネルギー起源CO2排出量を90年比30%削減」
 - ・「2030年に自主エネルギー比率（自給率＋自主開発比率）を70%」の目標維持は不可欠。

選択肢の評価軸について／その他留意事項等について

4. 選択肢の評価軸について(これまで委員から御指摘等のあった評価軸については参考7を御参照下さい)

※エネルギーミックスの選択肢を評価する際に、重視するべきとお考えになる評価軸がございましたら御記入ください。

- エネルギー政策の基本的視点である「3E(効率性:コスト、安全保証:自給率、環境性:CO2)」は不変の評価軸。
- 震災以降は、「S(安全性)」+「M(マクロ経済へのインパクト)」も加えて評価すべきと考える。
- また、エネルギー・環境技術の導入までのリードタイムや技術開発動向に基づく時間軸、導入時における制約(物理的制約、社会的制約、政策的制約、立地選定に伴うリードタイム(地熱等)等)を踏まえた「実現可能性」のあるエネルギーミックスであるべき。

5. その他留意事項等について

※その他、エネルギーミックスの選択肢を検討するに当たっての留意事項等がございましたら御記入ください。

- わが国のエネルギー安全保障を強化していくために、国際情勢にも目を向けた検討を行うべき。
 - ・中東情勢の不安定化、イラン核開発問題などのエネルギー供給国の地政学的動向
 - ・シェールガスなど非在来型エネルギーの供給動向
 - ・資源獲得において競合する中国・インドなど新興途上国の動向
 - ・諸外国の政策動向(欧米・アジア諸国における原子力政策、再エネ導入制度の動向など)
 - ・エネルギーのマーケット動向(石油価格の動向、LNG価格のアジアプレミアムなど)
 - ・エネルギー・環境技術のマーケット動向(中国など振興国の再エネ技術の輸出傾向など)

(参考)

**各シナリオにおける電力コストの試算
の考え方について**

各シナリオにおける電力コストの試算の考え方

●P17掲載の電力コスト試算の考え方は以下のとおり。

基本的な考え方:

$$\text{電力コスト} = \text{①発電費用} + \text{②買取費用(追加分)} \\ + \text{③系統安定化費用} + \text{④省エネ・コジェネ費用}$$

①発電費用:

各電源ごとに発電に掛かる諸費用(建設費用+運用費用)を計上

②買取費用:

再生可能電源の固定価格買取制度に伴う費用を計上(発電費用とのダブルカウントは控除)

③系統安定化費用:

不安定電源(太陽光・風力発電)の増加に伴う系統安定化対策コストを計上

④省エネ・コジェネ費用:

P7に掲載されている省エネ対策に伴う費用を計上

①発電コストの試算の考え方

$$\text{① 発電コスト} = \Sigma (\text{運用単価} \times \text{発電量}) + \Sigma (\text{建設単価} \times \text{新設発電量})$$

※運用単価は既存設備、新規設備ともに同額と仮定

※既存設備については、建設単価は考慮しない

○発電単価:コスト等検証委員会の試算値、発電コスト試算シートを使用

- ・単価は検討委の上限・下限の平均値を採用
- ・建設コスト(減価償却分)と運用コスト(改修費、燃料費など)に分割
- ・稼働率を電源毎に想定し(原子力、火力で検証委想定と異なる)、各単価を再試算

○発電量:シナリオごとに異なる

- ・既存設備分(2010年度時点)と新規設備分(2011年度以降)に分割

①発電コストの試算結果

単位：兆円

	2010年	基本計画	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3	シナリオ4
原子力	—	3.4～3.4	2.0～2.0	1.5～1.5	0.9～0.9	0.0～0.0
LNG	—	1.6～1.7	1.9～1.9	2.0～2.1	2.4～2.5	2.6～2.8
石炭	—	1.2～1.3	1.4～1.4	1.5～1.5	1.7～1.8	1.9～1.9
石油	—	0.8～0.8	0.9～0.9	0.9～1.0	1.1～1.2	1.1～1.3
大規模水力	—	0.9～0.9	0.9～0.9	0.9～0.9	0.9～0.9	0.9～0.9
太陽光	—	0.8～1.5	0.9～1.6	1.2～2.1	1.2～2.1	1.9～3.5
風力	—	0.1～0.3	0.2～0.5	0.3～0.7	0.3～0.7	0.6～1.3
地熱	—	0.1～0.1	0.3～0.4	0.4～0.6	0.4～0.6	0.6～0.7
中小水力	—	0.3～0.4	0.4～0.5	0.6～0.7	0.6～0.7	0.6～0.7
バイオ・廃棄物	—	0.2～0.2	0.2～0.2	0.2～0.2	0.2～0.2	0.3～0.3
合計	7.5	9.5～10.6	9.0～10.4	9.5～11.3	9.7～11.6	10.4～13.3
平均単価(円/kWh)	8.6	9.3～10.4	10.2～11.8	10.8～12.8	11.0～13.1	11.8～15.0

出所)コスト等検証委員会の試算値、モデルを使用

②買取コストの試算の考え方

$$\text{②買取コスト} = \sum [(\text{買取価格} - \text{発電単価}) \times \text{発電量}]$$

※買取価格対象電源は、太陽光、風力、地熱、中小水力、バイオマス

※家庭太陽光は余剰買取、その他は全量買取

※発電コストとのダブルカウントを避けるため、差額分のみ計上

○買取価格:コスト等検証委員会の発電コスト試算シートを使用

- ・10年で建設費用を回収できる前提で、買取価格を設定。ただし、家庭太陽光は15年

注:買取期間は設定していない。10年間で元が取れる買取総額を20年間(2011-2030年)で各年に按分されている計算。買取期間が20年以内であればすべて過不足なく計上されている(買取期間が20年を超えると、2030年断面では過大評価となる)。

○発電量:シナリオごとに異なる

- ・新規設備分(2012年度以降)のみ(家庭太陽光は2010年度より)

②買取コスト(追加分)の試算結果

単位：兆円

	2010年	基本計画	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3	シナリオ4
太陽光	0.06	0.1～0.9	0.1～1.0	0.2～1.3	0.2～1.3	0.2～2.0
風力	—	0.1～0.2	0.2～0.4	0.2～0.5	0.2～0.5	0.4～0.8
地熱	—	0.1～0.1	0.3～0.4	0.4～0.5	0.4～0.5	0.5～0.7
中小水力	—	0.2～0.3	0.3～0.3	0.4～0.4	0.4～0.4	0.4～0.4
バイオマス	—	0.0～0.0	0.0～0.0	0.0～0.0	0.0～0.0	0.0～0.0
合計	0.06	0.6～1.6	0.9～2.1	1.2～2.8	1.2～2.8	1.5～4.0
平均単価(円/kWh)	0.1	0.6～1.6	1.0～2.4	1.4～3.3	1.4～3.3	1.7～4.6

(参考)買取価格の想定

単位：円/kWh

	2010	2020	2030
太陽光(家庭)	56.9～65.2	27.2～54.5	22.4～45.5
太陽光(その他)	47.4～72.9	26.3～62.6	22.9～53.8
風力(陸上)	15.8～27.7	14.9～27.7	14.0～27.7
風力(洋上)	14.9～37.0	14.9～37.0	13.7～37.0
地熱	19.6～25.0	19.6～25.0	19.6～25.0
中小水力	30.7～36.4	30.7～36.4	30.7～36.4
バイオマス	11.2～11.4	12.1～12.2	12.8～13.0

注：買取価格には、導入のための補助金も含まれている。
例えば、2010年の太陽光(家庭)には補助金7万円/kWなどが含まれているものと考えられる。

出所)コスト等検証委員会の試算値、モデルを使用

③系統安定化コストの試算の考え方

③系統安定化コスト＝蓄電池単価×必要設備容量

注) 系統安定化費用の一部のみを評価したもの

※太陽光発電: 系統線への逆潮を発生させないために必要な蓄電池を計上

※風力発電: 安定的に系統線に送電するために必要な蓄電池を計上

○蓄電池単価: コスト等検証委員会の試算値をベースにコスト低下を想定

・太陽光発電用の電池は需要家側、事業者側で半分ずつ設置するものと想定

需要家側(リチウムイオン): 10万円/kWh (2011年) → 5万円(2020) → 2万円(2030)

事業者側(NAS) : 4万円/kWh (2011年) → 3万円(2020) → 2万円(2030)

○必要設備容量: 稼働時間の約1/3に相当する発電量を蓄電池で対応すると想定

注) 不安定電源のバックアップとして、蓄電池のほか、火力発電、揚水発電の利用がある

・太陽光発電: 発電設備能力の4時間分の発電量に相当する電池容量

・風力発電: 発電設備能力の8時間分の発電量に相当する電池容量

③ 系統安定化コストの試算結果

	基本計画	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3	シナリオ4
必要電池容量(PV);億kWh	2.1	2.3	3.0	3.0	4.9
必要電池容量(風力);億kWh	0.6	0.9	1.2	1.2	2.2
追加コスト;兆円/年	0.4	0.5	0.7	0.7	1.1
平均単価;円/kWh	0.5	0.7	0.9	0.9	1.4

コスト試算はしていないが、他に考慮すべき系統対策

- ・平常時の有効電力制御(周波数)、無効電力制御(電圧)への対策
- ・電源と既存系統線を結ぶ送電線巨長(地下ケーブルや海底ケーブルなどはコスト高)など

※系統対策費用は、需要特性の変化や再生可能エネルギー発電の設置地域・量により大きく変化し得ることに留意すべき。風力発電・太陽光発電の実際の実出力データの集積と分析を随時行いつつ、必要な対策を進めていくことが重要。

④省エネ・コジェネコストの試算の考え方と試算結果

$$\text{④省エネコスト} = \Sigma(\text{初期導入単価} \times \text{導入量} - \text{省エネメリット})$$

※節電対策の対象機器：住宅・建築物断熱等、節電意識（スマートメーター）、LED

注)スマートメーターの設置で、P7に掲載されている省エネが保障されるわけではなく、節電意識の定着には不断の努力が必要。

○初期導入単価：

- ・住宅：新築50～60万円、既築200～300万円（社会資本整備審議会住宅宅地分科会より）
- ・建築物：新築1～1.5万円/m²、既築2～3万円/m²（社会資本整備審議会住宅宅地分科会より）
- ・スマートメーター：1.4万円（コスト等検証委員会より）
- ・LED：1.4万円（蛍光灯代替型）

○導入量：P7を参照

○省エネメリット：平均耐用・使用年数(10～40年) × 省電力量 × 電力単価

$$\text{コジェネコスト} = \text{発電単価} \times \text{発電量}$$

○発電単価：コスト等検証委員会の試算値を使用
(排熱価値を含む)

○発電量：1900万kWに相当する発電量 (P7を参照)

2030年までの総コスト

		初期コスト 兆円	省エネ効果 兆円	ネットコスト 兆円
民生	住宅	3.5	-0.9	2.5
	建築物	7.2	-3.6	3.7
	節電意識	0.7	-1.5	-0.8
産業	LED	2.6	-2.4	0.3
	コジェネ	2.3	-0.9	1.3
合計		16.3	-9.3	7.0