

參考資料

2011年7月
環境本部

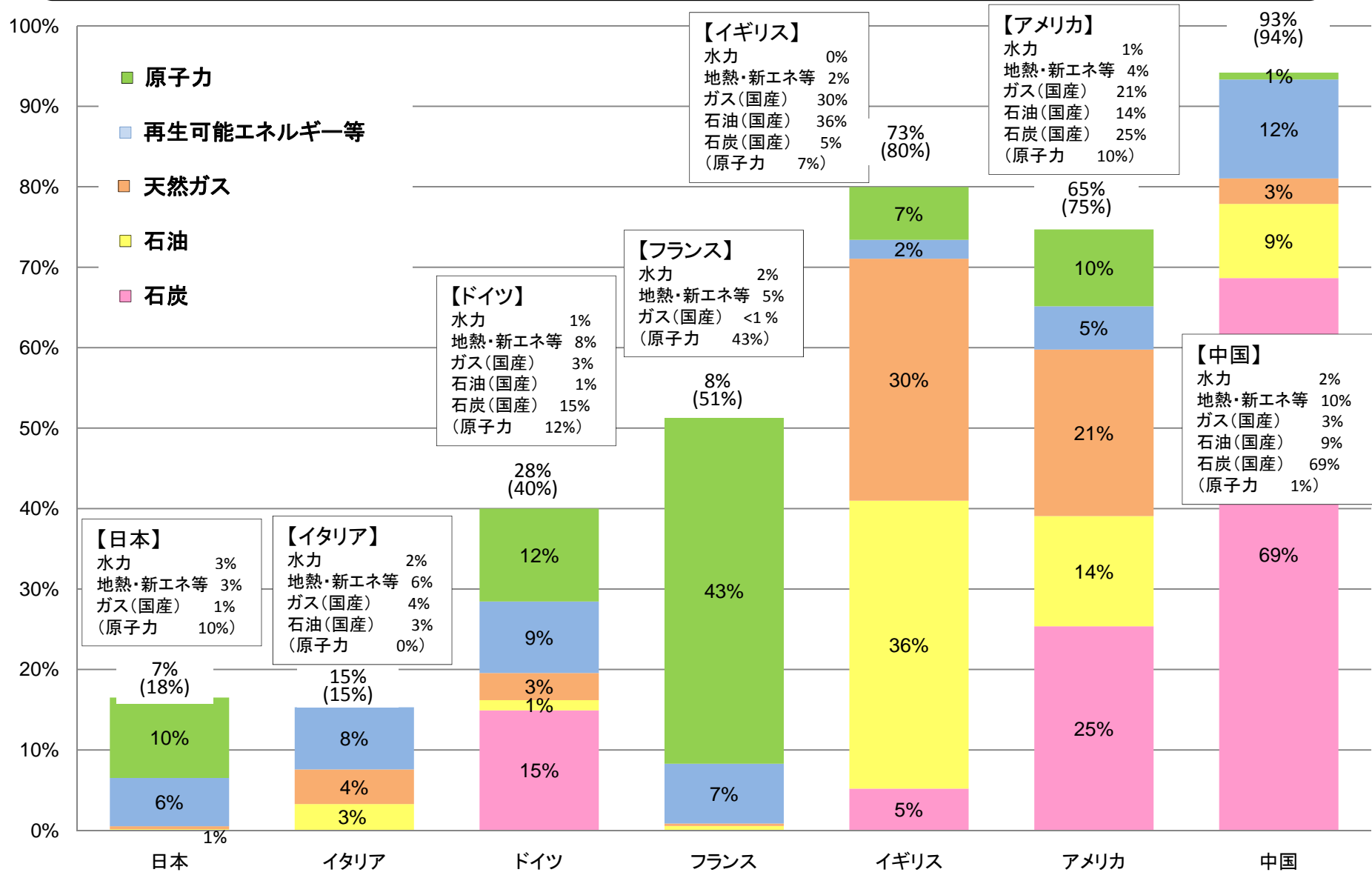
各国のエネルギー政策の比較

	日本	米国	フランス	ドイツ	韓国
一次エネルギー供給構造	石炭 23% 石油 42% 天然ガス 19% 原子力 10% 再生可能エネルギー等 6% うち、水力 3%	石炭 24% 石油 39% 天然ガス 23% 原子力 9% 再生可能エネルギー等 5% うち、水力 1%	石炭 5% 石油 32% 天然ガス 15% 原子力 43% 再生可能エネルギー等 5% うち、水力 2%	石炭 26% 石油 32% 天然ガス 23% 原子力 11% 再生可能エネルギー等 8% うち、水力 1%	石炭 25% 石油 43% 天然ガス 14% 原子力 17% 再生可能エネルギー等 1% うち、水力 0%
	エネルギー自給率18%	エネルギー自給率71%	エネルギー自給率51%	エネルギー自給率41%	エネルギー自給率19%
発電電力量構成	石炭 25% 石油 13% 天然ガス 28% 原子力 26% 再生可能エネルギー等 9% うち、水力 8%	石炭 49% 石油 2% 天然ガス 21% 原子力 19% 再生可能エネルギー等 9% うち、水力 6%	石炭 5% 石油 1% 天然ガス 4% 原子力 78% 再生可能エネルギー等 12% うち、水力 10%	石炭 49% 石油 2% 天然ガス 12% 原子力 22% 再生可能エネルギー等 15% うち、水力 3%	石炭 40% 石油 6% 天然ガス 19% 原子力 34% 再生可能エネルギー等 1% うち、水力 1%
エネルギー自給率の維持・改善は各国の共通課題					
現状	・国内資源に乏しく、輸入に依存。 ・石油代替促進策により、天然ガス、原子力等へエネルギー源を分散。	・豊富な化石資源を保有。ただし、石油は輸入依存拡大。	・国内資源に乏しく、輸入に依存。 ・石油依存度低減のため、原子力を強力に推進。	・豊富な石炭資源を保有。 ・エネルギー安全保障の観点から石炭利用を維持。	・国内資源に乏しく、輸入に依存。 ・資源国産化の観点から、原子力発電を推進。
今後の戦略	・これまでの原子力と化石燃料という2本柱に、自然エネルギーと省エネルギーという新たな2つの柱を加え、4本柱の育成に挑戦。	・「天然ガスシフト」と「原子力推進」が大きな方向か。 ・石油輸入依存度の低減、自国石油会社の国際市場における参加機会保障が政策の2本柱。	・ナショナル・チャンピオン企業(EDF、アレバ等)を育成、内外での競争力を確保。	・2002年、原発の新設を禁止。 ・再生可能エネルギーを導入拡大。 ・2022年までに脱原子力発電を目指す閣議決定。(6月)	・再生可能エネルギーの大幅拡大、石炭火力利用に注力。 ・国営企業を主体として天然ガスの供給を拡大。
20年以降の目標	【省エネ目標】 ・2030年までに一次エネルギー供給で約13%を削減。一方、発電電力量では約1%を削減。 【再エネ目標】 ・一次エネルギー供給で2020年までに10%、2030年までに11% 【再生可能電力目標】 ・発電電力量で2030年までに19% 2020年代のできるだけ早い時期に総発電電力量の20%を超える水準(OECD記念行事での菅総理スピーチ)	【省エネ目標】 ・2020年までに商業用施設におけるエネルギー効率を現状より20%改善。 【クリーン電力目標】 ・2035年までに、再生可能、原子力及び化石燃料のクリーン利用により、総電力供給の80%(内訳不明。)	【省エネ目標】 ・2015年から2030年までに毎年平均2.5%以上改善。 【再エネ目標】 ・2020年までに、最終エネルギーの23%	【省エネ目標】 ・2020年までにエネルギー生産性を1990年比で倍増。 【再生可能電力目標】 ・2020年までに総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を35%	【省エネ目標】 ・GDP当たりエネルギー原単位を2009年から、2020年までに約26%改善。 【再エネ目標】 ・2020年までにエネルギー供給の6.08%

(注)2007年の値。再生可能エネルギー等には廃棄物発電、熱利用等を含む。

* 国家戦略室資料より(出所: IEA Energy Balance of OECD Countries, Non-OECD countries 2009/Electricity Information 等)

エネルギー自給率の国際比較(2008年度実績)



(注) 自給率の上段は原子力を輸入とみた場合。下段()内は原子力を国産とみた場合。

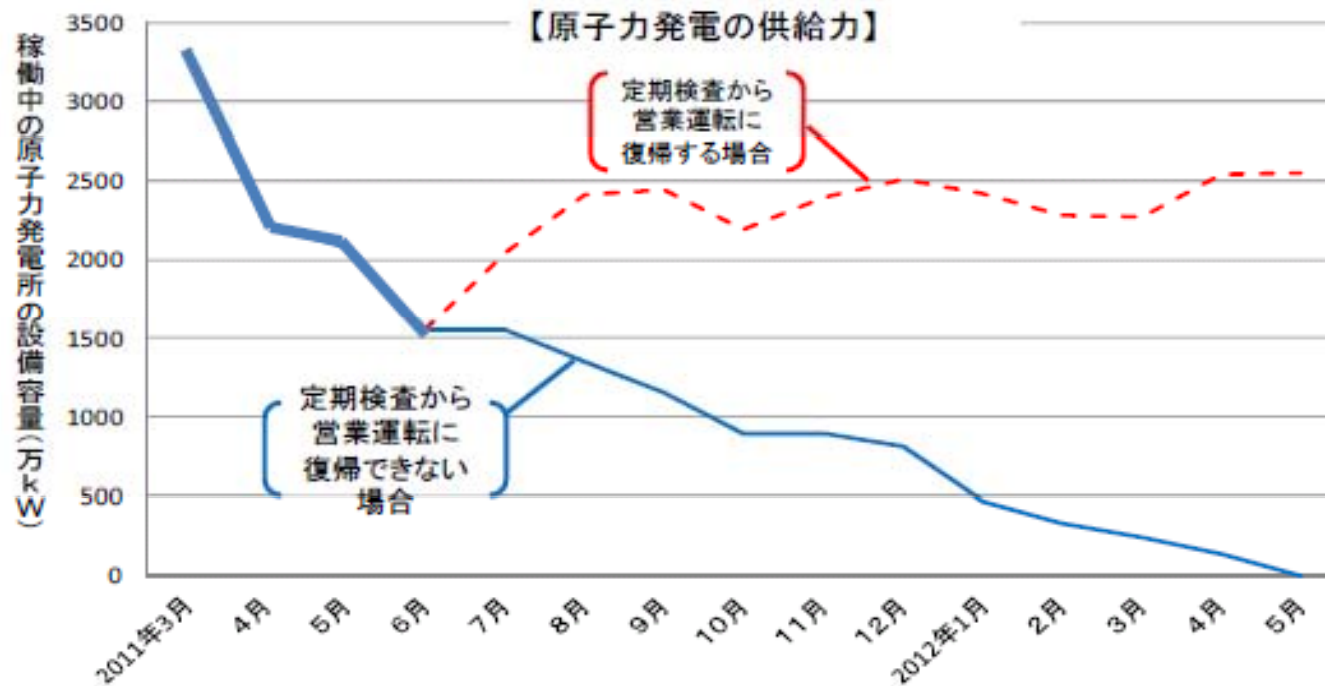
(出典) ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES, ENERGY BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES (2010 Edition), IEA/OECD

「総合エネルギー統計」

原子力発電停止の影響

-新成長戦略実現会議海江田経産大臣提出資料(2011年6月7日)-

- 仮に定検等で停止した原子力発電が再起動できないと、約1年で全ての原子力発電が停止(供給力で4,770万kWを喪失。国内の発電電力量の3割に相当)
- 供給力喪失分を火力発電によってある程度代替可能ではあるが、追加的な燃料コストの発生、長期停止火力の復帰の場合の脱落リスクも懸念。
- 仮に全てを火力発電で代替するとして試算すると、今年度は約1.4兆円の燃料コスト増(震災を受けた東北、東京電力の増加分を含むと計約2.4兆円)。それ以降1年間全て停止すると仮定すれば1年間で3兆円超増加。化石燃料輸入増による国富流出及び国民負担増につながる。



※稼働中の各原子力発電所につき、電力各社のHPの情報を元に、それぞれ直前の定期検査終了から13ヶ月後に再び定期検査に入ると仮定。
※定期検査の期間は、電力各社のHPに情報がある場合はそれに従い、ない場合は3ヶ月間と仮定。

原子力発電停止の影響

—日本エネルギー経済研究所試算(2011年6月13日)—

大幅な電力不足

- (1)6月10日現在、わが国の原子力54基のうち、35基が定期点検等で停止中、残り19基が運転中。
- (2)今後、停止中の原子力発電所が再稼働しなければ、2012年の6月にはすべての原子力発電所が停止。
- (3)2012年度夏には、全国的に深刻な電力不足となる。
＜原子力が全基停止する場合の2012夏季の電力不足試算＞
 - ①全国ベースで最大電力と比べ7.8%の電力不足
 - ②東京電力・東北電力管内で、最大電力を15%削減した場合でも、1.7%の電力不足
 - ③この電力不足を補うためには、石炭火力、LNG火力、石油火力をフル稼働させることに加え、長期停止中の石油火力を稼働させざるを得ない試算となる。事実上対応は不可能に近い。

コスト、環境面への影響

- (1)上述のような火力の高稼働が実現したと仮定した場合、石炭、LNG、石油の追加的な調達コスト(対2010年度比)は、2012年度で3兆4,730億円。
- (2)これを、単純に電力料金に上乗せすると、電力料金は、3.7円/kWh上昇する。
- (3)これは、2010年度の産業用電力料金(特別高圧)の平均値10.22円の36%上昇に相当。
- (4)また、標準家庭の電力料金は、一か月あたり1,049円(18.2%)上昇する。
- (5)2012年度のCO2排出量は、12億5,700万トンとなり、2010年度(排出量11億2,400万トン)比11.8%増、1990年(排出量10億5,900万トン)比18.7%増となる。
- (6)08年度～12年度の平均CO2排出量は11億5,900万トンとなり、90年比8.8%増となる。

原子力発電停止の影響

—日本経済研究センター試算(2011年6月14日)—

前提条件

津波・地震に対する安全性チェックに時間がかかり、原子力発電が2012年度までにすべて停止するというシナリオを想定。

マクロ経済予測

- (1) 定期点検に入る原発が順次停止した場合、電力不足で生産能力(潜在GDP)は2012~2020年度の平均で年1.2%押し下げられ、毎年7.2兆円の経済損失を生む。
- (2) 需要面からは東北地方のインフラ復興などで成長が押し上げられるが、生産を支えるために原発が火力発電で代替され、化石燃料輸入が急増する。そのため、経常収支は2017年度以降赤字(2020年度に6.7兆円の赤字)となる。
- (3) 原子力発電の火力代替が進むことにより、CO2排出量は2020年度には1990年度比で約14%増え、国際的な温暖化ガス削減目標を達成することは極めて難しくなる。

電力サービス／政策に関するアンケート 結果(1)

1. 実施要領

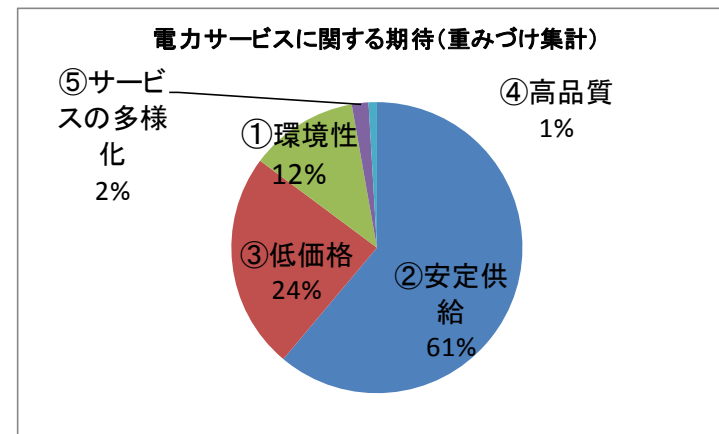
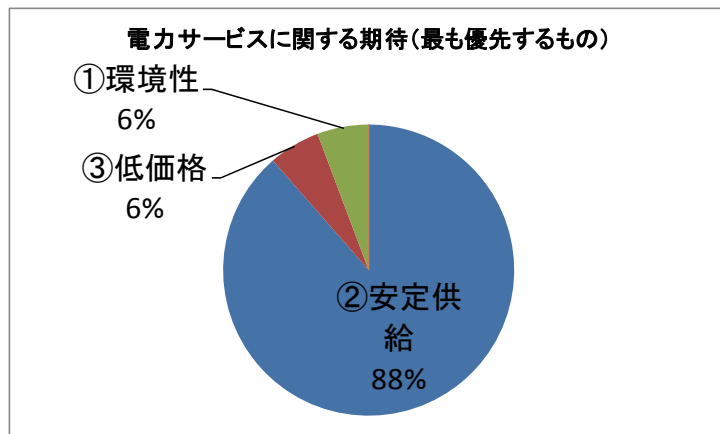
調査対象： 会長・副会長会社、議長・副議長会社、委員長会社（61社）
回答総数： 36社（回収率：59%）
調査期間： 2011年6月13日～6月29日

2. 結果概要

1. 電力サービスは、安定供給と低価格が肝要。
2. 3E(安定供給、経済性、環境配慮)のバランスのとれたエネルギーの新たなベストミックスを構築するためには、革新的技術の開発が不可欠であり、かつ長期的な課題。
3. 再生可能エネルギーの普及のためには、革新的技術の開発を通じたコストの低下が重要であり、長期的な課題として、性急ではなく、着実に取り組む必要。

3. 結果詳細(1)

○ユーザーとしての立場から、電力サービスに対する期待として優先順位の高いものを、「①環境性、②安定供給、③低価格、④高品質、⑤サービスの多様化、⑥その他」の中から、最も優先するものと次いで優先するものをそれぞれ1つずつ回答するよう依頼
⇒約9割が②安定供給を最も優先すると回答(左下のグラフ参照)
なお、最優先するものを2点、次いで優先するものを1点として重みづけ集計した結果、②安定供給が61%、③低価格が24%を占める(右下のグラフ参照)



電力サービス／政策に関するアンケート 結果(2)

3. 結果詳細(2)

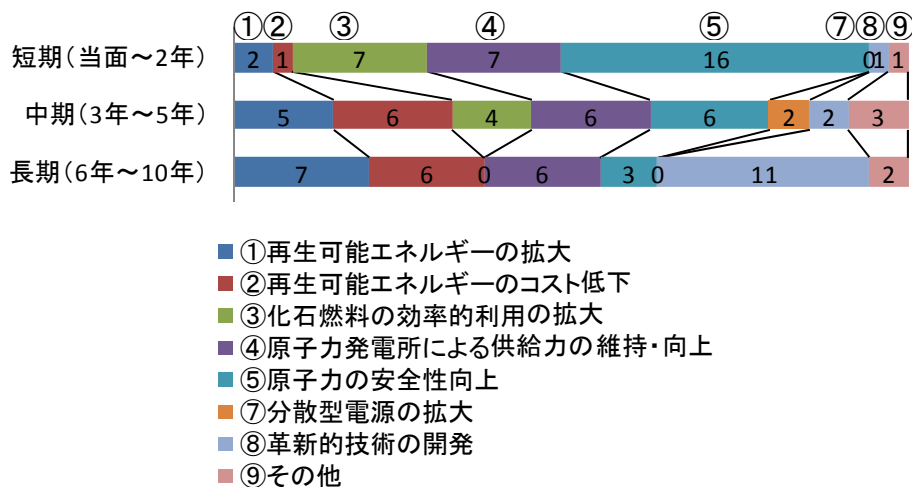
○ユーザーとしての立場から、発電に関する政策への期待・注文(要望)として優先順位の高いものを、短期(当面～2年)・中期(3年～5年)・長期(6年～10年)に分けて、「①再生可能エネルギーの拡大、②再生可能エネルギーのコスト低下、③化石燃料の効率的利用の拡大、④原子力発電所による供給力の維持・向上、⑤原子力の安全性向上、⑥原子力発電所の廃止、⑦分散型電源の拡大、⑧革新的技術の開発、⑨その他」の中から、最も優先するもの1つと次いで優先するもの2つを回答するよう依頼

⇒

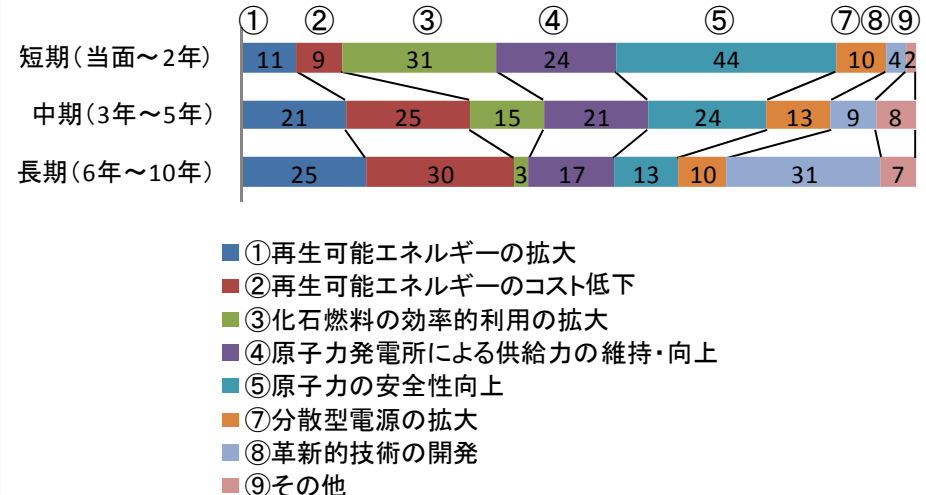
- (a)「①再生可能エネルギーの拡大」および「②再生可能エネルギーのコスト低下」は、短期から中期、長期へ進むにつれて、増加傾向
- (b)「④原子力発電所による供給力の維持・向上」は、時間軸にかかわらず不変
- (c)「⑤原子力の安全性向上」は、短期的課題としての回答が多い
- (d)「⑧革新的技術の開発」は、長期的課題としての回答が多い

※下記グラフの通り、重みづけ集計(最優先するものを2点、次いで優先するものを1点として集計)であるか否かにかかわらず、同傾向

発電に関する期待・注文(最も優先するもの)



発電に関する期待・注文(重みづけ集計)



* グラフ中の数字は回答数を示す

電力サービス／政策に関するアンケート 結果(3)

3. 結果詳細(3)

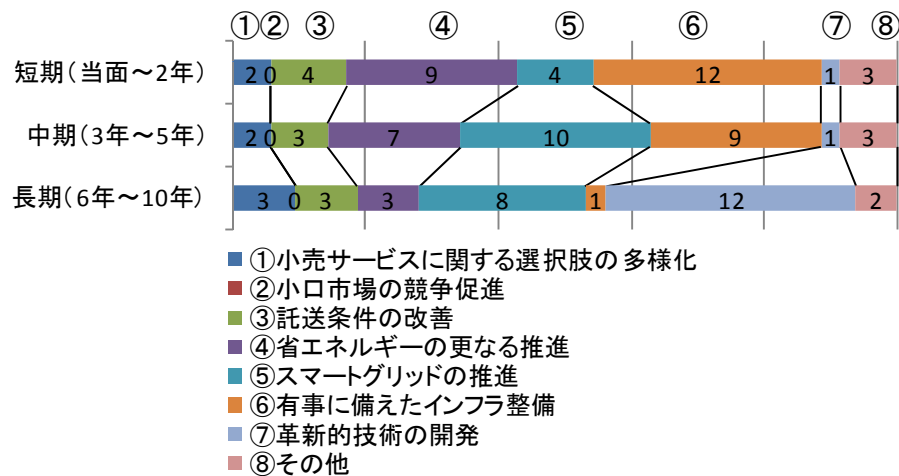
○ユーザーとしての立場から、送配電・小売等に関する政策への期待・注文(要望)として優先順位の高いものを、短期(当面～2年)・中期(3年～5年)・長期(6年～10年)に分けて、「①小売サービスに関する選択肢の多様化、②小口市場の競争促進、③託送条件の改善、④省エネルギーの更なる推進、⑤スマートグリッドの推進、⑥有事に備えたインフラ整備、⑦革新的技術の開発、⑧その他」の中から、最も優先するもの1つと次いで優先するもの2つを回答するよう依頼

⇒

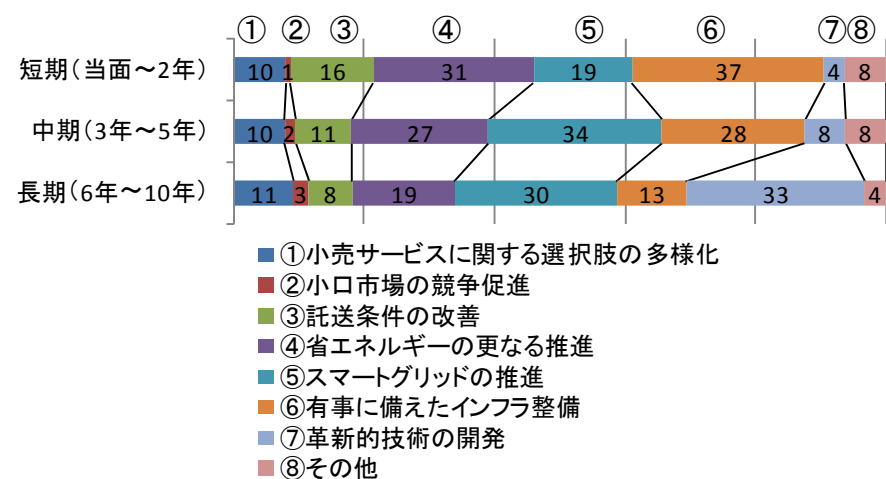
- (a)「⑤スマートグリッドの推進」は、短期から中期、長期へ進むにつれて、増加傾向
- (b)「⑥有事に備えたインフラ整備」は、短期から中期、長期へ進むにつれて、減少傾向
- (c)「⑦革新的技術の開発」は、長期的課題としての回答が多い

※下記グラフの通り、重みづけ集計(最優先するものを2点、次いで優先するものを1点として集計)であるか否かにかかわらず、同傾向

送配電・小売等に関する期待・注文(最も優先するもの)



送配電・小売等に関する期待・注文(重みづけ集計)



* グラフ中の数字は回答数を示す

電源別の比較

	経済性(発電コスト)		安定性		環境性(CO2 排出量) ※発電燃料燃 焼+設備・運用	その他留意点	
	政府試算	RITE試算	出力安定	資源調達			
石炭	5.0~8.4円 /kWh	8~12円 /kWh程度	○	△(海外依 存、可採年 数119年)	943 g-CO2/kWh	・高効率石炭火力(IGCC等)の可能性 ・100万kW級原子力発電所1基分を代替する のに、発電費用は約175億円、CO2は年間 約572万トン(日本全体の約0.5%)増加	
石油	10.0~21.7 円/kWh	-	○	×(中東依 存、可採年 数51年)	738 g-CO2/kWh	-	
天然ガス	5.8~8.3円 /kWh	10~14円 /kWh程度	○	△(海外依 存、可採年 数63年)	599 g-CO2/kWh	高効率天然ガス火力発電、シェールガス等 の可能性	
原子力	4.8~8.3円 /kWh	8~13円 /kWh程度	○	○(準国産)	20 g-CO2/kWh	・先進的原子力発電の可能性 ・今後、安全基準の見直しが必要	
再生可能エネルギー	太陽光	49円/kWh	55~63円 /kWh程度	×(自然条 件に左右 される)	○(ただし、 設備利用 率が12% と低い)	38 g-CO2/kWh	・系統への依存度が高い ・バックアップ電源が必要 ・100万kW級原子力発電所1基分を設置する のに、山手線内側の面積(約67km ²)が必要
	その他 (風力、水 力、地熱 等)	・風力10~ 14円/kWh ・水力8.2~ 13.3円/kWh ・地熱9~22 円/kWh	・風力16~ 18円/kWh 程度	・風力:× (自然条件 に左右さ れる) ・水力:○ ・地熱:○	・風力:○ (ただし、設 備利用率が 20%と低い) ・水力:○ ・地熱:○	・風力25 g- CO2/kWh ・水力11 g- CO2/kWh ・地熱13 g- CO2/kWh	・風力:騒音、景観、自然公園、漁業権(洋上 風力)の問題あり。100万kW級原子力発電 所1基分を設置するのに、山手線内側の3.5 倍の面積(約246km ²)が必要 ・水力:これ以上の立地は限界 ・地熱:導入可能量は多いが、自然公園・温 泉地の問題あり

※注: RITE試算には送電コスト(2~4円/kWh)を含むが、政府試算には含まれていない。また、両推計では燃料費と割引率が大きく異なっている。

※出典: 経済産業省第9回コスト等検討小委員会(2004年1月16日)資料、資源エネルギー庁第2回再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム(2009年11月6日)資料より、地球環境産業技術研究機構(RITE)の秋元圭吾氏による「発電コストの推計」(2011年5月23日)、電気事業連合会「2011年版原子力・エネルギー図面集」、BP "Statistical Review of World Energy June 2010"、資源エネルギー庁「日本のエネルギー2010」ほか、戒能一成「福島第一原子力発電所事故とエネルギー政策への影響」

分散型電源について

【集中型電源】

大規模な発電所で発電、送配電網を活用し、需要家へ供給する方式

【分散型電源】

需要地側で電源を設置し発電する方式(一般的には系統へ連系)

(家庭用レベル(家庭用太陽光発電、エネファーム等)から、ビル、地域で活用するレベルまで存在)

発電方法	出力の安定性
ディーゼルエンジン	高い
ガスエンジン	
ガスタービン	
マイクロガスタービン	
燃料電池	
太陽光発電	低い
風力発電	
小水力発電	高い
バイオマス発電	
廃棄物発電	
蓄電池	バッファとして使用

○メリット:

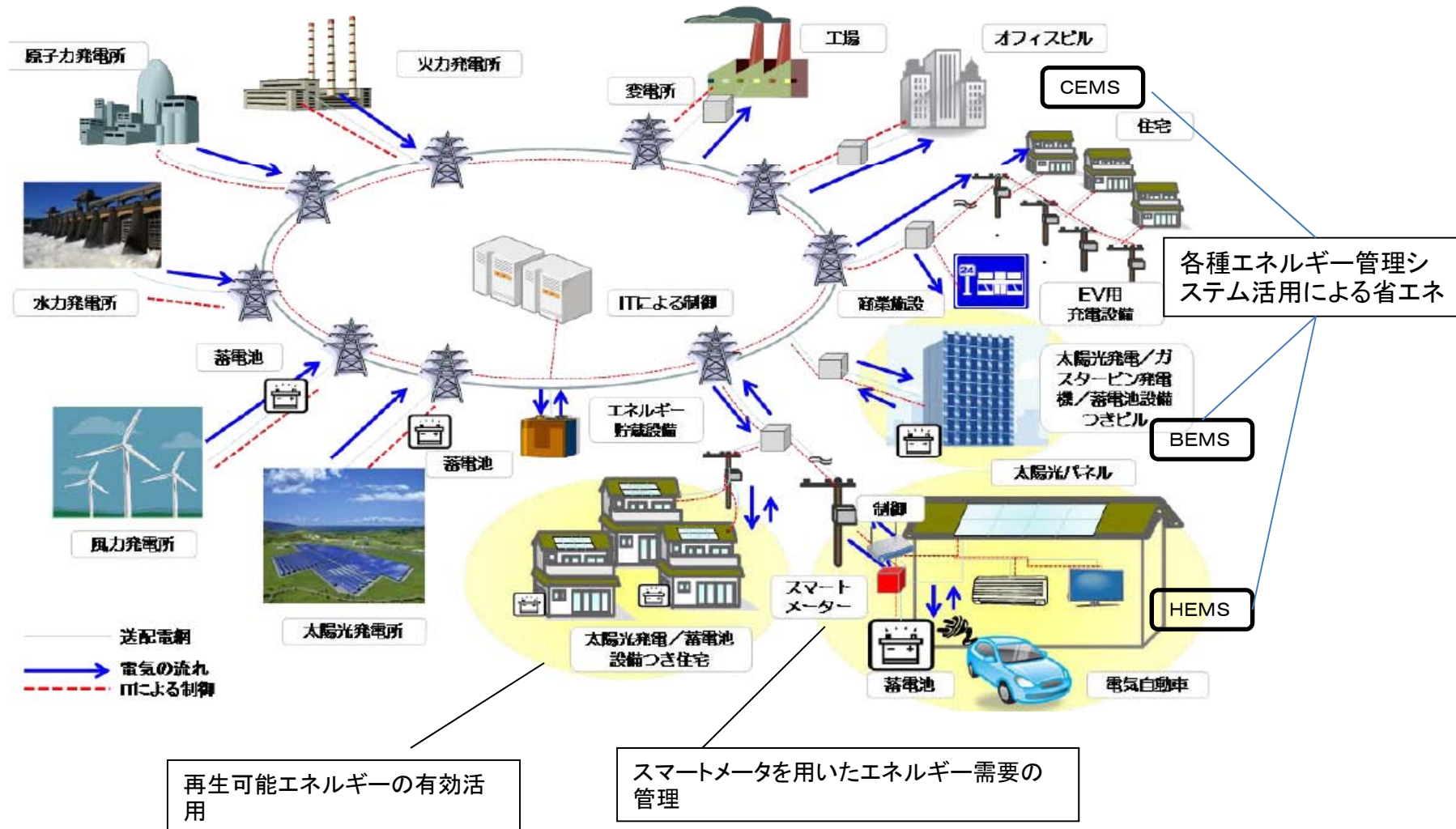
- ・非常用電源として活用可能
- ・送配電損失が少ない

○デメリット:

- ・系統に連系する場合、系統安定化コストが必要
- ・出力の不安定性を補うためバックアップが必要
- ・発電効率が低い

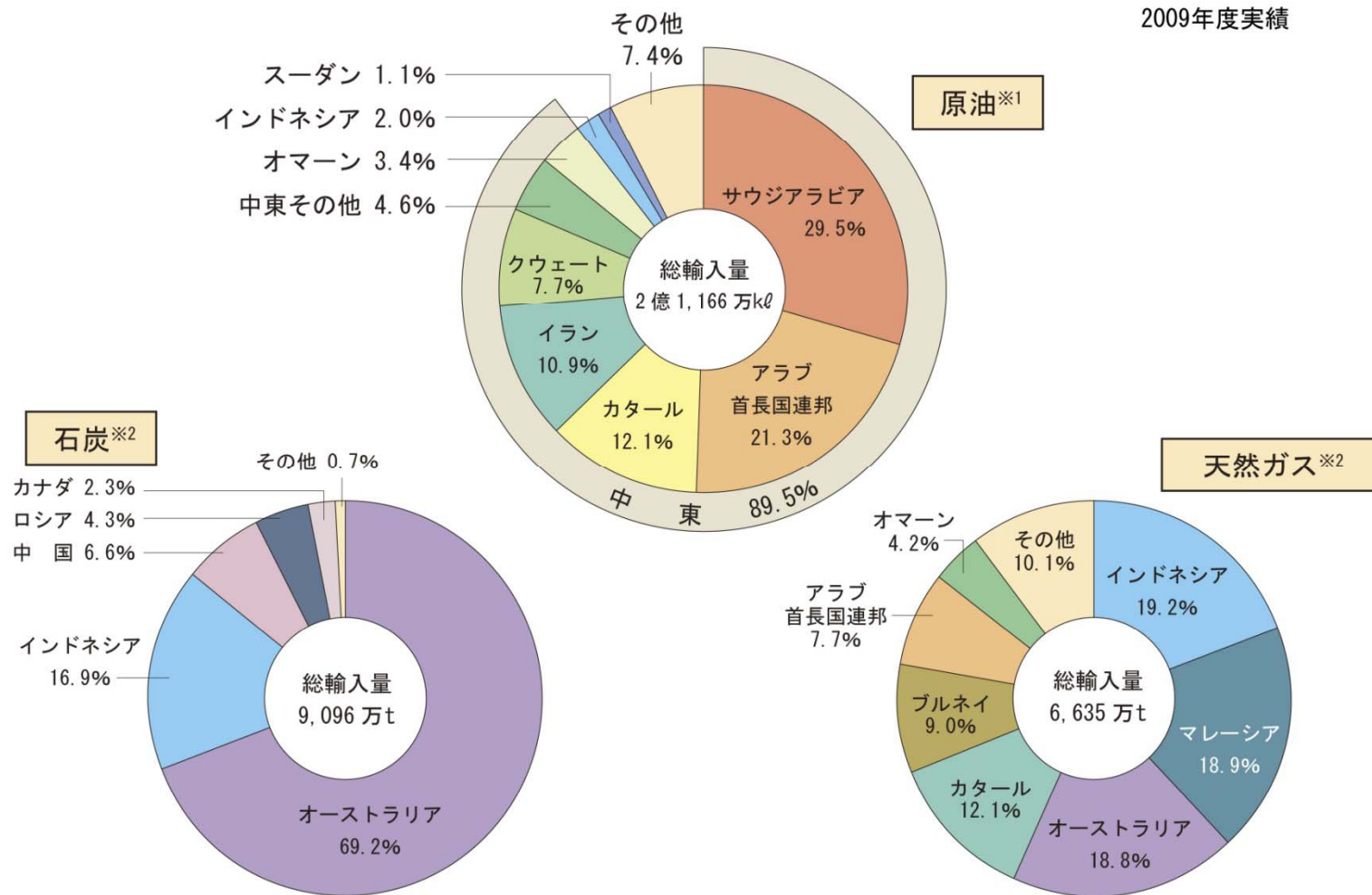
省エネ・創エネの観点から見たスマートグリッド

- ICTを用いた機器の制御・最適化で省エネを目指す
- 標準化、セキュリティ、費用対効果、ユーザのニーズにマッチしたシステム構築などが共通課題
- 要素技術ごとに関しては実証実験が始まった段階(横浜、北九州、ニューメキシコ州等)



日本が輸入する化石燃料の相手国別比率

2009年度実績



(注) 四捨五入の関係で合計値が合わない場合がある

電気事業連合会「原子力・エネルギー図面集2011」より引用

化石燃料の円滑な調達のために強化すべき施策(例)

※出所:2011年5月「資源の安定確保に関する提言」の検討段階で課題として挙げられた意見等

わが国企業による海外エネルギー資源権益の獲得を後押しする政策

- ① 資源外交のさらなる強化
 - 中長期的なエネルギー資源確保戦略、資源埋蔵ポテンシャル、地政学的状況、実現可能性を踏まえた計画的・重点的な首脳外交の実施
 - ODA等を活用し政府と関係機関が一体となった「オールジャパン」での取組みを通じた二国間関係強化
- ② 寡占化する開発主体に対する交渉力の強化による新規供給源の開拓
 - わが国の企業間連携の推進および柔軟な国際連携によるメジャーへの対抗
 - ※ 天然ガス事業の国際提携を拡大し、天然ガス権益に積極投資するメジャーに対抗
 - ※ 炭鉱開発を巡る国際入札で、日本の企業連合と韓国の企業連合とロシアの国営企業と共同応札を実施。
- ③ 政府系機関によるリスクマネーの安定供給
 - JBIC、JOGMEC、NEXIによる金融機能の拡充
 - ※ CBM(コールベットメタン)、FLNG(洋上天然ガス)等、前例の少ない非在来型原油・ガスの生産技術開発への支援
- ④ 税制優遇措置の拡充
 - 海外投資等損失準備金制度の恒久化
 - 外航海運におけるみなし利益課税(トン数標準税制)の適用範囲の拡大
- ⑤ 資源国による輸出制限措置の抑制、投資環境の改善
 - WTO等を通じた輸出規制に関するルールの拡充
 - 資源国との二国間投資協定、EPA/FTA等の締結促進

わが国周辺海域における政府主導による海洋エネルギー開発の強化

- ① メタンハイドレートの早期商業化に向けた生産技術開発の推進
- ② 石油、天然ガスの計画的探鉱、生産技術開発の促進

今夏の電力需給対策として実施されている規制緩和等

<5/13電力需給緊急対策本部>

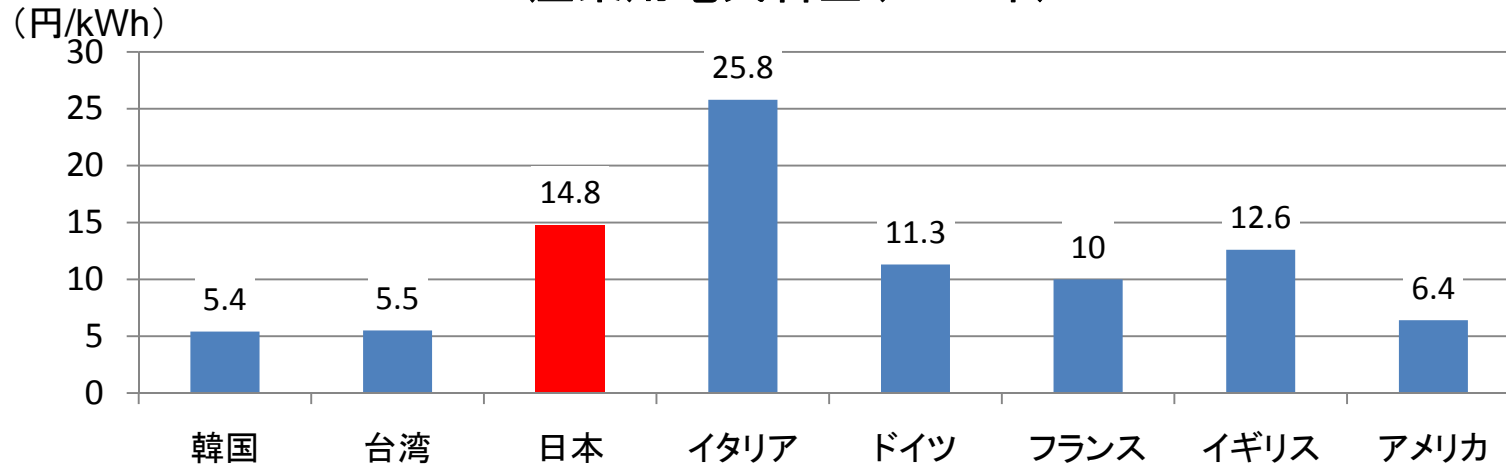
- (1) 独占禁止法の運用の明確化
- (2) 自家発電施設の工事計画に係る工事開始制限期間の短縮
- (3) 自家発電施設の設置に係る定期事業者検査時期の弾力化
- (4) 自家発電施設の設置に係る届出期間の短縮化についての通知
- (5) 自家発電施設の設置に係る緑地規制等の運用についての通知
- (6) 自家発電設備の活用等に係るエネルギー使用量の計算に係る配慮
- (7) 自家発電設備の活用に係るばい煙排出基準の自治体上乘せ規制についての通知
- (8) 非常用自家発電設備の活用に係る電気事業法の運用
- (9) 自家発電設備の活用等に係る騒音規制値の自治体上乘せ規制についての通知
- (10) 自家発電用燃料貯蔵に関する消防法の許可手続き迅速化
- (11) 災害復旧のための発電設備の設置に係る環境影響評価法の適用除外
- (12) 労働条件の見直しについての対応
- (13) オフィスビル等の室内温度についての対応
- (14) オフィスビル等の照度についての対応
- (15) オフィスビル等の換気についての対応

<6/1電力需給対策に関する制度見直しについて(追加要望事項)>

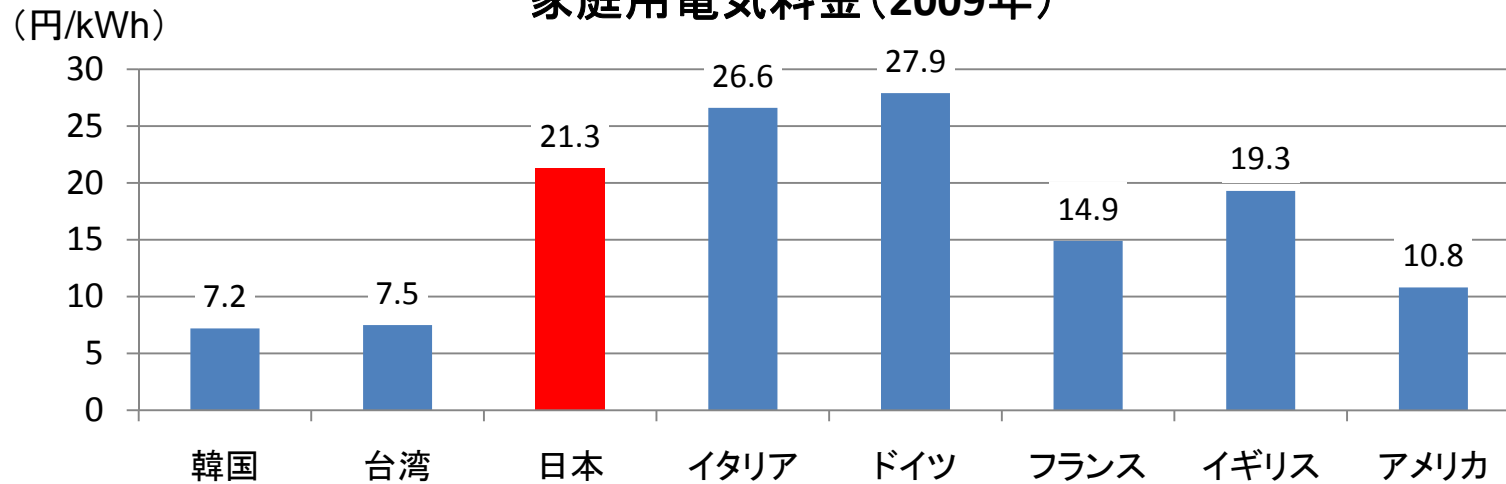
- (1) 非常用自家発電設備の活用に係る大気汚染防止法の運用
- (2) 騒音規制法の騒音規制の取扱いについての通知
- (3) 振動規制法の振動規制の取扱いについての通知
- (4) 自家発電設備の活用等に係る振動規制値の自治体上乘せ規制についての通知
- (5) 移動用自家発電設備の臨時的な措置に係る公害防止組織整備法上の公害防止管理者選任要件の運用についての通知
- (6) 消防用設備等の非常用発電機の活用
- (7) 1年単位の変形労働時間制の弾力的な運用

電気料金の国際比較

産業用電気料金(2009年)



家庭用電気料金(2009年)



経産省資料より引用(出所:IEA "Price&Taxes 3rd Quarter 2010、欧州委員会統計局ホームページ。為替計算はOECD "Stats Extracts")

各国の原子力損害賠償制度について

- 原子力施設を有する多くの国は、原子力損害賠償法を制定
- 無限責任の場合、賠償額が巨大化し、民営で原子力事業を継続できないリスクがある

国名		日本	イギリス	フランス	ドイツ	スイス	アメリカ	韓国
事業者 責任	有限・無限	無限	有限	有限	無限	無限	有限	有限
	責任限度額	-	賠償のための措置額と同額	賠償のための措置額と同額	-	-	賠償のための措置額と同額	3億SDR (450億円)
責任の性質		無過失責任	無過失責任	無過失責任	無過失責任	無過失責任	無過失責任	無過失責任
免責事項		・社会的動乱 ・異常に巨大な天災・地震	・武力紛争の過程における敵対行為	・武力紛争、戦争行為、暴動または内戦 ・例外的性質を持つ重大な自然災害	-	・被害者の故意・重過失	・戦争行為	・国家間の武力衝突、敵対行為、内乱または反乱
賠償のための義務的措置（保険等）額		1200億円	1.4億€ (184億円)	0.92億€ (106億円)	25億€ (2872億円) 民間保険: 2.5億€ (287億円) 事業者共済: 22.5億€ (2585億円)	11億CHF (916億円)	125.2億\$ (10869億円) 民間保険: 3億\$ (260億円) 事業者共済: 122.2億\$ (10608億円)	500億ウォン (37億円)
公的 援助	内容	措置額を超過時には必要と認める場合に援助	措置額は改正パリ条約に基づき同条約加盟国の分担金から補償	措置額は改正パリ条約に基づき同条約加盟国の分担金から補償	事業者の措置が機能しない場合に補償	措置額超過時や、事業者の措置が機能しない場合に補償	大統領設置の調査委員会報告書に基づいて補償	措置額超過時には必要と認める場合に援助
	限度額	-	3億SDR (450億円)	3億SDR (450億円)	25億€ (2872億円)	11億CHF (916億円)	-	-

主要各国の原子力損害賠償制度の概要（「原子力賠償制度の在り方に関する検討会 第1次報告書」等より作成）

*円貨換算は2010年の年間平均為替レートをを用いた。SDRの日本円換算額は平成22年度版「政府調達における我が国の施策と実績」の資料III-6 自主的措置（政府調達）におけるSDR基準額の円貨換算レートをを用いた。