

しているといった例のように、結果的にエネルギーを有効利用できていないケースもあり、そういう例を発見し改善していくことが重要であるといった指摘があった。

【デマンドレスポンスという考え方】

これまで、電力の需給については、もっぱら電力会社が供給力を調整することで対応がされてきた。これに対し、高電力需要時に需要家が積極的に節電に取り組むようなメカニズムを導入することで、電力需給をバランスさせる考え方、デマンドレスポンス（DR: Demand Response、需要反応）である。

この考え方を踏まえ、今夏の電力需給対策として、積極的な取組を進めるべきである。具体的には、以下のような取組が考えられ、具体的に関西電力等で、今夏の実施に向けて以下のような取組が進められている。

- ① 日々必要な追加すべき節電量を、効果的に募集する方策の早期の設計：アグリゲーター等を活用した需要抑制の拡充、ネガワット入札の実施
- ② 新しい料金メニューを使った需要抑制：ピーク需要抑制の実効性を高める新たな料金メニューの導入
- ③ スマートメーターの導入前でも可能な対策（特に家庭や小口業務用の需要家が対応できるメニュー）の整備：電気使用量の見える化サービスの加入促進、一定以上の節電を達成した家庭に対するインセンティブ付与
- ④ スマートメーター導入済みの需要家が、より効果的に節電、自家発の活用を行えるような仕組みの準備：割引単価の拡大や加入条件の緩和等による計画調整契約の拡充
- ⑤ 不足する供給力を効果的に募集するため、卸電力取引市場への小口参入を可能にする仕組みの導入

これらの取組については、確実性の高い定量的な効果を見積もる段階には至っているとは言えないが、政府に対して、こうした新たなピークカット対策をいち早く実現するため、今年夏に向けて、新たな需要制御対策に関する具体的な行動計画を早期に策定することを要請する。また、この行動計画の取組は、電力システム改革の具体的な検討にも反映されることが期待される。電力会社は、これらの新たな需要側対策に積極的に取り組むとともに、その結果についてのレビューを行うべきである。（図5－3参照）

(万kW)

3500

図5-2 今夏で想定している供給力と需要実績等を比較し、後者が上回ると予想される日数、時間(関西電力)

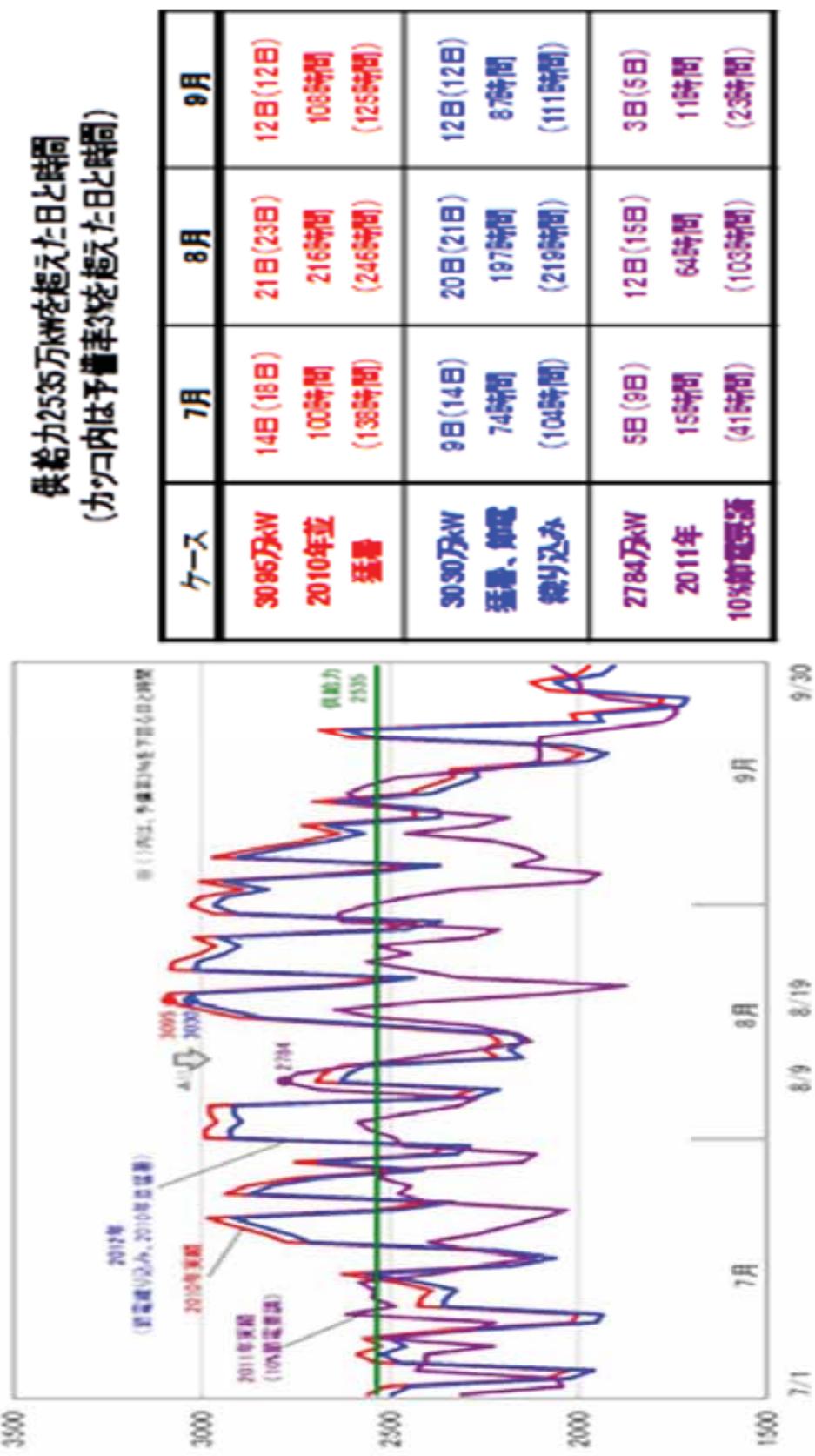
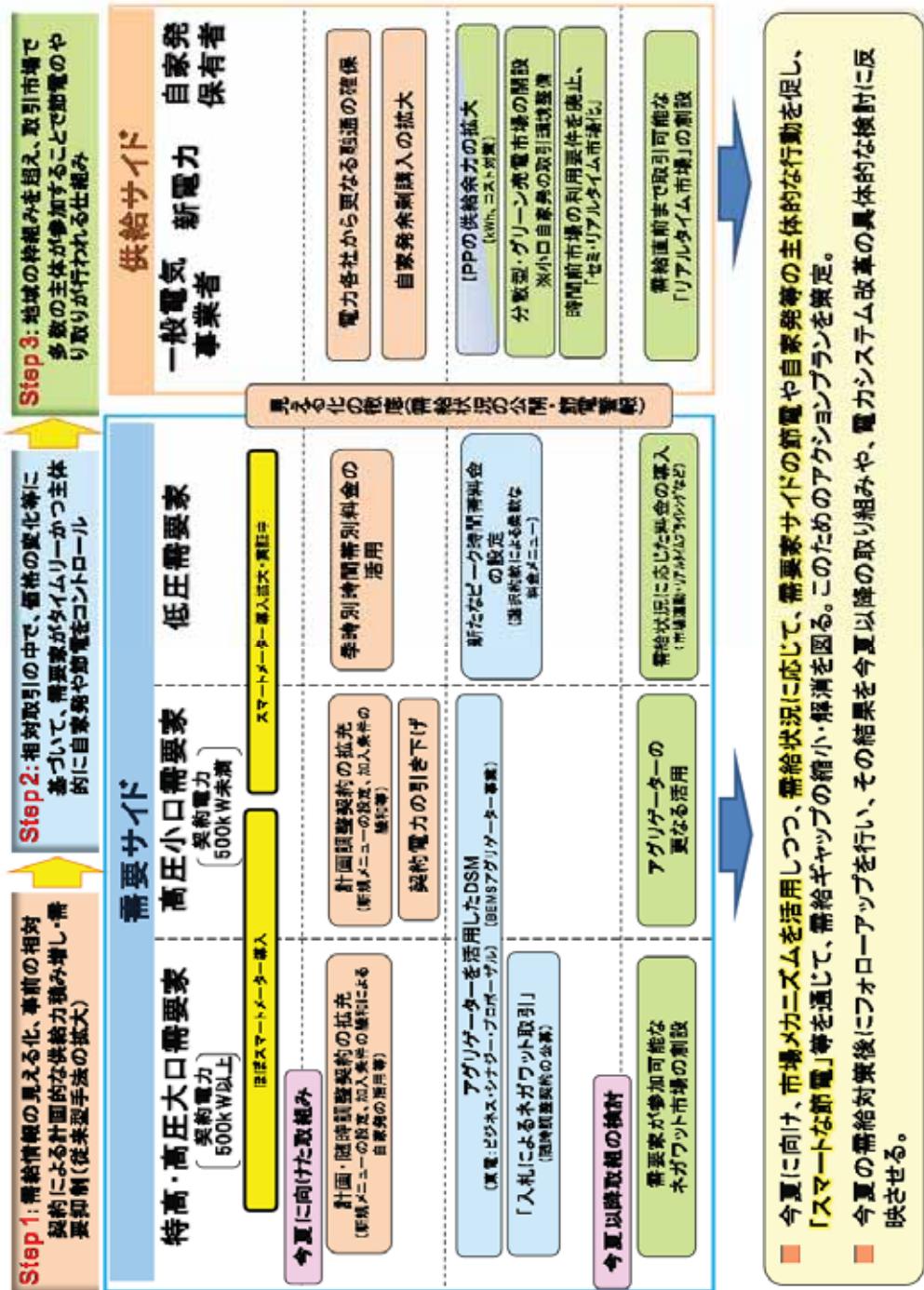


図5－3 節電を促す新たなピーク電力対策への今後の取組



- 今夏に向け、市場メカニズムを活用しつつ、需用状況に応じて、需用家サイドの節電や自家発等の主体的な行動を促し、「スマートな節電」等を通じて、需給ギャップの縮小・解消を図る。このためのアクションプランを策定。
- 今夏の需給対策後にフォローアップを行い、その結果を今夏以降の取り組みや、電力システム改革の具体的な検討に反映させる。

第2節 電力コストへの影響の検証とその抑制策

需給見通しに関するコストの抑制に関して、「エネルギー需給安定行動計画」で示された「電力会社の需給対策アクションプランと政府としての対応」の各社の対応状況を検証した。

(1) 燃料費負担の現状 ～燃料費増加による国富の流出は 2011 年度：約 2.3 兆円、2012 年度：約 3.1 兆円

昨年 7 月の「当面のエネルギー需給安定策」においては、火力発電による代替の結果として、原子力発電所が 2009 年並に稼働した場合の発電電力量（約 2800 億 kWh）をすべて LNG 火力と石油火力でカバーした場合の追加的な燃料コストを試算したところ、約 3 兆円超（約 15 兆円の日本の電気代の約 2 割）の燃料費上昇のリスクがあり、また、燃料代替によるコスト増以外でも、需要家による自家発導入、緊急設置電源設置等、社会全体でのコスト上昇要因も存在することが指摘されていた。今般、燃料費の増加によるコストの上昇を、2011 年度の実績を踏まえて精査したところ、2011 年度は約 2.3 兆円、2012 年度は約 3.1 兆円の増加と試算されている（表 5-4 参照）⁸。

⁸原子力発電費約 1.7 兆円（平成 22 年度実績）のうち、原子力発電所が停止した場合、原子力に係る燃料費、再処理費等の減少（約 0.5 兆円と試算）が見込まれる。燃料費の増加分約 3.1 兆円は、このうち燃料費の減少分（約 0.3 兆円）を勘案してなお増加するコストである。なお、原子力発電費のうち約 1.2 兆円は、原子力発電の停止中も発生するほか、火力発電所の維持・補修に伴うコスト増は考慮していない。

表 5－4 燃料費増加の見通し

電力9社計	22年度実績	23年度実績	24年度推計	
			燃料価格横ばい	油価上昇の場合
総コスト	約14.6兆円	約16.8兆円	約17.6兆円土α	約17.9兆円土α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約6.7兆円土α	約7兆円土α
		+2.3兆円	+3.1兆円	+3.4兆円
うち原発停止による燃料費増	—	内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円 ※発電実績に基づく試算	内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	内訳 LNG +1.5兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増がる割合(%)	—	約14%	約18%	約19%
原子力利用率	66.8%	25%	0.2%	

※油価及び為替については、22年度が1バレル=84ドル、86円/ドル、23年度実績及び横ばいのケースは1バレル=114ドル、79円/ドル。油価上昇ケースでは、24年3月実績が1バレル=121ドル、81円/ドル(23年度実績比+9%)と上昇傾向であることを踏まえ、23年度実績からLN G、石油価格が1割上昇すると仮定。

(2) 電気料金上昇リスクの検証 ~燃料コスト上昇により、電力会社の財務に与える影響は大。2011年度末の純資産額5.8兆円に対し、2012年度の純損失額の見通しは2.7兆円

燃料費増加が電力会社の財務状況に与える影響については、各社ともまずは、積立金等を取り崩すことで対応している。しかしながら、このままの状況が継続すれば、積立金が底をつく会社が出てくることが想定され、電気料金上昇のリスクが高まることとなる。

火力発電による代替が本年度も継続した場合の影響を、追加コストの見込みに基づき機械的に試算したところ、2011年度末の純資産額が5.8兆円だったのに対し、今年度の純損失額は2.7兆円との結果となった。電力会社が最大限の効率化を行うとしても、いずれ電気料金の上昇が避けられない状況となることが懸念される。これにより、電力多消費産業や中小企業への影響はもちろん、国民経済全体に甚大な影響が発生するリスクがあることに十分留意する必要がある（表5－5）。

表5－5 原子力発電所が停止し続けた場合の電力9社の財務状況<試算>

(単位:億円)

	22年度 純損益 (A)	追加コスト(試算)		22年度末		23年度 純損益 (F)	23年度末 純資産額 (G)	23年度純損 益を原変・別 途積立金によ り対応した場 合の残高 (H) = (E)+(F)	24年度 純損失額 (試算) (注6) (I) = F-(C-B)-J	23年度 特別損失 等 (J)
	23年度 (B)	24年度 (C)	純資産額 (D)	うち原変・ 別途積立金 (E) (注2)	1,485	▲745	2,797	740	▲1,146	▲599
北海道	93	500	1,500	3,659	—	—	—	—	—	—
東北	▲331	2,600	(注1)2,300	6,970	3,324	▲2,102	4,769	1,222	▲1,542	▲260
東京	▲12,585	8,800	9,000	12,648	—	(注3) ▲6,650	(注5)5,998	—	—	▲10,594
中部	758	2,500	(注1)2,000	14,856	7,060	▲946	13,447	6,114	▲274	▲172
北陸	166	800	1,100	3,362	1,275	▲66	3,197	1,209	▲322	▲44
関西	1,033	4,200	8,200	14,948	7,270	▲2,576	11,835	4,694	▲7,020	444
中国	▲30	0	900	5,358	2,340	▲13	5,146	2,327	▲697	▲216
四国	208	700	1,900	3,098	940	▲116	2,830	824	▲1,285	▲31
九州	204	2,500	4,100	9,675	5,563	▲1,749	7,667	3,814	▲3,885	536
9社計	▲10,484	22,600	31,000	74,578	29,257	▲14,963	57,686	20,944	▲26,765	

(注1)東北、中部について、大きな状況変化がない中で23年度と24年度の追加コスト試算額が一致していないのは、24年度の追加コストについて、平成20～22年度の原子力発電量をもとに試算を行つているため。

(注2)22年度未原変・別途積立金は、株主総会を反映したもの。

(注3)東京電力は、23年度決算未発表のため、平成24年2月13日発表の第三四半期決算における23年度業績予想の数値を記入。

(注4)23年度未純資産額は、配当前のもの。

(注5)東京電力の23年度未純資産額は、22年度未純資産額(D)から23年度純損益(F)を差し引いた額を記入。

(注6)24年度純損失額は、23年度純損益(F)に23年度と24年度の追加コストの差分(C-B)と、23年度特別損失等(J)を反映し、機械的に計算したもの。ただし、東京電力は緊急特別事業計画に記載されている純損失見込額を記入。

(3) コスト抑制策のフォローアップと今後の対応～電気料金への安易な転嫁は極力回避。電力会社はアクションプランの着実な実施等により努力

燃料費コストの上昇について、政府は、昨年7月の「当面のエネルギー需給安定策」において、コストの安易な転嫁は極力回避するとしており、その姿勢は維持されるべきである。

そのために、昨年11月のエネルギー需給安定行動計画では、「電力会社の需給対策アクションプランと政府の対応」として、電力会社が自ら経営努力を行う旨のメニューが記載されている。具体的には、設備投資・修繕工事の見直し・効率化や、調達コスト低減に向けた取組み、諸経費の削減などを進めており、各電力会社からの報告を合計すると、修繕費・諸経費で約5,300億円、設備投資等で約3,500億円の削減効果となっている。(各社の取組状況は図5-6及び表5-7参照)

一方、電力会社の財務状況を見ると、燃料費の増加については、燃料価格が国際市況にリンクしている等、短期的には自助努力による効率化効果は限定的である。

設備関係費(減価償却費等)については、基本的に過去の設備投資に伴い発生する費用である。また、修繕費を含め、工事の中止等により費用削減を図っているが、本来安定供給のために行うべき投資や修繕が行われないといった事態が起きぬよう、留意が必要である。

固定資産税、電源開発促進税等の公租公課は効率化が困難である。人件費、委託費等のその他経費については、聖域無く徹底的な経営効率化のための見直しを行うべきであるが、全体の総括原価に占める割合は小さい。(図5-8参照)

このような中で、卸電力取引所の活用等の対応も積極的に行っていく必要がある。震災以降、一般電気事業者による買い入札及び買い約定量ともに大幅な増加傾向にあり、「エネルギー需給安定行動計画」の策定以降、その増加が顕著になっている(図5-9参照)。

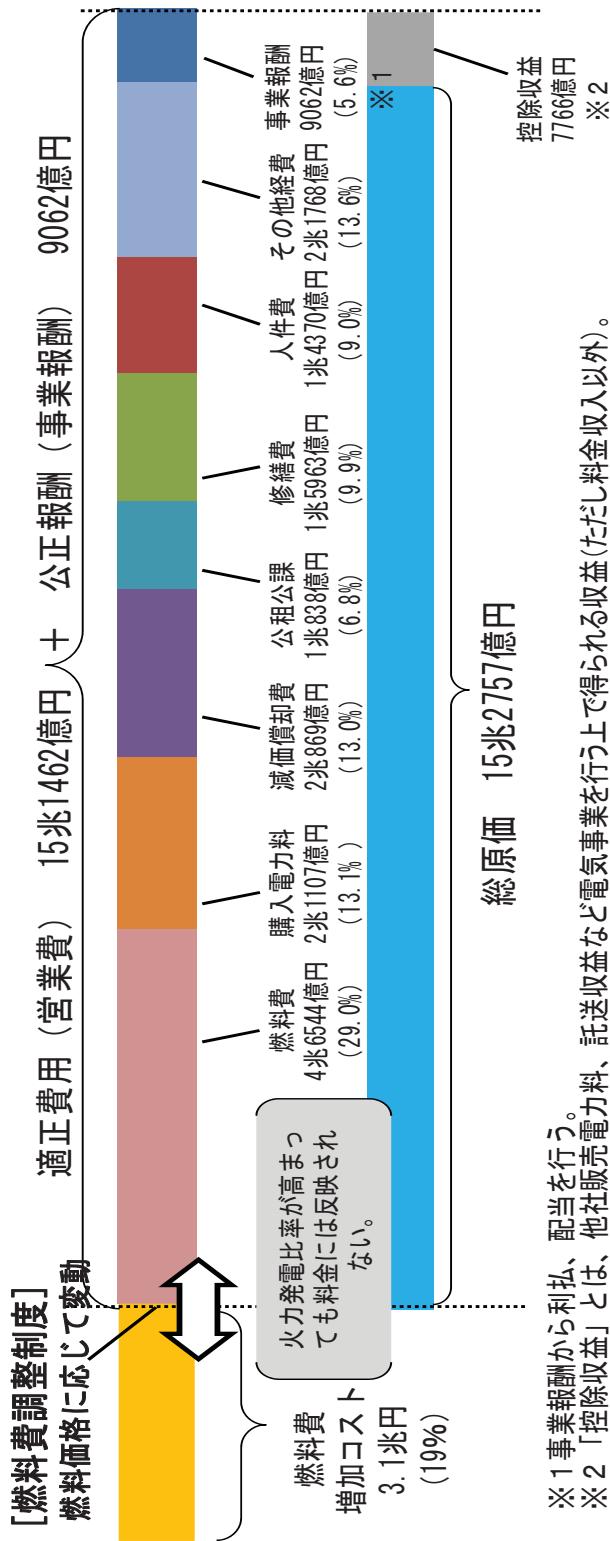
表5－6 各社のコストアップ抑制への取り組み

電力各社のコスト(2010年度実績)		
経常費用	約14.6兆円	
設備投資	約1.9兆円	
11月エネルギー需給安定行動計画		
調達コスト低減等に向けた効率化		
削減額(9社計)	主な取組の例	
修繕費・諸経費 ▲3,700億円	<ul style="list-style-type: none"> ○給与・賞与の削減(東京) ○修繕工事の効率化(中国) ○経済的な燃料調達(東京、中部、関西、北陸、中国、四国) 	
設備投資等 ▲2,300億円	<ul style="list-style-type: none"> ○新技術・新工法の導入等による効率化(北海道、関西) ○工法の見直し、工事の実施時期等の見直しによる抑制(東北、中部、九州) 	
11月以降の更なる削減の結果		
調達コスト低減等に向けた効率化		
削減額(9社計)	主な取組の例	
修繕費・諸経費 ▲5,200億円(▲1,500億円)	<ul style="list-style-type: none"> ○広告宣伝費・研究費等の削減(東北) ○賞与などの人件費の削減(東北) ○その他経費の実行中止、附帯事業営業費用の削減(東京) ○機器の仕様見直し・共通化によるコスト削減(北海道) ○運用による燃料費の削減(中部) 	
設備投資等 ▲3,500億円(▲1,200億円)	<ul style="list-style-type: none"> ○必要工事の撤退や仕様の見直し(四国) 	

表5-7 各社のコストアップ抑制への具体的な内容
(昨年11月の工エネ環會議から変更点を赤字で記載。24年度の取組は青字で記載)

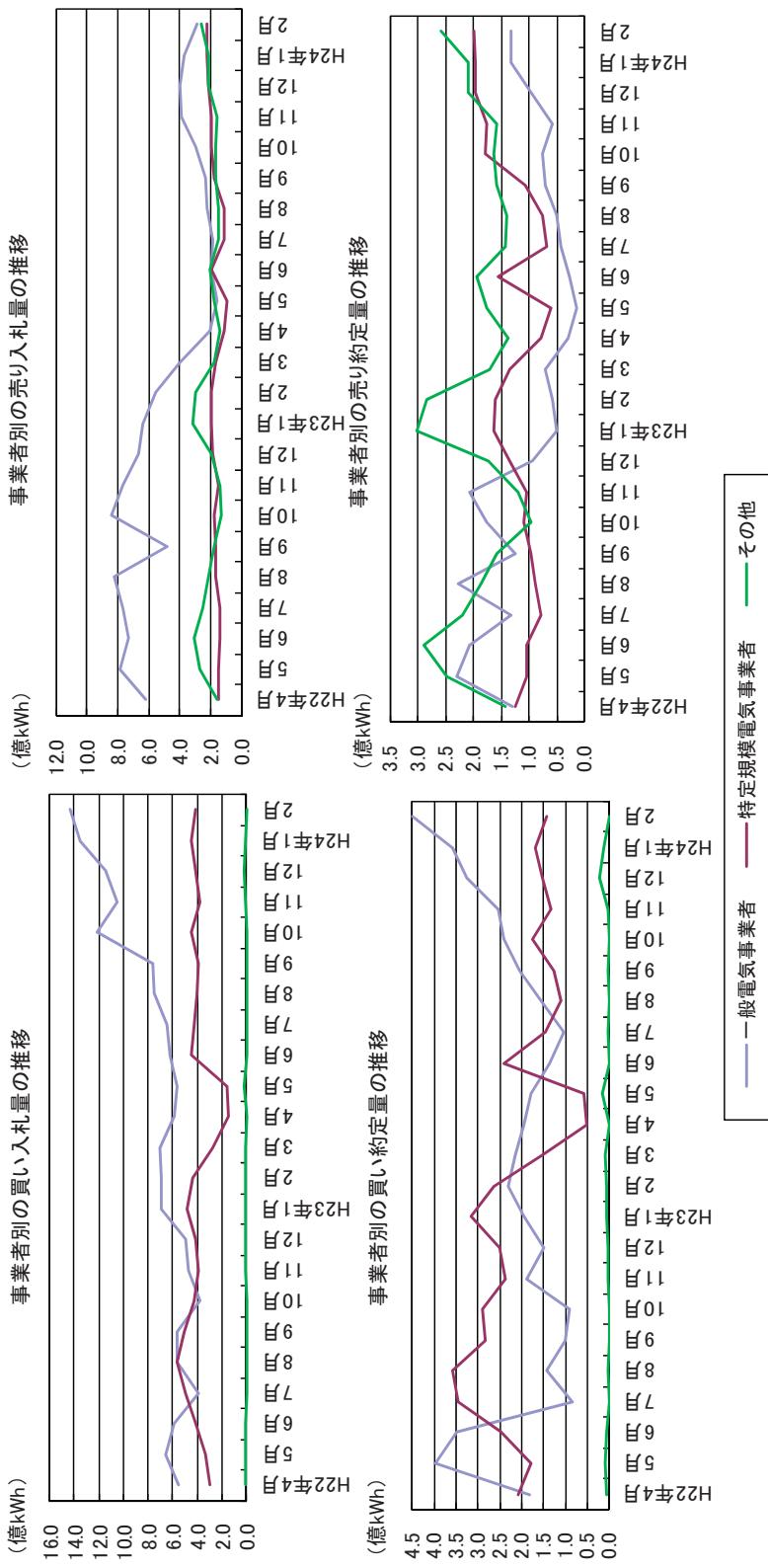
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
経常費用 (23年度決算)	6,334億円	1兆6,749億円	3兆9,276億円 ※第3四半期決算	2兆3,924億円	2兆8,342億円	4,892億円	1兆1,082億円	5,546億円	1兆6,449億円
①調達コスト 低減等に向けた効率化 (具体的削減額)	・修繕費・諸経費で約55億円削減。 ・設備投資で約50億円削減。 ・国内燃の消費量増加で、約85億円削減。	・平成23年度は、修繕費と一般経費を合わせて960億円、設備工事費を900億円削減。 ※ただし、東日本大震災による災害復旧分を除く。	・平成23年度は、緊急特別事業計画(1/4認定)にに基づき、2,513億円の費用削減を達成見込み。	・平成23年度は、投資前減750億円、費用削減750億円、総額1,500億円削減。	・平成23年度は、設備投資は1,100億円、費用500億円削減。	・平成23年度は、修繕費と諸経費で約50億円を削減。	・平成23年度は以下の効率化により、設備投資を20億円削減。 費用低減：90億円 費用低減：100億円 LNGの自家調達による燃料料費削減：70億円	・平成23年度は以下の効率化により、設備投資を20億円削減。 費用低減：90億円、燃料費で60億円、燃料費削減20億円の追加削減。	・平成23年度は以下の効率化により、設備投資を20億円削減。
(11月工エネ環會議からの追加削減額)	・修繕費・諸経費で約55億円の追加削減。 ・設備投資で約50億円の追加削減。 ・国内燃で約45億円の追加削減。	・修繕費と一般経費で260億円、設備工事費で300億円の追加削減。	・646億円の追加の費用削減。	・費用で200億円の追加削減。	・設備投資で500億円、費用で200億円の追加削減。	・投資で900億円、費用で50億円、燃料費削減20億円の追加削減。	・費用で4億円、設備投資で20億円の追加削減。	・280億円の追加削減。	
(取組み状況)	・コストダウン良好、事例の水平展開。 ・新技術・新工法の採用によるコストの削減。 ・機器の仕様見直し・共通化によるコストの削減。 ・資材の特性に応じた券注方式の多様化による資材調達コストの削減。	・設備投資・点検工事の実行中止・見直し。 ・関係会社取引における競争的発注方法の拡大化。 ・工事や施設の取り止めや実施時期・内容の見直しによる工事費の抑制。	・社長を議長とする経営効率化推進会議のもと、一層の経営効率化策を推進。 ・工事の実施時期、範囲、工事の見直し、工事費の削減。 ・給付・賞与の削減。	・設備投資・点検工事の実行中止・見直し等による効率化。 ・ガラクティーンの全体会員化。 ・燃料調達の価格交渉における工夫の向上。	・経営効率化会議を設置し、コストダウンを推進。 ・建設費抑制、新技術・新工法の導入、設備導入等による効率化。 ・ガラクティーンの全体会員化。 ・燃料調達の価格交渉における工夫の向上。	・これまでの取組みを継続し、これらをベースに更なる効率化に。 ・新技術・新工法の導入、設備導入等による効率化。 ・ガラクティーンの全体会員化。	・必要工事の厳選や仕様の見直しによる修繕費の削減。 ・経済性に配慮した燃料調達の実施(石油代替としてLNGを追加調達)。 ・その他の諸経費の削減。	・平成23年度は、設備投資・修繕費を設定し、従業員の労働時間、SCM活動等)に目標額を設定し、実績を評価する効率化。 ・経済性に配慮した燃料調達の実施(石油代替としてLNGを追加調達)。	・平成23年度は、緊急整備実施。 ・平成24年度は、微底した効率化により、当面の課題を逐一解決する効率化。 ・燃料調達の実施(石油代替としてLNGを追加調達)。
	・広告宣伝費・研究費をはじめとした諸経費全般に対する削減、支出抑制。	・寄附金の中止・データ研究の中止など、その他の経費の実行中止・見直し、附帯事業営業費用の削減。	・平成24年度は、資機材調達コストの低減や経費全般の削減等の実施により、30%以上の削減を計画。	・平成24年度は、前年計画から費用550億円、投資650億円、合わせて1,200億円規模の削減を計画。(3/28公表)					
	・平成24年度は、設備投資で90億円程度、費用で40億円程度のコスト削減を徹込み、工事の実施段階等においても更なるコスト削減に努める。	・平成24年度以降、総合特別事業計画(5/9認定)に基づき、10年間で3兆3,650億円を超える削減を実現する。	・平成24年度は、資機材調達コストの低減や経費全般の削減等の実施により、30%以上の削減を計画。	・平成24年度は、前年計画から費用550億円、投資650億円、合わせて1,200億円規模の削減を計画。(3/28公表)					

図5-8 電気料金の総原価等（9社計平成20年度料金改定ベース）



※1 事業報酬から利払、配当を行う。
※2 「控除収益」とは、他社販売電力料、託送収益など電気事業を行なう上で得られる収益(ただし料金収入以外)。

図5-9 鉤電力取引所の活用状況



おわりに～政府への要請、不断のレビュー

本委員会では、原子力の全基停止の前提のもとで、政府の今夏の電力需給対策設定の前提となる電力需給見通しについて、①第三者委員による客観的な検証、②透明性を確保した検証、③法に基づく報告徴収の情報を活用した検証の3原則に基づく検証を実施した。限られた時間の中ではあったが、最大限の努力の結果として、本委員会としての需給見通しと対策の考え方を提示した。

今夏の電力需給については、特に、関西電力管内において、昨年の東京電力管内で想定された以上のピーク時の電力不足の恐れがあることを確認した。また、関西電力以外の地域でも、北海道電力、四国電力、九州電力管内では電力需給のひっ迫が見込まれる。

この厳しい需給状況に対して、根付き始めた節電行動を定着加速させることで、この難局を乗り切らなければならない。このため、政府は、全国レベルでの節電と融通の最大活用、節電目標の設定と対策のとりまとめ、構造的な需給ギャップの解消策、そして、新たなピークカット対策の推進の4つの対策について、迅速かつ着実な実行に全力を挙げるべきである。そのための行動計画を作ることを要請する。

また、全ての地域で、原子力発電の代替として火力発電による燃料調達が増大していることに伴い、国富が年間数兆円規模で流出している状況にあることが確認された。そして、電気料金への影響を確認するために各電力会社の財務状況も検証した。その上で、安い電気料金への転嫁を認めるべきではないという観点から、電力会社の取組等を確認した。

政府は、本委員会で検証された需給見通しを踏まえ、本報告で提案している対策が早急に実施に移せるよう、今夏に向けて一刻も早く取組を進めていくべきである。さらに、それらの対策の確実な実施のために、政府は不断のレビューを行うべきである。

(別紙1)

エネルギー・環境会議／電力需給に関する検討会合

需給検証委員会

委員長 石田 勝之 内閣府副大臣（国家戦略担当）

副委員長 牧野 聖修 経済産業副大臣

委 員 秋池 玲子 ボストンコンサルティンググループ
パートナー&マネージング・ディレクター

秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構
システム研究グループ グループリーダー・副主席研究員

阿部 修平 スパークス・グループ株式会社
代表取締役社長／グループCIO

植田 和弘 京都大学大学院経済学研究科 教授

大島 堅一 立命館大学国際関係学部 教授

荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 人間・社会系部門
エネルギー工学連携研究センター 特任教授

柏木 孝夫 東京工業大学ソリューション研究機構
先進エネルギー国際研究センター 教授

笛俣 弘志 A. T. カーニー株式会社 パートナー

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

エネルギー・環境会議／電力需給に関する検討会合

需給検証委員会

審議経過

第1回 平成24年4月23日（月）16：00～19：00

- ・これまでの経緯と需給検証委員会の進め方について
- ・需給検証委員会の論点について
- ・関係者ヒアリング
飯田哲也氏、小笠原潤一氏、関西電力、東京電力、中部電力、九州電力、株式会社、パナソニック、住友電工、日本商工会議所、日本経済団体連合会

第2回 平成24年4月26日（木）9：00～12：00

- ・供給力について
- ・東京都大野環境局長からのヒアリング
- ・需要想定について

第3回 平成24年5月2日（水）13：30～16：30

- ・八田達夫教授からヒアリング
- ・環境経営戦略総研からヒアリング
- ・需給ギャップ解消の対策について
- ・需給関係のまとめ

第4回 平成24年5月7日（月）13：00～16：00

- ・需給ギャップについて
- ・コスト抑制策について
- ・飯田哲也氏、小笠原潤一氏説明
- ・これまでの議論の整理

第5回 平成24年5月10日（木）9：00～12：00

- ・需給検証委員会報告書（案）について

第6回 平成24年5月12日（土）14：00～16：15

- ・需給検証委員会報告書（案）について

今夏の需給見通し(9電力会社合計)

(供給力 内訳)	昨年 夏実績 (ピーク 需要日)	昨夏 実績 (ピーク 需要日)	今夏の想定				これまでの 議論の整理	供給力及び 需要想定に 見込まない項目
			7月29日 時点 (第2回エネ 環境会議)	11月1日 時点 (第4回エネ 環境会議)	4月23日 時点 (第1回議論会 議会議)	今回		
原子力	3483	1177	0	0	0	0		
火力	12542	12511	13202	13515	13783	13783	○定期検査の繰り延べ、前倒し、短縮等をできる限り実施。 ○増出力の積み増しは困難。また、ガス火力は夏場の気温上昇による10%～20%程度の出力低下を機に取り込む必要がある。 ○試運転は、出力の急激な変動や異常な立ち上げなどを試行するものであり、安定して供給力として計上することは困難。	○保安上の観点で燃り延べ可能。 ○定期検査中の火力旧へ時間を要するため被災火力の再稼働までに時間を要する長期停止火力
うち常設されている火力	12398	12019	12583	12649	12891	12891		
うち長期停止	—	168	190	273	273	273		
火力の再稼働	—	87	264	308	318	318		
うち緊急設置電源	—	—	—	—	—	—		
うち自家発電買取	144	237	165	285	301	301	○通常自家発電市場における販売の買い取りの活用等に留意する必要。	○非常用自家発電
水力	1367	1380	1295	1251	1270	1270	○安定的に累積する出力を評価する観点から過去30年の出水状況から下位5日の平均値を利用。	○風力発電
揚水	2141	2059	1804	1948	1960	1967	○夜間の余剰電力、汲上能力、貯蔵能力、放水時間の長さなどに対応して、適切に供給力を計上。早期深夜の節電は有効。 *揚水供給力は、需要想定にあわせて変わることがある点に留意が必要。	○太陽光発電
地熱・太陽光	30	30	47	41	65	65	○太陽光については、ピーク需要時にも30%程度の出力を見込む。 *このうち20%程度については、電力会社の需要減として見込む。 （ただし、從来の需要想定に織り込んでおり、新たな需要減は曾分のみ）	○太陽光発電
融通	0	65	0	0	0	0	○融通の需要想定(最大10%程度)については、電力会社の供給力として見込む。	○風力発電
新電力への供給等	▲47	▲82	▲49	▲50	▲51	▲51		
供給力 計	19518	17141	16297	16703	17025	17032		
需要想定	17987	15661	17954	17964	17091	17076	○2010年最大需要に新電効果、景気影響等を加味して算出。	
①(1)、(2)、(3)加味								
②(1)、(2)、(3)、(4)加味	—	—	—	—	—	17006		
③経済影響等	—	—	—	—	—	243	243	
④定着節電	—	—	—	—	—	▲1063	▲1078	○定着していない節電
⑤その他(注2)	—	—	—	—	—	▲76	▲76	
⑥附時調整契約(実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	▲70	○附時調整契約は、定着している節電に盛り込んだ場合と盛り込まない場合の双方を記載。
需給ギャップ(予備率)	1530	1479	▲1656	(※)▲1261	▲67	▲45		
①(1)、(2)、(3)加味	8.5%	9.4%	▲9.2%	▲7.0%	▲0.4%	▲0.3%		
②要解消ギャップ3%控除予備率	5.5%	6.4%	▲12.2%	—	▲3.4%	▲3.3%	○通常必要とされる7～8%の予備率から、気温上昇を除いた段階で3%超分の融通量を段階的に見直し。	
需給ギャップ(予備率)	—	—	—	—	—	25		
③要解消ギャップ3%控除予備率	—	—	—	—	—	0.1%		
						▲2.9%		

2010年ベースとの比較

(※)エネルギー需給安定行動計画に示された需給両面での取組の効果を見込めば、▲36(▲0.2%)となる。

(注)ただし、電力会社毎に算出されていないため、電力会社毎の数値には反映されていない。

(注)4四半期の関係で、合計等が合わない場合がある。(注2)7月に夏のピーク需要が生じた場合には、猛暑並気温・2012年経済状況・定着している節電効果を前提とした場合は、9電力会社合計で▲0.7%、東日本で4.2%、中西日本▲4.5%の可能性あり。

別紙3

東日本 3社

		今夏			
(供給力内訳)		昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	7月29日時点 (第2回工本環境会議)	11月1日時点 (第4回工本環境会議)
原子力	1527	470	0	0	0
火力	5701	5536	6049	6233	6277
うち常設されている 火力	5653	5165	5585	5645	5660
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	120	120	120
うち緊急設置源	-	87	264	308	315
うち自家発電取	48	164	80	160	182
水力	599	527	555	513	518
揚水	926	754	554	906	951
地熱・太陽光	13	14	30	24	23
融通	0	65	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲36	▲36	▲38
供給力 計	8728	7321	7152	7640	7731
需要想定 (①、②、③加味)	8062	6653	7986	7996	7454
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(7436)
①経済影響等	-	-	-	-	172
②定着節電	-	-	-	-	▲674
③その他(注2)	-	-	-	-	▲106
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲18
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	▲834 (▲10.4%)	▲356 (▲4.4%)	276 (3.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	▲13.4%	▲7.4%	0.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(4.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	1.0%

(注1)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注2)経済影響等、定着節電については上位3日の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

2010年ベースとの比較

北海道電力

(供給力内訳)		一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	7月29日時点 (第2回工木環境会議)	11月1日時点 (第4回工木環境会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今夏
原電	210	94	398	0	0	0	0
火力	357	357	398	369	369	369	385
うち常設されている 火力(注1)	357	398	369	369	369	369	385
うち長期停止	—	—	—	—	—	—	—
火力の再稼動	—	—	—	—	—	—	—
うち緊急設置源	0	0	0	0	0	0	7
うち自家発電取	0	0	0	0	0	0	(注6)8
水力	79	93	70	70	70	70	(注2)72
揚水	25	29	35	35	35	35	(注3)30
地熱・太陽光	1	1	1	1	0	0	0
融通	0	▲57	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	▲1	▲1	▲1	▲1	▲3
供給力 計	658	558	474	473	485	485	485
融通前供給力 計	(658)	(615)	(474)	(473)	(485)	(485)	(485)
需要想定	506	485	506	506	506	506	500
(①、②、③加味)	—	—	—	—	—	—	(494)
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	—	—	—	9
②定着節電	—	—	—	—	—	—	▲14
③その他(注7)	—	—	—	—	—	—	▲1
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	▲6
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	▲32 (▲6.4%)	▲33 (▲6.6%)	▲16 (▲3.1%)	▲16 (▲3.1%)	—
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	▲9.4%	▲9.6%	▲6.1%	▲6.1%	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	(▲1.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—	▲4.9%

2010年ベースとの比較

(注1) 苦東厚真4号機(石炭、70万kW)については、ボイラー主蒸気管他に使用している高クロム鋼のクリーブ強度の使用限界による設備寿命に伴い、保安上の観点から、今夏(8月)に定期事業者検査を実施予定。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 新冠発電所の水車羽根の軸受受けの補修作業による停止に伴う減。

(注4) 一昨年夏、昨季最大電力発生日(一昨年:8月31日、昨年:9月16日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の炎き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)。

(注7) 経済影響等、定着節電については上部3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1～H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

東北電力

(供給力内閣)	一年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			7月29日時点 (第2回工事発会議)	11月1日時点 (第4回工事発会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	247	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,225	1,235	1,252
うち常設されている 火力(注1)	1194	912	1090	1099	1101
うち長期停止 火力の再稼動	-	35	35	35	35
うち緊急設置源	-	0	87	87	87
うち自家発電取	0	25	13	14	(注7)29
水力	185	(注2)120	169	(注2)138	(注2)(注3)144
揚水	69	(注2)25	69	71	71
地熱・太陽光・蓄電 池	12	13	29	24	(注4)16
融通	0	162	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲7	▲7
供給力計	1,658	1,303	1,485	1,462	1,475
融通前供給力計	(1,658)	(1,141)	(1,485)	(1,462)	(1,475)
需要想定	1,557	1,246	1,480	1,490	1,434
(①、②、③加味)	-	-	-	-	(注4)22
需要想定	-	-	-	-	22
(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	▲50
①経済影響等	-	-	-	-	▲95
②定着節電	-	-	-	-	▲12
③その他(注8)	-	-	-	-	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	5 (0.3%)	▲28 (▲1.9%)	41 (2.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	▲2.7%	▲4.9%	▲0.1%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	53 (3.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	0.8%

2010年ベースとの比較

(注1)被災した火力発電所のうち、原町火力1、2号(石炭、各100万kW)については、平成25年夏前までに復旧予定。

(注2)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

(注3)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注4)トラブル原因不明中のNAS電池の導入取りやめによる減。

(注5)一年夏、昨夏実績、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注6)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約とした条件とした需給調整契約があり、それについては需要側での抑制として考慮(▲7万kW)。

(注8)経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(11月)に割り戻した際に生じた差分のほか、震災による需要減少分を考慮。

東京電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏	
			7月29日時点 (第2回工本環会議)	11月1日時点 (第4回工本環会議)
原子力	1,070	376	0	0
火力	4,150	4,166	4,455	4,629
うち常設されている火力	4102	3855	4126	4177
うち長期停止	-	85	85	85
火力の再稼動	-	87	177	221
うち緊急設置源	-	48	139	146
うち自家発電取	-	-	67	145
水力	335	314	316	305
揚水(注1)	832	700	450	800
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	▲40	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲28	▲28
供給力 計	6,412	5,460	5,193	5,706
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,193)	(5,706)
需要想定	5,999	4,922	6,000	6,000
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	141
②定着節電	-	-	-	▲610
③その他(注5)	-	-	-	▲10
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	▲297 (▲13.5%)	251 (4.5%)
要需消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	▲16.5%	▲7.9%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
要需消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

2010年ベースとの比較

(注1) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)を取る上で、基準年が更新されたことに伴い、供給力の再評価による減。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:7月23日、昨年:8月18日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

中西日本 6社

(供給力内訳)	一昨年実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏			
			(7月29日時点 (第2回工不環境会議))	(11月1日時点 (第4回工不環境会議))	(4月23日時点 (第1回需給検証委員会))	(4月23日時点 今回)
原子力	1956	707	0	0	0	0
火力	6841	6975	7153	7282	7506	7506
うち常設されている 火力(注1)	6745	6854	6998	7004	7231	7231
うち長期停止 火力の再稼動	-	48	70	153	153	153
うち緊急設置源	-	0	0	0	3	3
うち自家発電取	96	73	85	125	119	119
水力	768	853	740	738	752	752
揚水	1215	1305	1250	1042	1009	1016
地熱・太陽光	17	16	17	17	42.4	42.4
融通	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲13	▲14	▲13	▲13
供給力 計	10790	9820	9145	9063	9294	9301
需要想定 (①、②、③加味)	9925	9008	9968	9968	9637	9622
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(95.0)	
①経済影響等	-	-	-	-	71	71
②定着節電	-	-	-	-	▲389	▲404
③その他(注2)	-	-	-	-	30	30
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲52	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	▲823 (▲8.3%)	▲905 (▲9.1%)	▲343 (▲3.6%)	▲321 (▲3.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	▲11.3%	▲12.1%	▲6.6%	▲6.3%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(▲2.8%)	▲269
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-		▲5.8%

2010年ベースとの比較

(注1)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注2)経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

中部電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			7月29日時点 (第2回工次環境会議)	11月1日時点 (第4回工次環境会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	274	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,179	2,179	2,342
うち常設されている火力	2124	2171	2131	2131	2294
うち長期停止 火力の再稼動	-	48	48	48	48
うち緊急設置源	-	0	0	0	0
うち自家発電取	0	0	0	0	(注)0
水力	147	176	143	143	(注2)143
揚水(注3)	411	399	400	400	(注4)399
地熱・太陽光	0	0	0	0	8
融通	0	0	0	0	▲100
新電力への供給等	32	5	28	▲6	▲7
供給力 計	2,988	2,799	2,750	2,716	2,785
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,750)	(2,716)	(2,885)
需要想定 (①、②、③加味)	2709	2520	2,709	2,709	2,648
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	29
②定着節電	-	-	-	-	▲97
③その他(注7)	-	-	-	-	7
④臨時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	41 (1.5%)	7 (0.3%)	137 (5.2%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	▲1.5%	▲2.7%	2.2%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

2010年ベースとの比較

(注1)自家発電の買取の代わりに、自家発電の供給量による需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲10万kW)。

(注2)過去30年間のうち出水が低かたる下位5日の平均値(年単位)で評価。

(注3)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4)ピーク需要減少により揚水の運転必要時間が長くなることによる供給力減。

(注5)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月24日、昨年:8月10日)における実績。

(注6)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7)経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1～H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

関西電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ヒーク需要日)	昨夏実績 (ヒーク需要日)	今夏		今回
			7月29日時点 (第2回工本懇会議)	11月1日時点 (第4回工本懇会議)	
原子力	838	337	0	0	0
火力	1,660	1,754	1,354	1,925	1,923
うち常設されている火力	1589	1699	1779	1780	1787
うち長期停止 火力の再稼動	-	0	0	45	45
うち緊急設置源	-	0	0	0	2
うち自家発電取	91	55	75	100	(注1)89
水力	232	273	238	236	(注2)254
揚水(注3)	447	465	395	(注3)187	232
地熱・太陽光	0	0	0	0	5
融通	0	76	0	0	110
新電力への供給等(注5)	74	41	47	6	11
供給力計	3,271	2,947	2,533	2,353	2,542
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,533)	(2,353)	(2,425)
需要想定 (①、②、③加味)	3,095	2,784	3,138	3,138	3,030
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(2,987)
①経済影響等	-	-	-	-	14
②定着節電	-	-	-	-	▲117
③その他(注8)	-	-	-	-	23
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲28
需給ギャップ (予備率)	176	163	▲605	▲785	▲495
(①、②、③加味)	(5.7%)	(5.9%)	(▲19.3%)	(▲25.0%)	(▲16.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	▲22.3%	▲28.0%	▲19.3%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	▲445 (▲14.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	▲17.9%

2010年ベースとの比較

(注1)自家発電の買取の件数により、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要削減での抑制として考慮(▲19万kW)。

(注2)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4)7月点見通しでは、原子力停止に伴う揚水発電減少等を反映せず。11/1以降は、それらを精査し反映。

(注5)系統のつながりの関係で、開電管内の沿岸島で四国電力から通常供給している分等が含まれている。

(注6)一年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(-一年:8月19日、昨年:8月9日)における実績。

(注7)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注8)経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

北陸電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	7月29日時点 (第2回工ネ環境会議)	11月1日時点 (第4回工ネ環境会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	162	0	0	0	0	0
火力	435	438	435	435	438	438
うち常設されている火力	435	436	435	435	436	436
うち長期停止 火力の再稼働	—	—	—	—	—	—
うち緊急設置源	—	0	0	0	0	0
うち自家発電取	0	2	0	0	0	(注5)2
水力	152	159	140	140	(注1)(注2)136	(注1)(注2)136
揚水	11	11	11	11	11	11
地熱・太陽光	0	0	0	0	0.4	0.4
融通	▲20	▲1	0	0	▲6	▲6
新電力への供給等	▲78	▲7	▲21	▲1	▲1	▲1
供給力 計	662	600	565	585	578	578
融通前供給力 計	(682)	(601)	(565)	(585)	(584)	(584)
需要想定 (①、②、③加味)	573	533	573	573	558	558
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	—	4	4
②定着節電	—	—	—	—	▲21	▲21
③その他注6)	—	—	—	—	2	2
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	▲9 (▲1.5%)	12 (2.0%)	20 (3.6%)	20 (3.6%)
要機消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	▲4.5%	▲1.0%	0.6%	0.6%
需給ギャップ (予備率)	—	—	—	—	—	—
要機消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—

2010年ベースとの比較

(注1)五条方発電所・貝川第四発電所の土砂による水車の磨耗等の補修作業による停止に伴う減。

(注2)過去30年間のうち出水が低かつた下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注4)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5)自家発電の買取の代わりに、自家発電の扱き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)。

(注6)経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

中国電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ヒーク需要日)	昨年夏実績 (ヒーク需要日)	7月29日時点 (第2回工本環会議)	11月1日時点 (第4回工本環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	0	81	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,023	1,063	1,070	1,070
うち常設されている火力	1034	986	1023	1063	1070	1070
うち長期停止	-	-	0	0	0	0
火力の再稼動	-	-	0	0	0	0
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電取	5	3	0	0	(注)0	(注)0
水力	56	51	49	49	(注)2)49	(注)2)49
揚水(注3)	124	148	162	162	165	165
地熱・太陽光	0	0	0	0	4	4
融通	20	▲72	0	0	▲49	▲49
新電力への供給等	32	▲9	0	0	▲3	▲3
供給力 計	1,272	1,188	1,234	1,274	1,235	1,235
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,234)	(1,274)	(1,284)	(1,284)
需要想定 (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,201	1,201	1,182	1,182
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	8	8
②定着節電	-	-	-	-	▲30	▲30
③その他(注6)	-	-	-	-	3	3
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	33 (2.7%)	73 (6.1%)	53 (4.5%)	53 (4.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	▲0.3%	3.1%	1.5%	1.5%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

2010年ベースとの比較

(注1)自家発事業者の製造プロセスの稼働状況等に応じて発生する余剰電力を買取る契約のため、安定した供給力としては見込めない。

(注2)過去30日間のうち出水が低い下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6)経済影響等、定着節電については上位3日の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(ヒーク)に割り戻した際に生じた差分。

四国電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	7月29日時点 (第2回工エネ環境会議)		11月1日時点 (第4回工エネ環境会議)		4月23日時点 (第1回需給検証委員会)		今回	
			原発	火力	原発	火力	原発	火力	原発	火力
原子力	204	113	0	0	0	484	452	452	0	0
火力	448	449	449	484	452	452	452	488	488	488
うち常設されている火力	448	436	436	452	417	417	417	453	453	453
うち長期停止 火力の再稼動	-	0	0	22	22	22	22	22	22	22
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電取	0	13	10	13	13	13	13	13	13	13
水力	64	69	60	60	60	60	60	60	60	(注1)60
揚水 ^(注2)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
地熱・太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
融通	0	▲4	0	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等 ^(注3)	▲67	▲64	▲67	▲67	▲17	▲17	▲17	▲15	▲15	▲15
供給力 計	702	615	529	529	547	547	547	587	587	587
融通前供給力 計	(702)	(619)	(529)	(529)	(547)	(547)	(547)	(587)	(587)	(587)
需要想定 ^(①、②、③加味)	597	544	597	597	597	597	597	585	585	585
需要想定 ^(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	(585)	(585)	(585)
①経済影響等	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	▲16	▲16	▲16
③その他 ^(注6)	-	-	-	-	-	-	-	3	3	3
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
需給ギャップ (予備率) ^(①、②、③加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	▲67 (▲11.3%)	▲49 (▲8.2%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)
要解消ギャップ 3%削除予備率	14.6%	10.1%	▲14.3%	▲11.2%	▲2.7%	▲2.7%	▲2.7%	▲2.7%	▲2.7%	▲2.7%
需給ギャップ (予備率) ^(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	2 (0.3%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)
要解消ギャップ 3%削除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
 (注2)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。
 (注3)系統のつながりの関係で、開電管内の淡路島から通常送電している分等が含まれている。
 (注4)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。
 (注5)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
 (注6)経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

2010年ベースとの比較

九州電力

(供給力内訳)	(ビーカー需要日) 昨年夏実績	(ビーカー需要日) 昨夏実績	今夏		今回
			7月29日時点 (第2回工本環会議)	11月1日時点 (第4回工本環会議)	
原子力	478	176	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,178	1,228	1,245
うち常設されている火力	1115	1126	1178	1178	1191
うち長期停止	-	0	0	38	38
火力の再稼動	-	0	0	0	1
うち緊急設置源	-	0	0	12	(注6)15
うち自家発電取	0	0	0	110	(注1)110
水力	117	125	110	110	(注1)110
揚水(注2)	170	230	230	230	(注3)150
地熱・太陽光	17	16	17	17	23
融通	0	0	0	0	45
新電力への供給等	▲2	▲2	0	4	2
供給力計	1,895	1,671	1,534	1,588	1,574
融通前供給力計	(1,895)	(1,671)	(1,534)	(1,588)	(1,529)
需要想定 (①、②、③加味)	1,750	1,544	1,750	1,750	1,634
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(1,610)
①経済影響等	-	-	-	-	15
②定着節電	-	-	-	-	▲123
③その他(注7)	-	-	-	-	▲8
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲24
需給ギャップ (予備率)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	▲216 (▲12.3%)	▲162 (▲9.3%)	▲60 (▲3.7%)
①、②、③加味) 要削減ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	▲15.3%	▲12.3%	▲6.7%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	▲36 (▲2.2%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	▲5.2%

2010年ベースとの比較

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3)11/1時点の見通しでは揚水の運転必要時間を考えず。4/23以降はロードカーブを精査し反映。

(注4)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(-一昨年:8月20日、昨年:9月1日)における実績。

(注5)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6)自家発電の買取の仕わりに、自家発電の発き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約があるため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

(注7)経済影響等、定着節電については上3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分。

エネルギー需給安定行動計画 予算執行状況のレビュー（3月末現在）

- エネルギー需給安定行動計画で計上した5794億円の予算のうち、**3086億円**が執行済。2224億円が24年度予算に繰越※。対策の効果としては**503万kW**を見込んでいたうち、現時点では今夏に**399万kW**は実現すると見込まれる。
- 今年度に入り、繰り越し分についても、順次執行を進めつつある。
- さらに、政府は、繰越した23年度補正予算の活用を促し、異なる効果の積み増しを目指す。

対策項目	予算額(億円)			効果(kW)
	11月1日計画 予算額	23年度末時点 執行額	24年度 繰越額	
●省エネ機器の導入（LED照明、高効率家電）	—	—	—	168万kW 168万kW
○省エネ設備の導入（高性能モーター等）	151億円	52億円	1億円	49万kW 17万kW
○住宅・ビルの省エネ投資（二重窓断熱改修等）	1824億円	1560億円	199億円	17万kW 4万kW
○HEMS/BEMSの導入（ITを利用した空調等の制御）	300億円	0億円	300億円	26万kW 0万kW
○蓄電池の導入（リチウムイオン蓄電池）	210億円	0億円	210億円	3万kW 0万kW
○節電診断を活用した各主体による節電の取組	8億円	7億円	1億円	7万kW 7万kW
合計	2493億円 (100%)	1619億円 (65%)	712億円 (29%)	270万kW (予算部分102万kW) 196万kW (予算部分28万kW)
対策項目	予算額(億円)	23年度末時点 執行額	24年度 繰越額	効果(kW)
●再生可能エネルギーの導入（太陽光、風力発電）	—	—	—	108万kW 108万kW
○再生可能エネルギーの導入（予算措置による導入）	1183億円	891億円	11億円	7万kW 8万kW
○住宅用太陽光発電の導入（予算措置による導入）	1543億円	362億円	1159億円	75万kW 75万kW
○自家発・コジェネレーションシステムの導入	438億円	118億円	263億円	42万kW 11万kW
○家庭用燃料電池システムの導入（エネファーム）	137億円	97億円	79億円	1万kW 1万kW
合計	3301億円 (100%)	1467億円 (44%)	1512億円 (46%)	233万kW (予算部分125万kW) 203万kW (予算部分95万kW)
対策項目	予算額(億円)	23年度末時点 執行額	24年度 繰越額	効果(kW)
●エネルギー需給行動計画全体	11月1日計画 予算額 5794億円 (100%)	23年度 執行額 3086億円 (53%)	24年度 繰越額 2224億円 (38%)	11月1日計画 ビーグル効果 503万kW (予算部分227万kW)
				23年度末時点 ビーグル効果 399万kW (予算部分123万kW)

※ 対策予算項目については、もともと複数年度で執行を行うことを予定している基金事業も含む。このようなものも含め、昨年度組まれた予算の中で今年度活用可能な予算額については、「繰越分」として整理。

* 対策に資する部分が切り分けられないものについてはその執行額全額を計上している。

・予算執行額と繰越額の合計が、11月1日時点で計上した予算額と一致しないのは、主に以下①～③の要因によるもの。

①今後の対策として効果のある予算のみを執行額に計上している。

②予算計上時点では内数を対策予算として見込んでいたものについて、他の目的に執行された予算は執行額に計上していない。

予算執行額の内訳（3月末現在）

- 予算の分布としては特に震災の被害を受けた東京電力管内、東北電力管内の額が大きくなっている。
- 関西電力管内でも執行済み額の1割超が利用されている。
- HEMS/BEMS※1やリチウムイオン電池※2の導入補助は未だ実績がなく、今後予算繰越分の活用による導入を促すことが重要。

電力会社別執行額(億円)										繰越額(億円)	
需要家による省エネ投資の促進	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	その他※3
○省エネ設備の導入	5.5	4.8	14.8	6.0	1.4	8.2	4.2	1.6	4.6	1.4	0.0
○住宅・ビルの省エネ投資	43.6	102.1	669.4	173.8	28.9	217.7	72.3	28.9	102.3	14.5	106.0
○スマートメーターと連携したHEMS/BEMSの導入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.4
○蓄電池の導入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	199.1
○各主体による節電の取組(省エネ診断等)	0.2	2.4	2.1	0.6	0.2	0.6	0.2	0.2	0.3	0.0	0.0
合計	49.4	109.3	686.3	180.4	30.5	226.5	76.6	30.7	107.2	15.9	106.0
電力会社別執行額(億円)										繰越額(億円)	
多様な主体が参加した供給力増強支援	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	その他
○再生可能エネルギーの導入	13.0	768.9	82.6	8.2	4.2	3.0	0.0	0.0	8.5	0.0	0.0
○住宅用太陽光の導入	6.1	20.2	100.6	65.1	5.3	45.5	32.7	16.7	62.8	6.9	0.0
○自家発・コジェネレーションシステムの導入	1.5	23.3	74.4	3.3	0.5	7.2	0.2	0.5	7.1	0.0	0.0
○燃料電池の導入	0.2	1.2	49.8	13.1	0.3	22.5	3.1	1.2	5.4	0.0	0.0
合計	20.7	813.6	307.3	89.6	10.3	78.1	36.0	18.4	83.9	6.9	0.0
電力会社別執行額(億円)										繰越額(億円)	
エネルギー需給安定行動計画合計	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	その他
	70.1	922.9	993.6	270.1	40.9	304.6	112.6	49.1	191.1	22.7	106.0
											3086.1
											2223.8

※1 BEMSについては、複数の中小ビルを対象にエネルギー管理支援を行う21の企業コンソーシアムを選定の上、4月16日からBEMSを導入する事業者(ビル所有者など)の設置募集を順次開始。

※2 ①市場の健全な発展(製品安全の確保)と、②世界に先駆けた国際標準の獲得の面立を狙うべく、安全基準の策定作業を官民で集中的に実施の上、3月末から一般申請を開始。

※3 その他については、特定の管内に分類ができるなかったものを想定。

効果の内訳（3月末現在）

- 東北電力管内は復興予算を計上しており、直接対策に効果のある額を切り分けて算出できなかつたため、執行額に対して効果が小さくなっています。
- 他電力管内よりも東京電力管内での節電が進んでいることが、予算効果の面からも確認できる。
- 関西電力管内では予算の効果も九州電力と同程度の水準となっている。今後関西電力管内での積極的な予算活用による対策実施を促す必要がある。

	電力会社別対策効果(万千瓦)											
	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	その他	効果計
○省エネ設備の導入	0.3	0.4	3.9	0.9	0.1	3.3	7.7	0.1	0.6	0.1	0.0	17.4
○住宅・ビルの省エネ投資	0.1	0.3	1.6	0.4	0.1	0.5	0.2	0.1	0.3	0.0	0.2	3.8
○スマートメーターと連携したHEMS/BEMSの導入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
○蓄電池の導入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
○各主体による節電の取組(省エネ診断等)	0.2	3.5	1.0	0.6	0.2	0.5	0.2	0.2	0.3	0.0	0.0	6.6
合計	0.6	4.2	6.5	1.9	0.4	4.3	8.1	0.3	1.1	0.1	0.2	27.8

	電力会社別対策効果(万千瓦)											
	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	その他	効果計
○再生可能エネルギーの導入	1.8	1.1	0.5	2.2	0.1	1.5	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	7.5
○住宅用太陽光の導入	1.3	4.2	21.0	13.6	1.1	9.5	6.8	3.5	13.1	1.4	0.0	75.4
○自家発・コジェネレーションシステムの導入	0.0	2.3	6.8	0.3	0.0	0.4	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	11.4
○燃料電池の導入	0.0	0.0	0.4	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
合計	3.1	7.6	28.6	16.1	1.2	11.5	6.8	3.5	15.1	1.4	0.0	95.0

	電力会社別対策効果(万千瓦)											
	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	その他	効果計
エネルギー需給安定行動計画合計	3.8	11.8	35.1	18.0	1.6	15.8	14.9	3.8	16.2	1.6	0.2	122.8

平成24年度当初予算における需給対策関連予算

○24年度予算のうち、需給対策予算として

① 961.8億円 (全て対策に利用)

②1920.6億円の内数(一部を対策に利用)を活用し、23年度予算の繰越額と合わせ、活用を促す。

<経済産業省>

予算名	概要	予算額
エネルギー使用合理化事業者支援補助金	事業者が計画した省エネ取組のうち、「技術の先端性」、「省エネ効果」及び「費用対効果」を踏まえて政策的意義の高いものと認められる設備導入費(リプレースに限る)について補助を行う。 「先端的な設備・技術」等に対する導入補助に重点を置き、省エネ投資の一層の促進のため、中小企業等に対して重点的に支援を行うとともに、電力需給対策として、節電効果の高い事業に重点支援を行う。	298億円
住宅・建築物のネット・ゼロ・エネルギー化推進事業	住宅・建築物の省エネ化を推進するため、年間の1次エネルギー消費量がネットで概ねゼロとなる住宅・建築物の実現及び普及促進に資する高性能設備機器等の導入を補助する。	70億円
新エネルギー等利用設備導入時の負担を軽減し、経済性を補填することを促進し、エネルギー一起源の温室効果ガスの排出削減及びエネルギーセキュリティーの向上を図る。 ※平成23年度においては「固定価格買取制度」の検討を踏まえ、新規採択は実施せず、既採択分の後年度負担のみを行ふ。	15億円	
ガスコーチェネレーション推進事業費補助金	総合的なエネルギー効率が高く、熱の面的利用に適している高効率の天然ガスコーチェネレーションの導入に対する補助を行う。	33億円
民生用燃料電池導入支援補助金	平成21年5月から世界に先駆けて本格販売が開始された家庭用燃料電池コーチェネレーションシステム(家庭用燃料電池システム)の普及促進及び早期の自立的な市場の確率を目指し、設置費用の一部を補助する。家庭用燃料電池システムは、電気・熱両方を活用するため、総合効率が非常に高く(80%以上)、省エネルギーの推進、それに伴うCO2削減に貢献。また、一般家庭における年間の電力需要量の約40%を供給し、昼夜、天候を問わず安定した分散型電源として系統電源の需給緩和にも貢献。	90億円
合計		506億円

＜環境省＞

予算名	概要	予算額
家庭・事業者向けエコリース促進事業	導入に際して多額の初期投資費用(頭金)を負担することが困難な家庭及び事業者(中小企業等)を中心に、頭金なしの「リース」という手法を活用することによって低炭素機器(太陽光パネル、高効率ボイラー等)の普及促進を図る。	18億円
環境配慮型経営促進事業に係る利子補給事業	金融機関において行われている、企業の環境配慮の取組全体をスクリーニング法等により評価し、その評価結果に応じて金利優遇を行う融資制度が対象。この融資制度で地球温暖化防止対策として融資を受けた事業者が、融資を受けた年から5ヶ年以内にCO2排出原単位を5%以上削減することを誓約した場合に、金融機関に当該融資に係る利子のうち1%を限度として利子補給を行う。	8億円
災害等非常時に効果的な港湾地域低炭素化推進事業(国土交通省連携事業)	港湾地域において、災害時や電力需給逼迫時に限り確保できるシステムを構築するための実証事業を行う。また電力を回収装置付トランククレーンなどの先進的技術導入費用に対する一部補助を行つ。	14億円
チャレンジ25地域づくり事業(先進的対策の実証による低炭素地域づくり集中支援事業)	技術は確立されているが、効果検証がなされていない温室効果ガスの削減に効果的な先進的対策について事業性・採算性・波及性等を検証する事業や地域特性に応じて複数の技術を組み合わせて行う対策など、他地域へのモデルとなるべき事業を実施する。	7億円
地域の再生可能エネルギー等を活用した自立分散型地域づくりモデル事業	全国のモデルとなる、災害に強く、低炭素な地域づくりを支援するため、先進的技術や取組を採り入れた、再生可能エネルギーや未利用エネルギーによる自立・分散型エネルギー・システム(蓄電池導入を含む)の集中導入を、産学官で推進する事業について、補助を行う。	10億円
小規模地方公共団体対策技術率先導入補助事業	小規模な地方公共団体が地球温暖化対策の推進に関する法律に基づき策定した実行計画により、所有する施設へ、低炭素対策技術を率先して導入する事業を支援。	3億円
病院等へのコーチェネーションシステム緊急整備事業(厚生労働省連携事業)	医療施設又は福祉関係施設への、都市ガス又はLPGを使用したガスコーチェネーションシステムの導入を支援。	10億円
洋上風力発電実証事業委託業務	洋上風力発電のうち、水深が深い海域に対して選定した長崎県五島市花島周辺において2MW級の実証機1機を設置・運転する実証事業。	30.5億円
温泉エネルギー活用加速化事業	温泉発電、温泉熱・温泉付随ガス利用事業の自立的普及に向けて、初期需要を創出することによりコストの低減を図るため、温泉エネルギーを有効活用する民間団体等を支援。	3.7億円
地球温暖化対策技術開発事業(競争的資金)	エネルギー起源二酸化炭素削減対策技術の開発及び先端的技術の実証を行う事業を支援。	60億円
CO2削減ボンディング・診断・対策提案事業	排出量の大きい(年間3,000t-CO2)企業に対してCO2削減ボンディング診断を実施し、投資回収年数3年未満の経済性の高いCO2削減対策投資・対策を促進する。企業規模により診断への対応能力は異なることから、大規模・中規模そぞれの特徴にあわせたメニューを用意し、診断後の対策実施率を高める。	2.5億円
先進対策の効率的実施による業務CO2排出量大幅削減事業	事業者は、設備導入と運用改善による削減約束を掲げ、環境省が指定する先進対策(BAT)の中から温室内効果ガス排出抑制設備や見える化機器導入に係る補助金(補助率1/3)を申請する。削減量1トン当たりの補助額[円/tn-CO2]補助額／温室内効果ガス削減約束量)の小さい事業から順番に予算額まるで採択(リバースオーナー方式)し、補助することにより、費用効率的な削減対策の実施を促進する。	10億円
地域における市場メカニズムを活用した低炭素化推進事業	市民を巻き込んだ温暖化対策の充実の必要性や東日本大震災を契機とした電力需給逼迫への対応のため、市場メカニズムを活用し、削減効果に応じて経済的インセンティブを付与する等の温室効果ガス削減等の取組を地域ぐるみで行うものについて、実施体制の構築・効果検証等を支援し、各地に普及できるよう取組手法の確立を図る。	1.9億円
カーボン・オフセット及びオフセット・クレジット(J-VER)制度の推進事業	カーボン・オフセットの適切な普及を行うことで、削減努力における節電等の励行を行い、需要抑制の啓蒙に努める。J-VER制度については、対象プロジェクト種類の追加や認証プロセスに関する制度利用者の支援を行い、木質バイオマスエネルギー等の再生可能エネルギー活用拡大を見込む。	9.1億円

<環境省(前ページからの続き)>

再生可能エネルギー導入推進基金事業 (太陽光発電、風力発電、バイナリ発電、蓄電池)	グリーンニューディール基金制度を活用し、非常時ににおける避難住民の受け入れや地域への電力供給等を担う防災拠点に対する再生可能エネルギー・蓄電池、未利用エネルギーの導入等を支援	121億円の内数
循環型社会形成推進交付金	廃棄物の3Rを総合的に推進するため、市町村が定める循環型社会形成推進地域計画に基づき実施される廃棄物処理・リサイクル施設の整備に要する費用について交付。廃棄物の焼却によるエネルギー回収等により発電等の熱利用を行う施設や、廃棄物をバイオガスに転換し発電等の熱利用を行う施設などが対象。	372億円の内数
廃棄物工エネルギー導入・低炭素化促進事業	廃棄物の焼却熱や、廃棄物及び廃棄物由来バイオマスのエネルギーを利用する施設の整備、電動式塵芥収集車の導入等を促進することによって、廃棄物分野におけるエネルギー起源二酸化炭素排出量を削減する。	8億円の内数
合計		187.7億円 + 501億円の内数

<農林水産省>

農山漁村再生可能エネルギー導入事業	農山漁村において、地域主導で再生可能エネルギーを供給する取組を支援。	12.2億円の内数 【ほか復旧・復興対策分】 8.4億円の内数
復興木材安定供給等対策 (森林整備加速化・林業再生基金の延長)	東日本大震災からの復興に必要な木材を安定供給するため、木質バイオマス関連施設の整備を支援、東日本大震災の被災地域において、木質系震災廃棄物や未利用間伐材等を活用する木質バイオマス発電施設等の整備を支援。	1,399億円の内数 95億円
木質バイオマス関連施設の整備		95億円 + 1419.6億円の内数
合計		

<国土交通省>

環境・ストック活用推進事業(住宅・建築物省CO2先導事業、住宅のゼロ・エネルギー化推進事業) CO2先導事業、建築物省エネ改修推進事業、住宅のゼロ・エネルギー化推進事業)	①住宅・建築物省CO2先導事業 ②建築物省エネ改修推進事業 ③住宅のゼロ・エネルギー化推進事業 ④高性能設備機器と制御機構等の組み合わせによる住宅のゼロ・エネルギー化に資する住宅システムの導入、中小工務店におけるゼロ・エネルギー化住宅の取組みに対する支援。	173.1億円
合計		173.1億円