

# 需給検証委員会 報告書

平成 2 4 年 5 月

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

## 需給検証委員会報告書

### 目次

はじめに～委員会のミッションと結論	…4
第1章 供給力の検証	…7
（1）火力発電	…7
①定期検査の繰り延べ ～1基を除き繰り延べを実施。 +172万kW（昨年7月見通し比）	…7
②長期停止火力の再稼働 ～今夏に間に合うものは全て稼働。 昨年比+105万kW	…7
③火力の増出力 ～原則実施。昨年比+100万kW	…8
④緊急設置電源 ～更なる追加は難しく、昨年比+231万kW	…8
⑤ガスタービンの夏期出力低下～低下抑制策を講じる。 昨年比+6万kW	…8
⑥新設火力の試運転 ～今夏に安定火力としてカウント できるのは+46万kW	…8
⑦火力供給力の想定～昨年比+1,272万kW	…9
（2）水力発電～1ヵ月間のうち下位5日の平均の出水量を 過去30年間の平均値等で評価。昨年比▲110万kW	…9
（3）揚水発電～夜間の余剰電力、くみあげ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ 等を精査。節電による需要減で供給量は増加。昨年比▲92万kW	…10
（4）自家用発電の活用～送電線に接続済みの一定規模以上の自家発は 最大限活用。昨年比+64万kW	…13
（5）再生可能エネルギー～太陽光発電の設備容量の最大10%程度を 供給力として見込み、風力発電は見込まない。昨年比+35万kW	…17
（6）今夏の供給力の検証結果～昨夏から原子力発電分が▲1,177万kW減少。 原子力発電以外の供給力が昨年比+1,068万kW	…19

第2章 需要想定を検証	…20
(1) 今夏の需要想定に当たっての考え方	…20
～気温は2010年の猛暑を見込み、経済影響については2010年から2012年の景気上昇分を見込む。節電効果は、2010年から2011年の需要減少分から節電効果分を算出した上で、その中で定着している節電分を決定し、その分を控除したものが2012年の需要想定	
(2) 定着している節電の検証	…21
～電力会社が提示してきた節電の検証。特に、定着率が低い関西電力についての徹底検証	
～随時調整契約は発動を織り込んだ数値を基本とする	
(3) 今夏の需要想定を検証結果	…26
～2010年需要17,987万kWから、定着した節電分1,078万kW等を控除。17,006万kW(昨年比+1,345万kW)を想定	
第3章 予備率と電力融通	…27
～今回の見通しに当たり、猛暑を想定していることから、通常必要とされる7～8%程度の予備率から、気温上昇分の3%程度を控除した5%前後を基本とし、それを超える分は融通する。この結果、現段階での融通量は合計で155万kWとなった	
～日々の需要変動への対応に必要な3%の予備力を超える2%前後の予備力については、約2週間前から需要想定を見直し、可能な限り早めに融通量を確定する	
第4章 全国、東日本、中西日本の需給ギャップ	…33
～関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%。昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足よりも厳しい状況	

第5章 2つの課題解決に向けた対策	…35
第1節 より合理的なピーク時の電力不足解消策	…35
(1) 全国レベルでの節電と融通の最大活用 ～全国レベルの節電により、 需給がひっ迫する地域の需給ギャップ改善に寄与	…35
(2) 節電目標の考え方 ～目標を共有し対策を推進	…36
(3) 構造的な需給ギャップの解消 ～「エネルギー需給安定行動計画」の着 実な実施。現時点でも約400万kWの効果。今後も予算の前倒し執行、需給 ひっ迫地域で積極的に予算活用	…38
(4) 新たなピークカット対策 ～ピーク料金、ネガワット取引、卸電力取引 市場等を積極的に導入・活用	…39
第2節 電力コストへの影響の検証とその抑制策	…43
(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	…45
(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	…47
(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	…47
おわりに ～政府への要請、不断のレビュー	…52

## 需給検証委員会報告書

### はじめに ～委員会のミッションと結論

#### 【経緯】

エネルギー・環境会議は、昨年7月29日、短期的な電力需給の安定を図るため、夏の節電を促すための補正予算や規制・制度改革をとりまとめることを決定した。これを受け、昨年11月1日、「エネルギー需給安定行動計画」を決定した。

この行動計画では、

- ①一昨年並みの猛暑が再来し原子力発電所の再稼働がない場合、1割のピーク電力不足と電力コストの約2割に相当する年間3兆円超の燃料費増加が生じるおそれがある、
  - ②このため、政府は、電力会社に対して供給力増強と需給調整契約の普及拡大を要請するとともに、6,000億円の補正予算措置、26項目の規制・制度改革、価格メカニズムを活用した節電対策等あらゆる方策を講じる、
  - ③これらにより電力使用制限命令や計画停電は極力回避する、
  - ④コスト上昇の問題については、電力会社に経営効率化の推進に向けた取組を求めながら安易なコスト転嫁を抑制する
- といった4点を確認した。

同時に、この「エネルギー需給安定行動計画」の実行により、1割のピーク時電力不足をほぼ解消する目途はつくとしたが、一方で、

- ①対策だけで3%程度必要とされる供給の余裕度（予備率）を確保することは難しい、
- ②需要家を対象にした政策支援や制度改革の効果には不確実性がある、
- ③夏の天候次第で需要が上振れする可能性や電力会社の火力が事故により脱落する可能性がある、

といった理由から、エネルギー・環境会議は、春を目途に定める節電目標までに、更なる需給の精査を行うとともに、対策の実効性を高めることとした。

## 【需給検証委員会の発足と検証 3 原則】

需給検証委員会は、こうした経緯を受け、平成 24 年 4 月 19 日に、我が国の原子力発電所の再稼働がなく全基停止という想定のもとで、今夏の節電目標の検討の基礎となる電力需給の見通しを検証することを目的として、エネルギー・環境会議及び電力需給に関する検討会合の下に設けられた（委員長：内閣府副大臣（国家戦略担当）、副委員長：経済産業副大臣、委員：有識者 9 名（別紙 1 参照）、以下「本委員会」という。）。

本委員会の発足に当たり、このミッションを果たすため、以下の 3 原則を掲げて検証作業を開始した。

- ・ 国民の視点に立ち、第三者委員が、客観的に徹底検証する
- ・ 委員会の資料・議事については全て公開し、透明性の高い検証を行う
- ・ 電気事業法に基づく報告徴収による情報を活用し、適切な検証を担保する

本委員会は、電力需給の見通しを提案している分析者と需給精査の論点について議論した上で、電力会社、新電力、需要家等からのヒアリングを行い、電気事業法に基づく報告徴収で得られたデータ等を徹底的に検証した。ヒアリングに応じていただいた皆様には、この場を借りて感謝申し上げますとともに、お名前と資料は別冊 1 としてまとめさせていただいた。本委員会は、約 3 週間の間に、計 6 回の会合を持ち、さらに個別の打ち合わせも含め、約 30 時間以上の議論を行い、本日ここに、需給検証委員会報告書を取りまとめた。

## 【政府への要請と不断のレビューの実施】

昨夏は、気温が平年よりも低く、原子力発電が 16 基稼働しており（7 月 31 日時点）、復興も緒に就いたばかりで経済状況も低調であった。こうした側面から見れば、今年の夏は昨年よりも厳しい需給想定を行わなければならない。具体的には、昨年に比べて原子力発電の全基停止による供給減で▲1,200 万 kW 弱となるだけでなく、需要が 2010 年並みの気温や経済状況に戻るとすると、700 万 kW 程度増えることで、合わせて 1,900 万 kW の需給ギャップが生じることになる。

一方で、昨夏、今年の冬と 2 回にわたる国民的な節電行動により、自家発の普及や高性能の産業機械や省エネ住宅が増える等、構造的な節電が進み、国民の意識も大きく変わりつつある。昨年、1,500 万 kW 程度を需要家による節電が

生み出したと推定されている。即ち、1,900万kWと1,500万kWを、今夏、どう評価するかが、本委員会のチャレンジである。

今回、本委員会において慎重に検証した結果、全国の予備率は+0.1%となるが、関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%となり、昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足よりも厳しい状況にあることが明らかになった。

昨夏よりも厳しい需給想定に対して、根付き始めた節電行動を定着・加速させることで、この難局を乗り切ることが必要である。このため、本委員会は、構造的な需給ギャップを解消するための予算の迅速な執行とともに、デマンドレスポンス対策やネガワット取引等、より柔軟に需給の変動に対応するための新たなピークカット対策を含めた、より合理的な需給ギャップの解消に向けた対策の実現に向けた取組についても提示した。また、各電力会社間での需給の状況が異なる場合、個別の電力会社ではなく、全国レベルでの節電目標の共有等、電力会社全体としての安定供給の確保に向けた取組を検討すべきであるということも指摘した。

更に、電力需給の問題に加え、現在の状況が続いた場合、火力発電所の活用が増大に伴う国富の流出が起これ、電気料金値上げのリスクが高まることが確認された。ただし、電気料金への安易な転嫁を極力回避すべく、電力会社の経営努力は継続されるべきであることも指摘した。

本委員会は、エネルギー・環境会議及び電力需給に関する検討会合に対して、検証結果を踏まえて、今夏の電力需給の安定確保に向けて、最良かつ最新の方策を、迅速に講じることを提案する。

## 第1章 供給力の検証

### (1) 火力発電

供給力の検証の第一として、火力発電について、以下の論点を検討した。

- 1) 火力発電は、夏の定期検査の繰り延べや長期停止火力等の再稼働等で、供給力を増やすことができるのではないか。
- 2) 定期検査の繰り延べは保安上の観点で問題があるというが本当か。(定期検査時期の調整状況、長期停止火力等の再稼働の可能性を精査。)
- 3) 火力の過負荷運転等による増出力が可能ではないか。(火力の増出力の取組等を精査。)
- 4) ガス火力は、気温が高くなると出力が低下するというが本当か。(ガス火力の夏期の出力低下率とその根拠を精査。)
- 5) 新設の火力が本格的な稼働の前に、試運転を行う場合に発電される電力を供給力として見込むべきではないか。

- ① 定期検査の繰り延べ ～1 基を除き繰り延べを実施。+172 万 kW (昨年 7 月見通し比)

火力の定期点検は、今夏以降に繰り延べ、又は前倒し、定期検査期間の短縮を実施する。この結果、昨年 7 月の見通し比で+172 万 kW の供給力を追加で確保する。定期検査の繰り延べの結果、トラブル等による脱落リスクが増えるが、これは予備力確保で対処する。なお、北海道電力苫東厚真 4 号機 (70 万 kW) は、ボイラー主蒸気管等に使用している高クロム鋼の使用限界による設備寿命の問題があり、保安上の観点から定期検査時期を繰り延べできない。

- ② 長期停止火力の再稼働～今夏に間に合うものは全て稼働。昨年比+105 万 kW

長期停止火力は全国に 28 基 (計 925 万 kW) ある。震災以降、既に 4 社 8 基が再稼働しているが、今夏までに 2 社 2 基 (関西電力海南 2 号機、九州電力 苅田新 2 号機) を再稼働する。これにより、昨年比+105 万 kW の供給力を確保する。

その他の長期停止火力 18 基 (645 万 kW) は、主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや、既に設備・部品が撤去されている場合もあり、材料手

配、部品調達、補修工事等を実施した場合、再稼働までに2年以上を要する。これらは今夏の供給力に算入しない。

#### ③火力の増出力～原則実施。昨年比+100万kW

過負荷運転、炭種変更、重油の専焼等による火力の増出力を行う。これにより、昨年比+100万kWの供給力を確保する。増出力を行うためトラブル等による脱落リスクが増えるが、これは予備力確保で対処する。

#### ④緊急設置電源～更なる追加は難しく、昨年比+231万kW

震災以降、今夏に向け、東北電力、東京電力を中心に、緊急設置電源が大量導入された。関西電力等が現在追加設置の努力を継続してきたが、更なる追加は、納期や据え付け期間等の工程面に合致する製品が市場にほとんどなく難しい。効果は昨年比+231万kW程度となる。

#### ⑤ガスタービンの夏期出力低下～低下抑制策を講じる。昨年比+6万kW。

夏は気温が上昇し、タービンに吸入する空気の密度が低下するとともに、投下燃料量も空気量で制限されることから、ガス火力の発電出力は10%～20%程度低下する。今夏については、一部設備において、吸気ダクト入口で水を噴霧し、吸気温度を下げる可以降低吸気冷却装置の導入により、出力低下を2%程度抑制する。今夏は東京電力、関西電力及び九州電力において出力低下抑制が見込まれている。

一方、他の電力会社に関しては、発電所によっては、同装置に導入に伴いダクト通過時に蒸発しない液滴が圧縮機翼に衝突し、翼の破損やコーティング剥離等の故障リスクが高まる等の理由から、発電所毎に個別に検討を行い、今夏の供給には見込んでいない。

以上から、出力低下を昨年比+6万kW抑制する。

#### ⑥新設火力の試運転～今夏に安定火力としてカウントできるのは+46万kW

新設の火力発電所は、運転開始前6ヵ月前後から試運転を行う。今夏、試運転を開始する火力は2基(110万kW)あるが、試運転は、出力の急激な変

動や急激な立ち上げ等を試行するものであり、原則として安定した供給力として計上することは困難である。

ただし、2013年2月運転開始予定の東京電力川崎2号系列第1軸（設備容量ベースで50万kW）に関しては、同じサイト内で他の軸が順調に運転を開始しており、技術的蓄積の横展開により、試運転に伴うトラブルの見込みが低いことから、試運転中の出力を今夏の供給力として見込む。

#### ⑦火力供給力の想定～昨年比+1,272万kW

以上、今夏の火力の供給力は、13,783万kW（昨年比+1,272万kW）と見込む。

なお、火力発電に関しては、突然のトラブル等による脱落のリスクとともに、燃料を海外から輸入していることに伴う、供給途絶のリスクもあることに留意が必要である。

#### （2）水力発電～1ヵ月間のうち下位5日の平均の出水量を過去30年間の平均値等で評価。昨年比▲110万kW

水力発電については、渇水率を過大に見積もっているのではないかという指摘を検証した。（水力発電の渇水力と供給力の関係を精査。）

水力発電における渇水のリスクは、電力会社は従前から、出水量は天候・季節により変化する中で、安定的に見込める出力を評価する観点から、1ヵ月間のうち下位5日の平均の出水量について、過去30年間の平均値等で評価している。

水力発電の渇水率については、天候予想との関係で、現段階で過小に見積もることは適切ではない。このため、これまでの考え方を踏襲し、今夏の水力の供給力は、1,270万kW（昨年比▲110万kW）と見込む。ただし、時間が経過し、今夏の出水量が十分に見込まれるようになれば、供給力の見直しは上方修正されることになる。逆に、リスク要因として、予想を上回る渇水も考え得るが、その場合は、基本的には後述する予備力で対処する。

(3) 揚水発電～夜間の余剰電力、くみあげ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等を精査。昨年比▲92万kW

揚水発電については、設備容量に対して出力が小さく、もっと活用できるのではないかという点を検証した。(揚水発電の見込みの根拠と夜間の自家発電活用の可能性等を精査。)

揚水発電の供給力については、原則として<sup>1</sup>、各揚水発電所の①ポンプのくみ上げ能力と②夜間くみ上げ時間から発電可能量(≒上部ダムの水量)を計算した上で、③昼間の運転必要時間を想定して、設備容量限度内での最大供給力を算出している。揚水発電の「供給力」と設備容量の関係や揚水発電の活用の考え方については、図1-1を参照されたい。

図1-1からも明らかなおおり、揚水発電の供給力は、くみ上げられる水量と昼間の揚水発電の運転必要時間によって決まることになるが、前者については、①ポンプの能力、②くみ上げ可能な夜間の時間、③夜間の余剰電力の全てに影響を受けるため、いずれか一つの要素が律速になる可能性がある。

特に、今夏の需給が厳しい関西電力の場合、夜間の余剰電力の制約要因よりは、ポンプの能力とくみ上げ可能な夜間の時間が短いことが制約要因と見られている。

よって、その制約を解消するための方策は以下の2つと考えられる。

方策A：ポンプの能力増強

方策B：くみ上げ可能な夜間の時間の確保(=昼間の揚水の運転必要時間の短縮)

方策Aについては、水管、トンネルの工事等に長期間を要する。他方、方策Bについては、需要の減少によって、揚水発電の供給力が増強するというダブルの効果期待される。逆に、昼間の需要が想定よりも高かった場合は、供給力は下がる。

<sup>1</sup> 揚水発電所の中には、上部ダムに河川からの流れ込みがある方式(混合揚水式)があり、その場合はポンプでの汲み上げを実施しなくとも河川からの流れ込みでの発電が可能な発電所がある。

いずれにしても、揚水発電の活用については、夜間の余剰電力、くみ上げ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等に対応して、適切な供給力を見積もる必要があります（各社の見込みは表1-2のとおり）、上記の考え方に従って算出すると、今夏の揚水のピーク時の供給力は、1,967万kW（昨年比▲92万kW）と見込む。

図1-1 揚水発電の活用の考え方

- 一般的に、揚水発電所の能力として表示されている**設備容量(kW)**は、上部ダムが満水時に1時間で発電できる設計上の最大出力
- 一方、一般的に、必要なピーク時における揚水発電の**供給力(kW)**は、以下の2つの要素で決まる。
  - ・**発電可能量**(≒夜間電力を使って汲み上げる水量により決定:kWh)を
  - ・**運転必要時間**(≒昼間に発電しなければいけない時間:h)で除したもの



- 一般的に、**設備容量(kW)**よりも**供給力(kW)**は小さい。その理由は2つある。
  - (1) **汲み上げられる水量の制約**: 汲み上げられる水量が少なければ少ないほど供給力は下がる
    - \* 汲み上げられる水量 = ①ポンプの能力 \* ②汲み上げ可能な夜間の時間 \* ③夜間の余剰電力
  - (2) **昼間の揚水の運転必要時間(4)**: 長ければ長いほどピーク時における供給力は下がる

～(イメージ)A揚水発電所の場合:

- ・設備容量は、20万kW
- ・ポンプの出力は、19万kW/h(①)

(ケース1)昼間の発電時間が長い場合(8時から22時 15時間)  
 ・くみ上げ可能な夜間の時間 = 9h(②)  
 ・夜間の余剰電力 = 171万kWh以上(③)  
 (ここで制約にならないという前提。現実には、夜や明け方に不足することあり。)  
 ・昼の揚水発電時間 = 15h(④)  
 ・この時の供給力は、19万kW/h(①) × 9h(②) × 0.7(ロス分)  
 = 約120万kWh(発電可能量⑤) ⑤ ÷ 15h(④) = 8万kW

(ケース2)昼間の発電時間が短い場合(9時から17時 8時間)  
 ・くみ上げ可能な夜間の時間 = 16h(②)  
 ・夜間の余剰電力 = 171万kWh以上(③)  
 ・昼の揚水発電時間 = 8h(④)  
 ・この時の供給力は、19万kW/h(①) × 16h(②) × 0.7(ロス分)  
 = 約213万kWh(発電可能量⑤) ⑤ ÷ 8h(④) = 27万kW  
 ・ただし、設備容量を超える発電は不可能であることから、20万kW

- ⇒ 従って、今夏のピーク需要時の一般的な揚水の供給力(kW)は、**以下の点を踏まえて算出されていることが必要。**
- ・**ポンプの能力**(汲み上げ可能な夜間の時間内でどの程度汲み上げる能力があるか)
  - ・**夜間余剰電力**(原発電が減少。自家発電や火力で補えるか)
  - ・**昼間の活用時間⇄汲み上げ可能な夜間の時間**(表裏一体の関係。需要想定に基づいた適切な活用時間帯が想定されているか)

表 1-2 各社の揚水の供給見通し

	設備容量(①)	今夏の供給力見通し(②)	①と②の差の理由
北海道	40	30	・新冠発電所(10)補修中
東北	71	71	
東京	1100	850	・塩原発電所(90)漏水補修中 ・満水可能。ただし、昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
中部	432	399	・高根第一4号(8.5)長期停止中 ・満水可能。ただし、昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
関西	506	239	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上都ダムを満水にできず。
北陸	11	11	
中国	212	165	・満水可能。ただし、昼間放水時間が約11時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
四国	69	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上都ダムを満水にできず
九州	230	150	・満水可能。ただし、昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
合計	2671	1967	

#### (4) 自家用発電の活用～送電線に接続済みの一定以上の規模のある自家発は最大限活用。昨年比+64万kW

自家用発電の活用については、一般電気事業者が自家発電から購入する量を更に見込めるのではないかとの指摘について検証した。

自家用発電の活用については、昨夏の時点でも課題としてあげられており、昨年7月29日の「当面のエネルギー需給安定策」の策定時に、経済産業省が1,000kW以上の自家用発電を設置している約3,000社にアンケート調査を行い、5,373万kWの設備容量の自家発の実態を確認し、ピーク時の電力供給源としての活用の可能性を検討した。併せて、国内で2,300万kWの設備容量がある非常用自家発に関する分析も行った。(図1-3参照)

非常用自家発については、概ね、既に電力会社や新電力に売電されているか、自家消費されているものの、昨年7月時点では、288万kWの余剰があることが判明した。そのうち、売電可能とされたものが114万kW、売電できないとされたものが174万kWであった。

その際、余剰があると答えた事業者に対し、今回追加的に調査を実施したところ、売電可能なものは、ほぼ全て自家消費あるいは売電されることになっており、売電不可とされていた174万kWのうち、約100万kWは活用される見通しとなっていた。(図1-4参照)

今後、更なる自家発の積み増しについて考えた場合、以下の通り整理できる。

- 今回の調査でも、余剰はあるが売電不可とされた73万kWについては、経済産業省によるアンケート調査結果によると、①設備上の制約(系統への逆潮流装置がない等)、②燃料調達面での制約、③人員等の体制面での制約等の問題があり、現段階で、供給力あるいは需要減として、織り込むことは困難である。
- 非常用自家発については、①系統に接続されていないこと、②2時間程度しか発電できないこと、③非常の場合に備えるための燃料補給が必要等の制約があり、需給対策への活用は難しい。
- 以上から、現時点で、供給力として、自家発による追加の電力を積み増すこ

とは困難といわざるをえないが、少しでも、自家発活用による需給ギャップ解消の可能性を広げるために、以下のような取組を進めていくことは重要である。

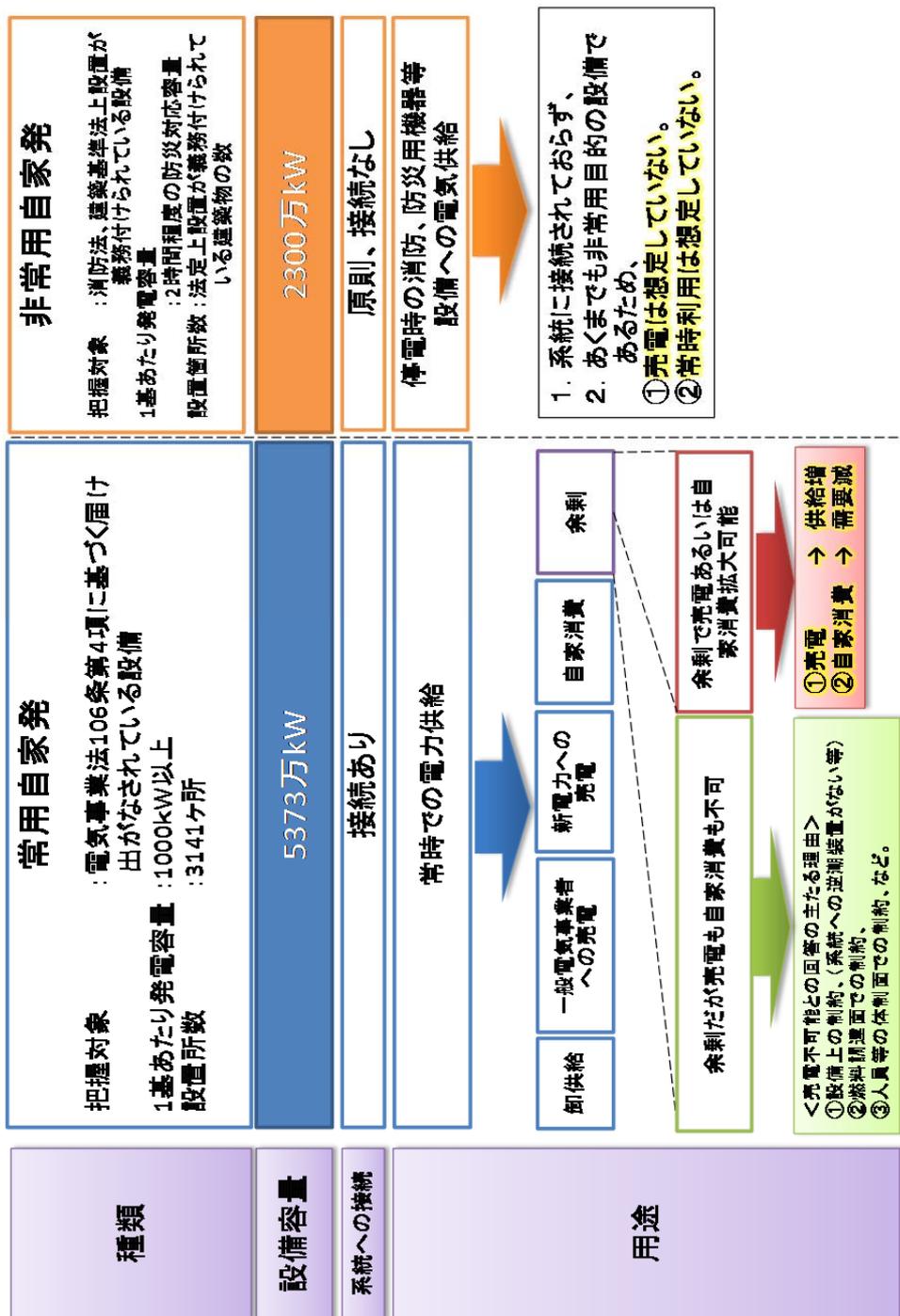
- ・生産等に応じた短期間・短時間の自家発の稼働についても最大限に活用できるように、規制・制度改革や、卸電力取引市場への参加要件緩和等により市場を通じた調達も図っていく。
- ・休止中の自家発の活用に関しては、東京電力のビジネス・シナジー・プロポーザルで採用されたビジネスプランでも検討されており<sup>2</sup>、今夏に間に合うように進める。

このような点を踏まえ、送電線に接続済みの中規模以上の自家発は最大限活用するという観点で、今夏の一般電力電気事業者による自家発の電力の購入は、301万kW（昨年比+64万kW）と見込む。なお、卸電力取引市場におけるピーク対応型の価格での買い取りの活用や、小規模の自家発の活用で、電力供給の増加や電力需要の減少の可能性もあることにも留意しておく必要がある。他方、燃料価格の高騰が、自家発の運用コストを直撃するというリスクも十分に踏まえておく必要がある。

---

<sup>2</sup> 「スマートカットプラン～需要ひっ迫回避に向けた需要家サイドでのネガワット創出プラン～」(三愛石油、グローバルエンジニアリング)：ピーク時に、三愛石油が燃料を供給する顧客等が保有する、休止中の自家発電設備を稼働させる指示を出し、顧客の東京電力からの受電を抑制。既存設備の有効活用により、効率的なピーク抑制を実現。

図1-3 自家発の全体像（イメージ）





(5) 再生可能エネルギー～太陽光発電を設備容量の最大 10%程度を供給力として見込み、風力発電は見込まない。昨年比+35 万 kW

再生可能エネルギーについて、供給力に盛り込むべきという論点を検証した。(太陽光発電、風力発電の供給力を精査。)

再生可能エネルギーについては、現時点での設備容量は、太陽光発電が約 421 万 kW、風力発電が約 238 万 kW ある。これまでは、いずれの発電も、天候等により出力が大きく変化するという理由で、供給力(kW)として見込んでいなかった(注)。

(注) 安定して発電できる地熱発電は従前から見込んでいる。

太陽光発電は、ピーク負荷時に出力がゼロになることはなく、設備容量の 30%程度の発電を期待することは可能<sup>3</sup>であることから、自家消費分を除き最大 10%程度は供給力として見込むこととする。

一方、風力発電に関しては、ピーク時に出力がゼロとなるケースが多数存在していることから、供給力としては見込むことは困難である(図 1-5 参照)。

以上から、太陽光発電について設備容量の最大 10%程度を供給力として見込み、風力発電は kW ベースの供給力としては見込まない前提で評価し、65 万 kW(昨年比+35 万 kW)と見込む。

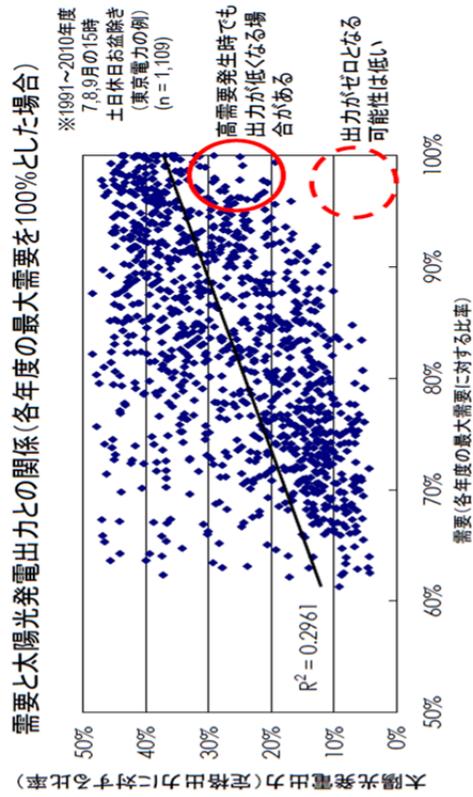
なお、太陽光発電については、自家消費分となる約 20%程度は需要の減少という形で需要の想定に見込まれており、今後の導入量の追加についても同様の扱いとすることに留意が必要である。

---

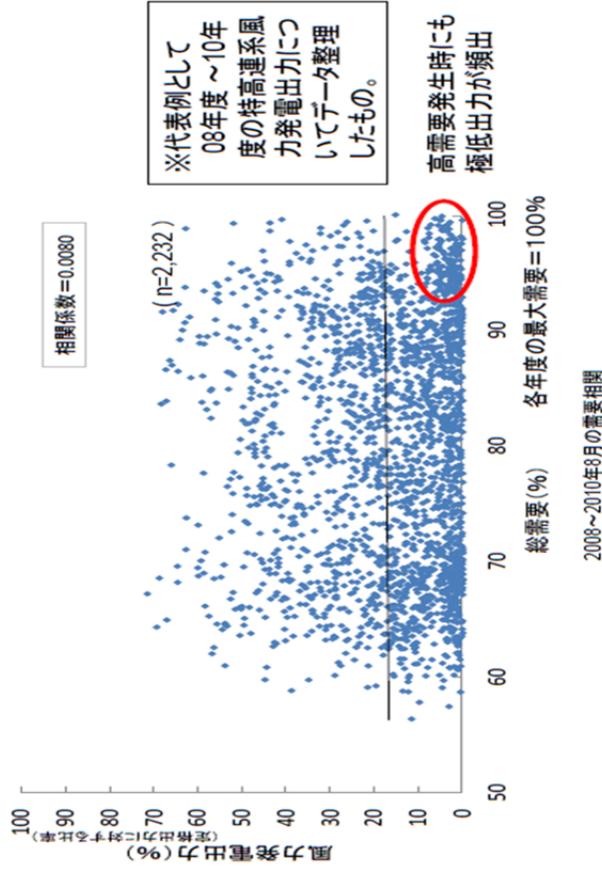
<sup>3</sup> 資源エネルギー庁の「地域間連系線の強化に関するマスタープラン研究会中間報告書」において、「地域差があるものの、従来の最大需要発生時間帯の 15 時において、最も見込めるところで設備容量の 30%程度が、自家消費分を差し引いた後では最大 10%程度の供給力(kW)が期待される」とした評価結果が示されている。この評価は現段階で得られるデータによるものであることから、今後のデータの蓄積に基づく継続的な解析評価が必要と考えられる。

図1-5 太陽光発電と風力発電のピーク時供給能力について

太陽光発電のピーク時供給能力



風力発電のピーク時供給能力





## 第2章 需要想定を検証

今夏の需要想定について、「これまでの政府の見通しで示してきたように一昨年の猛暑時の需要を前提とするのではなく、昨年の節電を含んだ実績等を踏まえた需要を想定すべきではないか」との論点について検証した。

特に、昨年の需要の実績は、①気温の変化、②経済の状況、③節電効果の3つの要素で実現したものと考えられるが、それらの影響を精査し、需要想定を提示することとした。

### (1) 今夏の需要想定にあたっての考え方

～気温は2010年の猛暑を見込み、経済影響については2010年から2012年の景気上昇分を見込む。節電効果は、2010年から2011年の需要減少分から節電効果分を算出した上で、その中で定着している節電分を決定し、その分を控除したものが2012年の需要想定

今回の2012年夏の需要の想定にあたって、電力需要の変動要因である気温、経済、節電効果について、どの変動要因をどの程度見込むかを検討した。

- ・気温については、現時点で今夏の気温を見込むことが難しい中、気温が高くなるリスクを想定し、2010年並みの猛暑を前提（全国で17,987万kW）とする。従って、出発点はこの数字であり、これは、昨年7月と11月のエネルギー・環境会議における決定の前提となったものである。
- ・ここから上振れの要因として、経済影響を勘案した。経済については、2010年から見た場合、2012年は拡大が予想されている。2010年度から2012年度までの実質GDP及びIIPの経済見通し等を踏まえ、全国で+243万kWを見込む。
- ・そこから、節電効果を控除し、2012年の需要想定を算出することとした。節電効果の算出方法は、以下の通りである。

2010年から2011年にかけての需要の減少分▲2,326万kWから、気温影響分▲457万kW、景気低迷の影響等の約▲354万kWを控除した▲1,515万kWが純粋な節電効果とした。

その節電分には、東京都や需要家のヒアリングにより、生産シフト等の「無

理のある節電」と、照明や空調の調整等、「無理のない節電」があることが明らかになった。経済産業省のアンケート等からも、このうち、「無理のない節電」が定着する可能性が高いことが判明した<sup>4</sup>。

従って、2011年夏の節電効果のうち、無理な節電分を控除した分を「定着している節電分」とし、今夏の需要想定をする際に、節電効果として勘案することが適当と判断した。

この結果、2010年の猛暑の需要を出発点とし、経済影響分を加えた上で、「定着している節電分」を差し引いたものを2012年夏の想定需要とすることとなった。この考え方にに基づき、各電力会社が提出した需要想定を検証した。

## (2) 定着している節電の検証

～電力会社が提示してきた節電の検証。特に、定着率が低い関西電力についての徹底検証。

～随時調整契約は発動を織り込んだ数値を基本とする

### 【各電力会社が提出してきた節電効果】

各電力会社は、昨年の節電効果のうち、定着している分を算出したものを定着節電分として提出してきた。

東京電力は、昨夏の業務用を中心とした取組がある程度浸透しているとして、定着率を70%とし、610万kWの定着節電効果を想定した。また、九州電力は全ての節電が定着しているとして、123万kWの定着節電効果を見込んだ。9電力会社の総計としては、昨夏の需要減少の実績が1,515万kW(2010年比)に対し、今夏の節電定着分は1,063万kWと提示された。

それらの見通しについて、その妥当性を評価した。

各社においては、定着率を算出するにあたり、主として、自社のヒアリング・アンケート調査をもとにしている。

---

<sup>4</sup> 需要家が継続して行うことが困難という意味で、①実施により日常生活に支障が生じる等のストレスが大きいもの、また②ストレスは小さくてもコストがかかり、その投資回収が困難、もしくは継続的なコストが発生するものについては、定着している節電とは言えないと考えられる。すなわち、本委員会では、「ストレスが小さく、かつ、コストが少ない、もしくは投資回収ができるもの」が定着している節電となるものと整理した。その中には、コスト等検証委員会で省エネコストとして試算が示された、白熱電球からLED照明への取り換え等は、かえって需要家にメリットが生じるものもある。

現段階での電力需給見通しを客観的に検証するためには、今年の夏の「あるべき節電」や「数値目標等により期待できる節電」ではなく、現段階で「定着している節電」かどうかを判断する必要があり、かかる観点からは、他社の数値や情報よりも、自社管内のデータを利用する方が有用といえる。従って、各電力の定着率を算出するにあたっては、基本的には、自社の管内の需要家に対するヒアリング・アンケート調査を基にする方法は妥当といえる<sup>5</sup>。

### 【関西電力の節電効果の精査】

上記の考えに基づき、多くの電力会社の節電見込みについては、特に問題が指摘されなかったが、需給のひっ迫が想定させる関西電力が定着率を 54%として、定着節電分を 102 万 kW しか見込んでいない点について議論があり、この点について、更なる精査を行うこととし、以下の観点から、関西電力、東京電力、九州電力を比較・検証を行った。

#### ①昨夏以降の秋、冬、春の節電の実績の比較

昨秋、今冬、今春の節電実績のうち、▲10%の節電要請があった冬を除き、秋と春の節電幅を定着率とすると関西電力は約 3%弱の定着となる。2010 年の夏の需要を基準とすると、88 万 kW 程度が定着している節電ということになる。関西電力から申告のあった節電定着分 102 万 kW は、これより上回っていることを踏まえると、低い数値とはいえない（図 2-1 参照）。

#### ②電力会社及び政府による需要家のアンケートの分析

関西電力については、スマートメーターの家庭への設置等が、他の電力会社に比べて進んでいることから、節電効果について需要家を大口、小口、家庭と分けた上で、そのセグメント毎のヒアリングやアンケートの結果をあてはめることで、比較的、推計値として利用可能な値が算出できると考えられる。資源エネルギー庁の調査を見ると、今冬の節電期間後の節電の継続について、「節電を継続（開始）する」とする約 4 割の家庭についてのみ節電は「定着している」と見なすか、「何かしらの節電を継続（開始）する」も含めた約 9 割の家庭について節電を「定着している」と見なすかとの判断がある。この論点については、以下の点を総合的に勘案した

---

<sup>5</sup> アンケートの結果については、必ずしも確定的な情報といえないことに留意する必要がある。他方、他のデータや情報が必ずしも十分に得られていない中では、アンケート結果をできる限り活用してみるとの結論となった。

- 1) 九州電力は、ほぼ同じ結果について、自社アンケート結果も踏まえ、10割の家庭で昨夏の節電を継続すると推定している。
  - 2) 他の8電力会社のアンケート結果では、家庭の継続について、4社が約9割、3社が約8割、残り1社も約6割としている。
  - 3) 家庭用は、業務用と同様、照明、空調等、継続可能な節電行動が多い。
- 加えて、本委員の要請に基づき経済産業省が緊急に行ったアンケート調査においても消費者の約7割が節電を継続するとの結果が出た(注)。以上を総合的に勘案し、関西電力においても家庭の節電の約9割が継続し、定着していると考え、関西電力においても家庭の節電の約9割が継続し、定着していると考え、このため、節電効果として15万kWを追加する。

以上から、今回の需要想定算出については、2010年の猛暑の気温を前提として、節電定着分の需要減及び経済影響の需要増を加味して算出することが適当である。その上で、節電定着分の考慮に際して、関西電力の節電効果を117万kWと見直すことが適当と考えられた。

#### 【随時調整契約】

今回電力会社が算出した定着している節電効果の中には、計画調整契約については勘案されている一方、随時調整契約については勘案されていない<sup>6</sup>（表2-2参照）。この点について、電力会社から申告されている定着節電効果の中には含まれていなかったが、一定の条件のもとでは、実効性はあることから、節電効果に見込むべきではないかとの指摘がなされた。

本委員会では、随時調整契約については、以下の2つの意見が出された。

- 1) 契約で担保されており、実効性が証明されている以上は、発動条件に該当する電力ひっ迫状況が生じる会社では、ピークカットの節電効果を見込むべきであるとの意見
- 2) 今夏の需給見通しにおいて、関西電力等は、発動条件に合致する日時が、発動の条件を超える見込みとなっており、保守的に見積もるという立場にたてば、参考値として示すべきであり、基本は節電効果として見込むべきではないとの意見

随時調整契約については、様々な節電への取組等がなされた場合には、発動

---

<sup>6</sup> 具体的には、2011年の夏は、随時調整契約が発動されておらず、2011年の節電実績では、随時調整契約はゼロとなっているからである。

条件を超える事態が減り、適切な効果を確認できる可能性が高まることとなる。このことを踏まえ、本委員会では、一定の条件の下での発動が前提となることを明確にしつつ、発動を織り込んだ数値を基本とする。

図2-1 関電の昨夏、昨秋、今冬、今春の節電幅

昨夏	昨秋(10月、11月)	今冬(12~3月)	今春(4月)
190万kW (6.5%) (▲10%の節電要請)	66万kW (3.3%)	120万kW (5.0%) (▲10%の節電要請)	45万kW (2.4%)

表2-2 電力会社の需給調整契約の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
随時調整契約 (見通し)	9万KW	18万KW	166万KW	70万KW	37万KW	20万KW	115万KW	23万KW	33万KW	491万KW
実効率等 <sup>※4</sup> を加 味した数字	6万kW	12万kW	—	—	28万kW	—	—	0万kW <sup>※1</sup>	24万kW	上記5社 のみ 70万kW
契約上の発動可 能回数上限 <sup>※2</sup>	10回 <sup>※3</sup>	20回	—	—	20回 <sup>※3</sup>	—	—	—	10回	—

※1 現行契約の発動条件が系統事故時等のため、需給ひっ迫時には需要抑制効果が見込めない。

※2 契約が複数存在する場合には、条件が一番厳しい契約の上限回数を記載。

※3 発動時間に上限あり(北海道:4時間、関西:5時間)

※4 需要家側での調整電力(kW)の実効率を発電端に割り戻した値となる。

表2-3 今夏の需要想定を検証結果

(3) 今夏の需要想定を検証結果～2010年猛暑需要17,987万kWから、定着した節電分1,078万kW等を控除。17,006万kW(昨年比+1,345万kW)を想定

以上から、需要想定に関して、整理しまとめたものが下記の表2-3である。

	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏の想定				需要想定に見込む項目	需要想定に見込まない項目
			7月28日 時点 (東京電力 需給量)	11月1日 時点 (東京電力 需給量)	4月23日 時点 (新四国電力 需給量)	今回		
需要想定 (①、②、③加味)	17987	15661	17954	17954	17091	17076	○2010年最大需要に調整係数、乗算影響等を加味して算出。	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	17006		
①経済影響等	-	-	-	-	243	243		
②定着節電	-	-	-	-	▲1063	▲1078	○2011年の需要減少のうち、経済影響と気温影響を除いたものを2011年の節電効果とし、そこから定着している分を算出。	○定着していない節電
③その他(注)	-	-	-	-	▲76	▲76		
④臨時調整契約 (契約等追加削減)	-	-	-	-	-	▲70	○臨時調整契約は、定着している節電に盛り込みは組合と盛り込まない場合の取扱いを前提。	

(注) 経済影響等、定着節電については上記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/H2は算入の算値から、最大電力需要(H1)に割り戻した数に生じた差分。

### 第3章 予備率と電力融通

- ～今回の見通しに当たり、猛暑を想定していることから、通常必要とされる7～8%程度の予備率から、気温上昇分の3%程度を控除した5%前後を基本とし、それを超える分は融通する。この結果、現段階での融通量は合計で155万kWとなった
- ～日々の需要変動への対応に必要な3%の予備力を超える2%前後の予備力については、約2週間前から需要想定を見直し、可能な限り早めに融通量を確定する

需給ギャップの解消のために、電力会社間の融通を行うに当たって、融通する側の電力会社の管内の安定供給を果たすための適切な予備率を、どの程度とすることが適当かを精査した。

#### 【これまでの予備率の考え方】

通常、瞬間的な電力の需要変動に対応するためには、最低でも3%の予備率を確保することが必要である。更に、①計画外の電源脱落、②気温上昇による需要増を考えた場合には、5%前後の予備率が必要となる。特に前者については、当該電力会社の管内で一番大きな発電所の出力も参考となる。

通常、需要期の1週間前までは、計画外の電源脱落と気温上昇による需要増に備えて、7～8%以上の予備率を見込んで計画を立てている。

その上で、1週間前から、温度に関する情報をもとに、より正確な需要を想定し、予備率を見直している。計画外の電源脱落については、いつ起こるか分からないものの、需要当日に近づくとつれ、発生の確率は減少することから、確保すべき予備率も調整している。需要前日段階で他の電力会社において需要ひっ迫が厳しい場合、自社管内で電源トラブルがなく気温も想定内との前提で、ぎりぎり3%の予備率を残して融通することも可能としている。もしその状態で自社発電所にトラブル等が発生し、それが3%を超える影響がある場合は、他の電力会社からの応援融通を受ける、もしくは、他の電力会社への応援融通を取り止める等により対応する。(図3-1)

#### 【今回の電力会社申告分の融通量の検証】

融通は、必要な供給予備力を超えた部分について、他電力に提供するものである。従って、瞬間的な需要変動分3%程度は確実に必要である。また、計画外の電源脱落などについても、今夏に向かってその可能性は否定し得ず、現段階

では、必要な予備力と考えられる。他方、気温の上昇に伴う需要増加分に対応するための予備力3%程度については、今回の需要想定において、2010年という猛暑を想定していることを踏まえると、既に、そのリスクは見込まれていると考えられる。従って、その分は差し引いた5%程度から、融通可能量を算出することが適切と考えられる。その結果、今回、中部、北陸、中国の各社が申告している融通量は、気温要因を差し引いた融通可能量とほぼ合致しており、現時点においては適切なものと考えられる<sup>7</sup>（図3-2、3-3参照）。

**【需要期が近づいた段階で、2%前後分を融通に活用可能か検討する】**

また、需要期が近づいた段階で、3%を超える予備率分については、予見性が高まるのに合わせて、融通量を見直すことが必要である。特に、今夏の関西電力の状況を考えれば、関西電力管内の需要家の節電を効果的に実施すべく、できる限り早く各電力の需給状況を正確に認識することが重要である。

従って、他電力からの融通量も、可能な限り、早めに正確な数字が分かるような運用を行うべきである。

具体的には、全電力会社において、必要な予備率を見極めて融通量を固めていく際の運用にあたって、①気象庁の協力による1ヵ月予報（注）の活用とより詳細な気象情報の入手、②約2週間前（これまでは通常1週間前）段階で可能な範囲での気温上昇リスクの判断、③約2週間前からの随時の見直しを実施すべきである。

（注）1ヵ月平均気温、第1週・第2週・第3～4週の平均気温、1ヵ月合計降水量、1ヵ月合計日照時間、日本海側の1ヵ月合計降雪量のそれぞれの出現確率

よって、5%前後相当の予備力のうち、日々の需要変動3%を除いた2%前後相当の予備力（注）について、いつの時点で、どの程度融通に活用できるかについて、約2週間前（可能な範囲）、1週間前、前日の3段階で、明確化することが必要であり、政府は、一般電気事業者に対して要請すべきである。一般電気事業者はこれまでも1ヵ月予報、1週間予報を活用して融通可能量を予測してきたところであるが、気象庁との連携を更に深め、異常天候早期警戒情報を活用する等して、その予測の確度を高めることが期待される。

<sup>7</sup> なお、委員会において、東日本3社から夜間に融通余力があれば、中西日本の供給力に大きく影響するとの指摘があった。しかし、東日本3社からは、供給力が揚水発電の供給力増に効果を発揮する夜間の時間帯でも予備率5%以下となっていること、また、夜間の発電について、燃料の制約等もある場合もあることから、現時点では融通余力を見込むことは困難であるとの回答があった。

(注) 今回の見通しに基づけば、予備率が3%以上ある4社について、3%を超える予備力は約162万kWある。

他方、電源のトラブルや気温が想定を上回ることが明らかになった場合は、計画した融通が実施できなくなることに留意が必要である。

図3-1 供給予備率の考え方

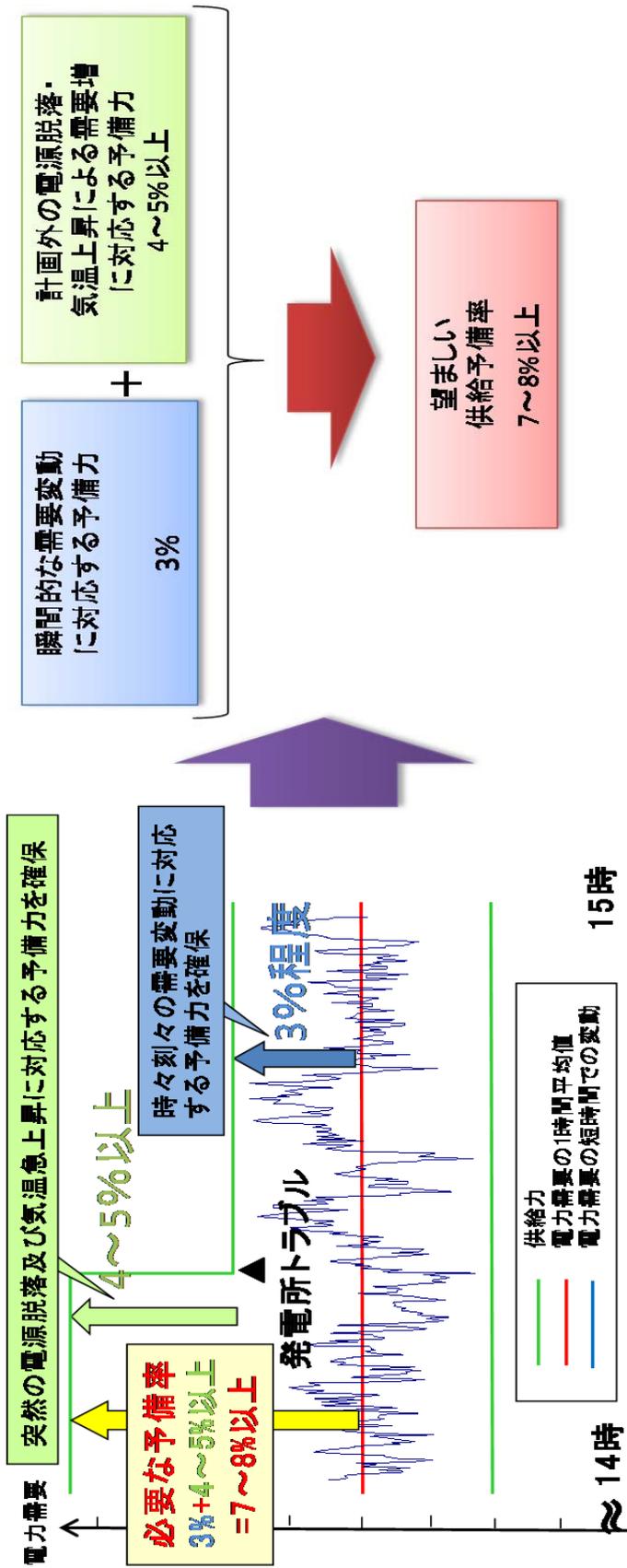


図3-2 融通可能量の考え方

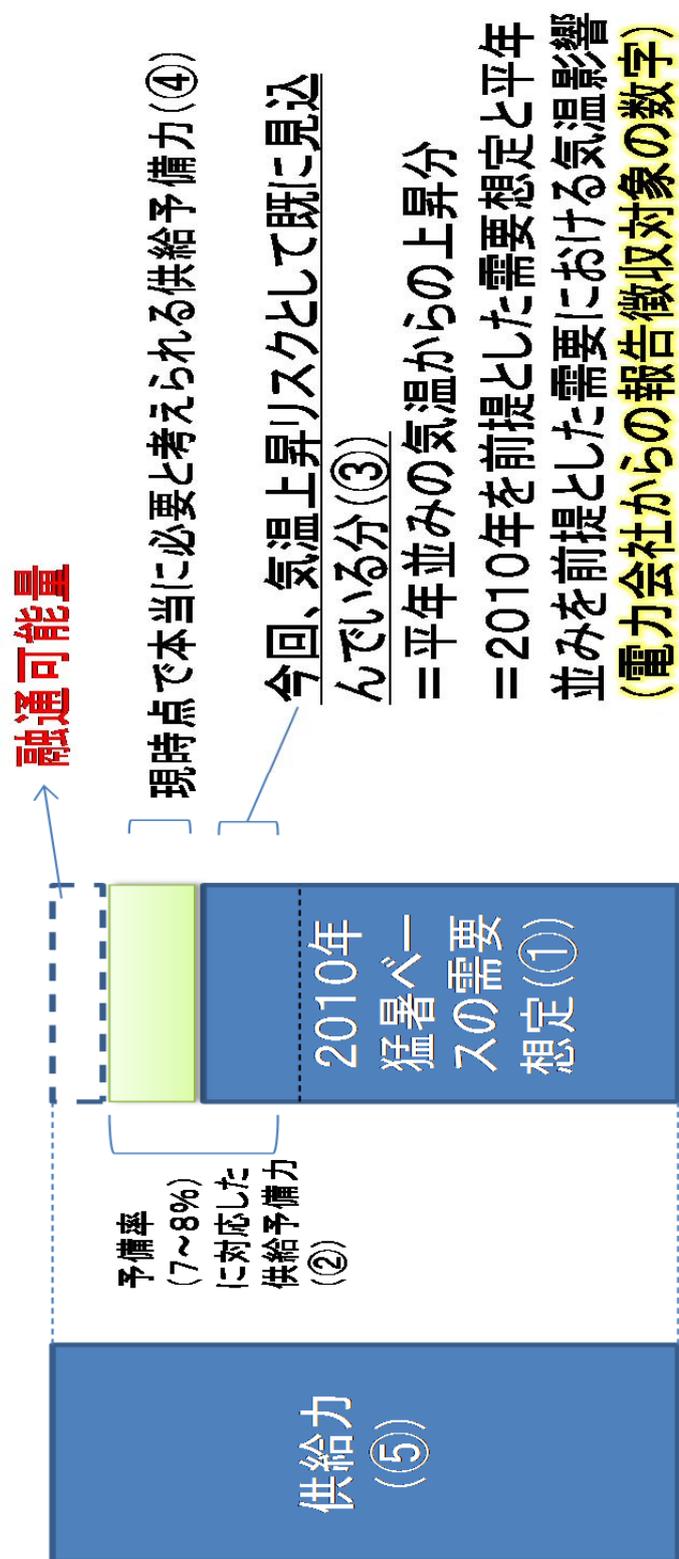


図3-3 供給予備率が3%を上回っている電力会社4社の融通可能量の確認  
(単位：万kW)

	東京	中部	北陸	中国
今夏の需要想定(2010年猛暑、節電効果等あり)(①)	5520	2648	558	1182
予備率7.5%の場合の供給予備力(①*予備率7.5%②)	414	199	42	89
気温影響として既に需要想定で見込んでいる分(③)	164	63	20	38
猛暑での節電定着を見込んだ需要想定の場合に必要な供給予備力(②-③=④)	250 (4.5%)	136 (5.1%)	22 (4.0%)	51 (4.3%)
融通前の供給力(⑤)	5771	2885	584	1284
融通可能量(猛暑前提の想定需要①に④の予備力を加えた分を上回る供給力、⑤-(①+④))	1	101	4	51
4月23日時点の電力会社の申告における融通可能量	0	100	6	49
融通後の予備率	4.5%	5.2%	3.6%	4.5%

#### 第4章 全国、東日本、中西日本の需給ギャップ

～関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%。昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足よりも厳しい状況

第3章までの議論を踏まえた、今夏の需給ギャップは、全国の予備率+0.1%となるが、関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%となり、昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足（▲10.3%）よりも厳しい状況にあることが明らかになった。（図4-1参照）

図4-1 2010年の猛暑、2012年の経済状況、  
定着している節電の効果为前提とした需給見込

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
供給力	7731	485	1475	5771	9301	2785	2542	578	1235	587	1574	17032
需要想定	7454	500	1434	5520	9622	2648	3015	558	1182	585	1634	17076
定着節電効果	▲674	▲14	▲50	▲610	▲404	▲97	▲117	▲21	▲30	▲16	▲123	▲1078
経済影響等	172	9	22	141	71	29	14	4	8	1	15	243
供給力-需要想定 (予備率)	276 (3.7%)	▲16 (▲3.1%)	41 (2.9%)	251 (4.5%)	▲321 (▲3.3%)	137 (5.2%)	▲473 (▲15.7%)	20 (3.6%)	53 (4.5%)	2 (0.3%)	▲60 (▲3.7%)	▲45 (▲0.3%)
要解消キャップ 3%控除予備率	0.7%	▲6.1%	▲0.1%	1.5%	▲6.3%	2.2%	▲18.7%	0.6%	1.5%	▲2.7%	▲6.7%	▲3.3%
最大電力需要 (随時調整契約加味 後)	7436	494	1422	5,520	9570	2,648	2,987	588	1,182	585	1,610	17006
随時調整契約 (実効率等加味後)	▲18	▲6	▲12	-	▲52	-	▲28	-	-	0	▲24	▲70
供給-需要 (予備率)	294 (4.0%)	▲10 (▲1.9%)	53 (3.8%)	251 (4.5%)	▲269 (▲2.8%)	137 (5.2%)	▲445 (▲14.9%)	20 (3.6%)	53 (4.5%)	2 (0.3%)	▲36 (▲2.2%)	25 (0.1%)
要解消キャップ 3%控除予備率	1.0%	▲4.9%	0.8%	1.5%	▲5.8%	2.2%	▲17.9%	0.6%	1.5%	▲2.7%	▲5.2%	▲2.9%

※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電力合計で▲0.7%、東日本で4.2%、中西日本で▲4.5%  
の可能性あり。

## 第5章 2つの課題解決に向けた対策

ピーク時の電力不足対策については、これまで政府は、構造的な需給ギャップの解消を重視した対応を行ってきた。本委員会では、それに加えて、新たに以下の3点について最新の知見を活用した取組を進めていくことが肝要と判断した。

第一に、全国レベルでの節電と融通の最大活用である。これにより、需給がひっ迫する地域の需給バランスの改善だけでなく、それによる揚水発電の発電量の増加による、二重の需給改善効果が期待できる。また、関西電力管内のひっ迫した需給に対して、中西日本全体、更には全国レベルでの節電目標の共有し、広域的な対応を検討することを勧める。

第二に、毎日すべての時間帯がピーク時間帯ではない中で、価格機能によって、需要の見える化とピークに合わせた需要家による自発的な節電を可能にすることでより負担の少ない、効率的なピークカット対策を実施することができる。なお、スマートメーターを導入済みの需要家だけではなく、スマートメーターが導入前においても可能な対策を実施していくべきである。

第三に、仮にピーク時電力不足が解消したとしても、火力発電所の活用の増大に伴う国富の流出が続くことになる。このままの状態が続けば、既に2011年度には約2.3兆円もの流出が発生、2012年度には3兆円超（国民一人あたり約2.4万円）の流出が発生すると試算されており、これが電気料金値上げのリスクにつながる事となる。化石燃料の合理的な調達等の対応を進め、政府は電力コストの安易な価格転嫁を抑制していくべきである。

### 第1節 より合理的なピーク時の電力不足解消策

#### (1) 全国レベルでの節電と融通の最大活用 ～全国レベルの節電により、需要がひっ迫する地域の需給ギャップ改善に寄与

今夏の電力需給の見通しでは、電力会社毎の需給のひっ迫状況が異なっていることが明らかになった。そうした中で、全国レベルでの安定供給を確保するという観点からも、需給がひっ迫している電力会社管内のみならず、全国レベルで節電を行うことによって、融通を最大限行うことが有用である。

特に、需給がひっ迫する関西電力管内の揚水発電は、ポンプの性能と夜間のくみ上げ時間の関係で、ダムを満水にできない場合がある。この場合、朝方（7～9時）や夜（20～25時頃）の時間帯の節電あるいは電力供給により、昼の揚水発電の放水時間を短くし、夜のくみあげ時間を延ばすことがきわめて有効な対策となる。その際、当該地域だけでなく、全国レベルのその時間帯の節電を行うことは、電力需要の減少に加えて、融通を通じて、他の地域の揚水の発電量の向上が可能となり得る、いわば「二重の改善効果」が期待される（図5-1参照）。

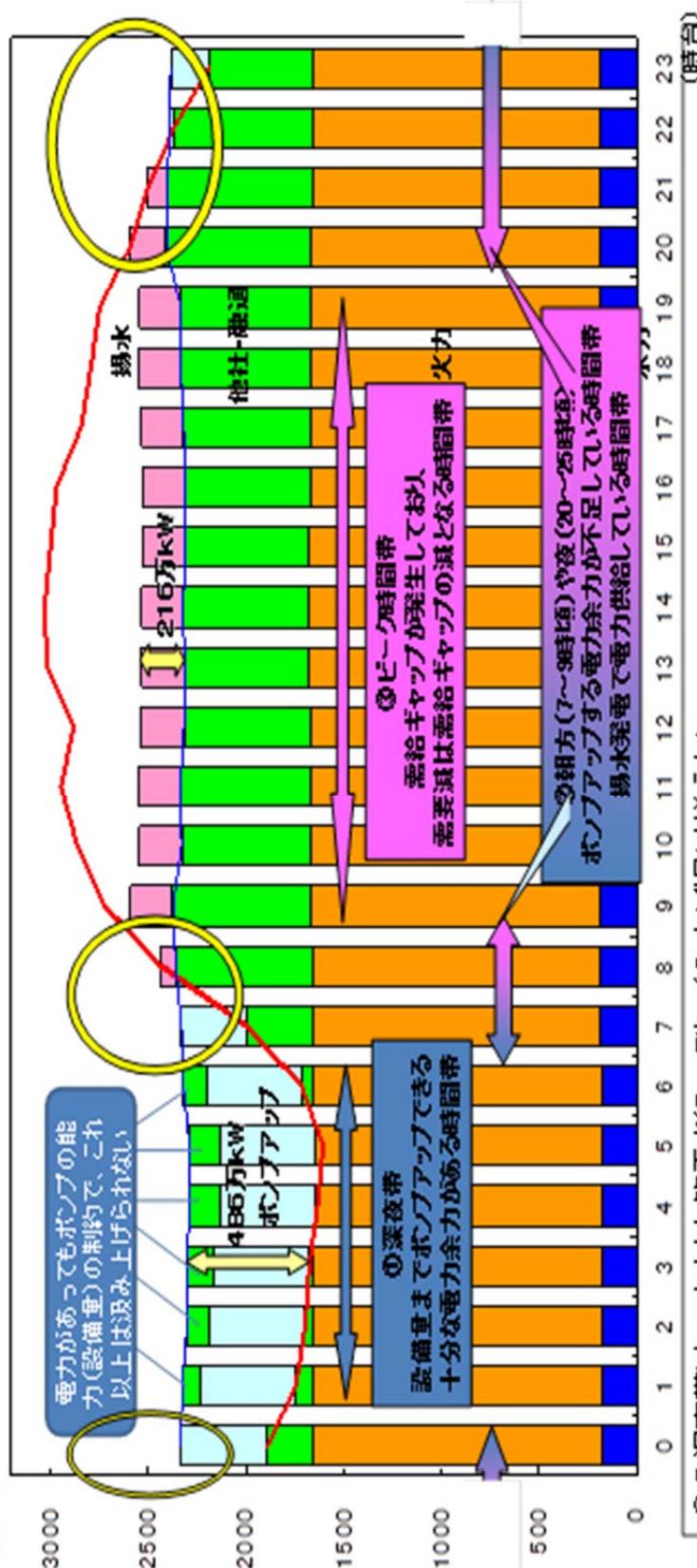
今夏は、全国レベルでも、十分な予備率が確保されている状況ではなく、各電力会社のいずれかで、発電所のトラブル等により、需給ギャップが拡大する可能性もある。かかる観点からも、需給がひっ迫する地域内だけではなく、全国レベルで、節電の目標を共有し、取り組んでいくことが、我が国における電力の安定供給の確保にとって、有効な対策といえる。

## （2）節電目標の考え方 ～目標を共有し広域で対策を推進

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関西電力や、需給がひっ迫する九州電力、北海道電力、四国電力等について、政府は早急に節電目標と対策をとりまとめるべきである。

昨夏よりも厳しい需給想定の中で、関西電力、九州電力、北海道電力、四国電力（予備率3%を考慮した場合）以外の需給については、節電を定着することにより対処可能である。しかしながら、特に関西電力管内の需給安定を確実にするために、関西電力への融通余力を極力確保する必要がある。今回のように各電力会社間での需給の状況が異なる状況下においては、個別の電力会社ではなく、全国レベルでの節電目標の共有といったような、電力会社全体としての安定供給の確保に向けた取組を検討すべきである。

図5-1 揚水の供給力改善に効果がある節電効果の時間帯(関西電力の例)



- ①の深夜帯は、これ以上節電を行っても、くみ上げ量は増えない。
- ②のピーク時間帯は、節電による需要減少、需給ギャップの減少とはなるが、揚水の供給力には影響しない。
- ③の朝方(7~9時頃)や夜(20~25時頃)については、節電による需要減少が、ポンプアップしている時間帯はくみ上げ量の増加、揚水発電している時間帯は必要発電量の減少(ピーク時間帯に発電できる量の増加)に寄与する。

以上から、揚水発電の最大活用を目指す場合、現在の開電、四国を除く各社の揚水供給力の見直しは、上部ダムは満水可能という前提となっており、これ以上の深夜電力での汲み上げは効果がない。但し、朝方(7~9時頃)や夜(20~25時頃)にいずれの地域でも、節電を行うことにより、融通も組み合わせることで、需給ひっ迫地域のピーク時の需給状況の改善効果が期待できる。これまでにピークシフトを行い、需要を昼から朝方(7~9時頃)や夜(20~25時頃)にシフトしている需要家にとってはさらなる節電を行うことは難しい。他方、朝方(7~9時頃)や夜(20~25時頃)では、需要の抑制でも、安定した供給力の増加でも、揚水の活用は進むことになる。



(3) 構造的な需給ギャップの解消 ～「エネルギー需給安定行動計画」の着実な実施。現時点でも約 400 万 kW の効果。今後も予算の前倒し執行、需給ひっ迫地域で積極的に予算活用

需給ギャップ解消に向けた対策について、まずは、11 月の「エネルギー需給安定行動計画」の検証を実施した。

上記の全国レベルでの需給把握、目標の共有を行った上で、構造的な需給ギャップ対策を迅速に推進していくことが重要である。この構造的な需給ギャップの解消対策としては、省エネ投資の拡大、省エネ製品の購入等といった節電構造への転換とともに、自家発拡大、再生可能エネルギーの拡大等の供給能力の向上の、需給両面の対策が挙げられる。

エネルギー・環境会議は、昨年 11 月 1 日に「エネルギー需給安定行動計画」をとりまとめ、約 1 割のピーク時の不足の解消のための政府や電力会社の対応策を提示した。この行動計画は、構造的な需給ギャップの解消策のパッケージであり、本委員会では、その進捗状況を検証した。

「エネルギー需給安定行動計画」で計上した 5,794 億円の予算のうち、3 月末時点で概ね 3,005 億円が執行済であり、2,224 億円が 24 年度に繰り越しを行い、執行手続きを進めている。対策の効果として 503 万 kW を見込んでいたところ、現時点では今夏に約 400 万 kW の実現が見込まれている（詳細は別紙 3 参照）。

今後も、構造的な需給ギャップの解消に向けて、24 年度に繰り越した予算の早期執行をはじめとして節電投資の支援策の前倒しで進めるとともに、規制・制度改革の推進を同時に行う等、「エネルギー需給安定行動計画」関連の施策を着実に進めていく必要がある。また、特に需給がひっ迫している関西電力管内あるいは、復興に注力しなければならない東北電力管内での積極的な予算活用による対策実施を促していく必要がある。

#### (4) 新たなピークカット対策 ～ピーク料金、ネガワット取引、卸電力取引市場等を積極的に導入・活用

需給ギャップ解消に向けた対策として、節電を促すような新しいピーク電力対策を実施すべきではないかとの指摘を検証した。具体的には、新たな需給調整契約の形態、ピークカット対応メニューの導入に加え、ピーク料金制度の導入、ネガワット取引の活用、リアルタイムの卸電力取引市場の活用等の可能性の精査を行った。

構造的な対策に加え、①日によって大きく変化するピーク需要にあわせた供給力を保有し続けるコストは相対的に高いこと、②ピーク時を避けるために常に一定の節電を求めれば、本来節電が不要な日時でも節電が強いられる といった観点から、節電を促すような新しいピーク電力対策の導入の必要性が高まっている（図5-2参照）。すなわち、価格機能によって、需要の見える化とピークに合わせた需要家による自発的な節電を可能にすることでより負担の少ないピークカット対策を実施することができる。

効果的なピーク時の電力不足解消のための対応案として、以下のような対策が有効である。

##### 【業務部門中心の継続性の高い対策】

昨年の東京において、業務部門を中心に実施された

- ・照明照度の見直し：執務室の平均的な照度を 500 ルクス程度に下げる（従来は 750 ルクス程度以上が大半）、
- ・室温 28℃を目安にした節電の徹底：共有部だけでなく、テナントエリアでも空調 28℃を徹底する（従来は 3 割→7 割の事業所に拡大）
- ・需要の見える化

等の対策によって、2011 年の東京電力管内の最大電力は、2010 年比約 18% 削減が実施された。

こうした効果的で継続性の高い対策を全国レベルで実施することは、需要家にとって負荷が小さく、すぐにできる対策として、今夏の需給ギャップの解消にとって有効である。

なお、本委員会においては、対策の実施にあたり、換気のし過ぎで熱を損失

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、そういった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】

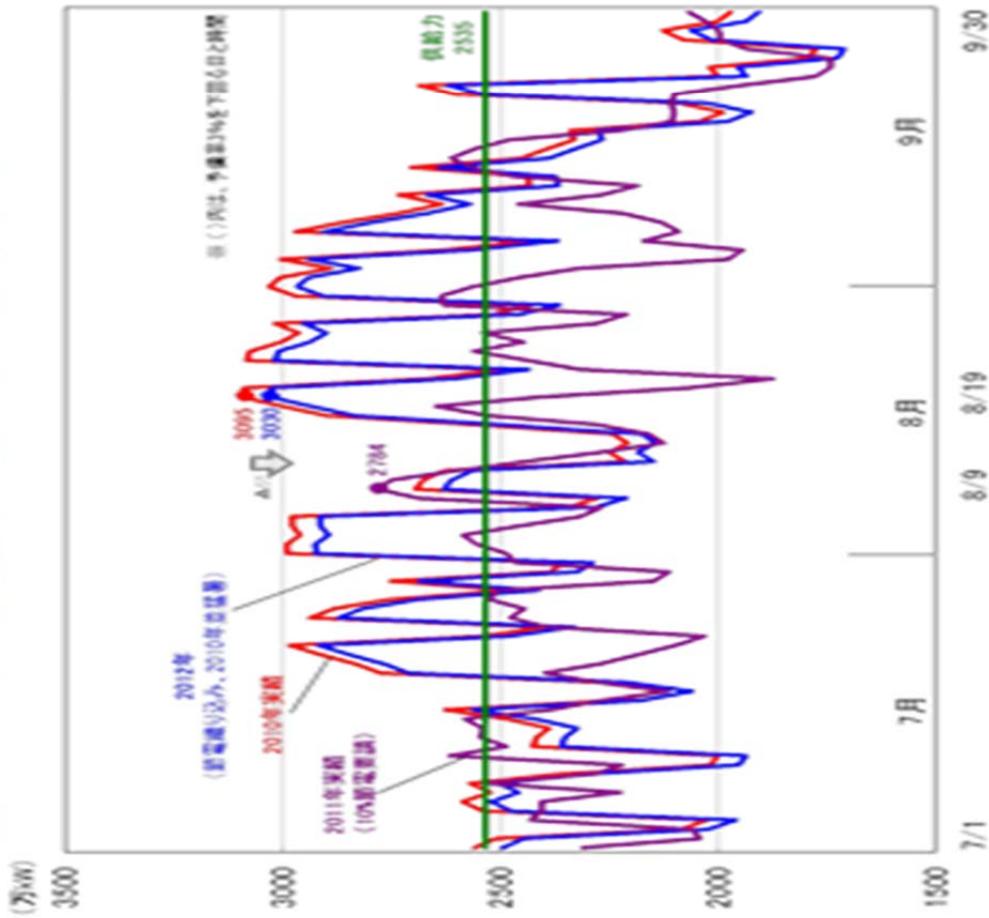
これまで、電力の需給については、もっぱら電力会社が供給力を調整することで対応がされてきた。これに対し、高電力需要時に需要家が積極的に節電に取り組むようなメカニズムを導入することで、電力需給をバランスさせる考え方が、デマンドレスポンス（DR: Demand Response、需要反応）である。

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ないとは言えないが、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）

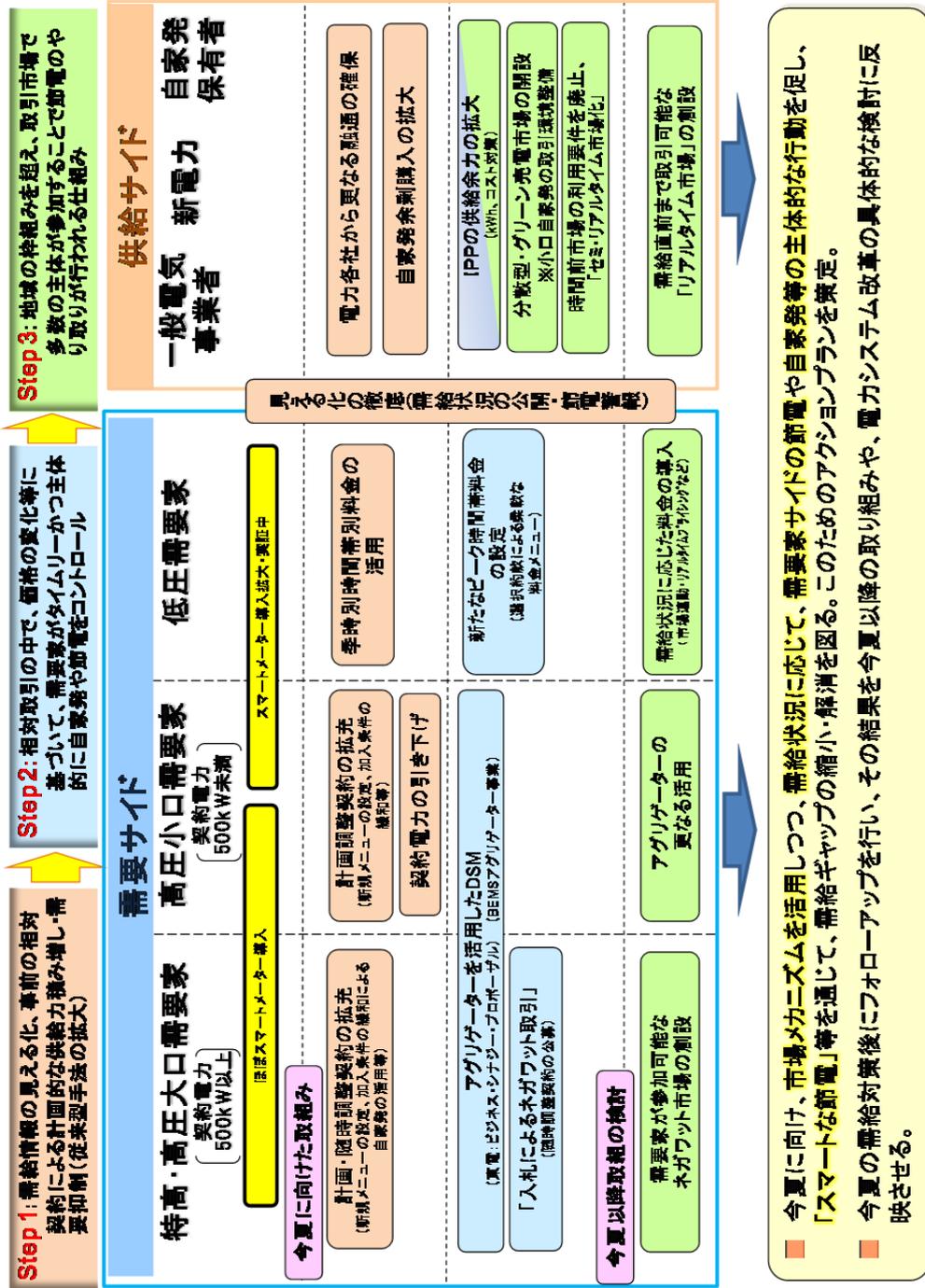
図5-2 今夏で想定している供給力と需要実績等を比較し、後者が上回ると予想される日数、時間(関西電力)



供給力2535万kWを超えた日と時間  
(カッコ内は予測率%を超えた日と時間)

ケース	7月	8月	9月
3095万kW	14日(18日)	21日(23日)	12日(12日)
2010年並 需要	100時間 (138時間)	216時間 (246時間)	108時間 (125時間)
3030万kW 需要、新電 源のみ	9日(14日) 74時間 (104時間)	20日(21日) 197時間 (218時間)	12日(12日) 87時間 (111時間)
2784万kW 2011年 10%新電源調	5日(9日) 15時間 (41時間)	12日(15日) 64時間 (103時間)	3日(5日) 11時間 (23時間)

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



## 第2節 電力コストへの影響の検証とその抑制策

需給見通しに関連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電導入、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）<sup>8</sup>。

---

<sup>8</sup>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±α	約17.9兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約6.7兆円±α	約7兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	+2.3兆円 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	+3.1兆円 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	+3.4兆円 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
燃料増が総コストに占める割合 (%)	—	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		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)(注4)	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-(G-B)-J	23年度 特別損失 等 (J)
	22年度 純損益 (A)	23年度 純資産額 (D)	24年度 純資産額 (C)	うち原変・ 別途積立金 (E)(注2)	23年度 純資産額 (D)	24年度 純損失額 (試算) (注6) (I)=F-(G-B)-J					
北海道	93	3,659	500	1,485	1,500	3,659	▲745	2,797	740	▲1,146	▲599
東北	▲331	6,970	2,600(注1)	3,324	2,300	6,970	▲2,102	4,769	1,222	▲1,542	▲260
東京	▲12,585	12,648	8,800	—	9,000	12,648	(注3) ▲6,650	(注5)5,998	—	▲10,594	
中部	758	14,856	2,500(注1)	7,060	2,000	14,856	▲946	13,447	6,114	▲274	▲172
北陸	166	3,362	800	1,275	1,100	3,362	▲66	3,197	1,209	▲322	▲44
関西	1,033	14,948	4,200	7,270	8,200	14,948	▲2,576	11,835	4,694	▲7,020	444
中国	▲30	5,358	0	2,340	900	5,358	▲13	5,146	2,327	▲697	▲216
四国	208	3,098	700	940	1,900	3,098	▲116	2,830	824	▲1,285	▲31
九州	204	9,675	2,500	5,563	4,100	9,675	▲1,749	7,667	3,814	▲3,885	536
9社計	▲10,484	74,578	22,600	29,257	31,000	74,578	▲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っているため。

(注2) 22年度末原変・別途積立金は、株主総会を反映したものの。

(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年度末純資産額は、配当前のもの。

(注5) 東京電力の23年度末純資産額は、22年度末純資産額(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かった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)。

一方、総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会において、現状の枠組みの下では、大幅な取引の増加は構造的に厳しいのではないかとの問題提起もなされており、今後、電力システム改革の議論の中で、卸電力取引市場の活性化の議論を進めていくべきである。

なお、中長期的な視点から、老朽火力のリプレースによる高効率化など、発電施設自体の見直しも検討すべきとの意見があった。

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)
修繕費・諸経費	▲3,700億円
設備投資等	▲2,300億円
主な取組の例 ○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) ○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)
修繕費・諸経費	▲5,200億円(▲1,500億円)
設備投資等	▲3,500億円(▲1,200億円)
主な取組の例 ○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) ○必要工事の厳選や仕様の見直し(四国)	

表5-7 各社のコストアップ抑制への具体的内容  
 (昨年11月のエネ環会議からの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	1兆6,429億円
①調達コスト 低減等に回 じた効率化  (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。 ・国内版の消費量増加で、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、車日本大震災による災害復旧分を除く。	・平成23年度は、緊急特別事業計画に基づき、2,513億円円の費用削減を達成見込み。	・平成23年度は、投資削減750億円、費用削減750億円、総額1,500億円削減。  ・費用で200億円の追加削減。	・平成23年度は、修繕費と諸経費で約50億円削減。	・平成23年度の効率化は以下のとおり。 投資低減:90億円 費用低減:100億円 LNGの追加調達による燃料費削減:70億円	・平成23年度は、費用で24億円、設備投資を20億円削減。  ・投資で90億円、費用で50億円、燃料費で80億円の追加削減。	・平成23年度は、費用で4億円、設備投資で20億円の追加削減。	・平成23年度の効率化については、投資で540億円、費用で240億円削減。
(11月エネ環会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。 ・国内版で約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。	・646億円の追加削減の費用削減。	・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90億円、費用で50億円、燃料費で80億円の追加削減。	・費用で4億円、設備投資で20億円の追加削減。	・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発注方式の多様化による資材調達コストの低減。 ・平成24年度は、計画段階において設備投資で90億円削減、費用で40億円削減の目標を設定し、工事の実施段階等において更なるコスト削減に努める。(4/27公表)	・社長を議長とする「経営効率化推進会議」のもと、一層の経営効率化を推進。 ・工法の見直し、工事や施策の取り止め、実施時期・内容の見直しによる工事費の抑制。 ・広告宣伝費・研究費をはじめとした諸経費全般に亘る削減、支出抑制。 ・賞与など人件費の削減。	・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 ・総与・賞与の削減 ・利用燃料転換等 ・寄付金の中止・テーマ研究の中止など、その他の削減の実行中止・見直し、附属事業営業費用の削減。 ・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。	・社内委員会において収支改善の取り組み目標を設定。 ・建設費抑制、新技術導入等による効率化。 ・サプライチェーンの全体最適化。 ・燃料調達の価格交渉における工夫や輸送効率の向上。	これまでの取組を継続し、さらなる効率化に全社で取り組む。 ・新技術・新工法の導入、設備仕様の見直し等による効率化。 ・経済性に配慮した燃料調達。	これまでの効率化の取り組み(設備投資・修繕工事の効率化、従業員数の削減、SCM活動等)に加え、目標額を設定し、施策の中止・規模縮小等の費用低減を実施。 ・経済性に配慮した燃料調達。 ・平成24年度は、請負・資機材等の調達コスト低減や工事・施策の内容を見直し、LNGの追加調達による燃料費の削減などにより、200億円程度(設備投資・費用計)の効率化を計画。	〈費用〉 ・必要工事の厳選や仕様の見直しの削減。 ・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)。 ・その他諸経費の削減。  〈設備投資〉 ・必要工事の厳選や仕様の見直し。	・平成23年度は、計画の中止・繰延べ、規模縮小などを実施。 ・平成24年度は、「緊急経営対策」として、徹底した当面の繰延べなどの短期的対策を含むコスト削減を計画。 ・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）

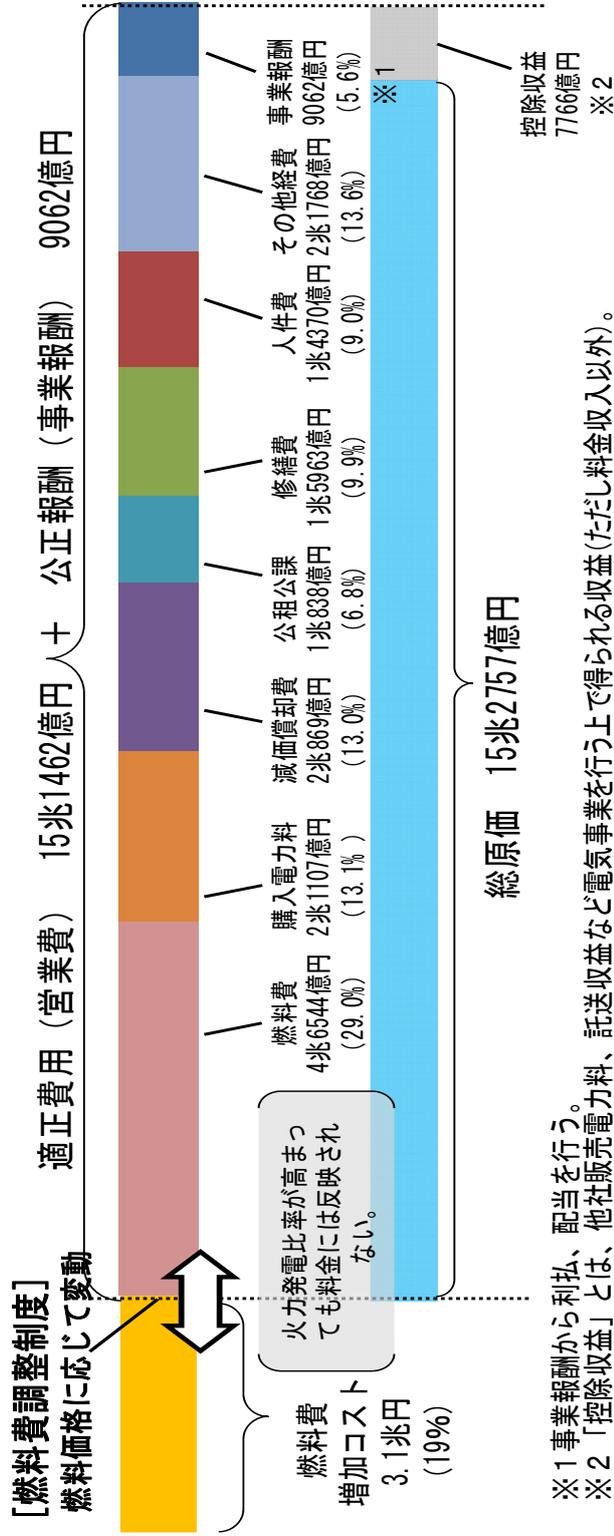
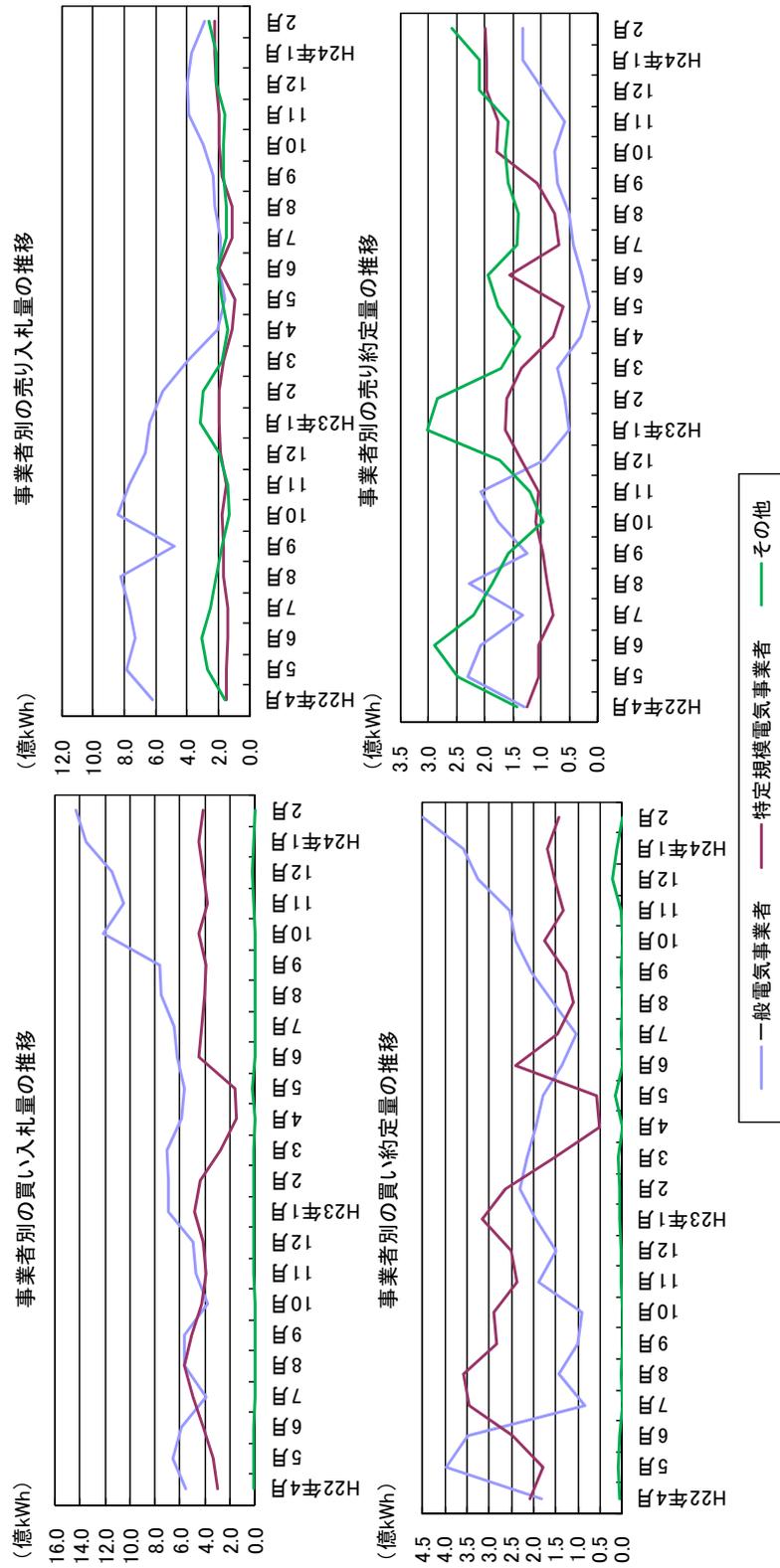


図5-9 卸電力取引所の活用状況



## 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、安易な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
	笹俣 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

(別紙2)

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)	一昨年夏実績(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回エネ環会議)	11月1日 時点 (第4回エネ環会議)	4月23日 時点 (新回線検証委員会)	今回		
原子力	3483	1177	0	0	0	0		
火力	12542	12511	13202	13515	13783	13783		
うち常設されている火力	12398	12019	12583	12649	12891	12891	○定期検査の繰り延べ、前倒し、短縮等を定めてくる限り実施。 ○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%程度の出力低下を繰り込む必要がある。 ○試運転は、出力の急激な変動や高効率な立ち上げなどを試行するものであり、安定した供給力として計上することは困難。	
うち長期停止火力の再稼働	-	168	190	273	273	273	○再稼働までに時間を要する長期停止火力	
うち緊急設置電源	-	87	264	308	318	318		
うち自家発電買取	144	237	165	285	301	301	○送電網に接続済みの規模のある自家発電は最大限活用 ○卸市場におけるピーク対応型の価格での買い取りの活用等に留意する必要。 ○安定的に見込め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。	
水力	1367	1380	1295	1251	1270	1270		
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留意が必要 *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	
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、従来の需要想定に繰り込んでおり、新たな需要減は増分のみ) *最大10%程度については、電力会社の供給力として見込む。	
融通	0	65	0	0	0	0		
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 (①、②、③加味)	17987	15661	17954	17964	17091	17076	○2010年最大需要に節電効果、景気影響等を加味して算出。	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	17006		
①経済影響等	-	-	-	-	243	243		
②定着節電	-	-	-	-	▲1063	▲1078	○2011年の需要減少のうち、経済影響と気温影響を除外したものを2011年の節電効果とし、そこから「定着している分」を算出。	
③その他(注2)	-	-	-	-	▲76	▲76		
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲70	○随時調整契約は、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) (①、②、③加味)	1530 8.5%	1479 9.4%	▲1656 ▲9.2%	(※)▲1261 ▲7.0%	▲67 ▲0.4%	▲45 ▲0.3%	○通常必要とされる7~8%の予備率から、気温上昇を除いた4~5%の予備率を残した上で融通を実施。需要期が近づいた段階で3%超分の融通量を段階的に見直し。	
要需ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	▲12.2%	-	▲3.4%	▲3.3%		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	25 0.1%		
要需ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	▲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早めれば、▲36(▲0.2%)となる。  
(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1)四捨五入の関係で、合計等が含まない場合がある。(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等を前提とした場合は、9電力会社で▲0.7%、東日本で▲4.2%、中西日本▲4.5%の可能性あり。  
(注2)経済影響等、定着節電については上成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。

# 東日本 3社

(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)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	1527	470	0	0	0	0
火力	5701	5536	6049	6233	6277	6277
うち常設されている 火力	5653	5165	5585	5645	5660	5660
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	120	120	120	120
うち緊急設置源	-	87	264	308	315	315
うち自家発電取	48	164	80	160	182	182
水力	599	527	555	513	518	518
揚水	926	754	554	906	951	951
地熱・太陽光	13	14	30	24	23	23
融通	0	65	0	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲36	▲36	▲38	▲38
<b>供給力 計</b>	<b>8728</b>	<b>7321</b>	<b>7152</b>	<b>7640</b>	<b>7731</b>	<b>7731</b>

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	8062	6653	7986	7996	7454	7454
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	(7436)
①経済影響等	-	-	-	-	172	172
②定着節電	-	-	-	-	▲674	▲674
③その他(注2)	-	-	-	-	▲106	▲106
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲18
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	▲834 (▲10.4%)	▲356 (▲4.4%)	276 (3.7%)	276 (3.7%)
<b>夏解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.3%	7.0%	▲13.4%	▲7.4%	0.7%	0.7%
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	294 (4.0%)
<b>夏解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-	1.0%

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。

# 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)	今夏			
			7月29日時点 (第2回工不環会議)	11月1日時点 (第4回工不環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	210	94	0	0	0	0
火力	357	398	369	369	385	385
うち常設されている 火力(注1)	357	398	369	369	370	370
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置源	-	0	0	0	7	7
うち自家発電取	0	0	0	0	8	(注6)8
水力	79	93	70	70	72	(注2)72
揚水	25	29	35	35	30	(注3)30
地熱・太陽光	1	1	0	0	0	0
融通	0	▲57	0	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	▲1	▲1	▲3	▲3
<b>供給力計</b>	658	558	474	473	485	485
<b>融通前供給力計</b>	(658)	(615)	(474)	(473)	(485)	(485)
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	506	485	506	506	500	500
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(494)	(494)
①経済影響等	-	-	-	-	9	9
②定着節電	-	-	-	-	▲14	▲14
③その他(注7)	-	-	-	-	▲1	▲1
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲6
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	▲32 (▲6.4%)	▲33 (▲6.6%)	▲16 (▲3.1%)	▲16 (▲3.1%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	26.9%	11.9%	▲9.4%	▲9.6%	▲6.1%	▲6.1%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	▲10 (▲1.9%)	▲10 (▲1.9%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	▲4.9%	▲4.9%

2010年ベースとの比較

(注1) 苫東厚真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プ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けの補修作業による停止に伴う減。  
(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31日、昨年:9月16日)における実績。  
(注5) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。  
(注6) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の抜き差しによる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。

# 東北電力

(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回工不環会議)	11月1日時点 (第4回工不環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	247	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,225	1,235	1,252	1,252
うち常設されている 火力(注1)	1,194	912	1,090	1,099	1,101	1,101
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	35	35	35
うち緊急設置源	-	0	87	87	87	87
うち自家発電取	0	25	13	14	(注7)29	(注7)29
水力	185	(注2)120	169	(注2)(注3)144	(注2)(注3)144	(注2)(注3)144
揚水	69	(注2)25	69	71	71	71
地熱・太陽光・蓄電	12	13	29	24	(注4)16	(注4)16
融通	0	162	0	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲7	▲7	▲7
供給力計	1,658	1,303	1,485	1,462	1,475	1,475
融通前供給力計	(1,658)	(1,141)	(1,485)	(1,462)	(1,475)	(1,475)
需要想定 (①、②、③加味)	1,557	1,246	1,480	1,490	1,434	1,434
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	(1,422)
①経済影響等	-	-	-	-	22	22
②定着節電	-	-	-	-	▲50	▲50
③その他(注8)	-	-	-	-	▲95	▲95
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲12
需給ギャップ (予備率)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	5 (0.3%)	▲28 (▲1.9%)	41 (2.9%)	41 (2.9%)
要需消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	▲2.7%	▲4.9%	▲0.1%	▲0.1%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	53 (3.8%)
要需消ギャップ 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)トランプ原因究明中のNAS電池の導入取りやめによる減。

(注5)一昨夏夏、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6)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

(注7)自家発電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(▲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(H1)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回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	1,070	376	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,455	4,629	4,640
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,126	4,177	4,189
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	85	85	85
うち緊急設置源	-	87	177	221	221
うち自家発電取	48	139	67	146	145
水力	335	314	316	(注2)305	(注2)302
揚水(注1)	832	700	450	800	850
地熱・太陽光	0	0	0	0	7
融通	0	▲40	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲28	▲28	▲28
<b>供給力計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,193</b>	<b>5,706</b>	<b>5,771</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,193)</b>	<b>(5,706)</b>	<b>(5,771)</b>
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	5,999	4,922	6,000	6,000	5,520
<b>需要想定</b> (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)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	▲807 (▲13.5%)	▲294 (▲4.9%)	251 (4.5%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	3.9%	7.9%	▲16.5%	▲7.9%	1.5%
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	-	-	-	-	-
(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 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) 四捨五入の關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)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	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 火力の再稼働	-	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
<b>供給力 計</b>	<b>10790</b>	<b>9820</b>	<b>9145</b>	<b>9063</b>	<b>9294</b>	<b>9301</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	9925	9008	9968	9968	9637	9622
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	(9570)
①経済影響等	-	-	-	-	71	71
②定着前電	-	-	-	-	▲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
<b>需給ギャップ (予備率)</b>	854 (8.7%)	811 (9.0%)	▲823 (▲8.3%)	▲905 (▲9.1%)	▲343 (▲3.6%)	▲321 (▲3.3%)
<b>要需ギャップ 3%控除予備率</b>	5.7%	6.0%	▲11.3%	▲12.1%	▲6.6%	▲6.3%
<b>需給ギャップ (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	▲269 (▲2.8%)
<b>要需ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	▲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、定着前電については上位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回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	274	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,179	2,179	2,342	2,342
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,131	2,131	2,294	2,294
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	48	48	48	48
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電取	0	0	0	0	(注1)0	(注1)0
水力	147	176	143	143	(注2)143	(注2)143
揚水(注3)	411	399	400	400	(注4)399	(注4)399
地熱・太陽光	0	0	0	0	8	8
融通	0	0	0	0	▲100	▲100
新電力への供給等	32	5	28	▲6	▲7	▲7
<b>供給力計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,750</b>	<b>2,716</b>	<b>2,785</b>	<b>2,785</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,750)</b>	<b>(2,716)</b>	<b>(2,885)</b>	<b>(2,885)</b>

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	2,709	2,520	2,709	2,709	2,648	2,648
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	29	29
②定着節電	-	-	-	-	▲97	▲97
③その他(注7)	-	-	-	-	7	7
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-

<b>需給ギャップ</b> (予備率)	278	278	41	7	137	137
(①、②、③加味)	(10.3%)	(11.0%)	(1.5%)	(0.3%)	(5.2%)	(5.2%)
<b>要需ギャップ</b> 3%控除予備率	7.3%	8.0%	▲1.5%	▲2.7%	2.2%	2.2%
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	-	-	-	-	-	-
(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
<b>要需ギャップ</b> 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、自家発電の残基値による需要抑制を要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於いて、揚水供給力は増減する。
- (注4) ピーク需要減少に伴い、負荷率改善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、夏季節最大電力発生日(一昨年:8月24日、昨年:8月10日)における実績。
- (注6) 四捨五入の關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 (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回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	838	337	0	0	0	0
火力	1,680	1,754	1,854	1,925	1,923	1,923
うち常設されている 火力	1589	1699	1779	1780	1787	1787
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	0	45	45	45
うち緊急設置源	-	0	0	0	2	2
うち自家発電取	91	55	75	100	(注1)89	(注1)89
水力	232	273	238	236	(注2)254	(注2)254
揚水(注3)	447	465	395	(注4)187	232	239
地熱・太陽光	0	0	0	0	5	5
融通	0	76	0	0	110	110
新電力への供給等(注5)	74	41	47	6	11	11
<b>供給力計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,533</b>	<b>2,535</b>	<b>2,535</b>	<b>2,542</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,533)</b>	<b>(2,535)</b>	<b>(2,425)</b>	<b>(2,432)</b>
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	3,095	2,784	3,138	3,030	3,015	3,015
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(2,987)	(2,987)
①経済影響等	-	-	-	-	14	14
②定着節電	-	-	-	-	▲102	▲117
③その他(注8)	-	-	-	-	23	23
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲28
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	▲605 (▲19.3%)	▲785 (▲25.0%)	▲495 (▲16.3%)	▲473 (▲15.7%)
<b>夏解消ギャップ</b> 3%控除予備率	2.7%	2.9%	▲22.3%	▲28.0%	▲19.3%	▲18.7%
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	-	-	-	-	-	▲445 (▲14.9%)
(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	▲17.9%
<b>夏解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-	▲17.9%

2010年ベースとの比較

(注1) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の突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側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) 7/29時点の見直しでは、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、関西管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。  
(注6) 一昨年夏、関西管内は、夏季最大電力発生日(一昨年: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)	今夏		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	162	0	0	0	0
火力	435	438	435	435	438
うち常設されている火力	435	436	435	435	436
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置源	-	0	0	0	0
うち自家発電取	0	2	0	0	(注5)2
水力	152	159	140	140	(注1)(注2)136
揚水	11	11	11	11	11
地熱・太陽光	0	0	0	0	0.4
融通	▲20	▲1	0	0	▲6
新電力への供給等	▲78	▲7	▲21	▲1	▲1
供給力計	662	600	565	565	578
融通前供給力計	(682)	(601)	(565)	(584)	(584)

需要想定 (①、②、③加味)	573	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%)
夏需減ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	▲4.5%	▲1.0%	0.6%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-
夏需減ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

2010年ベースとの比較

- (注1) 五条発電所・片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った下位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) 四倍五人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 (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回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	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	1,034	986	1,023	1,063	1,070	1,070
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	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	0	0
水力	56	51	49	49	49	(注1)0 (注2)49
揚水(注3)	124	148	162	162	165	165
地熱・太陽光	0	0	0	0	0	4
融通	20	▲72	0	0	▲49	▲49
新電力への供給等	32	▲9	0	0	▲3	▲3
<b>供給力計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,234</b>	<b>1,274</b>	<b>1,235</b>	<b>1,235</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,234)</b>	<b>(1,274)</b>	<b>(1,284)</b>	<b>(1,284)</b>
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,201	1,201	1,182	1,182
<b>需要想定</b> (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)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	33 (2.7%)	73 (6.1%)	53 (4.5%)	53 (4.5%)
<b>要解凍ギャップ</b> 3%控除予備率	2.9%	6.7%	▲0.3%	3.1%	1.5%	1.5%
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	-	-	-	-	-	-
<b>要解凍ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

## 2010年ベースとの比較

- (注1) 自家発電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) 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) 四捨五入の關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。

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

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)系統のつながりの関係で、管内の送電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。

# 九州電力

(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回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	478	176	0	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,178	1,228	1,245	1,245
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,178	1,178	1,191	1,191
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	0	38	38	38
うち緊急設置源	-	0	0	0	1	1
うち自家発電取	0	0	0	12	(注6)15	(注6)15
水力	117	125	110	110	(注1)110	(注1)110
揚水(注2)	170	230	230	230	(注3)150	(注3)150
地熱・太陽光	17	16	17	17	23	23
融通	0	0	0	0	45	45
新電力への供給等	▲2	▲2	0	4	2	2
供給力計	1,895 (1,895)	1,671 (1,671)	1,534 (1,534)	1,588 (1,588)	1,574 (1,529)	1,574 (1,529)
融通前供給力計	1,750	1,544	1,750	1,750	1,634	1,634
需要想定 (①、②、③加味)	-	-	-	-	-	(1,610)
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	15	15
①経済影響等	-	-	-	-	▲123	▲123
②定着節電	-	-	-	-	▲8	▲8
③その他(注7)	-	-	-	-	-	▲24
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	▲216 (▲12.3%)	▲162 (▲9.3%)	▲60 (▲3.7%)	▲60 (▲3.7%)
要需消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	▲15.3%	▲12.3%	▲6.7%	▲6.7%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	▲36 (▲2.2%)
①、②、③、④加味	-	-	-	-	-	▲5.2%
要需消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

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於いて、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慮せず。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(▲111万kW)。  
(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。

# 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<sup>※</sup>。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、順次執行を進めており、HEMS/BEMSなどの事業も実施に移りつつある。

○さらに、政府は、繰越した23年度補正予算の活用を促し、更なる効果の積み増しを目指す。

需要家による省エネ投資の促進	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	11月1日計画 ピーク効果	23年度末時点 ピーク効果
●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
<b>合計</b>	<b>2493億円 (100%)</b>	<b>1619億円 (65%)</b>	<b>712億円 (29%)</b>	<b>270 万kW (予算部分102万kW)</b>	<b>196万kW (予算部分 28万kW)</b>

多様な主体が参加した供給力増強支援	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	11月1日計画 ピーク効果	23年度末時点 ピーク効果
●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
<b>合計</b>	<b>3301 億円 (100%)</b>	<b>1467億円 (44%)</b>	<b>1512億円 (46%)</b>	<b>233 万kW (予算部分125万kW)</b>	<b>203万kW (予算部分95万kW)</b>

エネルギー需給行動計画全体	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	11月1日計画 ピーク効果	23年度末時点 ピーク効果
	5794億円 (100%)	3086億円 (53%)	2224億円 (38%)	503万kW (予算分227万kW)	399万kW (予算分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今夏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。
- ③23年度末に繰越されなかった不利用、実際には予算額以下で事業を実施できた場合の確定減などが一部生じている。

## 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の導入補助は未だ執行実績がなく、今後予算繰越分の活用による導入を促すことが重要。

需要家による省エネ投資の促進	電力会社別執行額(億円)											繰越額(億円)	
	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		執行額計
○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	52.4	1.4
○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	1559.6	199.1
○スマートターターと連携した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	300.0
○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	210.0
○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	6.9	1.3
<b>合計</b>	<b>49.4</b>	<b>109.3</b>	<b>686.3</b>	<b>180.4</b>	<b>30.5</b>	<b>226.5</b>	<b>76.6</b>	<b>30.7</b>	<b>107.2</b>	<b>15.9</b>	<b>106.0</b>	<b>1618.9</b>	<b>711.9</b>
多様な主体が参加した供給力増強支援	電力会社別執行額(億円)											繰越額(億円)	
	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		執行額計
○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	890.6	11.2
○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	361.9	1159.0
○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	117.9	262.9
○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	96.8	78.8
<b>合計</b>	<b>20.7</b>	<b>813.6</b>	<b>307.3</b>	<b>89.6</b>	<b>10.3</b>	<b>78.1</b>	<b>36.0</b>	<b>18.4</b>	<b>83.9</b>	<b>6.9</b>	<b>0.0</b>	<b>1467.2</b>	<b>1511.9</b>
エネルギー需給安定化計画合計	電力会社別執行額(億円)											繰越額(億円)	
	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	執行額計	
	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)の設置募集を開始。

HEMSについては、2月24日に「エコネットライト」を標準規格に決定し、4月10日から規格を満たす対象機器の登録を開始、4月19日からはHEMSを導入する消費者の補助申請を開始。

※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両立を阻うべく、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ったため、執行額に対して効果が小さくなっている。
- 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kW)											効果計
	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	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	
○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kW)											効果計
	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	
○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kW)												
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	効果計
	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)
- ② 1920.6億円の内数(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、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
新エネルギー等導入加速化支援対策補助金	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で普及を促進し、エネルギー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う。	15億円
ガスコージ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ジ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ジ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・事業者向けエコリソース促進事業	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る事業者が、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
災害等非常時にも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おいても必要な機能などを保持するに必要なエネルギーを再生可能エネルギー・蓄電池によ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。また電力回収装置付トランスファー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う。	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
病院等へのコージェネレ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ジェネレ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応する浮体式について、環境省が平成22年度事業で実証事業実施候補海域として選定した長崎県五島市杵島周辺において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削減ポテンシャル診断・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削減ポテンシャル診断を実施し、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・中規模それ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/t-CO2](補助額/温室効果ガス削減約束量)の小さい事業から順番に予算額まで採択(リバースオークション方式)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-VÉR)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-VÉR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への支援を行い、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や蓄電池、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。	1,399億円 の内数
木質バイオマス関連施設の整備	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。	95億円
合計		95億円 +1419.6億円の内数

## ＜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、建築物省エネルギー削減事業) 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 住宅・建築物の省CO2の実現性に資する優れたリーディングプロジェクトに対し支援。 ②建築物省エネ改修推進事業 エネルギー消費量が建築全体で10%以上削減される建築物の省エネ性能の向上に資するプロジェクトに対し支援。 ③住宅のゼロ・エネルギー化推進事業 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・エネルギー住宅の取組みに対する支援。	173.1億円
合計		173.1億円