

前回委員会におけるご指摘事項への回答

委員会におけるご指摘事項と回答①

ご指摘	回答案
○計画外停止やバランス停止火力の定格出力(前回資料別添5)を各社個表(前回資料別添3)でも明記し、充実を図ること。	報告書別紙2を参照。
○太陽光発電や風力発電実績が平時でも供給力として見込めると誤解を受ける可能性があるため、注釈を記載。 ・この日はたまたまで事前に計上できない。 ・再生可能エネルギー推進の観点から意味がないという意味合いはダメ。 ・需給検証委員会では「0」計上した理由(KW価値としては見込めない)旨を明記。	報告書を参照。
○関西電力における季時別電灯メニューの工夫・改善を検討すべき	報告書を参照。
○北海道電力管内の計画外停止リスクの定量化(前回資料別添8)だけではなく、その対策も整理。	報告書を参照。
○全ての資料に単位(例えば、万kW)を記載。	報告書を参照。
○風力の連系可能量等、中長期的な課題も報告書で記載。	報告書を参照。
○供給力対策コストだけではなく、実際に生じた需要抑制コストも示す。	別添1を参照。

委員会におけるご指摘事項と回答②

ご指摘	回答案
<p>○他社購入分のコストも明記すべき。</p>	<p>平成23年度の一般電気事業者9社の他社購入電源費、他社購入送電費及び他社受電電力量は以下の通り。(なお一般電気事業者間の取引は、財務上、地帯間購入電源費及び地帯間購入送電費として計上されており、他社受電電力量の9社合計値では、一般電気事業者間の融通は相殺されるため、他社購入電源費、他社購入送電費及び他社受電電力量には含まれない。)</p> <p>平成23年度 他社購入電源費及び 他社購入送電費(9社合計):1.96[兆円] 【出典:各社有価証券報告書】</p> <p>平成23年度 他社受電電力量(9社合計):1,672[億kWh] 【出典:電力調査統計】</p> <p>また、他社受電電力量の単価について、上記データから試算すると以下の通り。</p> <p>平成23年度 他社受電電力単価:11.71[円/kWh]</p> <p>これは火力発電の焚き増しによる燃料費試算に用いた火力の燃料費単価とほぼ同程度。</p>
<p>○中長期的な火力の電源開発についても報告書で記載すべき。</p>	<p>報告書を参照。</p>
<p>○大飯は暫定基準での再稼働であるため、動かない場合を想定した、今冬のリスク管理はどうなっているのか。</p>	<p>別添2を参照。</p>
<p>○料金について記載するのであれば、財務と料金は直接結びつかないことを記載すべき。 ・検証委員会のマニフェスト外として一切整理しないのも一つ。</p>	<p>料金関係は報告書には整理しない。</p>

委員会におけるご指摘事項と回答②

ご指摘	回答案
<p>○火力発電所の設備利用率上昇に伴う、CO₂、SO_x、NO_x排出量の増加量。</p>	<p>平成24年度の火力焚き増しによるCO₂排出量については以下の通り試算。</p> <p>石炭火力：153[億kWh] × 0.82[kg-CO₂/kWh] = 1,252[万t-CO₂] 石油火力：1,209[億kWh] × 0.66[kg-CO₂/kWh] = 7,977[万t-CO₂] LNG火力：1231[億kWh] × 0.40[kg-CO₂/kWh] = 4,924[万t-CO₂] 合計：1.42[億t-CO₂] (火力発電の排出係数は電力中央研究所報告書を参照。)</p> <p>これは、一般電気事業者9社の平成22年度CO₂排出量(3.67億t-CO₂)の約4割に相当。</p> <p>また、一般電気事業者9社のSO_x、NO_xの22年度、23年度排出量について、各社CSRレポート等の情報をまとめると以下の通り。24年度については原子力発電所の停止に伴う焚き増し分の電力量が23年度の2102kWhから2,592億kWhに増加するため、排出量も増加する可能性あり。</p> <p>硫黄酸化物(SO_x)排出量：平成22年度 7.6[万t] 平成23年度 11.52[万t](前年比 51.6%増) 窒素酸化物(NO_x)排出量：平成22年度 10.78[万t] 平成23年度 14.3[万t](前年比 32.7%増)</p>
<p>○節電kWhの増加による需要電力量減少に伴う、コスト減少分。</p>	<p>平成22年度と平成23年度の総供給電力量を比較した場合、9電力合計で約501.7[億kWh](発電端)減少。仮に、この電力量の減少分が節電による総供給電力量の減少分であると仮定し、さらに石炭火力以外の火力発電の稼働減のみに影響し、稼働減となった火力発電の電源構成は、原子力の停止による石炭火力を除く火力発電の稼働増と同じであると仮定した場合、電力量の減少による燃料コスト減少額は以下の通り。</p> <p>石油、LNG火力の稼働減による燃料コスト減少額：約7,000[億円] (内訳) 平成22年度 供給電力量実績(9社計)：9,790.64[億kWh] 平成23年度 供給電力量実績(9社計)：9,288.98[億kWh](前年比501.7[億kWh]減) 【出典：電力調査統計】</p> <p>原発代替の火力電源構成(石炭除く) 石油火力増分：LNG火力増分 = 1,209：1,231 1：1 石油火力：17[円/kWh] × 501.7[億kWh] × 1/2 4,260[億円] LNG火力：11[円/kWh] × 501.7[億kWh] × 1/2 2,760[億円]</p> <p>ただし、販売電力量の減少に伴い、燃料コストが約7000億円減少する一方で、その分料金収入も減少するため、一般電気事業者の損失が7000億円減少するわけではない。なお、第8回需給検証委員会の資料3で示したように、原子力発電が停止していなければ、上記に加えて、さらに3.2兆円の国富の流出が避けられたこととなる。</p>
<p>○再生可能エネルギー買取と火力の焚き増しによるコスト増との比較。</p>	<p>・別添3を参照。</p>

委員からの追加ご指摘事項と回答

ご指摘	回答案														
<p><以下、大島委員からの追加指摘事項①></p>															
<p>1. 節電実績や今後の意向に関するアンケートについての要望</p>															
<p>1) アンケートの質問項目や構造、手法は現状、電力各社バラバラのようです。節電や電力消費の実態把握は、今後も長期にわたって精緻なデータ積み上げが必要です。国家戦略室または経産省において、各社間で比較可能なアンケートを整備することを求めます。これは来夏以降の中長期的な分析をするうえでも非常に重要です。</p>	<p>・御指摘を踏まえ、政府及び電力会社のアンケート項目のうち節電の継続可能性に関する部分について内容を統一する必要性について報告書に記載。</p>														
<p>2) 第8回資料1の48ページからある「アンケート調査票本体」は印刷物を粗い画像データにしたものと思われます。すべてデジタルデータでお持ちとしますので、鮮明に読み取り可能なデジタルデータでご提示いただきますよう、お願いします。</p>	<p>・可能な限り、鮮明なデジタルデータを国家戦略室のHPで提供。</p>														
<p>2. 北海道のリスク発生時の対処策に関する質問</p>															
<p>1) 第8回資料3-2の25ページで説明されているリスク発生時の予備率に関し、昨年度起こった最大96万kWの停止は無視できない数値と考えます。万一これが起こったとしてどうするのか、3%の予備率が確保するための具体的施策を北海道電力内で計画されていると思いますので、計画を具体的に提示し、ご説明ください。現状では、リスクがあると述べているだけで、これでは検証不可能です。</p>	<p>・96万kW計画外停止時には、北本連系線を通じた受電や随時調整契約の発動を行っても、予備率が▲0.4%となる。予備率3%確保に必要な需要抑制量は18万kWとなるが、更なる節電やネガワットの積み上げなどの対策については、今後政府として検討し、電力需給に関する検討会合・エネルギー・環境会議合同会議にて決定予定。</p> <table border="1" data-bbox="1182 1129 2011 1390"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: right;">(万kW)</th> </tr> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">2月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>供給力</td> <td style="text-align: center;">596</td> </tr> <tr> <td>最大電力想定</td> <td style="text-align: center;">563</td> </tr> <tr> <td>供給-需要(予備率)</td> <td style="text-align: center;">33(5.8%)</td> </tr> <tr> <td>96万kW脱落時の予備率</td> <td style="text-align: center;">▲0.4%</td> </tr> <tr> <td>予備率3%確保に必要な需要抑制量</td> <td style="text-align: center;">18</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">北本連系線(56万kW)と随時調整契約(5万kW)込み</p>		(万kW)		2月	供給力	596	最大電力想定	563	供給-需要(予備率)	33(5.8%)	96万kW脱落時の予備率	▲0.4%	予備率3%確保に必要な需要抑制量	18
	(万kW)														
	2月														
供給力	596														
最大電力想定	563														
供給-需要(予備率)	33(5.8%)														
96万kW脱落時の予備率	▲0.4%														
予備率3%確保に必要な需要抑制量	18														

委員からの追加ご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
-----	-----

3. 第8回資料事務局回答(資料3-3)に対する再質問と要望

1)4行目、回答では、揚水発電所の今冬の発電計画予定と過去実績の表が掲載されています。ここで、単位がGWhとなっています。これは正しいでしょうか。正否いずれにしましても、kWでお示しいただきますよう、お願いします。北電による報告徴収では、揚水発電所供給力として、1月は39万kW、2月は34万kWが見込まれています。

・kWは最大使用時の実績を示すものであるため、利用実績を示すにはkWh(GWh)で示すのが妥当と考えたが、過去3年分の最大需要日における揚水発電供給力は、以下の通り。
(万kW)

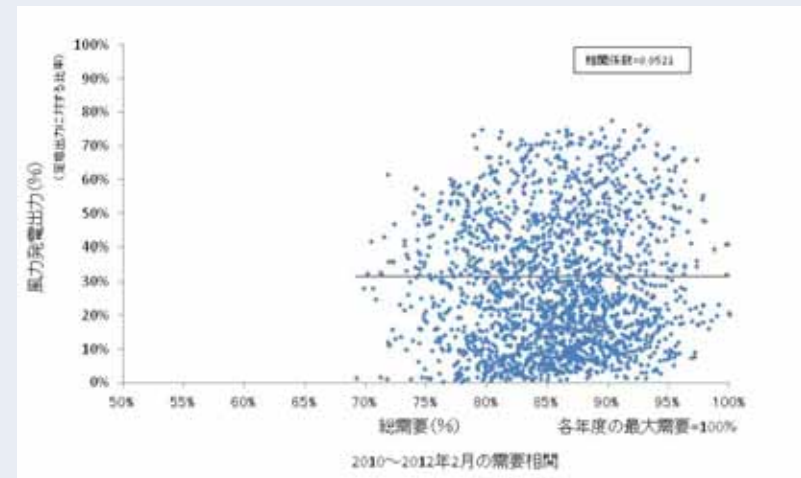
		12月	1月	2月	3月
2010年度(実績)	発電	36	39	26	21
2011年度(実績)	発電	34	30	26	23
2012年度(計画)	発電	40	39	34	28

2)4行目、回答では、「今冬は供給電力量(KWh)を確保する必要があることから、エネルギーロスとなる揚水運転(汲み上げ)を行う予定はない。」とあります。例えば上記の2-1)への対処策として、非ピーク時に他社から電力融通を受け、汲み上げを行うならば、2月の揚水供給力は、1月並みに39万kWと見込むことが可能なのではないのでしょうか。この点について制約があれば、お示し下さい。

・北海道電力の揚水発電所は混合揚水であり、上池に大きな貯水池を保有している。2月は春の融雪に備え、上池ダム運用水位を低下させるため、1月並の39万kWを見込むことはできず、34万kWとなる。

3)②の2行目、風力発電に関し、1日単位の1ヶ月間の出力の表が掲載されています。春に行われた需給検証委員会第1回委員会資料4の15ページでは、総需要と風力発電出力(%)の需要相関が示されました。これと同じものを北海道電力うについて示して下さい。ただし、第1回委員会資料4が8月の需要相関であるのに対して、今回求めているのは、北海道の(2010~2012年の)2月(冬期ピーク需要)の需要相関であることにご留意下さい。

・2010~2012年2月の風力発電出力と需要の相関図は以下のとおり。高需要発生時にも低出力が頻出。



委員からの追加ご指摘事項と回答

ご指摘

4)③の2行目、北本連系線の送電実績に関して、当方の質問がわかりにくくして申し訳ありませんでしたが、可能であれば、2009年以降、2012年9月までの、月別への送電実績(kW)をすべてお示し下さい。

回答案

・東北→北海道方向の送電電力の実績(月別平均値及び月別最大値)は以下のとおり。

北本連系設備受電電力(月別平均値) [単位:万kW]

月	2012年	2011年	2010年	2009年
4月	0.2	0.0	0.0	0.0
5月	2.3	0.0	0.0	0.0
6月	7.5	0.0	0.0	0.0
7月	10.3	0.1	0.0	0.0
8月	7.7	0.2	0.0	0.0
9月	9.1	0.1	0.1	0.0
10月	—	0.1	0.0	0.0
11月	—	0.1	0.0	0.0
12月	—	0.1	0.1	0.0
1月	—	0.1	0.8	0.0
2月	—	0.1	0.4	0.0
3月	—	0.1	0.2	0.0
年間平均	6.2	0.1	0.1	0.0

北本連系設備受電電力(月別最大値) [単位:万kW]

月	2012年	2011年	2010年	2009年
4月	1.5	0.6	0.2	0.4
5月	22.6	0.2	0.5	0.5
6月	25.2	1.5	0.9	0.0
7月	25.5	1.9	0.4	0.0
8月	26.2	1.8	1.4	0.9
9月	26.1	1.5	1.1	0.0
10月	—	0.5	1.0	0.6
11月	—	0.6	1.1	8.6
12月	—	0.4	1.7	0.0
1月	—	0.3	11.1	0.0
2月	—	0.4	4.5	0.0
3月	—	0.3	4.4	0.0
年度最大	26.2	1.9	11.1	8.6

委員からの追加ご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
<p>5)③の最後の行、関門連系線の運用容量に関し、回答では、「実際に追加で融通を受けることが可能な九州向きの容量は210 万kW 程度」とされています。この文章を読むと、(やろうと思えば)常時、210 万kW が送電可能であるかのような記述ですが、このように理解してよいのでしょうか。それともあくまで緊急時対応なのでしょう。第4 回資料2 の7 ページで九電への応援融通210 万kW の実績が示されていますが、このときの応援融通はどのような検討をへて決定されたのでしょうか。</p>	<ul style="list-style-type: none">・関門連系線の西向き運用容量は九州地域の需要変動により、30万kW (低負荷時)～60万kW(高負荷時)で設定されているが、通常は東向きに計画潮流(電源開発の松浦火力等)が約160万kW程度あるため、これを相殺する形で西向き210万kW程度(運用容量50万kWの場合)の追加送電が可能。・平成24年2月3日の新大分火力230万kWの脱落時には、九州地域の停電を回避するため、他電力から関門連系線経由での応援融通を210万kW受電。その結果、九州電力管内の周波数安定のために設定された西向き30万kWの運用容量(低負荷時)を超過して、141万kWの西向きの連系線潮流を流した。(脱落前に東向き69万kWの送電が行われていたが、210万kWの応援融通により、応援後の連系線潮流は西向き141万kW。)・詳細は以下を参照。 http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chiikikanrenkeisei/002_haifu.html
<p>4. 需給検証委員会資料は、国民の生活にかかわる重要資料となります。当方の質問に対する回答、及び他の委員の質問に対する回答(例えば冬季需給調整実量特約のkW など)については、北海道電力資料に反映させていただきますよう、お願いいたします。現状では非常にわかりにくくなっています。</p>	<ul style="list-style-type: none">・指摘については、政府資料や報告書には可能な限り反映している。
<p><以下、大島委員からの追加指摘事項②></p>	
<p>1. 第9回資料について 1)資料1 別添10 「ピークカット対策への北海道電力の取組について」 ここに挙げられている7つの取組みのうち、契約件数が記されているものと契約kWしか記されていないものがあります。すべて契約件数も記すべきではないのでしょうか。</p>	<ul style="list-style-type: none">・契約件数を別添4に記載。
<p>2)第9回 資料1 別添10 「ピークカット対策への北海道電力の取組について(1)」 脚注に「大口の需要規模は、北電は関電の10分の1程度であることに留意」とありますが、需給調整契約の加入率がどの程度であるのか(他社比で高いのか、低いのか)分かりにくいと思います。資料では「全需要に対する割合%」を示していますが、対象となる需要家層(例えば、大口需要家)に対する割合%を示すべきではないのでしょうか。</p>	<ul style="list-style-type: none">・総需要に対する割合と、大口や小口需要家に対する割合の両方を書くとかえって分かりにくくなるため総需要に対する割合で記載したが、大口、小口それぞれと比較が可能となるよう、北海道電力と関西電力の最大需要発生時における大口、小口の需要規模について別添4に記載。

委員からの追加ご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
<p>3)第9回 資料1 別添10 「ピークカット対策への北海道電力の取組について」 ここにあげられている7つの取組みのうち、最も契約kWが大きいのは「計画調整契約」です(10.1万kW)。ここで、これまでの取組みの説明として、「需要家からの意見をもとに加入条件を緩和。(20%以上の受電抑制⇒15%以上に緩和)」とあります。 対策に関する意見ですが、仮に10%以上に緩和したならば、より多くの件数が確保できるのではないのでしょうか。(すでに15%以上で契約したものの変更は必要なく、件数上積みとして「10%プラン」等を新たに設けるなど)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力によれば以下の通り。 ・加入条件を10%以上に緩和するというご意見につきましては、自然体で削減されている需要があるため、10%以上では「真空切り」となり、当該契約の実効性を十分担保できない可能性がある。 ・15%以上という数字は、北海道電力が全ての需要家を訪問する中で、需要家からの要望を踏まえ設定した数値であり、実効性の観点からみても妥当な数字と考えた。
<p>4)第9回 資料1 別添10の(2) 「夏季・冬季需給調整実量特約」は葉書のみによる加入依頼のようです。複雑な特約であるように思われますが、需要家が、どの程度、この特約の存在を認知し、この特約の内容を正しく理解しているのでしょうか。仮にこの結果が低い場合、小口需要家に対しては別のアプローチが必要ではないのでしょうか。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力によれば、需要家の数が約3.3万件と非常に多いため、個別訪問による説明は困難であるが、個別電話による問い合わせ対応に対する丁寧な説明や空調メーカー、主任技術者団体等を通じて需要家に対するご紹介を依頼するなど、きめ細かい対応を実施することであった。
<p>5)第9回 資料5 33ページ 前回のコメントにも関連しますが、「(2)その他コスト増の要因」には被災火力の復旧、緊急設置電源などの対策費用も含まれています。これらには、特別損失に計上され、費用化されていないものもあるのではないのでしょうか。 また、設備の多くは資産化され、費用としては減価償却費が計上されるとわられますが、4939億円すべてが費用と表してよいのでしょうか。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・御指摘のとおり、被災火力の復旧、緊急設置電源などの対策費用は特別損失に計上され、費用化されていないものもある。また、設備の多くは資産化されているため、減価償却費も計上。 ・今回の試算では、特損に計上されたものや、資産化されたものも含め、資金の支払いに着目して「費用」として計算している。

委員からの追加ご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
2. 報告書案について	
(1) 検証委員会で当方が申し上げた質問、意見を反映していただけますよう、お願いいたします。	・頂いたご質問及び御意見については、報告書に反映している。
2) p.4-5の大飯原発再稼働について 大飯原発の再稼働については、ここで記載されているほど、積極的評価がされたとは思われません。 したがって、p.5の7行目の「が、大飯発電所3, 4号機・・・考えられる」を削除していただきたいと思えます。	・報告書を参照。
3) p.13 需要の主な減少要因について 特に関西電力については、最大需要日の気温が36.4度と一昨年夏の36.5度とほとんど変わりありません。それゆえ、経済影響はともかく、気温影響は節電を説明していないと思えます。春の時点での関西電力の需要想定は、見通しが保守的すぎであったと言えます。節電が可能であったことを、予測できなかったという趣旨の文言を付け加えたほうがよいと思われまます。	<ul style="list-style-type: none"> ・御指摘の関西電力について、報告書別紙2の関西電力パートに記載のとおり、気温はほぼ同水準であったものの、湿度が低かったこと(累積5日露点温度▲1.9℃)も影響。他の電力会社においても、気温だけではなく、湿度を示す露点温度等を採用しているケースもあるため、その旨、報告書に記載。 ・従って、見通しが保守的過ぎたというよりも、全国的に節電意識が向上し、数値目標付きの節電要請を行った地域は特に節電量が多かった旨、報告書にも記載。
＜以下、柏木委員からの追加指摘事項②＞	
<p>今回の需給検証にあたっては、今夏の場合と比較し、厳寒が予想される北海道地区における需給ギャップ、すなわち予備率をどの程度に見積もるべきかという問題となる。</p> <p>すなわち、安全的電力供給(利便性、生活維持)と停電リスクの間にある科学的データに基づいたリアリズムとはどうなのかという問題である。</p> <p>この観点から、需要サイドにおけるKW抑制策を多様化させる電力会社の努力はもちろんであるが、供給サイドの計画外停止を極力下げることが重要であることは言うまでもない。</p> <p>総合的に考え併せ、通常の前備率は7～8%としているが、北海道という500万KWクラスの小規模な準独立の系統を考え、かつ生命への影響まで考えると、供給が70万KWが欠落した場合も考えたうえで、前備率は10%程度が必要であると考える。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・御指摘のとおり、北海道電力管内は北本連系設備を通じた電力融通に制約があること、寒冷地である電力不足が国民生活などに甚大な影響を及ぼす可能性がある等の特殊性があることから、発電所等のトラブル停止が発生した場合のリスク対策が求められていると考えており、報告書にも記載。
3. その他	
今冬の定着節電の考え方について。	・別添5を参照。(各社から説明)
自家発補助金の採択結果について。	・別添6を参照。

質問と要望

2012年10月23日

大島堅一

1. 節電実績や今後の意向に関するアンケートについての要望

1) アンケートの質問項目や構造、手法は現状、電力各社バラバラのようです。節電や電力消費の実態把握は、今後も長期にわたって精緻なデータ積み上げが必要です。国家戦略室または経産省において、各社間で比較可能なアンケートを整備することを求めます。これは来夏以降の中長期的な分析をするうえでも非常に重要です。

2) 第8回資料1の48ページからある「アンケート調査票本体」は印刷物を粗い画像データにしたものと思われます。すべてデジタルデータでお持ちと思いますので、鮮明に読み取り可能なデジタルデータでご提示いただきますよう、お願いします。

2. 北海道のリスク発生時の対処策に関する質問

1) 第8回資料3-2の25ページで説明されているリスク発生時の予備率に関し、昨年度起こった最大96万kWの停止は無視できない数値と考えます。万一これが起こったとしてどうするのか、3%の予備率が確保するための具体的施策を北海道電力内で計画されていると思いますので、計画を具体的に提示し、ご説明ください。現状では、リスクがあると述べているだけで、これでは検証不可能です。

3. 第8回資料事務局回答（資料3-3）に対する再質問と要望

1) 4行目、回答では、揚水発電所の今冬の発電計画予定と過去実績の表が掲載されています。ここで、単位がGWhとなっています。これは正しいでしょうか。

正否いずれにしましても、kWでお示しいただきますよう、お願いします。北電による報告徴収では、揚水発電所供給力として、1月は39万kW、2月は34万kWが見込まれています。

2) 4行目、回答では、「今冬は供給電力量 (KWh) を確保する必要があることから、エネルギーロスとなる揚水運転 (汲み上げ) を行う予定はない。」とあります。例えば上記の 2-1) への対処策として、非ピーク時に他社から電力融通を受け、汲み上げを行うならば、2月の揚水供給力は、1月並みに 39 万 kW と見込むことが可能なのではないのでしょうか。

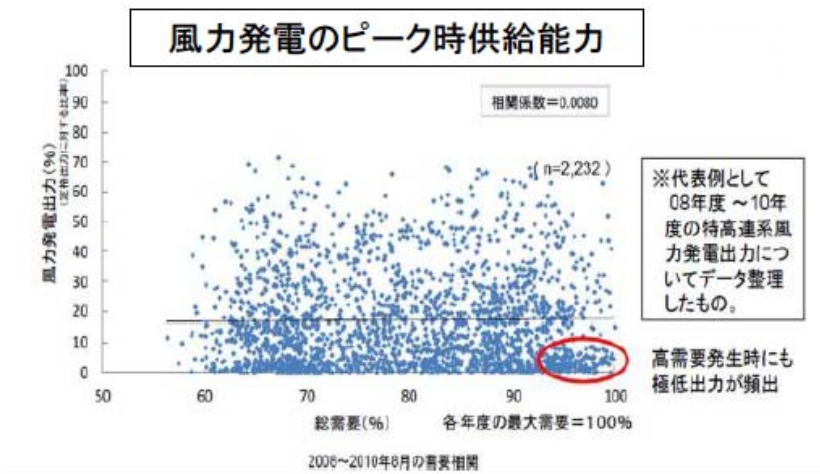
この点について制約があれば、お示し下さい。

3) ②の 2行目、風力発電に関し、1日単位の 1ヶ月間の出力の表が掲載されています。

春に行われた需給検証委員会第 1 回委員会資料 4 の 15 ページでは、総需要と風力発電出力 (%) の需要相関が示されました。これと同じものを北海道電力うについて示して下さい。

ただし、第 1 回委員会資料 4 が 8 月の需要相関であるのに対して、今回求めているのは、北海道の (2010~2012 年の) 2 月 (冬期ピーク需要) の需要相関であることにご留意下さい。

第1回委員会資料4の15ページ



4) ③の 2行目、北本連系線の送電実績に関して、当方の質問がわかりにくくて申し訳ありませんでしたが、可能であれば、2009 年以降、2012 年 9 月までの、月別にの送電実績 (kW) をすべてお示し下さい。

5) ③の最後の行、関門連系線の運用容量に関し、回答では、「実際に追加で融通を受けることが可能な九州向きの容量は 210 万 kW 程度」とされています。この文章を読むと、(やろうと思えば) 常時、210 万 kW が送電可能であるかのような記述ですが、このように理解してよいのでしょうか。それともあくまで緊急時対応なののでしょうか。

第 4 回資料 2 の 7 ページで九電への応援融通 210 万 kW の実績が示されていますが、このときの応援融通はどのような検討をへて決定されたのでしょうか。

4. 需給検証委員会資料は、国民の生活にかかわる重要資料となります。当方の質問に対する回答、及び他の委員の質問に対する回答（例えば冬季需給調整実量特約の kW など）については、北海道電力資料に反映させていただきますよう、お願いいたします。現状では非常にわかりにくくなっています。

2012年10月26日

質問と要望

大島堅一

1. 第9回資料について

1) 資料1 別添10

「ピークカット対策への北海道電力の取組について」

ここに挙げられている7つの取組みのうち、契約件数が記されているものと契約kWしか記されていないものがあります。すべて契約件数も記すべきではないでしょうか。

2) 第9回 資料1 別添10

「ピークカット対策への北海道電力の取組について(1)」

脚注に「大口の需要規模は、北電は関電の10分の1程度であることに留意」とありますが、需給調整契約の加入率がどの程度であるのか(他社比で高いのか、低いのか)分かりにくいと思います。資料では「全需要に対する割合%」を示していますが、対象となる需要家層(例えば、大口需要家)に対する割合%を示すべきではないでしょうか。

3) 第9回 資料1 別添10

「ピークカット対策への北海道電力の取組について」

ここにあげられている7つの取組みのうち、最も契約kWが大きいのは「計画調整契約」です(10.1万kW)。ここで、これまでの取組みの説明として、「需要家からの意見をもとに加入条件を緩和。(20%以上の受電抑制 15%以上に緩和)」とあります。

対策に関する意見ですが、仮に10%以上に緩和したならば、より多くの件数が確保できるのではないのでしょうか。(すでに15%以上で契約したものの変更は必要なく、件数上積みとして「10%プラン」等を新たに設けるなど)

4) 第9回 資料1 別添10の(2)

「夏季・冬季需給調整実量特約」は葉書のみによる加入依頼のようです。複

雑な特約であるように思われますが、需要家が、どの程度、この特約の存在を認知し、この特約の内容を正しく理解しているのでしょうか。仮にこの結果が低い場合、小口需要家に対しては別のアプローチが必要ではないでしょうか。

5) 第9回 資料5 33 ページ

前回のコメントにも関連しますが、「(2)その他コスト増の要因」には被災火力の復旧、緊急設置電源などの対策費用も含まれています。これらには、特別損失に計上され、費用化されていないものもあるのではないのでしょうか。

また、設備の多くは資産化され、費用としては減価償却費が計上されるとわれますが、4939 億円すべてが費用と表してよいのでしょうか。

2. 報告書案について

1) 検証委員会で当方が申し上げた質問、意見を反映していただけますよう、お願いいたします。

2) p.4-5 の大飯原発再稼働について

大飯原発の再稼働については、ここで記載されているほど、積極的評価がされたとは思われません。

したがって、p.5 の7行目の「が、大飯発電所3,4号機・・・考えられる」を削除していただきたいと思います。

3) p.13 需要の主な減少要因について

特に関西電力については、最大需要日の気温が36.4度と一昨年夏の36.5度とほとんど変わりがありません。それゆえ、経済影響はともかく、気温影響は節電を説明していないと思います。春の時点での関西電力の需要想定は、見通しが保守的すぎであったと言えます。節電が可能であったことを、予測できなかったという趣旨の文言を付け加えたほうがよいと思われま

9 電力会社における需給調整契約等の削減効果と総コスト

(別添1)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
随時調整契約 ¹	削減効果(万kW)	8	21	174	70	44	20	118	23	33	511
	総コスト(億円)	2	14	90	22	40	14	123	23	25	341
計画調整契約	削減効果(万kW)	12	27	206	61	193	5	53	21	51	629
	総コスト(億円)	16	18	240	53	150	9	16	9	76	587
小口向け節電メニュー	削減効果(万kW)	6	-	346	-	59	-	-	16	26	453
	総コスト(億円)	4	-	100	-	10	-	-	3	6	123
ネガワットプラン(入札)	削減効果(万kW)	-	-	-	-	12	-	-	-	20	32
	総コスト(億円)	-	-	-	-	0 ²	-	-	-	0 ²	0
アグリゲーターの活用	削減効果(万kW)	-	-	6	0.2 ³	0.5	-	-	-	0.3	7
	総コスト(億円)	-	-	- ⁴	- ⁴	- ⁴	-	-	-	- ⁴	-
家庭向け節電の取組み	削減効果(万kW)	0.1	-	-	-	1	-	-	-	2	3
	総コスト(億円)	0.1	-	-	-	1.5	-	-	-	0.1	2

(注1)削減効果は、各メニューのH24夏(7月～9月)の契約の合計値

(注2)総コストは、H24夏(7月～9月)の需給調整契約等に要した金額。

(注3)各種取組みの費用には管理費を含まない

1 発動にかかわらず費用が発生するメニューと、発動に応じて費用が発生するメニューなどがある

2 発動実績がなく評価不可

3 今夏の試験的需要抑制量

4 個別契約に基づいたものであり、また、アグリゲーターとその顧客との契約にも影響する可能性があり(参考価格の提示を含め)開示不可

今冬の需給見通し(大飯3・4号機が仮に停止した場合の試算) (別添2)

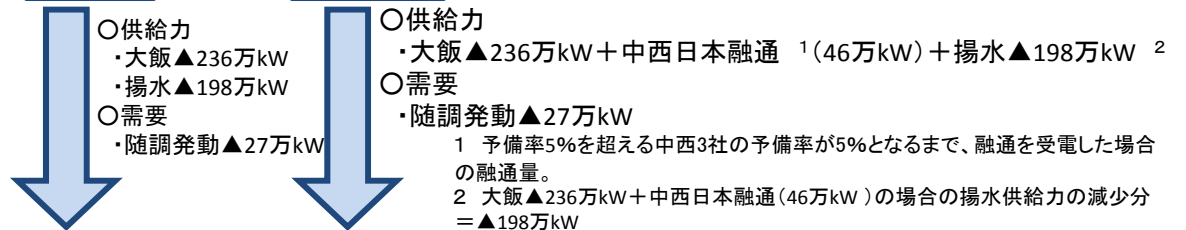
- 大飯3・4号機が仮に停止した場合、中西日本の他電力の予備率が5%となるまで融通を受けても^{注1)}、関西電力は予備率▲9.1%(▲228万kW)、中西日本は0.5%(+44万kW)となる。
 - この場合、融通量の拡大や今冬に実施予定の火力発電所の定期検査繰延等の対策を検討する必要がある。
- 注1) 融通については、5月の需給検証委員会で、需要期が近づけば予備率3%まで融通できるが、見通し段階では予備率5%を残して他電力に融通する整理とされている。仮に中西5社から予備率3%まで融通を受ける場合には、【中西日本】+1.6%(+139万kW)、【関西】▲1.7%(▲43万kW)。

今冬の見通し(今夏の定着節電実績を折り込み、2011年度並の厳寒を想定)^{注2)}

注2) 北海道電力は厳寒であった2010年度並。

○1月

(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	7,534	601	1,505	5,428	9,017	2,480	2,670	557	1,165	556	1,589	16,551
最大電力需要	7,021	563	1,408	5,050	8,566	2,367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,587
供給－需要 (予備率)	513 (7.3%)	38 (6.7%)	97 (6.9%)	378 (7.5%)	451 (5.3%)	113 (4.8%)	133 (5.2%)	38 (7.3%)	69 (6.3%)	46 (9.0%)	52 (3.4%)	964 (6.2%)



○仮に大飯3・4号機が停止した場合の予備率

【中西日本】+0.5%(+44万kW) 【関西】▲9.1%(▲228万kW)

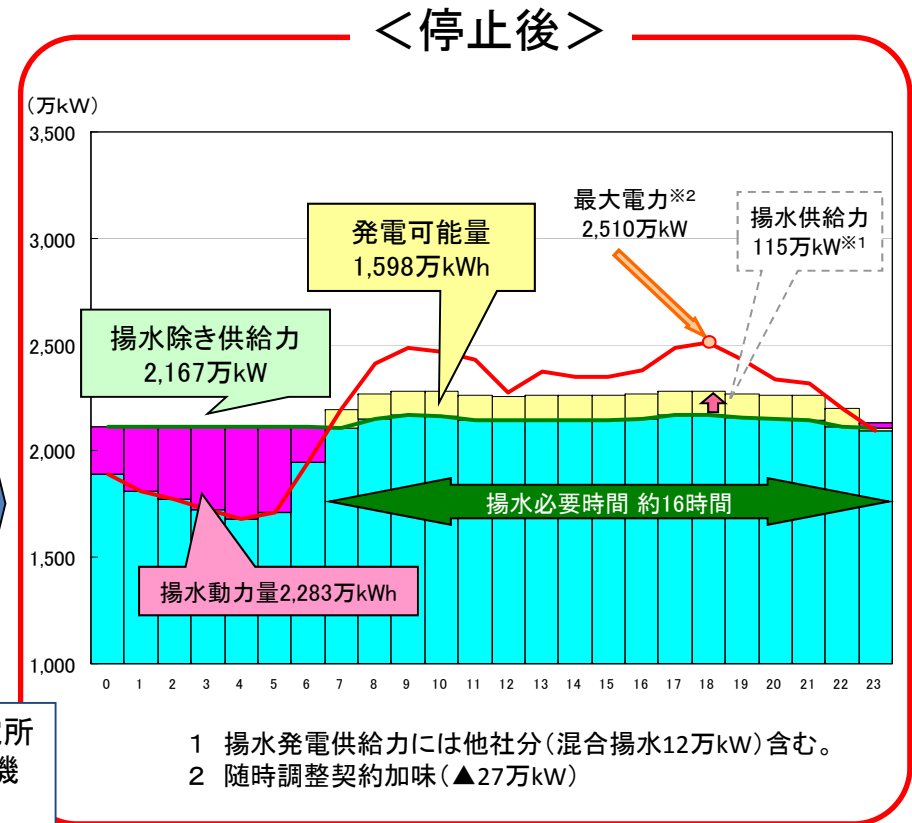
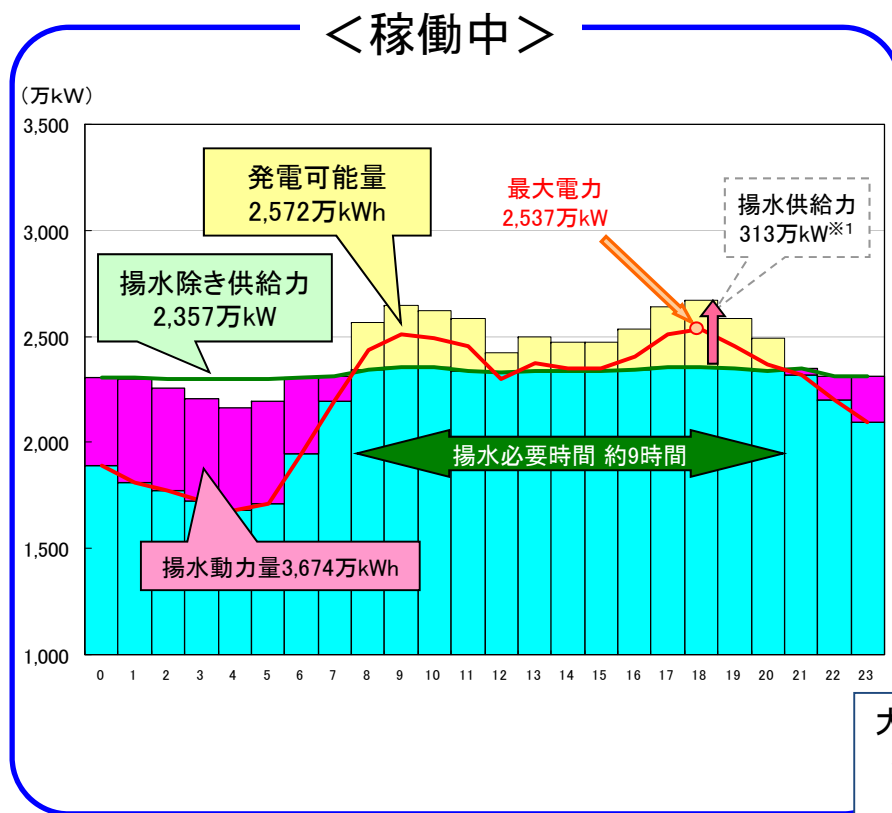
○2月

(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	7,597	596	1,477	5,524	9,050	2,524	2,642	562	1,181	557	1,584	16,647
最大電力需要	7,005	563	1,392	5,050	8,566	2,367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,571
供給－需要 (予備率)	592 (8.5%)	33 (5.8%)	85 (6.1%)	474 (9.4%)	484 (5.7%)	157 (6.6%)	105 (4.1%)	43 (8.3%)	85 (7.7%)	47 (9.1%)	47 (3.1%)	1,076 (6.9%)

⇒ 2月で同様の試算を行うと、中西4社から107万kWの融通受電が可能。この場合、【中西日本】+1.5%(+126万kW)、【関西】▲5.8%(▲146万kW)。

(参考)大飯原子力発電所3、4号機が仮に停止した場合の、揚水供給力の減少の説明

- ①大飯原子力発電所3、4号機の停止に伴い(▲236万kW)、予備率5%を超える中西3社から計画外の電源脱落等に備えた予備率5%を維持しつつ、最大限の融通46万kWを受電。
- ②夜間を含めたベース供給力の減少に伴い、上池に汲み上げ可能な水量(揚水動力量)及び時間が減少し、揚水発電可能量が減少する(2572万kWh → 1598万kWh)。
- ③また、夜の汲み上げ時間が短くなり、昼間の揚水必要時間が増加するため(約9時間→約16時間)、揚水発電可能供給力が115万kWまで減少(▲198万kW)。



大飯発電所
3、4号機
停止

- 1 揚水発電供給力には他社分(混合揚水12万kW)含む。
- 2 随時調整契約加味(▲27万kW)

再生可能エネルギーの増加による火力発電燃料費削減分 試算 (別添3)

再生可能エネルギーの増加分(平成22年度 → 平成24年度)についての分析

平成22年度の一般電気事業者の再生可能エネルギー(水力、地熱を除く)の他社受電電力量は約84億kWh、H24年7月から開始された固定価格買取制度(FIT)による買取電力量は1年間に換算すると約122億kWhと試算される。この増加分(約38億kWh)をFITの買取単価で買い取ったと仮定した場合、買取費用の増加分は約1,240億円と試算。

一方で、再生可能エネルギーの発電電力量の増加により、最も燃料単価の高い石油火力発電の稼働がその分だけ減ったと仮定した場合には、燃料費が約645億円減少。同様に、LNG火力の稼働が減ったと仮定した場合には燃料費は約417億円減少したと試算される。ただし、再生可能エネルギーの買取によって火力発電の発電電力用は減少するが、どの電源がどの程度代替されるか定量的に分析することは困難。

FITによる再生エネルギー(水力、地熱を除く)の増加見通し等

(FITは平成22年度時点では導入されていなかったが、化石燃料費用の削減分との比較を行う便宜上、平成22年度においても今年度の買取価格で再生可能エネルギーが買い取られたものと仮定して試算)

	平成22年度 再エネ受電量(A) 〔億kWh〕	24年度 7~3月 FIT買取見込み(B) 〔億kWh〕	年間買取量 (補正) (B = B × 12/9) 〔億kWh〕	再エネ 受電量増 (C=B - A) 〔億kWh〕	買取単価(D) (FITと同様と仮定) (1) 〔円〕	買取費用 増分試算 (C) × (D) 〔億円〕
風力	39.03	37.8	50.40	11.37	23.1	262.63
太陽光	15.32	25.3	33.73	18.41	42	773.39
バイオマス	29.71	28.4	37.87	8.16	25.2	205.51
合計	84.06	91.50	122.00	37.94		1241.53

- 1 風力の調達価格は20kW以上、バイオマスは一般木材等燃焼発電の値を用いた。
- 2 回避可能単価はFITの最新の各社回避可能単価の加重平均値とした。

再生可能エネルギー(水力、地熱を除く)の増加による化石燃料費削減試算

代替火力	発電電力量減分 〔億kWh〕	燃料単価 〔円/kWh〕	燃料費削減試算値 〔億円〕
石油火力の場合	37.94	17	644.98
LNG火力の場合	37.94	11	417.34

ピークカット対策への北海道電力の取組について

(別添4)

今夏5月の、需給検証時点で関西電力の供給予備率は 14.9%であり大きな需給ギャップが存在。一方、北海道電力における今冬の需給見通しにおいては+5.8%の供給予備率。しかしながら、北海道電力管内は系統規模が小さく、他社からの電力融通に制約があることから、大規模電源脱落による突然の需給ひっ迫に効果的な需要削減の取組を進めていくことが必要。

取組名	契約見込(今冬) ()内の%は需要に対する割合 1)	これまでの取組	今後の取組	(参考)関西電力の 契約実績(今夏) ()内の%は需要に対する割合 1)
随時調整契約 ・瞬時調整契約 ・通告調整契約 (対象:大口 2)	6.9万kW(1.2%) 【32件の契約】	・制度対象の全需要家に対し夏向けの対応として訪問を開始した2月下旬以降8月下旬までに 5回程度訪問 し、冬季についても加入を依頼。 ・9月下旬からは冬向け対応として、 再度全需要家を訪問 、加入依頼。	・引き続き 全需要家を訪問 のうえ加入依頼(現在も継続中)。	44万kW(1.5%) 【179件の契約】
随時募集調整契約(ネガワット) (対象:大口)	0.3万kW(0.05%) 【19件の登録】	・従来の需給調整契約に加入できなかった需要家の受け皿として、より柔軟に調整を実施していただくため、 今冬向けに新たに設定 。 ・メニュー設定(9月下旬)以降、 全数訪問 し加入依頼。		12万kW(0.4%) 【16件の登録】
計画調整契約 ・操業調整契約 ・休日・長期休日調整契約 (対象:大口 2)	10.1万kW(1.8%) 【161件の契約】	・制度対象の全需要家に対し夏向けの対応として訪問を開始した2月下旬以降8月下旬までに 5回程度訪問 し、冬季についても加入を依頼。 ・9月下旬からは冬向け対応として、 再度全需要家を訪問 、加入依頼。 ・今冬に向けて、需要家からの意見をもとに 加入条件を緩和 。(20%以上の受電抑制 15%以上に緩和) ・自家発補助金制度も全数に案内。		193万kW(6.5%) 【3609件の契約】

1: 契約kW等を北電は今冬の、関電は今夏の需要想定で割ったもの。ただし、最大需要発生時の大口の需要規模は、北電は関電の約10分の1(関電が約1150万kW、北電が約110万kW)程度、小口の需要規模は約5分の1(関電が約1150万kW、北電が約220万kW)であることに留意。
 2: 自家発の焼き増しにより需要を抑制する場合は小口も対象。

ピークカット対策への北海道電力の取組について

取組名	契約見込(今冬) 〔()内の%は需要に対する割合 1〕	これまでの取組	今後の取組	(参考)関西電力の契約実績(今夏) 〔()内の%は需要に対する割合 1〕
夏季・冬季需給調整実量特約 (対象:小口)	3.3万kW(0.6%) 【加入率は71%を継続】 【約2.4万件の加入】	<ul style="list-style-type: none"> ・夏季は、制度対象の全需要家に対し郵送で制度案内し、加入を依頼。 ・節電要請期間開始前に、未加入の需要家へ再度案内ハガキを郵送。 ・冬季に向けては、夏季加入の需要家は自動継続とし、郵送で節電協力を依頼するとともに、夏季未加入の需要家には、改めて郵送で制度案内のうえ、加入依頼。 	<ul style="list-style-type: none"> ・節電要請期間開始前に、未加入の需要家へ再案内ハガキの郵送を検討 	5.9万kW(2.0%) 【デマンドカットプラン】 【約7万8千件の加入】
アグリゲータの活用 (対象:大口・小口)	0.4万kW(0.07%) 【4～5社と契約】	<ul style="list-style-type: none"> ・全国大で活動中の一般社団法人環境共創イニシアチブ認定アグリゲータ全数及び、北海道電力が把握できる事業者に契約の可能性を聞き取り、今冬向けに調整力を確保できる可能性がある事業者と協議。 	<ul style="list-style-type: none"> ・3～5社との契約を目指し調整中(事業者の需要家獲得支援) ・その他可能性のある事業者がいないかメーカー等に幅広く調査のうえ拡大を図る 	0.5万kW(0.02%) 【16社と契約】
電気主任技術者団体への協力要請	- 【2団体に要請】	<ul style="list-style-type: none"> ・夏季は、保安協会等に節電コンサルティングとデマンドコントローラー設置推奨を依頼。 	<ul style="list-style-type: none"> ・冬季も継続して協力を要請 	-
緊急節電要請	- 【154社と連絡ルートを確立】	<ul style="list-style-type: none"> ・大口、チェーン店に緊急時の更なる節電を依頼するスキーム(契約に基づかないボランティアなスキーム)。 ・夏季は、154社(契約電力約53万kW)の了承のもと連絡ルートを確立。 	<ul style="list-style-type: none"> ・冬季も継続して実施 ・各種メニュー案内時にあわせて協力要請を継続 	-

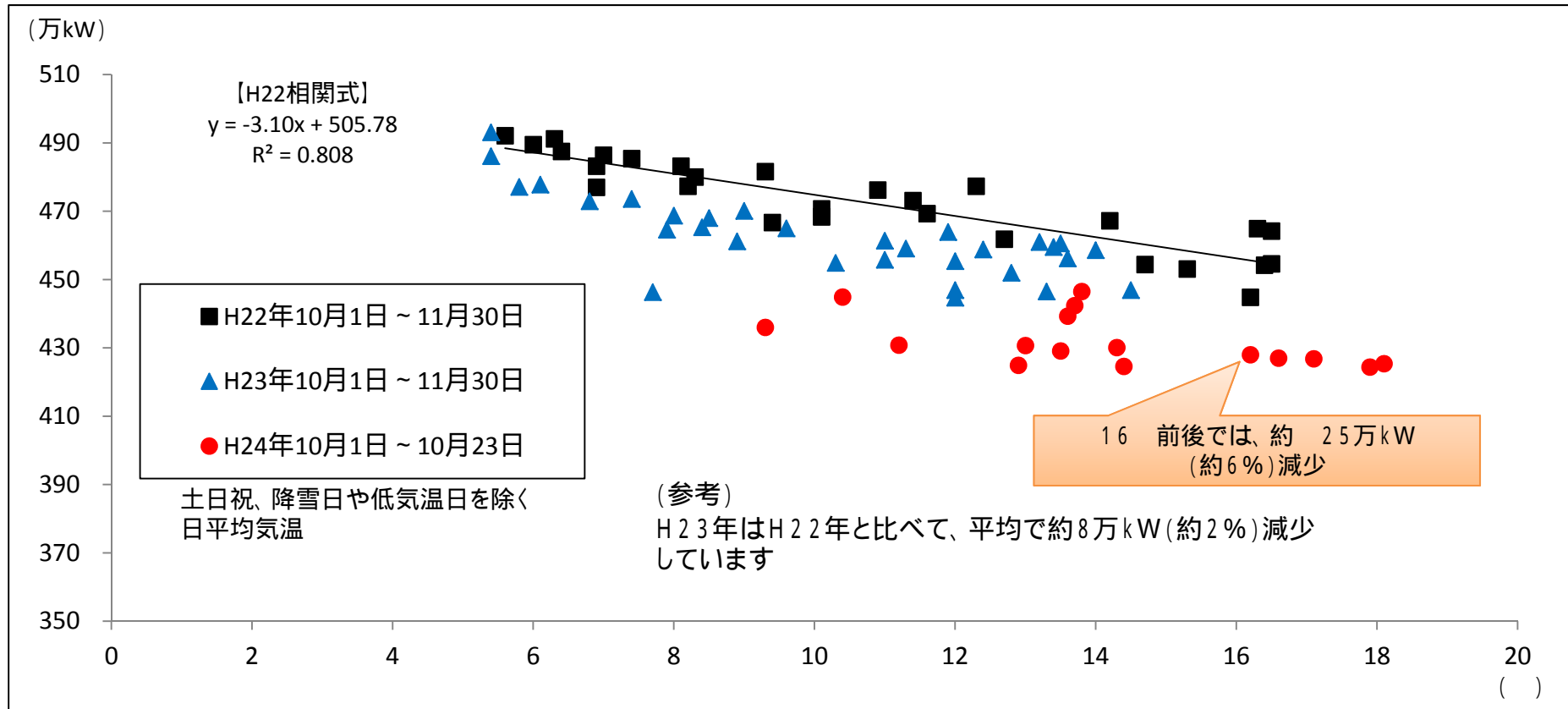
1: 契約kW等を北電は今冬の、関電は今夏の需要想定で割ったもの。ただし、最大需要発生時の大口の需要規模は、北電は関電の約10分の1 (関電が約1150万kW、北電が約110万kW)程度、小口の需要規模は約5分の1 (関電が約1150万kW、北電が約220万kW)であることに留意。

2: 自家発の焼き増しにより需要を抑制する場合は小口も対象。

(別添5)

冬の定着節電について

北海道電力 最大電力の比較(対H22年比)



今冬の節電見込みはH22年と比べて、約 19万kW(約 3.3%)と想定。

10月1日から10月23日までの実績では、H22年と比べて、平均で約 32万kW(約7%)の需要が減少。

10月は暖房が稼働を始める時期だが、H24年は気温が高めであったことなどから、暖房の使用開始が遅くなっている(気温の影響が見られない)と考えられるため、H22年、H24年ともに、気温の影響がないと考えられる16前後の減少幅を見ると25万kW(約6%)程度。この中に節電効果が含まれているものと考えられる。

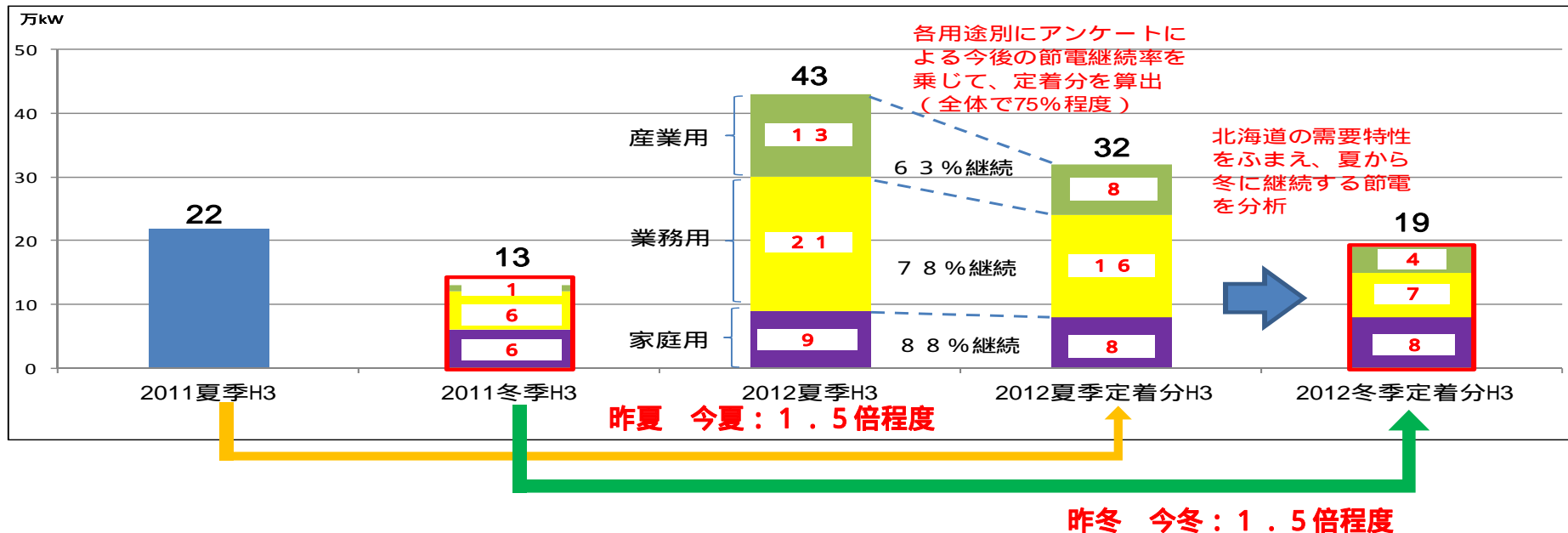
仮に夏の経済影響等+2万kWが今秋まで続いていたとすると、節電影響分はこの分を考慮して、平均で27万kW程度と試算。今回見込んでいる冬の定着節電(約 19万kW)はこれを下回るものであり、過大な節電見込みとは言えない。

今冬の節電見込みの考え方の確認（北海道電力）

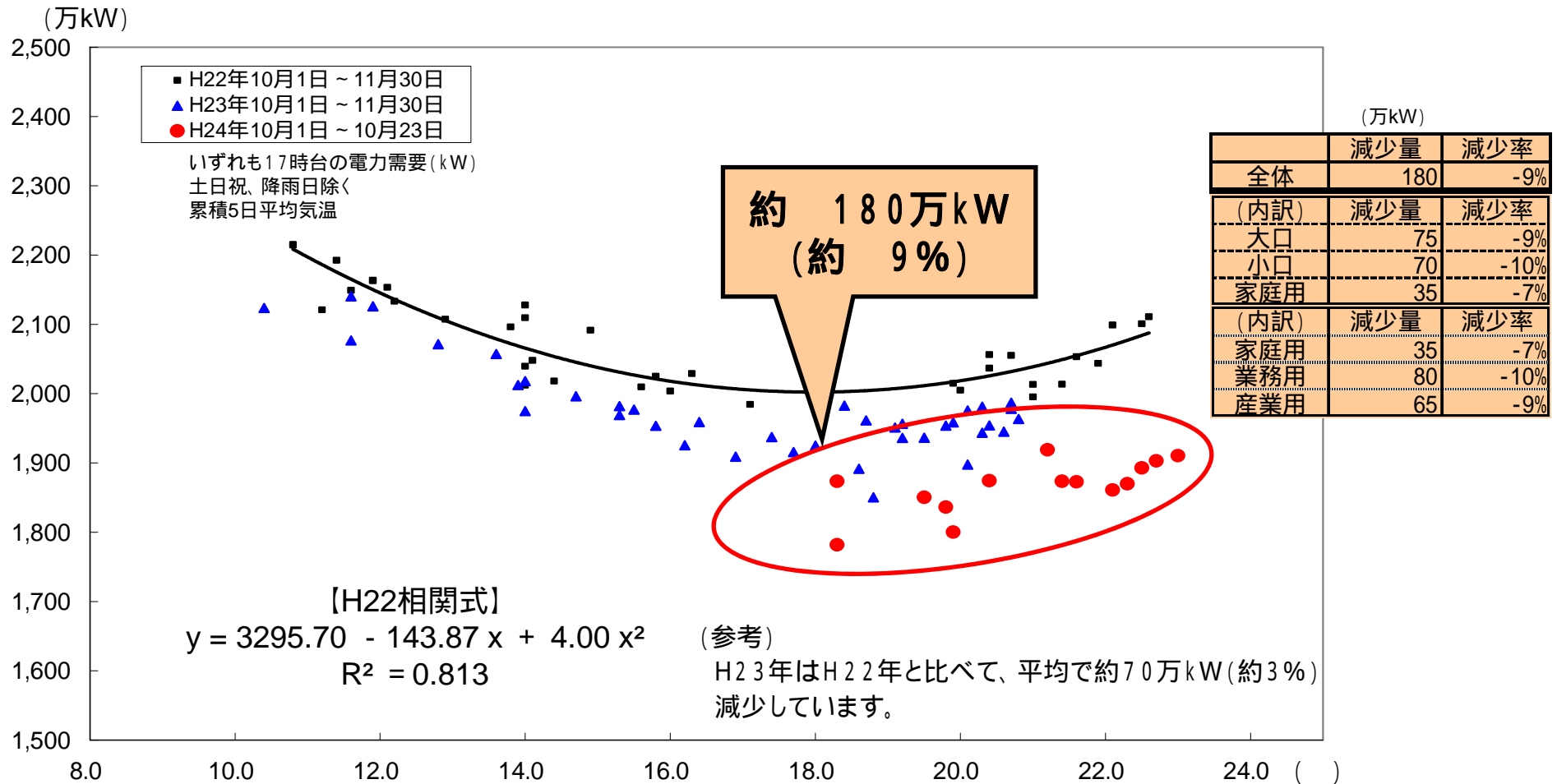
今冬の定着節電については、昨夏から今夏にかけて、定着節電が1.5倍程度増加していることから、昨冬から今冬についても、定着節電が1.5倍程度になるもの想定。この算出方法が妥当かどうかについては以下のとおり。

今夏の定着節電（32万kW）から今冬に継続する節電分を家庭用、業務用、産業用別に以下のとおり算出した結果、昨冬の定着節電から1.5倍した19万kWと同じとなったことから、1.5倍程度とした今冬の節電見込みの考え方は概ね妥当と考えられる。

- ・産業用：冬は夏に比べ空調等の節電が難しいため、今夏の計画調整契約（12万kW）から今冬の加入見込みが減少し（2万kW程度）、節電幅も減少することから、今夏に比べ節電見込みは減少。（8万kW → 4万kW）
- ・業務用：業務用の電力消費は、夏は空調が3～4割程度（別紙）を占めているが、冬は熱源が油やガスの比率が高く、空調による節電は期待できないため、節電見込みは今夏に比べ減少。（16万kW → 7万kW）
- ・家庭用：北海道ではエアコンがあまり普及していないため、家庭の電力消費は照明やテレビなどが占めており、今冬も今夏の定着見込み分と同程度の節電が可能。（8万kW → 8万kW）



関西電力 最大電力の比較(対H22年比)



今冬の節電見込みはH22年と比べて、約 148万kW(約 5.6%)と想定。
 10/1から10/23までの実績では、H22年と比べて、平均で約 180万kW(約 9%)の需要が減少。
 この中に節電影響が含まれているものと考えられる。
 仮に今夏の経済影響等 20万kW程度が、今秋まで続いていたとすると、減少分の約 180万kWからこれを差し引いて、節電影響は平均で約 160万kW程度と試算。今回見込んでいる冬の定着節電(約148万kW)はこれを下回るものであり、過大な節電見込みとは言えない。

今冬の節電見込みの考え方の確認(関西電力)

今冬の定着節電について、昨夏から今夏にかけて、定着節電が1.31倍程度増加していることから、昨冬から今冬についても、定着節電が1.31倍程度になるものと想定。この算出方法が妥当かどうかについては以下のとおり。

大口

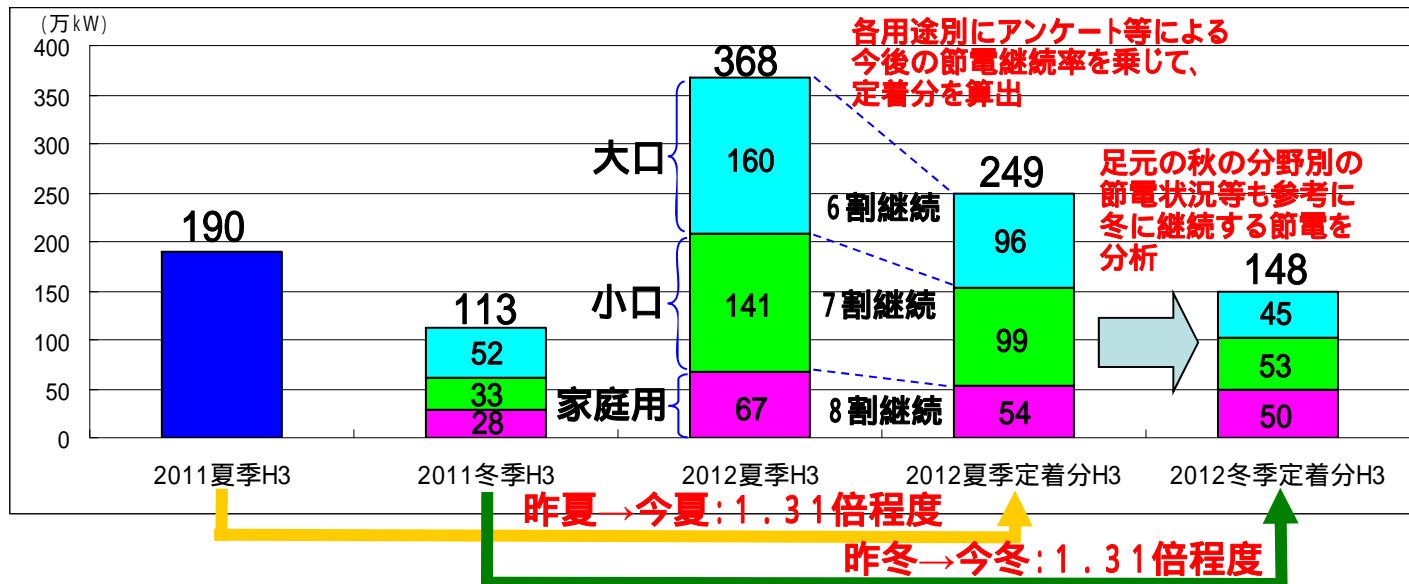
- ・冬の需要は、夏と比べて約23%少ない。このため、節電影響量も夏季定着分の96万kWから**23万kW程度減少**。
- ・また、今冬は計画調整特約を実施しないため、当該特約(ピーク時調整)の昨冬実績である**28万kW程度減少**。
- ・これらを踏まえ、夏の定着節電量96万kWから、51万kW程度減って、冬の定着節電量は**45万kW程度**となると想定。

小口

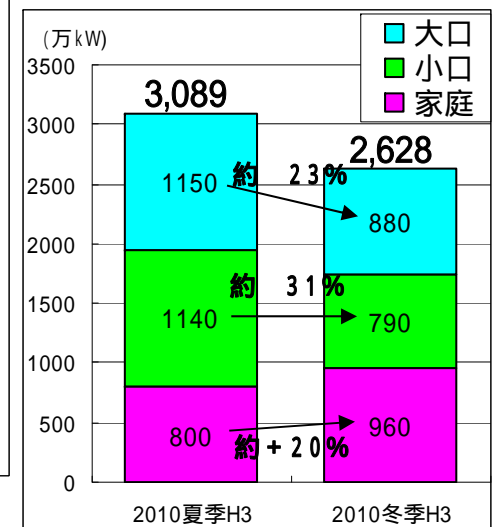
- ・冬の需要は、夏と比べて約31%少ない。このため、節電影響量も、夏季定着分の99万kWから**30万kW程度減少**。
- ・また、今冬は昨冬実施したデマンドカットプランも実施しないため、昨冬のデマンドカットプランによる効果(加入者と非加入者の削減率の差から推計)も**16万kW程度減少**すると考えられる。
- ・これらを踏まえ、夏の定着節電量99万kWから、46万kW程度減って、冬の定着節電量は**53万kW程度**になると想定。

家庭用

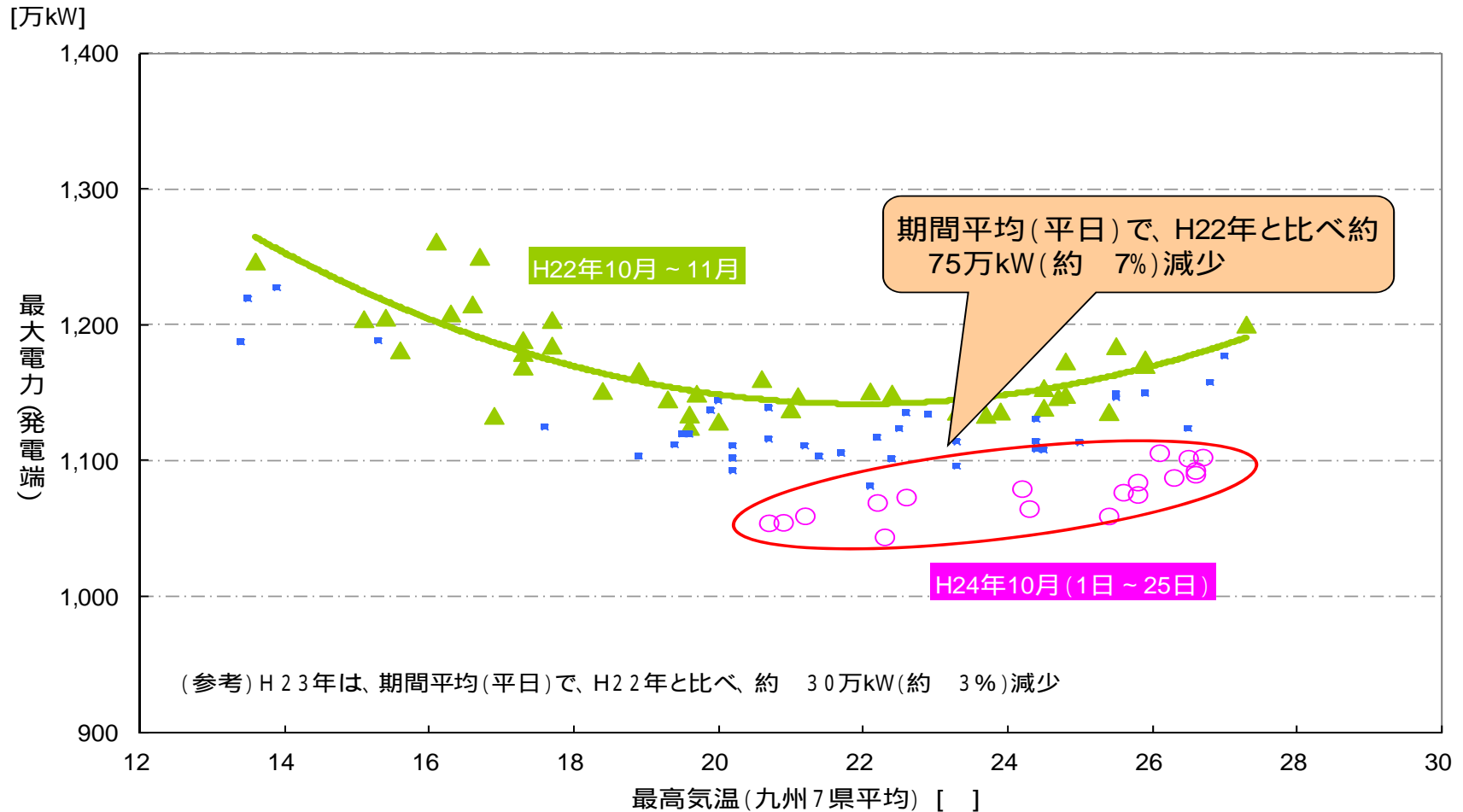
- ・今夏の定着節電54万kWのうち、空調関係は26万kW程度。冬季は暖房のうち約57%が電気式であるため、冬季の空調関係の定着節電は15万kW(=26万kW×0.57)と想定。
- ・空調需要の影響のない今秋の節電分は35万kW程度(照明等での無理のない定着した節電)。
- ・これらを足し上げ今冬の定着節電量は**50万kW程度**と想定(=15万kW+35万kW)。



【参考: 2010年季節別需要実績】



九州電力 最大電力の比較(対H22年比)



今冬の節電見込みはH22年と比べて約 69万(約 4.5%)と想定。
 10月1日から10月25日までの実績では、H22年と比べて、平均で約 75万kW(約 7%)の需要が減少。
 この中に節電影響が含まれているものと考えられる。
 仮に夏の景気影響等 + 4万kWが、今秋まで続いたとすると、節電影響分はこの分を考慮して、平均で約 80万kW程度と試算。今回見込んでいる冬の定着節電分(約 69万kW)はこれを下回るものであり、過大な節電見込みとは言えない。

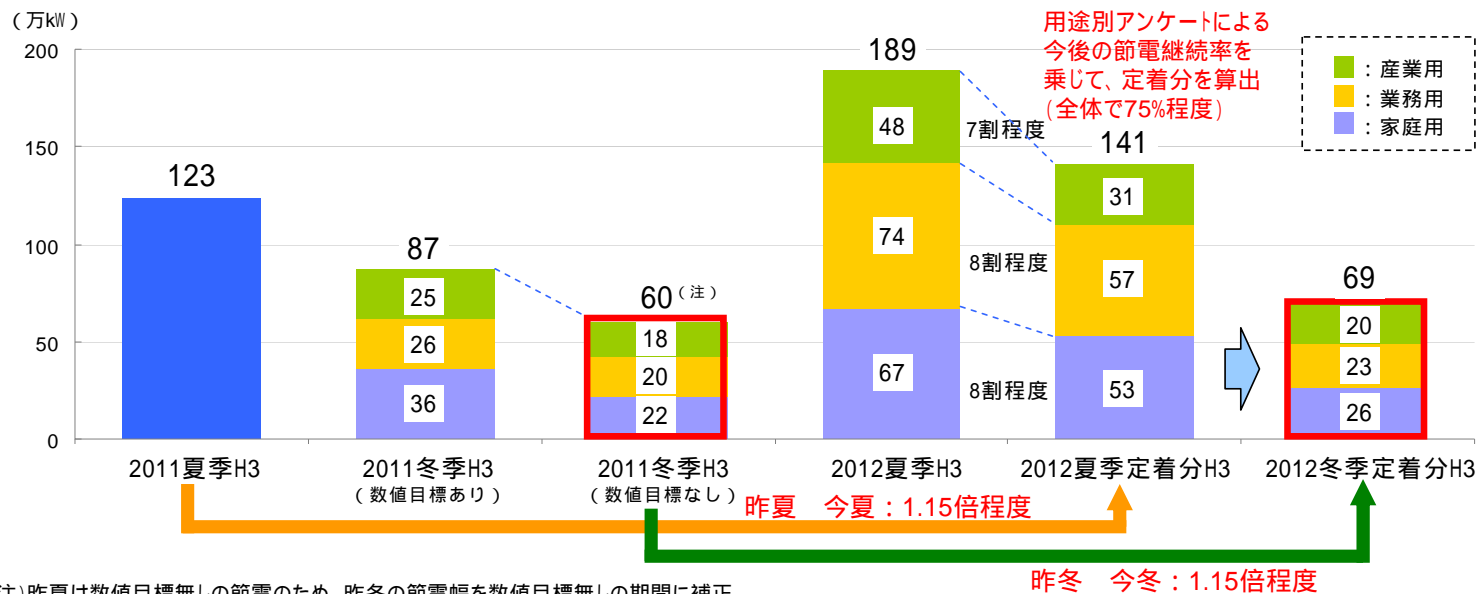
今冬の節電見込みの考え方の確認(九州電力)

今冬の定着節電については、「今夏の節電に関するアンケート結果」を踏まえ、昨夏から今夏にかけて、定着節電が1.15倍程度増加していることから、今冬についても、昨冬(数値目標無しの期間に補正した節電効果)から、同程度の増加が見込めるものと想定。

この結果、今冬の定着節電は、数値目標を設定した昨冬の節電効果(87万kW)の8割程度(69万kW)となる見込み。

なお、今夏の定着節電(141万kW)から今冬に継続する節電分を、家庭用・業務用・産業用別にみても、以下のとおり、冬の節電見込みの考え方は概ね妥当と考えられる。

- 産業用の冬の需要は、夏と比べて約3割程度少ない。このため、節電影響量も夏季定着分の31万kWから9万kW程度減少。さらに、冬季の計画調整契約の加入見込み量は今夏の実績から1万kW程度減少。これらを踏まえ、夏の定着節電量31万kWから10万kW程度減って、冬の定着節電量を20万kW程度になると想定。
- 業務用の冬の需要は、夏と比べて約3割程度少ない。このため、節電影響量についても夏季定着分の57万kWから17万kW程度減少。さらに、今夏実施した最大需要電力調整割引を今冬は見込んでいないことなどにより、17万kW程度減少。これらを踏まえ、夏の定着節電量57万kWから34万kW程度減って、冬の定着節電量を23万kW程度になると想定。
- 家庭用の夏の節電効果は大半が空調需要(冷房)によるものであり、冬については、灯油やガスなどによって、空調需要(暖房)は夏に比べ約半分になることから、今冬の節電効果も夏の定着節電分の53万kWの約半分程度の26万kW程度になると想定。



(注)昨夏は数値目標無しの節電のため、昨冬の節電幅を数値目標無しの期間に補正

北海道の冬季需給対策に向けて、自家発導入補助金の公募を実施(公募期間 8月28日～10月12日)。

10月26日に、270件、約17万kW分を採択決定。今後、交付決定にむけて事務処理が行われる予定。

なお、採択分について北海道電力の今冬の需給バランスと照合したところ、約14万kWは既に需給バランスに織り込まれており、約3万kW分は、追加的な供給力となりうる可能性。

ただし、この約3万kW分は、北海道管外からの余剰電力の供給であり、北海道電力との売電契約等を調整しているところであり、今後、調整が整えば追加的な供給力となる。

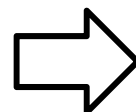
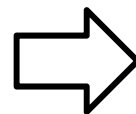
北海道向け 自家発導入補助金の採択結果

270件、約17万kW(10月26日公表)

(内訳)

余剰電力の供給
3件 約3万kW

自家消費用の設備導入、ピークカット 等の稼働
267件 約14万kW



北電の需給バランス

(供給面)

1件 約0.1万kW 織り込み済み
2件 約3万kW 未織り込み
管外自家発、契約調整中

(需要面)

織り込み済み

需給調整契約等に基づき稼働する場合