

電力需給検証報告書

一次案

平成 28 年 10 月

電力広域的運営推進機関

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2016 年度夏季の電力需給の結果分析	- 2 -
1. 各旧一般電気事業者における電力需給の状況	- 2 -
2. 供 給	- 3 -
(1) 火力発電	- 3 -
(2) 水力発電	- 7 -
(3) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）	- 8 -
3. 需 要	- 10 -
(1) 需要の減少要因	- 10 -
(2) 需要減のための取組等	- 12 -
4. 2016 年度夏季の電力需給の結果分析の総括	- 16 -
(1) 供給面	- 16 -
(2) 需要面	- 16 -
5. エリアを対象とした 2016 年度夏季の電力需給実績の確認	- 18 -
(1) 2016 年度夏季の各エリアにおける需給状況	- 18 -
(2) 猛暑 H1 想定時の前提条件と実績	- 19 -
(3) 需要面（ピーク時間帯）の確認	- 20 -
第 2 章 2016 年度冬季の電力需給の見通し	- 22 -
1. 基本的な考え方	- 22 -
(1) 供給面	- 22 -
(2) 需要面	- 23 -
(3) 電力需給バランスの検証と供給力減少リスクの評価	- 23 -
2. 2016 年度冬季の供給力の想定	- 24 -
(1) 原子力発電	- 24 -
(2) 火力発電	- 24 -
(3) 水力発電	- 28 -
(4) 揚水発電	- 30 -
(5) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）	- 30 -
(6) 新設及び長期停止・廃止となる電源について	- 32 -
3. 2016 年度冬季の需要の想定	- 33 -
(1) 気温影響等	- 33 -
(2) 経済影響	- 33 -
(3) 節電影響	- 34 -
4. 電力需給バランスの検証	- 37 -
(1) 2016 年度冬季の電力需給の見通し	- 37 -
(2) 予備率の評価	- 37 -
(3) 中部エリアの需給バランス評価	- 38 -
(4) 厳寒 H1 需要と供給力減少リスク（N-1 故障）の同時発現時の事前確認	- 40 -
5. 冬季の需給見通しの検証の総括（まとめ）	- 42 -
6. 次回以降の需給検証にかかる改善の方向性	- 43 -
(1) 需要想定手法の見直し - 想定ベースの変更	- 43 -

(2) 需要想定手法の見直し - 定着節電分の推定方法の変更.....	- 44 -
7. その他今後の課題.....	- 45 -
(1) 小売電気事業者が確保する供給力の織り込み方.....	- 45 -

はじめに

これまで夏季及び冬季の電力需給見通し並びに結果の分析は、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会においてとりまとめが行われてきたが、本年8月30日の同委員会において、需給検証の作業の場を同委員会から、当機関に移管することが決定された。

これを受け、当機関では、本年9月以降、2016年度夏季の電力需給実績及び2016年度冬季の電力需給見通しの検証に着手し、専門家による短期集中的な議論を経て、この報告書という形で当機関の見解をとりまとめるに至った。

当機関でのとりまとめに当たっては、国が実施してきた需給検証の基本理念を継承し、データや分析手法を明らかにするとともに、第三者の専門家が公開の場で検証を行うことにより客観性、透明性を確保することに意を用いた。

また、国による検証からの継続性の観点から、電力需給は保守的に見込むこととし、東日本大震災後に政府において行われた需給検証の手法を踏まえる。

なお、今夏の電力需給は、旧一般電気事業者の需給を対象として見通しが立てられていたことから、実績に基づく分析については、旧一般電気事業者の需給を対象とした。但し、当機関では、平常時の監視業務を通じて供給区域（以下「エリア」という。）全体の需給状況を把握しており、この情報を活用して実施したエリア全体での分析結果も併せて記載している。

一方、冬季の電力需給見通しについては、当機関がとりまとめて経済産業大臣に送付している各電気事業者の供給計画のデータ等を活用し、各エリア全体での検証を行っている。

【表1 従来と今回の電力需給検証の違い】

検証主体	電力需給検証小委員会(従来)	電力広域的運営推進機関(今回)
対象	旧一般電気事業者	エリア全体の事業者※1
供給力	発受電端ベース	送電端ベース
	旧一般電気事業者分の供給力の積み上げ	エリアにおける小売り事業者、一般送配電事業者の供給力、発電事業者の発電余力の積み上げ
供給力減少リスクの確認	厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認	厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて厳寒H1需要に対するN-1故障影響の確認
需要想定	電力需給検証で行ってきた手法 (2010年度の需要に対し、厳気象を考慮した上で節電を考慮)	

※1 2016年夏季の電力需給実績の検証は、従来どおり旧一般電気事業者を対象

第1章 2016年度夏季の電力需給の結果分析

以下の1～4の各旧一般電気事業者の需給状況については発受電端で、5の各エリア全体の需給状況については送電端で分析を行った。

1. 各旧一般電気事業者における電力需給の状況

表2は、旧一般電気事業者（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力及び沖縄電力）の2016年度夏季の最大需要日における電力需給状況を示したものである。

2016年度夏季は、最大需要は、全国的に本年4月に電力需給検証小委員会が示した想定（以下「事前の想定」という。）を下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

以下、2016年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2016年度夏季の旧一般電気事業者における需給状況（最大需要日）】

(発受電端)

旧一般電気事業者	節電目標	実績					見通し※1		
		最大需要日	最高気温(℃)	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
北海道電力	なし	8月8日(月) (16～17時)	30.4	405	500	23.6%	428	515	20.2%
東北電力	なし	8月5日(金) (14～15時)	32.7	1,228	1,550	26.2%	1,412	1,514	7.3%
東京電力	なし	8月9日(火) (14～15時)	37.2	4,660	5,267	13.0%	4,810	5,201	8.1%
中部電力	なし	8月8日(月) (14～15時)	37.8	2,425	2,690	11.0%	2,567	2,739	6.7%
関西電力	なし	8月8日(月) (16～17時)	36.3	2,375	2,582	8.7%	2,567	2,778	8.2%
北陸電力	なし	8月25日(木) (14～15時)	34.2	516	571	10.8%	545	605	11.1%
中国電力	なし	8月25日(木) (14～15時)	35.1	1,042	1,161	11.5%	1,114	1,259	13.0%
四国電力	なし	8月22日(月) (14～15時)	36.0	535	624	16.8%	543	574	5.8%
九州電力	なし	8月22日(月) (15～16時)	35.1	1,455	1,659	14.0%	1,564	1,782	13.9%
沖縄電力※2	なし	7月4日(月) (14～15時)	33.6	155	215	38.4%	154	224	45.7%

※1 総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)

※2 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※3 本表以降、本資料の今夏実績については、速報値を含む。

2. 供 給 ～事前の想定から▲363 万 kW

2016 年度夏季の最大需要日の供給力（発電端実績）の合計（沖縄電力を除く旧一般電気事業者 9 社の合計。以下同じ。）は、16,604 万 kW であり、事前の想定である 16,967 万 kW を 363 万 kW 下回った。以下、電源毎に実績と事前の想定との差を検証する。

【表 3 2016 年度夏季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績－見通し※1 (発電端、 万kW)	差の主な要因	備考
合計	▲363		
原子力	+95	伊方原発3号機の試運転等による増。	—
火力	▲775	発電所の計画外停止、及び需給のひっ迫が生じなかったことによるその他需給バランス上不要となった火力の運用停止による減。	計画外停止は288万kW(予備率に与える影響は▲2.0%)と前年度より減っている。
水力	▲57	一部の地域では降雨量が少なかったこと、また、ダム水位の低下による運用変更等を行ったことによる減。	地域によっては、事前想定を下回り、合計でも若干事前想定を下回った。
揚水	▲195	需給の状況を考慮した日々の運用による減。	—
地熱 太陽光 風力	+846	全ての旧一般電気事業者において想定出力比率を上回ったことによる太陽光・風力の増。 (想定では安定的に見込める量として下位5日の平均値を採用している)	太陽光、風力はL5での評価なので見通しを上回ることもありえる。引き続き、データの蓄積を行い、需給検証を行う上での供給力への見込み方について検討していく。
融通調整	0	—	—
新電力への供給等	▲274	卸電力取引所への売電増分。	—

※1 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の見通しにおける9電力の値を合計。

※2 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

※3 需給バランス上不要となった運用停止分は供給力に含んでいない。

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲775 万 kW

2016 年度夏季の最大需要日における火力発電の供給力（実績）の合計は、12,187 万 kW であり、事前の想定である 12,962 万 kW を 775 万 kW 下回った。

以下に、2016 年度夏季の火力発電の状況について記す。

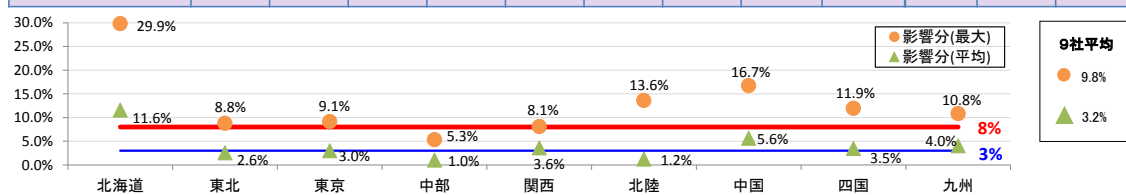
①計画外停止の状況

2016 年度夏季の計画外停止の状況を表 4、図 1 に示す。各旧一般電気事業者は、2016 年度夏季も引き続き、火力発電の巡回点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日を利用した 24 時間体制での早期復旧等を実施した。また、需要の低い休日に早期補修を実施する等、効率

的な補修の実行により、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図った。これにより、旧一般電気事業者9社計で2015年度（表5、図2）に比べ計画外停止の期間（7、8月）停止分（kW）の平均値及び最大値は減少し、旧一般電気事業者（9社）の最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は288万kW（予備率に与える影響▲2.0%）と昨年の408万kW（同：▲2.6%）よりも減少している。

【表4 2016年度夏季の計画外停止の状況】

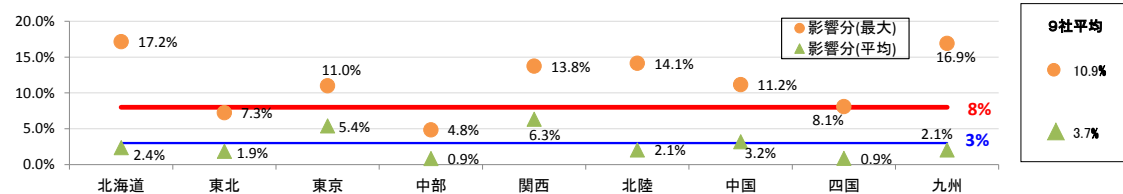
（単位：万kW）	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	121 (8/11-15)	108 (8/23)	426 (7/16)	129 (8/1)	192 (8/10-14)	70 (7/2)	174 (8/15)	64 (8/11-13)	158 (7/20)	655 [503] (7/16)	787 [482] (8/13)	1,442 [801] (8/13)
[主な計画外停止発電所] ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービン、夏季の気温上昇により出力減。 ※ []は火力発電所の運転開始年	吉東厚真火力4号 (70) [H14.6]	秋田火力3号 (35) [S49.11]	鹿島火力6号 (100) [S49.9]	碧南火力5号 (100) [H14]	赤穂火力2号 (60) [S62.12]	七尾大田火力2号 (70) [H10.7]	下松火力3号 (70) [S54.9]	坂出火力3号 (45) [S48.4]	幸北火力2号 (70) [H15.6]	-	-	-
	苫小牧火力1号 (25) [S48.11]	自社水力	広野火力4号 (100) [H5.1]	知多第二火力1号 (18) [S58]	御坊火力2号 (60) [S59.11]		玉島火力3号 (50) [S49.6]		川内火力1号 (50) [S49.7]			
	伊達火力1号 (21) [S53.11]		姉崎火力1号 (60) [S42.12]	他社受電	海南火力1号 (45) [S45.5]		他社受電	他社受電	他社受電			
②7、8月の計画外停止分の平均	47	31	141	25	85	6	59	19	59	219	253	471
③最大需要日の計画外停止実績	51	10	6	5	87	0	73	19	38	67	221	288
今夏の最大需要	405	1,228	4,660	2,425	2,375	517	1,042	535	1,455	6,293	8,349	14,642
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲29.9%	▲8.8%	▲9.1%	▲5.3%	▲8.1%	▲13.6%	▲16.7%	▲11.9%	▲10.8%	▲10.4%	▲9.4%	▲9.8%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲11.6%	▲2.6%	▲3.0%	▲1.0%	▲3.6%	▲1.2%	▲5.6%	▲3.5%	▲4.0%	▲3.5%	▲3.0%	▲3.2%
最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	▲12.6%	▲0.8%	▲0.1%	▲0.2%	▲3.7%	▲0.0%	▲7.0%	▲3.5%	▲2.6%	▲1.1%	▲2.7%	▲2.0%



【図1 2016年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

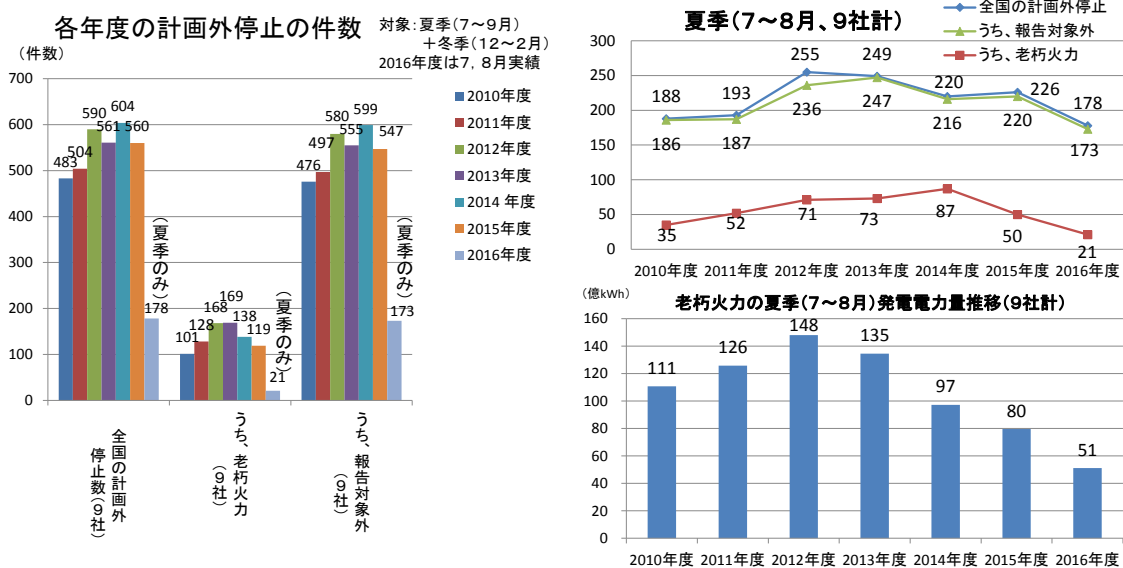
【表5 2015 年度夏季の計画外停止の状況】

(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	77 (7/19)	101 (7/31)	545 (8/9)	120 (7/17, 18)	352 (7/17)	74 (7/19)	120 (7/7)	41 (7/30)	254 (8/25)	722 [584] (8/8)	961 [569] (7/7)	1,683 [1,021] (7/3)
[主な計画外停止発電所] ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。 ※ []は火力発電所の運転開始年	苫東厚真火力4号 (70) [H14.6]	秋田火力3号(35) [S49.11] 能代火力1号 (30) [H5.5]	鹿島火力5、6号 (100×2) [S49.9, S50.6] 広野火力5号 (60) [H16.7]	四日市火力4～5号 (10) [S63.7] 御坊火力3号 (60) [S60.3]	姫路第二火力2～6号 (49×5) [H25-H27] 御坊火力3号 (60) [S60.3]	七尾大田火力2号 (70) [H10.7] 自社水力	下松火力3号 (70) [S54.9] 玉島火力3号 (50) [S49.6]	坂出火力4号 (35) [S49.5] 平山水力(4) 他社受電	新小倉火力3～5号 (60×3) [S53-S58] 苅田火力新1号 (36) [H13.7] 他社受電	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	11	26	268	21	162	11	34	4	31	305	264	568
③最大需要日の計画外停止実績	3	6	285	0	97	1	17	0	0	294	114	408
今夏の最大需要	447	1,393	4,957	2,489	2,556	526	1,075	511	1,500	6,797	8,657	15,454
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲17.2%	▲7.3%	▲11.0%	▲4.8%	▲13.8%	▲14.1%	▲11.2%	▲8.1%	▲16.9%	▲10.6%	▲11.1%	▲10.9%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲2.4%	▲1.9%	▲5.4%	▲0.9%	▲6.3%	▲2.1%	▲3.2%	▲0.9%	▲2.1%	▲4.5%	▲3.0%	▲3.7%
最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	▲0.7%	▲0.4%	▲5.7%	0%	▲3.8%	▲0.2%	▲1.5%	0%	0%	▲4.3%	▲1.3%	▲2.6%



【図2 2015 年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

2010 年度から 2016 年度夏季（7～8 月）までの火力発電の計画外停止の件数の推移を図 3 に示す。東日本大震災後は、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率が上昇する中で、火力発電の計画外停止の件数は増加傾向であったが、今夏は計画外停止の件数が震災後初めて震災前（2010 年度）を下回った。これは、震災後の新規火力発電の運開や原子力発電の再稼働により、運転開始から 40 年以上が経過した老朽火力の休廃止が進んでいることも一因と考えられる。



注1) 計画外停止: 突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。
 注2) 報告対象: 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。
 注3) 老朽火力: 2012年年度末に運転開始から40年を経過した火力。

【図3 各年度の計画外停止の件数】

②気温上昇による出力低下等

夏季は、気温が上昇し、吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。2016年度夏季の最大需要日の出力低下(実績)を表6に示す。大気温度等の周辺環境の影響により出力低下が事前の想定を上回った個所もあったが、概ね事前の想定通りであった。

【表6 2016年度夏季最大需要日の気温上昇による火力発電の出力低下】

(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
①需給検証小委想定	▲252.7	▲0.8	▲64.7	▲187.2	▲260.1	▲123.3	▲86.6	0.0	▲12.1	▲8.4	▲29.7	▲512.8
②最大需要日の実績	▲280.8	▲0.8	▲66.2	▲213.8	▲270.3	▲132.3	▲88.6	0.0	▲11.3	▲8.4	▲29.7	▲551.1
差分(②-①)	▲28.1	0.0	▲1.5	▲26.6	▲10.2	▲9.0	▲2.0	0.0	+0.8	0.0	0.0	▲38.3

気温上昇による出力低下を抑制するため、各旧一般電気事業者は、2012年度夏季から吸気冷却装置を導入している。吸気冷却装置の導入による増出力(実績)を表7に示す。全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表 7 2016 年度夏季最大需要日の吸気冷却装置による出力増加】

(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
①需給検証小委想定	15.5	0.0	4.3	11.2	24.9	6.4	10.8	-	3.4	1.0	3.3	40.4
②最大需要日の実績	12.3	0.0	1.1	11.2	22.9	6.4	9.5	-	2.8	0.9	3.3	35.2
差分(②-①)	▲ 3.2	0.0	▲ 3.2	0.0	▲ 2.0	0.0	▲ 1.3	-	▲ 0.6	▲ 0.1	0.0	▲ 5.2

(2) 水力発電 ～事前の想定から▲57 万 kW

2016 年度夏季の最大需要日における水力発電の供給力（実績）の合計は、1,176 万 kW であり、事前の想定である 1,233 万 kW を 57 万 kW 下回った（表 8）。

自流式水力については、東北、中国及び四国電力において、最大需要発生日における出水状況により事前の想定を下回った。貯水池式については、北陸電力においては、貯水池運用変更により、九州電力においては梅雨明けから8月中旬の降水量が少なく、東京電力では梅雨時期から8月上旬にかけて降水量が少なく取水制限が行われる河川があったことなどから、ダム水位の低下に伴い事前の想定を下回った。

水力発電の供給力の事前の想定は、自流式水力については、1ヶ月間のうち下位5日の平均の出水量を過去30年間の平均値等で評価している。また、貯水池式水力等については、補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価している。地域によっては実績が事前の想定を下回り、これに伴い合計も若干下回った。

【表 8 2016 年度夏季最大需要日の水力発電の供給力（実績）】

(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
①需給検証小委想定 (8月)	486 (300)	64 (40)	156 (140)	266 (120)	747 (503)	136 (121)	264 (185)	137 (44)	47 (47)	59 (37)	104※ (69)※	1,233 (803)
②最大需要日の実績	442 (307)	85 (61)	134 (124)	223 (122)	730 (520)	169 (157)	273 (198)	119 (50)	31 (31)	50 (28)	92 (58)	1,176 (829)
③差分(②-①)	▲ 44 (+ 7)	+ 21 (+ 21)	▲ 22 (▲ 16)	▲ 43 (+ 2)	▲ 17 (+ 17)	+ 33 (+ 36)	+ 9 (+ 13)	▲ 18 (+ 6)	▲ 16 (▲ 16)	▲ 9 (▲ 9)	▲ 12 (+ 11)	▲ 57 (▲ 26)
(最大需要発生日時)	-	8月8日 16-17時	8月5日 14-15時	8月9日 14-15時	-	8月8日 14-15時	8月8日 16-17時	8月25日 14-15時	8月25日 14-15時	8月22日 14-15時	8月22日 15-16時	-

※熊本地震に伴う水力供給力減(▲3)を反映
()は内、自流式水力の値

（３）再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+846 万 kW

①太陽光発電 ～事前の想定から+806 万 kW

2016 年度夏季の最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）を表 9 に示す。太陽光発電は、天候によって出力が変動することから、各月の需要上位 3 日の出力比率を過去 20 年分集計し、このうち下位 5 日の平均値を安定的に見込める供給力として評価している。2016 年度夏季の最大需要日における太陽光発電の供給力（実績）の合計は、1,542 万 kW であり、結果として、事前の想定である 737 万 kW を 806 万 kW 上回った。

【表 9 2016 年度夏季最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）】

		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社計
太陽光供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	193.7	0	46.9	146.8	542.9	162.3	107.1	13.9	76.9	55.3	127.4	736.6
	※カッコ内は時間帯	-	(19-20時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(16-17時)	-
	②最大需要日の実績	565.5	15.2	132.7	417.6	976.9	310.1	107.7	28.1	147	100.6	283.4	1542.4
	※カッコ内は時間帯	-	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(15-16時)	-
	差分(②-①)	+371.8	+15.2	+85.8	+270.8	+434.0	+147.8	+0.6	+14.2	+70.1	+45.3	+156	+805.8
太陽光設備 量 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	1272.9	111.1	288.2	873.6	2246.4	605.8	418.4	63.1	279.2	190.2	689.7	3519.3
	②最大需要日の実績	1228.4	103.7	267.2	857.5	2093.9	554.8	390.8	59.4	286	174.2	628.7	3322.3
	差分(②-①)	▲44.5	▲7.4	▲21.0	▲16.1	▲152.5	▲51.0	▲27.6	▲3.7	+6.8	▲16.0	▲61.0	▲197.0
出力比率(%) (自家消費 +供給力)	①需給検証小委想定 (8月)	-	0	18.2	20.8	-	29.4	27.9	24.4	29.9	30.7	20.2	-
	②最大需要日の実績	-	15.5	52.4	52.5	-	58.3	30.1	52.6	53.7	59.6	48.3	-
	差分(②-①)	-	+15.5	+34.2	+31.7	-	+28.9	+2.2	+28.2	+23.8	+28.9	+28.1	-

太陽光発電の供給力の主な増加要因は、日射量に恵まれたことによる出力比率の上昇が挙げられる。

②地熱発電 ～事前の想定から▲3 万 kW

地熱発電の供給力（実績）の合計は、25 万 kW であり、事前の想定である 28 万 kW を 3 万 kW 下回った。

③風力発電 ～事前の想定から+45 万 kW

2016 年度夏季の最大需要日の風力発電の供給力（実績）を表 10 に示す。

風力発電は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースが多く存在することから、保守的に評価する手法として、水力発電と同様に、各月の風力発電の出力が低かった下位 5 日の平均値を、実績データが把握可能な期間（過去 5～10 年間）で平均した値を示した。

2016 年度夏季の風力発電の供給力（実績）の合計は、夏季の最大需要日が風況に恵まれたことにより、48 万 kW となり、結果として、事前の想定である 3 万 kW を 45 万 kW 上回った。

【表 1 0 2016 年度夏季最大需要日の風力発電の供給力（実績）】

		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社計
風力供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	1.8	0.6	1.0	0.2	1.4	0.5	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	3.2
	※カッコ内は時間帯	-	(19-20時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(16-17時)	-
	②最大需要日の実績	30.0	2.6	20.3	7.1	18.2	8.8	1.4	0.4	1.1	1.3	5.2	48.2
	※カッコ内は時間帯	-	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(15-16時)	-
	差分(②-①)	+28.2	+2.0	+19.3	+6.9	+16.8	+8.3	+1.4	+0.4	+0.9	+1.3	+4.5	+45.0
風力設備量 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	154.5	31.7	82.3	40.5	166.7	29.8	13.6	15.1	40.2	15.2	52.8	321.2
	②最大需要日の実績	151.9	31.5	82.0	38.4	154.4	26.0	13.6	15.1	34.9	15.2	49.6	306.3
	差分(②-①)	▲ 2.6	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 2.1	▲ 12.3	▲ 3.8	0.0	0.0	▲ 5.3	0.0	▲ 3.2	▲ 14.9
出力比率(%)	①需給検証小委想定 (8月)	-	2.0	1.2	0.5	-	1.8	0.1	0.0	0.5	0.1	1.4	-
	②最大需要日の実績	-	8.3	24.8	18.5	-	33.9	10.3	2.3	3.1	8.6	10.5	-
	差分(②-①)	-	+ 6.3	+ 23.6	+ 18.0	-	+ 32.1	+ 10.2	+ 2.3	+ 2.6	+ 8.5	+ 9.1	-

3. 需 要 ～事前の想定から▲909 万 kW

2016 年度夏季最大需要日の需要（実績）の合計は、14,641 万 kW であり、事前の猛暑を想定した需要の 15,550 万 kW を 909 万 kW 下回った。以下、実績と事前の想定との差の要因を検証する。

（１）需要の減少要因

事前の想定では、需要変動に影響を与える要素を、①気温影響等、②経済影響等、③節電影響に分類して評価を行った。表 1 1 にこれらの分析結果を示す。

【表 1 1 需要の主な増減要因の分析】

実績－見通し (発受電端、万kW)※		差の主な要因	備考
合計	▲909		
気温影響等	▲548	2016年度夏季は気温が低かったこと等により、全体的に需要が減少した。	一部、想定した猛暑を上回る気象により、気温影響が上回ったエリアもあることから、引き続き猛暑の考え方を検討していく。
経済影響等	▲124	2016年度のGDP、IIPの伸び率の差異（GDP:+1.1% → +0.7%、IIP:+2.7%→+0.2%）の影響及び需要の離脱の進展等により、見通しを下回った。	—
節電影響	▲237	ほとんどの旧一般電気事業者で実績が想定を上回った。	—

※ 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の見通しにおける9電力の値を合計。

①気温影響等※ ～事前の想定から ▲548 万 kW

※気温影響に H3 実績を H1 実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計を「気温影響等」とした。

2016 年度夏季は気温が低かったこと等により、全体的に需要が減少した（表 1 2）。一部、想定した猛暑を上回る気象により、気温影響が上回ったエリアもあることから、引き続き猛暑の考え方を検討していく。

【表 1 2 電力各社における気温影響等実績】 (万 kW)

(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
①需給検証 小委想定	▲ 45	1	▲ 76	30	213	66	64	▲ 1	4	6	74	168
②最大需要日 の実績	▲ 335	▲ 6	▲ 187	▲ 142	▲ 45	▲ 25	20	▲ 27	▲ 34	14	7	▲ 380
差分(②-①)	▲ 290	▲ 7	▲ 111	▲ 172	▲ 258	▲ 91	▲ 44	▲ 26	▲ 38	+ 8	▲ 67	▲ 548

②経済影響等※ ～事前の想定から ▲124 万 kW

※経済影響と新電力への離脱影響の合計を「経済影響等」とした。

事前の想定よりも IIP の伸び率が小さかったこと（2.7%→0.2%）や、離脱需要の拡大等により、事前の想定よりも需要が 117 万 kW 減少した（表 1 3）。

【表 1 3 電力各社における経済影響等実績】

(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
①需給検証 小委想定	▲ 523	▲ 37	▲ 2	▲ 484	▲ 470	▲ 61	▲ 230	▲ 2	▲ 44	▲ 21	▲ 112	▲ 993
②最大需要日 の実績	▲ 503	▲ 39	▲ 64	▲ 400	▲ 614	▲ 119	▲ 258	0	▲ 74	▲ 30	▲ 133	▲ 1117
差分(②-①)	+ 20	▲ 2	▲ 62	+ 84	▲ 144	▲ 58	▲ 28	+ 2	▲ 30	▲ 9	▲ 21	▲ 124

③節電影響 ～事前の想定から ▲237 万 kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が 237 万 kW 減少した。

表 1 4 に 2016 年度夏季の各旧一般電気事業者（9 社）における節電見通しと需要減の実績を示す。

全ての旧一般電気事業者（9 社）において、事前に想定した定着節電以上の需要減となった。

【表 1 4 2016 年度夏季の節電目標と需要減の実績】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ()は2010年度との気温差	▲20.0% (▲2.1℃)	▲17.3% ※1 (▲2.3℃)	▲22.3% (+1.5℃)	▲10.5% (+2.2℃)	▲23.3% (▲0.1℃)	▲10.0% (▲2.1℃)	▲13.2% (▲0.9℃)	▲10.4% (+1.0℃)	▲16.8% (+0.3℃)
<2016年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 405 ② 8/8 ③ 30.4℃	① 1,228 ② 8/5 ③ 32.7℃	① 4,660 ② 8/9 ③ 37.2℃	① 2,425 ② 8/8 ③ 37.8℃	① 2,375 ② 8/8 ③ 36.4℃	① 516 ② 8/25 ③ 34.2℃	① 1,042 ② 8/25 ③ 35.1℃	① 535 ② 8/22 ③ 36.0℃	① 1,455 ② 8/25 ③ 35.1℃
<2010年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 506 ② 8/31 ③ 32.5℃	① 1,557 ② 8/5 ③ 35.0℃	① 5,999 ② 7/23 ③ 35.7℃	① 2,709 ② 8/24 ③ 35.6℃	① 3,095 ② 8/19 ③ 36.5℃	① 573 ② 8/5 ③ 36.3℃	① 1,201 ② 8/20 ③ 36.0℃	① 597 ② 8/20 ③ 35.0℃	① 1,750 ② 8/20 ③ 34.8℃
定着節電の見通し (2016年4月の需給検証小委 員会想定)	▲8.3%	▲4.5%※1	▲12.3%	▲5.4%	▲11.7%	▲4.4%	▲3.9%	▲6.5%	▲8.5%
最大需要時における節電影 響実績	▲11.1%	▲5.3%	▲13.3%	▲5.2%	▲15.6%	▲5.2%	▲4.2%	▲7.7%	▲9.7%

(参考) 需要減少の対 2010 年度比 (期間平均)

単位(万kW)

需要減少の対2010年度比 (期間平均※2) ()は需要減少量	▲20.6% (▲100)	▲16.7% (▲219)	▲22.5% (▲1,135)	▲8.3% (▲225)	▲25.3% (▲700)	▲7.2% (▲35)	▲10.5% (▲111)	▲13.2% (▲69)	▲16.1% (▲259)
--	------------------	------------------	--------------------	-----------------	------------------	----------------	------------------	-----------------	------------------

※1 2010 年度最大需要から震災影響分 (70 万 kW 程度) を除いた 1,484 万 kW に対する節電率

※2 節電要請期間であった7月1日(金)から8月31日(水)時点まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について 2010 年度夏季の需要の
気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

(2) 需要減のための取組等

①需要家別の需要減の状況

表 1 5 に各旧一般電気事業者 (9 社) における「大口需要家」、「小口需要家」、
「家庭」の需要減の実績 (需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いた
もの。)を示す。各旧一般電気事業者 (9 社) 地域における産業構造や気象状況
等によって、各需要家の節電の実績には差がみられるが、概ね国民各層において、
事前に想定した節電努力がなされたものと考えられる (表 1 6)。

2016 年度夏季の節電の実施内容として、東北電力及び中部電力分を抽出して
見ると、エアコンは室温 28℃を心がける、無理のない範囲でエアコンを消して
扇風機を使う、テレビは必要なとき以外は消す等の取組みが広く行われたこと
が窺える (図 4)。

【表 1 5 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

単位（万 kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) ()は需要減少量	▲20.6% (▲100)	▲16.7% (▲219)	▲22.5% (▲1,135)	▲8.3% (▲225)	▲25.3% (▲700)	▲7.1% (▲35)	▲10.5% (▲111)	▲13.2% (▲69)	▲16.1% (▲259)
大口 需要家	▲24% (▲16)	▲13% (▲58)	▲20% (▲389)	▲4% (▲48)	▲21% (▲229)	▲5% (▲11)	▲7% (▲31)	▲13% (▲24)	▲20% (▲92)
小口 需要家	▲25% (▲55)	▲20% (▲101)	▲28% (▲513)	▲10% (▲89)	▲35% (▲380)	▲7% (▲12)	▲16% (▲59)	▲15% (▲26)	▲19% (▲129)
家庭	▲15% (▲29)	▲17% (▲60)	▲19% (▲233)	▲12% (▲88)	▲15% (▲91)	▲12% (▲12)	▲8% (▲21)	▲11% (▲19)	▲10% (▲38)

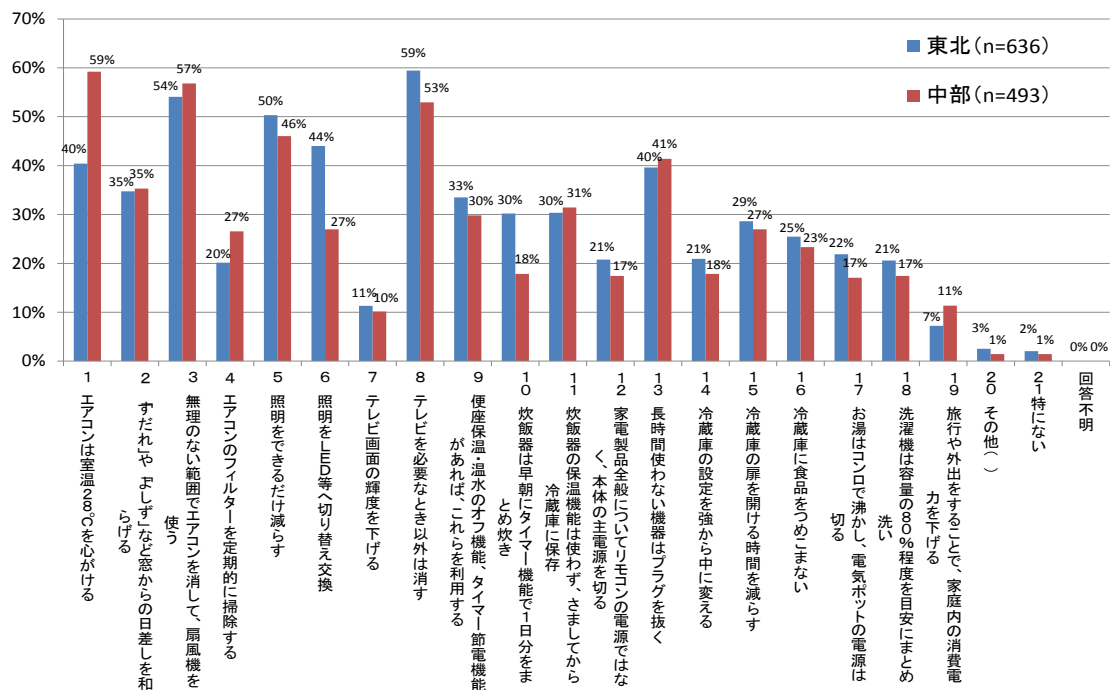
※節電要請期間であった7月1日（金）から8月31日（水）時点まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値（理論値）を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【表 1 6 産業・業務・家庭別の需要減の実績（参考）】

単位（万 kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲15% (▲15)	▲12% (▲71)	▲18% (▲301)	▲2% (▲20)	▲23% (▲250)	▲4% (▲11)	▲8% (▲34)	▲13% (▲24)	▲11% (▲53)
業務	▲30% (▲56)	▲24% (▲88)	▲28% (▲601)	▲16% (▲117)	▲32% (▲359)	▲10% (▲12)	▲16% (▲56)	▲15% (▲26)	▲25% (▲168)
家庭	▲15% (▲29)	▲17% (▲60)	▲19% (▲233)	▲12% (▲88)	▲15% (▲91)	▲12% (▲12)	▲8% (▲21)	▲11% (▲19)	▲10% (▲38)

※節電要請期間であった7月1日（金）から8月31日（水）時点まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値（理論値）を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。



【図4 実施した節電内容（2016年度夏季・家庭部門）】

②節電が電力量（kWh）に与える影響

表17に2016年度夏季（7月～8月実績）の節電電力量（kWh）を示す。2016年度夏季の電力量（kWh）の減少分から、気温影響等及び経済影響等を除いた節電による電力量の減少率は全国で▲7.8%であり、2015年度夏季▲7.1%と概ね同程度であった。

2016年度夏季についても、節電が電力使用量の削減に相当貢献したと考えられる。

【表 17 2016 年度夏季の節電電力量について】

(単位: 億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2016年度 節電電力量※	▲ 4.4	▲ 7.8	▲ 57.3	▲ 14.1	▲ 23.1	▲ 1.3	▲ 3.9	▲ 4.6	▲ 8.2	▲ 124.7
2016年度 節電率 (①/③)	▲ 8.7%	▲ 5.6%	▲ 10.7%	▲ 6.0%	▲ 8.4%	▲ 2.6%	▲ 3.6%	▲ 8.7%	▲ 5.3%	▲ 7.8%
①2015年度 節電電力量※	▲ 4.1	▲ 7.7	▲ 50.9	▲ 13.0	▲ 19.6	▲ 1.3	▲ 4.4	▲ 4.0	▲ 9.1	▲ 114.1
2015年度 節電率 (①/③)	▲ 8.2%	▲ 5.5%	▲ 9.5%	▲ 5.6%	▲ 7.1%	▲ 2.6%	▲ 4.1%	▲ 7.6%	▲ 5.9%	▲ 7.1%
③2010年度 電力量	50.3	140.3	535.3	233.8	276.2	51.2	108.3	52.9	155.0	1603.3

※ 7月から8月まで(土日祝日含む)の2ヶ月の販売電力量を対象に2010年度を基準とした節電電力量を算出。

③需給調整契約

表 18 及び表 19 に 2016 年度夏季の計画調整契約及び随時調整契約の状況を示す。想定よりも実績が小さい地域における要因は、契約件数及び契約電力が減少したこと、需要家側での負荷調整が困難であったこと等であった。

【表 18 計画調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	1	18	158	45	105	4	41	18	30	420
②最大需要日の契約 実績	0	14	124	57	38	2	11	8	31	285
③差分(②-①)	▲ 1	▲ 4	▲ 34	+ 12	▲ 67	▲ 2	▲ 30	▲ 10	+ 1	▲ 135

※ 需給検証小委想定は契約総量等のため、最大需要日の契約実績に比べ高くなる場合がある。

【表 19 随時調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	17	26	151	70	33	20	88	40	31	476
②今夏契約実績	18	23	137	69	33	20	88	40	28	456
差分(②-①)	+ 1	▲ 3	▲ 14	▲ 1	0	0	0	0	▲ 3	▲ 20

4. 2016 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

以上、事前の想定と実績との差等について検証を行ったが、需給両面から総括して、ポイントを以下に記す。

(1) 供給面

- 火力発電については、最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は 288 万 kW（予備率に与える影響は▲2.0%）であった。引き続き、各発電事業者において点検や補修に万全を尽くす必要がある。
- 水力発電については、一部の地域では降雨量が少なく、また、ダム水位の低下による運用変更等を行ったため、日本全国で見ると最大需要日の供給実績は事前の想定を下回った。
- 太陽光発電については、太陽光発電の設備量の合計は事前の想定を 197 万 kW（約 6%）下回った。一方、出力比率は、事前の想定において確実に見込める量のみを供給力分を計上していたことから、全ての旧一般電気事業者において上回り、全国合計では供給実績が事前の想定である 737 万 kW を 806 万 kW 上回った。
- 風力発電については、ピーク需要発生時に供給力がゼロとなるケースがあることも考慮し、確実に供給力に計上できる分として保守的な想定を行っている。このため、実績においては、設備量の合計は想定を下回ったものの、出力比率が全ての旧一般電気事業者において上回ったため、供給実績は事前の想定である 3 万 kW を 45 万 kW 上回った。

(2) 需要面

- 2016 年度夏季は、想定時の気温を下回ったこと、ほとんどの電力管内で想定を上回る節電がなされたこと等により、1 社を除く旧一般電気事業者において最大需要実績が事前の想定を下回った。
- 表 20 に 2013 年度以降の夏季の節電実績と節電目標について示す。
今夏は東日本大震災以降、節電要請がなかった初めての夏となった。このため、今夏は節電実績の低下も予想されたが、節電要請がなくても、過去 3 年間（2013 年夏季～2015 年夏季）と同程度の節電実績となり、節電が広く定着しているものと考えられる。

【表 2 0 節電実績と節電目標】

(発受電端、万 kW)

夏季節電		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2013年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲44	▲80	▲764	▲140	▲324	▲30	▲51	▲39	▲185
2014年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲43	▲76	▲805	▲155	▲371	▲30	▲52	▲42	▲172
2015年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲49	▲79	▲796	▲175	▲430	▲30	▲55	▲44	▲169
2016年度	目標	節電要請なし								
	実績	▲56	▲78	▲797	▲140	▲482	▲30	▲51	▲46	▲169

5. エリアを対象とした2016年度夏季の電力需給実績の確認

上記1から4は、旧一般電気事業者の需給のみを対象として検証を行ったものであり、新電力の電力需給が含まれていないことから、当機関が平常時の需給監視業務において把握しているデータを活用し、本年夏季における新電力も含むエリア全体の需給実績について確認したので参考に以下に示す。

(1) 2016年度夏季の各エリアにおける需給状況

表21は、全国10エリアの2016年度夏季最大需要日における電力需給状況を示したものである。

2016年度夏季の最大需要実績は、全国的に本年6月に調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での想定（猛暑H1想定）を全国的に下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保していた。なお、各エリアとも旧一般電気事業者における需給状況から大きな違いはない結果であった。

【表21 2016年度夏季の各エリアにおける需給状況（最大需要日）】

(送電端)

エリア	実績					猛暑H1想定※1			
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	想定月	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
北海道	8月8日(月)	16～17時	425	520	22.4%	8月	449	530	18.0%
東北	8月5日(金)	14～15時	1,286	1,606	24.8%	8月	1,409	1,495	6.0%
東京	8月9日(火)	14～15時	5,332	5,985	12.2%	8月	5,627	5,781	2.7%※2
東3エリア	—	—	7,043	8,111	15.1%	—	7,485	7,806	4.3%
中部	8月8日(月)	14～15時	2,491	2,717	9.1%	8月	2,578	2,728	5.8%
関西	8月22日(月)	13～14時	2,657	2,917	9.8%	8月	2,785	2,954	6.0%
北陸	8月25日(木)	14～15時	497	552	11.0%	8月	517	578	11.8%
中国	8月25日(木)	14～15時	1,058	1,180	11.5%	8月	1,108	1,269	14.5%
四国	8月22日(月)	14～15時	532	606	14.1%	8月	531	570	7.3%
九州	8月22日(月)	14～15時	1,550	1,738	12.1%	8月	1,622	1,783	9.9%
中西エリア	—	—	8,785	9,710	10.5%	—	9,141	9,882	8.1%
全国9エリア	—	—	15,828	17,821	12.5%	—	16,626	17,688	6.4%
沖縄	8月24日(月)	13～14時	149	206	38.2%	8月	148	214	44.6%
全国10エリア	—	—	15,977	18,027	12.8%	—	16,774	17,902	6.7%

※1：第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会報告

※2：運用上の追加的な需給対策（エリア間取引、火力機過負荷運転等）により、予備率3%を確保できることを第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会確認

猛暑H1想定では、東京エリアの8月の予備率が2.7%と厳しい状況であったが、供給力が想定から204万kW増加し、需要が295万kW減少したことから

ら、追加的な需給対策メニューを発動しなくても電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

供給力の実績は、猛暑 H 1 想定と比較すると、東北、東京、四国エリアでは増加し、北海道、中部、北陸、関西、中国、九州及び、沖縄エリアでは減少した。

特に東京エリアにおける供給力の増加が大きく、太陽光の供給力が東京エリアで 271 万 kW※増加したことが主な要因と考えられるが、エリア間取引等その他の要因も関係していることから、今後、エリアの需給見通しの検証のための必要なデータ及びその収集方法について検討が必要である。

※旧一般電気事業者（東京電力）の値

（２）猛暑 H 1 想定時の前提条件と実績

2016 年度夏季の前提条件と実績について表 2 2 に示す。猛暑 H1 想定と今夏 H1 を比較すると、四国・沖縄を除き想定を下回った。四国・沖縄については想定と同等、もしくは想定以上に高温となったため、需要が想定を上回る結果になったと考えられる。

一部エリアについては、猛暑想定と同等の気象実績であったものの、気象以外の要因（経済や節電の進展など）により想定よりも下回る結果になったと考えられる。引き続き、状況について分析を進めていく。

【表 2 2 猛暑 H 1 需要の想定詳細（7，8 月）】

</

※1 東北エリアは、至近10年間のH3需要日の最高気温は2015年(34.9℃)であるが、需給検証小委では気温影響量の大きい2010年(34.8℃)を猛暑年としている。
 ※2 東京エリアは、H1/H3比率(5カ年平均)を用いた当機関での想定方法のほか、一般送配電事業者が合理的な想定方法として示した「厳密設定年のH1発生日の気象条件と年平均(過去10年平均)の気象条件との差分から直接気象影響を算出」に基づく。
 ※3 過去10年間における、夏季H3発生日の累積5日最高気温の平均値を表記。
 ※4 回線能力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成28年6月28日) 資料3 一部引用

(3) 需要面（ピーク時間帯）の確認

今夏の最大需要日（7、8月）の上位3日の最大需要発生時間帯（ピーク時間帯）を表23に示す。

北海道、関西、九州、沖縄エリア以外は、一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯と実際の夏季最大需要電力のピーク時間帯が一致した。

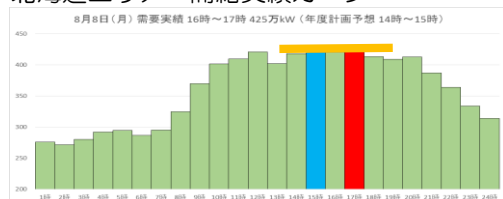
【表23 最大需要日（7、8月）の上位3日のピーク時間帯】

各供給区域の最大電力発生時間（7、8月）（ ）内は日付

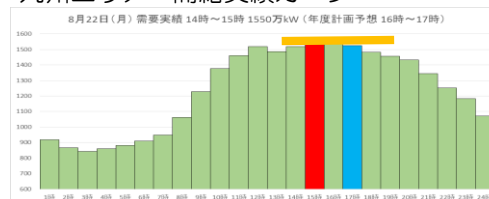
供給区域		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載断面		15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	17時 (8月)	15時 (8月)
		18時 (1月)	18時 (1月)	—	—	—	—	—	—	—	—
最大電力発生時間 (7、8月)	第一位	17時 (8/8)	15時 (8/5)	15時 (8/9)	15時 (8/8)	15時 (8/25)	14時 (8/22)	15時 (8/25)	15時 (8/22)	15時 (8/22)	14時 (8/24)
	第二位	17時 (8/4)	15時 (8/8)	15時 (8/5)	15時 (8/9)	12時 (8/8)	16時 (8/8)	14時 (8/22)	15時 (8/9)	14時 (8/19)	12時 (8/23)
	第三位	17時 (8/2)	15時 (8/4)	12時 (8/10)	15時 (8/5)	15時 (8/5)	16時 (8/5)	14時 (8/26)	17時 (8/8)	15時 (8/23)	12時 (8/25)

ピーク時間帯が供給計画と実績で異なった北海道、関西、九州及び沖縄エリアの需給実績カーブを図5に示す。

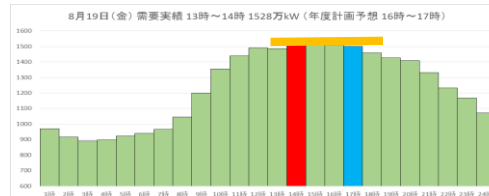
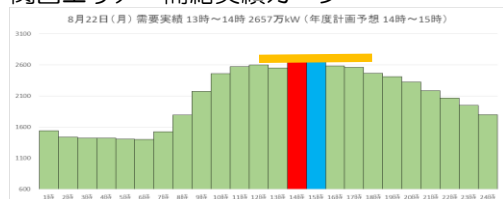
北海道エリア 需給実績カーブ



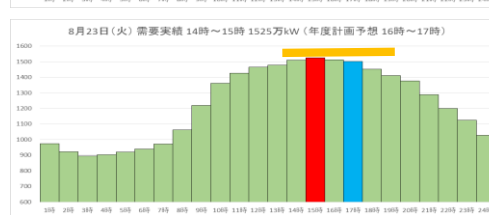
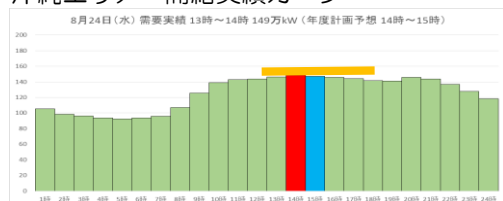
九州エリア 需給実績カーブ



関西エリア 需給実績カーブ



沖縄エリア 需給実績カーブ



：一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯
：最大電力発生時間(ピーク時間帯)

【図5 需要実績ロードカーブ（北海道、関西、九州、沖縄エリア）】

北海道、関西及び沖縄エリアは、節電等によりピーク時間帯の需要が抑制されることで需要カーブが比較的平滑化されることなどから、ピーク時間帯が事前の想定より多少前後することは十分考えられる。

九州エリアの夏季平日におけるピーク時間帯は、震災以前は15時であったが、昼間帯の節電が進んできた平成23年度以降は17時の発生が多くなっている。また、近年の太陽光発電増加に伴う供給力面への影響も踏まえ、平成28年度供給計画ではピーク時間帯を17時と想定していた。

しかし、今夏は平年と比べ、日最高気温発生時の昼過ぎ（13時～14時頃）から最大電力発生想定時刻（17時）にかけて、気温の下がりが大きいことも影響し、九州エリアのピーク時間帯が15時になったものと推測される。

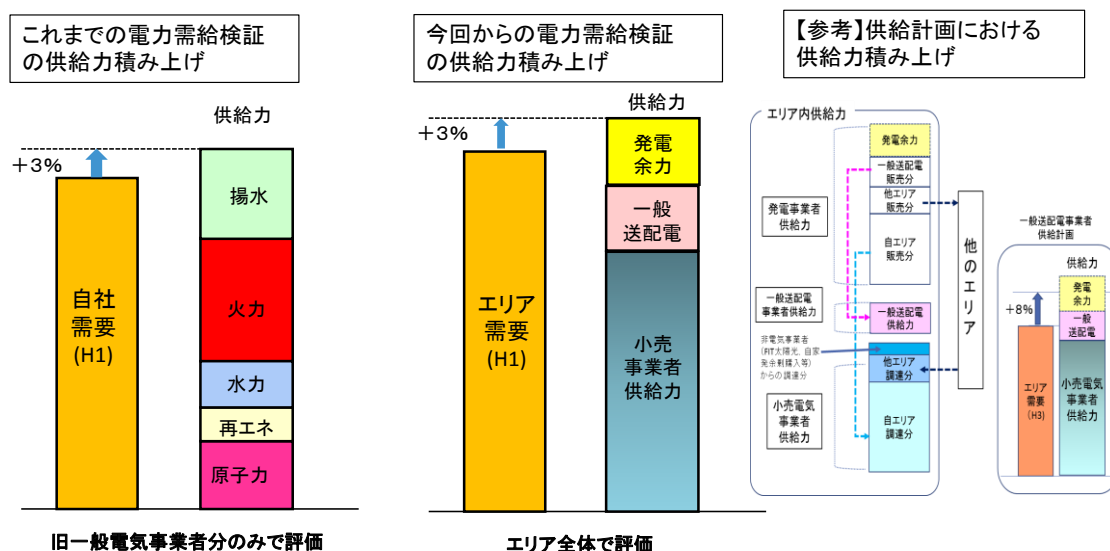
第2章 2016年度冬季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2016年度冬季の電力需給見通しの検証に当たっての基本的な考え方を以下に示す。

(1) 供給面

エリア別に、①小売電気事業者が調達した供給力と②一般送配電事業者が調整力として調達した供給力、更に③エリア内発電設備を保有する発電事業者が販売未定で保有している供給力(発電余力)を足し合わせたものとする。(図6)。



【図6 供給力の計上方法】

常時バックアップや自家発電余剰受電については既受給契約に基づき安定的に供給されると見込める分のみ、卸電力取引所で取引分は先渡取引において既に約定した分のみを供給力として計上する。(これ以外の常時バックアップ、自家発電余剰受電及び卸電力取引分は、小売予備力や発電余力として計上)。

需要を上回る供給力については、エリア間の取引で活用されることも想定されるが、一旦、発電所所在地の各エリアの供給力として計上する。

なお、この供給力の検証のため、当機関が過去に取りまとめた各電気事業者の供給計画を参照した他、以下の事業者を対象とした

報告徴収を行い、さらに詳細なデータを収集し分析を行った。

- 旧一般電気事業者10社と旧一般電気事業者から移行した発電事業者2社と小売電気事業者1社 計13社

- 平成 27 年度の供給量が 5 億 kWh 以上の小売電気事業者 15 社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の供給量の約 99% をカバー）
- 平成 28 年供給計画で、昨年度末時点の発電出力合計が 50 万 kW 以上の発電事業者 14 社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の火力の供給量の約 95% をカバー）

（２）需要面

これまでの電力需給検証と同様に、気温が低くなるリスクを想定し、原則として 2011 年度冬季並みの厳寒の需要を想定する（ただし、北海道エリアについては、2010 年度が 2011 年度よりも厳寒であったため 2010 年度並みを想定する。また、東京エリア及び東北エリアについては、2013 年度に 2011 年度の厳寒を更新したことから、2013 年度並みを想定する。同様に沖縄エリアは 2015 年度並みを想定する）。

これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映して、2016 年度冬季の需要想定とする。

なお、本章における需要の想定値は各エリアの最大需要電力（送電端）を用いる。

（３）電力需給バランスの検証と供給力減少リスクの評価

以上により想定された各エリア電力需給バランスについて、沖縄を除く 9 エリア全体、東日本（50Hz）の 3 エリア全体、中部及び西日本（60Hz）の 6 エリア全体といった広域的な視点を含め、安定供給が可能であるかを検証する。

需給バランスの検証においては、電力需給検証小委員会での基準（冬季における 10 年に 1 回程度の厳寒における最大電力需要(H1)の 103%の供給力確保）を踏襲するとともに、それとは別に供給力減少リスクとして、厳寒 H1 需要に対して電源及び電源線の N-1 故障による供給力の最大脱落リスクを考慮した需給状況を評価した。

沖縄エリアについては、他エリアのように原子力発電の稼働停止により供給力が大幅に不足するような状況にないこと、他エリアと連系設備で連系されていないことを踏まえ、沖縄エリア単体の 2016 年度冬季の需給見通しを示す。

2. 2016 年度冬季の供給力の想定

2016 年度冬季の供給力の想定に当たっては、各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査しつつ、可能な限り供給力を積み増すこととする。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

(1) 原子力発電

原子力発電については、既に再稼働しているものを除き、稼働しないことを前提とする。

(2) 火力発電

①火力発電設備の定期検査

火力発電については、保安の観点から定期検査をする必要のあるものを見極めて定期検査を行う（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。

表 2 4 に 2016 年度冬季に定期検査等が不可避であると評価したもの（8 エリア 48 機）を示す。

【表 2 4 2016 年度冬季に定期検査等を行う必要のある火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	期間
東北	秋田2号機	34万kW	石油	11/22～3/5
	東新潟港1号機	34万kW	LNG	8/16～1/18
	原町2号機	94.8万kW	石炭	1/11～5/13
東京	袖ヶ浦1号機	60万kW	LNG	10/19～1/25
	富津1-1軸	17万kW	LNG	10/5～3/3
	富津2-5軸	17万kW	LNG	10/3～3/17
	富津4-1軸	51万kW	LNG	H27.8/16～H29.9/29
	川崎1-1軸	50万kW	LNG	1/11～1/25
	横浜7-4軸	35万kW	LNG	8/30～1/1
	横浜8-1軸	35万kW	LNG	1/4～5/15
	品川1-1軸	38万kW	LNG	1/6～5/8
	常陸那珂1号機	100万kW	石炭	1/5～3/22
	千葉3-3軸	48万kW	LNG	2/1～3/19
	JFEコンバインド発電所	13.6万kW	LNG	2/10-4/11
	鹿島共同発電所5号機	29.2万kW	その他ガス	1/10-1/31
	君津共同発電所4号機	16.7万kW	石油	9/1-3/31
中部	四日市3号機	22万kW	LNG	1/6～1/9
	四日市4-1号機	11.7万kW	LNG	10/21～1/11
	四日市4-2号機	11.7万kW	LNG	10/8～2/1
	渥美4号機	70万kW	石油	1/14～3/8
	川越3-1～6号機	145.8万kW	LNG	12/23～1/5
	川越3-7号機	24.3万kW	LNG	10/15～3/6
	川越4-3号機	24.3万kW	LNG	10/1～2/24
	碧南1号機	70万kW	石炭	9/10～2/12
	新名古屋8-3号機	40万kW	LNG	2/25～4/15
	川越4-6号機	24.3万kW	LNG	2/21～7/15
関西	海南1号機	43.5万kW	石油	1/4～6/3
	海南2号機	43.6万kW	石油	9/3～5/20
	姫路第二6号機	46.2万kW	LNG	2/25～5/1
中国	柳井1-3号機	12.2万kW	LNG	1/21～3/28
	柳井2-2号機	19.3万kW	LNG	1/16～4/8
	倉敷共同発電所5号機	14.7万kW	石炭	2/15-2/28
四国	阿南3号機	43.2万kW	石油	1/7～4/22
九州	苅田新2号機	35.9万kW	石油	4/1～3/31
	新大分1-1軸	11.3万kW	LNG	7/28-2/23
	新大分3-1軸	24.1万kW	LNG	9/20-1/22
	新小倉5号機	58.3万kW	LNG	2/17-6/24
	松島火力2号機	46.8万kW	石炭	9/3-1/15
沖縄	牧港9号機	11.8万kW	石油	12/19-2/3
	具志川1号機	14.1万kW	石炭	1/5-3/9
	石川GT1号機	10.2万kW	石油	11/1-5/31
	吉の浦マルチGT	3.4万kW	LNG	12/6-1/26
	石川石炭火力1号機	14.1万kW	石炭	10/1-3/17

②これまで長期停止していた火力発電

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電設備¹の再稼働(6エリア14機。うち2016年度冬季の稼働は4エリア4機)が行われ、供給力として計上してきた(表25)。一方で、長期停止からの再稼働を行ったが、設備の劣化が著しいため、再び長期停止となった火力発電設備(2エリア5機)もある(表26)。これらの、再び長期停止に入った火力発電を含めた長期停止火力発電設備については、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ケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、すぐには再稼働できないため、2016年度冬季の供給力として見込まない(表27)。

【表25 2016年度冬季に稼働している長期停止から再稼働した火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北	東新潟港1号	34万kW	LNG	43年
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	20年
関西	海南2号	44万kW	石油	46年
九州	苅田新2号	36万kW	石油	44年
合計		129万kW		

【表26 震災後の再稼働等により設備の劣化が著しいため長期停止となる火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京	横須賀1号GT,2号GT,3・4号	3,14,35,35万kW	LNG,石油	8～50年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2016年4月より長期停止中。
四国	阿南2号	22万kW	石油	47年	長期停止から再稼働した火力。経年により、ボイラ煙道等、設備劣化が著しいことから、伊方発電所3号再稼働に伴い2016年8月より長期停止中。
合計		109万kW			

¹ 運転年数が相当程度経過し、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止しているもの。

【表 2 7 2016 年度冬季に再稼働できない長期停止火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	46～50年	6～12年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工が必要。復旧期間2年程度。
中部	渥美1号機	50万kW	石油	30年	14年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理が必要。復旧期間2年以上。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	8年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理が必要。復旧期間2.5年以上。
関西	多奈川第二1・2号機	各58万kW	石油	39年	11年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査が必要。復旧期間3年程度。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各36万kW	石油	27,26年	14,12年	
中国	大崎1-1号機	26万kW	石炭	15年	4年	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工が必要。復旧期間3年程度。
四国	阿南1号機	12万kW	石油	53年	14年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替が必要。復旧期間2～3年。
合計		454万kW				

③火力発電の増出力について

火力発電の増出力は、過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により行われる。2016 年度冬季は 9 エリアで 127 万 kW を見込む（表 2 8）。

【表 2 8 2016 年度冬季(1 月)における過負荷運転等による増出力見込み】

(万kW)											
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力	6	17	42	14	18	5	8	4	13	-	127

④緊急設置電源の設置について

東日本大震災以降、東北電力及び東京電力を中心に緊急設置電源を導入してきたが、新設の火力発電設備の稼働等に伴い順次廃止しており、3 エリアで 86 万 kW を見込む（表 2 9）。

【表 2 9 2016 年度冬季(1 月)における緊急設置電源の活用見込み】

(万kW)											
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
緊急設置電源の設置	14	66	-	-	6	-	-	-	-	-	86

⑤自家発電事業者からの電力購入について

自家発電事業者からの電力購入については、9 エリア 217 万 kW を見込む（表 3 0）。

【表 3 0 2016 年度冬季(1 月)における自家発事業者からの電力購入見込み】

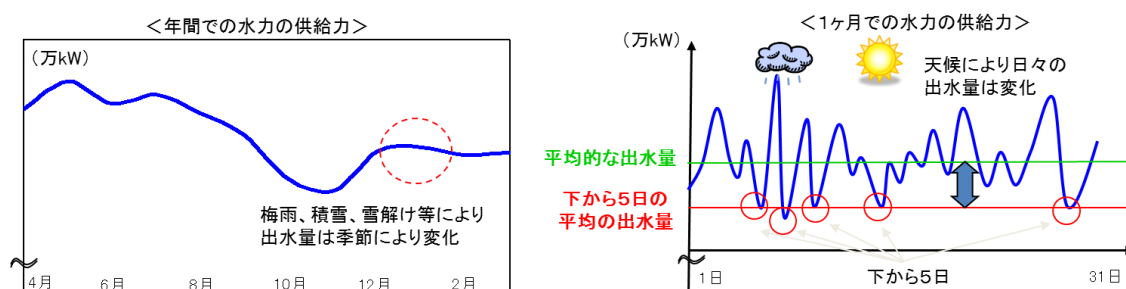
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
自家発の活用	6	14	63	8	61	6	33	7	19	0	217

(万kW)

(3) 水力発電

水力発電には、自流式と貯水池式があり、その合計値を供給力としている。

貯水池式水力発電の供給力については、補修停止等を見込んだ発電可能量を評価する。自流式水力発電の供給力については、降雨等によって出水量が日々変化するため、従来、月毎（1 月～12 月）に供給力が低かった下位 5 日の平均値を、過去 30 年間平均した値を安定的に見込める供給力として評価してきた（図 7）。2016 年度冬季においても、同様の評価方法を採用し、水力発電の供給力を見込むこととする（表 3 1）。



【図 7 水力発電の供給力の計上方法】

【表 3 1 2016 年度冬季(1 月)における水力発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
供給力見込み	45.8 (38.2)	135.8 (125.9)	184.6 (158.5)	113.0 (103.3)	224.2 (151.2)	110.8 (28.7)	32.4 (32.4)	28.5 (23.7)	77.3 (50.6)	0 (0)	952.4 (712.5)

(万kW)

※()内は自流式水力の値

なお、水力発電についても、火力発電と同様に、保安の観点から定期検査をする必要のあるものを見極めて定期検査を行うこととし、その他は稼働させ、供給力として見込むこととする。

表 3 2 に 2016 年度冬季に定期検査を行う必要がある水力発電設備（8 エリア 74 機）を示す。

【表 3 2 2016 年度冬季に定期検査を行う必要のある水力発電設備】

エリア	発電所	出力	種別	期間
北海道	十勝	4万kW	水力	11/14-4/24
	日高	1.0万kW	水力	9/2-3/24
	富村	4.1万kW	水力	8/31-未定
	奥沙流	1.5万kW	水力	8/30-未定
東京	塩原全号機	90万kW	揚水	1/1-1/12
	今市3号機	35万kW	揚水	2/13-28
	奥清津第二1号機	28.4万kW	揚水	1/18-6/30
中部	奥美濃1～6号	25万kW × 6	揚水	1号:1/19-1/21, 2/1 2号:1/23-1/24, 2/1 3号:1/25-1/26, 2/2 4号:1/27-1/28, 2/2 5号:9/10-5/20, 6号:9/10-2/18
	奥矢作第一・第二1～3号	110.3万kW	揚水	2/19-3/9
	高根第一1号	8.5万kW	揚水	2/19-3/7
	秋葉第一1,2号機	2.25万kW × 2	水力	1号:10/28-1/27, 2号:10/1-5/10
	船明	2.4万kW	水力	10/1-3/31
	湯上	2.7万kW	水力	9/6-1/21
	尾鷲第二	2.5万kW	水力	1/11-2/12
	池原1号機	2.9万kW	揚水	2/25-3/4
	小森1,2号機	0.75万kW × 2	水力	1号:11/21-3/30, 2号:11/21-3/25
関西	奥吉野2,3号機	40.2万kW	揚水	9/19-3/4
	奥多々良木1,2号機	60.6万kW	揚水	H27-H30
	奥多々良木3号機	30.3万kW	揚水	H27-未定
	長殿1～3号機	1.53万kW	水力	H23-H30
	殿山1号機	1.5万kW	水力	9/29-3/24
	賤母1～4号機	1.63万kW	水力	11/14-2/28
	滝越1,2号機	2.89万kW	水力	11/10-6/10
	大井4号機	1.3万kW	水力	10/1-2/24
	丸山2号機	6.9万kW	水力	12/16-H30
	黒部川第二1号機	2.4万kW	水力	H26-H29
	奥多々良木4号機	30.3万kW	揚水	2/27-3/30
	常盤1,2号機	1.5万kW	水力	2/20-3/4
	小森1,2号機	0.75万kW × 2	水力	1号:11/21-3/30, 2号:11/21-3/25
	十津川第一1,2号機	3.1万kW × 2	水力	11/1-6/15
北陸	西勝原第三1号機	5万kW	水力	10/1-3/28
	和田川第二1,2号機	12万kW	水力	2/20-4/15
	和田川第一1,2号機	3万kW	水力	2/20-4/15
	湯上	2.7万kW	水力	9/6-1/21
中国	俣野川4号機	29.9万kW	揚水	12/14-7/17
四国	松尾川第一・第二	4.2万kW	水力	10/10-3/9
	分水第一～第四	5.3万kW	水力	12/1-4/28
	柳谷	2.4万kW	水力	1/16-2/24
	長山1,2号機	1.85万kW × 2	水力	1,2号:1/16-1/20 2号:2/12-2/25
	早明浦	3.7万kW	水力	12/1-3/22
九州	小丸川1号機	29.9万kW	揚水	8/3-3/22
	小丸川4号機	29.9万kW	揚水	1/12-1/28
	下釜	1.5万kW	水力	7/22-1/26
	山須原1,2号機	1.3万kW	水力	H23.11-H34.5
	西郷1号機	1.9万kW	水力	H23.11-H30.5
	瀬戸石	2.0万kW	水力	11/15-2/28

（４）揚水発電

揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する（表３３）。

【表３３ 2016 年度冬季の揚水発電の供給力見込み】

(万kW)				
エリア	出力(送電端) (①)	2016年度冬季 (1月)の供給 力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2015年度 冬季(1月)の供 給力見通し
北海道	80	67	・年間貯水池運用によるダム水位低下に伴う可能減および潜在出力を考慮	67
東北	71	71	—	48
東京	1031	787	・揚水潜在出力による減	800
中部	427※	247	・運用水位を考慮	284
関西	374	339	・運用水位を考慮	300
北陸	11	11	—	11
中国	182	120	・1日で夜間に汲み上げる揚水動力量を計算し、ロードカーブに対応した揚水供給力を算出	96
四国	69	38	・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、設備容量並の発電ができないため。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	38
九州	229	181	・小丸川1,4号機(30)補修停止	183
沖縄	—	—	—	—
合計	2,474	1,861		1,827

※発電端から送電端へ換算した数値であり、暫定値である。

（５）再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）

2016 年度冬季（1 月）は計 59 万 kW の見込み。

① 太陽光発電

2016 年度冬季（1 月）は 16.5 万 kW を見込む。

冬季は、電力需要のピーク時間帯が夕方となる地域が多く、日射量が見込めないため、原則、供給力として見込まない。ただし、中部エリア及び北陸エリアにおいては、電力需要のピーク時間帯が午前中となるため、供給力として見込む（表３４）。

【表３４ 2016 年度冬季の太陽光発電の供給力見込み】

(万kW)											
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
供給力見通し	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5
想定最大需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	18-19時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	19-20時	—

② 風力発電

2016 年度冬季（1 月）は 14.6 万 kW を見込む（表 3 5）。

風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、水力発電と同様に、各月の風力発電の出力が低かった下位 5 日の平均値を実績データが把握可能な期間（過去 5～10 年間）で月毎に平均した出力（L5 評価値）を供給力として評価することとしている。ただし、風力発電は、水力発電に比べてデータの蓄積が少ない（過去 5～10 年間）ことに伴い、誤差が生じる可能性についての懸念もあり、将来的には、設備の導入拡大が見込まれることから、供給力の予測精度を上げていくことが必要であり、引き続きデータの整備や予測高度化に努めることとする。

【表 3 5 2016 年度冬季（1 月）の風力発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力(万kW)	1.8	6.6	2.0	1.0	0.5	0.1	0.8	0.6	1.2	0.0	14.6
内訳	設備容量(万kW)	36.0	89.8	41.3	27.0	17.1	15.1	37.2	15.2	55.4	335.1
	出力比率(%)	4.8	7.4	4.5	3.9	2.7	0.5	2.1	4.0	2.2	-

③ 地熱発電

2016 年度冬季（1 月）は 28 万 kW を見込む（表 3 6）。

【表 3 6 2016 年度冬季（1 月）の地熱発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力	2	10	0	—	—	—	—	—	16	—	28

(万kW)

(6) 新設及び長期停止・廃止となる電源について

表 3 7 に、2015 年度の冬季見通しで供給力として計上した電源と比較して、新設等により 2016 年度冬季にさらに供給力として見込むことのできる電源を、表 3 8 に今年度から新たに長期停止したあるいは廃止等により供給力として見込めなくなった主な電源を示す。

【表 3 7 2016 年度冬季に新設等で供給力として見込める電源】

分類	エリア	発電所・号機	発電区分	運開予定時期	定格出力	備考
新設	東北	新仙台3-2号	LNG	H28.7	49.0万kW	新設、H28.7に営業運転開始。
	四国	坂出2号	LNG	H28.8	28.9万kW	リプレース、H28.8に営業運転開始。
	九州	新大分3号4軸	LNG	H28.6	45.9万kW	新設、H28.6に営業運転開始。
再稼働	四国	伊方3号機	原子力	H28.8	89.0万kW	H28.8に再稼働。
合計					212.8万kW	

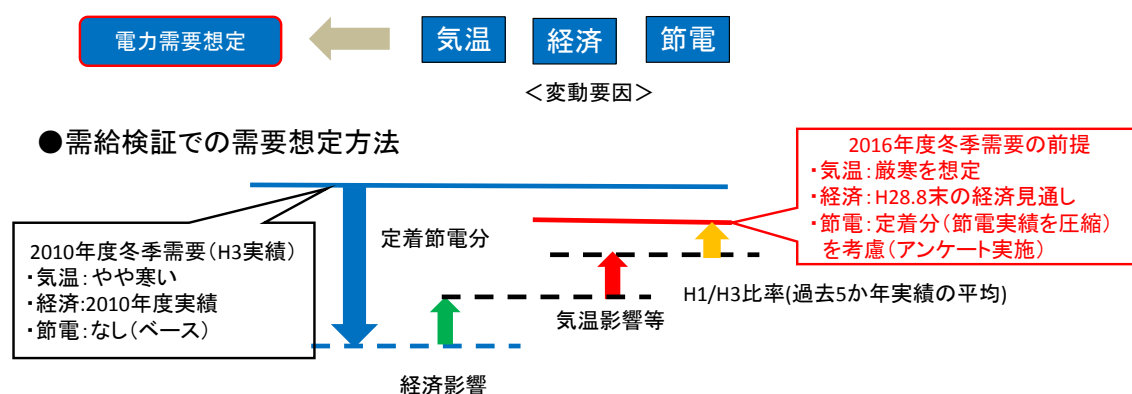
【表 3 8 2016 年度冬季に供給力として見込めなくなった電源】

分類	エリア	発電所・号機	発電区分	停止・廃止時期	定格出力	備考
廃止	東北	八戸3号	石油	H28.7	25.0万kW	老朽化に伴いH28.7に廃止済み。
長期停止	東京	横浜5,6号	LNG	H28.4	52.5万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		大井1～3号	石油	H28.4	105.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		広野1号	石油	H28.4	60.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		矢木沢2号	揚水	H28.4	8.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		安曇4,6号	揚水	H28.4	20.6万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
	中部	四日市1,2号	LNG	H28.4	44.0万kW	高経年化に加え、需給上不要と判断し、H28.4から長期停止。
	四国	阿南2号	石油	未定	22.0万kW	老朽化に伴いH28.8から長期停止。
	関西	大阪発電所2号	石油	H28.9	14.9万kW	電力卸売契約満了(9月末)に伴う停止。
合計					352.2万kW	

3. 2016 年度冬季の需要の想定

2016 年度冬季の需要想定に当たっては、電力需要の変動要因である気温影響、経済影響、節電影響について、どの程度見込むかを検証した（図 8）。以下、変動要因毎に検証結果を記す。

- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2016 年度冬季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。
 - ① 気温影響：2011 年度冬季並みの厳寒を想定。（北海道電力は2010 年度、東北電力及び東京電力は2013 年度、沖縄電力は2015 年度並の厳寒を想定）
 - ② 経済影響：直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮。
 - ③ 節電影響：2015 年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2016 年8～9 月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。



【図 8 2016 年度冬季の需要想定について】

（1）気温影響等※ ～2010 年度冬季から気温影響等▲80 万 kW

※気温影響に H3 実績を H1 実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計を「気温影響等」とした。

2016 年度冬季において気温が低くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も厳寒だった 2011 年度冬季並みを想定する。ただし、北海道エリアについては更に厳寒であった 2010 年度、東北及び東京エリアについては 2013 年度、沖縄エリアについては 2015 年度冬季並みを想定する。このため、2010 年度と比較して、気温影響等による需要は 80 万 kW 減少する見込みとなる。

（2）経済影響 ～2010 年度冬季から経済影響＋134 万 kW

2016 年度冬季の経済影響については、直近の経済見通しとして GDP 及び IIP の直近の見通しを反映し、さらに、各エリアにおける工場・スーパー等の新規出店、撤退等に伴う需要変動を織り込んでエリア毎に算出した。

表 3 9 に各エリア 2016 年度冬季の経済影響を示す。政府が行う経済対策、金融政策の効果により、GDP、IIP が増加すること等から、経済影響による需要増

は、10 エリアの合計では、2010 年度比で 134 万 kW の増加を見込む。なお、地域経済の実勢や、大規模工場の操業縮小や撤退等により、2010 年度比でマイナスとなるエリアもある。

【表 3 9 2016 年度冬季の経済影響】

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
2016年度 経済影響等	+5	+33	+75	+27	+35	+3	▲17	+3	▲36	+6	134

(3) 節電影響 ～2010 年度冬季から▲834 万 kW

①節電影響の算出

定着節電については、従来と同様に、2015 年度冬季の各旧一般電気事業者における節電実績をベースとし、これに本年 8～9 月に各旧一般電気事業者が行ったアンケート調査結果を踏まえて算出した。

具体的には、沖縄エリアを除く各旧一般電気事業者において需要家を対象に行ったアンケート調査において、「2016 年度冬季に節電を継続する」と回答した回答者であって、「2016 年度冬季も 2015 年度冬季と同等の節電を継続する」と回答した回答者の割合を、節電の継続率とし、これに 2015 年度冬季の節電実績を乗じて、2016 年度冬季に見込む定着節電を算出、それをエリア全体に換算した。(図 9)。

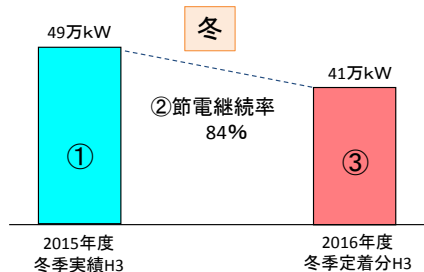
以上の方法によって算出された各エリアにおける定着節電を表 4 0 に示す。節電影響による需要減について、9 エリアの合計では、2010 年度比で▲834 万 kW を見込むこととする。

- 2015年度冬季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査※1を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2016年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、2016年度冬季の継続率※2を算出。
- 2015年度冬季の節電実績①に、2016年度冬季の継続率②を乗じて、2016年度冬季の定着節電③を算出。

※1 2016年度冬季において、2015年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:8月下旬～9月上旬)。
 ※2 「2015年度冬季節電を実施した」と回答した人のうち、「2016年度冬季節電を継続する」×「2016年度冬季に2015年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

例)北海道電力

- (1) 2016年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、2016年度冬季の継続率は84%となる。
- (2) 2015年度冬季節電実績49万kWに上記継続率を乗じて、2016年度冬季の定着節電41万kWを算出。



【図9 定着節電の算出方法（北海道電力の例）】

【表40 2016年度冬季の節電影響】

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄
①2015年度冬季節電実績	▲49 [▲8.8%]	▲40 [▲2.8%] ^{注2}	▲478 [▲9.3%]	▲77 [▲3.3%]	▲185 [▲6.9%]	▲12 [▲2.4%]	▲19 [▲1.8%]	▲30 [▲6.0%]	▲42 [▲2.7%]	-
備考	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	-
②継続率	84%	85%	93%	87%	84%	83%	89%	87%	91%	-
③2016年度冬季定着節電 (①×②)	▲41 [▲7.4%]	▲34 [▲2.4%]	▲446 [▲8.7%]	▲67 [▲2.9%]	▲155 [▲5.8%]	▲10 [▲2.0%]	▲17 [▲1.6%]	▲26 [▲5.2%]	▲38 [▲2.5%]	-
(参考) 2010年度冬季最大電力需要	557	1,441 (1,369) ^{注2}	5,246	2,315	2,676	506	1,051	500	1,492	108

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。

注2)2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,369万kWとの節電率。(今回からエリア評価へ見直し)

②需給調整契約

節電影響の内数として、計画調整契約（平日の昼間から夜間等に電気の使用を計画的に振り替える（すなわちピークシフトする）契約）を見込む。

表４１に２０１６年度冬季の各エリアにおける需給調整契約の見込みを示す。なお、随時調整契約については、需給のひっ迫時のみ発動する契約のため、需要想定には、あらかじめ織り込まない。

【表４１ ２０１６年度冬季の需給調整契約見込み】

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
計画調整契約電力	1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	11
随時調整契約電力 (瞬時含む)	17	23	92	72	33	21	84	40	27	0	409

(参考)需給調整契約の概要

①計画調整契約

夏季・冬季のピーク期間中、平日の昼間から夜間や休日などに電気の使用を計画的に振り替える契約(契約時期:毎年度春先～)。調整電力及び調整時間の実績により、電気料金が割引かれる。

②随時調整契約

需給の逼迫時に、電力会社からの事前通告(即時、１～３時間前、前日)によって電力の使用を抑制する契約(契約時期:毎年度春先～)。「発動の有無に関わらず毎月割引」及び「発動時の実施割引」により、電気料金が割引かれる。事前割引のないものも存在。

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2016 年度冬季の電力需給の見通し

表 4 2 に今回まとめた 2016 年度冬季の電力需給の見通しを示す。2016 年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、中部エリアを除き、予備率 3%以上を確保できる見通しである。

【表 4 2 2016 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス】

平成28年度冬季需給バランス(厳寒H1)

(送電端 万kW%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,346	536	2,737	1,192	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	41	41	228	186	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	10.8	45.5
予備率3%確保に対する不足分						28							
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,446	569	2,823	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	65	54	249	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備率3%確保に対する不足分						7							
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	158	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備率3%確保に対する不足分													
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備率3%確保に対する不足分													

(2) 予備率の評価

電力需要に対応するため、最低でも 3 %の予備率を確保する必要がある。2016 年度冬季においては、中部エリアを除き、予備率 3 %以上を確保できる見通しである。

中部エリアでは、現段階では予備率が 3 %を下回るが、市場において確実に行われるであろう電力取引を加味すれば、予備率 3 %以上が確保できる見通しである。(詳細後述)

よって、全国大で電力の安定供給に最低限必要な供給力は確保できると評価できる。

他方、北海道エリアについては、予備力の絶対値を見る必要がある。北海道エリアは、予備率 15.6% (81 万 kW) であるが、他電力からの電力融通に制約があること(北本連系線のマージン分 47 万 kW まで)、発電所 1 機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと(最大機である苫東厚真発電所 4 号機(石炭、70 万 kW)の停止は、予備率 11.5%の喪失に相当)、厳寒であり、電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全に与える影響が甚大であること等を踏まえた検討が必要である。

北海道電力提出資料を踏まえ記載検討

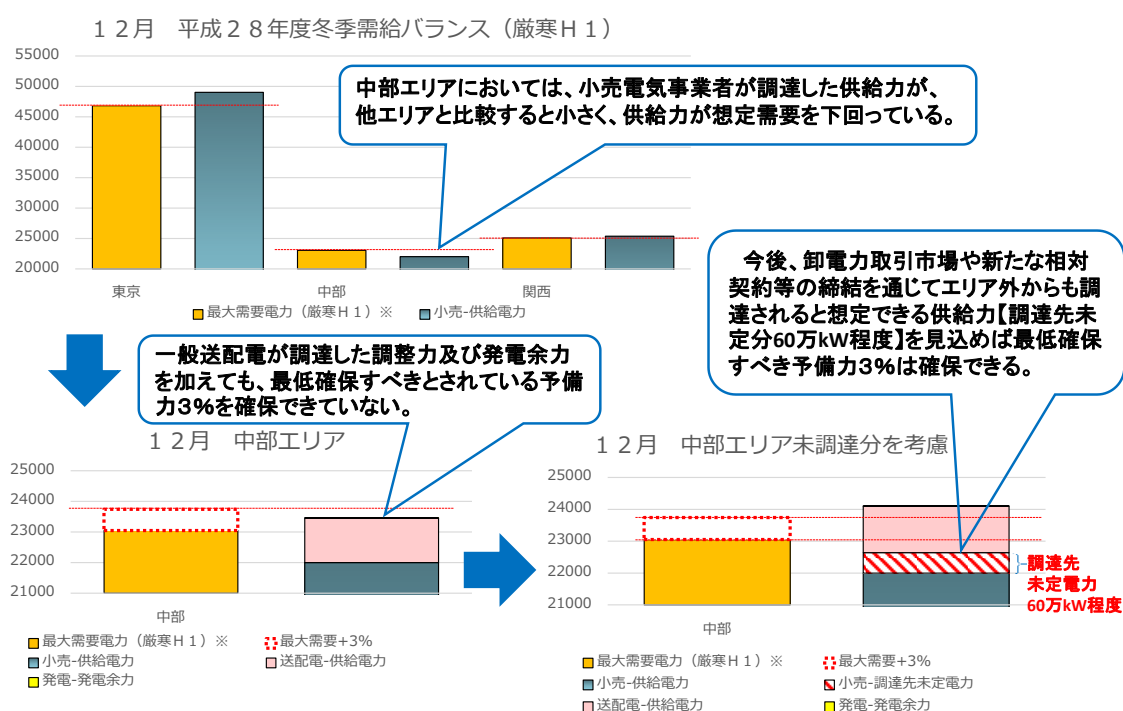
(3) 中部エリアの需給バランス評価

表4-2に示した通り。中部エリア以外の9エリアは、最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っているが、中部エリアについて、供給予備率3%を確保するためには、12月に30万kW程度、1月に10万kW程度の供給力の追加が必要となることから、他エリアでは考慮していない市場取引も含めたさらに詳細な検証を行う。

中部エリアの供給力不足は、今後卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じて調達する「調達先未定分」の影響と考えられる。小売電気事業者は、実需給までに供給力を確保すればよく、現時点で供給力の調達先が未定であることが直ちに問題になるとは言えない。そこで、12月の需給バランスを参考に実需給までの供給力確保状況を検証する。

①中部エリアの供給力分析（図10）

小売電気事業者が確保した供給力に一般送配電事業者の調達する調整力を加えた場合でも、供給予備率3%は確保できないが、今後、小売電気事業者が卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じてエリア外から調達する可能性のある供給力（約60万kW）のうち30万kWを加えれば、供給予備率3%は確保できる見通しとなる。

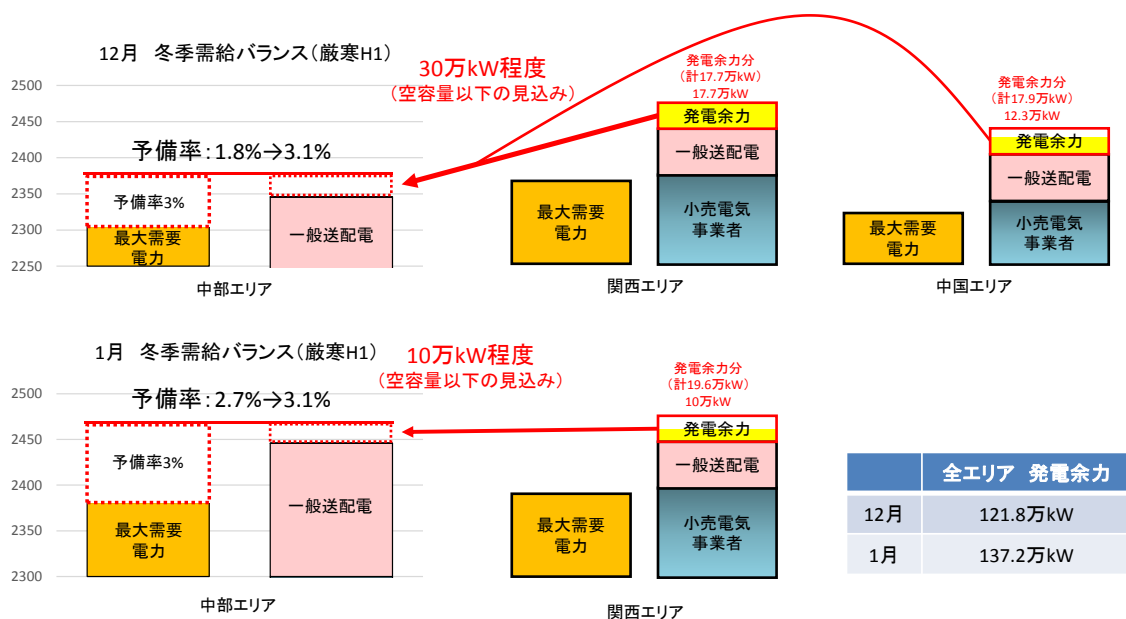


【図10 中部エリアの供給力分析】

②供給力不足分を他エリアからの取引で賄う場合の試算（図 1 2）

各エリアの発電余力は卸電力市場等で取引される蓋然性が高いことから、卸電力取引市場等で、中部エリアの調達先未定分が供給力を確保できるか試算を行った。

試算の結果、関西・中国エリアの発電余力により、中部エリアの供給力は最低確保すべきとされている 3%の予備力を確保できる見通し。



【図 1 2 供給力不足分を他エリアからの取引で賄う場合の試算②】

関西・中国エリアの発電余力（12月に30万kW、1月に10万kW）が、市場取引により中部エリアで活用された場合は、表 4 3に示す通り、中部エリアも含め各エリア供給予備率 3%を上回る。

【表 4 3 2016 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス（エリア間取引考慮）】

平成28年度冬季需給バランス(厳寒H1)													(送電端, 万kW, %)
【12月】	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,376	536	2,720	1,179	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	71	41	211	173	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	3.1	8.3	8.4	17.2	9.3	15.0	10.8	45.5
予備率3%確保に対する不足分													
【1月】	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,456	569	2,813	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	75	54	239	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	3.1	10.5	9.3	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備率3%確保に対する不足分													

(4) 厳寒 H1 需要と供給力減少リスク (N-1 故障) の同時発現時の事前確認

10 年に 1 回程度の厳寒時における最大 H1 需要 (厳寒 H1) 発生と供給力減少リスクが同時に発現した場合には、本機関によるエリア間の電力融通の指示などの追加的な需給対策で対応する可能性がある。このようなリスクに備えるため、厳寒 H1 需要発生と供給力減少リスクの同時発現後の供給予備力 3% を確保できるかについて確認した (表 4 4)。

東京 (2 月)、中部 (12 月、1 月) の両エリアでは、供給予備力が 3% を大きく下回っているが、追加的な需給対策により、供給予備力 3% を確保できる見込みである。

N-1 リスク発現直後においては、本機関によるエリア間の電力融通指示が必要となるケースも想定されるが、そのあとは他エリアとの取引等追加的な需給対策によりおおむね供給予備力 3% を確保できる見込みである (表 4 5、4 6)。

【表 4 4 供給力減少リスク要因と供給予備力(H1)の比較】

供給力減少リスク要因と、供給予備力(H1)との比較											(送電端、万kW%)
【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の 3%超過分予備力(H1)	1	-3	314	-123	-38	67	61	-55	78	24
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の 3%超過分予備力(H1)	2	13	-76	-102	-26	86	41	-49	2	20
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の 3%超過分予備力(H1)	-1	10	-182	-66	-37	73	32	-55	23	33
【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の 3%超過分予備力(H1)	37	39	-31	-14	-44	272	85	-34	154	33

※1: 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載

【表４５ 東京・中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー】

エリアの 運用上の需給対策	効果量(万kW)			算定根拠	備考
	中部	中部	東京		
	12月	1月	2月		
① エリア間取引等 (FC活用なし)	60Hz		50Hz	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年 間計画に基づく(次頁参照)
	166	157	93		
② 火力機の過負荷運転	9	14	39	発電事業者からヒアリング (当該エリア分のみを計上)	
①+②市場取引等による需給対策	175	171	132		
③ エリア間取引等 (FC活用)	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年 間計画に基づく(次頁参照)
	98	93	0		
①+②+③市場取引等による需給対策	273	264	132		
④ 本機関による逼迫時の指示	50Hz		34	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの 年間段階のマージン分
	67	72			
	60Hz		73	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの 年間段階マージン分
	33	34			
⑤ 契約に基づく需要抑制	72	72	92	小売電気事業者からヒアリング	
④+⑤広域機関等による需給対策	172	178	199		
合計	445	442	331		

【表４６ 連系線を介した東京・中部エリアへの供給可能量の算出諸元】

厳寒H1需要における供給予備力のうち、供給予備率3%の超過分 (送電端、万kW、%)

【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	83	96	667	41	41	228	186	46	203	52
B	供給予備率	16.0	7.1	14.2	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	45.5
C	厳寒H1需要の3%	16	41	140	69	15	75	30	15	41	3
A-C	3%超過分予備力	68	55	526	-28	26	153	155	31	162	49
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	85	113	321	65	54	249	168	51	131	48
B	供給予備率	16.2	8.0	6.4	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	41.5
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	69	71	170	-7	39	172	136	36	87	45
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	81	110	215	101	43	236	158	45	152	61
B	供給予備率	15.6	7.9	4.3	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	52.3
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	65	68	64	29	27	159	127	30	108	57

■地域間連系線の空容量(東京・中部
向き一部抜粋)
※2/19時点での年間計画(12, 1,
2月分)の連系線空容量(最小値)を
表記(マージンは3月公表値に置き
換えて計算)

■地域間連系線のマージン
(中部向き・一部抜粋)
※3/10公表の年間段階での連系線
マージン

地域間連系線 空容量	潮流方向	12月		1月		2月	
		空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン
北海道東北間	北海道⇒東北	41	18	39	20	41	18
東北東京間	東北⇒東京	62	68	40	72	93	72
東京中部間	中部⇒東京	47	68	0	73	0	73
東京中部間	東京⇒中部	98	67	93	72	93	72
中部北陸間	北陸⇒中部	30	0	30	0	30	0
中部関西間	関西⇒中部	136	33	127	34	134	34
北陸関西間	関西⇒北陸	77	-	57	-	68	-
関西中国間	中国⇒関西	169	31	156	34	156	34

5. 冬季の需給見通しの検証の総括（まとめ）

今回の電力需給検証を行うにあたっては、供給計画データを活用しつつ、41社を対象に詳細なデータを収集した。

今冬については至近10か年で最も厳寒となった年と同程度の気象条件が発生した場合でも、中部エリア以外では計画上の供給力で予備力3%が確保できることを確認した。

中部エリアについては、現時点で予備率3%が確保できていないものの、当機関のひっ迫時指示などの追加的な需給対策を行わなくとも前日スポット市場等でのエリア間取引にて供給予備力3%は確保できることを確認した。

供給力減少リスクについては、N-1故障時の評価の前提をH1需要発生時として評価し、東京、中部エリア以外は、おおむね確保された予備力で対応可能であることを確認した。また、東京、中部エリアについても当機関のひっ迫時指示などの追加的な需給対策により予備力が確保できることを確認した。

6. 次回以降の需給検証にかかる改善の方向性

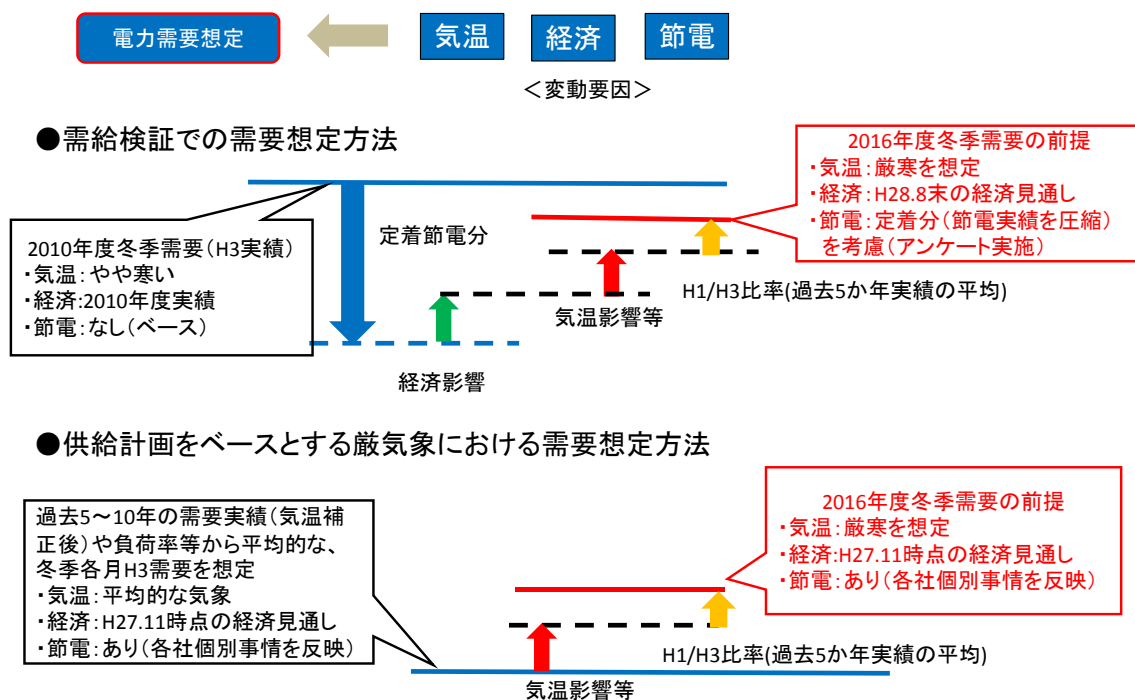
(1) 需要想定手法の見直し - 想定ベースの変更 (図12)

当機関が、供給計画のとりまとめや電源入札検討開始を判断するための需給バランス評価を行う際は、今回実施した需要想定とは異なる手法を用いている。次回以降の需給検証においては、当機関における需要想定の手法に統一し、需給バランス評価の一貫性を確保することとしたい。

具体的には、図12の「需給検証での需要想定方法」が今回の需要想定の手法であり、従来、国による需給検証で用いられてきたものであるが、これを「供給計画をベースとする厳気象における需要想定方法」に見直す。

見直し後の手法では、節電などの需要が減少する傾向や、経済見通しによる需要の変動など様々な要因について、エリアごとの特性をより適切に織り込めるものと考えている。

なお、供給計画の需要の前提となる経済見通しは、毎年11月ごろに出される国の経済見通し等を基礎としているため、需給検証を行う際は、必要に応じて、その時点での経済状況を見据えた見直しを行う。



【図12 需要想定方法の違い】

【表４７ これまでの需要想定と当機関試算の需要想定】

●平成28年度冬季需要想定（厳気象H1）

（送電端、万kW）

	想定方法のベース	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	需給検証	521	1358	4683	2305	495	2509	1006	491	1355	114
	供給計画	524	1356	4667	2294	489	2523	1003	488	1351	114
	供給計画－需給検証	3	▲2	▲16	▲11	▲6	14	▲3	▲3	▲4	0
1月	需給検証	521	1402	5029	2381	515	2574	1057	491	1479	116
	供給計画	524	1400	4986	2370	510	2589	1053	488	1475	116
	供給計画－需給検証	3	▲2	▲43	▲11	▲5	15	▲4	▲3	▲4	0
2月	需給検証	521	1395	5029	2381	515	2574	1057	491	1479	116
	供給計画	524	1393	4986	2370	510	2589	1053	488	1475	116
	供給計画－需給検証	3	▲2	▲43	▲11	▲5	15	▲4	▲3	▲4	0
3月	需給検証	482	1301	4654	2221	493	2301	953	430	1259	112
	供給計画	485	1299	4646	2210	487	2314	950	427	1255	112
	供給計画－需給検証	3	▲2	▲8	▲11	▲6	13	▲3	▲3	▲4	0

（２）需要想定手法の見直し - 定着節電分の推定方法の変更

今回冬季の需要を想定するにあたり、過去の需給検証小委と同様の想定方法を踏襲し、定着節電分を前述図９の方法で、前年度節電実績から一部の小売電気事業者によるアンケートから継続率を考慮し推計した。（アンケートは一部の小売電気事業者（旧一般電気事業者）の大口、小口、家庭用などの用途別に実施。）需給検証では需要を保守的（高め）に評価するという観点から、東日本大震災以降の需要動向を判断する実績が積み上がっていない状況下においては適切な手法であった。

しかしながら、現在、節電実績のデータはある程度積み上がっており、節電は十分に定着していると考えられることから、継続率を使わず、エリアごとの特性を踏まえ想定している供給計画における節電想定を活用することとする。

【表４８ 冬季電力需要見通しにおける定着節電見込みと前年実績（発受電端）】

冬季節電 （自社及び発受電端、 万kW）		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2013年度	見込み	▲24	▲26	▲384	▲54	▲101	▲16	▲15	▲22	▲63
	実績	▲34	▲35	▲446	▲65	▲149	▲17	▲16	▲27	▲63
2014年度	見込み	▲27	▲29	▲397	▲55	▲129	▲15	▲14	▲24	▲56
	実績	▲40	▲36	▲443	▲75	▲118	▲12	▲16	▲29	▲49
2015年度	見込み	▲34	▲30	▲402	▲65	▲101	▲10	▲14	▲25	▲43
	実績	▲50	▲40	▲469	▲75	▲200	▲17	▲19	▲31	▲42

※電力需給検証小委員会 第４回会合資料４、第９回会合資料４、第１４回会合資料５、一部引用

7. その他今後の課題

(1) 小売電気事業者が確保する供給力の織り込み方

今回の検証では、小売供給力は相対契約等の確実なもののみ計上し、現段階では供給先未定の発電余力は、試算上は発電所所在地エリア内供給力としている。

しかし、当日までにはスポット市場等が活用される蓋然性は高いと考えられることから、こうした流動的な供給力を想定上どのように扱うかという課題が残る。現時点で中部エリアにおいて予備力3%が確保できていないのも、小売電気事業者が卸電力取引市場や未締結の相対契約等の調達先未定分に多くを期待していることが一因である。

今後の市場活用の進展状況も注視しつつ、この課題を含む適切な供給力想定のある方について、引き続き検討を深めることとしたい。

以上