

平成28年度供給計画とりまとめ時点での 需給バランス評価の基準について

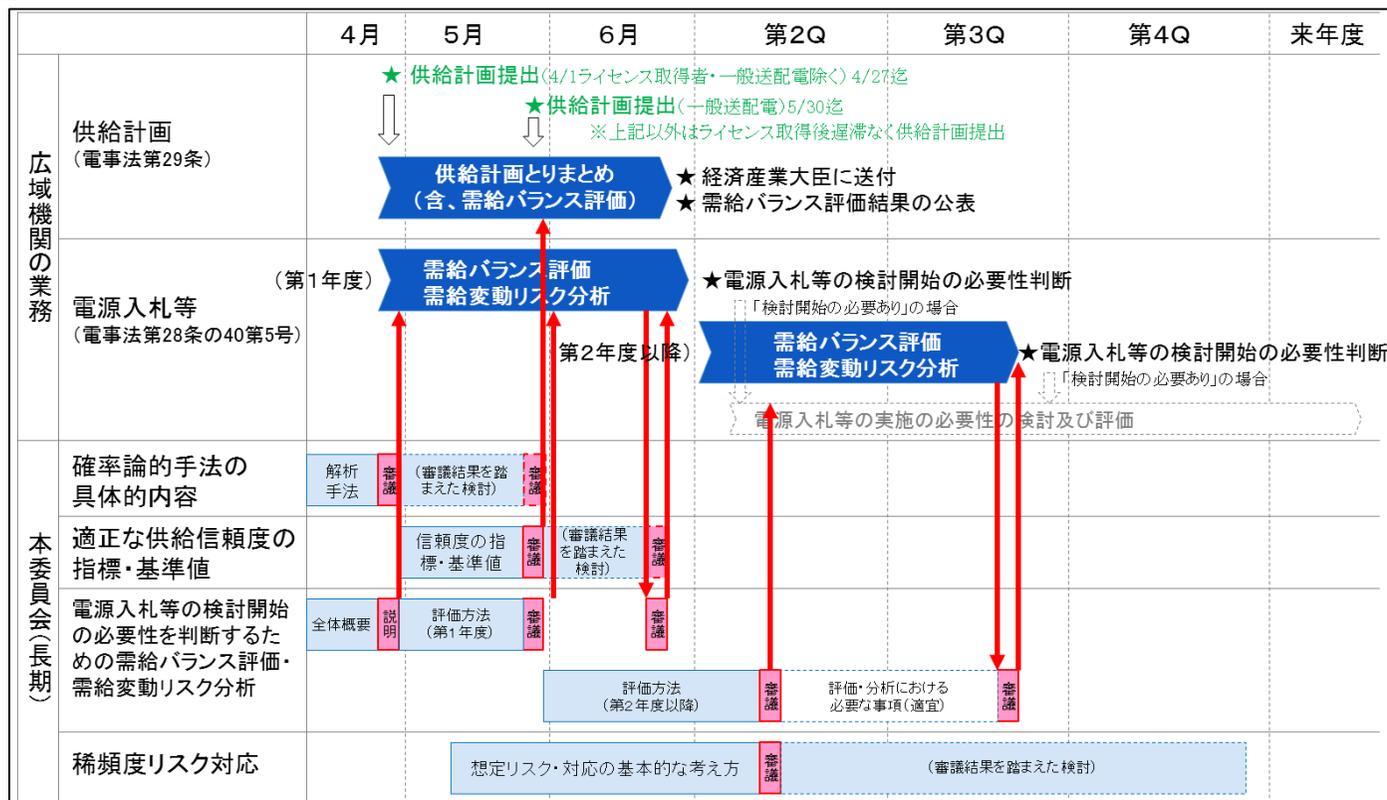
平成28年5月30日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

■ 本日は、6月に実施する以下の業務における需給バランスの評価における供給予備力の基準について、ご議論いただく。

- 供給計画とりまとめ (STEP0, 対象: 第1年度～第10年度)
- 電源入札等の検討開始の要否判断のための需給バランス評価 (STEP1, 対象: 第1年度月別)

(補足) 年内目途で実施する、電源入札等の検討開始の要否判断のための需給バランス評価(STEP1)のうち、第2年度～第10年度を対象とした評価における基準は、供給予備力の必要量に関する検討結果を踏まえ、再度議論。



※供給計画以外のスケジュールは変更の可能性あり

(出所) 第1回委員会資料

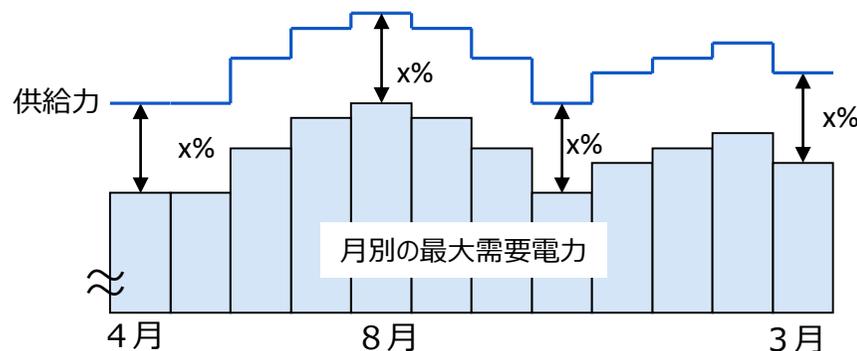
- 従来、偶発的な需給変動に対応するために必要な供給予備率(=最大3日平均電力想定値(以下、「H3需要」)の7%)と持続的な需要変動に対応するために必要な供給予備率(=H3需要の1~3%)の合計である、想定需要の8~10%が適正であるとされてきた。
- このうち、前者の偶発的な需給変動に対応するために必要な供給予備率については、後述(→P.8参照)のとおり種々の検討課題があるものの、現時点での分析結果を見る限りにおいては、従来の基準(=H3需要の7%)で評価することを否定するような結果ではないことから、6月に実施する評価では、従来の「H3需要の7%」を適用することとしてはどうか。
- また、後者の持続的な需要の変動に対応するために必要な供給予備率についても、昨年度の委員会で震災以降の3年間の実績を分析した結果でも1%程度以上の変動が見られることから、6月に実施する評価では、従来の基準の下限である「H3需要の1%」を適用することが考えられるのではないか。
- 上記を踏まえ、6月に実施する評価では、「エリアごとに供給予備率がH3需要に対して8%以上あること」を基準として評価することとしたい。

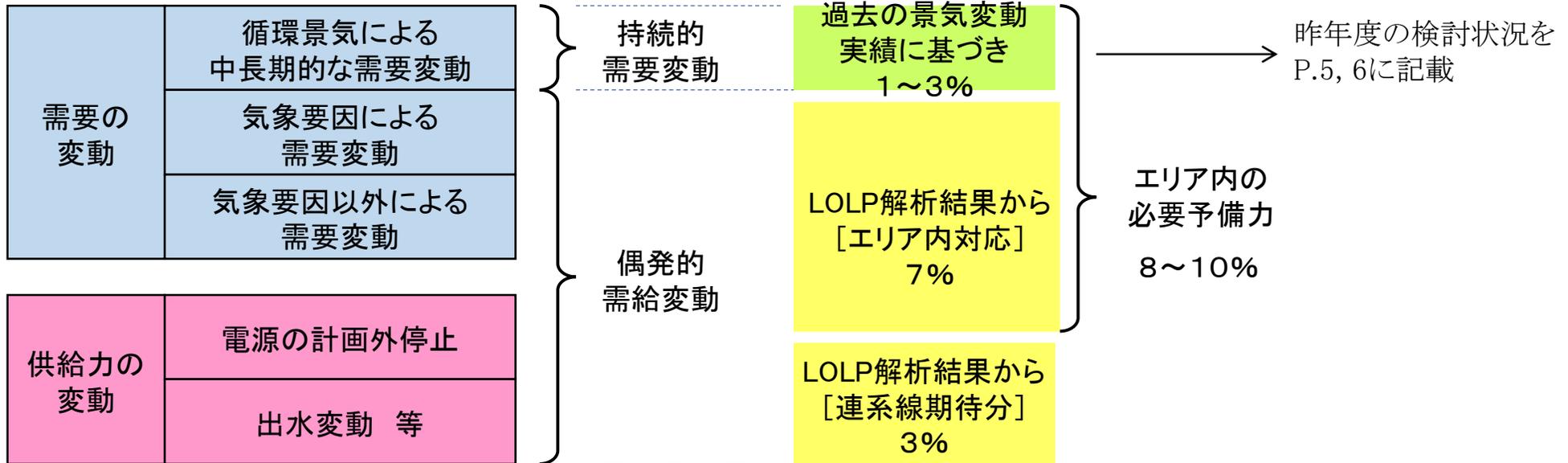
※ 沖縄については、小規模単独系統であることから、沖縄以外と同じ基準を適用するのではなく、6月に実施する評価では、従来の評価と同様に、最大電源ユニット脱落時に供給力がH3需要を上回ることを基準とする。

※ 上記の基準は、第1年度~第10年度の年度別、及び、第1年度の月別に共通の基準とする。

(補足説明)

確率論的手法による必要予備力の検討においては、8月の供給予備力を基準にしつつ、1年間で供給力不足が発生する頻度・量を算定し、当該供給予備力の適正な範囲を分析しており(右イメージ図)、昨年度の予備的検討で認められた「需要が最大となる時間帯以外のほうが需給上の厳しい断面となる可能性」も考慮した評価になっている。





%は最大3日平均電力想定値に対する比率

LOLP(Loss of Load Probability)解析における基準値「0.3日/月」の考え方(S37年11月)

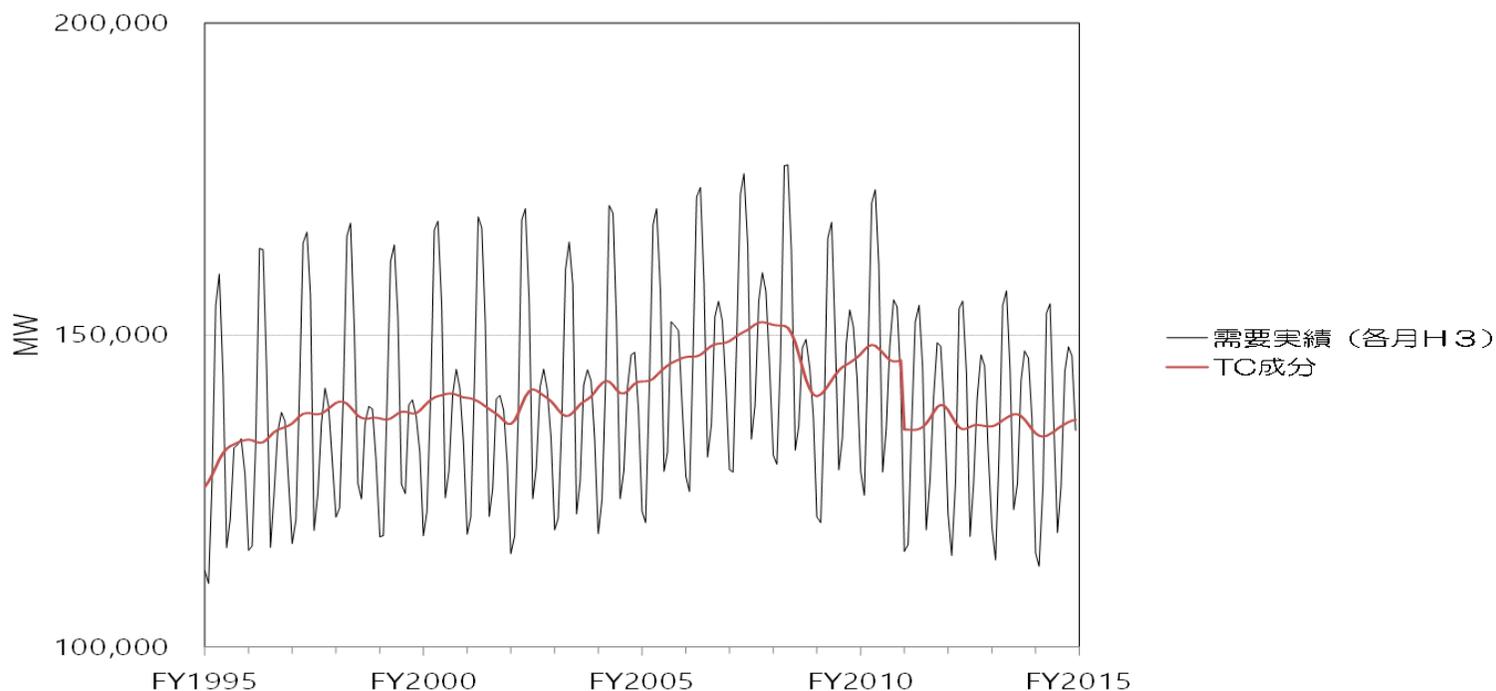
見込不足日数(0.3日/月)については、過去の実績から、事故、渇水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に20年に1回の確率で発生する事故、渇水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に0.3日であることが予想される状況となる。

(出典)第6回調整力等に関する委員会資料4より

■ 過去の需要実績（月別の最大三日平均電力（H3））に対して、季節調整法（X-12-ARIMA※）を適用することで、景気変動等による需要変動の分析を行った。

※ 米国センサス局が開発した手法で、現在、我が国の行政機関において主に使われている。従来、持続的需要変動対応分として利用したEPA法は、X-12-ARIMA等への移行に伴い、現在、我が国の行政機関で使われていない。

季節調整結果（9エリア合計）〔送電端、月別H3、気温補正後〕



- 昨年度の第6回調整力等に関する委員会において、4つの期間を対象に需要変動量(上振れ)を分析した結果(下表)を提示。
- 委員からは、「分析の対象とするデータが震災後の3カ年では少なく、結果の信頼性が低いのではないか」との意見があった。

(出典)第6回調整力等に関する委員会資料4より

(ケース1) 震災後の3カ年 : 2012年度～2014年度
 (ケース1') 震災後の4カ年 : 2011年度～2014年度
 (ケース2) 震災前の10カ年 : 2000年度～2009年度
 (ケース3) 震災前後の10カ年 : 2005年度～2014年度

(万kW、%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア合計 (※2)	沖縄
ケース1 震災後	変動量(※3)	2	18	35	57	9	26	9	9	15	190	1
	変動率(※3)	0.5	1.5	0.8	2.7	2.0	1.1	1.0	2.0	1.1	1.4	1.2
ケース1' 震災後	変動量(※3)	4	40	149	58	12	95	25	9	43	276	1
	変動率(※3)	0.9	3.5	3.4	2.7	2.7	4.0	2.7	2.0	3.2	2.0	1.1
ケース2 震災前	変動量(※3)	13	52	216	122	18	81	60	21	58	619	2
	変動率(※3)	2.8	4.2	4.4	5.5	4.1	3.3	6.3	4.8	4.2	4.2	1.4
ケース3 震災前後	変動量(※3)	16	80	324	113	17	115	54	26	59	645	3
	変動率(※3)	3.4	6.5	6.8	5.1	3.9	4.8	5.7	6.0	4.3	4.6	2.3

※1 各エリアの電力需要実績(送電端、月別H3、気温補正後)にて分析。

※2 9エリアの需要の合計値を季節調整したTC成分にて算定。

※3 変動量及び変動率は、回帰直線からの上振れ分の最大値

確率論的手法による供給予備力必要量の検討

- 本日は、第1回委員会におけるご意見を踏まえたデータ設定方法の見直しと、見直し後のデータによる分析結果をお示しするが、下表の検討課題について、引き続き検討を進める。

論点	本日の内容	今後の課題
指標と基準の設定	経済性評価(各エリアの供給予備率を一律)	1. 供給信頼度の指標と基準 ※経済性分析の結果として算定される適正な供給予備力及び指標値には幅がある 2. 供給予備力の必要量と上げ調整力の必要量との関係の整理(→次ページ)
シミュレーション手法及び諸元	前回委員会でのご意見を踏まえた、需要のベースライン・変動量の設定方法の見直し	1. 休日(特異日含む)の需要変動の確率分布の設定方法 2. エリア間の応援における連系線の扱い(マージン+空容量で良いか) <更なる課題> 継続検討のうえ結論を得たものを将来の見直しに適用 a. 計画外停止率の調査及び見直しの検討 ※旧一般電気事業者以外の停止実績データの集計、震災以降の傾向の適用可否を含む。→今年度内に調査に着手 b. 旧一般電気事業者以外の電源等のラインナップへの追加 c. シミュレーション手法、諸元の更なる精緻化 d. 余剰購入太陽光発電の取扱い(太陽光発電出力と自家消費電力を切り分けた評価) e. 停電コストや追加供給力コストの再調査

<年度別の供給予備力>

これまでの検討から想定される供給予備力の必要量の傾向と定性的に想定される上げ調整力の必要量の傾向が相反することから、上げ調整力の必要量の検討とともに、今後整理が必要。

〔エリアの需要規模の違いの影響〕

- ・ 全国一律の供給予備率のもとで確率論的手法による分析を行った結果、空容量＋マージンの範囲内でのエリア間の応援を考慮すると、需要規模の小さいエリアの指標値が相対的に小さくなる傾向が見られることから、仮に全エリアの指標値を同レベルに設定する場合には、需要規模の小さいエリアでは供給予備力の必要量が小さく算定されると考えられる。
- ・ 一方、需要規模の小さいエリアでは、供給力の変動の影響が他のエリアより大きくなることから、需要規模の比率で表した上げ調整力の必要量(エリア外期待分を含む)は需要規模の小さいエリアのほうが大きくなる可能性が考えられる。

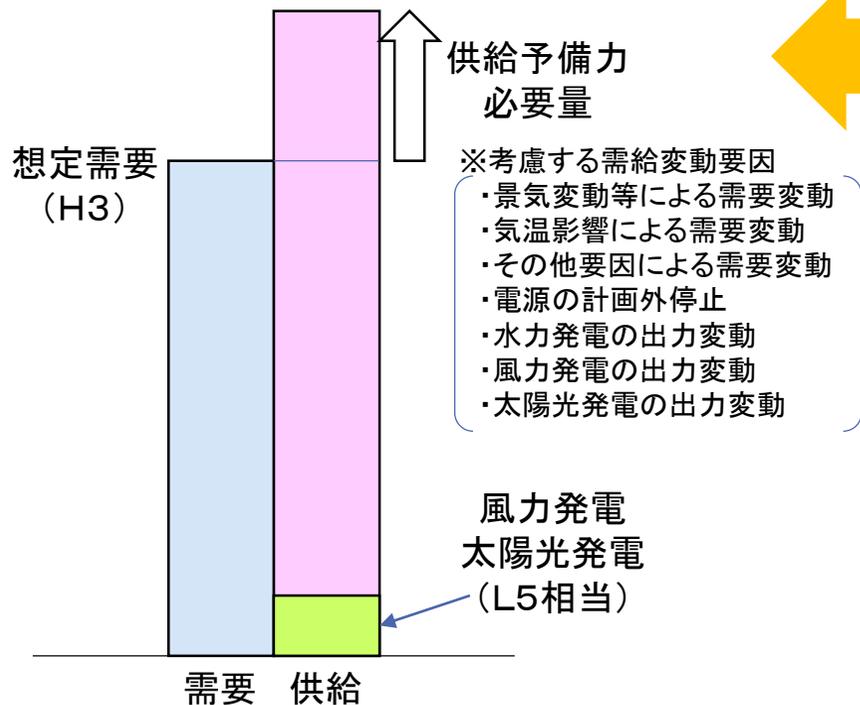
〔再生可能エネルギー発電の導入拡大の影響〕

- ・ 再生可能エネルギー発電の実際の出力が供給予備力に織り込まれている供給力(いわゆるL5)よりも大きい値になる場合が多いことから、再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴って、供給予備力の必要量が減少していくという算定結果になるものと考えられる。
- ・ 一方、再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴い、その変動や予測誤差に対応するための上げ調整力の必要量は大きくなっていく可能性が考えられる。

<月別の供給予備力>

上げ調整力の必要量は季節によって変化するものと考えられることから、月別の供給予備力の必要量も季節によって変化させることが考えられる。上げ調整力の必要量の検討とともに、今後整理が必要。

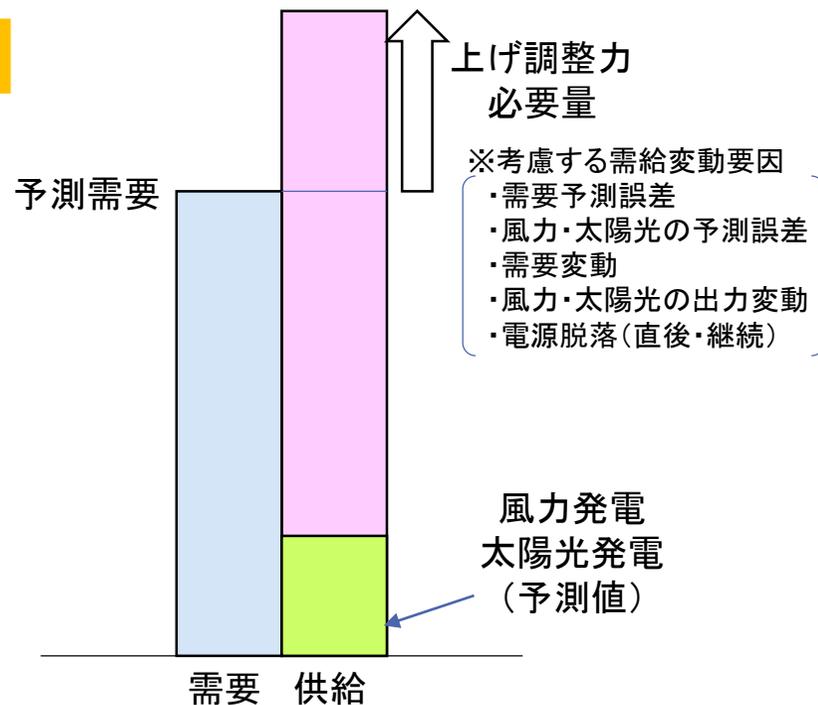
供給予備力必要量
(設備形成における基準)



必要な上げ調整力を確保できるようにするため、供給予備力の必要量の決定において考慮する必要があるか？ (今後の検討事項)



上げ調整力の必要量
(運用における基準)



供給計画における第n年度

実需給に近い断面
(例えばゲートクローズ1時間前時点)

(1) 確率論的手法におけるデータ設定方法の見直し

(空 白)

（第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会提示案）

- 下表の諸元により、需要のベースラインと変動量の確率分布を設定する案を提示。

（ご意見要旨）

- 需要のベースラインは、需要の傾向が異なる平日、休日を区分することなく時間別に設定しているが、気温影響による需要変動については、需要電力上位3日発生日（以下、「H3発生日」）を対象とした確率分布にて設定しており、H3発生日以外では割り切った評価となっている。
- 需要の変動に関する確率分布について、H3発生日のデータで設定した確率分布と、全ての平日のデータで設定した確率分布があり、統一されていない。

〔第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会提示案〕

（ ）内は設定諸元の詳細

設定諸元	ベースライン	気温影響による需要の変動量			その他要因による需要の変動量		
		気温影響ありの断面		気温の影響が小さい断面	気温影響ありの断面		気温の影響が小さい断面
		確率分布	気温感応度式	確率分布	確率分布	気温感応度式	確率分布
	全日 (至近3カ年の需要実績)	H3発生日 (H3発生日の至近30カ年の気温実績×至近3カ年の気温感応度)	平日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	気温による変動は考慮しない	平日 (至近3カ年の平日(20日程度)の気温実績×至近3カ年の気温感応度式)	平日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	H3発生日 (至近3カ年のH3発生日の需要実績)

「気温の影響が小さい断面」： 気温の影響による需要の変動を考慮せずその他要因の変動のみ設定することとした月・時刻断面

「気温影響ありの断面」： 上記以外

（今回見直し案）

前回委員会でのご意見を踏まえ、以下の(1)～(3)について見直し

- (1) 平日と休日(特異日含む)で需要の傾向が異なることを考慮し、需要のベースラインを平日と休日に分けて設定
- (2) 気温影響による需要の変動について、H3発生日とそれ以外の日の気温実績のばらつきの違いを考慮するため、設定する確率分布の断面を細分化。
- (3) 「気温の影響が小さい断面」の「その他要因」の需要変動の確率分布は、当該断面における需要実績と平均需要(需要のベースライン)との差分から設定

その他、上記の見直しに関連し、実績に基づいた、よりきめ細かい設定にする観点から、以下について見直し

- (4) 「気温影響が小さい断面」を全国一律の月・時刻に設定するのではなく、エリア別の分析結果に基づき設定

〔今回見直し案〕

※赤字が今回見直し箇所

()内は設定諸元の詳細

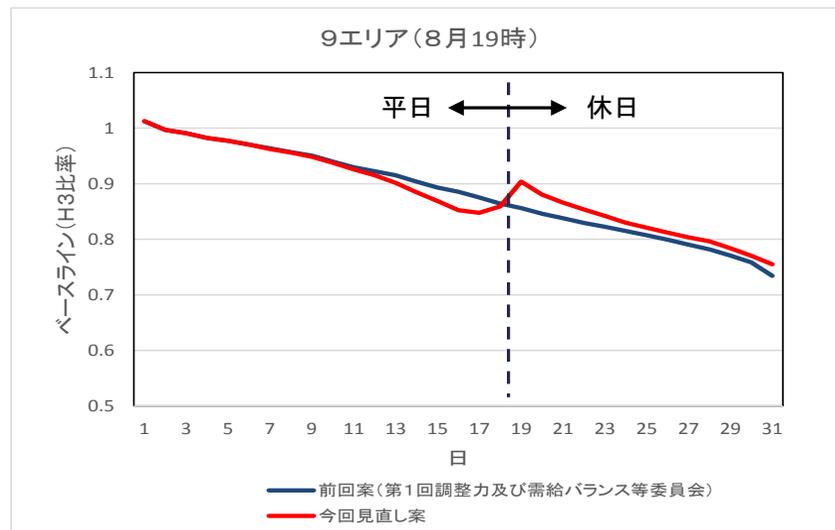
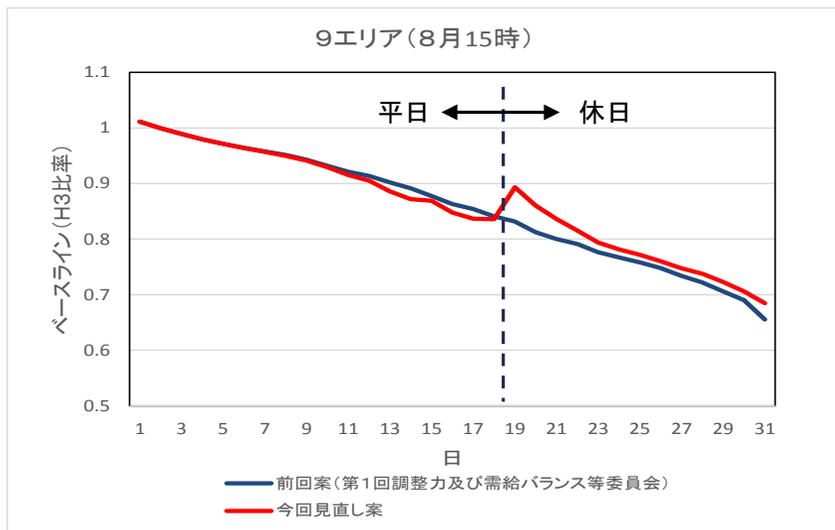
設定諸元	ベースライン	気温影響による需要の変動量※1			その他要因による需要の変動量※1		
		気温影響ありの断面		気温の影響が小さい断面	気温影響ありの断面		気温の影響が小さい断面
		確率分布	気温感応度式	確率分布	確率分布	気温感応度式	確率分布
	全日 (至近3カ年の需要実績。但し、平日と休日を区別) (→P.15参照)	平日 (ブロック毎の至近10カ年の気温実績×至近3カ年の気温感応度※2) (→P.16参照)	平日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	気温による変動は考慮しない	平日 (至近3カ年の平日(20日程度)の気温実績×至近3カ年の気温感応度式※2)	平日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	平日 (至近3カ年の平日の需要実績) (→P.17参照)

※1 休日(特異日含む)については、平日の確率分布を暫定的に適用(→設定方法の見直しは継続検討)

※2 至近3カ年のうち、決定係数が0.5以上の場合だけ当該年度の気温感応度式を使用

- 今回、平日と休日を区別して需要のベースラインの値を算定。

〔設定方法の見直し前後の比較〕



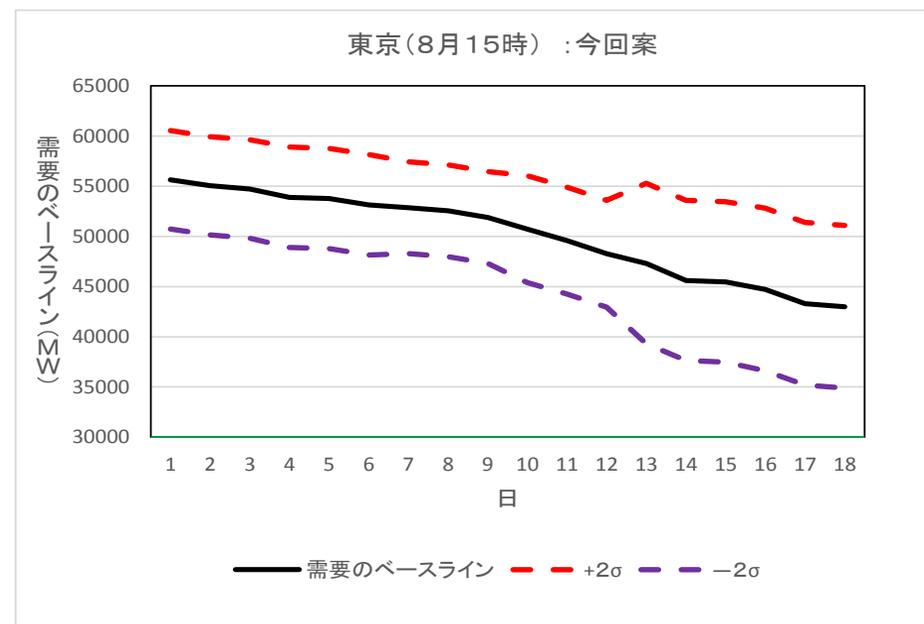
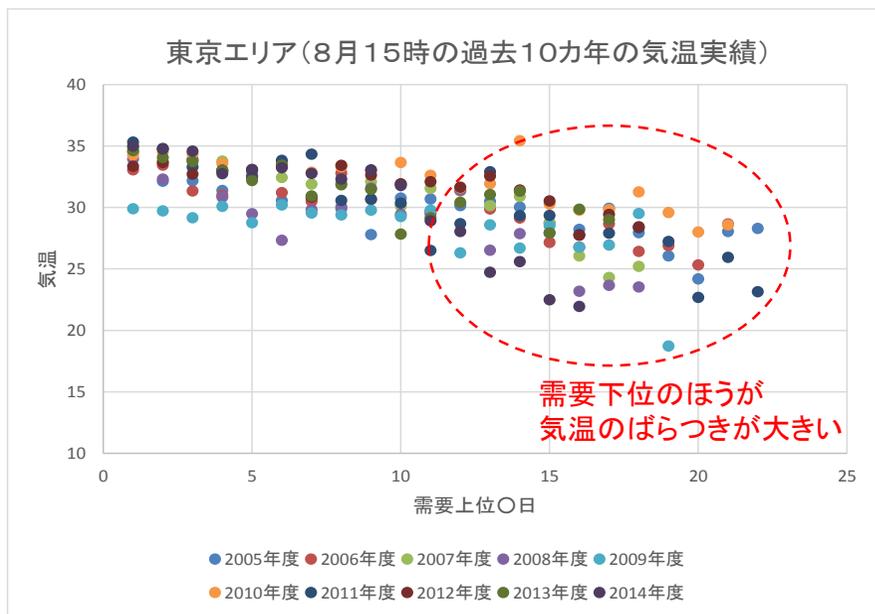
※グラフの値は、上位N日の需要の最大3日平均電力(H3需要)に対する比率を9エリアで平均したものの。

⇒ 今回設定した需要のベースラインと前回(第1回調整力及び需給バランス評価等委員会)提示した需要のベースラインを比較したところ、指標値への影響が大きい需要が高い領域ではほぼ一致した。

(今回見直し案)

- 需要上位と需要下位発生時の気温のばらつきの違いを考慮するため、変動量の算定・設定を細分化。
- 具体的には、各月各時刻ごとに平日の需要上位1日から需要最下位までを6つのブロックに分割※し、至近3カ年の気温感応度(MW/°C)と、過去10カ年のブロック毎の需要発生時の気温実績から、ブロック毎に変動量の確率分布を設定。

※需要の上位1~3日、上位4~6日、上位7~9日、上位10~12日、上位13~15日、上位16日以降の6ブロック

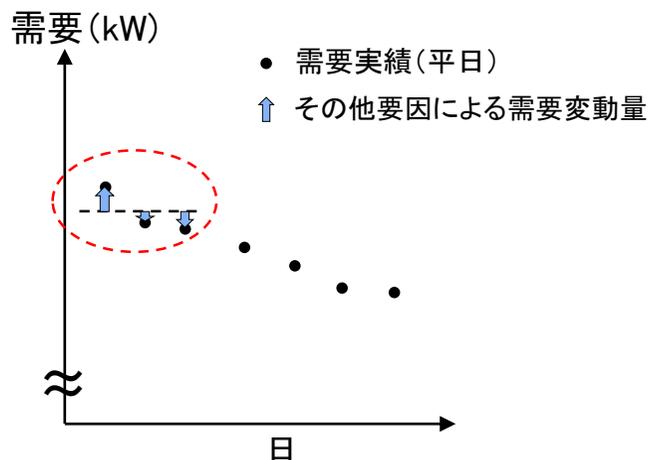


※ 上図の σ は、気温影響による変動量の標準偏差。

(今回見直し案)

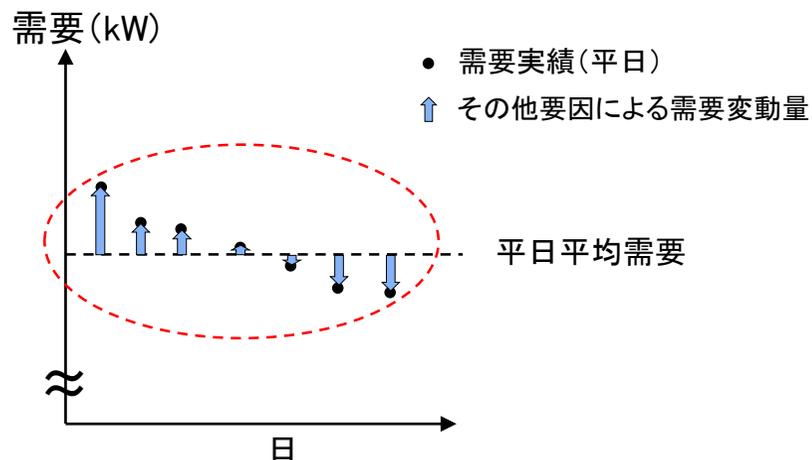
- 気温の影響が小さい断面については、過去3カ年の当該月時刻断面の平日の需要実績と平均需要との差分(年度別に算定)をその他要因による需要の変動量として確率分布を設定。
- 需要のベースラインは、前回の設定方法(⇒P.39,40参照)のままでは、ベースラインと変動量の確率分布で2重に変動を見込むことになってしまうため、前回の方法で算定した値の平均値を当該月時刻断面のベースライン(一定値)として設定する。

〔第1回委員会提示案〕



H3発生日の需要の変動実績(の至近3カ年分)により算定した確率分布を設定

〔見直し案〕



全平日の需要の変動実績(の至近3カ年分)により算定した確率分布を設定

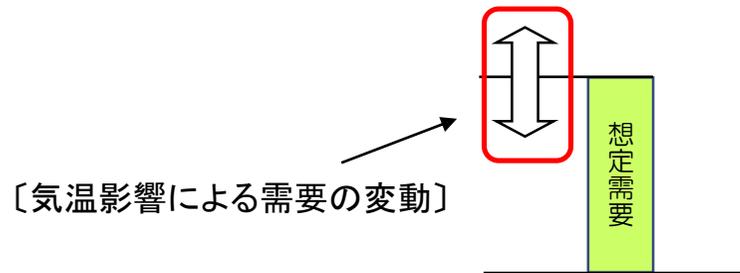
(参考) ②気温影響による需要変動： 設定方法の詳細

〔気温影響による需要の変動〕

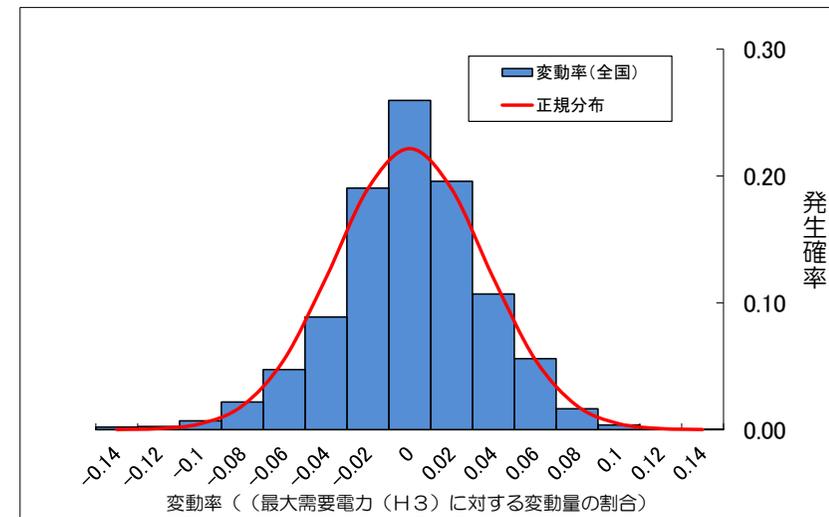
- 至近30力年の各月の需要電力上位3日発生日(以下「H3発生日」)の気温実績と至近30力年の気温感応度(MW/°C)から、以下の算定式により、気温影響による変動量を算定し、その変動量より各月各時刻の確率分布(正規分布)を想定(1つの月・時刻断面の確率分布の作成に用いたサンプルの数: 270/エリア)

(算定式) 需要の変動量 = $\alpha * (X - X0)$

- α : 各年度(平成24~26年度)の気温感応度(MW/°C)
- X : 至近30力年のH3発生日の気温実績(°C)
- X0 : 至近30力年のH3発生日の気温実績の平均(°C)



〔気温影響の変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



- 過去の気温実績は、気象庁の平年気温算定の考え方^{※1}を参考にしつつ、至近の気象状況の変化も反映されるよう、至近30力年(S60~H26)の気象実績^{※2}を対象とする

※1 気象庁の平年気温は、現在はS56年~H22年の30力年のデータを基に算定されている

※2 至近30力年の気温実績は、気象庁のウェブサイトより入手。なお、過去のデータのうち、当該時間帯の気温データが公表されていない場合は、前後の時間帯の気温実績から推定

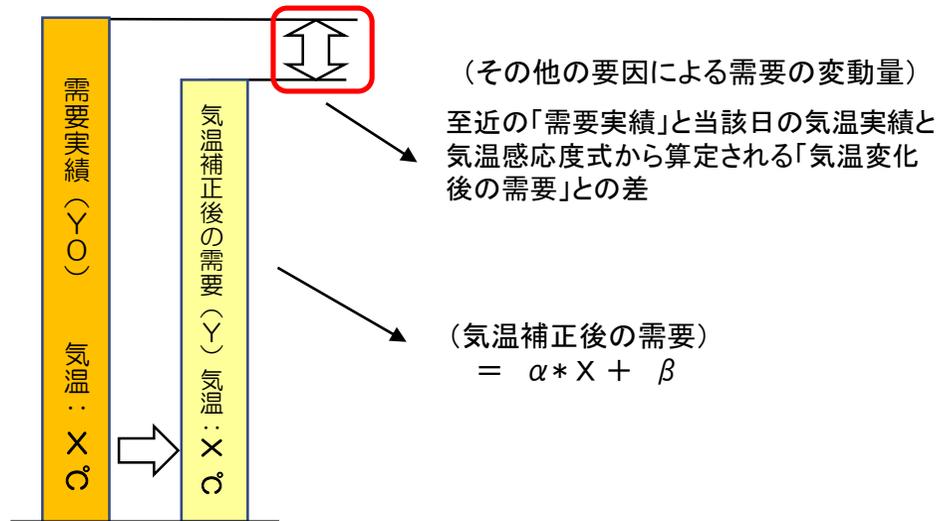
(参考) ③その他要因による需要変動： 設定方法の詳細

[その他の要因による需要の変動]

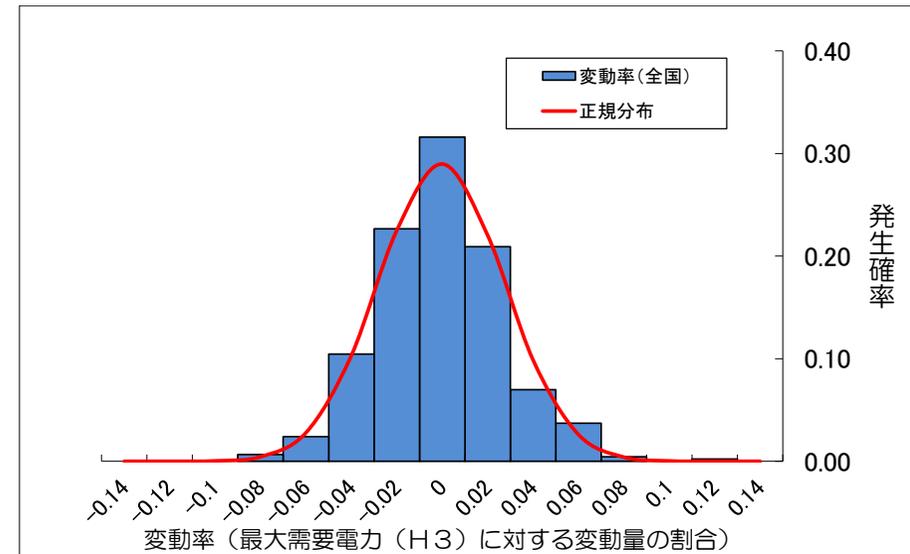
- 至近3カ年の需要実績と当該年度の気温感応度式から、以下の算定式により、その他要因による変動量を算定し、その変動量の各月各時刻の確率分布(正規分布)を想定(1つの月・時刻断面の確率分布の作成に用いたサンプルの数：50程度/エリア)

(算定式) 需要の変動量 = $Y - Y_0$

- Y : 各年度の気温補正後の需要(MW) [= $\alpha * X + \beta$: 気温感応度式(3カ年それぞれに設定)]
- Y₀ : 需要実績(MW)
- α : 気温感応度(MW/°C)
- β : 気温感応度式の切片(MW)
- X : Y₀発生日の気温実績(°C)



[その他要因の変動率の分布(8月15時:9エリア)]



- 但し、気温影響は小さいものとし、その他要因の変動のみ設定することとした断面(前述)については、上位3日の需要と上位3日の平均需要との差分(9点=3日×3カ年)により当該月・時刻の変動分布を設定

(第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会提示案)

- ・各月・時刻ごとに、需要と気温の実績値をもとに変動量の確率分布を設定する。
- ・気温感応度が低い月・時間帯も扱うことになるため、さらに、以下の点を見直し。
 - a. 気温感応度の分析において、需要実績と最も有意な相関が見られた気温実績を適用(沖縄以外:時間帯別の気温、沖縄:平均気温)
 - b. 各月・時刻ごとに気温と需要の相関を分析し、気温影響を考慮する断面と考慮しない断面を設定

	気温影響を考慮し、「②気温影響」と「③その他要因」の変動を設定	気温影響は小さいものとし、「③その他要因」の変動のみ設定
沖縄以外の9エリア	(右記以外)	4～6月、10月、及び全ての夜間帯※
沖縄エリア	(右記以外)	11～4月、及び全ての夜間帯※

※連系線利用における夜間帯(22～8時)

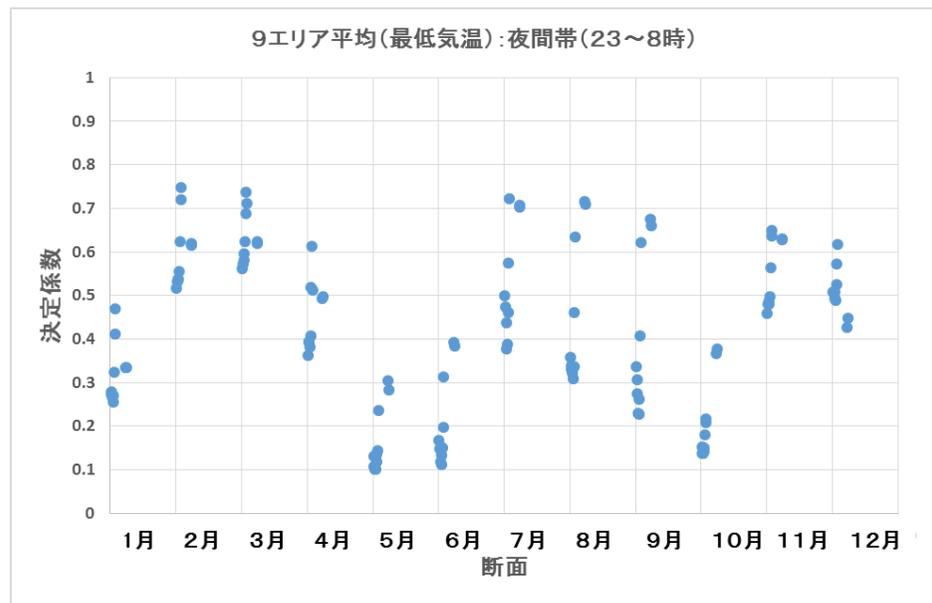
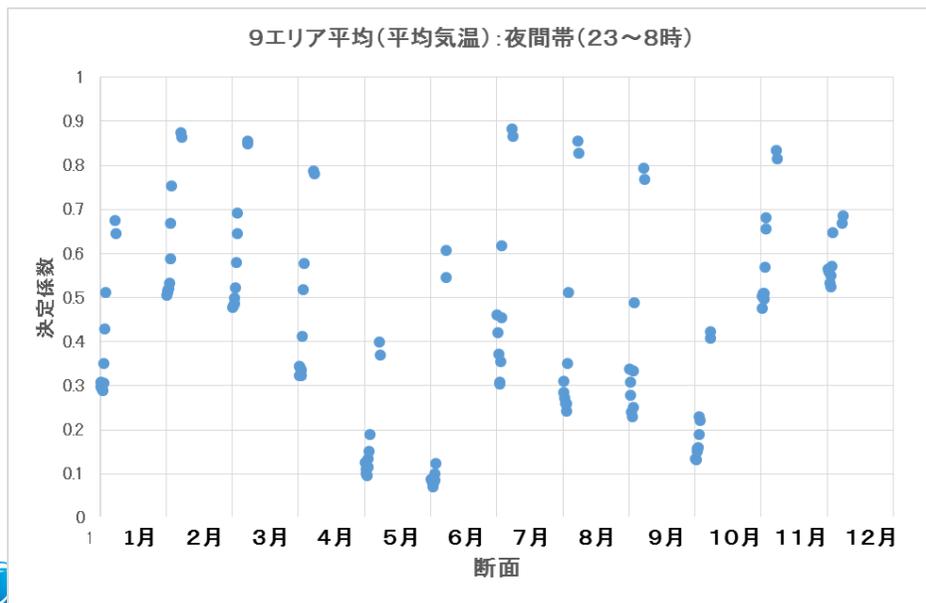
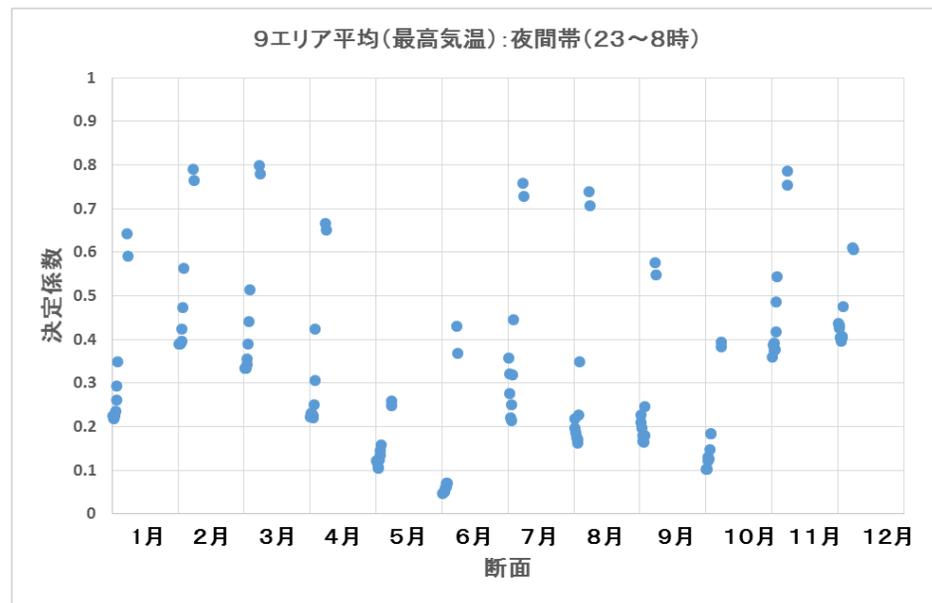
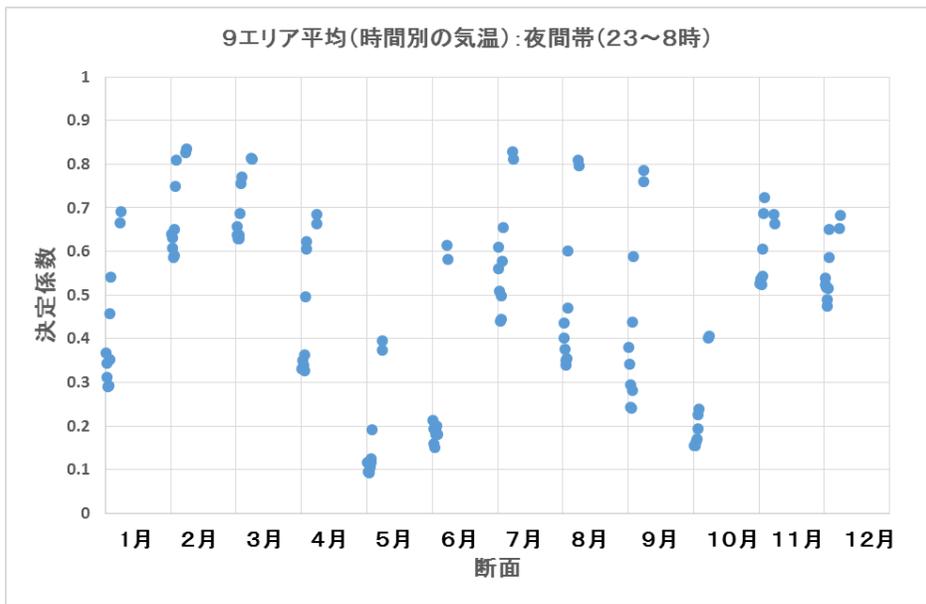


(今回見直し案)

- ・気温影響を考慮するとした断面の中にも決定係数が小さい断面が見られること(逆に、気温影響が小さいとした断面でも決定係数が大きい断面があること)を考慮し、過去3カ年の気温感応度式の決定係数を基にエリア別に設定。

※ 決定係数が0.5以上あるか否かで判断。

※ 過去3カ年分の気温感応度式の決定係数のうち1カ年でも0.5以上である断面を、「気温の影響がある断面」とする。但し、変動量の分析において、決定係数が0.5より小さい年度の気温感応度式は使用しない。



(2) 見直し後のデータによる経済性分析

■ 平成27年度供給計画をベースとして、以下の条件にて試算を行った。

(主な諸元)

- 評価断面 : 平成31年度(平成27年度供給計画の第5年度)
- 供給力 : 補修後の各月の供給予備率が1年間通じて一律の値になるものと仮定し、その供給予備率の値を9エリア一律に3%から9%まで増加させながらEUE等を算定。
- 再エネ : 本機関の「広域系統長期方針 中間報告書」の電力潮流シミュレーションのシナリオを参考に設定
- 連系線 : 空容量+マージンの範囲内で応援できるものとした → 今回、電源と計画潮流について整合を図った

供給力確保単価 9,800～16,800 [円/kW/年]

※ 供給力確保単価は国の発電コスト検証WG資料の数値より算定(新設電源の年経費)

- ・LNG火力(資本費・運転費) : 9,800円/kW/年
- ・石油火力(資本費・運転費) : 16,800円/kW/年

停電コスト単価3,050～5,900[円/kWh]

※ 旧電力系統利用協議会が実施した「停電コストに関する調査(平成26年1月)」における「夏の平日(予告あり)」と「冬の平日(予告あり)」の平均。

(試算結果)

	断 面	経済分析による適正な供給予備力の範囲
ベースケース	平成31年度 全日 ※ 休日には暫定的に平日の確率分布を使用	11百万kW(6.6%)～15百万kW(9.1%)
(参考ケース)	平成31年度 平日	11百万kW(6.6%)～15百万kW(9.1%)

(単独時)

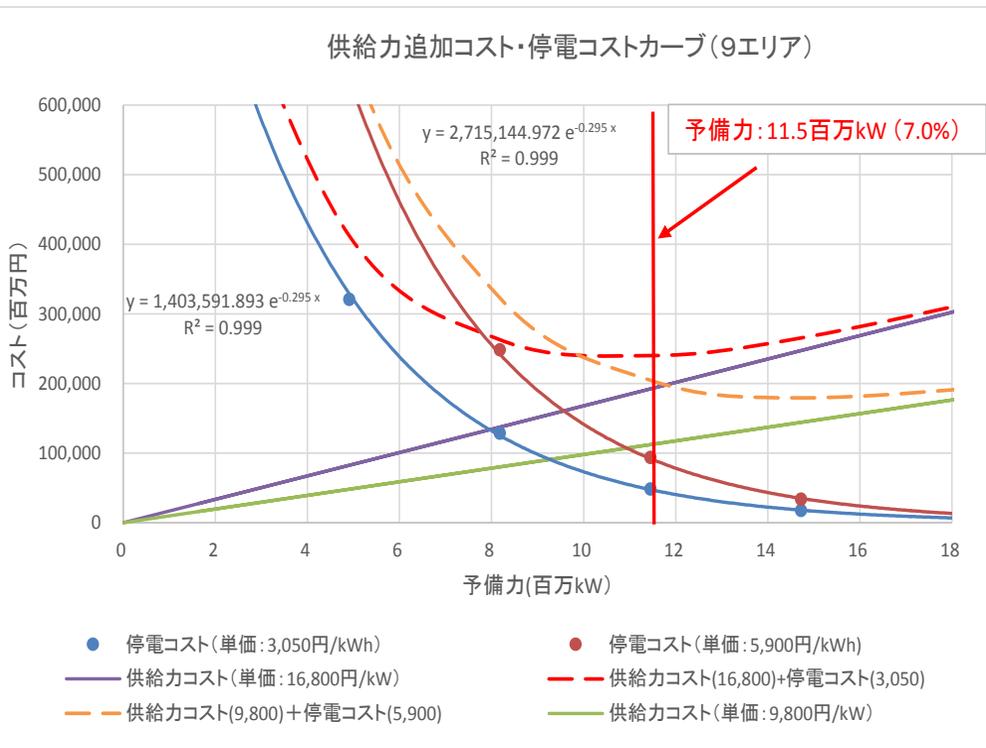
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	66	8	13	17	66	15	22	70	21	—
	LOLP(日/年)	53	6	6	12	47	10	16	53	17	—
	EUE(百万kWh)	16	3	16	10	15	10	7	16	9	101
7%	LOLE(時間/年)	95	15	28	33	96	31	39	98	39	—
	LOLP(日/年)	71	11	12	20	62	18	26	69	28	—
	EUE(百万kWh)	23	5	35	21	22	21	13	23	16	180
5%	LOLE(時間/年)	135	28	55	60	136	60	68	137	67	—
	LOLP(日/年)	93	19	22	34	80	31	40	88	44	—
	EUE(百万kWh)	34	10	74	42	32	42	23	33	30	321
3%	LOLE(時間/年)	189	50	103	106	192	109	113	188	113	—
	LOLP(日/年)	118	31	37	54	101	50	59	109	65	—
	EUE(百万kWh)	49	20	147	79	47	82	40	47	54	565

(連系時)

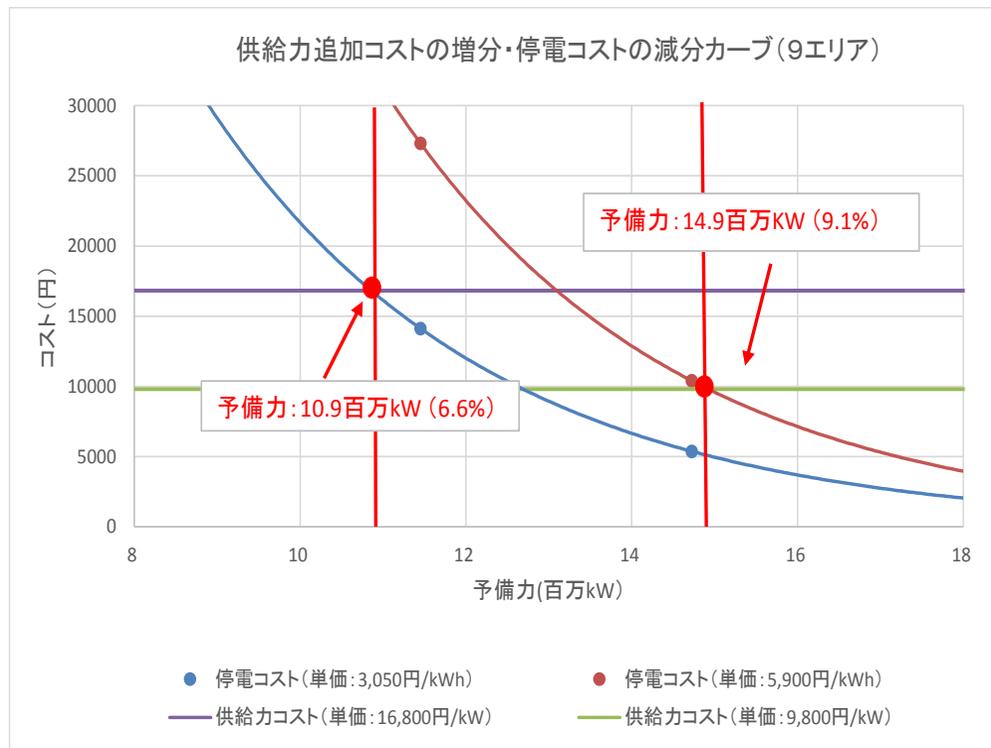
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	1.2	0.7	2.5	0.9	1.4	0.8	0.5	0.4	0.5	—
	LOLP(日/年)	1.2	0.4	1.2	0.6	1.2	0.5	0.3	0.3	0.5	—
	EUE(百万kWh)	0.2	0.2	3.4	0.6	0.3	0.6	0.2	0.1	0.2	6
7%	LOLE(時間/年)	2.3	1.8	6.2	2.7	2.5	2.6	1.6	1.2	1.5	—
	LOLP(日/年)	2.2	1.1	2.8	1.5	2.1	1.5	1.0	0.8	1.2	—
	EUE(百万kWh)	0.4	0.6	8.8	2.0	0.5	2.0	0.6	0.3	0.7	16
5%	LOLE(時間/年)	4.7	4.6	14.4	7.3	5.1	7.3	4.8	3.7	4.4	—
	LOLP(日/年)	4.1	2.6	6.2	3.9	3.9	3.8	2.7	2.3	3.1	—
	EUE(百万kWh)	0.9	1.7	21.7	5.8	1.1	6.1	1.9	0.9	2.1	42
3%	LOLE(時間/年)	9.7	11.2	31.9	18.2	11.0	18.4	12.6	10.0	11.6	—
	LOLP(日/年)	7.9	6.0	13.0	9.0	7.5	8.9	6.6	5.6	7.4	—
	EUE(百万kWh)	2.0	4.5	50.6	15.4	2.4	16.5	5.3	2.4	6.1	105

予備力(百万kW)		5	8	11	15
予備率(%)		3%	5%	7%	9%
EUE(百万kWh)		105	42	16	6
停電コスト (百万円)	3,050 円/kWh	321,030	128,602	48,646	17,690
	5,900 円/kWh	621,009	248,771	94,101	34,220
供給力確保コスト (百万円)	9,800 円/kW	48,103	80,172	112,240	144,309
	16,800 円/kW	82,462	137,437	192,412	247,387

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



(単独時)

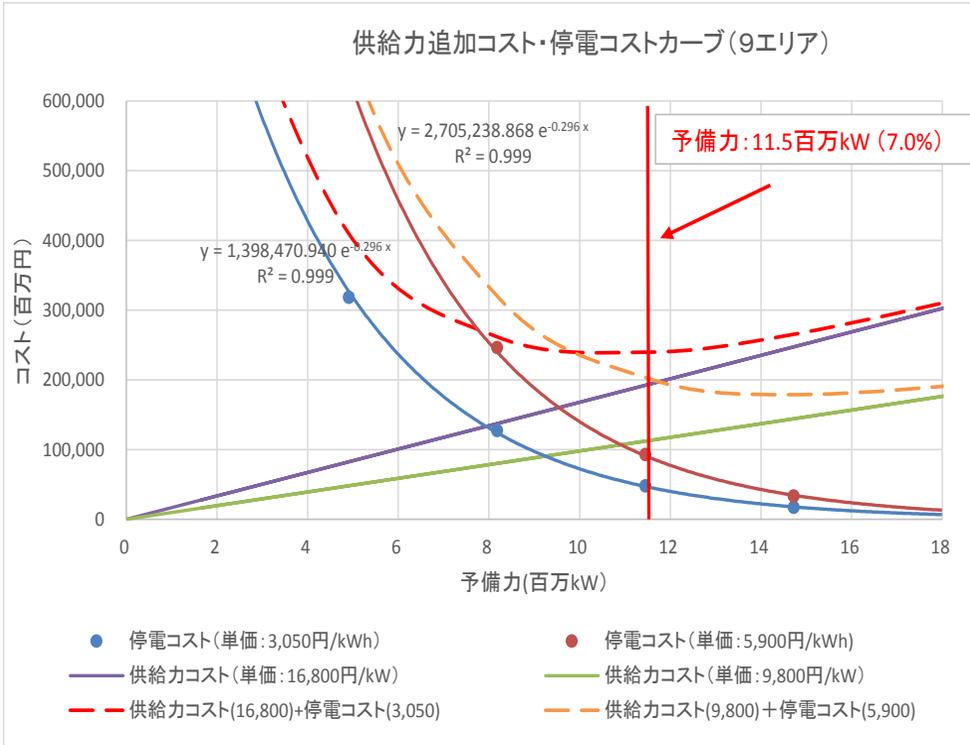
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	53	7	13	17	63	15	21	63	20	—
	LOLP(日/年)	42	6	6	11	45	10	15	47	15	—
	EUE(百万kWh)	13	2	16	10	14	9	6	15	8	94
7%	LOLE(時間/年)	76	14	27	33	91	31	37	88	36	—
	LOLP(日/年)	55	10	12	20	58	18	24	60	25	—
	EUE(百万kWh)	19	5	35	21	21	20	12	21	15	169
5%	LOLE(時間/年)	107	26	54	60	129	59	64	122	62	—
	LOLP(日/年)	72	18	21	34	75	31	37	76	39	—
	EUE(百万kWh)	27	10	72	42	31	41	22	30	28	303
3%	LOLE(時間/年)	150	47	101	106	181	107	106	167	103	—
	LOLP(日/年)	90	29	36	53	93	48	54	93	57	—
	EUE(百万kWh)	39	19	143	79	44	81	38	43	50	535

(連系時)

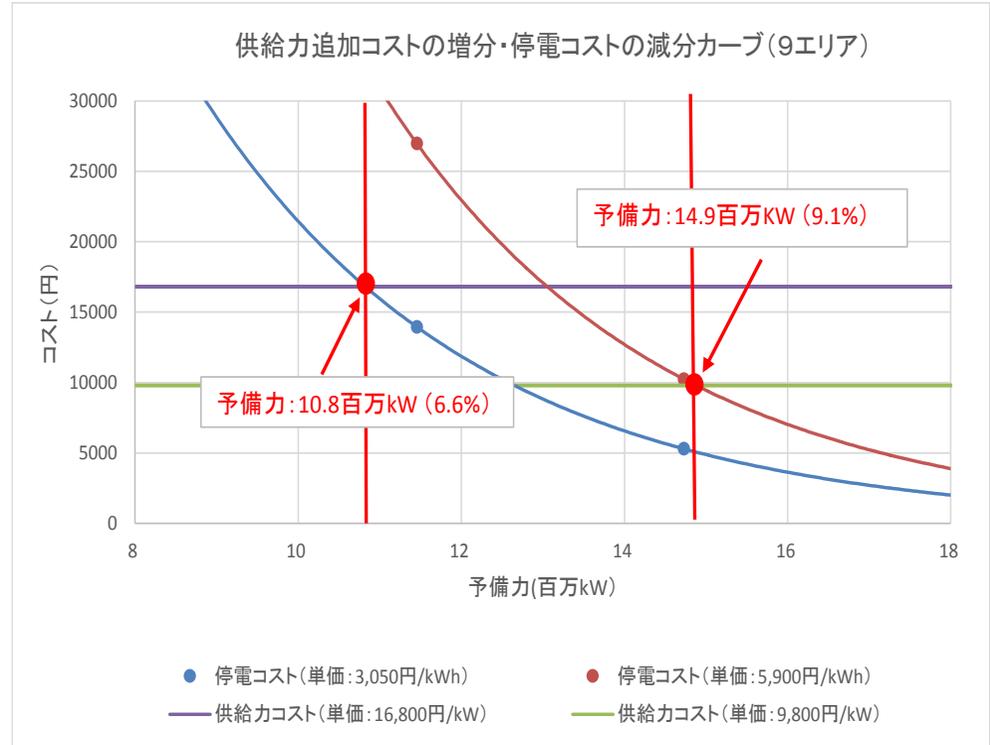
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	1.1	0.6	2.5	0.9	1.3	0.9	0.5	0.4	0.5	—
	LOLP(日/年)	1.0	0.4	1.2	0.6	1.2	0.5	0.3	0.3	0.4	—
	EUE(百万kWh)	0.2	0.2	3.4	0.6	0.3	0.6	0.2	0.1	0.2	6
7%	LOLE(時間/年)	2.1	1.8	6.1	2.7	2.4	2.6	1.6	1.2	1.5	—
	LOLP(日/年)	1.9	1.1	2.8	1.5	2.0	1.5	1.0	0.8	1.2	—
	EUE(百万kWh)	0.4	0.6	8.7	2.0	0.5	2.0	0.6	0.3	0.7	16
5%	LOLE(時間/年)	4.2	4.6	14.2	7.4	5.0	7.3	4.7	3.7	4.3	—
	LOLP(日/年)	3.7	2.6	6.1	3.9	3.8	3.8	2.7	2.3	3.0	—
	EUE(百万kWh)	0.9	1.7	21.5	5.8	1.0	6.1	1.9	0.9	2.1	42
3%	LOLE(時間/年)	9.0	11.0	31.4	18.3	10.8	18.4	12.6	10.0	11.4	—
	LOLP(日/年)	7.2	6.0	12.8	9.0	7.3	8.9	6.6	5.6	7.3	—
	EUE(百万kWh)	1.9	4.4	50.1	15.5	2.4	16.5	5.3	2.4	6.1	105

予備力(百万kW)		5	8	11	15
予備率(%)		3%	5%	7%	9%
EUE(百万kWh)		105	42	16	6
停電コスト (百万円)	3,050 円/kWh	318,852	127,463	48,124	17,459
	5,900 円/kWh	616,795	246,569	93,093	33,774
供給力確保コスト (百万円)	9,800 円/kW	48,103	80,172	112,240	144,309
	16,800 円/kW	82,462	137,437	192,412	247,387

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



(単独時)

予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	62	7	12	16	61	14	35	67	20	—
	EUE(百万kWh)	15	3	15	10	14	9	13	16	8	101
7%	LOLE(時間/年)	89	14	24	31	88	29	57	94	36	—
	EUE(百万kWh)	22	5	33	20	20	19	21	22	15	178
5%	LOLE(時間/年)	127	27	49	57	126	55	90	131	62	—
	EUE(百万kWh)	32	10	68	40	30	39	35	32	28	313
3%	LOLE(時間/年)	179	49	94	101	178	99	140	180	104	—
	EUE(百万kWh)	46	19	135	75	43	76	57	45	50	546

(連系時)

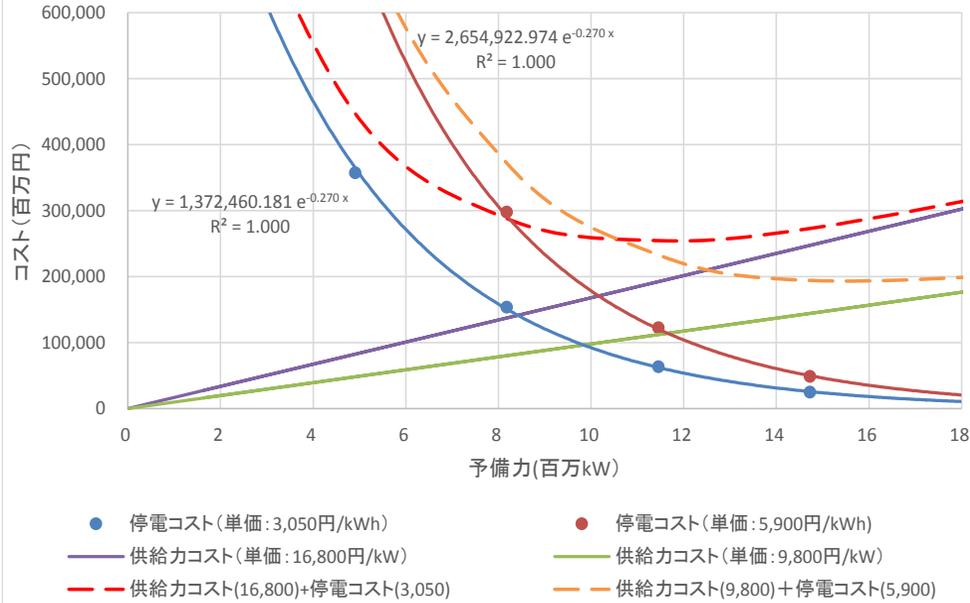
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	1.1	0.5	1.3	0.7	3.1	0.7	0.5	0.4	0.6	—
	EUE(百万kWh)	0.2	0.3	4.3	0.9	0.8	1.0	0.4	0.2	0.3	8
7%	LOLE(時間/年)	2.3	2.0	6.8	3.2	5.3	3.4	2.4	1.8	2.1	—
	EUE(百万kWh)	0.5	0.8	10.4	2.5	1.2	2.9	1.1	0.4	1.0	21
5%	LOLE(時間/年)	4.6	4.9	14.8	8.1	9.1	8.4	6.1	4.8	5.5	—
	EUE(百万kWh)	0.9	2.0	24.1	6.7	2.1	7.7	2.8	1.2	2.9	50
3%	LOLE(時間/年)	9.6	11.4	31.4	19.0	16.1	19.7	14.5	11.5	13.2	—
	EUE(百万kWh)	2.1	4.9	53.2	16.7	3.8	19.0	6.9	3.0	7.5	117

修正箇所(停電コスト)
(誤) 5,090円/kWh ⇒ (正) 5,900円/kWh

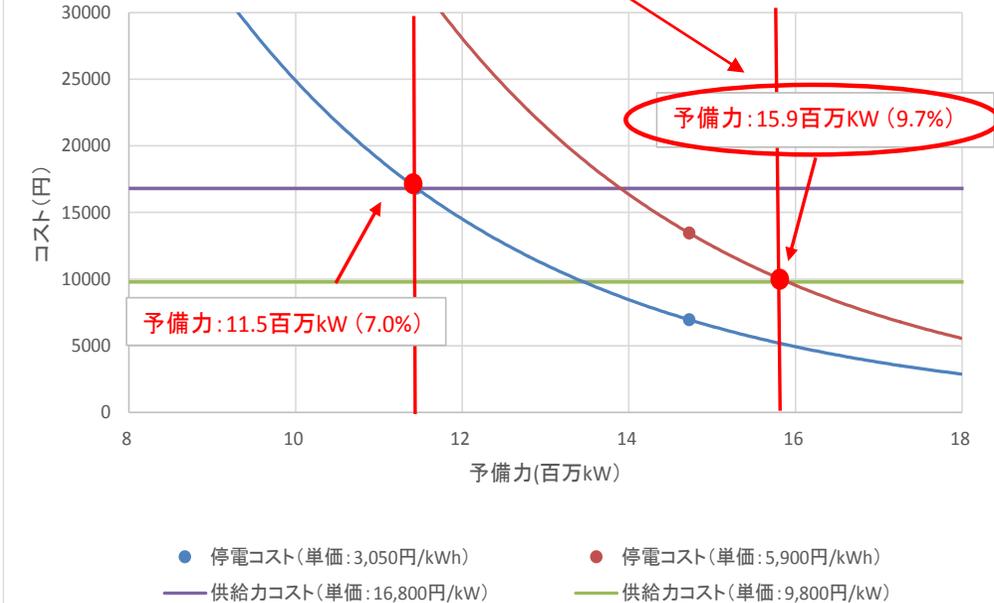
予備力(百万kW)		5	8	11	15
予備率(%)		3%	5%	7%	9%
EUE(百万kWh)		117	50	21	8
停電コスト (百万円)	3,050 円/kWh	357,518	153,983	63,419	25,279
	5,900 円/kWh	691,592	297,868	122,679	48,900
供給力確保コスト (百万円)	9,800 円/kW	48,103	80,172	112,240	144,309
	16,800 円/kW	82,462	137,437	192,412	247,387

修正箇所(予備力)
(誤) 15.4百万kW(9.4%) ⇒ (正) 15.9百万kW(9.7%)

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



(参考) (論点1) 目指すべき供給信頼度を表す指標と基準

- 検討を進めるにあたり、まず、目指すべき供給信頼度を表す指標を設定する必要がある。
- 我が国では従来、LOLPが用いられてきたが、欧米諸国で用いられている指標としては、p.8の各指標がある※1。

※1：同じ名称の指標でも、評価断面（ピーク時間帯で評価、複数時間帯で評価等）が異なるときは、実質的には異なる指標となることに留意が必要。

- p.8の各指標は、供給信頼度を異なる単位で示しているものであることから、現時点ではすべての指標を候補として詳細検討を行い、その結果をもとに採用する指標について検討することとしたい。ここに、各指標の単位は以下の通りとする。

(1) LOLP：「不足発生確率」（回／年）※2

※2 ある1日において供給力不足が発生することを1回と定義。LOLE＝●日／年と同義。

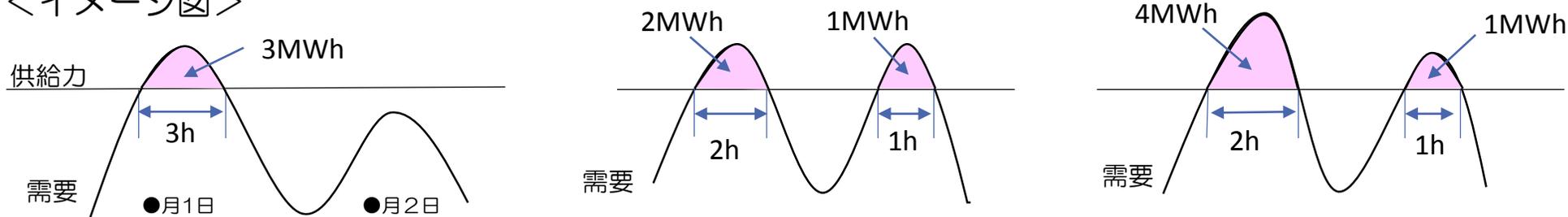
(2) LOLE：「見込不足時間」（時間／年）

(3) EUE：「見込不足電力量」（kWh／年）

- なお、当該検討の結果、採用しなかった指標についても、供給信頼度の見通しを評価するための補助指標とすることの必要性について検討する。

	指 標	定義 (暫定)	説 明
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する確率 	<ul style="list-style-type: none"> ある1日において供給力不足が発生することを1回と定義し、年間あたりの回数で表現する場合、LOLE (日/年) と同義となる。 従来、日本では、ピーク月 (1か月) の各日において供給力不足が発生するかどうかを評価することとし、「0.3日/月」を基準としていた。
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 欧州の多くの国では時間/年が用いられている。 米国のPJMでは0.1回/年と表現されているが、1日のピーク時間帯で供給力不足の有無を判定しているため、0.1日/年と同等 米国NERCの確率的信頼度評価 (※1) では、時間/年を単位とし、LOLH (Loss-of-Load Hours) と呼んでいる。
③	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間における供給力不足の電力量の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 米国NERCの確率的信頼度評価 (※1) で用いられている。

<イメージ図>



LOLP=1回/年 LOLE=3時間/年 EUE=3MWh/年	LOLP=2回/年 LOLE=3時間/年 EUE=3MWh/年	LOLP=2回/年 LOLE=3時間/年 EUE=5MWh/年
---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------

※1 NERC : 2014 Probabilistic Assessment
(<http://www.nerc.com/mwg-internal/HNMAWG02A/progress?id=INLXvVoUI31ynzLZVbSUBf3mmxMmaEDSpJFmaY6G9D8,&dl>)

- 風力発電の導入量は、H27年度供給計画における導入量の想定(H28年3月)と「広域系統長期方針 中間報告書」の電力潮流シミュレーションにおける「シナリオ①」における導入量想定に基づき設定。

(万kW)

エリア	H27年度※1	H31年度	H36年度	平成40年度※2 (2030年度)
北海道	32	85	151	230
東北	75	177	304	456
東京	39	39	40	41
中部	28	31	35	39
北陸	16	16	17	18
関西	14	18	24	31
中国	35	41	48	57
四国	15	22	30	42
九州	52	60	71	84
沖縄	1	2	2	2
計	305	490	722	1,000

※1 H27年度供給計画における導入量想定(H28年3月)

※2 広域系統長期方針 中間報告書(シナリオ①)における導入量の想定値

※3 四捨五入の関係で合計が一致しない

- 太陽光発電の導入量は、H27年度供給計画における導入量の想定(H28年3月)と「広域系統長期方針 中間報告書」の電力潮流シミュレーションにおける「シナリオ①」における導入量想定に基づき設定。

(万kW)

エリア	H27年度※1	H31年度	H36年度	平成40年度※2 (2030年度)
北海道	131	154	182	216
東北	196	435	733	1,092
東京	766	973	1231	1,541
中部	494	562	646	748
北陸	66	73	82	92
関西	408	445	490	545
中国	253	320	404	505
四国	192	201	212	225
九州	643	842	1,090	1,388
沖縄	32	36	41	48
計	3,179	4,038	5,112	6,400

※1 H27年度供給計画における導入量想定(H28年3月)

※2 広域系統長期方針 中間報告書(シナリオ①)における導入量の想定値

※3 四捨五入の関係で合計が一致しない

(出典) 広域系統長期方針 中間報告書<参考資料>

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方(風力発電)



75

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(1,000万kW)を見込む。(既導入量は286万kW)
- 導入見込量達成のための新規導入量^{1,000-286}(714万kW)は未開発分*(下表c)の比率により各エリアに按分する。(風力シナリオ①) *「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制されうるシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上で、東北に重点的に導入した場合(風力シナリオ②)を検討する。
- また、風力シナリオ②に対する参考として、北海道エリアに重点的に導入した場合についても検討する。

単位: 万kW

	連系可能量を 考慮しない 導入見込量※1 a	既導入量※2 b	未開発分 c=a-b	風力シナリオ① 未開発分比率で按分 $b+(1,000-286) \times c/966$	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、 北海道は連系可能 量まで導入したうえで、 東北に重点的に導入	(参考)風力シナリオ 東京から九州に最大限 導入した上で、 北海道に重点的に導入
北海道	約300	32	268	230	56	300
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	47	47
中部	約45	21	24	39	45	45
北陸	約19	15	4	18	19	19
関西	約37	16	21	31	37	37
中国	約67	30	37	57	67	67
四国	約51	14	37	41	51	51
九州	約97	46	51	84	97	97
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	2.5	2.5
計	約1,250	286	966	1,000	1,000	1,000

※1 第9回新エネルギー小委員資料より作成

※2 固定買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成(H27年4月末)

注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。

(出典) 広域系統長期方針 中間報告書<参考資料>

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方(太陽光発電)



76

- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(6,400万kW)を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)は、新規認定量(下表b)の比率により各エリアに按分する。(太陽光シナリオ①)
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)を、接続可能量を設定していないエリア(東京、中部、関西)については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。(太陽光シナリオ②)

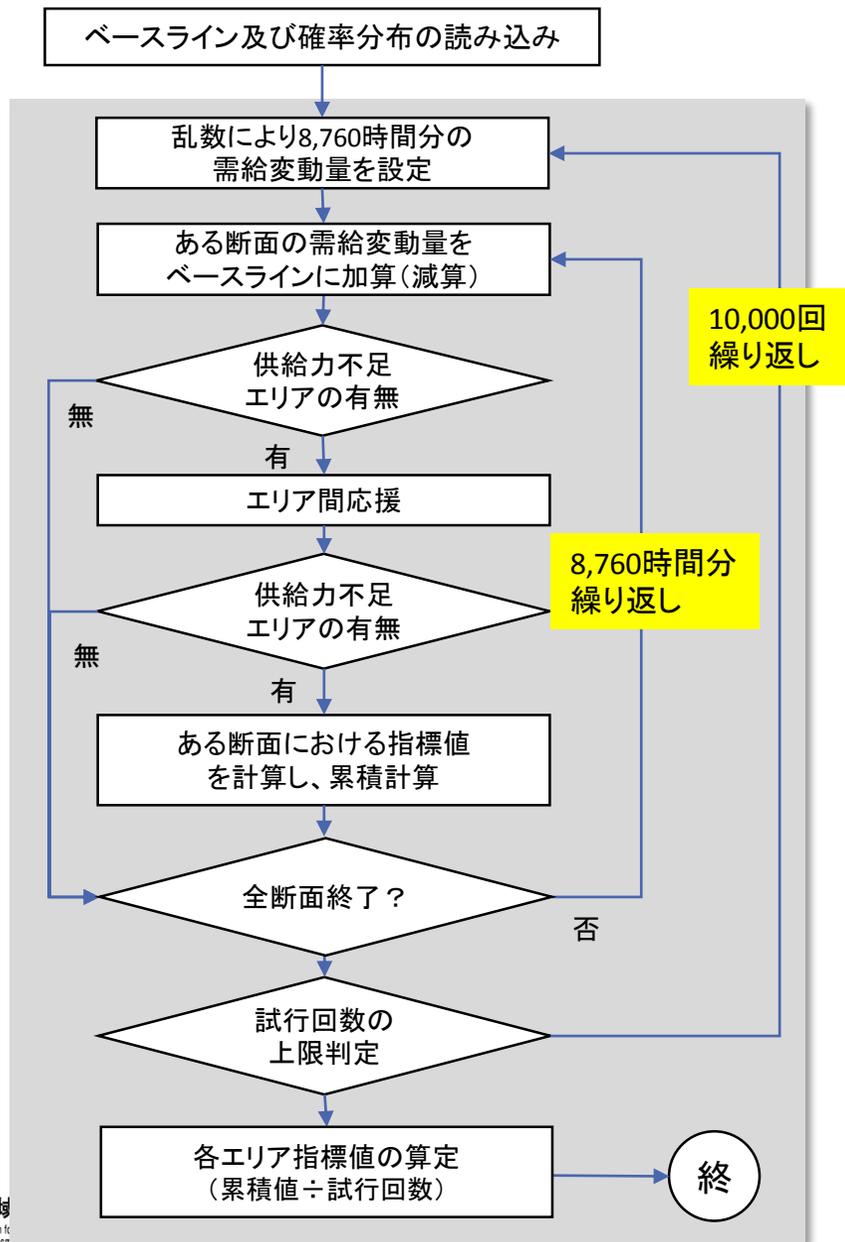
単位:万kW

	導入量		新規認定量 b	太陽光シナリオ① 新規認定量比率で按分 $a + (6,400 - 495) \times b / 8,247$	東京・中部・関西エリア 接続済み+接続契約申込量 ・その他エリア 接続可能量	太陽光シナリオ② 東京・中部・関西エリアは接続 申込量、その他エリアは接続可 能量まで導入し、未達分を需要 比率で按分
	移行認定 a	新規認定 (bの内数)				
北海道	8	55	292	216	117	167
東北	30	137	1,483	1,092	552	680
東京	129	481	1,973	1,541	1,280	1,735
中部	96	309	911	748	717	925
北陸	8	34	118	92	110	156
関西	65	228	670	545	536	767
中国	45	151	642	505	558	654
四国	23	110	282	225	257	301
九州	86	416	1,818	1,388	817	954
沖縄	6	21	58	48	49.5	62
計	495	1,941	8,247	6,400	-	6,400

固定買取制度情報公表ウェブサイトデータより作成(H27.4月末)

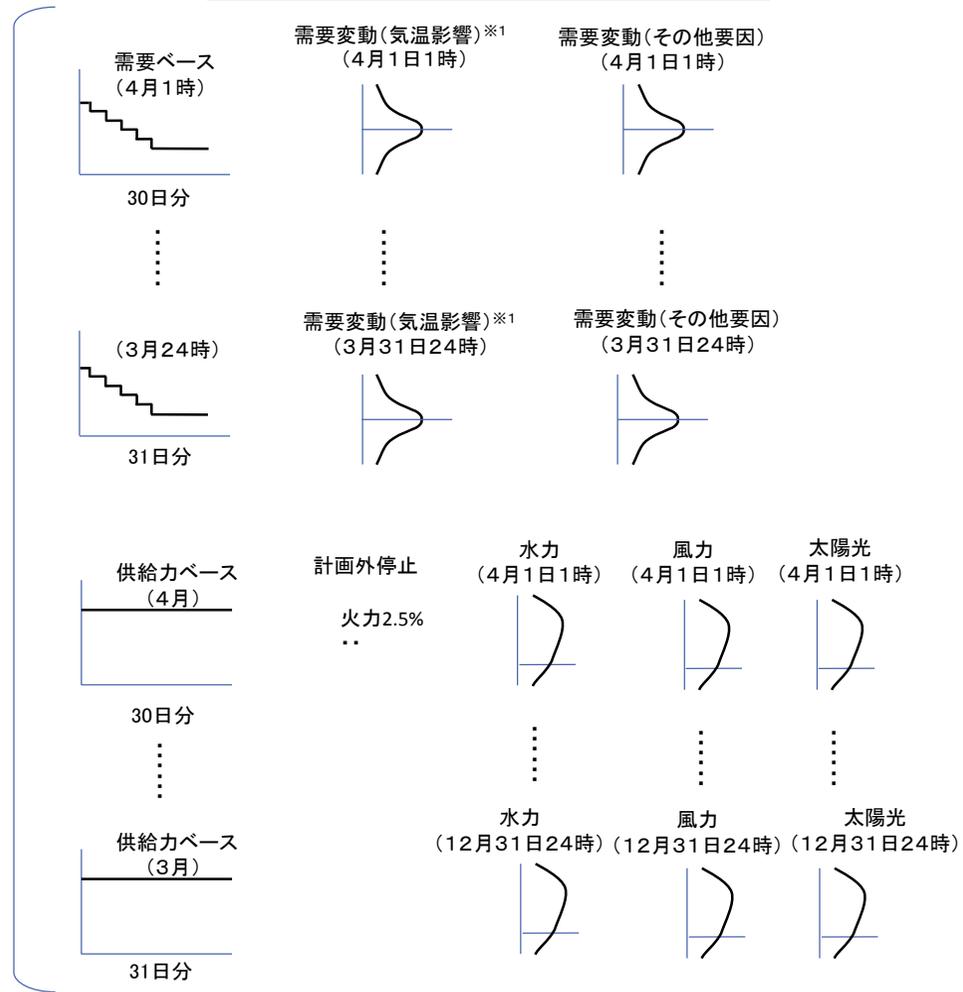
注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

モンテカルロ



ベースライン及び確率分布

9 エリア



※1 気温の影響が小さい断面の変動量はゼロで設定
 ※2 変動要素毎の変動量の相関なし(変動要素毎に独立して乱数を発生)
 ※3 全国とエリアの相関係数について、需要変動(気温影響)は1、太陽光は0.7、
 その他の変動要素についての相関はなし

(前回委員会資料の訂正)

(参考) ①需要のベースライン：設定方法の詳細

- 至近3カ年(平成24～26年)の実績値をもとに、各年各月各時間の需要を設定
- 以下、平成36年度1月17時の●点のデータを設定する方法を例に説明

(1) 次の式により、平成36年度1月のH3需要(次ページ点A)を算定

$$A = \underbrace{\text{平成36年8月のH3想定需要}}_{\text{平成36年度1月のH3需要とみなす}} \times \frac{\text{平成27年度1月のH3想定需要}}{\text{平成27年度8月のH3想定需要}^{\ast}} \times \underbrace{\frac{\text{至近3カ年の1月17時の需要実績の平均値}}{\text{至近3カ年の1月のH3需要実績の平均値}}}_{\text{1月H3需要と1月17時需要の比率(実績)}}$$

※ 北海道エリアは、12月(7、9月想定需要に対しては8月)のH3想定需要を適用

(2) 次の式により、1月17時の上位N位の需要の1月のH3需要に対する比率(実績)を算定

$$r_N = \left(\sum \frac{\text{平成 } i \text{ 年度1月17時の上位N位の需要実績}}{\text{平成 } i \text{ 年度1月17時のH3需要実績}} \right) \div 3 \quad (i = 24, 25, 26)$$

(3) 次の式により、平成36年度1月17時の上位N位の需要を算定

$$\text{平成36年度1月17時の上位N位の需要} = A \times r_N$$

(参考) ①需要のベースラインの設定方法 (イメージ)

[需要曲線設定のイメージ]
平成36年度1月17時の例

(1) 平成36年度1月17時の最大3日平均電力の設定

