

<長期>
確率論的手法に関する予備的検討の結果について

平成27年10月2日

調整力等に関する委員会 事務局

- 前回の委員会において、長期断面の検討について、以下の論点を挙げて、各論点の検討の具体的方向性についてご議論いただいた。

第4回調整力等に関する委員会 資料3

Step1の検討の主な論点について 3

【Step1】

系統全体として必要な予備力・調整力の算定

指標の仮設定

↓

需給変動要因、変動量の検討

↓

必要量・スペック・評価基準の検討

【Step2】

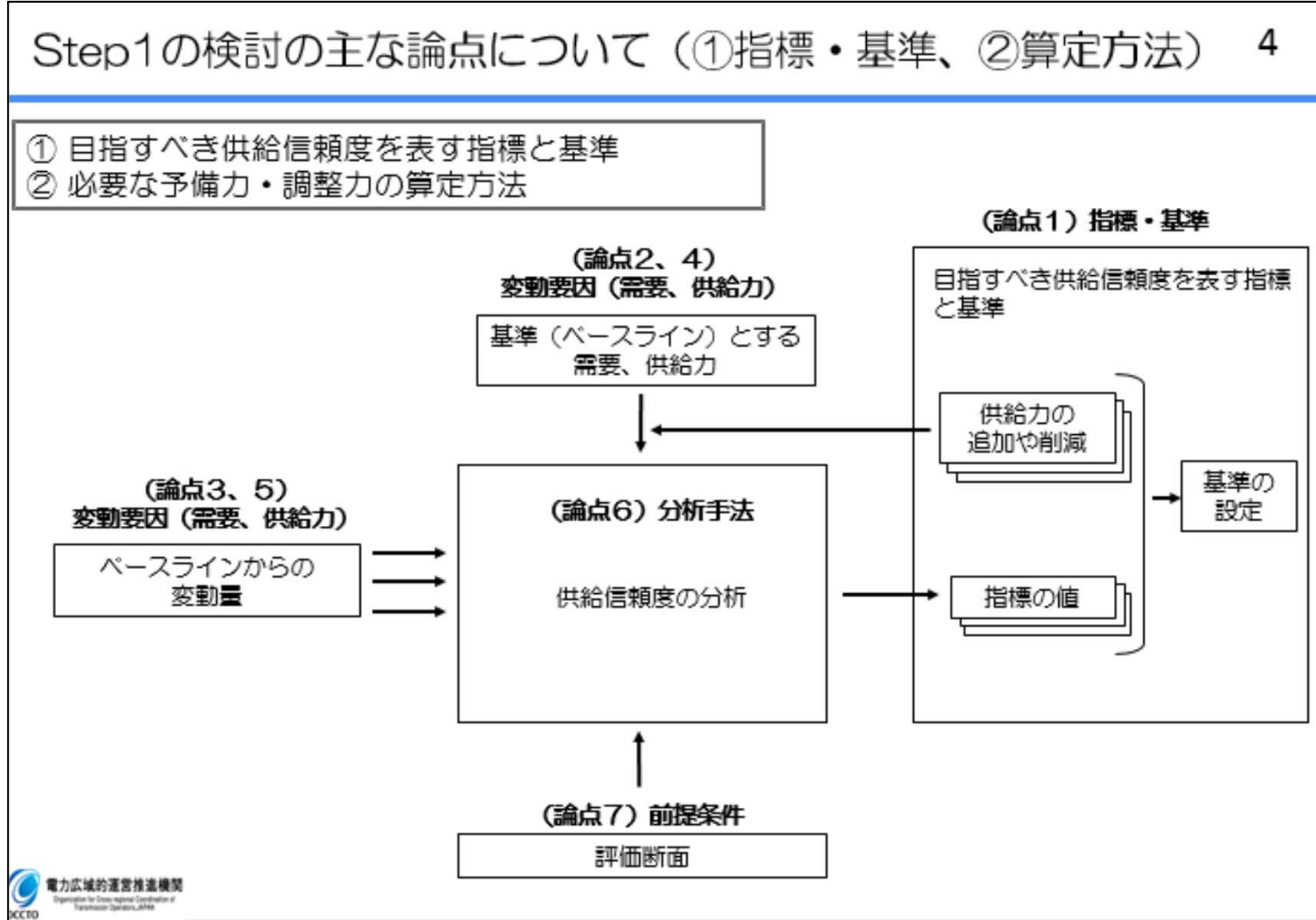
↓

一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量・スペックの整理

		主な論点	説明資料
指標・基準		<ul style="list-style-type: none"> • 目指すべき供給信頼度を表す指標と基準 	論点1
変動要因	需要	<ul style="list-style-type: none"> • 基準（ベースライン）とする需要 • 需要に関する変動要因と変動量 	論点2 論点3
	供給	<ul style="list-style-type: none"> • 基準（ベースライン）とする供給力 • 供給力に関する変動要因と変動量 	論点4 論点5
分析		<ul style="list-style-type: none"> • 変動要因毎の分析手法（確率論的手法、シナリオによる分析手法） • 前提条件（評価断面） 	論点6 論点7

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

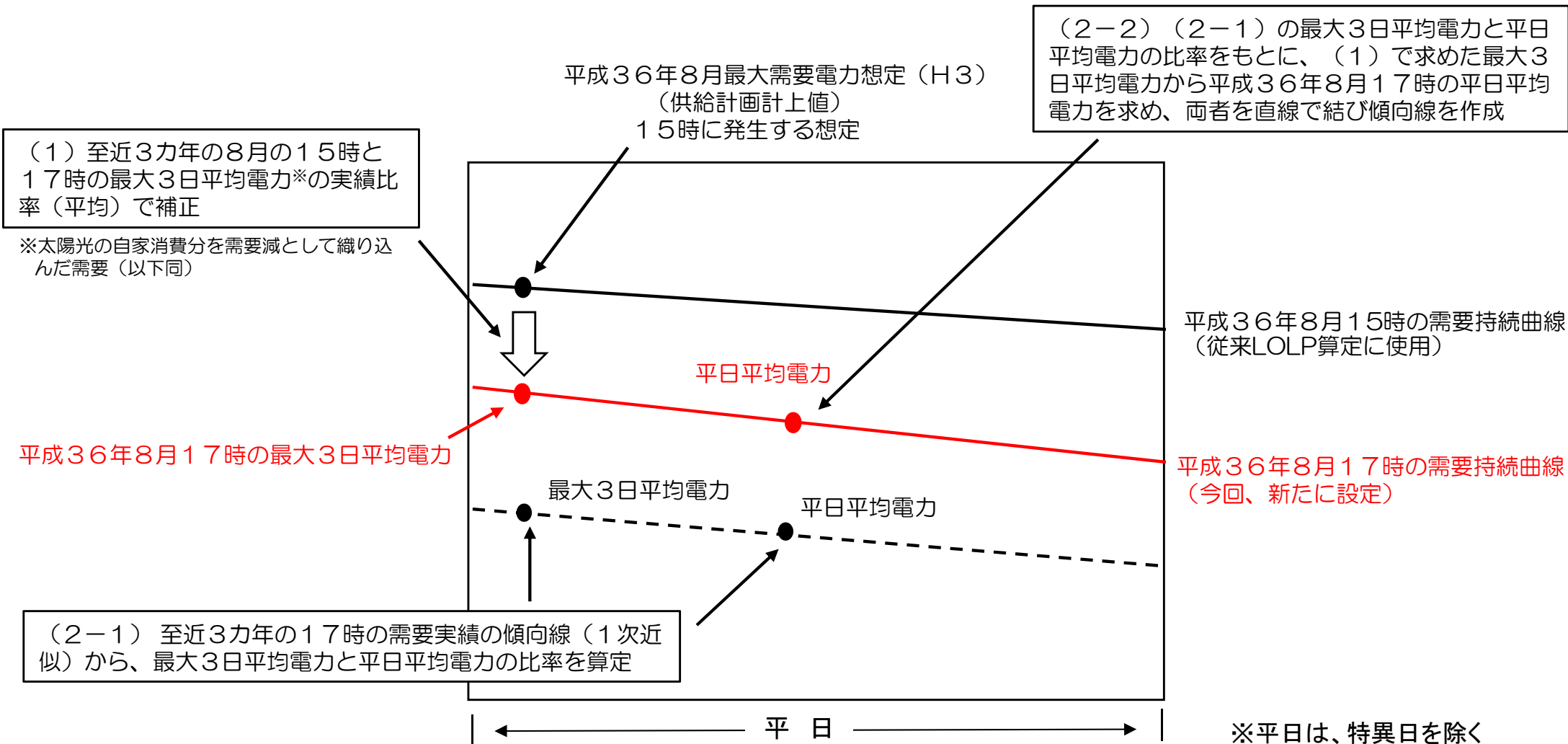


- 今回、分析手法（論点6）として、確率論的手法を取り上げる。
- 再生可能エネルギー発電（再エネ）の導入拡大により、従来の需要が最大となる時間帯以外のほうが需給上のリスクが高くなる可能性が考えられる（第3回・第4回委員会）ことや、新たな指標の候補であるLOLEやEUEを算定する（第4回委員会）ことから、評価断面（論点7）は従来の「8月ピーク時間帯」より広げる必要がある。これから多断面の評価用データの作成等を進めるにあたり、次の断面について予備的検討を行った。
 - ・ 対象年度：平成27、36年度（平成27年度供給計画 第1、10年度）
 - ※再エネ導入量拡大の影響を確認するため至近年度と最終年度を採用
また、同時に至近年度の評価を通じて、今回の試算結果と従来の水準を比較することにより、今回の試算結果の信頼性を確認する。
 - ・ 対象月時：8月の15時、17時、19時
 - ※ 8月：電力需給バランスに係る需要及び供給計画計上ガイドライン（供給計画ガイドライン）において最大電力需給バランスの算定の対象断面
 - 15時：従来のピーク需要発生時
 - 17時：需要のピークがシフトする時間帯
 - 19時：太陽光の出力がほとんど期待できない時間帯
- 以下、今回の予備的検討において用いた、需要と供給力のベースラインと変動の設定方法について記載しており、本設定方法が適切であるか、ご審議いただきたい。

- また、今回の予備的検討においては、従来の「LOLP=0.3日/月」の基準に基づく必要供給予備力（率）を求め、再エネ導入の影響について評価を行っており、今後の検討の方向性等についてご意見をいただきたい。
- なお、目指すべき供給信頼度を表す指標と基準は、本検討の今後の検討事項であり、今回の評価結果が、将来の必要供給予備力（率）に関する見通しを示している訳ではない事に留意が必要。
- 今回の委員会でのご意見を踏まえ、論点2～7について更なる検討・分析を進めたいうえで、目指すべき供給信頼度を表す指標と基準（論点1）について検討を行う。
- 今回取り上げなかった分析手法（論点6）や需要の変動要因（論点3）についても検討を進め、次回以降の委員会にてご報告する。

- 前回の委員会にて、基準（ベースライン）としての需要は、電力需給バランスに係る需要及び供給計画計上ガイドライン（供給計画ガイドライン）と需要想定要領に基づいた供給計画計上値とすることで整理。（猛暑時の最大電力に関する検討も別途行う。）
- 評価断面である8月の15時、17時、19時の需要を設定する必要があるが、供給計画に記載されているのは、8月の最大需要電力想定（H3）のみであり、それ以外の評価断面の需要を設定する必要がある。
- 具体的には、震災後に需要の特性が変化していることが考えられることから、至近3カ年（平成24～26年）の実績値をもとに、今後の評価断面拡大時の計算の容易化を考慮し、過去の需要実績に基づき、次のとおり設定したが、これで良いか。
 - （1）至近3カ年の8月の時刻毎の最大3日平均電力の比率（例えば、15時と17時の最大3日平均電力の実績比率）から、最大需要電力想定（H3）発生時刻以外の時刻における最大3日平均電力を想定【新規】
 - （2-1）至近3カ年の評価断面における需要実績の傾向線（1次近似）から、最大3日平均電力と平日平均電力の比率を算定【新規】
 - （2-2）（2-1）の最大3日平均電力と平日平均電力の比率をもとに、（1）で求めた最大3日平均電力から評価断面の平日平均電力を求め、両者を直線で結ぶことで傾向線（需要持続曲線）を設定【従来同様】

〔需要持続曲線設定のイメージ〕 平成36年8月17時の例



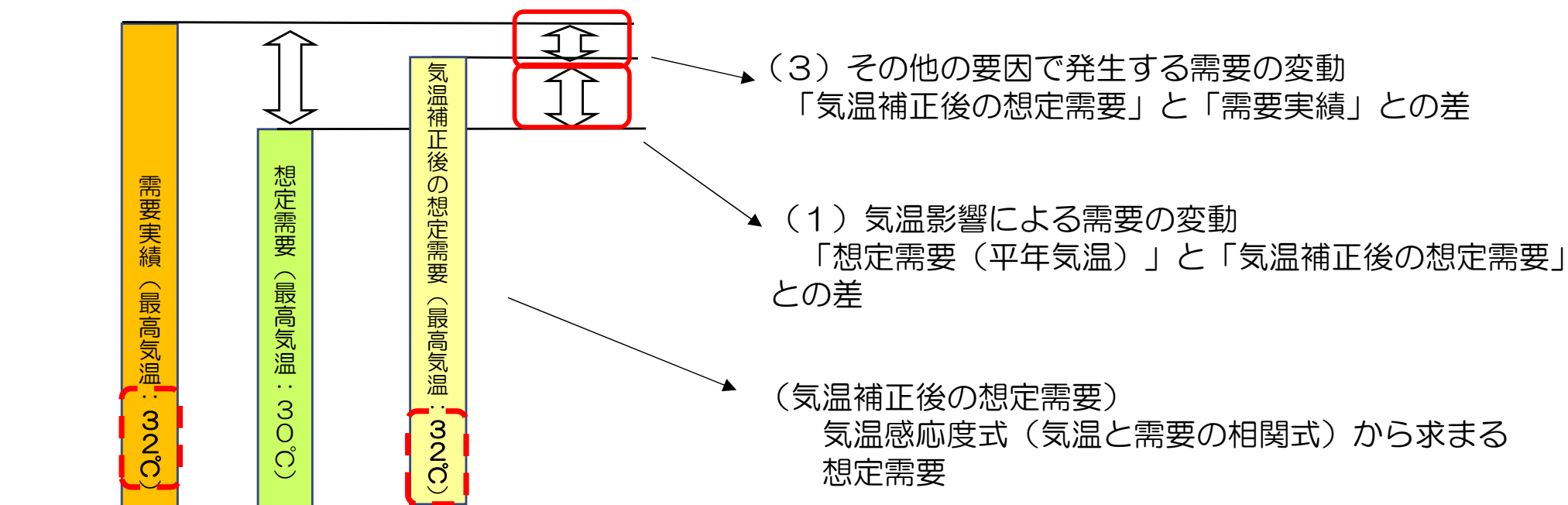
- 前回の委員会にて「需要想定において考慮されない要因」として、（１）気温影響、（２）景気変動、（３）その他の要因、（４）経済指標、節電量等の見通し誤差の４つに整理。
- 今回、（１）（３）を確率論的手法として扱うものとし、それぞれの設定手法について、P.9～13のとおり整理を行ったところ、これで良いか。
- なお、（２）（４）については、次回以降の検討とする。

出典：第4回調整力等に関する委員会 資料3 一部修正

- 前述の需要の想定値（H3、平年気温ベース）からの変動要因としては、「需要想定において考慮されていない要因」と「需要想定で用いる前提諸元の想定と実績の差異」の２つに大きく分けることができると考える。
- 「需要想定において考慮されていない要因」としては、以下の変動があると考えられる。
 - （１）平年気温をベースとした需要を想定していることにより、平年気温と実績気温との差により偶発的に発生する変動（気温影響による需要の変動）
 - （２）想定期間中（10年以内）に発生する景気変動による需要の変動
 - （３）その他の要因で発生する需要の変動（イベントによるTV視聴増の影響等）一方、「需要想定で用いる前提諸元の想定と実績の差異」としては、次が考えられる。
 - （４）経済指標（GDP、IIP等）、節電量等の見通しに関する誤差
- 上記の（１）～（４）を、需要に関する変動要因として、その扱い（考慮要否含む）と変動量を検討することとしたい。
なお、最大需要電力（H1）からの変動要因については、H1の詳細な定義（猛暑の想定での扱いなど）に基づき今後検討

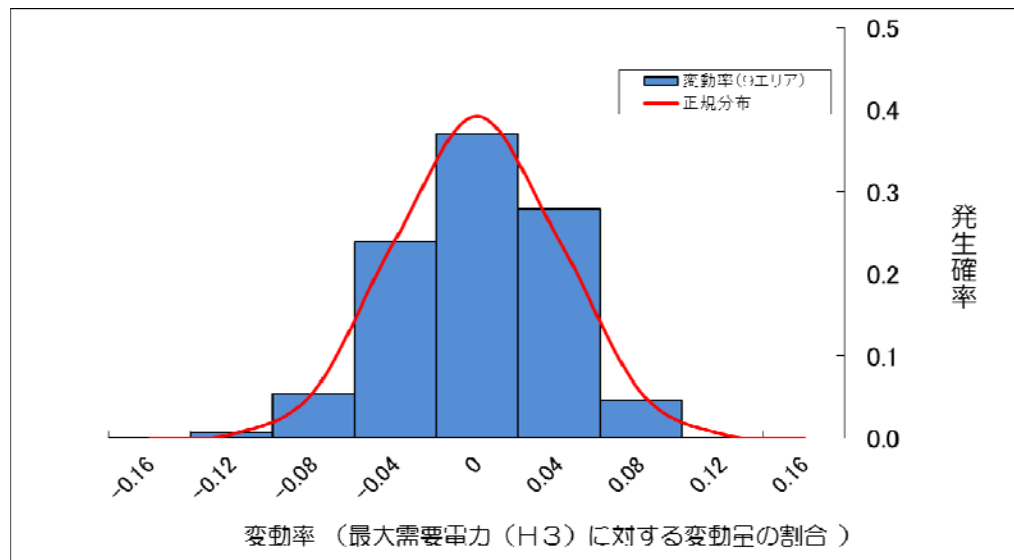
- 想定需要と需要実績との差が、需要のベースラインに対する変動量として捉えられる。
- この差のうち、気温等を基に想定される需要（気温補正後の想定需要）と想定需要との差を「(1) 気温影響による需要の変動」とし、残りを「(3) その他の要因で発生する需要の変動」とする。

〔「気温影響による需要の変動」と「その他の要因で発生する需要の変動」のイメージ〕



- 「気温影響による需要の変動」は、至近の気温感応度式（気温と需要の相関式）を用いて、過去の気温実績を基に変動量の確率分布を想定。
- 具体的には、H3発生時刻における至近の気温感応度式と至近30力年の需要電力上位3日発生日の気温実績から、気温影響による変動量を算定（サンプル数90/エリア）。当該サンプルからH3に対する変動量の標準偏差を求め、正規分布により表現した。【従来同様】
- 平成27年のH3発生時刻以外の断面については、上記で求めた変動量の標準偏差を需要比率で補正して適用した。【新規】
- 変動量の確率分布は下図のとおり。今回の設定方法（変動量の算定方法や正規分布で近似すること）について、改善すべき点はないか。
- なお、近年の温暖化の傾向の影響については、今後の課題として引き続き調査。

〔気温影響による変動率の確率分布（平成27年度：9エリア（沖縄を除く、以下同じ））〕



※実際にはエリアごとに確率分布を設定

- 気温実績は、気象庁の平年気温算定の考え方※を参考に、過去30力年の実績をとることとしたが、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)の気象実績を対象とした。

※ 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。

- 気温以外の要素(露点温度等)を用いた気温感応度式を使用しているエリアについては、当該要素も考慮した。

- 変動量の確率分布は、平成27年8月のH3発生時刻を対象として算定し、8月の当該時刻においては共通であると仮定した。

- H3発生時刻以外の時刻の変動量は以下のとおり算定した。

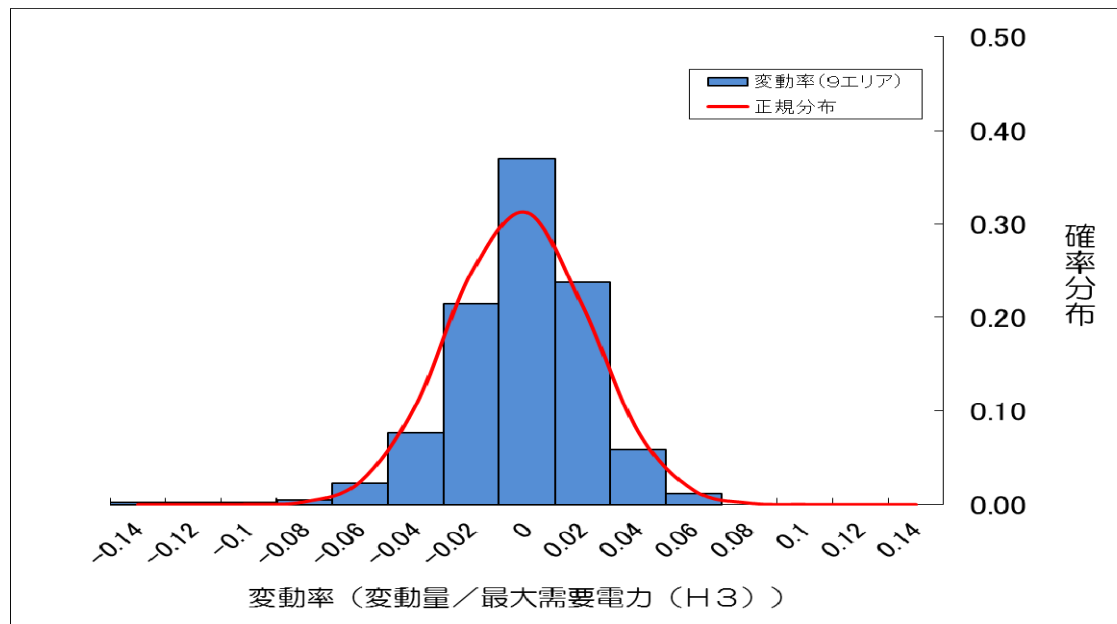
〔H3発生時刻が15時のエリアで、17時の変動量を求める場合〕

「17時の変動量(標準偏差)」 = 「15時の変動量(標準偏差)」 × 「至近3力年の需要電力上位3日(計9日)における15時と17時の需要実績の比率(平均)」

- 平成36年度の変動量は、平成27年度と平成36年度の最大需要電力(H3)の比率にて補正した。
- その他、発電端と送電端の需要比率など、必要に応じて変動量を補正した。

- 「その他の要因で発生する需要の変動」は、気温感応度式から算定される「気温補正後の想定需要」と「需要実績」の差として捉える。
- 具体的には、至近3カ年（平成24～26年）を対象として、各年度の気温感応度式から求まる「気温補正後の想定需要」と当該年度の「需要実績」との差分を算定（サンプル数約50/エリア）。当該サンプルから変動量の標準偏差を求め、正規分布により表現した。【従来同様】
- 平成27年度H3発生時刻以外の断面については、上記で求めた変動幅を需要比率で補正して適用した。【新規】
- 変動量の確率分布は下図のとおり。今回の設定方法（変動量の算定方法や正規分布で近似すること）について、改善すべき点はないか。

〔その他の要因で発生する需要の変動率の確率分布（平成27年度：9エリア）〕



※実際にはエリアごとに確率分布を設定

- 震災後に需要の特性が変化していることが考えられることから、平成24～26年の至近3カ年の実績値をもとに分析した。
- 気温以外の要素（露点温度等）を用いた気温感応度式を使用しているエリアについては、当該要素も考慮した。
- 変動量の確率分布は、平成27年8月のH3発生時刻を対象として算定し、8月の当該時刻においては共通であると仮定した。
- H3発生時刻以外の時刻の変動量は以下のとおり算定した。
〔H3発生時刻が15時のエリアで、17時の変動量を求める場合〕
「17時の変動量（標準偏差）」 = 「15時の変動量（標準偏差）」 × 「至近3カ年の需要電力上位3日（計9日）における15時と17時の需要実績の比率（平均）」
- 平成36年度の変動量は、平成27年度と平成36年度の最大需要電力（H3）の比率にて補正した。
- その他、発電端と送電端の需要比率など、必要に応じて変動量を補正した。

- 前回の委員会の整理のとおり、供給力は供給計画ガイドラインに基づき設定。自流式及び調整池式水力、風力、太陽光の供給力は、過去の実績（又は推定値）の下位5日平均値（L5）を基準として計上。
- 供給計画で「未定」となっている風力、太陽光の導入量については、本機関の広域系統整備委員会において検討されている「広域系統長期方針（長期方針のシナリオ）」を参考として設定した。【新規】
 - ※ 今回の試算では、平成36年8月の風力・太陽光の導入量を、「広域系統長期方針」の検討におけるシナリオ①（導入見込量や設備認定量に応じて各エリアへ導入量を按分した場合）を基に設定。（広域系統長期方針の想定的前提である2030年（平成42年）まで、直線的に増加すると仮定）
 - ※ 広域系統整備委員会資料は本機関ウェブサイトに掲示。
<http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/2015-0428-kouikikeitouseibiiinkai.html>
- 上記、風力・太陽光の導入量の設定方法について、改善すべき点はないか

「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(平成27年2月、資源エネルギー庁)より抜粋

①風力

- ・ エリア内の風力発電の供給能力は、過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法と同様に、最大需要発生時(月内は同一時刻)における発電実績の下位5日平均値により評価する。

②太陽光

- ・ エリア内の太陽光発電の供給能力は、過去20ヶ年の最大3日電力発生時における発電推計データ(計60データ)から、水力の評価手法を参考に下位5日平均値を算出し、これより自家消費分(算定対象期間は直近の5年間)を減じて評価する。
- ・ 特定電気事業者及び特定規模電気事業者において、過去の実績が把握出来ない場合は、把握可能な期間について評価する。

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)

9

- 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(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	<u>56</u>	<u>300</u>
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	<u>47</u>	<u>47</u>
中部	約45	21	24	39	<u>45</u>	<u>45</u>
北陸	約19	15	4	18	<u>19</u>	<u>19</u>
関西	約37	16	21	31	<u>37</u>	<u>37</u>
中国	約67	30	37	57	<u>67</u>	<u>67</u>
四国	約51	14	37	41	<u>51</u>	<u>51</u>
九州	約97	46	51	84	<u>97</u>	<u>97</u>
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	<u>2.5</u>	<u>2.5</u>
計	約1,250	286	966	1,000	1,000	1,000

※1 第9回新エネ小委資料より作成

※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。

(参考) 広域系統長期方針における再エネ導入シナリオ (太陽光) 16

第5回広域系統整備委員会 資料3

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)

10

- 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

電力広域的運営
Organization for Cross-regional Coordination of

固定置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。

- 前回の委員会にて、供給力に関する変動要因として、以下の（１）～（４）を考慮することとし、（１）（２）に関しては、過去の実績に近い確率分布で今後も変動すると考えられることから、従来どおり、確率論的手法で扱うこととした。

〔供給力に関する変動要因〕

- （１）電源の計画外停止
 - （２）出水変動
 - （３）風況の変動、日射量の変動
 - （４）電源（再エネ含む）のラインナップの変動（新規電源の建設遅延・中止、電源の廃止、老朽火力の長期停止・再稼働）
- 従来考慮されていなかった（３）についても、出水変動と同様、自然現象によるものであり、過去の実績に近い確率分布で今後も変動すると考えられることから、確率論的手法で扱うことが適当ではないか。【新規】
 - 一方、（４）の変動は、将来をどう見るかに依存するため、別の論点として整理することとする。
 - 以下、（１）～（３）の設定方法について、P.18～P.21の設定を行ったところ、これで良いか。

- 電源の計画外停止率については、下表のとおり設定した。
- なお、計画外停止率は、本機関においても継続的に調査・見直しを行っていく。

		今回諸元	(参考) 平成17年度 算定時諸元	今回諸元の考え方
水力	自流式・貯水式	0.5%	0.5%	昭和30～32年度の実績から算定した値※
	揚水	1.0%	0.5%	平成24年度までの実績から算定した値※
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	5.0%	平成25年度までの実績から算定した値※
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	2.0%	平成26年度までの実績から算定した値※
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	2.5%	平成25年度までの実績から算定した値※
原子力		2.5%	2.5%	火力の停止率を準用※ (平成17年度算定時の考え方を踏襲)
再生 エネ	風力	—	—	風力の出力変動に計画外停止等が考慮されているため、 計画外停止は設定しない。
	太陽光	—	—	現状、太陽光の計画外停止率に関するデータがないため、 まずは計画外停止率は設定しない。
	地熱	2.0%	—	火力停止率を準用(325MW未満)

※ (旧) 日本電力調査委員会の最新調査データを基に設定

$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{計画外停止日数}}{\text{運転日数} + \text{計画外停止日数}} \times 100 (\%)$$

(算定方法の概要)

○ 運転日に相当する日は、以下のとおり

- ✓ 発電所が並列し発電した日（並列した日を含む）
- ✓ 計画外停止、補修停止、需給上の理由等により電源を停止した日は除外 等

○ 計画外停止日数に相当する日は、以下のとおり

- ✓ 事故の発生によって、即時あるいは可及的速やかに電源を系統より切離す必要のあった日、及び修理のために停止した日（送電設備の故障による停止も含む）
- ✓ 軽負荷時間帯中※に計画外停止が発生し軽負荷期間中に修理が完了した場合や、事故の性質によって直ちに電源を停止することなくそのまま運転を継続し、軽負荷時または週末になって修理をするために停止する場合を除く 等

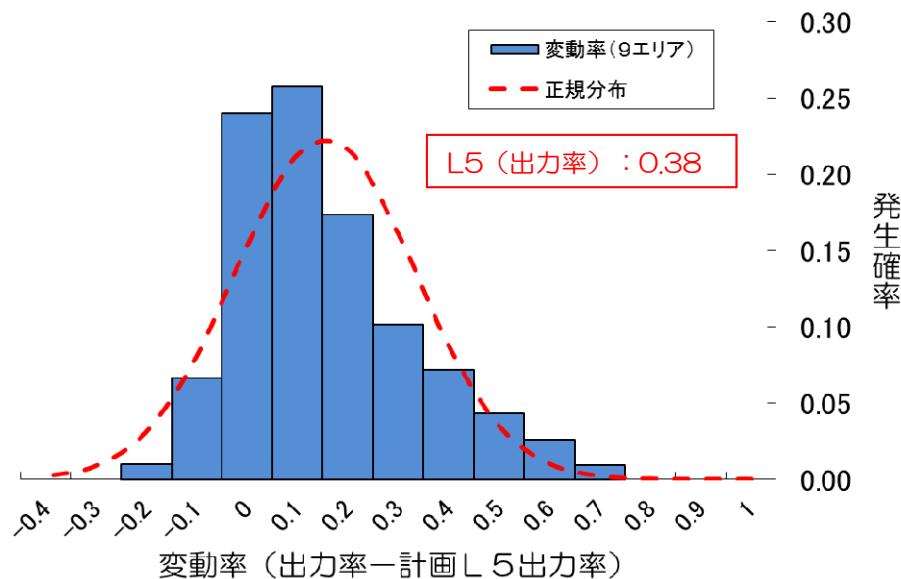
※ 深夜時間（23時～6時）

(調査対象)

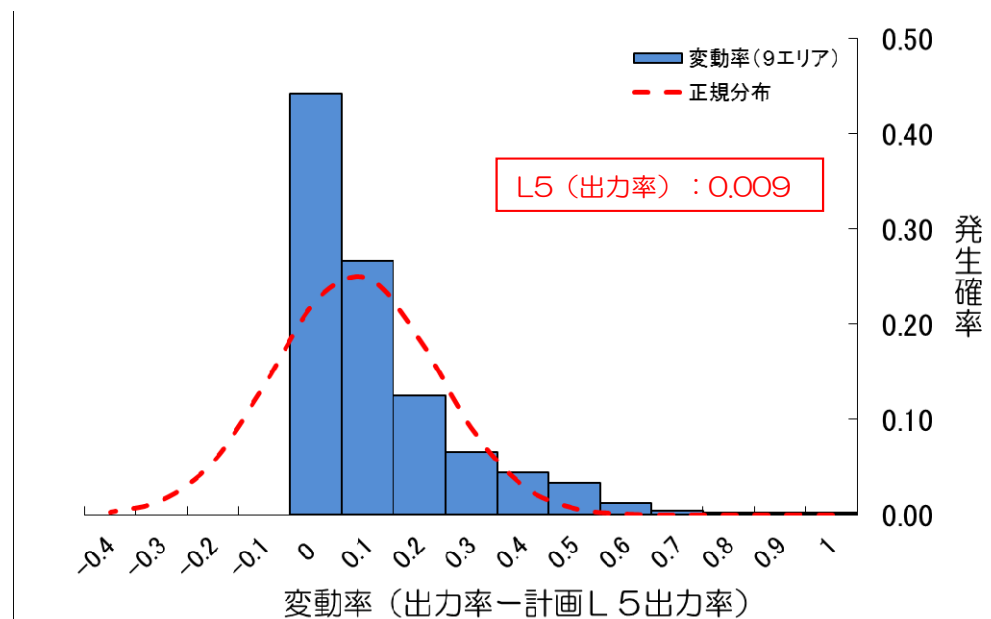
- ✓ 一般電気事業者10社、電源開発 等

- 変動量の確率分布は、供給力の算定において参照している観測期間※¹における出力実績とL5出力との差により算定した。【水力は従来同様、風力は新規】
 - ※¹ 水力は過去30カ年、風力は各エリアで把握している期間のデータより分析
- 9エリアの水力、風力のL5を基準とした変動率の確率分布は下図のとおりであり、右方向（正の方向）に偏った確率分布になっていることから、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用することとした。【水力は従来同様、風力は新規】
- 以上の設定方法について、改善すべき点はないか。

〔水力の変動率の確率分布（9エリア）〕



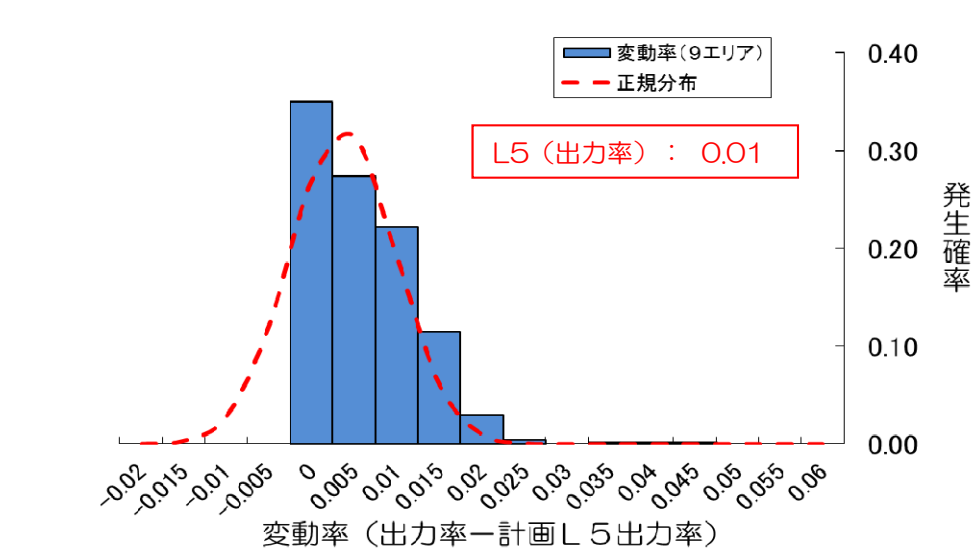
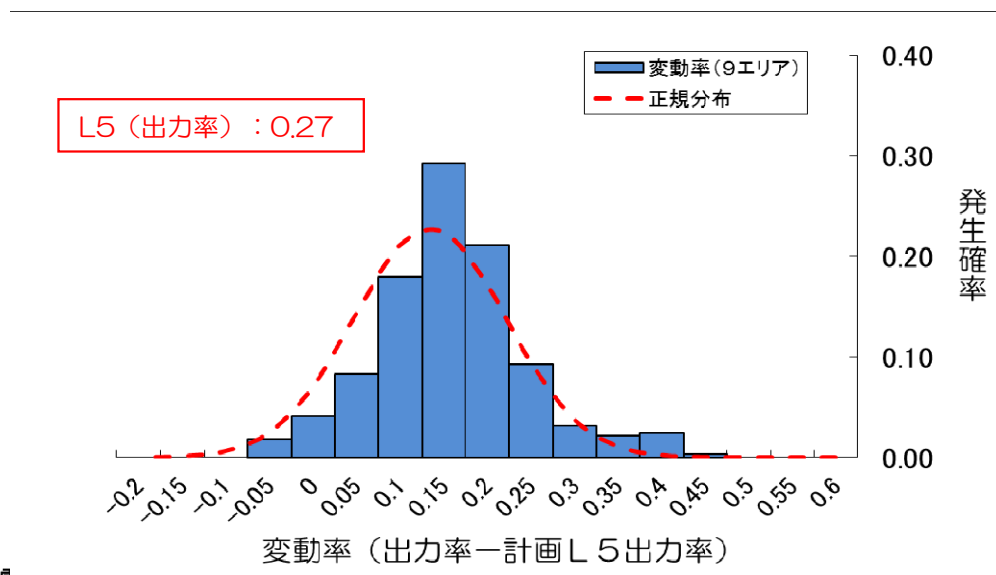
〔風力の変動率の確率分布（15時：9エリア）〕



※ 出力率は、設備量（kW）に対する出力の割合を示す。

- 変動量の分布は、供給力の算定において参照している観測期間（過去20カ年）におけるH3発生日の出力実績（又は推計値）とL5出力との差により算定した。【新規】
 ※ 自家消費分は需要の減（変動なし）として試算した。但し、既連系分に関する変動は需要実績の変動に含まれており、需要の変動として織り込まれていると考えられる。
- 9エリアの太陽光のL5を基準とした変動率の確率分布は下図のとおりであり、19時の変動率が右方向（プラス方向）に偏った確率分布になっていることを踏まえ、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用することとする。（他の時間も同じ）【新規】
- 以上の設定方法について、改善すべき点はないか。

〔太陽光変動率（9エリア）の確率分布：全量買取分のみ〕
 （15時） （19時）



※ 出力率は、設備量 (kW) に対する出力の割合を示す。

- 以下の条件にて試算を行った。なお、今回の試算は今後の検討の方向性について議論頂くために、多くの仮定をおいて算定したものであり、今回の結果の水準が必要予備力を決定するものではない。

(1) 指標と基準

- LOLP = 0.3日/月

(2) 需要に関する変動要因

- 気温影響による需要の変動
- その他の要因で発生する需要の変動

(3) 供給力に関する変動要因

- 電源の計画外停止
- 出水、風況、日射量の変動

(4) 前提条件（評価断面）

- 対象年度：平成27、36年度（平成27年度供給計画 第1、10年度）
- 対象月時：8月 15、17、19時
- 各エリア単独（連系効果なし）

■ 風力、太陽光出力の変動を考慮することにより、LOLP=0.3日/月を満たすために必要な供給予備力（率）は減少する結果となった。

〔以下の数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値〕

〔平成27年8月15時〕風力・太陽光はL5のみ計上し、変動を考慮せず（万kW、%）

	全国（9エリア）計	東地域（50Hz）	中西地域（60Hz）
需要(a)	15,770	7,030	8,740
必要供給力(b)	17,230	7,700	9,530
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕	1,460	670	800
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕	(9.3)	(9.5)	(9.2)
必要供給力 (風力・太陽光除き)	16,620	7,550	9,070
設備量	風力	290	150
	太陽光	2,620	920

〔平成27年8月15時〕風力・太陽光出力の変動を考慮（万kW、%）

	全国（9エリア）計	東地域（50Hz）	中西地域（60Hz）
需要(a)	15,770	7,030	8,740
必要供給力(b)	16,870	7,540	9,320
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕	1,100	510	590
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕	(7.0)	(7.3)	(6.8)
必要供給力 (風力・太陽光除き)	16,260	7,400	8,860
設備量	風力	290	150
	太陽光	2,620	920

（参考）：平成17年度計算結果（評価断面：平成21年8月）

（万kW、%）

	全国（9エリア）計	東地域（50Hz）	中西地域（60Hz）
需要	17,809	8,101	9,708
必要予備力 ^{※1} (率)	1,703 (9.6)	750 (9.3)	953 (9.8)

※1 ここでの必要予備力（率）は、LOLP=0.3日/月を満たすために必要となる供給予備力（率）をいう。

※2 四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

試算結果

- 今回の予備的検討の範囲で見ると、太陽光の導入が進むことにより、全国の必要供給力の最大値が算定される時間断面が15時から17時にシフトする結果となった。
(風力・太陽光の供給力(L5)を除いた必要供給力も17時断面が最大となる。)

〔以下の数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値〕

〔平成27年8月〕

(万kW、%)

断面		全国(9エリア)計			東地域(50Hz)			中西地域(60Hz)		
		15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時
需要(a)		15,770	15,530	14,540	7,030	6,920	6,470	8,740	8,600	8,070
必要供給力(b)		16,870	16,810	15,930	7,540	7,540	7,110	9,320	9,270	8,820
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕		1,100	1,280	1,390	510	620	640	590	670	750
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕		(7.0)	(8.2)	(9.6)	(7.3)	(9.0)	(9.9)	(6.8)	(7.8)	(9.3)
必要供給力 (風力・太陽光除き)		16,260	16,610	15,920	7,400	7,490	7,110	8,860	9,120	8,820
設備量	風力	290			150			150		
	太陽光	2,620			920			1,700		

〔平成36年8月〕

(万kW、%)

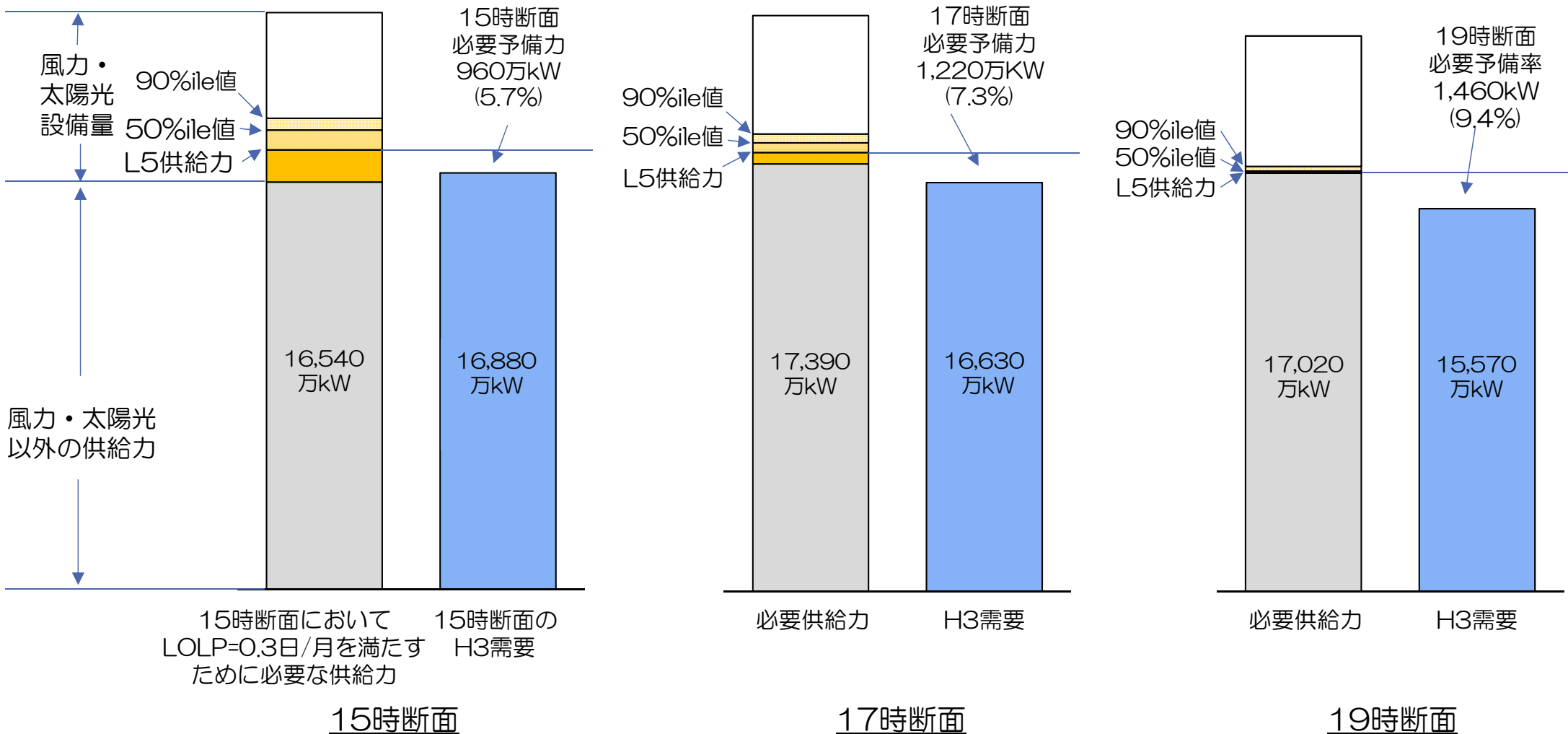
断面		全国(9エリア)計			東地域(50Hz)			中西地域(60Hz)		
		15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時
需要(a)		16,880	16,630	15,570	7,740	7,620	7,120	9,150	9,010	8,450
必要供給力(b)		17,840	17,850	17,030	8,160	8,200	7,790	9,680	9,650	9,240
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕		960	1,220	1,460	420	580	670	540	640	800
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕		(5.7)	(7.3)	(9.4)	(5.4)	(7.6)	(9.4)	(5.9)	(7.1)	(9.5)
必要供給力 (風力・太陽光除き)		16,540	17,390	17,020	7,780	8,070	7,780	8,760	9,320	9,240
設備量	風力	710			490			220		
	太陽光	4,860			2,080			2,780		

※1 ここでの必要予備力(率)は、LOLP=0.3日/月を満たすために必要となる供給予備力(率)をいう。

※2 四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

(参考) 試算結果(平成36年8月、全国(9エリア)計)の関係図 25

〔数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値(平成36年8月:9エリア)〕

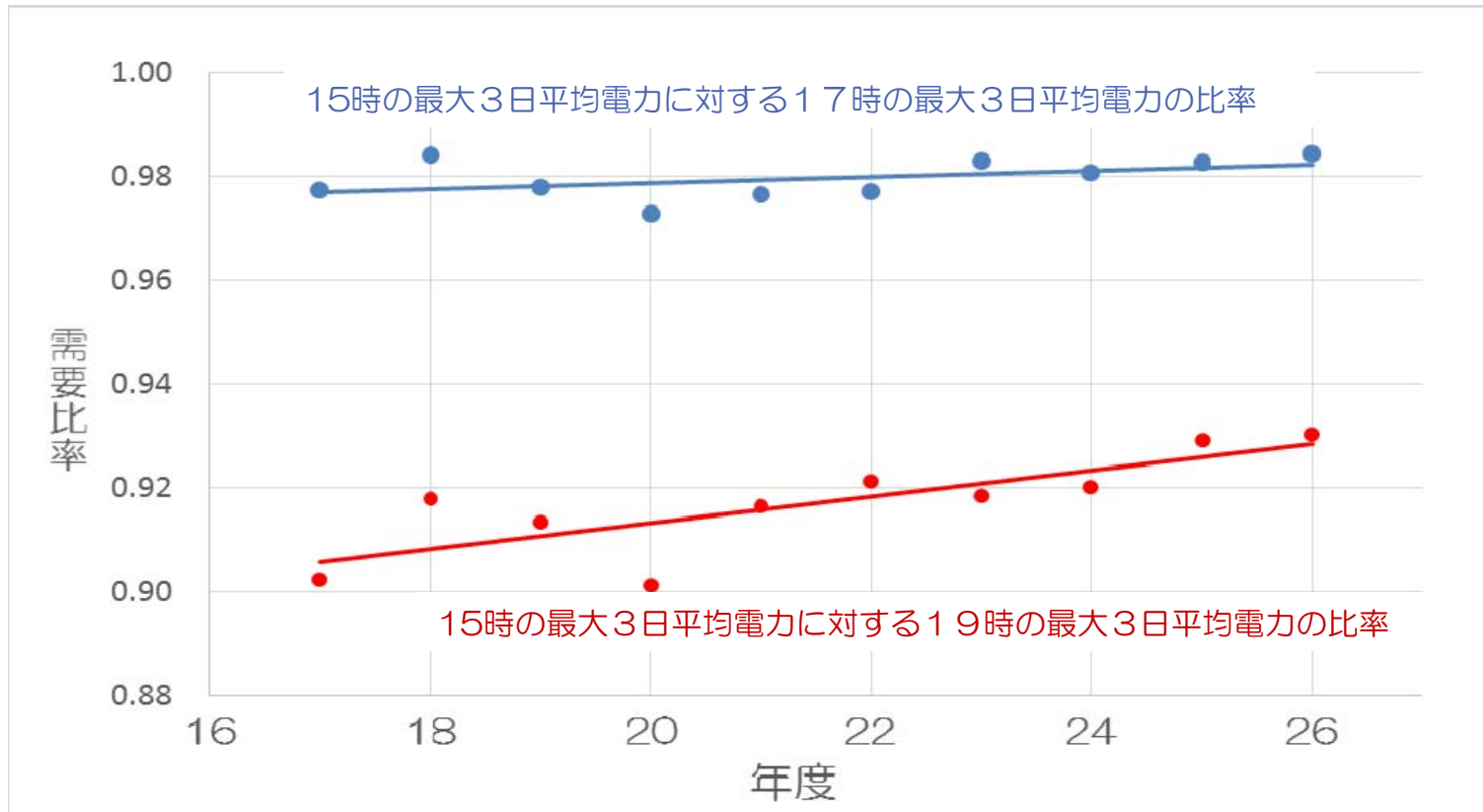


- 今回の試算の結果、太陽光導入拡大の影響により、最大需要電力発生断面以外において必要供給力が最大となったことから、最大需要電力発生断面以外も評価断面とする。
- 具体的な評価断面については、季節別の需要レベルなどを考慮し、設定することとする。

(以下、当日追加資料)

- 7エリアの時間帯別の最大3日平均電力の比率の実績は以下とおり。
※ 最大需要電力発生時刻が20時の北海道と17時の九州を除いた。沖縄は今回検討の対象外
- 15時の需要に対する17時及び19時の需要比率が上昇傾向にある。

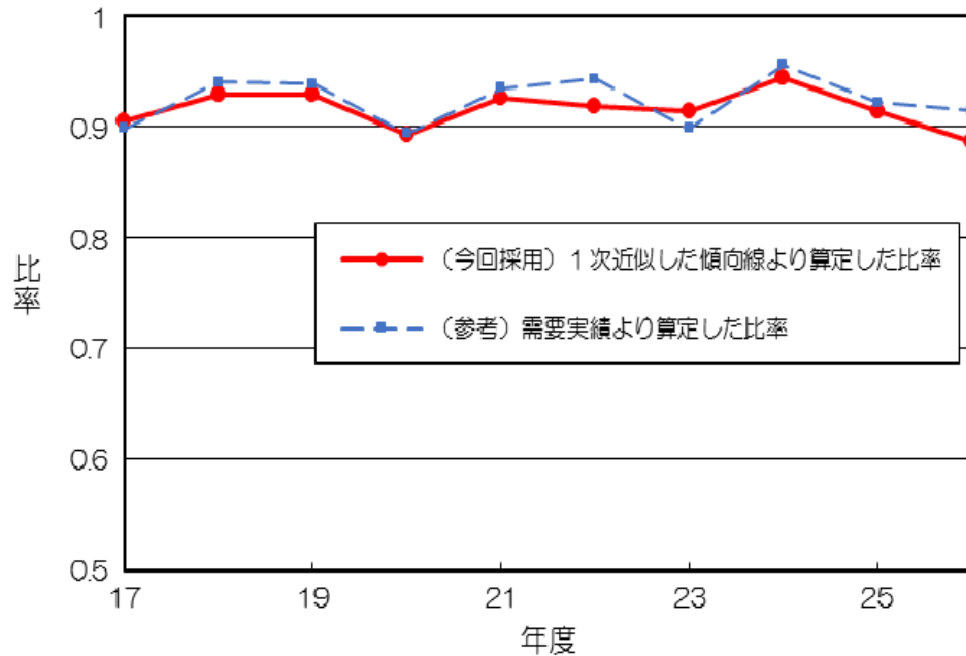
〔時間帯別需要比率の推移 (7エリア (北海道、九州、沖縄を除く)) 〕



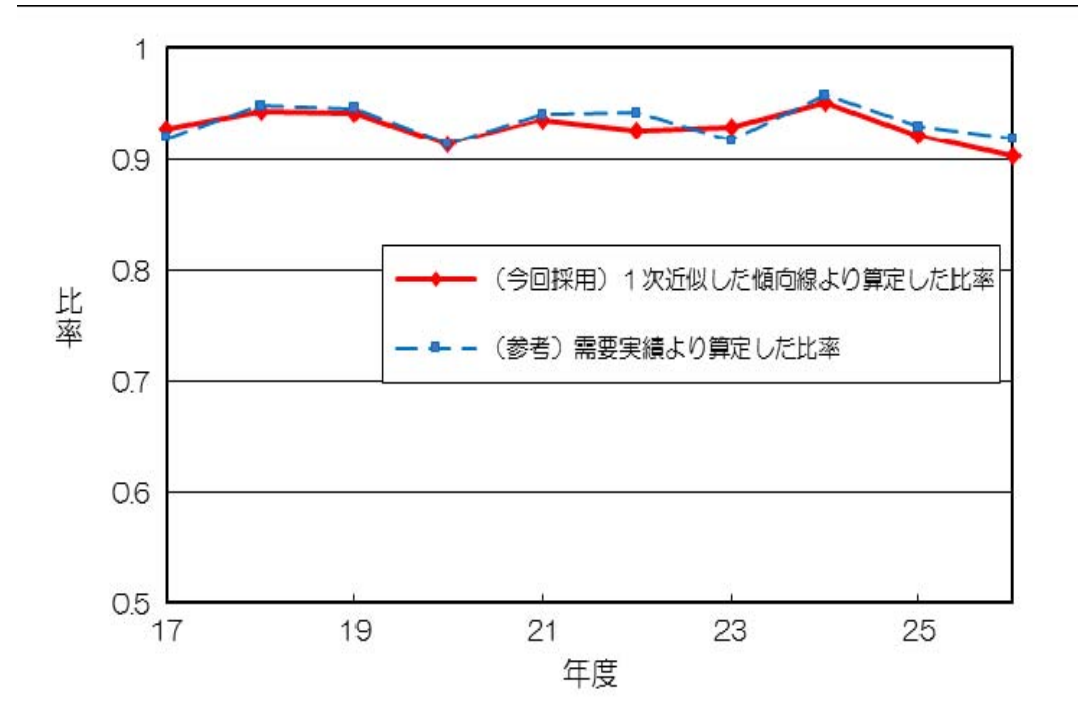
- 各年度の需要(9エリア計)の傾向線(1次近似)から求めた、最大3日平均電力と平日平均電力の比率の推移を示す。
- ばらつきはあるものの、一方向に変化する傾向は見られなかった。

〔今回の手法にて算定した最大3日平均電力と平日平均電力の比率の推移(9エリア)〕

〔15時〕

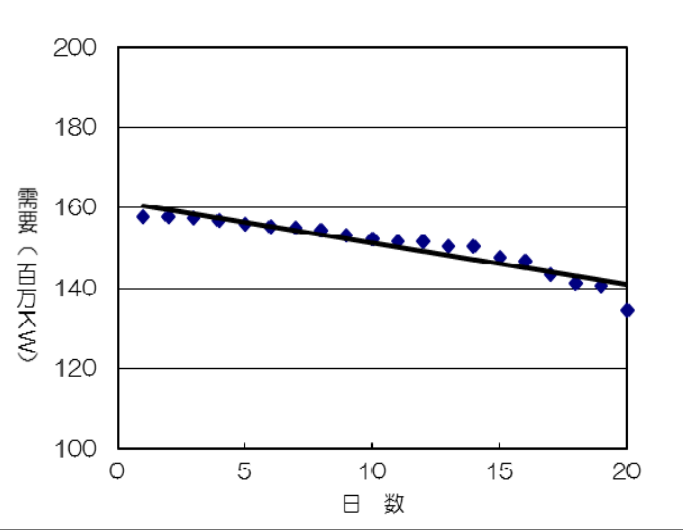


〔19時〕

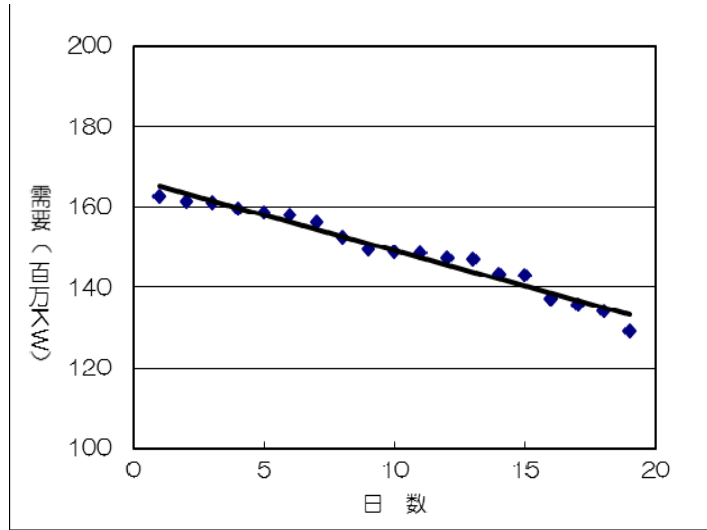


■ 至近3カ年の平日の需要 (9エリア計) 実績及び1次近似直線は下図のとおり。

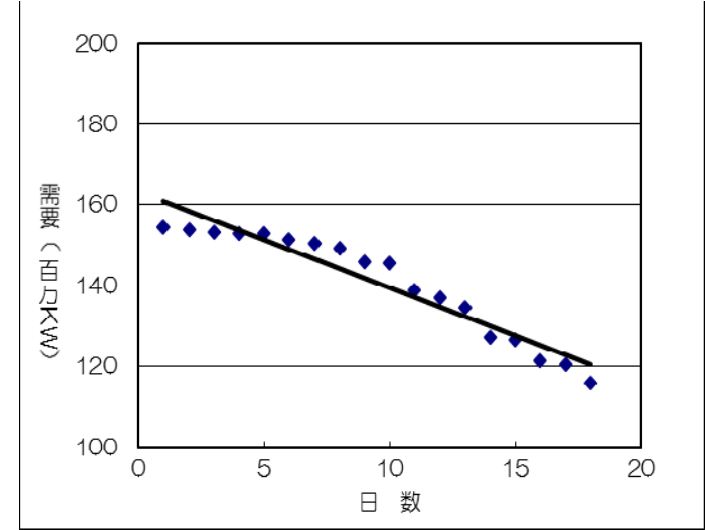
〔15時〕 平成24年8月



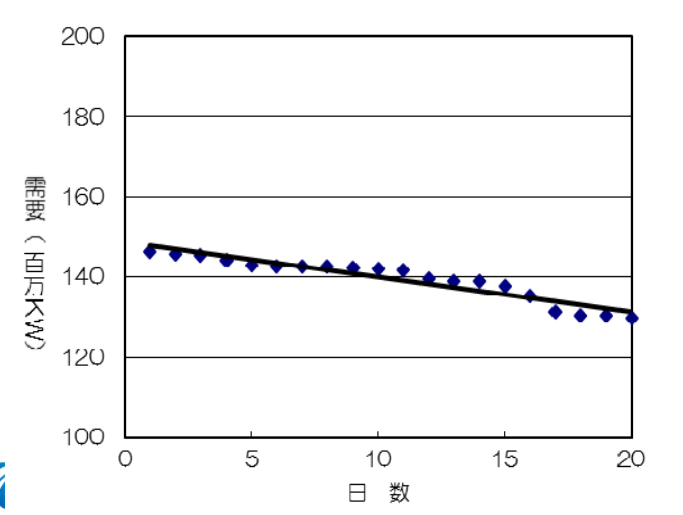
平成25年8月



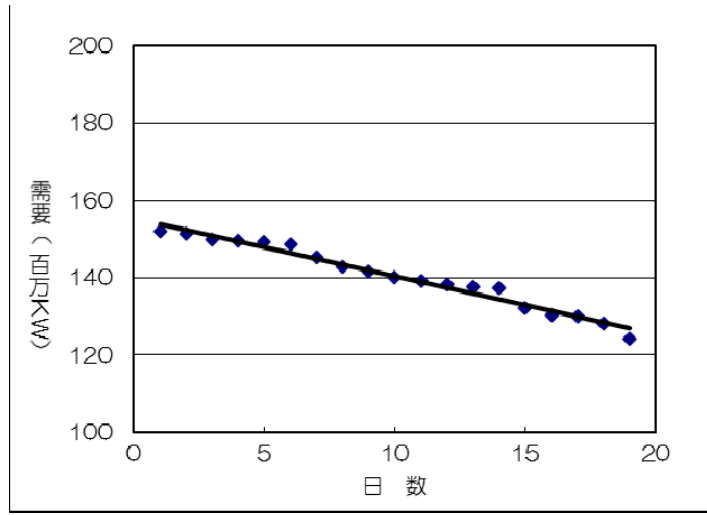
平成26年8月



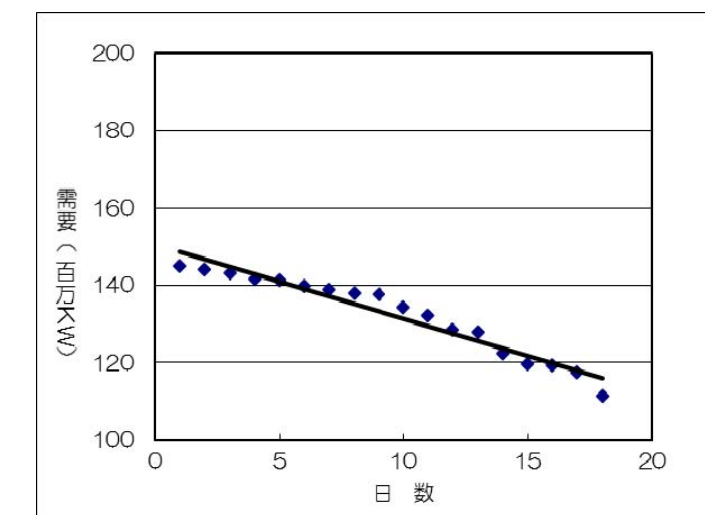
〔19時〕 平成24年8月



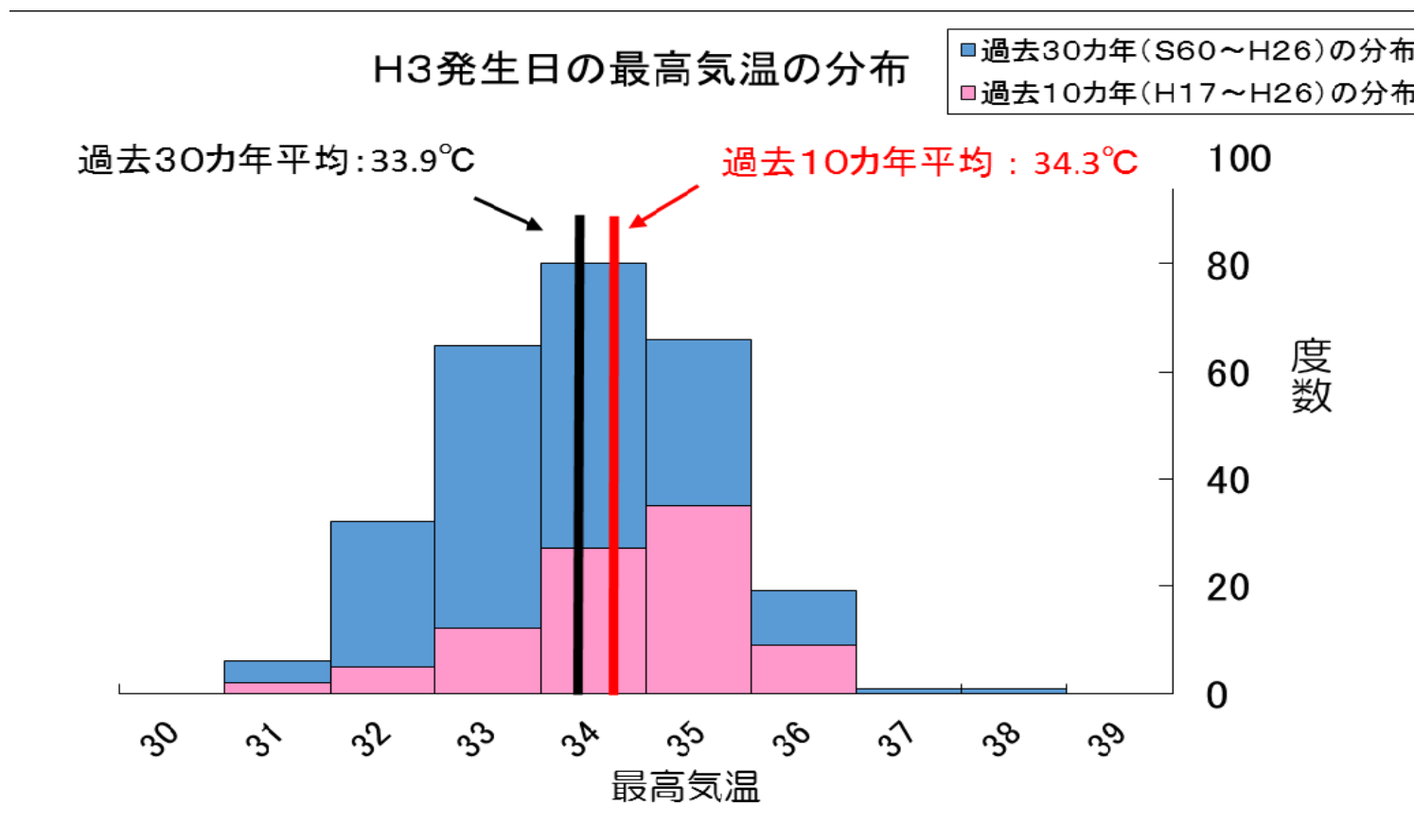
平成25年8月



平成26年8月



- 過去30力年（昭和60年～平成26年）の需要電力上位3日発生日の最高気温と過去10力年（平成17年～26年）の需要電力上位3日発生日の最高気温の分布は下図のとおり。
- 平均値では、過去10力年の気温のほうが約0.4℃高くなっているが、供給力不足の判定に影響を与える可能性が高い高気温帯において、至近10年の観測実績が見られない。



※ 最高気温を気温感応度式の係数として使用しているエリアを対象とした
なお、最高気温は各都市平均などで補正したものを含む