

必要供給予備力に関する追加検討について

2017年2月24日

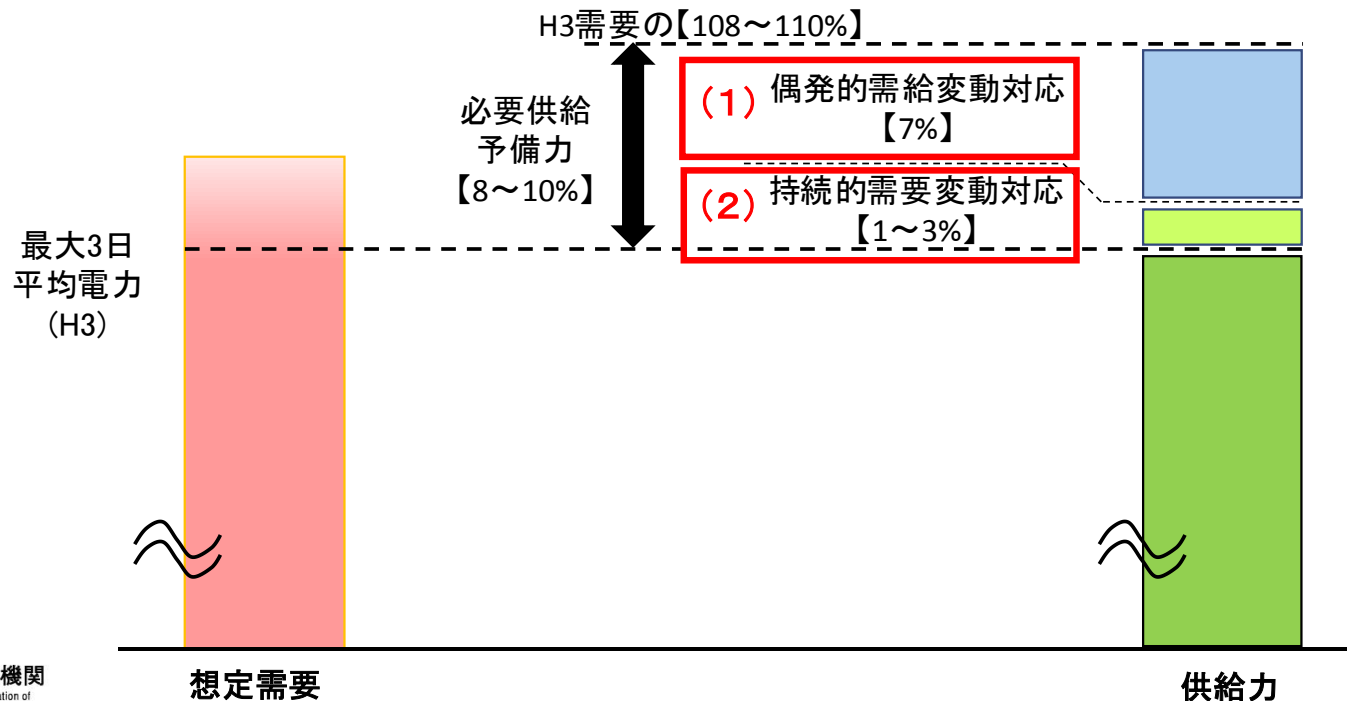
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 今回の取りまとめに際し、「必要供給予備力の検討」のうち、以下の点について追加検討を行った。
- 本追加検討の内容を含めて、取りまとめることとしたいので、ご確認頂きたい。

(追加検討項目)

- (1) 供給信頼度の指標の設定
- (2) 景気変動等による需要の変動のアップデート

※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字



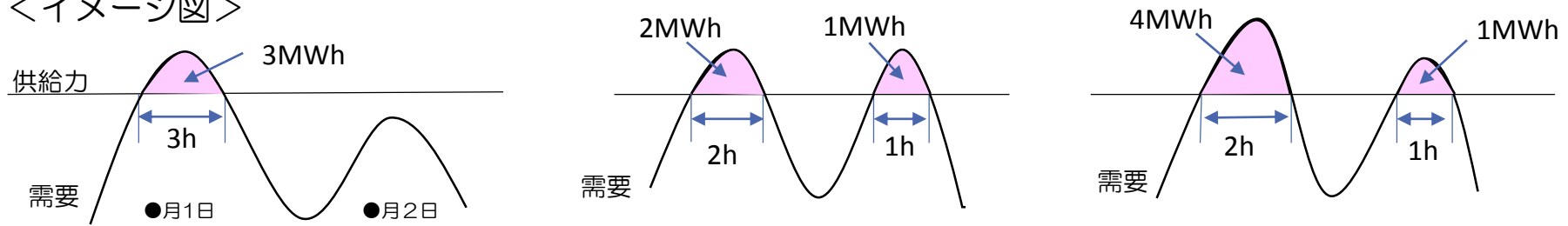
(1) 供給信頼度の指標の設定

目指すべき供給信頼度を表す指標の候補

■ 供給信頼度の指標について、「昨年度の調整力等に関する委員会」において、目指すべき供給信頼度を表す指標について、LOLP、LOLE、EUEの3つを候補として、採用する指標を検討することとした。

	指標	本委員会の定義
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	<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、1年間における回数の期待値。 単位: 回/年
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> 1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値。 単位: 時間/年
③	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> 1年間における、供給力不足量(kWh)の期待値。 単位: kWh/年

<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
---------------------------------------	----	---------------------------------------	----	---------------------------------------

- LOLPは、8,760時間評価※のもとでは、1年のある1日(24時間)において供給力不足が1時間発生しても10時間発生してもLOLP=1回/年となることから、供給力不足時間を考慮できるLOLEやEUEに比べて、供給信頼度を適切に評価できないと考えられる。
- EUEは、エリア需要で割った「需要1kWあたりのEUE」が「需要1kWあたり、どれくらい停電するリスクがあるのか」を示す指標であることに対し、LOLEはエリア単位で見たときの供給力不足発生リスクを示す指標であるが、供給信頼度の指標としては需要家から見た信頼度とすることが適当であると考えられる。
- また、「エリア規模と必要供給予備率の関係について(別冊2)」での分析結果どおり、エリアの設定範囲により「需要1kWあたりのEUE」の値は変化しないが、LOLEの値は変化することから、LOLEの値を全国一律に設定しても、エリアの規模が異なる場合には必ずしも信頼度が全国で一律であるとは言えない。
- これらのことから、来年度からは、供給信頼度の指標としてEUEを設定することを軸に基準等の検討を進めることとしたい。

※ 昨年の「調整力等に関する委員会」にて、従来の確率論的供給予備力算定手法を参考として試算を行った結果、太陽光発電の導入量拡大の影響等により、最大需要電力発生断面以外において必要供給予備力が最大となることが確認された。この結果を踏まえ、太陽光発電の影響を考慮した分析を行うため、今年度から評価対象断面を8,760時間に拡大した算定(以下、「8,760時間評価」)を実施することとした。

(参考) 第6回委員会での供給信頼度の指標に関するご意見

「1kWあたりのEUE」は、お客さまが同じような規模であると仮定すると、「お客さま1件あたりに、どれくらいのご不自由をお掛けするか」ということとを示す指標ともいえる。一方、各エリアのLOLEを3時間/年で一律にしても、停電が発生したお客さまの数(kW)により、供給信頼度が異なることにならないか。

- 前頁の議論に基づき、年度取りまとめには以下のとおり記載することとしたい。

2-1-3. 確率論的必要供給予備力算定手法に関する検討結果

(1) 供給信頼度の指標の設定

供給信頼度を表す指標の候補としたLOLP、LOLE、EUEについて、本委員会での議論を踏まえ、以下の理由により、来年度からは、供給信頼度の指標としてEUEを軸に基準値等の検討を進めることを確認した(但し、次の(2)では、LOLEを指標とした場合の試算結果も参考値として記載。)

(EUEを設定する理由)

- LOLPは、8,760時間評価※のもとでは、1年のある1日(24時間)において供給力不足が1時間発生しても10時間発生してもLOLP=1回/年となることから、供給力不足時間を考慮できるLOLEやEUEに比べて、供給信頼度を適切に評価できないと考えられる。
- EUEは、エリア需要で割った「需要1kWあたりのEUE」が「需要1kWあたり、どれくらい停電するリスクがあるのか」を示す指標であることに対し、LOLEはエリア単位で見たときの供給力不足発生リスクを示す指標であるが、供給信頼度の指標としては需要家から見た信頼度とすることが適当であると考えられる。
- また、(別冊2)での分析結果どおり、エリアの設定範囲により「需要1kWあたりのEUE」の値は変化しないが、LOLEの値は変化することから、LOLEの値を全国一律に設定しても、エリアの規模が異なる場合には必ずしも信頼度が全国で一律であるとは言えない。

※ 昨年の「調整力等に関する委員会」にて、従来の確率論的必要供給予備力算定手法を参考として試算を行った結果、太陽光発電の導入量拡大の影響等により、最大需要電力発生断面以外において必要供給予備力が最大となることが確認された。この結果を踏まえ、太陽光発電の影響を考慮した分析を行うため、今年度から評価対象断面を8,760時間に拡大した算定(以下、「8,760時間評価」)を実施することとした。

- PJMでは、域内を区分けした27のLDA(Locational Deliverability Area)について、それぞれの供給信頼度がLOLE \leq 1回/25年となることを目標としている。(PJM全体ではLOLE \leq 1回/10年)
- このLDAのLOLE \leq 1回/25年について、PJMの外部コンサルタントであるThe Brattle Groupは、実施したレビュー(2014年5月)なかで、以下のとおり指摘している。

(指摘事項)

- PJMのLDAのLOLE \leq 1回/25年の指標について、LOLEは広く使われている指標であるが、他の指標よりも意味深さに欠ける(less meaningful)指標である。
- その理由は、停電規模や継続時間に関係なく、停電が発生した事象^{※1}のみをカウントすることや、LDAの需要規模に応じて停電規模が正規化されないため、LDAの需要規模によって指標の値が異なる意味を持つ(供給信頼度が異なる)可能性があることが挙げられる。
 - ※1 「小規模かつ短時間の停電」も「大規模かつ長時間の停電」も同じ1回の事象としてカウント
- これらを解決する代替案の1つとして、総需要に対する停電量の比率であるnormalized EUE^{※2}の採用が考えられる(需要規模や負荷曲線によらず適用可能であるため)。
 - ※2 北欧やオーストリアでは、「normalized EUE」と同等な手法を採用

(略)

1. Consider defining local reliability objectives in terms of normalized unserved energy.

We recommend that PJM evaluate options for revising the definition of local reliability objective, currently set at a 1-in-25 conditional LOLE standard. Instead, PJM could explore options for an alternative standard based on normalized expected unserved energy (EUE), which is the expected outage rate as a percentage of total load. We also recommend exploring this alternative standard based on a multi-area reliability model that simultaneously estimates the location-specific EUE among different PJM system and sub-regions. The result would be a reliability standard that better accounts for the level of correlation between system-wide and local generation outages, and a more uniform level of reliability for LDAs of different sizes and import dependence.

(略)

2. Definition of Locational Reliability Requirement

As noted above, PJM's local Reliability Requirements are set based on a 1-in-25 or 0.04 conditional LOLE standard. It reflects the total amount of local supply plus imports that would be needed to meet 0.04 LOLE under the conditional assumption that imports are fully available at the CETL import limit.⁶⁴ Taken at face value, the local standard would appear to suggest that an import-constrained LDA would have higher reliability than the system as a whole, with local load shed events only once every 25 years compared to once every 10 years at the system level. This is not the case, however, because the local 1-in-25 reliability standard does not include all of the reliability events that an LDA would be expected to experience. Instead, the local 1-in-25 is a conditional LOLE standard, measuring local reliability events that would occur if the LDA could always import up to the CETL limit (i.e., assuming no outages at the system level or parent LDA level.)

An additional complexity in the local standard is that the realized reliability at the LDA level depends on the level of overlap between the local outage events and the system-wide and parent LDA outage events. For a first-level LDA, the realized LOLE could be as low as 0.10 or as high as 0.14, if the events occur at exactly the same time or at entirely different times from the system-wide outage events. For a fourth-level LDA, realized LOLE could be as low as 0.1 or as high as 0.26 in the unlikely event that all outage events occur at different times, as well as in its parent LDAs and RTO. Thus, the reliability standard as currently implemented could result in very different LOLE at different locations within PJM's footprint, with the estimated reliability not reported after considering this additive effect.

Beyond these potential discrepancies in LOLE by LDA, there may be larger discrepancies in realized reliability among LDAs based on the definition of LOLE itself. While LOLE is a widely-used metric for determining reliability standards, it is relatively less meaningful than some alternatives. Because LOLE counts only load shed events, but not their depth or duration, it will treat a small, short event and a large, widespread event with equal importance. The metric may also have very different meanings at different LDA levels, since the magnitude of outages is not normalized by the LDA size.

To resolve this relative lack of transparency in realized reliability and also make apply a more uniform reliability standard across the region, we recommend that PJM consider revising the definition of the locational reliability requirements. One option would be to adopt a standard based on normalized EUE, which is the expected outage rate as a percentage of total load. This metric has been used in various international markets, and we believe it to be a more robust metric since its meaning is more uniform across different system sizes and load profiles.⁶⁵ Although we recognize that the reliability standards themselves are not within the triennial review scope, they are related to the scope. We believe it would be more meaningful to compare the consistency in the VRR curve reliability implications and to rationalize VRR curve prices across LDAs if locational reliability were measured using this more uniform metric across LDAs of different sizes and at different nested levels.

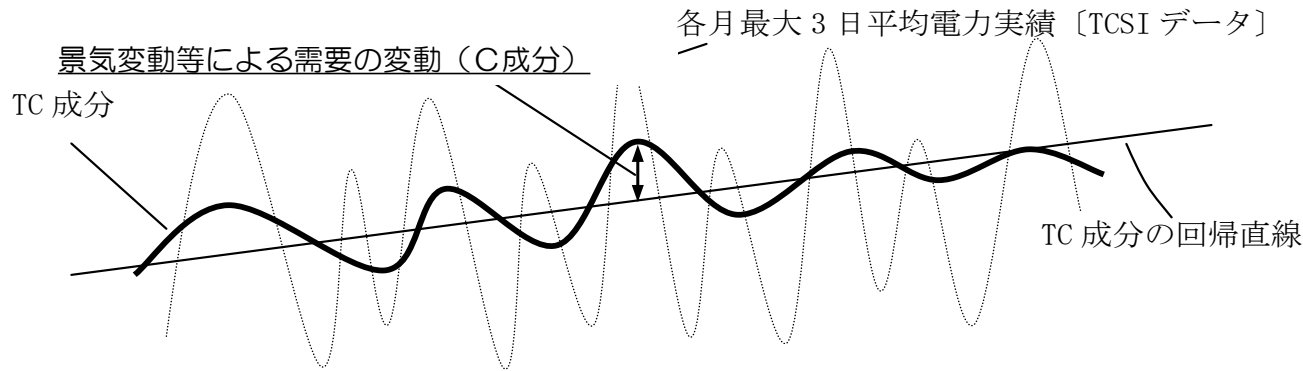
⁶⁵ Examples of metrics equivalent to Normalized EUE that are used in international markets include: (a) a 0.001% LOLP standard in Scandinavia; and (b) a 0.002% USE standard in Australia's National Energy Market (NEM) and South West Interconnected System (SWIS). See Nordel (2009), p. 5; AEMC (2007), pp. 29-30, (2010), p. viii.

(2) 景気変動等による需要の変動のアップデート

- 過去の需要実績(各月最大3日平均電力)に季節調整法(X-12-ARIMA※)を適用することで、以下に示すようS(シーズン)成分とI(イレギュラー)成分を除去したT(トレンド)成分とC(サイクル)成分の合成値(TC成分)を求め、TC成分とTC成分の回帰直線(T成分に相当)との偏差であるC成分(T成分からの上振れ量)を景気変動等による需要の変動と見なす方向で検討を進めている。

※ 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。

- 昨年度の「調整力等に関する委員会」において、試算結果をもとに議論を行ったが、「震災後に需要のトレンドが大きく異なっているとはいえ、震災後の3カ年ではデータ数が少なく、結果の信頼性が低いのではないか」とのご意見があったことから、今回、至近1カ年のデータを追加して分析を行った。



T (トレンド) 成分	: 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向(上昇、下降、横ばい等)。傾向を示す線を傾向線という。
C (サイクル) 成分	: 循環変動要素	傾向線の周りを、周期性をもって変動する動き。 (景気変動や商品のライフサイクルによる変動等)
S (シーズン) 成分	: 季節変動要素	傾向線の周りを1年周期で変動する動き(アイスの売上のよつに夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動)
I (イレギュラー) 成分	: 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き (法規税制改正やキャンペーン等によって起こる変動)

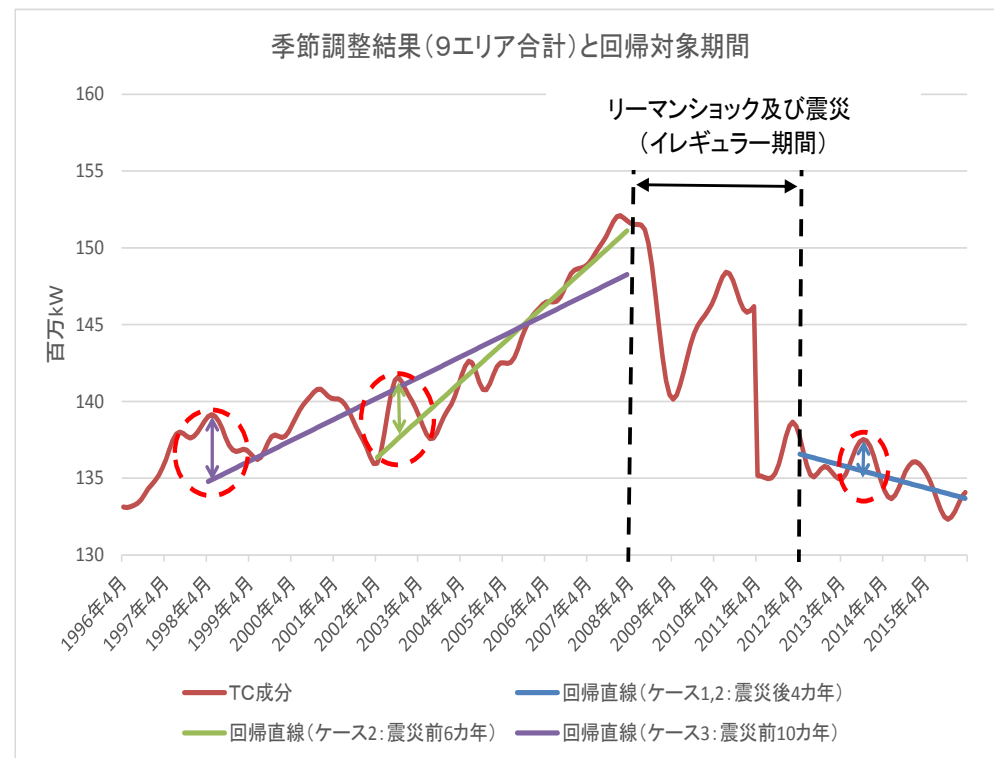
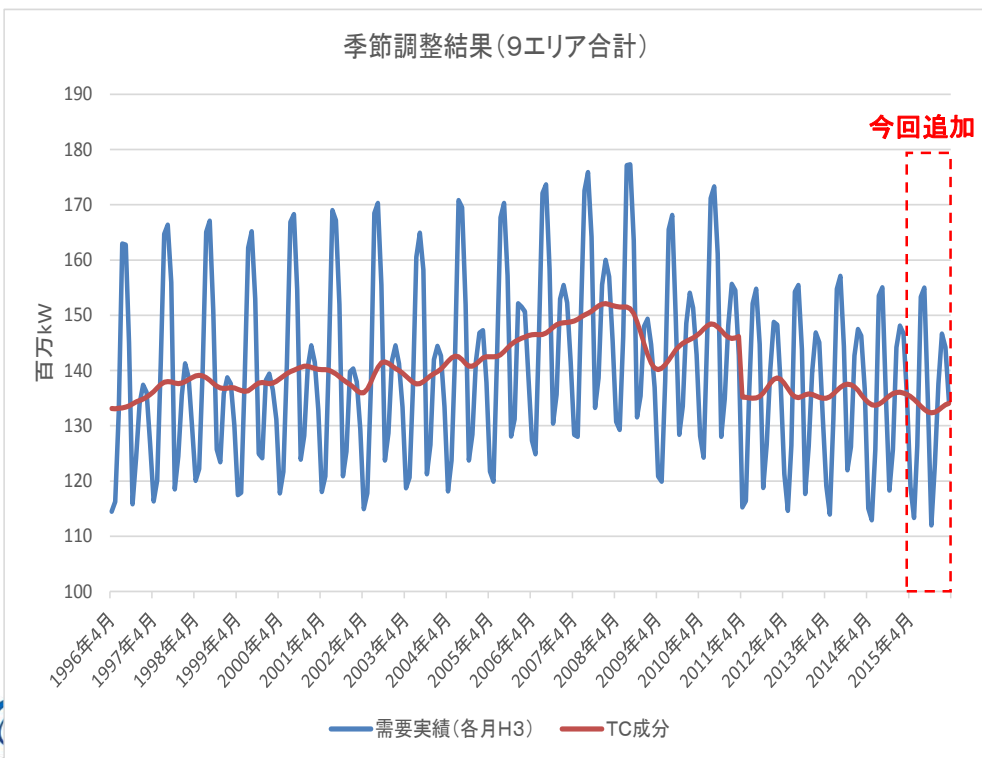
■ 過去20カ年(1996～2015年度)の需要実績(月別の最大三日平均電力(H3))に対して、季節調整法(X-12-ARIMA※)を適用した結果と、回帰対象期間の違いによる上振れ量の違いを以下に示す。

■ 今回、以下の3ケースを回帰対象期間として検討を行った。

- ・ケース1(震災後) : 4カ年(2012～2015年度)
- ・ケース2(震災前後) : 10カ年(2002～2007年度、2012～2015年度)
- ・ケース3(震災前) : 10カ年(1998～2007年度)

※ 2011年度は、夏季の東北・東京管内に対する電気の使用制限令の発動などの影響があるためイレギュラー期間とした。

季節調整結果(9エリア合計)〔送電端、月別H3、気温補正後〕



- 前述の「ケース1」～「ケース3」の分析結果は、以下のとおり。
- 震災後を回帰対象期間(2012～2015年度の4カ年分)とした「ケース1」と、昨年度行った震災後のデータ(2012～2014年度の3カ年分)による分析結果を比較すると、9エリア計の上振れ量に大きな差はなかったが、エリア別で見ると、今年度の分析結果のほうが最大で1.5ポイント大きくなった。
- これは、回帰対象期間が長くなり、サンプル数が多くなったことが要因の1つであると考えられる。このことから、引き続き、データの蓄積を行ったうえで、その扱いについて検討を行う必要がある。

景気変動等による需要の変動の分析結果

(万kW、%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計 ^{※2}	沖縄
ケース1 震災後	変動量 ^{※3}	5	12	53	57	6	50	15	15	19	197	1
	変動率 ^{※3}	1.1%	1.0%	1.2%	2.7%	1.3%	2.2%	1.7%	3.5%	1.4%	1.5%	1.0%
ケース2 震災前後	変動量 ^{※3}	5	17	109	57	11	70	27	15	27	365	1
	変動率 ^{※3}	1.1%	1.5%	2.3%	2.7%	2.7%	2.9%	3.0%	3.5%	2.2%	2.7%	1.2%
ケース3 震災前	変動量 ^{※3}	8	30	137	95	11	88	38	20	33	408	2
	変動率 ^{※3}	1.7%	2.4%	2.7%	4.5%	2.3%	3.7%	4.5%	4.5%	2.6%	2.9%	1.6%

〔参考〕 昨年の試算結果(回帰対象期間:震災後3カ年(2012～2014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%

※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

■ 前述の分析結果を踏まえ、年度取りまとめには以下のとおり記載することとしたい。

2-1-4. 景気変動等による需要の変動の扱い

本検討では、過去の需要実績(月別の最大3日平均電力(H3))の季節調整値を用いて、趨勢(トレンド成分)からの上振れ量を景気変動等による需要の変動と見なす方向で検討を進めている。

具体的には、過去20カ年(1996～2015年度)の需要実績(月別の最大3日平均電力(H3)、気温補正後)の季節調整値を作成(X-12-ARIMAを適用)のうえ、季節調整後の需要データを回帰分析して、トレンド成分からの上振れ量を把握する手法を採っているが、回帰分析の対象とする期間(以下、「回帰対象期間」)によって上振れ量の大きさが異なることから、適切な回帰対象期間について検討が必要である。

回帰対象期間については、昨年度の「調整力等に関する委員会」にて、震災後に需要のトレンドが大きく異なっているとはいえ、震災後の3カ年ではデータ数が少なく、結果の信頼性が低いのではないかとの意見があった。

そこで、表2-1-4-1,2に示すとおり、2015年度のデータを追加のうえ、震災後の4カ年(ケース1:2012～2015年度)、リーマンショック及び震災により需要が大きく変動した2008～2011年度をイレギュラー期間として除外した至近10年間(ケース2:震災前6カ年 2002～2007年度、震災後4カ年 2012～2015年度)、及びイレギュラー期間を除く震災前の10カ年(ケース3:1998～2007年度)を回帰対象期間として分析を行った。

震災後を回帰対象期間とする前述の「ケース1」の分析結果と昨年度行った震災後のデータ(2012～2014年度の3カ年分)による分析結果を比較すると、9エリア計の上振れ量に大きな差はなかったが、エリア別で見ると、今年度の分析結果のほうが最大で1.5ポイント大きくなっている。これは、回帰対象期間が長くなり、サンプル数が多くなったことが要因の1つであると考えられる。

このことから、引き続き、データの蓄積を行ったうえで、その扱いについて検討を行う必要がある。