

確率論的手法による必要供給予備力の検討について

平成28年11月24日

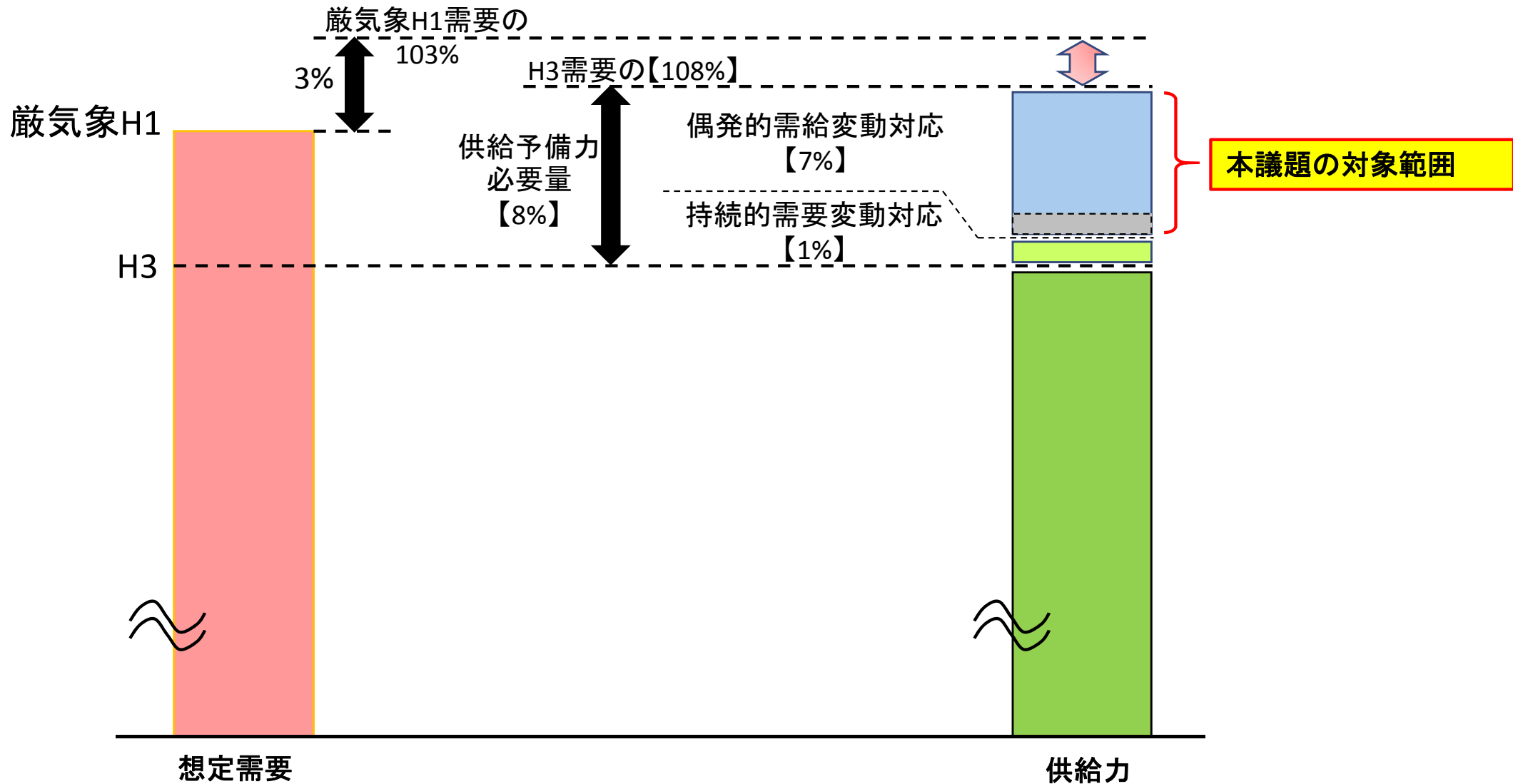
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

(空 白)

論点	検討課題 赤字 …第10回委員会での主な議論内容
指標と基準の設定	<ol style="list-style-type: none"> 1. 供給信頼度の指標 2. 供給信頼度の基準
シミュレーション手法及び諸元	<ol style="list-style-type: none"> 3. 確率論的手法による算定結果の検証 <ul style="list-style-type: none"> → ・「供給信頼度を全エリア一律とする場合の各エリアの必要供給予備力(率)の解の一意性」に関する検証結果についてご確認頂くとともに、当面は現状ツール(計上エリア優先ロジック※)にて検討を進めることについて特段の意見はなかった。 <ul style="list-style-type: none"> ※ 供給計画時点で各エリアに計上されている供給力が当該エリアで優先的に活用されることを前提としたシミュレーション。 ・シミュレーションのデータを公表するなど第三者が検証できる仕組みが必要 4. エリア間の応援における連系線の扱い(作業停止、計画外停止、及び空容量の考え方) 5. 1時間内の需要と供給の変動の扱い <p>＜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</p> <ol style="list-style-type: none"> a. 計画外停止率の調査及び見直しの検討 <ul style="list-style-type: none"> ※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

- 前頁に挙げた検討課題のうち、「(検討課題3) 確率論的手法による算定結果の検証」に関し、以下の2点の検証等を実施した結果についてご確認頂きたい。
 - (1) エリアの規模と必要供給予備率の関係
 - (2) 太陽光発電の導入量が適正な必要供給予備力(率)に与える影響

※【 】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



(検討課題3)
(1) エリアの規模と必要供給予備率の関係

〔基礎的検討〕

- 電源の規模・配置や需要の変動が一様なシステムを等分に2つのエリアに分割した場合(この時のエリア全体と小エリアの関係を「単位あたりの需給特性が等価」と本資料内で定義)の供給信頼度の指標の基本的な特徴は以下のとおり。

(LOLE)

- 分割した小エリアは等価なので、2つの小エリアのLOLEは等しい。
- 小エリア間の相関のない変動要素(例えば電源の計画外停止)がある場合には、(小エリア間の応援を考慮しても)一方のエリアで不足が残るケースが発生するが、エリア全体のLOLEの算定では、いずれも不足としてカウントすることになるので、エリア全体のLOLEは小エリアのLOLEよりも大きくなる。

(EUE)

- 分割した小エリアは等価なので、2つの小エリアのEUEは等しい。
- エリア全体のEUEは、2つの小エリアのEUEの合計となる。



エリア全体

- ・LOLE > 3時間
- ・EUE = 20kWh

小エリア間の応援後。()内は不足量を示す

〔試行1〕

- ・小エリア(1) : 不足(-3)
- ・小エリア(2) : 0

〔試行2〕

- ・小エリア(1) : 0
- ・小エリア(2) : 不足(-3)

〔エリア全体〕

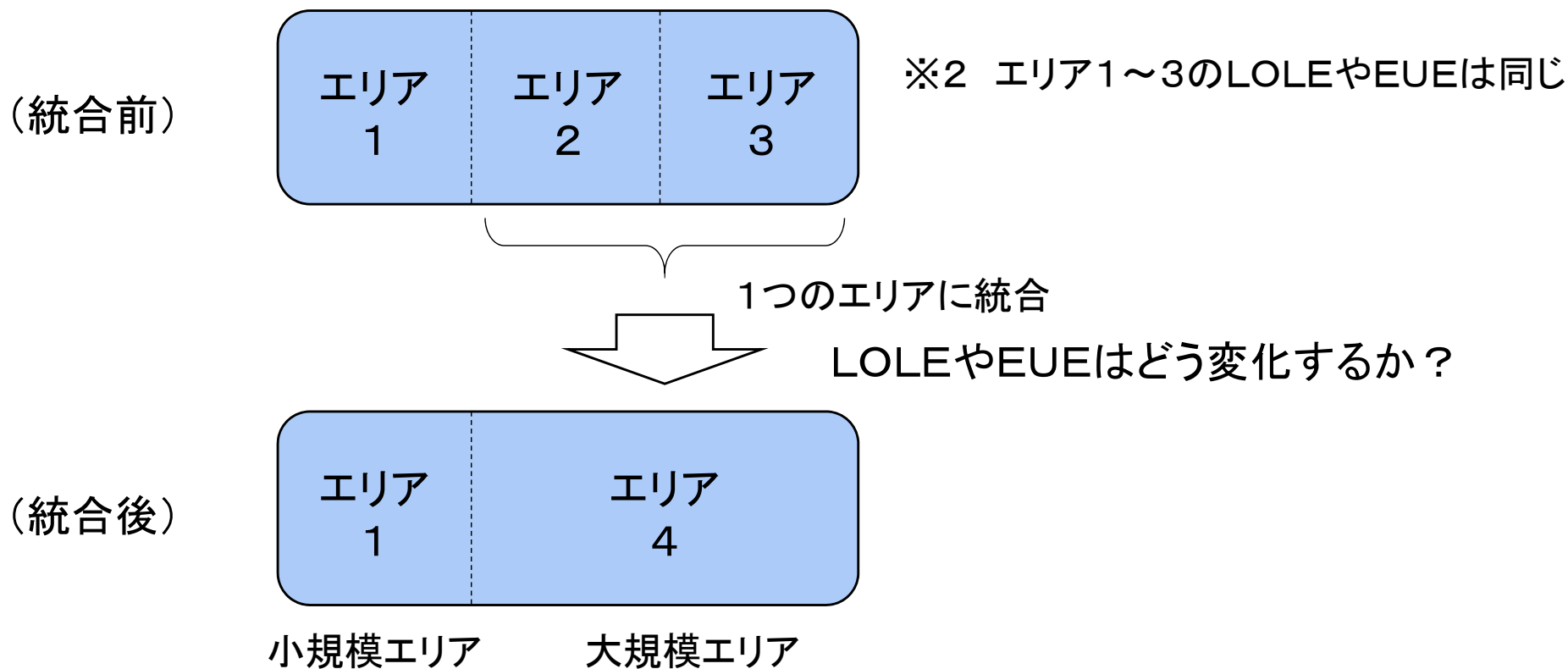
エリア全体でみると〔試行1〕〔試行2〕ともに**不足(-3)**が発生

- ・LOLE ⇒ 小エリアよりもLOLEは大きくなる。
- ・EUE ⇒ 2つの小エリアの合計のEUE(-6*)と同じ。

※ 試行1と試行2の合計

- 次に、連系後の必要供給予備率がエリア規模によって異なる理由を考察するため、電源の規模・配置や需要の変動が一様な系統の中に3エリアがある状況を想定する。(連系線制約なし)
- このとき、エリア1～3は等価であるため、前述どおりLOLEもEUEも同じ値となる。
- そのうえで、エリア2とエリア3を統合して1つのエリア(エリア4)とした場合※1に、エリア1、エリア4のLOLEとEUEが、統合前からどう変化するかを調べることで、小規模エリアと大規模エリアの間で、LOLEとEUEがどのような傾向になるのかを明らかにする。

※1 エリア1とエリア4の単位あたりの需給特性は等価



- LOLE・EUEのモンテカルロシミュレーションのある1回の試行において、エリア1、エリア2、エリア3の供給力と需要が決まったとき、以下のパターン※1が考えられる。 ※1 各パターン((0)～(3))の発生確率は異なる

- (0) 全エリアが充足
- (1A) 1エリアが不足(但し、全エリア合計では充足)
- (1B) 1エリアが不足(全エリア合計でも不足)
- (2A) 2エリアが不足(但し、全エリア合計では充足)
- (2B) 2エリアが不足(全エリア合計でも不足)
- (3) 3エリアとも不足

※2
 ・パターン(0) (3)は、3エリアとも充足(又は不足)する状況が統合前後で変わらないため、統合前後でLOLE、EUEに変化なし。
 ・パターン(1A) (2A)は、融通により全エリア充足する状況が統合前後で変わらないため、統合前後でLOLE、EUEに変化なし。

- このうち(0)(1A)(2A)(3)のパターンでは、統合前後でLOLEやEUEに変化がない※2ため、(1B)(2B)のパターンについて調べた(次頁、次々頁参照)。
- 次頁の分析の結果から分かることは以下のとおり。

	エリア1 (小規模エリア)	エリア4 (大規模エリア)
不足回数 (LOLEに影響)	エリア2, 3の統合の影響は受けない ⇒LOLEは変わらない	2エリア分の不足をカウントすることによって 不足回数が増えるパターン と旧エリア2, 3の需給変動がエリア4内で相殺されることによって 不足回数が減るパターン がある
不足量 (EUEに影響)	旧エリア2, 3の需給変動がエリア4内で相殺されることによって、不足量が増加するパターンがある ⇒EUEは増加	旧エリア2, 3の需給変動がエリア4内で相殺されることによって不足量が減少するパターンがある ⇒EUEは減少

⇒ 左記結果からは判定できないが、次ページの数値解析では、大規模エリアのほうがLOLEが大きくなった。

⇒ 統合前に同じEUEであったものが、左記の通り変化することから、小規模エリアのほうがEUEが大きくなると言える。

(1B) 1エリアが不足(全エリア合計でも不足)

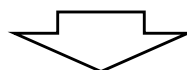
(注) 本パターンに該当する試行ケースを例として記載している。

【統合前】

エリア間応援前の予備力

	エリア1	エリア2	エリア3
試行1	2	2	-5
試行2	2	-5	2
試行3	-5	2	2

これらは同じ確率で発生



エリア間の応援

	エリア1	エリア2	エリア3
試行1	0	0	-1
試行2	0	-1	0
試行3	-1	0	0

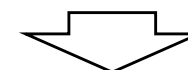
不足回数	1	1	1
不足量	1	1	1

【統合後】

エリア間応援前の予備力

	エリア1	エリア4
試行1	2	-3
試行2	2	-3
試行3	-5	4

これらは同じ確率で発生



エリア間の応援

	エリア1	エリア4
試行1	0	-1
試行2	0	-1
試行3	-1	0

不足回数	1	2
不足量	1	1※2

エリア4の不足回数が統合前の各エリアより増加※1

※1 p.8の基礎的検討の結果と同じ

※2 系統規模が2倍のため不足量合計を2で割っている。

(2B) 2エリアが不足(全エリア合計でも不足)

(注) 本パターンに該当する試行ケースのうち、特徴的なケースを例として記載している。

(例1) 統合エリア内で不足が解消するケース

【統合前】				【統合後】	
エリア間応援前の予備力				エリア間応援前の予備力	
	エリア1	エリア2	エリア3	エリア1	エリア4
試行4	-2	3	-2	-2	1
試行5	-2	-2	3	-2	1

↓ エリア間の応援 ↓

	エリア1	エリア2	エリア3	エリア1	エリア4
試行4	-0.5	0	-0.5	-1	0
試行5	-0.5	-0.5	0	-1	0

不足回数	2	1	1	2	0
不足量	1	0.5	0.5	2	0※2

**エリア4は不足回数・量とも減少
エリア1は不足量が増加**

(例2) 統合エリア内で不足が解消しないケース

【統合前】				【統合後】	
エリア間応援前の予備力				エリア間応援前の予備力	
	エリア1	エリア2	エリア3	エリア1	エリア4
試行6	-4	3	-4	-4	-1
試行7	-4	-4	3	-4	-1

↓ エリア間の応援 ↓

	エリア1	エリア2	エリア3	エリア1	エリア4
試行6	-2.5	0	-2.5	-4	-1
試行7	-2.5	-2.5	0	-4	-1

不足回数	2	1	1	2	2
不足量	5	2.5	2.5	8	1※2

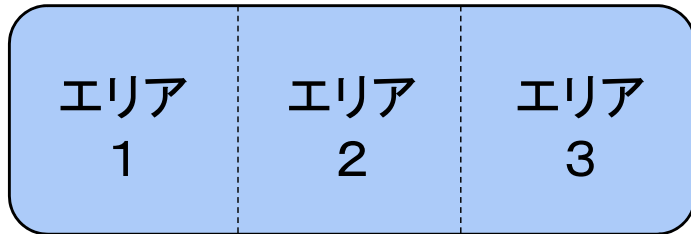
**エリア4は不足回数は増加※1、不足量は減少
エリア1は不足量が増加**

※1 p.8の基礎的検討の結果と同じ

※2 系統規模が2倍のため不足量合計を2で割っている。

(参考)簡易モデルによるエリア規模とLOLE・EUEの関係の分析

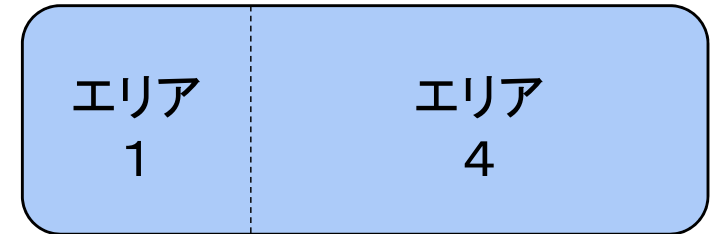
- 簡易モデルにおいてモンテカルロシミュレーションによりLOLEとEUEを算定した結果は以下のとおり。



	エリア1~3(共通)
需要	200
供給力	210(5×42台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	10
電源計画外停止率	2.5%

	エリア1	エリア2	エリア3
LOLE	0.15	0.15	0.15
EUE	0.91	0.91	0.91

指標値は3エリアで同じ

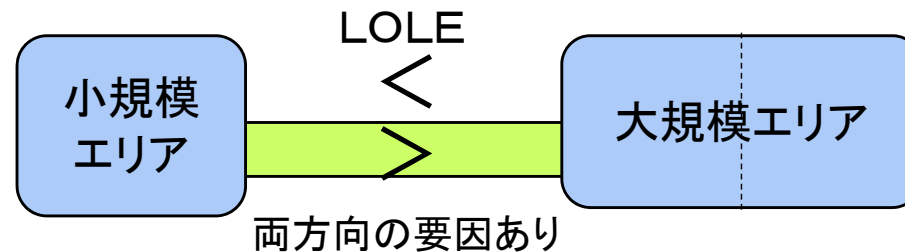


	エリア1	エリア4
需要	200	400
供給力	210(5×42台)	420(5×84台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	10	$\sqrt{2} \times 10$
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

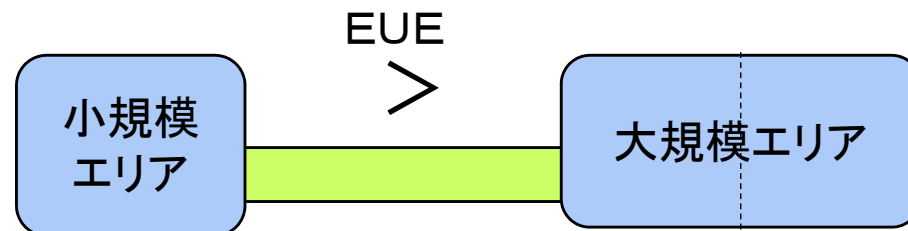
	エリア1	エリア4
LOLE	0.15	0.17↑
EUE	1.05↑	0.81↓

LOLEは大規模エリアの方が大きい
EUEは小規模エリアの方が大きい

- 基礎的検討により、「単位あたりの需給特性が等価」な小規模エリアと大規模エリアの連系後の供給信頼度について、以下の関係が成り立つと考えられる。
- 指標が**LOLE(不足発生率)**の場合、大規模エリアについて、エリア内の需給変動が相殺されることによってLOLEが小さくなる要因と、複数の小規模エリアの不足回数をカウントすることによってLOLEが大きくなる要因がある。 ※ 1つの簡易モデルの数値解析では、大規模エリアのほうがLOLEが大きくなる結果となった。



- 指標が**EUE(不足電力量)**の場合、大規模エリアのEUEは、エリア内で需給変動が相殺される効果によって、小規模エリアのEUEよりも小さくなる。

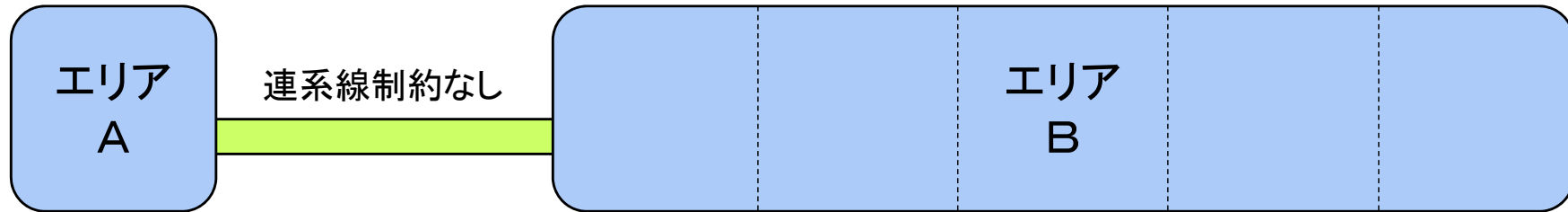


〔実モデルに近い変動確率分布を設定した
簡易モデルによる分析〕

- 基礎的検討では、「単位あたりの需給特性が等価」な小規模エリアと大規模エリアの供給信頼度の関係について検討を行ったが、実際にはエリアにより需給特性は異なる。(小規模エリアは、大規模エリアを等分に分割した需給特性と等価ではない。)
- 小規模エリアと大規模エリアの需給変動に関する確率分布を、実績データから算定した実モデルの確率分布に近い分布とすることで、基礎的検討の結果がどのように変化するかを調べるため、以下の2ケースを簡易モデルにて比較した。
 - (ケース1) 単位あたりの需給特性が等価な場合(=基礎的検討と同等の分析)
 - (ケース2) 実モデルの確率分布に近い確率分布を設定した場合
- ケース1は、基礎的検討における簡易モデルの計算結果と同様に、LOLE(連系後)は大規模エリアの方が大きく、EUE(連系後)は小規模エリアの方が大きくなった。一方、ケース2では、LOLE(連系後)に加え、EUE(連系後)も大規模エリアの方が大きくなった。これは、ケース2の方が大規模エリアの需要変動が大きいことが原因だと考えられる。
 - ※ 供給予備率が同じ状態でLOLE(又はEUE)が大きいエリアの方が、LOLE(又はEUE)を一律とした場合の必要供給予備率が大きくなる。
- 当機関における実モデルによる分析結果(⇒参考A)には、上記分析の傾向が表れているものと考えられる。

(ケース1) 単位あたりの需給特性が等価な場合(簡易モデル)

- 基礎的検討と同じく、需要と発電所の特性が全く同じ、規模だけが異なる(5倍)2つのエリアを想定。
- 需要変動(気温変動)は、完全な相関があると仮定しているため、変動の標準偏差は5倍
- 需要変動(その他要因)の標準偏差は、相関がないと仮定しているため、統計の法則に従えば、変動の標準偏差が母数のルートに反比例するため、 $\sqrt{5}$ 倍となる。
- 電源1台あたりの計画外停止率は同じ。



	エリアA	エリアB	備考
需 要	100	500	エリアAの5倍
供給力	105 (5 × 21台)	525 (5 × 105台)	発電機1台あたり規模同じ、数が5倍
需要変動(気温変動)の標準偏差	5	25	需要の5%と仮定
需要変動(その他要因)の標準偏差	5	$5 \times \sqrt{5}$	エリアA需要の $\sqrt{5}$ 倍と仮定
電源の計画外停止率	2.5%	2.5%	

(ケース2) 実モデルに近い変動確率分布を設定した場合(簡易モデル)

- 小規模エリアと大規模エリアの単位あたりの需給特性が異なる場合を想定。
- 需要変動(気温変動)は、完全な相関があると仮定しているため、変動の標準偏差は5倍となる。
- 需要変動(その他要因)の標準偏差は、実績データに基づき設定した確率分布を参考に、エリアAと同じ需要の5%とした。
 ※ 実績データに基づき設定した変動量の標準偏差(エリアの規模比%)は、エリア間で大きな差がない(p.25参照)。
- 電源1台あたりの計画外停止率は同じ。

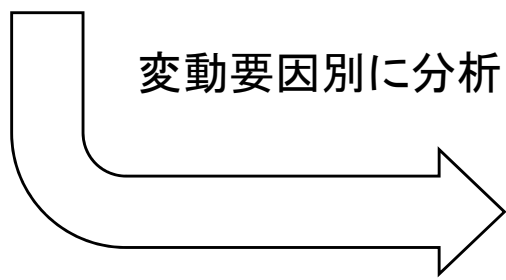


	エリアA	エリアB	備考
需 要	100	500	エリアAの5倍
供給力	105(5×21台)	525(5×105台)	発電機1台あたり規模同じ、数が5倍
需要変動(気温変動)の標準偏差	5	25	需要の5%と仮定
需要変動(その他要因)の標準偏差	5	25	需要の5%と仮定
電源の計画外停止率	2.5%	2.5%	

(ケース1) 単位あたりの需給特性が等価な場合(簡易モデル)の考察

- 連系後のLOLEはエリアB(大規模エリア)の方が大きく、EUEはエリアA(小規模エリア)の方が大きくなった。(基礎的検討と同じ結果)
- なお、要因別にみてもその傾向は変わらない。

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
全変動を考慮	LOLE(時間)	単独	0.37	>	0.34
		連系	0.24	<	0.31
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	2.15	>	1.29
		連系	1.54	>	1.19



変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
需要変動(気温影響)	LOLE(時間)	単独	0.16	=	0.16
		連系	0.16	=	0.16
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	=	0.42
		連系	0.42	=	0.42

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
需要変動(その他要因)	LOLE(時間)	単独	0.16	>	0.01
		連系	0.004	<	0.005
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	>	0.01
		連系	0.01	>	0.004

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
電源の計画外停止	LOLE(時間)	単独	0.1	>	0.05
		連系	0.01	<	0.03
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.55	>	0.08
		連系	0.08	>	0.04

※1 大規模エリアのEUEは、5(需要規模比)で割った値
 ※2 赤字:供給信頼度の指標が大きいエリア

(ケース2) 実モデルに近い変動確率分布を設定した場合(簡易モデル)による考察

➤ 連系後のEUEについて、ケース1ではエリアA(小規模エリア)の方が大きいですが、ケース2ではエリアB(大規模エリア)の方が大きくなった。これは、実績データに基づく確率分布によるデータ設定としたことで、エリアBの需要変動が大きくなり、結果としてエリアB全体のEUEを大きくしたことが要因。

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB	変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
全変動を考慮	LOLE(時間)	単独	0.374	>	0.370	需要変動(気温影響)	LOLE(時間)	単独	0.16	=	0.16
		連系	0.23	<	0.34			連系	0.16	=	0.16
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	2.15	>	1.85		EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	=	0.42
		連系	1.44	<	1.70			連系	0.42	=	0.42
変動要因別に分析	需要変動(その他要因)	LOLE(時間)	単独	0.16	=	0.16	連系	0.03	<	0.11	
		EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	=	0.42	連系	0.07	<	0.28	
	電源の計画外停止	LOLE(時間)	単独	0.1	>	0.05	連系	0.01	<	0.03	
		EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.55	>	0.08	連系	0.08	>	0.04	

ケース1と同じく、エリアBの方がLOLEが大きい

ケース1と異なり、エリアBの方がEUEが大きい。

ケース1の結果と同じ

※1 大規模エリアのEUEは、5(需要規模比)で割った値
 ※2 赤字:供給信頼度の指標が大きいエリア

(参考) 実モデルによる分析結果

(参考A) 実モデルによる計算結果

- 連系線の制約をなくして必要供給予備率を計算したところ、「LOLEを一律」、「1kWあたりのEUEを一律」とした場合とも、大規模エリア(東京、中部)の方が小規模エリア(北海道、北陸)の必要供給予備率よりも大きくなった。

平成32年度[LOLE=3時間/年] 連系線制約なし

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要予備力(万KW)	102	173	654	354	98	309	172	129	226	2,216
	必要予備率(%)	19.6	12.3	12.2	14.4	19.3	11.5	15.9	25.6	14.6	13.8
連系	必要予備力(万KW)	-42	34	517	217	-22	163	79	23	59	1,029
	必要予備率(%)	-8.0	2.4	9.6	8.9	-4.3	6.1	7.3	4.5	3.8	6.4
連系効果		27.6	9.8	2.5	5.6	23.6	5.4	8.6	21.1	10.8	7.4

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

平成32年度[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)] 連系線制約なし

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値:EUE(百万kWh/年)		0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要予備力(万KW)	102	161	595	336	99	285	165	132	212	2,087
	必要予備率(%)	19.5	11.4	11.1	13.7	19.6	10.6	15.3	26.3	13.8	13.0
連系	必要予備力(万KW)	-11	65	444	219	1	156	86	39	79	1,077
	必要予備率(%)	-2.1	4.6	8.3	8.9	0.2	5.8	7.9	7.7	5.1	6.7
連系効果		21.7	6.8	2.8	4.8	19.4	4.8	7.3	18.6	8.6	6.3

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

- ※ 四国は、単独時の必要供給予備率が大きいため、連系時の必要供給予備率は北海道、北陸に比べ大きい。
 関西は、単独時の必要供給予備率が小さいため、連系時の必要供給予備率は東京、中部に比べ小さい。

(参考A) 変動要素別の必要供給予備率(平成32年度、連系制約なし、LOLE一律)

- 各エリアのLOLEが一律となるように、各変動要因を1つずつ有効にして必要供給予備率を算定した結果は以下のとおり。

変動要因別の必要供給予備率(LOLE=3時間/年)

(%)

変動有としたもの		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
全変動要素	単独	19.6	12.3	12.2	14.4	19.3	11.5	15.9	25.6	14.6
	連系	-8.0	2.4	9.6	8.9	-4.3	6.1	7.3	4.5	3.8
	連系効果	27.6	9.8	2.5	5.6	23.6	5.4	8.6	21.1	10.8
需要(気温影響)	単独	4.5	6.4	8.3	7.0	6.1	6.5	6.2	6.4	6.3
	連系	-8.5	5.4	7.2	5.0	4.4	5.2	5.1	4.2	3.3
	連系効果	13.0	1.0	1.2	2.0	1.7	1.3	1.1	2.2	3.0
需要(その他要因)	単独	4.1	4.3	5.9	5.9	5.3	6.2	5.5	5.8	5.4
	連系	-5.3	-0.6	4.1	0.4	-1.8	2.0	0.0	-0.9	0.4
	連系効果	9.3	4.9	1.8	5.5	7.0	4.2	5.5	6.6	5.1
電源の計画外停止	単独	22.9	12.5	7.3	10.4	23.2	8.2	14.4	28.3	12.7
	連系	-0.8	3.2	5.2	3.9	0.8	3.7	3.0	2.0	3.7
	連系効果	23.7	9.3	2.0	6.5	22.5	4.5	11.4	26.3	9.0
太陽光・風力・水力	単独	0.3	2.5	2.6	5.8	1.0	2.9	5.8	6.9	5.6
	連系	-11.1	-2.0	1.4	4.4	-8.8	1.4	3.0	1.7	-2.4
	連系効果	11.4	4.5	1.2	1.4	9.8	1.5	2.7	5.2	8.0

- 1kWあたりのEUEが一律になるように、各変動要因を1つずつ有効にして必要供給予備率を算定した結果は以下のとおり。

変動要因別の必要供給予備率(EUE=15百万kWh/年)

(%)

変動有としたもの		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
全変動要素	単独	19.5	11.4	11.1	13.7	19.6	10.6	15.3	26.3	13.8
	連系	-2.1	4.6	8.3	8.9	0.2	5.8	7.9	7.7	5.1
	連系効果	21.6	6.8	2.8	4.8	19.4	4.8	7.4	18.6	8.6
需要(気温影響)	単独	3.2	5.3	7.2	5.7	4.9	5.4	4.9	5.1	5.1
	連系	0.6	4.6	5.9	4.2	3.9	4.5	4.1	4.1	3.4
	連系効果	2.6	0.7	1.3	1.6	1.0	0.9	0.8	1.0	1.6
需要(その他要因)	単独	2.7	3.1	4.6	4.6	4.0	5.0	4.2	4.4	4.1
	連系	-2.7	-0.5	2.8	0.0	-1.6	1.7	-0.1	-0.3	0.0
	連系効果	5.4	3.6	1.8	4.6	5.6	3.3	4.2	4.7	4.0
電源の計画外停止	単独	22.6	11.3	5.7	9.1	23.3	6.7	13.3	28.7	11.4
	連系	4.2	4.6	3.3	3.4	4.3	2.5	3.4	6.5	3.6
	連系効果	18.3	6.7	2.5	5.7	19.0	4.2	9.9	22.2	7.8
太陽光・風力・水力	単独	-1.2	1.1	1.3	4.6	-0.2	1.6	4.6	5.7	4.3
	連系	-7.6	-1.4	-0.3	3.3	-5.1	0.3	2.6	2.6	-1.3
	連系効果	6.5	2.5	1.6	1.3	4.9	1.4	2.0	3.1	5.6

(参考B) 確率論的手法における諸元(需要変動、電源ラインナップ)

<需要変動の標準偏差：7～8月の15～20時の平均>

(最大3日平均電力に対する比率：%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
気温影響による変動量	3.0	3.8	3.9	3.3	3.4	3.1	2.9	2.8	2.8
その他要因による変動量	2.4	2.5	3.1	2.6	2.7	3.3	2.7	2.7	2.4

※1 各供給エリアの県庁所在地の実績気温(1時間値)の単純平均と需要実績をもとに広域機関で気温感応度式を設定し変動量を算定

※2 気温影響による変動量は、需要の上位1～3日の値

<電源ラインナップ：8月>

(万kW、%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
火力※	平均出力	29	43	41	46	42	48	26	27	33
		(5.6)	(3.0)	(0.8)	(1.9)	(8.3)	(1.8)	(2.4)	(5.4)	(2.1)
揚水	平均出力	14	9	23	17	11	25	21	14	29
		(2.7)	(0.6)	(0.4)	(0.7)	(2.2)	(0.9)	(1.9)	(2.8)	(1.9)

※1 出力10万kW未満の小規模電源を除く

※2 ()内は、最大3日平均電力に対する比率

(検討課題3)

(2) 太陽光発電の導入量が適正な供給予備力(率)
に与える影響

- 前回の委員会にて、「年度が進むにつれ再エネの導入量が増加するにもかかわらず、適正予備率が増加していることについて定性的な説明が必要」とのご意見を頂いた。(⇒ 参考2-1)
- これは、供給計画上の需要及び供給予備力が同じ場合、太陽光の導入量が多くなるほど、太陽光発電の出力が低下する夜間帯の停電量(停電コスト)が増加し、経済性分析における適正予備率の値が大きくなるためと考えられる。 (⇒ 参考2-2)
 - ※ 現状の供給計画では、太陽光発電の供給力(L5)は、需要ピーク時[15時(北海道、東北、九州以外)]の値が計上されている。そのため、供給予備率が同じ場合、太陽光発電の増加するほど、供給計画上は太陽光以外の供給力が減少する。

(ア) 適正な供給予備力(率)の算定結果

21

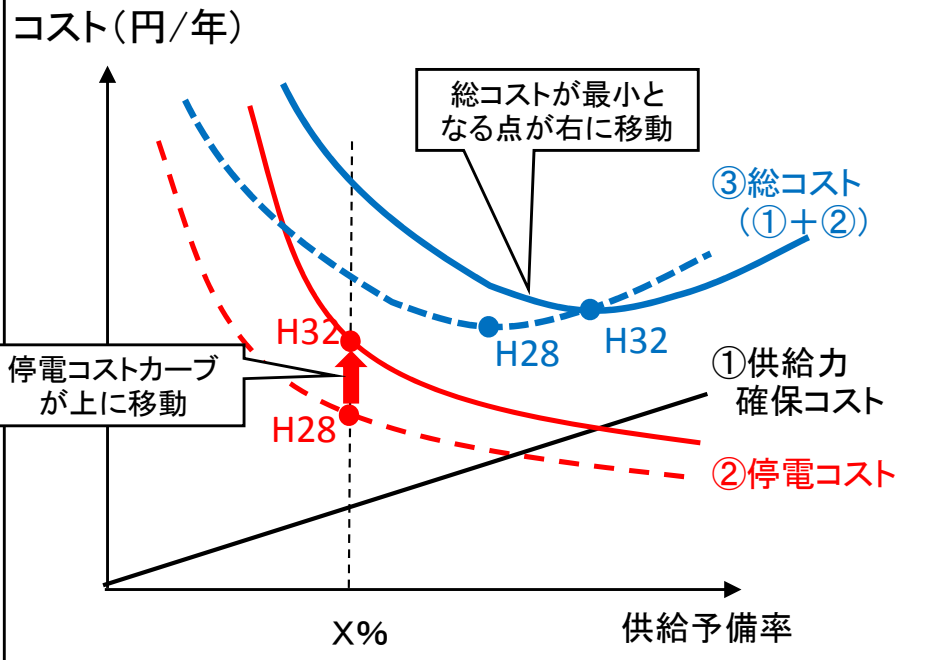
- 平成28、32、37年度を対象に、供給信頼度の指標を「LOLE」と「1kWあたりのEUE」とした場合について、それぞれ経済性評価(沖縄エリア以外)を行った。
※平成28年度については、計画潮流などの諸元の見直しを実施
- 両ケースとも9エリア計の適正な供給予備力(予備率)に大きな違いは見られないものの、エリア毎の必要供給力の配分は異なる結果となった。

〔9エリア計(沖縄エリア除く)〕

断面	経済分析による適正な供給予備力(率)の範囲	
	LOLEを9エリア一律	1kWあたりのEUEを9エリア一律
平成28年度	ケース1-1 9.8百万kW(6.2%)～13.3百万kW(8.5%)	ケース2-1 9.9百万kW(6.3%)～13.4百万kW(8.5%)
平成32年度	ケース1-2 11.2百万kW(6.9%)～14.9百万kW(9.3%)	ケース2-2 11.2百万kW(7.0%)～14.9百万kW(9.3%)
平成37年度	ケース1-3 12.2百万kW(7.4%)～16.0百万kW(9.7%)	ケース2-3 12.3百万kW(7.4%)～16.1百万kW(9.7%)

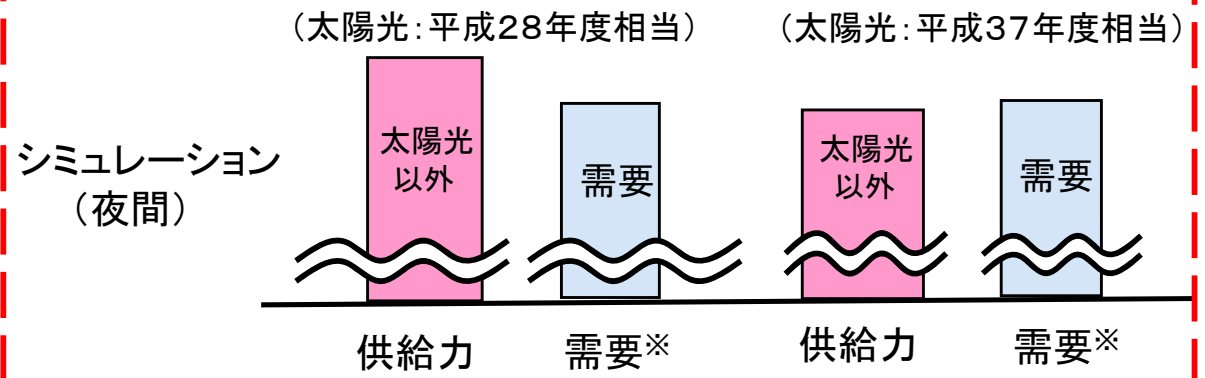
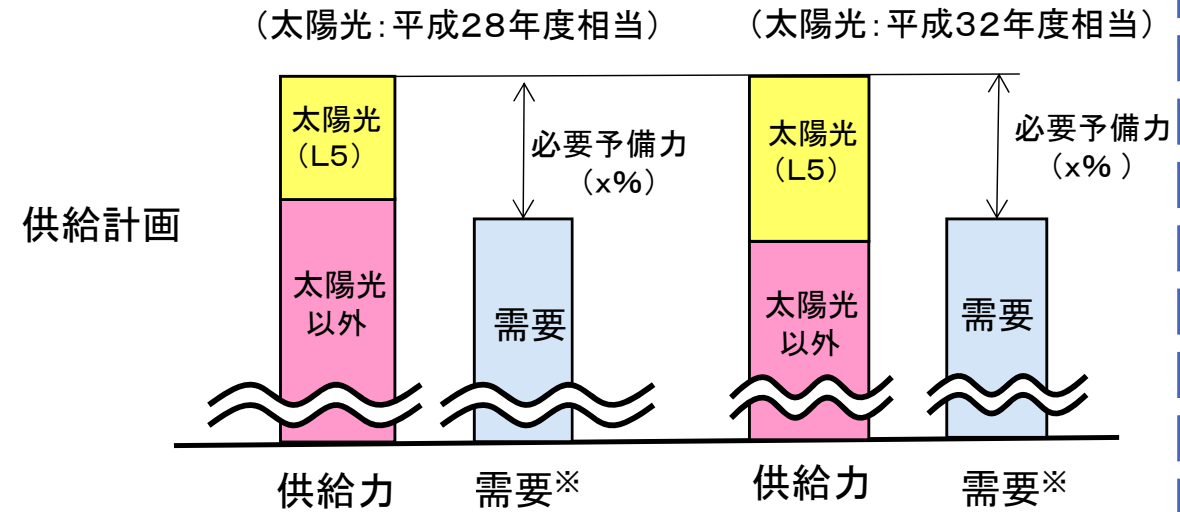
➤ 太陽光発電の導入量増加に伴い、経済分析による適正な供給予備力(率)が増加する要因は以下の通り。

供給予備率が同じ場合、太陽光発電の導入量が増加するにつれ、停電量(EUE)が大きくなる(右図参照)ため、停電コストカーブが上に移動し、総コストが最小となる予備率が右に移動する(大きくなる)。



夜間帯では、太陽光の導入量が多く、太陽光以外の供給力が少ない方がEUEが大きい。

供給計画では、各エリアの需要ピーク時(主に15時)の太陽光発電の供給力(L5)にて供給力が計上されるため、供給予備率が同じ場合は、太陽光発電の導入量が多いほど、太陽光発電以外の必要供給力は減少。



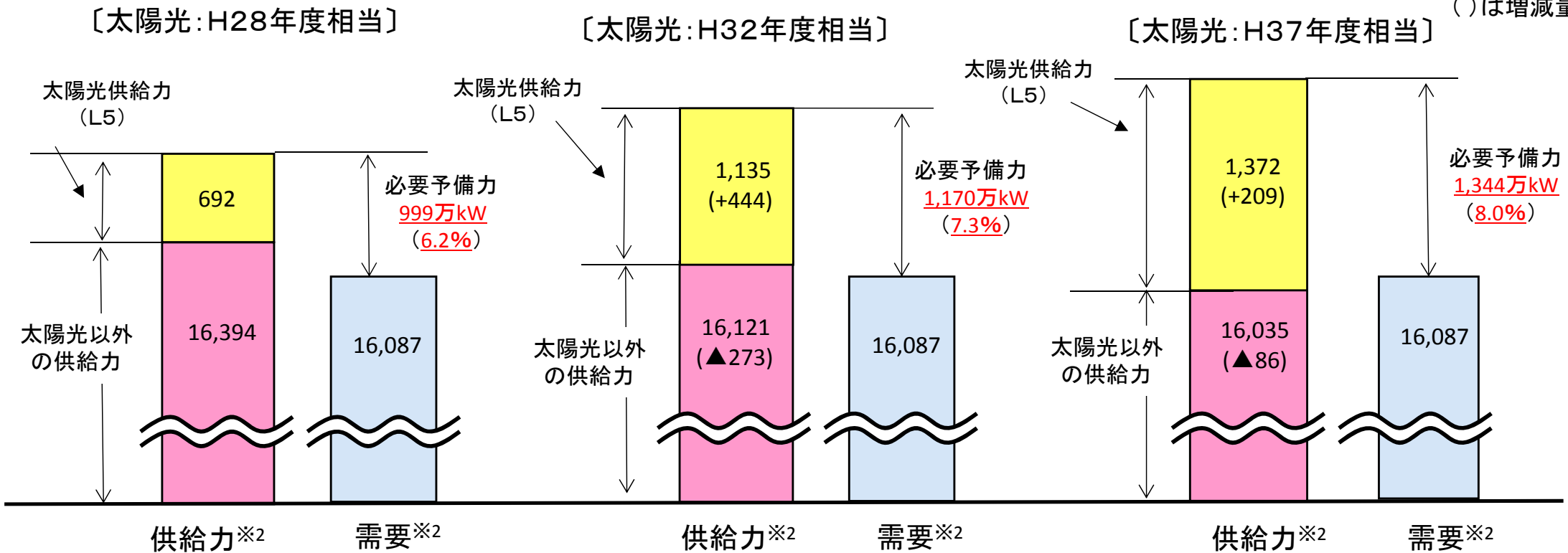
※ 需要は変わらないものとして記載

- 前頁までの検討は、適正な供給信頼度の基準値を検討する段階における太陽光発電の導入量の影響を分析したものであるが、さらに、供給信頼度の基準をある値に定めた後に、年度毎の必要供給予備力(率)を求める段階における太陽光発電の導入量の影響について分析を行った。
- 太陽光発電の導入量の影響が分かり易くなるよう、需要を変えずに太陽光発電の導入量を増加させて必要供給予備力(率)を算定したところ、太陽光発電の導入量が多くなるほど、必要供給予備力(率)が増加する結果となった。(⇒ 参考2-3)
- これは、「太陽光以外の供給力」の必要量が太陽光発電の出力が減少する夕刻以降の時間帯が支配的である (EUEが大きい)こと、及び、供給計画は太陽光の導入量が多いほど供給力に計上する量(L5)が大きくなることが要因である。 (⇒ 参考2-4、2-5)
 - ※ なお、実際にはシミュレーションにおいて太陽光発電の供給力が0となる断面のみで供給力不足が発生している状況ではないことから、太陽光発電の導入拡大が「太陽光以外の供給力」の必要量を押し下げる効果はみられる。(⇒ 参考2-3参照)
- 必要供給予備力(率)が太陽光発電の導入量の影響を受けることから、年度毎の導入量の想定に応じた必要供給予備力(率)を算定のうえ、需給バランス評価を行う必要がある。

- 需要を変えず(平成32年度の需要に固定)、太陽光発電の導入量を変化(平成28,32,37年度データ相当)させて分析した結果、太陽光発電の導入量が多いほど、必要供給予備力(率)が増加する結果となった。
- 内訳をみると、太陽光発電の導入量の増加に伴う太陽光発電の供給力(L5)の増加に比べて、「太陽光以外の供給力」の必要量の減少が小さいことが分かる。

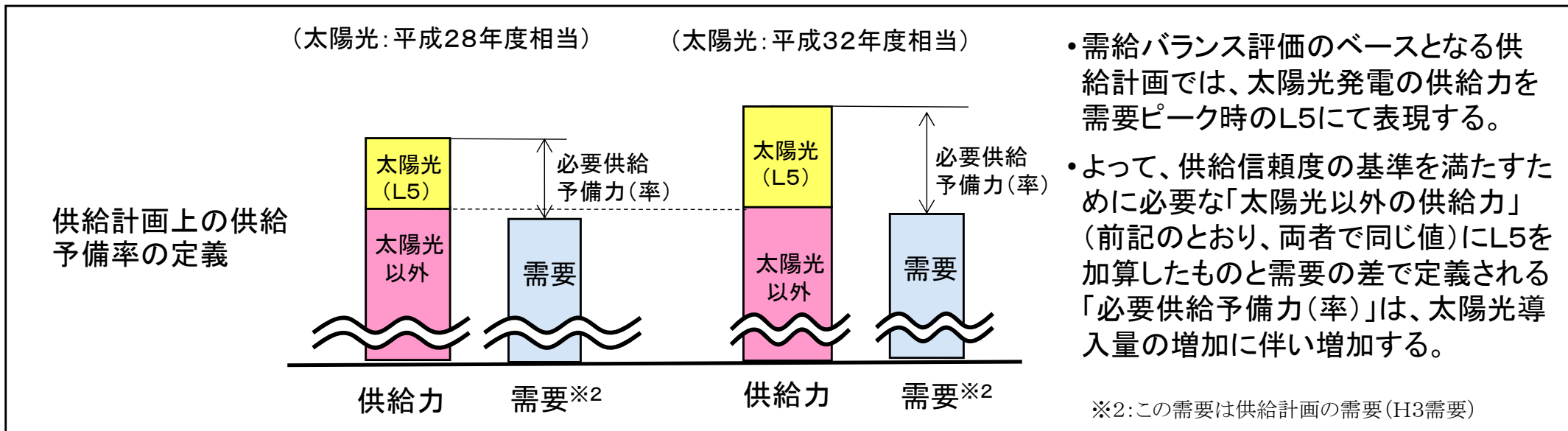
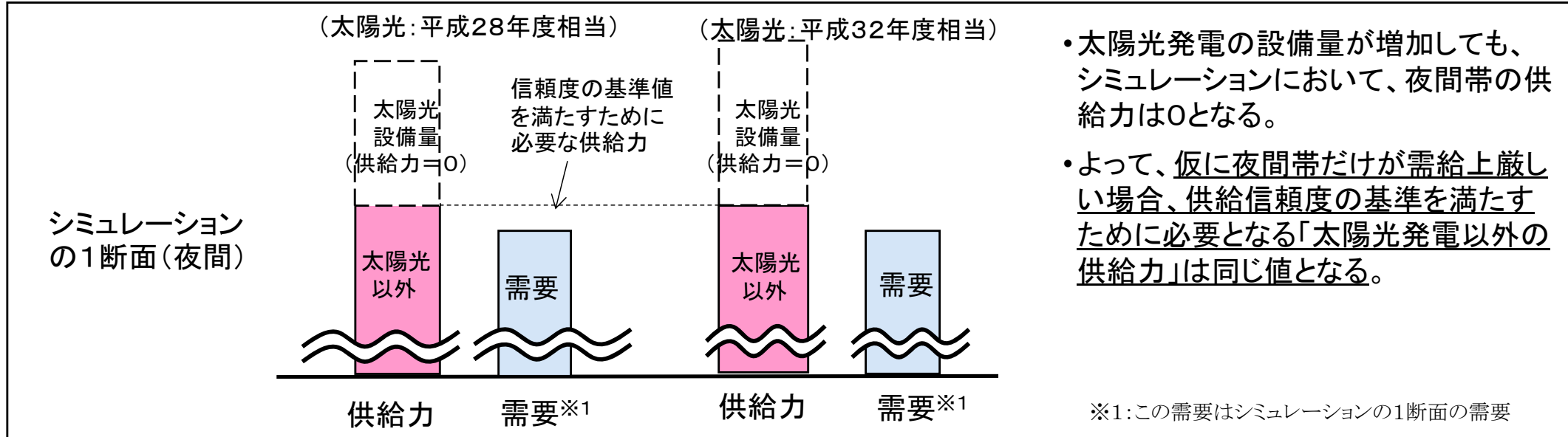
〔太陽光発電の導入量と必要供給予備力(率)との関係(1kWあたりのEUE一律※1)〕

単位: 万kW
()は増減量



※1 1kWあたりのEUE(9社計EUE=15百万kWh/年)が一律となるよう算定
 ※2 各エリアの最大需要電力発生時の供給力と需要の合計
 ※3 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

➤ 太陽光発電の導入量増加に伴い、信頼度の基準値を満たすために必要な供給予備力(率)が増加する要因は以下の通り。

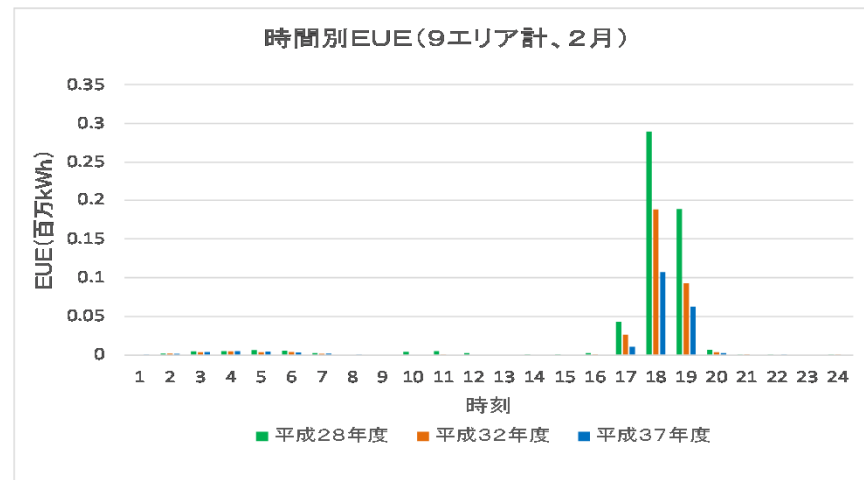
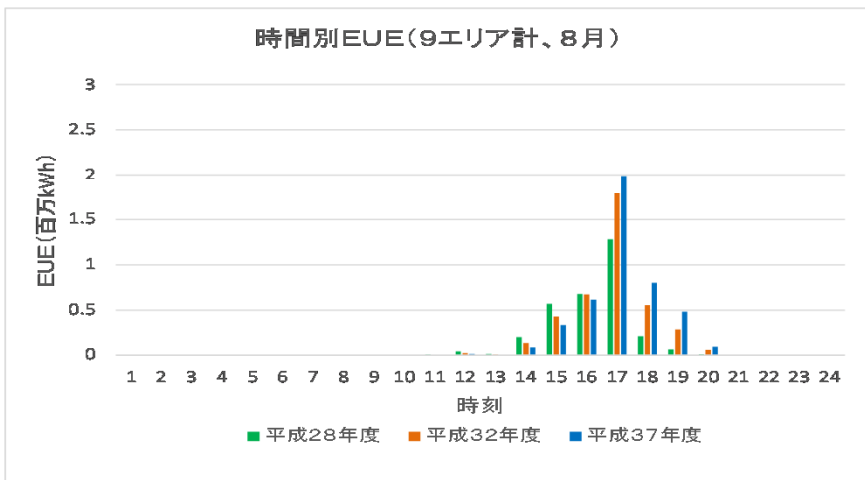
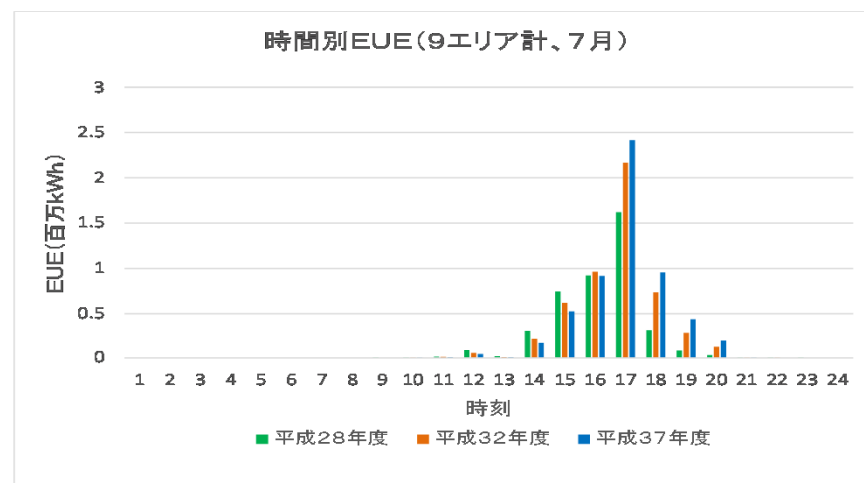
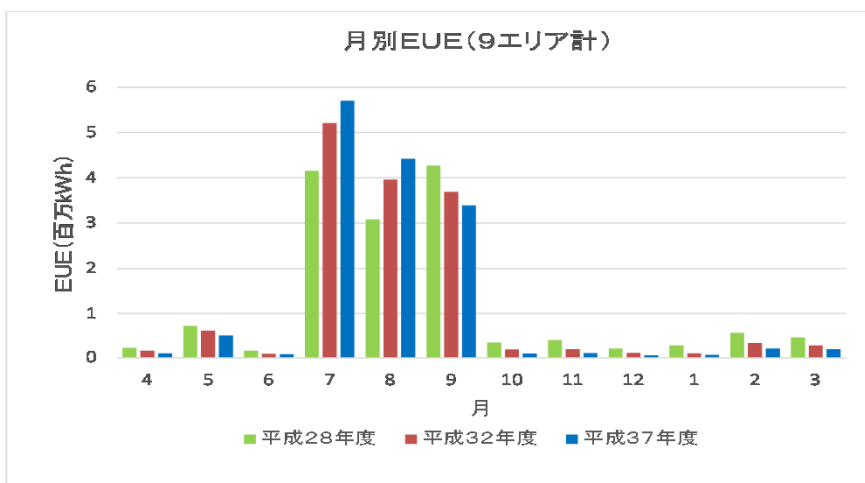


(イ) 月別・時間別の不足電力量(EUE)の発生状況

24

(供給信頼度基準: 9エリア計EUE=15百万kWh/年)

- 月別の不足電力量期待値(EUE)は夏季(7~9月)が多くなった。
- また、7、8月の時間別のEUEは、夕刻(17時頃)に多く発生しており、後年度になる(太陽光の導入が進む)ほど、夕刻以降(17時~20時)のEUEが増加。



(参考2-6) 昨年度行った1時間断面ごとの必要予備率試算結果

■ 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 ^{※1} (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							
	太陽光	2,620							

・15,17時断面の必要供給予備率は、太陽光発電の増加により、太陽光発電以外の必要供給力を押し下げ効果があるため、平成27年度に比べ平成36年度の方が小さい。
・太陽光発電の出力が殆どない19時断面については、風力発電の導入量が増加しているため、平成36年度断面の方が必要供給予備率が低い。

〔平成36年8月〕

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 ^{※1} (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。

■ 平成28年度供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

(万kW)

エリア	平成28年度※1	平成32年度※1	平成37年度※1
北海道	32	35	35
東北	82	162	324
東京	41	42	43
中部	30	42	42
北陸	15	19	25
関西	13	13	13
中国	46	67	109
四国	15	26	29
九州	52	68	88
沖縄(本島)	1	2	2
計	328	475	709

※1 平成28年度供給計画における8月(平成28年8月、平成32年8月、平成37年8月)の旧一般電気事業者の導入量想定。

※2 四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

■ 平成28年度供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

(万kW)

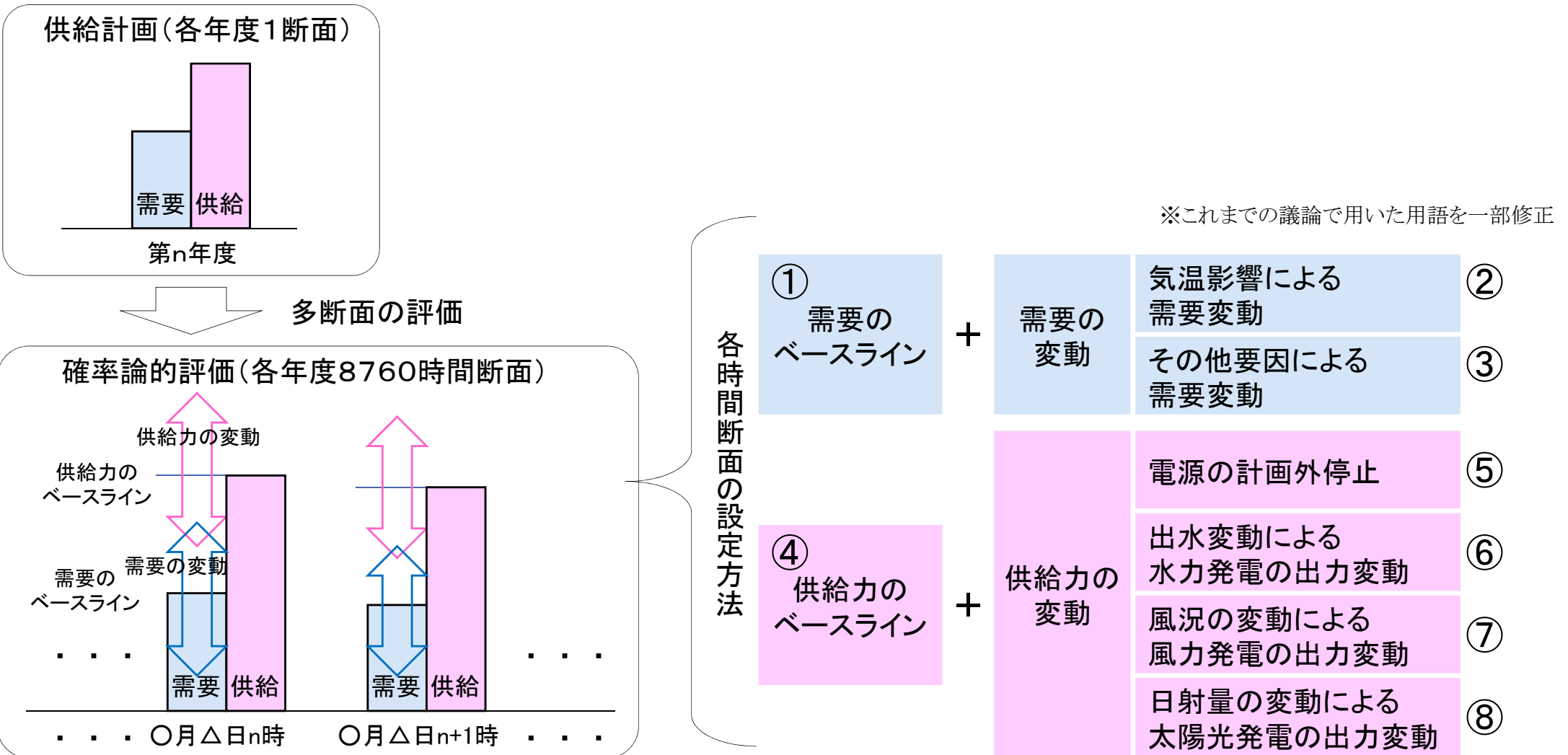
エリア	H28年度(今回諸元) ^{※1}	H32年度(今回諸元) ^{※1}	H37年度(今回諸元) ^{※1}
北海道	111	199	208
東北	278	534	766
東京	874	1400	1,812
中部	606	1,096	1,196
北陸	63	116	120
関西	418	642	860
中国	283	502	639
四国	190	251	260
九州	689	949	981
沖縄(本島)	28	44	49
計	3,541	5,734	6,891

※1 平成28年度供給計画における8月(平成28年8月、平成32年8月、平成37年8月)の旧一般電気事業者の導入量想定。

※2 四捨五入の関係で四捨五入の関係で数値が合わないことがある。四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

(参考資料) 確率論的手法におけるデータ設定方法
(過去の委員会資料の再掲又は一部修正)

- 確率論的手法におけるデータの設定方法については、第5回調整力等に関する委員会において、予備的検討の一部として事務局より提案した。
- 当該委員会の意見を踏まえつつ、更に検討を行った案について、下図の①～⑧の検討事項ごとに説明するので、ご確認いただきたい。



〔今回見直し案〕

()内は設定諸元の詳細

	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※2		気温の影響が小さい断面※2	気温影響ありの断面※2		気温の影響が小さい断面※2
		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
設定諸元	平日・休日 (至近4カ年の需要実績)	平日・休日 (ブロック毎の至近10カ年の気温実績×至近4カ年の気温感応度※3)	平日・休日 (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・休日 (至近4カ年の平日(20日程度)の気温実績×至近4カ年の気温感応度式※3)	平日・休日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	平日・休日 (至近4カ年の平日の需要実績)

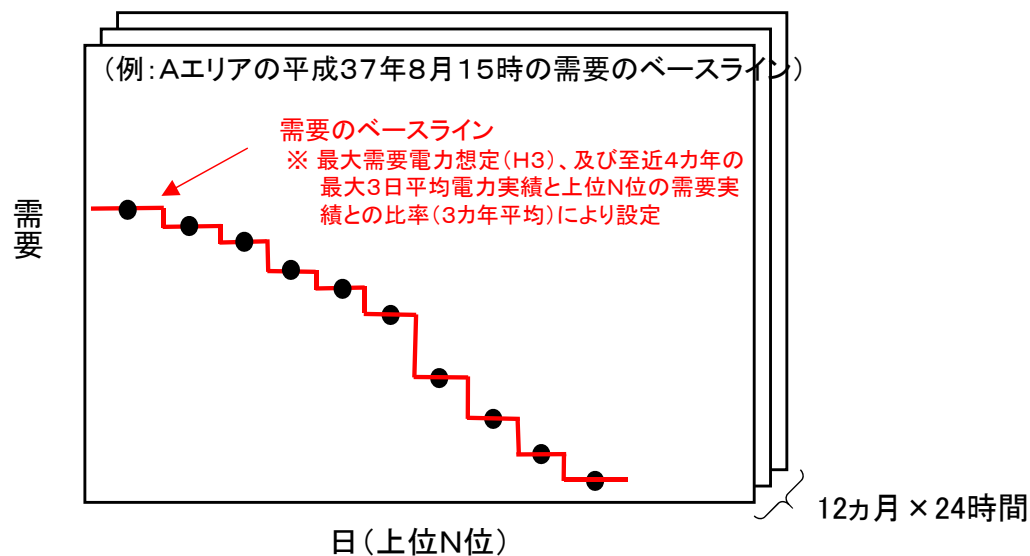
※1 平日と休日の確率分布をそれぞれ設定

※2 至近4カ年のうち、0.5以上の決定係数が2カ年以上ある断面を、気温影響ありの断面として設定。(それ以外は、気温の影響が小さい断面とする。)

※3 変動量の算定においては、決定係数が0.5以上の気温感応度式のみを使用

- ・直実態の需要の傾向に基づいた評価を重視することとし、至近4カ年の各月各時刻の需要の傾向のまま、直線近似せず、需要のベースラインを設定する

〔イメージ〕



(説明) 日付に紐づけるのではなく、最大電力(H1)から降順で設定している。これにより、年度ごとの休日・特異日をそろえる必要がなくなるメリットがあるが、全国でH1のベースラインが同じ日に発生する評価となる。しかし、この方法であっても、年間最大電力需要が発生する月の違い(あるエリアは夏季、あるエリアは冬季)や発生時刻の違い(あるエリアは15時、あるエリアは17時)を考慮した評価はできる。また、その他要因による需要変動は独立に変動させているため、「ベースライン+変動」の合計で見れば、必ずしも全国で同時に最大の需要が発生するわけではない。

①需要のベースライン：設定方法の詳細

- 至近4カ年(平成24～27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37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37年度1月のH3需要(次ページ点A)を算定

$$A = \text{平成37年8月のH3想定需要} \times \frac{\text{平成28年度1月のH3想定需要}}{\text{平成28年度8月のH3想定需要}^{\ast}}$$

平成37年度1月のH3需要とみなす

※ 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

$$r_N = \left(\sum \frac{\text{平成}i\text{年度1月17時の上位}N\text{位の需要実績}}{\text{平成}i\text{年度1月のH3需要実績}} \right) \div 4 \quad (i = 24, 25, 26, 27)$$

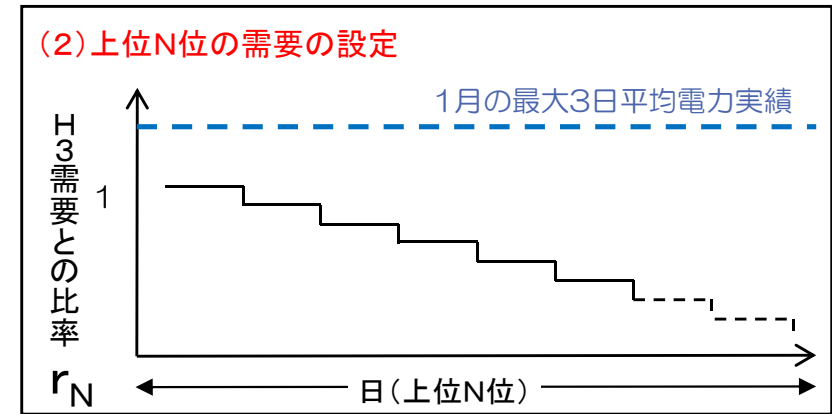
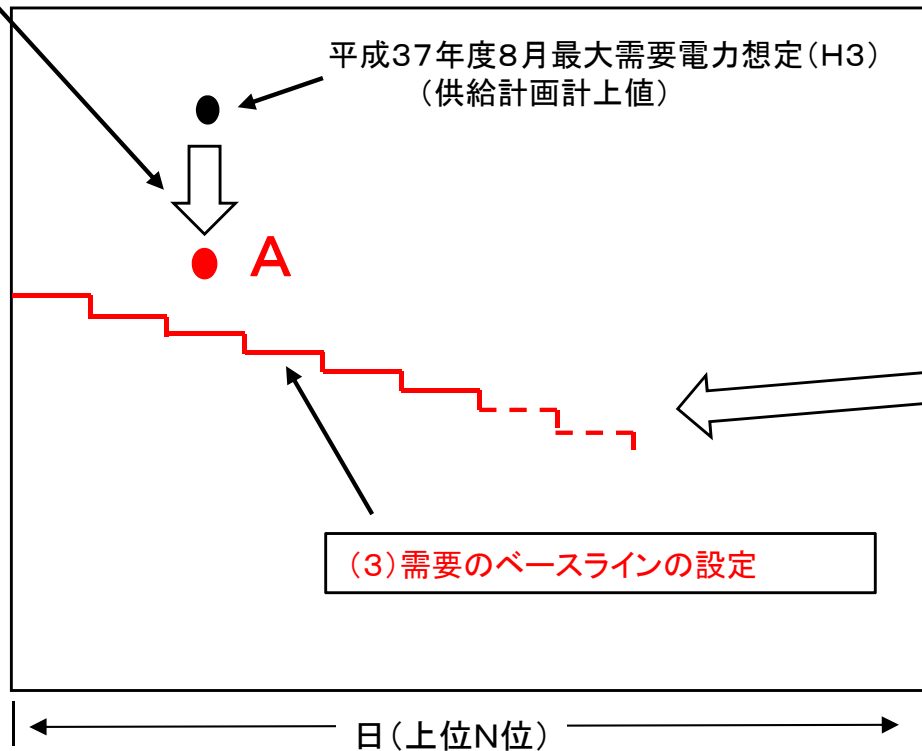
(3) 次の式により、平成37年度1月17時の上位N位の需要を算定

$$\text{平成37年度1月17時の上位}N\text{位の需要} = A \times r_N$$

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37年度1月17時の例

(1)平成37年度1月の最大3日平均電力の設定



②気温影響・③その他要因による需要変動 気温感応度の分析

■ 至近4力年の需要実績及び気温実績を基に、各月各時刻の気温感応度式を4力年分作成

(気温感応度式) $Y = \alpha * X + \beta$

Y : 気温補正後の需要

X : 変数とする気温実績(時間別の気温、最高気温、平均気温等)※1

α : 気温感応度式の係数(平成24~27年度の各月各時刻の最大3日平均電力実績と当該年度の各月各時刻の最大3日平均電の比率、及び送電端/送電端の需要比率を乗じることで補正)

β : 気温感応度式の切片

■ 上式の気温実績については、需要実績と最も有意な相関が見られた気温実績を適用

(変数とする気温実績)

- ・9エリア(沖縄除く)※2 : 時間帯別の気温
- ・沖縄 : 平均気温

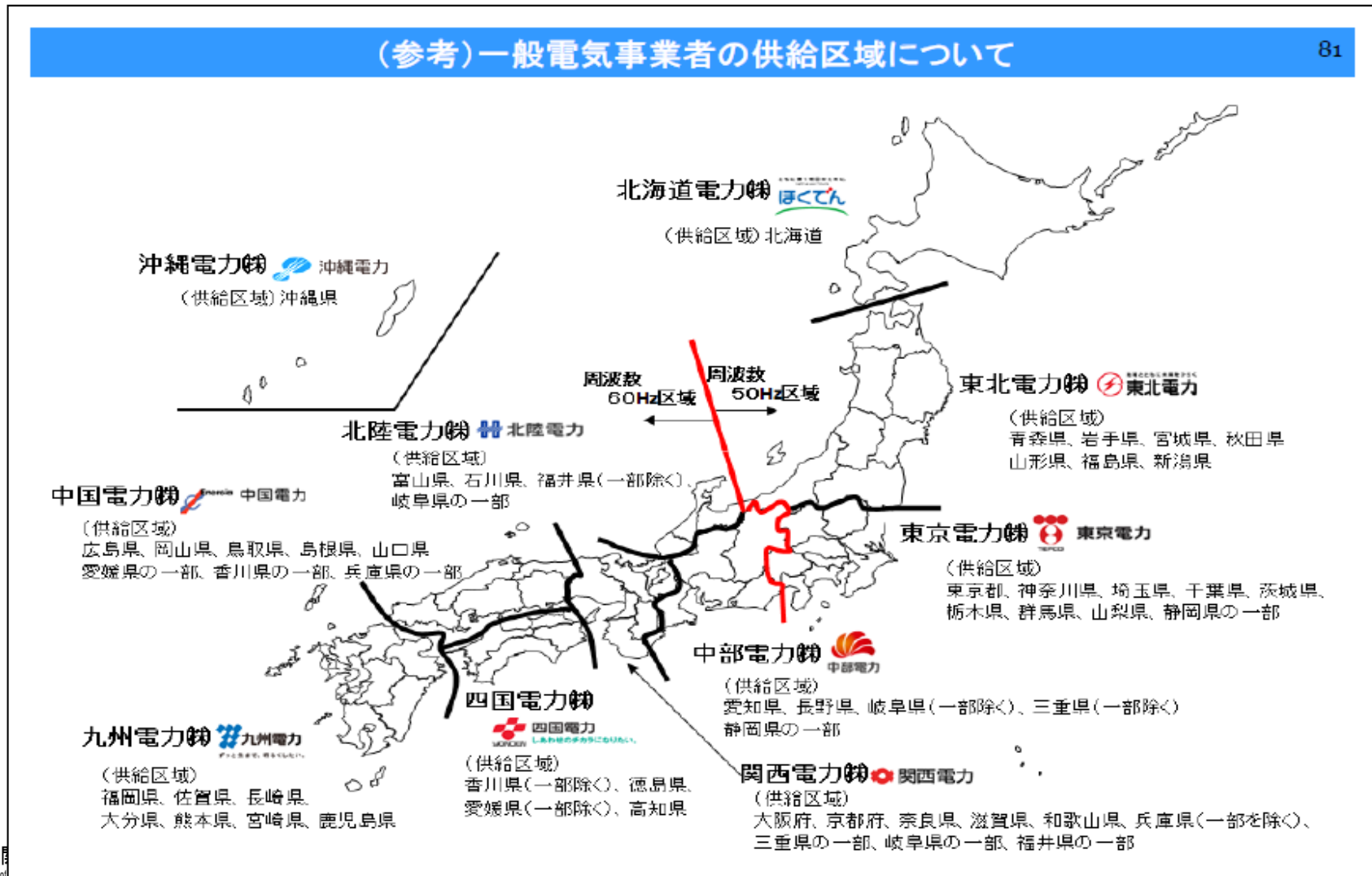
※1 エリア別の供給地域の県庁所在地毎(参考5参照)の実績気温の単純平均(気象庁のウェブサイトより取得)

※2 各エリアの決定係数の平均値から判断

②③気温感応度式の設定に使用する気温実績の取り方

- 気温感応度式の設定に使用する気温実績は、各供給エリアにおいて、一部を除く大部分に供給している都道府県(関西エリアにおける兵庫県等)は考慮し、全体の一部のみ供給している都道府県(東京エリア及び中部エリアにおける静岡県等)は除いた。

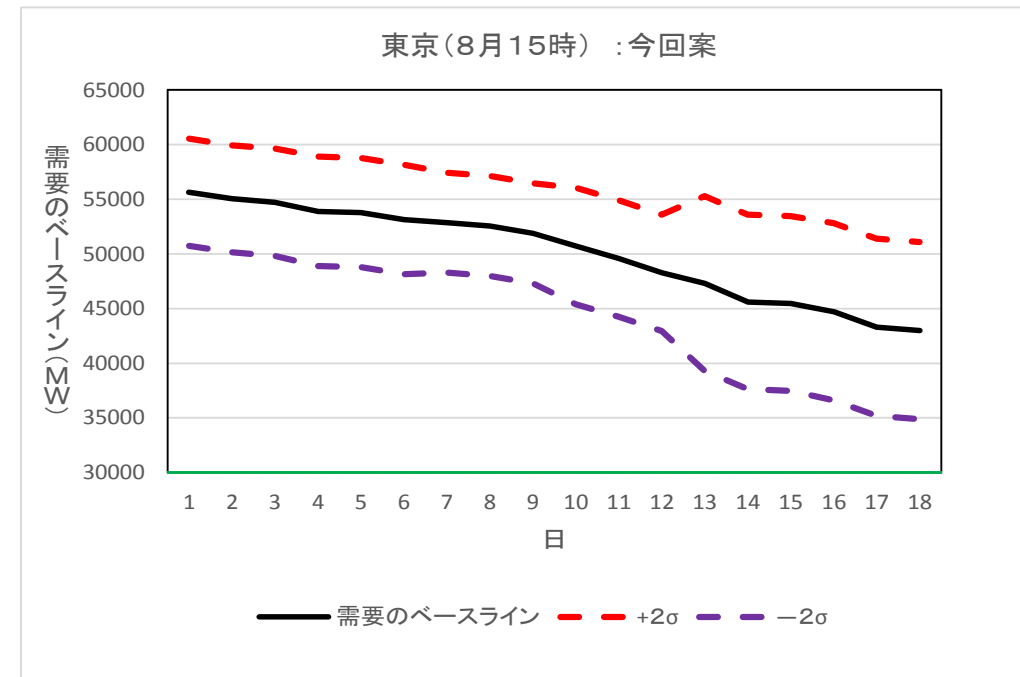
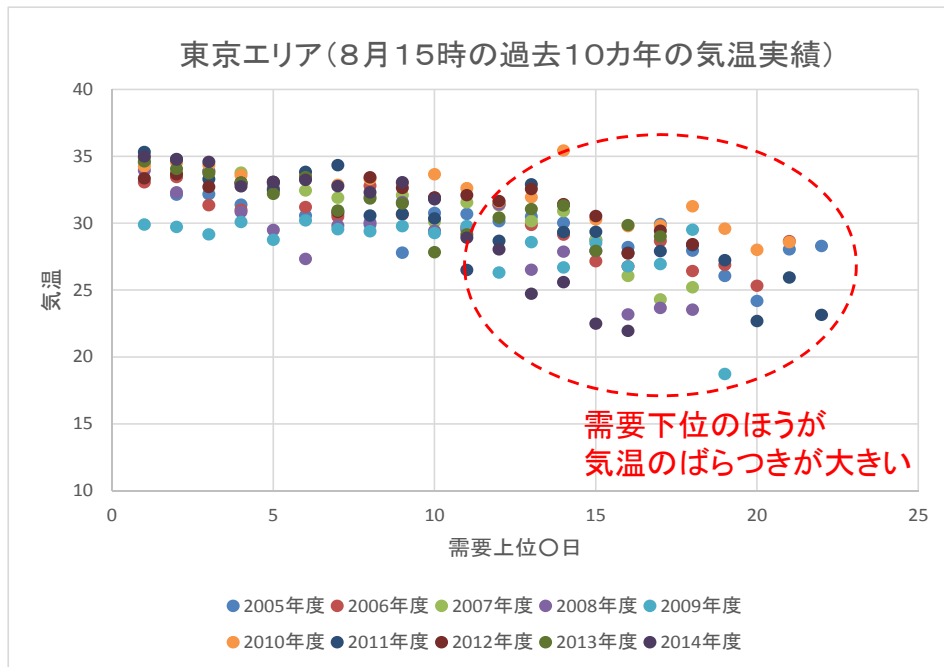
(出所) 電力システム改革専門委員会第2回資料参考1-1



②気温影響による需要変動の確率分布

- 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4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。

※ 平日：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
休日：需要の上位1～3日、上位4～6日、上位7日以降の3ブロック



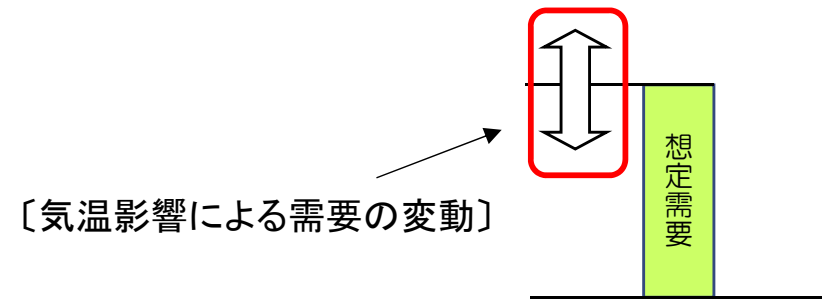
※ 上図のσは、気温影響による変動量の標準偏差。

②気温影響による需要変動の確率分布

- 至近10力年の気温実績と至近4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

(算定式) 需要の変動量 = $\alpha * (X - X0)$

- α : 各年度(至近4力年分)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)



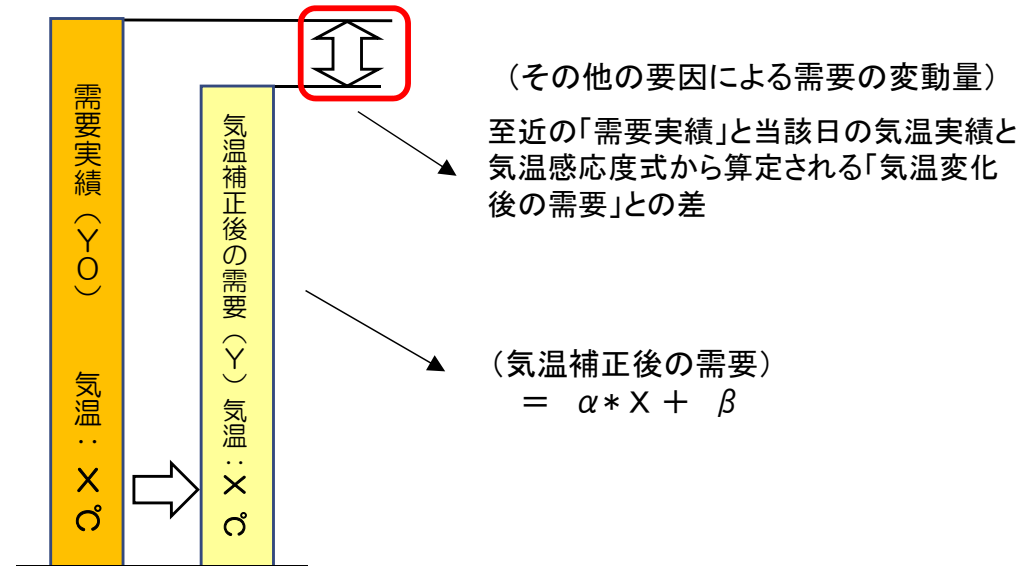
③その他要因による需要変動の確率分布 (気温の影響がある断面)

[その他の要因による需要の変動]

- 至近4力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
- なお、気温の影響が小さい断面の設定方法は次頁による

(算定式) 需要の変動量 = $Y - Y_0$

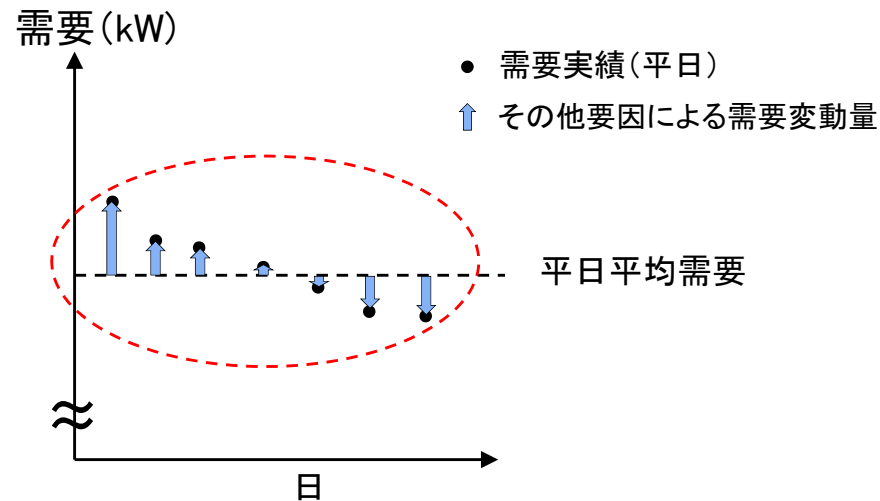
- Y : 各年度の気温補正後の需要(MW) [= $\alpha * X + \beta$: 気温感応度式(至近4力年それぞれに設定)]
- Y₀ : 需要実績(MW)
- α : 気温感応度(MW/°C)
- β : 気温感応度式の切片(MW)
- X : Y₀発生日の気温実績(°C)



③その他要因による需要変動の確率分布 (気温の影響が小さい断面)

- 気温の影響が小さい断面については、過去4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、前述の設定方法のままでは、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、前述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。

〔気温の影響が小さい断面〕



全平日の需要の変動実績(至近4カ年分)により
算定した確率分布を設定

- 電源の計画外停止率については、第5回調整力等に関する委員会と同じく、下表のとおり設定。
- 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※ (全調査期間:昭和53～平成24年度)
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※ (至近10カ年:平成16～25年度)
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	2.0%	平成6年度までの実績から算定した値※ (至近10カ年:昭和60～平成6年度)
	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※ (至近10カ年:平成16～25年度)
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電力専門委員会の調査データを基に設定

⑤電源の計画外停止率（考え方）

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

（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）

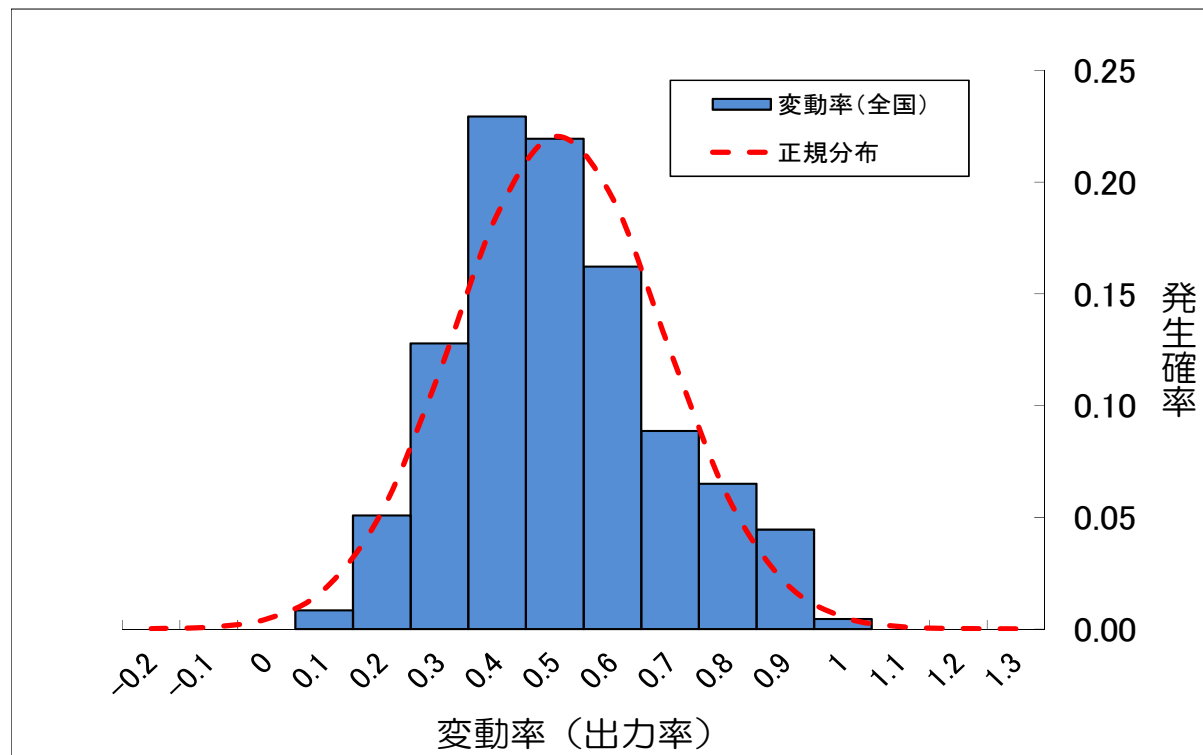
- ✓ 一般電気事業者10社、電源開発 等

⑥出水変動による水力発電の出力変動

【第5回調整力等に関する委員会における事務局提示案どおり】

- 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※における出力実績により算定。
※ 過去30カ年のデータより分析
- 9エリア（沖縄エリアを除く、以下同じ）の変動率の分布は、下図のとおり、正規分布に従っているとは言えないことから、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。

〔水力の変動率の分布（8月：9エリア）〕

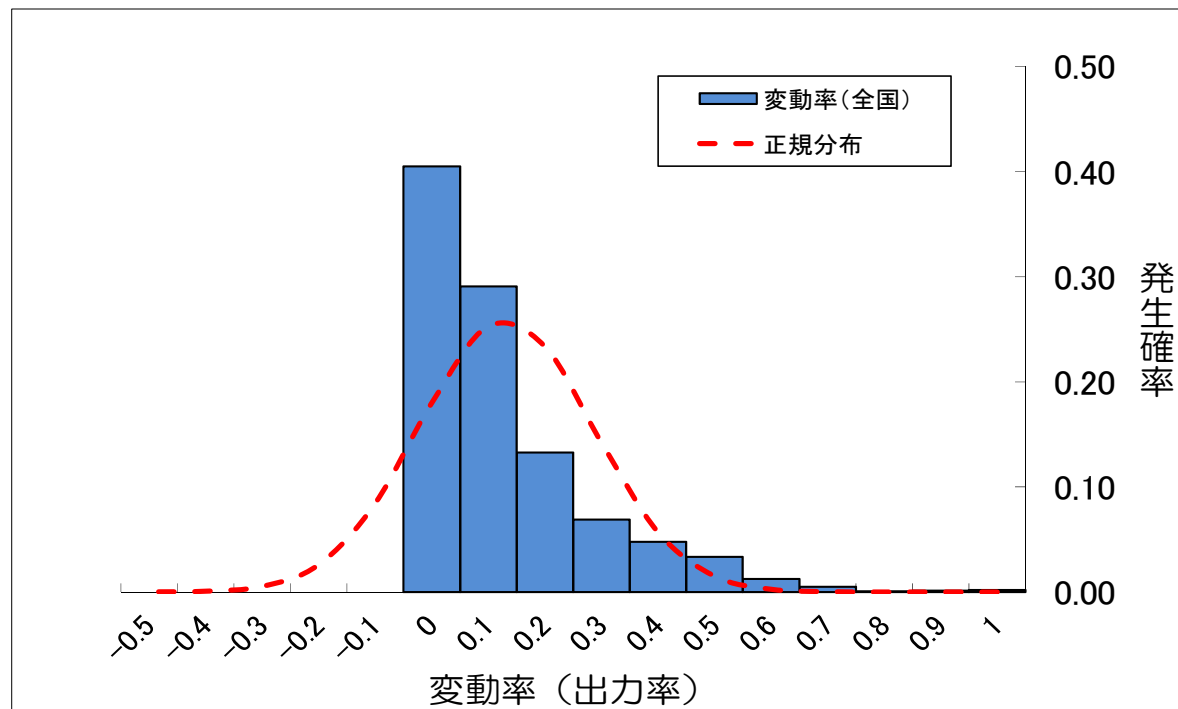


⑦風況の変動による風力発電の出力変動

【第5回調整力等に関する委員会における事務局提示案どおり】

- 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※における出力実績により算定。
※ 各エリアで把握している期間のデータより分析
- 9エリアの変動率の分布は、下図のとおり、正規分布に従っているとは言えないことから、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。

〔風力の変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



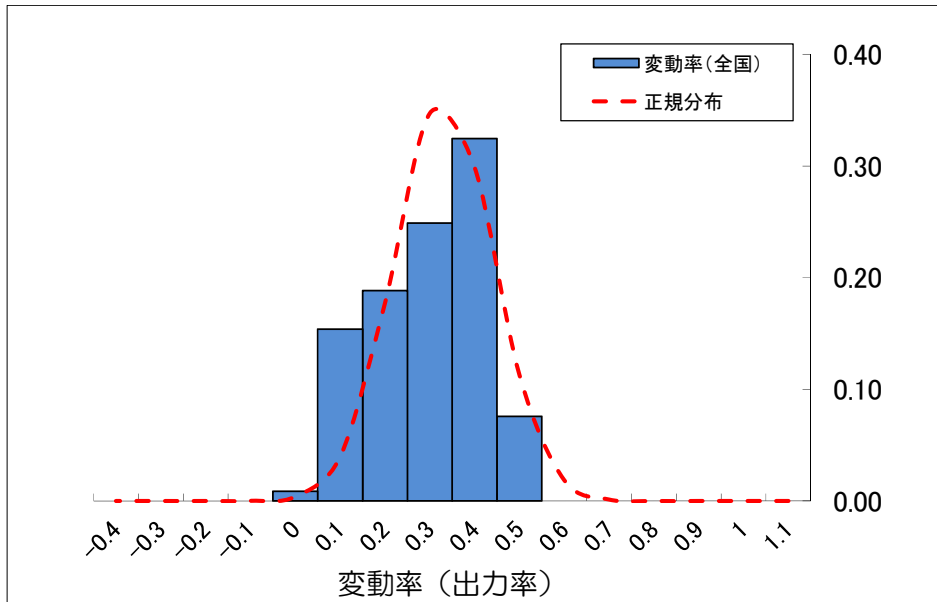
※ 出力率は、設備量 (kW) に対する出力の割合を示す。

⑧日射量の変動による太陽光発電の出力変動

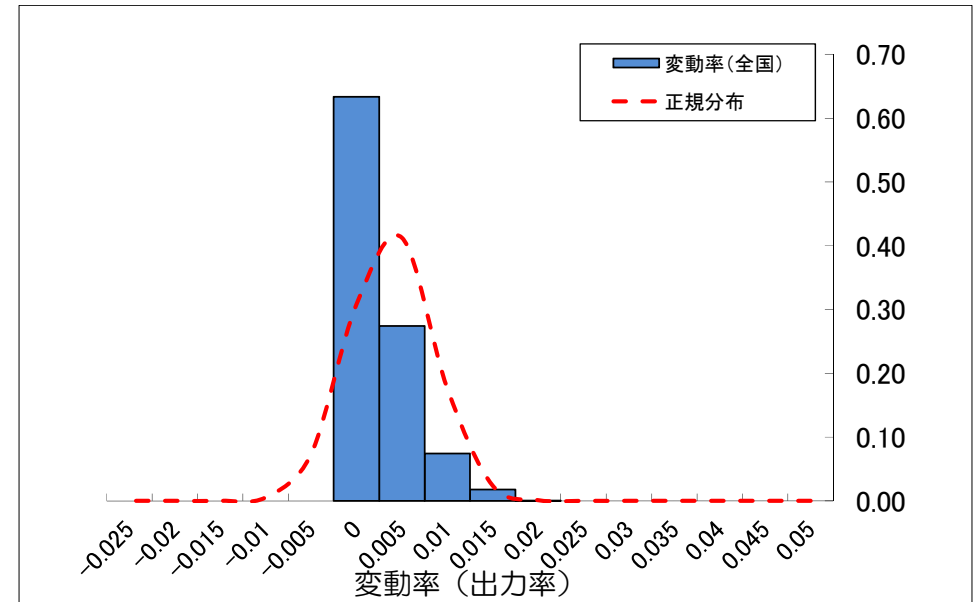
【第5回調整力等に関する委員会における事務局提示案どおり】

- 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)における出力実績(又は推計値)により算定した
 - ※ 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エリアの太陽光の変動率の分布は、下図のとおり、正規分布に従っているとは言えないことから、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。

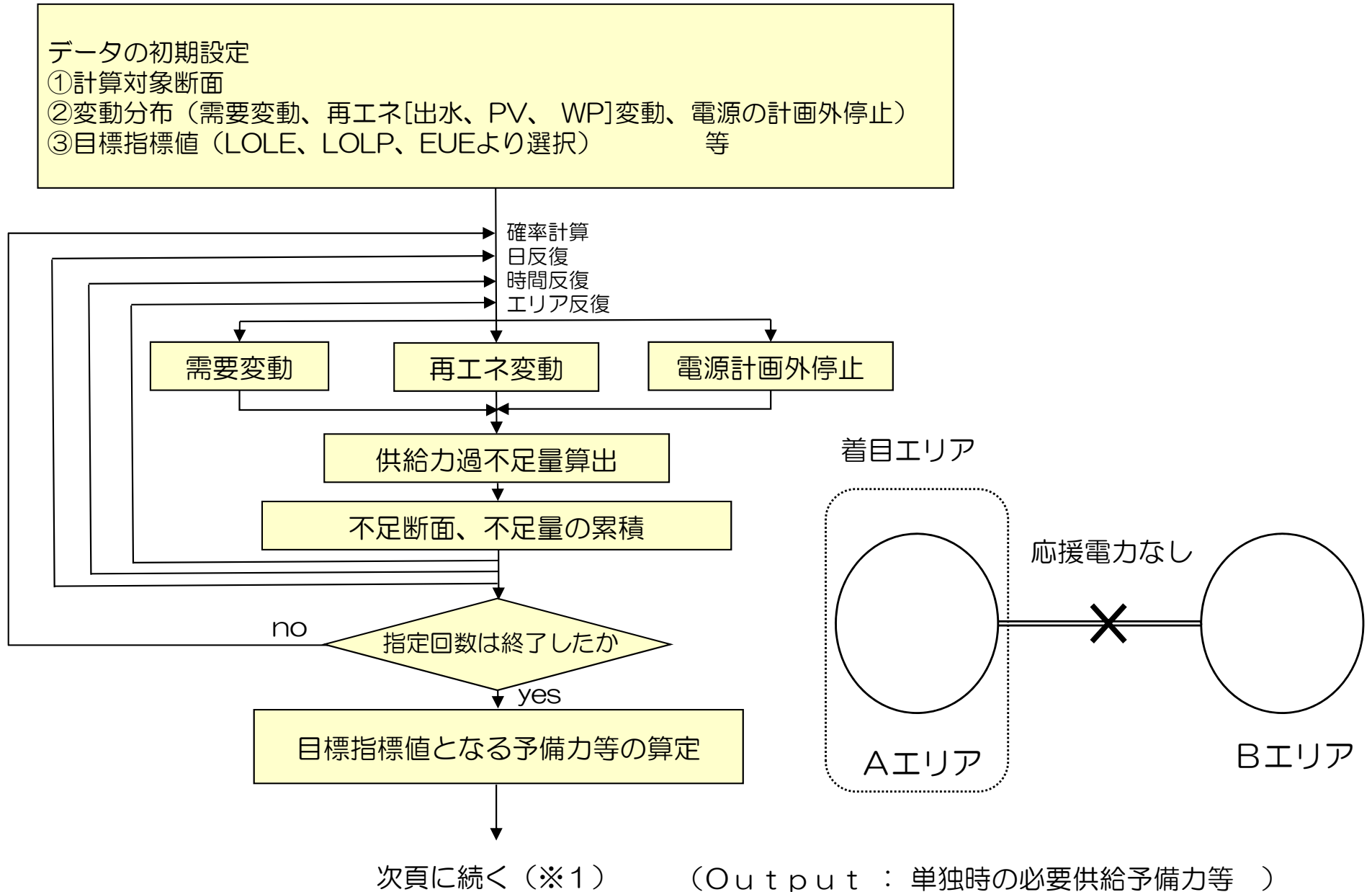
〔太陽光変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



〔太陽光変動率の分布(8月19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。



前頁より(※1)

