

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 2016年度とりまとめ<参考資料別冊1> 確率論的必要供給予備力算定手法について

2017年3月

電力広域的運営推進機関
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

- 1 確率論的必要供給予備力算定手法の基本的な考え方
- 2 エリア間の応援の考慮方法
- 3 算定諸元の設定方法
 - 3-1 需要関係
 - 3-2 供給力関係
 - 3-3 確率変数のエリア間の相関

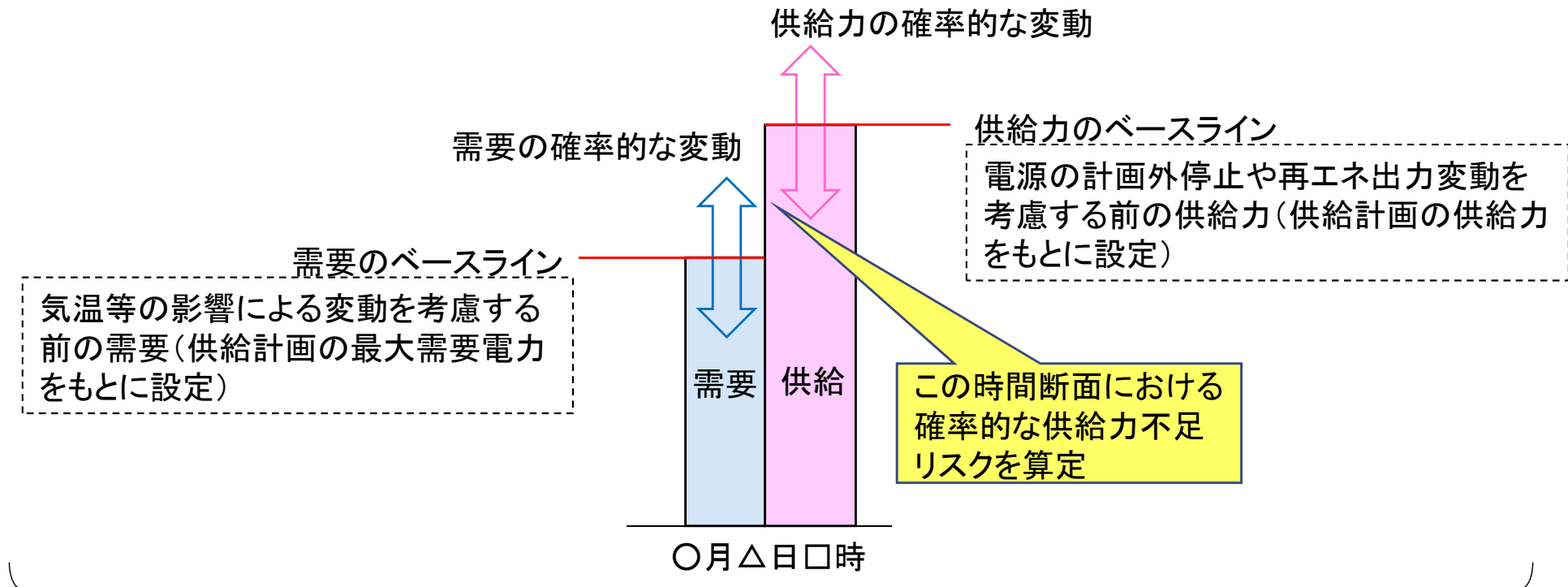
(参考資料)

- (参考A) 信頼度指標値の算定フロー
- (参考B) 必要供給予備力の算定フロー

1 確率論的必要供給予備力算定手法の基本的な考え方

確率論的必要供給予備力算定手法の基本的な考え方

- 需給バランス評価においては、供給計画等で想定した将来の需要と供給力に対し、ある供給信頼度を確保するために必要となる供給予備力(必要供給予備力)が確保されているかどうかの評価を行う。
- この必要供給予備力の算定においては、気温の変動や電源の計画外停止等の影響により、供給計画等で想定している需給バランスから需要と供給力が変動することを考慮する必要がある。
- 本委員会で検討している「確率論的必要供給予備力算定手法」は、1年8,760時間を対象に、需要と供給力の確率的な変動を考慮し、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要となる供給予備力を算定する手法である。

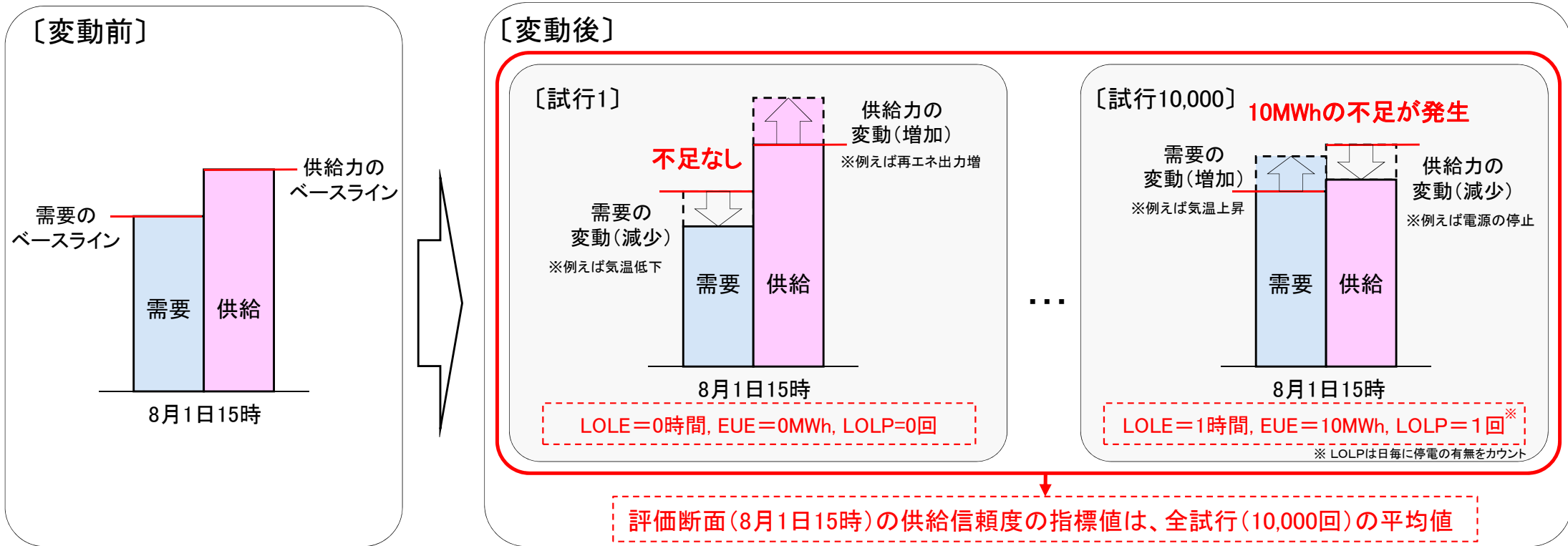


1年(8,760時間)全体での確率的な供給信頼度の指標値を算定

供給信頼度の指標値がある基準値を満たすために必要な供給予備力を算定

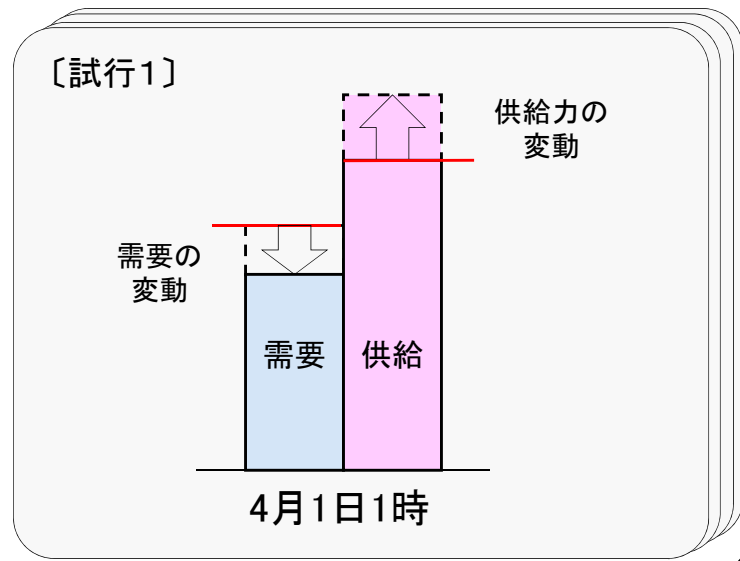
供給信頼度の指標値の算定手法

- 需要と供給のベースラインからの確率的な変動を考慮するため、過去の実績値等に基づき、変動要因ごとに変動量の確率分布(例えば、気温影響による需要の変動確率分布、太陽光発電出力の確率分布)を設定する。
- これらの確率分布は、変動要因ごとに様々な分布を持ち、供給力不足が発生するリスク(供給信頼度の指標の期待値)を解析的に算定することは不可能であることから、モンテカルロ法によって算定を行う。(指標については参考1-1、モンテカルロ法については参考1-2を参照)
- 具体的には、下図のとおり、確率分布に沿ってランダムに発生させた需要と供給力の変動をもとに供給力不足の判定(1回の判定を「試行」という)を、多数回(※)繰返し、全試行の平均値をもって、供給信頼度の指標の期待値を算定する。 ※ 本検討における繰返し回数は10,000回

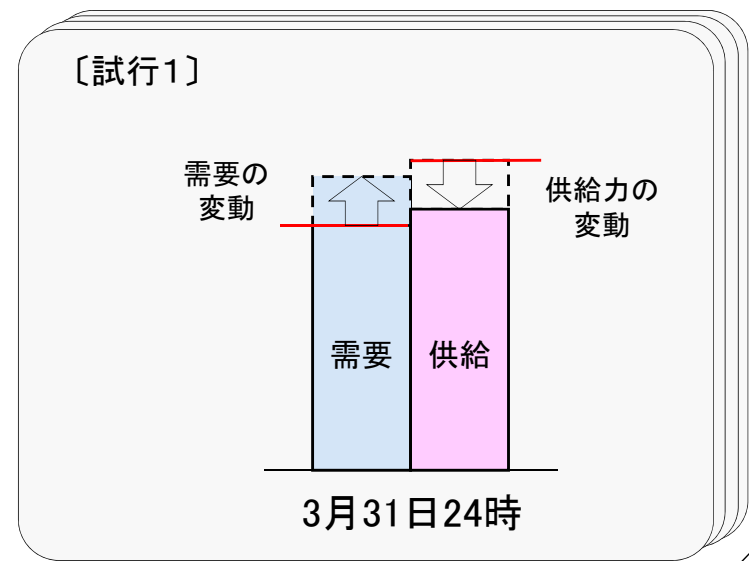


供給信頼度の指標値の算定手法 続き

- 前頁により各断面毎に供給信頼度の指標値を計算し、全評価断面(8,760時間)の指標値の合計を最終的な供給信頼度の指標値とする。



...



- ↓ 全試行の平均値
- ・LOLE(4月1日1時) = A(1) [時間]
 - ・EUE(4月1日1時) = B(1) [MWh]
 - ・LOLP(4月1日) = C(1) [回]

試行回数
10,000回

- ↓ 全試行の平均値
- ・LOLE(3月31日24時) = A(8760) [時間]
 - ・EUE(3月31日24時) = B(8760) [MWh]
 - ・LOLP(3月31日) = C(365) [回]

試行回数
10,000回

8760時間断面の合計

最終的な供給信頼度の指標値

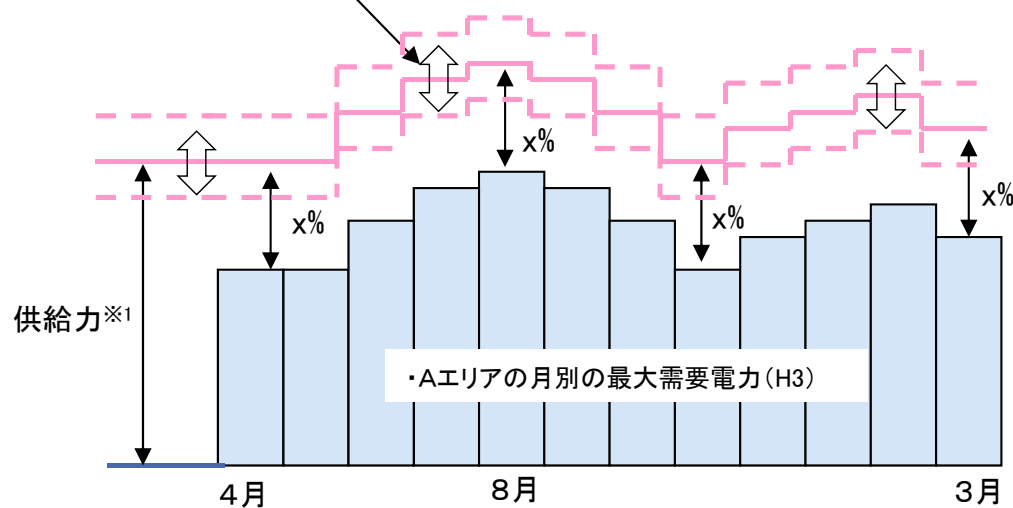
$$\begin{aligned} \cdot \text{LOLE} &= \sum_{h=1}^{8760} A(h) \quad [\text{時間/年}] \\ \cdot \text{EUE} &= \sum_{h=1}^{8760} B(h) \quad [\text{MWh/年}] \\ \cdot \text{LOLP} &= \sum_{d=1}^{365} C(d) \quad [\text{回/年}] \end{aligned}$$

必要供給予備力の算定手法

■ 必要供給予備力は、下図のとおり、供給信頼度の指標値が目標値となるよう供給予備力を調整することにより算定する。

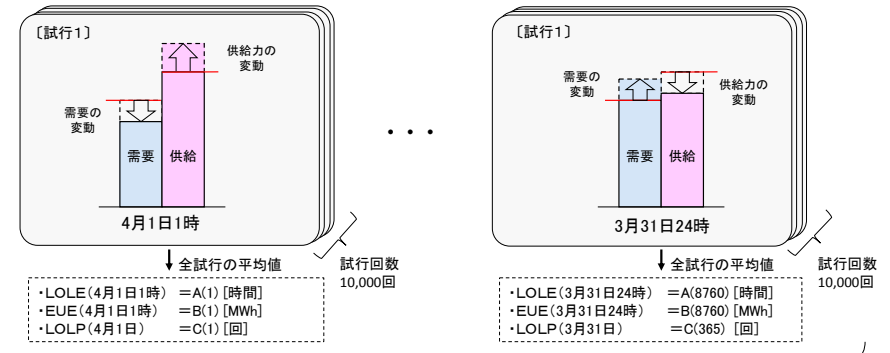
(Step1) 供給予備力の調整

各月の最大需要電力(最大3日平均電力(H3))に対する供給予備率が一律(x%)となるように調整※2



※1 水力、風力・太陽光発電の供給力(下位5日平均値:L5)を含む
 ※2 目標値(Z0) < Zの場合は供給予備力(率)を増加させ、目標値(Z0) > Zの場合は、供給予備力(率)を減少させる。

(Step2) 供給信頼度の指標値(Z)の算定(p.4,5参照)



最終的な供給信頼度の指標値

$$\begin{aligned} \bullet \text{LOLE} &= \sum_{h=1}^{8760} A(h) \text{ [時間/年]} \\ \bullet \text{EUE} &= \sum_{h=1}^{8760} B(h) \text{ [MWh/年]} \\ \bullet \text{LOLP} &= \sum_{d=1}^{365} C(d) \text{ [回/年]} \end{aligned}$$

目標値(Z0) < > Z

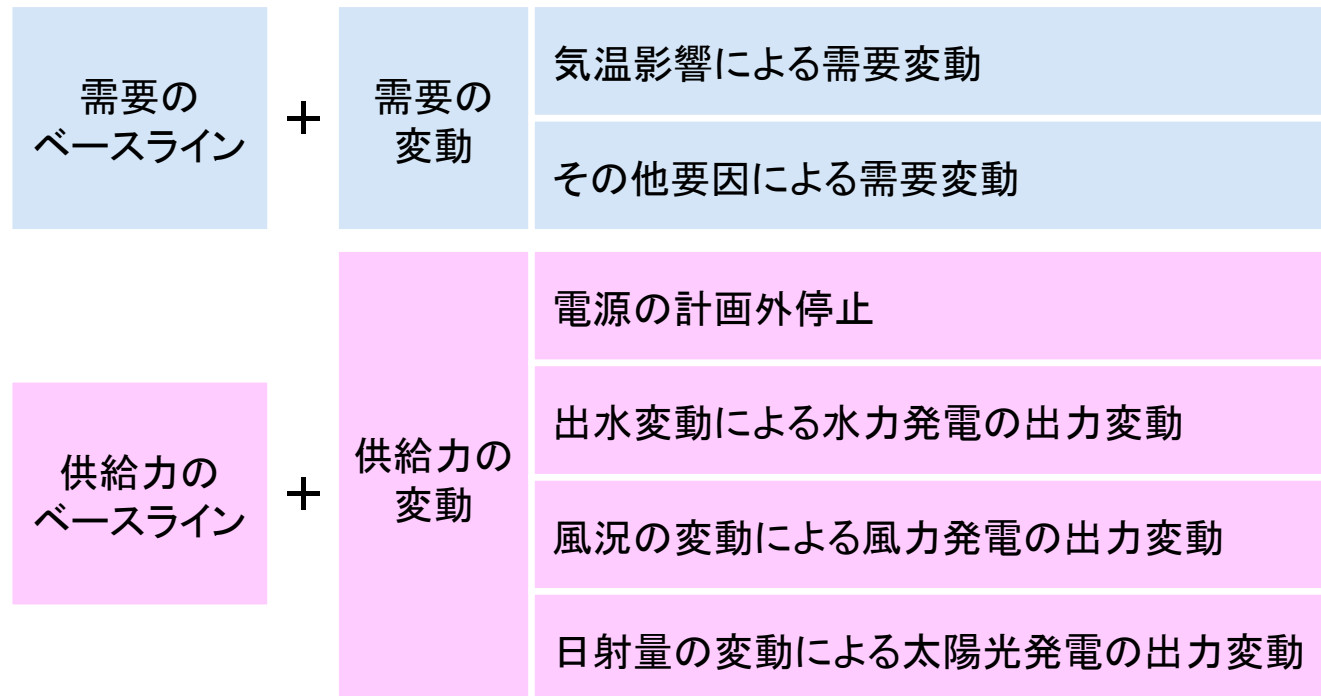
目標値(Z0) = Z

終了

この時の供給予備力が供給信頼度の目標値(Z0)に対する必要供給予備力

確率論的必要供給予備力算定手法において考慮する需給変動要因

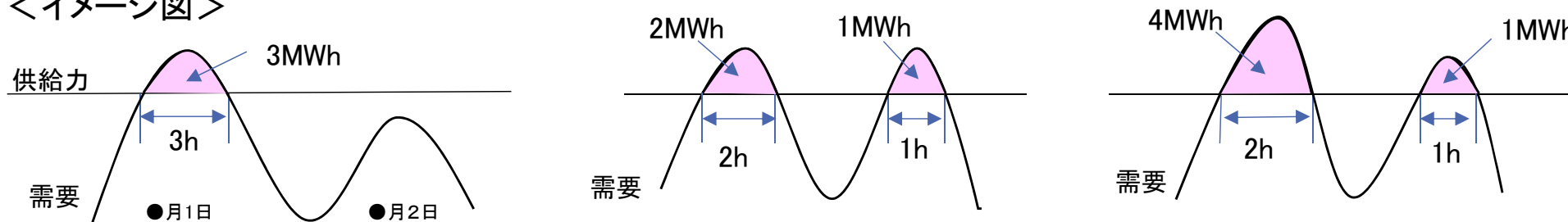
- 本手法において考慮する需要と供給力の需給変動の要因は下図のとおり。
- これらの変動要因ごとに確率分布を設定するが、具体的な確率分布の設定方法については後述する。
※ 確率分布の設定の粒度(月別・時間別等)は要因ごとに異なる。



■ 目指すべき供給信頼度を表す指標として、LOLP、LOLE、EUEの3つを候補として検討を進めたが、2017年度取りまとめにあたり、「1kWあたりのEUE」を軸に今後の検討を進めることとした。(LOLPとLOLEは補助指標とする)

	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

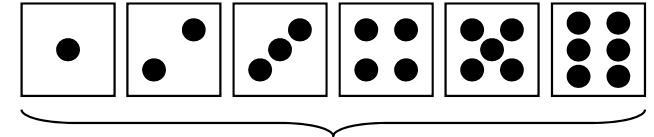
<イメージ図>



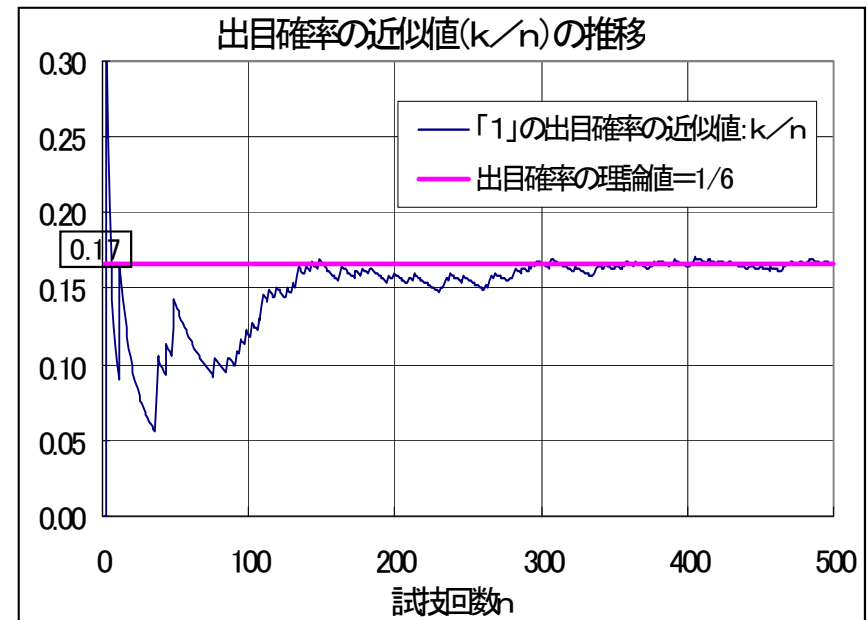
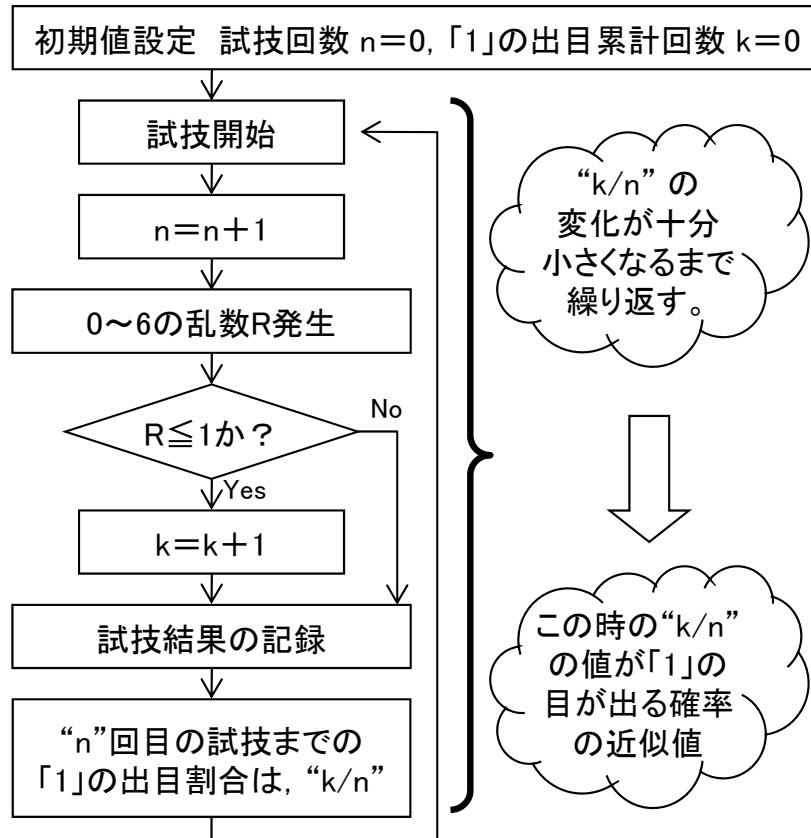
LOLP=1回/年 LOLE=3時間/年 EUE=3MWh/年	←	LOLP=2回/年 LOLE=3時間/年 EUE=3MWh/年	←	LOLP=2回/年 LOLE=3時間/年 EUE=5MWh/年
---------------------------------------	---	---------------------------------------	---	---------------------------------------

(参考1-2) モンテカルロ法の使用例

○サイコロの「1」の目が出る確率の理論値は、 $1/6$ である。
 ○モンテカルロ法は、試技回数を十分に多く繰り返すことにより、 $1/6$ に近い答えを求めることができる。



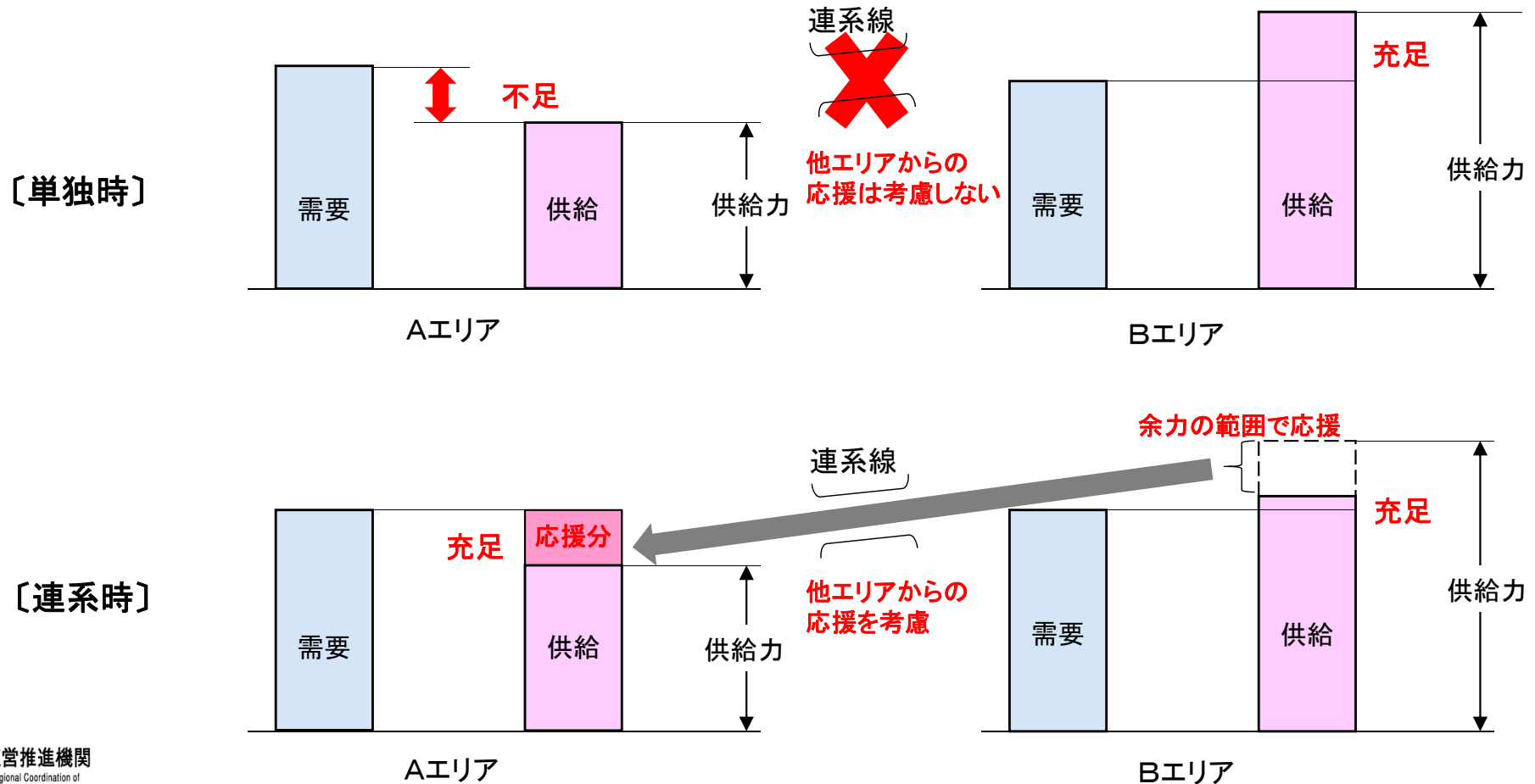
どの目も出目確率は $1/6$



2 エリア間の応援の考慮方法

エリア間の応援の基本的な考え方

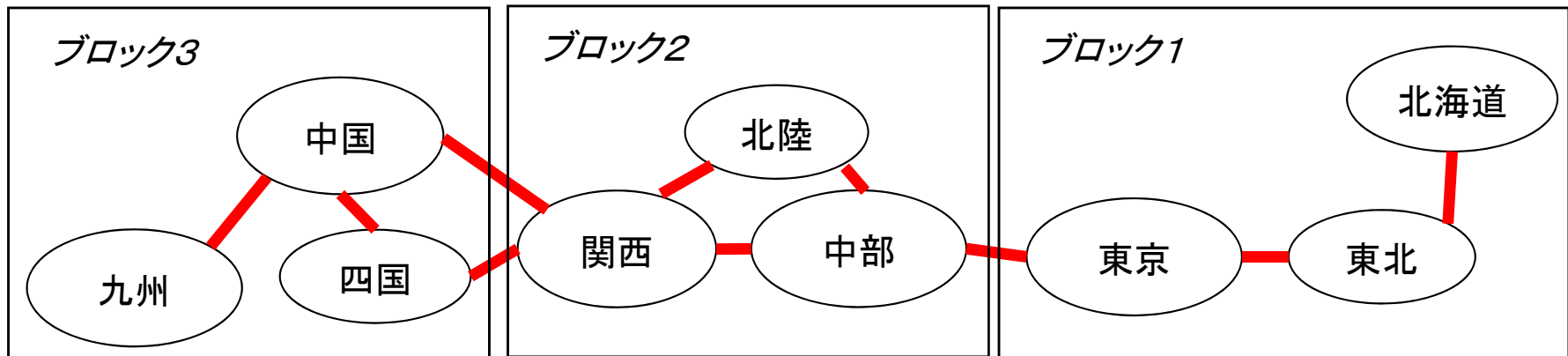
- ある供給予備力のもとで、他エリアからの応援を考慮せず、自エリアの供給力のみを活用する場合（「単独時」）よりも、他エリアからの応援を考慮する場合（「連系時」）のほうが、供給力不足が発生する確率が小さくなる。したがって、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要となる供給予備力を算定すると、連系時のほうが小さくなる（この効果を「連系効果」と呼ぶ）。
- 連系時のエリア間の応援は、下図のとおり、不足が発生したエリアに対し、自エリアの余力の範囲で応援を行うことを前提としている（このロジックを「計上エリア優先ロジック」と呼ぶ）。



■ エリア間の応援に関するシミュレーションのロジックは、需給ひっ迫時の広域機関指示手順とは厳密には一致しないものの、基本的には近接エリア(具体的には同一ブロック)からの応援を優先していること、及び応援ルールの簡素化による計算時間の短縮が図れることから、従来どおりのロジック(下記)を適用。

- (1) 供給力が不足しているエリアに対して、まずは同一ブロック内で応援
- (2) ブロック2またはブロック3に不足エリアが残っている場合、ブロック2とブロック3の間で応援。
- (3) それでも不足が解消しない場合は、50Hz地域と60Hz地域をまたいで応援。

※不足エリアが複数ある場合、余剰エリアからの応援量は、不足エリアの供給力の不足量の比率で按分



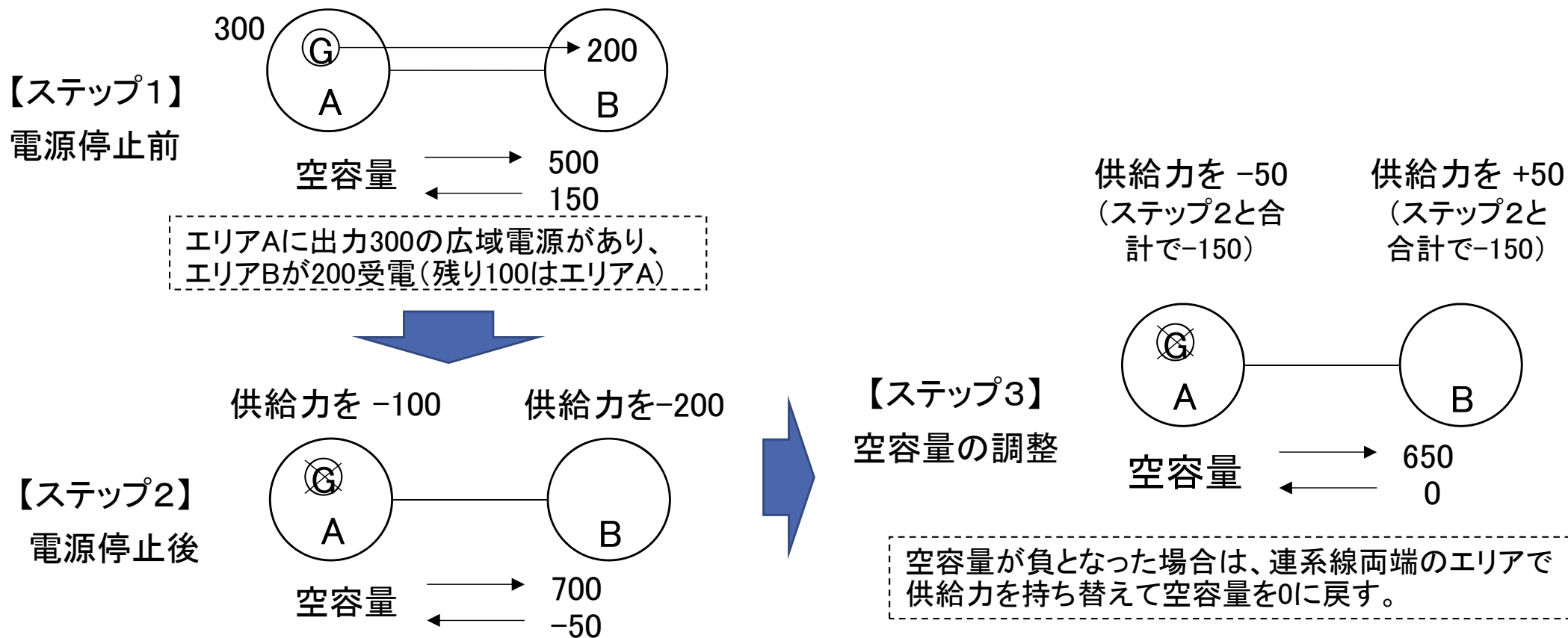
〔広域機関業務規程 第113条第1項第4号〕 ※時間的に余裕のない場合はこの手順によらず指示を行う(同条第1項ただし書き)。

(需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合の指示手順)

四 本機関は、前号により会員から通知を受けた送電可能量を踏まえ、次のアからオの順位により、電気の供給の指示の対象とする会員並びに当該会員が電気の供給を行う期間、量及び送電経路を決定する。

- ア 希望連系線を経由して電気の供給を受けられるもの
- イ 振替供給に際して、経由する供給区域の数が少ないもの
- ウ 需給ひっ迫一般送配電事業者が必要な電気の供給を受ける期間をより多く充足するもの
- エ 需給ひっ迫一般送配電事業者が必要な電気の供給を受ける量をより多く充足するもの
- オ 発電設備の存する供給区域の系統容量の大きいもの

- 供給計画において連系線を通じて他エリアへの供給が計画されている電源(以下、「広域電源」)の供給力は、ベースラインの設定では、供給先エリアに計上している(供給先エリアが複数の場合は、それぞれに計上)。
- 広域電源が計画外停止した場合の扱いは次のとおり。
 - ✓ 広域電源(エリアAに連系し、エリアAとエリアBに供給)が計画外停止した場合、供給先エリア(エリアA、B)の供給力を減少させるとともに、当該電源と紐づいた連系線の計画潮流(エリアA→エリアB)をキャンセル(送電方向の空容量は増、相殺方向の空容量は減)する【ステップ1、2】
 - ✓ 連系線の計画潮流をキャンセルすることで、連系線の空容量が負となった場合は、当該連系線の空容量を「0」に戻すため、両端のエリアで供給力の持ち替えを行う【ステップ3】



3 算定諸元の設定方法

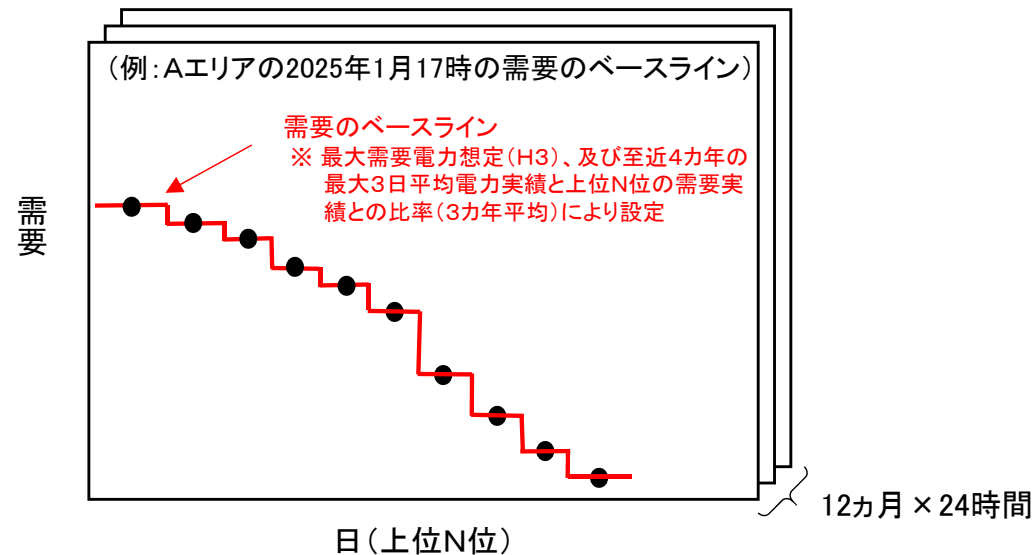
3-1 需要関係の諸元の設定

(1) 需要のベースライン(設定の概要)

- 需要のベースラインは、下図の通り、各月・時刻断面(例えば「2025年1月17時」)ごとに、需要の最上位から並べたものとして設定する(日付とは紐づいていない)。
- 従来は、実績データ(下図の各点)の近似直線を求め、これをベースラインとしていたが、至近の需要実績を見ると、必ずしも直線的であるとは言えないため、実績データの傾向をそのまま使う設定方法に変更した(詳細は次頁)。

※ただし、気温の影響が小さい月・時刻断面については、次頁の方法により設定した値の平均値を当該月・時刻断面の需要のベースライン(一定値)として設定。

[イメージ]



(補足説明) 日付に紐づけるのではなく、月・時間断面ごとに、最大電力(H1)から降順で設定している。これにより、年度ごとに異なる休日・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(エリア間で無相関で)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(2012~2015年度)の実績値をもとに、各年各月各時間の需要を設定
- 以下、2025年度1月17時の需要のベースラインの設定を例に説明

(1) 次の式により、2025年度1月のH3需要(次ページ点A)を算定

$$A = \underbrace{2025\text{年8月のH3想定需要} \times \frac{2016\text{年度1月のH3想定需要}}{2016\text{年度8月のH3想定需要}^{\ast}}}_{2025\text{年度1月のH3需要とみなす}}$$

※ 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需要に対する比率の4カ年平均値(実績)を算定

$$r_N = \left(\sum \frac{i\text{年度1月17時の上位N位の需要実績}}{i\text{年度1月のH3需要実績}} \right) \div 4 \quad (i = 2012, 2013, 2014, 2015)$$

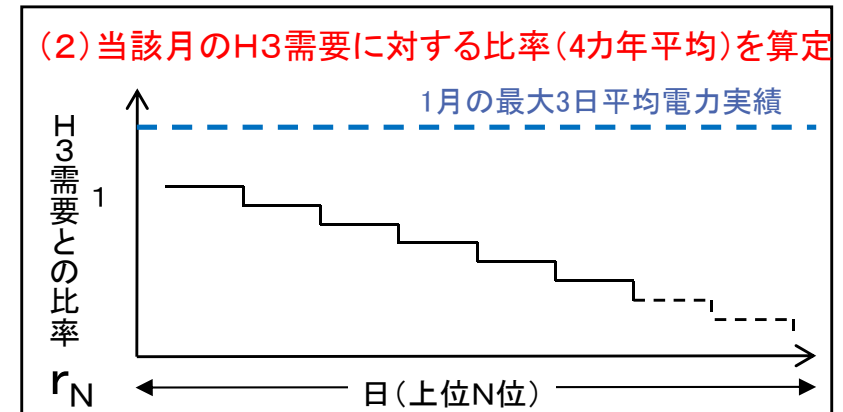
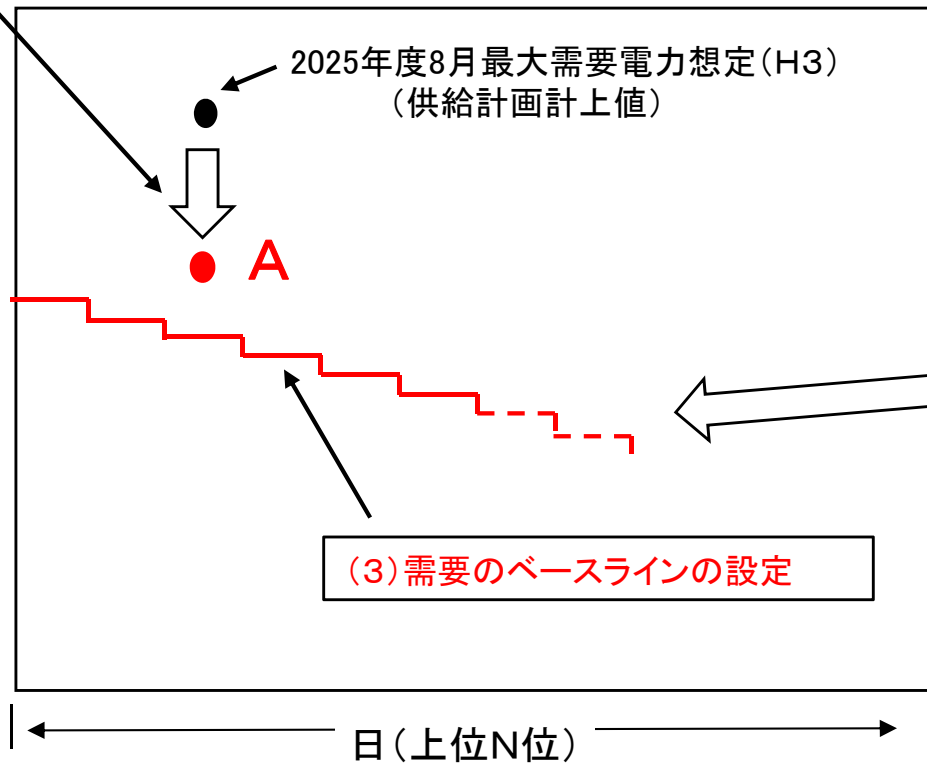
(3) 次の式により、2025年度1月17時の上位N位の需要を算定

$$2025\text{年度1月17時の上位N位の需要} = A \times r_N$$

(1) 需要のベースライン(設定のイメージ)

[需要曲線設定のイメージ]
2025年度1月17時の例

(1) 2025年度1月の最大3日平均電力の設定



(2) 需要の変動(気温感応度式の設定)

- 需要の変動は、「気温影響による需要変動」と「その他要因による需要変動」の確率分布をそれぞれ設定するが、その確率分布の設定には、需要の気温に対する関係性(「気温感応度式」)を用いる。気温感応度式の設定は以下の通り。
- 至近4カ年(2012～2015年度)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カ年分作成

(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※
- α : 気温感応度式の係数
- β : 気温感応度式の切片

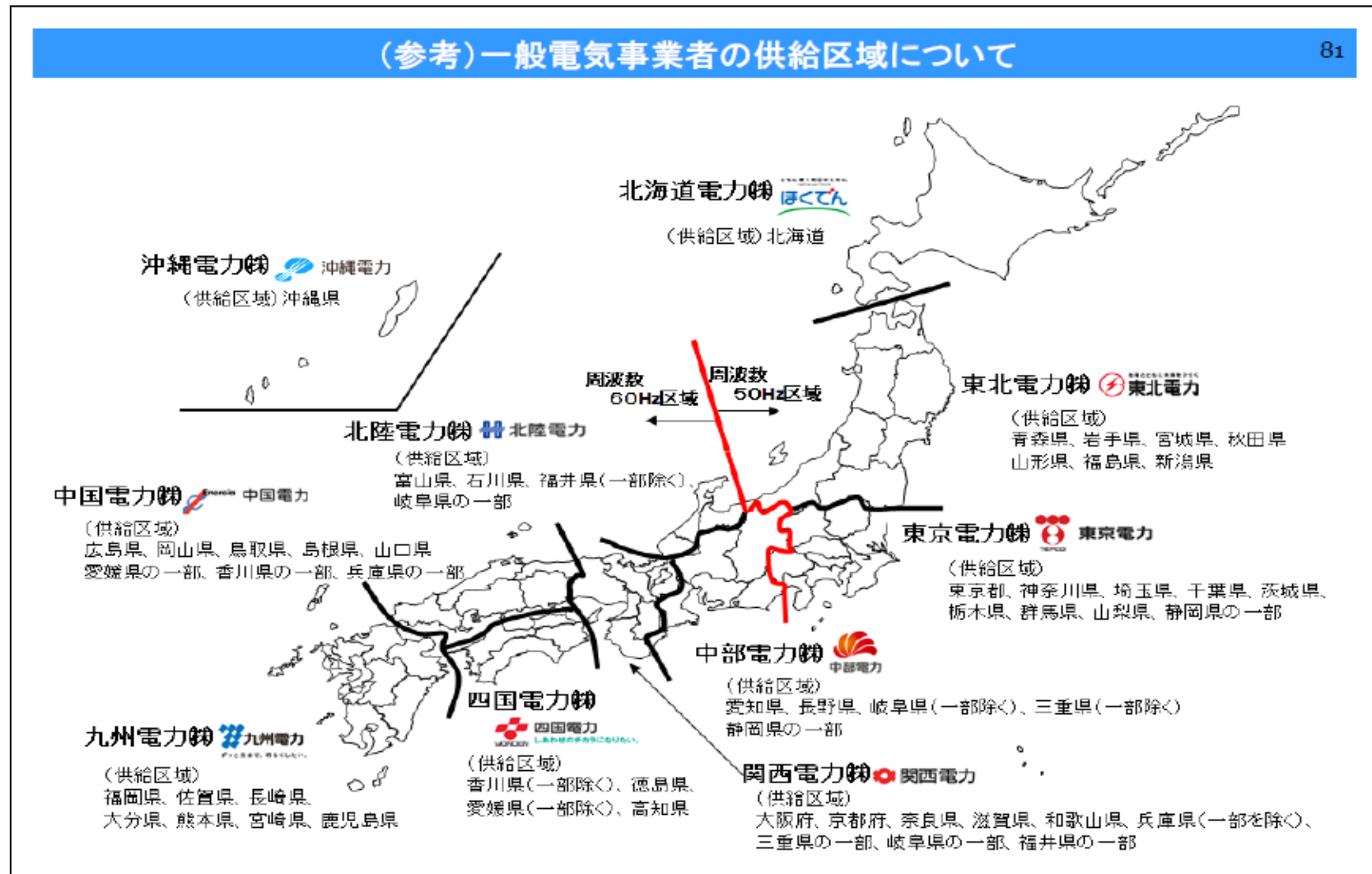
※ エリア別の供給地域の県庁所在地毎(次頁参照)の実績気温の単純平均(気象庁のウェブサイトより取得)

- 上式の9エリア(沖縄エリアを除く)の「気温実績」は、「1時間毎の気温」、「最高気温」、「最低気温」、「平均気温」のうち、需要実績と最も高い相関が見られた「1時間毎の気温」を採用(p.21参照)

(2) 需要の変動(気温感応度式の設定) 続き

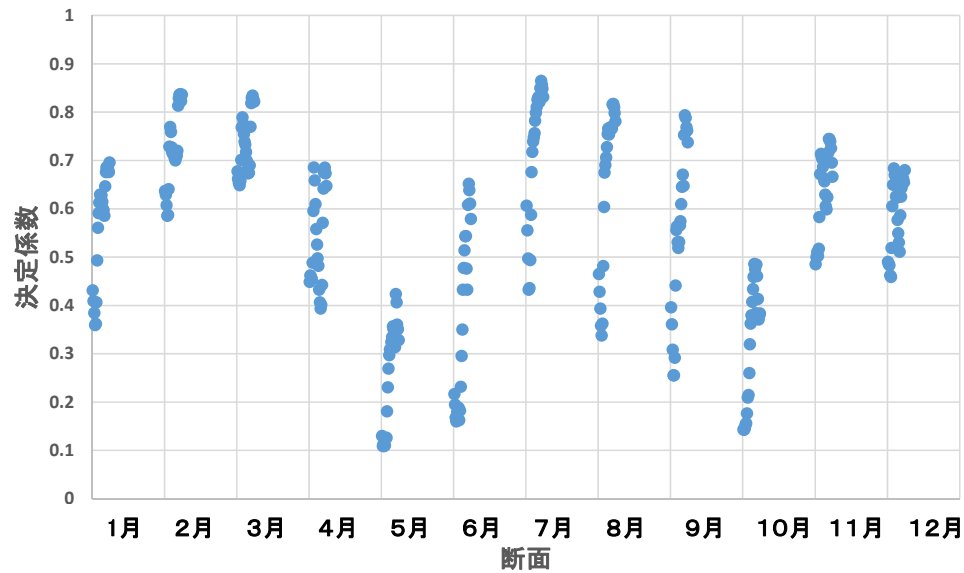
- 各エリアの気温感応度式の設定においては、各エリアに含まれる都道府県の都道府県庁所在地の気温実績を使用。ただし、全体の一部のみが含まれる都道府県※のデータは除いた。

※ 例えば、東京エリア及び中部エリアにおける静岡県、中国エリアにおける愛媛県、香川県、兵庫県

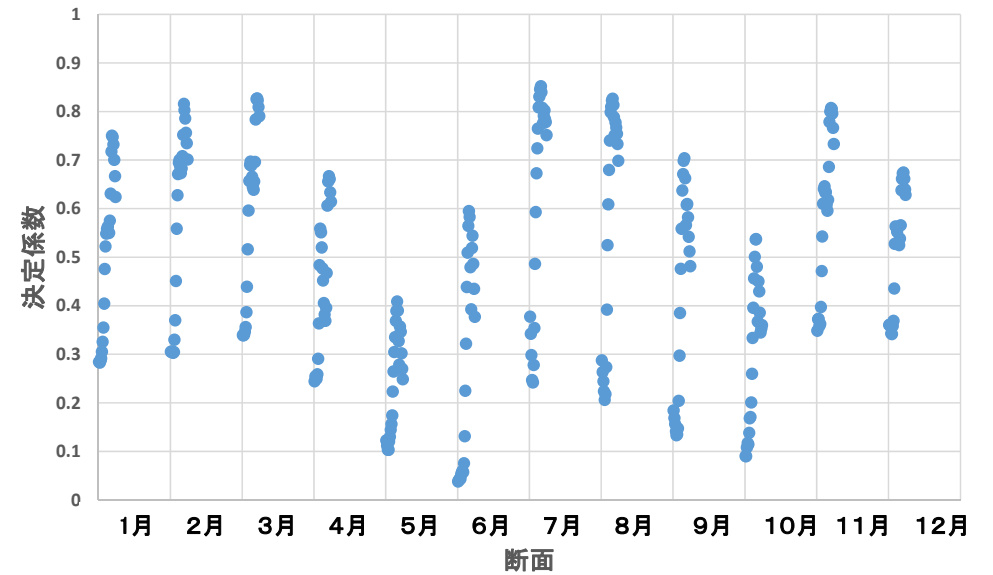


(出所)電力システム改革専門委員会第2回資料参考1-1

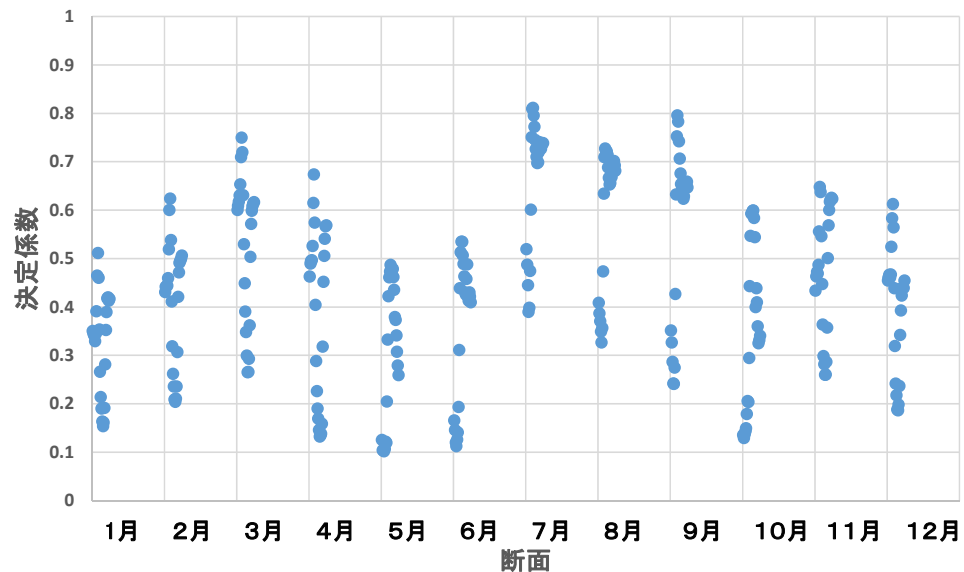
9エリア(1時間毎の気温):全時間帯(1~24時)



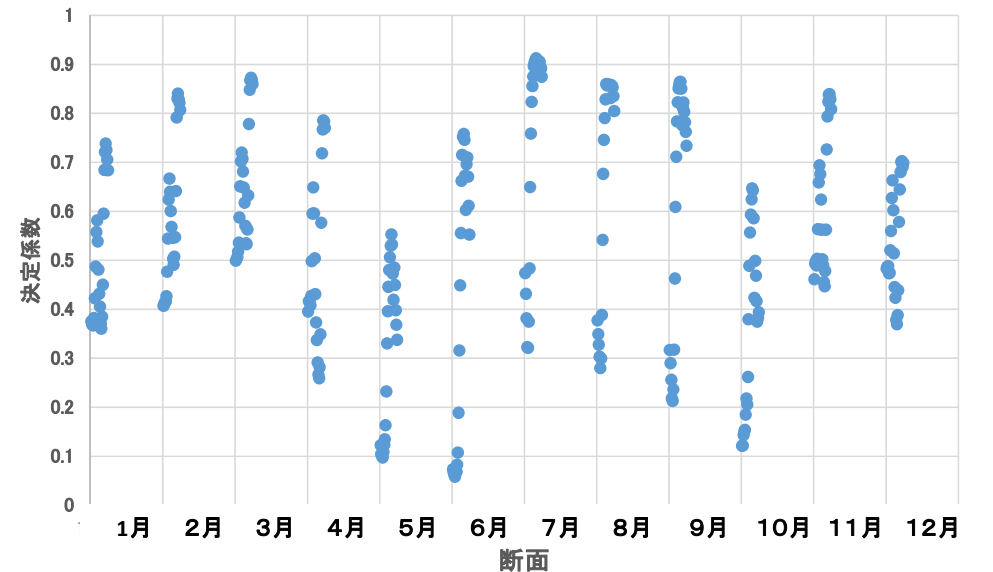
9エリア(最高気温):全時間帯(1~24時)



9エリア(最低気温):全時間帯(1~24時)



9エリア(平均気温):全時間帯(1~24時)



※1つの点は、月別・時間別断面の決定係数(4力年(2012~2015年度) × 9エリア)の平均を表す(24点/月)

(3) 気温影響による需要変動の確率分布

- 「気温影響による需要変動」の確率分布については、下記の算定式を用い、至近10力年の気温実績(2006～2015年度)と至近4力年(2012～2015年度)の気温感応度(MW/°C)から気温影響による需要変動量のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

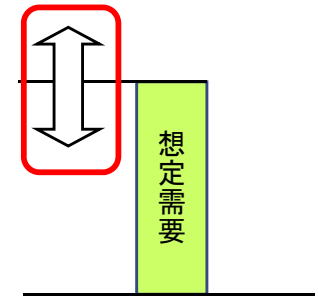
(算定式) 需要の変動量 = $\alpha * (X - X0)$

α : 各年度(至近4力年分)の気温感応度(MW/°C)

X : 至近10力年の気温実績(°C)

X0 : 至近10力年の気温実績の平均(°C)

[気温影響による需要の変動]



- ただし、需要の上位と下位で気温のばらつきが異なる実態があることを考慮(次頁参照)し、各月・時刻ごとに需要上位1日から需要最下位までを複数のブロックに分割※し、至近4力年の気温感応度(MW/°C)と、過去10力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。

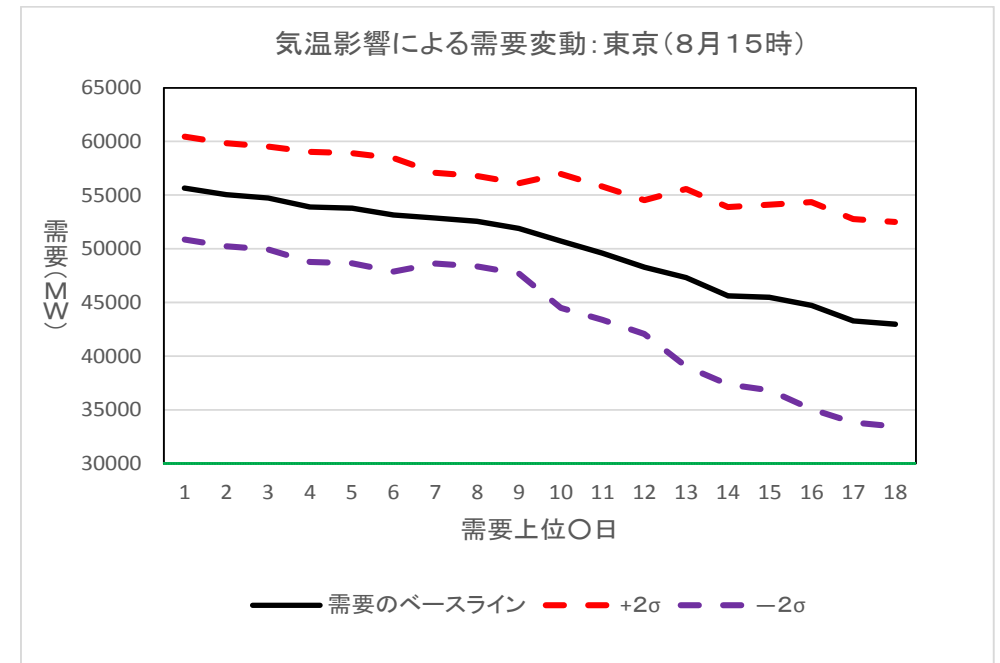
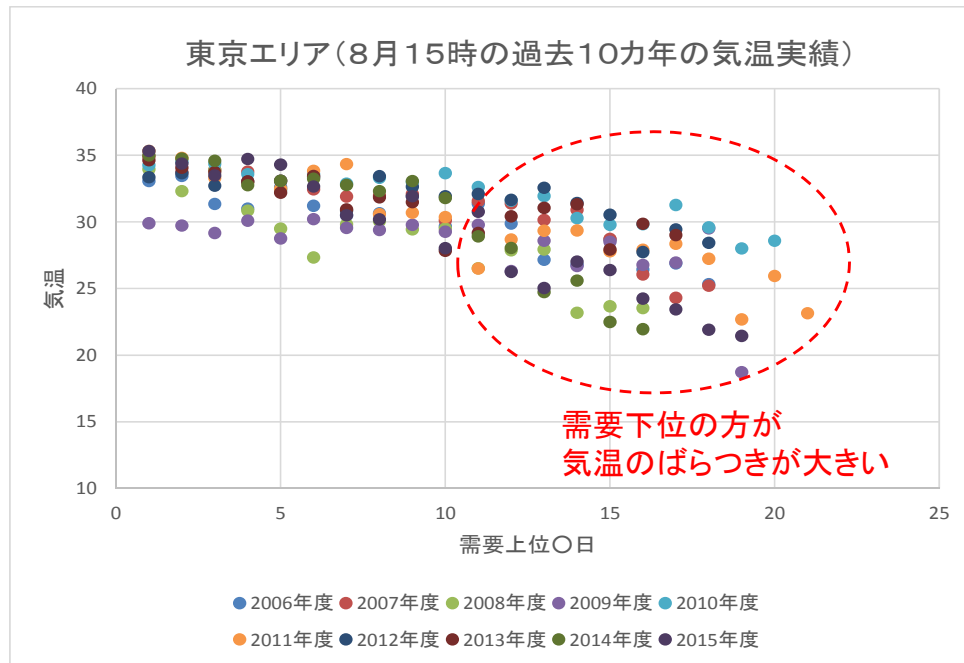
※ 平日 : 需要の上位1～3日、上位4～6日、上位7～9日、上位10～12日、上位13～15日、上位16日以降の6ブロック

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

- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

(参考) 需要の大きさと気温のばらつきの関係

- 東京エリアの至近10カ年(2006~2015年度)の8月15時の需要実績(上位から下位に並べている)と当該需要発生時の気温の関係(下左図)をみると、上位の需要の発生日よりも、下位の需要の発生日のほうが、気温のばらつきが大きいことがわかる。
- この傾向を考慮し、ブロック毎に変動量の標準偏差を算定した結果は下右図のとおり。



※ 上図の σ は、気温影響による変動量の標準偏差。

(4) その他要因による需要変動の確率分布

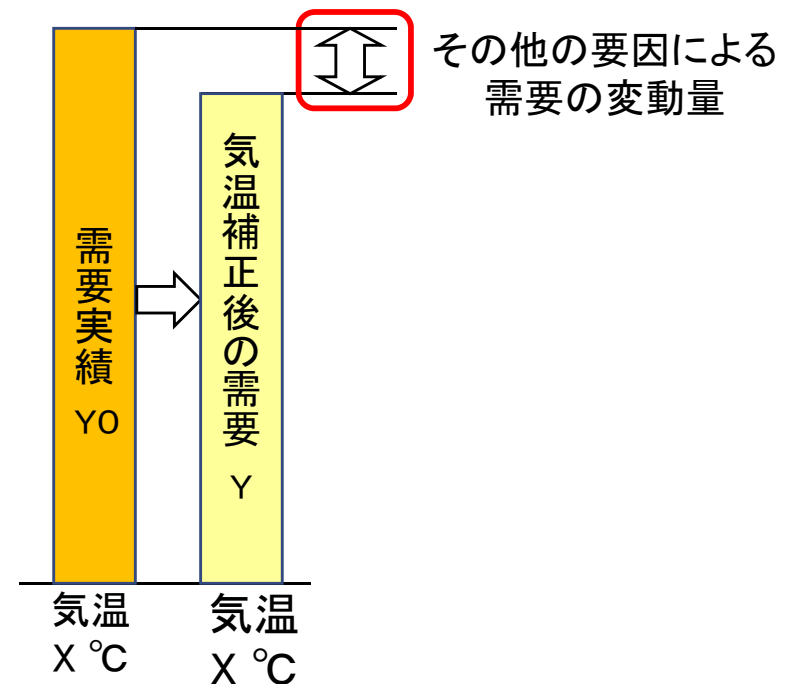
- 「その他の要因による需要変動」は、需要の変動から「気温影響による需要変動」を除いたものであることから、月・時刻断面ごとに、気温の変動が需要の変動に与える影響が大きいかどうか※によって、異なる設定方法とした。

※至近4カ年について、月・時刻断面ごとに気温と需要の相関を分析し、決定係数が0.5以上の年が2カ年以上ある断面を「気温影響がある断面」とし、それ以外の断面は「気温の影響が小さい断面」とした。

- 「気温の影響がある断面」については、月・時刻断面ごとに下記の算定式を用い、至近4カ年(2012～2015年度)の需要実績と当該年度の気温感応度式から需要変動量のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

(算定式) 需要の変動量 = $Y - Y_0$

- Y_0 : 需要実績(MW)
- Y : 各年度の気温補正後の需要(MW)
[$= \alpha * X + \beta$] 至近4カ年それぞれに設定
- α : 気温感応度(MW/°C)
- β : 気温感応度式の切片(MW)
- X : Y_0 発生日の気温実績(°C)



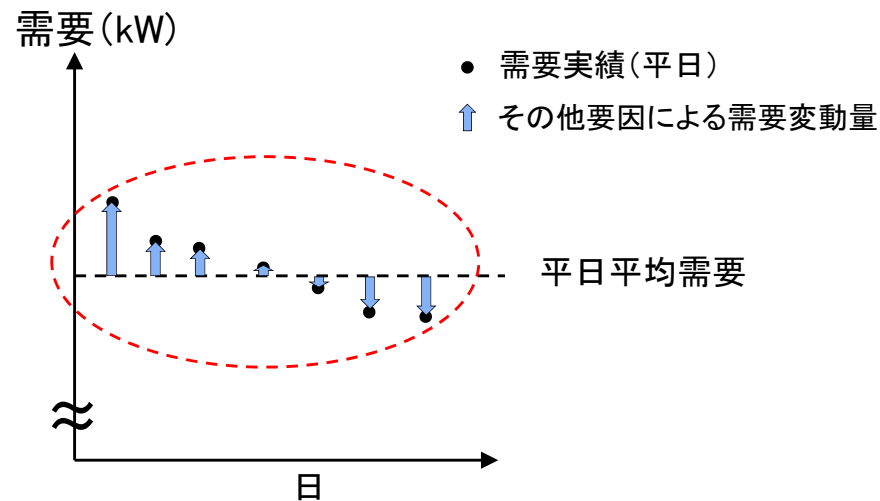
- 「気温の影響が小さい断面」の設定方法は次頁による。
- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

(4) その他要因による需要変動の確率分布 続き

- 「気温の影響が小さい断面」(定義は前頁参照)については、月・時刻断面ごとに、至近4カ年(2012~2015年度)の平日の需要実績の平均値からの差分(年度別に算定)のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

※ 需要のベースラインをp.16の方法で設定すると、ベースラインの値に平均値からの差分が含まれることから、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。このため、p.16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

(参考) 需要のベースライン、需要の変動量の設定に用いたデータ一覧

■ 需要のベースラインと変動量の確率分布の設定に用いたデータは以下のとおり。

()内は設定諸元の詳細

	需要のベースライン	気温影響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
		確率分布	気温感応度式	確率分布
使用データ	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
	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	
	確率分布	気温感応度式	確率分布	
使用データ	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

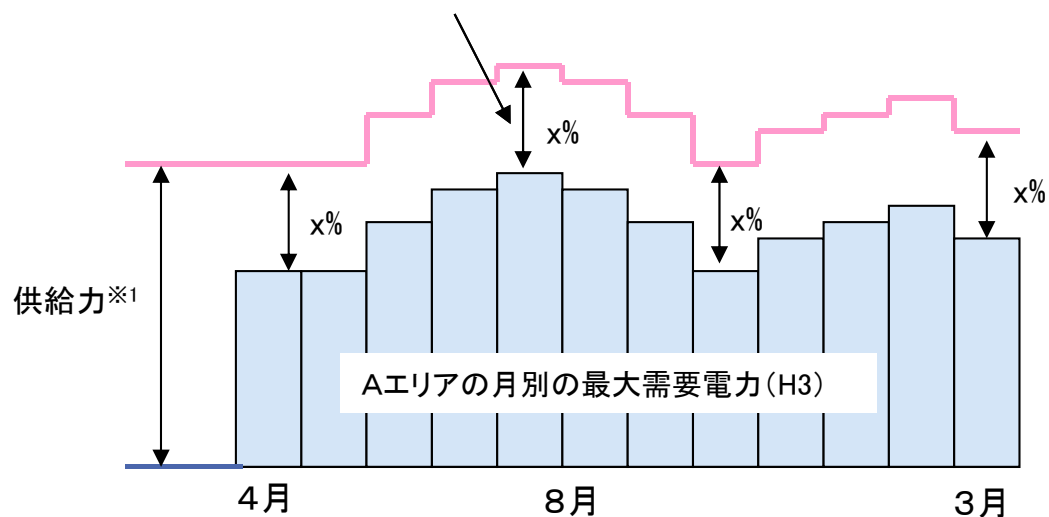
3-2 供給力関係の諸元の設定

(1) 供給力のベースライン

- 供給計画(第2年度から第10年度)については、8月(冬季に最大電力が発生するエリアは1月)の供給力のみ記載されている。1年8,760時間の分析を行うために、月別の供給力は次のとおり設定した。
 - ✓ 電源ごとの月別の供給力は、供給計画(第1年度)に計上される各電源の月別の供給力(大気温の影響による出力の増減を考慮)を参考に設定。
 - ✓ エリアごとの月別の供給力のベースラインは、電源の補修によって、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との仮定※のもと設定。
- ※ 電源の設備量から各月の計画補修量を控除する設定方法(参考)もあるが、震災前後で電源の月別の補修量が異なっている等、現時点で、今後10カ年の月別の補修量を適切に考慮するのは難しいことから、今年度は採用しなかった。

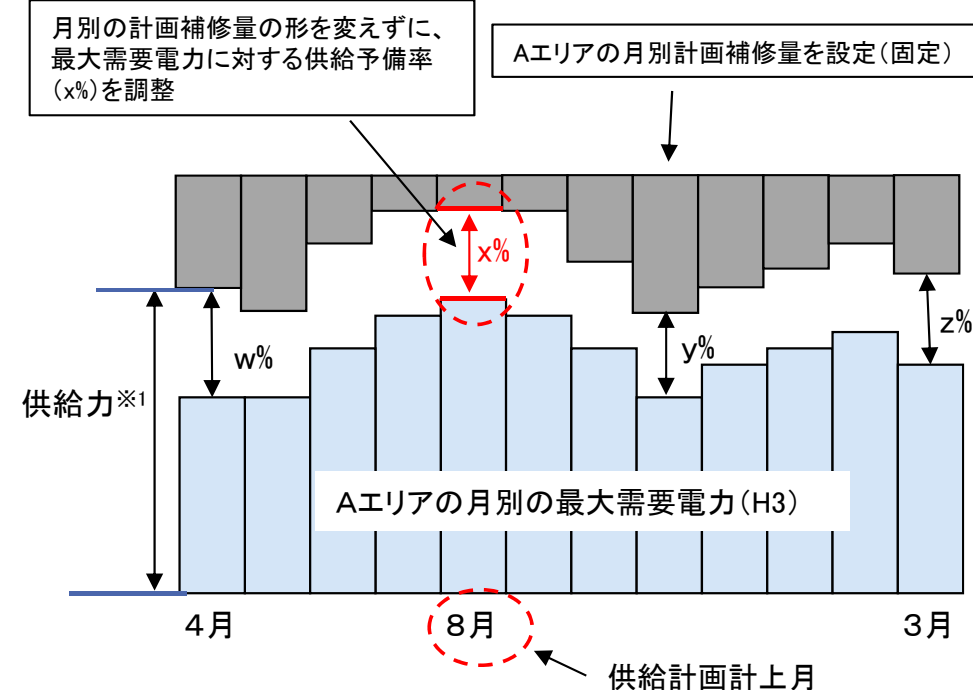
供給予備率が各月一律となることを前提とした供給力設定イメージ(本手法)

各月の最大需要電力(最大3日平均電力(H3))に対する供給予備率が一律(x%)となるように電源の補修を計画(実施)したものとして算定



※1 水力、風力・太陽光発電の供給力(下位5日平均値:L5)を含む

(参考) 各月の計画補修量を考慮した供給力の設定イメージ



(2) 電源の計画外停止率

■ 電源の計画外停止率は下表のとおり設定。

※旧日本電力調査委員会の調査データを基に設定しているが、広域機関においても調査・見直しを行っていく。

		今回諸元	(参考)2005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%	1955～1957年度の実績から算定した値※
	揚水	1.0%	0.5%	2012年度までの実績から算定した値※ (全調査期間:1978～2012年度)
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	5.0%	2013年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:2004～2013年度)
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	2.0%	1994年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:1985～1994年度)
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	2.5%	2013年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:2004～2013年度)
原子力		2.5%	2.5%	火力の停止率を準用 (2005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

(参考) 従来の計画外停止率の算定方法・調査対象

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

(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

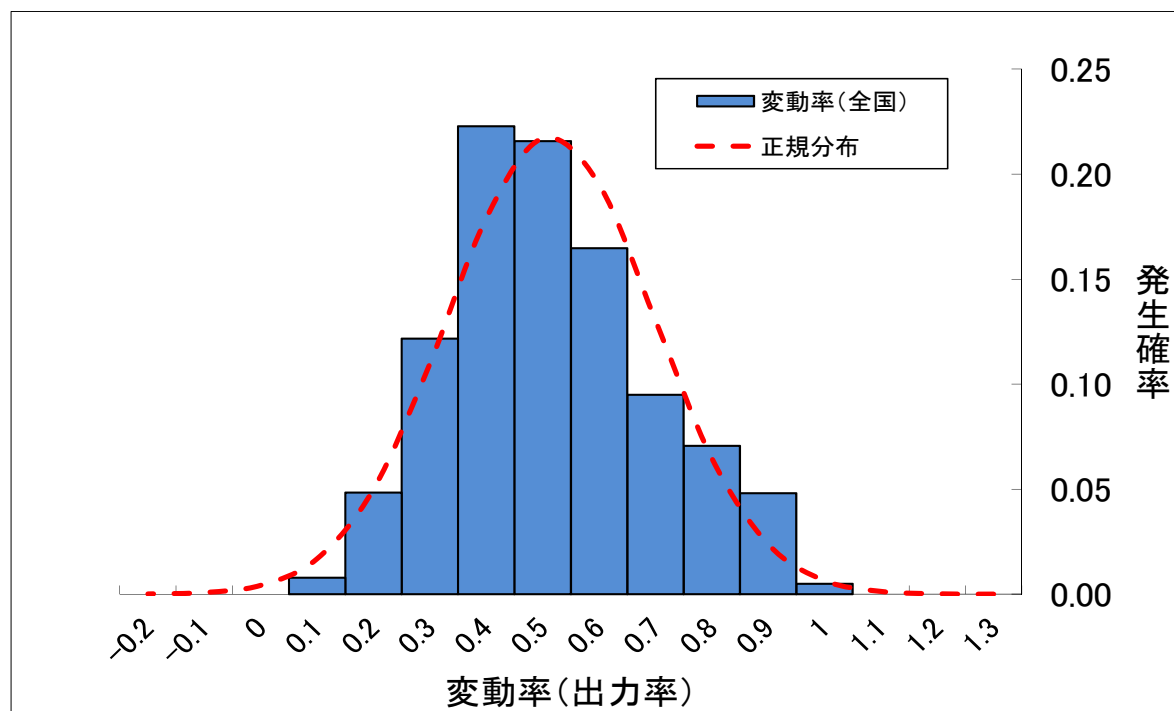
(3) 出水変動による水力発電の出力変動

- 変動量の確率分布は、過去30力年（供給計画の供給力の算定における観測期間）の出力率※の実績に評価年度の設備量（想定）を乗じることで設定。

※ 設備量(kW)に対する出力の割合

- 下図のとおり、出力率の実績が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、出力率の実績と評価年度の設備量（想定）から求まる確率分布をそのまま採用する。
- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

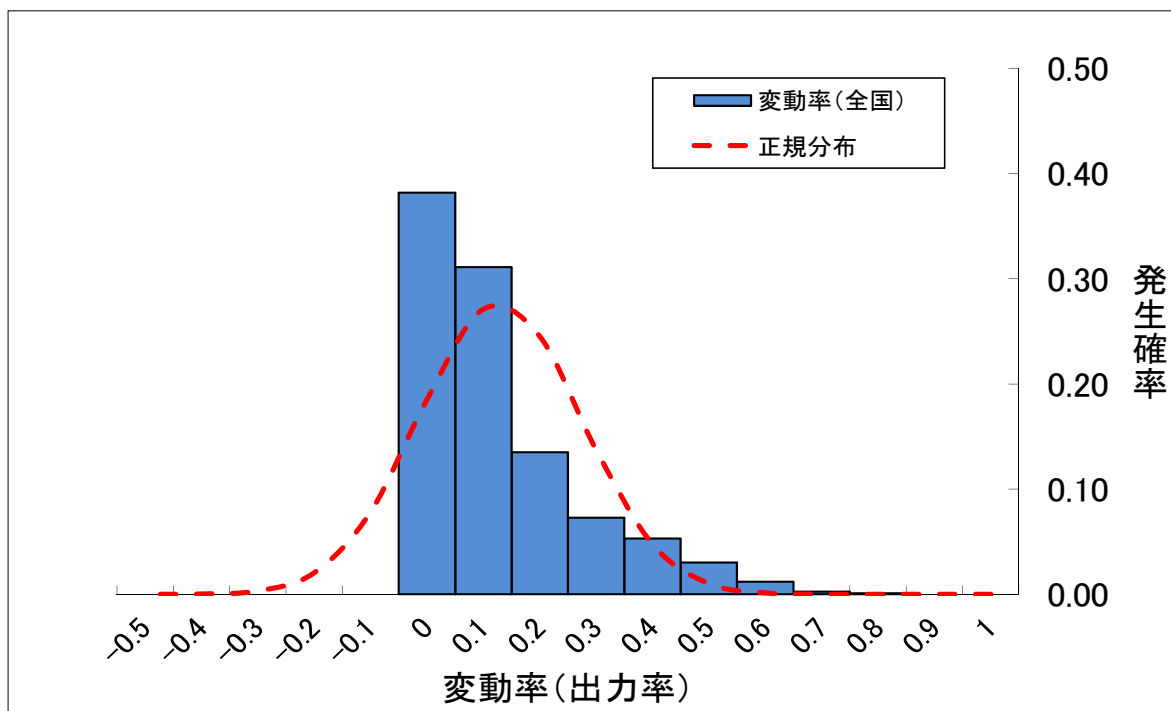
〔水力の変動率の分布(8月:9エリア)〕



(4) 風況の変動による風力発電の出力変動

- 変動量の確率分布は、各エリアで実績データを把握している期間(供給計画の供給力の算定における観測期間)の出力率※の実績に評価年度の設備量(想定)を乗じることで設定。
※ 設備量(kW)に対する出力の割合。
- 下図のとおり、出力率の実績が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、出力率の実績と評価年度の設備量(想定)から求まる確率分布をそのまま採用する。
- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

〔風力の変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



(5) 日射量の変動による太陽光発電の出力変動

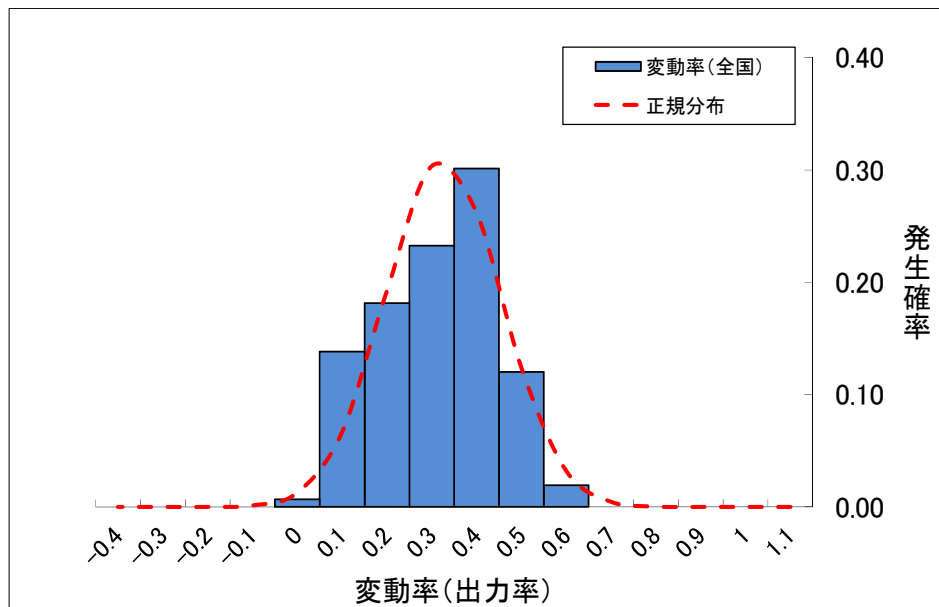
- 変動量の確率分布は、過去20力年（供給計画の供給力の算定における観測期間）の出力率^{※1}の実績（又は推計）に評価年度の設備量（想定）を乗じることで設定。

※1 設備量(kW)に対する出力の割合

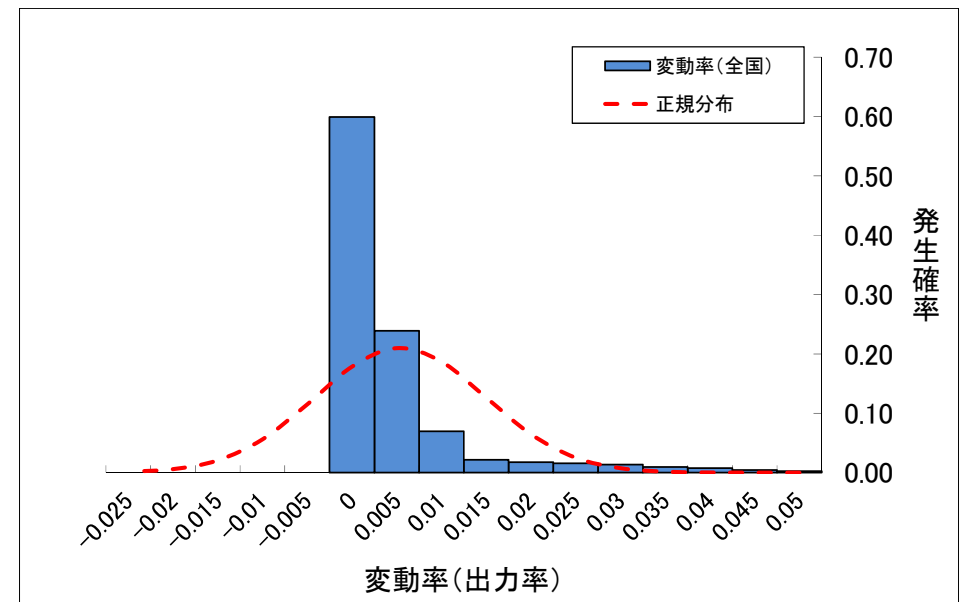
※2 自家消費電力は需要の減（供給力としては変動なし）として試算した。但し、既連系分に関する変動は需要実績の変動に含まれており、需要の変動として織り込まれていると考えられる

- 下図のとおり、出力率の実績が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、出力率の実績と評価年度の設備量（想定）から求まる確率分布をそのまま採用する。
- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

〔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。

3-3 確率変数のエリア間の相関

3-3 確率変動のエリア間の相関

- 変動量の確率分布はエリア毎に設定するが、エリア間で変動に相関がある場合（例えば、隣接エリア間で日射量の傾向に相関がある場合など）には、モンテカルロシミュレーションの際に考慮する必要がある。
- 具体的には、モンテカルロシミュレーションの試行ごとに、下式のとおり、各エリアの需要・供給力の変動量を算定。

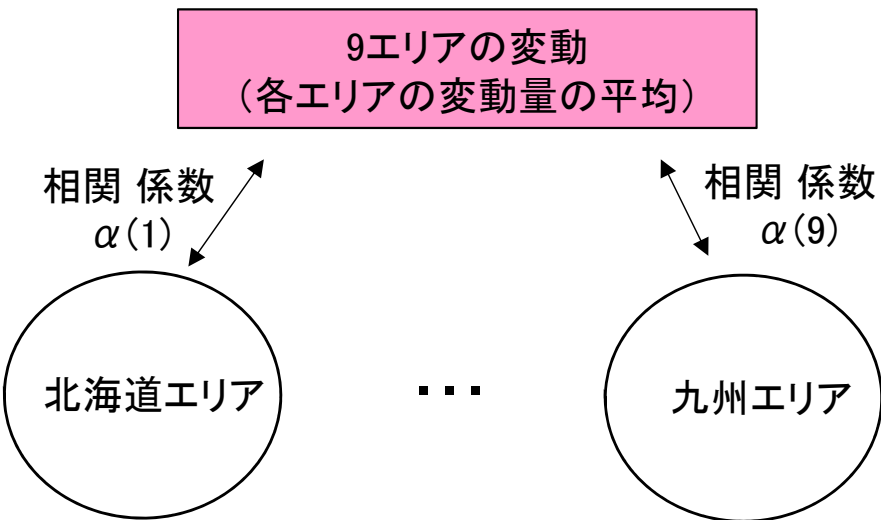
$$A\text{エリアにおける変動量} = \alpha * X1 + (1 - \alpha) * X2$$

α : 相関係数※ ($0 \leq \alpha \leq 1$)

※ 9エリア全体の変動(9エリアの変動量の平均)に対する各エリアの変動の相関

X1 : 全国共通の乱数を用い、Aエリアの確率分布から求めた変動量

X2 : Aエリア単独の乱数を用い、Aエリアの確率分布から求めた変動量



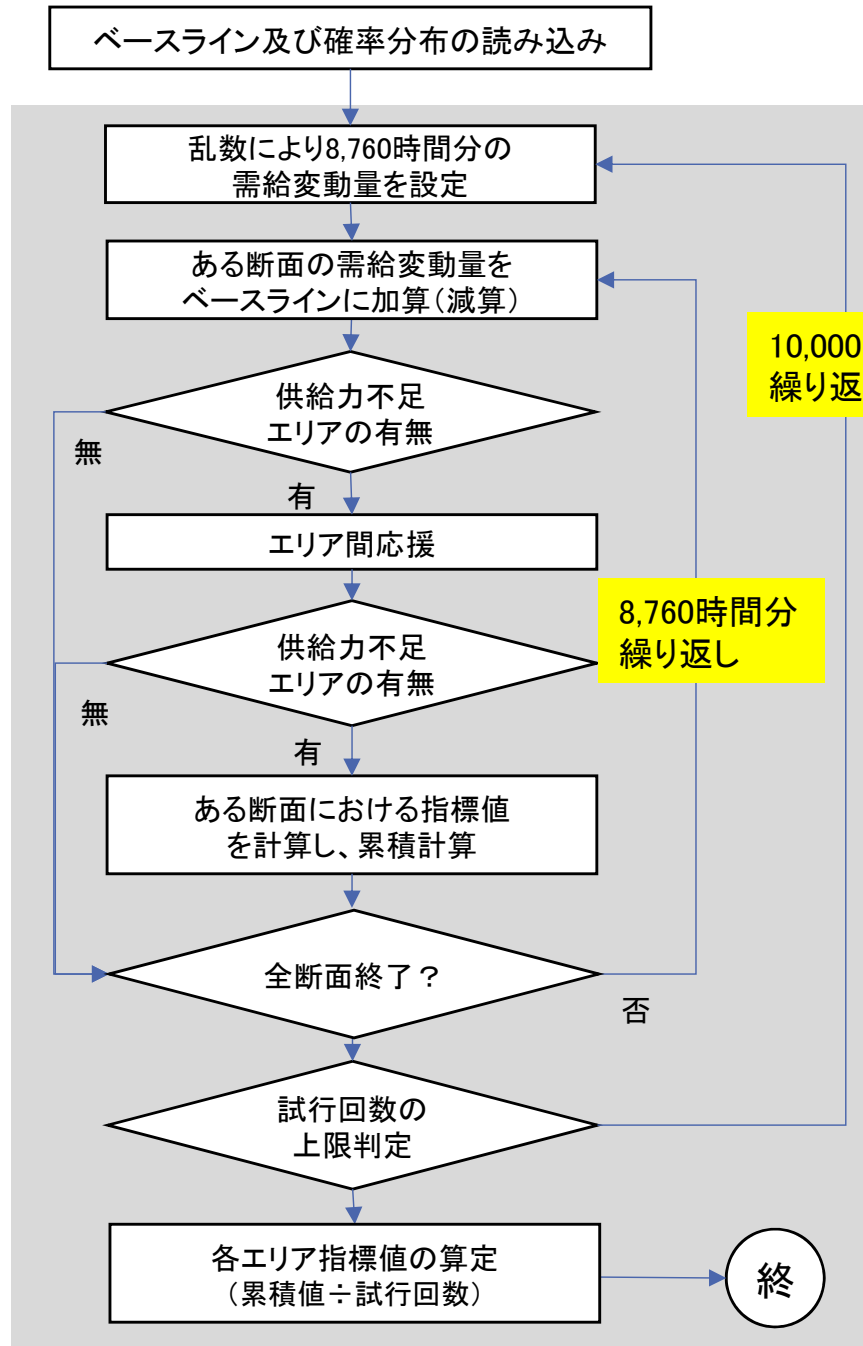
【相関係数の設定】

変動量	相関係数
・気温影響による需要変動	全時間帯で $\alpha = 1$ (完全相関)
・太陽光発電出力	月・時刻ごとに過去の太陽光の出力率の実績を基に設定 : $0 \leq \alpha \leq 1$
・その他要因による需要変動 ・水力発電出力 ・風力発電出力	全時間帯で $\alpha = 0$ (無相関)

(補足説明) 確率変動のエリア間の相関については、ツールの開発工期等の観点から、暫定的に上記の簡易的な手法を採用している。但し、諸元として設定した1つの確率分布に対して、2つの独立した乱数(全国共通の乱数とエリア単独の乱数)を適用して変動量を算定するため、モンテカルロシミュレーションにおいて算出される各エリアの変動量の確率分布が、諸元とした設定した各エリアの確率分布に比べて平均値に寄った分布となることに留意が必要。

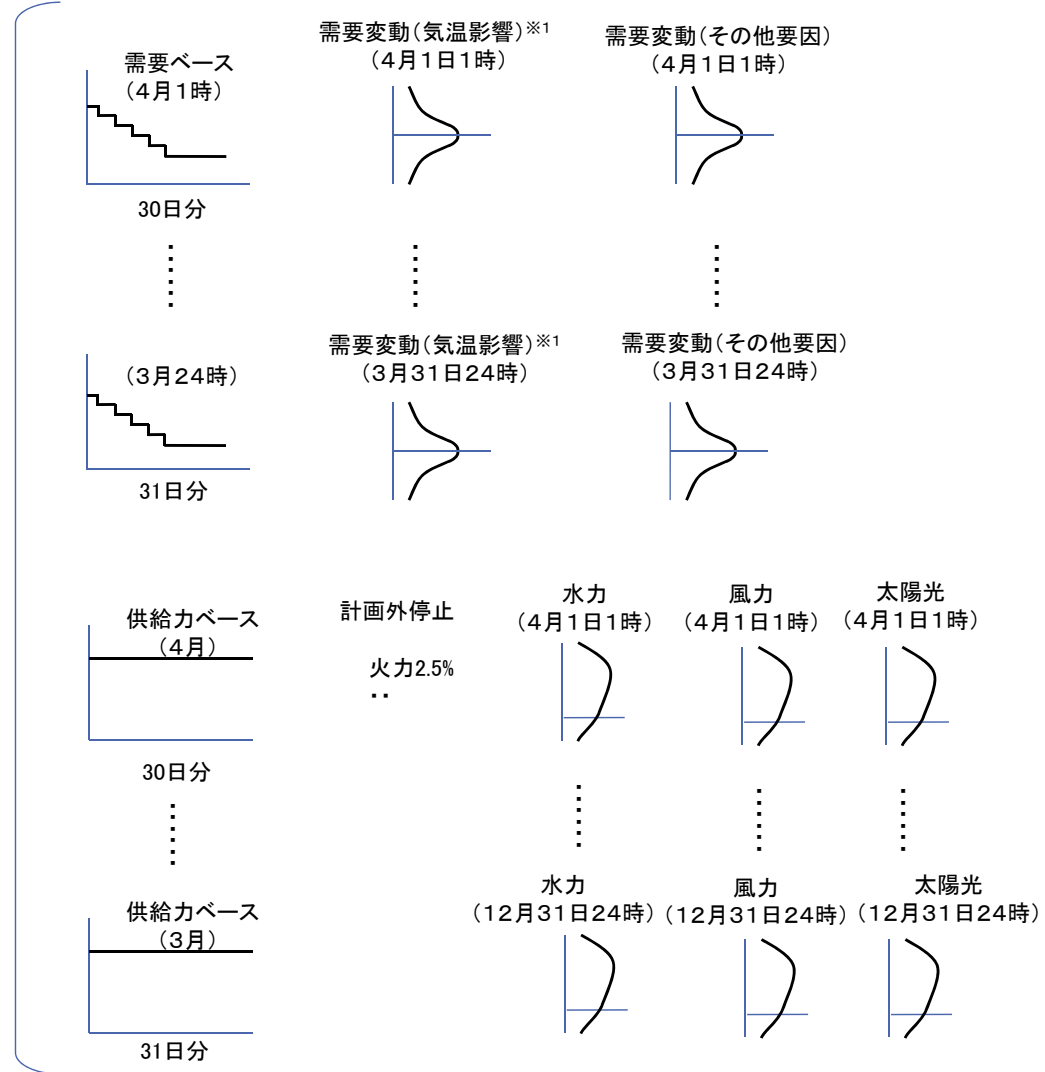
(参考資料)

モンテカルロ



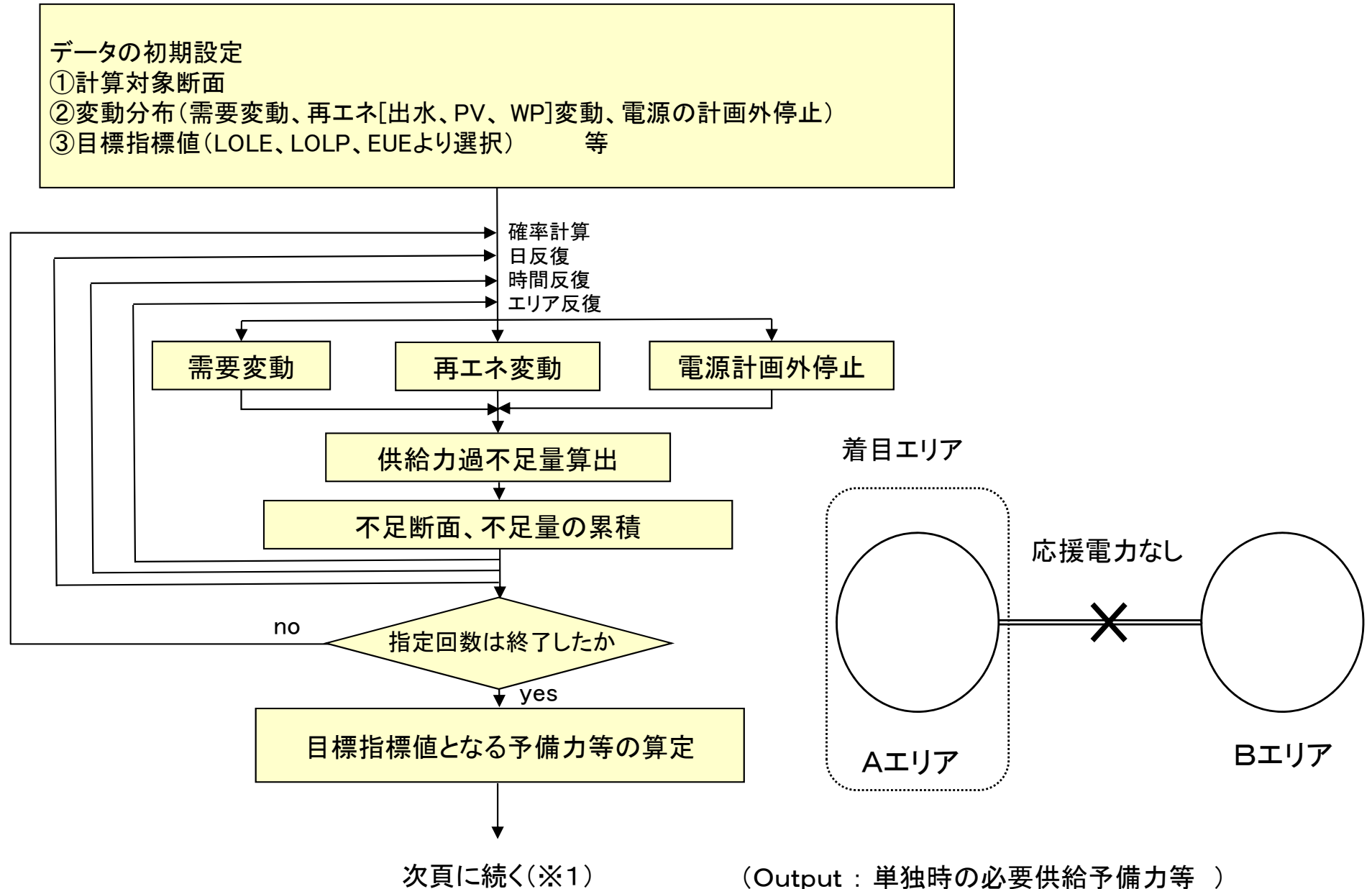
ベースライン及び確率分布

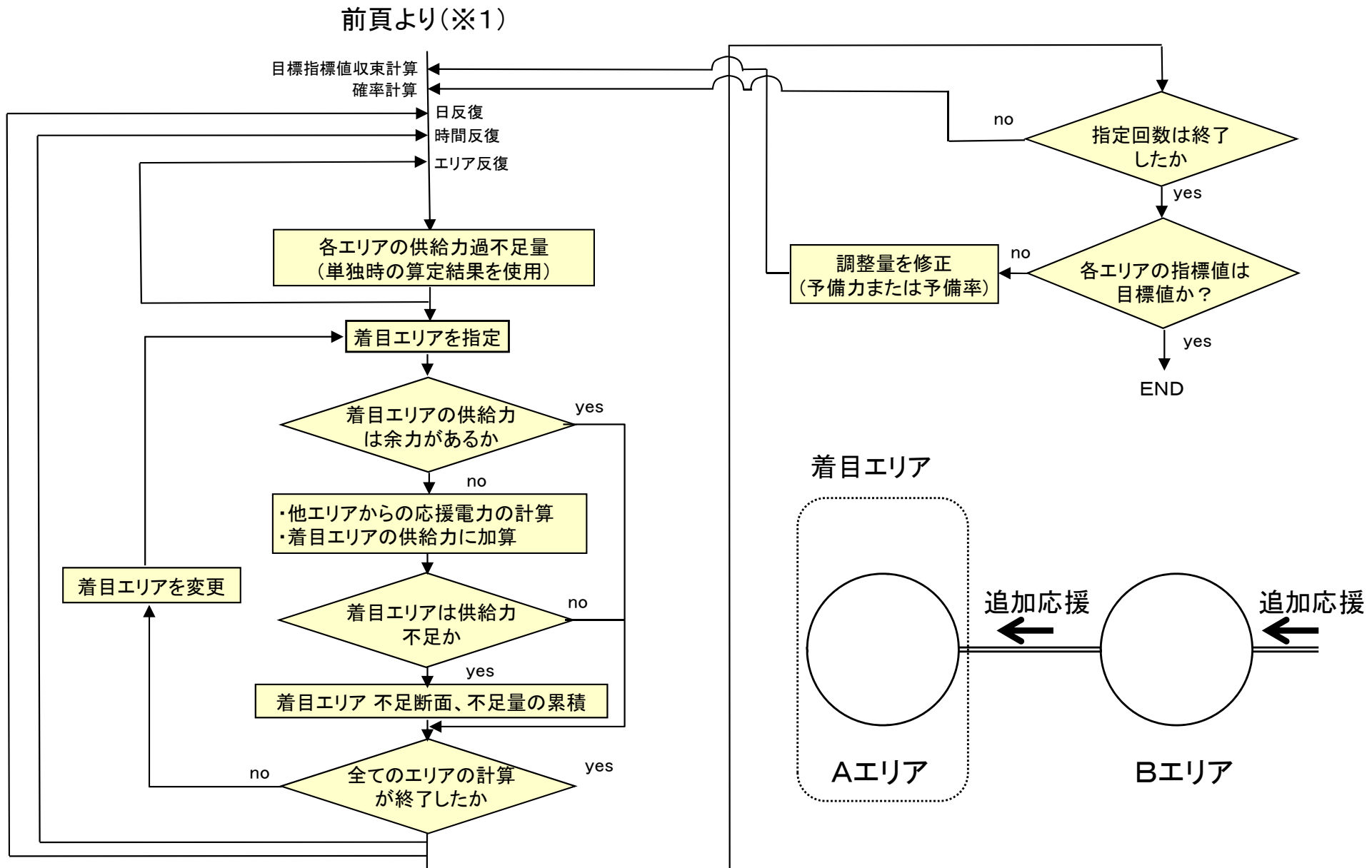
9 エリア



※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

(参考B) 必要供給予備力の算定フロー(単独時)





以上