

確率論的 necessary 供給予備力算定手法による 必要供給予備力の検討について

2018年3月5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

(余 白)

1 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

■ 2017年度の予備力算定ツールの改修遅延及び今後の容量市場検討を踏まえた検討課題とスケジュールは、以下のとおり。

今回は、予備力算定ツールの改修状況及び2016年度の検討で挙げられた課題への対応状況について報告を行う。

なお、具体的な必要供給予備力の算定は、容量市場検討と整合を図りながら進めることとする。

		2017年度	2018年度			
		第4Q	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
容量市場検討			調達目標量等の検討、オークション機能システム設計			
必要供給予備力算定		検討状況報告		検討状況報告	2018年度 必要供給予備力検討	
指標・ 検討手法の 課題	(1)エリア間の応援ロジックの見直し	(ツール改修は2017年度 第3Qに完了)				
	(2)確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し	(ツール改修は2017年度 第3Qに完了)				
	(3)1時間内の需要と供給の変動の扱い	簡易モデル による検証				
	(4)供給信頼度の基準値				基準値の 検討	
	(5)間接オークション導入後の計画潮流の扱い				計画潮流の 扱い検討	

1 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

		2017年度	2018年度			
		第4Q	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
指標・検討手法の課題	(6)連系線の計画停止、計画外停止、マージン等の扱い検討	計画停止・計画外停止の扱い検討			マージン等の扱い検討	
	(7)揚発運用を考慮した手法の見直し		手法検討	ツール改修		
	(8)DR導入を考慮した手法の見直し		手法検討	ツール改修		
	(9)電源の計画停止を考慮した設備量の評価	手法検討	(計画停止実績調査) 依頼 ▽ 提出 ▽ 集約			
	(10)景気変動等による需要変動の扱い		2016・2017年度実績追加			
諸元等の課題	(11)計画外停止率の調査見直し (2018年度は2017年度実績の調査)	(2014～2016年度分は、2017年度第2Qで済)	依頼 ▽	提出 ▽	集約	
	(12)旧一般電気事業者以外への電源の解析対象への追加	(2017年度第2Qで済)				
	(13)気温感応度式等需要の変動に関する諸元の検討	確率変動のエリア間相関を考慮				
	(14)余剰買取太陽光発電の扱い		(自家消費電力の計測データ蓄積を踏まえ検討)			
	(15)諸元の公表				公表諸元準備	公表 ▽

(参考) 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール(当初予定)

3 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール		1			
■ 2016年度までの検討結果を踏まえた、検討課題と検討スケジュールは、以下のとおり					
		第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
必要供給予備力算定、取りまとめ		ツール改修検討 諸元等調査依頼・データ集計		2017年度取りまとめ 事務局案検討	2017年度 取りまとめ
指標・ 検討手法の 課題	(1)エリア間の応援ロジックの見直し	ロジック検討	ツール改修		
	(2)確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し	ロジック検討	ツール改修		
	(3)1時間内の需要と供給の変動の扱い		必要性等の検討		
	(4)供給信頼度の基準値(供給力確保コスト等)		2016年調整力調達結果によるレベル感の確認		
	(5)小売電気事業者の活動(メリットオーダー)の考慮		簡易手法検討	シミュレーションによる検証	
	(6)連系線の計画停止、計画外停止、マージンの扱い検討		検証条件の検討	シミュレーションによる検証	
	(7)揚発運用を考慮した手法の見直し		手法検討		
	(8)電源の計画停止を考慮した設備量の評価				次年度以降に検討
	(9)景気変動等による需要変動の扱い			2016年実績追加	

(参考) 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール(当初予定)

3 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール		8			
		第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
諸元等の課題	(10)計画外停止率の調査見直し	事前準備	依頼 ▽	提出 ▽	集約
	(11)旧一般電気事業者以外への電源の解析対象への追加	事前準備	依頼 ▽	提出 ▽	集約
	(12)気温感応度式等需要の変動に関する諸元の検討		気温感応度 見直し検討		
	(13)余剰買取太陽光発電の扱い			手法 検討	
	(14)諸元の公表				公表諸元 準備

■ エリア間応援ロジックの見直し

2016年度の検討において、従来のシミュレーションの応援ロジックでは、複数エリアの供給力が不足し、応援融通後も供給力が不足する場合、公平な応援融通の配分となっていないことが分かった。
第18回委員会において、応援ロジック見直し案を提案し、今回試算結果について報告する。

4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し 現状のシミュレーションの応援ロジック

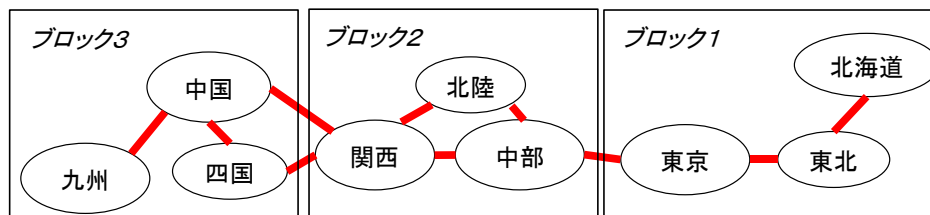
【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1に緑字部分を追記⁹
(http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016_chousei_jukyu_torimatome_sankou_bessatsu1.pdf)

■ 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

※ブロック2、ブロック3が不足し、ブロック1が余剰の場合の応援量は、不足ブロック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ることができるもの
- 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

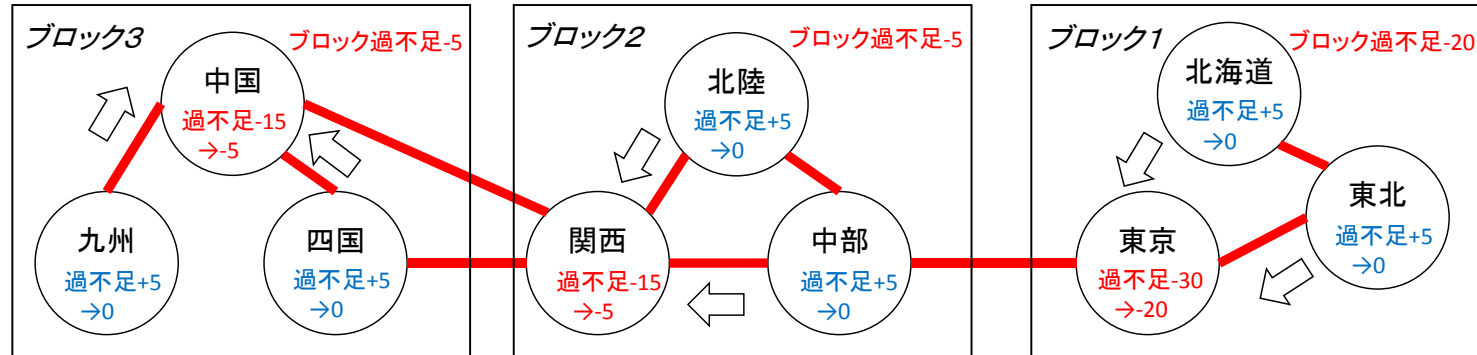
(参考)従来シミュレーションの応援ロジックの課題

4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し
 現行シミュレーションの応援ロジックの課題【複数エリアが不足し、応援後も供給力不足が発生するケース】 15

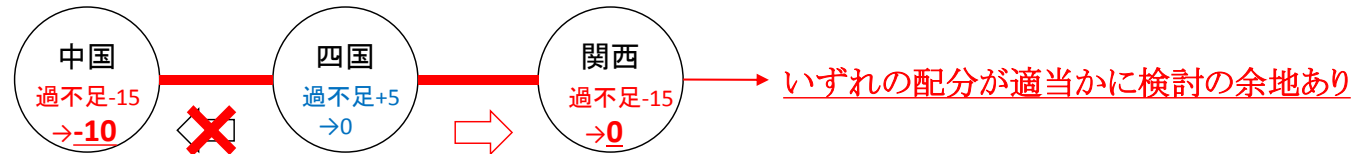
- 現行シミュレーションの応援ロジックでは下記のイラストのような応援を実施することになる。
- しかし、例えば四国エリアの余剰分を中国エリアではなく、関西エリアに応援する選択肢もあり、この場合、応援後の中国エリアの供給力不足量は-10、関西エリアの不足量は0となり異なる結果となる。
- 不足エリアが複数ある場合に、最大限応援しても最終的に供給力不足が発生する場合は、最終的にどのエリアをどれだけ不足させるのかは応援ロジックに依存し、必要供給予備力の算出に影響を与える。
- 適切な新応援ロジックを検討する必要がある。

【複数エリアが不足し、応援後も供給力不足が発生するケースの例】

※現行シミュレーションの応援ロジックの場合の応援状況を記載



【仮に四国エリアが関西エリアに応援した場合】 ※3エリアのみ抜粋



(参考)業務規程の需給ひっ迫時の指示手順との関係性について

4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し

18

業務規程の需給ひっ迫時の指示手順との関係性について

- 業務規程第113条第1項第4号では、需給ひっ迫又は需給ひっ迫の恐れが認められる場合の指示の優先順位をア～オまで定めている。
- この規程は、複数エリアが不足している場合の配分については触れておらず、不足エリアが1つの場合の応援の効率性を重視した手順を定めている。
- 従って、シミュレーションの応援ロジック上、複数エリアが不足し、最大限応援してもいずれかのエリアが供給力不足になる場合の配分については、別途検討する必要がある、次ページ以降で検討する※。

※複数エリアが不足しており、指示をしたら供給力不足が解消する場合は、必要供給予備力算出上は、どこからどこに応援しても影響は無い。

〔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ることができるもの
- 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

(参考)シミュレーションの新応援ロジックの検討

4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し

20

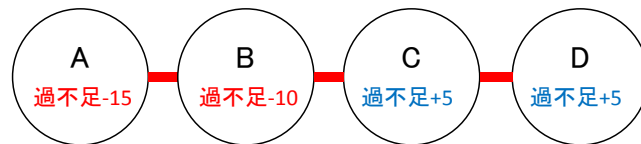
【論点①】応援時に近接性を考慮するか。

- 下記のケースの場合、仮に近接性を優先した応援を実施するとBエリアが優先的に応援を受け、結果Aエリアのみが供給力不足となり、Aエリアの必要供給予備力が増加することになる。

→エリア間の応援受電の公平性も考慮し、シミュレーションの新応援ロジックでは、**近接性を考慮せず、全国ベースでの総応援可能量を配分する(配分方法は論点②)方法**でどうか。

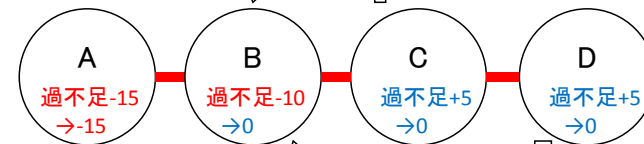
【ある断面の供給力過不足量と応援の例】

(応援前)



近接性優先

(応援後)



Bエリアが近いので優先応援

Bエリアが近いので優先応援

- 近接性を優先した応援を実施した場合、端のエリアの不足確率が大きくなる。
- Aエリアにも応援可能であるのにBエリアを優先的に応援することは、応援受電の公平性にも問題があるのではないかと。

(参考)シミュレーションの新応援ロジックの検討

4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し

21

【論点②】応援時に不足量の大きさを考慮するか

■ 全国ベースの総応援可能量を複数の不足エリアへ配分する方法は下記のような方法が考えられる。

方法(1): 不足量の大きさを考慮せず総応援可能量10を均等配分

Aへの応援量:5.00 A不足率: -5.0% → -3.33%
Bへの応援量:5.00 B不足率: -10.0% → -5.00%

方法(2): 応援前の不足エリアの不足量比率で総応援可能量10を配分(現行ロジックの配分方法)

Aへの応援量: $10 \times 15 / (15+10) = 6$ A不足率: -5.0% → -3.00%
Bへの応援量: $10 \times 10 / (15+10) = 4$ B不足率: -10.0% → -6.00%

方法(3): 応援前の不足エリアの不足率(不足量/系統容量)比率で総応援可能量10を配分

Aへの応援量: $10 \times (15/300) / (15/300 + 10/100) = 3.3$ A不足率: -5.0% → -3.9%
Bへの応援量: $10 \times (10/100) / (15/300 + 10/100) = 6.7$ B不足率: -10.0% → -3.3%

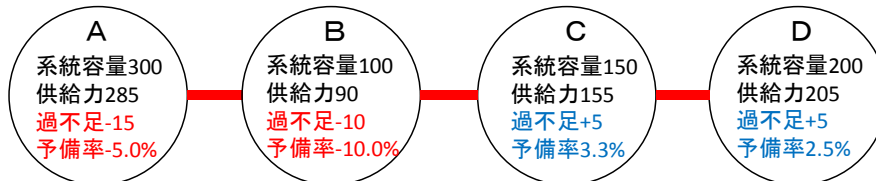
方法(4): 応援後の不足エリアの不足率((不足量+応援受電量)/系統容量)が同率となるように総応援可能量10を配分

$x+y=10 \dots (a)$
 $(-15+x)/300 = (-10+y)/100 \dots (b)$
 x : Aエリアへの応援量、 y : Bエリアへの応援量 X=Aへの応援量:3.75 A不足率: -5.0% → -3.75%
Y=Bへの応援量:6.25 B不足率: -10.0% → -3.75%

→ 応援後の不足率を同等にすることを重視し、**応援後の不足エリアの不足率が同率となる方法(4)**でどうか。
(連系線制約が影響するケースは追加論点②-2で検討)

【サンプルケース】

※連系線の空容量は十分ある場合
(連系線制約なしの場合)



被応援可能量範囲: 0~10

被応援可能量範囲: 0~10

総応援可能量: 10

被応援可能量範囲:
応援余力を余らせない前提で、そのエリアが応援を受けられる範囲

総応援可能量:
不足エリアに対して応援できる最大量

(余 白)

■ 応援ロジック見直しによる効果の確認

2016年度の検討諸元(2016年度断面)を用いて、応援ロジック見直し前・後の各エリアの必要供給予備力を確認した。エリアによっては、応援ロジック見直し後の必要供給予備力が+0.5%~▲2.0%程度変化しているが、9エリア計ではほぼ同じとなった。

【応援ロジック見直し前】

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

	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)	510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745	
単独	必要供給力(万kW)	595	1,512	5,840	2,707	590	2,915	1,207	637	1,707	17,709
	必要予備力(万kW)	85	159	593	279	95	281	151	133	189	1,964
	必要予備率(%)①	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
連系	必要供給力(万kW)	530	1,414	5,720	2,586	502	2,786	1,122	540	1,572	16,774
	必要予備力(万kW)	20	61	473	158	7	152	66	36	54	1,029
	必要予備率(%)②	4.0	4.5	9.0	6.5	1.5	5.8	6.2	7.2	3.5	6.5
	LOLE(時間/年)	3.3	2.8	4.4	3.1	2.5	3.1	2.6	2.1	2.6	—
連系効果(%)①-②	12.7	7.2	2.3	5.0	17.7	4.9	8.0	19.3	8.9	5.9	

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。 ・連系線は空容量+マージンの範囲内で応援できるものとした(以降の計算についても同様)

【応援ロジック見直し後】

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

応援ロジック見直し前に比べて増加
 応援ロジック見直し前に比べて減少

	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)	510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745	
単独	必要供給力(万kW)	595	1,512	5,840	2,707	590	2,915	1,207	637	1,707	17,709
	必要予備力(万kW)	85	159	593	279	95	281	151	133	189	1,964
	必要予備率(%)①	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
連系	必要供給力(万kW)	530	1,408	5,735	2,595	500	2,801	1,116	530	1,552	16,767
	必要予備力(万kW)	20	55	488	167	5	167	60	26	34	1,022
	必要予備率(%)②	3.9	4.0	9.3	6.9	1.0	6.3	5.7	5.2	2.2	6.5
	LOLE(時間/年)	3.6	3.5	4.5	3.7	3.4	3.9	3.6	3.3	3.5	—
連系効果(%)①-②	12.8	7.7	2.0	4.6	18.2	4.3	8.6	21.3	10.2	6.0	

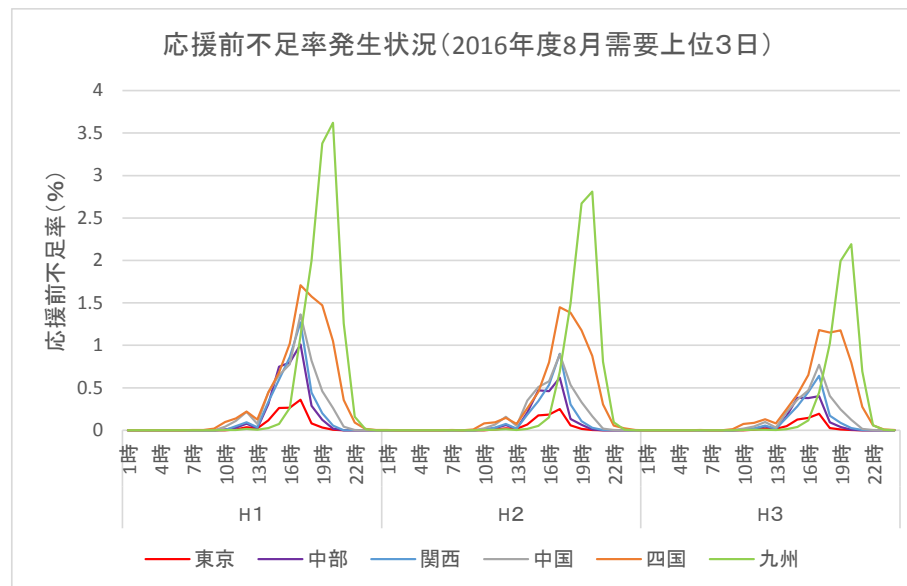
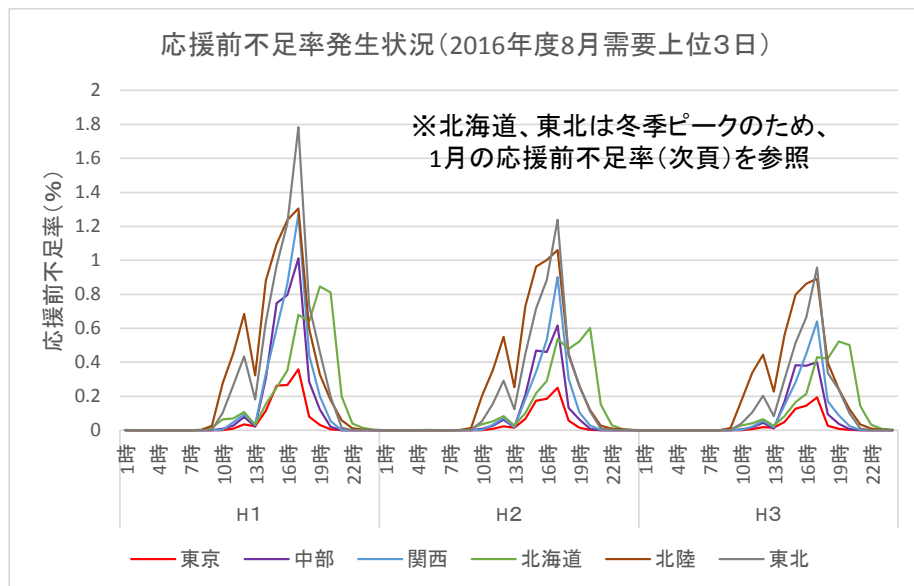
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

- 応援ロジック見直し前・後で、必要供給予備力が増加するエリアと減少するエリアが存在する要因
 - 9エリア計の必要供給予備力は変わらないため、応援ロジック見直しによって応援量の配分が変化したことが主要因と考えられる。
 - エリア毎の予備力の応援ロジック見直しによる変化は、需給変動直後※の系統容量に対する不足率と応援後の不足率の差が影響しており、その関係は以下のとおりとなる。(詳細は15頁を参照)

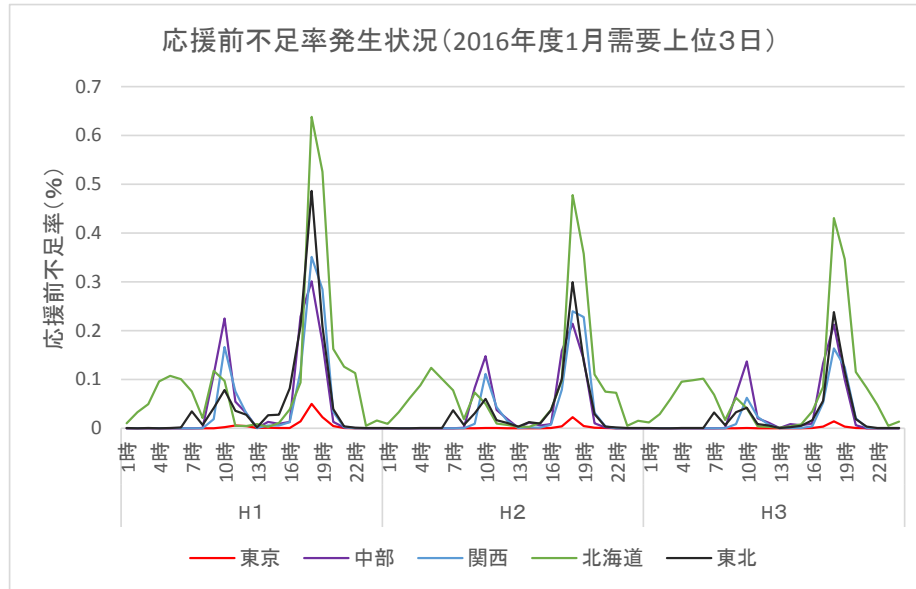
※電源脱落、再エネ等出力変動、需要変動の直後

- ✓ 需給変動直後の不足率が相対的に大きいエリアは、応援ロジック見直しにより、応援受電量が増えるため、必要供給予備力が減少する。
- ✓ 需給変動直後の不足率が相対的に小さいエリアは、応援ロジック見直しにより、応援受電量が減るため、必要供給予備力が増加する。

- シミュレーション結果から需給変動直後の系統容量に対する不足率を確認した。
【予備率が増加した東京、中部、関西エリアとそれ以外のエリアとの不足率の比較】



■ 冬季の応援前不足率発生状況



【参考】応援量の配分

・中国エリアの不足率が大きいケース

	ケース1-①		ケース1-②		ケース1-③		
	ブロック3	ブロック2	ブロック3	ブロック2	ブロック3	ブロック2	ブロック1
需給変動直後 [凡例] 系統容量 不足量	四国・九州余力100 中国 10,000 ▲100 不足率1%	関西 25,000 ▲100 不足率0.4%	中国 10,000 ▲100	関西 25,000 ▲100	中国 10,000 ▲100	関西 25,000 ▲100	東京 余力100
応援ロジック見直し前 [同一エリア優先 エリア間は隣接優先]	四国・九州余力100 100 中国 10,000 ▲0 同一エリア優先	関西 25,000 ▲100	中国 10,000 ▲100	100 関西 25,000 ▲0 同一エリア優先	中国 10,000 ▲100	100 関西 25,000 ▲0 隣接エリア優先	東京 余力100
ブロック1・2・3の余力の発生が同確率とすれば応援後の不足量は、 中国①▲67 関西②▲33							
応援ロジック見直し後 [応援後の不足率一定]	四国・九州余力100 72 中国 10,000 ③▲28	28 関西 25,000 ④▲72 応援後の不足率一定(0.3%)	・需給変動直後の不足率が相対的に大きい中国エリアは、応援ロジック見直しにより、応援受電量が増加(③-①) ⇒ 必要供給予備力が減少 ・需給変動直後の不足率が相対的に小さい関西エリアは、応援ロジック見直しにより、応援受電量が減少(④-②) ⇒ 必要供給予備力が増加				

■ エリア間の相関に関するロジック見直し

2016年度の検討において、太陽光発電出力のエリア間相関については、ツール開発工期等の観点から簡易的な手法を採用しており、太陽光発電出力のブレの評価が過小となっていたため、ロジックの見直しを実施した。なお、水力、風力発電出力に関しても太陽光発電出力と同じロジックを適用した。

また、気温影響による需要変動についても、現状はエリア間で完全相関となっており、高需要が同じ日に発生するリスク側に見た評価となっていることから、エリア間の不等時性を考慮したロジックに見直すこととした。(ロジックの見直し内容は18頁～19頁に後述する)

4 個別課題への対応 (2) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し 29

■ 現状の設定方法

【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1

- 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。

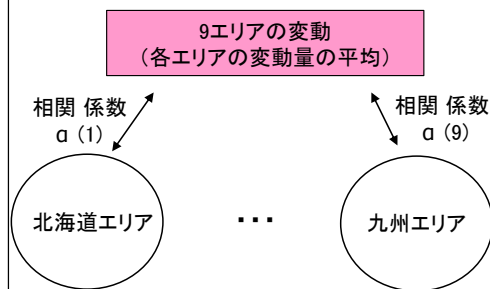
$$A\text{エリアにおける変動量} = a * X1 + (1-a) * X2$$

a : 相関係数※ (0 ≤ a ≤ 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 a = 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 ≤ a ≤ 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 a = 0 (無相関)

【出典】第18回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_18_haifu.html)

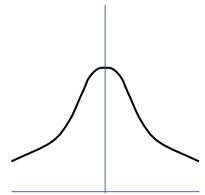
(参考) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直しの検討

4 個別課題への対応 (2) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し
現状ロジックの課題

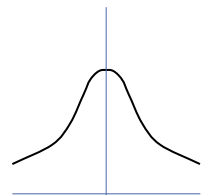
30

- 確率変動のエリア間の相関については、昨年度、ツールの開発工期等の観点から、暫定的に前述の簡易的な手法を採用している。
ただし、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、諸元として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っている。

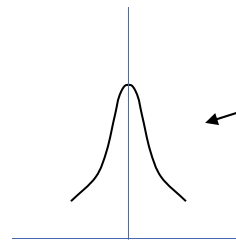
○全国平均の確率分布



○OAエリア単独の確率分布



○OAエリア全体の確率分布



平均値に寄った分布となり、
太陽光出力のブレを過小に
評価

(参考) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直しの検討

【太陽光発電出力、水力発電出力、風力発電出力のロジック】

4 個別課題への対応 (2) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し
対応策の検討

31

- 過去20カ年の各エリアの出力率※1実績(30日×20カ年=600程度)の中から、シミュレーションを行う月・時刻と、同月、同時刻の出力率実績をランダムに抽出し、エリア間の相関を考慮した値とする
 - 変動量は、抽出した出力率実績に評価年度の設定量(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

【各エリアの太陽光発電出力率の設定例(6月13時の設定)】

・過去20カ年の6月13時実績の中からランダムにデータを抽出し、各エリアの出力率として設定

乱数	年月	時刻	出力率実績 (%)													
			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州					
1	1995年6月1日	13時	27.0	28.4	48.0	60.3	28.6	40.5	61.9	66.4	73.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1995年6月2日	13時	41.8									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
...														
551	2013年6月11日	13時	54.0													
...														
600	2014年6月30日	13時	55.6	551	2013年4月11日	1時	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
...														
600	2014年4月30日	1時					0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

24時間×12カ月分
=288断面

■ 気温影響による需要変動のロジック見直し

・過去30力年の気温実績と至近5力年の気温感応度(MW/°C)から気温影響(気温実績平均と気温実績との差)による需要変動量データを作成

⇒需要上位1~3日※の最大データ数: 3日 × 30力年 × 気温感応度5力年分 = 450個

※需要の大きさと気温のばらつきを考慮し、エリア毎に需要上位1日から需要最下位までを複数ブロックに分割

【 8月13時: 北海道の需要上位1~3日の設定例 】

・北海道の30力年分の需要上位1~3日の需要変動量からランダムに1つを抽出し、他エリアも北海道と同一年月日の需要変動量を抽出して、エリア間の相関を考慮した需要変動量として設定

[2016年]

(単位:°C、MW/°C、MW)

需要	北海道				東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州			
需要	北海道				東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州			
	北海道				東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州			
[1987年]	北海道				東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州			
需要上位	月日	気温	平均気温	気温感応度	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量
1	8/9	31.8	20.9	50	100	8/8	32.0	192	8/7	32.9	-1013	8/25	32.9	-263	8/21	30.4	-321	8/7	34.2	512	8/8	34.8	450	8/11	33.9	110	8/9	34.3	614
2	8/8	32.3			125	8/21	29.6	-568	8/4	33.7	112	8/10	35.0	993	8/8	32.6	-66	8/11	33.8	273	8/9	35.3	600	8/9	34.3	153	8/10	32.6	-209
3	8/7	31.5			85	8/7	31.2	-67	8/24	31.0	-3844	8/9	34.7	803	8/9	31.5	-197	8/21	32.4	-682	8/10	34.6	402	8/10	33.5	68	8/8	33.9	432
4	8/10	28.1			-85	8/10	30.1	-416	8/21	30.9	-4031	8/7	33.1	-146	8/10	31.8	-159	8/22	31.6	-1205	8/11	34.1	234	8/25	32.3	-52	8/25	32.4	-297
5	8/4	28.3			-75	8/4	30.9	-161	8/10	32.0	-2344	8/24	32.3	-569	8/7	33.1	-15	8/10	33.5	68	8/7	33.4	36	8/22	31.8	-100	8/7	32.9	-34
6	8/21	27.9			-95	8/9	30.0	-447	8/9	30.5	-4669	8/11	34.4	613	8/3	32.0	-135	8/9	33.4	-11	8/4	33.5	66	8/8	34.0	118	8/1	32.9	-54
⋮																													
31	8/14	26	30.1	40	-164	8/14	27.6	-851	8/15	28.6	-4320	8/14	28.8	-2102	8/13	32.4	-84	8/14	31.6	-1037	8/27	33.0	-58	8/27	32.3	-26	8/14	32.6	-183

(参考) 気温影響による需要変動の確率分布の設定

3-1 需要関係の諸元の設定

(3) 気温影響による需要変動の確率分布

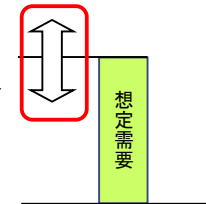
0

- 「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 = $a * (X - X_0)$

a : 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)
 X_0 : 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。

■ エリア間の相関に関するロジック見直しの効果確認

需要変動、水力・風力・太陽光発電の出力変動のエリア間相関について、2016年度の検討諸元をベースに要素毎に影響を確認した。その結果、需要(気温影響)のエリア間の相関を完全相関から不等時性を考慮したロジックに見直したことで、エリア別・9エリア計の必要供給予備力(連系時)は減少し、エリア間のバラつきが大きくなった。

【エリア間相関ロジック見直し前】〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
2016年度算定 (2016年度断面)	単独	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
	連系	4.0	4.5	9.0	6.5	1.5	5.8	6.2	7.2	3.5	6.5

・応援ロジックは見直し前を使用。・需要(気温影響)はエリア間で完全相関。・太陽光発電は旧ロジックにてエリア間相関考慮。

【エリア間相関ロジック見直し後】〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
水力発電のみ エリア間相関考慮	単独	16.7	11.7	11.3	11.4	19.0	10.7	14.3	26.3	12.4	12.4
	連系	4.0	4.7	9.0	6.8	2.6	6.2	6.9	7.8	3.8	6.8
風力発電のみ エリア間相関考慮	単独	16.7	11.7	11.3	11.5	19.2	10.7	14.3	26.3	12.4	12.5
	連系	4.0	4.5	9.0	6.5	1.7	5.7	6.4	7.0	3.6	6.5
太陽光発電のみ エリア間相関考慮	単独	16.8	12.0	11.5	11.7	19.2	10.8	14.5	26.6	12.7	12.7
	連系	4.1	4.5	9.1	6.5	1.5	5.7	6.5	7.3	4.2	6.6
需要(気温影響) エリア間相関考慮	単独	16.9	12.0	11.2	11.6	19.4	11.1	14.4	26.6	12.7	12.6
	連系	3.7	0.9	8.1	4.7	-0.1	4.4	5.0	6.1	1.9	5.1
全変動要素 エリア間相関考慮	単独	16.9	12.0	11.4	11.8	19.4	11.2	14.6	26.7	13.0	12.7
	連系	3.6	1.1	8.3	5.3	0.4	4.9	5.6	6.9	2.7	5.5

・応援ロジックは見直し前を使用。・当該要素以外は、同じデータを使用。・需要(気温影響)は30カ年分の気温を使用。

■ 今後の検討課題

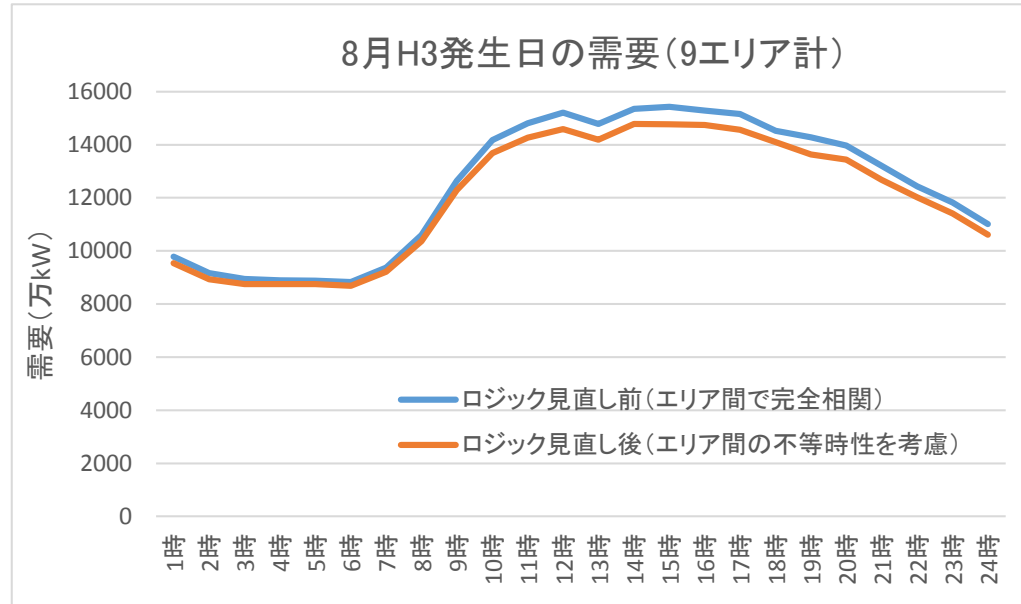
現状は、需要と太陽光発電出力、太陽光発電出力と風力発電出力など、要素間の相関は考慮されていない。このため、今後、要素間の相関について確認を行い、一定の相関が認められる場合は、要素間の相関を考慮したロジック見直しの検討を行う。

■ 9エリア計の必要供給予備力が減少している要因

従来は、高需要が同じ日に発生(完全相関)するロジックとなっていたが、今回、エリア間の相関に関するロジックを見直したことで、エリア間の不等時性が考慮されており、9エリア計の需要は、ロジック見直し前より減少している。

【需要変動データ】

・需要変動データは、時間毎のモンテカルロ10,000回のうち最初450回の平均値



■ 太陽光発電出力データ数の予備力算定への影響

- ・見直し後のロジック(過去の実績値)では、モンテカルロシミュレーション10,000回の中で同じデータを複数回使用※することになるため、2016年度の検討諸元を用いて予備力算定への影響について確認した。

※ 太陽光発電出力の場合、各月30日×20力年=600個程度のデータの中から、10,000回×30日=300,000回データを抽出するため、確率的に500回程度は、同じデータを用いることとなる。

- ・下表のとおり、データ数の違い(データの分布は次頁参照)によって9エリア計、エリア毎とも若干の差異が生じていることから、継続的に実績データの蓄積が必要。(需要(気温)、風力、水力発電出力データも同様)
- ・なお、確率分布と実績値を比較すると、高出力側と低出力側が確率分布は過小に評価されていることを確認した。

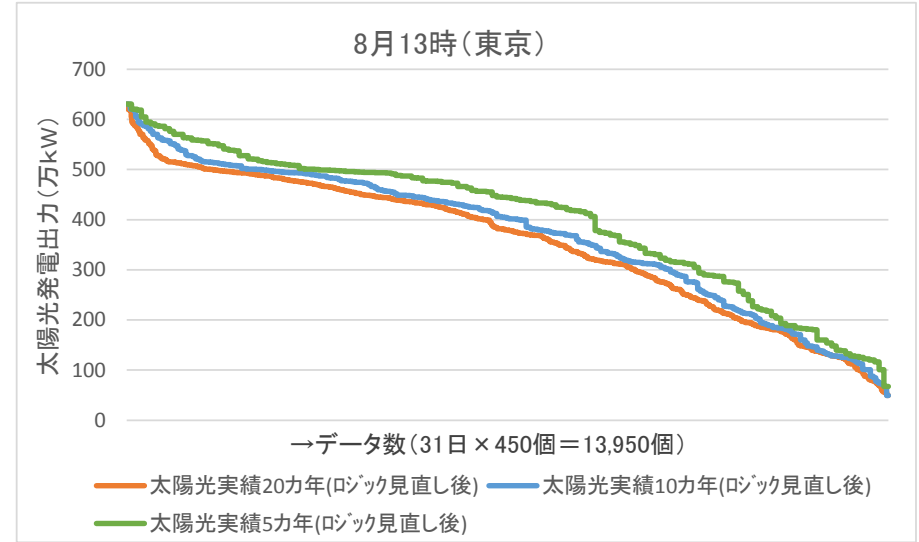
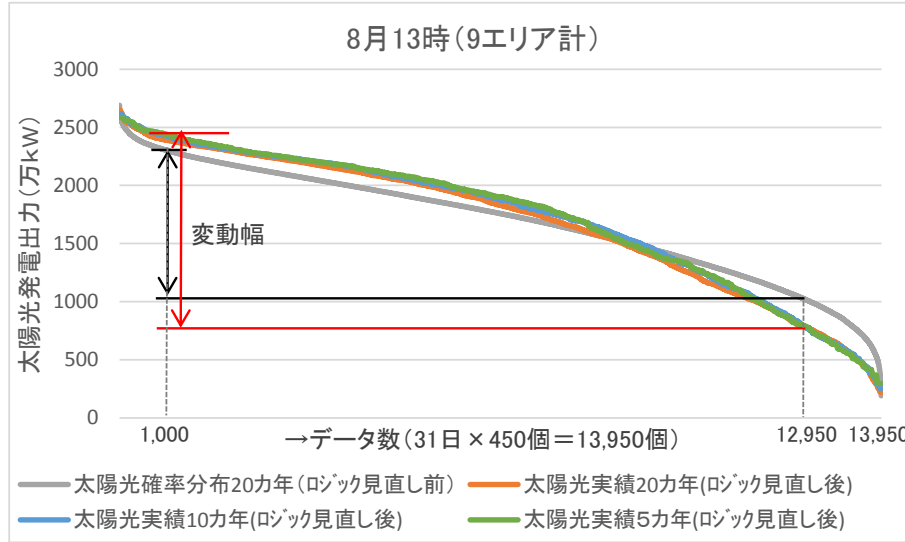
[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
太陽光発電 確率分布20力年	単独	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
	連系	4.0	4.5	9.0	6.5	1.5	5.8	6.2	7.2	3.5	6.5
備考		・応援ロジックは見直し前を使用。・太陽光発電は旧ロジックにてエリア間相関を考慮。									

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
太陽光発電 実績値20力年	単独	16.8	12.0	11.5	11.7	19.2	10.8	14.5	26.6	12.7	12.7
	連系	4.1	4.5	9.1	6.5	1.5	5.7	6.5	7.3	4.2	6.6
太陽光発電 実績値10力年	単独	16.8	11.9	11.4	11.6	19.2	10.7	14.5	26.6	12.8	12.6
	連系	4.1	4.4	9.1	6.4	1.5	5.7	6.5	7.5	4.3	6.6
太陽光発電 実績値5力年	単独	16.8	11.8	11.2	11.4	19.2	10.6	14.4	26.6	12.9	12.5
	連系	4.1	4.3	8.8	6.2	1.4	5.6	6.4	7.4	4.6	6.5
備考		・応援ロジックは見直し前を使用。・太陽光発電は新ロジックにてエリア間相関を考慮。									

【太陽光発電出力の分布(8月13時)】 ・太陽光発電出力は、各日のモンテカルロ10,000回のうち最初450回分のデータ

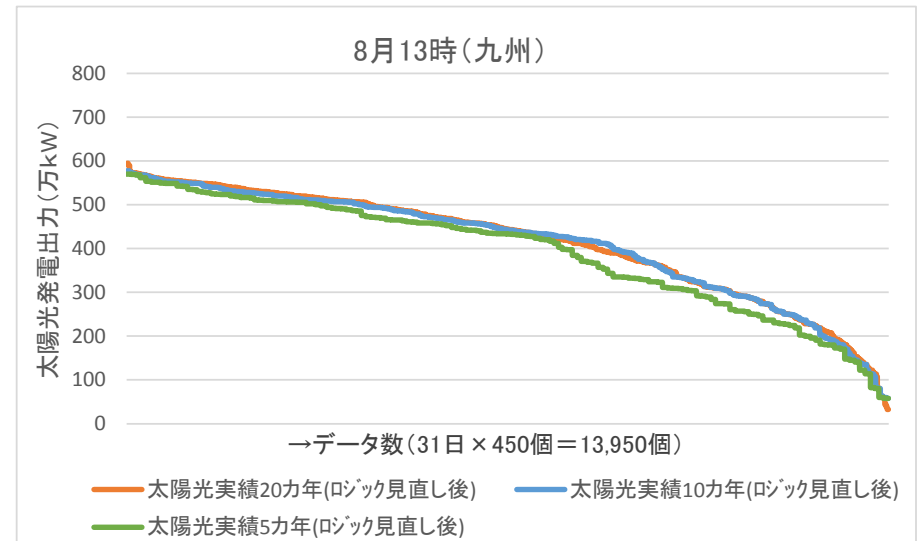


〔9エリア計グラフ〕

- ・9エリア計で見ると5カ年、10カ年、20カ年実績で極端な違いは見られない。
- ・エリア間相関に関するロジック見直し前・後(高出力側と低出力側からそれぞれ1000個目のデータ)を比較するとロジック見直し前の変動幅(黒線)が本来の変動幅(赤線)より過小に評価されていることが分かる。

〔エリア別(東京、九州)グラフ〕

- ・東京は、20カ年実績に比べ5カ年実績の方が高めの出力分布となっている ⇒5カ年実績の予備力が低くなる方向
- ・九州は、20カ年実績に比べ5カ年実績の方が低めの出力分布となっている ⇒5カ年実績の予備力が高くなる方向



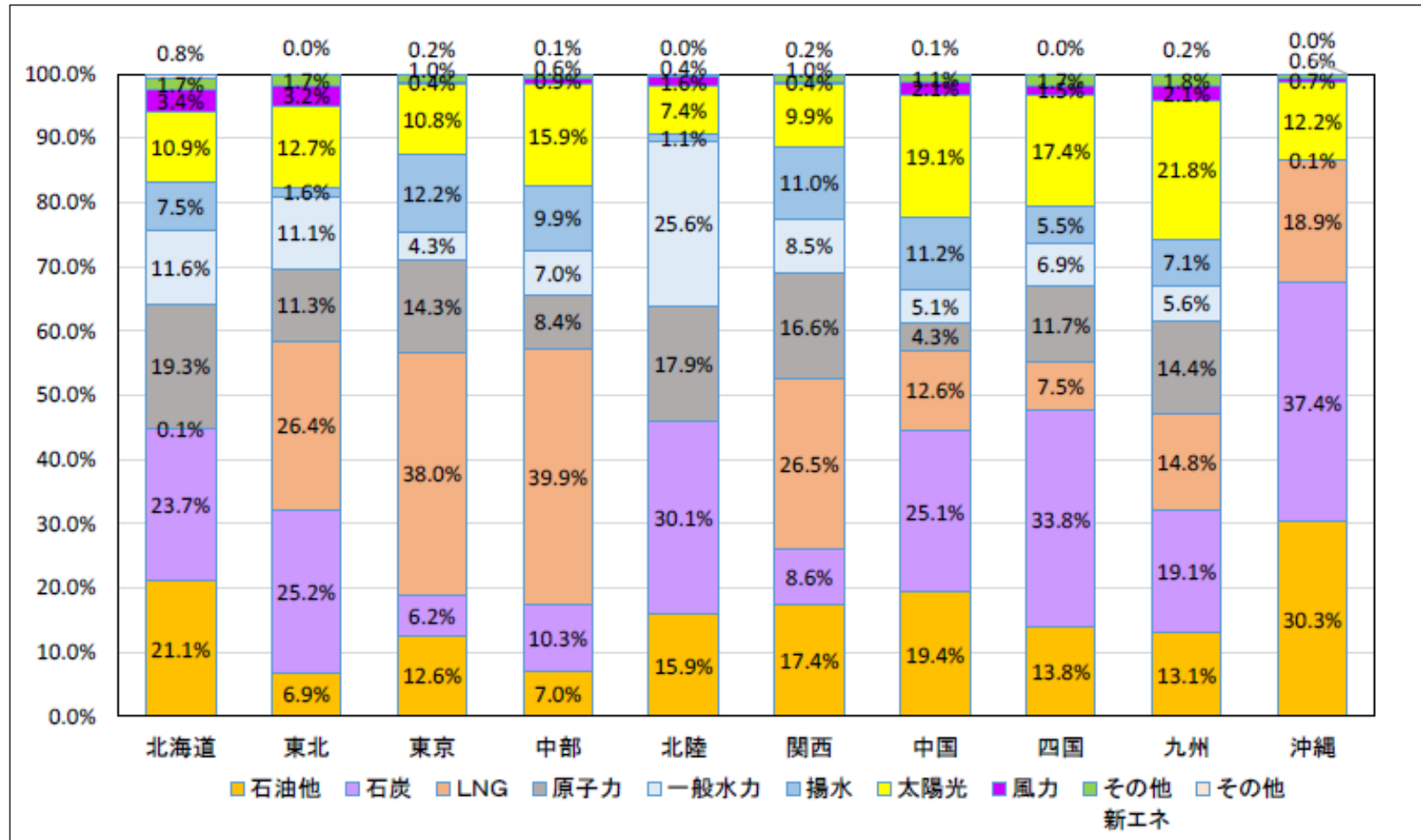
- 2017年度の計画外停止率調査結果を踏まえ、2016年度の検討諸元(2016年度断面)を用いて、必要供給予備力への影響を確認した。(計画外停止率調査結果については、資料4参考資料を参照)
- 計画外停止率の見直し後、エリア別・9エリア計の必要供給予備力(連系時)が増加しており、これは2016年度の諸元に比べて自流式・調整池式水力の計画外停止率が高くなったことが主な要因と考えられる。

〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
計画外停止率 見直し前	単独	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
	連系	4.0	4.5	9.0	6.5	1.5	5.8	6.2	7.2	3.5	6.5
計画外停止率 見直し後	単独	18.1	12.4	11.3	12.1	20.8	11.0	15.2	27.3	13.0	12.9
	連系	5.3	5.2	9.1	7.0	2.7	6.1	6.9	7.7	4.0	6.9
備考		<ul style="list-style-type: none"> ・応援ロジックは見直し前を使用 ・需要、再エネ変動は確率分布データを使用 (気温影響はエリア間で完全相関、太陽光は旧ロジックにてエリア間相関を考慮) 									

(参考) エリア別電源構成(平成28年度末)



【出典】平成29年度供給計画取りまとめ 別紙1

(https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/170330_kyokyukeikaku_torimatome.html)

(参考)計画外停止率

		2016年度諸元	2017年度諸元
水力	自流式・調整池式	0.5%	3.7%
	貯水式		0.7%
	揚水	1.0%	1.0%
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	2.6%
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	
原子力		2.5%	2.6%
再 工 ネ	風力	—	—
	太陽光	—	—
	地熱	2.0%	2.6%

2 個別課題への対応

- (1) エリア間応援ロジックの見直し
- (2) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し
- (11) 計画外停止率の見直し

- 「応援ロジック」、「確率変動のエリア間の相関に関するロジック」、「計画外停止率」見直し後の必要供給予備力
上記ロジック及び諸元見直し後の必要供給予備力について、2016年度の検討諸元を用いて算定した結果
は以下のとおり。

【2016年度検討結果】〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
2016年度算定 (2016年度断面)	単独	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
	連系	4.0	4.5	9.0	6.5	1.5	5.8	6.2	7.2	3.5	6.5

【応援ロジック、エリア間相関に関するロジック、計画外停止率見直しの個別影響の確認結果】

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
(1) 応援ロジック 見直し後	連系	3.9	4.0	9.3	6.9	1.0	6.3	5.7	5.2	2.2	6.5
(2) エリア間相関 ロジック見直し後	連系	3.6	1.1	8.3	5.3	0.4	4.9	5.6	6.9	2.7	5.5
(11) 計画外停止率 見直し後	連系	5.3	5.2	9.1	7.0	2.7	6.1	6.9	7.7	4.0	6.9

【応援ロジック、エリア間相関に関するロジック、計画外停止率見直し後】〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

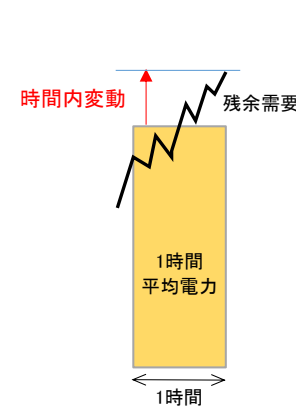
(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
全変動要素 エリア間相関考慮	単独	18.3	12.6	11.4	12.4	21.0	11.6	15.5	27.5	13.5	13.2
	連系	4.9	0.8	8.6	6.5	1.8	6.4	5.0	3.8	1.4	5.8

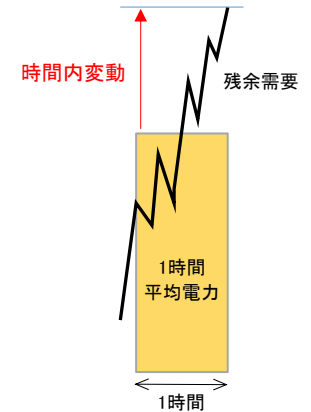
■ 現状のシミュレーション

確率論的必要供給予備力算定手法では、右図のとおり1時間平均電力によって供給力の充不足を評価している。

○再エネ大量導入前



○再エネ大量導入後



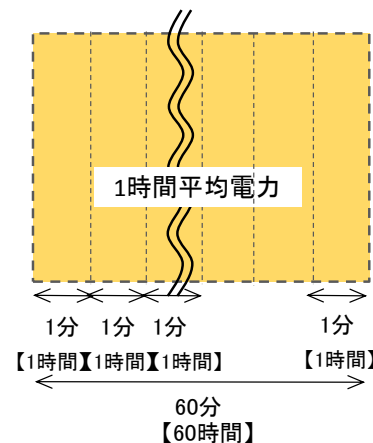
■ 時間内変動の必要供給予備力への影響確認

アデカシーの評価において、1時間内の需要と供給力の変動の扱いについて検討する。

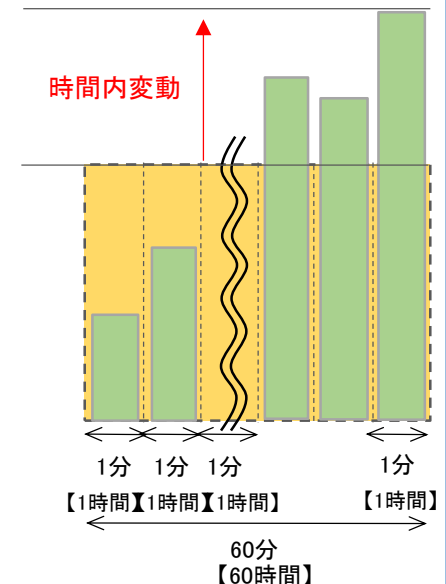
現状のシミュレーションでは、8,760時間分の1分値データを設定できないため、簡易的な手法として、6日分※の1分値データ(60分×24時間×6日=8,640個)を設定の上、シミュレーションを行い、時間内変動を考慮した場合の必要供給予備力への影響を確認した。

※5月(軽負荷期)、8月(重負荷期)の9エリア合計需要の上位6日

○時間内変動なしケース



○時間内変動考慮ケース



【 】はシミュレーション上の時間

■ 1時間平均電力

■ 残余需要1分値データ(時間内変動考慮)

■ 時間内変動あり・なしによる供給予備力の試算結果

時間内変動なしに対して、時間内変動ありの場合、9エリア計の供給予備力は0.2%程度の増加(分析は次頁参照)となった。

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
5月	時間内変動ありと 時間内変動なしの 予備力の差(連系時)	+0.2	+0.2	+0.2	+0.5	0.0	-0.1	+0.4	+0.2	+0.4	+0.2
8月	時間内変動ありと 時間内変動なしの 予備力の差(連系時)	+0.2	+0.1	+0.1	+0.3	0.0	0.0	+0.3	+0.3	+0.4	+0.2
備考		<ul style="list-style-type: none"> ・応援ロジックは見直し前を使用 ・予備力は、各エリアのH3需要(残余需要)に対する値 ・残余需要(1分値※)による時間内変動をシミュレーションするため、太陽光、風力発電の出力変動は設定なし ※2016年度5月、8月の9エリア合計需要の上位6日分の残余需要を設定									

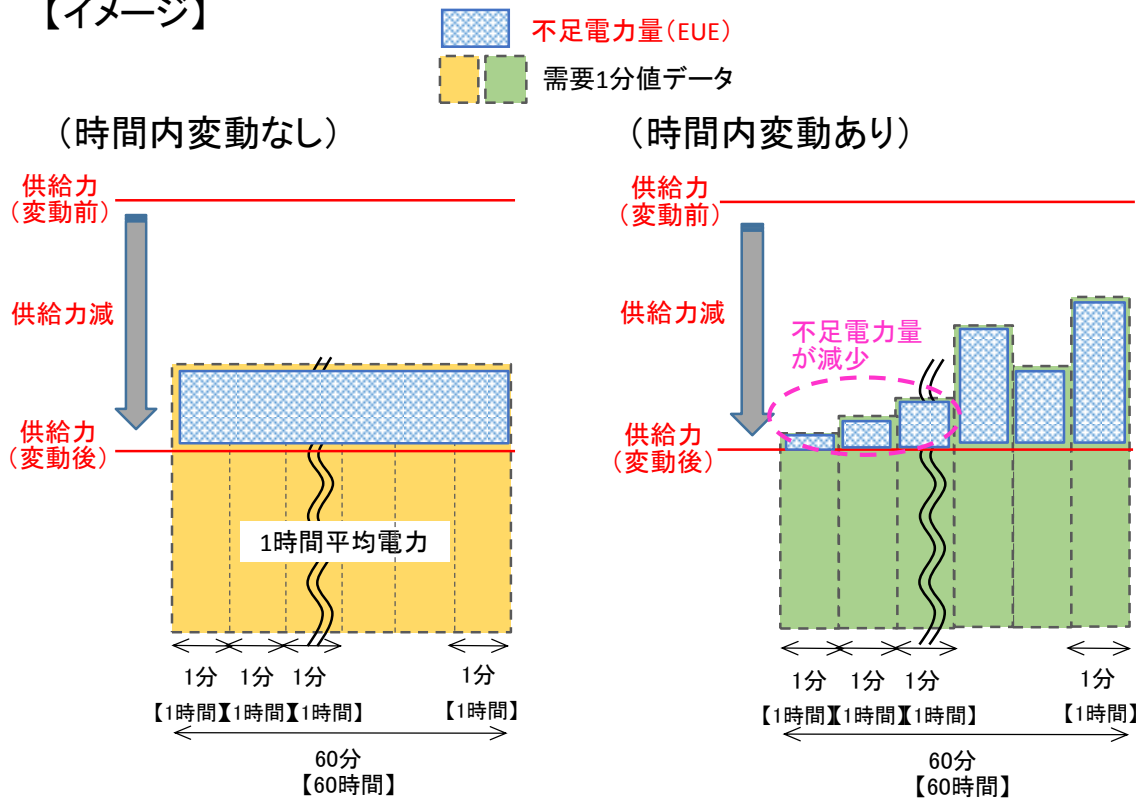
■ 1時間内の需要と供給の変動の扱い

今回のように1時間平均電力に対して、上振れ・下振れの両断面を含めたシミュレーションでは、上げ調整力の必要量の評価ができないため、アデカシーの評価においても調整力必要量を踏まえて引続き検討する。

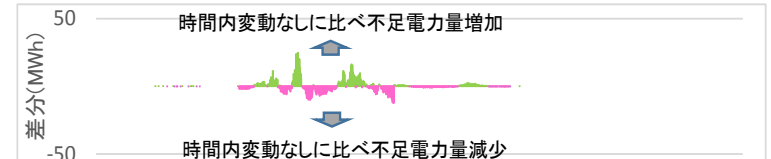
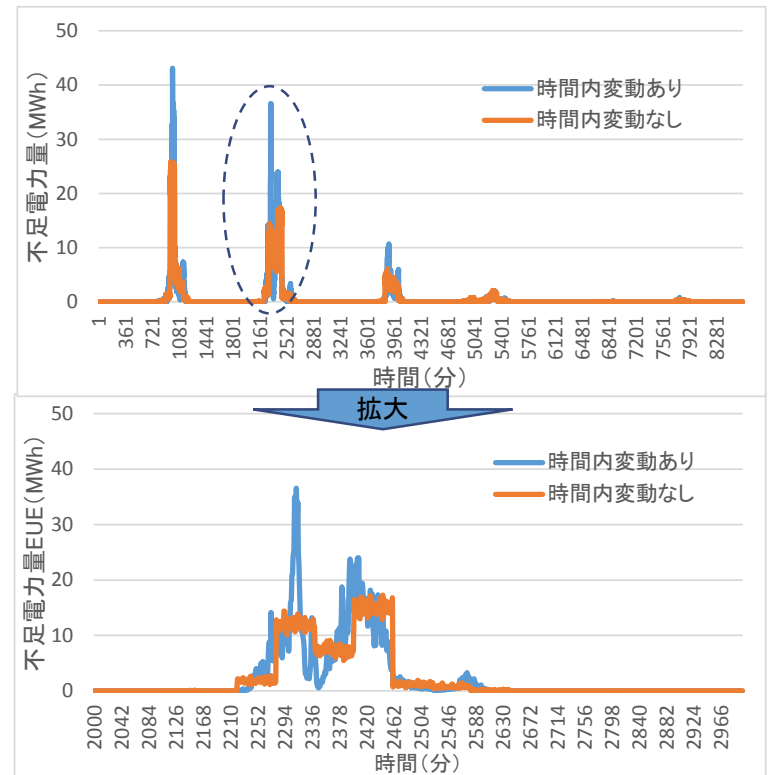
■ 時間内変動なしと時間内変動ありとの供給予備力の差が小さい理由

下図のとおり、1時間平均電力に対して、時間内変動を考慮した場合、上振れ断面の不足電力量は増加するが、下振れ断面では不足電力量が減少するケースがあるため、全断面の不足電力量合計では影響が小さくなるものと考えられる。

【イメージ】



【東京エリア不足電力量発生状況(シミュレーション結果)】



■ 連系線の『計画停止』の扱いにおける課題

連系線の作業停止による空容量の減少を考慮しないケース1-1と、連系線の作業停止による空容量の減少を考慮したケース1-2のシミュレーション結果を比較すると、9エリア計の必要供給予備力は大きく変わらなかったが、エリア別でみると、特に北陸エリアの必要供給予備力に大きな差が発生した。

これは、北陸関西間連系線(越前嶺南線)の電線張替工事により、作業期間中の北陸向けの連系線の空容量が長期間に亘り大きく減少するため、他エリアからの応援可能量が減少することが要因である。この結果は、他連系線においても作業停止の時期と期間によって、各エリアの必要供給予備力に大きく影響することを示唆している。

このことから、仮に連系線の大規模工事による作業停止を考慮して必要供給予備力を算定し、この値により電源入札を行うと、当該連系線工事の終了後には供給力が余剰になる可能性がある。

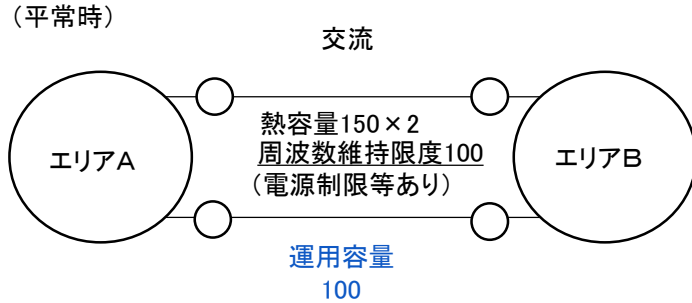
2016年度[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)] (万kW、%)

				北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	
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				510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745	
単 独			必要予備力	85	160	593	278	95	281	151	133	189	1,964	
			必要予備率	16.7	11.8	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.4	12.4	12.5	
連 系	ケース 1-1	マージン使用	平常時のみ	必要予備力	20	63	473	156	7	153	67	35	54	1,028
			必要予備率	4.0	4.6	9.0	6.4	1.4	5.8	6.3	7.0	3.5	6.5	
			連系効果	12.7	7.2	2.3	5.0	17.8	4.9	8.0	19.3	8.9	5.9	
	ケース 1-2		平常時・作業時	必要予備力	25	61	471	142	43	137	63	46	49	1,037
			必要予備率	4.9	4.5	9.0	5.9	8.7	5.2	5.9	9.1	3.2	6.6	
			連系効果	11.8	7.3	2.3	5.6	10.4	5.5	8.4	17.3	9.2	5.9	

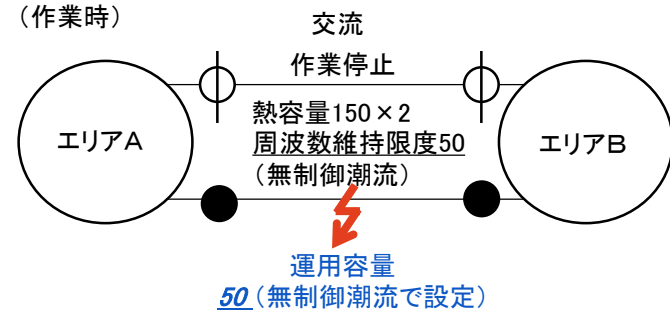
【出典】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成28年度(2016年度)取りまとめ 一部加工
http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html

■ 連系線の『計画停止』の影響確認

今回、2017年度の連系線作業停止計画(当初予定)の必要供給予備力への影響を確認した。



周波数維持限度はルート断時の電源制限等を考慮した値



連系線計画停止時は、N-1事故でルート断(ループ運用を行う東北東京間、関西中国間は除く)となるため、運用容量はルート断においても原則、電源制限等を伴わない無制御潮流に設定されるなど、平常時の運用容量よりも小さくなり連系効果が低下する。

【2017年度の連系線作業停止計画によるシミュレーション結果】

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

(単位%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
平常時と作業時の必要供給予備力の差(連系時)	+0.5	-0.5	0.0	-0.6	<u>+11.0</u>	-0.7	-0.9	+1.6	-0.4	+0.1

備考

・需要、供給力は、2016年度検討諸元(2016年度断面)を使用。 ・連系線は2017年度当初計画の値を基に設定
・エリア間相関及び応援ロジックは見直し後を使用。

・ 9エリア計の必要供給予備力は、平常時から変化はないが、2016年度と同様に北陸関西間連系線電線張替に伴い、北陸向けの連系線の空容量が長期間に亘り大きく減少するため、北陸エリアの必要供給予備力が11%程度増加する結果となった。

■ 2016年度～2018年度の連系線作業停止計画の確認

・2016年度～2018年度の連系線作業停止計画(当初予定)を確認したところ、電源補修計画と重複等によって供給信頼度が低下する可能性がある長期停止計画(1カ月以上)は以下のとおりであった。

[1カ月以上の連系線の長期停止計画(当初予定)]

連系線	計画作業
東京中部間連系設備	・2017年11月5日～2017年12月16日※ ・2018年10月20日～2018年12月5日
北陸関西間連系線	・2016年5月9日～2016年6月12日 ・2017年5月3日～2017年6月6日
関西中国間連系線	・2017年4月16日～2017年5月29日 ・2018年5月8日～2018年6月20日
中国四国間連系線	・2016年4月7日～2016年6月10日
中国九州間連系線	・2016年3月19日～2016年5月22日

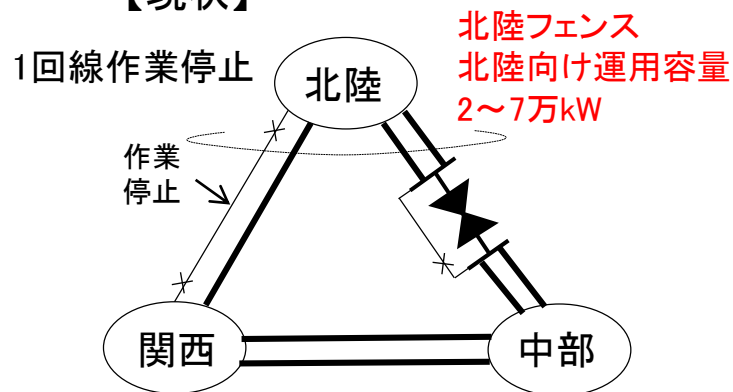
※同一設備ではなく、新信濃FC、佐久間FC、東清水FCの作業をシリーズに計画

当機関系統情報サービス「平成28・29年度作業停止計画について」「平成29・30年度分年間作業停止計画の共有について」を基に作成

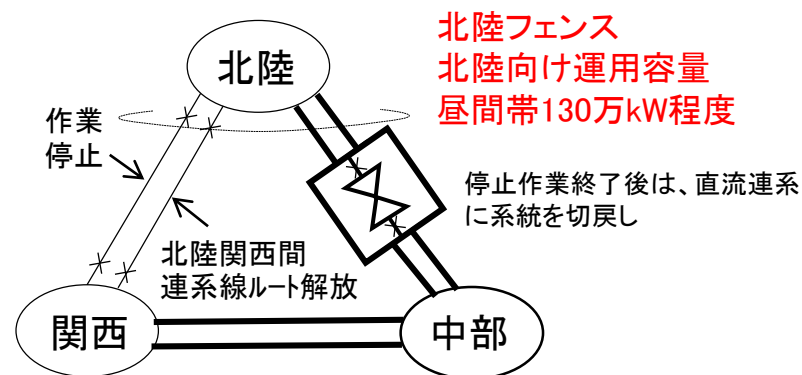
■ 中部北陸間連系設備(南福光BTB)交流連系後の北陸関西間連系線長期作業停止の影響

中部北陸間連系設備(南福光BTB)は、2019年度に北陸関西間連系線の停止作業時において、交流連系が可能となる予定であり、下図の運用対策を行うことで、北陸向けの運用容量を確保する予定。この運用対策による必要供給予備力への影響を確認した。

【現状】



【中部北陸間連系設備(南福光BTB)の交流連系後】



【シミュレーション結果】[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

(単位%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
平常時と作業時の必要供給予備力の差(連系時)	+0.5	-0.2	0.0	0.0	<u>0.0</u>	-0.1	-0.1	+2.2	+0.2	+0.1
備考	・需要、供給力は、2016年度検討諸元(2016年度断面)を使用。 ・連系線は2017年度当初計画の値を基に設定。 ・エリア間相関及び応援ロジックは見直し後を使用 ・北陸フェンス北陸向けの休日夜間の運用容量は昼間帯の半分(60万kW)で算定									

・中部北陸間連系設備(南福光BTB)の交流連系後、北陸関西間連系線長期停止作業時においても、北陸エリアの必要供給予備力は、平常時から変化がないことを確認した。

■ 連系線の『計画停止』の扱い

➤ 2016年度～2018年度の連系線作業停止計画の必要供給予備力への影響について確認(32頁～35頁)した結果、現時点においては連系線の大規模工事を考慮する必要性は低いと考えられる。

なお、連系線作業停止計画に伴い供給信頼度の低下が予想される場合は、供給信頼度を維持するために、作業計画が確定した断面で電源の作業停止時期を調整して供給力を積み増す等の運用対策を実施する。

■ 連系線の『計画外停止』の扱いにおける課題

N-1故障の影響が大きいと考えられる、北海道本州間連系設備又は東京中部間連系設備が1年間を通して1極(台)停止(▲30万kW)した場合の必要供給予備力を下表に示す。

今回試算した条件では、東京中部間連系設備については、同設備の1台停止の前後で各エリアの必要供給予備力に大きな変化はなかったものの、北海道本州間連系設備の1極停止時には、北海道エリアの必要供給予備力が30万kW(5.9%)程度増加する結果となった。

この結果から、連系線の計画外停止による空容量の減少の扱いについては、計画外停止前後で各エリアの必要供給予備力が変化することや事故発生時の対策等を考慮した検討が必要と考えられることを確認した。

2016年度〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

(万kW、%)

		北海道	東北	東京	東地域	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	中西地域	9エリア計	
目標値: EUE(百万kWh/年)		0.5	1.3	5.0	6.8	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	8.2	15	
需 要		510	1,353	5,247	7,110	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	8,635	15,745	
単 独	必要予備力	85	160	593	838	278	95	281	151	133	189	1,126	1,964	
	必要予備率	16.7	11.8	11.3	11.8	11.5	19.1	10.7	14.3	26.4	12.4	13.0	12.5	
連 系	平常時	必要予備力	20	63	473	556	156	7	153	67	35	54	472	1,028
		必要予備率	4.0	4.6	9.0	7.8	6.4	1.4	5.8	6.3	7.0	3.5	5.5	6.5
		連系効果	12.7	7.2	2.3	4.0	5.0	17.8	4.9	8.0	19.3	8.9	7.6	5.9
	北本 1極停止時 (▲30万kW)	必要予備力	50	63	478	592	158	7	155	65	34	52	471	1,063
		必要予備率	9.9	4.7	9.1	8.3	6.5	1.4	5.9	6.2	6.8	3.4	5.5	6.7
		連系効果	6.8	7.1	2.2	3.5	4.9	17.7	4.8	8.2	19.5	9.0	7.6	5.7
	FC 1台停止時 (▲30万kW)	必要予備力	20	64	485	570	158	7	155	68	36	55	477	1,047
		必要予備率	4.0	4.8	9.2	8.0	6.5	1.4	5.9	6.4	7.1	3.6	5.5	6.7
		連系効果	12.7	7.0	2.1	3.8	5.0	17.8	4.8	7.9	19.2	8.8	7.5	5.8

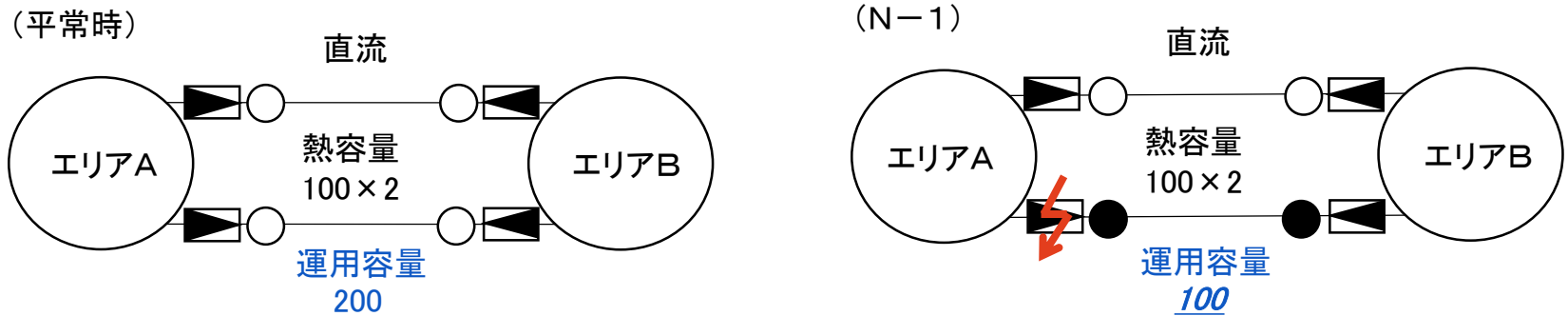
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

【出典】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成28年度(2016年度)取りまとめ 一部追記
(http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html)

■ 『計画外停止』を考慮する連系線について

- ・交流連系線は、平常時の運用容量において1回線熱容量等(計画外停止N-1)が考慮されており、計画外停止の考慮は不要。
- ・直流連系線は、下図のとおり、平常時の運用容量=設備容量(2回線の場合は2回線分の設備容量)であること及び事故時は復旧時間が長期化する可能性があることから、計画外停止を考慮する必要があると考えられる。

⇒今回は、2016年度の検討において、1極(台)停止の影響が特に大きかった、北海道本州間連系設備(北海道エリア)の計画外停止の影響を確認する。



【北海道本州間連系設備の至近10力年の計画外停止実績】

[]は発生回数 (単位:時分)

	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	年平均
1極停止	0:00 [0]	296:12[4]	28:15 [4]	46:02 [3]	8:23 [1]	71:33 [5]	10:47 [2]	0:00 [0]	0:00 [0]	0:32 [1]	46:10 [2]
2極停止	0:00 [0]	2:00 [2]	0:00 [0]	1:52 [1]	0:00 [0]	0:00 [0]	0:00 [0]	0:00 [0]	0:00 [0]	0:00 [0]	0:16 [0.1]

備考

- ・連系線故障及び緊急作業分を計上
- ・東日本大震災(余震含む)による事故は、稀頻度リスクで考慮する事象のため除外
- ・2012年1月25日発生(貨物船錨による帰線損傷(72日間停止))は、同年12月の予備ケーブル布設に伴い同様の長期停止が発生する可能性は極めて低いものと考え除外

■ 北海道本州間連系設備計画外停止の影響確認

現状のシミュレーションでは、確率論的に連系線の計画外停止を模擬することができないため、確定論として、以下のとおり高需要期に計画外停止を考慮した空容量を設定の上、シミュレーションを実施。

	運用容量	設定時間帯
1極停止	30万kW (▲30万kW)	・1月 : H3発生日の2～24時(23時間) ・8月 : H3発生日の2～24時(23時間) 計 年2回 46時間
2極停止	0万kW (▲60万kW)	・1月 : H3発生日の18時(1時間)

【シミュレーション結果】[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
平常時と計画外停止時の必要供給予備力の差(連系時)	現状の運用容量	+0.6	-0.1	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	30万kW増設後	+0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
備考	・需要、供給力は、2016年度検討諸元(2016年度断面)を使用。 ・連系線は2017年度当初計画の値を基に設定。 ・エリア間相関及び応援ロジックは見直し後を使用										

- 高需要期に確定論として計画外停止を発生させた場合、北海道エリアの必要供給予備力(連系時)が現状で0.6%増加した。
 なお、新北海道本州間連系設備30万kW増設後(2019年度3月予定)の必要供給予備力(連系時)は0.2%の増加であり大きな変化はなかった。

■ その他直流連系設備の計画外停止の影響確認

東京中部間連系設備、中部北陸間連系設備、関西四国間連系設備が1年間を通して1台(1回線)停止した場合の必要供給予備力への影響を確認したところ、今回試算した条件では、エリア別・9エリア計ともに必要供給予備力(連系時)に大きな変化はなかった。

【シミュレーション結果】[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

(単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
平常時と連系線 1回線(台)停止時 の必要供給予備 力の差(連系時)	東京中部間 (▲30万kW)	0.0	+0.2	+0.4	+0.2	0.0	+0.2	+0.1	+0.2	+0.1	+0.2
	中部北陸間 (▲30万kW)	0.0	-0.1	0.0	-0.1	0.0	+0.1	+0.2	+0.1	+0.2	0.0
	関西四国間 (▲70万kW)	0.0	0.0	0.0	+0.1	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.1	0.0
備考		・需要、供給力は、2016年度検討諸元(2016年度断面)を使用。・連系線は2017年度当初計画の値を基に設定。 ・エリア間相関及び応援ロジックは見直し後を使用									

■ 直流連系設備の『計画外停止』の扱い

直流連系設備の計画外停止について、必要供給予備力への影響を確認(39頁～40頁)した結果、現時点においては、直流連系設備の計画外停止を必要供給予備力の算定で考慮する必要性は低いと考えられる。

■ 連系線の『マージン等』の扱いにおける課題

実運用においては、あるエリアで需給ひっ迫が発生すると、必要な場合は、連系線に確保している全てのマージンを使用した応援を行うことになるため、全てのマージンを使用することを前提として必要供給予備力を算定するという考え方もある。

一方、実需給断面で確保するマージンは、連系線ルート断時にエリアの周波数を一定の範囲内に維持するため、あらかじめ連系線の潮流を抑制する等、電力システムの安定性を保つ観点から設定しているものである。このため、当該マージンの使用を前提に必要供給予備力を算定した場合には、実運用において需給ひっ迫を解消するためのマージンの使用頻度が高まり、マージンの使用中に連系線のルート事故が発生したときに周波数を維持できず広範囲な停電が発生する等の可能性が高まることになる。

2016年度〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

(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	
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				510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745	
単 独				必要予備力	85	160	593	278	95	281	151	133	189	1,964
				必要予備率	16.7	11.8	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.4	12.4	12.5
連 系	ケース 1-1	マージン使用	平常時のみ	必要予備力	20	63	473	156	7	153	67	35	54	1,028
				必要予備率	4.0	4.6	9.0	6.4	1.4	5.8	6.3	7.0	3.5	6.5
				連系効果	12.7	7.2	2.3	5.0	17.8	4.9	8.0	19.3	8.9	5.9
	ケース 2-1	実需給断面で 確保するマージ ンのみ不使用	平常時のみ	必要予備力	76	67	503	161	7	159	67	36	54	1,131
				必要予備率	14.9	4.9	9.6	6.6	1.5	6.0	6.3	7.1	3.6	7.2
				連系効果	1.8	6.9	1.7	4.8	17.7	4.6	8.0	19.2	8.8	5.3

■ 連系線の『マージン等』の扱いに関する検討

連系線のマージンの扱いについては、2016年度の検討で挙げられた課題に加えて、以下の課題を含め引き続き検討を行う。

- ✓ 東京中部間連系設備については、2020年度に90万kW増強される予定である。
しかしながら、増強の目的は、東日本大震災相当の大規模災害時における安定供給確保であることから、通常起こりうる高需要や電源脱落等に伴う需給ひっ迫時の運用、増強分のマージンの扱いなど実運用を考慮したシミュレーションを行う必要がある。
- ✓ 需給調整市場の検討において、調整力の広域調達の際に調整力の枠が設定されることとなった場合は、シミュレーション上の扱いについて検討が必要である。

(参考) 東京中部間連系設備に係る広域連系系統整備計画

II. 広域系統整備計画**1. 流通設備の増強の必要性**

既に計画が決定されている FC210 万 kW までの増強では、発災後 1 か月程度の間は節電や計画停電などの需要側対策を実施することが前提であり、マスタープラン研究会の報告では、計画停電などの需要側対策は社会的に大きな影響を与え得るため、政策的観点からは必ずしも十分ではないと報告されている。

今回 FC300 万 kW までの増強をすることで、大規模事故・災害発生時、50Hz 地域あるいは 60Hz 地域それぞれで大規模電源が広域的に停止し供給力が大幅に喪失した際に、東西地域間での電力融通を最大限活用することで被災直後の供給力不足リスクに対応することが可能となる。このことから、稀頻度の大規模災害時における安定供給の確保の観点から FC300 万 kW までの増強が必要である。

また、現在スポット市場において東西エリア間の市場分断が恒常化しているが、増強することで、安定供給の観点から許容できる一定の需給条件下においては市場分断の減少など取引活性化の効果が期待される。そのメリットとしては市場分断が減少することで市場分断時に発生していた「地域間価格差」と「混雑処理される電力量」が解消されることによる「直接的な経済メリット」のほか、市場競争が活性化することで生産者の効率的努力を促し、社会的な利益が拡大するという「間接的な経済メリット」などが考えられる。

更には潜在的な連系線利用のニーズを引き起こす効果や、連系線を通じた十分な市場取引可能量の確保により市場健全性の担保といったより広義な効果も期待できる。

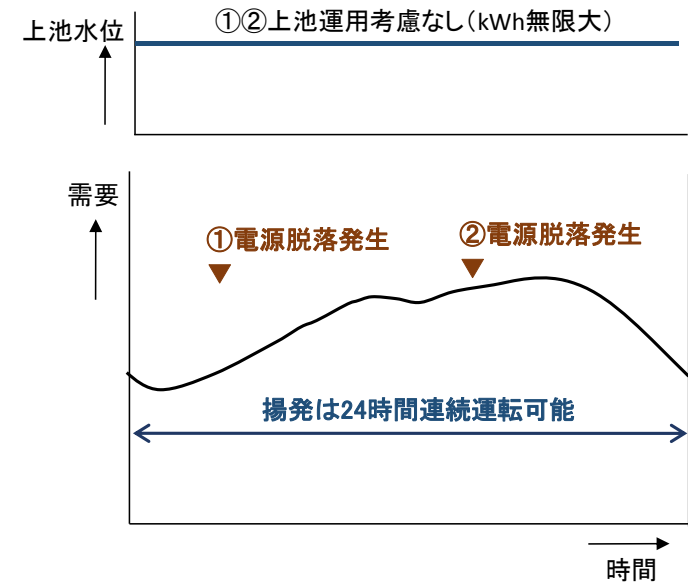
2 個別課題への対応 (7)揚発運用を考慮した手法の見直し

■ 現状のシミュレーション

現状は、24時間いつでも供給力として期待できることを前提としているが、池運用を考慮すると、最大の供給力で運転できる時間は限定されており、高需要が長時間継続する場合には供給力が減少することとなる。

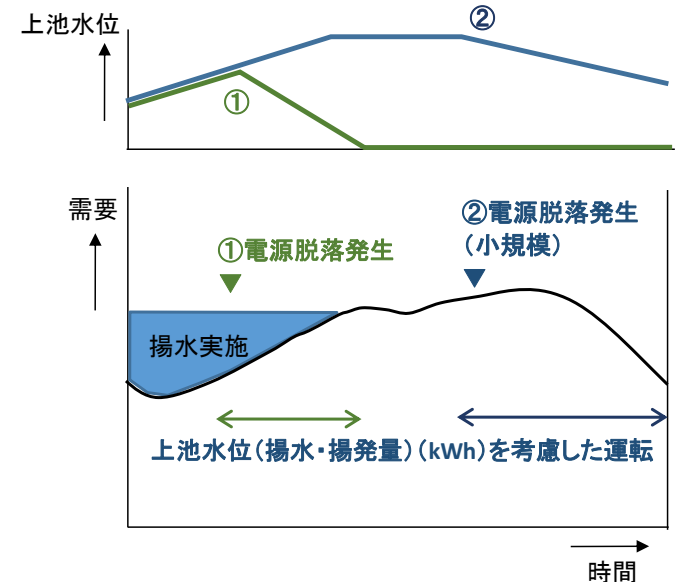
また、太陽光発電の連系増加に伴い、揚発の運転する時間帯も夕刻にシフトしている。

このような揚水発電機を運用するうえでの制約についても、その考慮の必要性を含めた検討を行う必要がある。



■ 揚発運用を考慮した手法(検討中)

上池水位(揚水・揚発量)のkWhを考慮したシミュレーションの方法について検討中。



- 現状のシミュレーション
DRは考慮されていない。

- DR導入を考慮した手法の見直し(検討中)
発動回数、継続時間制限のあるDR導入を考慮したシミュレーションの方法について検討中。

■ 現状

供給計画の第1年度については、月別の需要と供給力が提出されるため、各月の供給予備率が必要供給予備率を上回っているかどうかを評価することができるが、供給計画の第2年度以降については、各年度の最大需要が発生する一断面(例えば、8月15時)の需要と供給力のみ提出されるため、当該一断面のみの需給バランスを評価することとなる。

仮に、需給バランス評価の結果、当該一断面において必要供給予備力が確保されているという評価になったとしても、実際にその年度になったときに、電源の補修のための計画停止によって、当該一断面以外の断面において必要供給予備率を確保できない、すなわち、適切な供給信頼度が確保できないという事態になるおそれがある。

このような場合には、計画停止分を控除しても適切な供給予備率を確保できるように、電源の設備量を確保する必要がある。1年の中で高需要期と端境期の間で需要に大きな差がある場合は、端境期に計画停止を多く行ったとしても前述のような問題は起こりにくい。が、昨今の再エネの導入量拡大等の影響により、夏季ピークであったエリアにおいても冬季の残余需要との差が小さくなっている傾向があることから、電源の補修により供給予備率が確保されない問題が起こる可能性が高くなっている。

この点を踏まえた評価の方法について検討を行う必要がある。

■ 委員会での発言

(第1回委員会 塩川委員)

全体の補修量、例えばkW・日のようなものを余力が出るところにはめ込むような補修量の設定を考えた場合、古典的なスタッキングレシオのような考え方を用いて必要な余力分を分析するなど、検討いただければと考える

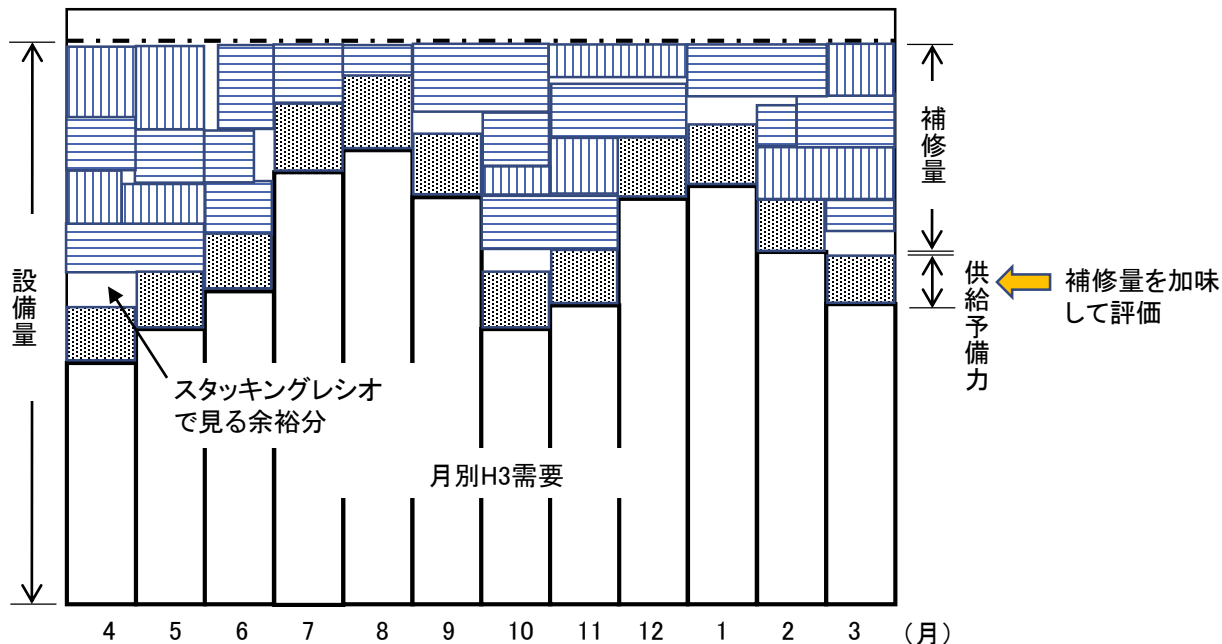
■ 対応の方向性

必要供給予備力は、月別の補修量(スタッキングレシオで補正)を加味して評価する方法を検討する。

(検討項目)

- ・電源の計画補修実績の調査
- ・スタッキングレシオの織込みの考え方

【評価方法のイメージ】



再エネの設備量はL5で評価

【スタッキングレシオ】

長期需給計画では、一般に補修出力に補修日数を乗じて得られる年間補修量 (MW・月) を用いて、補修の月別配分、月別需給均衡度を検討するが、具体的に各ユニットの補修を決定する場合には、ユニット容量の大小、補修日数の長短、作業工程、作業処理能力、補修必要時期などの制約を受け、必要補修量から得られた補修枠の範囲内で各ユニットの補修を完全に、うまくはめこむことは難しく、ある時点では供給予備力が減少して需給均衡度が低下するおそれがあるので、これを防止するため、補修枠の内に必要補修量に対する余裕を見込むことが必要になる。

このような余裕をおり込むため、必要量からくる月別補修枠と、実際の補修量との比を求め、これをスタッキングレシオと称し、長期需給計画の策定のために用いる。なお、スタッキングレシオには、このほかに標準補修日数に対し、補修に付帯して実施される作業日数の増加分も考慮している。

旧日本電力調査報告書における「電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説」平成19年11月より抜粋