

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
2016 年度取りまとめ(一次案)

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

目 次

1. はじめに	1
2. 需給バランス評価	2
2-1. 必要供給予備力の検討	2
2-1-1. 検討の背景	2
2-1-2. 検討項目	3
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	5
2-1-4. 景気変動等による需要の変動の扱い	20
2-1-5. 今後の課題	22
2-2. 2016年度夏季の電力需給実績及び2016年度冬季の電力需給見通しの検証	26
2-2-1. 検討の背景	26
2-2-2. 検討事項	26
2-2-3. 2016年度夏季の電力需給実績	27
2-2-4. 2016年度冬季の電力需給見通しの検証	29
2-2-5. 今後の課題	32
2-3. 電源入札等の検討開始判断について	33
2-3-1. 検討の背景	33
2-3-2. 検討事項	34
2-3-3. 第1年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析	34
2-3-4. 第2～10年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析	39
2-4. 稀頻度リスク対応の検討の進め方について	44
2-4-1. 検討の位置付け	44
2-4-2. 検討項目	44
2-4-3. 今年度の検討結果	45
2-5. 稀頻度リスクのための追加的な供給予備力の必要性の検討	48
2-5-1. 検討の位置付け	48
2-5-2. 検討項目	48
2-5-3. 東日本大震災後の需給状況の振り返り	49
2-5-4. 災害対応電源の確保を検討する場合の留意点	52
2-5-5. 今後の課題	57
3. 調整力	58
3-1. 今年度の検討事項	58
3-2. 電源I必要量	59
3-2-1. 国における議論を踏まえた検討	59
3-2-2. 実需給断面で確保すべき調整力と電源I必要量の関係性に関する検討	60
3-2-3. 今年度の公募における電源I必要量	69
3-2-4. 今後の課題	69
3-3. 電源I [〃] の必要性・必要量・要件	71
3-3-1. 厳気象H1需要に対応するための供給力の必要性	71
3-3-2. 電源I [〃] の確保主体	71
3-3-3. 電源I [〃] の要件	72
3-3-4. 電源I [〃] 必要量の算定方法	72
3-3-5. 今後の課題	74
3-4. 電源I [〃] a/b必要量	75
3-4-1. 検討の位置付け	75
3-4-2. 一般送配電事業者による検討結果	75
3-5. 2016年度の調整力の公募結果を受けた今後の検討	77
3-5-1. 2016年度の調整力の公募結果	77
3-5-2. 今後の課題	77
3-6. 需給調整（リアルタイム）市場を見据えた調整力に関する技術的な検討	79
3-6-1. 検討の背景	79

3-6-2. 検討の進め方	79
4. マージン	81
4-1. マージンの概要と検討事項	81
4-1-1. マージンの定義	81
4-1-2. マージンの検討に係る状況変化	81
4-1-3. マージンの分類、区分の見直し	82
4-1-4. 検討事項	85
4-2. 東京中部間連系設備の区分 B1、B2 のマージンの必要性・量	87
4-2-1. 現状のマージン設定	87
4-2-2. 昨年度の検討	87
4-2-3. 今年度の検討結果	87
4-2-4. 今後の課題	91
4-3. 北海道本州間連系設備(順方向)の区分 C1 のマージンの必要性・量	92
4-3-1. 現状のマージン設定	92
4-3-2. 昨年度の検討	92
4-3-3. 今年度の検討結果	92
4-3-4. 今後の課題	93
4-4. 東北東京間連系線(順方向：東京向き)の区分 C2 のマージンの必要性・量	94
4-4-1. 現状のマージン設定	94
4-4-2. 昨年度の検討	94
4-4-3. 今年度の検討結果	94
4-5. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討	96
4-5-1. 検討の背景	96
4-5-2. 検討結果	96
5. おわりに	100
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿	101
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過	102

別添資料

(参考資料) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 2016 年度取りまとめ 参考資料集…
今回添付なし

(別冊 1) 確率論的必要供給予備力算定手法について…今回添付なし

(別冊 2) 確率論的必要供給予備力算定手法に関する分析…今回添付

(別冊 3) 広域メリットオーダーシミュレーションの概要…今回添付なし

1. はじめに

昨年度、電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」）は、「調整力等に関する委員会」において、電力取引の活発化、再生可能エネルギーの導入増加による環境変化等を見据えた調整力の在り方等について検討を行ってきたが、本年度以降も継続的に検討すべき課題が残っていた。また電気事業法の改正により、広域機関は、供給力確保を最終的に担保するセーフティネットとしての電源入札等に係る業務を行うこととなった。

上記の背景から、広域機関は、2016年4月に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、「本委員会」）と委員会の名称を改称するとともに、電源入札等に係る検討を諮問事項に追加の上、検討を再開した。

さらに、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会における決定により、広域機関が夏季及び冬季の需給検証の作業を担うことになったことを受け、これを検討内容に加えることとなった。

この年度取りまとめは、電力系統を取り巻く環境が変化する中、上記の検討の状況についてより多くの方々に理解を深めて頂くことを目的とし、本委員会における2016年度の検討結果と今後の課題について取りまとめたものである。

2. 需給バランス評価

2-1. 必要供給予備力の検討

2-1-1. 検討の背景

本検討は、広域機関が電気事業者から提出された供給計画を取りまとめ、需要に対して適切な供給力が確保されているかどうかを評価（需給バランス評価）する際や、広域機関が電源入札等によって供給力¹の確保を図る必要があるかどうかを評価する際に用いる指標とその基準値について検討するものである²。

従来、旧一般電気事業者が安定供給を行うために長期計画段階で確保すべき必要供給予備力は、図 2-1-1-1 に示すとおり、偶発的需給変動³に対応するための必要供給予備力（ピーク需要⁴の 7%）と持続的需要変動⁵に対応するための必要供給予備力（ピーク需要の 1~3%）の合計（ピーク需要の 8~10%）として算定されている。

このうち、偶発的需給変動対応の必要供給予備力については、8月のピーク需要発生断面（例えば 15時）を対象に、需要と供給力の変動要因（需要変動、電源の計画外停止、水力発電の出水変動）ごとに変動量の確率分布を設定し、供給力が需要を下回る日数（不足日数）の期待値（見込不足日数）が 0.3日/月⁶となる供給予備力として設定されてきた。なお、このとき、連系線にマージンを設定し、他エリアからの融通（ピーク需要の 3%）を期待している。

この考え方の歴史は古く、昭和 33 年以降、現在まで大きな見直しは行われていない（従来の算定手法の詳細については、「調整力等に関する委員会中間取りまとめ（平成 28 年 3 月）」を参照）。

しかし、昨今の再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）の導入量拡大、ライ

¹ 「供給力」とは、送電端の供給力であり、余剰買取の太陽光発電については、余剰分の L5（ある期間における発電実績（1時間平均）のうち下位から 5日とり平均したもの）相当を計上している。以下、特に断りが無い限り同じ。

² 本検討は、広域機関の業務規程 182 条（予備力及び調整力の適切な水準等の評価等）に基づき実施。
広域機関業務規程（予備力及び調整力の適切な水準等の評価等）

第 182 条 広域機関は、前条及び送配電等業務指針に定めるところにより会員から提供される情報等をもとに、各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等について毎年度評価と検証を行い、必要に応じて見直しを行う。

³ 気温の変動等による需要変動、電源の計画外停止、水力発電の出水変動など偶発的に発生する需給変動のことで、従来はこの変動に対応するために想定需要の 7%（連系期待分の 3%を除く）の供給予備力が必要とされている。

⁴ 「需要」とは、送電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費電力は控除している。以下、特に断りが無い限り同じ。

⁵ 循環景気による中長期的な需要変動のことで、従来はこの変動に対応するために想定需要の 1~3%の供給予備力が必要とされている。

⁶ 日本電力調査委員会解説書（昭和 37 年 11 月）には、「見込不足日数（0.3日/月）については、過去の実績から、事故、渇水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に 20 年に 1 回の確率で発生する事故、渇水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に 0.3日であることが予想される状況となる。」と記載されており、その後、基準値の見直しは行われていない。

センス制導入等の環境変化を踏まえると、従来の算定手法が必ずしも適しているとは言えないことから、広域機関では、昨年度からその見直しについて検討している。

※【 】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

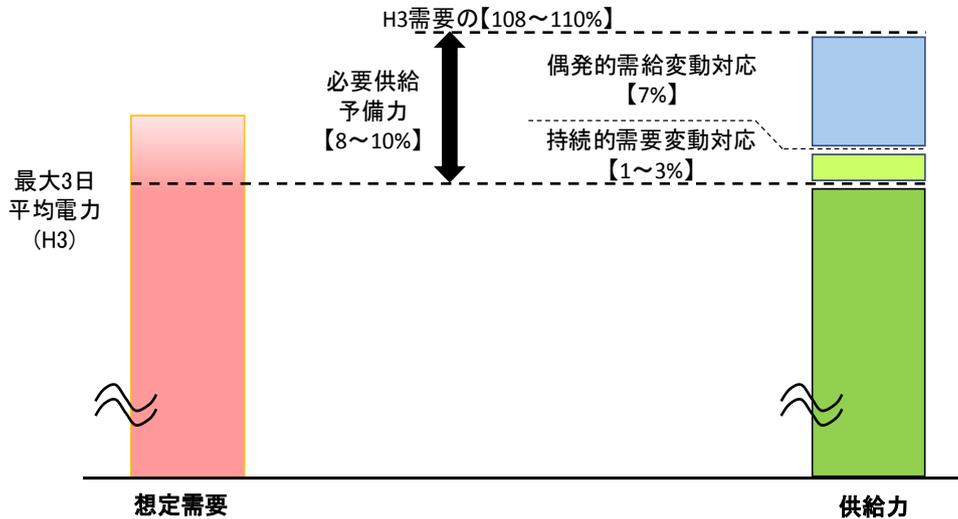


図 2-1-1-1 必要供給予備力の検討範囲

2-1-2. 検討項目

必要供給予備力に関する検討項目は、以下のとおり。なお、(1)～(5)は確率的な需要と供給の変動を考慮して必要供給予備力を算定する手法（「確率論的必要供給予備力算定手法」：従来の偶発的需要変動対応分の算定手法に相当）に関する検討項目、(6)は景気変動等による需要変動（従来の持続的需要変動対応分に相当）に関する検討項目を示す。

(1) 供給信頼度の指標の設定

再エネの導入量拡大等の環境変化を踏まえ、欧米諸国で用いられている供給信頼度の指標を参考に、次の3つの指標⁷のうち、我が国に適した指標を検討した。

(→参考資料スライドL-1)

- LOLP (Loss of Load Probability) : 「不足発生確率」 (回/年)⁸
- LOLE (Loss of Load Expectation) : 「見込不足時間」 (時間/年)
- EUE (Expected Unserved Energy) : 「見込不足電力量」 (kWh/年)

⁷ 昨年度の「調整力等に関する委員会」にて指標の候補として設定。なお、同じ名称の指標でも、評価断面（ピーク時間帯で評価、複数時間帯で評価等）が異なるときは、実質的には異なる指標となることに留意が必要。

⁸ 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。したがって、LOLP=●回/年は、LOLP=●日/年及びLOLE=●日/年と同義。

(2) 供給信頼度の基準の設定

上記(1)の指標に対する適切な基準値(従来の見込不足日数0.3日/月に対応するもの)について検討した。

(3) 確率論的必要供給予備力算定手法に関する分析

新しい確率論的必要供給予備力算定手法による算定結果を分析し、その手法を用いることの適切性、留意点等について確認を行った。

(4) エリア間の応援における地域間連系線の扱い

各エリアの必要供給予備力は、他エリアからの応援を考慮して算定するため、応援量の制約の決定要因となる地域間連系線(以下、「連系線」)の空容量の設定は算定結果に大きく影響することとなる。そこで、以下の取扱いについて検討を行った。

- ・連系線の作業停止による空容量の減少
- ・連系線に設定したマージンの利用
- ・連系線の計画外停止による空容量の減少

(5) 確率論的必要供給予備力算定手法における需要及び再エネ予測誤差の扱い

ライセンス制及び計画値同時同量制度のもとでは、小売電気事業者が1時間前のゲートクローズ(以下、「GC」)時点での需要予測に基づいて供給力を確保し、予測からの誤差分は、一般送配電事業者が対応することとなる。

また、一般送配電事業者が前々日に予測し、小売電気事業者に通知するFIT特例制度①電源(太陽光、風力)の発電計画値と実績値との差分も、同じく一般送配電事業者が対応することになる⁹。

このような制度変更を踏まえ、従来の必要供給予備力の算定では考慮されていなかった予測誤差について考慮する必要があるか否かについて検討を行った。

(6) 景気変動等による需要の変動の扱い(従来の持続的需要変動対応分)

景気変動等による需要の変動については、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。

昨年度の「調整力等に関する委員会」では、2011年3月に発生した東日本大震災の前後で需要のレベルが大きく異なっていることを考慮して震災後の3カ年を回帰分析の対象期間として分析した。しかし、「震災後3カ年のデータではサンプル数が少なく、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。

(→参考資料スライドL-2)

⁹ FIT特例制度①電源(太陽光、風力)のうち2017年4月から一般送配電事業者が買取し、卸電力取引市場を経由して小売電気事業者に引き渡されるものも同様。

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 を選定する理由)

- LOLP は、8,760 時間評価¹⁰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。

(2) 供給信頼度の基準の設定

供給力を多く確保するほど、供給信頼度は高まる(停電の発生リスクは低下する)が、供給力の確保のためのコストが増加する。このことから供給信頼度の基準を検討するための 1 つの方法として、図 2-1-3-1 に示すとおり、供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力を適切な供給予備力と見なす(その時の指標の値を基準値と見なす)評価(以下、「経済性分析」)を行うこととした。

経済性分析では、「供給力確保コスト」と「停電コスト」の単価が結果に大きく影響するが、本検討では、供給力確保コストは、国の「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成 27 年 5 月、発電コスト検証ワーキンググループ)における新設電源(LNG 火力と石油火力)の 1 年間あたりの資本費と運転維持費¹¹を基に設定し、停電コストは、旧電力系統利

¹⁰ 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。

¹¹ 運転維持費は、人件費、修繕費、諸費、一般管理費の総額。

用協議会（旧 ESCJ）が実施したアンケート結果を基に、それぞれのコストを設定した。これらの単価が幅を持った設定となることから、算定される適切な供給予備力も幅を持つことになる。

今年度の検討では、供給信頼度の指標を LOLE と EUE¹²とし、LOLE または需要 1kW あたりの EUE を全エリアで一律にする前提のもと、表 2-1-3-3 に示すシミュレーションの諸元を設定し、それぞれ経済性分析を行った。

その結果、表 2-1-3-1、図 2-1-3-2 のとおり、適切な供給予備力は年度ごとに異なっているものの、供給信頼度の基準で見ると、各年度とも概ね LOLE=1～3 時間/年、9 エリア計 EUE=5～15 百万 kWh/年程度となることが分かった。なお、9 エリア計の適切な供給予備力については、用いる指標による大きな違いは見られなかったが、表 2-1-3-2 のとおり、各エリアの必要供給予備力は大きく異なる結果となった。

(→参考資料スライド L-13～L-30)

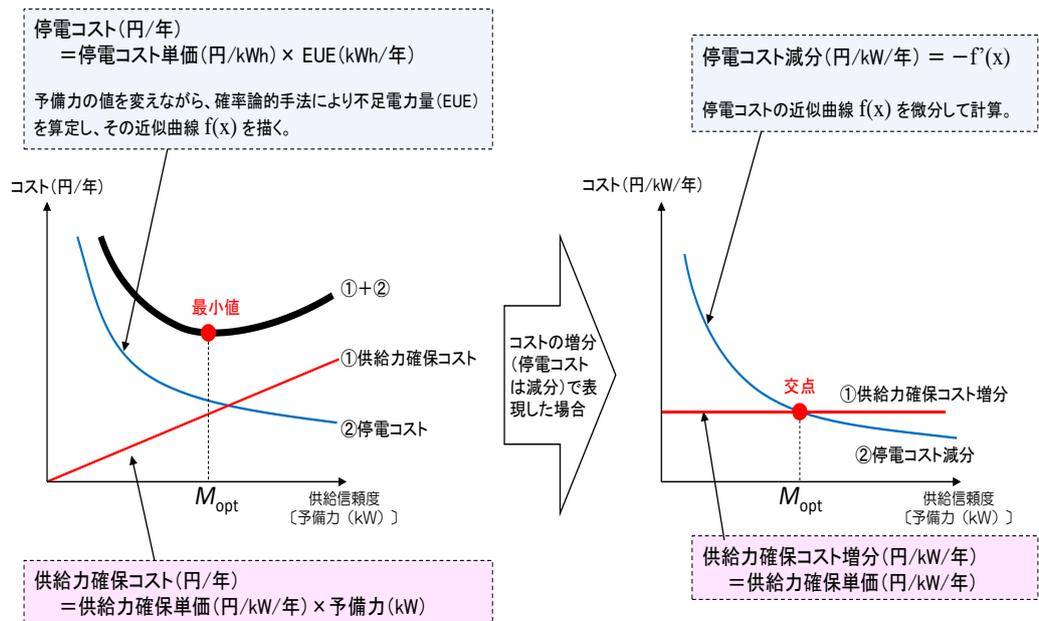


図 2-1-3-1 経済性分析の概要

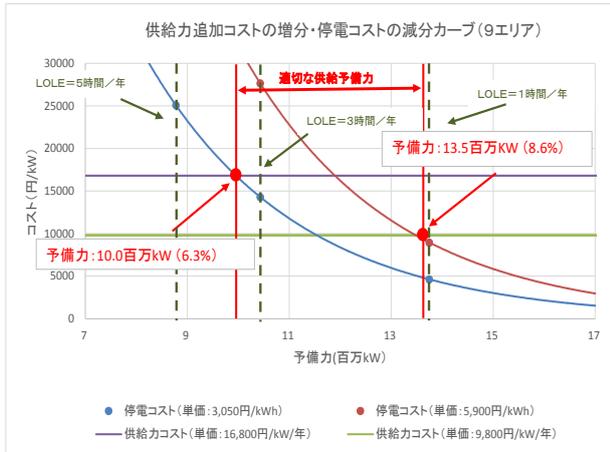
表 2-1-3-1 経済性分析による適切な供給予備力の範囲

断面	経済性分析による適切な供給予備力の範囲 (LOLE、EUE 値)	
	LOLE を 9 エリア一律	1kW あたりの EUE を 9 エリア一律
2016 年度	10.0 百万 kW (6.3%) ~ 13.5 百万 kW (8.6%)	10.0 百万 kW (6.3%) ~ 13.5 百万 kW (8.6%)
2020 年度	11.1 百万 kW (6.9%) ~ 14.8 百万 kW (9.2%)	11.1 百万 kW (6.9%) ~ 14.8 百万 kW (9.2%)
2025 年度	12.1 百万 kW (7.3%) ~ 15.9 百万 kW (9.6%)	12.2 百万 kW (7.4%) ~ 16.0 百万 kW (9.6%)

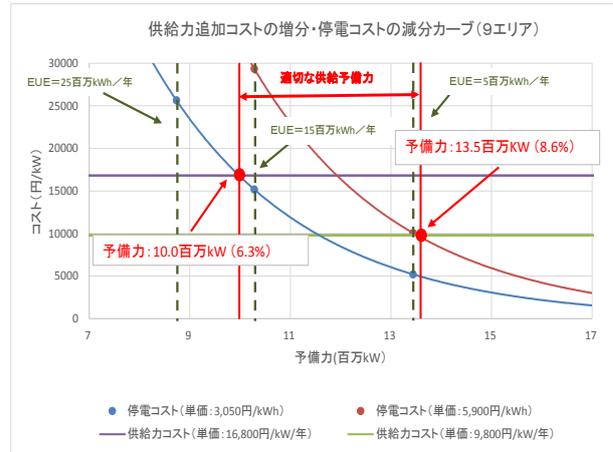
¹² 需要 1kW あたりの EUE (=エリア EUE/エリア需要) を 9 エリア一律の目標値として設定。エリア需要は、北海道・東北エリアは 1 月、その他のエリアは 8 月の最大需要電力を使用。

←→ 適切な供給予備力の範囲

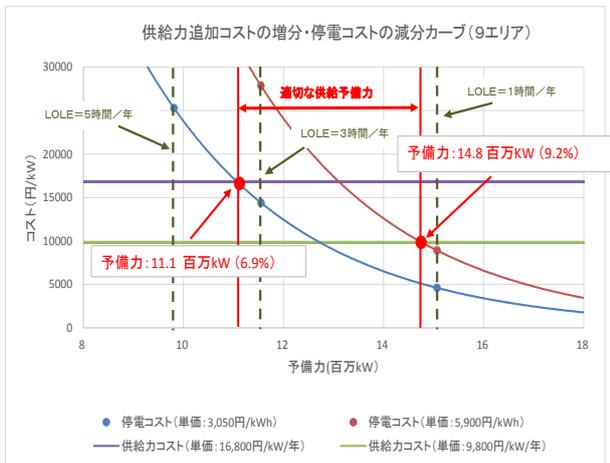
(2016年度：LOLE 一律)



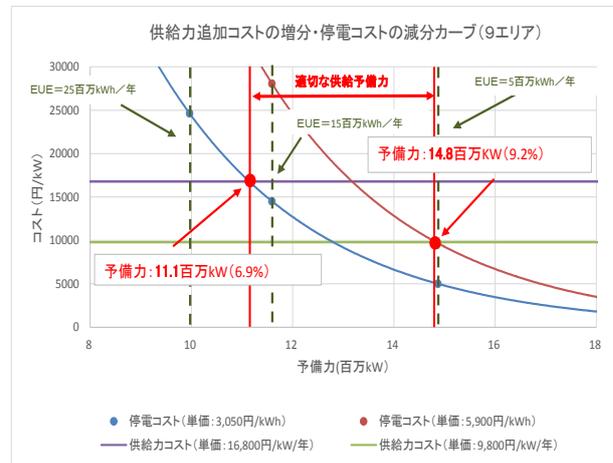
(2016年度：1kWあたりのEUE 一律)



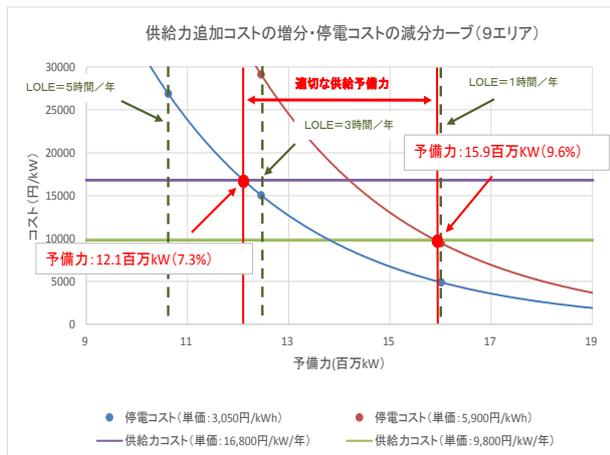
(2020年度：LOLE 一律)



(2020年度：1kWあたりのEUE 一律)



(2025年度：LOLE 一律)



(2025年度：1kWあたりのEUE 一律)

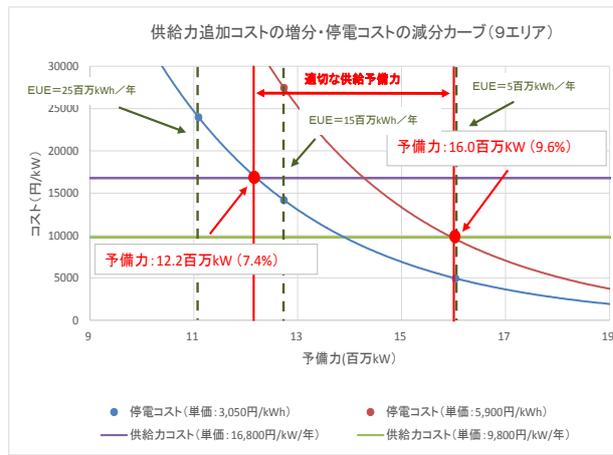


図 2-1-3-2 経済性分析の試算

表 2-1-3-2 エリア別の必要供給予備力 (2020 年度)

[LOLE=3時間/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
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要供給力(万kW)	623	1,583	6,028	2,809	602	3,001	1,255	631	1,766	18,299
	必要予備力(万kW)	102	172	652	354	98	309	172	128	225	2,213
	必要予備率(%)	19.5	12.2	12.1	14.4	19.3	11.5	15.9	25.5	14.6	13.8
	必要供給力(万kW)	528	1,428	5,935	2,675	509	2,860	1,172	530	1,603	17,241
連系	必要予備力(万kW)	7	17	559	220	5	168	89	27	62	1,155
	必要予備率(%)	1.4	1.2	10.4	9.0	1.0	6.2	8.2	5.4	4.0	7.2
	EUE(百万kWh/年)	0.5	1.8	3.3	2.4	0.6	2.5	1.2	0.8	1.9	15
	連系効果	18.1	11.0	1.7	5.5	18.4	5.2	7.6	20.1	10.6	6.6

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

9エリア計のEUEを「エリアEUE/エリア需要」が一律となるように配分

		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	必要供給力(万kW)	623	1,571	5,971	2,791	604	2,977	1,248	635	1,753	18,172
	必要予備力(万kW)	102	160	595	336	99	285	165	132	212	2,085
	必要予備率(%)	19.5	11.3	11.1	13.7	19.6	10.6	15.2	26.2	13.8	13.0
	必要供給力(万kW)	531	1,474	5,854	2,679	516	2,855	1,175	544	1,617	17,246
連系	必要予備力(万kW)	10	63	478	224	11	163	92	41	76	1,159
	必要予備率(%)	2.0	4.5	8.9	9.1	2.2	6.1	8.5	8.2	4.9	7.2
	LOLE(時間/年)	2.9	2.7	4.2	2.9	2.4	3.0	2.5	2.0	2.4	—
	連系効果	17.6	6.9	2.2	4.6	17.4	4.5	6.7	18.0	8.9	5.8

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

表 2-1-3-3 シミュレーションの諸元

項目	説明	備考
全般	・平成 28 年度 (2016 年度) 供給計画をベースとして、諸元を設定	—
評価断面	・2016、2020、2025 年度	—
供給力	・補修後の各月の供給予備率が 1 年間を通して一律の値になるものと仮定し、9 エリアの供給信頼度が一律となる必要供給予備力を算定	別冊 1 参照
再エネ	・旧一般電気事業者の導入量想定値	参考資料スライド L-3, L-4
連系線	・空容量+マージンの範囲内で応援できるものとした。 ・空容量+マージンは、2016 年度当初計画の平常時の値を基に設定 ・連系線作業による空容量の減少については考慮していない。	参考資料スライド L-5

項目	説明	備考
確率変数のエリア間の相関	<ul style="list-style-type: none"> ・需要（気温の影響による需要変動）：エリア間で完全相関（全時間帯） ・太陽光の出力変動：過去の太陽光発電の出力率の実績を基に、各エリアの出力率と9エリアの出力率の平均値の相関係数を算定し、各月・各時刻のエリア間の相関を設定 ・その他の変動要素：エリア間で無相関（全時間帯） 	—
供給力確保コスト	<ul style="list-style-type: none"> ・国の発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定¹³（新設電源の年経費） 9,800（LNG火力）～16,800（石油火力）円/kW/年 	参考資料スライドL-6, L-7
停電コスト	<ul style="list-style-type: none"> ・旧電力系統利用協議会(旧 ESCJ)のアンケート調査を基に設定¹⁴ 3,050～5,900 円/kWh 	参考資料スライドL-8

<今後の検討課題>

- ・今後検討が行われる容量市場の需要曲線の設定におけるパラメータ（例えば Net CONE(Cost of New Entry)¹⁵）との整合を図る等、供給力確保コストや停電コストについて引き続き検討する必要がある。

(3) 確率論的必要供給予備力算定手法に関する分析

(i) シミュレーション結果の分析

確率論的必要供給予備力算定手法を用いた算定結果について、以下のとおり分析を行った。なお、シミュレーションの諸元は表 2-1-3-3 のとおり。

① 年度別の必要供給力の内訳

図 2-1-3-3 に年度別の必要供給力の内訳（供給信頼度基準：9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年）を示す。

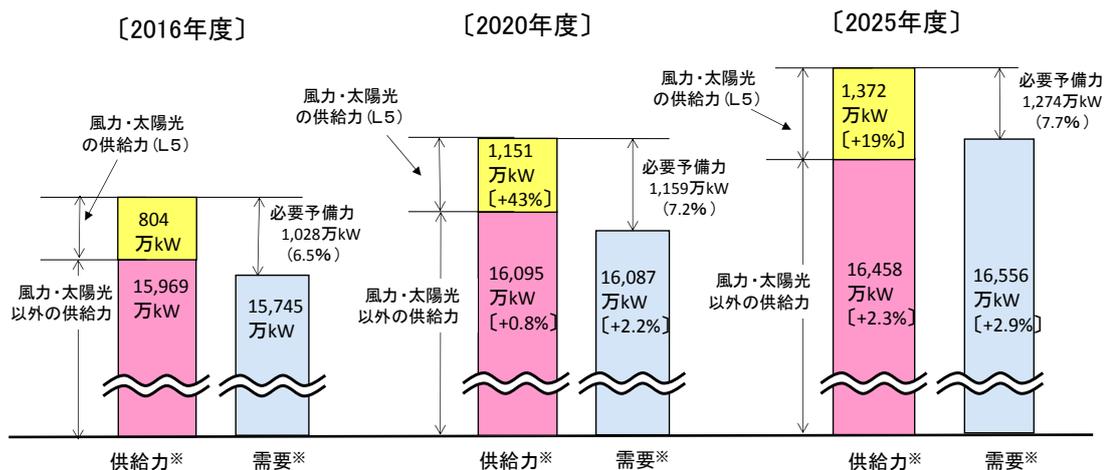
本シミュレーションの前提条件のもとでは、今後、風力・太陽光の導入が進展しても、風力・太陽光以外（火力等）の必要供給力は、年々増加する傾向となった。

¹³ 国の発電コスト検証ワーキンググループの資料の数値を基に、新設電源（LNG 火力、石油火力）の年経費（資本費・運転維持費）を算定（9,800～16,800 円/kW/年）

¹⁴ 旧電力系統利用協議会が実施した「停電コストに関する調査（平成 26 年 1 月）」における「夏の平日（予告あり）」と「冬の平日（予告あり）」の平均値（3,050～5,900 円/kWh）

¹⁵ CONE は Cost of New Entry の略。新規発電設備の固定費用から電力量取引やアンシラリーサービスによる利益を差し引いた正味固定費用。

(供給信頼度基準：9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年)



※ 各エリアの最大需要電力発生月の供給力と需要の合計

図 2-1-3-3 年度別の必要供給力 (試算) の内訳 (9 エリア計)

② 月別・時間別の不足電力量 (EUE) の発生状況

図 2-1-3-4 に月別・時間別の EUE (供給信頼度基準：9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年) を示す。

月別で見ると、夏季 (7~9 月) の EUE が大きくなっている。時間帯別で見ると、夕刻 (17 時頃) の EUE が最も大きく、後年度になる (太陽光発電の導入が進む) ほど、夕刻以降 (17~20 時頃) の EUE が増加している。

(供給信頼度基準：9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年)

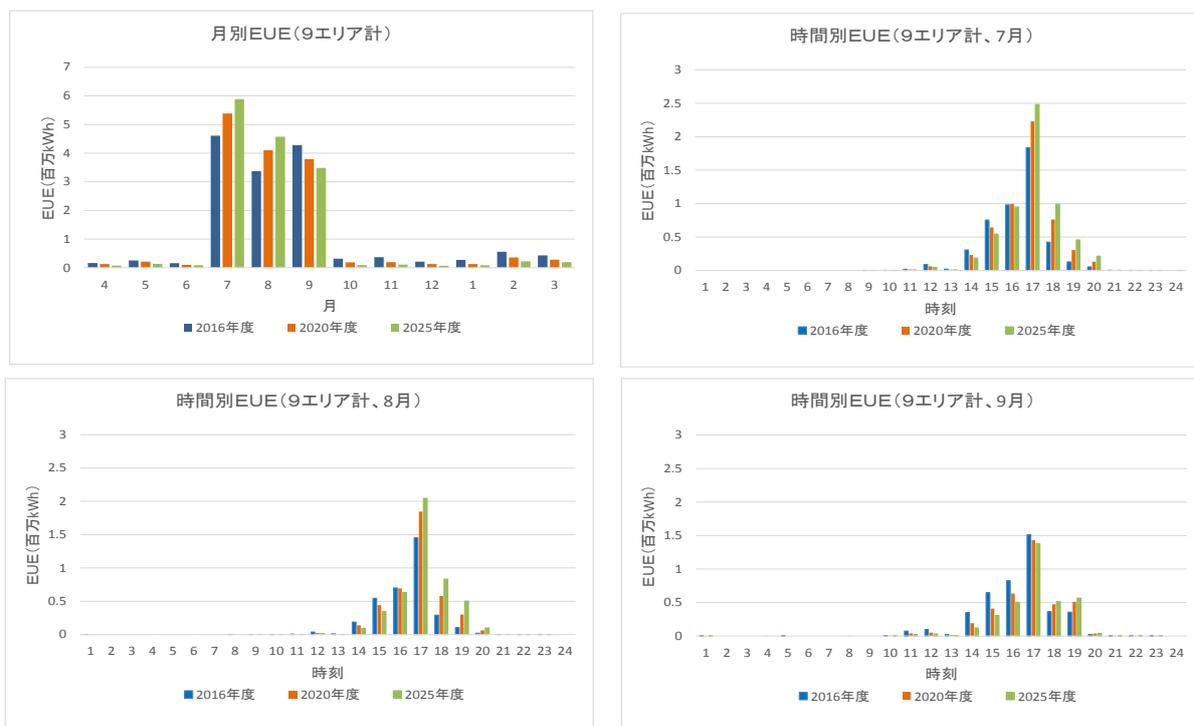


図 2-1-3-4 月別・時間別の EUE (9 エリア計)

③ エリア間の応援電力の状況（エリア単位）

図 2-1-3-5 に 7 月 17 時と 2 月 18 時の需要に対する応援電力¹⁶を示す。エリアの需要に対する応援電力（受電）の比率は、7、2 月とも北海道、北陸、四国エリアが大きい。この結果は、北海道、北陸、四国エリアの連系効果¹⁷が大きいことと一致している。

（供給信頼度基準：9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年）

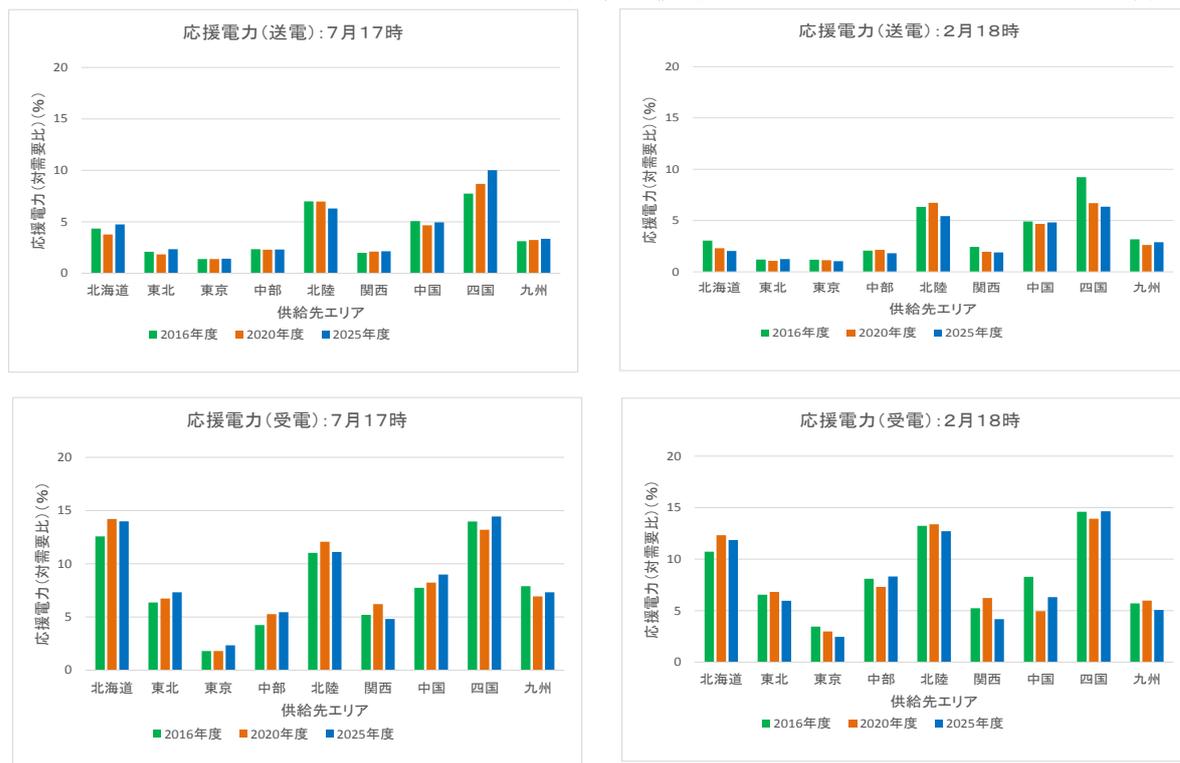


図 2-1-3-5 エリア間の応援電力の状況

(ii) 各エリアの必要供給予備力の解の一意性

供給信頼度が全国一律となるように各エリアの必要供給予備力を算定する場合、その解（各エリアの必要供給予備力）が一意に定まるかどうか検討を行った。

現状の算定ツールは、各エリアに計上されている供給力（本手法では、供給計画時点で各エリアに計上されている供給力）は、自エリアの需要に対して優先的に割り当てられ、余力があればその範囲内で他エリアへ応援することを前提としている（以下「計上エリア優先ロジック」）。そのため、連系線に制約が無くても、エリア間で供給予備力を付け替えると、供

¹⁶ 応援電力：断面(1時間)ごとのの応援電力の平均値〔=試行ごと(10,000回)の応援電力の合計÷応援発生回数〕

¹⁷ 単独時の必要供給予備力(率)と連系時の必要供給予備力(率)との差。ここでは、必要供給予備率の差を示す。

給予備力を減らしたエリアの供給信頼度が悪化し、給予備力を増やしたエリアの供給信頼度が向上する。このことから、供給信頼度が全国一律となる各エリアの必要給予備力は一意に定まると言える。

しかし、「計上エリア優先ロジック」は、広域機関ルール（業務規程）における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運用と合致しているものの、GCまでに小売電気事業者によってエリアを跨いで供給力の調達が行われる影響を考慮できていない。

そのため、GCまでの小売電気事業者の活動を考慮した場合について、簡易な2エリアモデルのシミュレーションを行った。その結果、この場合でも、連系線が制約となる条件のもとでは、エリア間の予備力の付け替えによって、各エリアの供給信頼度が変わる（供給信頼度が全国一律となる各エリアの必要給予備力は一意に定まる）ことが分かった。

（→別冊2参照）

（iii） エリア規模と必要給予備率の関係

エリア規模と必要給予備率の関係について、前提を単純化した簡易モデルにて検討することで可能な限り理論的な特徴を捉え、その特徴が実モデルによる検討結果に傾向として現れていることを確認した。

（→別冊2参照）

（iv） 太陽光発電の導入量が適切な給予備率に与える影響

太陽光発電の導入量が適切な給予備率に与える影響について、以下の点を確認した。

- ・供給計画における給予備率は、各エリアの需要ピーク（主に15時）の断面を対象とし、太陽光発電の供給力(L5¹⁸)を計上した供給力と想定需要の差として定義される。
- ・適切な給予備力の検討のための経済性分析においては、給予備力を変化させながら停電コストを算定するが、同じ給予備力であっても、太陽光発電の導入量が多いほど太陽光発電以外の供給力が少ない設定になることから、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）が増加する。そのため、太陽光発電の導入量が多いほど、経済性分析の結果から算定される適切な給予備力の値が大きくなる。
- ・一方、ある供給信頼度の基準値を定め、この基準を満たす必要給予備力を算定する場合、太陽光発電の導入量が多い場合は、太陽光発電の出力が減少する夕刻以降のEUEが大きいため、太陽光発電の導入量が異なっても、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要となる必要給予備力（太陽光発電の供給力を除く）は大きく変わらない。しかし、給予備力の定義は、それに太陽光発電の供給力(L5)を加算したものである

¹⁸ ある期間における発電実績（1時間平均）のうち下位から5日とり平均したもの。

ことから、必要供給予備力としては、太陽光発電の導入量が多いほど大きい値になる。

- このように、8,760時間を対象とした供給信頼度計算においては、需要ピーク以外の停電量も評価するため、昼間のみ供給力として期待できる太陽光発電と24時間供給力として期待できる太陽光発電以外の電源のどちらを確保するかで、必要供給予備力の計算結果に差が発生する。このため、年度ごとの導入量の想定に応じて必要供給予備力を算定のうえ、需給バランス評価を行う必要がある。

(→別冊2参照)

(4) エリア間の応援における連系線の扱い

2-1-2(4)に挙げた連系線に関する3つの課題の扱いについて、以下のとおり、検討を行った。なお、シミュレーションの諸元は表2-1-3-3に示すとおり(但し、連系線の諸元のみ本項で示すとおり変更)。

① 連系線の作業停止による空容量の減少及びマージンの扱いについて

連系線の作業停止による空容量の減少やマージン使用の扱いの違いが与える影響を把握するため、表2-1-3-4に示すケース1-1~2-2について、連系線の諸元を表2-1-3-5のとおり設定し、シミュレーションを行った。

表2-1-3-6に示すとおり連系線の作業停止による空容量の減少を考慮しない(空容量は平常時の値のみ使用)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(作業期間中は作業時の空容量の値を使用)ケース1-2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、エリア別で見ると、特に北陸エリアの必要供給予備力(ケース1-1 7万kW(1.4%)、ケース1-2 43万kW(8.7%))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、連系線作業中の北陸向け空容量が長期間に亘り大きく減少するため、連系線の空容量の制約により、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は、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とから、連系線の計画停止の扱いについては、以下の点を踏まえ、引き続き検討を行う必要があることを確認した。

- 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する場合、仮にこの基準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。また、現状では、連系線の作業停止計画は、今後2カ年分のみが策定の対象であるため(3年目以降の連系線の作業停止計画はない)、3年目以降の作業停止の適切な考慮方法(過去の実績等から定期的に行われる点検相当分のみ考慮する等)

について検討が必要である。

- 空容量の減少を伴う連系線の作業はエリアの需給バランスに比較的余裕のある時期に計画されることから、必要供給予備力の算定においては、平常時の空容量にて計算を行うことも考えられる。但し、この場合、連系線の作業計画が確定した段階で、そのリスクの大きさによっては、電源の作業停止時期の調整による供給力の積み増しを行う等の対策が考えられるが、そのような対策ができるのかどうかは課題となる。

表 2-1-3-4 シミュレーションケース

マージンの扱い		作業停止の扱い
ケース 1-1 ¹⁹	マージン使用（空容量＝運用容量－計画潮流）	平常時のみ（連系線の作業時の空容量の減少を考慮しない）
ケース 1-2		平常時と作業時（連系線の作業時の空容量の減少を考慮）
ケース 2-1	実需給断面で確保するマージン ²⁰ のみ不使用（空容量＝運用容量－実需給断面で確保するマージン－計画潮流）	平常時のみ（連系線の作業時の空容量の減少を考慮しない）
ケース 2-2		平常時と作業時（連系線の作業時の空容量の減少を考慮）

表 2-1-3-5 シミュレーションにおける連系線関連の諸元

項目	説明	備考
運用容量・計画潮流	2016年度当初計画値 ^{21,22}	全ケース
連系線作業停止計画	2016年度当初計画	ケース 1-2、2-2
作業時の空容量	作業時の空容量は、月別・平休日別・昼夜間帯別の需要の下位から、作業予定日数に応じて割当て。	ケース 1-2、2-2

¹⁹ ケース 1-1 の連系線は「2-1-3（2）の表 2-1-3-3 に示す前提条件と同じ。

²⁰ 北海道東北間連系線（北本）：北海道⇒東北 28万kW、東北⇒北海道 53万kW
周波数変換設備（FC）：東京⇔中部 60万kW

²¹ 2016年度当初計画において、当該断面の全てが作業で、平常時の値がない場合は、2017年度の計画値を使用。

²² 空容量の算定においては、関西中国間連系線のフェンス潮流、北陸フェンス、四国エリアの地内制約を考慮。

表 2-1-3-6 連系線の空容量に関するケース別の必要供給予備力（試算）

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
	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		
	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
			ケース 2-2	平常時・作業時	必要予備力	77	66	504	148	43	143	63	46	50
必要予備率	15.1	4.9			9.6	6.1	8.7	5.4	6.0	9.1	3.3	7.2		
連系効果		1.6	6.9	1.7	5.4	10.4	5.2	8.3	17.3	9.1	5.2			

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

次に、必要供給予備力の算定において、エリア間の応援の際に連系線のマージンを利用することを前提とするか否かを検討するため、シミュレーションを行った結果、表 2-1-3-6 に示すように、ケース 1-1（マージン使用）とケース 2-1（実需給断面で確保するマージンのみ不使用）の間で、特に北海道エリアの必要供給予備力に大きな差が生じることが分かった（ケース 1-1 20 万 kW（4.0%）、ケース 2-1 76 万 kW（14.9%））。

また、図 2-1-3-6 は、ケース 1-1（マージン使用）の「北海道本州間連系設備（北本）」の応援電力とその頻度を示している。本シミュレーションの前提条件のもとでは、2016 年度断面で、北海道向きに 13 万 kW 程度^{23,24}の応援電力が 81 回/年通過（北本増強後の 2020 年度断面では、北海道向きに 17 万 kW 程度^{23,25}の応援電力が 178 回/年通過）する結果となり、あくまでもシミュレーション上ではあるが、実需給断面で確保するマージンを使用した応援がかなりの頻度で行われることが分かった。

これらの結果及び以下の点を踏まえ、必要供給予備力算定におけるマージンの扱いについては、引き続き検討を行う必要があることを確認した。

（→参考資料スライド L-31～L-33）

- ・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²⁶を使用した応援を行うことになることから、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

²³ 8,760 時間の応援電力の平均値（図 2-1-3-6 左図は、日別の応援電力の最大値のみ表示）。

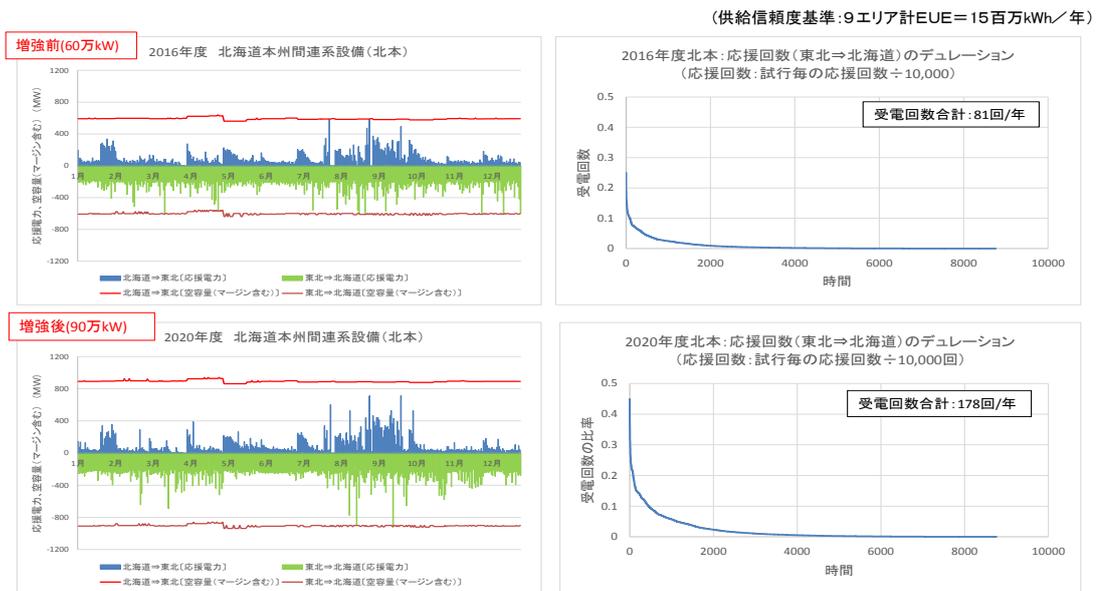
²⁴ 2016 年度断面の前提条件として、北本の北海道向けの運用容量 60 万 kW のうち実需給断面で確保するマージンを 53 万 kW とした場合の空容量は 7 万 kW。

²⁵ 2020 年度断面の前提条件として、北本の北海道向けの運用容量 90 万 kW のうち実需給断面で確保するマージンを 53 万 kW とした場合の空容量は 37 万 kW。

²⁶ 実需給断面で確保するマージン（「周波数制御に対応したマージン」、「その他のマージン」）を含む。

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な供給予備力を算定した場合、実運用において需給ひっ迫を解消するために当該マージンを使う頻度が高まり、この結果、当該マージンの利用中に連系線のルート事故が発生し、エリアの周波数を維持できず広範囲な停電が発生する可能性が高まることになる。



(左図補足)

縦軸: 応援電力は、日別(計24断面)の応援電力の最大値。順方向と逆方向のそれぞれについて算定。

空容量(マージン含む)は、日別(計24断面)の応援電力の最大が発生した時の値(複数断面で最大値が発生している場合は当該複数断面の平均値)

横軸: 日(各月の需要上位順)

図 2-1-3-6 北海道本州間連系設備(北本)の応援電力

② 連系線の計画外停止による空容量の減少について

連系線の計画外停止について、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(北本)」又は「周波数変換設備(FC)」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表2-1-3-7に、空容量と応援電力を図2-1-3-7に示す²⁷。

FCについては、1台停止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、北本の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%)程度増加することとなった。

連系線の計画外停止による空容量の減少については、計画外停止による各エリアへの影響量や事故発生時の対策等²⁸を考慮した検討が必要と考えられるこ

²⁷ 連系線の空容量は、ケース1-1(マージン使用、平常時のみ)を基に設定。

²⁸ 北本については、ケーブル事故対策(予備ケーブルの敷設)が行われている。また、現在行われている北本の増強工事が完了すれば、当該リスクの影響は低下する。

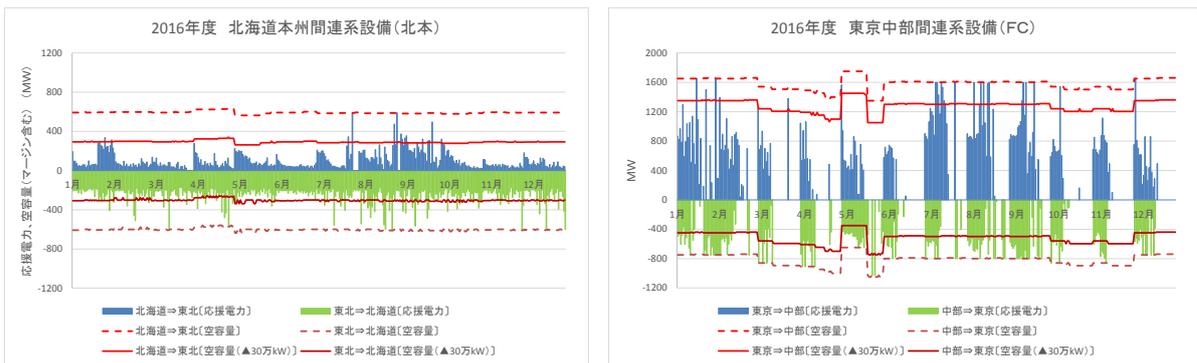
とを確認した。

(→参考資料スライド L-34, 35)

表 2-1-3-7 北本、F C の計画外停止 (N-1 故障) 時の必要供給予備力 (試算)

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。



縦軸: 応援電力は、日別(計24断面)の応援電力の最大値。順方向と逆方向のそれぞれについて算定。
空容量(マージン含む)は、日別(計24断面)の応援電力の最大が発生した時の値(複数断面で最大値が発生している場合は当該複数断面の平均値)
横軸: 日(各月の需要上位順)

図 2-1-3-7 北本及び周波数変換設備の空容量と応援電力

<今後の検討課題>

- ・必要供給予備力算定時のマージン、連系線の計画停止及び計画外停止の扱いについて、検討する必要がある。

(5) 確率論的必要供給予備力算定手法における需要及び再エネ予測誤差の扱い

従来（特に、部分自由化以前）は、一般電気事業者制度のもと一般電気事業者が全ての供給力を活用して需要に対応する仕組みであったため、供給力の充足性の分析（従来の LOLP 解析）において、予測誤差を考慮する必要はなかったと考えられる。

一方、現在の仕組みのもとでは、小売電気事業者の需要予測に対して、調達されなかった供給力のうち、一般送配電事業者と電源Ⅱとして契約していない供給力（図 2-1-3-8 の「電源Ⅲ余力」）がある場合、この供給力は需給の変動に応じてすぐには活用できないという状況が生じる。なお、再エネ出力予測誤差も同様であるため、以下、需要予測誤差を念頭に説明する。

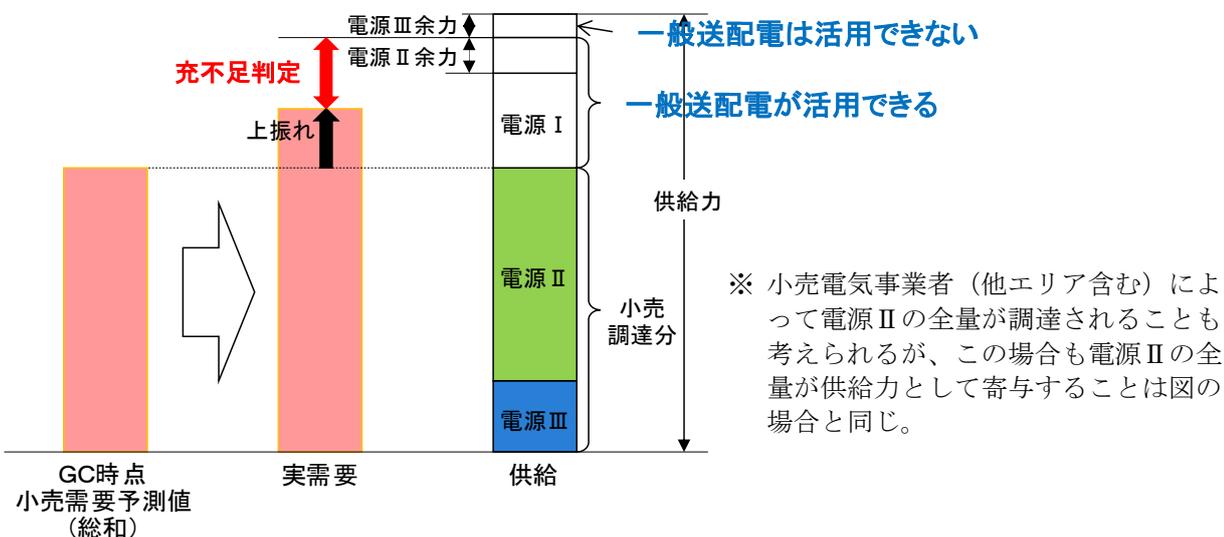


図 2-1-3-8 電源Ⅱに余力がある場合

活用できない供給力については、本来、確率論的必要供給予備力算定手法において、控除して供給力の充不足を判定すべきであり、その結果、必要供給予備力は増加する方向となる。

しかし、EUE 等の指標に影響するような需給状況の厳しい断面では、電源Ⅲのうち多くの供給力が GC までに小売電気事業者によって調達され、余力となる量は限定的であると考えられる（例えば、図 2-1-3-9 のような高需要断面では、電源Ⅲの余力は発生しない）ことから、分析に与える影響は小さいと考えられる。

したがって、需要予測誤差の影響で活用できない供給力が発生することは、現時点では確率論的必要供給予備力算定手法において、特段の考慮はしないものとした。

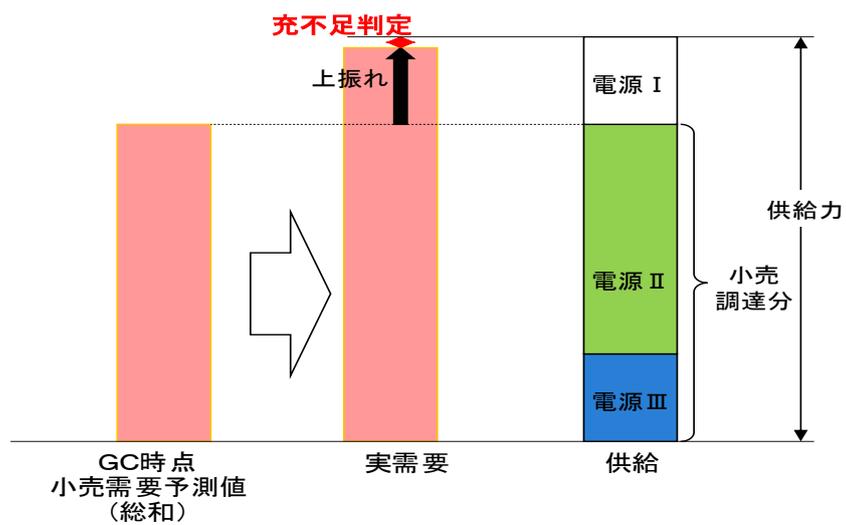


図 2-1-3-9 電源Ⅲの余力がない場合（高需要断面）

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-ARIMA²⁹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³⁰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。

（→参考資料スライドL-9, L-10）

表 2-1-4-1 ケース別の回帰対象期間

ケース	回帰対象期間(イレギュラー期間を除く)
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）

²⁹ 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。従来の分析に使用されたEPA法は、X-12-ARIMA等への移行に伴い、現在、我が国の行政機関で使われていない。

参考：「季節調整法の比較研究 センサス局法 X-12-ARIMA の我が国経済統計への適用（経済企画庁経済研究所 2000年6月）」 <http://www.esri.go.jp/jp/archive/sei/sei017/sei017a.pdf>

³⁰ 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等の影響があるため対象期間から除外

表 2-1-4-2 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

<今後の検討課題>

- ・「景気変動等による需要の変動」については、データの蓄積を行いながら引き続き検討を行う。

2-1-5. 今後の課題

必要供給予備力の検討に関する今後の課題は以下のとおりであることを確認した（前述の課題の再掲を含む）。

（１）供給信頼度の基準の設定

今後検討が行われる容量市場の需要曲線の設定におけるパラメータ（例えば Net CONE (Cost of New Entry)）との整合を図る等、供給力確保コストや停電コストについて引き続き検討のうえ、指標（エリア需要 1kW あたりの EUE を軸とする）の基準値の設定について検討する必要がある。

（２）１時間内の需要と供給の変動の扱いについて

確率論的必要供給予備力算定手法では、図 2-1-5-1 のとおり 1 時間平均値によって供給力の充不足を評価しているが、実際の運用では 1 時間平均値からの変動分（1 時間内の変動分）に対応するための上げ調整力を確保する必要がある。

上げ調整力の確保を考慮する場合の必要供給予備率への影響を把握する等、その考慮の可否を含め検討する必要がある。

（→参考資料スライド L-11）

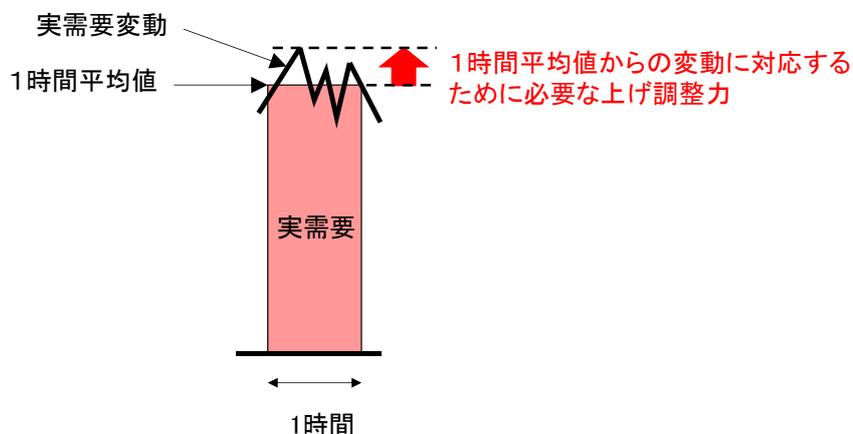


図 2-1-5-1 1 時間平均値からの変動

（３）確率論的必要供給予備力算定手法の諸元の検討（見直しの必要性を含む）

（i）計画外停止率の調査及び見直しの検討

現状では、旧日本電力調査委員会（旧 EI）による調査結果を基に電源の計画外停止率を設定しているが、旧 EI による調査は、需要ピーク断面を対象とした調査結果である³¹ことから、現在検討中の 8,760 時間を対象とした分析手法と整合を図った調査方法への見直しを行う必要がある。

また、旧 EI の調査は主に旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者を対象と

³¹ 従来、旧 EI では、計画外停止率を LOLP（8 月平日のピーク断面を評価）の算定諸元とすることを目的に、ピーク断面を対象とした日数ベースの計画外停止率を調査。

していたが、これらの事業者以外の電源が増加していることを考慮し、旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者以外の発電事業者も調査の対象とする必要がある。

(ii) 旧一般電気事業者以外の電源のラインナップへの追加

現状では、旧一般電気事業者の電源（旧一般電気事業者が調達した電源を含む）のみを対象として、シミュレーションにおける電源のラインナップを設定しているが、旧一般電気事業者以外の事業者の電源が増加していることを考慮し、旧一般電気事業者以外の電源の追加について検討する必要がある。

(iii) 気温感応度式等需要の変動に関する諸元の検討

現状、各月・各時刻の気温感応度式は、至近4カ年の需要実績と気温実績(1時間値)³²を基に、各エリア統一した考え方のもとで設定している。

しかし、エリア別・季節別に需要と強い相関のある気象要因（露点温度、不快指数等）が異なる可能性等も考えられることから、気温感応度式の設定方法について、実務上の対応可能性も含め、引き続き検討する必要がある。

(4) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討（見直しの必要性を含む）

(i) 小売電気事業者によるエリアを跨いだ供給力調達行動の考慮

必要供給予備力の設定において、連系線利用ルールの見直し（間接オークションの導入）を踏まえつつ、小売電気事業者のエリアを跨いだ供給力調達の考慮の必要性について検討を行う必要がある。

(ii) エリア間の応援に関するシミュレーションについて

- ・連系線の作業停止及び計画外停止の扱い。
- ・実需給断面のマーヅンを利用することを前提とするかどうか。
- ・連系線利用ルールの見直し（間接オークションの導入）以降の評価年度における計画潮流（空容量）の考え方
- ・エリア間の応援に関するシミュレーションのロジック³³の在り方について

(iii) 電源の計画停止及び運用を考慮した手法の見直し

従来、供給計画第1年度の需給バランスの評価において各月・各エリアの供給予備率が一定値（8%）を確保されているかどうかを確認してきたことを踏まえ、シミュレーションにおいても、各月の供給予備率が一定値に

³² エリア別供給地域の県庁所在地ごとの気温実績の単純平均

³³ 現状の応援ルールは、9エリアを3ブロックに分け（東地域、中地域、西地域）、同一ブロック内での応援を優先。

なる（但し、エリア間では異なって良い）ことを前提条件として分析を行っている。

一方、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1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1断面の供給予備率のみ把握できる。

需給バランス評価では、本手法で算定した適切な供給予備率の基準値に基づき、当該1断面の需給バランスを確認することとなるが、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、各月の供給予備率が適切な供給予備率を満たさない、すなわち、適切な供給信頼度が確保できないおそれがある。この場合、適切な供給信頼度を確保するためには、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、電源の設備量は多くなければならない。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うことで、前述のような問題は起こりにくいですが、再エネ導入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需要との差が小さくなってきている傾向があることから、前述のような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。

現状のシミュレーションでは、揚水発電機について、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られており、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。このような揚水発電機の運用制約の考慮についても、その必要性を含めた検討を行う必要がある。

(iv) 余剰買取太陽光発電の取扱い

現状、需要のベースラインと変動量は、余剰買取太陽光発電（「余剰買取PV」）の自家消費電力を控除した需要の値を使って設定し、供給力のベースラインと変動量は、余剰買取PVの出力から自家消費電力を控除した値（想定値）を使って設定している（供給計画における需要と供給力も同様の扱い）。

しかし、余剰買取PVの導入拡大に伴い、以下に挙げるような影響があることから、今後の課題として引き続き検討を行う必要がある。

（→参考資料スライドL-12）

- ・各断面の需要の変動量は、実績データから分析した変動量に対し、需要実績と各断面の需要のベースラインの値の比率を掛けて設定している。新規に設置される余剰買取PVの自家消費電力は需要のベースラインの減になるため、需要の変動量も減少してしまう（本来であれば、余剰買取PVの自家消費電力を含む需要の変動量は変わらない）。
- ・各断面の供給力の変動量は、新規に設置される余剰買取PVの設備量を勘案して変動量を設定していることから、余剰買取PVの供給力が正の断面

(余剰買取 PV の出力 > 自家消費電力) においては、余剰買取 PV の出力の変動を考慮できている。一方、余剰買取 PV の出力の全量が自家消費され、供給力が 0 となる断面 (余剰買取 PV の出力 < 自家消費電力) においては、新規に設置される余剰買取 PV の自家消費電力の変動が考慮されない (既設の余剰買取 PV の自家消費電力の変動は需要実績の変動に含まれており、需要の変動量として考慮されていると考えられる)。

(5) 景気変動等による需要の変動の扱い

震災後の需要に関するデータの蓄積を行いながら引き続き検討する必要がある。

2-2. 2016 年度夏季の電力需給実績及び 2016 年度冬季の電力需給見通しの検証

2-2-1. 検討の背景

これまで、夏季及び冬季における電力需給実績及び電力需給見通しの検証（以下「需給検証」）については、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会において検証と取りまとめが行われてきたが、2016 年 8 月 30 日の同委員会において、需給検証の作業の場を同委員会から広域機関に移管することが決定された。

これを受け、広域機関において 2016 年度夏季の電力需給実績及び冬季の電力需給見通しの検証作業を行い、2016 年 10 月にその結果を報告書として取りまとめた。

以下に報告書の概要を記載するが、詳細については、広域機関ウェブサイトに公表の報告書³⁴を参照されたい。また、広域機関の報告書をもとに国で行われた取りまとめについては、国の報告書³⁵を参照されたい。

2-2-2. 検討事項

(1) 2016 年度夏季の電力需給の結果の分析

昨年 4 月の電力需給検証小委員会において旧一般電気事業者の電力需給を対象として見通しが立てられていた³⁶ことから、旧一般電気事業者の電力需給を対象として結果の分析を行った（表 2-2-2-1 の「従来」部分を参照）。

(2) 2016 年度冬季の電力需給の見通しの検証

2016 年度冬季（今冬）の電力需給見通しについては、各電気事業者の供給計画のデータ等を活用し、各供給区域（エリア）の電力需給を対象として見通しを検証した（表 2-2-2-1 の「今回」部分を参照）。

表 2-2-2-1 従来と今回の電力需給検証比較

	従来	今回
対象	旧一般電気事業者の需給	各エリア全体の需給
供給力	発電電端 ^{※1} ベース	送電端ベース
	旧一般電気事業者の供給力を積上げ	小売電気事業者、一般送配電事業者が調達した供給力、発電事業者の発電余力を積上げ
評価基準	厳寒H1需要に対し、供給予備率3%以上を確保できているかどうかを確認	左記に加え、厳寒H1需要発生時に、さらにN-1故障が発生した場合の影響を確認

※1 旧一般電気事業者の発電所の発生電力端の電力、及び他社の発電所で発電された電力のうち一般送配電事業者の流通設備を通じて需要家に供給された電力の受電地点における値を合計したものをいう。

³⁴ 「電力需給検証報告書の公表について」

https://www.occto.or.jp/koiki/koukai/2016_denryoku_jukyukenshouhoukokusho.html

³⁵ 経済産業省資源エネルギー庁ニュースリリース「電力需給検証報告書を取りまとめました」（2016 年 10 月 25 日）発表資料 <http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161025003/20161025003.html>

³⁶ 経済産業省資源エネルギー庁ニュースリリース「電力需給検証小委員会の報告書を取りまとめました」（2016 年 4 月 28 日）発表資料 <http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>

2-2-3. 2016 年度夏季の電力需給実績

(1) 電力需給の状況

表 2-2-3-1 は 2016 年度夏季の最大需要見通し及び実績を示しているが、沖縄を除き全国的に本年 4 月に電力需給検証小委員会で示した見通しを下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

表 2-2-3-1 2016 年度夏季の旧一般電気事業者における需給状況（最大需要日）

旧一般電気事業者	節電目標	実績					見通し※1		
		最大需要日	最高気温(°C)	最大需要	供給力	予備率	最大需要	供給力	予備率
北海道電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	30.4	405	500	23.6%	428	515	20.2%
東北電力	なし	8月5日(金) (14~15時)	32.7	1,228	1,550	26.2%	1,412	1,514	7.3%
東京電力	なし	8月9日(火) (14~15時)	37.2	4,660	5,267	13.0%	4,810	5,201	8.1%
中部電力	なし	8月8日(月) (14~15時)	37.8	2,425	2,690	11.0%	2,567	2,739	6.7%
関西電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	36.3	2,375	2,582	8.7%	2,567	2,778	8.2%
北陸電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	34.2	516	571	10.8%	545	605	11.1%
中国電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	35.1	1,042	1,161	11.5%	1,114	1,259	13.0%
四国電力	なし	8月22日(月) (14~15時)	36.0	535	624	16.8%	543	574	5.8%
九州電力	なし	8月22日(月) (15~16時)	35.1	1,455	1,659	14.0%	1,564	1,782	13.9%
沖縄電力※2	なし	7月4日(月) (14~15時)	33.6	155	215	38.4%	154	224	45.7%

※1 総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)

※2 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

(2) 需要・供給力の状況

2016 年度夏季の最大需要日の需要と供給力（発受電端実績）の見通しと実績の差は、それぞれ表 2-2-3-2、表 2-2-3-3 のとおりであった。

(→参考資料スライド J-1~J-4)

表 2-2-3-2 2016 年度夏季の需要見通しと実績の差

(9社計)	実績 (万kW)	見通し (万kW)	実績-見通し (万kW)	差の主な要因
合計	14,641	15,550	▲909	
気温影響等	▲380	+168	▲548	全体的には、気温が想定よりも低く推移したこと等 (一部で、想定以上の気温及び需要となったエリアもあった。)
経済影響等	▲1,117	▲993	▲124	2016年度のGDP、IIPの伸び率の差異(GDP:+1.1%→+0.7%、IIP:+2.7%→+0.2%)の影響及び需要の離脱の進展等により、見通しを下回った。
節電影響	▲1,849	▲1,612	▲237	ほとんどの旧一般電気事業者管内で想定を上回る節電が行われ、実績が想定を下回った。

※ 実績・見通しは発受電端電力。実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)による。

※ 需要には、太陽光自家消費分は含まない。

表 2-2-3-3 2016 年度夏季の供給力見通しと実績の差

(9社計)	実績 (万kW)	見通し (万kW)	実績－見通し (万kW)	差の主な要因
合計※1	16,604	16,967	▲363	
原子力	273	178	+95	伊方原発3号機の試運転等による
火力※2	12,187	12,962	▲775	計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止(需給停止)による
水力	1,176	1,233	▲57	一部地域の降水量少、ダム水位の低下による運用変更等による
揚水	1,866	2,061	▲195	需給状況を考慮した日々の運用による
地熱 太陽光 風力	1,616	768	+848	太陽光・風力の出力比率が想定以上となったことによる(想定では安定的に見込める量として下位5日の平均値を採用)
融通調整	0	0	0	—
新電力への供給等	▲512	▲238	▲274	卸電力取引所への売電増等

※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

※2 見通しには予備力を含む一方、実績は需給状況に応じ運用停止があるため、基本的には実績が想定を下回る傾向となる。

※ 実績・見通しは発電端電力。実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)による。

(3) まとめ

需要面において、ほとんどの地域で想定ほどの猛暑とはならず、節電の定着も相俟って、全国大で見れば需要が想定を大きく下回ったこと、供給力面において、火力発電所の計画外停止件数が震災前を下回るなどによって十分な供給力を確保できたことから、今夏の需給は最大需要発生日においても安定した状況であったといえる。

2-2-4. 2016 年度冬季の電力需給見通しの検証

(1) 検証における基本的な考え方

(i) 供給力

エリア別に、小売電気事業者が調達した供給力³⁷、一般送配電事業者が調整力として調達した供給力、エリア内発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給力（発電余力）をそれぞれ足し合わせたものとする（図 2-2-4-1 参照）。特に発電余力については、エリアを跨いで取引されることも想定されるが、本検証においては、発電所が所在するエリアの供給力として計上する。

なお、本検証では、供給計画に合せて送電端ベースで評価を行った（以下、本報告書において、特に断わりのない限り、需要、供給力ともに送電端ベース）。

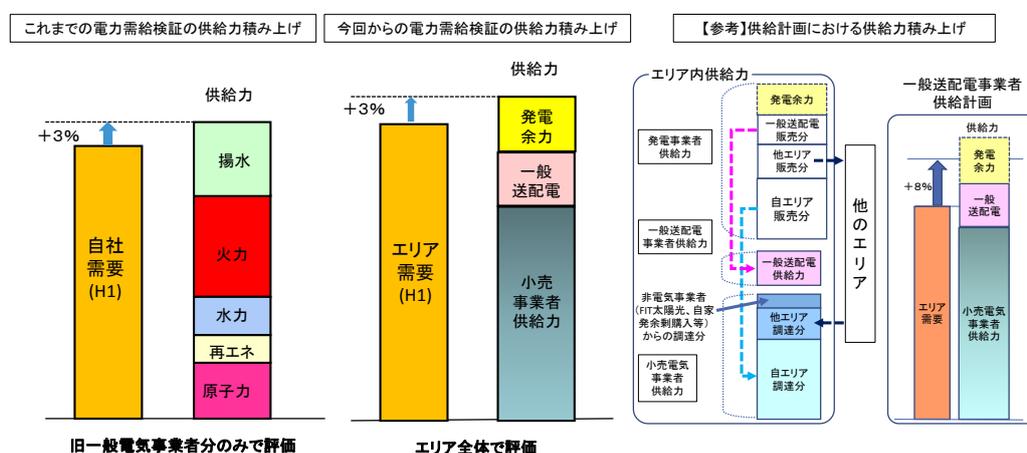


図 2-2-4-1 供給力の計上方法比較

(ii) 需要

これまでの電力需給検証と同様、10年に1回程度の厳寒における最大電力需要（「厳寒 H1 需要」）を想定した。具体的には、過去10ヶ年で最も厳寒であった2011年度冬季並みの厳寒を想定するが、他年度の方が厳寒となったエリアについては、それぞれ以下のとおり当該年度並みの厳寒を想定した。

- ・北海道エリア：2010年度
- ・東北エリア、東京エリア：2013年度
- ・沖縄エリア：2015年度

この想定に直近の経済見通しや節電の定着状況等を反映して、2016年度冬季の需要想定とした。

（→参考資料スライド J-5、J-6）

³⁷ 需給契約に基づき安定的に供給されると見込める分及び卸電力取引所の先渡市場における約定分のみを計上。

(iii) 検証方法

電力需給検証小委員会における基準（厳寒 H1 需要に対して供給予備率 3% を確保すること）を踏襲した。

また、追加的な検証として、厳寒 H1 需要発生時において、発電機の停止や送電線 1 回線事故等の単一故障（以下「N-1 故障」）が発生した場合の需給バランスについても検証した。

(2) 電力需給バランスの検証

2016 年度冬季の電力需給見通しは表 2-2-4-1 のとおりであり、中部エリア以外は各月において供給予備率 3% を確保できる見通しとなった。

中部エリア（12, 1 月）の供給予備率が 3% を下回ったのは、中部エリア内の小売電気事業者が卸電力取引市場や新たな相対契約等により調達を予定している「調達先未定分」の存在が影響していると考えられる。

しかし、今後、小売電気事業者が卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結により、エリア外から調達する可能性がある供給力³⁸を加えれば、図 2-2-4-2 にも示すように、中部エリア（12, 1 月）においても供給予備率 3% は確保可能な見通しとなる。

（→参考資料スライド J-7）

表 2-2-4-1 2016 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス

(送電端, 万kW%)													
【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,346	536	2,737	1,192	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	41	41	228	186	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	10.8	45.5
予備力3%確保に対する不足分						28							
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,446	569	2,823	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	65	54	249	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備力3%確保に対する不足分						7							
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	159	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備力3%確保に対する不足分													
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備力3%確保に対する不足分													

³⁸ 具体的には、図 2-2-4-2 に示すとおり、関西エリア及び中国エリアに存在する発電余力を卸電力取引市場により調達すると仮定して確認。

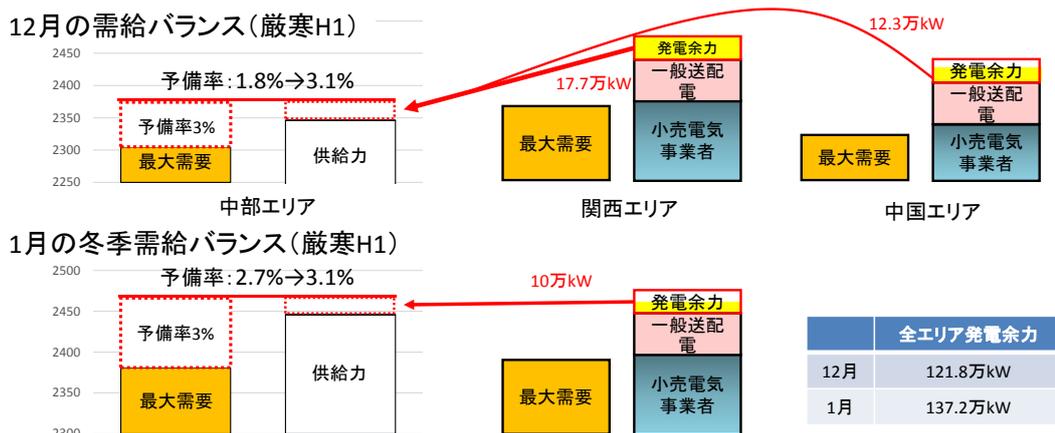


図 2-2-4-2 中部エリアの供給力確保見通し

更なるリスクケースとして、厳寒 H1 需要発生時に電源又は送電線の N-1 故障が発生した場合の需給バランスについても検証した（表 2-2-4-2、表 2-2-4-3 参照）。

供給予備率が基準の 3% に対して大きく不足しているのは、東京エリア（2 月）と中部エリア（12, 1 月）であるが、追加的な需給対策³⁹の効果を調査した結果、供給予備率 3% の基準を満たすことができることを確認した。

（→参考資料スライド J-8）

表 2-2-4-2 供給力減少リスク要因と予備率（厳寒 H1）の比較

		(送電端万kW)										
【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-	
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	1	-3	314	-123	-38	67	61	-55	78	24	
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-	
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	2	13	-76	-102	-26	86	41	-49	2	20	
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-	
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	-1	10	-182	-66	-37	73	32	-55	23	33	
【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-	
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	37	39	-31	-14	-44	272	85	-34	154	33	

※1: 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載

³⁹ 供給計画等における供給力には計上されないものの、実需給の断面において、需給ひっ迫が想定される場合に、市場取引による調達や火力機の過負荷運転及び契約に基づく需要抑制等、供給予備力を向上させるうえで蓋然性の高い対策のこと。

表 2-2-4-3 東京・中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー

エリアの運用上の需給対策	効果量(万kW)			算定根拠	備考
	中部	中部	東京		
	12月	1月	2月		
① エリア間取引等 (FC活用なし)	60Hz		50Hz	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年間計画に基づく(次頁参照)
	166	157	93		
② 火力機の過負荷運転	9	14	39	発電事業者からヒアリング (当該エリア分のみを計上)	
①+②市場取引等による需給対策	175	171	132		
③ エリア間取引等 (FC活用)	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年間計画に基づく(次頁参照)
	98	93	0		
①+②+③市場取引等による需給対策	273	264	132		
④ 本機関による逼迫時の指示	50Hz		34	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	エリア向けの 年間段階のマージン分
	67	72			
	60Hz		73	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	エリア向けの 年間段階マージン分
⑤ 契約に基づく需要抑制	72	72	92	小売電気事業者からヒアリング	
④+⑤広域機関等による需給対策	172	178	199		
合計	445	442	331		

2-2-5. 今後の課題

今後の需給検証における改善の方向性として、以下の点を確認した。

(1) 需要想定方法の見直し

従来の想定手法(図2-2-5-1 上段参照)では、2010年度における夏季及び冬季の需要をベースとしていたが、今回の検証を通じて、節電が相当程度定着している状況を確認できたことから、今後は広域機関が供給計画の取りまとめ等において実施している想定手法(図2-2-5-1 下段参照)に変更し、需給バランス評価の一貫性を確保していくこととする。

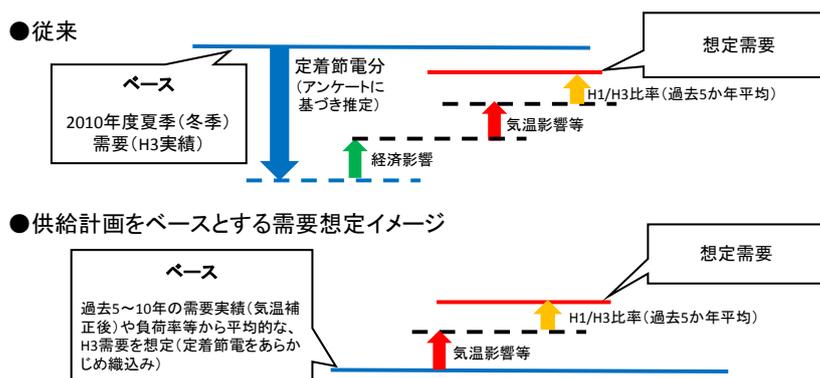


図 2-2-5-1 需要想定手法の違い

(2) 小売電気事業者が確保する供給力の評価方法の検討

今回の検証では、相対契約が確認できる等の確実な供給力のみ計上しており、現段階で供給先未定の発電余力については、発電所が所在するエリアの供給力とした。しかし、当日までにはスポット市場等に応札される蓋然性は高いと考えられることから、こうした流動的な供給力をどのように扱うのが適切かについて、引き続き検討が必要であると言える。

2-3. 電源入札等の検討開始判断について

2-3-1. 検討の背景

電源入札等は、安定した電力需給を検討するにあたり、供給力確保を最終的に担保するセーフティネットとして、新規の電源開発や既存電源の改造・改修又は維持・運用を対象として入札等を行うものであり、電力システム改革に伴う電気事業法の第2弾改正（2014年6月11日成立）において、入札等に関する内容が織り込まれた⁴⁰。

（→参考資料スライドD-1）

電源入札等の実施判断までのプロセスは図2-3-1-1に示すとおりで、本委員会では、業務規程第34条⁴¹に基づき、STEP0の結果を踏まえたSTEP1（電源入札等の検討開始の判断）の検討を行うものである。なお、供給計画取りまとめ及び大臣送付（STEP0）については、2016年6月に実施済みである。

（→参考資料スライドD-2）

なお、STEP1の検討は、広域機関による供給計画取りまとめ時期（3月末）を考慮し、毎年6月末を目途に実施する計画であるが、平成28年度（2016年度）については、ライセンス制導入初年度による経過措置により、広域機関による供給計画取りまとめが6月末になったことに加え、長期の需給バランス評価の基準について検討中であったことから、今年度については、第1年度を6月28日（第4回委員会）に、第2～10年度を12月22日（第12回委員会）に実施した。

（→参考資料スライドD-3）

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末 (今年度は6月末に実施)	6月末 (今年度は、第2～10年度分は年内に実施)	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る) (今年度は、STEP1を踏まえて検討)
評価内容	<ul style="list-style-type: none"> 受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 【需給バランス評価】 適正な供給力の確保状況※2を確認 	<ul style="list-style-type: none"> 【需給バランス評価】 供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 【需給変動リスク分析】 社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮 	<ul style="list-style-type: none"> 電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等)⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> 需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 【需給バランス評価】 ・平年H3需要※3に対する基準 	<ul style="list-style-type: none"> 【需給バランス評価】 ・STEP0と同じ 【需給変動リスク分析】 ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5) 	<ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ)

※1:経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2:火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3:平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4:厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5:第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

図 2-3-1-1 電源入札等の実施判断に至るまでのプロセス

⁴⁰ 電気事業法第28条の40第5号

⁴¹ 広域機関業務規程（委員会における需給バランス評価及び需給変動リスクの分析）

第34条 本機関は、定款第41条に基づき、有識者を含めた常設の委員会を設置し、毎年度、供給計画のとりまとめに基づく需給バランス評価、及び、必要に応じ、需給変動リスク分析を行う。

2-3-2. 検討事項

(1) 需給バランス評価

平成 28 年度（2016 年度）供給計画の取りまとめ結果に基づき、第 1 年度（平成 28 年度）～第 10 年度（平成 37 年度）における平年 H3 需給バランス評価を行った。必要な供給予備率の基準については、見直しに至っていないことから、従来 of H3 需要の 8% を基準とした。

(2) 需給変動リスク分析

平成 28 年度供給計画の取りまとめ結果に基づき、第 1 年度（平成 28 年度）については、厳気象 H1 需要発生時における需給バランス評価、供給力減少リスク要因の把握、小売想定需要とエリア需要とのかい離状況の把握を行った。

一方、第 2 年度（平成 29 年度）～第 10 年度（平成 37 年度）については、外的要因による需要上振れや供給力下振れ時の需給バランスの把握及び事業者の計画変更等に起因する需給バランスへの影響量の把握をそれぞれ行った。

(→参考資料スライド D-4～D-6)

2-3-3. 第 1 年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析

(1) 需給バランス評価

供給計画における第 1 年度（平成 28 年度）の各月の H3 需要に対する需給バランスは表 2-3-3-1 のとおり。東京エリア（7 月）及び中部エリア（12 月、1 月）で供給予備率 8% を下回るが、地域間連系線の空容量の範囲内で他エリアからの電力融通や電力取引を考慮することにより、表 2-3-3-2 に示すように、供給予備率 8% を確保できることを確認した。

表 2-3-3-1 平成 28 年度 各エリアにおける毎月の供給予備率

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	7.9%	15.4%	9.2%	12.0%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	15.0%	21.3%	20.1%	7.7%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	7.2%	7.7%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	20.3%	15.0%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

赤セル：供給予備率が8%未満の区域・月

(%)

(注) 本検討が 6 月に行われたため、4～6 月については事後として斜線扱いとしている。

表 2-3-3-2 平成 28 年度 各エリアにおける毎月の連系線活用後の
供給予備率（空容量の範囲内）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	8.0%	15.4%	9.2%	①10.7%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	14.9%	21.3%	20.1%	8.0%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	8.0%	8.0%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	②15.6%	③17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	19.5%	14.7%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

(%)

青セル:受電側
緑セル:送電側

①東北エリアから東京エリアへ17.2万kWの送電(124万kW)
 ②関西エリアから中部エリアへ17.2万kWの送電(187万kW)
 ③関西エリアから中部エリアへ 6.0万kWの送電(176万kW)

注)①内の値は、平成28年度供給計画策定段階(平成28年2月19日時点)での連系線空容量を基に算出した連系線送電可能量

(2) 需給変動リスク分析

(i) 厳気象 H1 需要発生時における需給バランス評価

需給バランス評価における想定需要及び評価基準は以下のとおりとした。

- ① 需要は、電力需給検証小委員会の前提条件及び想定手法を準用し、原則、以下の前提条件で想定する（想定需要を「猛暑 H1 需要」と呼ぶ。）。
 - ✓ 至近 10 年間の H3 需要発生日のうち、最高気温が最も高かった年（以下「猛暑年」）の気温等と供給計画における H3 需要想定気温等の差分から、気象感応度⁴²を用いて猛暑年の気温等における H3 需要（以下「猛暑 H3 需要」）を算出する。
 - ✓ 猛暑 H3 需要に H1 需要と H3 需要の比率（「H1/H3 比率」、エリア需要の過去 5 年間平均）を乗じ、猛暑 H1 需要の想定値とする。
- ② 猛暑 H1 需要に対する供給予備率が同小委員会で最低限確保すべきとされた 3%を上回るかどうかを評価の基準とする。

各エリアの猛暑 H1 需要想定及び需給バランス評価の結果は、それぞれ表 2-3-3-3、表 2-3-3-4 のとおり。東京エリアの供給予備率が 0.7%となり、基準の 3%に満たない結果となったが、エリア間の電力取引や火力機の過負荷運転などの追加的な需給対策メニュー（表 2-3-3-5 参照）を積み上げることで、供給予備率 3%を確保できることを確認した。

（→参考資料スライド D-7）

⁴² 気温、湿度、不快指数等と需要の相関性のこと。

表 2-3-3-3 各エリアにおける猛暑 H1 需要想定の内容

(気温℃、需要は送電端、万kW)

28年度夏季	北海道	東北	東京		中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
猛暑H1 想定方法	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式 (提出値)	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度(至近10か年)	2012 2010	2010※1	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009
気象感応度 (最高気温・万kW/℃)	6	35	122	134	71 (累積不快指数 1etあたり)	13 (合成不快指数)	85 (累積5日最高気温)	32	22	48	3
最高気温以外の 考慮要素	最低気温	前2日最高気温、 最小湿度	前3日平均気温	前3日平均気温	累積不快指数 (最高気温を使用 していない)	当日不快指数と 前5日不快指数と の合成不快指数	累積5日 最高気温	最大電力発生時 刻気温/前3日最 高気温平均/当日 平均湿度	前5日最高気温 の平均、 最小湿度	前5日平均気温	前3日平均気温
供給計画H3前提気温	28.9 31.0	32.5	34.7	34.7	83.9 (累積不快指数)	82.9 (合成不快指数)	35.5※3	35.2	34.4	34.3	33.1
供給計画H3需要	416 432	1,280 1,309	5,247	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
猛暑H3前提気温	31.8 33.0	34.8	36.0	37.0 (猛暑H1前提※2)	85.5	84.4 (合成不快指数)	36.6	35.9	35.0	36.2	34.0
猛暑H3需要	434 445	1,365 1,394	5,478	※2	2,542	514	2,739	1,094	522	1,610	147
算定に用いた H1/H3比率 (5か年実績平均)	1.01 1.01	1.02 1.01	1.01	※2	1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.00
猛暑H1需要 (7.8月で異なる場合は 上段7月、下段8月)	438 449	1,387 1,409	5,553	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
猛暑H1/H3比率(結果)	1.05 1.04	1.08 1.08	1.06	1.07	1.06	1.04	1.06	1.05	1.02	1.07	1.03

※1 東北エリアは、至近10年間のH3需要日の最高気温は2015年(34.9℃)であるが、需給検証小委では気温影響量の大きい2010年(34.8℃)を猛暑年としている。
 ※2 東京エリアは、H1/H3比率(5か年平均)を用いた想定方法(本機関指定)のほか、一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「猛暑設定年のH1発生日の前提条件
 と供給計画H3需要の前提条件(過去10か年平均)の差分から直接気象影響を算出」を表記。
 ※3 過去10年間における、夏季H3発生日の累積5日最高気温の平均値を表記。

表 2-3-3-4 猛暑 H1 需要に対する需給バランス

(送電端、万kW%)

【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	494	1,434	5,669	2,679	574	2,948	1,274	577	1,852	206
最大電力需要	438	1,387	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	56	47	41	100	57	163	165	46	230	57
供給予備率	12.8	3.4	0.7	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	38.6
予備力3%確保に対する不足分			128							

【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	530	1,495	5,781	2,728	578	2,954	1,269	570	1,783	214
最大電力需要	449	1,409	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	81	85	154	149	61	168	161	39	161	66
供給予備率	18.0	6.0	2.7	5.8	11.8	6.0	14.5	7.3	9.9	44.7
予備力3%確保に対する不足分			15							

【9月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	533	1,400	5,542	2,585	543	2,813	1,208	538	1,615	198
最大電力需要	449	1,299	5,056	2,439	488	2,622	979	505	1,463	143
供給予備力	84	100	485	146	54	191	229	33	152	55
供給予備率	18.7	7.7	9.6	6.0	11.1	7.3	23.4	6.5	10.4	38.5
予備力3%確保に対する不足分										

※最大電力需要は、平成28年度供給計画のH3需要をベースとして、厳気象条件で想定。 ※揚水発電供給力は需要に応じた可能出力を算定
 ※建設試験運転電力は、予備率3%を下回っている東京エリアについて、発電・調達計画等に基づき本機関が期待可能と判断した地点を計上

表 2-3-3-5 東京エリアにおける運用上の追加的な需給対策メニュー

需給対策メニュー			効果量 (万 kW)	
			7月	8月
①	エリア間取引等	50Hz エリア	48	85
		60Hz エリア	0	0
②	火力機の過負荷運転		42	42
③	広域機関による 需給逼迫時の指示	50Hz エリア	0	25
		60Hz エリア	60	60
④	契約に基づく需要抑制		116	116
合計			266	328

(ii) 供給力減少リスクの把握

供給力減少リスクとして「電源N-1故障による最大電源脱落」「送電線N-1故障による最大電源脱落」「新規開発供給力の開発遅延」を挙げ、それぞれのリスク量を表2-3-3-6のとおり把握した。H3需要に対して、供給力減少リスクのいずれか一つが発現した場合には、運用上の追加的な需給対策を採らなくても、確保された予備力で対応可能であることを確認した。一方で、H3需要を上回る高需要発生と供給力減少リスクが同時に発現した場合等においては、運用上の追加的な需給対策で対応する必要があることから、対策が後手にならないよう、広域機関と一般送配電事業者は各供給区域の需給状況の把握とリスク発現の予見に努める必要があることを確認した。

表 2-3-3-6 供給力減少リスク要因と予備力との比較

		(送電端万kW%)									
【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0
平成28年度7月予備力(H3)		72	154	403	251	79	314	212	73	334	63
【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	223	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	14	0	25	0	0
平成28年度8月予備力(H3)		92	186	515	299	83	320	204	66	265	72
【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	216	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	36	0	26	0	0
平成28年度9月予備力(H3)		95	207	903	307	77	379	274	98	255	62

※1、2 厳気象条件でのN-1故障を想定 ※2 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載
 ※3 供給力に計上された新規開発電源(6月以降、評価対象月までに運転開始する電源)の供給力

(iii) 小売想定需要とエリア需要とのかい離

各供給区域における小売電気事業者の想定需要（積み上げ）と一般送配電事業者によるエリア想定需要のかい離を表 2-3-3-7 に示す。東京エリア（7、8 月）や九州エリア（7 月）においては、一般送配電事業者によるエリア需要想定に対し、小売電気事業者の想定需要（積み上げ）が下回っていることを確認した。想定需要が下回る要因としては、小売事業者ごとの需要家のスイッチングの見通し（離脱と獲得）が一致していないことなどが考えられるが、小売電気事業者が低い需要想定に基づいて供給力を確保した場合には、実需給の断面において、エリア需要に対し供給力が不足する可能性があることに留意する必要があることを確認した。

表 2-3-3-7 小売想定需要（積み上げ）とエリア想定需要（H3）とのかい離

		(送電端万kW)									
【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要		416	1,280	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
小売電気事業者の想定需要		425	1,301	5,111	2,461	496	2,713	1,068	509	1,514	143
需要かい離(小売積み上げ-エリア)		9	21	▲136	33	1	79	12	5	▲4	0
【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要		432	1,309	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
小売電気事業者の想定需要		440	1,334	5,161	2,465	496	2,728	1,071	511	1,528	143
需要かい離(小売積み上げ-エリア)		8	25	▲86	37	1	94	15	7	10	0
【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要		432	1,193	4,580	2,278	466	2,435	929	440	1,360	138
小売電気事業者の想定需要		438	1,216	4,621	2,312	467	2,510	943	448	1,392	138
需要かい離(小売積み上げ-エリア)		6	23	41	34	1	75	14	8	32	0

(iv) まとめ

第 1 年度（平成 28 年度）における需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行った結果、以下の内容を確認した。

- ・通常発生し得る需給変動リスクに対して、安定供給の確保が可能な見通しである。
- ・至近 10 ヶ年で最も猛暑となった年と同程度の気象条件が発生した場合でも、東京エリア以外では計画上の供給力で需給バランスが維持でき、東京エリアでは運用上の追加的な需給対策を実施することにより需給バランスが維持できる見通しである。
- ・したがって、今回の評価によれば、平成 28 年度の供給力確保を目的とした電源入札等の実施の検討（STEP2）を開始する必要は無い。

2-3-4. 第2～10年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析

(1) 需給バランス評価

2016年6月の供給計画取りまとめの際に行った第2～10年度（平成29～37年度）の需給バランス評価では、東京エリアの平成33,34年度を除き、供給予備率8%が確保される見通しであった（平成33年度までに使用開始予定である地域間連系線の活用及び東京エリアで運転開始を計画している電源のうち供給計画未計上分（約150万kW）の供給力を加算した参考評価を行った結果、両年度ともに供給予備率8%が確保される見通しであった）。

（→参考資料スライドD-8、D-9）

一方、本検討では、供給計画取りまとめから一定程度の期間が経過していることから、供給計画取りまとめ以降、12月1日時点までに広域機関に提出された供給計画から把握できる供給力（小売電気事業者が新たに調達した供給力及び発電事業者の発電余力）を織り込んで需給バランス評価⁴³を行った。需給バランスは表2-3-4-1のとおりであり、東京エリアの平成34年度において供給予備率8%を下回るが、平成33年度までに使用開始予定である建設中の地域間連系線の活用及び東京エリアで運転開始を計画している電源のうち、供給計画未計上分約150万kWの供給力を加算すると、供給予備率8%を確保できることを確認した。

表2-3-4-1 平成29～37年度 各エリアにおける供給予備率
（平成28年12月1日時点）

【8月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	20.8%	36.9%	49.3%	48.5%	43.7%	41.9%	43.4%	52.6%	51.1%
東北	17.5%	16.4%	17.2%	18.6%	9.6%	9.6%	19.8%	19.6%	19.3%
東京	10.5%	12.2%	9.2%	9.6%	8.5%	6.2%	10.0%	12.3%	11.3%
東日本 3社計	12.4%	14.5%	13.1%	13.7%	10.9%	9.1%	13.9%	16.1%	15.3%
中部	8.4%	8.4%	9.0%	10.5%	11.2%	9.9%	9.7%	9.4%	9.2%
北陸	13.1%	12.1%	12.8%	12.2%	11.6%	10.9%	10.2%	9.5%	9.7%
関西	10.1%	13.2%	12.5%	10.3%	8.7%	11.0%	13.4%	13.6%	13.7%
中国	21.4%	22.8%	14.0%	19.3%	13.3%	18.8%	24.5%	24.2%	23.8%
四国	27.8%	26.9%	26.7%	27.2%	27.1%	24.5%	25.3%	25.4%	26.1%
九州	16.9%	12.1%	12.3%	20.4%	19.9%	19.5%	19.2%	18.7%	18.4%
中西日本 6社計	13.4%	13.6%	12.5%	14.3%	13.2%	13.9%	15.3%	15.1%	15.0%
9社計	13.0%	14.0%	12.8%	14.0%	12.1%	11.7%	14.7%	15.6%	15.1%
沖縄	47.2%	50.6%	53.8%	40.3%	43.9%	43.5%	43.3%	52.0%	41.3%
10社計	13.3%	14.3%	13.2%	14.3%	12.4%	12.0%	14.9%	15.9%	15.4%

予備率
+4.5%

・建設中の地域間
連系線の活用
・運転開始予定の
供給計画未計上分

10.7%

【1月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	14.4%	12.7%	24.2%	23.2%	20.6%	19.4%	27.8%	26.5%	25.3%
東北	10.7%	11.4%	11.3%	12.1%	11.1%	10.2%	11.5%	10.6%	9.7%

（注釈）予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている

⁴³ 需要については、平成28年度供給計画における需要を用いた。

(2) 需給変動リスク分析

(i) 外的要因による需要上振れ時や供給力下振れ時の需給バランス把握

① 経済成長による需要上振れリスク

供給計画の需要想定で用いる経済指標（GDP）は、各シンクタンクが公表した短期（第 1, 2 年度）見通しの平均を出発点とし、広域機関で中長期の潜在成長率を推計のうえ、中位的な見通しとして策定しているが、経済指標の上振れの可能性を定量的に示すことは困難であることから、あくまでも一例として、「長期エネルギー需給見通し⁴⁴」（平成 27 年 7 月 経済産業省公表）における需要の推計において適用した経済成長率 1.7%（年率）⁴⁵を用い、需要上振れに対する予備率の変化を確認することとした。

図 2-3-4-1 中の赤線が経済成長率 1.7%として試算した需要であり、この需要を用いて需給バランス評価を行った結果が表 2-3-4-2 となる。本ケースでは、需要上振れにより供給予備率 8%を下回る断面が複数発生する。特に東京エリア（平成 34 年度 8 月）、中部エリア（平成 37 年度 8 月）、北陸エリア（平成 37 年度 8 月）、東北エリア（平成 37 年度 1 月）で 3%を下回る予備率となるが、「既設及び建設中の地域間連系線の活用」及び「運転開始予定の供給計画未計上分」をそれぞれ供給力に見込んだ場合には、供給予備率は 3%を超えるまでに回復する。

なお、本検討で用いた需要上振れケースでは、長期エネルギー需給見通しで見込んでいる「徹底した省エネ」を明示的に見込んでいないことから、あくまで需要増加時の需給バランス評価の一例を示したものであることに留意が必要である。

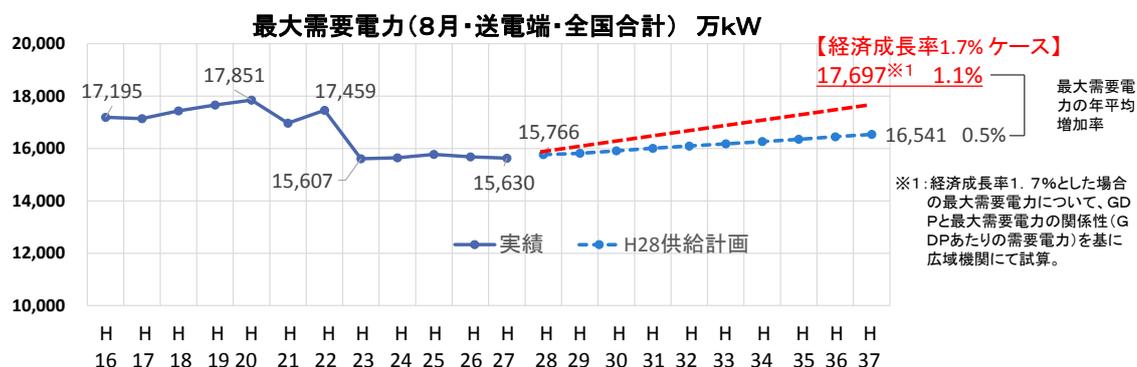


図 2-3-4-1 最大需要電力想定（供給計画及び需要上振れケース）

⁴⁴ 長期エネルギー需給見通しでは、経済成長による需要増加の他に、「徹底した省エネ」を見込んでいるが、本分析では平成 28 年度需要想定における震災後の実績傾向を踏まえた省エネ等の見込みである点において異なっている。

⁴⁵ 内閣府「中長期の経済財政に関する試算」（平成 27 年 2 月）の「経済再生ケース」で想定している平成 25～34 年度の実質経済成長率の平均値。

表 2-3-4-2 平成 29～37 年度 各エリアにおける供給予備率
(需要上振れケース)

【8月】	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37		
北海道	18.9%	33.9%	45.0%	43.4%	37.9%	35.2%	35.8%	43.6%	41.3%	下記対策実施後の予備率 ・建設中の地域間連系線の活用 (既設分は既に織込み済) ・運転開始予定の供給計画未計上分 → 5.0%	
東北	15.6%	13.9%	13.8%	14.5%	5.1%	4.4%	13.4%	12.5%	11.5%		
東京	8.7%	9.7%	6.1%	5.8%	4.1%	1.2%	4.2%	5.6%	4.1%		
東日本3社計	10.6%	12.0%	9.9%	9.7%	6.4%	3.9%	7.9%	9.3%	7.8%		
中部	6.7%	6.0%	5.9%	6.6%	6.7%	4.7%	3.9%	3.0%	2.1%		
北陸	11.3%	9.6%	9.6%	8.4%	7.0%	5.6%	4.4%	3.0%	2.5%		・既設の地域間連系線の活用 → 4.5% → 4.5%
関西	8.4%	10.7%	9.3%	6.5%	4.2%	5.8%	7.4%	6.8%	6.3%		
中国	19.5%	20.0%	10.8%	15.2%	8.7%	13.2%	17.9%	16.9%	15.7%		
四国	25.8%	24.1%	23.1%	22.8%	21.9%	18.7%	18.7%	18.0%	17.9%		
九州	15.0%	9.6%	9.1%	16.2%	15.0%	13.9%	12.8%	11.7%	10.6%		
中西日本6社計	11.6%	11.1%	9.3%	10.4%	8.5%	8.6%	9.1%	8.3%	7.5%		
9社計	11.2%	11.5%	9.6%	10.1%	7.6%	6.5%	8.6%	8.7%	7.6%	・既設及び建設中の地域間連系線の活用 → 5.1%	
沖縄	44.9%	47.2%	49.5%	35.4%	38.0%	36.7%	35.7%	43.0%	32.1%		
10社計	11.5%	11.8%	9.9%	10.3%	7.8%	6.7%	8.8%	9.0%	7.8%		
【1月】	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37		
北海道	12.6%	10.2%	20.6%	19.0%	15.6%	13.8%	21.0%	19.0%	17.1%	(注釈) 予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている	
東北	9.0%	8.9%	8.1%	8.2%	6.6%	5.0%	5.6%	4.0%	2.5%		

② 原子力の想定外停止リスク

発電設備の故障による計画外停止（火力の計画外停止率を準用）は必要予備率の算定において考慮されているが、その他の設備故障または設備故障以外の要因（訴訟など）による長期停止のリスクは考慮されていないことから、仮にそうした事象により原子力発電所が停止した場合の需給バランスについて確認した。具体的には供給計画届出時点で再稼動している原子力発電所が、何らかの要因で停止した場合の需給バランスについて確認を行ったが、原子力発電所が供給力に計上されている2エリアにおいて、予備率8%を下回る断面が発生するものの、地域間連系線の空容量を活用した他エリアからの融通により、供給予備率8%を確保できることを確認した。

(ii) 事業者の計画変更等に起因する需給バランスへの影響量の把握

① 新規開発電源の運転開始遅延・開発計画中止リスク

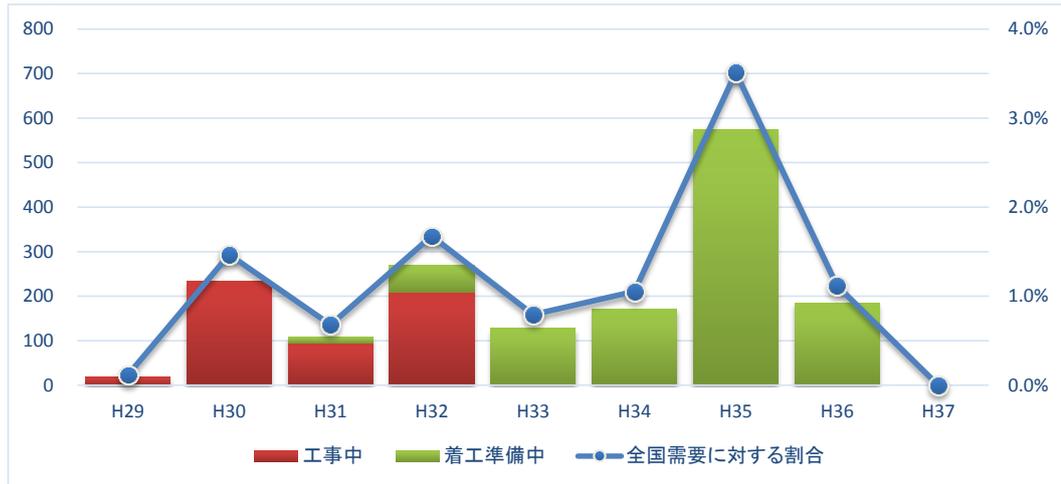
新規開発が予定されている電源については、用地事情や工事遅延等により運転開始が計画より遅延すること、または開発事業者の個別事情により、開発自体の中止といった予測困難なリスクも十分想定されることから、現状の計画において、新規開発電源がどの程度存在するのかを確認した。図 2-3-4-2は供給計画における供給力として計上された新規開発電源を示しているが、特に着工準備中の電源については、前述のように開発自体の中止といったリスクも想定されるため、今後の運転開始予定を注視していく必要があることを確認した。

② 高経年火力の計画外の廃止リスク

高経年火力の運転期間に関する法的な規制は無いが、現時点で廃止計画の

無い電源においても、状況によっては廃止となる可能性は十分に考えられることから、設備の老朽化等による廃止リスクが想定される高経年火力が供給計画の供給力にどの程度含まれているのかを確認した（図 2-3-4-3 参照）。一部、後年度において廃止又は長期計画停止となる設備があるものの、総供給力に対する高経年火力の割合は年々増加傾向であり、後年度ほど廃止リスクが大きいことを示唆している。

【送電端 万kW】

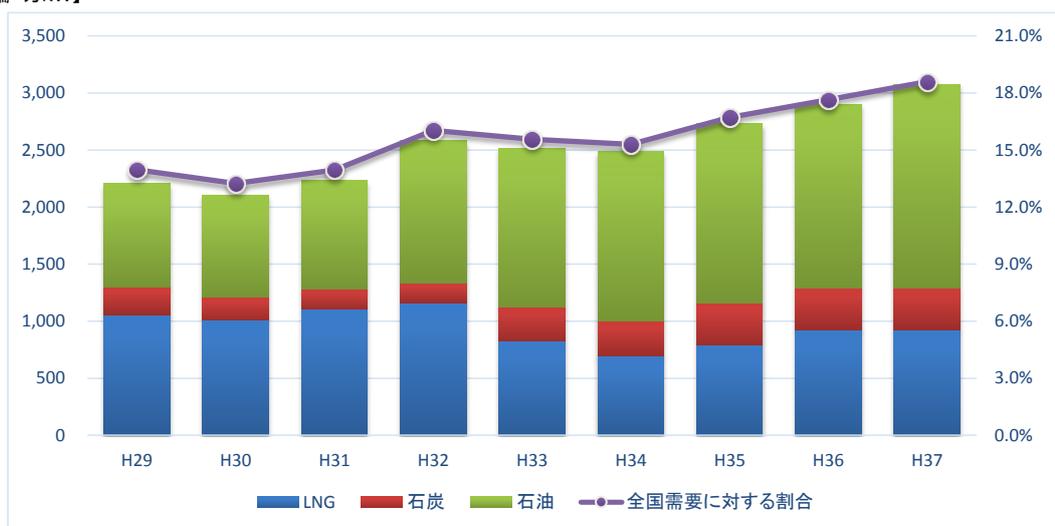


(注釈)

- ・ 10月21日時点で、発電事業者から提出された供給計画内で新規開発計画として記載された設備を積み上げ(10万kW以上を対象)
- ・ 設備量しか把握できない設備については、一定の所内率を乗ずることで送電端出力を算出
- ・ 工事中、着工準備中については供給計画より把握
- ・ 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

図 2-3-4-2 新規開発電源（全国合計）及び全国需要に対する割合

【送電端 万kW】



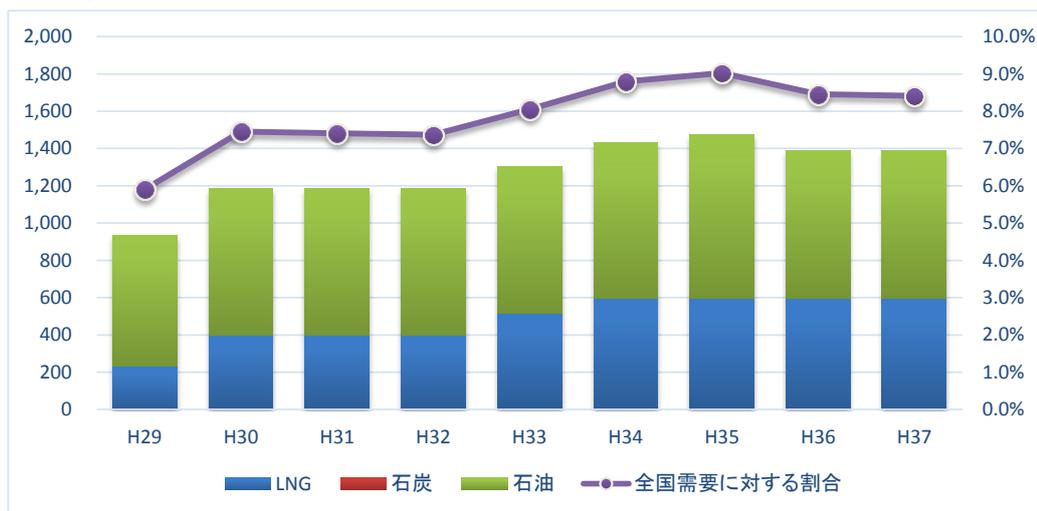
(注釈) 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

図 2-3-4-3 高経年火力（全国合計）及び全国需要に対する割合

また、関連情報として、供給力に計上されていない長期計画停止電源がどの程度存在しているかについても確認した（図 2-3-4-4 参照）。

なお、長期計画停止電源は、今後の需給状況や発電事業者の都合により廃止される可能性があることに加え、再稼動する場合でも、発電所ごとに事情は異なるものの、点検のみであれば半年ほど、点検の結果不備が見つかり、材料発注や補修工事が必要になる場合には、再稼働までに 2 年以上を要することがある点にも留意が必要である。

【送電端 万kW】



(注釈)

- ・ 事業者からの提供情報を基に計上
- ・ 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

図 2-3-4-4 長期計画停止電源（全国合計）及び全国需要に対する割合

(iii) まとめ

第 2～10 年度（平成 29～37 年度）における需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行った結果、以下の内容を確認した。

- ・ 電源入札等の検討開始判断については、一部で予備率が 8%を下回る断面が発生するものの、建設中の地域間連系線の活用及び供給計画未計上の新規開発電源を考慮すれば、全エリア各年度において供給予備率 8%を確保可能な見通しのため、現時点において緊急的に電源入札等を実施するまでの状況とは言い難く、第 2～10 年度（平成 29～37 年度）の供給力確保を目的とした電源入札等の実施の検討開始（STEP2）は不要と判断する。
- ・ 経済成長による需要上振れや、原子力の想定外停止といった外的要因による需給変動リスク及び事業者の計画変更等に起因する需給変動リスクそれぞれについて分析を行い、需要側、供給力側の各ケースにおけるリスク度合いを把握した。
- ・ 建設計画の延期や中止、事業者判断による高経年設備の廃止など、事業者の計画変更等に起因する供給力の大幅な下振れのリスクが内在するが、容量メカニズムの導入により、効率的に中長期的に必要な供給力が確保されることが期待される。

2-4. 稀頻度リスク対応の検討の進め方について

2-4-1. 検討の位置付け

国の制度設計ワーキンググループにおいて、「例えば、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止に対し、経験的に見積もることが適当とされる量について、従来の供給予備力の概念の中では十分な配慮がなされていないため、広域機関設立後にきちんとした議論を行い、必要量を特定していくことが必要」である旨が整理された。

(→参考資料スライド K-1)

上記は、供給予備力の必要量に関する課題認識が示されたものであるが、広域機関設立後、昨年度の調整力等に関する委員会における議論や広域機関の業務を通じ、これ以外にも、以下に挙げるように、稀頻度リスクへの対応に関する課題があることを認識したことから、これらの課題を含めた稀頻度リスク対応の検討の進め方について議論を行った。

(1) 昨年度の委員会の議論を通じて認識された課題

- ①N-2 故障以上の事象に対応するためのマージン
 - ・東北東京間連系線（順方向）区分 C2 マージン（表 4-1-3-3 参照）
 - ・東京中部間連系設備（順方向）区分 B2 マージン（表 4-1-3-2 参照）
 - ②上記以外に稀頻度リスク対応としてのマージンを確保する必要性の有無
 - ③暫定的に全量をマージンとして扱っている FC 増設分（120 万 kW からの+90 万 kW 分）の扱い⁴⁶
- (→参考資料スライド K-2、K-3、K-4)

(2) 広域機関の業務を通じて認識した課題

- ①従来、非常時メニューと位置付けられてきた需給調整契約等の必要性
- (→参考資料スライド K-5、K-6)
- ②先の震災後においても活用された、必要予備力を超える電源の維持の必要性

2-4-2. 検討項目

前述の背景を踏まえ、以下の事項について検討した。

- (1) 稀頻度リスクの定義
- (2) 稀頻度リスク対応に関する検討の方向性

⁴⁶ FC が稀頻度ながら大規模電源が広域的に停止するリスクに対応するために増設が行われているため、その目的を踏まえ、稀頻度リスク対応としての扱いについて検討する必要がある。一方、北海道本州間連系設備（北本）は、設備の作業停止や将来的な大規模改修に対して北海道エリアの安定供給を確保する観点から増設が行われているものであり、個別に稀頻度リスク対応を検討するのではなく、(1) ②の検討結果を適用。

2-4-3. 今年度の検討結果

(1) 「稀頻度リスク」の定義

本委員会では、長期計画の断面において確保すべき供給予備力や実需給断面において確保すべき調整力について検討しているが、これらの検討では、需給上のリスク事象を想定の上、通常確保すべき信頼度または対応すべき範囲（例えば、変動量の 2σ など）を決め、供給予備力や調整力の必要量を算定する方向で検討している。

「稀頻度リスク」の定義は、これらの検討の方向性と平仄をとり、まずは幅広に以下のとおりとし、今後の議論に応じて見直しを検討することとした。

【稀頻度リスクとは】

供給予備力の必要量、上げ調整力の必要量、及び、運用容量を設定するときに想定したリスク（以下、「通常考慮すべきリスク」）を超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク

このとき、供給予備力の必要量の設定などにおける稀頻度リスクをイメージ図にすると、図 2-4-3-1 のとおりとなる。

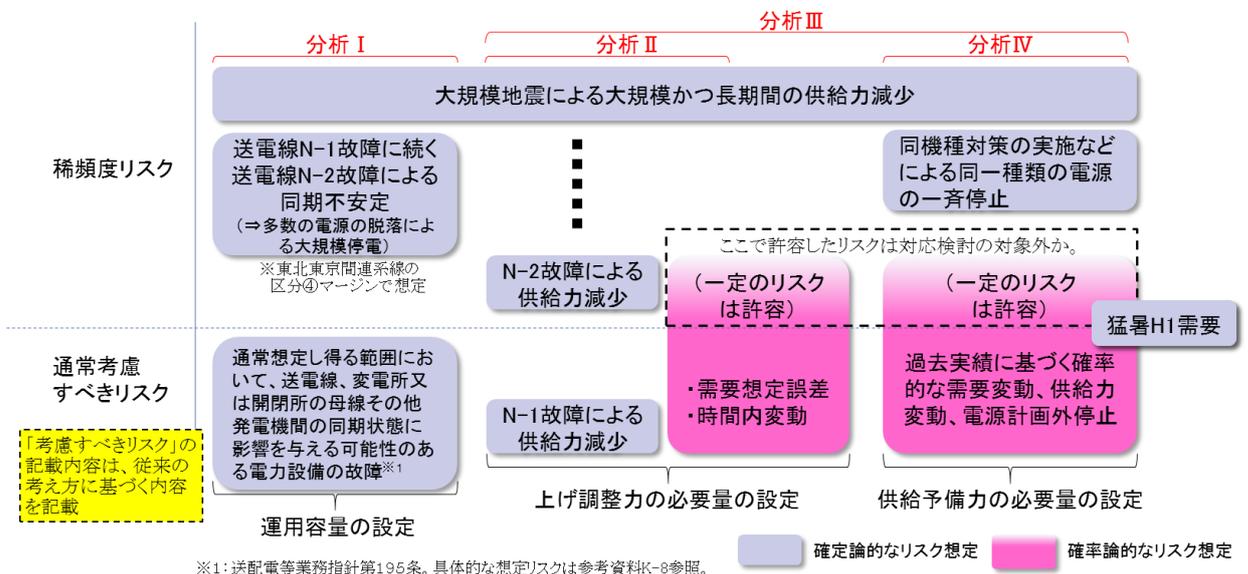


図 2-4-3-1 稀頻度リスクのイメージ

なお、図 2-4-3-1 では、予備力・調整力の必要量設定において確率論的なリスク想定のうち一定のリスクを許容することとした場合、この許容したリスクは検討の対象外とする考え方もあるとしているが、国の需給検証において想定されている厳気象需要（猛暑 H1 需要・厳寒 H1 需要）リスクへの対応や、確率論的なリスク想定では考慮されていないリスク（過去実績に基づく確率では想定されないリスク）であって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスクについては、個別に検討を行うこととした。

（２）稀頻度リスク対応に関する検討の方向性

「通常考慮すべきリスク」に対しては対策を採る（例えば、予備力を確保することで停電を発生させない）ことを原則とするのに対し、「稀頻度リスク」に対しては、「リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響（例えば、停電 kW と継続期間に対応した社会的損失）に対し、対策コストをかけることが合理的かどうか」により対策の可否を判断することが、大きな方向性として考えられる。

しかし、合理性の判断基準を予め定めることは困難であることから、いくつかの具体的な対策を念頭に、その対策の可否を判断するのに適したリスク事象を（必要に応じ複数）想定し、議論することとした。

さらに、検討にあたっては、以下の点に留意が必要であることを確認した。

- ・ 想定するリスクの瞬時性や継続性の有無によって供給信頼度への影響が異なるため、複数の時間軸を考慮して適切な分析手法を用いる必要があること（表 2-4-3-1 参照）。
- ・ 各時間軸によって、稀頻度リスクへの対策手段も異なることを考慮して検討する必要があること（図 2-4-3-2 参照）。

（→参考資料スライド K-7、K-8）

上記の方向性に基づき、今年度、個々の稀頻度リスク対応について検討した結果は、それぞれ、以下の各章・節に記載している。

- ・ 東北東京間連系線（順方向）区分 C2 マージンの必要性→4-4-3 節
- ・ 東京中部間連系設備（順方向）区分 B2 マージンの必要性→4-2-3 節
- ・ 厳気象需要（猛暑 H1 需要・厳寒 H1 需要）リスクへの対応→3-3-1 節
- ・ 稀頻度リスクのための追加的な供給予備力の必要性→2-5-3、2-5-4 節

2-5. 稀頻度リスクのための追加的な供給予備力の必要性の検討

2-5-1. 検討の位置付け

2-4-1 節に記載したとおり、国において「例えば、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止に対し、経験的に見積もることが適当とされる量について、従来の供給予備力の概念の中では十分な配慮がなされていないため、広域機関設立後にきちんとした議論を行い、必要量を特定していくことが必要」である旨が整理されたこと、及び、広域機関の業務を通じ、需給調整契約等の必要性や必要予備力を超える電源の維持の必要性について議論が必要であるとの課題認識を持ったことから、検討を行うもの。

2-5-2. 検討項目

大規模自然災害による供給力喪失を例とし、以下のとおり検討を行った。

- 東日本大震災を振り返り、瞬時調整契約や石油火力がどのように活用されたのか等の事実を確認した。
- 大規模自然災害に対応するための追加的な電源（以下「災害対応電源」）の確保を検討する場合の留意点など、以下の事項について検討した。
 - (1-1) 災害対応電源として石油火力を確保する場合の留意点
 - (1-2) コスト評価により災害対応電源の確保要否・量を検討する場合の留意点
 - (2) 石油火力ではなく LNG 火力を災害対応電源とすることの可能性
 - (3) 災害対応電源を確保する場合の仕組み

2-5-3. 東日本大震災後の需給状況の振り返り

東日本大震災後の需給状況について、事故直後の状況【分析Ⅱ】、周波数回復後～3月末までの状況【分析Ⅲ・分析Ⅳ】、4月以降の状況【分析Ⅳ】に区別して確認を行った⁴⁷（表 2-4-3-1、図 2-4-3-2 参照）。

地震発生時の需要、供給支障及び需要減少、電源脱落量は表 2-5-3-1 のとおり。

表 2-5-3-1 地震発生時の需要、供給支障及び需要減少、電源脱落量

	地震発生時の 需要	供給支障(=停電) 及び需要減少	電源脱落量	(電源脱落量内訳)
東北 エリア	約 1,300 万 kW	約 790 万 kW	約 800 万 kW ⁴⁸	(火力機:約 480 万 kW) (原子力機:約 140 万 kW) 他 ⁴⁹
東京 エリア	約 4,100 万 kW	約 1,280 万 kW	約 2,100 万 kW ⁵⁰	(火力機:約 1,260 万 kW) (原子力機:約 730 万 kW) 他 ⁵⁰

(1) 事故直後の状況【分析Ⅱ】

2011年3月11日 14:46 地震発生時の東北・東京系統の周波数は 49.99Hz。

- ・需給ギャップが数 100～1,000 万 kW レベルとなり、周波数が低下。
- ・緊急時 AFC、EPPS、瞬時調整契約に基づく負荷遮断リレーが動作するも、需給ギャップ解消には至らず、周波数の低下が継続。

北海道本州間連系設備（緊急時 AFC）…約 7 万 kW⁵¹

新信濃 1FC（EPPS 第 1 段）…約 20 万 kW

佐久間 FC（EPPS 第 2 段）…約 30 万 kW

瞬時調整契約（東京）…動作は確認されているが正確な動作量は不明⁵²

14:48 周波数は 48.44Hz 以下となり、UFR により負荷遮断。

14:51 頃 負荷遮断及び運転継続発電機の出力増により、50Hz に回復。

(→参考資料スライド KS-1、KS-2)

⁴⁷ 電気学会 電力・エネルギー部門大会資料「電力系統が受けた大震災の影響とその対応」（2011年8月30日、電力系統利用協議会提出）より抜粋。

http://www.iee.jp/pes/?post_type=custom_event&p=703

⁴⁸ 東北電力「東日本大震災後の当社の状況」（2012年2月29日）

https://www.tohoku-epco.co.jp/news/press/_icsFiles/afieldfile/2012/02/29/12022904_skt.pdf

⁴⁹ 東北電力「東日本大震災後の当社の状況」に記載された内容を基に算出。なお火力機、原子力機はともに自社分合計。

⁵⁰ 電力系統利用協議会「供給信頼度評価報告書勉強会とりまとめ報告書」（2012年4月）より抜粋。

⁵¹ 第5回調整力等に関する委員会 配布資料4「周波数制御に対応したマージン及びその他のマージンについて」より抜粋。

⁵² 電力系統利用協議会「供給信頼度評価報告書勉強会とりまとめ報告書」には動作確認できた量として約 8 万 kW と記載あり。契約量全体では約 40 万 kW であるが、実効量としては契約の 7 割程度であり、震災時の周波数応動からも、実効量はほぼ遮断されたものと想定される。一方遮断要因については、周波数低下によるリレー動作に起因するか、若しくは流通設備事故に起因するかは不明（震災直後の混乱した状況の中で契約者に確認できた量が約 8 万 kW）。

(2) 周波数回復後～3月末までの状況（東京）【分析Ⅲ・分析Ⅳ】

3月14～18, 22～25, 28日(計10日) 供給力の確保に着手（津波被害の無かった電源の復旧、他エリアからの応援⁵³⁾ するも、想定需要に対する供給力が不足し、計画停電を実施⁵⁴⁾。

(→参考資料スライドKS-3)

3月29日以降 気温上昇による需要減と電源の復旧等により計画停電回避。

(3) 4月以降の状況（東京）【分析Ⅳ】

- ・FCなど連系設備の停止点検の繰り延べを実施。
- ・東清水FCにおいて緊急対策実施。（増容量：10万kW→13.5万kW）
- ・津波被害のあった電源の復旧（鹿島、常陸那珂、広野）や長期計画停止中電源（横須賀3,4号）を再立ち上げ。また緊急設置電源を導入（下線部が石油火力）（図2-5-3-1参照）。

(→参考資料スライドKS-4)

- ・供給力面、需要面の対策により、ピーク需要時（8月18日）需要4,922万kWに対し供給力5,460万kW（予備力538万kW、予備率10.9%）を確保（図2-5-3-2参照）。

(→参考資料スライドKS-5、KS-6)

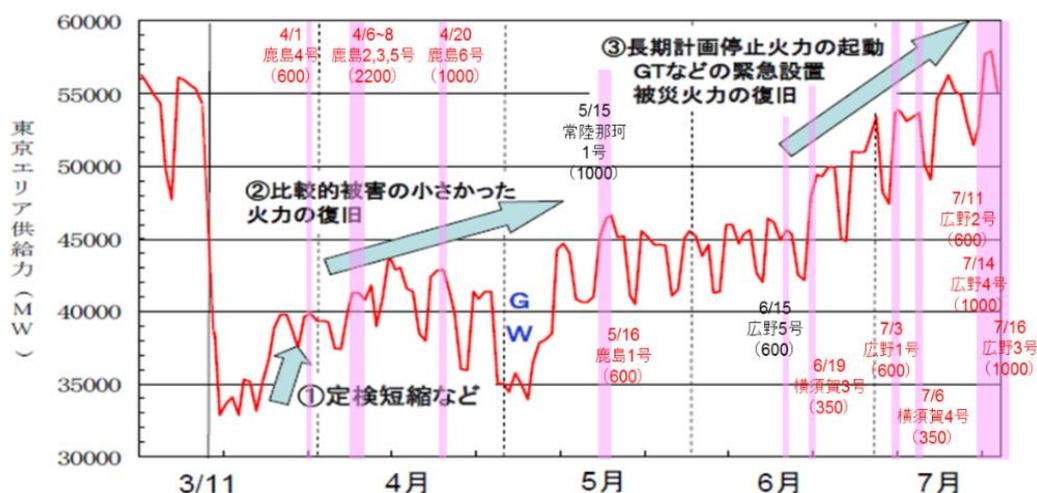


図2-5-3-1 東日本大震災における東京エリアの供給力⁵⁵⁾

⁵³⁾ 連系設備の-margin利用、北海道から60万kW、中西エリアから連系線を通じて100万kW、50/60Hz 両用機を活用した応援20万kW程度。

⁵⁴⁾ 14日東京エリアの想定需要…約4,100万kW、供給力…約3,100万kW、需給ギャップ…約1,000万kW

⁵⁵⁾ 電気学会 電力・エネルギー部門大会資料「電力系統が受けた大震災の影響とその対応」（2011年8月30日、電力系統利用協議会提出）より抜粋して一部追記。

http://www.iee.jp/pes/?post_type=custom_event&p=703

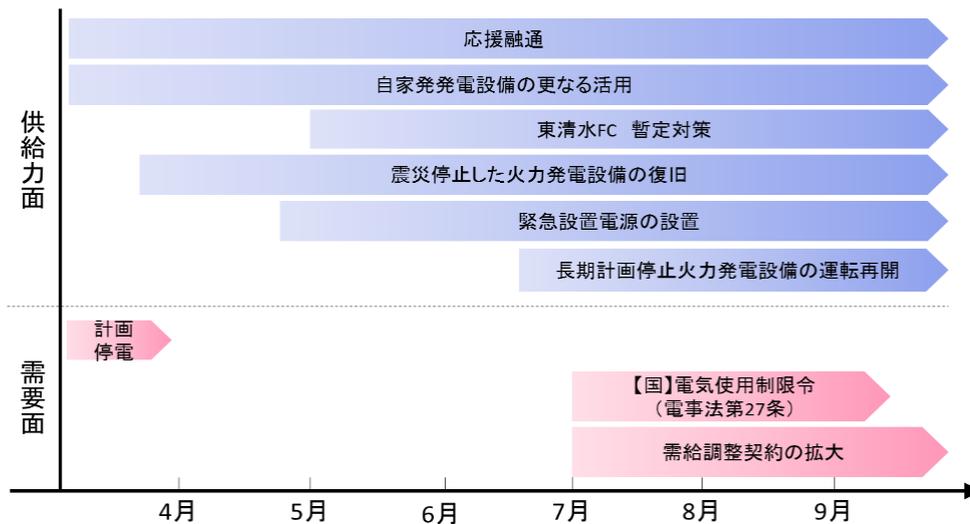


図 2-5-3-2 4月以降における供給力面、需要面の対策（東京）

(4) 東日本大震災の振り返りの結果

以上の確認の結果、以下の点を確認した。

- ・ 瞬時調整契約については、動作した実績は確認できるものの、正確な動作量は確認できていない。今後は、分析Ⅱの時間領域において必要性の議論を行っていく。
- ・ 石油火力については、被災した石油火力の復旧や長期計画停止中の石油火力の再立ち上げが震災後の長期間停電（kW面、kWh面）の回避・抑制に貢献したといえるものの、（LNG火力等ではなく）石油火力であったからこそ停電の量や期間を軽減できたと言え事実は見出すことが出来なかった。

2-5-4. 災害対応電源の確保を検討する場合の留意点

国において被害想定が行われている大規模地震をリスク事象として取り上げ、大規模地震に対応するための追加的な電源の確保を検討する場合に留意すべき事項について、以下のとおり検討を行った。

(1-1) 災害対応電源として石油火力を確保する場合の留意点

国におけるシミュレーション⁵⁶では「都心南部直下地震」「大正関東地震」「東海・東南海・南海三連動地震」「南海トラフ巨大地震」4つのケースを想定し評価を行っているが、今後30年以内の発生確率が70%程度と比較的高い確率で発生することが想定される「都心南部直下地震」と「東海・東南海・南海三連動地震」の2ケースについて、シミュレーション結果を基に、発災後の需給ギャップに対し、停止中の石油火力の立ち上げにより対応した場合のkWバランス等を試算・評価した。

<国によるシミュレーションの主な前提条件と概要>

国によるシミュレーションの主な前提条件は以下のとおり、また概要は表2-5-4-1のとおりである。

- ・夏季昼間及び冬季夕方を想定する。
- ・供給力は電力需給検証小委員会報告書（2014年夏季と冬季の供給力見通し）を参考とする（原子力の運転はゼロ）。
- ・異周波数地域からの相互融通は供給力には含めない。
- ・発電所ごとに震度レベルに対する発電設備停止の状況を想定する。
- ・民生需要、産業需要ともに、需要の一時的な喪失も考慮する。

表 2-5-4-1 国によるシミュレーションの概要

想定ケース	①都心南部直下地震	②東海・東南海・南海三連動地震
地震規模	M7 クラス	M8 クラス
概要	東京エリアでは、発災直後に災害時供給力が約半分となり、その状態が約1ヶ月継続。1ヶ月後から2ヶ月後にかけて被災前の状態に回復。需要は発災直後に約7割の水準に低下し、2ヶ月後に約9割の水準に回復。	中部、関西及び四国エリアで特に被害が大きく、発災後約1ヶ月間は災害時供給力が約2～5割に低下し、更に関西及び四国エリアは津波浸水の影響が大きく、被災前のレベルに回復するまで約9～12ヶ月を要する。 西6社では、発災後約1ヶ月間は災害時供給力が約5～6割に低下し、約1ヶ月後には約85%まで回復。需要は発災直後に約86%の水準に低下し、1週間後に約9割の水準に回復。

(→参考資料スライドKS-7、KS-8、KS-9、KS-10)

⁵⁶ 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会電気設備自然災害等対策ワーキンググループ「大規模地震時の電力需給シミュレーションとその対応について」（2015年7月10日）
http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anken/denki_setsubi_wg/pdf/008_01_01_01.pdf

(i) 国によるシミュレーションをベースにした検討

国のシミュレーションをベースに、地域間連系線を最大限利用した場合の簡易試算を行った結果を表 2-5-4-2 に示す。この結果を踏まえ、次の点を確認した。

- ・需給ギャップは発災後 1~2 ヶ月後（節電を織り込む場合等には更に短縮）に解消するため、再立ち上げに同程度の期間を要する電源⁵⁷では、需給ギャップの縮小に貢献できない。よって、この需給ギャップの縮小を目的として災害対応電源を確保する場合は、「長期計画停止」ではなく、緊急時に早い段階で起動可能なように、通常の火力発電機で運用されている「需給停止」のような形態で確保しておく必要がある。
- ・ケースによって確保すべき電源のロケーションが異なるとともに、対象となり得る電源が限定的である。

表 2-5-4-2 本委員会による簡易試算の結果

想定ケース	①都心南部直下地震	②東海・東南海・南海三連動地震
対象範囲	東京エリア	西6社
需給ギャップの推移	<p>最過酷断面</p> <p>異周波数系統からの融通加味せず 東北東京間連系線による融通：400万kW</p> <p>需給ギャップ(東京)：約800万kW</p> <p>・ただし、発災1ヶ月後には解消。</p>	<p>最過酷断面</p> <p>異周波数系統からの融通加味せず</p> <p>需給ギャップ(西6社計)：約3,000万kW</p> <p>・ただし、発災2ヶ月後には解消。</p>
	<p>異周波数地域融通後</p> <p>異周波数系統からの融通加味 東京中部間連系設備（FC）からの融通：210万kW*</p> <p>需給ギャップ(東京)：約590万kW</p> <p>・さらに需給ギャップを縮小するには東京エリア内の東京湾岸以外で災害対応電源を確保しておく必要あり。</p> <p><small>※2020年度予定で210万kWに増強となることを想定。(マージンや間接オークション導入後の連系線利用と合わせた整理が必要)</small></p>	<p>異周波数地域融通後</p> <p>異周波数系統からの融通加味 東京中部間連系設備（FC）からの融通：210万kW*</p> <p>需給ギャップ(西6社計)：約2,790万kW</p> <p>・さらに需給ギャップを縮小するには60Hzエリア内の被災地以外で災害対応電源を確保しておく必要あり。</p> <p><small>※2020年度予定で210万kWに増強となることを想定。(マージンや間接オークション導入後の連系線利用と合わせた整理が必要)</small></p>
備考	国のシミュレーションで供給力に見込まれていない長期計画停止電源は、1発電所3台で合計180万kWのみ。	国のシミュレーションで供給力に見込まれていない長期計画停止電源は、2発電所の3台で合計101万kWのみ。

⁵⁷ 東日本大震災時には、長期計画停止電源の再立ち上げにおよそ3か月程度を要した実績あり。

(ii) 石油火力を維持する場合の留意点

東日本大震災後、供給力が不足する中で、石油火力による発電量が大幅に増加し、供給力の確保に貢献した。しかしその後、石油火力用の燃料需要は減少し、現在は震災前のレベルまで減少している。これに対し石油供給事業者からは、今後も石油燃料の需要減少は進む見通しであり、その場合は内航船などのサプライチェーンの維持が困難となり、東日本大震災時のような緊急対応ができなくなる旨の懸念が示された（図 2-5-4-1、図 2-5-4-2 参照）。

石油火力を災害対応電源とする場合には、燃料供給のサプライチェーン維持の対応についても検討が必要であることを確認した。

(→参考資料スライド KS-11)

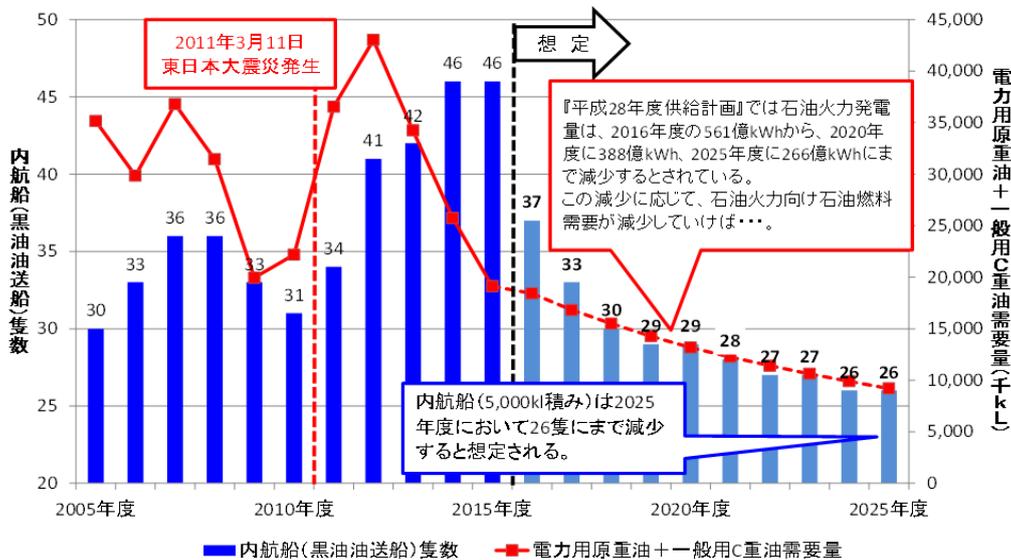


図 2-5-4-1 電力用石油燃料の需要及び内航船隻数の推移と見通し（石油連盟想定）⁵⁸

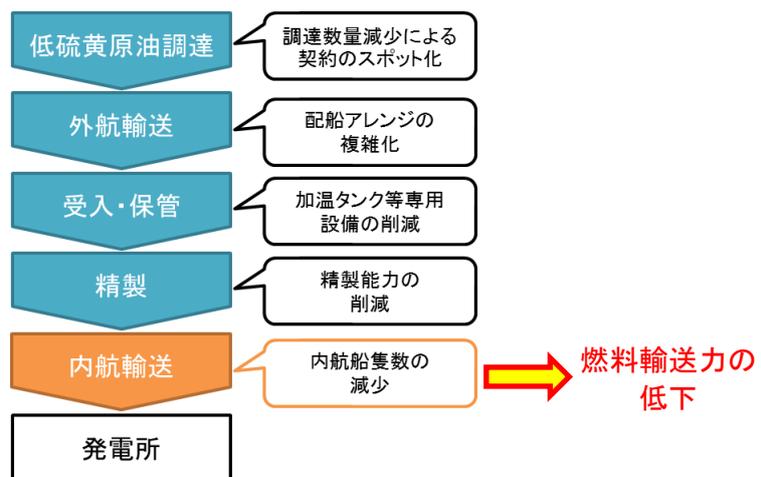


図 2-5-4-2 石油火力向け石油燃料の需要減少に伴うサプライチェーンの脆弱化（低硫黄原油の例）

⁵⁸ 第 5 回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 配布資料 2-3 「『石油火力』の位置付けと石油火力向け石油燃料の供給について」（石油連盟提出）

http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_jukyu_05_02_03.pdf

(1-2) コスト評価により災害対応電源の確保要否・量を検討する場合の留意点

2-4-3. (2) に述べたように、稀頻度リスク対応については、リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響（例えば、停電 kW と継続期間に対応した社会的損失）に対し、対策コストをかけることが合理的かどうかにより対策の要否を判断することが、大きな方向性となる。

災害対応電源の確保要否をリスクとコストの関係から議論する場合、コスト評価において留意すべき点について、以下のとおり確認した。

- ・長期計画停止によって設備の劣化が進行している電源を災害対応電源とする場合には、初期投資が必要となる。
- ・稼働中の電源を、災害対応電源として「需給停止」のような形態で確保する場合、稼働時と同程度の維持費用がかかる可能性がある。
- ・石油火力向け石油燃料の需要が減少しつつある中で、内航船をはじめとしたサプライチェーンを稀頻度リスクに備えて維持しておく場合は、そのためのコストが必要となる。
- ・発電所によって、使用する燃料の種類（硫黄分）が異なり、それに応じてサプライチェーンの維持にかかるコストも異なる。仮に、LSC 重油⁵⁹又は南方原油等の低硫黄原油を燃料とする発電所を、サプライチェーン維持のリスクが相対的に低い HSC 重油⁶⁰を焚けるようにする場合には、脱硫装置の設置が必要となり、新たなコストが発生する。また、装置自体が大きいため、適当な設置場所を確保できるかという問題もある。
- ・災害対応電源の確保の議論とは別に、大規模自然災害によって大幅に供給力を喪失した場合に、その時点で維持され、被災していない石油火力⁶¹の稼働を高めて需給ギャップの解消・縮小を図るためには、その対応を確実なものとするためのサプライチェーン維持の課題がある点についても留意が必要である（図 2-5-4-3 参照）。

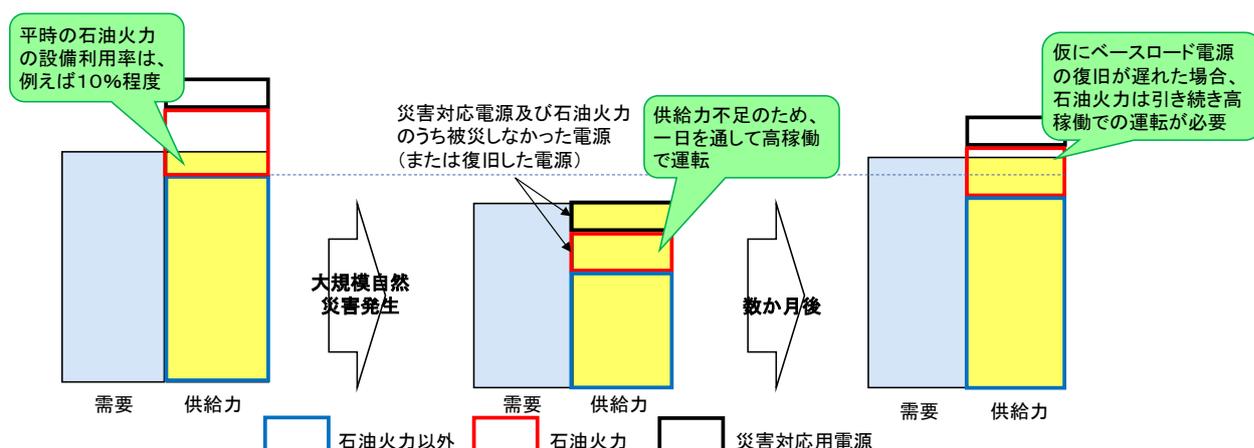


図 2-5-4-3 大規模自然災害発生後に石油火力が高稼働となるイメージ

⁵⁹ 硫黄分の低い C 重油。石油連盟の原油石油製品供給統計週報では、硫黄分 0.5%以下とされている。超低硫黄 C 重油は、南方原油等の低硫黄原油から製造する。南方原油は常温で固化するため、取り扱いには専用の加温設備が必要。

⁶⁰ 硫黄分の高い C 重油。石油連盟の原油石油製品供給統計週報では、硫黄分 0.5%超とされている。

⁶¹ 電源 I として確保されている場合と小売のために確保されている場合（電源 II III）の両方が考えられる。

(2) 石油火力ではなく LNG 火力を災害対応電源とすることの可能性

(1-1) 及び (1-2) では、長期計画停止機となっているのが石油火力であるという現状を踏まえ、石油火力を大規模自然災害対応として確保する場合の留意点について議論したが、将来的に LNG コンベンショナル機を確保する案について検討を行った。

その結果、現時点⁶²では、以下のとおり、LNG は燃料調達面、燃料保管面において石油と比較して課題が多いことを確認した。

- ・燃料調達面では、災害対応電源のために燃料の追加調達をする場合に、LNG は石油と比較して、調達に相応の日数を要するとともに、燃料タンクや内航船の問題から、基地間の転送が難しい。
- ・燃料保管面では、緊急時に燃料を大量に確保できたとしても、LNG タンクには緊急時に追加的に受け入れるだけの余裕は確保していない。また LNG は極低温の液体の状態にあり、常時燃料系統を稼動させておく必要があるため、緊急時のために備蓄しておくことは現時点においては困難である。

(→参考資料スライド KS-12、KS-13)

なお、国として LNG 調達の柔軟性を高めていく取り組みを行っていることや、ガスパイプラインの整備や地下貯蔵なども検討されていることから、将来的には LNG 火力を災害対応電源として確保することも考えられる。

(3) 災害対応電源を確保する場合の仕組み

災害対応電源を確保する場合、その確保の仕組みについては、国及び広域機関において検討されている容量メカニズムとの関係を整理する必要がある。

(→参考資料スライド KS-14、KS-15)

また、連系線の容量には限度があることから、想定する災害に応じ、災害対応電源の確保に適したロケーションが限定される。さらに、燃種によって、確保にかかるコストが異なることから、燃種を考慮して確保する必要性も考えられる。これらのことから、災害対応電源の確保の仕組みの検討に関し、現時点⁶²では、以下の点を確認した。

- ・確保する災害対応電源のロケーションを指定する場合や特定の燃種の電源のみを確保しようとする場合には、欧米でこれまで行われているような、総調達量を定めて募集する「容量メカニズム」をそのまま当てはめるのではなく、チューニングが必要である。

⁶² 第10回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会時点。

- ・既存の供給力確保策として「広域機関電源入札」があるが、これを災害対応の供給力の確保に活用することが適当かどうかについては、議論が必要である。また、ロケーションを指定して募集を行っても、結局、既存の特定の電源しか応募し得ない可能性を踏まえる必要がある。
- ・厳気象発生という稀頻度リスク対応として「電源Ⅰ」⁶³を確保すること踏まえ、災害対応電源も同様の方法で確保する案もある。

2-5-5. 今後の課題

稀頻度リスクと容量メカニズムの関係について、国における議論では「費用対効果最大化の観点から、通常容量市場とは別の商品・手段とすることも含めて検討する。」と整理されている⁶⁴ことから、今後の議論の推移も踏まえつつ、本委員会において、稀頻度リスク対応のための供給力について、その量や性質のあり方等を引き続き検討する必要がある。

その際、足下では、石油火力が有効であることも念頭に置きつつ、災害対応電源の確保の必要性を検討する必要がある。ただし、将来的には、LNGの燃料調達や保管方法等について強靱性が高まっていくことによって、石油火力・LNG火力の役割は変化していく可能性があると考えられる。

⁶³ 猛暑（厳寒）H1対応のため、原則として、一般送配電事業者が電源Ⅰに追加的に確保する供給力等のこと。

⁶⁴ 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめ」（2017年2月）より抜粋。

http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20170209002_01.pdf

3. 調整力

3-1. 今年度の検討事項

2016年4月に計画値同時同量制度への移行とライセンス制の導入が実施され、新たなライセンス制のもとでは、これまで旧一般電気事業者が行ってきた系統全体の周波数制御・需給バランス調整を一般送配電事業者が行うこととなり、一般送配電事業者は周波数制御・需給バランス調整に必要となる調整力を発電事業者等から調達することとなった。そして、一般送配電事業者による調整力の調達は、原則として、公募等の公平性かつ透明性が確保された手続きにより実施する必要があるが⁶⁵、調整力の公募量については、広域機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされた⁶⁶。

国が示した方針「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下「調達の考え方」）⁶⁷において、電源等の確保の形態は次のとおり区分されているが、

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」ものと整理されていることから、本委員会では、電源Ⅰとして確保すべき量について検討を行った。そして、電源Ⅰの内訳として細分化した調整力の要件や必要量について、一般送配電事業者の検討結果を確認した。

この他、本委員会における需給バランス評価の結果を踏まえ、猛暑（厳寒）H1需要（以下、「厳気象H1需要」）に対応するための供給力等を暫定的に調整力（後述の「電源Ⅰ´」）として確保することについて、検討を行った。

以上の検討について、その経緯、結果等を以下の各節に記す。

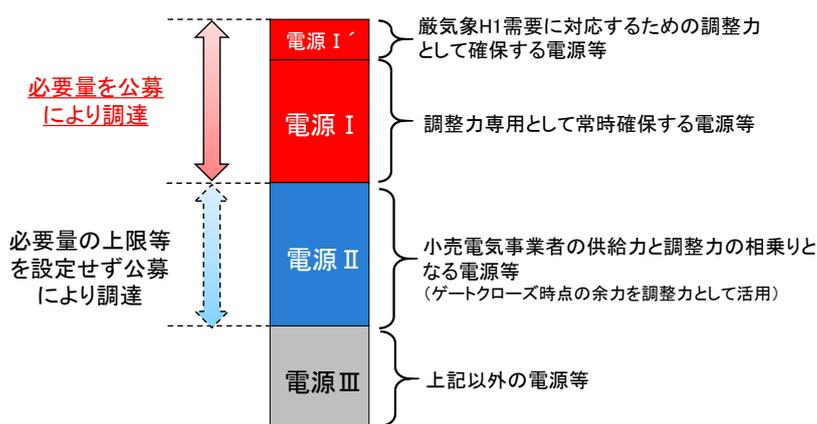


図 3-1-1 電源等の区分

⁶⁵ 電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針 第26条参照

<http://www.occto.or.jp/jigyosha/koikirules/files/shishin161018.pdf>

⁶⁶ 電力・ガス取引監視等委員会 第6回制度設計専門会合 資料7 P20 参照

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/006_07_00.pdf

⁶⁷ 経済産業省 HP 参照 <http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161017002/20161017002-1.pdf>

3-2. 電源 I 必要量

3-2-1. 国における議論を踏まえた検討

(1) 託送供給等約款認可申請に係る議論

電力・ガス取引監視等委員会 電気料金審査専門会合の「託送供給等約款認可申請に係る査定方針案」(2015年12月2日)⁶⁸では、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力(=H3 需要に対して7%)には、小売電気事業者が確保すべき予備力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることを踏まえ、すべて託送料金原価として計上することを認めるのではなく、H3 需要の6%相当を認めることとなった。

この議論を踏まえると、電源 I は、「供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力のうち、小売電気事業者による供給力確保に期待できない部分を、一般送配電事業者が固定費相当を負担することで確保するもの」と位置付けられる。

(→参考資料スライド S-1~4)

(2) 小売電気事業者による供給力に期待する量

広域機関が2016年度供給計画の取りまとめを行ったところ、小売電気事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」としていることが分かった。このことを踏まえ、広域機関は2016年6月29日に経済産業大臣に対し、「国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい」との意見を提出している。

そこで、本委員会では、上記(1)の電源 I の位置付けに基づく場合には、当該措置が講じられていない現時点では、あくまで暫定的措置として、偶発的需給変動に対応する予備力のうち小売電気事業者の確保に期待するとした部分(=H3 需要に対して1%)についても、原則として、一般送配電事業者が電源 I として確保することが必要であると整理した。

(→参考資料スライド S-5~7)

⁶⁸ 経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 HP 参照

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/report_20151202_01.pdf

3-2-2. 実需給断面で確保すべき調整力と電源 I 必要量の関係性に関する検討

(1) 電源 I 必要量の考え方

3-2-1. の議論では、実需給断面で一般送配電事業者がアンシラリーサービスを提供するために必要な調整力を確保する観点との関係性が明らかでないことから、以下のとおり議論を行った。

実需給断面において一般送配電事業者が対応すべき需給変動は確率的に発生するが、いかなる大きさの需給変動に対しても当該エリア内で対応できるよう調整力を確保するのではなく、図 3-2-2-1 に示すように、一部、エリア外にも期待するというイメージを共有し、検討を進めることとした。

(→参考スライド S-8)

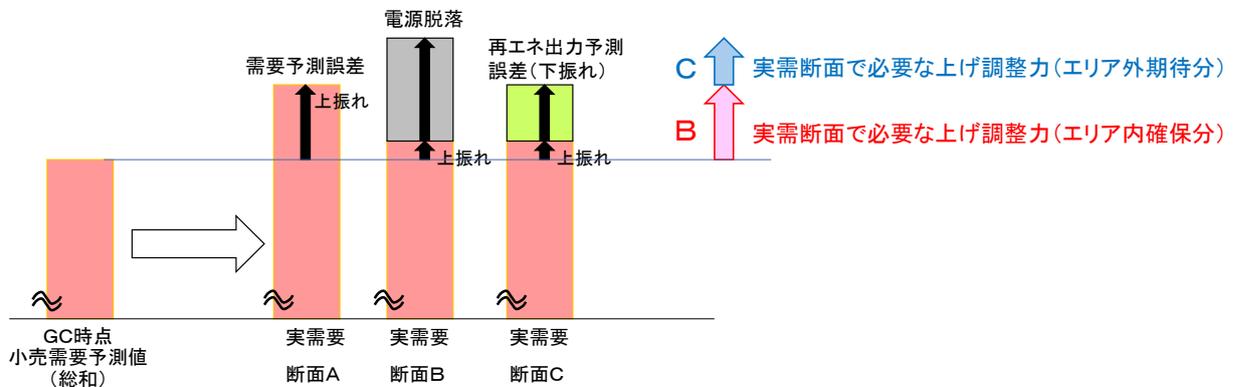


図 3-2-2-1 対応すべき需給変動に対するエリア内外での調整力確保イメージ

また、2-1. で述べた必要供給予備力の検討において、供給信頼度の基準値を 9 エリア一律として供給予備力を試算したところ、表 3-2-2-1 に示すとおり必要供給予備率がエリアごとに異なり、一部のエリアでは現状の目安である 7% よりかなり小さい値になったことを踏まえ、必要供給予備率がエリアごとに大きく異なる場合をイメージし、検討を行うこととした。

(→参考スライド S-9)

表 3-2-2-1 供給信頼度を 9 エリア一律 (LOLE=3 時間/年) とした場合の必要供給予備率

[ケース1-1: LOLE=3時間/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
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)	597	1,525	5,900	2,729	589	2,942	1,215	633	1,722	17,852
必要予備力(万KW)	87	172	653	301	94	308	159	129	204	2,107
必要予備率(%)	17.1	12.7	12.5	12.4	18.9	11.7	15.1	25.5	13.4	13.4
連系										
必要供給力(万kW)	531	1,361	5,814	2,591	482	2,802	1,122	525	1,561	16,791
必要予備力(万KW)	21	8	567	163	-13	168	66	21	43	1,046
必要予備率(%)	4.2	0.6	10.8	6.7	-2.7	6.4	6.3	4.2	2.9	6.6
EUE(百万kWh/年)	0.4	1.9	3.0	2.2	0.7	2.3	1.1	0.8	1.7	14
連系効果	12.9	12.2	1.6	5.7	21.6	5.3	8.8	21.3	10.6	6.7

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

まず、図 3-2-2-2 に示すように、必要供給力のうち小売電気事業者による確保に期待できない分（同図 A）よりもエリア内に確保すべき上げ調整力必要量（同図 B）が大きいエリアを想定し、当該エリアの電源 I 必要量を A により定める案（同図案 1）と B により定める案（同図案 2）について考察した。

このケースにおいて、高需要時など電源 II が小売電気事業者に調達された断面を考えると、案 1 では、A を超える大きさの需給変動（上振れ）が生じた場合には、一般送配電事業者がエリア内の調整力だけで対応できず、広域機関の指示によりエリア外から応援を受けることになる。

このような断面でも上げ調整力必要量以下の予測誤差等の変動には一般送配電事業者がエリア内に確保した調整力で対応できるようにするため、 $A < B$ のエリアについては、案 2（すなわち、電源 I 必要量 = B）とする方向で検討を進めることとした。

（→参考資料スライド S-10, 11）

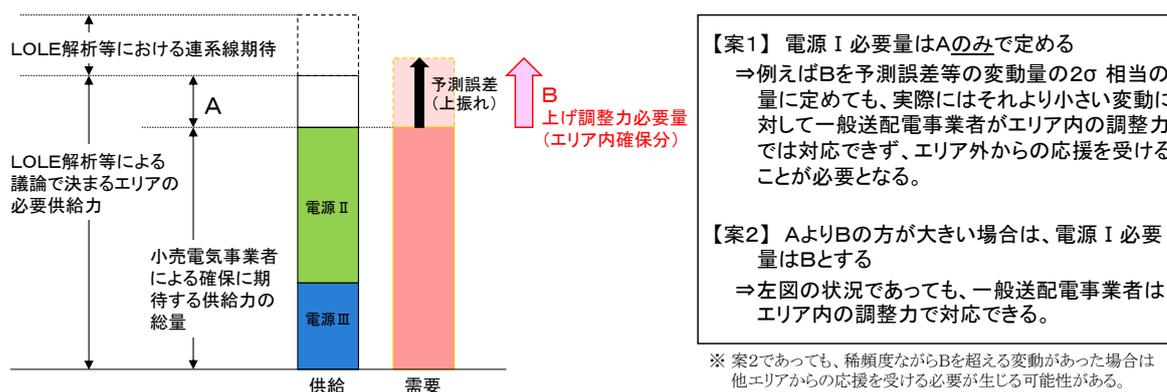


図 3-2-2-2 A < B の場合の対応案

次に、図 3-2-2-3 に示すようにエリア間で必要供給予備率が大きく異なり、 $A < B$ となるエリアと $A > B$ となるエリアが混在する状況を想定し、考察を行った。

この場合、前述の整理に基づくと、エリア 1 とエリア 2 はそれぞれ、同図の B_1 、 B_2 に相当する電源 I を確保するということになるが、エリア 3 の電源 I 必要量をどのように定めるかが論点となる。

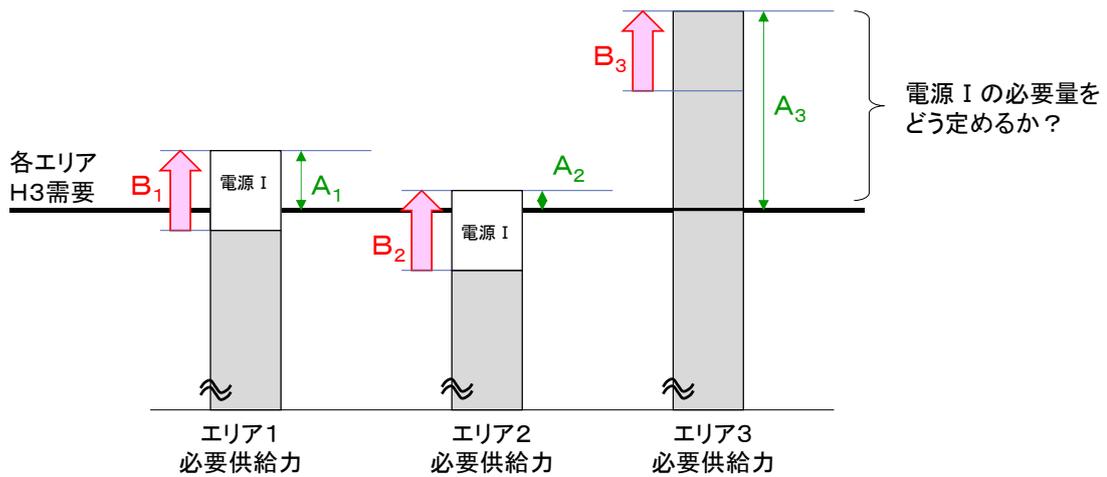


図 3-2-2-3 エリア間の必要供給力が異なる場合のイメージ

表 3-2-2-2 $B_3 < A_3$ の場合の対応案

	案1	案2	案3
内容	<p>H3需要 B_3, 電源 I A_3</p> <p>エリア3</p> <p>実需給に必要な調整力のみ電源 I として確保</p>	<p>H3需要 B_3, 電源 I A_3</p> <p>エリア3</p> <p>$D = (B_1 - A_1) + (B_2 - A_2)$</p> <p>エリア1、エリア2でH3需要に対し不足する供給力に相当する量(上図D)の供給力が確保されることを期待し、それ以外の予備力を電源 I として確保。</p>	<p>H3需要 B_3, 電源 I A_3</p> <p>エリア3</p> <p>必要予備力の全量を電源 I として確保</p>
電源 I 確保コスト	○小さい ←		→ ▲大きい
必要供給力確保の確実性	▲低い <small>(エリア1、2の小売が各エリアで供給力確保する行動を採った場合、上図A3-B3の部分が確保されないおそれが高まる。)</small>	→ <small>(エリア1、2の小売が各エリアで供給力を確保する行動を採った場合、上図Dの部分が確保されないおそれが高まる。)</small>	○高い <small>(但し、仮にエリア1~3が必要供給力をちょうど満たしている状態であった場合は、エリア1、2の小売がH3需要に応ずる供給力を調達できない。)</small>

このとき、エリア3の電源 I 必要量の算定方法としては、必要な調整力 (B_3) はエリア内で確保することを前提に、供給力確保の考え方の違いから、表 3-2-2-2 に示す 3 案が考えられる。

案 3 の場合、供給力確保の確実性は高まるものの、仮にエリア 1~3 が必要供給力をちょうど満たしている状況であった場合は、エリア 1、2 の小売電気事業者が H3 需要に応ずる供給力を調達できないこととなり、供給力確保義務との関係上問題があると考えられる。

一方、案 1~2 の場合は、一般送配電事業者が固定費を負担する範囲が小さいことから、適正な信頼度を確保するために必要な供給力が確保できないおそれ

が高まる。

国において実効性のある供給力確保の仕組み（容量メカニズム）の検討が行われており、今回の検討は、当面の暫定的な扱いとなることを考えると、必要時には広域機関による電源入札等による供給力確保の手段があることも踏まえ、案 1（電源 I は実需給断面で必要な上げ調整力（エリア外期待分除く）の量（図 3-2-2-3 の B₃ の値）で定める）の方向で検討を進めることとした。
（→参考資料スライド S-12～14）

（２）電源 I 必要量の具体的な算定方法

前述のとおり、電源 I 必要量を表 3-2-2-3、図 3-2-2-4 に示すような実需給断面における各種計画値からの予測誤差（需要予測誤差、再エネ出力予測誤差）や各種変動（需要変動、再エネ出力変動、電源脱落）などから算定するにあたり、実績データの分析とともに以下の論点について検討を行った。

- ・どの時間帯の変動量を用いて必要調整力のエリア内確保分を算定するか
- ・各変動量をどのように組み合わせて算定するか
- ・必要調整力のうち、エリア内で確保しない連系線期待分をどのように定めるか

表 3-2-2-3 需給変動要因の区分

	需給バランスに関する変動要因(※1)	周波数制御に関する変動要因(※2)
需要に関するもの	「需要予測誤差」 〔定義：需要予測値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差〕	「需要変動」 〔定義：30分平均値からの需要の変動〕
電源脱落に関するもの	「電源脱落（継続）」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)〕	「電源脱落（直後）」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)〕
再エネ出力変動に関するもの	「再エネ出力予測誤差」 〔定義：再エネ出力予測値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差〕	「再エネ出力変動」 〔定義：30分平均値からの再エネ出力の変動〕

(※1) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要となるもの**

(※2) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要でないもの**(電源脱落直後の瞬時的な供給力減少を含む)

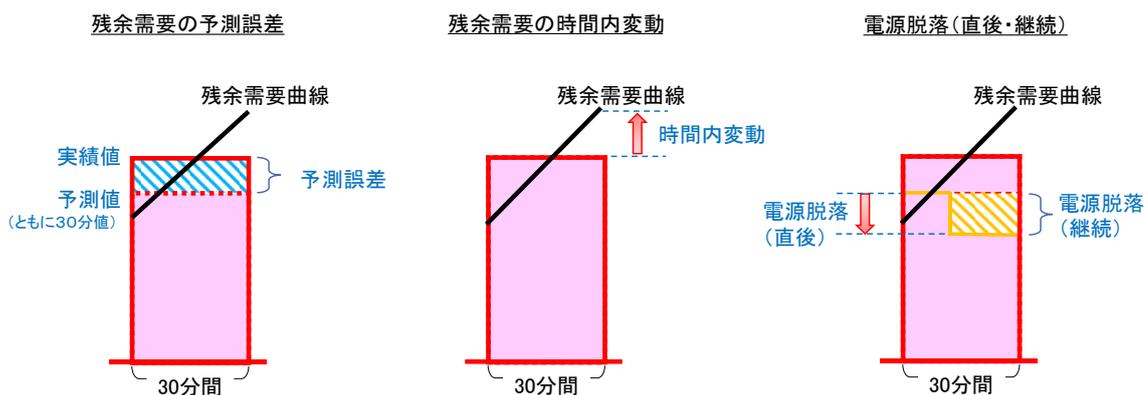


図 3-2-2-4 需給変動要因のイメージ

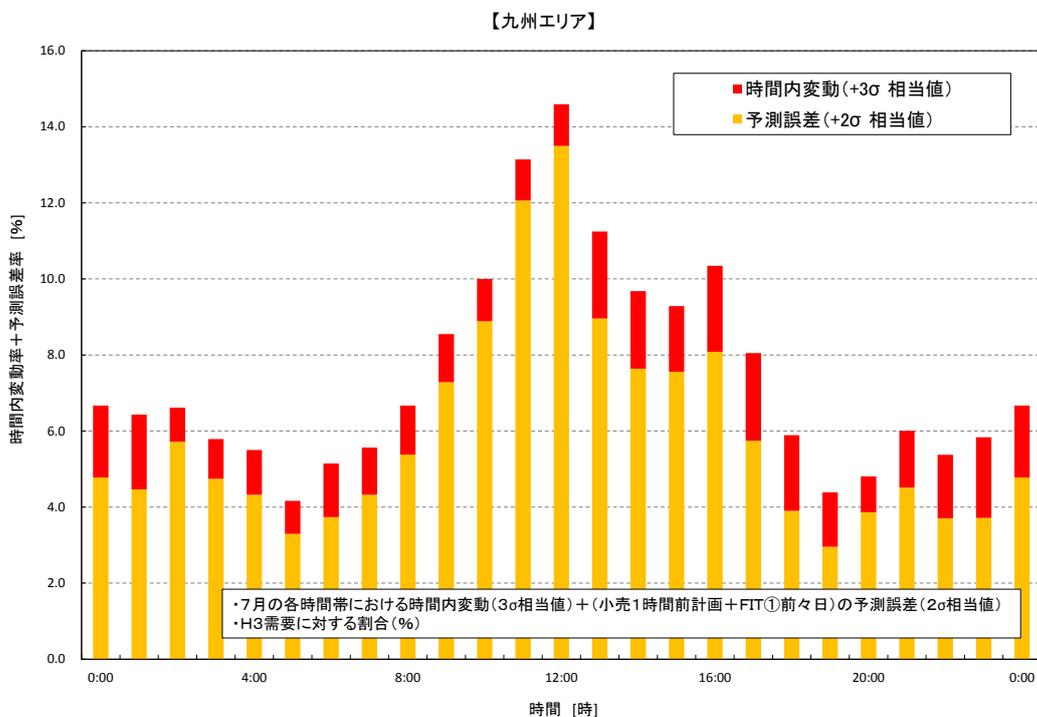


図 3-2-2-5 予測誤差、時間内変動の大きさ（九州エリアの例）

(i) どの時間帯の変動量を用いて必要調整力のエリア内確保分を算定するか

実績データから時間帯ごとの予測誤差、時間内変動の大きさを分析した例を図 3-2-2-5 に示す。太陽光発電の出力の予測誤差が大きいことも影響し、一般送配電事業者が対応する需給変動の大きさは、時間帯によって大きくことなることが分かる。

このような実態にある中、年間で確保する電源Ⅰ及び電源Ⅱの余力を調整力として活用する現在の仕組みのもとでは、以下のとおり、実需給断面にお

いて電源Ⅱの余力に期待できるかどうか、電源Ⅰの必要量に影響を与える。

- (a) 残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できる
⇒残余需要ピーク帯⁶⁹の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める
- (b) 残余需要がピークを下回っている時間帯でも電源Ⅱの余力には期待できない
⇒昼間帯の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める

電源Ⅱは発電事業者がゲートクローズまで活用した余力を一般送配電事業者が調整力として活用できる位置付けであり、相対や市場によって小売電気事業者に調達された場合には、調整力として使える量が減少する。

しかし、昼間帯にメリットオーダー上劣後することから停止された電源が第三者に販売され、電源Ⅱに余力に期待できなくなるという見方は、リスクを見すぎていることになると思う。

よって、今年度の調整力の公募においては、(a)の考え方で進めることとし、問題が認められるときは、追加調整力等の対応の必要性を速やかに検討することとした。

(→参考資料スライド S-15～17)

(ii) 各変動量をどのように組み合わせて算定するか

表 3-2-2-3 需給変動要因の区分のうち、「時間内変動」及び「電源脱落(直後)」は周波数制御機能(GF、LFC等)により対応する変動のため、現時点では、これらに対応するための調整力はエリア内で確保することが基本と考える。

さらに、電力システムの正常時においても発生する「予測誤差」についても、現時点では、エリア内で対応することを基本とし、電源Ⅰ必要量は、図 3-2-2-6に示すとおり「時間内変動+3 σ 相当値」「予測誤差+2 σ 相当値」「電源脱落(直後)」に対応する分⁷⁰を加算して算出することとした。

(→参考資料スライド S-18)

(iii) 必要調整力のうち、エリア内で確保しない連系線期待分をどのように定めるか

稀に発生する電源脱落による「電源脱落(継続)」には、他の変動要因のためにエリア内に確保する調整力で対応し、不足する部分は連系線に期待することとした。なお、マージンとして設定する必要があるかについては別途

⁶⁹ 電源Ⅱが小売電気事業者に最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性が一番高いと考えられる時間帯

⁷⁰ エリア内の周波数制御機能で対応する時間内変動は+3 σ 相当値とする一方で、不足時には電源Ⅰ以外での対応も可能な予測誤差は+2 σ 相当値とする考え方による。

検討を行う。

(→参考資料スライド S-18)

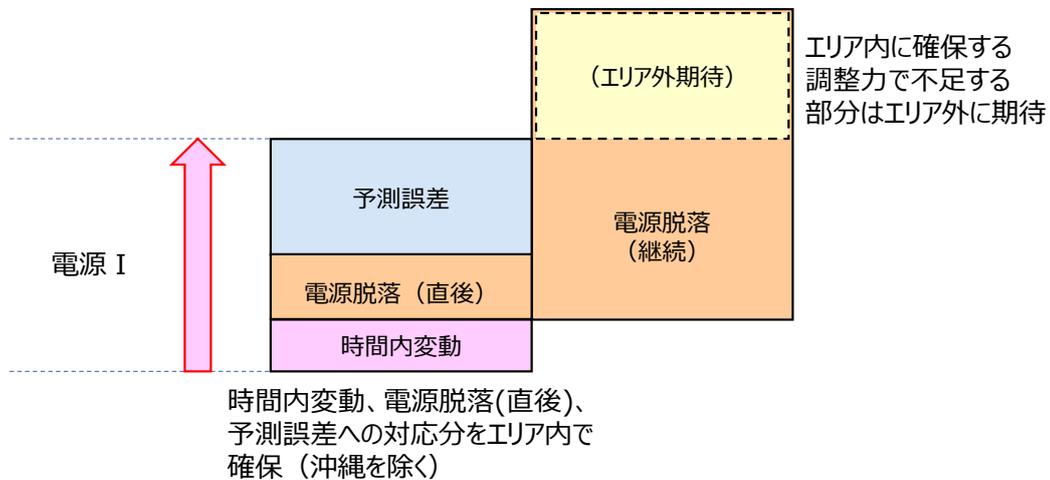


図 3-2-2-6 各変動対応分の組み合わせイメージ

(3) 実績データによる電源 I 必要量の試算

上記の整理に基づき、2016 年 4 月以降の実績データより電源 I 必要量の試算を行った。

(i) 使用したデータ

(a) 一般送配電事業者から受領したデータ

- ・ エリア需要実績値 (30 分値)
- ・ FIT 特例制度①電源 (太陽光、風力) の前々日出力予測値 (30 分値)
- ・ FIT 特例制度①電源 (太陽光、風力) の出力実績値 (30 分値、推定実績含む)
- ・ 残余需要実績値 (1 分値)

(b) 広域機関システムより取得したデータ

- ・ 小売電気事業者の 1 時間前計画に計上されている需要予測値 (30 分値)

(ii) 試算方法

表 3-2-2-4 に示す条件のもと、電源 I 必要量の試算を行った。

試算 1-1、1-2 では、電源 II が小売電気事業者により最大限活用され、電源 II からは上げ調整力が得られない可能性の高い時間帯を抽出するとの観点から、高需要となる 7~8 月のデータを用いた。さらに、当該期間の中でも高需要の時間帯を抽出する観点から、試算 1-1 では残余需要ピークの 2 コマを分析対象とし、試算 1-2 では図 3-2-2-7 に示すような残用需要ピークの 95%以上のコマを分析対象とした。

また、参考のため、試算 2 として、4～8 月の全時間帯の全データを一括して対象とする試算（これは、電源Ⅱの余力には全く期待できないと仮定し、電源Ⅰを最大限確保する場合に相当）も実施した。

なお、実績データを分析したところ、小売電気事業者の需要予測誤差の分布がゼロ点からかなり偏差している（予測誤差の平均値が 0 付近ではない）ケースが見られたことから、今後、予測精度の高まりによって偏差が解消する可能性を考慮し、図 3-2-2-8 のとおり平均値のゼロ点補正を行った条件での試算も行った。

（→参考資料スライド S-19, 20）

表 3-2-2-4 試算条件

	試算 1-1	試算 1-2	試算 2
分析対象月	7～8 月一括	（同左）	4～8 月一括
分析対象コマ	残余需要ピーク 2 コマ	残余需要ピークの 95%以上	全時間帯
予測誤差のゼロ点補正	あり／なし 両方を試算	（同左）	（同左）
電源脱落量の想定	平成 29 年度において単機最大ユニットと見込まれるもの	（同左）	（同左）

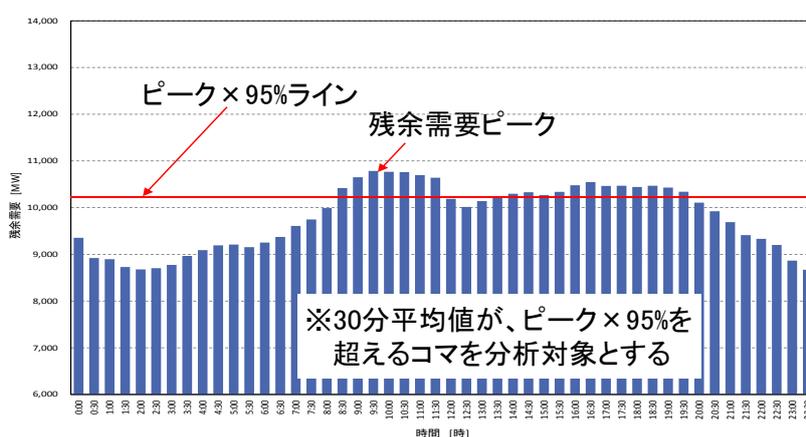


図 3-2-2-7 試算 1-2 における分析対象コマ

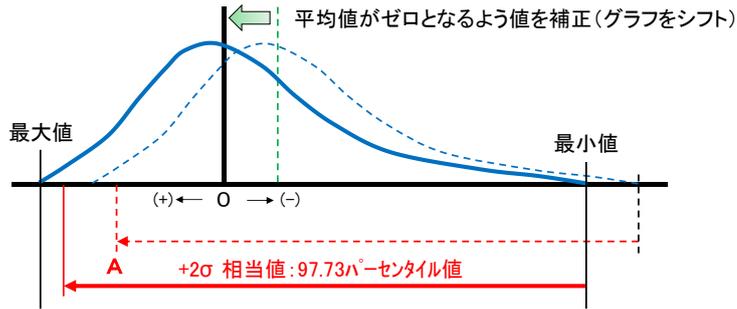


図 3-2-2-8 ゼロ点補正のイメージ

(iii) 試算結果

沖縄エリア以外の 9 エリアの試算結果は表 3-2-2-5 のとおりであり、分析対象とするコマを多くするほど、試算値が大きくなる傾向が見える。

(→参考資料スライド S-21)

表 3-2-2-5 沖縄を除く 9 エリアの電源 I 必要量試算結果

	ゼロ点補正	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9 エリア 単純平均
試算 1 - 1 (ピーク2コマ)	なし	(10.7)	(7.4)	4.4	4.9	7.3	4.8	7.7	3.7	7.7	6.5
	あり	(9.0)	(8.3)	7.2	6.0	7.5	4.7	7.8	5.4	8.3	7.1
試算 1 - 2 (ピークの95%以上)	なし	(13.4)	(7.1)	5.6	7.7	6.9	5.6	7.5	4.4	9.3	7.5
	あり	(12.0)	(8.8)	8.9	8.3	7.4	5.9	8.4	6.1	9.8	8.4
試算 2 (全時間帯)	なし	(12.1)	(10.0)	6.1	9.4	7.8	7.0	8.9	9.8	11.3	9.2
	あり	(12.2)	(10.8)	9.9	10.3	8.2	8.4	9.8	11.4	12.4	10.4

※ 数値は、各エリア H3 需要に対する%値

※ 2016 年度の H3 需要想定値が冬ピークのエリアの数値は()内に記載

(iv) 算定における課題

分析対象とするコマを多くするほど、特異なデータの影響を受けにくくなると考えられる一方で、(極端な例としては試算 2 のように) 電源 II の余力による対応に期待できる可能性が高い変動まで含めてしまうことになると考えられる。

電源 II の余力に期待できない時間帯等についての分析ができない現時点においては、どのように算定するのが適当であるかの判断は難しく、また以下の課題もあることに留意が必要である。

(→参考資料スライド S-21, 22)

- ・今年度のデータのみで試算した結果であり、年度ごとの違いが考慮できていない。

- ・冬季ピークのエリアもある中で、現時点（10/6 第8回委員会）では冬季の実績が分析できていない。
- ・これまでの実績に見られる小売電気事業者の需要予測誤差の平均値の偏差が今後解消していくのか（ゼロ点補正をすることが適切かどうか）の判断が難しい。

3-2-3. 今年度の公募における電源 I 必要量

(1) 沖縄エリア以外の9エリアの電源 I 必要量

3-2-2. に記載のとおり、実績データに基づいた電源 I 必要量の算定について検討、試算を行ったが、3-2-2. (3) (iv) に挙げた課題があることも考慮すると、従来の考え方をベースとした 3-2-2. (1) の議論を見直すことが適当であるとまでは言えないため、今年度については、暫定的に 3-2-2. (1) の考え方にに基づき 9 エリア一律で H3 需要の 7% とすることとした。

< 沖縄エリア以外の電源 I の必要量 >

$$\text{電源 I} = \text{平年 H3 需要} \times 7\%$$

※「平年 H3 需要」は、2016 年度供給計画の第 2 年度における想定需要とする。

なお、実績として H3 需要の 7% を超える変動が発生しているため、実運用において電源 II の余力を活用してもなお調整力が不足するおそれがあり、その場合は、連系線を通じた応援等により対応することとなるが、そのような状況が発生した場合には、追加調整力等の対応の必要性を速やかに検討することとした。

(→参考資料スライド S-22)

(2) 沖縄エリアの電源 I 必要量

沖縄エリアについては、単独系統であり他エリアからの応援に期待できないことを考慮し、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量（後述の周波数制御機能付き調整力の必要量）に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量とした。

(→参考資料スライド S-23)

< 沖縄エリアの電源 I の必要量 >

$$\text{電源 I} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量}$$

※「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。

※電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。

3-2-4. 今後の課題

次年度の調整力公募に向けて、予測誤差等のデータの蓄積を継続するとともに

に、電源Ⅱ余力の状況を考慮した分析の在り方について検討を行う。

3-3. 電源 I´ の必要性・必要量・要件

3-3-1. 厳気象 H1 需要に対応するための供給力の必要性

本委員会において、2016 年度夏季の平年 H3 需要に対する需給バランス評価、及び厳気象 H1 需要に対する需給変動リスク分析を行った結果、2016 年度夏季については、厳気象 H1 需要に対して、運用上の追加対策をもって需給バランスを維持できることを確認した。

一方で、需給変動リスクの分析を行った時点では、翌年度の厳気象 H1 需要に対して、確実に需給バランスを維持できるようにするための供給力確保の仕組みはなかった。

これまで国における電力需給検証小委員会では、旧一般電気事業者に対して、厳気象 H1 需要に対しても一定の供給信頼度を確保するための対応を求め、それでも供給信頼度が確保できない場合には、政府から特別な節電要請が行われてきた。

そこで、本委員会においても、10 年に 1 度程度の猛暑（厳寒）の際に、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）という状況に陥らないよう、厳気象 H1 需要に対応するための供給力等を確保することが適当であるとの整理を行った。

（→参考資料スライド S-24～27）

そのうえで、厳気象 H1 需要に対応するための供給力等の確保にあたっての具体的方法について、以下のとおり検討を行った。

3-3-2. 電源 I´ の確保主体

電気事業法に規定されている小売電気事業者の供給力確保義務に基づき、厳気象 H1 需要にも小売電気事業者が対応すべきとの考え方もあり得るが、多くの小売電気事業者は、供給計画の平年 H3 需要に対しても中長期の供給力を「調達先未定」としており、国や広域機関において、実効性のある供給力確保の在り方について検討がなされているところである。

こうした状況の中、あくまでも実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、厳気象 H1 需要に対して、平年 H3 需要を基に確保すべき供給力で不足する量を、原則として、一般送配電事業者が調整力として確保することと整理し、この供給力等を「電源 I´」と定義した。

図 3-2-3-1 に電源 I´ として確保する部分のイメージを示す。

（→参考資料スライド S-28）

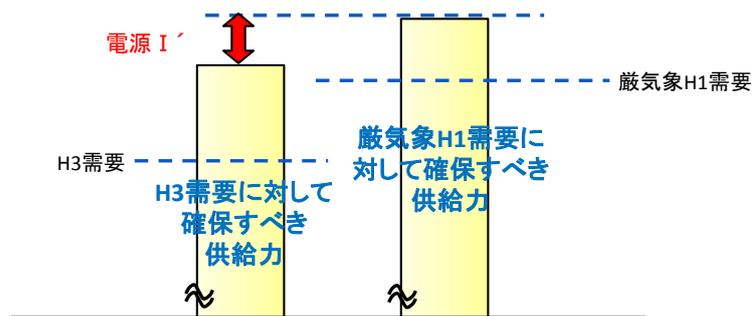


図 3-2-3-1 電源 I' のイメージ

3-3-3. 電源 I' の要件

電源 I' は厳気象 H1 需要に対応するために確保するものであり、この需要に対して平年 H3 需要を基に確保した供給力の不足が発生するのは、1 年間のうち限られた時間であると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度予見可能であると考えられる。そのため、電源 I' として確保する供給力等については、従来の電源に限らず、ネガワット等の需要抑制を含めた幅広い手段を対象とすることとした。

(→参考資料スライド S-29)

3-3-4. 電源 I' 必要量の算定方法

電源 I' の必要量については、厳気象 H1 需要に対応するための供給力等という確保の目的から、原則以下のとおり算出することとした。

(→参考資料スライド S-30)

<電源 I' の必要量>

$$\text{電源 I'} = (\text{厳気象 H1 需要に対する必要供給力}) - (\text{平年 H3 需要に対する必要供給力}) \dots (1)$$

式(1)を原則とし、2016 年度調整力の公募における電源 I' の必要量の算出方法を検討した。

これまで国の電力需給検証小委員会では、至近 10 か年の厳気象 H1 需要に対し、供給予備力を 3%確保することを基準としていた。一方、本委員会においては昨年来、必要供給予備力の検討を進めており、現在検討途上であるため、これまでの数値に代わる指標は定められていない。したがって、今年度は暫定的にこれまでの考え方を踏襲し、厳気象 H1 需要の 103%を確保すべき供給力とした。

平年 H3 需要に対する必要供給力は、小売電気事業者が実需給断面までに供給力確保義務に基づく供給力確保を行うこと、国の制度設計 WG において、供給予備力のうち持続的需要変動対応分（これまでは平年 H3 需要の 1~3%）は小売電気事業者が確保すべきと整理されたことを考慮し、2016 年度の調整力公募という極めて短期的なところでの調達を議論していることから、平年 H3 需要の 101%が小売電

気事業者により確保される供給力とした。

加えて、一般送配電事業者の確保する電源Ⅰも考慮し、2016年度の調整力公募における電源Ⅰの必要量は以下のとおり算出することとした。

(→参考資料スライドS-31～33)

＜2016年度の調整力公募における電源Ⅰの必要量＞

$$\text{電源Ⅰ} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{平年 H3 需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量}) \quad \dots (2)$$

※「厳気象 H1 需要」は、国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

※「平年 H3 需要」は、2016年度供給計画の第2年度における平年 H3 需要の値を使用する。

高需要の発生が懸念されない時期を優先して電源の補修が計画されることを考慮すると、厳気象 H1 需要が最大でない月の算定値を基に電源Ⅰを確保するのは過剰な対応であると考えられる。したがって、電源Ⅰの必要量は厳気象 H1 需要が最大となる月の算定値を用いることとした。

また、最終的な電源Ⅰの募集量の算出にあたっては、以下の(a)、(b)の補正を行うこととした。

(→参考資料スライドS-34, 35)

- (a) 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰの募集量から控除できる。
- (b) 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)⁷¹に基づいて算定した厳気象 H1 需要に対する供給力と平年 H3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰの募集量に反映させる。

式(2)及び(a)、(b)の補正を行い算出した電源Ⅰの必要量がゼロ以下となった場合には、電源Ⅰの募集量はゼロとすることとした。表 3-3-4-1 に各一般送配電事業者により算出された電源Ⅰの募集量を示す。

表 3-3-4-1 2016年度 電源Ⅰの募集量

単位：万 kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
募集量	—	9.1	59.0	19.2	—	17.0	—	—	29.0	—

表中の「—」は算出の結果、募集量が0であったことを示す。

⁷¹ 経済産業省 資源エネルギー庁 HP 参照

http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/h29_guide_line.pdf

3-3-5. 今後の課題

電源Ⅰ´を一般送配電事業者が確保することとした経緯から、今後、容量メカニズムの議論とともに、電源Ⅰ´の確保の主体、方法について改めて議論する必要がある。

一方、今回整理した枠組みの中で電源Ⅰ´を確保していく間については、必要量の算出にあたって、現在検討途上である供給予備力、及び電源Ⅰの必要量の検討の進展に併せて、適宜電源Ⅰ´の必要量の算出方法を見直していく必要がある。

3-4. 電源 I - a / b 必要量

3-4-1. 検討の位置付け

電力・ガス取引監視等委員会 第9回制度設計専門会合において、一般送配電事業者より、電源 I のうち周波数制御機能を有する電源等を電源 I - a、周波数制御機能を必須としない電源等を電源 I - b として区分して募集する方針が示されたことから、一般送配電事業者において電源 I - a、電源 I - b の必要量の検討が行われ、本委員会ではその結果を確認した。

3-4-2. 一般送配電事業者による検討結果

(1) 電源 I - a 必要量の算出

実需給断面で調整すべき変動要素を以下の3項目に分類し、各要素に対する周波数制御機能の要否を検討し、電源 I - a の必要量は、「電源脱落(直後)」「時間内変動+3 σ 相当値」「予測誤差の一部+3 σ 相当値」に対応する分⁷²を加算して算出することとされた。

(→参考資料スライド S-36~39)

各一般送配電事業者により算出された電源 I - a 必要量の試算値及び2016年度の調整力公募における募集量は表 3-4-2-1 のとおりであり、試算値を基に各一般送配電事業者の考え方により募集量が設定された。

(→参考資料スライド S-40~44)

表 3-4-2-1 電源 I - a 試算値及び2016年度募集量

エリア	2016.4~8 のデータ	2015.4~8 のデータ	2015年度(年間) のデータ	募集量
北海道	9.3%	6.4%	7.8%	7.0%
東北	7.6%	6.9%	7.0%	7.0%
東京	6.1%	4.9%	5.4%	6.1%
中部	5.8%	6.7%	6.6%	6.6%
北陸	5.2%	6.4%	6.5%	6.5%
関西	5.4%	5.9%	6.6%	6.0%
中国	6.7%	7.1%	7.2%	7.0%
四国	6.0%	6.0%	6.1%	6.2%
九州	5.9%	6.4%	6.5%	7.0%
沖縄	6.5%	5.7%	5.9%	57MW

※ 残余需要ピーク×95%以上のコマを対象としている

※ 電源脱落量の想定は、2017年度において単機最大ユニットと見込まれるもの

※ 数値は、平年 H3 需要に対する%値

⁷² すべてエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため、+3 σ 相当値とする考え方による。

表 3-4-2-2 に各一般送配電事業者により算出された電源 I - a の募集量を示す。

表 3-4-2-2 2016 年度 電源 I - a の募集量

単位：万 kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
募集量	36.0	95.7	321.0	160.7	33.0	159.0	74.5	31.2	106.0	5.7

(2) 電源 I - b の募集量

3-2-3. に記載の今年度の公募における電源 I 必要量から、上記 (1) の電源 I - a 募集量を差し引いた分が、周波数制御機能を必須としない電源 I - b の募集量とされた。表 3-4-2-3 に各一般送配電事業者により算出された電源 I - b の募集量を示す。

表 3-4-2-3 2016 年度 電源 I - b の募集量

単位：万 kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
募集量	—	—	47.0	9.7	2.0	26.0	—	4.1	—	24.4

表中の「—」は、募集量が 0 であったことを示す。

3-5. 2016 年度の調整力の公募結果を受けた今後の検討

3-5-1. 2016 年度の調整力の公募結果

2016 年度の一般送配電事業者による調整力の公募は、国の調達の方考え方及び前述の 3-2. から 3-4. の検討結果に基づき実施され、各一般送配電事業者より、表 3-5-1-1 のとおり公募結果（落札量、最高落札価格、平均落札価格）が公表されている。

表 3-5-1-1 2016 年度 一般送配電事業者による調整力の公募結果

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源 I-a	募集量(万kW)	36.0	95.7	321.0	160.7	33.0	159.0	74.5	31.2	106.0	5.7
	落札量(万kW)	36.0	95.7	323.7	160.7	33.0	159.3	74.5	31.2	106.0	5.7
	最高落札価格(円/kW)	37,862	40,911	15,171	11,696	21,461	12,339	10,119	17,579	42,261	37,336
	平均落札価格(円/kW)	25,047	11,531	14,575	9,260	15,359	9,740	9,785	12,328	16,291	27,878
電源 I-b	募集量(万kW)	-	-	47.0	9.7	2.0	26.0	-	4.1	-	24.4
	落札量(万kW)	-	-	44.3	9.7	2.0	26.0	-	4.1	-	24.5
	最高落札価格(円/kW)	-	-	15,171	5,165	18,317	12,331	-	17,579	-	9,352
	平均落札価格(円/kW)	-	-	15,171	5,165	18,317	12,319	-	17,579	-	7,676
電源 I'	募集量(万kW)	-	9.1	59.0	19.2	-	17.0	-	-	28.4	-
	落札量(万kW)	-	7.4	59.9	19.2	-	17.0	-	-	28.5	-
	最高落札価格(円/kW)	-	782	4,750	1,245	-	5,900	-	-	32,662	-
	平均落札価格(円/kW)	-	782	4,501	1,196	-	3,034	-	-	8,176	-

また、国の調達の方考え方に基づき、各一般送配電事業者において、募集要綱の確定前に募集要綱（案）に対する意見募集が行われ、各一般送配電事業者が求める要件の相違点に対する意見やディマンドリスポンスの要件の標準化に対する意見等が提出された⁷³。

3-5-2. 今後の課題

(1) 調整力の広域的な調達に関する課題

上記の公募結果は、調整力の広域的な調達によって、効率化が図られ得ることを示唆していると考えられる。

また、国の調達の方考え方においても、「資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる」とされていることも踏まえ、調整力の広域調達に関し、以下の課題について検討を行う。

(i) 経済面の課題

広域調達した調整力を活用するために連系線の容量を確保する必要がある場合に、電力取引に活用できる連系線の容量が減少し、電力取引の効率性に影響を与える可能性があるが、それを上回る経済的メリットがあるかどうか

⁷³ 国の調達の方考え方に基づき、広域機関においても各一般送配電事業者の募集要綱（案）に対する意見募集を行った。提出された意見及び回答は広域機関 HP を参照。

http://www.occto.or.jp/oshirase/iken/2016_08_chouseiryokukoubou_ikenboshu.html

について検討を行う。

(ii) 技術面の課題

調整力の広域調達及び活用のために必要となる制御システムや運用実務の変更の実現性やスケジュール等について検討を行う。

(2) 調整力の技術的要件の標準化に関する課題

国の調達の考え方に「調整力の要件については、将来的な市場調達への移行や、広域的な調整力の調達を可能とする観点から、一般送配電事業者横断的に標準化を進めることが重要であり、広域機関において標準化のための技術的な検討が進められていくとされている」とあることを踏まえ、今年度の募集要綱（案）に対する意見募集で提出された意見を参考にしつつ、調整力の要件として設定された各項目について、標準化の可否、可能な場合の標準的な要件等について検討を行う。

3-6. 需給調整（リアルタイム）市場を見据えた調整力に関する技術的な検討

3-6-1. 検討の背景

国から、2020 年度を目安に需給調整（リアルタイム）市場を創設する方針が示されており、また、その検討においては、広域機関が技術的検討を担当し、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と一体的に検討を進めることとなった⁷⁴。

その方針を踏まえ、広域機関は、調整力の在り方を検討している本委員会において、需給調整（リアルタイム）市場創設に向けた技術的な検討を行っていくこととした。

3-6-2. 検討の進め方

（1）実施体制

需給調整（リアルタイム）市場に向けた技術的な検討にあたっては、各エリアの調整力電源の制御方式、運用実務、デマンドリスポンスなど需要側資源の制御方式などの技術的な面を十分考慮する必要があることから、効率的に検討を行うため、本委員会のもとに、周波数制御・需給バランス調整を担う一般送配電事業者を含む作業会を設置のうえ検討を進めることとし、作業会の検討結果については、本委員会に報告のうえ審議することとした。

（2）検討項目

作業会における主な検討項目は以下のとおりであり、（i）の検討を進め、（i）の検討状況に応じ（ii）の検討を行うこととする。

（i）調整力の細分化

- a. 参考となる諸外国の事例と日本の運用実態との比較
- b. 調整力の細分化の案
 - ・機能（GF、LFC、DPC 等）による細分化など
 - ・細分化した各調整力の要件・スペック
 - ・細分化した場合の影響の評価
 - ・デマンドリスポンス等需要側資源の扱い
- c. 細分化した各調整力の必要量の算出手法

（ii）細分化した各調整力の広域的な調達

- a. 細分化した各調整力の広域的な調達に係る技術的制約（制御システム制約等）

⁷⁴ 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 第2回電力・ガス基本政策小委員会
総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会 合同会議 資料3 P17 参照

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system_kaikaku/pdf/005_01_00.pdf

b. 連系線利用に関する検討（マージン確保の必要性、合理性）

なお、昨年度の調整力等に関する委員会において、以下の 2 点を確認したが、3-6-1. の背景を踏まえ、再検討することとし、上記（i）c. の検討の結果、必要であればシミュレーションツールの構築に取り組むこととした。

- ・ GF、LFC の必要量の算出手法として「代数的手法」「周波数シミュレーション」を検討すること
- ・ 周波数シミュレーションを行うためのツールの検討・作業を行う作業会の設置

4. マージン

4-1. マージンの概要と検討事項

4-1-1. マージンの定義

「マージン」とは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、又は、電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として広域機関が管理する容量をいう。⁷⁵

業務規程（2016年7月11日認可版）抜粋
第2条第2項第18号

「マージン」とは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、又は、電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。

具体的には、図4-1-1-1のように運用容量の一部として設定している。

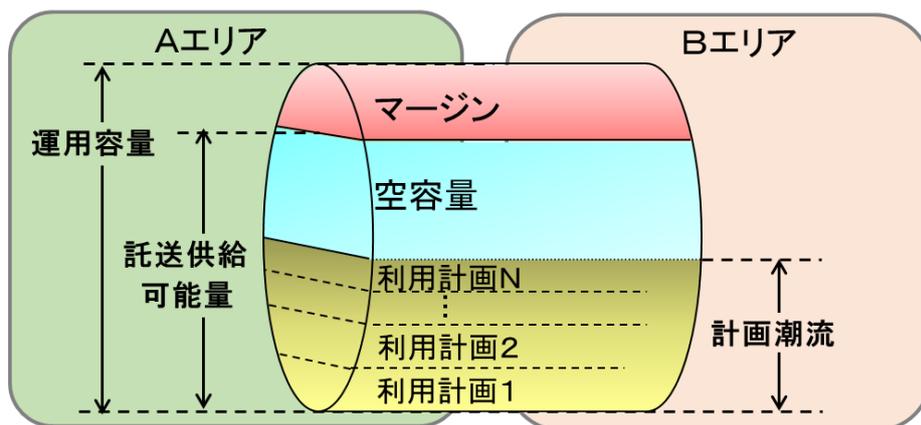


図4-1-1-1 マージンのイメージ

4-1-2. マージンの検討に係る状況変化

マージンは様々な目的で設定されているため、昨年度、設定の目的別にマージンを分類、区分した上で、検討を行ってきた。

(→参考資料スライドM-1)

その後、マージンの検討を進める中で、下記の3点の状況変化があったため、マージンの分類及び区分の見直しを実施した。

(1) 長期計画断面の空容量部分も含めたマージンの設定

昨年度の第8回調整力等に関する委員会での整理を踏まえて、地域間連系線の利用ルール等に関する検討会において、平成30年(2018年)以降の長期計画断面は空容量部分も含めてマージンを設定する方向性となったため、新たな

⁷⁵ 昨年度の第8回調整力等に関する委員会での整理を踏まえて、2016年7月11日認可の業務規程より、マージンの設定目的に「電力市場取引の環境整備」を追加している。

マージンの分類「電力市場取引環境整備のマージン」を追加することとした。このマージンは、卸電力取引市場のために開放し、間接オークションの制度のもとで利用されることとなる。

なお、これに伴い、旧区分①のマージン（系統容量3%相当）の長期計画断面における必要性・量の検討は不要となるとともに、北海道本州間連系設備と東京中部間連系設備の増設分については、長期計画断面では「電力市場取引環境整備のマージン」を設定し、運用開始までに実需給断面のマージンの必要性・量の検討をするものとなった。

（→参考資料スライドM-2）

（2）稀頻度リスク対応の検討開始

本委員会の第4回委員会において、稀頻度リスクを下記のように定義うえ、稀頻度リスク対応に関する議論を開始した。

「供給予備力の必要量、上げ調整力の必要量、及び、運用容量を設定するときに想定したリスク（以下、「通常考慮すべきリスク」）を超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク」

（→参考資料スライドM-3）

これに伴い、マージンの区分においても、「通常考慮すべきリスク」に対応するためのものか、「稀頻度リスク」に対応するためのものか、を明確にすることとした。

（3）国における調整力のエリア外調達の推奨

経済産業省制定の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の指針において、「資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる。」とされている。

（→参考資料スライドM-4）

これに伴い、「通常考慮すべきリスクへの対応のためにエリアが確保する調整力のエリア外調達のためのマージン」⁷⁶の区分を追加した。

なお、調整力の広域的な調達については、「調整力のエリア外調達のためのマージン」を設定した場合には電力取引の方に経済的損失が発生することを考慮しつつ、その在り方について検討を行う。

4-1-3. マージンの分類、区分の見直し

4-1-2 の状況変化を反映し、表 4-1-3-1 のとおりマージンの分類を変更し、表 4-1-3-2、表 4-1-3-3、表 4-1-3-4 のとおりマージンの区分を変更した上で、分類・区

⁷⁶当該マージンについては、受電方向だけでなく、送電方向も含めた双方向の設定や隣の隣のエリアからの調達の場合は、経由する連系線全てに設定する必要がある等、従来のマージンとは性格が異なる可能性がある。

分ごとに検討を進めることとした。

表 4-1-3-1 マージンの分類

大分類	分類	説明
予備力・調整力に関連したマージン	需給バランスに対応したマージン	需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン
	周波数制御に対応したマージン	電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つために設定するマージン
連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン	連系線潮流抑制のためのマージン	電力システムの異常時に電力システムを安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン
電力市場取引環境整備のマージン	電力市場取引環境整備のマージン	先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン

表 4-1-3-2 【予備力・調整力に関連したマージン】の分類と区分

マージンの 目的 マージンの 分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力※ ¹	左記のうち エリア外 調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
需給バランス に対応したマージン	電源 I	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量 3%相当※ ²	・系統容量 3%相当※ ³
周波数制御に 対応したマージン	電源 I - a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		(該当なし)	・東京中部間連系設備 (EPPS：逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時 AFC：逆方向)	・東京中部間連系設備 (EPPS：順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時 AFC：順方向)

内は当該区分に該当する現状のマージン（以下の表において同じ）

※¹：エリアが確保する調整力には電源Ⅱの余力も含むが、記載を省略している。

※²：現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから記載。

※³：旧電力系統利用協議会（旧 ESCJ）の整理において、系統容量 3%相当マージンに稀頻度リスク対応の観点が含まれていたことから記載

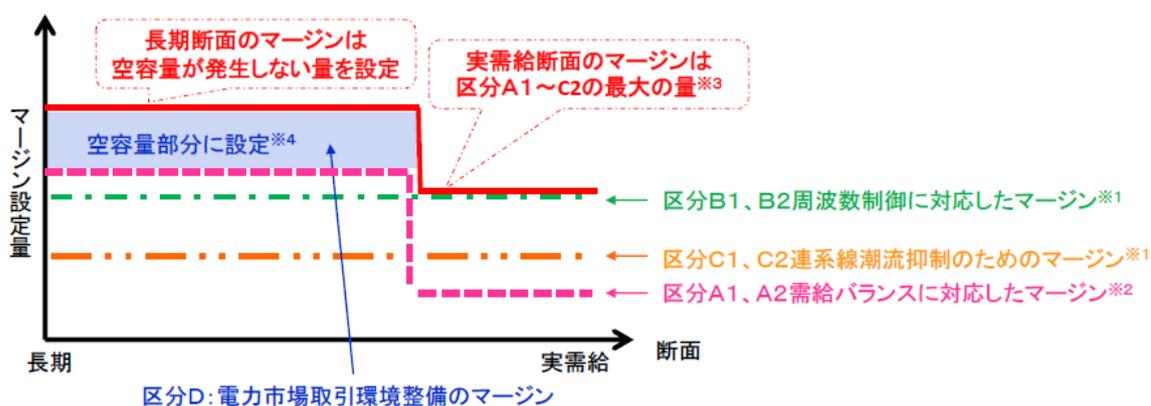
表 4-1-3-3 【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】の分類と区分

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスク への対応	稀頻度リスク への対応
連系線潮流抑制のためのマージン	C1 旧④	C2 旧④
	・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	・東北東京間連系線 (潮流抑制)

表 4-1-3-4 【電力市場取引環境整備のマージン】の分類と区分

マージンの目的 マージンの分類	電力市場取引環境 整備
電力市場取引環境整備のマージン	D 旧④
	(該当なし)

このように区分すると、地域間連系線の利用ルール等に関する検討会において検討されている間接オークション導入（「2018年度の早い段階で導入を目指す」⁷⁷）後の長期計画断面のマージンの設定量は、空容量が発生しない量、実需給断面のマージンの設定量は、図 4-1-3-1 の中の区分 A1～C2 のマージン設定量のうち、最大のものを設定していると位置づけることができる。



- ※1 設定の前提となった条件(例えば、北海道本州間連系設備の場合は系統容量)が変わらない場合は同量
- ※2 減少は、地内予備力が確保できている等の条件を満たしている場合
(現状の運用の場合のイメージであり、今後の議論を制約するものではない。)
- ※3 区分A0、B0については、今後の検討により決定するため記載していない。
- ※4 区分Dのマージンは、運用容量、計画潮流、区分D以外のマージンを考慮した空容量部分に設定する。

図 4-1-3-1 マージン設定及び減少のイメージ

⁷⁷ 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会 - 中間とりまとめ 31 ページ参照

http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20170209002_01.pdf

4-1-4. 検討事項

昨年度の検討結果及び状況の変化を踏まえ、昨年度の詳細論点を見直し、下記のとおり再整理した。

(→参考資料スライド M-5、M-6)

論点 1：区分 A1 のマーヅンの必要性・量・配分

このマーヅンは、4-1-3 に整理したとおり、通常考慮すべきリスクに対応するため、エリア内に確保する調整力以外にエリア外からの応援を受けられるようにする目的で設定するものである。

したがって、エリア内に確保する調整力や必要供給予備力の議論に伴って検討を行う必要があるが、本報告書に記載のとおり、今年度は従来の調整力や供給予備力の考え方を見直すまでに至っていないことから、来年度、これらの議論を踏まえて検討を行う。

なお、現状では、連系線利用計画を考慮し、エリアの供給予備力見合いでマーヅンを減少させているが、間接オークションの導入後はスポット市場の約定処理後に初めて連系線利用量が判明することになるため、エリアの供給予備力の評価方法が課題となる。この対応について、今後、検討する必要がある。

論点 2：区分 A2 のマーヅンの必要性・量・配分

このマーヅンは、4-1-3 に整理したとおり、稀頻度リスクに対応するために設定するものである。

今年度、稀頻度リスク対応の議論を始めたところであり、現時点では新たな考え方を定めるまでに至っていないことから、来年度、この議論を踏まえて検討を行う。

論点 3：東京中部間連系設備の区分 B1、B2 のマーヅンの必要性・量

昨年度の議論の結果を踏まえ、以下の事項について検討を行った。検討結果は 4-2-3 に示す。

連系線	方向	区分	検討事項
東京中部間 連系設備 (FC)	順方向 (西向き)	B2 (EPPS)	昨年度の議論を踏まえ、今年度は、広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討を実施。
	逆方向 (東向き)	B1 (EPPS)	昨年度、送電線 N-1 故障対応を採る必要性は整理済み。今年度は、対応方法として、マーヅンを確保するのか、代替手段を採るのかについて、広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討を実施。
	両方向	B1、B2	長期断面は区分 D のマーヅンを設定することから、実需給断面のマーヅンについて、増強分の運用開始までに、上記検討結果を見直す必要があるかどうかを再検討する。(来年度以降の検討)

論点 4：北海道本州間連系設備の区分 B1、B2、C1 のマーシンの必要性・量

昨年度の議論の結果を踏まえ、以下の事項について検討を行った。検討結果は 4-3-3 に示す。

連系線	方向	区分	検討事項
北海道本州 間連系設備 (北本)	順方向 (本州向き)	B2 (緊急時 AFC)	昨年度、廃止することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1 (潮流抑制)	昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。今年度は、マーシ設定以外の周波数上昇対策について検討を実施。
	逆方向 (北海道向き)	B1 (緊急時 AFC)	昨年度、維持することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1 (潮流抑制)	昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。マーシ設定ではなく運用容量減とするかどうかは継続検討。（来年度以降の検討）
	両方向	B1、B2、C1	長期断面は区分Dのマーシを設定することから、実需給断面のマーシについて、増強分の運用開始までに、上記検討結果を見直す必要があるかどうかを再検討する。（来年度以降の検討）

論点 5：東北東京間連系線の区分 C2 のマーシンの必要性・量

本マーシについては、昨年度は未議論であったが、今年度、検討を行った。検討結果は 4-4-3 に示す。

連系線	方向	区分	検討事項
東北東京間 連系線	順方向 (東京向き)	C2 (潮流抑制)	今年度、必要性等について検討を実施。

論点 6：調整力のエリア外調達のためのマーシ（区分 A0、B0）の必要性等

本マーシについては、来年度以降、調整力の検討に併せて、マーシ設定の必要性、設定方法、双方向・複数連系線の設定要否、他のマーシとの組み合わせ、電力取引への影響の評価等の検討を進めていく。

4-2. 東京中部間連系設備の区分 B1、B2 のマージンの必要性・量

4-2-1. 現状のマージン設定

現状の実需給断面における東京中部間連系設備の区分 B1、B2 のマージンは、両方向共に 60 万 kW のマージンを設定している。

順方向（西向き）の区分 B2 のマージンは、中・西エリアの N-2 以上の故障による供給力喪失時の EPPS 機能による負荷遮断の頻度や量の抑制が目的であるが、逆方向（東向き）の区分 B1 のマージンは、N-1 以上の故障による供給力喪失時の EPPS 機能による負荷遮断の頻度や量の抑制が目的である。

このうち、逆方向（東向き）で N-1 故障による供給力喪失時に負荷遮断を発生させない対応が必要となる原因は、1 回線送電線に複数電源が接続されている個所（ユニット送電方式（母線分割運用方式も含む。以下同様。））があるためである。

4-2-2. 昨年度の検討

昨年度の調整力等に関する委員会において、次の内容について検討を行った。

- ・ マージンを設定することで電力取引に制約が生じることによる経済的損失額（以下「マージン設定の経済的損失額」）と、マージンを廃止して停電量が増加することによる増分損失額（以下「稀頻度事象発生時増分損失額」）を比較し、マージンを設定することの合理性について検討する。
- ・ マージン設定（それによって期待できる EPPS 機能）の代替手段の有無、増分コスト（以下「代替手段増分コスト」）を検討し、代替手段を採ることでマージンを廃止できないか検討する。

議論の結果、次の点について追加検討することとなった。

【両方向共通】

- (a) マージン設定の経済的損失額については、広域メリットオーダーシミュレーションを用いた評価を追加し、再評価する。
- (b) マージンを 60 万 kW 設定するか、0 万 kW とするか、という 2 択ではなく、中間的な値とする案も含めて検討する。

【逆方向】

- (c) 東京エリア内の送電線 N-1 故障によって複数電源が脱落する箇所について、その状態を解消する対策の物理的可能性、コストについて検討する。

4-2-3. 今年度の検討結果

(1) 検討の全体像

昨年度と同様、図 4-2-3-1 に示すように、順方向（西向き）については、“稀頻度事象発生時増分損失額”と“マージン設定の経済的損失額”の比較（検討 1）によりマージンを設定することの合理性について検討し、さらに、“マージン設定の経済的損失額”と“代替手段増分コスト”の比較により代替手段を採ることでマージンを廃止できないかについて検討（検討 2）

を行った。一方、逆方向（東向き）は、N-1 故障対応なので、何らかの対策は実施することを前提とし、“マージン設定の経済的損失額”と“代替手段増分コスト”の比較により代替手段を採用することでマージンを廃止できないかについて検討（検討3）を行った。

さらに、昨年度の追加確認事項(c)に対応して、東京エリア内の送電線 N-1 故障によって複数電源が脱落する状態を解消した場合のマージン低減の可能性について検討した（検討4）。

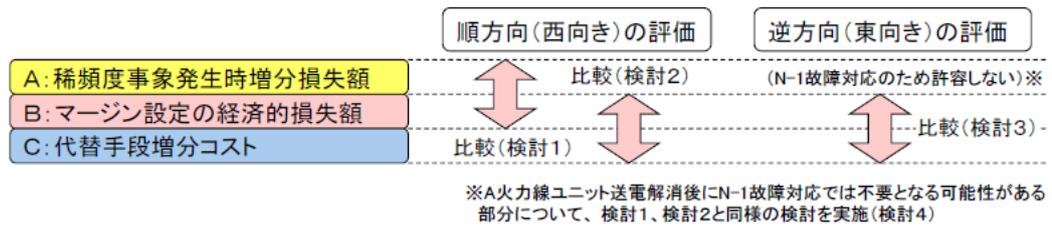


図 4-2-3-1 順方向（西向き）及び逆方向（東向き）の検討の進め方

(2) コスト算定方法の見直し

(i) 稀頻度事象発生時増分損失額の算定方法の見直し

- ・昨年度の検討では、地震等の稀頻度事象が停電コストの高い夏の平日に発生した場合の損失額（最大値）を用いていたが、夏の平日以外に発生した場合も考慮した期待値に見直し。
- ・大地震以外の原因で発生する N-2 故障による損失額（期待値）を試算し、上記との合計で評価するよう変更。

(ii) マージン設定の経済的損失額の算定手法の追加

- ・昨年度の検討で用いた社会厚生のかえ方に加えて、広域メリットオーダーシミュレーション⁷⁸によるマージン設定の経済的損失額の算定を追加。
(→参考資料別冊3「広域メリットオーダーシミュレーションの概要」参照)
- ・社会厚生のかえ方によるマージン設定の経済的損失額の算定において、データを直近実績に見直し。

(3) コスト再算定の結果

(i) 稀頻度事象発生時増分損失額（順方向：西向き）

(→参考資料スライド M-7～M-11)

60 万 kW のマージンを廃止した場合に、大地震又は N-2 故障（送電線ルート断）が発生し、60 万 kW の EPPS 機能が動作できないことで 60 万 kW の停電が増加し、その停電が 8 時間継続した時の増分損失額（期待値）の試算結果

⁷⁸ エリアごとの需要、エリアごとの電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するもの

は約 21.03 億円～66.04 億円／年⁷⁹となった。

ここに、損失額の算定式は「損失額＝停電電力×停電継続時間×停電コスト×頻度」とし、頻度は、大地震が 10 年～80 年に 1 回の頻度で発生し、N-2 故障（ルート断）が過去の送電線ルート断故障を起因とする EPPS 動作実績と同確率で発生するものと想定した。

（ii）マージン設定の経済的損失額（両方向）

広域メリットオーダーシミュレーションを用いて、マージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額を試算した。

なお、広域メリットオーダーシミュレーションによる試算は、エリアごとの需要、エリアごとの電源構成、各連系線運用容量、東京中部間連系設備以外の連系線マージン等の前提条件は固定した上で、東京中部間連系設備のマージンのみを変化させ、連系線制約のもとで全電源を広域メリットオーダーで運転したときの総燃料費の変化量から算定している。

2015 年度の電源構成を前提条件とし、60 万 kW のマージン設定の経済的損失額を算定した結果、順方向（西向き）は約 0.21 億円／年、逆方向（東向き）は約 103.58 億円／年となった。

（→参考資料スライド M-12～M-16）

また、旧電力系統利用協議会で検討された「社会厚生のお考え方」に基づく図 4-3-4-3 の算出式にて、マージン設定による経済的損失額を最近の実績ベースで再試算した。

【社会厚生のお考え方による算出式】

$$\Delta W = \Delta T (P1 - P2) / 2$$

ΔW : 社会厚生の変化分、 ΔT : 想定電力量、P1-P2: エリア間価格差

図 4-3-4-3 「社会厚生のお考え方」による算出式

2015 年度、2016 年度（2016 年 11 月 8 日まで）のスポット取引価格を前提に試算した結果、順方向（西向き）は約 0.03 億円～0.20 億円／年、逆方向（東向き）は約 9.96 億円～42.59 億円／年となった。

（→参考資料スライド M-17）

（iii）代替手段増分コストの試算（昨年度の試算と同じ）

順方向（西向き）について、N-2 故障時に EPPS が 60 万 kW 動作した場合と周波数低下度合いが同等になる代替手段としては、約 100 万 kW の GF 容量⁸⁰を追加確保する必要があり、そのための増分コストを試算した結果、約 230 億円／年となった。

⁷⁹ 内、地震による増分損失額は、約 3.27 億円～39.32 億円／年。

⁸⁰ ガバナフリー容量：発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気及び水量を自動的に調整する装置である調速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる運転をガバナフリー運転といい、ガバナフリー容量とはその調整幅をいう。

(→参考資料スライドM-18)

逆方向（東向き）について、N-1 故障時に EPPS が 60 万 kW 動作した場合と周波数低下度合いが同等になる代替手段としては、約 90 万 kW の GF 容量を追加確保する必要があり、そのための増分コストを試算した結果、約 200 億円／年となった。

(→参考資料スライドM-19)

ただし、両方向共に、1 年間の全時間帯において物理的に上記の必要 GF 容量を確保できるかどうかの検証はできていないことに留意が必要。

(4) マージンの必要性等の再検討

(検討1) 順方向（西向き）のマージンの必要性

稀頻度事象発生時増分損失額（約 21.03 億円～66.04 億円／年）よりマージン設定の経済的損失額（約 0.21 億円／年：広域メリットオーダーシミュレーション、約 0.03 億円～0.20 億円／年：社会厚生の方）の方が小さいことから、マージン 60 万 kW を維持することが適当であることを確認した。

(検討2) 順方向（西向き）のマージン代替手段の評価

マージン設定の経済的損失額（約 0.21 億円／年：広域メリットオーダーシミュレーション、約 0.03 億円～0.20 億円／年：社会厚生の方）より代替手段増分コスト（約 230 億円／年）の方が大きいことから、代替手段を採るのではなく、マージン 60 万 kW を設定することが適当であることを確認した。

(検討3) 逆方向（東向き）のマージンの代替手段の評価

マージン設定の経済的損失額（約 103.58 億円／年：広域メリットオーダーシミュレーション、約 9.96 億円～42.59 億円／年：社会厚生の方）より代替手段増分コスト（約 200 億円／年）の方が大きいことから、代替手段を採るのではなく、マージン 60 万 kW を設定することが適当であることを確認した。

(検討4) ユニット送電方式解消後の逆方向（東向き）のマージン低減

東京エリアに複数あるユニット送電方式の電源線の中で、送電線 N-1 故障時に見込まれる供給力喪失量が最大である A 火力線については、2017 年 6 月にユニット送電方式の解消を予定している。

A 火力線のユニット送電方式の解消後は、送電線 N-1 故障時の最大供給力喪失量が減少するため、系統状況により、一部の時間帯において、N-1 故障の観点ではマージンが 60 万 kW まで必要にならない可能性があることを確認した。

今後、N-1 故障の観点ではマージンが必要とならない量の算定や N-2 以上故障対応の観点でのマージンの必要性・量の検討を行う必要があるが、その際には次のような課題があることを確認した。

(a) 系統容量及び送電線潮流の予測誤差をどう見込むか。⁸¹

(b) 運用面を考慮⁸²し、EPPS 設定値の変更量・頻度をどうするか。

(→参考資料スライド M-20)

なお、A 火力線以外のユニット送電方式の電源線については、順次東京電力パワーグリッド株式会社でユニット送電方式解消の可能性の検討を進めている。

4-2-4. 今後の課題

- ・前提条件（分断状況、電源構成等）が変化した場合は、マージン設定の経済的損失額が変化するため、両方向のマージンの必要性・量について再評価を実施する。
- ・逆方向（東向き）の A 火力線のユニット送電方式解消後のマージン低減の検討については、下記(a) (b)の課題を含めて、図 4-2-3-1 の検討 1、検討 2 相当の検討を実施する。

(a) 系統容量及び送電線潮流の予測誤差をどう見込むか？

(b) 運用面を考慮し、EPPS 設定値の変更量・頻度をどうするか？

- ・A 火力線以外のユニット送電方式の解消及び解消後のマージン低減の可能性を引き続き検討する。
- ・東京中部間連系設備の増強分の運転開始（2020 年度予定）までに、設備容量が増加することを踏まえてマージンの量を見直すかどうかを再検討する。

⁸¹ マージン維持・解放の判断は、前々日の時点で 2 日後の系統容量や送電線潮流を予測して行う必要がある。

⁸² 既存 FC は遠隔操作できず手動で対応する必要がある。加えて、佐久間 FC (30 万 kW) は、他の FC と異なり、計画潮流を割り当てた場合に EPPS 動作量を任意の量で設定できない。（対応する場合は改修が必要となるが、改修する場合は停止が必要）

4-3. 北海道本州間連系設備(順方向)の区分 C1 のマーシンの必要性・量

4-3-1. 現状のマーシンの設定

現状は、北海道本州間連系設備の緊急停止時に北海道エリアの周波数が過渡的に 51Hz 以上とならず、仕上がりは 50.5Hz 以下となるように本州向きの送電量を抑制する量のマーシンの設定している。

具体的には電中研 Y 法による検討結果より北本融通比率⁸³を 11%以下とすれば、北海道本州間連系設備の緊急停止時に北海道エリアの周波数が過渡的に 51Hz 以上とならず、仕上がりは 50.5Hz 以下とすることができるため、下記の量のマーシンの設定している。

$$\text{マーシンの設定量} = \text{北本設備容量} - 0.11 / (1 - 0.11) \times \text{最小需要}$$

4-3-2. 昨年度の検討

昨年度の第 7 回、第 8 回調整力等に関する委員会において、このマーシンの、交流連系線では周波数維持面の運用容量の算出において考慮しているものと同じリスクの対応のために設定していることを確認し、北海道本州間連系設備の緊急停止時に北海道エリアの周波数上昇を一定範囲内に抑制することは必要であることを確認している。

また、マーシンの設定以外の周波数上昇を抑制する方法の 1 つと考えられる電源制限の候補としての火力電源の稼働状況を確認した結果、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっている 3 台の火力電源以外は恒常的な稼働は見込めず電源制限での対応は難しいことを確認したが、電源制限及びマーシンの設定以外の周波数上昇の抑制策について、更なる検討が必要であることを確認した。

4-3-3. 今年度の検討結果

今年度は、周波数上昇の抑制策として、次の 6 つの方法を検討した。

【供給側の対策】

- ①火力発電所の電源制限（昨年度の検討と同じ）
- ②自家用発電設備を電源制限
- ③再生可能エネルギーの電源制限

【需要側の対策】

- ④蓄電池の設置
- ⑤ストーブ等の抵抗器の設置
- ⑥揚水動力起動

技術的にはマーシンの代替策となり得る対策はあるものの、いずれもかなりのコストを要するため、少なくとも順方向（本州向き）が混雑していない現時点においては、対策を実施することに合理性は無く、現状通りマーシンの維持することが適当であることを確認した。

⁸³ 北本融通比率（＝北本潮流限度／（北本潮流限度＋最小需要））とは、北海道エリアの供給力の内、北海道本州間連系設備順方向（本州向き）に流れている潮流の比率を表す。

しかし、北海道エリア内における再生可能エネルギー発電の導入拡大などによって順方向（本州向き）が混雑する状況変化が生じてないかを注視しつつ、将来的に順方向（本州向き）の潮流が混雑した場合に備えた検討を継続する必要があることを確認した。

（→参考資料スライドM-21～M-23）

4-3-4. 今後の課題

- ・北海道エリア内における再生可能エネルギー発電の導入拡大などによって順方向（本州向き）が混雑する状況変化が生じてないかを注視しつつ、将来的に順方向（本州向き）の潮流が混雑した場合に備えて、他の対策との比較上コストが低いと想定される「自家発電設備を電源制限」及び「再生可能エネルギーの電源制限」について検討を継続する。
- ・当該マージンは、交流連系線では周波数維持面の運用容量の算出において考慮しているものと同じリスクの対応のために設定していることから、マージンとして設定するのではなく、交流連系線にあわせて運用容量の減とする案が考えられる。一方で、交流連系線の運用容量とマージンの設定方法を北海道本州間連系設備の考え方にあわせる案も考えられるため、将来的には、従来の両者の考え方を確認するとともに、想定リスクの整理等によって、いずれの対応を採るのかについて検討を進める必要がある。

4-4. 東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマーシンの必要性・量

4-4-1. 現状のマーシンの設定

現状は、運用容量最大付近まで計画潮流が流れている状況で、東京エリアの電源線事故（N-1 故障）による供給力喪失事故が発生した場合に、連系線を介して東北エリアから自動的に流入してくる電力により、同期安定性の制約で決定している運用容量を超過しないようにするため、マーシンを設定し、あらかじめ潮流を抑制している。

マーシンを設定しなかった場合、上記の事故発生後、運用容量を超過している間（東京エリアの運転予備力を発動して運用容量の超過が解消できるまでの約 5～10 分間）に、同期安定性の観点から運用容量を算出する際の想定事故である特定送電線のルート断故障（N-2 故障）が発生したとき、東北エリアの広域的な停電の発生と東京エリアの一部の負荷遮断が発生するため、そのリスクに対応するためにマーシンを設定しているものである。

マーシンの設定量としては、東京エリアの N-1 故障による最大供給力喪失事故⁸⁴が発生した場合に東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて自動的に流入することが想定される 45 万 kW に設定している。

（→参考資料スライド M-24）

4-4-2. 昨年度の検討

昨年度は、広域機関の広域系統整備委員会において東北東京間連系線に係わる計画策定プロセスの検討が進んでおり、増強の議論の方向性によっては本マーシンの検討に影響があるため、増強の議論と併せて検討を行うものとしていた。

4-4-3. 今年度の検討結果

昨年度の第 7 回調整力等に関する委員会において「（N-2 故障以上は）稀頻度事象であることから一部の供給支障は許容することを原則とした上で、供給支障規模や社会的影響等について、個別に検討」と整理していることから、本マーシンの想定しているリスク事象が発生した場合の供給支障規模や社会的影響等を評価した。

過去の故障実績（件数）を基に、東京エリア電源線 N-1 故障又は電源 N-1 故障による供給力喪失に続く、東京エリア 50 万 V A 線又は東北エリア 50 万 V B 線の N-2 故障の組み合わせを対象とした発生頻度を評価した。過去の送電線の故障要因を「風雪」「雷」「他物接触」「その他」に分類しているが、東京エリア電源線 N-1 故障と東京エリア 50 万 V A 線又は東北エリア 50 万 V B 線の N-2 故障の組み合わせは同一分類内でのみ発生し、「風雪」に分類される過去の故障は、暴風雪警報発令日約 10 日／年、台風接近日約 3 日／年から厳しい風雪下にある日を 13 日／年とし、13 日間に発生した件数と仮定し、「雷」に分類される過去の故障は、東京・横

⁸⁴東京エリアで想定される N-1 事故による供給力喪失事故の中で最大のもの（対象は、500kV 送電線 2 か所であり、それぞれ、ユニット送電方式、母線分割運用方式を実施しているため、N-1 故障で複数の電源脱落につながる供給力喪失事故が発生するもの。）

浜・千葉・福島の雷日数約 13 日／年から、13 日間に発生した件数と仮定した。
 リスク事象発生頻度の評価結果は表 4-4-3-1 のとおり。

表 4-4-3-1 リスク事象発生頻度のまとめ

東京エリア供給力喪失	1年あたりの頻度	発生頻度
電源線N-1(風雪)	5.52×10^{-5}	約1.8万年に1回
電源線N-1(雷)	2.27×10^{-6}	約44.0万年に1回
電源N-1	3.80×10^{-6}	約26.3万年に1回
合計	6.12×10^{-5}	約1.6万年に1回

(参考資料スライド M-25～M-30)

上記の試算結果を踏まえ、以下の内容を確認した。

- ・想定するリスクが発生した場合の影響は甚大であるが、発生頻度は超稀頻度（約 1.6 万年に 1 回）であることを考慮すると、現状通り 365 日 24 時間、常にマージンを設定することは合理的とは言えないため、東北東京間連系線における「連系線潮流抑制のマージン」は原則開放する。*
 - ・発生した場合の影響の大きさを考慮し、台風や暴風雪等、予見可能なリスクが高まった場合はマージンを設定する（前々日でのマージン維持）。*
 - ・前々日時点で予見することが困難な雷等に対しては、実需給の至近断面でリスクの高まりを予見した時点で、マージン再設定や潮流調整で対応する。*
 - ・判断基準や詳細業務フロー等については、広域機関と関係一般送配電事業者の実務者意見等も踏まえた検討（2017 年 3 月末日途）を行った上で運用を開始する。
 - ・判断基準や詳細業務フロー等については、毎年、マージン（再）設定や潮流調整の実績、気象情報や実系統事故の実績等を確認した上で、費用対効果の妥当性も含めて検証した上で、必要に応じて見直しを行う。
 - ・リスクが高まった場合等にリスク低減（マージン設定等）を図ったとしても、地震又は予見できないレベルの天候急変による雷や暴風雪に伴い、想定するリスク事象が万が一発生した場合には対応できないことに留意が必要。
- ※上記のリスクの高まりに応じたマージン設定については、「4-5. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討」の中で考え方を整理している。

4-5. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討

4-5-1. 検討の背景

稀頻度リスク対応のマージンである、東京中部間連系設備（順方向：西向き）の区分 B2 のマージンと東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマージンについては、前述のとおり、一定期間内（例えば年間）の平均的なリスク（発生確率、損失額）やマージン維持による平均的な経済的損失額を評価し、マージン維持の可否を検討している。

しかし、リスクの発生要因や発生条件が天候や系統状況と関係を持つ場合には、図 4-5-1-1 のようにリスクの発生確率は時間ごとに変化し、リスクの高まり（又は低下）を予見できるケースが存在すると考えられる。

例えば、送電線の停止がリスク要因の場合には、悪天候の場合（台風襲来時や雷雲発生時）は、晴天の場合に比べてリスクの発生確率は増加すると考えられる。

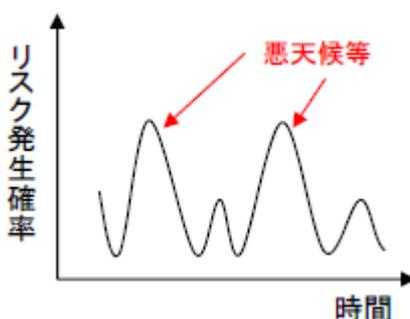


図 4-5-1-1 時間ごとのリスク発生確率の変動イメージ

このような、リスクの高まりに応じてマージンを設定する考え方ができないか、検討を行った。

4-5-2. 検討結果

(1) リスクが高まることが予見できる場合

一定期間内（例えば年間）の平均的なリスク（発生確率、損失額）やマージン維持による平均的な経済的損失額を評価した結果、マージンを開放することが合理的であると評価された場合でも、リスク発現時の損失額が大きいケースなどにおいては、リスクが高まる断面に限って、マージンを維持することが合理的であると評価される可能性がある（図 4-5-2-1 参照）。

原則マージンを開放することが合理的であると評価された場合でも、リスクが高まることが予見できる場合には、当該時間断面に限ってマージンを維持することを検討することを確認した。

【損失額(期待値)の変動イメージ①】

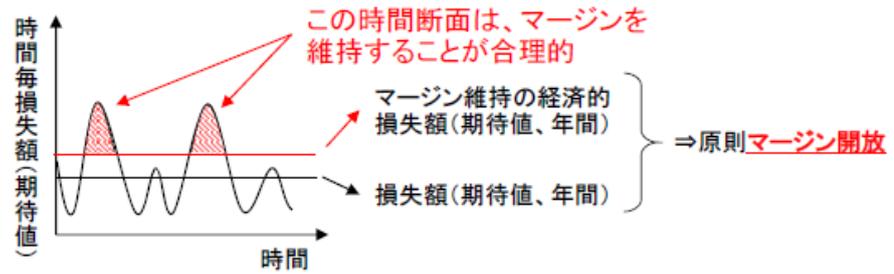


図 4-5-2-1 損失額(期待値)変動イメージ①

(2) リスクが低下することが予見できる場合

一定期間内(例えば年間)の平均的なリスク(発生確率、損失額)やマージン維持による平均的な経済的損失額を評価した結果、マージンを維持することが合理的であると評価された場合でも、リスクが低下することが予見できる場合には、リスクが低下する時間断面に限って、マージンを開放することが合理的であると評価される可能性がある(図 4-5-2-2 参照)。

原則マージンを維持することが合理的であると評価された場合でも、リスクが低下することが予見できる場合には、当該時間断面に限ってマージンを開放することを検討することを確認した。

【損失額(期待値)の変動イメージ②】

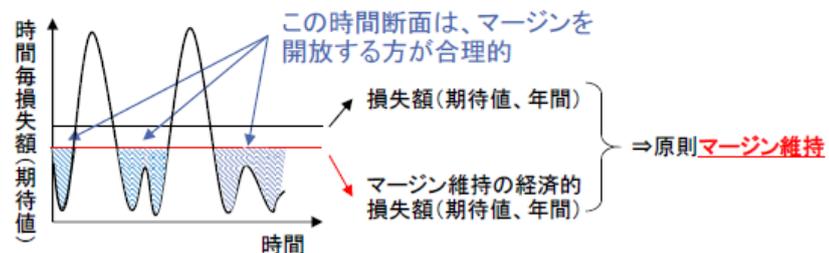


図 4-5-2-2 損失額(期待値)変動イメージ②

(3) リスクの予測外れの対応

前述の検討の結果、前々日の時点でリスクの高まり(又は低下)を判定し、スポット市場の前にマージンの維持(又は開放)の判断を行う運用を採る場合には、次のような予測外れが生じうることを許容する必要があることを確認した。

- (a) マージン維持の判断をしたが、結果として不要であった(例:悪天候にならなかった)
- (b) マージン開放の判断をしたが、想定していたリスクが顕在化する(例:悪天候になった)

ただし、安定供給上は、(b)で顕在化するリスクは低減することが望ましいため、マージン開放後であっても、リスクの高まりを把握した場合は、空容量の範囲で再度マージンを設定する、又は、空容量の範囲内の再度のマージ

ン設定では足りない場合は、潮流調整によりリスクを抑制することも、想定されるリスクの大きさ等に応じて検討することを確認した。

(4) 実際のマージンにおけるリスクの予見性を考慮したマージン設定の検討

現状のマージンでは、稀頻度リスク対応として確保するマージンは、東京中部間連系設備（順方向：西向き）の区分 B2 のマージンと東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマージンが該当することから、前述の考え方に沿って検討を行った。

(i) 東京中部間連系設備（順方向：西向き）の区分 B2 のマージン

本マージンの対象としているリスクは、地震や悪天候による送電線故障である。悪天候以外の時に送電線故障リスクが低下することは予見できるが、地震等の「悪天候以外」の要因による送電線故障リスクの高まり（又は低下）は予見できない。したがって、当該マージンについては全期間維持することが適当であることを確認した（図 4-5-2-3 のフローチャート参照）。

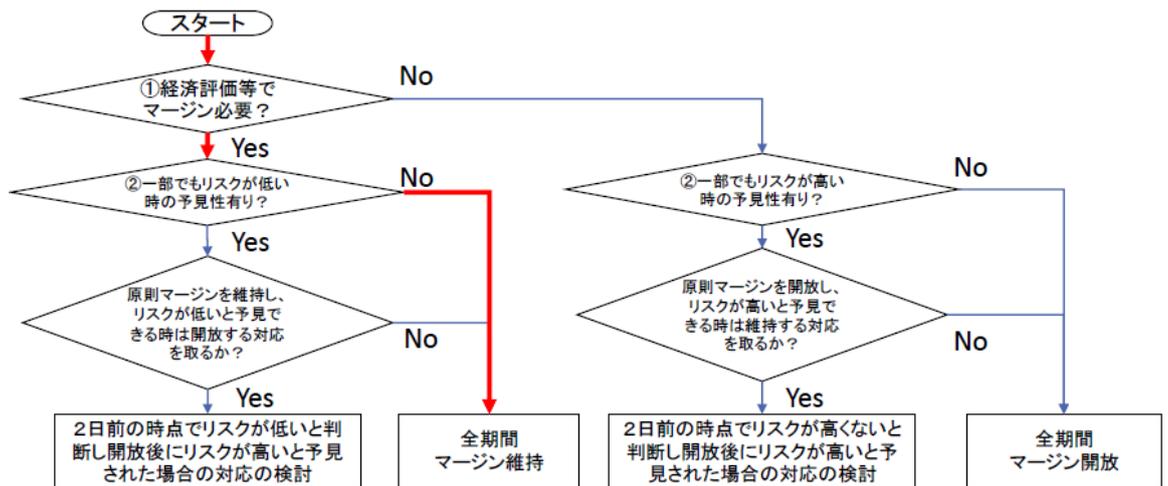


図 4-5-2-3 リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討フローチャート

(ii) 東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマージン

本マージンの対象としているリスクは、独立した送電線の故障が 5～10 分以内に同時発生するリスクであり、同時発生の可能性は極めて低い、悪天候の際は好天時よりもリスクは高くなると想定される。悪天候によるリスクの高まりは事前に想定できる可能性があることから、以下のとおり対応することを確認した。

- ・本マージンについては原則開放し、悪天候によりリスクが高まることを予見したときはマージンを維持する対応を採る
- ・2 日前の時点でリスクが高くないと判断しマージンを解放後にリスクが高いと予見された場合は、マージンの再設定や潮流調整で対応する。（図 4-5-2-4 のフローチャート参照）。

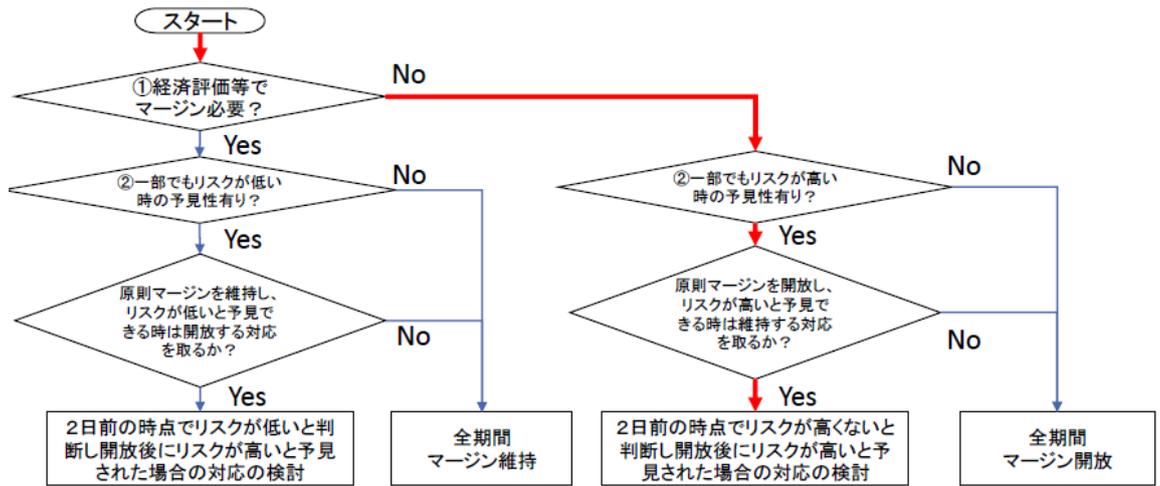


図 4-5-2-4 リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討フローチャート

5. おわりに

本委員会では、昨年度の「調整力等に関する委員会」の成果を引継ぎ、議論を重ねてきた結果、方向性が見えてきた論点がある一方で、引き続き検討すべき課題が残っている。また、容量市場や需給調整市場についての具体的検討が進められる中にあり、本委員会における検討の重要性は一層増していくものと考えられる。

これらの検討課題は、安定供給の維持と、効率的な供給力・調整力の確保のために非常に重要な課題であり、今後着実に結論を得るべく、新たな制度設計との整合を図りつつ、更なる検討、また新たな検討への取り組みを進めることとする。

以 上

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

委員長

大山 力 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

委員 (中立者)

大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授

荻本 和彦 東京大学 生産技術研究所 特任教授

合田 忠弘 同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授

松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

委員 (事業者)

沖 隆 (株)F-Power 副社長

加藤 和男 電源開発(株) 経営企画部 部長

亀田 正明 (一社)太陽光発電協会 事務局長

塩川 和幸 東京電力パワーグリッド(株) 技監

高橋 容 (株)エネット 取締役 技術本部長

平岩 芳朗 中部電力(株) 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長

(2017年2月24日現在 敬称略・五十音順)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

○第1回委員会（2016年4月26日）

（議題）

- ・委員紹介
- ・委員会名称及び諮問事項の変更について
- ・議事の公表について
- ・需給バランス評価・需給変動リスク分析について
- ・今年度の検討スケジュールについて
- ・長期断面の必要予備力の検討について
- ・マージンの検討に関連する業務規程の変更案について

○第2回委員会（2016年5月30日）

（議題）

- ・平成28年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析の方法について
- ・平成28年度供給計画とりまとめ時点での需給バランス評価の基準について

○第3回委員会（2016年6月16日）

（議題）

- ・平成28年度供給計画の取りまとめについて

○第4回委員会（2016年6月28日）

（議題）

- ・調整力に関する検討について
- ・電源入札等の検討開始の要否にかかる評価（第1年度分）について
- ・稀頻度リスク対応の検討について

○第5回委員会（2016年8月4日）

（議題）

- ・稀頻度リスク対応について
- ・電源Iの必要量・要件について
- ・調整力の検討のためのデータ収集結果について

○第6回委員会（2016年9月1日）

（議題）

- ・電源Iの必要量の考え方について
- ・確率論的手法による必要供給予備力の検討について
- ・7月までのデータ分析結果について
- ・委員会への諮問事項の変更について

○第7回委員会（2016年9月26日）

（議題）

- ・調整力公募における量の考え方等について
- ・長期計画断面のマージン設定について

○第8回委員会（2016年10月6日）

（議題）

- ・2016年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しについて

- ・電源 I の必要量について

○第 9 回委員会 (2016 年 10 月 14 日)

(議題)

- ・2016 年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しについて
- ・調整力公募における必要量の考え方について (前回委員会までの議論のまとめ)

○第 10 回委員会 (2016 年 10 月 31 日)

(議題)

- ・大規模自然災害対応としての石油火力維持の必要性について
- ・確率論的手法による必要供給予備力の検討について

○第 11 回委員会 (2016 年 11 月 24 日)

(議題)

- ・マージンに係る検討の進め方について (再整理)
- ・東北東京間連系線における「連系線潮流抑制のマージン」の今後の取扱いについて
- ・東京中部間連系設備のマージンの検討について
- ・確率論的手法による必要供給予備力の検討について

○第 12 回委員会 (2016 年 12 月 22 日)

(議題)

- ・第 2 ～ 10 年度を対象とした電源入札等検討開始の要否判断について
- ・東北東京間連系線の区分 C 2 マージン (順方向：東京向き) について (前回の続き)
- ・北海道本州間連系設備の区分 C 1 マージン (順方向：本州向き) の代替策にかかる検討について

○第 13 回委員会 (2017 年 2 月 24 日)

(議題)

- ・需給調整 (リアルタイム) 市場を見据えた調整力に関する技術検討の進め方について
- ・調整力の広域的調達と北海道風力実証試験にかかる広域機関ルールの変更について
- ・2016 年度取りまとめについて