

確率論的手法による必要供給予備力の検討について

平成28年9月1日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 第2回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において今後の課題とした項目のうち、以下の3点についてご議論頂きたい。
 - (1) 各エリアの必要供給予備力の設定の考え方
 - (2) エリア間の応援における地域間連系線の扱い
 - (3) 供給信頼度の指標
- なお、今回の分析に際し、平成28年度供給計画に基づく諸元への見直しを行うとともに、休日（特異日含む）の需要変動の確率分布を設定した。

- 本日は、第1回委員会におけるご意見を踏まえたデータ設定方法の見直しと、見直し後のデータによる分析結果をお示しするが、下表の検討課題について、引き続き検討を進める。

論点	本日の内容	今後の課題
指標と基準の設定	経済性評価(各エリアの供給予備率を一律)	1. 供給信頼度の指標と基準 ※経済性分析の結果として算定される適正な供給予備力及び指標値には幅がある 2. 供給予備力の必要量と上げ調整力の必要量との関係の整理
シミュレーション手法及び諸元	前回委員会でのご意見を踏まえた、需要のベースライン・変動量の設定方法の見直し	1. 休日(特異日含む)の需要変動の確率分布の設定方法 2. エリア間の応援における連系線の扱い(マージン+空容量で良いか) <更なる課題> 継続検討のうえ結論を得たものを将来の見直しに適用 a. 計画外停止率の調査及び見直しの検討 ※旧一般電気事業者以外の停止実績データの集計、震災以降の傾向の適用可否を含む。→今年度内に調査に着手 b. 旧一般電気事業者以外の電源等のラインナップへの追加 c. シミュレーション手法、諸元の更なる精緻化 d. 余剰購入太陽光発電の取扱い(太陽光発電出力と自家消費電力を切り分けた評価) e. 停電コストや追加供給力コストの再調査

(空白)

■ 平成28年度供給計画をベースとして、以下の条件にて試算を行った。

(主な諸元)

- 評価断面 : 平成28年度(平成28年度供給計画の第1年度)
- 供給力 : 補修後の各月の供給予備率が1年間通じて一律の値になるものと仮定し、
 - (1) LOLEの目標値を9エリア一律に1時間/年から7時間/年まで増加させながら、目標値を満たす供給予備率の値とEUE等を算定
 - (2) 供給予備率の値を9エリア一律に3%から9%まで増加させながらEUE等を算定
- 再エネ : 平成28年度供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定(平成29年3月想定値)を使用
- 連系線 : 「空容量+マージン」又は「空容量+マージン(実需給断面で確保するマージンを除く)」の範囲内で応援できるものとした。

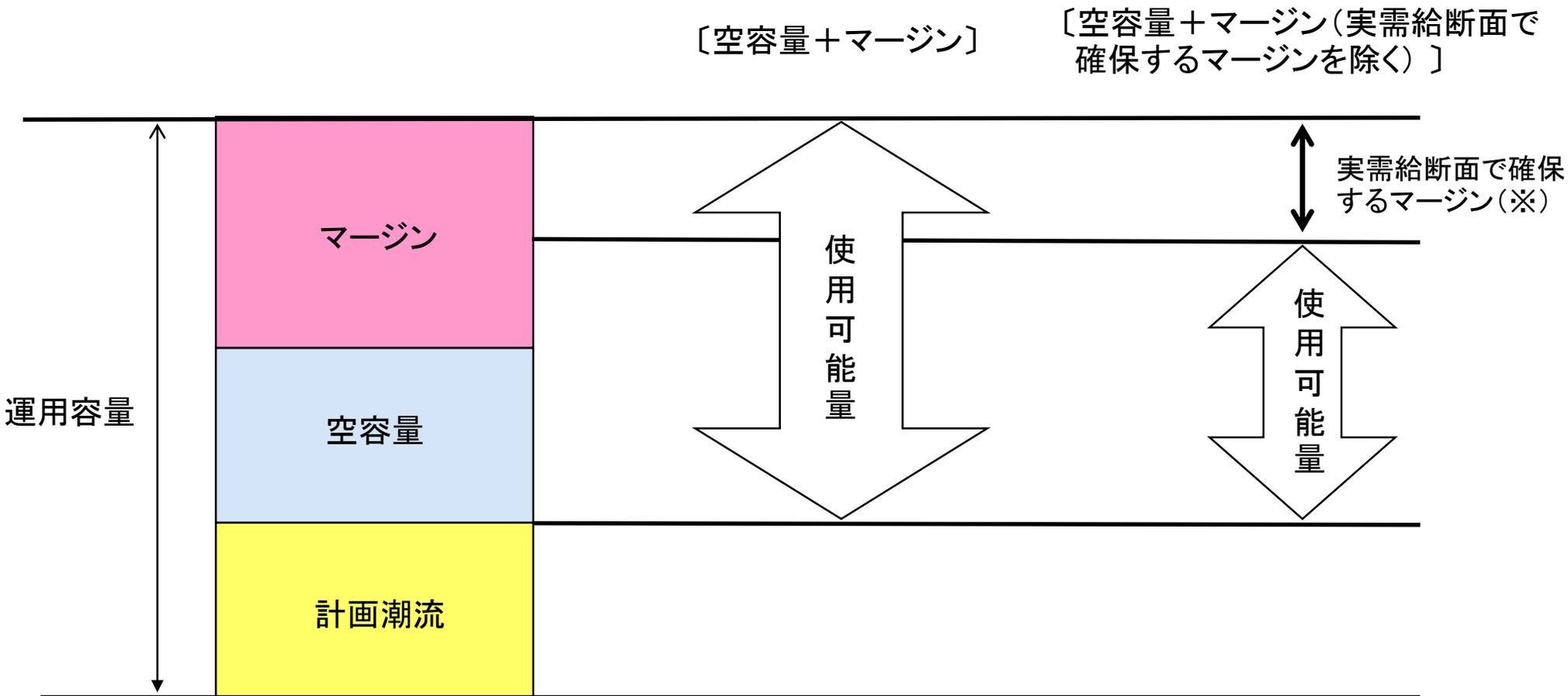
供給力確保単価 9,800～16,800 [円/kW/年]

※ 供給力確保単価は国の発電コスト検証WG資料の数値より算定(新設電源の年経費)

- ・LNG火力(資本費・運転費) : 9,800円/kW/年
- ・石油火力(資本費・運転費) : 16,800円/kW/年

停電コスト単価3,050～5,900[円/kWh]

※ 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。



※ 連系線に確保するマージンのうち実需給断面で確保する量(「周波数制御に対応したマージン」、「その他のマージン」)

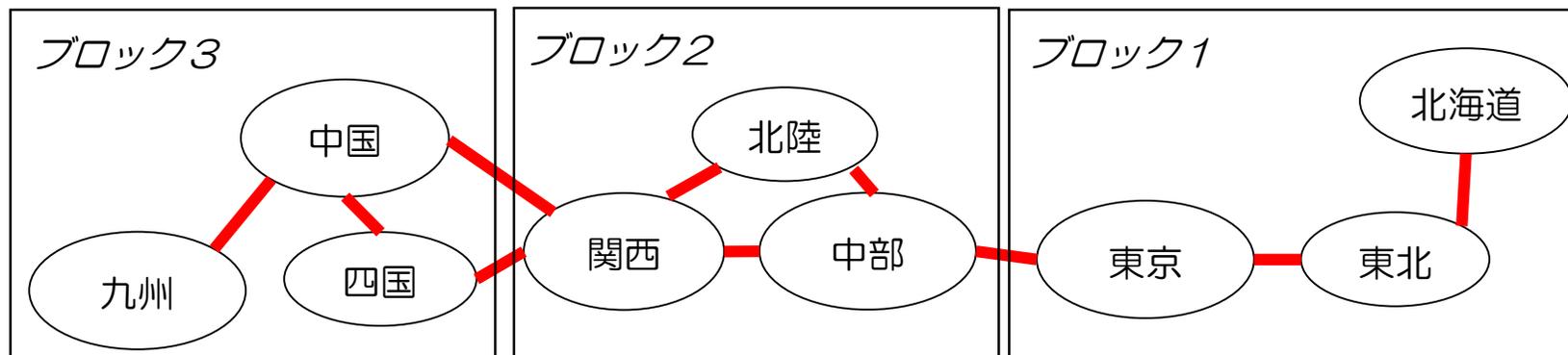
- ・北海道 ⇒ 東北 : 28万kW
- ・東北 ⇒ 北海道 : 53万kW
- ・東北 ⇒ 東京 : 45万kW
- ・東京 ⇄ 中部 : 60万KW

・確率論的手法における応援ルールは、需給ひっ迫時の本機関指示手順とは厳密には一致しないものの、基本的には近接エリア(具体的には同一ブロック)からの応援を優先していること、及び応援ルールの簡素化による計算時間の短縮が図れることから、従来どおりの手法(下記)を適用。

(1) 供給力が不足しているエリアに対して、まずは同一ブロック内で応援

(2) ブロック内の応援で不足が解消しない場合は、60Hz地域(ブロック2と3)内で応援。それでも不足が解消しない場合は、全ブロックから応援

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



〔広域機関業務規程 第113条第1項第4号〕 ※ 時間的に余裕のない場合は、この手順によらない。

(需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合の指示手順)

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

ア 希望連系線を経由して電気の供給を受けることができるもの

イ 振替供給に際して、経由する供給区域の数が少ないもの

ウ 需給ひっ迫一般送配電事業者が必要な電気の供給を受ける期間をより多く充足するもの

エ 需給ひっ迫一般送配電事業者が必要な電気の供給を受ける量をより多く充足するもの

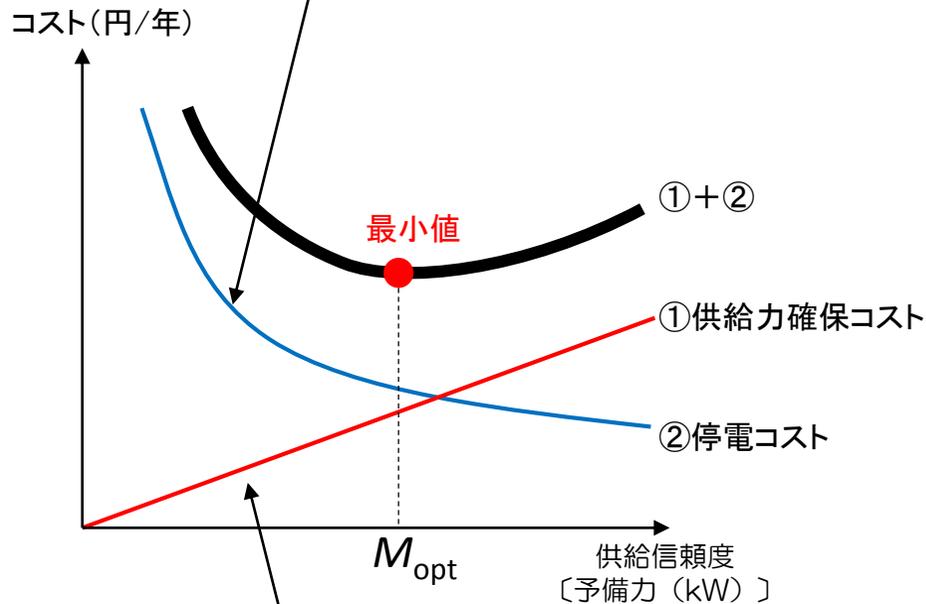
オ 発電設備の存する供給区域の系統容量の大きいもの

- 確率論的手法により、予備力を変化させた時のEUEを算定し、停電コストを算定。
- 供給力確保コストと停電コストの和が最小となる予備力は、左図の最小値の点、または、右図の交点となる。

停電コスト(円/年)

$$= \text{停電コスト単価(円/kWh)} \times \text{EUE(kWh/年)}$$

予備力の値を変えながら、確率論的手法により不足電力量(EUE)を算定し、その近似曲線 $f(x)$ を描く。

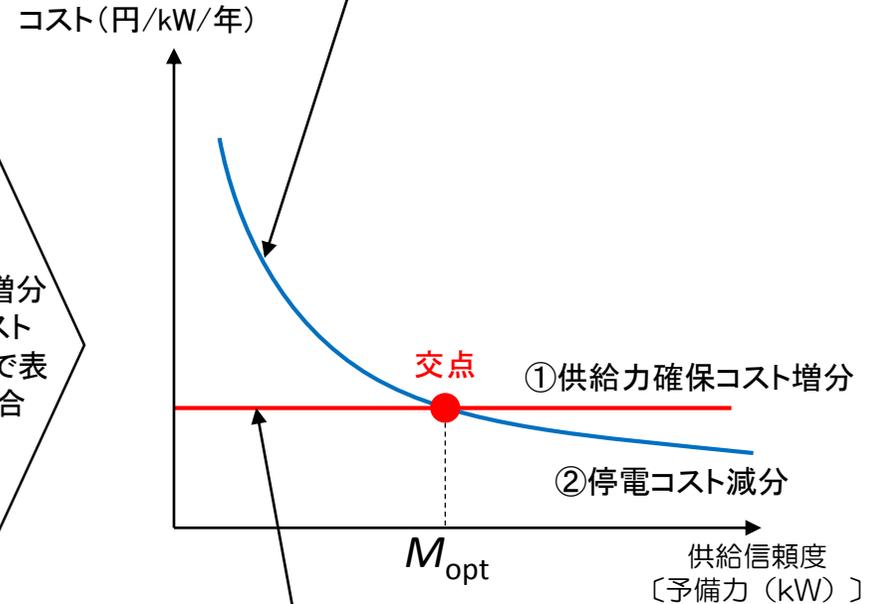


供給力確保コスト(円/年)

$$= \text{供給力確保単価(円/kW/年)} \times \text{予備力(kW)}$$

停電コスト減分(円/kW/年) = $-f'(x)$

停電コストの近似曲線 $f(x)$ を微分して計算。



供給力確保コスト増分(円/kW/年)

$$= \text{供給力確保単価(円/kW/年)}$$

コストの増分
(停電コスト
は減分)で表
現した場合

- 各エリアの必要供給予備力の設定方法を検討するにあたり、以下の2ケースについてシミュレーションを行い、経済性評価を行った。
 - (ケース1-1) 供給信頼度(ここでは、LOLE)を9エリア一律として分析
 - (ケース2-1) 供給予備率を9エリア一律として分析
- 経済性評価の結果、9エリア計の適正な供給予備力(予備率)には両ケースとも大きな違いは見られなかった。ただし、各エリアの需給特性(需給の変動率、電源のラインナップ、連系線を通じた他エリアからの応援期待量等)に違いがあるため、供給信頼度を9エリア一律とした場合(ケース1-1)では、必要となる供給予備率がエリア間で異なる結果となった。
- 各エリアの供給信頼度が異なるのは望ましくないことから、供給信頼度を9エリア一律(ケース1-1)とすることを前提(各エリアで必要となる供給予備率が異なる)として需給バランスを評価することが望ましいと考えるが、それで良いか。

	条件	経済分析による適正な供給予備力の範囲 (LOLE値)
ケース1-1	・供給信頼度(LOLE)を9エリア一律 ・連系線(空容量+マージン)の範囲内で応援	10.0百万kW(6.3%)~13.5百万kW(8.6%) (LOLE=1~3時間/年程度)
ケース2-1	・供給予備率を9エリア一律 ・連系線(空容量+マージン)の範囲内で応援	10.4百万kW(6.6%)~14.3百万kW(9.1%)

(ケース1-1) 試算結果 (供給信頼度 (LOLE) を9エリア一律)

[LOLE=7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)	581	1,493	5,795	2,675	571	2,888	1,188	612	1,688	17,492
	必要予備力(万KW)	71	140	548	247	76	254	132	108	170	1,747
	必要予備率(%)	14.0	10.4	10.4	10.2	15.4	9.7	12.5	21.4	11.2	11.1
連系	必要供給力(万kW)	518	1,341	5,715	2,548	472	2,759	1,104	518	1,539	16,515
	必要予備力(万KW)	8	-12	468	120	-23	125	48	14	21	770
	必要予備率(%)	1.7	-0.9	8.9	5.0	-4.6	4.7	4.6	2.7	1.4	4.9
	EUE(百万kWh/年)	1.1	4.5	7.5	5.4	1.7	5.5	2.8	1.8	4.3	35
連系効果		12.3	11.3	1.5	5.2	20.0	4.9	7.9	18.7	9.8	6.2

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

[LOLE=5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)	588	1,506	5,838	2,697	578	2,910	1,199	620	1,702	17,638
	必要予備力(万KW)	78	153	591	269	83	276	143	116	184	1,893
	必要予備率(%)	15.2	11.3	11.3	11.1	16.8	10.5	13.5	23.0	12.1	12.0
連系	必要供給力(万kW)	524	1,349	5,755	2,566	476	2,776	1,112	521	1,548	16,626
	必要予備力(万KW)	14	-4	508	138	-19	142	56	17	30	881
	必要予備率(%)	2.6	-0.3	9.7	5.7	-3.8	5.4	5.3	3.4	2.0	5.6
	EUE(百万kWh/年)	0.8	3.2	5.2	3.8	1.2	3.9	1.9	1.3	3.0	24
連系効果		12.6	11.6	1.6	5.4	20.6	5.1	8.3	19.7	10.1	6.4

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

(ケース1-1) 試算結果 (供給信頼度 (LOLE) を9エリア一律)

[LOLE=3時間/年]

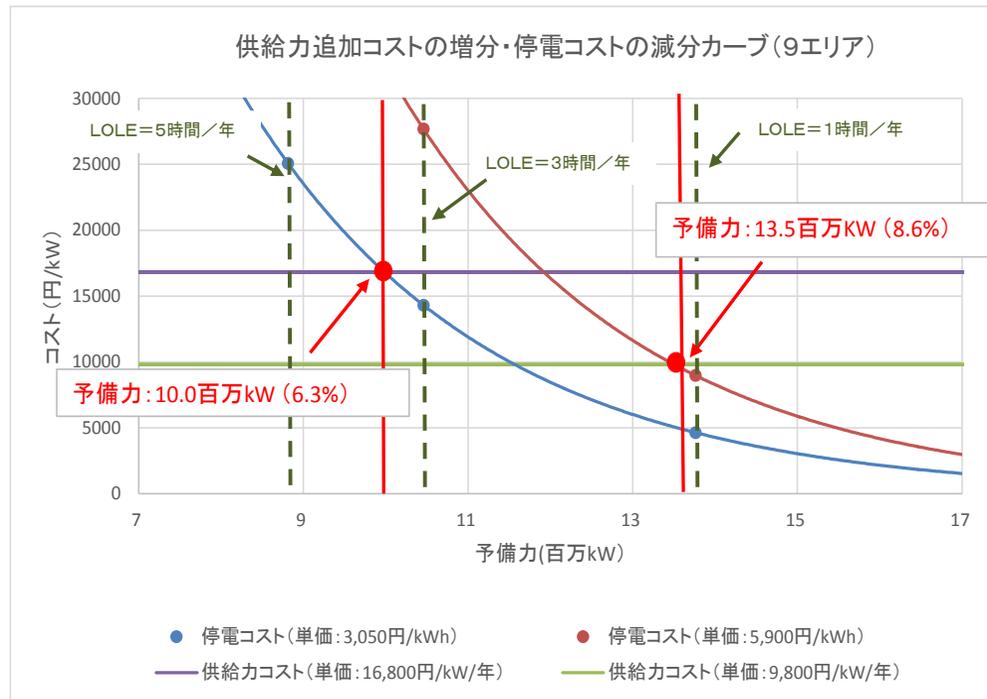
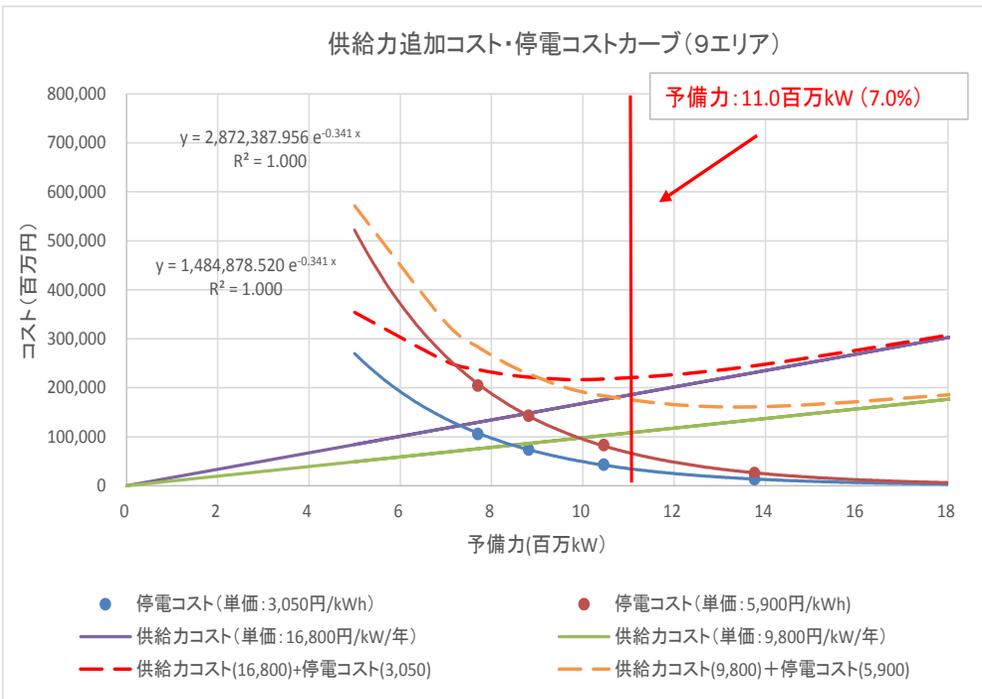
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(万kW)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	597	1,525	5,900	2,729	589	2,942	1,215	633	1,722	17,852
	必要予備力(万KW)	87	172	653	301	94	308	159	129	204	2,107
	必要予備率(%)	17.1	12.7	12.5	12.4	18.9	11.7	15.1	25.5	13.4	13.4
連系	必要供給力(万kW)	531	1,361	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。

[LOLE=1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)	617	1,563	6,031	2,791	610	3,007	1,249	659	1,763	18,288
	必要予備力(万KW)	107	210	784	363	115	373	193	155	245	2,543
	必要予備率(%)	20.9	15.5	14.9	14.9	23.2	14.2	18.3	30.7	16.1	16.2
連系	必要供給力(万kW)	548	1,382	5,936	2,642	495	2,852	1,143	536	1,587	17,121
	必要予備力(万KW)	38	29	689	214	0	218	87	32	69	1,376
	必要予備率(%)	7.5	2.1	13.1	8.8	-0.1	8.3	8.2	6.3	4.6	8.7
	EUE(百万kWh/年)	0.1	0.6	0.9	0.7	0.2	0.7	0.4	0.2	0.5	4
連系効果		13.4	13.4	1.8	6.1	23.3	5.9	10.1	24.3	11.5	7.4

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。



予備力(百万kW)	7.7	8.8	10.5	13.8
予備率(%)	4.9	5.6	6.6	8.7
EUE(百万kWh/年)	35	24	14	4
停電コスト (百万円/年)	3,050 円/kWh	105,809	74,016	42,886
	5,900 円/kWh	204,680	143,179	82,959
供給力確保コスト (百万円/年)	9,800 円/kW/年	75,432	86,372	102,495
	16,800 円/kW/年	129,312	148,067	175,705
		231,213		

〔供給予備率: 9%〕

		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
必要供給力(万KW)		556	1,475	5,719	2,647	540	2,871	1,151	549	1,655	17,162
必要供給予備力(万kW)		46	122	472	219	45	237	95	45	137	1,417
単独	LOLE(時間/年)	25.6	11.2	12.4	10.9	29.5	9.1	20.6	68.9	15.1	-
	EUE(百万kWh/年)	4.3	3.7	13.4	6.2	5.6	5.1	6.0	15.7	5.5	65
連系	LOLE(時間/年)	0.7	1.0	3.1	0.8	0.2	0.7	0.5	0.4	0.3	-
	EUE(百万kWh/年)	0.1	0.3	3.5	0.5	0.0	0.5	0.2	0.1	0.1	5

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔供給予備率: 7%〕

		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
必要供給力(万KW)		546	1,448	5,614	2,598	530	2,818	1,130	539	1,624	16,847
必要供給予備力(万kW)		36	95	367	170	35	184	74	35	106	1,102
単独	LOLE(時間/年)	41.4	21.4	26.2	21.8	45.3	19.3	36.6	96.4	28.7	-
	EUE(百万kWh/年)	7.2	7.4	29.9	13.3	8.8	11.6	11.1	22.6	11.2	123
連系	LOLE(時間/年)	1.6	2.6	7.7	2.2	0.7	2.1	1.6	1.4	1.0	-
	EUE(百万kWh/年)	0.2	0.9	9.2	1.7	0.1	1.6	0.6	0.3	0.5	15

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔供給予備率: 5%〕

		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
必要供給力(万KW)		536	1,421	5,509	2,549	520	2,766	1,109	529	1,594	16,532
必要供給予備力(万kW)		26	68	262	121	25	132	53	25	76	787
単独	LOLE(時間/年)	65.9	39.4	52.3	41.7	68.6	39.1	63.0	133.8	51.7	-
	EUE(百万kWh/年)	11.9	14.4	63.7	27.0	13.8	24.9	20.1	32.2	21.7	230
連系	LOLE(時間/年)	3.6	6.5	17.9	6.0	2.0	5.8	4.7	4.0	3.2	-
	EUE(百万kWh/年)	0.5	2.5	23.0	4.7	0.4	4.6	1.9	1.0	1.7	40

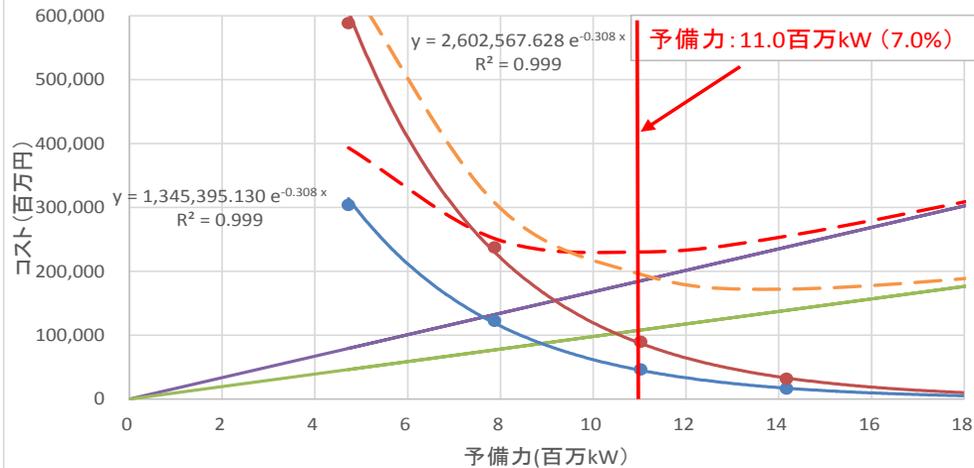
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔供給予備率: 3%〕

		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
必要供給力(万KW)		525	1,394	5,404	2,501	510	2,713	1,088	519	1,564	16,217
必要供給予備力(万kW)		15	41	157	73	15	79	32	15	46	472
単独	LOLE(時間/年)	103.3	69.7	97.9	75.7	102.1	74.5	104.8	184.4	88.6	-
	EUE(百万kWh/年)	19.4	27.0	128.3	52.4	21.2	50.7	35.3	45.7	40.0	420
連系	LOLE(時間/年)	8.2	15.3	39.1	14.8	5.3	14.6	12.0	10.4	8.9	-
	EUE(百万kWh/年)	1.3	6.2	54.0	12.4	1.0	12.3	5.0	2.6	5.0	100

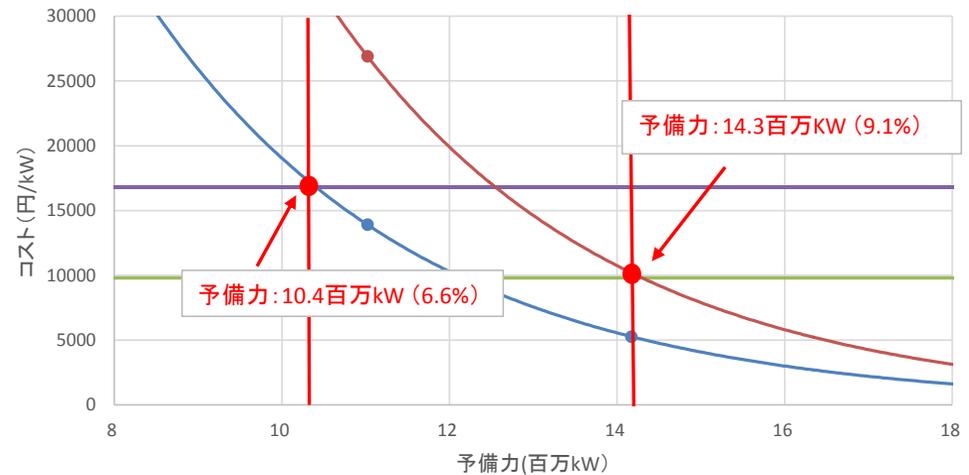
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



- 停電コスト(単価: 3,050円/kWh)
- 停電コスト(単価: 5,900円/kWh)
- 供給力コスト(単価: 16,800円/kW/年)
- 供給力コスト(単価: 9,800円/kW/年)
- 供給力コスト(16,800)+停電コスト(3,050)
- 供給力コスト(9,800)+停電コスト(5,900)

供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



- 停電コスト(単価: 3,050円/kWh)
- 停電コスト(単価: 5,900円/kWh)
- 供給力コスト(単価: 16,800円/kW/年)
- 供給力コスト(単価: 9,800円/kW/年)

予備力(百万kW)	4.7	7.9	11.0	14.2
予備率(%)	3.0	5.0	7.0	9.0
EUE(百万kWh/年)	100	40	15	5
停電コスト (百万円/年)	3,050 円/kWh	304,302	122,827	46,493
	5,900 円/kWh	588,650	237,600	89,938
供給力確保コスト (百万円/年)	9,800 円/kW/年	46,290	77,151	108,011
	16,800 円/kW/年	79,355	132,258	185,161
		238,064		

(空白)

- エリア間の応援における連系線の扱いについて、以下の2ケースについてシミュレーションを行い、経済性評価を行った。(LOLEを9エリア一律として評価)
 - (ケース1-1) 連系線(空容量+マージン)の範囲内で応援
 - (ケース3-1) 連系線(空容量+マージン(実需給断面で確保するマージンを除く))の範囲内で応援
- 電源脱落等による需給のひっ迫時に、必要により連系線に確保しているマージン(「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)を使用した応援を行うことになると考えられる※ことから、連系線については、空容量+マージンの範囲内で応援できることを前提とした評価が望ましいと考えるが、それで良いか。

※ あるエリアにおいて需給ひっ迫が発生し、又は発生するおそれのある場合において、当該エリアの需給のひっ迫の解消を優先するのか、続発事故(電源脱落や連系線ルート断)のリスク対応を優先して周波数制御に対応したマージンを維持するのかを判断することになるが、需給ひっ迫のリスクが現に高まった場合には、連系線のマージンを使用した供給を指示することになると考えられる。

	条件	経済分析による適正な供給予備力の範囲 (LOLE値)
ケース1-1	・供給信頼度(LOLE)を9エリア一律 ・連系線(空容量+マージン)の範囲内で応援	10.0百万kW(6.3%)~13.5百万kW(8.6%) (LOLE=1~3時間/年程度)
ケース3-1	・供給信頼度(LOLE)を9エリア一律 ・連系線(空容量+マージン(実需給断面で確保するマージンを除く))の範囲内で応援	10.9百万kW(7.0%)~14.6百万kW(9.3%) (LOLE=1~3時間/年程度)

(3-1) 試算結果 (供給信頼度 (LOLE) を9エリア一律)
 (連系線：空容量＋マージン (実需給断面で確保するマージンを除く))

[LOLE=7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)	581	1,493	5,795	2,675	571	2,888	1,188	612	1,688	17,492
	必要予備力(万KW)	71	140	548	247	76	254	132	108	170	1,747
	必要予備率(%)	14.0	10.4	10.4	10.2	15.4	9.7	12.5	21.4	11.2	11.1
連系	必要供給力(万kW)	573	1,327	5,762	2,560	473	2,770	1,104	517	1,539	16,625
	必要予備力(万KW)	63	-26	515	132	-22	136	48	13	21	880
	必要予備率(%)	12.3	-2.0	9.8	5.4	-4.4	5.2	4.5	2.7	1.4	5.6
	EUE(百万kWh/年)	1.1	4.8	6.9	5.1	1.7	5.2	2.7	1.8	4.2	33
連系効果		1.7	12.3	0.6	4.7	19.8	4.5	8.0	18.8	9.8	5.5

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

[LOLE=5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)	588	1,506	5,838	2,697	578	2,910	1,199	620	1,702	17,638
	必要予備力(万KW)	78	153	591	269	83	276	143	116	184	1,893
	必要予備率(%)	15.2	11.3	11.3	11.1	16.8	10.5	13.5	23.0	12.1	12.0
連系	必要供給力(万kW)	579	1,335	5,804	2,578	477	2,788	1,111	521	1,548	16,740
	必要予備力(万KW)	69	-18	557	150	-18	154	55	17	30	995
	必要予備率(%)	13.5	-1.3	10.6	6.2	-3.7	5.8	5.2	3.3	2.0	6.3
	EUE(百万kWh/年)	0.8	3.4	4.8	3.6	1.2	3.7	1.9	1.2	2.9	23
連系効果		1.7	12.6	0.6	4.9	20.5	4.6	8.3	19.8	10.1	5.7

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

(3-1) 試算結果 (供給信頼度 (LOLE) を9エリア一律)
 (連系線：空容量＋マージン (実需給断面で確保するマージンを除く))

[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)	588	1,346	5,866	2,603	483	2,815	1,122	525	1,561	16,910
	必要予備力(万KW)	78	-7	619	175	-12	181	66	21	43	1,165
	必要予備率(%)	15.3	-0.5	11.8	7.2	-2.4	6.9	6.2	4.2	2.9	7.4
	EUE(百万kWh/年)	0.4	2.0	2.8	2.1	0.7	2.1	1.1	0.7	1.7	14
連系効果		1.8	13.2	0.7	5.2	21.4	4.8	8.8	21.3	10.6	6.0

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

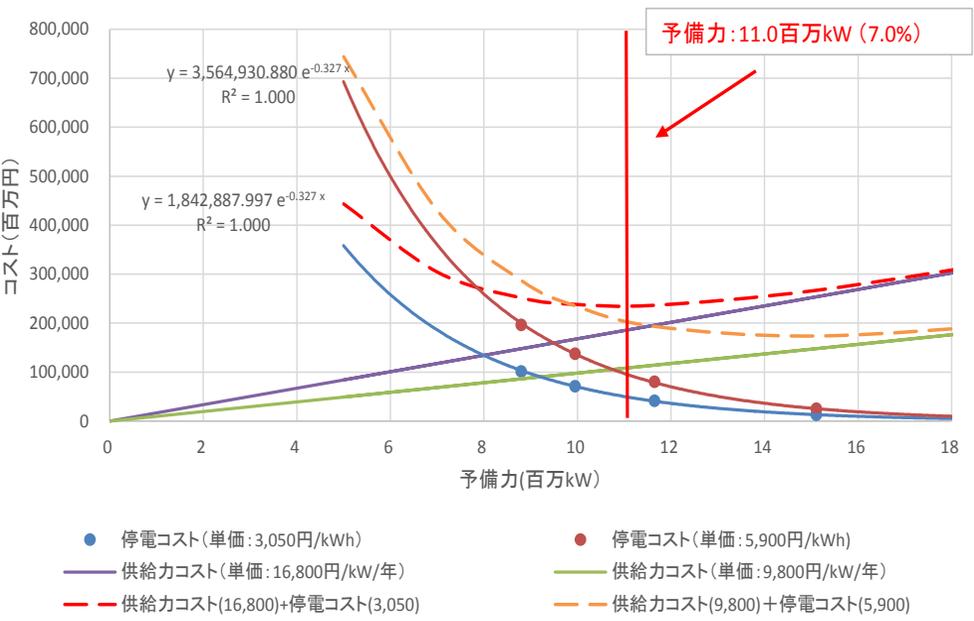
[LOLE=1時間/年]

		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)	617	1,563	6,031	2,791	610	3,007	1,249	659	1,763	18,288
	必要予備力(万KW)	107	210	784	363	115	373	193	155	245	2,543
	必要予備率(%)	20.9	15.5	14.9	14.9	23.2	14.2	18.3	30.7	16.1	16.2
連系	必要供給力(万kW)	608	1,374	5,990	2,657	495	2,869	1,143	532	1,588	17,256
	必要予備力(万KW)	98	21	743	229	0	235	87	28	70	1,511
	必要予備率(%)	19.1	1.6	14.2	9.4	0.0	8.9	8.2	5.7	4.6	9.6
	EUE(百万kWh/年)	0.1	0.6	0.9	0.6	0.2	0.7	0.3	0.2	0.5	4
連系効果		1.8	14.0	0.8	5.5	23.2	5.2	10.1	25.0	11.5	6.6

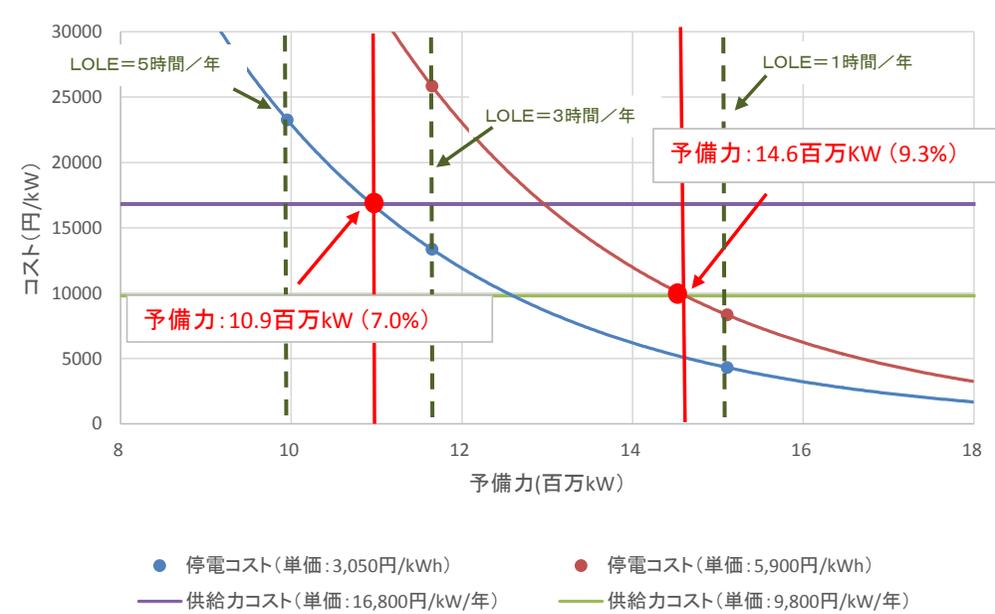
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

(3-1) 試算結果 (供給信頼度 (LOLE) を9エリア一律) (連系線: 空容量+マージン (実需給断面で確保するマージンを除く))

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



予備力(百万kW)		8.8	10.0	11.6	15.1
予備率(%)		5.6	6.3	7.4	9.6
EUE(百万kWh/年)		33	23	14	4
停電コスト (百万円/年)	3,050 円/kWh	101,667	71,230	41,420	12,962
	5,900 円/kWh	196,668	137,789	80,124	25,074
供給力確保コスト (百万円/年)	9,800 円/kW/年	86,241	97,536	114,160	148,050
	16,800 円/kW/年	147,842	167,205	195,703	253,801

- 第2回委員会にて、北本などの地域間連系線の停止の扱いについて検討すべきとのご意見があった。
- 北海道エリアは、北本の1極停止(N-1事故)時に他エリアから応援可能な量が大幅に減少することから、「北本の1極停止」の際に必要となる供給予備力を試算した。
- 北海道エリアの必要供給予備率が増加する結果となったが、ケーブル事故対策(予備ケーブルの敷設)が行われていることも踏まえ、このリスクに対応するために大きな予備率を確保することとはせず、需給変動リスク分析においてリスクの一つとして評価することとしてはどうか。

※ 現在行われている北本の増強が完了すれば、当該リスクの影響は低下することとなる。

[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	(ケース1-1) 空容量+マージン使用	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
	北本1極停止時	必要予備力(万kW)	52	7	574	167	-13	172	64	19	39	1,081
		必要予備率(%)	10.3	0.5	10.9	6.9	-2.6	6.5	6.0	3.9	2.6	6.9
		EUE(百万kWh/年)	0.4	1.9	3.0	2.2	0.7	2.2	1.1	0.7	1.7	14
		連系効果	6.8	12.3	1.5	5.5	21.6	5.2	9.1	21.7	10.8	6.5

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

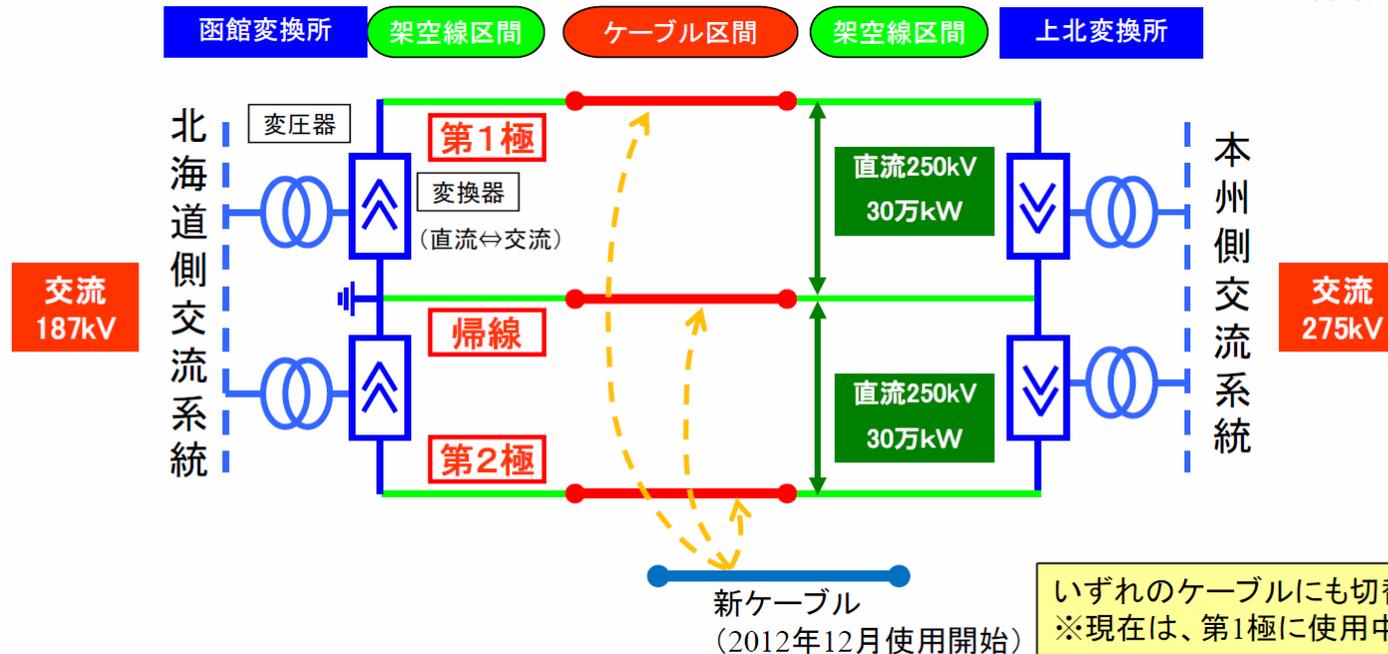
【参考1】新ケーブル布設



- 従来の3条に加えて、新たにケーブル1条を布設し、2012年12月より使用開始
- 布設した新ケーブルは、既設の第1極、第2極、帰線のいずれのケーブルにも切替可能(現在は、第1極に使用中)
- 海底ケーブルが4条あることで、万一、1条に故障が発生しても、ケーブルを切り替えることにより60万kWへ復帰が可能

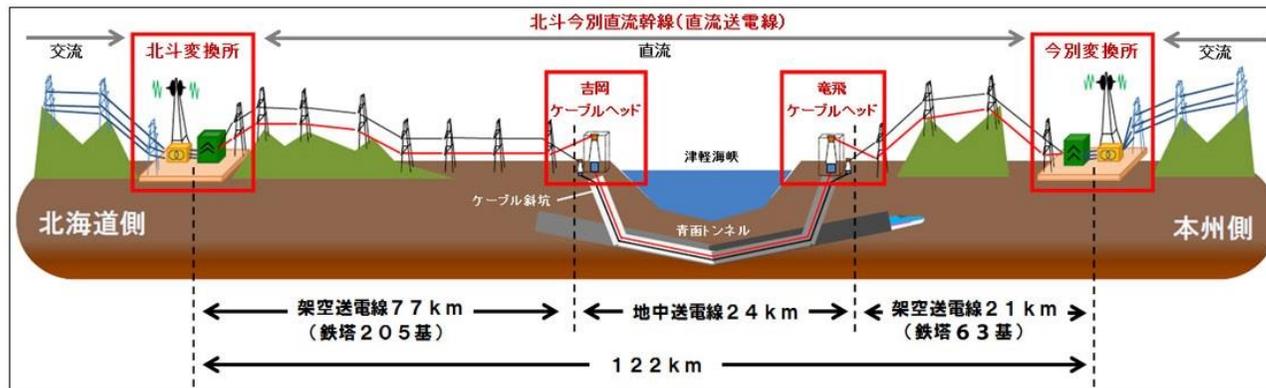


海底ケーブル布設(陸揚げ)状況
(平成24年6月)



	設備概要	着工※	運転開始
送電設備	北斗今別直流幹線 (電圧250kV、こう長122km) <ul style="list-style-type: none"> ● 架空送電線 (北海道側・本州側ともに約8割が山岳地を通過するルート) 北海道側：77km (鉄塔205基) 本州側：21km (63基) ● 地中送電線：24km (津軽海峡部分は、青函トンネル内を通過するルート) 	2014年4月	2019年3月
変電設備	北斗変換所 (北海道北斗市) 今別変換所 (青森県東津軽郡今別町) ※変換所：交流で送られている北海道と本州の電気を、直流の送電線で結ぶため、交流と直流を変換する設備	北斗 2015年3月 今別 2016年3月	

※着工：経済産業大臣に対し電気事業法に基づく工事計画を届出した年月



(空白)

(3) 供給信頼度の指標

- 昨年の調整力等に関する委員会において、目指すべき供給信頼度を表す指標について、LOLP、LOLE、EUEの3つを候補として、採用する指標を検討することとした。
- 太陽光発電の導入量増加を考慮し、8,760時間を対象とした評価を行う方向で議論しているなか、供給力不足日数で評価するLOLP※¹は、供給力不足時間を考慮したLOLEやEUEに比べると、妥当な評価ができないと考えられる。
 - ※¹ ある1日(24時間)の供給力不足時間が1時間でも10時間でも1回としてカウントされる。
- 供給信頼度の指標をLOLEとEUE※²とした場合について、それぞれ経済性評価を行った結果、両ケースで9エリア計の適正な供給予備力(予備率)に大きな違いは見られなかったが、エリア毎の必要供給力の配分は異なる結果となった。
 - ※² 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。

	条件	経済分析による適正な供給予備力の範囲 (LOLE、EUE値)
ケース1-1	<ul style="list-style-type: none"> ・LOLEを9エリア一律 ・連系線(空容量+マージン)の範囲内で応援 	10.0百万kW(6.3%)～13.5百万kW(8.6%) (LOLE=1～3時間/年程度)
ケース1-2	<ul style="list-style-type: none"> ・1kWあたりのEUEを9エリア一律 ・連系線(空容量+マージン)の範囲内で応援 	10.1百万kW(6.4%)～13.6百万kW(8.6%) (9エリア計EUE=4百万kWh/年～14百万kWh/年程度)

■ LOLEを9エリア一律とした場合に比べ、1kWあたりのEUE(=エリアEUE/エリア需要)を9エリア一律とした場合の方がエリア間の必要予備力(連系後)のばらつきは小さくなった。

【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
	必要供給力(万kW)	531	1,361	5,814	2,591	482	2,802	1,122	525	1,561	16,791
連系	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

LOLE=3時間の時の
9エリア計のEUE

※ 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を「エリアEUE/エリア需要」が一律となるように配分

【ケース1-2: 9エリア計のEUE=14(百万kWh/年)】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)		0.5	1.2	4.7	2.2	0.4	2.4	0.9	0.5	1.4	14
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	1,515	5,847	2,710	591	2,919	1,209	637	1,709	17,734
	必要予備力(万kW)	87	162	600	282	96	285	153	133	191	1,989
	必要予備率(%)	17.0	12.0	11.4	11.6	19.4	10.8	14.5	26.4	12.6	12.6
連系	必要供給力(万kW)	531	1,415	5,735	2,590	496	2,793	1,125	540	1,572	16,799
	必要予備力(万kW)	21	62	488	162	1	159	69	36	54	1,054
	必要予備率(%)	4.2	4.6	9.3	6.7	0.2	6.0	6.5	7.2	3.6	6.7
	LOLE(時間/年)	3.1	2.6	4.2	2.9	2.2	3.0	2.5	2.0	2.4	—
連系効果		12.8	7.4	2.1	4.9	19.2	4.8	8.0	19.1	9.0	5.9

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔(論点1) 目指すべき供給信頼度を表す指標と基準〕

- 検討を進めるにあたり、まず、目指すべき供給信頼度を表す指標を設定する必要がある。
- 我が国では従来、LOLPが用いられてきたが、欧米諸国で用いられている指標としては、p.8の各指標がある※1。

※1：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。

- p.8の各指標は、供給信頼度を異なる単位で示しているものであることから、現時点ではすべての指標を候補として詳細検討を行い、その結果をもとに採用する指標について検討することとしたい。ここに、各指標の単位は以下の通りとする。

(1) LOLP：「不足発生確率」（回／年）※2

※2 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。LOLE＝●日／年と同義。

(2) LOLE：「見込不足時間」（時間／年）

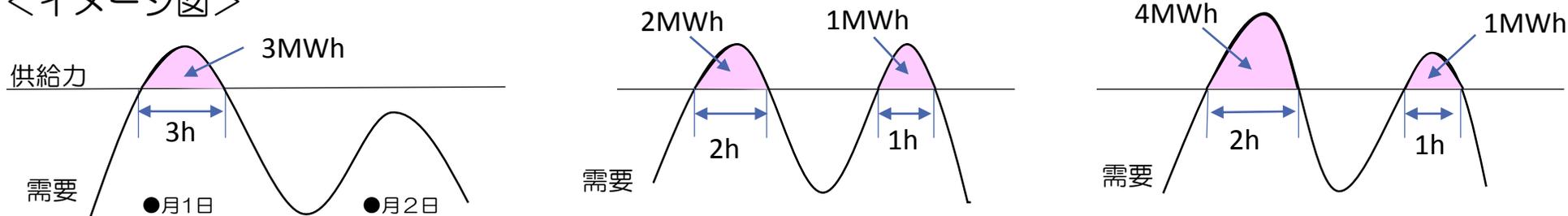
(3) EUE：「見込不足電力量」（kWh／年）

- なお、当該検討の結果、採用しなかった指標についても、供給信頼度の見通しを評価するための補助指標とすることの必要性について検討する。

〔(論点1) 目指すべき供給信頼度を表す指標と基準(つづき)〕

	指 標	定義(暫定)	説 明
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する確率 	<ul style="list-style-type: none"> ある1日において供給力不足が発生することを1回と定義し、年間あたりの回数で表現する場合、LOLE(日/年)と同義となる。 従来、日本では、ピーク月(1か月)の各日において供給力不足が発生するかどうかを評価することとし、「0.3日/月」を基準としていた。
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 欧州の多くの国では時間/年が用いられている。 米国のPJMでは0.1回/年と表現されているが、1日のピーク時間帯で供給力不足の有無を判定しているため、0.1日/年と同等 米国NERCの確率的信頼度評価(※1)では、時間/年を単位とし、LOLH(Loss-of-Load Hours)と呼んでいる。
③	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間における供給力不足の電力量の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 米国NERCの確率的信頼度評価(※1)で用いられている。

<イメージ図>



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

※1 NERC: 2014 Probabilistic Assessment
 (http://www.nerc.com/mwg-internal/HNMAWG02A/progress?id=INLXvVoUI31ynzLZVbSUBf3mmxMmaEDSpJFmaY6G9D8,&dl)

(1-2) 試算結果 (1kWあたりのEUEを9エリア一律)

[LOLE=7時間/年時の9エリア計EUE=35百万kWh/年]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)		1.1	3.0	11.6	5.3	1.1	5.8	2.3	1.1	3.3	35
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)	581	1,483	5,737	2,656	573	2,863	1,181	616	1,675	17,366
	必要予備力(万kW)	71	130	490	228	78	229	125	112	157	1,621
	必要予備率(%)	13.8	9.6	9.3	9.4	15.8	8.7	11.9	22.2	10.3	10.3
連系	必要供給力(万kW)	519	1,393	5,636	2,548	489	2,748	1,107	532	1,552	16,523
	必要予備力(万kW)	9	40	389	120	-6	114	51	28	34	778
	必要予備率(%)	1.7	2.9	7.4	4.9	-1.3	4.3	4.8	5.6	2.3	4.9
	LOLE(時間/年)	7.1	6.0	9.7	6.8	5.2	7.0	5.8	4.7	5.6	—
連系効果		12.1	6.7	1.9	4.5	17.1	4.4	7.0	16.6	8.1	5.3

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

[LOLE=5時間/年時の9エリア計EUE=24百万kWh/年]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)		0.8	2.1	8.1	3.7	0.8	4.1	1.6	0.8	2.3	24
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)	587	1,496	5,782	2,678	581	2,886	1,193	625	1,689	17,514
	必要予備力(万kW)	77	143	535	250	86	252	137	121	171	1,769
	必要予備率(%)	15.1	10.5	10.2	10.3	17.3	9.6	12.9	23.9	11.2	11.2
連系	必要供給力(万kW)	524	1,402	5,676	2,565	492	2,766	1,115	535	1,561	16,635
	必要予備力(万kW)	14	49	429	137	-3	132	59	31	43	890
	必要予備率(%)	2.7	3.6	8.2	5.6	-0.7	5.0	5.5	6.2	2.8	5.7
	LOLE(時間/年)	5.1	4.3	7.0	4.9	3.7	5.0	4.2	3.4	4.0	—
連系効果		12.4	6.9	2.0	4.6	18.0	4.5	7.4	17.7	8.4	5.6

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

(1-2) 試算結果 (1kWあたりのEUEを9エリア一律)

[LOLE=3時間/年時の9エリア計EUE=14百万kWh/年]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値:EUE(百万kWh/年)		0.5	1.2	4.7	2.2	0.4	2.4	0.9	0.5	1.4	14
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	1,515	5,847	2,710	591	2,919	1,209	637	1,709	17,734
	必要予備力(万kW)	87	162	600	282	96	285	153	133	191	1,989
	必要予備率(%)	17.0	12.0	11.4	11.6	19.4	10.8	14.5	26.4	12.6	12.6
連系	必要供給力(万kW)	531	1,415	5,735	2,590	496	2,793	1,125	540	1,572	16,799
	必要予備力(万kW)	21	62	488	162	1	159	69	36	54	1,054
	必要予備率(%)	4.2	4.6	9.3	6.7	0.2	6.0	6.5	7.2	3.6	6.7
	LOLE(時間/年)	3.1	2.6	4.2	2.9	2.2	3.0	2.5	2.0	2.4	—
連系効果		12.8	7.4	2.1	4.9	19.2	4.8	8.0	19.1	9.0	5.9

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

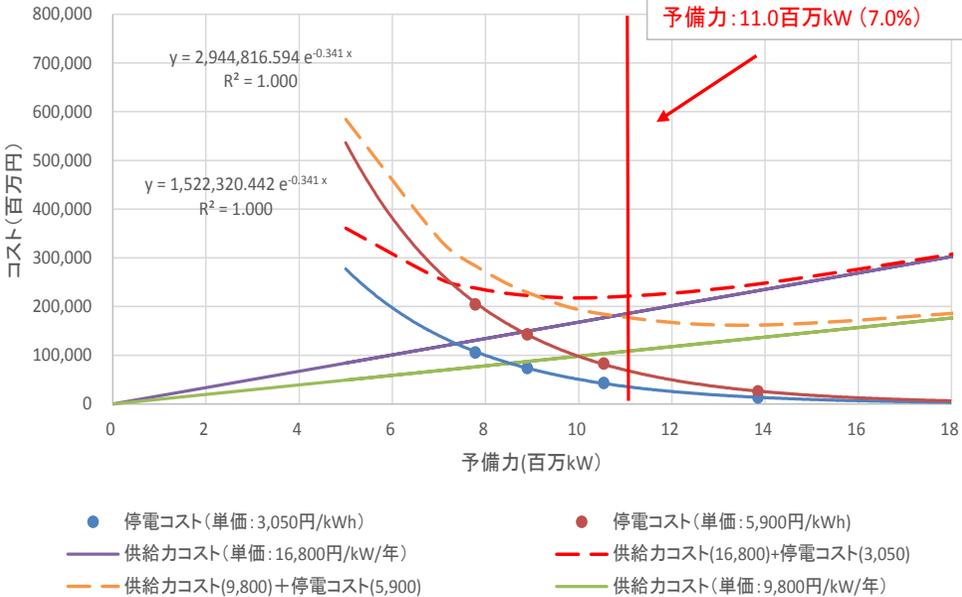
[LOLE=1時間/年時の9エリア計EUE=4百万kWh/年]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値:EUE(百万kWh/年)		0.1	0.4	1.5	0.7	0.1	0.7	0.3	0.1	0.4	4
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)	617	1,554	5,980	2,774	613	2,986	1,243	663	1,750	18,179
	必要予備力(万kW)	107	201	733	346	118	352	187	159	232	2,434
	必要予備率(%)	20.9	14.8	14.0	14.2	23.8	13.4	17.7	31.6	15.3	15.5
連系	必要供給力(万kW)	548	1,440	5,855	2,639	507	2,847	1,146	550	1,598	17,130
	必要予備力(万kW)	38	87	608	211	12	213	90	46	80	1,385
	必要予備率(%)	7.4	6.4	11.6	8.7	2.3	8.1	8.5	9.2	5.3	8.8
	LOLE(時間/年)	1.0	0.9	1.4	1.0	0.7	1.0	0.8	0.6	0.8	—
連系効果		13.5	8.4	2.4	5.5	21.5	5.3	9.2	22.5	10.0	6.7

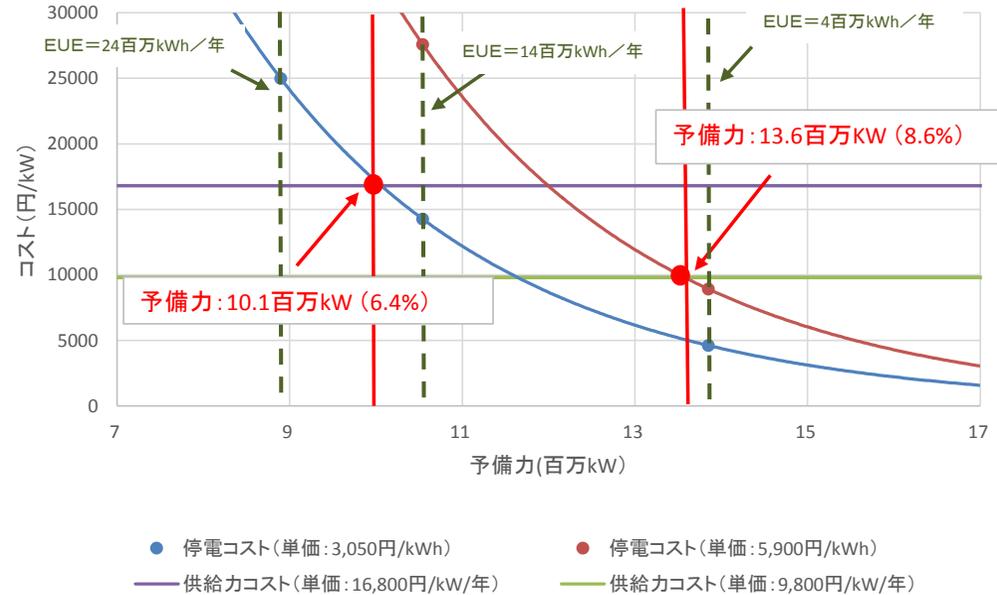
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

(1-2) 試算結果 (1kWあたりのEUEを9エリア一律)

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



予備力(百万kW)	7.8	8.9	10.5	13.9
予備率(%)	4.9	5.7	6.7	8.8
EUE(百万kWh/年)	35	24	14	4
停電コスト (百万円/年)	3,050 円/kWh	105,782	74,048	42,924
	5,900 円/kWh	204,627	143,241	83,034
供給力確保コスト (百万円/年)	9,800 円/kW/年	76,270	87,193	103,304
	16,800 円/kW/年	130,749	149,474	177,092

(空白)

〔今回見直し案〕

※赤字が今回見直し箇所

()内は設定諸元の詳細

設定諸元	ベースライン	気温影響による需要の変動量※1			その他要因による需要の変動量※1		
		気温影響ありの断面※2		気温の影響が小さい断面※2	気温影響ありの断面※2		気温の影響が小さい断面※2
		確率分布	気温感応度式	確率分布	確率分布	気温感応度式	確率分布
設定諸元	平日・休日 (至近4カ年の需要実績)	平日・休日 (ブロック毎の至近10カ年の気温実績×至近4カ年の気温感応度※3)	平日・休日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	気温による変動は考慮しない	平日・休日 (至近4カ年の平日(20日程度)の気温実績×至近4カ年の気温感応度式※3)	平日・休日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	平日・休日 (至近4カ年の平日の需要実績)

※1 平日と休日の確率分布をそれぞれ設定

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

※3 変動量の算定においては、決定係数が0.5以上の気温感応度式のみを使用

〔第2回調整力等委員会提示案〕

()内は設定諸元の詳細

設定諸元	ベースライン	気温影響による需要の変動量※1			その他要因による需要の変動量※1		
		気温影響ありの断面		気温の影響が小さい断面	気温影響ありの断面		気温の影響が小さい断面
		確率分布	気温感応度式	確率分布	確率分布	気温感応度式	確率分布
設定諸元	全日 (至近3カ年の需要実績。但し、平日と休日を区別)	平日 (ブロック毎の至近10カ年の気温実績×至近3カ年の気温感応度※2)	平日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	気温による変動は考慮しない	平日 (至近3カ年の平日(20日程度)の気温実績×至近3カ年の気温感応度式※2)	平日 (平日(20日程度)の需要と気温の実績)	平日 (至近3カ年の平日の需要実績)

※1 休日(特異日含む)については、平日の確率分布を暫定的に適用(→設定方法の見直しは継続検討)

※2 至近3カ年のうち、決定係数が0.5以上の場合だけ当該年度の気温感応度式を使用

(2) 供給力関係（風力と太陽光の導入量想定）

■ 平成28年度供給計画における平成28年末(平成29年3月)の旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

(万kW)

エリア	風力発電	太陽光発電
北海道	35	144
東北	83	331
東京	43	976
中部	34	704
北陸	16	77
関西	13	461
中国	46	328
四国	15	213
九州	54	793
沖縄	1	31
計	341	4,058

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある