











電力需給検証報告書について（概要）

2019年10月23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

■ 2019年度夏季の電力需給実績と2019年度冬季の厳寒H1需要発生時の電力需給の見通しを取りまとめたのでご審議いただきたい。

電力需給検証の検討スケジュール

			2018年度 第4Q	2019年度 第1Q	2019年度 第2Q	2019年度 第3Q	2019年度 第4Q	2020年度 第1Q
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績		 ★ 国に報告		 ★ 国に報告		 ★ 国に報告
	本委員会	内容の審議				 本日		

- 2019年度夏季の電力需給実績
2019年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2019年度冬季の電力需給見通し
厳寒となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。

電力需給検証の概要について

需要	供給計画のH3需要想定をベースに厳寒H1需要を想定
供給力	供給計画をベースに、各エリアにおける発電事業者および小売電気事業者が保有する供給力の変化分、並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
電力需給 バランスの検証	<p>厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認</p> <p>※ 電力需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前において、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの</p>

2019年度夏季の電力需給実績の検証

2019年度夏季：全国最大需要時の電力需給実績(8月2日14～15時) 5

■ 全国計の最大需要は8月2日14～15時に発生しており、各エリアの需要・供給力の実績は以下のとおり。

エリア	実績						猛暑H1想定 ^{※3}			
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※2}		最大需要 【万kW】	供給力 ^{※4,5} 【万kW】	予備率 ^{※4}
				供給力 【万kW】	予備率 ^{※1}	供給力 【万kW】	予備率			
北海道	8月2日(金)	14～15時 [16～17時]	429	490	14.2% [10.9%]	490	14.2%	442	463	4.9%
東北			1,417	1,591	12.3% [4.0%]	1,591	12.3%	1,431	1,501 (15)	4.9%
東京			5,509	6,087	10.5% [6.9%]	6,087	10.5%	5,671	5,947 (30)	4.9%
東3エリア			7,355	8,168	11.1% [6.5%]	8,168	11.1%	7,544	7,911 (45)	4.9%
中部			2,537	2,844	12.1% [8.4%]	2,844	12.1%	2,658	2,815 (28)	5.9%
北陸			503	561	11.5% [11.3%]	579	15.2%	529	560	5.9%
関西			2,816	3,146	11.7% [9.3%]	3,152	11.9%	2,858	3,027 (98)	5.9%
中国			1,075	1,194	11.0% [10.0%]	1,194	11.0%	1,106	1,171	5.9%
四国			501	620	23.8% [7.6%]	620	23.8%	537	569	5.9%
九州			1,562	1,869	19.6% [11.6%]	2,019	29.3%	1,674	1,773 (32)	5.9%
中西6エリア			8,994	10,233	13.8% [9.5%]	10,408	15.7%	9,361	9,915 (158)	5.9%
全国9エリア			16,349	18,401	12.6% [8.2%]	18,576	13.6%	16,905	17,825 (203)	5.4%
沖縄			117	187	60.5% [55.6%]	191	63.5%	159	206	29.9%
全国10エリア			16,465	18,589	12.9% [8.5%]	18,767	14.0%	17,064	18,031 (203)	5.7%

※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。
 ※2 前回の電力需給検証実施時(2019年春)に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に算入したものを示している。
 需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止すること
 いう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)
 ※3 前回の電力需給検証報告書(2019年4月)における2019年度夏季見通しの8月の値。

※4 連系線活用後(予備率均平化後)の供給力及び予備率。
 ※5 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示している。なお、電源I'については電源分・DR分ともに供給力側でカウントしている。
 ※ 沖縄エリアについては、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
 高くなるざるを得ない面があることに留意する必要がある。
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 ※ 本表以降、本報告書の夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

2019年度夏季：全国最大需要時の供給力実績(8月2日14～15時)

■ 全国最大需要時（8月2日14～15時）における10エリア合計の供給力の実績と、事前の想定との差は、+557万kWであった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,589	18,031	+ 557	
原子力	682	616	+ 66	・伊方・川内・玄海原発の定格熱出力一定運転による増 ・玄海原発の補修差による増
火力	11,236	12,173	▲ 937	計画外停止 ^{※1} ▲ 506 (▲4.2%) 需給停止 ^{※2} ▲ 178 火力増出力未実施分 ▲ 67 その他 ^{※3} ▲ 186 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)等による減
水力	1,089	1,143	▲ 54	出水状況および貯水池運用による減(計画外停止 ▲28万kW含む)
揚水	2,135	2,111	+ 24	需給状況を考慮した日々の運用による増(計画外停止 ▲57万kW含む)
太陽光	2,783 (1,314) [※]	1,301 (454) [※]	+ 1,482 (+ 860) [※]	※太陽光()内の数値は16～17時の値 出力比率が想定以上になったことによる増(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)
風力	39	5	+ 34	
地熱	25	28	▲ 4	補修差等による減
その他 ^{※4}	600	653	▲ 53	

※1 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。括弧内の計画外停止の比率は、「実績506÷(実績11,236+計画外停止506+需給停止178)」より算出。

※2 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※3 補修差等を含む。

※4 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2019年度夏季：各エリア最大需要時の電力需給実績

- 各エリアの最大需要発生時における需要・供給力の実績は以下のとおり。
- 中部エリアにおいては最大需要日が9月10日（火）14～15時に発生している。

エリア	実績						猛暑H1想定 ^{※3}			
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※2}		最大需要 【万kW】	供給力 ^{※4,5} 【万kW】	予備率 ^{※4}
				供給力 【万kW】	予備率 ^{※1}	供給力 【万kW】	予備率			
北海道	8月1日（木）	11～12時 [15～16時]	446	534	19.6% [10.9%]	534	19.6%	442	463	4.9%
東北	8月8日（木）	13～14時 [15～16時]	1,448	1,749	20.8% [9.0%]	1,749	20.8%	1,431	1,501 (15)	4.9%
東京	8月7日（水）	14～15時 [16～17時]	5,543	6,126	10.5% [8.7%]	6,126	10.5%	5,671	5,947 (30)	4.9%
東3エリア	—	—	7,438	8,408	13.1% [9.0%]	8,408	13.1%	7,544	7,911 (45)	4.9%
中部	9月10日（火）	14～15時 [16～17時]	2,568	2,804	9.2% [3.3%]	2,804	9.2%	2,658	2,815 (28)	5.9%
北陸	8月7日（水）	14～15時 [20～21時]	521	586	12.4% [8.9%]	604	15.9%	529	560	5.9%
関西	8月2日（金）	14～15時 [16～17時]	2,816	3,146	11.7% [9.3%]	3,152	11.9%	2,858	3,027 (98)	5.9%
中国	8月5日（月）	14～15時 [19～20時]	1,077	1,258	16.8% [9.9%]	1,258	16.8%	1,106	1,171	5.9%
四国	8月2日（金）	14～15時 [18～19時]	501	620	23.8% [4.0%]	620	23.8%	537	569	5.9%
九州	8月2日（金）	15～16時 [18～19時]	1,573	1,829	16.3% [6.6%]	1,980	25.8%	1,674	1,773 (32)	5.9%
中西6エリア	—	—	9,057	10,243	13.1% [7.9%]	10,418	15.0%	9,361	9,915 (158)	5.9%
全国9エリア	—	—	16,494	18,652	13.1% [8.7%]	18,826	14.1%	16,905	17,825 (203)	5.4%
沖縄	7月29日（月）	16～17時 [19～20時]	148	199	35.0% [31.9%]	202	36.7%	159	206	29.9%
全国10エリア	—	—	16,642	18,851	13.3% [8.9%]	19,028	14.3%	17,064	18,031 (203)	5.7%

※1 括弧内は、各エリアの最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。
中部エリアの括弧内予備率は需給状況改善のための本機関指示による融通を含めた値。

※2 前回の電力需給検証実施時（2019年春）に夏季見直しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。
その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。
需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※3 前回の電力需給検証報告書（2019年4月）における2019年度夏季見通しの8月の値。

※4 連系線活用後（予備率均平化後）の供給力及び予備率。

※5 括弧内の数値は、供給力の内数として電源 I' の値を示している。なお、電源 I' については電源分・DR分ともに供給力側でカウントしている。

※ 沖縄エリアについては、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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- おおむね前提とした猛暑とはならなかったことから、北海道、東北エリアを除き、事前の想定を下回った。
- 各エリアの夏季最大需要時の需要実績の合計は16,642万kWであり、猛暑を前提に想定した需要17,064万kWを422万kW下回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした猛暑より気温が低かったこと等による気温影響が▲453万kW、その他の要因による影響は+29万kWであった。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	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	全国 9エリア	沖縄	全国 10エリア
需要想定 ^{※1}	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
需要実績 ^{※2}	7,438 (7,355)	446 (429)	1,448 (1,417)	5,543 (5,509)	9,057 (8,994)	2,568 (2,537)	521 (503)	2,816 (2,816)	1,077 (1,075)	501 (501)	1,573 (1,562)	16,494 (16,349)	148 (117)	16,642 (16,465)
差分	▲ 106	+ 5	+ 17	▲ 128	▲ 305	▲ 90	▲ 8	▲ 42	▲ 29	▲ 36	▲ 100	▲ 411	▲ 11	▲ 422
気温影響	▲ 201	+ 4	▲ 31	▲ 175	▲ 245	▲ 85	+ 4	▲ 65	▲ 9	▲ 13	▲ 76	▲ 446	▲ 7	▲ 453
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	+ 95	+ 0	+ 48	+ 47	▲ 61	▲ 5	▲ 12	+ 23	▲ 19	▲ 23	▲ 25	+ 35	▲ 4	+ 31

<想定的前提>

○2019年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道・北陸エリアは2010年度並み、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは2018年度並み、九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みの猛暑を想定。

※1 前回の需給検証報告書（2019年4月）における2019年度夏季見通しの8月の値。

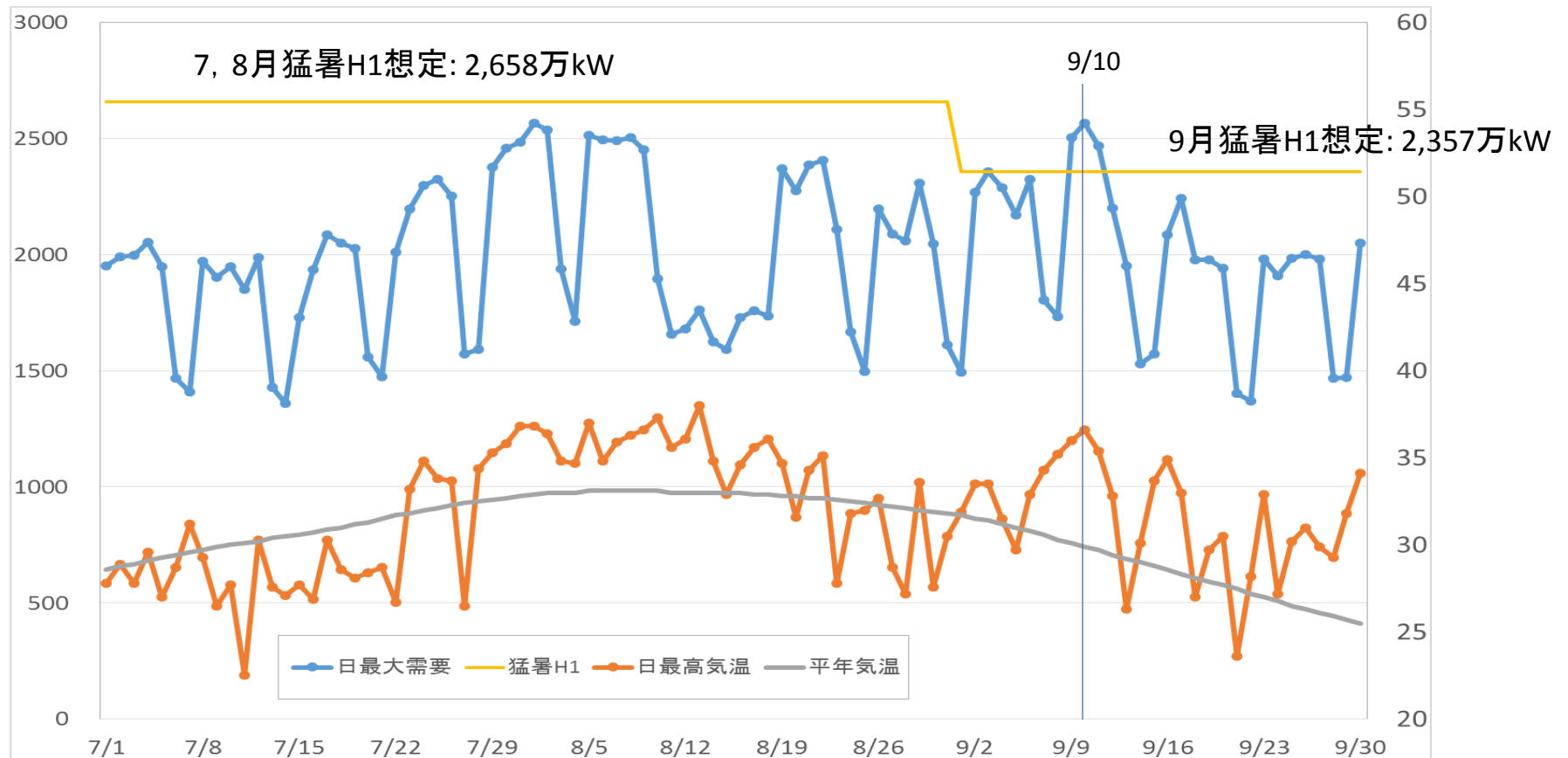
※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2019年8月2日14～15時）の需要実績値。

※3 電源 I' 発動によるDRの影響（2019年度夏季の各エリア最大需要発生時に電源 I' は発動されていない）。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 中部エリアの9月10日の需要は、9月の猛暑を前提に想定した2,357万kWを大きく上回り、今夏の最大需要2,568万kW（14～15時）を記録した。（7,8月猛暑H1想定は2,658万kW）
- 9月10日の気象状況は、台風が持ち込んだ暖かく湿った空気の影響で、全国的に気温が上昇し、関東、東海、近畿で35℃以上の猛暑日となった。特に中部エリアにおいては、最高気温が36.6℃と平年より6.7℃高くなったこともあり、今夏のエリア最大需要を記録した。



■ 9月9日および10日には、猛暑の影響で需給が厳しくなり、4エリアに対して需給状況改善のための本機関指示による融通を実施した。

<2019年9月9日の融通指示>

申出カーブ 中国：15:30 < 20万kW > 16:00 < 30万kW > 20:00 < 20万kW > 20:30

受電エリア	送電エリア	開始時刻	終了時刻	融通最大電力【万kW】	融通電力量【万kWh】	融通後の実績予備率【%】
中国	中部	16:00	17:00	10	10	4.7 (16~17時)
	関西	15:30	20:00	20	60	
	四国	16:00	20:30	20	70	

<2019年9月10日の融通指示>

申出カーブ 東京：16:00 < 70万kW > 17:00

中部：16:30 < 50万kW > 18:30

九州：17:30 < 20万kW > 18:30 < 40万kW > 19:00

受電エリア	送電エリア	開始時刻	終了時刻	融通最大電力【万kW】	融通電力量【万kWh】	融通後の実績予備率【%】
東京	北海道	16:00	17:00	10	10	5.1 (16~17時)
	関西	16:00	17:00	60	60	
中部	関西	16:30	18:30	50	100	3.3 (16~17時)
九州	関西	17:30	19:00	30	30	3.2 (18~19時)
	中国	17:30	19:00	10	10	

- 2019年度夏季における電源 I ' の発動指令実績について各一般送配電事業者を確認したところ、7、8月に発動実績はなかったものの、9月において、東京エリア2回、中部エリア1回、関西エリア1回、九州エリア 2 回の発動実績があった。

<2019年度 夏季における電源 I ' 発動指令実績>

エリア	発動日数	発動回数	指令対象期間		指令量
東京	2	2	9月9日 (月)	16:00~19:00	30万kW
			9月10日 (火)	15:00~18:00	30万kW
中部	1	1	9月11日 (水)	15:30~17:30	28万kW
関西 ※	1	1	9月10日 (火)	16:30~19:00	58万kW
九州	2	2	9月10日 (火)	16:30~20:00	23万kW
			9月11日 (水)	17:00~17:30 17:30~19:00	8万kW 22万kW

※ 関西エリアから他エリアへ融通する原資として、広域からの要請により発動したもの。
(今回の事象を踏まえ、融通指示を実施するにあたっての各エリアの融通可能量を算出する際の電源 I ' の扱いについて、検討を進める。)

〔需要〕

- 2019年度夏季の需要想定にあたっては、過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件を前提としていたが、おおむね前提とした猛暑とはならなかったことから、北海道、東北エリアを除き、事前の想定を下回った。全国最大需要時の需要実績は、事前の想定17,064万kWに対し、16,465万kWであった。
- 北海道エリア、北陸エリアについては、事前の想定で前提とした厳気象対象年度（2010年度）と同等の気象条件となったため、今後の電力需給検証において夏季の見通しを検討する際には、2019年度夏季の実績を反映した条件とするよう検討していく。

〔供給力〕

- 全国最大需要時の供給力の合計は18,589万kW、予備率は12.9%であり、計画外停止が659万kW（予備率への影響は▲4.0%）あったものの、安定供給確保に十分な供給力を確保していた。

〔その他〕

- 台風15号が日本列島に接近・通過した9月上旬には全国的に気温が上昇、各地で猛暑日を記録し、中部エリアでは9月10日に今夏のエリア最大需要を記録した。また、多くのエリアで電源 I ' の発動や本機関指示による融通を実施した。
- 9月10日の東京、中部、九州エリアへの融通では、関西エリアに対して電源 I ' の発動を要請したうえで融通指示を実施した。これまで電源 I ' は公募調達した当該エリアの需給改善のために発動していた。今回の事象を踏まえ、融通指示を実施するにあたっての各エリアの融通可能量を算出する際の電源 I ' の扱いについて、検討を進めていく。（次回以降に報告する。）

2019年度冬季の電力需給の見通し

(余白)

(1) 需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに夏季・冬季において過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定する。

(2) 供給力

本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び旧一般電気事業者と以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。

- ✓ 小売電気事業者（計108者）
⇒ 2018年度の供給量が1.2億kWh以上（エリア全体の供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計71者）
⇒ 2019年度の供給計画における2019年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上（エリア全体の火力の設備量の約95%以上をカバー）
 - ✓ 一般送配電事業者（計10者）
- エリア内の供給力は、小売電気事業者および発電事業者が保有する供給力と一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）を合計したものに、電源 I ' 及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込む。

(3) 電力需給バランスの検証

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）の103%の供給力確保とする。
- また、追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発現した場合の需給バランスも評価する。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮する。
 - ✓ 供給力は、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力を振り替えて評価する
 - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率を考慮する
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮する

■ 厳寒H1需要が発生した場合においても、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
 (最大需要発生時の不等時性・供給力の計画外停止を考慮)

(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	10エリア
供給力 (内 電源 I')	6,995 (45)	559	1,480 (15)	4,956 (30)	8,724 (131)	2,369	534	2,560 (98)	1,112	524	1,625 (32)	15,719 (175)	165	15,884 (175)
最大電力需要	6,316	505	1,336	4,475	8,363	2,271	512	2,454	1,066	503	1,558	14,679	111	14,790
供給予備力	679	54	144	481	361	98	22	106	46	22	67	1,040	54	1,094
供給予備率	10.8	10.8	10.8	10.8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	7.1	48.6	7.4
予備率3%確保 に対する過不足分	490	39	104	347	110	30	7	32	14	7	21	600	51	651
【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	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,542 (45)	563	1,528 (15)	5,451 (30)	9,014 (131)	2,493	564	2,641 (98)	1,141	529	1,645 (32)	16,556 (175)	172	16,728 (175)
最大電力需要	7,059	527	1,430	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,495	116	15,612
供給予備力	483	36	98	349	578	160	36	169	73	34	105	1,061	55	1,116
供給予備率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	47.5	7.2
予備率3%確保 に対する過不足分	272	20	55	196	325	90	20	95	41	19	59	596	52	648
【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	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,521 (45)	562	1,519 (15)	5,440 (30)	8,995 (131)	2,488	563	2,635 (98)	1,139	528	1,642 (32)	16,516 (175)	178	16,694 (175)
最大電力需要	7,053	527	1,424	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,490	116	15,606
供給予備力	467	35	94	338	559	155	35	164	71	33	102	1,026	62	1,088
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	53.5	7.0
予備率3%確保 に対する過不足分	256	19	52	185	306	85	19	90	39	18	56	561	59	620
【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	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,291 (15)	552	1,536 (15)	5,202 (30)	8,741 (107)	2,484	553	2,551 (90)	1,100	510	1,544 (17)	16,032 (122)	175	16,206 (122)
最大電力需要	6,181	468	1,302	4,410	7,789	2,214	492	2,273	980	454	1,376	13,970	111	14,082
供給予備力	1,109	84	234	792	952	271	60	278	120	55	168	2,061	63	2,125
供給予備率	17.9	17.9	17.9	17.9	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	14.8	56.8	15.1
予備率3%確保 に対する過不足分	924	70	195	659	718	204	45	210	90	42	127	1,642	60	1,702

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
 ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
 ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動

※ 連系線の空容量は、2019年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
 ※ 電源 I'については、電源・DRともに供給力として計上
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画外停止などの一定の条件を上回るリスク（稀頻度リスク）を考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット」を基準とし、前スライドの需給バランス評価における予備率3%に対する超過分の供給力と比較することで評価した。
- 沖縄を除く9エリアについて、2019年度における平年H3需要の1%は最大で「158万kW」（8月）である。これに対して、2019年度冬季（厳寒H1）における最大需要断面の予備率3%超過分は最小でも2月の「561万kW」であり、所要の供給力が確保されているといえる。
- 沖縄エリアについて、エリア内単機最大ユニットは「24万kW」（送電端）である。2019年度冬季（厳寒H1）における最大需要断面の予備率3%超過分は最小でも12月の「51万kW」であり、所要の供給力が確保されているといえる。

平年H3需要（2019年度）

(万kW,%)

【8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	10エリア
平年H3需要	7,025	420	1,294	5,311	8,733	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	15,758	149	15,907
平年H3需要 ×1%	70	4	13	53	87	25	5	26	11	5	16	158	1	159

予備率3%に対する超過分の供給力

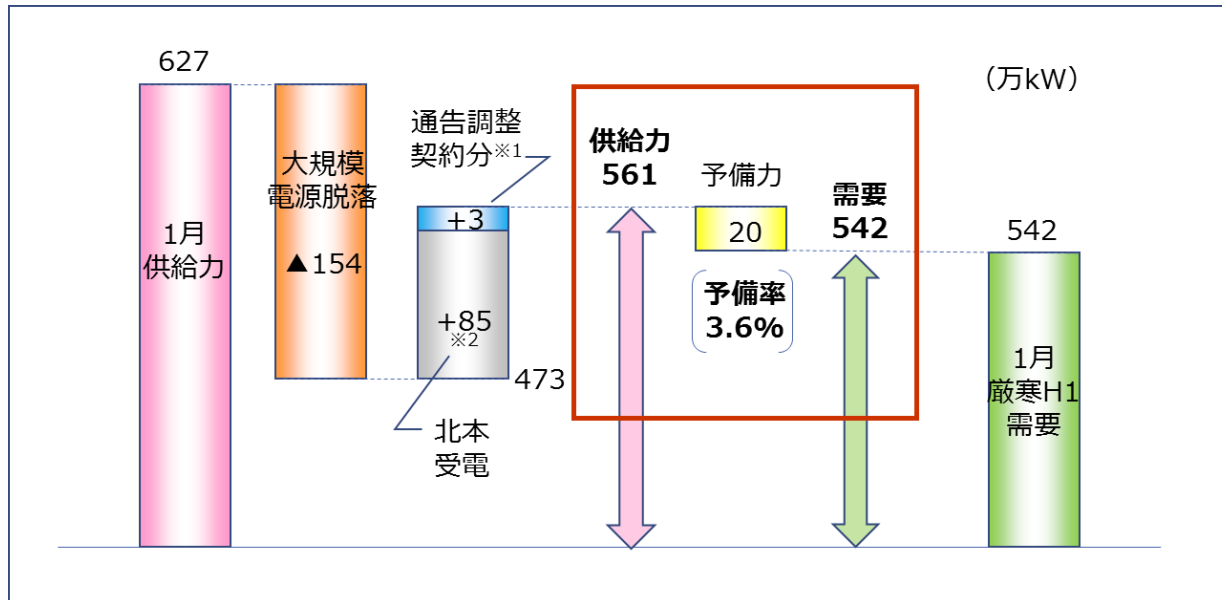
(万kW,%)

	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	10エリア
12月	490	39	104	347	110	30	7	32	14	7	21	600	51	651
1月	272	20	55	196	325	90	20	95	41	19	59	596	52	648
2月	256	19	52	185	306	85	19	90	39	18	56	561	59	620
3月	924	70	195	659	718	204	45	210	90	42	127	1,642	60	1,702

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

- 北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認した。
 - ① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
 - ② 他エリアからの電力融通に制約があること
 - ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと
- 厳気象H1需要時の予備率が最も厳しい1月において、154万kWの大規模電源脱落が発生した場合でも、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2019年度供給計画計上分）

※2 北本連系設備の運用容量は90万kWであるが、差分の5万kWはエリア外からの供給力として627万kWの供給力に含まれている。

※3 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 2019年度冬季の厳寒H1需要発生時の電力需給見通しを作成するにあたっては、供給計画のデータを活用しつつ、詳細なデータを主要な事業者を対象に収集するという形で取りまとめ、以下を確認した。
 - ✓ 厳寒H1需要発生時に一定の電源の計画外停止が発生した場合においても、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
 - ✓ さらに、稀頻度リスクが顕在化した場合でも、予備率3%を確保できる見通しである。
 - ✓ 北海道エリアにおいては、154万kWの大規模電源脱落時においても厳寒H1需要に対して予備率3%を確保できる見通しである。

(以降、需給バランス算定手順)

- 連系線・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランスは以下の通り。
- 中部(12月)、四国エリア（12,1,2,3月）、九州(12月)で予備率3%を下回る。

(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	10エリア
供給力 (内 電源 I´)	7,295 (45)	602	1,454 (15)	5,239 (30)	8,843 (131)	2,343	561	2,697 (98)	1,113	520	1,610 (32)	16,139 (175)	170	16,308 (175)
最大電力需要	6,497	519	1,375	4,603	8,468	2,300	518	2,485	1,079	509	1,577	14,965	111	15,076
供給予備力	798	83	80	636	375	43	42	212	34	11	33	1,174	59	1,232
供給予備率	12.3	15.9	5.8	13.816	4.4	1.9	8.1	8.5	3.1	2.1	2.1	7.8	52.6	8.2
予備率3%確保 に対する過不足分	604	67	39	498	121	▲26	27	138	1	▲5	▲14	725	55	780

【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	10エリア
供給力 (内 電源 I´)	7,831 (45)	627	1,519 (15)	5,685 (30)	9,167 (131)	2,479	575	2,785 (98)	1,149	486	1,693 (32)	16,998 (175)	176	17,174 (175)
最大電力需要	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
供給予備力	581	85	51	445	502	82	32	247	52	▲23	111	1,083	60	1,143
供給予備率	8.0	15.7	3.5	8.5	5.8	3.4	5.9	9.7	4.7	▲4.4	7.0	6.8	51.4	7.1
予備率3%確保 に対する過不足分	364	69	7	288	242	10	16	170	19	▲38	64	605	56	662

【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	10エリア
供給力 (内 電源 I´)	7,777 (45)	629	1,517 (15)	5,630 (30)	9,180 (131)	2,517	574	2,751 (98)	1,158	492	1,687 (32)	16,957 (175)	183	17,140 (175)
最大電力需要	7,245	542	1,463	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,910	116	16,026
供給予備力	532	87	54	390	514	120	31	213	61	▲17	106	1,047	67	1,114
供給予備率	7.3	16.1	3.7	7.5	5.9	5.0	5.8	8.4	5.6	▲3.4	6.7	6.6	57.6	6.9
予備率3%確保 に対する過不足分	315	71	11	233	255	49	15	137	28	▲32	58	569	63	633

【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	10エリア
供給力 (内 電源 I´)	7,603 (15)	598	1,435 (15)	5,570 (30)	8,856 (107)	2,457	570	2,630 (90)	1,121	424	1,653 (17)	16,459 (122)	179	16,639 (122)
最大電力需要	6,359	482	1,340	4,537	7,845	2,233	497	2,293	988	458	1,376	14,203	111	14,315
供給予備力	1,245	117	95	1,033	1,012	224	74	337	133	▲34	278	2,256	68	2,324
供給予備率	19.6	24.2	7.1	22.8	12.9	10.0	14.8	14.7	13.4	▲7.4	20.2	15.9	61.0	16.2
予備率3%確保 に対する過不足分	1,054	102	55	897	776	157	59	269	103	▲48	236	1,830	65	1,895

- 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させると以下のような結果となる。
- 全国9エリアで予備率を均平化しようと供給力を移動しても、東京中部間連系設備：FC（12、3月）、中国九州間連系線：関門連系線（3月）で十分な空容量が無く、その結果、エリアにより予備率の値が異なる状況となる。

(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	10エリア
供給力 (内 電源 I [〃])	7,184 (45)	574	1,520 (15)	5,090 (30)	8,954 (131)	2,432	548	2,628 (98)	1,141	538	1,668 (32)	16,139 (175)	170	16,308 (175)
最大電力需要	6,497	519	1,375	4,603	8,468	2,300	518	2,485	1,079	509	1,577	14,965	111	15,076
供給予備力	687	55	145	487	486	132	30	143	62	29	91	1,174	59	1,232
供給予備率	10.6	10.6	10.6	10.6	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	7.8	52.6	8.2
予備率3%確保 に対する過不足分	493	39	104	349	232	63	14	68	30	14	43	725	55	780
【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	10エリア
供給力 (内 電源 I [〃])	7,743 (45)	579	1,568 (15)	5,597 (30)	9,255 (131)	2,560	579	2,711 (98)	1,172	544	1,689 (32)	16,998 (175)	176	17,174 (175)
最大電力需要	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
供給予備力	493	37	100	357	590	163	37	173	75	35	108	1,083	60	1,143
供給予備率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	51.4	7.1
予備率3%確保 に対する過不足分	276	21	56	199	330	91	21	97	42	19	60	605	56	662
【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	10エリア
供給力 (内 電源 I [〃])	7,721 (45)	577	1,559 (15)	5,585 (30)	9,235 (131)	2,554	578	2,706 (98)	1,169	542	1,686 (32)	16,957 (175)	183	17,140 (175)
最大電力需要	7,245	542	1,463	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,910	116	16,026
供給予備力	477	36	96	345	570	158	36	167	72	33	104	1,047	67	1,114
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	57.6	6.9
予備率3%確保 に対する過不足分	259	19	52	188	310	86	19	91	39	18	57	569	63	633
【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	10エリア
供給力 (内 電源 I [〃])	7,488 (15)	567	1,578 (15)	5,343 (30)	8,971 (107)	2,554	568	2,622 (90)	1,130	524	1,574 (17)	16,459 (122)	179	16,639 (122)
最大電力需要	6,359	482	1,340	4,537	7,845	2,233	497	2,293	988	458	1,376	14,203	111	14,315
供給予備力	1,130	86	238	806	1,127	321	71	329	142	66	198	2,256	68	2,324
供給予備率	17.8	17.8	17.8	17.8	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	15.9	61.0	16.2
予備率3%確保 に対する過不足分	939	71	198	670	891	254	56	260	112	52	157	1,830	65	1,895

- 最大需要発生時の不等時性を考慮して需要を評価する。具体的には次のような手順となる。
 - ✓ 前述の手順1-2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
 - ✓ 「ブロックの最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
 - ✓ 各エリアの厳気象H1需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	▲2.79%			▲1.24%						0%
1月	▲2.64%									
2月										
3月	▲2.79%			▲0.86%						

不等時性考慮前後の需要値（1月）

(万kW)

【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	10エリア
考慮前	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
考慮後	7,059	527	1,430	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,495	116	15,612
差分	▲ 191	▲ 14	▲ 39	▲ 138	▲ 229	▲ 63	▲ 14	▲ 67	▲ 29	▲ 13	▲ 42	▲ 420	0	▲ 420

各エリアの最大需要実績※（2017年度冬季）

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要※	525	1,462	5,293	2,378	541	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例（2017年度冬季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5	補足
ブロック構成エリア	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)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	東北・東京	全国9エリア	—
日付	1/25	1/24	1/24	2/2	1/25	—
時間帯	19:00	19:00	19:00	10:00	19:00	—
ブロック最大 (⑪)	7076	8,557	7,029	6,595	15,524	ブロックの最大
各エリア最大の合計 (⑫)	7,280 $\Sigma(①\sim③)$	8,665 $\Sigma(④\sim⑨)$	7,090 $\Sigma(④\sim⑧)$	6,755 $\Sigma(②\sim③)$	15,944 $\Sigma(①\sim⑨)$	最大の合計
差分 (⑬)	▲203	▲107	▲61	▲159	▲420	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.79 %	▲1.24 %	▲0.86 %	▲2.36 %	▲2.64 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I' を発動していた時間帯については、電源 I' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画断面で計上した供給力のうち、幾何かは計画外停止等を要因に実運用断面では供給力に見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果 (2018.3.5) 参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力 (1月)

(万kW)

【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	10エリア
考慮前※	7,831	627	1,519	5,685	9,167	2,479	575	2,785	1,149	486	1,693	16,998	176	17,174
考慮後	7,627	610	1,480	5,537	8,929	2,414	559.6	2,713	1,119	473	1,649	16,556	171	16,728
差分	▲204	▲16	▲40	▲148	▲238	▲64	▲15	▲72	▲30	▲13	▲44	▲442	▲5	▲447

※ 予備率均平化前の供給力 (手順1-1)

■ 不等時性を考慮した需要（手順1-3）および計画外停止を考慮した供給力（手順1-4）において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させると以下のような結果となる。

【再掲】

【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	10エリア	(万kW,%)
供給力 (内 電源 I [〃])	6,995 (45)	559	1,480 (15)	4,956 (30)	8,724 (131)	2,369	534	2,560 (98)	1,112	524	1,625 (32)	15,719 (175)	165	15,884 (175)	
最大電力需要	6,316	505	1,336	4,475	8,363	2,271	512	2,454	1,066	503	1,558	14,679	111	14,790	
供給予備力	679	54	144	481	361	98	22	106	46	22	67	1,040	54	1,094	
供給予備率	10.8	10.8	10.8	10.8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	7.1	48.6	7.4	
予備率3%確保 に対する過不足分	490	39	104	347	110	30	7	32	14	7	21	600	51	651	
【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	10エリア	
供給力 (内 電源 I [〃])	7,542 (45)	563	1,528 (15)	5,451 (30)	9,014 (131)	2,493	564	2,641 (98)	1,141	529	1,645 (32)	16,556 (175)	172	16,728 (175)	
最大電力需要	7,059	527	1,430	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,495	116	15,612	
供給予備力	483	36	98	349	578	160	36	169	73	34	105	1,061	55	1,116	
供給予備率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	47.5	7.2	
予備率3%確保 に対する過不足分	272	20	55	196	325	90	20	95	41	19	59	596	52	648	
【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	10エリア	
供給力 (内 電源 I [〃])	7,521 (45)	562	1,519 (15)	5,440 (30)	8,995 (131)	2,488	563	2,635 (98)	1,139	528	1,642 (32)	16,516 (175)	178	16,694 (175)	
最大電力需要	7,053	527	1,424	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,490	116	15,606	
供給予備力	467	35	94	338	559	155	35	164	71	33	102	1,026	62	1,088	
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	53.5	7.0	
予備率3%確保 に対する過不足分	256	19	52	185	306	85	19	90	39	18	56	561	59	620	
【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	10エリア	
供給力 (内 電源 I [〃])	7,291 (15)	552	1,536 (15)	5,202 (30)	8,741 (107)	2,484	553	2,551 (90)	1,100	510	1,544 (17)	16,032 (122)	175	16,206 (122)	
最大電力需要	6,181	468	1,302	4,410	7,789	2,214	492	2,273	980	454	1,376	13,970	111	14,082	
供給予備力	1,109	84	234	792	952	271	60	278	120	55	168	2,061	63	2,125	
供給予備率	17.9	17.9	17.9	17.9	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	14.8	56.8	15.1	
予備率3%確保 に対する過不足分	924	70	195	659	718	204	45	210	90	42	127	1,642	60	1,702	

〔補足〕3月の九州エリアの予備率について

上表において、3月の九州エリアの予備率は他の中西エリアと結果的には同じ値である。これは、計画外停止の考慮により供給力を減じたことで、予備率均平化による九州エリアから他エリアへ移動させる供給力が減少し、その結果、連系線を通る潮流も減少したためである（連系線制約も顕在化していない）。しかし、ここで再度、九州エリアも含めた中西6エリアでブロック化をして、九州エリアの需要を減じると、その分だけ九州エリアに余力が生まれ、再度均平化しようとする九州エリアから移動させる供給力が増え、連系線制約が顕在化する。つまり、連系線の空容量と均平化前の需給バランスの状況によっては、連系線制約とブロック化で無限ループとなることもある。そのため、最初に決めたブロック化（手順1-3）で固定して評価している。