

電力需給検証報告書について（概要）

2018年5月16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

電力需給検証の検討スケジュール



主な内容

■ 2017年度冬季の電力需給実績の検証

2017年度冬季の事前想定と実績を比較検証した。

■ 2018年度夏季の電力需給見通し

猛暑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、各エリア全体の需給バランスを検証した。

追加検証として、猛暑時において発電機の停止や送電線1回線事故時の単独故障(N-1故障)が発生した場合の影響も確認した。

電力需給検証の概要について

対象	エリア全体の事業者
供給力	送電端ベース
	供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
供給力減少リスクの確認	<p>猛暑・厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて猛暑・厳寒H1需要に対するN-1故障影響の確認</p> <p>※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>
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑・厳寒H1需要を想定

2017年度冬季の電力需給実績の検証

2017年度冬季：全国最大需要日の電力需給実績

▶ 全国計の最大需要は1月25日18～19時に発生しており、発生時における各エリアの需要・供給力の実績は以下のとおり。

(送電端)

エリア	実績						厳寒H1想定 ^{※2}			
	最大需要日	時間	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 ^{※1}		最大需要 ^{※3} (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※5}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月25日(木)	18～19時	503	574	14.0%	574	14.0%	516	603	16.9%
東北			1,428	1,589	11.3%	1,589	11.3%	1,392	1,594	14.5%
東京			5,110	5,302	3.7%	5,302	3.7%	4,910 (4,960)	5,530	12.6%
東3エリア			7,041	7,465	6.0%	7,465	6.0%	6,818 (6,868)	7,728	13.3%
中部			2,367	2,562	8.2%	2,562	8.2%	2,364	2,435	3.0%
北陸			525	610	16.2%	610	16.2%	512	569	11.3%
関西			2,523	2,724	8.0%	2,786	10.4%	2,404 (2,421)	2,845	18.3%
中国			1,031	1,181	14.5%	1,181	14.5%	1,041	1,187	14.0%
四国			491	532	8.4%	532	8.4%	477	537	12.6%
九州			1,504	1,713	13.9%	1,720	14.4%	1,514 (1,521)	1,616	6.8%
中西エリア			8,442	9,323	10.4%	9,392	11.3%	8,312 8,336	9,190	10.6%
全国9エリア			15,483	16,787	8.4%	16,856	8.9%	15,130 (15,204)	16,917	11.8%
沖縄			91	129	41.2%	168	84.7%	117	163	38.9%
全国10エリア			15,574	16,916	8.6%	17,024	9.3%	15,247 (15,321)	17,080	12.0%

※1 前回(2017年秋)の電力需給検証実施時に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。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：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)

※2 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017.10.12)で報告した値。

※3 括弧の値は電源 I'(DR)考慮前の値。DR(ディマンドリスポンス)：卸市場価格の高騰時または系統信頼性の低下時において、電気料金の設定またはインセンティブの支払いに応じて需要家側が電力の使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること。(電力・ガス取引監視等委員会 第6回制度設計専門会合(2016.4.26)資料6)

※4,5 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力および予備率。

※ 実績は本機関指示による融通後の供給力・予備率。

※ 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。

2017年度冬季：各エリア最大需要日の電力需給実績

(送電端)

▶ 全国的に厳しい寒さとなり、沖縄エリア以外は事前に想定した厳寒H1需要を上回った。

エリア	実績						厳寒H1想定 ^{※2}			
	最大需要日	時間	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 ^{※1}		最大需要 ^{※3} (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※5}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月25日(木)	9～10時	525	599	14.1%	599	14.1%	516	603	16.9%
東北	1月24日(水)	17～18時	1,461	1,545	5.7%	1,545	5.7%	1,392	1,594	14.5%
東京	2月2日(金)	10～11時	5,266	5,564	5.7%	5,564	5.7%	4,910 (4,960)	5,530	12.6%
東3エリア	—	—	7,252	7,707	6.3%	7,707	6.3%	6,818 (6,868)	7,728	13.3%
中部	1月25日(木)	17～18時	2,378	2,563	7.8%	2,563	7.8%	2,364	2,435	3.0%
北陸	1月25日(木)	9～10時	541	611	12.8%	611	12.8%	512	569	11.3%
関西	1月24日(水)	18～19時	2,560	2,762	7.9%	2,860	11.7%	2,404 (2,421)	2,845	18.3%
中国	1月25日(木)	9～10時	1,096	1,256	14.5%	1,256	14.5%	1,041	1,187	14.0%
四国	1月24日(水)	18～19時	508	542	6.7%	542	6.7%	477	537	12.6%
九州	2月6日(火)	18～19時	1,575	1,771	12.5%	1,779	13.0%	1,514 (1,521)	1,616	6.8%
中西エリア	—	—	8,658	9,505	9.8%	9,610	11.0%	8,312 8,336	9,190	10.6%
全国9エリア	—	—	15,909	17,212	8.2%	17,317	8.8%	15,130 (15,204)	16,917	11.8%
沖縄	2月5日(月)	19～20時	114	155	35.8%	172	50.3%	117	163	38.9%
全国10エリア	—	—	16,024	17,367	8.4%	17,489	9.1%	15,247 (15,321)	17,080	12.0%

※1 前回(2017年秋)の電力需給検証実施時に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。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：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)

※2 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017.10.12)で報告した値。

※3 括弧の値は電源I'(DR)考慮前の値。DR(ディマンドリスポンス)：卸市場価格の高騰時または系統信頼性の低下時において、電気料金の設定またはインセンティブの支払いに応じて需要家側が電力の使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること。(電力・ガス取引監視等委員会 第6回制度設計専門会合(2016.4.26)資料6)

※4.5 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力および予備率。

※ 実績は本機関指示による融通後の供給力・予備率。

※ 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。

2017年度冬季：各エリア最大需要日の電力需給実績

- 各エリアの冬季最大需要日の需要実績の合計は、16,024万kWであり、事前に想定した厳寒H1需要15,321万kW(DR考慮前)を703万kW上回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした厳寒より気温が低いエリアが多かったこと等による気温影響(+492万kW)が大きく、その他の要因による影響(+238万kW)を上回っており、北海道・沖縄エリア以外は想定以上の厳寒であった。

(送電端)

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
最大需要 ^{※1,2} (想定)	6,868	516	1,392	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,204	117	15,321
最大需要 ^{※1} (実績)	7,252	525	1,461	5,266	8,658	2,378	541	2,560	1,096	508	1,575	15,909	114	16,024
差分 ^{※3}	+ 384	+ 9	+ 69	+ 306	+ 322	+ 14	+ 29	+ 139	+ 55	+ 31	+ 54	+ 705	▲ 3	+ 703
気温影響	+ 358	0	+ 43	+ 316	+ 137	+ 9	+ 22	+ 40	+ 21	+ 10	+ 35	+ 496	▲ 4	+ 492
DR ^{※4}	▲ 27	—	—	▲ 27	—	—	—	—	—	—	—	▲ 27	—	▲ 27
その他(経済・ 節電影響等)	+ 52	+ 9	+ 26	+ 18	+ 185	+ 5	+ 7	+ 99	+ 34	+ 21	+ 19	+ 237	+ 1	+ 238

< 想定的前提 >

○2017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、北海道エリアは2010年度、東北・東京エリアは2013年度、中部・関西・中国・四国・九州エリアは2011年度、北陸エリアは2016年度、沖縄エリアは2015年度並の厳寒を想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR考慮前の想定値。

※3 実績(10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計)と第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における想定との差分。

※4 電源 I 発電によるDRの影響(東京エリア)。

※ 気温影響には、日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績-想定との差分が合わない場合がある。

(1月25日18～19時)

- 全国(10エリア)最大需要日(1月25日18～19時)における10エリア合計の供給力実績と厳寒H1における想定との差は▲164万kWであった。
- 火力の計画外停止に加え厳しい寒さの影響もあり、東京エリアに向けて広域機関指示による融通を実施していたが、全国大で安定供給は確保していた。

(送電端 万kW)^{※1}

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因	
全国合計	16,916	17,080	▲ 164		
原子力	346	350	▲ 4	・伊方原発3号機の運転差し止めによる減 ・川内原発の定格熱出力一定運転による増	
火力	12,504	12,820	▲ 316	計画外停止 ^{※2} ▲ 415 需給停止 ^{※3} ▲ 109 その他 ^{※4} 208	
					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)による減
水力	1,040	949	+ 91	出水状況および貯水池運用による増 (計画外停止 ▲3万kW含む)	
揚水	1,853	1,909	▲ 56	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲47万kW含む)	
太陽光	0	0 ^{※5}	0		
風力	160	17	+ 143	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)	
地熱	29	29	0		
その他 ^{※6}	984	1,006	▲ 22		

※1 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※2 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。

※3 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)

※4 計画外停止における想定時点の供給力(補修等考慮)からの減少量と、当日の供給力減少量との差分、火力増出力運転未実施分等を含む。

※5 太陽光については、全国最大需要の発生した時間帯が18時-19時であったことから、想定 of 供給力もゼロ評価とした。

※6 需給検証において供給計画以外のデータ収集を行わなかった事業者の供給力。

(参考) 北海道エリアにおいて行われた需給対策

- ▶ 北海道エリアにおいては、2017年度冬季見通しの段階において、他エリアからの融通に制約があること、厳寒であり、電力需給のひっ迫が人身の安全に与える影響が大きいことから、過去最大級の供給力減少(129万kW)が発生しても予備率3%を確保できる見通しであることを確認していた。
 - ▶ 北海道電力において需給ひっ迫時に活用を想定している通告調整契約等※については、想定時点では16万kWを見込んで需給対策を検討しており、実績においても想定と同程度の16万kWの契約を確保して需給ひっ迫に備えていた。
 - ▶ なお、幸いにして需給ひっ迫の状況には至らなかったことから、「万が一の需給ひっ迫時への対策」による需要抑制の発動の実績はなかった。
- ※ 操業調整型・自家発対応型通告調整契約、当日通告型通告調整契約

<万が一の需給ひっ迫時への対策>

(北海道電力株式会社作成)

契約種別	内容	2016年度 冬季実績	【参考】 2017年度 冬季見通し	2017年度 冬季実績
操業調整型・ 自家発対応型 通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。	約220口 約13万kW	約180口 約11万kW	約180口 約11万kW
当日通告型 通告調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	11口 約5万kW	11口 約5万kW	11口 約5万kW
緊急時節電 要請スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電(節電の深堀)にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	約840口	加入依頼中	約820口
ネガワット 入札契約	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	8口	加入依頼中	8口

2017年度冬季電力需給実績：まとめ

- 2017年度冬季の想定にあたっては、厳寒リスクを想定し、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件を前提としていたが、沖縄エリアを除き事前の想定を上回る需要を記録した。全国最大需要日の実績は、事前の想定15,247万kWに対し、15,574万kWであった。
- 全国最大需要日の供給力合計は16,916万kWであり、予備率は8.6%であった。また、同日は計画外停止が465万kW(予備率への影響は▲3.0%)あり、東京エリアについては、後述の通り本機関指示による融通を実施したが、全国的には安定供給確保に十分な予備率が確保できた。
- 2017年度冬季については、低気温の影響等により多くのエリアで想定した以上の厳寒となり、事前の想定を上回る需要を記録した。今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討を進めていく。

- 本機関は、2018年1月23日～25日、2月1日～2日および2月22日、東京エリアの電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給の状況を改善するため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し、融通指示を計10回行った（融通指示対象期間：2018年1月23日～26日、2月1日～2日、2月22日の計7日間）。
- 1月23日～26日、2月1日～2日については、火力の計画外停止、FIT特例制度①想定誤差と高需要の継続が複合的に影響した結果、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなり、融通指示が必要になったと考えられる。
- 一方、2月22日については、極めて稀な気象予報の急変により、需要想定が大きすぎるという事象が発生し、これにより不足インバランスが生じたことで、当日に東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなったことから、融通指示が必要になったと考えられる。

※1 東京エリアの需給状況について、詳細は第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.4.12）資料2を参照。

- これらの事象に関して、共通する主な課題としては以下の点が上げられる。
 - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量(7%)については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。今後、本機関の「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、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、電源Ⅱの事前予約の在り方^{※1}、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
 - ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
 - ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。
 - ✓ なお、今回、電源Ⅰとして複数回連続のDR発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は確実に認められた^{※2}。

※1 電源Ⅱの事前予約についてはエリアによってその実施の有無が異なっている。東京エリアでは、電力システム改革に伴うライセンス制導入の趣旨や卸電力市場の流動性向上に向けた取組等を踏まえ、調整力の必要量を確保できないおそれがあるときであっても、電源Ⅱの事前予約のような対応も分社化後はとられていない。

※2 詳細は、第26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.3.22)資料2を参照。

- また、主な個別の課題は以下の通り。
 - ✓ 今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討を進めていく。
 - ✓ 今回、複数の要因が複合した結果、復水が十分できないまま、調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得ず、十分な予備率が確保できなかったという事象があった。これを踏まえ、冬季に高需要が連続し、かつ、複数の火力発電機の計画外停止が発生するようなリスクケースについても、揚水発電可能量を含めたkWhバランスを考慮した評価方法について検討を進めていく。

2018年度夏季の電力需給の見通し

2018年度夏季見通し：検証の前提

■ 需要

- 供給計画の需要想定をベースに厳気象^{※1}を考慮して、エリア別最大電力需要『厳気象H1需要』を想定。

■ 供給力

- 保守的に見積もることを前提に十分内容を精査し供給力を積み上げ。
- 具体的には、以下の①～③を合計したものを供給力^{※2}として見込む。
 - ① 小売電気事業者が調達した供給力^{※3}
 - ② 一般送配電事業者が調整力他として調達した供給力。電源 I´を含む。
 - ③ 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)。エリアの火力増出力分を含む。
- 今回は供給計画に加え、以下の事業者を対象にデータを求め分析を行った。
 - 旧一般電気事業者^{※4}及び2017年度上期の供給量が1億kWh以上の小売電気事業者 計72者(旧一般電気事業者分と合わせエリア全体の供給量の約99%以上をカバー)
 - 2018年度供給計画における2018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以上の発電事業者 計63者(旧一般電気事業者分と合わせエリア全体の火力の設備量の約95%以上をカバー)

■ 評価方法

- 電力の安定供給に最低限必要な供給力として、従来と同様の3%の予備率を評価基準とする。

※1 気温が高くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も猛暑だった年度並みの気象を前提に需要を想定する。具体的には、北海道・北陸・中国・四国エリアについては2010年度並み、東北・東京・中部エリアについては2015年度並み、関西・九州エリアについては2013年度並み、沖縄エリアについては2017年度並みを想定する。

※2 小売供給力は予備力も含めエリア毎に計上し、販売先未定の発電余力は、発電所所在地エリア内の供給力として一旦計上する。

※3 常時バックアップや自家発電受電について、既供給契約に基づき安定的に見込める分と卸電力取引所での取引分は、先渡取引において既に約定した分のみを供給力として計上し、それ以外は計上しない。

※4 一般送配電事業者、旧一般電気事業者である発電事業者及び小売電気事業者を含む。

2018年度夏季見通し：評価結果

- 猛暑H1需要が発生した場合※1においても、**電源 I´・火力増出力運転・連系線を活用**※2することで、各エリア3%以上の予備率を確保できる見通しである。
- なお、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**に連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。**

※1 以下、本資料の需給バランスはすべて猛暑H1需要発生を想定している14-15時の断面で評価している。

※2 当機関が各事業者よりデータ収集した時点では、供給力に計上していなかったエリア間市場取引や相対取引等を考慮。

2018年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈電源 I´・火力増出力運転・連系線を活用〉

(送電端,万kW,%)

【7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 (電源 I´)	7,771 (42)	496	1,420 (8)	5,856 (34)	9,980 (90)	2,875 (31)	574	2,975 (27)	1,183	579	1,794 (32)	17,751 (132)	206
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153
供給予備力	326	54	53	219	862	248	50	257	102	50	155	1,188	53
供給予備率	4.4	12.2	3.9	3.9	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	7.2	34.9

【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
供給力 (電源 I´)	7,802 (42)	519	1,434 (8)	5,849 (34)	9,886 (90)	2,848 (31)	569	2,947 (27)	1,172	574	1,777 (32)	17,688 (132)	208
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
供給予備力	342	78	52	212	769	221	44	229	91	45	138	1,111	55
供給予備率	4.6	17.6	3.8	3.8	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	6.7	35.7

【9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 (電源 I´)	7,403 (42)	517	1,415 (8)	5,471 (34)	9,237 (90)	2,656 (31)	548	2,767 (27)	1,038	572	1,656 (32)	16,640 (132)	203
最大電力需要	6,742	428	1,298	5,016	8,168	2,348	485	2,446	918	506	1,464	14,910	146
供給予備力	661	88	118	455	1,070	308	63	320	120	66	192	1,731	57
供給予備率	9.8	20.7	9.1	9.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	11.6	38.6

※ 電源 I´・火力増出力運転・連系線を活用した供給力移動(増減両側)を反映。
 ※ 連系線の活用は、各エリアの予備力を均平化(予備率3%以上確保)する量で試算。
 ※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画に基づき算出。

※ 括弧内の数値は、供給力の内数として電源 I´の値を示す。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。
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2018年度夏季見通し：追加検証（猛暑H1時のN-1設備故障）

- 10年に1回程度の猛暑H1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は、当機関によるひっ迫時の指示を行うなどの追加的な需給対策で対応することが想定される。この状況を事前に把握しておくため、猛暑H1需要発生と供給力減少リスクの同時発現後の3%超過分予備力について確認した。
- 予備率3%に対して不足分が大きなエリアは、東京エリアの7,8月であり、追加的な需給対策の実施により予備率3%を確保することができた。（⇒次頁にて追加的な需給対策結果を整理）
- また、他エリアに関しては、予備率3%を確保できる見込みである。

(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	電源N-1故障による最大脱落量	66	59	97	109	65	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-25	-47	-125	61	-31	90	-25	-32	21	25
【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	電源N-1故障による最大脱落量	66	60	97	109	64	85	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-2	-50	-131	34	-36	62	-36	-37	4	27
【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	電源N-1故障による最大脱落量	66	60	97	111	65	85	95	66	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		10	19	130	127	-16	162	-2	-15	63	29

※ 各エリアの予備率均平化後のN-1故障を想定。最大脱落量には火力増出力運転を考慮。

また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※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

他エリアN-1故障時の融通可能余力

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
猛暑H1需要時 エリア予備率3%超過量※2	7月	41	12	50	170	34	176	70	34	106
	8月	65	11	43	143	28	148	59	29	89
	9月	76	79	304	237	49	247	93	51	148

※2 電源I'及び火力増出力運転考慮・エリア予備率を均平化後の値

(参考) 追加的な需給対策メニュー

<東京エリアの運用上の追加的な需給対策結果>

- ▶ 東京エリアのN-1故障発生時においては、電源 I'・火力増出力運転・連系線をマージンも含めて活用し、エリア予備率を均平化したところ、予備力3%を確保することができた。

東京エリアN-1故障発生後の供給予備率再均平化

(送電端,万kW,%)

【7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	7,677	455	1,409	5,812	9,900	2,852	569	2,951	1,174	574	1,779	17,577	206
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153
供給予備力	232	14	43	175	782	225	45	233	93	45	141	1,014	53
供給予備率	3.1	3.1	3.1	3.1	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	6.1	34.9

【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
供給力	7,708	469	1,425	5,814	9,806	2,820	563	2,918	1,161	568	1,776	17,514	208
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
供給予備力	248	27	43	177	689	194	39	200	80	39	137	937	55
供給予備率	3.3	6.1	3.1	3.1	7.6	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	8.4	5.6	35.7

※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画に基づき算出。

(再掲) 2018年度夏季需給バランス(猛暑H1) <電源 I'・火力増出力運転・連系線を活用>

(送電端,万kW,%)

【7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	7,771	496	1,420	5,856	9,980	2,875	574	2,975	1,183	579	1,794	17,751	206
(電源 I')	(42)		(8)	(34)	(90)	(31)		(27)			(32)	(132)	
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153
供給予備力	326	54	53	219	862	248	50	257	102	50	155	1,188	53
供給予備率	4.4	12.2	3.9	3.9	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	7.2	34.9

【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
供給力	7,802	519	1,434	5,849	9,886	2,848	569	2,947	1,172	574	1,777	17,688	208
(電源 I')	(42)		(8)	(34)	(90)	(31)		(27)			(32)	(132)	
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
供給予備力	342	78	52	212	769	221	44	229	91	45	138	1,111	55
供給予備率	4.6	17.6	3.8	3.8	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	6.7	35.7

2018年度夏季電力需給見通し：まとめ

今回、2018年度夏季の猛暑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。

- 2018年度夏季が、至近10か年で最も厳しい気象条件となった場合でも、電源 I´・火力増出力運転・連系線の活用により、全国的に安定的な電力供給に必要な供給予備率3%が確保できる見通しである。
- さらに、猛暑H1需要発生時にN-1故障が発生した場合においても、マージンを含めた追加的な連系線の活用等の対策を行うことにより、全国で予備率3%を確保できることが確認できた。
- 本機関としては、2017年度冬季に厳寒の影響等により複数回融通指示を実施した事例も踏まえ、改めて需給ひっ迫時対応を担っていることの責任を自覚し、24時間体制での需給監視を引き続き適切に遂行していく。併せて、各エリアにおいて系統運用を担う一般送配電事業者、及びその他の電気事業者と密に連携し、万一の緊急時に即応できる協調体制を構築、維持していくこととする。