

2017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

2017年10月24日
電力広域的運営推進機関

主な内容

■ 2017年度夏季の電力需給実績の検証

2017年度夏季の事前想定と実績を比較検証した。

■ 2017年度冬季の電力需給見直し

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、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、厳寒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>厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて厳寒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厳寒H1需要を想定

2017年度夏季の電力需給実績の検証

2017年度夏季：各エリア最大需要日の電力需給実績

- 各エリアの最大需要日の需要実績は以下のとおりであり、全国で事前の猛暑H1想定を下回り、十分な予備率を確保しており、需給状況は安定していた。

(送電端)

エリア	実績					猛暑H1想定 ^{※1}		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要 ^{※2} (万kW)	供給力 ^{※3} (万kW)	予備率 ^{※4}
北海道	7月14日(金)	16～17時	433	521	20.1%	446	511	14.7%
東北	7月21日(金)	16～17時	1,302	1,517	16.6%	1,381	1,540	11.5%
東京	8月9日(水)	13～14時	5,383	6,316	17.4%	5,550(5,600)	5,744	3.5%
東3エリア	—	—	7,118	8,354	17.4%	7,377(7,427)	7,795	5.7%
中部	8月24日(木)	14～15時	2,473	2,740	10.8%	2,568(2,587)	2,645	3.0%
北陸	7月21日(金)	14～15時	502	576	14.7%	522	544	4.3%
関西	8月24日(木)	16～17時	2,638	2,866	8.7%	2,671(2,688)	2,888	8.1%
中国	8月24日(木)	14～15時	1,077	1,191	10.6%	1,095	1,347	23.0%
四国	8月25日(金)	16～17時	520	577	11.0%	530	632	19.2%
九州	8月1日(火)	14～15時	1,585	2,022	27.5%	1,606(1,616)	1,755	9.3%
中西エリア	—	—	8,794	9,970	13.4%	8,991(9,037)	9,809	9.1%
全国9エリア	—	—	15,912	18,325	15.2%	16,369(16,465)	17,604	7.5%
沖縄	7月31日(月)	11～12時	151	205	36.0%	152	218	43.7%
全国10エリア	—	—	16,063	18,530	15.4%	16,520(16,616)	17,821	7.9%

※1 供給計画をベースに猛暑H3需要を見直し、さらにH1/H3比率等(一部東京は別途)を用いて想定した8月猛暑H1需要。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017年4月6日)で報告。

※2 括弧の値は電源 I'(DR)考慮前の値
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※3, 4 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会を確認。

※ 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。

※ 本表以降、本資料の夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

2017年度夏季：各エリア最大需要日の電力需給実績

- 各エリアの夏季最大需要日の需要実績の合計は、16,063万kWであり、猛暑を前提に想定した需要16,616万kWを554万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いエリアが多かったことによる気温影響(▲640万kW)が大きく、その他要因による影響(+87万kW)を上回っている。

エリア (送電端、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)	7,427	446	1,381	5,600	9,037	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	16,465	152	16,616
最大需要※1 (実績)	7,118	433	1,302	5,383	8,794	2,473	502	2,638	1,077	520	1,585	15,912	151	16,063
差分※3	▲ 310	▲ 12	▲ 80	▲ 218	▲ 243	▲ 114	▲ 20	▲ 50	▲ 18	▲ 10	▲ 31	▲ 553	▲ 1	▲ 554
気温影響	▲ 275	▲ 6	▲ 62	▲ 207	▲ 367	▲ 142	▲ 21	▲ 118	▲ 18	▲ 12	▲ 56	▲ 642	2	▲ 640
その他(経済・節 電影響等)	▲ 35	▲ 7	▲ 18	▲ 11	124	28	1	67	0	2	26	89	▲ 3	87

<想定的前提>

○2017年度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・中国・四国は2010年度、東北・東京・中部は2015年度、関西・九州は2013年度、沖縄は2009年度並の猛暑を想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR発動前の想定値。

※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15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。

※ 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。

2017年度夏季：全国最大需要日の電力需給実績

- 全国計の最大需要は8月24日14～15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					猛暑H1想定 ^{※1}		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要 ^{※2} (万kW)	供給力 ^{※3} (万kW)	予備率 ^{※4}
北海道	8月24日(木)	14～15時	391	500	27.9%	446	511	14.7%
東北			1,151	1,465	27.3%	1,381	1,540	11.5%
東京			5,171	5,761	11.4%	5,550(5,600)	5,744	3.5%
東3エリア			6,713	7,726	15.1%	7,377(7,427)	7,795	5.7%
中部			2,473	2,740	10.8%	2,568(2,587)	2,645	3.0%
北陸			478	509	6.4%	522	544	4.3%
関西			2,609	2,866	9.9%	2,671(2,688)	2,888	8.1%
中国			1,077	1,191	10.6%	1,095	1,347	23.0%
四国			514	604	17.6%	530	632	19.2%
九州			1,548	1,862	20.3%	1,606(1,616)	1,755	9.3%
中西エリア			8,698	9,772	12.4%	8,991(9,037)	9,809	9.1%
全国9エリア			15,410	17,498	13.5%	16,369(16,465)	17,604	7.5%
沖縄			144	224	55.5%	152	218	43.7%
全国10エリア	15,554	17,721	13.9%	16,520(16,616)	17,821	7.9%		

※1 供給計画をベースに猛暑H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等(一部東京は別途)を用いて想定した8月猛暑H1需要。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017年4月6日)で報告。

※2 括弧の値は電源 I' (DR) 考慮前の値

※3, 4 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で確認。

※ 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年度夏季：全国最大需要日の電力需給実績 (8月24日14時から15時)

- エリアごとの最大需要発生日時は異なることから、全国合計の供給力実績を全国最大需要発生時で評価した。
- 事前の想定と比較すると、計画外停止(164万kW)はあったものの、太陽光による供給力は日射状況により事前の保守的な想定に対し995万kW上回った。
- また、火力の需給停止1,070万kWは、太陽光の供給力増等により当日運用停止していたものであり安定供給への影響はない。

(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	17,721	17,821	▲100		
原子力	428	255	+174		高浜原発3、4号機の稼働および川内原発、伊方原発の定格熱出力一定運転による増
火力	11,098	12,357	▲1,259	計画外停止 ^{※2} ▲119	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
		需給停止 ^{※3} ▲1,070			
		その他 ^{※4} ▲70			
水力	1,097	1,136 ^{※5}	▲39		出水状況および貯水池運用による減(計画外停止 ▲10万kW含む)
揚水	2,016	2,134	▲118		需給状況を考慮した日々の運用による減(計画外停止 ▲33万kW含む)
太陽光	1,901	906	+995		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	73	4	+69		
地熱	25	27 ^{※6}	▲2		計画外停止(▲2万kW)による減
その他 ^{※7}	1,083	1,002	+81		

※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 実績・想定比較のため前回想定値から、実績データ収集を行った事業者の供給力の想定値に見直し。
 ※6 事業者提出データに誤りがあったため、前回想定値から数値を修正。
 ※7 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。

2017年度夏季電力需給実績：まとめ

- 2017年度 夏季の需要想定にあたっては、猛暑リスクを想定し、過去10年間で最も猛暑だった年度並みの気象条件を前提としていたが、実際には前提としたほどの猛暑とはならなかった。全国大で見れば需要が想定を下回り、全国最大需要日の実績は、事前の想定16,616万kWに対し、15,554万kWであった。
- 全国最大需要日の供給力合計は17,721万kWであり、予備率は13.9%であった。各エリアにおいても、十分な予備率を確保しており、安定した状況であった。なお、同日における計画外停止は164万kW(予備率への影響は▲1.1%)であったが、日射状況や風況、また原子力の稼働による供給力の増、猛暑を前提に検討していた需要の実績差等により、火力需給停止1,070万kWを除いた供給力で予備率13.9%であった。
- 夏季を通じて、広域機関指示による融通の発動もなく、全般的にも安定した需給状況であった。

(参考) H1需要日の最大需要時以外での評価

- 供給計画において、太陽光供給量の増大に伴って予備率最低時刻が最大需要発生時から点灯帯(夕刻)にずれる傾向を示しているエリアがあることが確認されたことから、夏季のH1発生日において同様の確認を行った。
- 実績において当日の需要の状況から17時に予備率が低下したエリアがあったが、必要予備力は確保できており特段問題はなかった。(8月24日の中部エリアについては、計画値に対し17時の実績で、エリア需要が増加し予備率が低くなっている。)

○各エリアH1発生日における予備率(7、8月)(%)

エリア	エリア最大需要 発生日時			エリア最大需要 発生時		エリア最大需要 発生日 17時		エリア最大需要 発生日 20時	
	発生日	曜日	時刻	予備率	予備率	予備率	予備率		
北海道	7月14日	(金)	17時	20.1		21.2			
東北	7月21日	(金)	17時	16.6		23.4			
東京	8月9日	(水)	14時	17.4	14.2	23.0			
中部	8月24日	(木)	15時	10.8	3.9	6.5			
北陸	7月21日	(金)	15時	14.7	16.7	22.3			
関西	8月24日	(木)	17時	8.7		11.5			
中国	8月24日	(木)	15時	10.6	10.3	10.3			
四国	8月25日	(金)	17時	11.0		10.8			
九州	8月1日	(火)	15時	27.5	18.2	11.6			
沖縄	7月31日	(月)	12時	36.0	30.4	24.4			

(参考) 8月24日の中部エリアの需給状況について

8月24日の中部エリアの需給状況



- 当日朝8時時点の計画段階では、気象予想に基づき曇りベースの日を参考に需要想定を行ったが、当日の気象は、午前中から晴天となり、夕方の気温の低下量が少なかった。
- その結果、計画値に対し17時の実績は、エリア需要が増加し、更に火力トラブルも発生したため、予備力は3.9%となった。

◆17時の需給バランス他

[万kW, %, °C]

	エリア需要	供給力(太陽光)	予備力(率)	気温	天候
計画(8:00時点)	2,288	2,473 (76)	185 (8.1)	33.6	曇
実績	2,446	2,542 (153)	96 (3.9)	34.2	晴
増減	159	69 ^{※1} (77)	▲90 (▲4.2)	0.6	—

※1 火力トラブル(▲12万kW)を含む

(参考)

◆15時の需給バランス

[万kW, %]

	エリア需要	供給力(太陽光)	予備力(率)
計画(8:00時点)	2,362	2,553 (221)	190 (8.1)
実績	2,473	2,740 (350)	267 (10.8)
増減	111	187 (129)	76 (2.7)

◆20時の需給バランス

[万kW, %]

	エリア需要	供給力(太陽光)	予備力(率)
計画(8:00時点)	2,034	2,198 (0)	164 (8.1)
実績	2,150	2,291 (0)	140 (6.5)
増減	116	92 ^{※2} (0)	▲24 (▲1.6)

※2 火力トラブル(▲20万kW)を含む

注) 四捨五入の関係で増減が合わない場合がある。

(参考) 電源 I ' の活用実績

- 発動期間 2017年9月7日(木) 10:30~17:00*
- エリア 九州エリア
- 発動量 14.8万kW(うち、DR 7万kW)
- 発動の理由 太陽光出力の朝4時時点の想定からの下振れ(約60万kW)

※ 電源側11:30~17:00(7.8万kW) 、DR 10:30~14:30(6万kW),13:00~17:00(1万kW)

想定					実績																														
前々日	前日		当日		当日																														
16時	10時頃	16時頃	4時頃	9時頃	14時																														
再エネ出力想定 発電計画を小売に通知 気象予報(曇り時々雨)	翌日需給バランス策定 翌日再エネ出力想定 翌日需要想定 気象予報(曇り時々雨)	翌日需給バランス作成 翌日再エネ出力想定 気象予報(曇り時々雨)	当日需給バランス策定 当日再エネ出力想定 気象予報(曇り時々雨)	当日需給バランス策定 当日再エネ出力想定 気象予報(曇り時々雨) 電源 I ' 発動																															
(14時) 供給力1,451万kW 予備率21%	(14時) 供給力1,408万kW 予備率20%	(14時) 供給力1,301万kW 予備率13%	(14時) 供給力1,359万kW 予備率12%	(14時) 供給力1,262万kW 予備率1.7% (3%未満)	(14時) 供給力1,283万kW 予備率6.5%																														
<table border="1"> <tr><td>太陽光 209万kW</td></tr> <tr><td>火力 (電源 I・II)</td></tr> <tr><td>火力(電源III)</td></tr> <tr><td>風力、水力等</td></tr> <tr><td>原子力</td></tr> </table>	太陽光 209万kW	火力 (電源 I・II)	火力(電源III)	風力、水力等	原子力	<table border="1"> <tr><td>太陽光 225万kW</td></tr> <tr><td>火力 (電源 I・II)</td></tr> <tr><td>火力(電源III)</td></tr> <tr><td>風力、水力等</td></tr> <tr><td>原子力</td></tr> </table>	太陽光 225万kW	火力 (電源 I・II)	火力(電源III)	風力、水力等	原子力	<table border="1"> <tr><td>太陽光 180万kW</td></tr> <tr><td>火力 (電源 I・II)</td></tr> <tr><td>火力(電源III)</td></tr> <tr><td>風力、水力等</td></tr> <tr><td>原子力</td></tr> </table>	太陽光 180万kW	火力 (電源 I・II)	火力(電源III)	風力、水力等	原子力	<table border="1"> <tr><td>太陽光 194万kW</td></tr> <tr><td>火力 (電源 I・II)</td></tr> <tr><td>火力(電源III)</td></tr> <tr><td>風力、水力等</td></tr> <tr><td>原子力</td></tr> </table>	太陽光 194万kW	火力 (電源 I・II)	火力(電源III)	風力、水力等	原子力	<table border="1"> <tr><td>太陽光 136万kW</td></tr> <tr><td>火力 (電源 I・II)</td></tr> <tr><td>火力(電源III)</td></tr> <tr><td>風力、水力等</td></tr> <tr><td>原子力</td></tr> </table>	太陽光 136万kW	火力 (電源 I・II)	火力(電源III)	風力、水力等	原子力	<table border="1"> <tr><td>太陽光 126万kW</td></tr> <tr><td>火力 (電源 I・II)</td></tr> <tr><td>火力(電源III)</td></tr> <tr><td>風力、水力等</td></tr> <tr><td>原子力</td></tr> </table>	太陽光 126万kW	火力 (電源 I・II)	火力(電源III)	風力、水力等	原子力
太陽光 209万kW																																			
火力 (電源 I・II)																																			
火力(電源III)																																			
風力、水力等																																			
原子力																																			
太陽光 225万kW																																			
火力 (電源 I・II)																																			
火力(電源III)																																			
風力、水力等																																			
原子力																																			
太陽光 180万kW																																			
火力 (電源 I・II)																																			
火力(電源III)																																			
風力、水力等																																			
原子力																																			
太陽光 194万kW																																			
火力 (電源 I・II)																																			
火力(電源III)																																			
風力、水力等																																			
原子力																																			
太陽光 136万kW																																			
火力 (電源 I・II)																																			
火力(電源III)																																			
風力、水力等																																			
原子力																																			
太陽光 126万kW																																			
火力 (電源 I・II)																																			
火力(電源III)																																			
風力、水力等																																			
原子力																																			
需要1,200万kW	需要1,170万kW	需要1,150万kW	需要1,210万kW	需要1,240万kW	需要1,204万kW																														

(内、揚発
98万kW)

(内、揚発
16万kW)

(内、揚発
39万kW)

2017年度冬季の電力需給の見通し

2017年度冬季見通し：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』想定。なお、厳気象H1需要対応の調整力として公募した電源 I' (需要抑制(DR分))についても考慮する。

■ 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' (DR分以外)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2016年度の供給量が2.5億kWh以上の小売電気事業者 計52社 (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%をカバー)
 - 2017年度供給計画における2017年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が35万kW以上の発電事業者 計19社 (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%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 気温が低くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も厳寒だった年度並みの気象を前提に需要を想定する。具体的には北海道エリアについては2010年度並み、東北エリア及び東京エリアについては2013年度並、中部エリア、関西エリア、中国エリア、四国エリア及び九州エリアについては2011年度並み、北陸エリアについては2016年度並み、沖縄エリアについては2015年度並みを想定する。

※2 需要を上回る供給力については、一旦、発電所所在地や供給力調達エリアの供給力として計上し(小売予備力や発電余力として計上)、その後、供給力確保状況に応じエリア間での取引を考慮する。

※3 常時バックアップや自家発電受電について、既受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。

2017年度冬季見通し：評価結果

- 厳寒H1需要が発生した場合においても、電源 I´及び火力増出力運転、エリア間取引※1を活用することで、9エリア合計で10.8%(2月)、また全国の各エリアにおいて最低限確保すべきとされた供給予備率3%を確保できる見通しである。

※ 本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。

2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源 I´、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

(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	7,480	614	1,472	5,394	8,812	2,358	518	2,745	1,137	514	1,540	16,291	163
最大電力需要	6,517 (6,567)	516	1,368	4,633 (4,683)	7,927 (7,951)	2,265	489	2,244 (2,261)	987	477	1,465 (1,472)	14,444 (14,518)	113
供給予備力	962	98	104	760	885	92	29	501	150	37	75	1,847	50
供給予備率	14.8	19.0	7.6	16.4	11.2	4.1	5.9	22.3	15.2	7.8	5.2	12.8	44.2
【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	7,728	603	1,594	5,530	9,190	2,435	569	2,845	1,187	537	1,616	16,917	163
最大電力需要	6,818 (6,868)	516	1,392	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,130 (15,204)	117
供給予備力	910	87	202	620	878	71	58	441	145	60	103	1,787	46
供給予備率	13.3	16.9	14.5	12.6	10.6	3.0	11.3	18.3	14.0	12.6	6.8	11.8	38.9
【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	7,554	602	1,605	5,347	9,211	2,435	572	2,835	1,169	598	1,603	16,765	174
最大電力需要	6,813 (6,863)	516	1,386	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,125 (15,199)	117
供給予備力	741	86	219	437	899	71	60	431	127	121	90	1,641	57
供給予備率	10.9	16.6	15.8	8.9	10.8	3.0	11.8	17.9	12.2	25.3	5.9	10.8	48.8
【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	7,017	575	1,404	5,039	8,709	2,282	531	2,763	1,073	566	1,493	15,726	180
最大電力需要	6,323 (6,372)	479	1,307	4,537 (4,587)	7,578 (7,594)	2,196	485	2,160 (2,172)	947	426	1,365 (1,368)	13,901 (13,967)	111
供給予備力	695	96	97	502	1,130	86	46	604	127	140	129	1,825	68
供給予備率	11.0	20.0	7.4	11.1	14.9	3.9	9.5	27.9	13.4	32.8	9.4	13.1	61.4

※電源 I´、火力増出力運転及びエリア間取引による供給力移動(増減両側)を反映。

※エリア間取引は、中部(1月、2月)において、予備力3%程度確保するまでの量で試算。

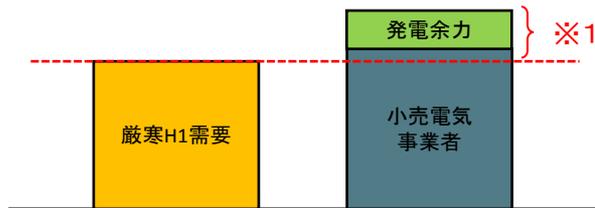
※括弧の値は電源 I´(DR)考慮前の値。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) エリア間取引可能量の算出について

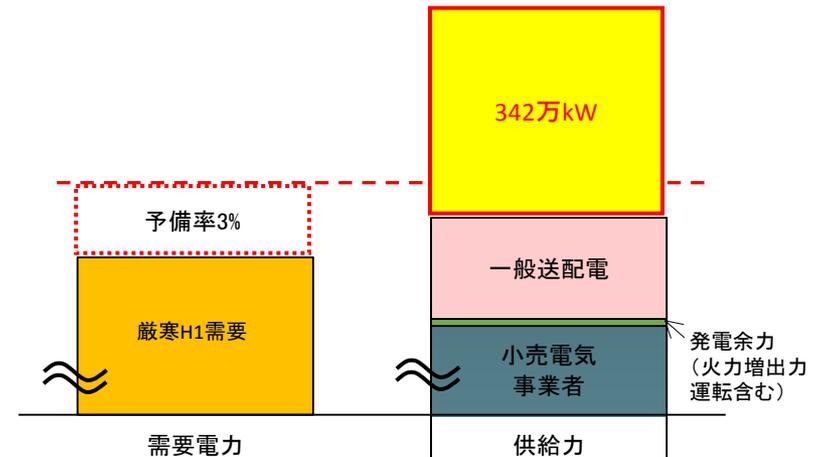
- 厳寒H1需要発生時においては、各エリアの事業者の余力(発電事業者、小売事業者の供給力の余力)は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高い。
- そこで、他エリアの事業者の余力から取引により賄える供給力により、中部エリアの予備率がどの程度確保できるかを試算したところ、中部エリアの予備率は、3%以上を確保できる見通しである。

	東エリア	中西5エリア
エリア事業者余力 ^{※1}	381万kW	341万kW
中部向け 連系線空容量	82万kW	260万kW
他エリアからの取引で 賄う場合の供給力	82万kW	260万kW
	342万kW	



※1 エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分(電源 I' および火力増出力運転は控除)

1月 中部エリア
予備率3%以上



(参考) 需給バランス見通しにおけるエリア間取引

- 電源 I´、火力増出力運転及びエリア間の市場取引分(未契約分)を考慮した場合の試算結果を示す。
- これにより、中部エリアにおいても、予備率3%以上を確保できる見通しである。なお、エリア間取引量は予備率3%を確保するまでの量とした。

2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源 I´、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【1月】	中部		関西
供給力	2,435	+ 4	2,845
(うちエリア間取引による増減)	(+4)		(-4)
最大電力需要	2,364		2,404
供給予備力	71		441
供給予備率	3.0		18.3

【2月】	中部		関西		中国		四国
供給力	2,435	+ 3	2,835	+ 3	1,169	+ 3	598
(うちエリア間取引による増減)	(+3)						(-3)
最大電力需要	2,364		2,404		1,041		477
供給予備力	71		431		127		121
供給予備率	3.0		17.9		12.2		25.3

応援したエリア

3%に改善したエリア

矢印は、追加的なエリア間取引による潮流の向き

【試算条件】

- ・供給力、最大電力需要は、エリア内の電源 I´及び火力増出力運転を含む。
- ・エリア間取引は、エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分(電源 I´及び火力増出力分を控除)を、連系線空容量の範囲で活用。
- ・エリア間取引は、予備力3%確保するまでの量で試算。事業者の余力率の大きいエリアから取引で供給力が移動するとした。
- ・四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2017年度冬季見通し：追加検証（厳寒H1時のN-1設備故障）

- 10年に1回程度の厳寒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、本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、厳寒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、中部エリアの1、2月であるが、追加的な需給対策により予備率3%を確保可能（⇒次頁にて追加的な需給対策メニューを整理）。また、他エリアに関しても同様に、予備率3%確保可能を確認。

(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	68	60	99	115	65	87	95	66	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	179	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		15	3	443	-91	-51	347	26	-43	-53	22
【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	68	60	99	115	65	87	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	190	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		4	101	283	-115	-23	282	19	-40	-27	18
【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	68	60	98	115	65	87	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	190	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		2	117	100	-115	-20	271	1	21	-40	29
【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	68	60	99	115	65	87	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	209	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		14	-2	157	-96	-34	452	4	42	3	41

※1:各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。最大脱落量には火力増出力分含む。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※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

他エリアN-1事故時の融通可能余力

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
厳寒H1需要時 エリア予備率3%超過量 ^{※3}	12月	77	54	527	15	9	405	115	15	16
	1月	66	147	372	0	37	336	108	38	41
	2月	64	163	193	0	39	325	90	98	28
	3月	76	48	271	9	26	515	92	119	76

※3:電源I'及び火力増出力運転転考慮前の値（電源I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上）

(参考) 追加的な需給対策メニュー

- 中部エリアにおける運用上の追加的な対策メニューとその効果量は以下のとおり。

エリアの運用上の追加的な需給対策※1		効果量(万kW)		算定根拠	備考
		中部			
		1月	2月		
エリア間取引	FC活用なし	60Hz		他エリア事業者余力かつ連系線空容量範囲内	平成29年度供給計画に基づく連系線空容量より
		260	253		
	FC活用分	50Hz			
		82	83		
小計	エリア間取引による需給対策		342	336	
本機関による逼迫時の指示	FC活用なし	60Hz		他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの年間段階のマージン分を使用
		34	34		
	FC活用分	50Hz			
		69	69		
小計	本機関による需給対策		103	103	
合計		445	439		

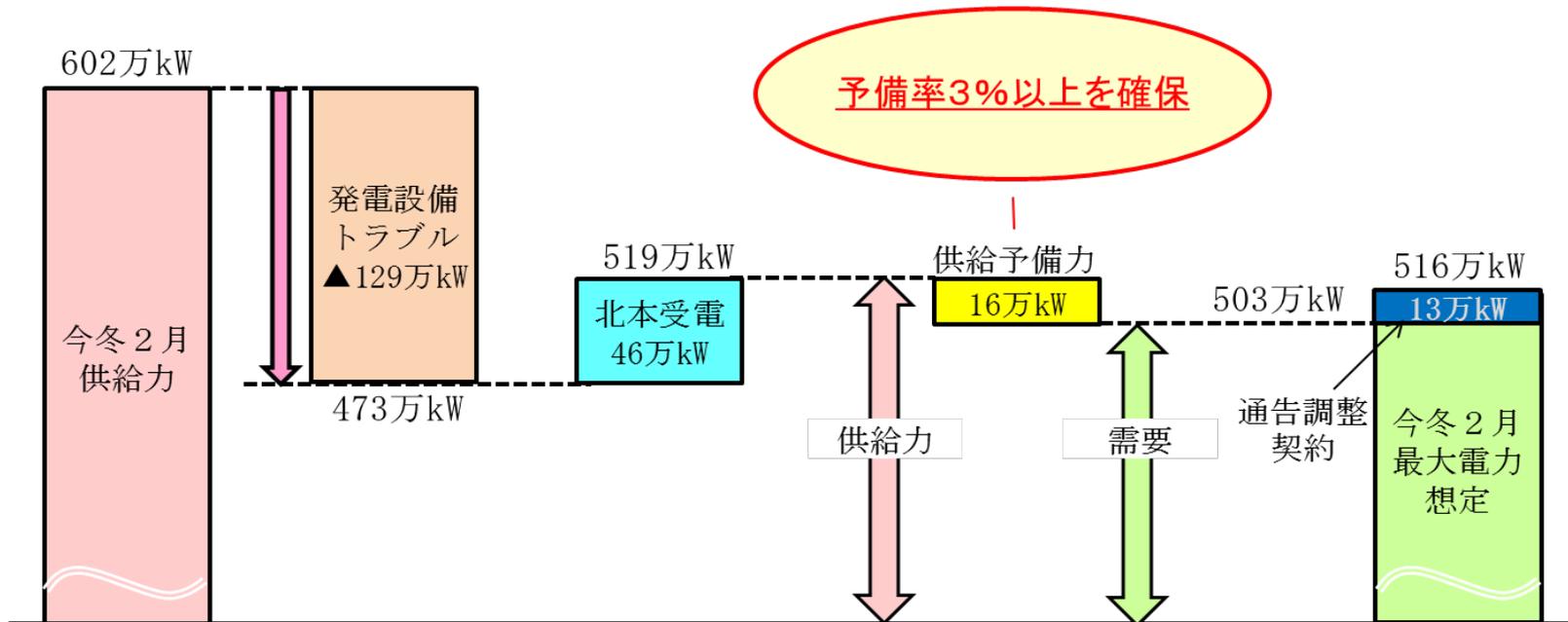
- ※1 各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。
 ※ FC: 周波数変換設備(東京中部間連系設備)
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2017年度冬季見通し：追加検証（北海道エリア）

- 以下の北海道エリアの特質を踏まえ、過去最大級のリスクである計画外停止による供給力減少(129万kW※)にも対応できることを追加で確認した。

※北海道エリアにおける過去10年で最大の供給力減少(129万kW)

- ①他エリアからの電力融通に制約があること（北本連系線のマージン分46万kWまで）
- ②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(最大機である苫東厚真発電所4号機(石炭、70万kW)の停止は、予備率13.1%の喪失に相当)
- ③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



注 四捨五入の関係で、合計や差引が合わない場合がある。

2017年度冬季電力需給見通し：まとめ

- 2017年度冬季が、至近10か年で最も厳寒と同等の気象となった場合でも、電源Ⅰの活用、火力増出力運転及びエリア間取引の活用により、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。
- 追加検証として、厳寒H1需要発生時にN-1故障が発生した場合においても、エリア間取引等の追加的な対策を行うことにより、全国の各エリアで予備率3%を確保できることを確認した。
- 本機関としては、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するとともに、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、維持して参る所存。

需給検証に係る今後の課題について

今後の需給検証において、以下のような点が課題と考えられる。

■ ピーク時間帯以外の評価について

今回、実績データの予備率を最大需要発生時刻(以下、需要ピーク時と記載。)以外の時刻でも確認した結果、当該検証期間において、需要ピーク時以外の時刻で予備率が低下しているエリアがあった。運用上、問題となるレベルではなかったものの、予備率最低となる時刻が需要ピーク時以外で発生している事実を踏まえれば、需要ピーク時以外の時刻での需給バランス評価の重要性は高いものと考えられる。今回、実施した夏季の需要ピーク時以外の時刻での需給バランス評価について、今後、知見を蓄え、必要により改善を図っていきたい。

■ 間接オークションの導入等について

来年度には、間接オークション導入が予定されており、連系線利用の在り方が大きく変わり、エリアをまたぐスポット利用による供給力確保が大きく増加することが想定される。

スポット利用等による調達先未定分の供給力については他のエリアで事業者の余力として計上されているものの、調達を予定しているエリアの供給力としては計上されていない。今後、自由化の進展もあわせ、さらに市場調達分が増加すれば、計画段階では、市場調達予定分の多いエリアについて供給力が積み上がらないというケースが増加することも懸念される。

間接オークション導入、自由化の進展といった、状況変化を踏まえ、今後の需給バランス評価の方法について検討する必要がある。