

2018年度夏季の猛暑H1需要発生時の 電力需給見通しについての概要(案)

2018年3月22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

- 2018年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給の見通しについて取りまとめたのでご審議いただきたい。

(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において10年に1回程度の猛暑における最大電力需要(猛暑H1需要)を一般送配電事業者にて想定する。

(2) 供給力

- エリア別として、①小売電気事業者が調達した供給力と②一般送配電事業者が調整力他として調達した供給力、更に③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)を足し合わせたものとする。(②には電源 I´を、また、③にはエリアの火力増出力分を含む)
- 常時バックアップや自家発電余剰受電について、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。
- 需要を上回る供給力については、一旦、発電所所在エリア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て連系線の活用を考慮する。

- ▶ 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。(前回と同様のカバー率:供給量で99%、火力設備で95%とするため事業者56者を追加)
 - ✓ 旧一般電気事業者※ 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あわせエリア全体の供給量の99%以上をカバー)
 - ✓ 2018年度の供給計画における2017年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上の発電事業者 計63者(旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の火力の設備量の95%以上をカバー)

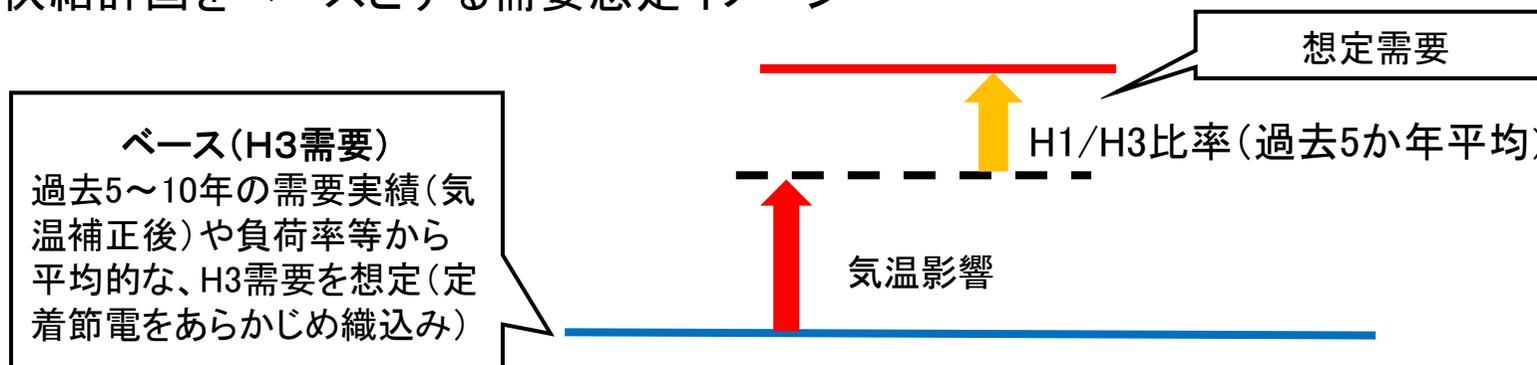
※ 一般送配電事業者、旧一般電気事業者である発電事業者及び小売電気事業者を含む。

(3) 電力需給バランスの評価

- ▶ 夏季における10年に1回程度の猛暑における最大電力需要(猛暑H1)の103%の供給力確保を基準とする。(電力需給検証小委員会での基準)
- ▶ 猛暑H1需要に対して電源及び電源線のN-1故障による供給力の最大脱落量リスクを評価する。

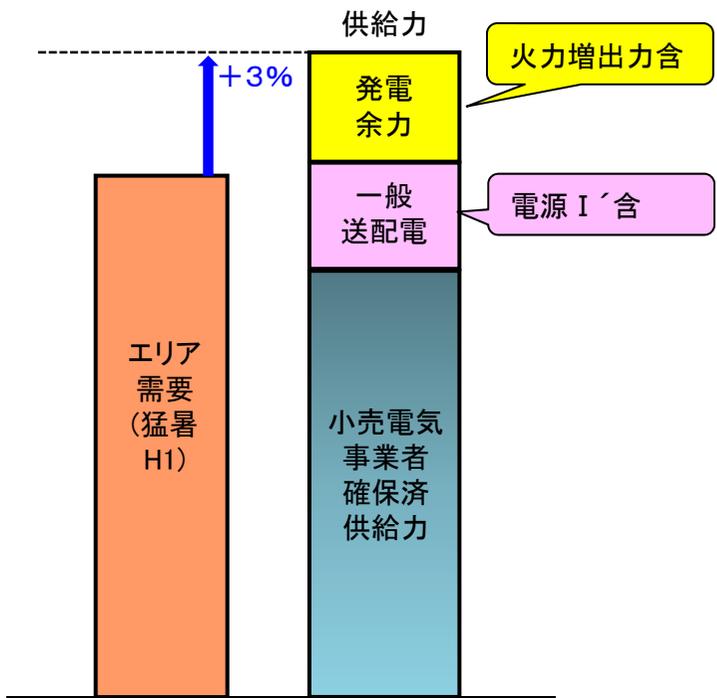
- ▶ 供給計画における、H3需要想定に対する厳気象時の気温影響及びH1/H3比率(過去5か年実績の平均)等を考慮し猛暑H1需要を想定した。
- ▶ なお、H3需要想定は、各一般送配電事業者が、送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定している。

● 供給計画をベースとする需要想定イメージ

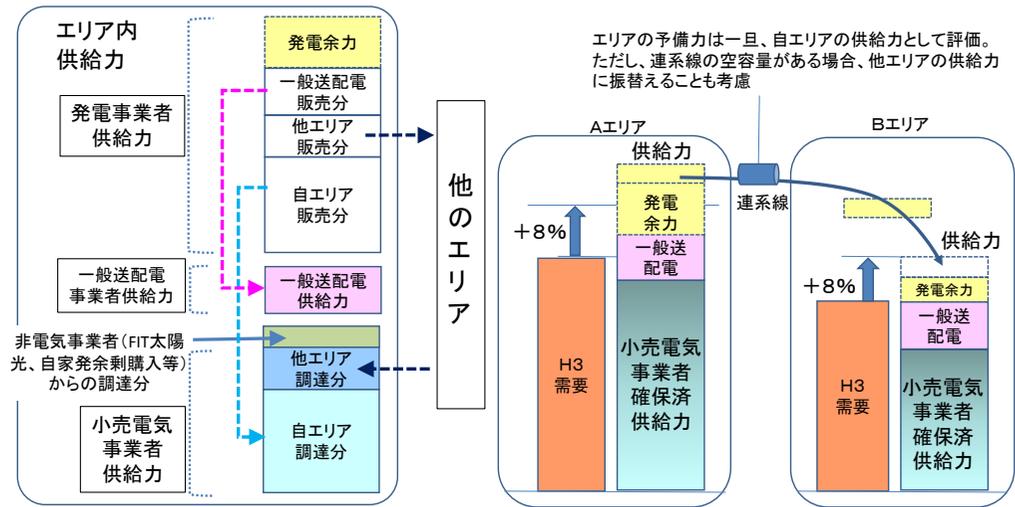


- 供給計画での供給力の積み上げ方法と同様に、小売電気事業者の供給力・一般送配電事業者が各供給エリアにおいて確保した供給力・発電事業者の発電余力を足し合わせたものに、電源Ⅰ'と火力増出力分を加えたものとする。
- 小売電気事業者の供給力は相対契約等で確実なもののみ計上され、発電事業者の販売先未定となる発電余力は試算上は発電所所在エリア内の供給力としている。その後、供給力確保状況に応じて連系線の活用を考慮する。

猛暑H1需要想定時の供給力積み上げ



【参考】供給計画における供給力積み上げ



- 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、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要(以下、「厳気象H1需要」)において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)といった状況に陥らないようにするための供給力を、原則として一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として、公募のうえ確保する。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - 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)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。

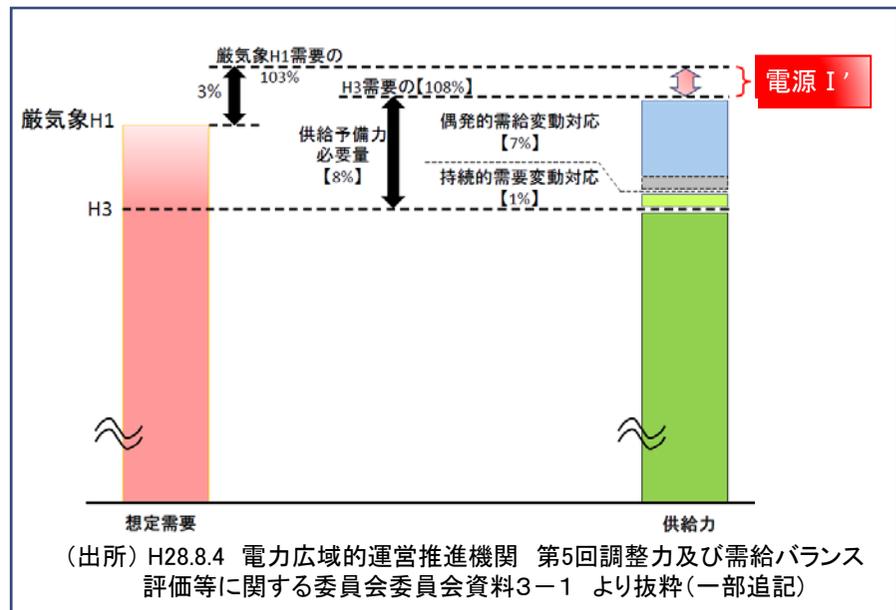
<電源 I' 必要量>

夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

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

※算定値が0以下の場合、電源 I' 募集量は0とする。

(出所) H28.10.18 電力広域的運営推進機関 平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について より抜粋



2. 需要の想定

➤ 2018年度の供給計画における、夏季需要(H3)から猛暑H3需要とH1/H3比率の過去5か年平均を用いる等により、猛暑H1需要を想定。

○2018年度夏季(7,8月)の需要見通しについて

(需要は送電端 万kW)

2018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
想定時間帯	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時
猛暑H1 想定方法	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※2	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)	2010	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2017
気温感応度 (最高気温・ 万kW/°C)	3	35	132	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数 1ptあたり)	85	29	23	42	4
気象考慮要素	・最高気温 ・最低気温	・最高気温 ・前2日平均 気温 ・最小湿度	・最高気温 ・前3日平均 気温	累積不快指数	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 ・累積5日 露点温度	・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	・最高気温 ・前5日最高 気温平均 ・最小湿度	・最高気温 ・前5日最高 気温平均	・最高気温 ・前3日平均 気温
供給計画 H3前提気温等	・30.3°C ・22.3°C	・32.5°C ・32.2°C ・52.0%	・35.1°C ・28.6°C	83.9pt	82.9pt	・35.5°C ・21.8°C	・33.7°C ・34.5°C ・66.9%	・34.5°C ・33.8°C ・50.0%	・34.4°C ・33.5°C	・33.3°C ・30.1°C
供給計画 H3需要	404 419	1,267 1,294	5,316	2,463	500	2,578	1,035	503	1,532	147
猛暑H3 前提気温等	・33.0°C ・24.2°C	・34.9°C ・33.9°C ・43.0%	・37.0°C ・30.1°C (猛暑H1前提) ※2	85.5pt	84.4pt	・36.6°C ・20.6°C	・34.6°C ・35.7°C ・63.9%	・35.0°C ・35.1°C ・48.8%	・36.2°C ・35.3°C	・34.3°C ・30.6°C
猛暑H3需要	—※1 437	1,339 1,366	※2	2,577	519	2,683	1,068	520	1,623	152
算定に用いた H1/H3比率	1.01	1.02 1.01	※2	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01
猛暑H1需要	442※1 442	1,367 1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.09 1.05	1.08 1.07	1.06	1.07	1.05	1.05	1.04	1.05	1.07	1.04

※1 北海道エリアは昨夏の実績を踏まえ、7月と8月を同値で想定。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

※ 7,8月で値が異なる場合は上段7月・下段8月として記載。

※2 東京エリアは、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発生日の気象条件と供給計画想定値(過去10か年平均)の差分から直接気象影響量を算出」に基づく。

(1) 原子力発電

供給計画値にて計上する。

⇒ 2エリア90万kW(8月)を見込む

(2) 火力発電

保安の観点等から定期検査等による作業計画がある場合は供給力として計上しない。

⇒ 10エリアで12,582万kW(8月)を見込む

(3) 水力発電

貯水池式と自流式の合計値を供給力として計上する。貯水池式については補修停止等を見込んだ発電可能量を計上する。自流式については降雨等によって出水量が変化するため、月ごと(1~12月)に供給力が低かった下位5日の平均値を過去30年間平均した値を安定的に見込める供給力として計上する。

⇒ 9エリア1,140万kW(8月)を見込む

(4) 揚水発電

夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等による供給力変化を考慮し供給力を計上する。

⇒ 9エリア2,139万kW(8月)を見込む

(5) 再生可能エネルギー

① 太陽光

夏季の各月の需要の大きい上位3日における太陽光出力(日射量から推計した発電出力)を過去20年分推計し、このうち、下位5日の平均値を太陽光発電の安定的に見込める供給力として計上する。

⇒ 10エリア1,213万kW(8月)を見込む

② 風力

水力発電と同様に供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき把握可能な期間(過去6~12年間)の出力実績値を集計し、月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として計上する。

⇒ 10エリア4万kW(8月)を見込む

③ 地熱

各事業者に確認した供給力を計上する。

⇒ 5エリア27万kW(8月)を見込む

4. 電力需給バランスの見通し

(1) 猛暑H1需要発生時の需給バランス評価

- 猛暑H1需要が発生した場合※¹においても、**電源 I´・火力増出力運転および連系線を活用**※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(予備力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。

(参考)〈電源 I'、火力増出力及び連系線の活用を未考慮のバランス〉

- 仮に、猛暑H1需要発生時において電源 I'・火力増出力運転・連系線のいずれも活用しない場合は、以下のとおりとなる。
- 東京・中部・四国エリア以外は、最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 供給予備率3%を確保するためには、追加的に東京エリア(8月)では135万kW、四国エリア(9月)では38万kWの供給力が必要。

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

(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	7,660	506	1,466	5,688	9,878	2,691	574	3,038	1,266	539	1,770	17,538	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	214	65	99	51	761	64	50	320	185	10	131	975	53
供給予備率	2.9	14.6	7.3	0.9	8.3	2.4	9.5	11.8	17.1	1.9	8.0	5.9	34.9
予備力3%確保に対する不足分				118		15				6			
【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	7,689	532	1,487	5,671	9,791	2,694	561	2,946	1,272	551	1,768	17,480	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	229	90	105	34	674	68	37	228	191	22	129	903	55
供給予備率	3.1	20.4	7.6	0.6	7.4	2.6	7.0	8.4	17.7	4.1	7.9	5.4	35.7
予備力3%確保に対する不足分				135		11							
【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	7,293	530	1,348	5,415	9,144	2,610	517	2,786	1,213	483	1,534	16,437	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	551	102	50	399	976	262	33	339	295	▲23	70	1,527	57
供給予備率	8.2	23.8	3.8	8.0	12.0	11.1	6.8	13.9	32.2	▲4.5	4.8	10.2	38.6
予備力3%確保に対する不足分										38			

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 猛暑H1需要発生時において電源 I´・火力増出力運転を活用し、連系線を活用しない場合の状況は、以下のとおりとなる。
- この段階で、東京エリア(7,8月)、四国エリア(7,9月)以外は、最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 供給予備率3%を確保するためには、追加的に東京エリア(8月)では61万kW、四国エリア(9月)では35万kWの供給力が必要。

2018年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈電源 I´・火力増出力を活用、連系線は未活用〉 (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	7,753 (7,660)	510 (506)	1,482 (1,466)	5,762 (5,688)	9,998 (9,878)	2,731 (2,691)	577 (574)	3,072 (3,038)	1,270 (1,266)	543 (539)	1,806 (1,770)	17,751 (17,538)	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	308	68	115	125	880	104	53	354	189	14	167	1,188	53
供給予備率	4.1	15.5	8.4	2.2	9.7	4.0	10.1	13.0	17.5	2.6	10.2	7.2	34.9
予備力3%確保に対する不足分				44						2			
【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	7,782 (7,689)	534 (532)	1,503 (1,487)	5,745 (5,671)	9,906 (9,791)	2,734 (2,694)	562 (561)	2,976 (2,946)	1,276 (1,272)	555 (551)	1,803 (1,768)	17,688 (17,480)	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	322	92	122	108	789	108	37	259	195	26	165	1,111	55
供給予備率	4.3	20.8	8.8	1.9	8.7	4.1	7.1	9.5	18.0	4.9	10.1	6.7	35.7
予備力3%確保に対する不足分				61									
【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	7,381 (7,293)	531 (530)	1,361 (1,348)	5,489 (5,415)	9,259 (9,144)	2,650 (2,610)	519 (517)	2,817 (2,786)	1,217 (1,213)	487 (483)	1,570 (1,534)	16,640 (16,437)	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	639	103	63	473	1,092	302	34	370	299	▲19	106	1,731	57
供給予備率	9.5	24.0	4.9	9.4	13.4	12.8	7.0	15.1	32.6	▲3.8	7.2	11.6	38.6
予備力3%確保に対する不足分										35			

※ 括弧内は、電源 I´及び火力増出力運転考慮前の値。
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

4. 電力需給バランスの見通し

(2) 猛暑H1需要と供給力減少リスク(N-1故障)の同時発現時の事前確認

- 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

4. 電力需給バランスの見通し

(2) 猛暑H1需要と供給力減少リスク(N-1故障)の同時発現時の事前確認

<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

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。

- 今夏が、至近10か年で最も猛暑と同等の気象となった場合でも、全国の各エリアで安定的な電力供給に必要な予備率3%が確保できる見通しである。
- なお、一部のエリアについては、電源 I´・火力増出力運転・連系線の活用により予備率3%は確保できることを確認した。
- また、追加検証として、猛暑H1需要発生時にN-1故障が発生した場合でもマージンを含めた連系線の活用により予備率3%確保が可能であることを確認した。

- 需給検証については、2016年8月30日の「電力需給検証小委員会」にて以下の内容が整理されている。
 - ・需給検証の作業の場を広域機関へ移管する。(※電力コストや温室効果ガス排出への影響等については、引き続き経済産業省事務局にて整理)
 - ・広域機関からの検証結果の報告を踏まえ、報告内容の妥当性や電力需給対策方針の審議を電力・ガス基本政策小委員会で実施する。

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	猛暑H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて猛暑H1需要に対するN-1故障影響の確認 ※ 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
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑H1需要を想定

(参考) 需給検証・電源入札のスケジュールについて

(第18回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3抜粋)

2-6. 第1年度に電源入札等が必要な場合の具体的スケジュールイメージ案

14

- 下表に示すようなスケジュールが組めれば※、7月初旬までには確保可能な対策は実施できるのではないかと。
- 電源入札等の対象となり得る対策としては、P10に記載の通り、電源の補修調整、休廃止電源の繰り延べ、その他需給対策としてはDRの募集などがそれぞれ考えられるか。

※データ提供時期前倒しへの事業者側の対応可否について未確認のため、今後確認・調整が必要

