報告事項③

電力需給検証報告について

平成２９年５月１２日
電力広域的運営推進機関

電力需給検証報告について

平成28年8月30日、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第8回電力基本政策小委員会・基本政策分科会第１６回電力需給検証小委員会において、電力需給検証の作業の場を同委員会から、当機関に移管することとなった。
これを受け、当機関において、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における審議を経て、電力需給検証報告書をとりまとめ、4月21日、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第3回電力・ガス基本政策小委員会において要点を報告（別紙3参照）するとともに、同日、当機関ウェブサイト※に公表した。
政府としての２０１７年度夏季の電力需給対策については、５月１２日、電力需給に関する検討会合においてとりまとめられている（別紙4参照）。

【審議経過】

- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
  - 〇第15回委員会（平成29年4月6日）
    議題　2016年度冬季の電力需給実績と2017年度夏季の電力需給見通しについて
  - 〇第16回委員会（平成29年4月14日）
    議題　2016年度冬季の電力需給実績と2017年度夏季の電力需給見通しについて
- 第106回理事会（平成29年4月19日）
  第5号議案　電力需給検証結果の取りまとめについて

※電力需給検証報告書については下記に公表
http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/denryokujukyukensho_2016_2017.html

２０１６年度冬季の電力需給実績と２０１７年度夏季の電力需給見通しについて

2017年４月２１日

電力広域的運営推進機関

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

主な内容

■ **2016年度冬季の電力需給実績の検証**

2016年度冬季の事前想定と実績を比較検証した。

■ **2017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、発電事業者の発電余力の積み上げ及び一般送配電事業者の公募調達調整力他を反映
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需要に対する発電機の１台停止や送電線１回線事故時等の単独故障（N-1故障）が発生した場合の影響確認
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※1

※1　2016年度冬季の電力需要実績の想定および分析は、2010年度実績をベースに実施。

2016年度冬季の電力需給実績の検証

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

２０１６年度冬季：各エリア最大需要日の電力需給実績

■ 各エリアごとの最大需要日の需要実績は以下のとおりであり全国的に事前の厳寒想定を下回り、十分な予備率を確保しており、需給状況は安定していた。

エリア	実績					厳寒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（万kW）	供給力※2（万kW）	予備率※3
北海道	2月3日（金）	4～5時	519	584	12.5%	521	606	16.2%
東北	1月24日（火）	17～18時	1,371	1,576	14.9%	1,402	1,515	8.0%
東京	2月9日（木）	17～18時	4,957	5,230	5.5%	5,029	5,350	6.4%
東3エリア	ー	ー	6,847	7,390	7.9%	6,952	7,470	7.5%
中部	1月16日（月）	9～10時	2,337	2,510	7.3%	2,381	2,456	3.1%
北陸	1月24日（火）	10～11時	515	564	9.6%	515	569	10.5%
関西	1月23日（月）	17～18時	2,476	2,652	7.1%	2,574	2,813	9.3%
中国	1月17日（火）	9～10時	1,031	1,134	10.1%	1,057	1,225	15.9%
四国	1月23日（月）	18～19時	473	506	7.2%	491	542	10.4%
九州	1月23日（月）	18～19時	1,447	1,609	11.2%	1,479	1,610	8.9%
中西エリア	ー	ー	8,278	8,975	8.4%	8,497	9,215	8.5%
全国9エリア	ー	ー	15,125	16,365	8.2%	15,449	16,686	8.0%
沖縄	2月11日（土）	19～20時	101	142	40.9%	116	165	41.5%
全国10エリア	ー	ー	15,226	16,508	8.4%	15,565	16,851	8.3%

※1：2010年度の実績をベースに厳寒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1月厳寒H1需要。
第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成28年10月6日）で報告。
※2，3：エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第8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。
※　最大需要、供給力は、送電端電力。

電力広域的運営推進機関
OCCTO

２０１６年度冬季：各エリア最大需要日の需要実績

■ 各エリアの冬季最大需要日の需要実績の合計は、15,226万kWであり厳寒を前提に想定した需要15,565万kWを339万kW下回った。

■ 実績と想定の差分の内訳では、前提とした厳寒より気温が高いエリアが多かったことによる気温影響（▲445万kW）と省エネを含む節電影響等（▲99万kW）が需要を押し下げているが、経済の回復等による経済影響（205万kW）が需要減少を抑制している。

（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（想定）	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116	15,565
最大需要（実績）	6,847	519	1,371	4,957	8,278	2,337	515	2,476	1,031	473	1,447	15,125	101	15,226
実績－想定	▲ 105	▲ 2	▲ 31	▲ 72	▲ 219	▲ 44	0	▲ 98	▲ 26	▲ 18	▲ 32	▲ 324	▲ 15	▲ 339
気温影響	▲ 113	2	▲ 36	▲ 79	▲ 325	▲ 94	1	▲ 77	▲ 65	▲ 13	▲ 77	▲ 437	▲ 8	▲ 445
経済影響	57	3	11	43	156	58	1	11	40	▲ 2	48	212	▲ 8	205
上記以外の要因（節電影響等）	▲ 49	▲ 7	▲ 6	▲ 36	▲ 50	▲ 8	▲ 2	▲ 33	▲ 1	▲ 4	▲ 3	▲ 99	0	▲ 99

＜想定の前提＞
・気温影響　：2011年度並みの厳寒を想定。但し、北海道は2010年度、東京・東北は2013年度、沖縄は2015年度並みの厳寒を想定。
・経済影響　：各エリアで直近の経済見通し（GDP、鉱工業生産指数）等を踏まえて想定。
・節電影響：各エリアで2015年度の節電実績にアンケート調査で把握した定着率を乗じて想定。

２０１６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24日18時~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通り。

エリア	実績					厳寒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（万kW）	供給力※2（万kW）	予備率※3
北海道	1月24日（火）	18～19時	508	596	17.3%	521	606	16.2%
東北			1,355	1,577	16.4%	1,402	1,515	8.0%
東京			4,846	5,219	7.7%	5,029	5,350	6.4%
東3エリア			6,709	7,392	10.2%	6,952	7,470	7.5%
中部			2,278	2,411	5.8%	2,381	2,456	3.1%
北陸			500	537	7.4%	515	569	10.5%
関西			2,446	2,656	8.6%	2,574	2,813	9.3%
中国			997	1,113	11.6%	1,057	1,225	15.9%
四国			459	497	8.4%	491	542	10.4%
九州			1,430	1,589	11.1%	1,479	1,610	8.9%
中西エリア			8,110	8,803	8.5%	8,497	9,215	8.5%
全国9エリア			14,819	16,196	9.3%	15,449	16,686	8.0%
沖縄			93	159	71.6%	116	165	41.5%
全国10エリア			14,911	16,354	9.7%	15,565	16,851	8.3%

※1：2010年度の実績をベースに厳寒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1月厳寒H1需要。
第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成28年10月6日）で報告。
※2，3：エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第8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。
※　最大需要、供給力は、送電端電力。

２０１６年度冬季：全国最大需要日の供給力実績
(1月24日18時から19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は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（304万kW）はあったものの、出水や風況による供給力は事前の保守的想定に対し200万kW上回った。
- また、火力の需給停止313万kWは需要が想定より下回ったことから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	16,354	16,835	▲481		
原子力	179	170	+9		川内原発、伊方原発の定格熱出力一定運転による
火力	12,141	12,668	▲527	計画外停止※2　▲266	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
				需給停止※3　▲313	
				その他※4　+52	
水力	1,069	972※5	+97		想定より出水に恵まれたことによる（計画外停止　▲3万kW含む）
揚水	1,870	1,861	+9		需給状況を考慮した日々の運用による（計画外停止　▲35万kW含む）
太陽光	0	0※6	0		風力の出力比率が想定以上になったことによる（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	121	15	+106		
地熱	28	28	0		
その他※7	946	1,121	▲175		

※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等を含む。
※5　一部未計上の供給力があったため、前回想定値から数値を変更した。
※6　太陽光については、全国最大が18時-19時であったことから、想定の供給力もゼロ評価とした。※7　需給検証において供給計画以外のデータ収集を行った事業者以外の供給力。

（余　白）

２０１６年度冬季：冬季最大の計画外停止について（2017年2月21日）

- 2017年2月21日（火）10時44分頃、275kV上越火力線1･2号線ルート断による中部電力の上越火力2系列（227万kW※1）の電源脱落が発生した。

- さらに、需要が想定を上回ったことから広域機関では、17時～20時の間、北陸電力、関西電力、中国電力および九州電力から中部電力に対して、最大140万kWの融通指示を実施し、その結果、需給ひっ迫を回避することができた。

- なお、当該日は、上越火力のほかにも、中国エリアにおいて、三隅火力1号機（95万kW※1）、四国エリアにおいて、電源開発橘湾火力2号機（99万kW※1）の脱落が発生するなど、全国最大需要ピーク19時断面では、計画外停止の合計は2016年度冬季の最大値897万kW※2となったが需給上の問題はなかった。

※1　定格出力（送電端）
※2　12月～2月の日別の平均は443万kW

（参考）中部エリア系統図および当日の需給状況

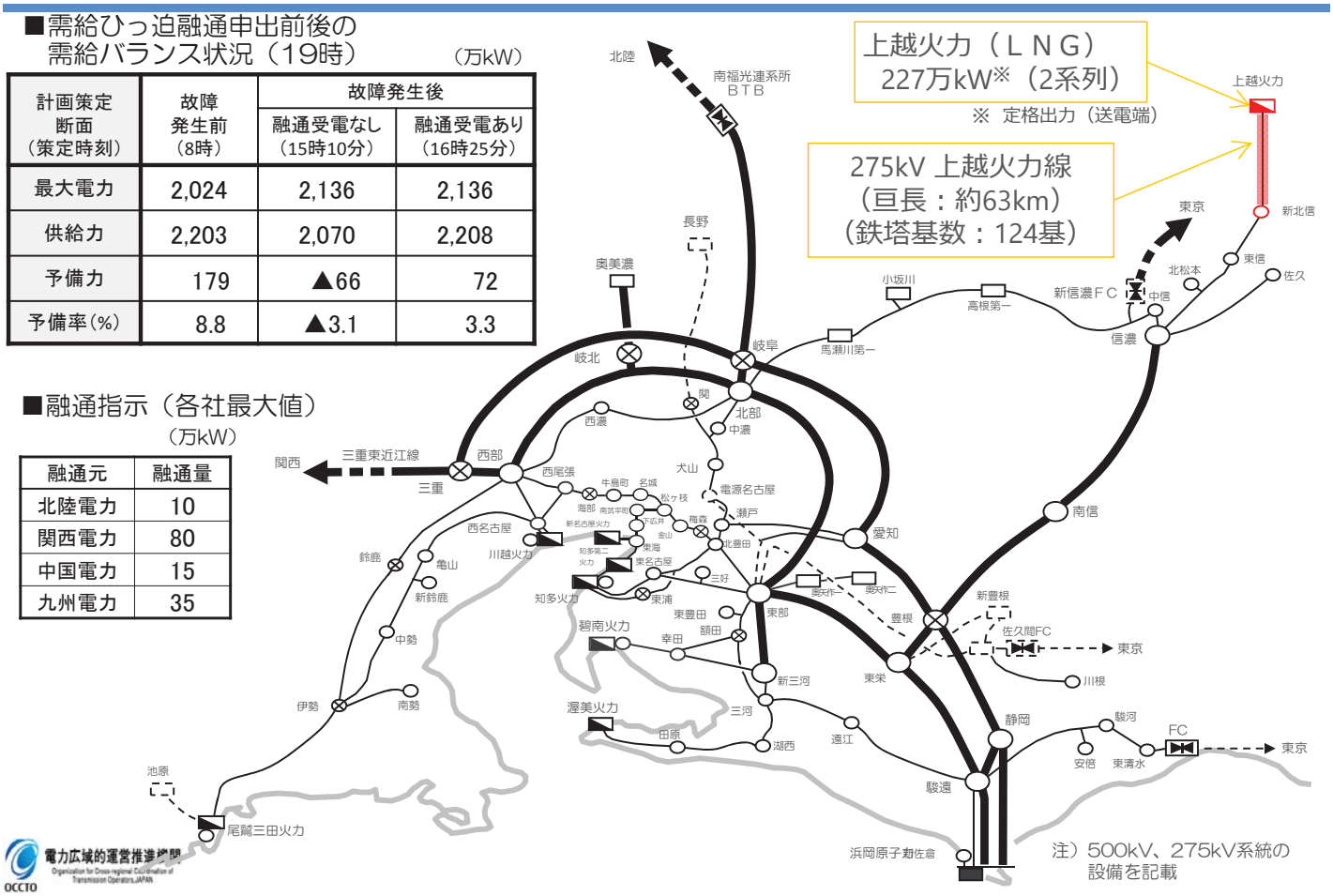
電力広域的運営推進機関　第15回調整力及び需給バランス評価に関する委員会資料2-1 参考資料２（2017年4月6日）より抜粋して一部追記

■需給ひっ迫融通申出前後の需給バランス状況（19時）　（万kW）

計画策定断面（策定時刻）	故障発生前（8時）	故障発生後 融通受電なし（15時10分）	故障発生後 融通受電あり（16時25分）
最大電力	2,024	2,136	2,136
供給力	2,203	2,070	2,208
予備力	179	▲66	72
予備率（%）	8.8	▲3.1	3.3

■融通指示（各社最大値）
（万kW）

融通元	融通量
北陸電力	10
関西電力	80
中国電力	15
九州電力	35



（参考）北海道エリアにおいて行われた需給対策

- 前回需給見通しにおいて北海道エリアにおいては、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2016年度冬季見通し時点で確認していた。
- これに対し北海道電力においては、需要対策として、通告調整契約等※を想定（17万kW）を上回る18万kWの契約を確保し、需給ひっ迫時に備えていた。
- 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はなかった。

※ 操業調整型・自家発対応型通告調整契約、当日型通告調整契約

（北海道電力株式会社作成）

＜万が一の需給ひっ迫時への対策＞

契約種別	内 容	2015年度冬季実績	【参考】2016年度冬季見通し（2016年10月6日時点）	2016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270口 約15万kW	約190口 約12万kW	約220口 約13万kW
当日型通告調整契約	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
アグリゲータ事業者様の活用	中小ビル・工場等の省エネを管理・支援する事業者（アグリゲータ事業者様）にご協力いただき電力需要の削減を図る。	2社 約0.01万kW	応募者受付中	1社 約0.01万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2,100口	加入依頼中	約840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。	14口	加入依頼中	8口

＜その他の需要対策＞

需要抑制事業プラン	事業者様より需要抑制に結びつくプランを募集。（2015年度冬季の例：デマンド監視装置を設置している顧客に対し需要抑制をおこなう）	1社 約0.01万kW	応募者受付中	1社 約0.03万kW

２０１６年度冬季電力需給実績：まとめ

- 2016年度冬季の需要想定にあたっては、厳寒リスクを考慮し、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、実際には前提としたほどの厳寒とはならなかった。加えて、節電等の影響もあり、全国大で見れば需要は想定を下回り、全国最大需要日の実績は、事前の想定15,565万kWに対し、14,911万kWであった。
- 一方、全国最大需要日の供給力（送電端実績）の合計は16,354万kWであり、予備率は9.7%であった。同日における計画外停止は304万kW（予備率への影響は▲2.0%）であったが、事前の想定から、出水や風況による供給力の増加があったこと、需要の減少に対応した火力の需給停止を313万kW実施しており、安定した状況であったと言える。

第２章　2017年度夏季の電力需給の見通し

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

２０１７年度夏季見通し：検証の前提

■ 需要

- 今回から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（参考資料参照）。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及び昨年度上期の供給量が1．45億kWh以上の小売電気事業者　計41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）
  - 平成29年度供給計画で、平成28年度末時点の発電出力合計が50万kW以上の発電事業者　計15社
    （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、従来と同様も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考慮し、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、北海道エリア、北陸エリア、中国エリア及び四国エリアについては2010年度並み、東北エリア、東京エリア及び中部エリアについては2015年度並み、関西エリア及び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2009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。（調達先未定）

※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年度夏季見通し：評価結果

■ 猛暑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を考慮し、エリア間取引※1を活用することで、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。

※1　供給計画時点では、供給力に計上していなかった未契約のエリア間市場取引や相対取引。

2017年度夏季需給バランス（猛暑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,%）

【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	7,724	498	1,510	5,717	9,917	2,675	593	2,896	1,331	644	1,779	17,641	212
最大電力需要	7,348	426	1,372	5,550	8,991	2,568	522	2,671	1,095	530	1,606	16,340	152
	(7,398)			(5,600)	(9,037)	(2,587)		(2,688)			(1,616)	(16,435)	
供給予備力	376	71	139	167	925	107	71	225	236	114	172	1,301	60
供給予備率	5.1	16.7	10.1	**3.0**	10.3	4.2	13.7	8.4	21.6	21.4	10.7	8.0	39.9

【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	7,795	511	1,540	5,744	9,809	2,645	544	2,888	1,347	632	1,755	17,604	218
最大電力需要	7,377	446	1,381	5,550	8,991	2,568	522	2,671	1,095	530	1,606	16,369	152
	(7,427)			(5,600)	(9,037)	(2,587)		(2,688)			(1,616)	(16,465)	
供給予備力	417	65	159	193	818	77	22	217	252	102	149	1,235	66
供給予備率	5.7	14.7	11.5	3.5	9.1	**3.0**	4.3	8.1	23.0	19.2	9.3	7.5	43.7

【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	7,172	495	1,357	5,320	9,295	2,655	510	2,726	1,208	579	1,619	16,468	215
最大電力需要	6,714	431	1,317	4,965	8,240	2,359	486	2,450	973	504	1,468	14,954	146
	(6,764)			(5,015)	(8,286)	(2,378)		(2,467)			(1,478)	(15,050)	
供給予備力	458	64	40	355	1,055	296	24	275	235	75	151	1,514	69
供給予備率	6.8	14.8	3.0	7.1	12.8	12.5	4.9	11.2	24.1	14.8	10.3	10.1	47.3

※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、東京（7月）、中部（8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。

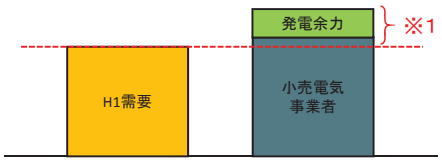
（参考）エリア間取引可能量の算出について

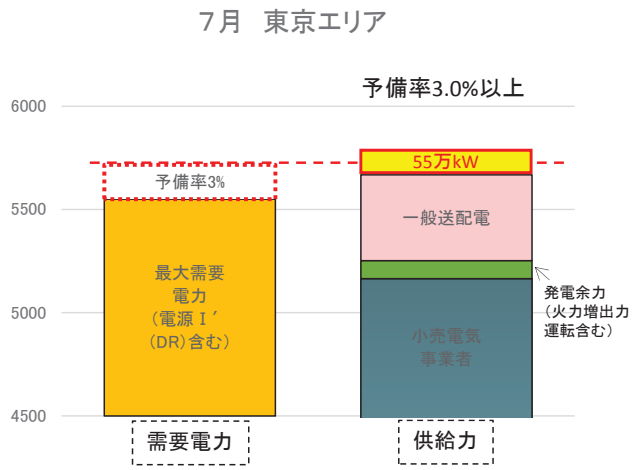
■ 猛暑H1時においては、各エリアの事業者の余力（発電事業者の発電余力、小売電気事業者の予備力）は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高い。

■ そこで、エリア間取引も考慮して、東京エリア（7月）、中部エリア（8月）の予備率がどの程度確保できるかを試算したところ、予備率3%以上を確保できる見通しとなった。下図は、東京エリア（7月）の算出例。

エリア間取引については、各エリアの事業者の余力が連系線の空容量の範囲内で取引されることを想定してその可能量を算出し、不足エリアが予備率3%程度を確保するまでの量を考慮している。

	北海道・東北エリア	中西6エリア
エリア事業者余力※1	28万kW	244万kW
東京向け連系線空容量	136万kW	27万kW
他エリアからの取引で賄う場合の供給力	28万kW	27万kW
	55万kW	





※1　エリアの小売電気事業者供給力と発電事業者の発電余力の合計から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）

（参考） 需給バランス見通しにおけるエリア間取引（猛暑H1）

- 電源Ⅰ´、火力増出力運転及びエリア間取引を考慮した場合の試算結果を示す。
- これにより、東京、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年度夏季需給バランス（猛暑H1）〈電源Ⅰ´、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

【7月】	北海道		東北		東京		中部		関西		中国		四国
供給力	498	＋7 →	1,510	＋7 →	5,717	＋26 ←	2,675	＋26 ←	2,896	＋26 ←	1,331	＋4 ←	644
（うちエリア間取引による増減）	(−7)				(+33)						(−22)		(−4)
最大電力需要	426		1,372		5,550		2,568		2,671		1,095		530
供給予備力	71		139		167		107		225		236		114
供給予備率	16.7		10.1		3.0		4.2		8.4		21.6		21.4

【8月】	中部		関西		中国
供給力	2,645	＋1 ←	2,888	＋1 ←	1,347
（うちエリア間取引による増減）	(+1)				(−1)
最大電力需要	2,568		2,671		1,095
供給予備力	77		217		252
供給予備率	3.0		8.1		23.0

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。
・四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

２０１７年度夏季見通し：追加検証（猛暑Ｈ１時の N-1設備故障）

- 猛暑H1需要発生時において、発電機の1台停止あるいは送電線1回線事故等の単一故障（N－1故障）が発生した場合の需給バランスについても検証した。
- 予備率3%に対して不足分が大きなエリアは、東京の7、8月，中部エリアの8月であるが、本機関によるひっ迫時の融通指示まで含めた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%確保可能を確認した。

供給力減少リスク要因と、供給予備力（H1）との比較※1

（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	56	60	98	96	65	86	95	85	85	23
リスク	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（猛暑H1）		3	37	−209	−66	−9	58	109	12	40	33

【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	56	60	98	96	64	86	95	85	85	24
リスク	送電線N－1故障による最大脱落量※2	－	－	203	－	－	－	－	－	－	－
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力（猛暑H1）		−4	57	−176	−96	−58	51	124	0.2	16	38

【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	98	96	65	86	95	85	85	24
リスク	送電線N－1故障による最大脱落量※2	－	－	152	－	－	－	－	－	－	－
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力（猛暑H1）		−15	−60	54	129	−55	116	111	−26	22	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
猛暑H1需要時 エリア予備率3%超過量※3	7月	57	79	0	0	52	121	197	95	102
	8月	51	98	0	0	6	115	213	83	78
	9月	50	0	108	205	9	180	199	57	84

※3：電源Ⅰ´及び火力増出力運転考慮前の値 （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

■ 東京・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※			効果量（万kW）			算定根拠	備考
			東京		中部		
			7月	8月	8月		
エリア間取引（FC活用なし）			50Hz		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
			28	43	244		
エリア間取引（FC活用分）			60Hz		50Hz		
			27	11	43		
小計	エリア間取引による需給対策	FC活用なし	28	43	244		
		FC活用あり	55	54	287		
本機関による逼迫時の指示			50Hz			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
			108	105	26		
			60Hz				
			79	83	38		
小計	本機関による需給対策		187	189	64		
合計			242	243	351		

※各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

２０１７年度夏季電力需給見通し：まとめ

■ 2017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´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。

■ 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、本機関による需給ひっ迫時の供給指示等の追加的な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。

需給検証における
需要想定方法の見直しについて

※電力広域的運営推進機関　第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成29年4月6日）
資料2－1参考資料4を抜粋、一部追記、修正

今回の需給検証における需要想定方法について

■2017年度　夏季需要の想定について

　第1回　電力・ガス基本政策小委員会（H28.10.18）の整理を踏まえ、今回から供給計画の前提となるH3需要想定をベースに厳気象影響を考慮したH1需要を想定する方式とした。

　なお、平成29年度供給計画については3月30日に経済産業大臣へ送付済み。

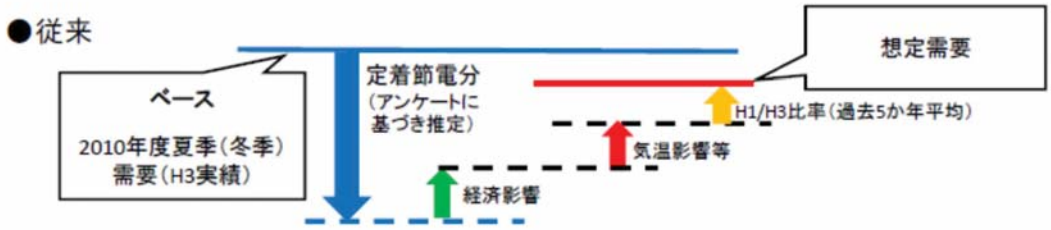
（参考）前回需給検証時に需要想定方法の見直しを提案

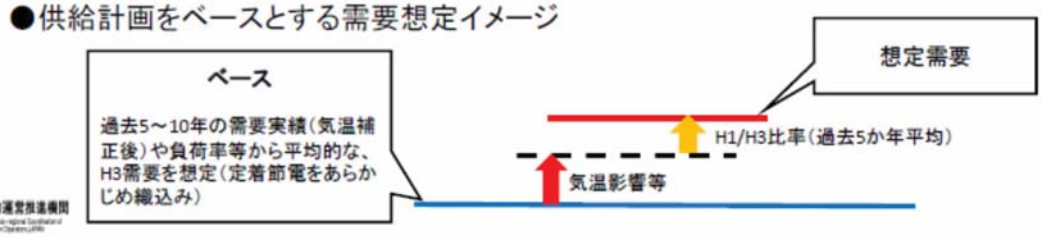
課題：需要想定方法の見直し

19

■ 今後、当機関が、夏季及び冬季の需給検証の作業を引き続き担っていくに当たっては、需要想定の手法を、当機関が供給計画の取りまとめ等において実施している方法に変更し、需給バランス評価の一貫性を確保することとしたい。

■ 具体的には、節電が定着している程度や、経済見通しによる需要の変動など様々な要因について、エリアごとの特性をより適切に織り込めるよう、供給計画を需要想定のベースとする。



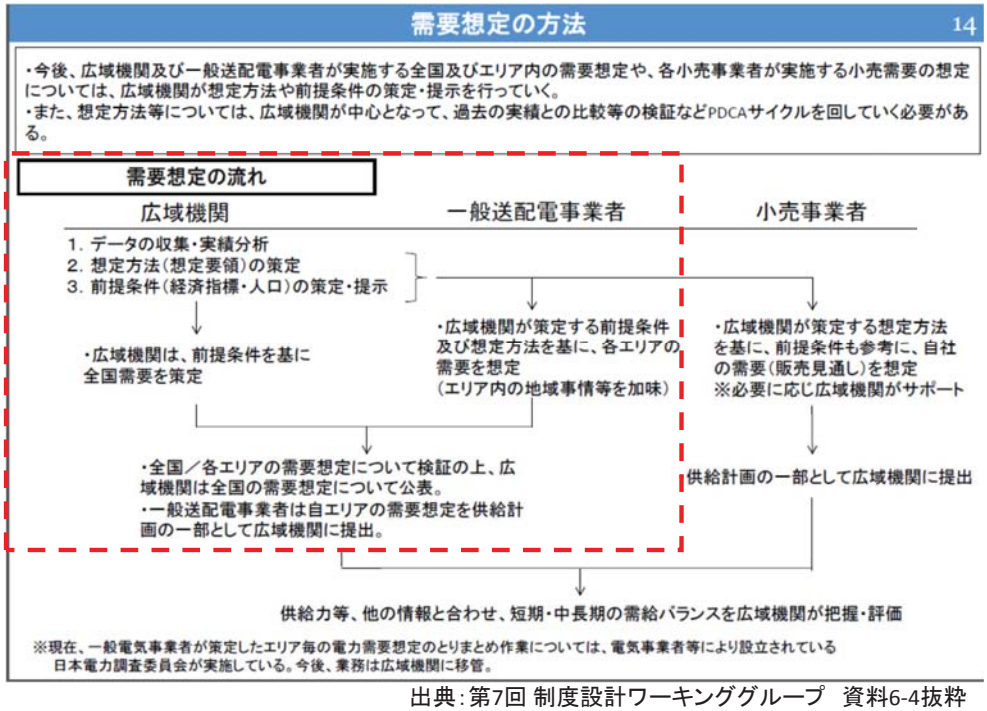


出典：総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会　電力・ガス基本政策小委員会（第1回）　資料7抜粋

供給計画の需要想定フロー

■ 供給計画の需要想定は、業務規程に定める通り、以下のフローに従い一般送配電事業者が供給区域内の地域特性を反映した供給区域需要（※）を想定し、その内容を電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が確認し策定している。

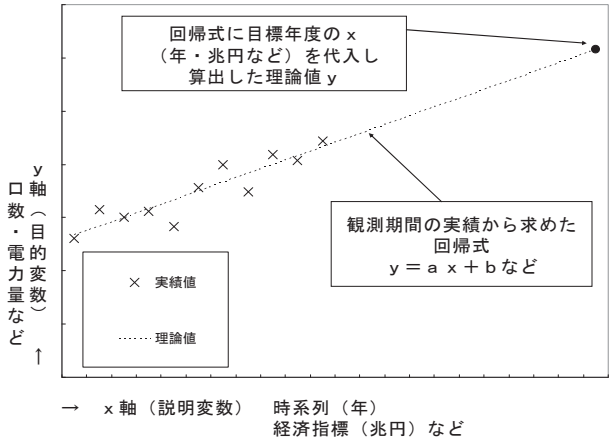
※供給区域需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者、一般送配電事業者及び登録特定送配電事業者が一般送配電事業者の流通設備に接続する一般の需要に応じて供給する電気の量。

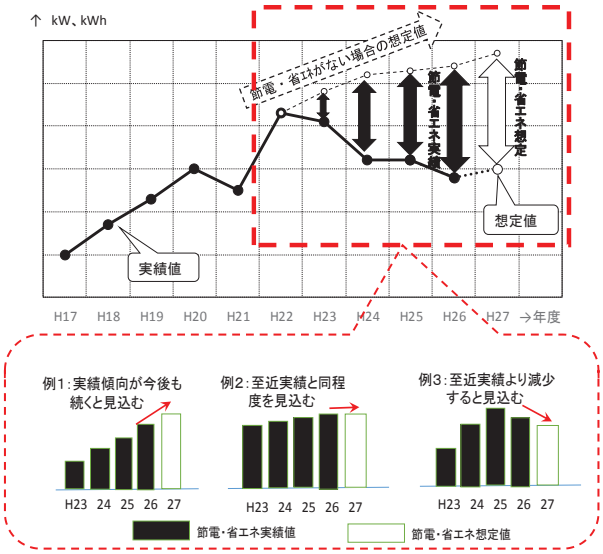


出典：第7回 制度設計ワーキンググループ　資料6-4抜粋

供給計画の需要想定の考え方と特徴

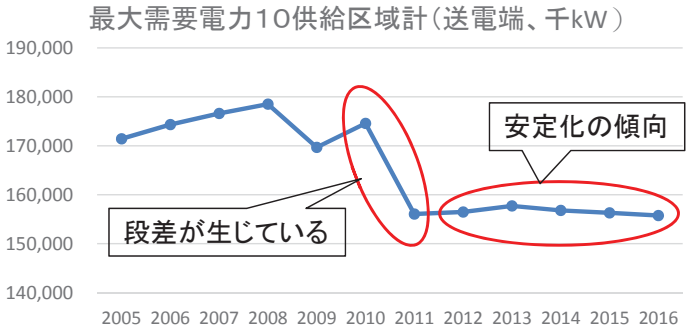
- 供給計画における供給区域需要想定の考え方は以下のとおり。
- 広域機関が策定・公表する経済見通しなどの前提条件や需要実績を用いた回帰分析により一般送配電事業者が需要を想定する。（下図左）
  - 東日本大震災以降は、需要傾向に段差が生じ回帰分析による需要想定が難しくなったことから、一時的に節電や省エネが無かったとした場合の需要を想定し、節電や省エネ相当を別途反映させている。（下図右）
- 供給計画の需要想定は、実績の回帰分析による方法のため、実績傾向を反映しやすいことが特徴となる。





需給検証の従来の需要想定の考え方

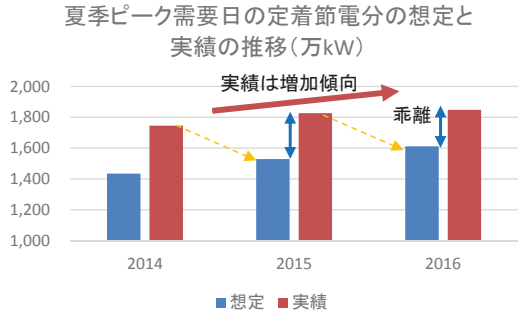
- 需要想定は、供給計画の需要想定のように実績の回帰分析による方法が望ましいが、下図のように東日本大震災で需要傾向に大きく段差が生じて、回帰分析が困難となったために、エネルギー・環境会議の需給検証委員会（平成24年4月23日より開催）において、これに代わる方法として需給検証の従来の需要想定が導入された。
- 需給検証の従来の需要想定では、P3で示したように、2010年度の夏季（冬季）最大需要（H3需要）を基準として、前年度の定着節電分の実績にアンケートで求めた定着節電率を乗じて定着節電分を算定し、経済影響、気温影響を反映した上で、H1需要を算定していた。



出典：広域機関公表の「全国及び供給区域ごとの需要想定（平成29年度）」より作成

需給検証の従来の需要想定の特徴

- 需給検証の従来の需要想定は、前年度実績に大きく影響を受ける想定方式であり、実績傾向が反映されにくい。
- アンケートにより算定される定着節電率は100%を超えないため、定着節電分は前年度の定着節電分の実績値以下となり、下図のように至近の定着節電分の実績が増加しているような局面では、実績値との乖離が生じやすい。
  - 定着節電分が小さくなると需要想定値は大きくなるため、需給バランス評価をする上では、より厳しめの見方をしていることになる。
- また、アンケートに関しては必ずしも確定的な情報といえず、それに基づき算出している定着節電分も確実な節電量を算出できているわけではない。



出典：「電力需給検証報告書」記載のデータより作成

需給検証における望ましい需要想定方式

- 東日本大震災の影響による需要傾向の段差については、2012年度以降は解消して、需要実績は安定化の傾向を示しており、数年間の実績の回帰分析を用いる供給計画の需要想定の方が、より実態を反映した想定が可能となる。
- 供給計画の需要想定を需給検証に導入することで、供給計画と需給検証の双方で実施する需給バランス評価について一貫性が確保できる。
- 需給検証の従来の需要想定で用いられているアンケートは、必ずしも確定的な情報ではなく、確実な節電量を算出できない。
- 以上のような状況を鑑みて、本来の需要想定方法である供給計画の需要想定の方式に移行することが望ましいと結論づけた。

（参考）供給計画について①

■ **東日本大震災以降の状況**

震災以降、平成27年度供給計画まで、需要側の想定はされていたものの、供給力が見通せず、需給見通しとしては不明という状況が継続。

⇒ この間、国において、需給検証が行われていた。

■ **電力システム改革の進展にともなう状況変化**

平成27年度　電力広域的運営推進機関の設置
平成28年度　ライセンス制の導入

⇒ 平成28年度供給計画から、各事業者がライセンス区分に基づき広域機関に提出、取りまとめを広域機関にて実施。

【参考】平成28年度供給供計の取りまとめ状況

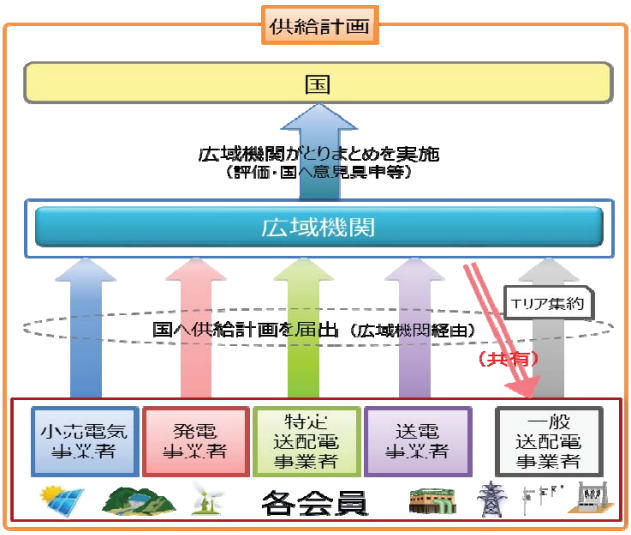
○ 改正電気事業法施行の時期と重なることから、取りまとめ業務等の経過措置が設けられた。事業者からの提出期限も4月以降であり6月29日に広域機関から経済産業大臣に送付した。

（参考）供給計画について②

■ **平成29年度供給計画の取りまとめ状況**

今回供給計画については、ライセンス制導入後2年目でもあり、各事業者から提出された供給計画を広域機関にて取りまとめ本来の予定通り3月末までに経済産業大臣に送付済み。

供給計画の提出の流れ



供給計画等の提出時期

供給計画の提出期限	
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）から広域機関への供給計画提出期限	3月1日
②一般送配電事業者から広域機関への供給計画提出期限	3月25日
③広域機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

※1　平成29年度供給計画については938者を対象に取りまとめを行った。詳細については下記参照
http://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/20170330_kyokyukeikaku_torimatome.html

別紙4

2017年度夏季の電力需給対策について

２０１７年　５月　１２日
電力需給に関する検討会合

2017 年度夏季の電力需給見通しについては、経済産業省の総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会の下に設置した「電力・ガス基本政策小委員会」において、電力広域的運営推進機関からの報告を踏まえつつ、第三者の専門家による検証を行った。

政府としては、いかなる事態においても、国民生活や経済活動に支障がないよう、エネルギー需給の安定に万全を期すべく、電力・ガス基本政策小委員会による需給見通しを踏まえて、2017 年度夏季の電力需給対策を決定する。

1. 2017 年度夏季の電力需給見通し

2017 年度夏季の電力需給は、10 年に1回程度の猛暑を想定してもなお、東日本、中西日本のブロック単位での予備率が3%以上で十分にあり、電力広域的運営推進機関によるひっ迫時の融通によらずとも、全エリアで電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しである。

ただし、火力発電に大きく依存しており、大規模な電源脱落や想定外の気温の上昇による需要増に伴う供給力不足のリスクがあることに十分留意が必要な状況である。

＜2017 年7月の電力需給見通し＞

(万kW)	東日本ブロック	北海道エリア	東北エリア	東京エリア	中西日本ブロック	中部エリア	関西エリア	北陸エリア	中国エリア	四国エリア	九州エリア	沖縄を除く全国	沖縄エリア
①最大電力需要	7,348	426	1,372	5,550	8,991	2,568	2,671	522	1,095	530	1,606	16,340	152
②供給力	7,724	498	1,510	5,717	9,917	2,675	2,896	593	1,331	644	1,779	17,641	212
③供給予備力②-①	376	71	139	167	925	107	225	71	236	114	172	1,301	60
供給予備率③÷①	5.1%	16.7%	10.1%	3.0%	10.3%	4.2%	8.4%	13.7%	21.6%	21.4%	10.7%	8.0%	39.9%

＜2017 年8月の電力需給見通し＞

(万kW)	東日本ブロック	北海道エリア	東北エリア	東京エリア	中西日本ブロック	中部エリア	関西エリア	北陸エリア	中国エリア	四国エリア	九州エリア	沖縄を除く全国	沖縄エリア
①最大電力需要	7,377	446	1,381	5,550	8,991	2,568	2,671	522	1,095	530	1,606	16,369	152
②供給力	7,795	511	1,540	5,744	9,809	2,645	2,888	544	1,347	632	1,755	17,604	218
③供給予備力②-①	417	65	159	193	818	77	217	22	252	102	149	1,235	66
供給予備率③÷①	5.7%	14.7%	11.5%	3.5%	9.1%	3.0%	8.1%	4.3%	23.0%	19.2%	9.3%	7.5%	43.7%

＜2017 年９月の電力需給見通し＞

(万kW)	東日本ブロック	北海道エリア	東北エリア	東京エリア	中西日本ブロック	中部エリア	関西エリア	北陸エリア	中国エリア	四国エリア	九州エリア	沖縄を除く全国	沖縄エリア
①最大電力需要	6,714	431	1,317	4,965	8,240	2,359	2,450	486	973	504	1,468	14,954	146
②供給力	7,172	495	1,357	5,320	9,295	2,655	2,726	510	1,208	579	1,619	16,468	215
③供給予備力②-①	458	64	40	355	1,055	296	275	24	235	75	151	1,514	69
供給予備率③÷①	6.8%	14.8%	3.0%	7.1%	12.8%	12.5%	11.2%	4.9%	24.1%	14.8%	10.3%	10.1%	47.3%

2. 2017 年度夏季の電力需給対策

（1）需給ひっ迫への備え

大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、以下の対策を行う。

①発電所等の計画外停止のリスクを最小限にするため、電気事業者に対して、発電設備等の保守・保全を強化することを要請する。

②電力広域的運営推進機関に対して、エリア内の需給状況を改善する必要があると認められる時は、速やかに、他の電気事業者に対して融通を指示する等の必要な措置を講じるよう要請する。

③電気事業者に対して、ディマンドリスポンス等、需要面での取組の促進を図るよう要請する。

④産業界や一般消費者と一体となった省エネキャンペーン等を実施し、2030 年度に向けた徹底した省エネの取組を進めていく。

（2）ひっ迫に備えた情報発信

①電力需給状況や予想電力需要についての情報発信を行う。

②上記の対策にもかかわらず、電力需給のひっ迫が予想される場合には、「需給ひっ迫警報」を発出し、節電の協力を要請する。