

平成30年度供給計画の取りまとめ について

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



本日の議論について

- 本機関は、3月末までに平成30年度供給計画を取りまとめるとともに、その内容について意見があるときは当該意見を付して国に提出することとなっている。
- 本日はまず、「需給バランス評価」の結果についてご報告する。
- その上で、この供給計画のとりまとめにおいて抽出した現状の課題についてご意見をいただきたい。

出所： 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5(一部追記)

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1→理事会	理事会	評議員会→理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末	(第1年度):前年度3月末～4月上旬 (第2～10年度)6月末	(第1年度):4月まで (第2～10年度):12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	<ul style="list-style-type: none"> 受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 <p>【需給バランス評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> 適正な供給力の確保状況※2を確認 	<p>【需給バランス評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> 供給計画に準じた需要及び供給力による評価 <p>【需給変動リスク分析】</p> <ul style="list-style-type: none"> 社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮 	<ul style="list-style-type: none"> 電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> 需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 <p>【需給バランス評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> 平年H3需要※3に対する基準 	<p>【需給バランス評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> STEP0と同じ <p>【需給変動リスク分析】</p> <ul style="list-style-type: none"> 厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5) 	<ul style="list-style-type: none"> 平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる 厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ) <p>上記を基本としつつ入札委員会で議論</p>

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

1. 供給計画について
2. 平成29年度供給計画の振り返り
3. 平成30年度供給計画の取りまとめに当たって
4. 平成30年度供給計画の取りまとめについて
5. 供給計画の取りまとめでの気付き事項
6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

- 供給計画とは、電気事業法第29条に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用についての計画であり、毎年、当該年度の開始前に、電力広域的運営推進機関(以下「本機関」という。)を經由して国に届け出ることとなっている。
- 本機関は、電気事業者から供給計画の提出を受けたときは、短期・中長期の電力需給の見通し、電源や送電線の開発計画等を取りまとめるとともに、その内容について意見があるときは当該意見を付して国に提出する。
- なお、国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないと認めるときは、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

2. 平成29年度供給計画の振り返り

2-1. 2017年度の需給バランス実績(夏季8月の最大3日平均)

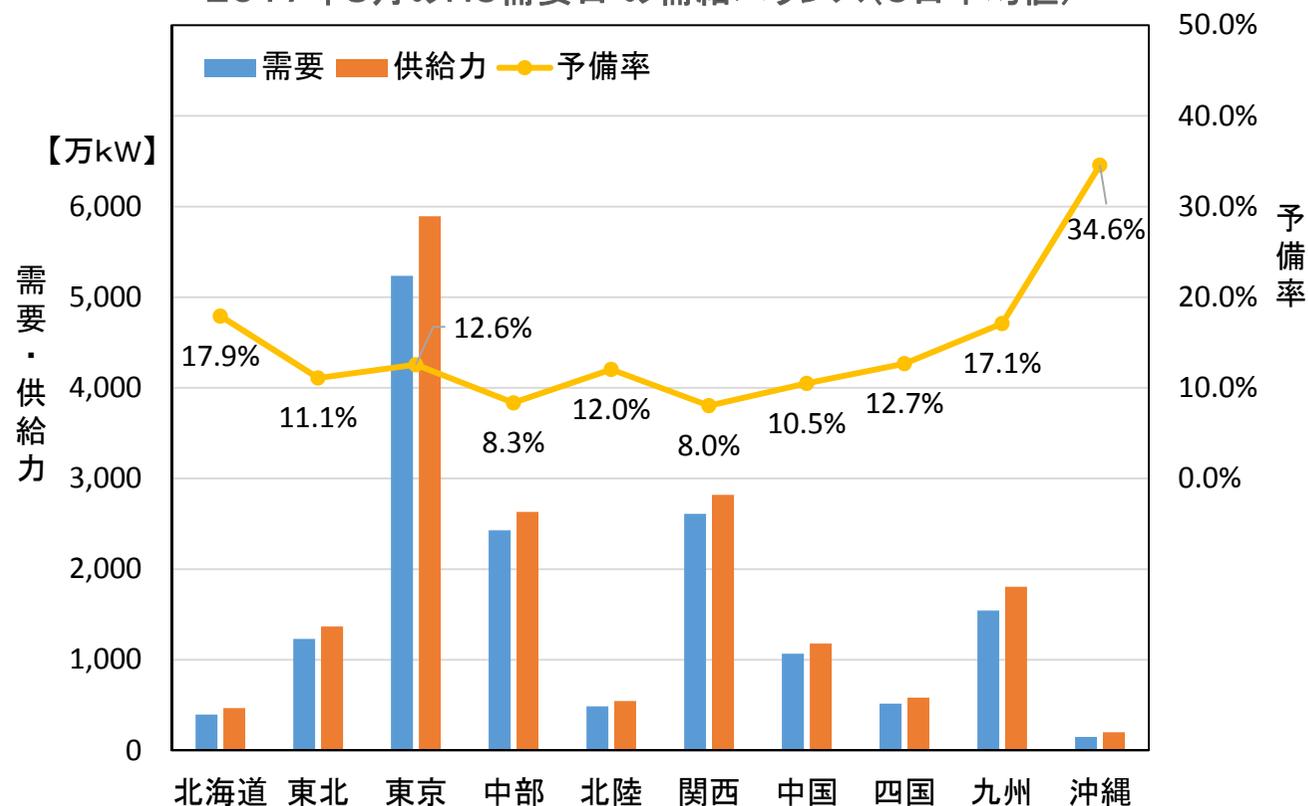
- 2017年8月のエリアの最大3日平均電力発生日の需給バランス※1を以下に示す。
- 全エリアで、当日断面において最低限必要な予備率（3%以上※2）を確保できていた。

※1) 広域機関システムにて公表している以下のデータを使用

- 需要実績：8月のエリア最大3日平均電力（以下「H3需要」と記載）
- 供給力実績：8月のエリア最大3日平均電力発生日の当日供給力（3日平均値）

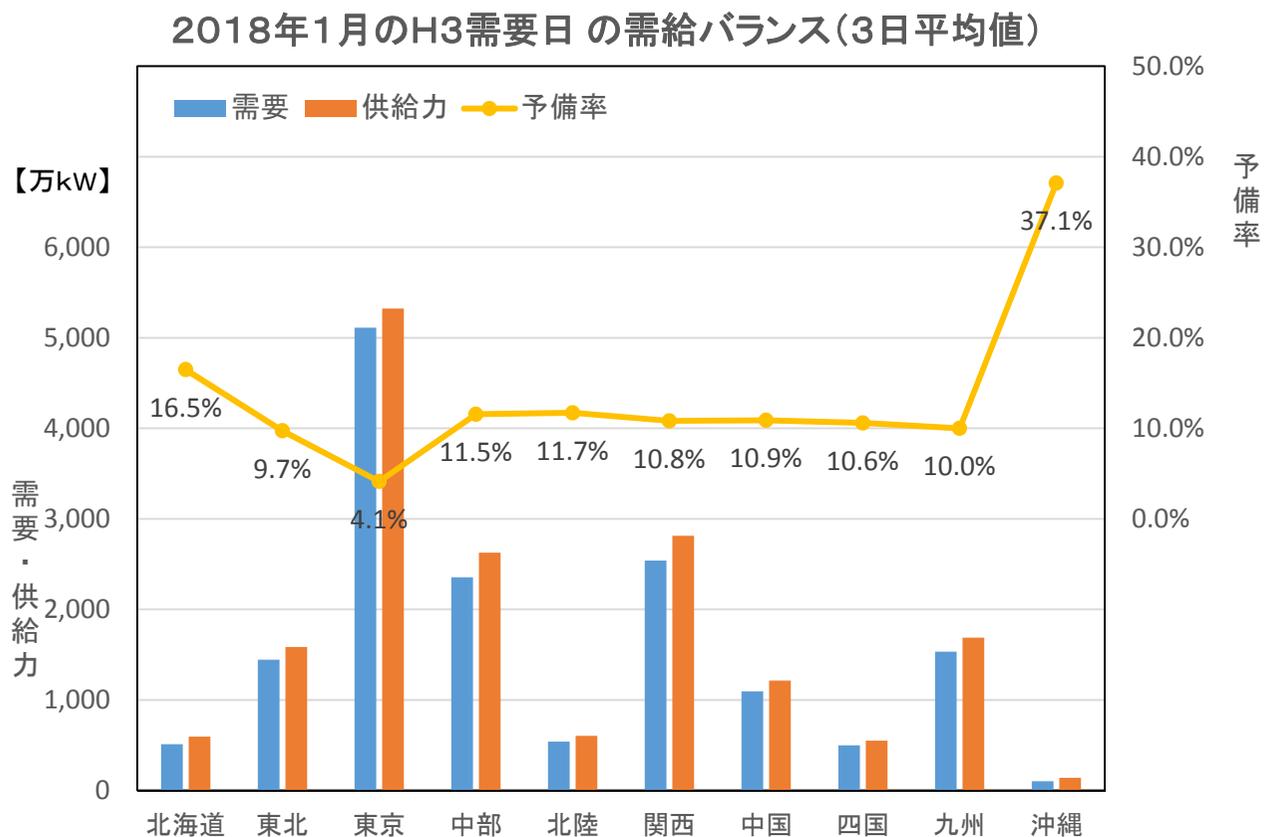
※2) 沖縄エリアは最大電源ユニットと周波数制御機能あり調整力(電源I-a)を除く供給力が需要を上回ること。
(エリア需要の20.2%以上)

2017年8月のH3需要日の需給バランス(3日平均値)



2-1. 2017年度の需給バランス実績(冬季1月の最大3日平均)

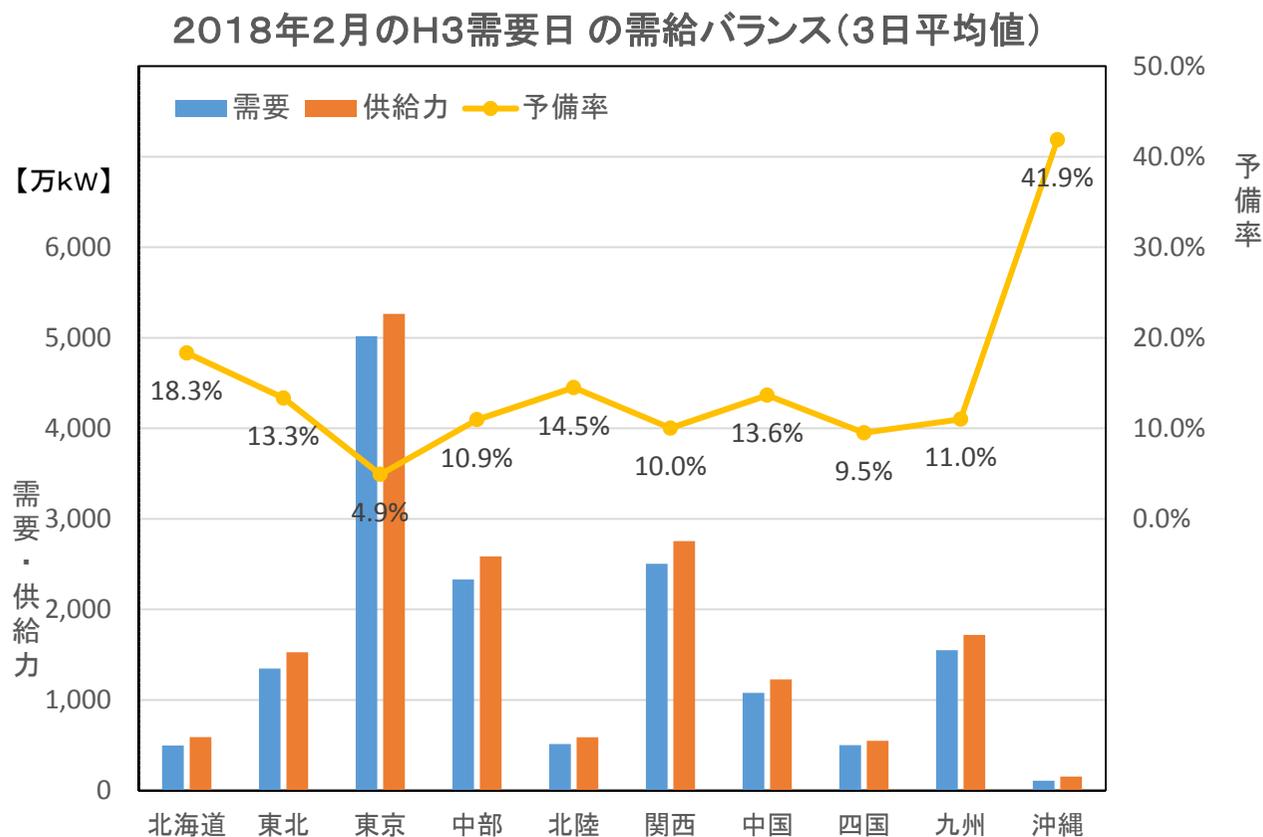
- 2018年1月のエリアの最大3日平均電力発生日の需給バランスを以下に示す。
 - 低気温・降雪などの影響により、東京エリアでは需給がひっ迫し、他エリアから東京エリアへ電力融通を行う（1月23日～26日）などの対応を行った※。その結果、当日断面における予備率は最低限必要な予備率（3%以上）を確保できていた。
- ※融通に至った要因等は、次回以降の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で別途報告予定



2-1. 2017年度の需給バランス実績(冬季2月の最大3日平均)

- 2018年2月のエリアの最大3日平均電力発生日の需給バランスを以下に示す。
- 1月下旬に引き続き(前頁)、2月に入っても低気温・降雪などの影響により、東京エリアでは需給がひっ迫し、他エリアから東京エリアへ電力融通を行う(2月1日~2日、22日)などの対応が必要であった※。その結果、当日断面における予備率は最低限必要な予備率(3%以上)を確保できていた。

※融通に至った要因等は次回以降の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で別途報告予定



- 平成29年度供給計画の取りまとめでは、電力自由化の進展や再生可能エネルギーの増大に伴い、今後の電力安定供給のための供給力及び調整力確保という観点から、供給計画の取りまとめに、以下3点の意見を付して、経済産業大臣へ提出を行った。

1. 容量市場創設の必要性がより鮮明に

(概要)

- 供給計画の取りまとめにおいて、事業者間競争の激しいエリアで、相対的に予備率が低下している事実が判明。
- 今後の更なる競争の進展に伴い、次第に需給がひっ迫し、ひいては電力市場価格の乱高下や電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合の電力市場価格が高値で推移する可能性も否定できない。
- このため、本機関は国と協力しながら、電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいて示されたスケジュールどおりに容量市場が創設されるよう、引き続き検討を進めていくことが必要。



【検討状況】

- 平成29年3月に当機関内に「**容量市場の在り方等に関する勉強会**」を立ち上げ、容量市場の創設に向けた詳細設計の開始に先立ち、事務局及び各委員の間で、関連情報の収集及び共有化を図り、知識を深める等の準備を進めた。
- 同年8月に当機関内に「**容量市場の在り方等に関する検討会**」を立ち上げ、現在、国の審議会とも連携しながら詳細設計を進めている。

2. 広域運用における再生可能エネルギーの出力抑制回避に向けた対応について

(概要)

- 供給計画の取りまとめにおいて、再生可能エネルギー(特に太陽光発電)の設備量は年々増加傾向にあることがわかり、今後、離島以外でも再生可能エネルギーの出力抑制が行われる可能性がある。
- このため、国において、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に向け、他エリアの下げ調整力を使用するために必要な仕組み※や、連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等についての検討が必要。

※他エリアにおいて、経済性によることなく、最低負荷がより小さい火力設備を運転(例えば石炭設備を停止して石油設備を運転)することや、本来は上げ調整力に活用すべき揚水の上池容量を空けておくことなどにより、下げ調整力を準備した場合の費用回収の在り方など



【検討状況】

- 国は、平成29年5月に「再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会」を立ち上げ、同年7月に、当研究会において、再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する論点を整理した。
- これを受け、国は、平成29年12月に「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」を立ち上げ、系統設備維持・形成の在り方や適切な調整力の確保に向けた具体的な検討をスタートさせたところ。
- 当機関でも、軽負荷期における優先給電ルールによる電源抑制の可能性と、長周期広域周波数調整の必要な時期等について確認するとともに、併せて「需給調整市場検討小委員会」などを立ち上げ、需給調整市場の検討を進めているところ。

3. 実効性のある調整力確保の仕組みについて

(概要)

- 供給計画の取りまとめにおいて、太陽光発電等の導入が拡大し、調整電源の必要性が高まっている一方、発電電力量に占めるLNG火力及び石油火力等の割合は、今後、減少していく傾向が認められた。
- こうした中、一般送配電事業者が、調整力公募等の既存の仕組みや、新たに創設する予定の市場(容量市場や需給調整市場)などを通じて、広域調達の選択肢も含め、確実かつ経済合理的に調整力を確保できる仕組みを整備していく必要がある。
- 本機関としては、広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件の検討など技術的な検討を進め、国においても、引き続き、基本的な考え方を整理するとともに、本機関と連携して制度設計について検討を進められたい。



【検討状況】

- 国の審議会にて、2020年度を目安に需給調整市場を創設する方針が示され、その検討において、広域機関が技術的検討を担当し、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と一体的に検討を進めることとなった。
- 現在、国では、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会の中の**電力・ガス基本政策小委員会(及び、そのもとに設置された制度検討作業部会)**にて検討が進められている。
- 当機関では、平成29年3月に、当機関が主催する「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」のもとに「**調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会**」を立ち上げ、技術的検討を進めてきた。平成30年2月には、需給調整市場に関する事項全般について技術的課題も含めて審議する「**需給調整市場検討小委員会**」を立ち上げ、検討を深めている。

3. 平成30年度供給計画の取りまとめに当たって

- 昨年度は、電気事業者938者を取りまとめた。その後、この1年で電気事業者登録数は更に増え、本年度は1125者を取りまとめている。
- 昨年度の取りまとめ作業の中では、供給計画・需給バランス評価の在り方について4点の気付き事項を抽出した。
- これら4点については、供給計画届出様式の中に取り込むには抜本的な仕組みの変更（法令改正）が必要なものもあることから、当年度の供給計画については、この取りまとめの中で検討を加え、評価を行った。

5. 供給計画の取りまとめでの気付き事項

再生可能エネルギーの大量導入などによる電源構成の変化や、新規事業者の参入動向及び各種制度の変更等もあり、供給計画の取りまとめを通じて、供給計画・需給バランス評価の在り方について、以下の課題を認識した。

(1) 需給バランス評価断面の扱い

点灯帯など、供給予備率が最大需要発生時より低下する断面の評価を実施することが必要ではないか。(37, 38頁参照)

(2) 最小需要時(軽負荷期)における需給バランス評価の必要性

既に離島で生じている再生可能エネルギーの抑制が、離島以外でも発生する可能性があることから、最小需要での需給バランス評価を供給計画で実施又は確認できるようにすることが必要ではないか。(46頁参照)

(3) 供給計画で補足できない供給力の把握方法

供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源などについて、その供給力を供給計画の取りまとめで捕捉し、一体的に評価できるようにすることが必要ではないか。(36頁参照)

(4) 連系線利用ルール変更に伴うエリアを越えた供給力確保状況の確認方法

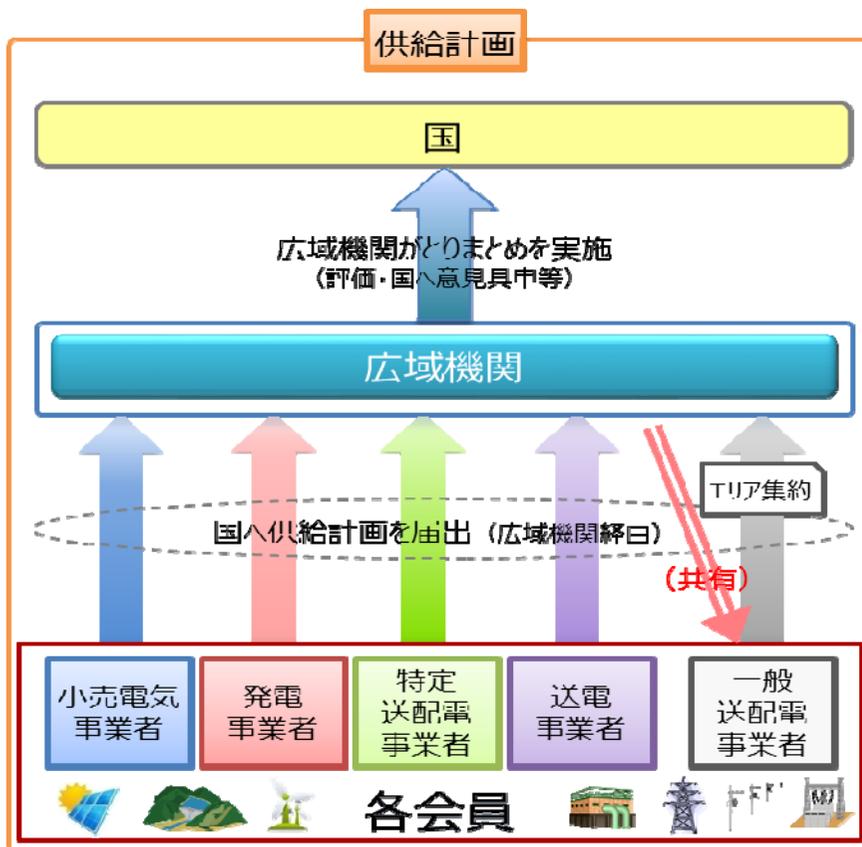
新しい連系線利用ルールでは、エリアを跨ぐ供給力はすべて前日スポット市場で取り引きされることになるが、契約に基づき計上する現状のルールでは、前日スポット取引は供給計画に計上できないため、この供給力の扱いについて整理が必要ではないか。

これらの課題を解決するため、今後の供給計画の在り方やその評価方法等について、国と連携して検討する必要がある。

出典：平成28年度第6回
評議員会資料 平成29年
度供給計画の取りまとめ
について(平成29年3月2
8日)から抜粋

- 平成30年度供給計画の提出及び取りまとめスケジュールは以下のとおり。

供給計画の提出の流れ



供給計画等の提出時期*

*事業者の提出期限は送配電等業務指針にて規定

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)から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③ 本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

()内は本機関への供給計画案の提出期限

●平成30年度供給計画取りまとめ事業者数※

事業者ライセンス	平成30年度供給計画 取りまとめ	(参考)平成29年度供給 計画取りまとめ
発電事業者	642	542
小売電気事業者	448	367
登録特定送配電事業者	19	16
特定送配電事業者	4	1
送電事業者	2	2
一般送配電事業者	10	10
合 計	1125	938

※平成29年12月末日までに電気事業者登録されている事業者の供給計画を取りまとめた。

4. 平成30年度供給計画の取りまとめについて

- 供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施した。

本説明資料では、以下、赤枠部のみを説明

電気事業法施行規則 (供給計画の取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	—
(1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し (短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一年度の電力需要の実績及び見通し
(2) 当該年度以降10年間の見通し (長期)	全国大及び各エリアの第二年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	—
(1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し (短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一年度の電力需給バランスを評価
(2) 当該年度以降10年間の見通し (長期)	全国大及び各エリアの第二年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発 (廃止) 計画等から全国大の電源構成の変化等を分析
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の特性を分析
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題など

4-1. 電力需要想定

(1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し(短期)

(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)

4-2. 需給バランス

(1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し(短期)

(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)

4-3. 電源構成の変化に関する分析

4-4. 送配電設備の増強計画

4-5. 広域的運営の状況

4-6. 電気事業者の特性分析

4-7. その他

4-1. 電力需要想定(系統需要の想定)

本機関は、今後10年間の人口や経済指標(GDP、IIP等)の見通し等により一般送配電事業者が想定した供給区域需要から、全国の需要想定(系統需要の想定)を策定した。最大需要電力(8月・送電端・最大3日平均電力)及び年間需要電力量(送電端)の全国合計値は、2018年度見通しに対し、2027年度は若干減少の見通し。経済指標の水準低下、至近の省エネ進展の反映などにより、電力需要は昨年よりも低い想定となった。

●需要想定のもととした全国の経済見通し

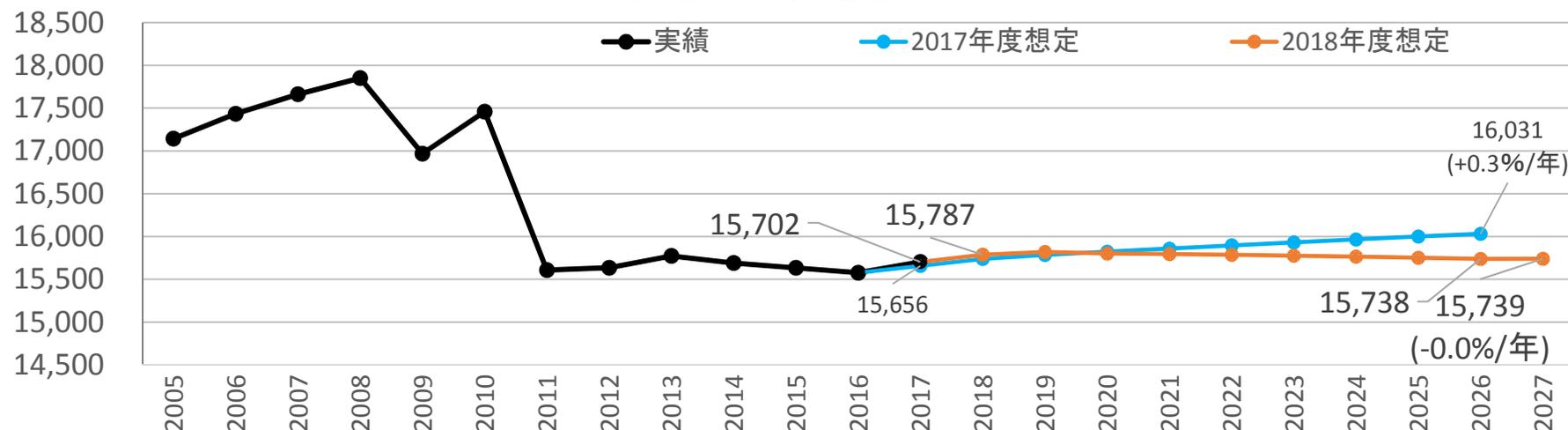
	2018年度	2027年度
国内総生産(GDP)	537.7兆円	581.4兆円 [+0.9%]
鉱工業生産指数(IIP)	105.3	108.2 [+0.3%]
人口	1億2618万人	1億2124万人 [-0.4%]

●需要想定(全国合計、送電端)

	2017年度実績	2018年度見通し	2027年度見通し
最大需要電力	15,702万kW	15,787万kW	15,739万kW [-0.0%]
年間需要電力量	8,854億kWh	8,889億kWh	8,882億kWh [-0.0%]
年負荷率	64.4%	64.3%	64.4%

- ・2017年度実績欄は気温補正後の値。
- ・2017年度の年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
- ・〔 〕内は2018年度見通しに対する年平均増加率

最大需要電力(8月・送電端・全国合計)万kW



4-1. 電力需要想定

- (1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し(短期)
- (2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)

4-2. 需給バランス

- (1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し(短期)
- (2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)

4-3. 電源構成の変化に関する分析

4-4. 送配電設備の増強計画

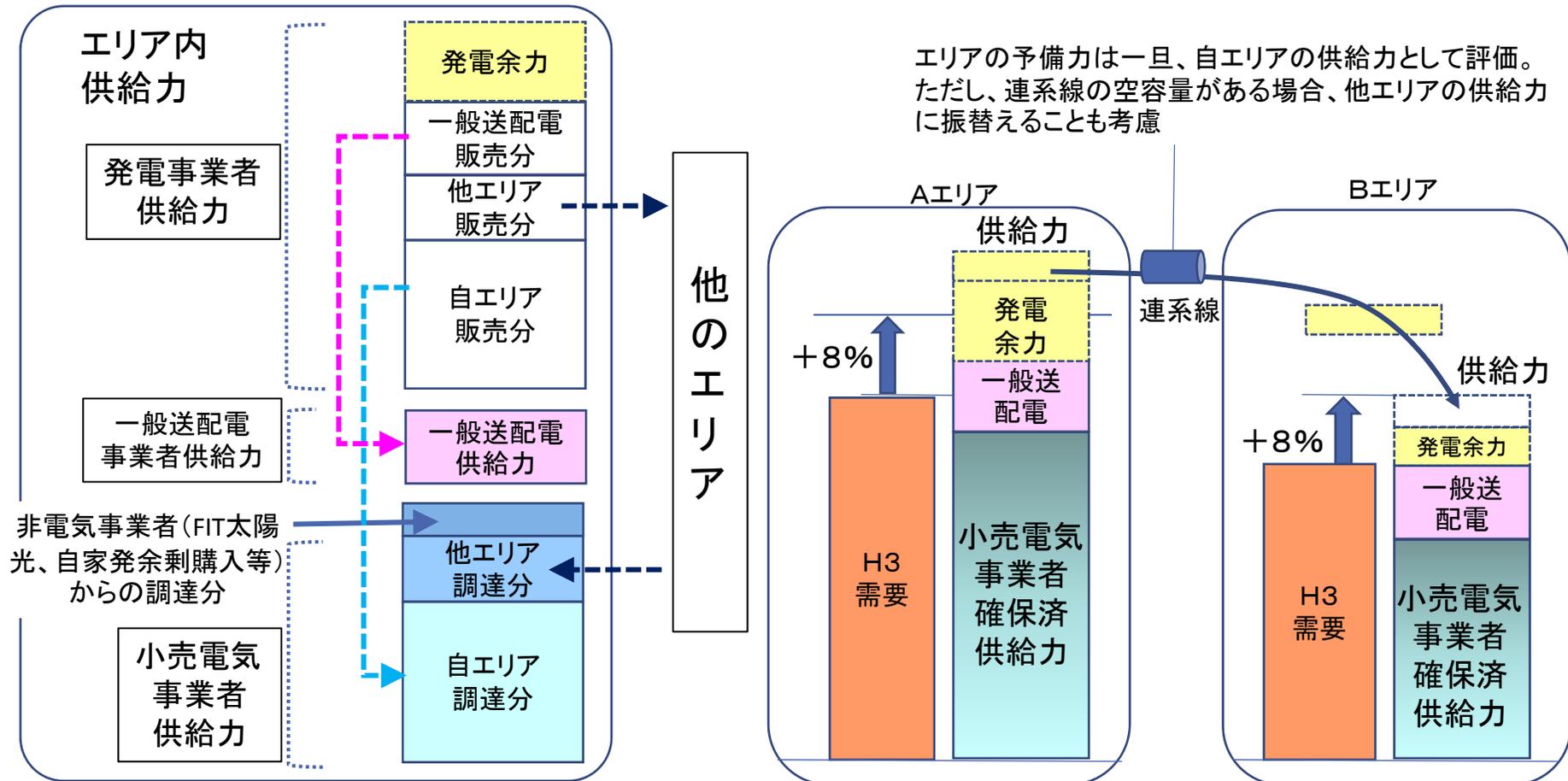
4-5. 広域的運営の状況

4-6. 電気事業者の特性分析

4-7. その他

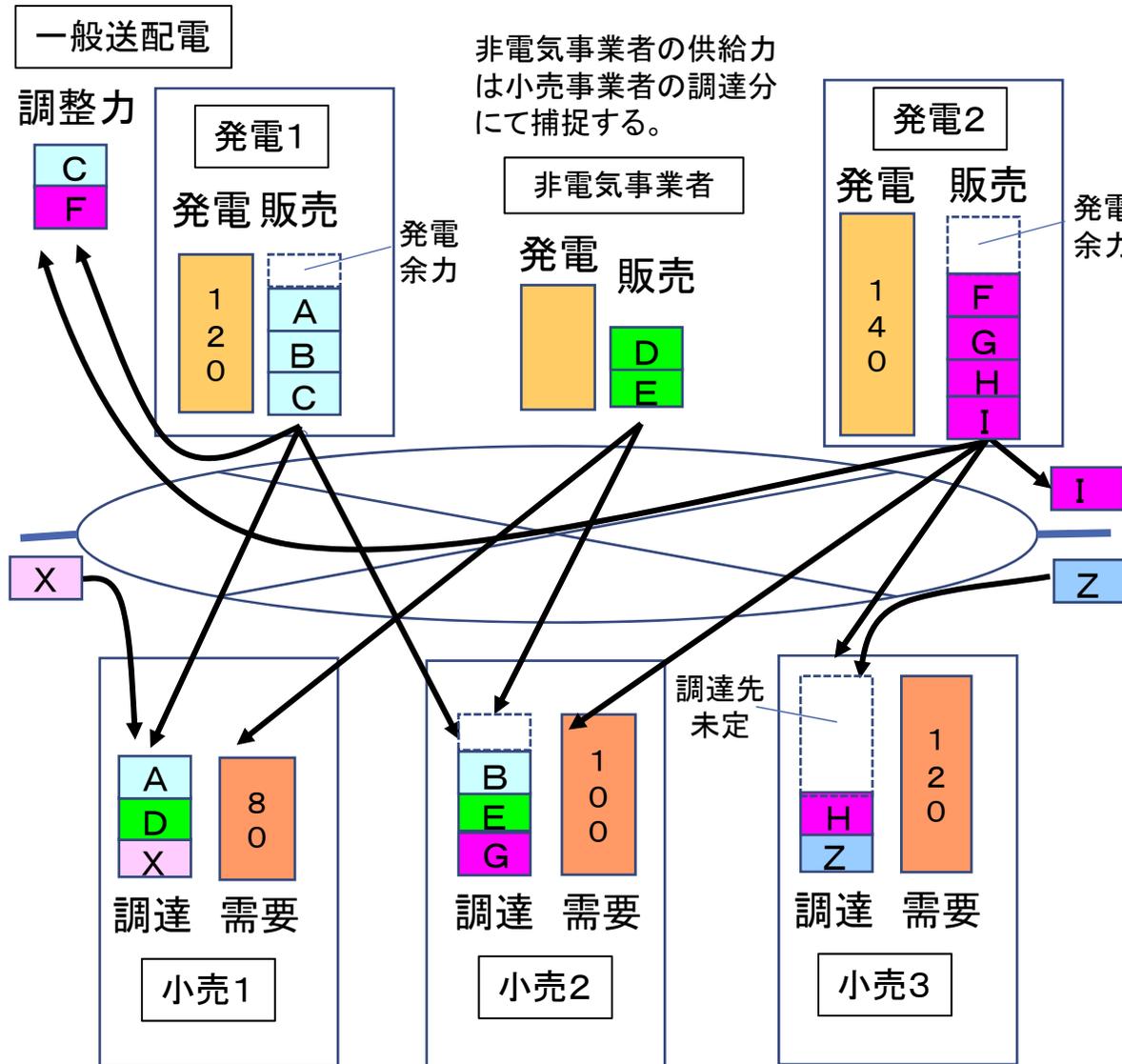
4-2-1 需給バランス評価の方法

- ◆ エリア内の供給力は、①小売電気事業者の供給力 ②一般送配電事業者の供給力(調整力、離島供給力) 及び③発電事業者の発電余力を合計したものとする。
- ◆ 需給バランス評価の基準は、エリア毎に「エリアの最大3日平均電力(以下、H3需要)に対して供給力の予備率が8%以上あること。なお、予備率最小時刻がH3需要発生時刻以外の場合は、予備率最小時刻でも予備率が8%以上あること。(なお以下は新たに追加した基準で、アデカシー上の基準)」とする。ただし、沖縄エリアにおいては、小規模単独系統であることから、「最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力(電源I-a)」を除く供給力がH3需要を上回ること。なお、予備率最小時刻でも同様に計算した供給力が需要を上回ること」を基準とする。
- ◆ 予備力が8%に満たない場合は、連系線に空容量があればエリア間の供給力を相互に振り替えた評価も考慮する。



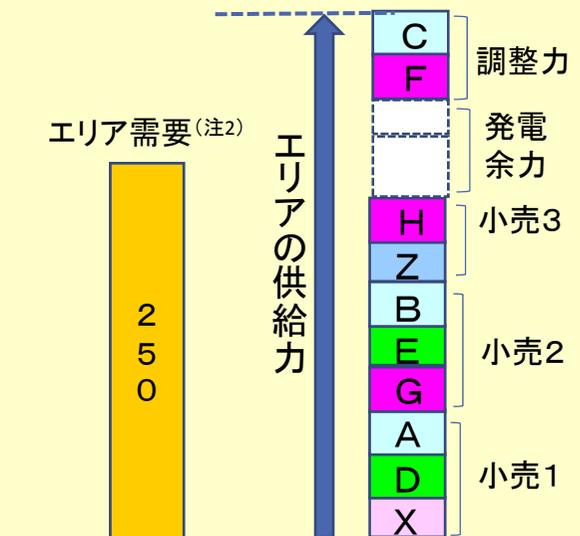
●一般送配電事業者の供給計画

エリア内の発電事業者の発電・販売計画、小売電気事業者の調達・需要計画を取りまとめて、今後10年間のエリアの需給状況を記載する。



一般送配電事業者による
エリア内の供給力算出方法^(注1)

エリア内の小売電気事業者が集めた供給力、発電事業者が保有している発電余力、一般送配電事業者が調達した供給力を加算してエリア内の供給力とする。



注1) 供給力及び発電余力の算出方法は、「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、平成29年12月)」及び「平成30年度供給計画届出書の記載要領(資源エネルギー庁、平成29年12月)」に記載の方法による。

注2) 一般送配電事業者が想定したエリア全体の需要想定

供給力及び発電余力の算出方法は、「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、平成29年12月)」及び「平成30年度供給計画届出書の記載要領(資源エネルギー庁、平成29年12月)」に記載の方法による。以下にその概要と今年度の供給計画における特筆すべき事項を記載する。

(1) 原子力発電

再稼働の有無に関わらず、供給力に計上するかどうかは事業者判断としている。なお、今年度も、発電事業者の供給計画提出時点(2018年3月1日)で再稼働していないものは、今後10年間の供給力を「未定」(=「ゼロ」)として届出られている。

(2) 火力発電

事業者が保有する発電設備のうち、休止(長期間の計画停止)しているもの、稼働を見込まない状態で保管停止するもの、及び、定期検査等による作業計画がある場合は供給力に含めていない。

(3) 水力発電

自流式について、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(L5)を過去30年間平均した値を供給力として計上している。

(4) 太陽光発電

過去20カ年の最大3日平均電力の該当日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時間における、発電推計データ(計60データ)から、下位5日平均値(L5)を算出し、これより自家消費分(算定対象期間は直近の5年間)を減じて算出したものを供給力として計上している。

(5) 風力発電

過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法を参考に、最大需要発生時における発電実績の下位5日平均値(L5)により評価した値を供給力として計上している。

- エリアの予備率が最も小さくなる時刻でバランス評価を行った。
- ただ、供給計画届出書※は、事業者からエリアの最大需要発生時刻の需給データ(電力需要及び供給力)を収集するようになっており、最小予備率発生時刻での需給バランス評価を行うために、事業者から収集した需給データの時刻ずれの補正を行う必要がある。

※電気事業法施行規則第46条(供給計画の届出)では、事業者は最大電力発生時の供給力の提出が求められている。供給計画の仕組みの変更(法令改定等)については、国とともに引き続き検討を行う。

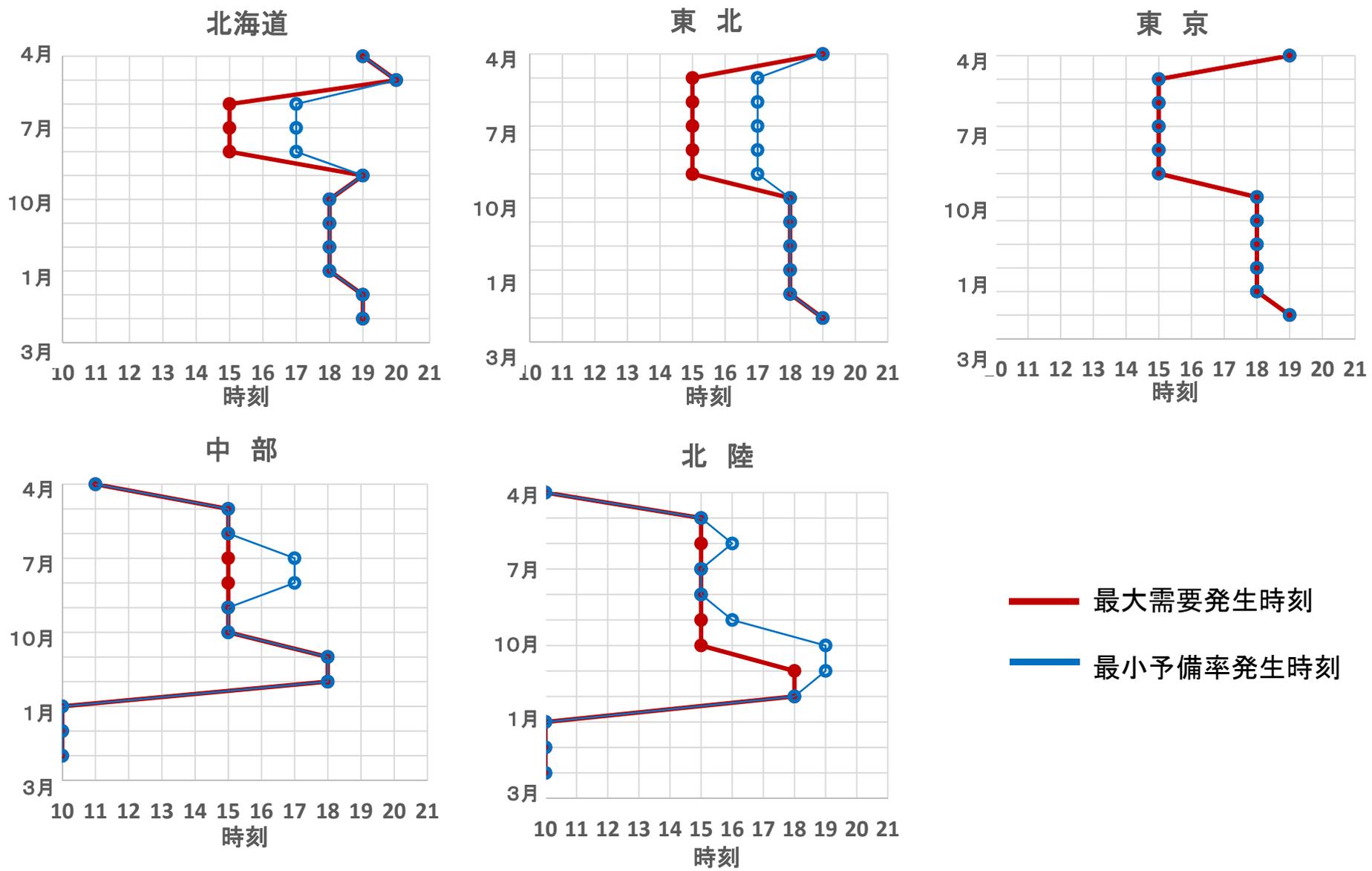
- そこで、予備率最小時刻と最大需要発生時刻が異なるエリアにおいて、一般送配電事業者から入手したデータを用いて時刻ずれ補正(以下データ)を行い、予備率最小時刻の需給バランス評価を行った。

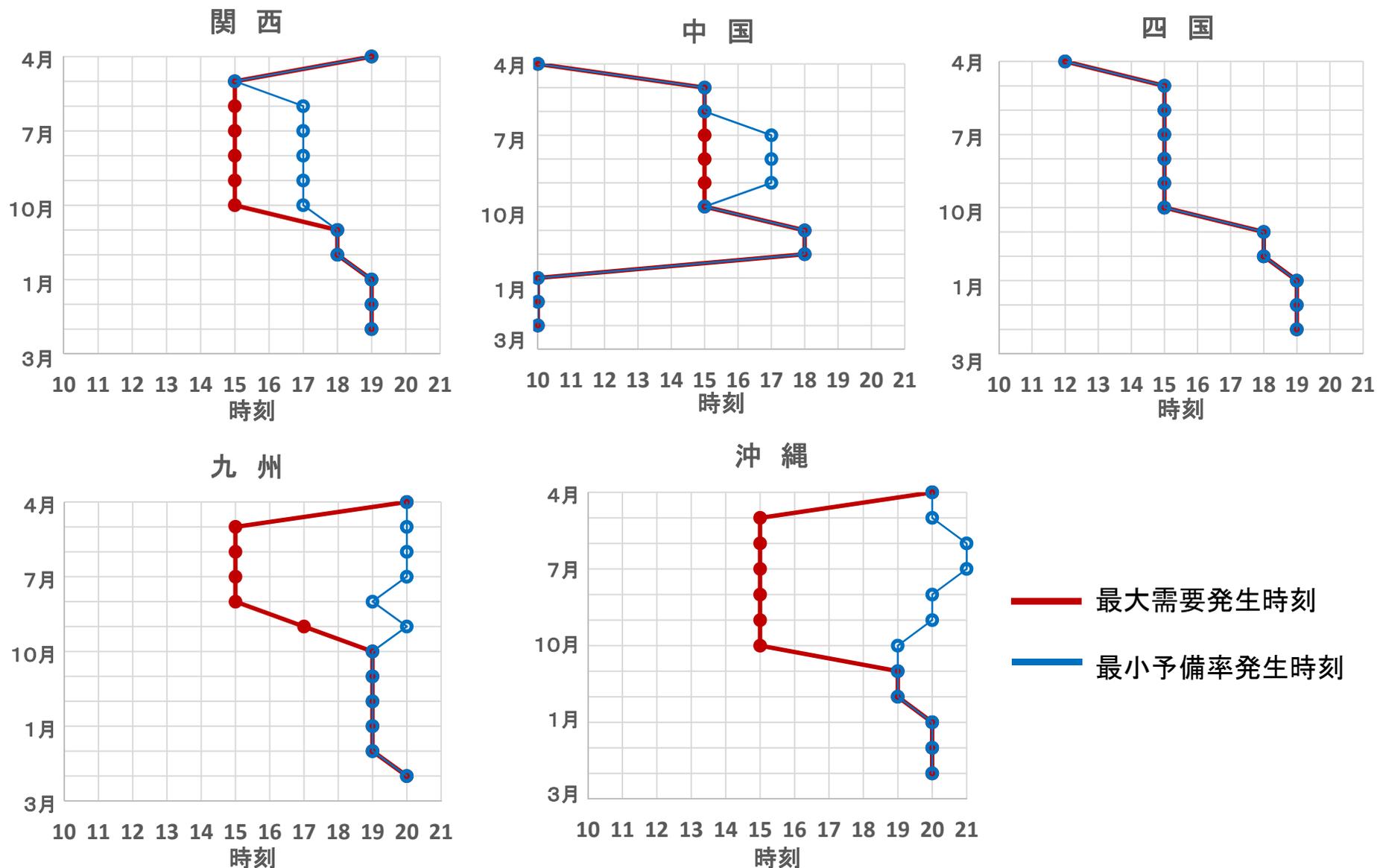
【補正を行ったデータ】

- ・太陽光供給力(L5)の時刻ずれ補正
- ・揚水発電供給力の時刻ずれ補正
- ・エリア需要の時刻ずれ補正

4-2-2. 予備率最小時刻での評価について 各エリアの最小予備率(1)

■ 各エリアの月ごとの最大需要発生時刻と予備率最小時刻を確認した結果は下図のとおり。夏季を中心に、予備率最小時刻は最大需要発生時刻から夕刻へずれているエリアがほとんどである。





— 最大需要発生時刻
— 最小予備率発生時刻

- 長期(2018~2027年度まで)の各エリア8月における時刻別の予備率を確認した結果、最小予備率となる時刻は15時、17時、19時、20時のいずれかであることがわかった。

○各エリア(8月)の最大需要発生時刻と予備率最小時刻

エリア	最大需要発生時刻		予備率最小時刻
北海道	15時	⇒	17時
東北	15時	⇒	17時
東京	15時	⇒	15時
中部	15時	⇒	17時
北陸	15時	⇒	15時
関西	15時	⇒	17時
中国	15時	⇒	17時
四国	15時	⇒	15時
九州	15時	⇒	19時
沖縄	15時	⇒	20時

出典:平成28年度第6回評議員会資料 平成29年度供給計画の取りまとめについて(平成29年3月28日)から抜粋

(参考検討2)需給バランス評価時刻(最需要時)以外での評価

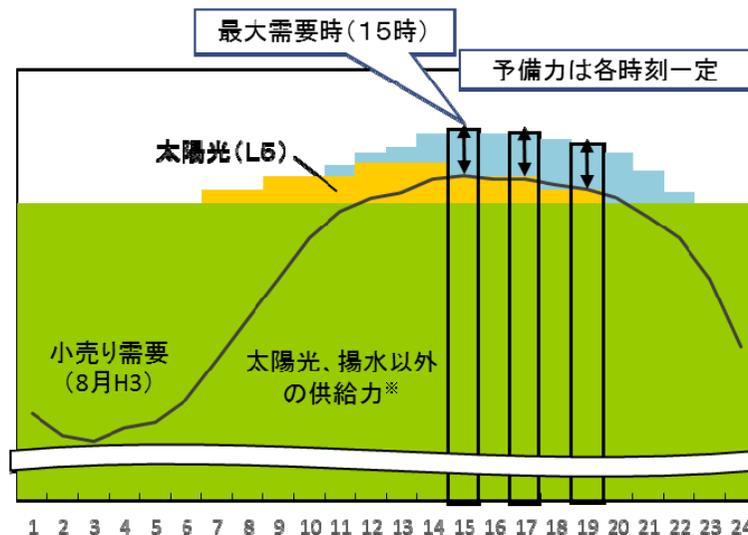
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時*)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

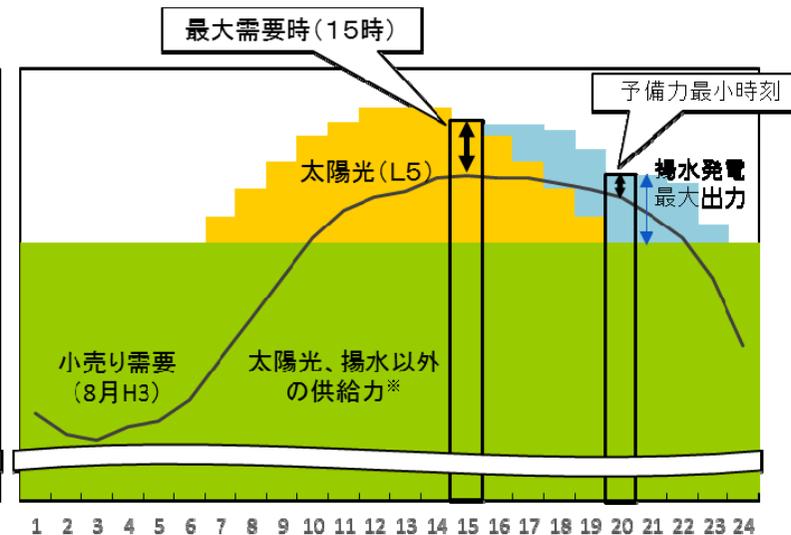
○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

- しかし、近年の太陽光供給力の増大に伴い、供給力の調整が可能な揚水発電等により各時刻の予備力(予備率)の均等化を図っても、最大需要発生時の予備力(予備率)が大きくなり、最も予備力(予備率)の厳しい(低い)時刻が、最大需要発生時から点灯帯(夕刻)へずれる傾向を示しているエリアがある。

従来の各時刻の供給力策定状況
(予備力一定)



近年の各時刻の供給力策定状況
(予備力最小時刻が夕刻へシフト)



※太陽光・揚水以外は、時間毎の供給力に変化が無いものとして計上

- 短期及び長期の需給バランス評価の検討ステップは以下のとおり。
- 短期評価は、届出書記載の最大需要発生時刻のデータを予備率最小時刻へ補正して評価した。
- 長期評価は、最大需要発生時刻(全国一律15時)に予備率最小時刻(17時、19時、20時)も加えて評価した。また、供給計画に記載されていない電源開発計画の供給力を加えた評価を行った。更に、参考検討として、休止等で供給力に計上されていない電源の供給力を加えた評価を行った。

短期(2018年度月別)評価の検討ステップ

4-2-4: エリア内の供給力積上げから需給バランスを評価(その際、評価時刻を最大需要発生時刻から予備率最小時刻へ補正して評価)

4-2-5: 地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振替えた場合の需給バランスを評価

4-2-10: 全体まとめ

長期(2018~2027年度)評価の検討ステップ

4-2-6: エリア内の供給力積上げから需給バランスを評価(その際、最大需要発生時刻に加え、予備率最小時刻も評価)

4-2-7: 地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振替えた場合の需給バランスを評価

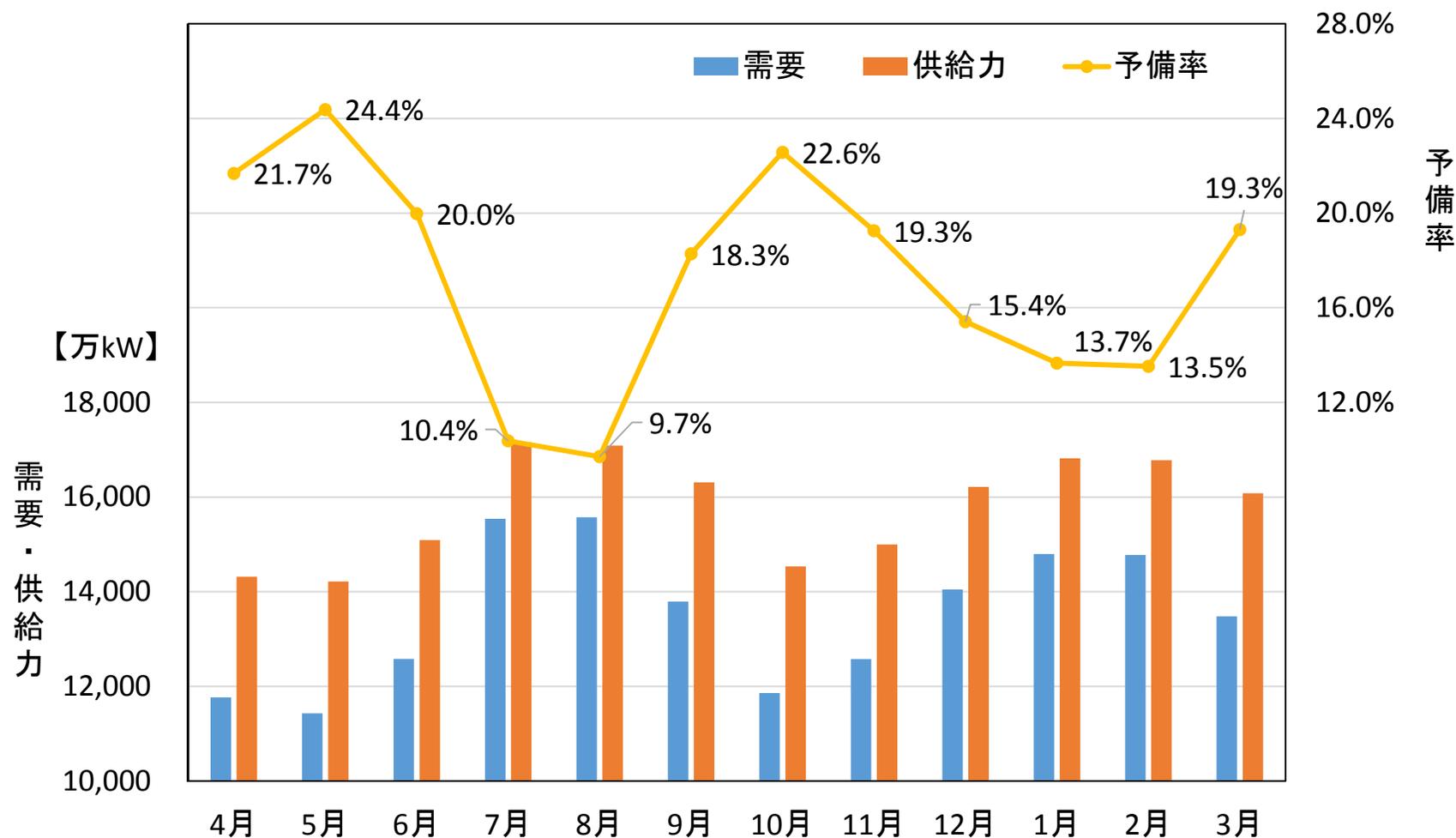
4-2-8: 供給計画に記載されていない電源開発計画を加えた場合の需給バランスを評価

(参考検討): 休止等で供給力に計上されていない電源の供給力を加えた場合の需給バランスを評価

4-2-9: 昨年度供給計画との状況比較

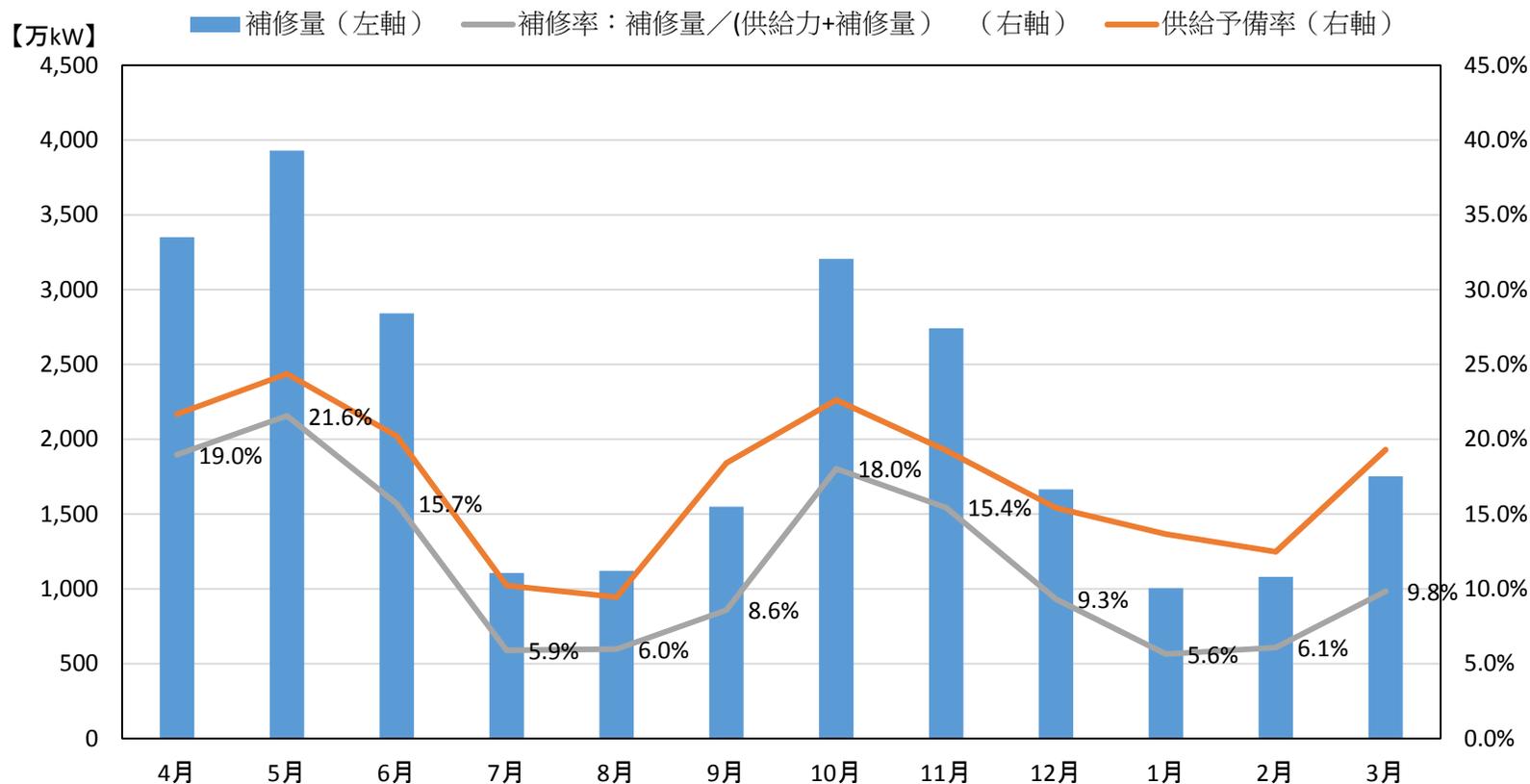
■ 2018年度の月ごとの需要と供給力(全国合計)*の見通しを下図に示す。全国大では、最も予備率が低い8月で9.7%であり、通年において8%以上となっている。

※各エリアの最小予備率断面の需要と供給力を全国合計したもの



2018年度各月の発電事業者の補修計画(10万kW以上の発電設備について補修による供給力減少分を集計したもの)の全国合計を以下に示す。需給が相対的に厳しい夏季及び冬季は補修量が抑えられ、逆に需給に余裕がある端境期は補修量が多く計画されていることがわかる。

2018年度の補修に伴う供給力減少量と供給予備率(全国合計)



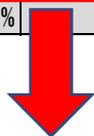
4-2-4. 需給バランス評価(短期:2018年度月別)各月の最小予備率

- 2018年度における各エリアの月ごとの予備率(エリア・月毎の予備率最小時刻での値)は下表のとおり。ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、東北、東京、四国、九州エリアでは、一部の月において予備率8%を下回っている。
- 沖縄エリアについて、最大電源ユニット脱落時に「周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の予備率を算出した結果、いずれの月も予備率が0%以上(供給力 \geq H3需要)となる見通しである。

2018年度月毎の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・月

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.8%	34.7%	35.5%	23.5%	25.2%	26.5%	28.6%	28.8%	20.1%	19.3%	19.1%	32.2%
東北	9.8%	19.6%	18.0%	13.4%	12.6%	14.4%	12.3%	6.2%	5.8%	10.1%	6.4%	5.7%
東京	20.7%	29.5%	20.0%	6.8%	6.5%	16.6%	25.6%	17.8%	12.8%	11.3%	10.4%	17.1%
東日本 3社計	18.8%	28.0%	20.6%	9.0%	8.7%	16.9%	23.1%	16.3%	11.9%	11.7%	10.2%	15.9%
中部	19.1%	15.7%	14.0%	8.1%	8.1%	17.6%	11.8%	13.4%	10.2%	9.8%	12.3%	17.9%
北陸	12.7%	31.1%	11.8%	14.8%	12.2%	10.3%	16.6%	11.0%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%
関西	34.6%	33.8%	28.9%	14.9%	12.2%	20.2%	33.4%	33.4%	31.2%	23.5%	24.4%	32.3%
中国	28.7%	19.6%	31.2%	19.3%	19.8%	36.6%	27.5%	20.7%	25.2%	20.2%	19.2%	25.9%
四国	11.7%	15.5%	16.4%	7.1%	9.5%	10.5%	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%
九州	15.6%	7.3%	5.4%	3.4%	2.4%	13.7%	18.9%	20.5%	6.9%	5.2%	4.8%	15.2%
中西日本 6社計	23.5%	21.1%	19.1%	11.1%	10.1%	19.0%	21.8%	21.3%	17.8%	14.7%	15.6%	21.6%
9社合計	21.4%	24.2%	19.8%	10.1%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%



最大電源ユニット(24.4万kW)脱落時に周波数制御機能あり調整力(5.7万kW)を除いた場合の予備率を算出

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	27.8%	18.5%	14.1%	16.3%	15.7%	18.1%	18.5%	20.9%	22.5%	28.8%	38.8%	30.1%

- 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連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。その結果、すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

2018年度 各エリアの月毎の予備率(連系線活用後)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	19.3%	26.3%	31.5%	20.0%	21.8%	23.1%	22.4%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
関西	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
中国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
四国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
九州	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	19.8%	10.1%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

(注)本検討は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

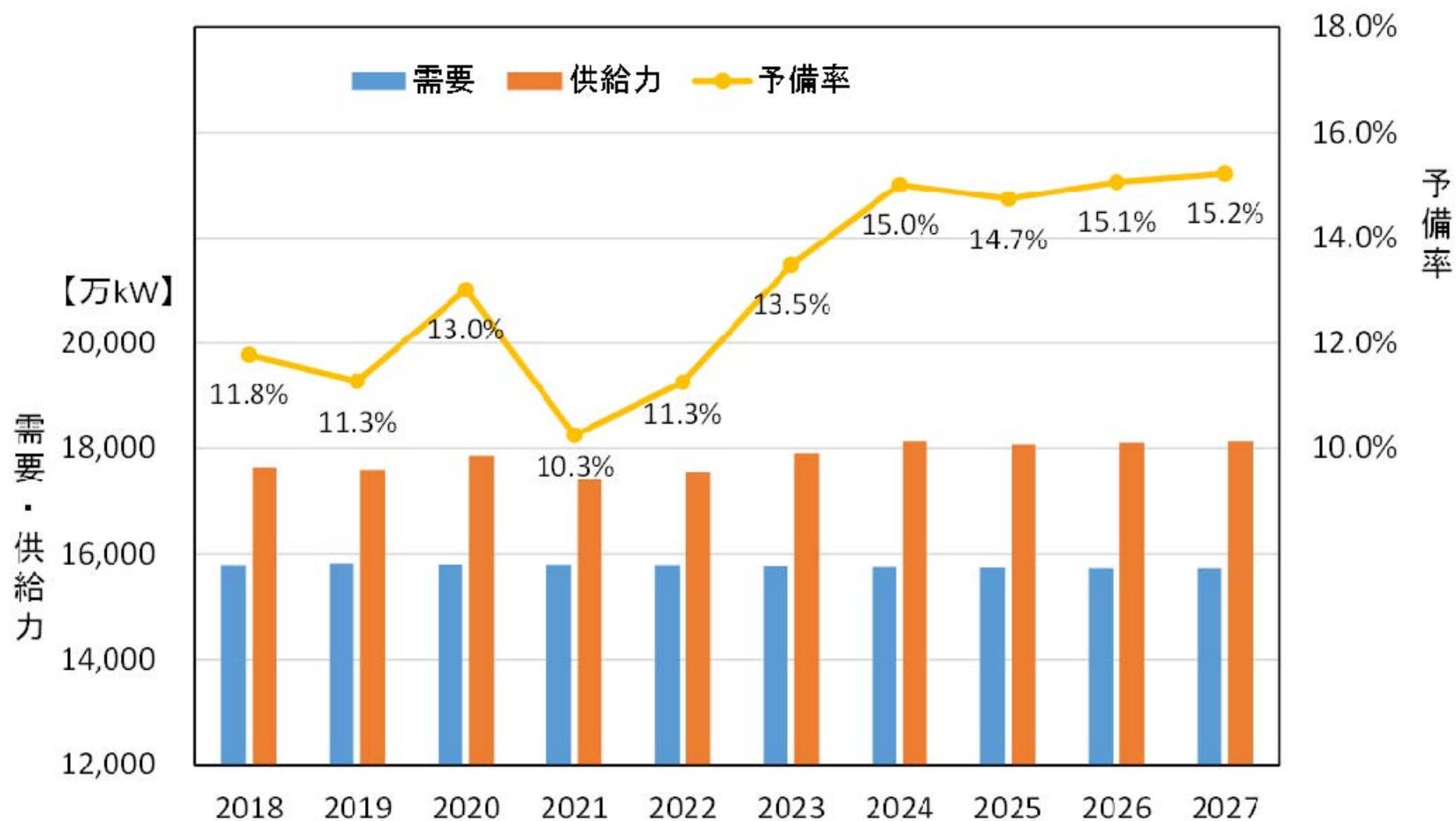
●空容量＝①(運用容量)－②(マージン)－③(8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2018～2027年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度の平日・昼間帯の値

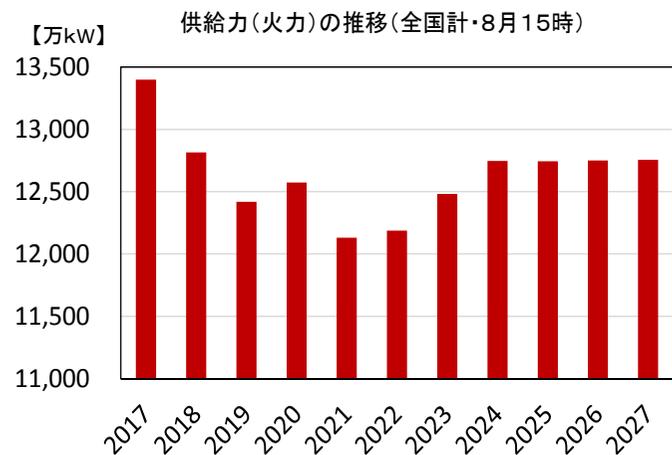
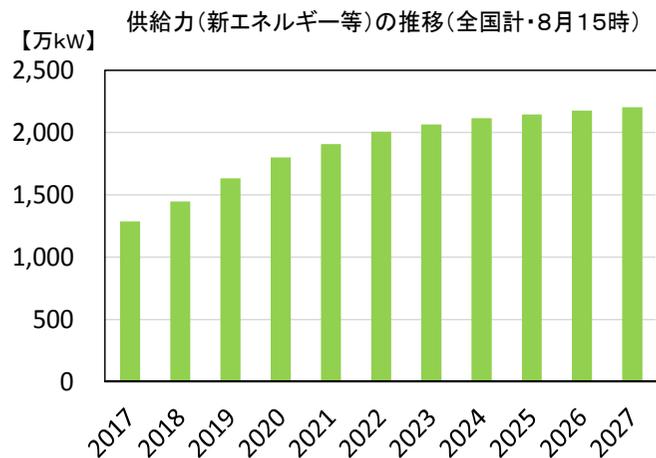
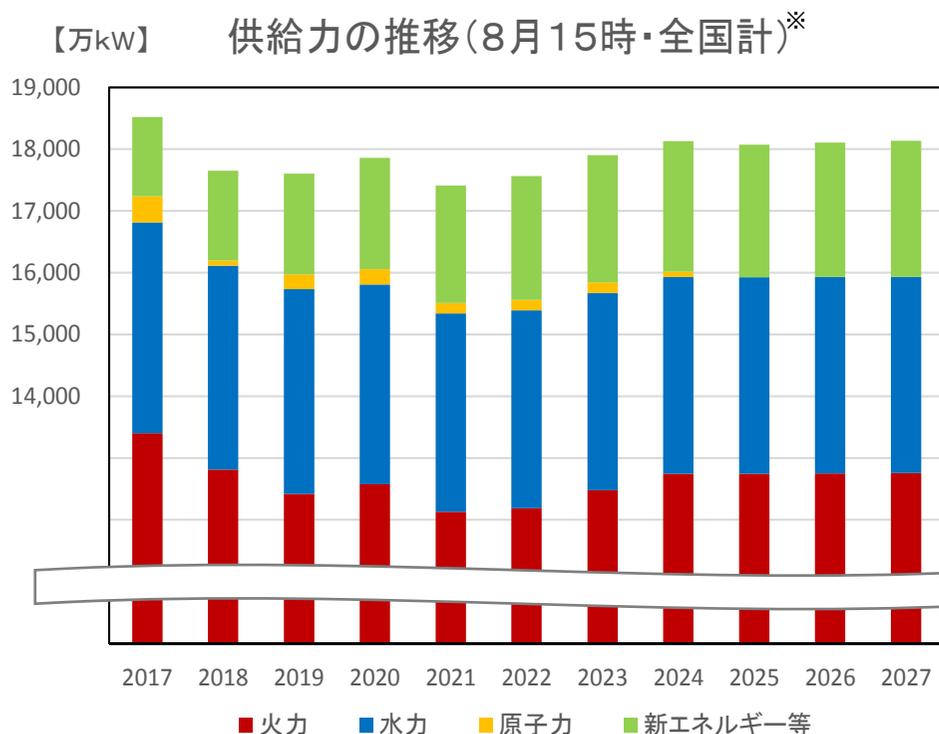
②:「2018・2019年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度平日の値

③:平成30年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第36表)」に記載されている当該連系線を使用する月毎の計画潮流値

■ 2018年度から2027年度までの需要と供給力(8月15時・全国合計)の見通しを参考に下図に示す。全国大では、最も予備率が低い2021年度でも10.3%と、いずれの年においても8%以上となっている。



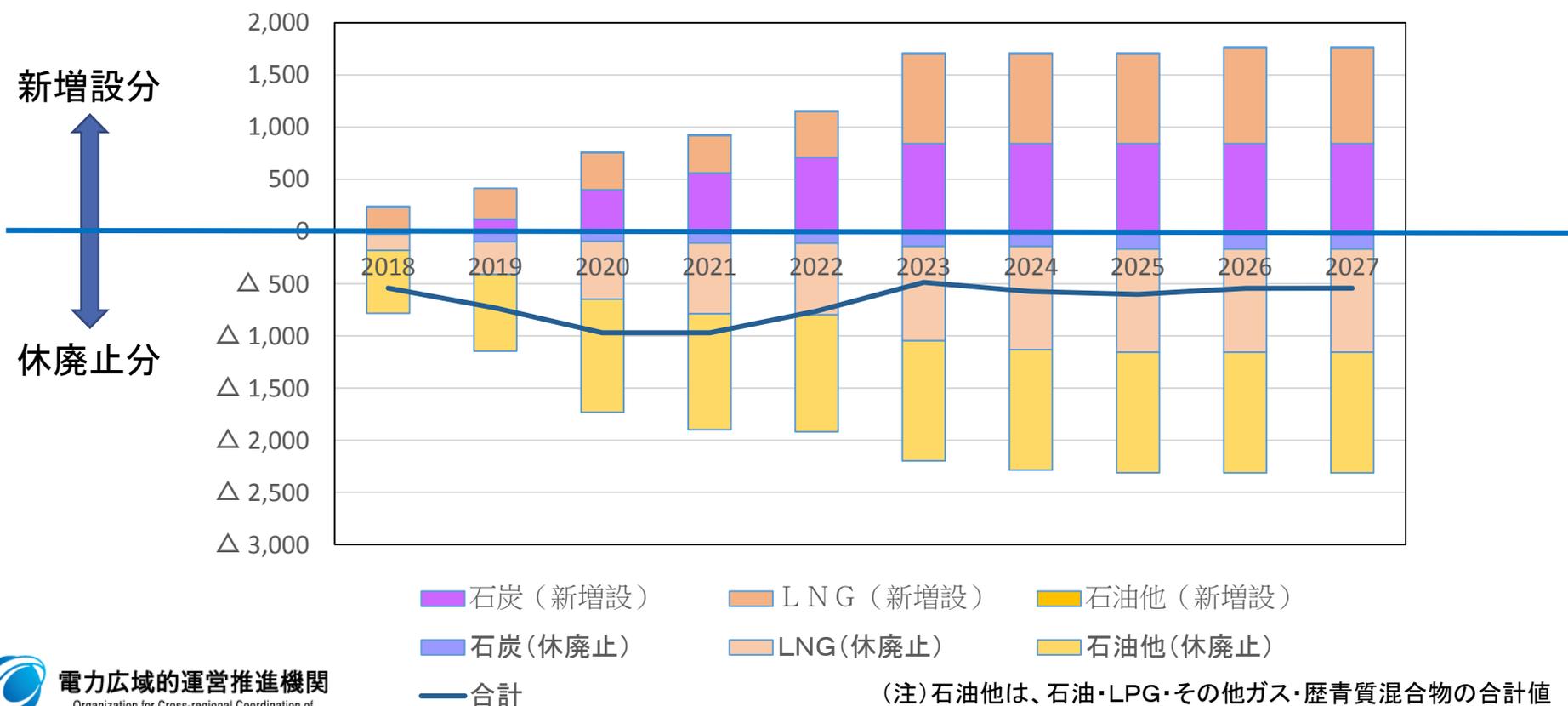
- 2027年度までの電源種別ごとの供給力(8月15時・全国計)の見通しを下図に示す。
 - 新エネルギー等発電の供給力(自然変動電源はL5値※)は増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリプレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、その後、更新・新規案件により、増加するトレンドとなっている。
 - これらにより、供給力全体として、中間年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。
- ※L5値とは、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン(資源エネルギー庁)」に記載の月内下位5日平均値を基に算出した値



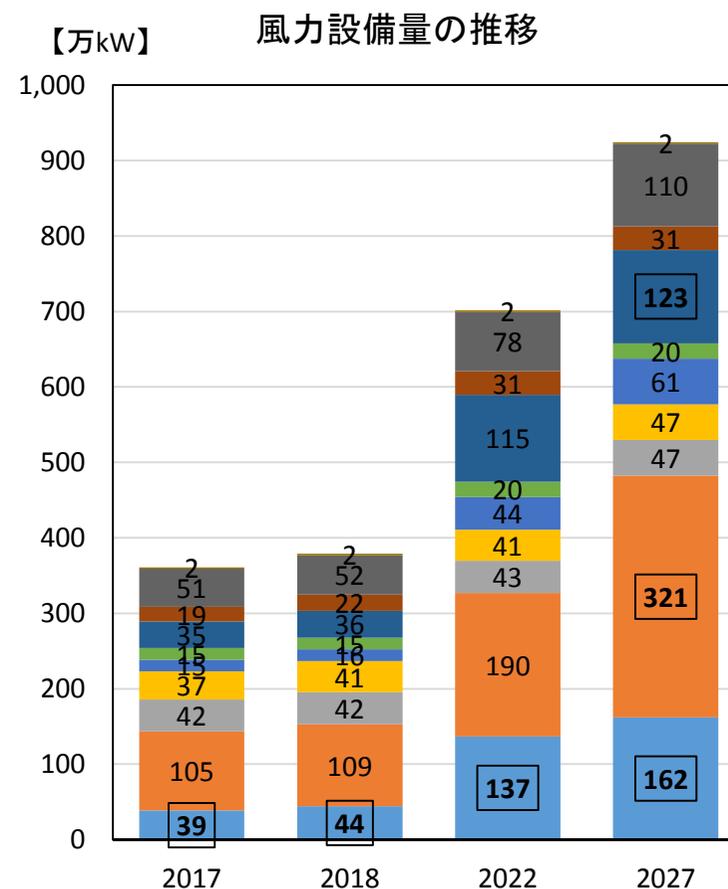
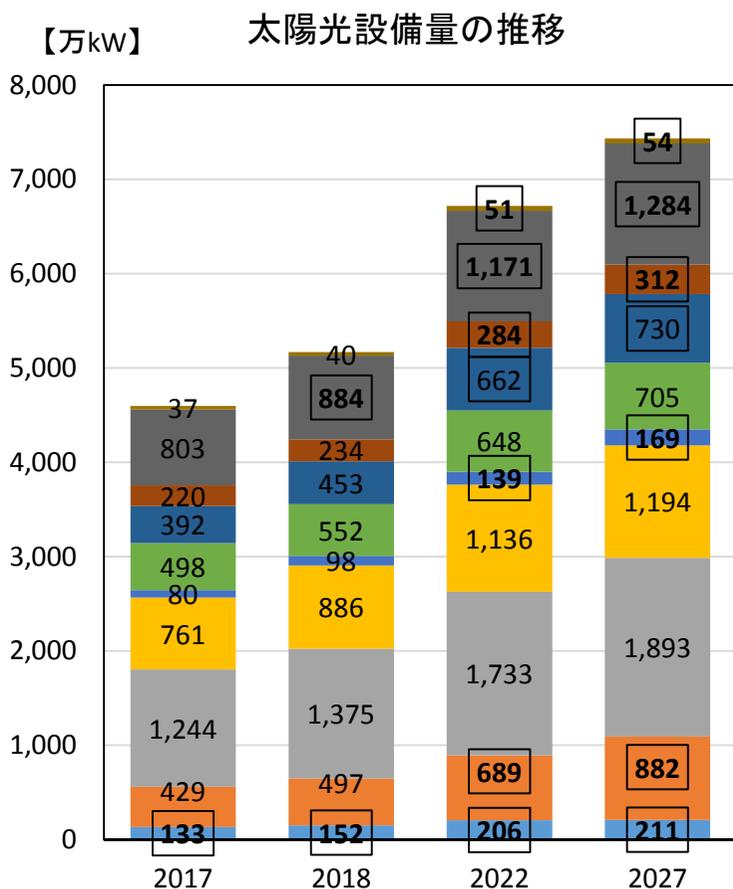
(※)各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの

- 全国における火力発電の今後10年間の新增設及び休廃止計画を、燃料種別ごとに集計した。
 - 新增設と休廃止※の合計値は、開発に先行して行われる休廃止等に伴い、2018年度から2020年度まで減少傾向が続くが、2021年度以降、新規電源等の運転開始に伴い増加に転じる。
- ※短期立上可能停止(概ね6カ月以内に立上が可能な状態で停止しているもの)、長期計画停止(長期間の停止を見込んで停止状態にしているもので、立上には数か月から数年を要するもの)及び廃止する発電機を対象としている

【万kW】 中長期の電源開発及び休廃止計画(設備量ベース、2018年以降の累計)



■ 2027年度までの太陽光・風力設備量の導入量見通し(年度末基準)を下図に示す。
 ■ 後年度になるに従い、30日等出力制御枠を超過する見通しのエリアが増加し、太陽光・風力の出力制御が発生する可能性が高まっていることがわかる。

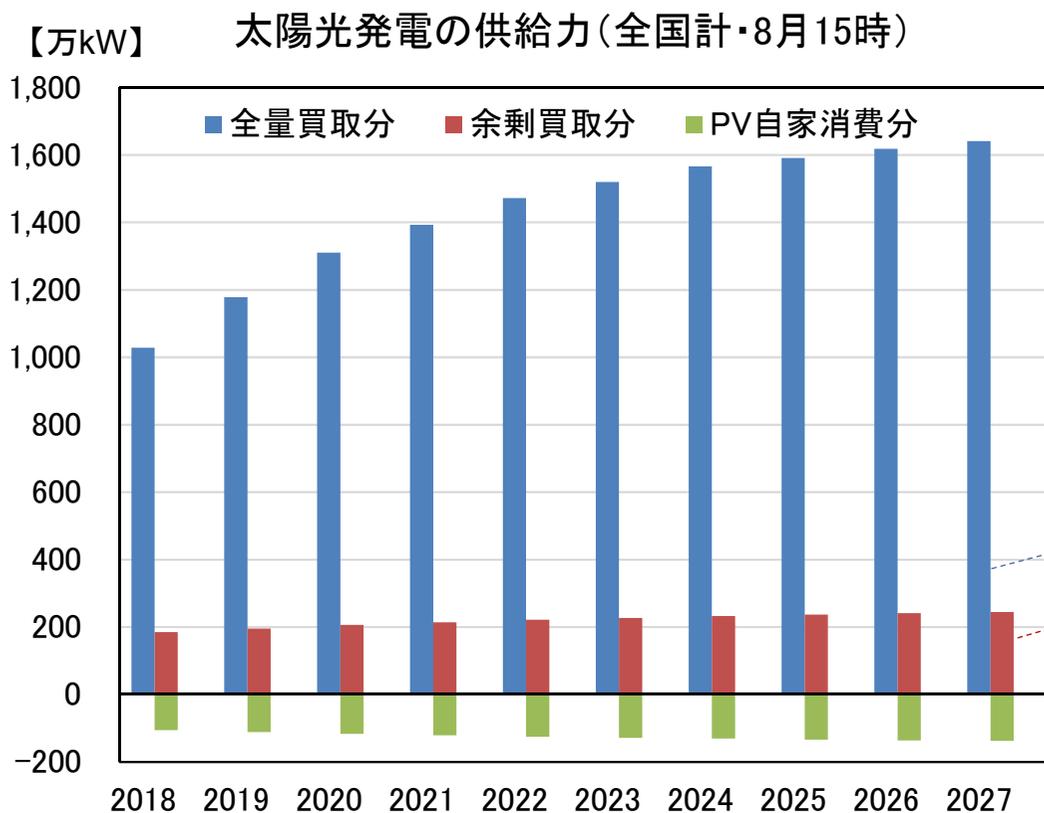


■ 北海道 ■ 東北 ■ 東京 ■ 中部 ■ 北陸 ■ 関西 ■ 中国 ■ 四国 ■ 九州 ■ 沖縄

(注) □で囲んでいる部分は、各エリアの設定している30日等出力制御枠を超過している部分

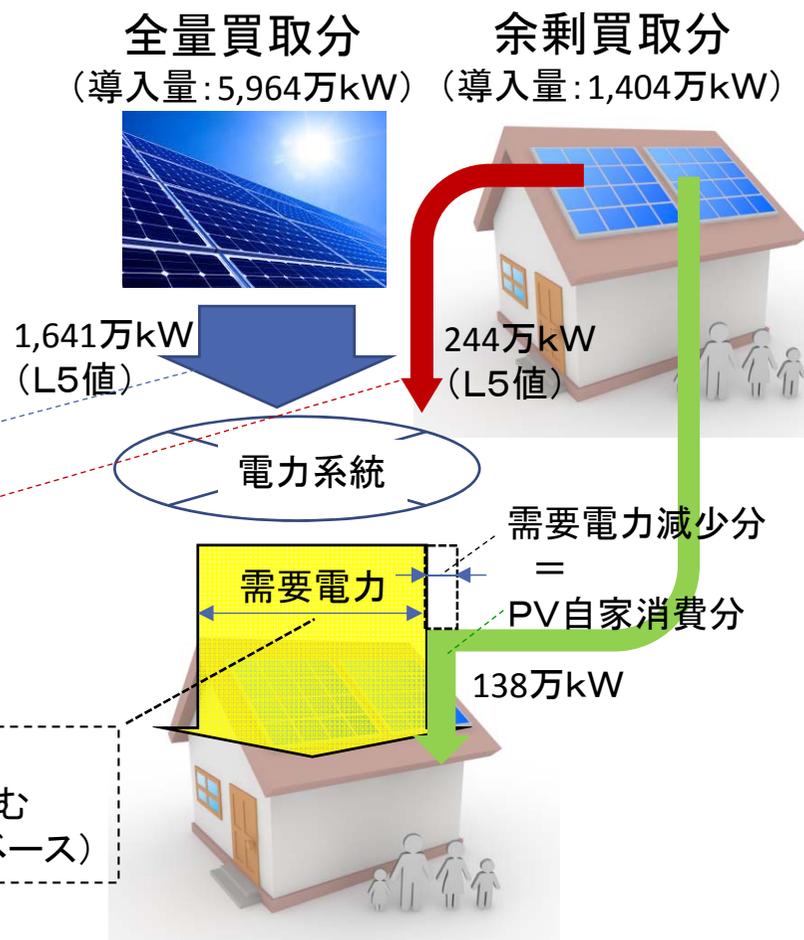
(参考)長期の太陽光発電の供給力推移と自家消費量増加に伴う 電力需要の減少について

■ 2027年度までの太陽光発電の全量買取量及び余剰買取量の増加に伴う太陽光供給力(L5値)の推移、及び、太陽光発電自家消費量(PV自家消費量)の増加に伴う需要電力減少量の見通しを下図に示す。

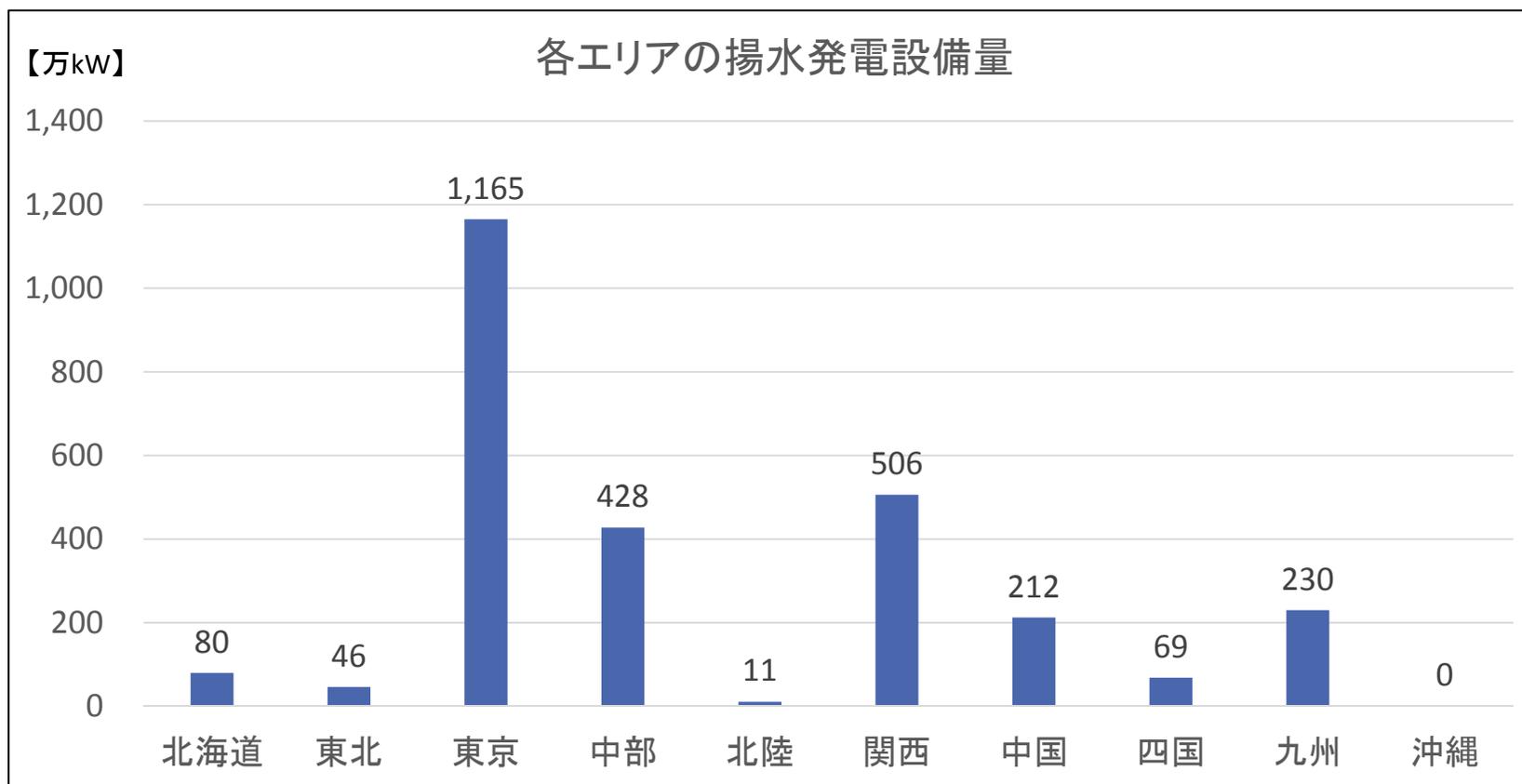


2027年度8月の状況

- ・供給力: 1,885万kW
- ・電力需要減少分: 138万kW



- 再生可能エネルギー導入下での揚水発電機能の重要性を鑑み、2017年度末のエリア別の揚水発電設備量を確認したため、下図に示す。
- エリア間で偏在している状況にあることが分かる。



4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 8月15時の予備率

- 長期(2018年度から2027年度まで)の各エリア8月15時の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西、四国エリアで予備率8%を下回っている年度が複数ある。

2018~2027年度(夏季:8月15時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	26.9%	23.5%	41.3%	40.0%	41.6%	41.8%	41.7%	42.0%	41.6%	52.5%
東北	14.9%	13.3%	19.0%	16.8%	17.7%	18.7%	19.6%	20.7%	21.2%	24.3%
東京	6.5%	6.8%	8.8%	5.7%	4.8%	9.3%	14.6%	14.7%	14.7%	13.6%
東日本 3社計	9.3%	9.0%	12.6%	9.8%	9.4%	13.0%	17.1%	17.4%	17.5%	17.9%
中部	8.3%	8.1%	6.3%	6.2%	9.7%	7.3%	4.4%	4.7%	5.1%	5.3%
北陸	12.2%	14.0%	12.5%	12.2%	12.3%	12.3%	12.4%	11.4%	11.5%	11.6%
関西	14.5%	14.5%	14.9%	7.7%	10.4%	13.3%	12.8%	9.9%	11.2%	11.4%
中国	21.9%	10.5%	18.2%	16.7%	18.5%	22.0%	22.1%	22.3%	22.5%	22.1%
四国	9.5%	6.7%	13.3%	3.6%	1.1%	10.8%	11.1%	11.3%	11.8%	12.1%
九州	15.4%	19.9%	15.6%	16.6%	18.3%	18.8%	20.1%	20.3%	20.5%	20.5%
中西日本 6社計	13.3%	12.7%	12.7%	10.0%	12.2%	13.4%	12.7%	12.0%	12.6%	12.7%
9社合計	11.5%	11.0%	12.7%	9.9%	10.9%	13.2%	14.7%	14.4%	14.8%	15.0%
沖縄	41.6%	40.2%	48.1%	47.5%	46.8%	38.4%	45.5%	44.5%	43.3%	34.9%
10社合計	11.8%	11.3%	13.0%	10.3%	11.3%	13.5%	15.0%	14.7%	15.1%	15.2%

4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 8月17時の予備率

- 長期(2018年度から2027年度まで)の各エリア8月17時の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西、四国、九州エリアで予備率8%を下回っている年度が15時に比べて多くなることがわかる。
- 特に、2021年度は9社合計の予備率が8%を下回っている。

2018~2027年度(夏季:8月17時)の予備率

赤セル:予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	25.2%	21.6%	39.0%	37.5%	39.2%	39.4%	39.3%	39.5%	39.2%	50.1%
東北	12.6%	10.3%	15.6%	12.9%	13.5%	14.1%	14.6%	15.4%	15.5%	18.2%
東京	6.7%	7.0%	9.1%	5.9%	5.0%	9.6%	15.0%	15.2%	15.1%	14.1%
東日本 3社計	8.9%	8.5%	12.1%	9.1%	8.7%	12.3%	16.4%	16.7%	16.7%	17.1%
中部	8.1%	7.4%	5.3%	5.0%	8.4%	5.9%	2.9%	3.2%	3.6%	3.8%
北陸	14.7%	15.7%	13.9%	13.2%	13.0%	12.9%	12.8%	11.5%	11.4%	11.3%
関西	11.9%	11.6%	11.6%	4.3%	7.0%	9.8%	9.2%	6.2%	7.4%	7.5%
中国	19.8%	9.1%	17.9%	13.9%	14.6%	17.8%	17.7%	17.7%	17.8%	17.3%
四国	9.5%	6.7%	12.8%	2.5%	-0.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.6%	9.7%
九州	6.8%	8.0%	7.2%	7.9%	9.1%	9.4%	10.4%	10.6%	10.7%	10.6%
中西日本 6社計	10.9%	9.4%	10.0%	6.7%	8.6%	9.7%	8.9%	8.0%	8.5%	8.6%
9社合計	10.0%	9.0%	10.9%	7.8%	8.6%	10.9%	12.3%	11.9%	12.2%	12.4%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

(注)8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 8月19時・20時の予備率 43

- 長期(2018年度から2027年度まで)の各エリア8月19時の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西、四国、九州エリアで予備率8%を下回っている年度がかなりあることがわかる。
- 沖縄エリアは予備率最小時刻が8月20時であり、最大電源ユニット脱落時に「周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の予備率は全年度で0%以上(供給力 \geq H3需要)となる見通しである。

2018~2027年度(夏季:8月19時)の予備率

赤セル:予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	27.0%	23.2%	40.7%	39.2%	40.9%	41.1%	41.0%	41.3%	40.9%	52.0%
東北	19.2%	16.3%	21.7%	18.6%	19.0%	19.5%	19.9%	20.5%	20.4%	23.1%
東京	7.1%	7.4%	9.6%	6.2%	5.3%	10.2%	15.8%	16.0%	16.0%	14.8%
東日本 3社計	10.5%	10.0%	13.7%	10.5%	10.0%	13.8%	18.2%	18.4%	18.4%	18.7%
中部	9.3%	9.2%	7.1%	7.0%	10.9%	8.2%	5.0%	5.3%	5.7%	6.0%
北陸	28.6%	33.6%	27.1%	26.1%	25.9%	25.7%	25.4%	24.0%	23.8%	23.6%
関西	16.3%	15.7%	15.6%	7.9%	10.6%	13.5%	12.9%	9.7%	10.9%	10.9%
中国	22.2%	10.8%	18.3%	15.4%	15.8%	19.1%	18.9%	18.7%	18.7%	18.1%
四国	9.5%	6.7%	13.3%	3.6%	0.3%	10.5%	10.3%	10.2%	10.5%	10.5%
九州	2.4%	2.7%	1.0%	1.1%	1.4%	1.2%	1.9%	1.8%	1.7%	1.5%
中西日本 6社計	12.8%	11.4%	11.4%	8.1%	9.9%	10.9%	10.0%	8.9%	9.4%	9.4%
9社合計	11.8%	10.8%	12.5%	9.2%	9.9%	12.2%	13.7%	13.2%	13.4%	13.6%
沖縄	41.8%	39.8%	47.7%	46.7%	45.5%	36.4%	43.5%	42.5%	41.3%	32.5%
10社合計	12.1%	11.0%	12.8%	9.5%	10.3%	12.5%	14.0%	13.5%	13.7%	13.8%

2018~2027年度(夏季:8月20時)の予備率

下表は最大電源ユニット(24.4万kW)脱落時に周波数制御機能あり調整力(5.7万kW)を除いた場合の予備率を表示

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
沖縄	15.7%	13.9%	21.5%	20.7%	19.7%	11.1%	18.0%	17.2%	16.2%	7.9%

4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 1月18時の予備率 44

- H3需要の年間最大値が冬季(1月)に想定される北海道・東北エリアにおいて、1月の予備率が最小となる時刻は両エリアともに18時(最大需要発生時刻と同じ)であった。
- 長期(2018~2027年度まで)の1月18時の予備率は以下のとおり。東北エリアでは、一部の年度において予備率8%を下回っている。

2018~2027年度(冬季:1月18時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	19.3%	19.3%	15.8%	16.0%	17.1%	17.1%	17.1%	17.0%	26.9%	26.6%
東北	10.1%	9.3%	9.1%	6.6%	7.1%	7.6%	8.0%	8.5%	8.4%	10.6%

- 各エリアで8月の予備率が最小となる各時刻(15時、17時、20時)において、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き容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。
- **8月15時**の結果は下表のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

2018~2027年度(8月15時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	23.5%	12.8%	30.7%	30.5%	31.2%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.2%
東北	8.7%	8.9%	11.8%	9.0%	9.3%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
東京	8.7%	8.9%	11.8%	9.0%	9.3%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
中部	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
北陸	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
関西	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
中国	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
四国	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
九州	13.6%	19.2%	12.5%	12.5%	14.2%	14.7%	16.0%	16.3%	16.4%	16.4%
9社合計	11.5%	11.0%	12.7%	9.9%	10.9%	13.2%	14.7%	14.4%	14.8%	15.0%
沖縄	41.6%	40.2%	48.1%	47.5%	46.8%	38.4%	45.5%	44.5%	43.3%	34.9%
10社合計	11.8%	11.3%	13.0%	10.3%	11.3%	13.5%	15.0%	14.7%	15.1%	15.2%

(注)本検討は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

●空容量=①(運用容量)−②(マージン)−③(8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2018~2027年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度の平日・昼間帯の値、2020~2027年度(長期計画)の値

②:「2018・2019年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度平日の値、「2020~2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の値

③:平成30年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値

- 8月17時の結果は下表のとおり。2021年度が北海道・沖縄を除くすべてのエリアで予備率8%を下回っている状況。

2018~2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	28.3%	28.1%	28.8%	29.0%	28.9%	29.2%	28.9%	39.8%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	10.9%	7.8%	8.6%	10.9%	12.3%	11.9%	12.2%	12.4%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

- **8月19時**の結果は下表のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保している。

2018~2027年度(8月19時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	23.5%	12.2%	29.9%	29.5%	30.3%	30.6%	30.5%	30.7%	30.4%	41.5%
東北	10.0%	10.0%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	14.3%	14.5%	14.5%	14.3%
東京	10.0%	10.0%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	14.3%	14.5%	14.5%	14.3%
中部	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
北陸	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
関西	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
中国	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
四国	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
九州	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
9社合計	11.8%	10.8%	12.5%	9.2%	9.9%	12.2%	13.7%	13.2%	13.4%	13.6%
沖縄	41.8%	39.8%	47.7%	46.7%	45.5%	36.4%	43.5%	42.5%	41.3%	32.5%
10社合計	12.1%	11.0%	12.8%	9.5%	10.3%	12.5%	14.0%	13.5%	13.7%	13.8%

- 北海道・東北エリアにおける**1月18時**の結果も記載しており、すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保している

2018~2027年度(1月18時)予備率(連系線の活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	12.1%	12.0%	10.9%	9.1%	9.8%	10.2%	11.7%	11.8%	13.4%	15.0%
東北	12.1%	12.0%	10.9%	9.1%	9.8%	10.2%	11.7%	11.8%	13.4%	15.0%

- 環境影響評価公表情報(環境影響評価方法書提出済みの案件。以下のウェブサイトに掲載。)に記載の電源開発計画のうち、**供給計画に未計上の電源は全国で約1,170万kWあり**、そのうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。
火力発電所環境アセスメント情報(METIウェブサイト)
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html
- そこで、供給計画に未計上の電源で、一般送配電事業者¹に系統アクセス契約申込みがなされ、更に、**電気事業法第48条(工事計画)の届出がなされている電源を、国の協力を得て調査した。**
- その結果、全国で105万kWの電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した。以下に、長期8月17時断面での予備率を試算した結果を示す。

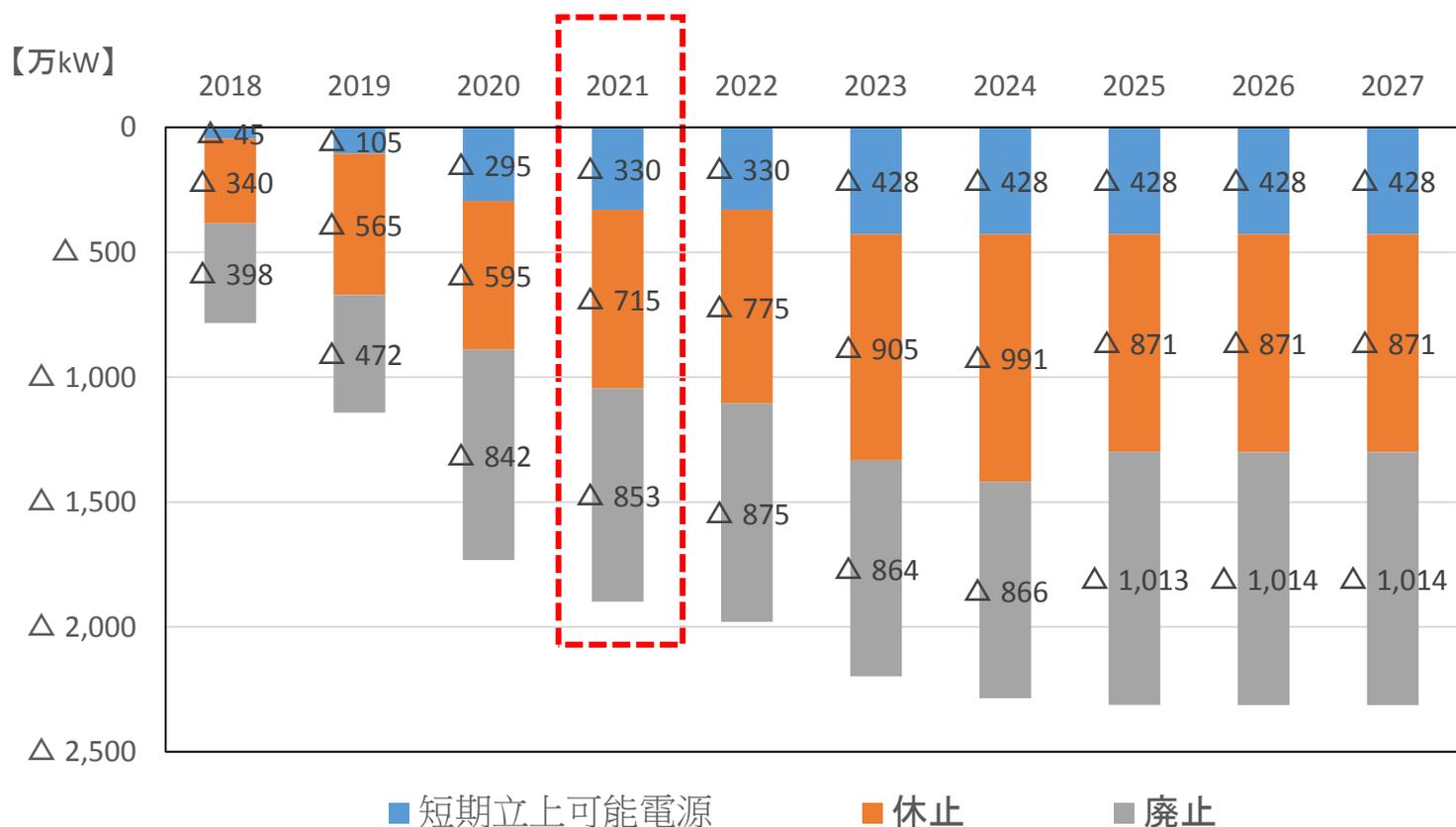
工事計画書届出済電源の設置エリア	供給力	供給力計上時期
北海道エリア	10万kW	2020年8月～
東北エリア	95万kW	2021年8月～

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.5%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.8%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

■ 前頁までの長期の需給バランス評価において、8月17時断面において、2021年度の予備率が8%を下回っていることから、供給力に計上されていない電源で、**2021年度断面で、比較的短期に立上げが可能な状態で停止を見込んでいる電源(以下、「短期立上可能電源※1」と言う。)**を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、現時点の計画ではあるが、330万kWあることがわかった。

※1:稼働が必要な場合に、概ね6カ月以内で立上げが可能な状態で停止する予定の電源



- 連系線活用後及び工事計画書提出電源加算後の評価において、2021年度の予備率が8%を下回っていることから、短期立上可能電源のうち、東日本エリア、西日本エリアにそれぞれ10万kW(合計20万kW)の供給力を加算したときの需給バランスを以下に示す。
- その結果、2021年度の予備率は全国的に8%を上回る結果となった。

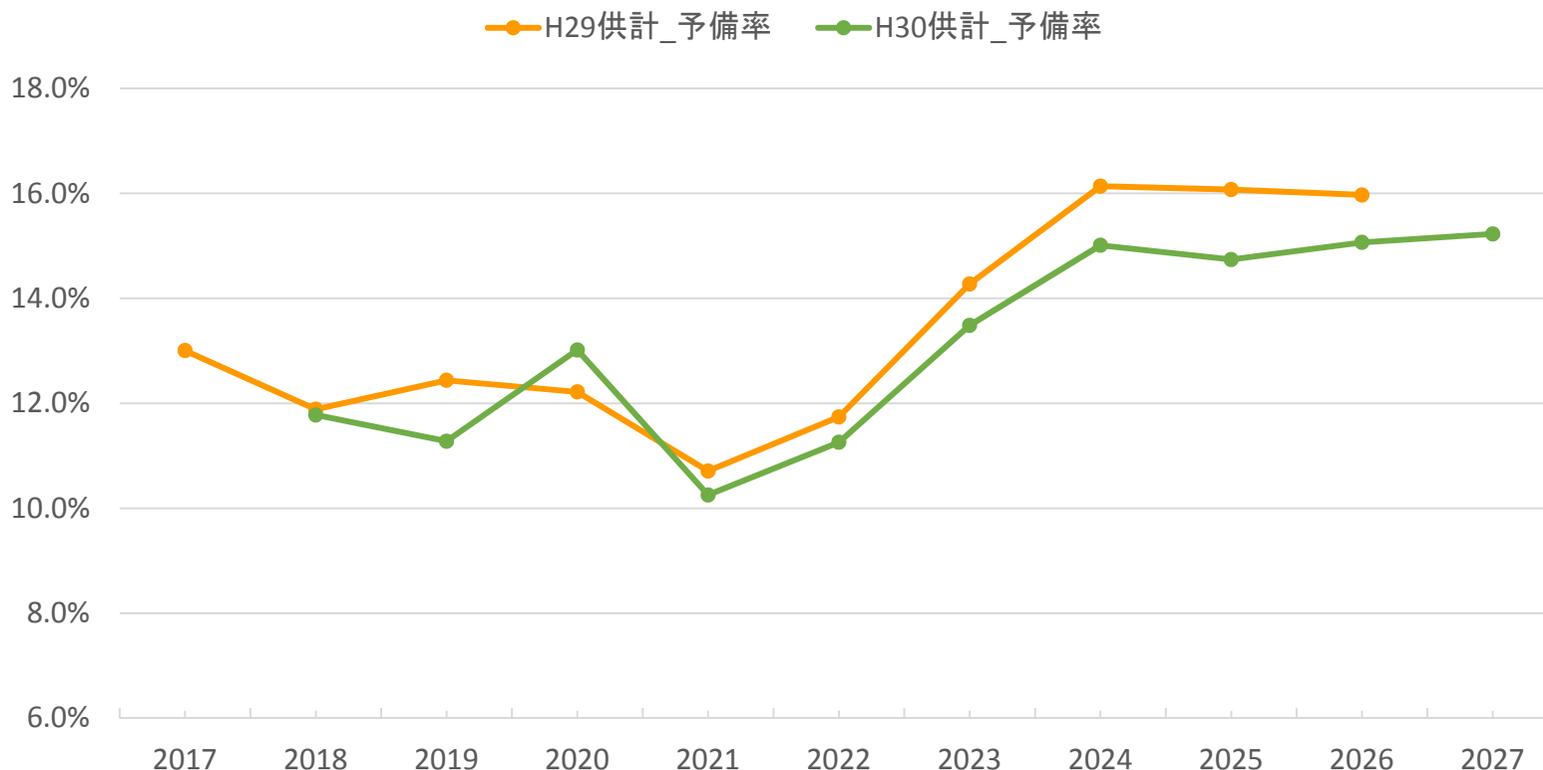
2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後、工事計画書提出電源及び短期立上可能電源の供給力加算後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.6%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	9.0%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

4-2-9. 昨年度供給計画との状況比較(1)

■ 昨年度と今年度の供給計画における予備率(全国合計15時)の見通しを比較したものを以下に示す。昨年の供給計画に比べ、今年度は全般的に予備率が下がっていることがわかる。

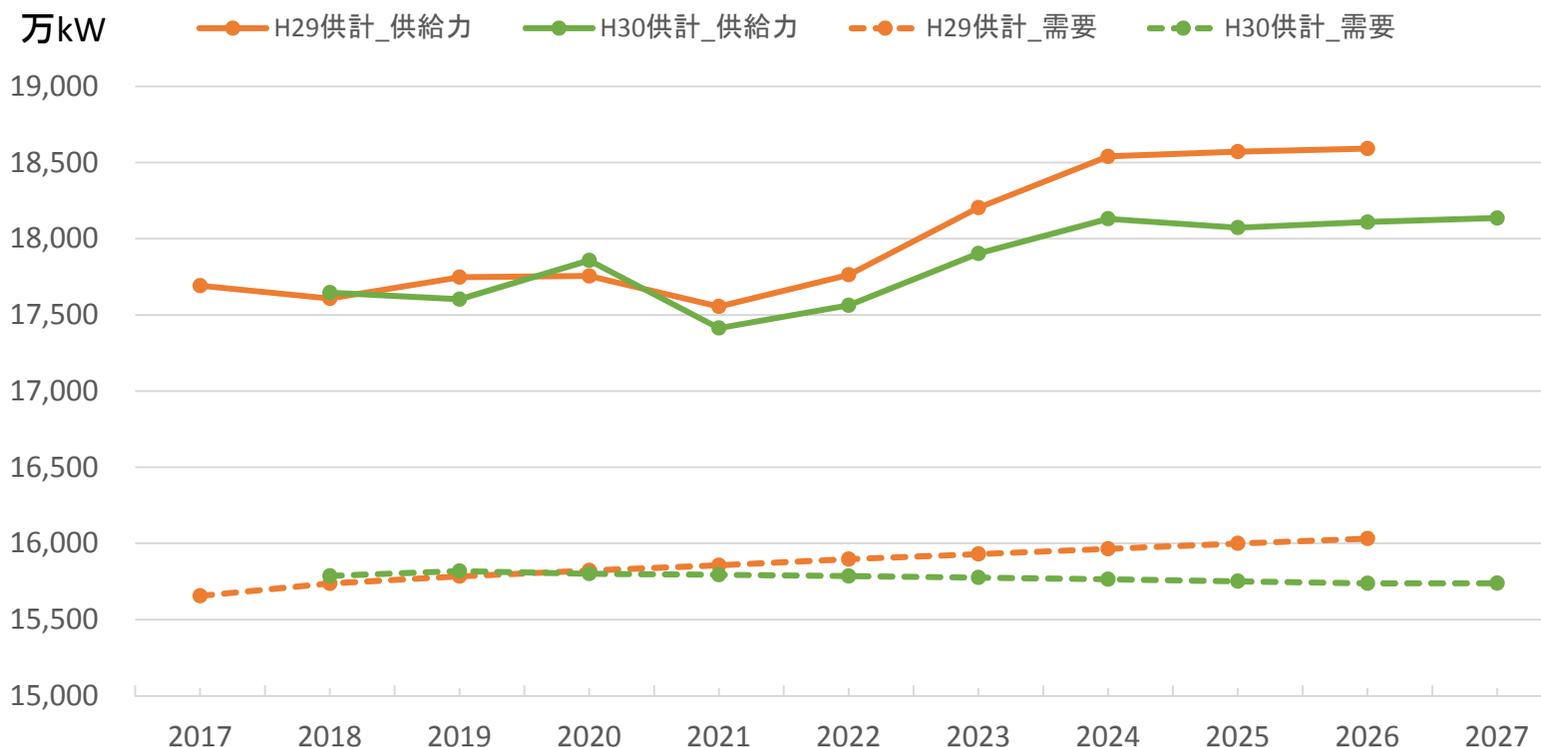
昨年度と今年度の供給計画における全国合計予備率の見通し



4-2-9. 昨年度供給計画との状況比較(2)

■ 昨年度の計画から予備率が下がっていることから、昨年度と今年度の供給計画における供給力(全国合計15時)と需要(全国合計15時)の推移を比較した。需要想定値は低下しているものの、それ以上に供給力が低下していることがわかる。

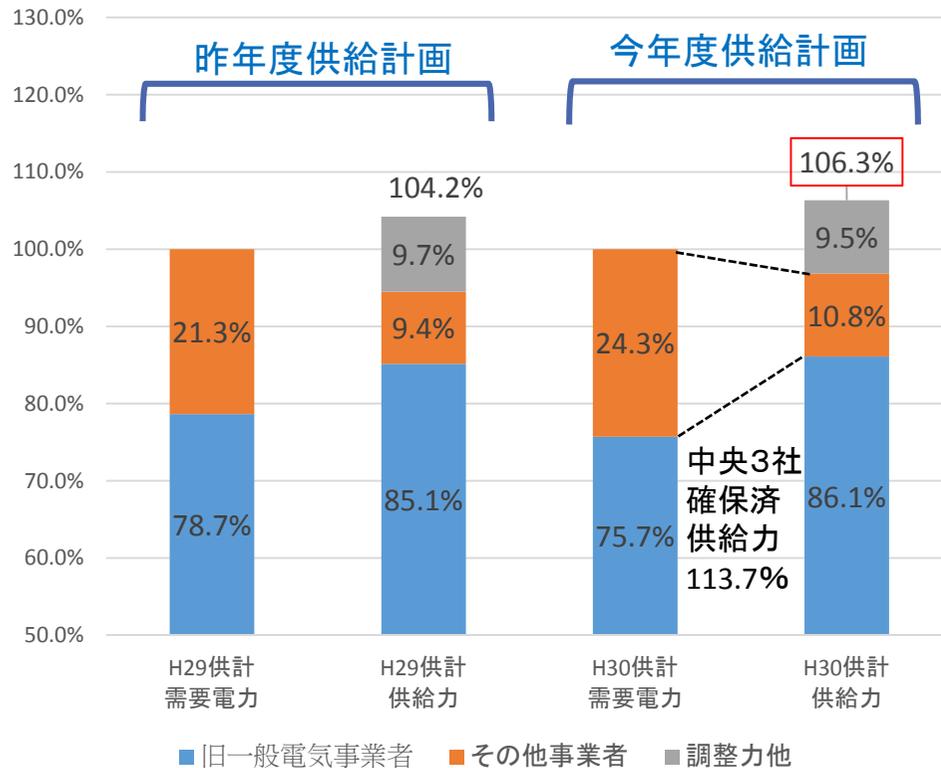
昨年度と今年度の供給計画における供給力・電力需要の見通し(全国合計)



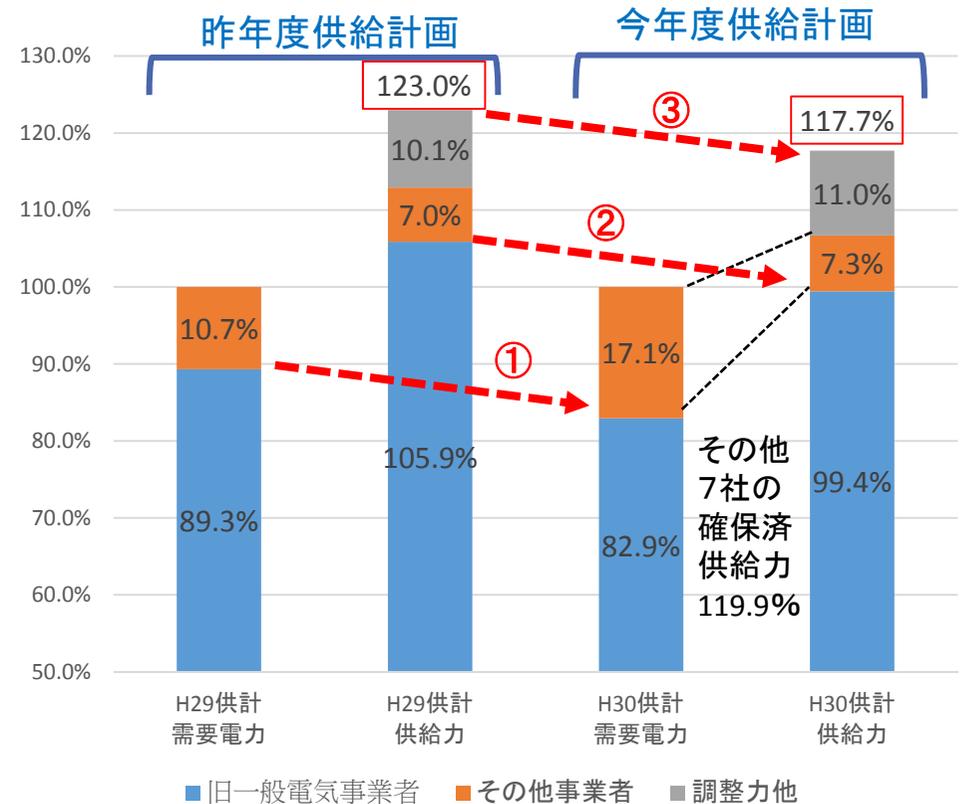
4-2-9. 昨年度供給計画との状況比較(3)

- 昨年度と今年度の供給計画において、全国で予備率が最も低下する見通しの2021年断面での旧一般電気事業者と新電力の需要及び供給力の状況を以下に示す。
- 中央3エリア(左図)は昨年同様、旧一般電気事業者の自社需要に対する確保済供給力比率が他エリアに比べて低く、シェアを増やした新電力は確保済供給力の比率が少ないことから、エリア全体の予備率は低い傾向にある。
- その他7エリア(右グラフ)は昨年比べて予備率が大きく低下している(下図③)。原因は、旧一般電気事業者のシェアが下方修正となり(下図①)、それに合わせて、確保済供給力を減らしていること(下図②)が挙げられる。

中央3エリア(2021年度の計画状況)



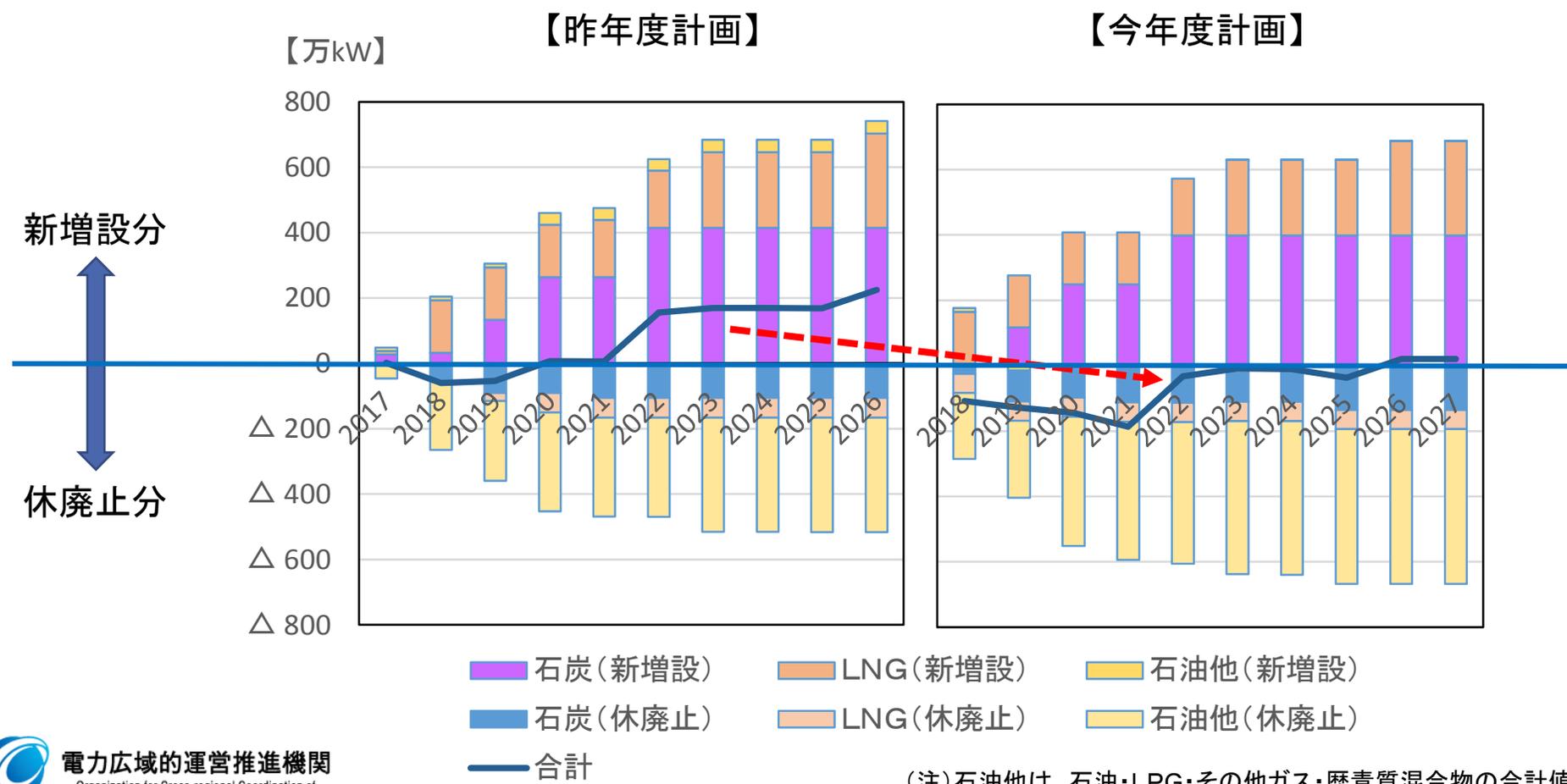
その他7エリア(2021年度の計画状況)



4-2-9. 昨年度供給計画との状況比較(4)

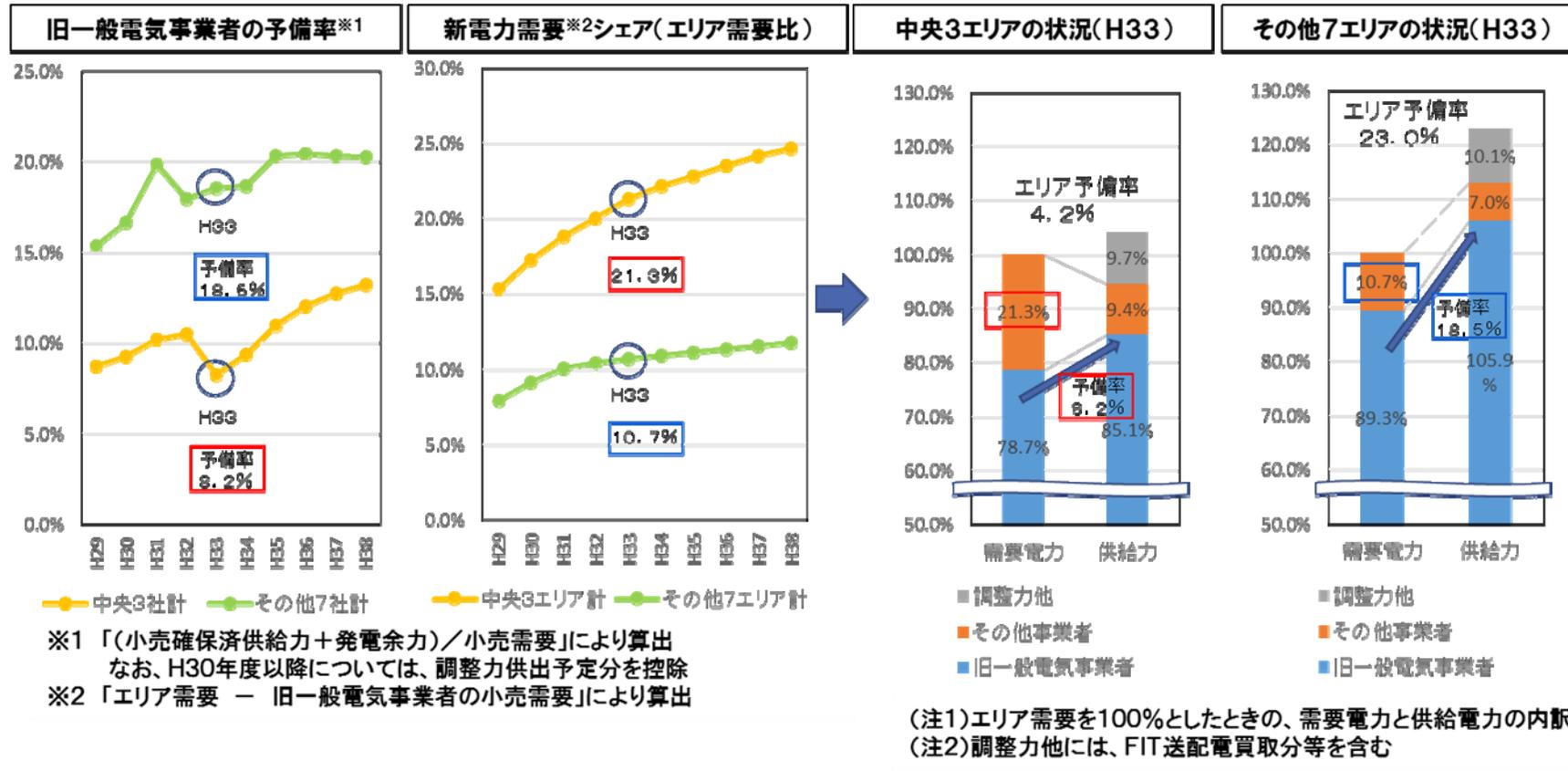
- 中央3エリア以外のエリアの予備率が低くなった要因を分析するため、昨年度と今年度の火力発電の今後10年間の新增設及び休廃止計画を以下に示す。
- 昨年度の計画に比べ、今年度の計画は、休廃止(特に石油火力の休廃止)の計画が大幅に増加していることがわかる。

中長期の電源開発及び休廃止計画(設備量ベース、初年度からの累計値)



出典:平成28年度第6回評議員会資料 平成29年度供給計画の取りまとめについて(平成29年3月28日)から抜粋

- 東京・中部・関西エリア(以下、中央3エリア)の予備率が低くなった要因を分析した。
- 中央3エリアの旧一般電気事業者3社(中央3者)は、自社需要に対する供給力は確保しているものの、その他7社(中央3者以外の旧一般電気事業者7者)に比べて予備率は低くなっている。
- また、中央3エリアでは、確保済供給力の保有が相対的に少ない*特性を持つ新電力のシェアが高いため、エリア全体の予備率を押し下げている。 ※70頁参照



■ 短期(2018年度)の需給バランス評価

- すべてのエリア・月において、安定供給の基準とする予備率8%を確保できる見通し。

■ 中長期(2019年度～2027年度)の需給バランス評価

- 2021年度の8月17時断面において、本州～九州エリアで広範囲に予備力8%を確保できないこととなった(49頁参照)。予備率が減少する傾向が今後も続くと想定すると、容量市場による容量確保が開始される2024年度を待たずに、適正予備力を大きく下回り、需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される。
- 但しこれは、今春から初夏にかけて稼働が見込まれる原子力発電4基も含め、ほとんどすべての原子力発電の供給力を「未定」=ゼロとして計上しているものでもあり、中長期の需給バランスとしては、今後の原子力稼働状況も見据えて評価していくことが求められる。
- また、今回は供給力として計上されていないものの、短期で立ち上げ可能な電源が一定程度存在することも確認できた(50頁参照)。
- 従って、中長期の需給見通しとしては、今後の原子力発電の再稼働による変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行うこととし、その中で、必要に応じて電源入札等の対応策を検討することとしたい。

4-1. 電力需要想定

- (1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し(短期)
- (2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)

4-2. 需給バランス

- (1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し(短期)
- (2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)

4-3. 電源構成の変化に関する分析

4-4. 送配電設備の増強計画

4-5. 広域的運営の状況

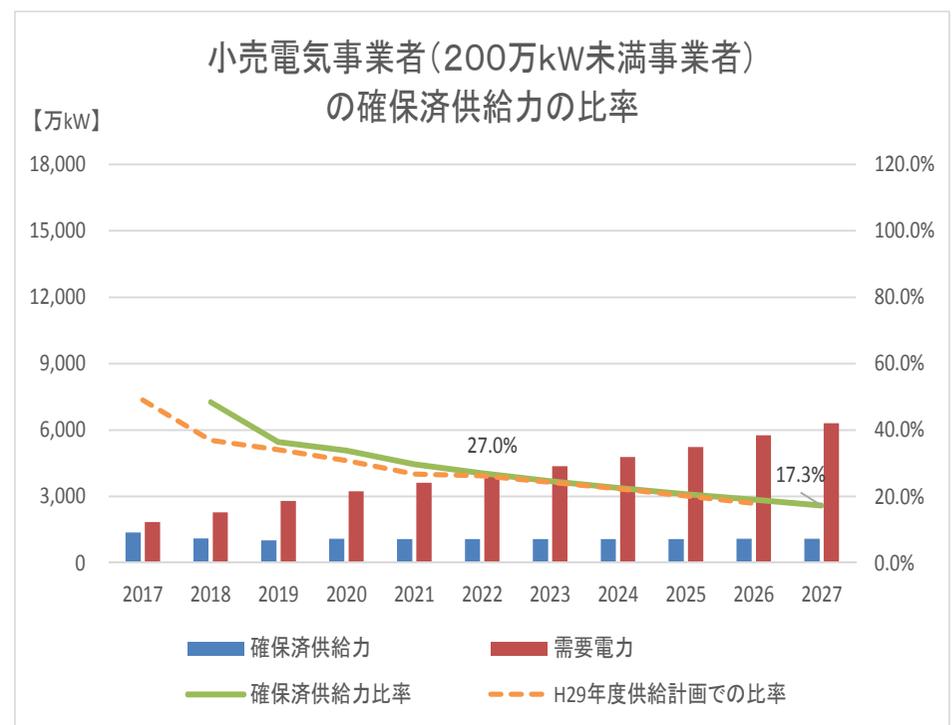
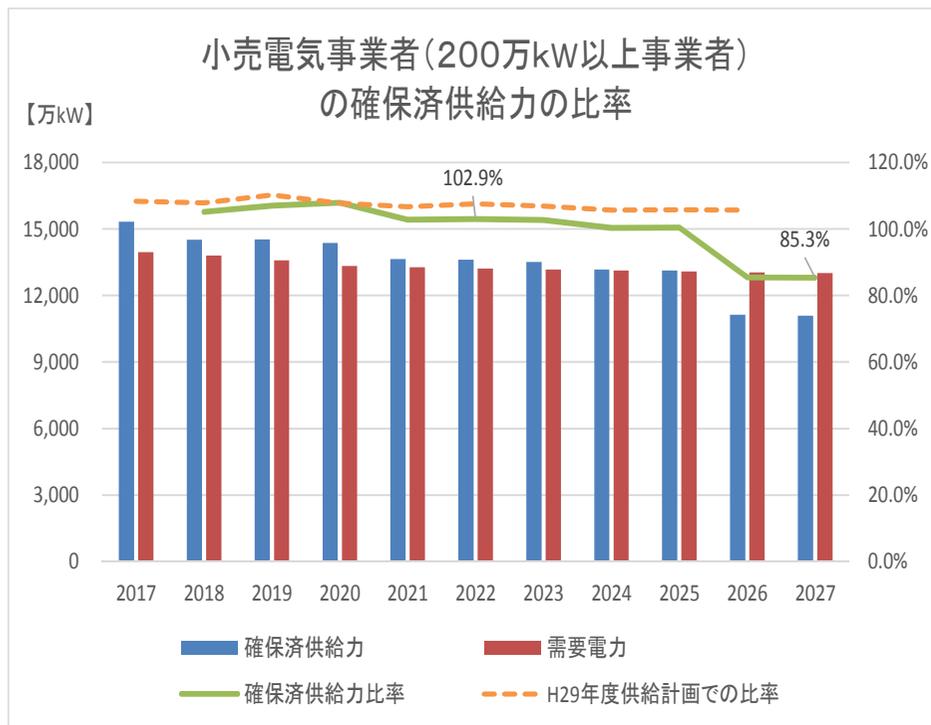
4-6. 電気事業者の特性分析

4-7. その他

- 昨年度と今年度の供給計画において、小売電気事業者が自社想定需要(8月)に対して契約等で既に確保している供給力の比率(確保済供給力比率※¹)を事業者規模別※²に示したグラフを以下に示す。
- 多くの小売電気事業者、特に中小規模の事業者は、中長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」は下がっている状況。

(※1) 確保済供給力比率 = 確保済供給力 ÷ 自社小売需要 × 100%

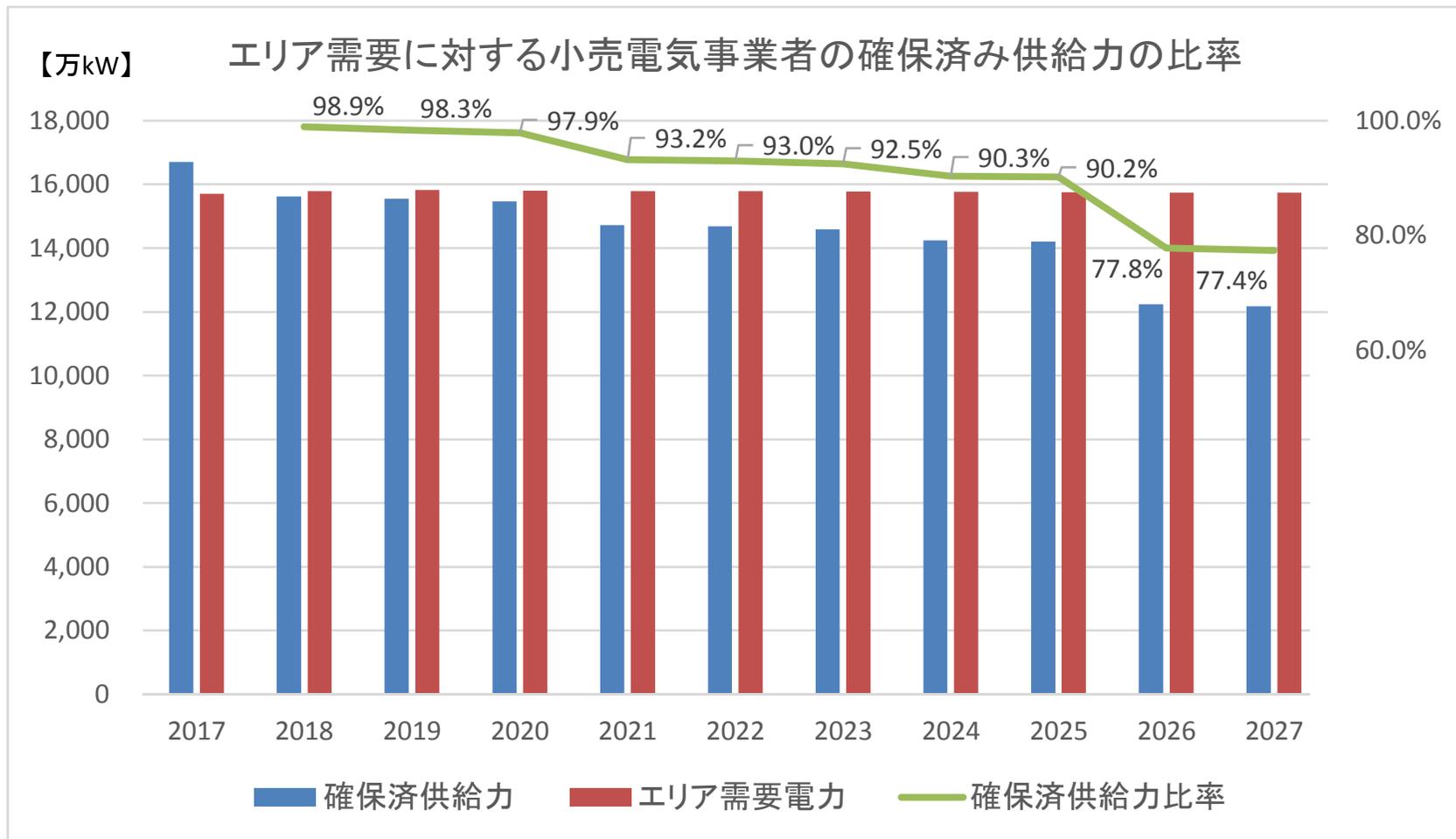
(※2) 事業者規模(200万kW以上・未満)は2018年度の自社想定需要電力(8月)を基に分類



4-6-1. 小売電気事業者の確保済み供給力の状況(2)

- エリア需要に対する全小売電気事業者の確保済み供給力の比率(エリア確保済み供給力比率※)の推移を表したグラフを以下に示す。確保済み供給力の比率は、2018年度から100%を下回り、後年次になるに従い、徐々に下がっていく傾向にある。

※エリア確保済み供給力比率＝全小売電気事業者の確保済み供給力÷エリア需要(全国計)×100%



再生可能エネルギーの大量導入などによる電源構成の変化や、新規事業者の参入動向及び各種制度の変更等もあり、供給計画の取りまとめを通じて、供給計画・需給バランス評価の在り方について、以下の課題を認識した。

(1) 容量市場創設後の供給計画・電力需給検証での需給バランス評価の在り方について

- 東日本大震災以降は、供給計画の取りまとめとは別に電力需給検証作業として、至近の夏季・冬季における厳気象を想定した電力需給状況を確認している。また、将来の供給力を確実に確保するための実効性のある仕組みとして、現在、容量市場の検討がなされているところ。
- これらは、需給バランスを評価し、需要に応じた供給力を確認するという点に関して、電気事業法のもとで行っている供給計画の取りまとめと、その目的・役割が重複するところがあり、今後、効率的に業務を進める上で、それぞれの目的・役割を整理しつつ、適切な役割分担を考えていく必要がある。
- また、容量市場が導入された後の供給計画においては、各電気事業者（小売電気事業者・発電事業者・一般送配電事業者）ごとに求められる計画内容や、確認すべき事項が異なってくるものと思われることから、将来の供給計画の在り方として、より効率的・効果的な仕組みへ変えていく必要がある。

(2) 供給計画で補足できない供給力の把握方法

- 供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源等の供給力は、これまで供給計画の取りまとめでは捕捉していなかった。そこで今回、当該電源の工事計画書の届出（電気事業法第48条の届出）の提出状況を調査し、その供給力を供給計画の取りまとめにて捕捉した（49頁参照）。今後は、このような供給力を継続的に供給計画の取りまとめの中で捕捉できるよう、供給計画の仕組みの改善等を国の協力を得て検討していく必要がある。

(3) 揚水発電・蓄電池の供給力計上方法について

- 揚水発電は、揚水動力として期待できる原資や、上池容量なども勘案して、適切にその供給力を計上する必要があるが、その算定の考え方は一般送配電事業者間で多少の違いがあることがわかった。今後、再生可能エネルギー導入下での揚水発電機能の重要性や、揚水発電の供給力を容量市場で取引すること等を考えると、揚水発電の供給力計上の考え方の明確化・統一化が求められるものと思われる。
- 同様に、昨今、自然変動電源の導入に合わせて、調整力確保の目的で大型の蓄電設備が系統に接続され、その数は増えていくものと思われる。蓄電設備は供給力として活用することも可能であるため、蓄電設備の供給力計上の考え方を定めていく必要がある。

(2) 冬季を含めた残余需要最大時の需給バランス評価の必要性について

- 現在、夏季に最大需要が発生するエリア(北海道・東北以外のエリア)では、長期の需給バランスでは夏季のみを確認している。その一方で、今冬は数十年ぶりの厳寒であったこともあり、これら夏季に最大需要となるエリアにおいても冬季需要が増加し、特に東京エリアでは需給がひっ迫し、他エリアからの融通を受けることとなった。
- 需給がひっ迫した要因は、今後の詳細な評価分析を待たなければならないが、需要増と供給力確保の予測の關係に着目して評価したところ、速報としては下記のような要因が挙げられる。
 - 太陽光発電の導入量増大のもとで、夏季においては、太陽光の供給力は保守的に見積もる計画値(L5)以上となる傾向にあるが、冬季では、厳寒による需要の増と、降雪、積雪、曇天による太陽光供給力の減少が重なることから、その太陽光供給力の予測誤差が、結果として需給状況を悪化させることとなった。
 - 厳寒での需要は、寒い日が連続することによって一層増加する傾向にあるが、その結果が日間の電力量(kWh)の増大をもたらし、調整力としての揚水発電(上池水位)を大量に消費した一方で復水できず、翌日の需給バランスを確保できなくなった。
 - 同じ期間内に、火力電源の作業停止や計画外停止があったこともあり、上記の要因が重畳して、更に厳しい需給状況となった。
- 厳寒となった今冬の需要に着目すれば、東京以外のエリアでも、太陽光供給力(計画値)を需要から除いた残余需要で比較した場合、関西・沖縄を除くすべてのエリアで夏季よりも冬季の方が高い実績となった。また、比較的気温が安定していた昨冬の需要でも、6エリアで、夏季よりも冬季が高い実績となっていた。更に、平成30年度の供給計画において、夏季と冬季の残余需要(計画)を比較すると、東京・関西・沖縄以外のエリアで、夏季よりも冬季の方が高くなる見通しである。(次頁参照)
- 以上のように残余需要(計画)を比較すると夏季と冬季で逆転する傾向にあることから、今後は、中長期の供給力・調整力確保の面や、短期の作業停止調整を考える上で、冬季の需要最大時の需給バランスにおいても、従来の評価に加え、太陽光の予測誤差の影響や、kWhバランスを考慮した揚水供給力の評価方法などにも十分に注意して評価していく必要がある。
- また、今冬のような需給ひっ迫が見込まれるような場合に、国民や需要家全般に節電等の何らかの要請をする前の措置として、当機関の会員である電気事業者(発電・小売電気事業者)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など、需給ひっ迫時の対応の在り方について国と連携して検討していく必要がある。

(参考)残余需要の夏季・冬季比較

(万kW)

		北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州		沖縄	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
2016年度 (実績)	最大3日電力	422	519	1,272	1,410	5,106	4,901	2,433	2,317	487	507	2,649	2,456	1,047	1,020	520	466	1,540	1,439	145	100
	冬季／夏季比率	122.9%		110.9%		96.0%		95.2%		104.2%		92.7%		97.4%		89.6%		93.5%		69.3%	
	残余需要	410	507	1,189	1,330	4,832	4,891	2,219	2,246	464	496	2,523	2,437	948	987	468	455	1,451	1,429	142	100
	冬季／夏季比率	123.7%		111.9%		101.2%		101.2%		106.8%		96.6%		104.1%		97.1%		98.4%		70.6%	
2017年度 (実績)	最大3日電力	422	515	1,293	1,443	5,235	5,167	2,429	2,355	496	539	2,626	2,543	1,067	1,093	519	506	1,568	1,560	150	108
	冬季／夏季比率	121.9%		111.6%		98.7%		97.0%		108.6%		96.8%		102.4%		97.4%		99.5%		71.6%	
	残余需要	418	512	1,240	1,435	4,951	5,149	2,216	2,346	478	538	2,557	2,539	957	1,083	488	505	1,285	1,559	146	107
	冬季／夏季比率	122.3%		115.8%		104.0%		105.9%		112.4%		99.3%		113.1%		103.5%		121.4%		73.5%	
2018年度 (想定)	最大3日電力	419	498	1,294	1,371	5,316	4,788	2,463	2,268	500	491	2,578	2,376	1,035	986	503	461	1,532	1,457	147	103
	冬季／夏季比率	118.9%		106.0%		90.1%		92.1%		98.1%		92.2%		95.3%		91.7%		95.1%		70.1%	
	残余需要	408	496	1,208	1,363	5,075	4,785	2,222	2,241	479	489	2,441	2,376	908	968	433	460	1,184	1,456	138	103
	冬季／夏季比率	121.6%		112.8%		94.3%		100.9%		102.1%		97.3%		106.6%		106.2%		123.0%		74.7%	

注

1. 最大3日電力(実績)は系統情報サービス等より抽出したデータを加工(夏季は7-9月、冬季は12-2月発生値の上位3つの平均)
2. 最大3日電力(想定)はH30年度供給計画値(夏季は8月、冬季は1月)
3. 残余需要=最大3日電力-太陽光出力-風力出力
太陽光・風力出力として2016年度は実績値を、2017・2018年度はL5出力(計画値)を用いて計算

(3) 中長期的な調整力の確保について

- 昨年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、平成30年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。
- 併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。
 - 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること(40頁、次頁参照)。
 - 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること(次頁参照)。
 - 太陽光の発電予測誤差(下向き)が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力(電源Ⅰ′:需要の抑制)を重負荷期以外に発動した実績(次々頁参照)もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。
- 上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述(2)の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、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している現状の電源Ⅰ調整力募集量(7%)の妥当性について、改めて検討する必要がある。
- また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、国や一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、容量市場の設計と合わせて、詳細設計を進めていく。

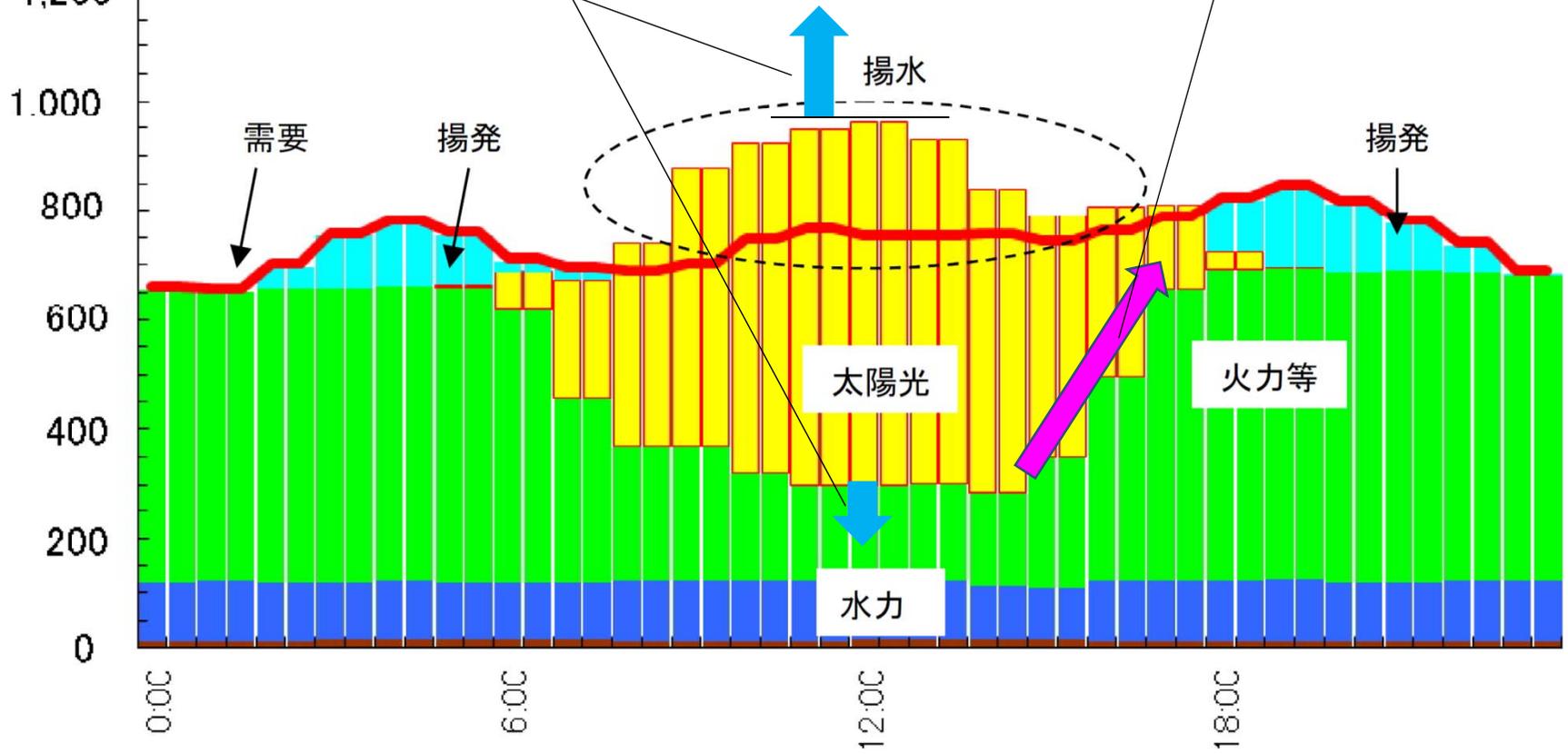
[H30 年度 5 月の需給バランス]

[万kW]

1,200
1,000
800
600
400
200
0

揚水動力の活用、連系線の活用、火力電源等の抑制など、下げ調整力の最大限活用が必要

夕刻の太陽光供給力の急な減少に伴う火力発電の立上が必要



出典: 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-1参考資料4から抜粋

電源 I ' の活用実績について

2

2017年4月～9月までの電源 I ' の活用実績について確認したところ、9月7日(木)九州エリアにおいて、発動の実績があったので概要についてご報告する。

【発動状況(概要)】

- 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)

【需給状況(想定)】

9月7日(木) 13時～14時

想定	時間	需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
前々日 16時	14時	1,200	1,451	20.9%
前日 10時	14時	1,170	1,408	20.3%
前日 16時	14時	1,150	1,301	13.1%
当日 4時	14時	1,210	1,359	12.3%
当日 9時頃	14時	1,240	1,262	1.7%

おわり