

2019年度供給計画の取りまとめ について

2019年3月20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

1. 供給計画について
2. 2018年度供給計画の振り返り
3. 2019年度供給計画の取りまとめに当たって
4. 2019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。）を経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. 2018年度供給計画の振り返り

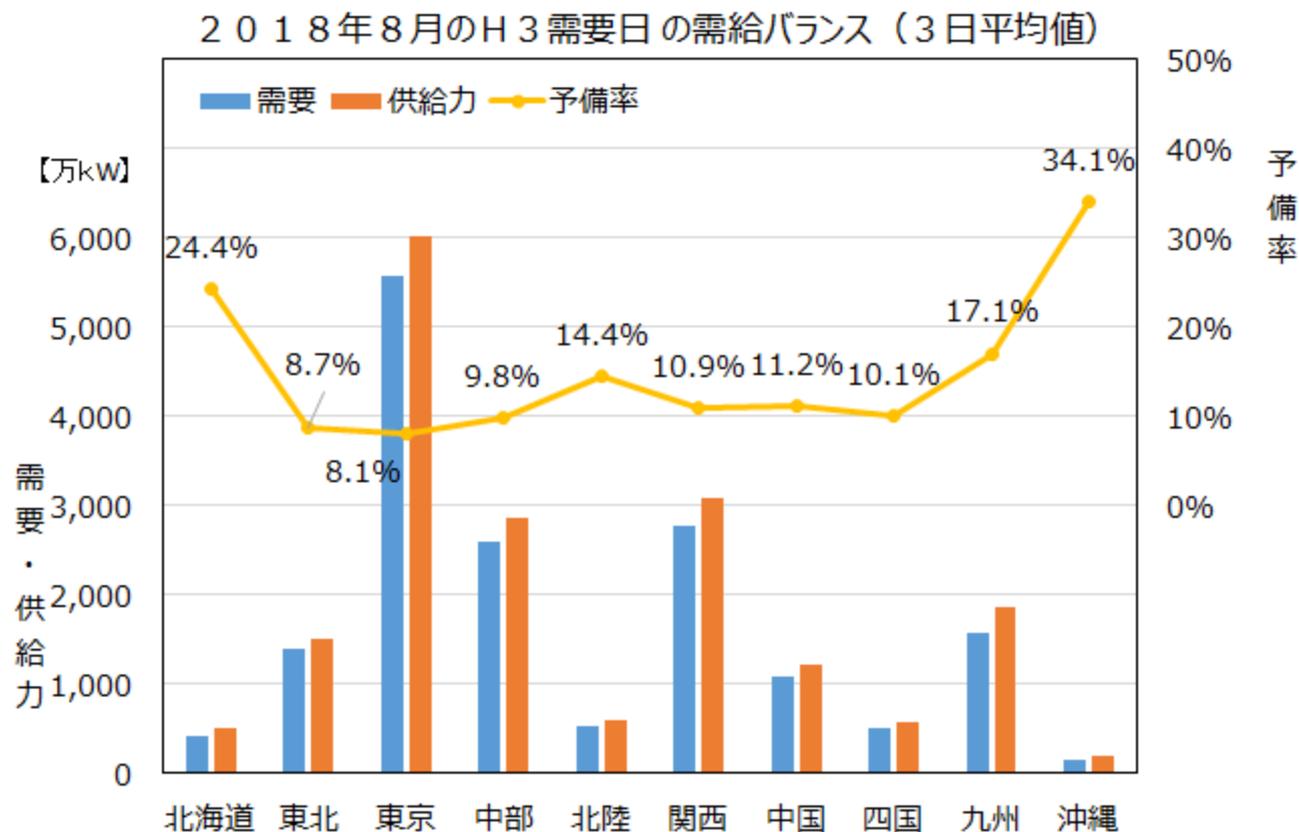
- 2018年8月のエリアのH3需要発生日の需給バランス※1を以下に示す。
- 全エリアで、当日断面において最低限必要な予備率（3%以上※2）を確保できていた。
（7月18日の関西エリアへの電力融通※3は、7月実績のため対象外）

※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：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）

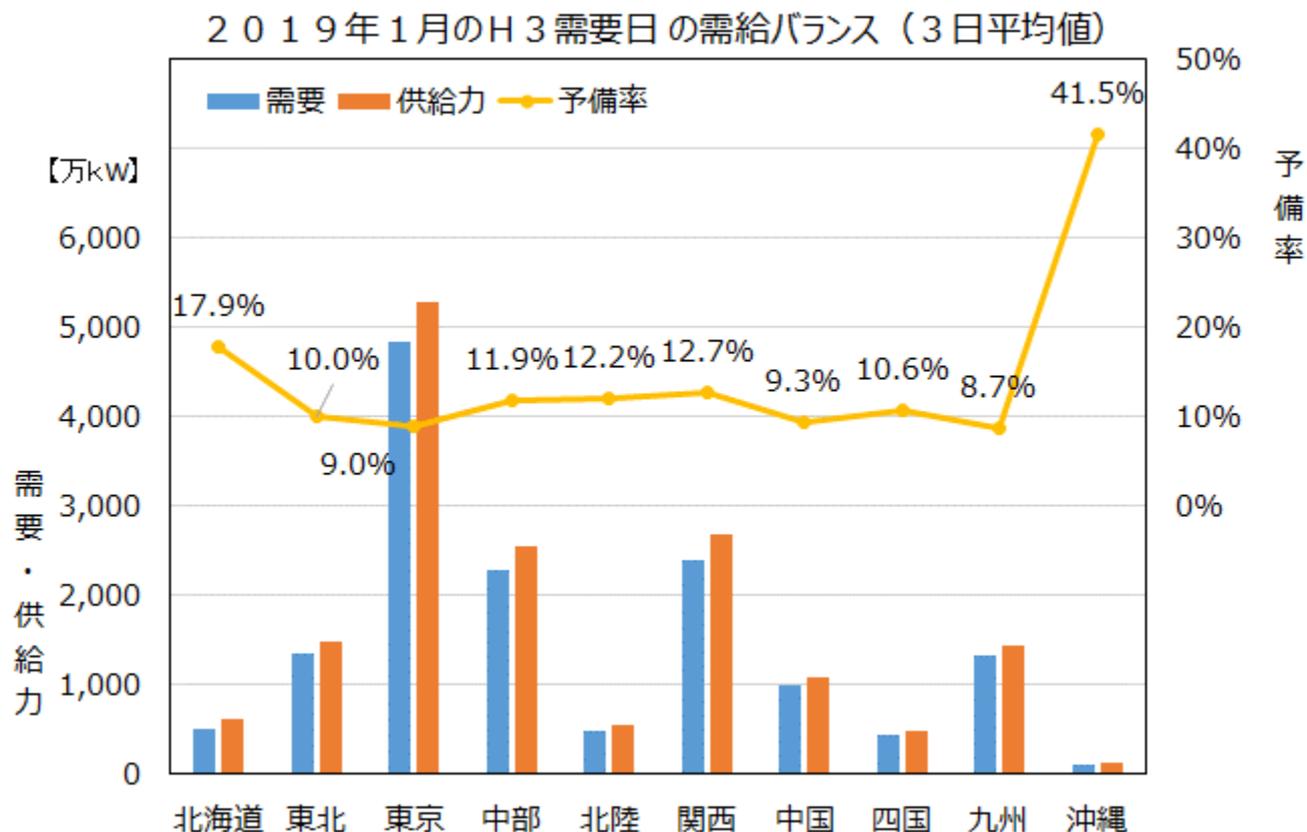
※2）沖縄エリアは最大電源ユニットと周波数制御機能あり調整力（電源I - a）を除く供給力が需要を上回ること。
（エリア需要の20.2%以上）

※3）融通に至った要因等は第33回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年10月23日）で報告済



- 2019年1月のH3需要発生日の需給バランスを以下に示す。
- 1月10日に中部エリアで需給がひっ迫し、他エリアから中部エリアへ電力融通を行った※が、その日も含め、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）を確保できていた。

※融通に至った要因等は第36回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年2月19日）で報告済



- 2018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. 容量市場創設時及びその先を見据えた安定供給確保が必要

(概要)

- 供給計画の取りまとめでは、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）が離脱需要の増に応じた保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析した。この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始される前に需給がひっ迫することが現実的な問題として懸念される。
- このため本機関としては、容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、国とも連携をとりながら、制度的な措置を含めた具体的な方策について検討を進めていく。
- その際には、供給計画においてみなし小売電気事業者が長期の予備率を1～3%としていることと、かつて、みなし小売電気事業者が自らの予備率について審議過程で提示した5%との整合性や、みなし小売電気事業者が本来確保すべき計画段階での供給力のあり方についても併せて確認する。



【対応状況】

- 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、2018年12月に本機関からすべての電気事業者に対して「供給計画における供給力確保に関する要請について」を发出し、**需要ピーク時を極力避けた設備補修と、小売電気事業者へは可能な限り調達先を確定することを要請**した。また、2019年4月からは「**発電設備等の情報に関する掲示板**」の運用を開始し、発電事業者の多様な供給先の確保による電源の退出防止を図る。
- みなし小売電気事業者に対して、長期の予備率1～3%と審議過程で提示した予備率5%との整合性や、本来確保すべき計画段階での供給力のあり方について確認し、**第31回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月25日）**で報告した。

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

(概要)

- 現在、夏季に最大需要が発生するエリアでは、長期の需給バランスは夏季のみを確認している。その一方で、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、本機関としては、中長期の供給力・調整力確保や、短期の作業停止調整などを考える上で、冬季の需給バランス評価における太陽光発電供給力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留意して検討していくこととする。
- また、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、本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。



【対応状況】

- 平年H3需要に対しては、供給計画の取りまとめ時期（3月末）に、最大需要発生時だけでなく残余需要最大時の需給バランスについて、第1年度の冬季を含めて確認してきた。加えて、**厳気象H1需要に対しても、2019年3月の電力需給検証時から、最大需要発生時だけでなく残余需要最大時の需給バランスも確認することとした。**
- 国の審議会（制度検討作業部会）と連携しつつ、**容量市場の在り方等に関する検討会において、需給ひっ迫のおそれがあるときのリクワイアメントを整理し、**需給ひっ迫のおそれがあるとき、落札した発電事業者等に対し、稼働可能な電源等については、契約している小売電気事業者等に供給すること又はスポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札することに加え、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給することなどを求めることとした。
- また、需給ひっ迫時の電気の価値を適切に表し、**需給ひっ迫時は適切に需要を減らす又は供給を増やすインセンティブとなる新たなインバランス料金制度**（補助的施策、制度的・経済的な対応を含む。）の在り方について、2019年5月を目途に結論を出すべく、資源エネルギー庁（電力・ガス基本政策小委員会）、電力・ガス取引監視等委員会（制度設計専門会合）の検討に協力中。

3. 中長期的な調整力の確保について

(概要)

- 供給計画の取りまとめでは、再生可能エネルギーの増加を踏まえた2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、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、下げ代調整力が不足する中で揚水発電能力がエリア間で偏在している状況にあること、太陽光発電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が高まっていること、太陽光発電の予測誤差に対する予備力としての調整力の必要量も増加していること、が確認された。
- 上記を勘案すると、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。
- 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、その詳細設計の中で構築していく。



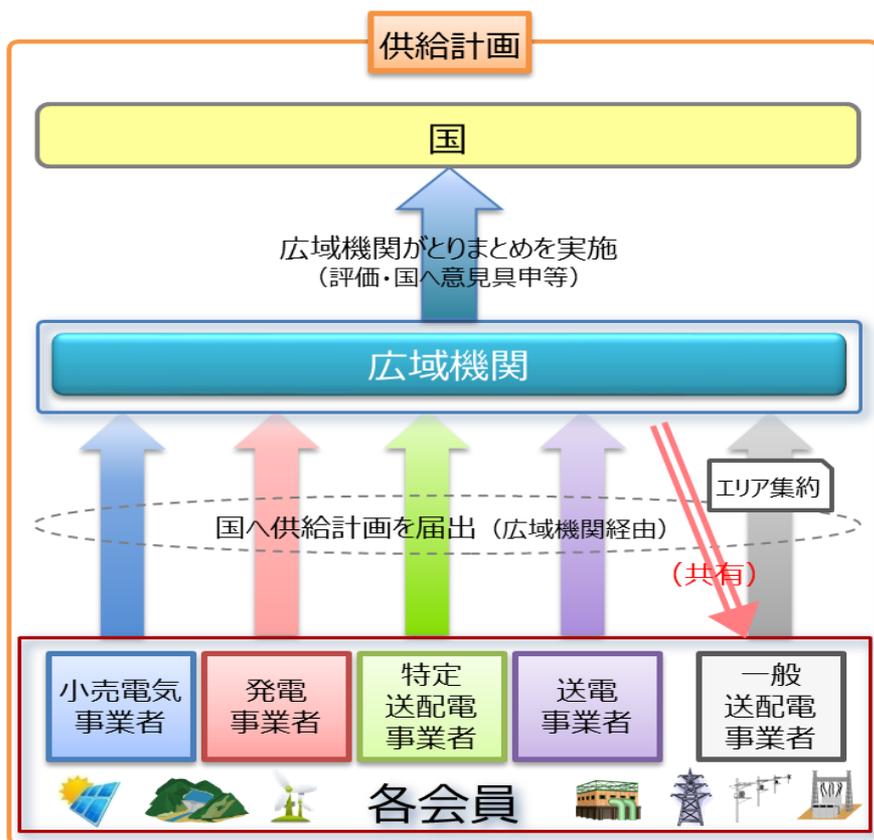
【対応状況】

- 本機関では、2017年3月に「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、需給調整市場創設に向けて必要な調整力の量・質等条件などの技術的検討を進めてきた。2018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。
- 現状の電源Ⅰ調整力募集量については、第31回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月25日）において、**偶発的需給変動対応の必要供給予備力確保策の観点も踏まえ7%が妥当であると整理**し、太陽光発電の予測誤差等に対応するために調整力が不足する可能性がある場合には、**電源Ⅱ事前予約**により必要な調整力を確保することを可能とし、事後検証により妥当性を評価することとした。

3. 2019年度供給計画の取りまとめに当たって

- 2019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

● 2019年度供給計画取りまとめ事業者数※

事業者ライセンス	2019年度供給計画 取りまとめ	(参考) 2018年度 供給計画取りまとめ
発電事業者	725	642
小売電気事業者	535	448
登録特定送配電事業者	22	19
特定送配電事業者	5	4
送電事業者	2	2
一般送配電事業者	10	10
合 計	1,299	1,125

※2018年11月末日までに電気事業者登録されている事業者、および2018年12月以降に新たに電気事業者となった者のうち3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（3者）の供給計画を取りまとめた。

(余 白)

4. 2019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、以下の赤枠部のみを説明

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

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・H3需要）及び年間需要電力量（送電端）の全国合計値は、短期的には至近の需要動向を反映して昨年よりも若干高い想定となったが、中長期的には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、昨年とほぼ同程度の想定となり、この結果、2018年度から2028年度にかけてほぼ横ばいとなった。

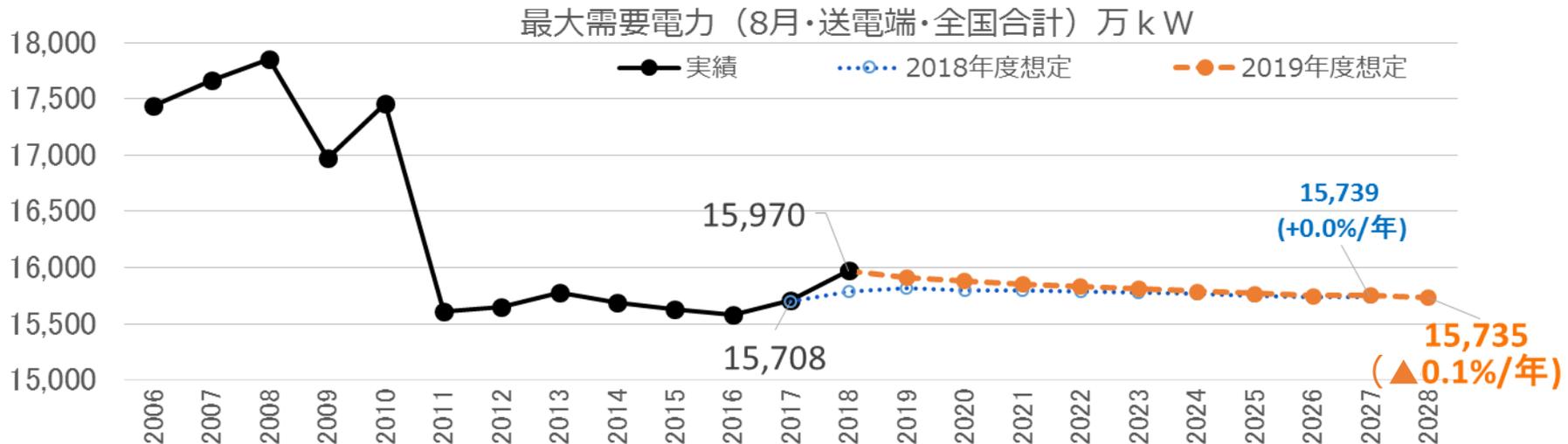
● 需要想定のもととした全国の経済見通し

	2018年度	2028年度
国内総生産 (GDP)	538.3兆円	572.5兆円 [+ 0.6%]
鉱工業生産指数 (IIP)	104.3	108.5 [+ 0.4%]
人口	1億2635万人	1億2072万人 [▲0.5%]

● 需要想定（全国合計、送電端）

	2018年度実績	2019年度見通し	2028年度見通し
最大需要電力	15,970万kW	15,907万kW	15,735万kW [▲0.1%]
年間需要電力量	8,869億kWh	8,905億kWh	8,821億kWh [▲0.1%]
年負荷率	63.4%	63.9%	64.0%

- ・2018年度実績欄は気温補正後の値。
- ・2018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年度実績に対する年平均増減率



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

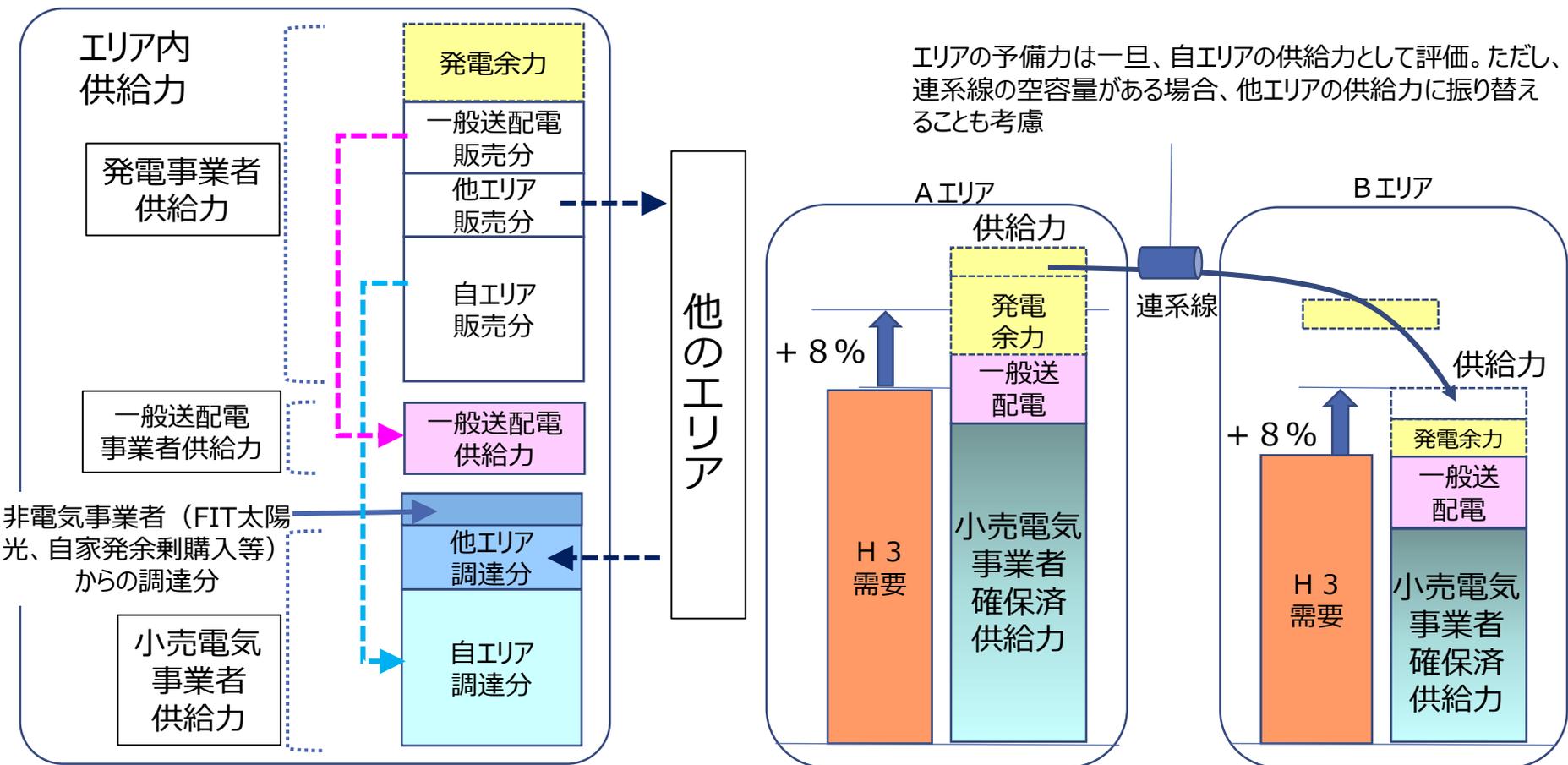
4 - 4. 送配電設備の増強計画

4 - 5. 広域的運営の状況

4 - 6. 電気事業者の特性分析

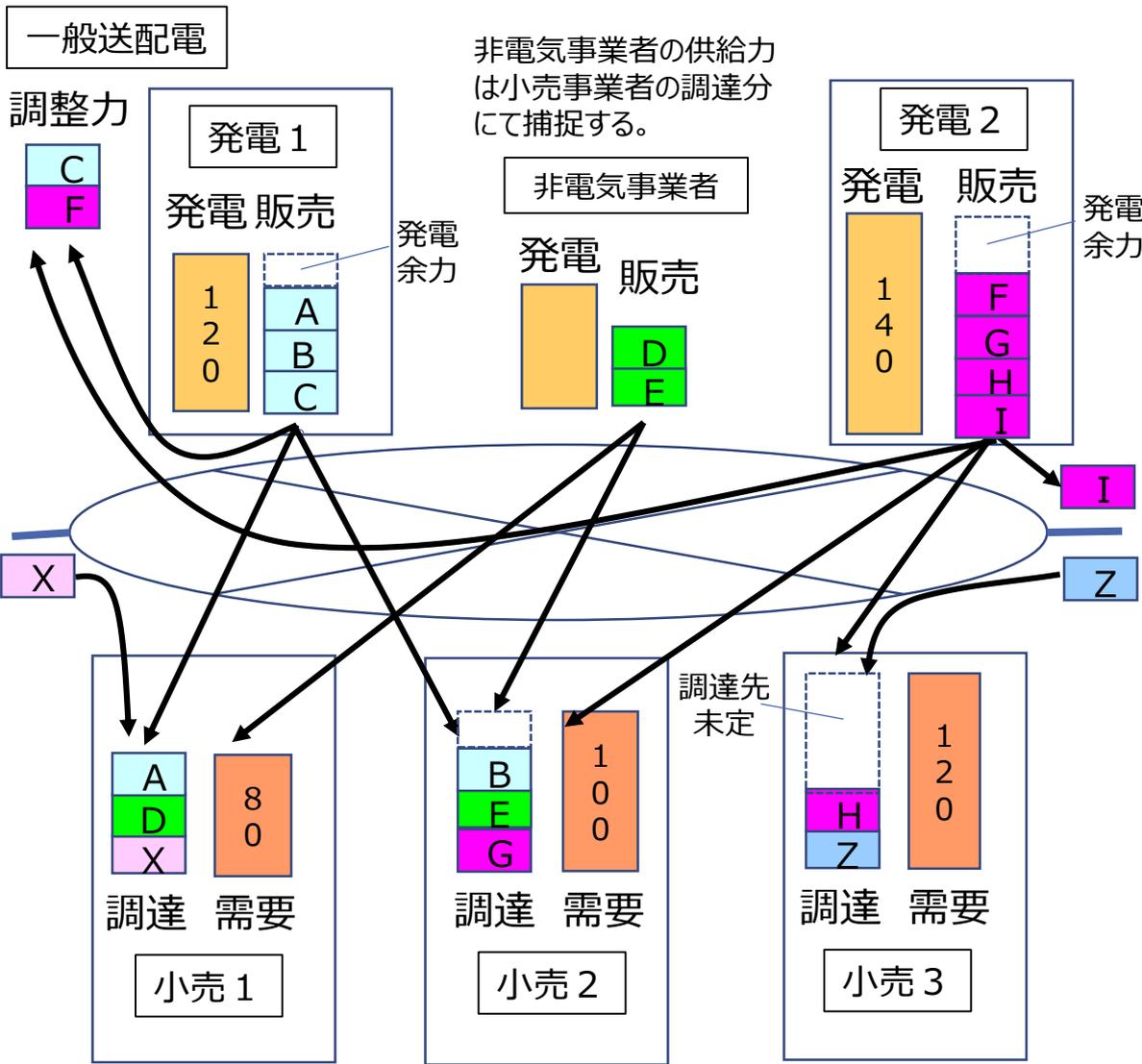
4 - 7. その他

- ◆ 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。
- ◆ 需給バランス評価の基準は、エリア毎に「**エリアのH3需要に対して供給力の予備率が8%以上あること（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）**」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（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。



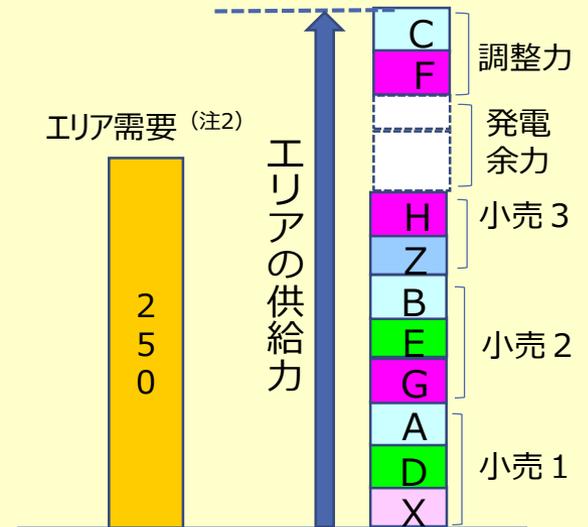
●一般送配電事業者の供給計画

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確保済の供給力、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、「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、2018年12月）」及び「2019年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁、2018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、「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、2018年12月）」及び「2019年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁、2018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記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（2019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。

- 需給バランス評価はエリアの予備率が最も小さくなる時刻で行った。
- 一方で、供給計画届出書※では、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いるため、予備率最小発生時刻での需給バランス評価を行うためには、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。

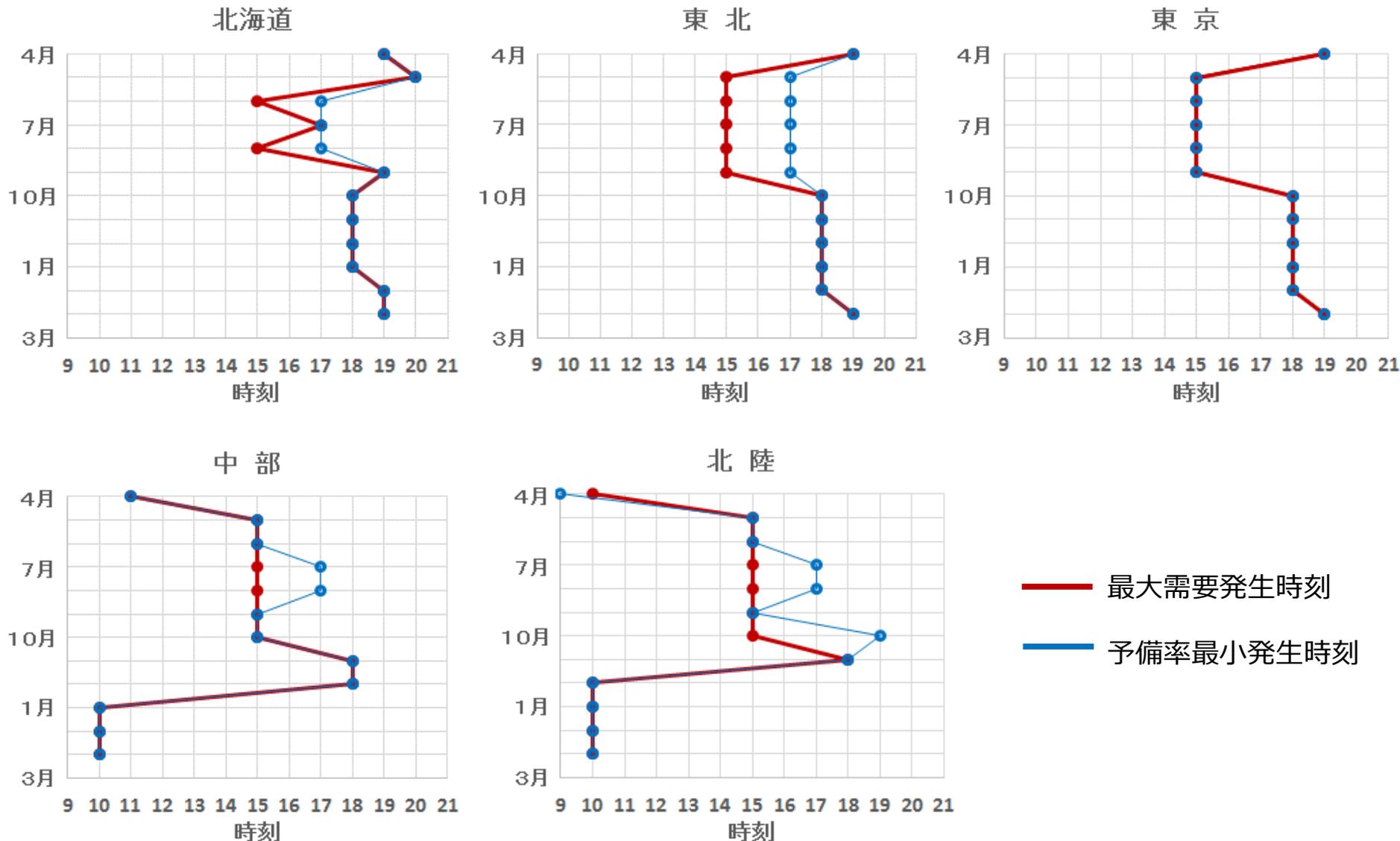
※電気事業法施行規則第46条（供給計画の届出）では、事業者は最大電力発生時の供給力の提出が求められている。供給計画の仕組みの変更（法令改定等）については、国とともに引き続き検討を行う。

- 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。

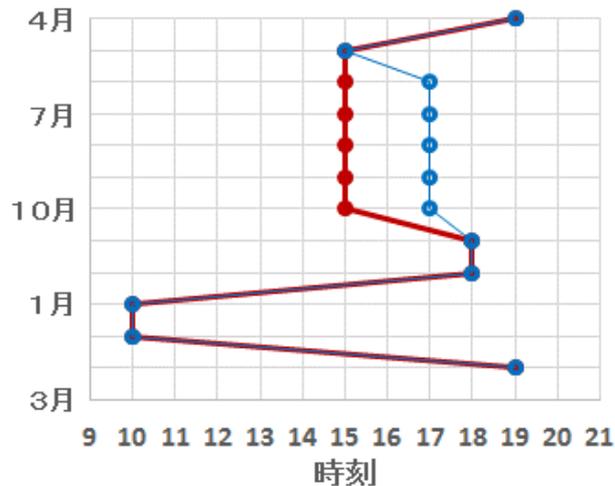
【補正を行ったデータ】

- ・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

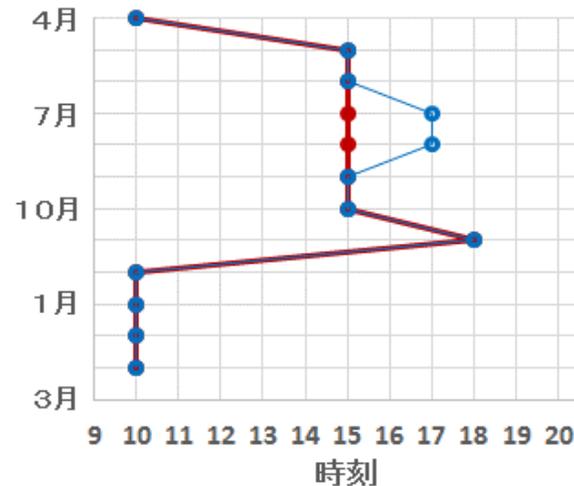
■ 各エリアの月ごとの最大需要発生時刻と予備率最小時刻を確認した結果は以下のとおり。
 夏季を中心に、予備率最小時刻は最大需要発生時刻から夕刻へずれているエリアがほとんどである。



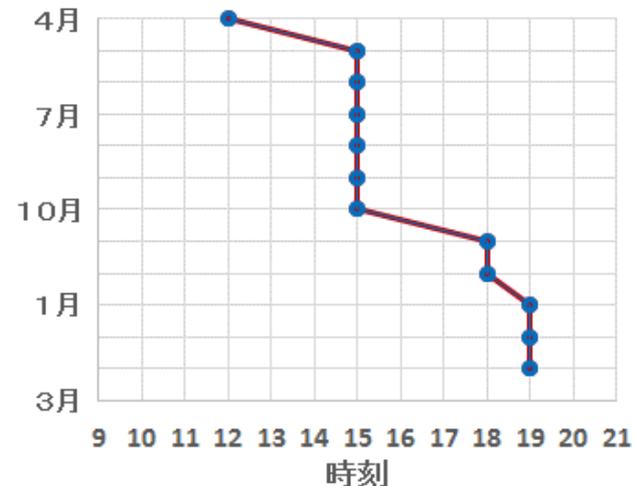
関西



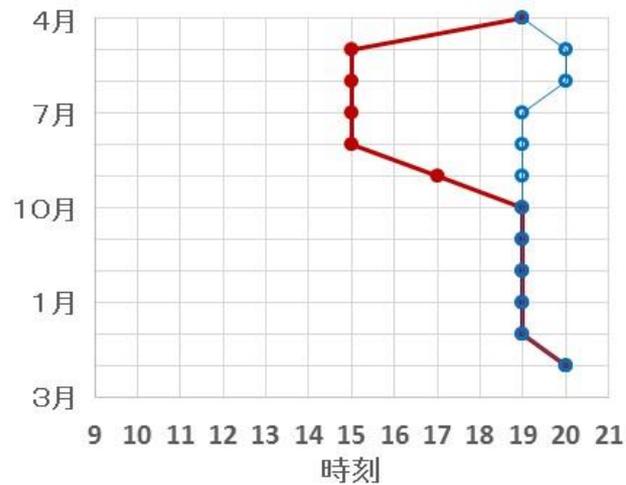
中国



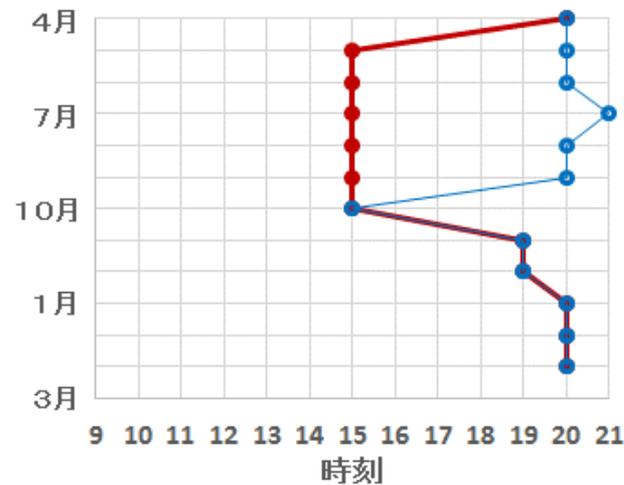
四国



九州



沖縄



— 最大需要発生時刻
— 予備率最小発生時刻

- 長期（2019～2028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	⇒	17時
関西	15時	⇒	17時
中国	15時	⇒	17時
四国	15時	⇒	15時 第3年度以降は17時
九州	15時	⇒	19時
沖縄	15時	⇒	20時

- 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、供給計画の取りまとめの前（2018年12月27日）に「供給計画における供給力確保に関する要請について」を本機関からすべての電気事業者向けに発出し、需要ピーク時を極力避けた設備補修と、小売電気事業者へは可能な限り調達先を確定することを要請した。また、補修計画については、国とも連携し、主要な事業者に対して個別に協力を要請したうえで、ヒアリング等で状況を確認した。



供給計画における供給力確保に関する要請について

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出る供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめています。

平成30年度供給計画の取りまとめにおいては、当初、安定供給確保の基準となる予備率8%を確保できない年度が発生しました。本機関はその要因として、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は離脱需要の増に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析しました。この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始される前に需給がひっ迫することが現実的な問題として懸念されています。

このため、今後の供給計画については、下記の点をご留意のうえご提出いただきますようお願い致します。

記

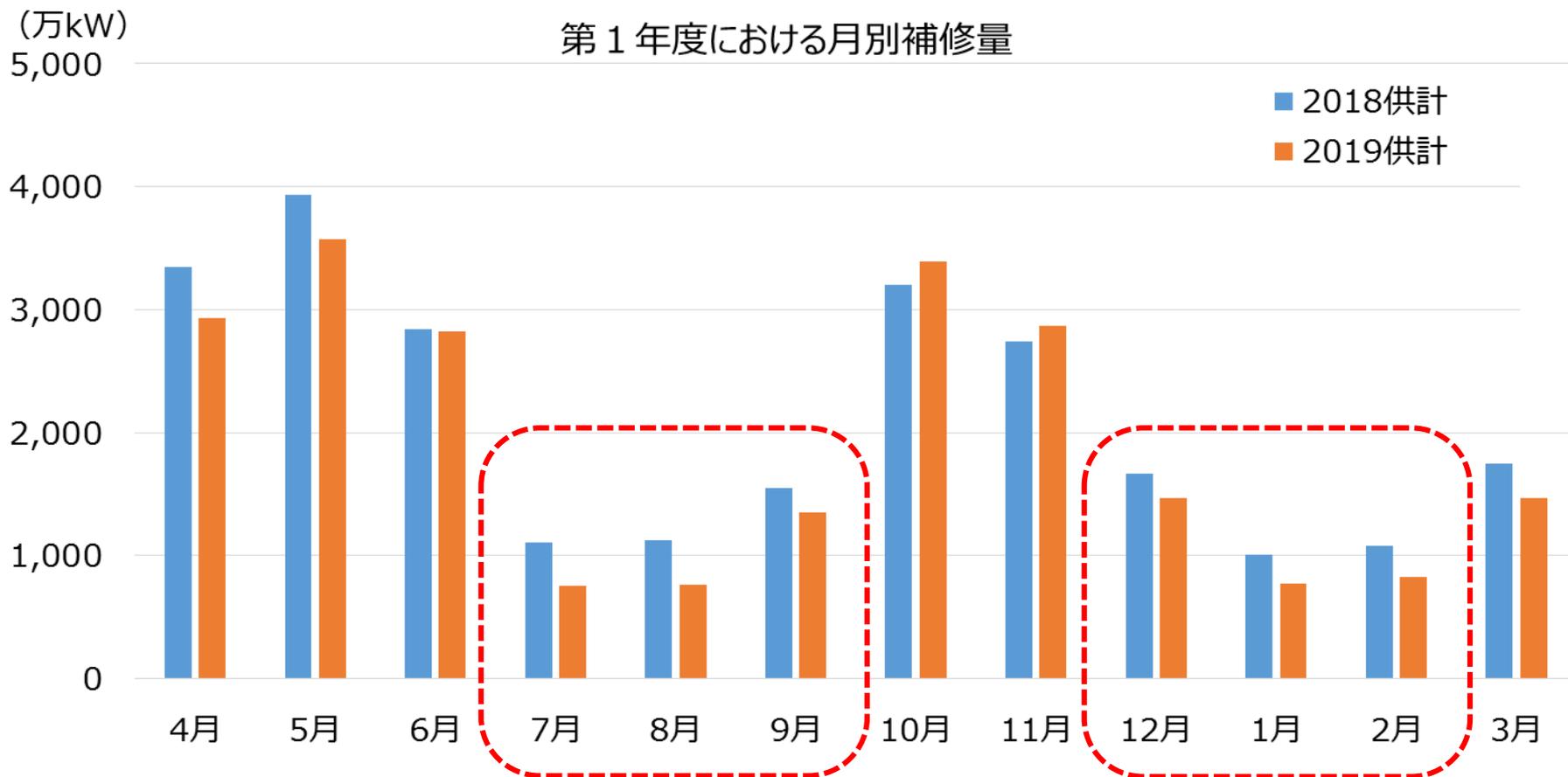
1. 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、設備補修については夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた計画としていただきますようお願い致します。
(補修計画については個別にヒアリングを実施させていただく場合があります)
2. 上記分析結果から、調達先未定の供給力の確保[※]が今後は難しくなることが予想されるため、小売電気事業者は可能な限り調達先を確定させるよう努めていただきますようお願い致します。
※ 供給計画では、小売電気事業者の供給力確保の適正性を、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する予備率1～3%（持続的需要変動対応に相当）を目安に確認しています。

以上

【要請内容】

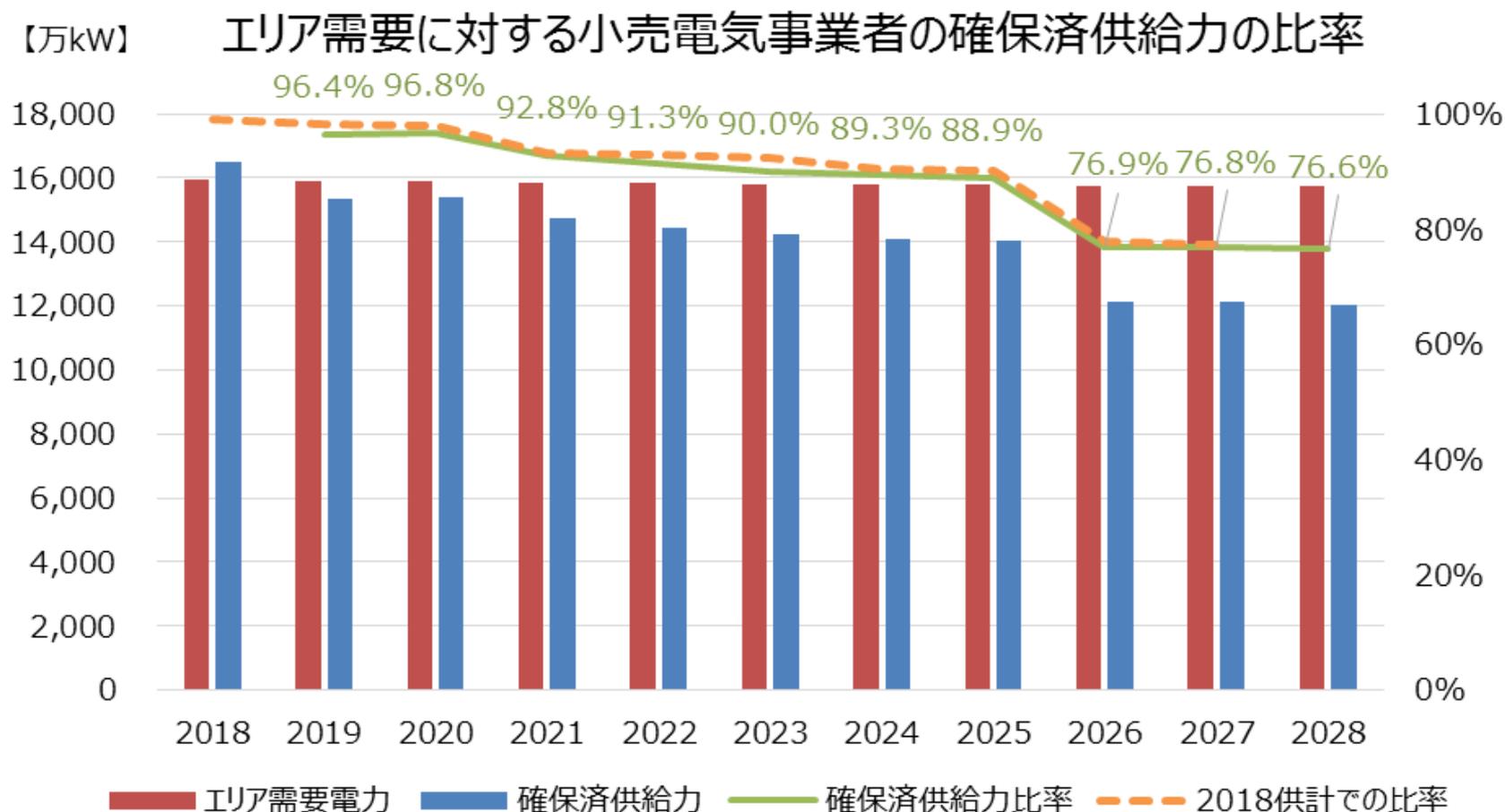
1. 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、設備補修については夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた計画としていただきますようお願い致します。
(補修計画については個別にヒアリングを実施させていただく場合があります)
2. 上記分析結果から、調達先未定の供給力の確保[※]が今後は難しくなることが予想されるため、小売電気事業者は可能な限り調達先を確定させるよう努めていただきますようお願い致します。
※供給計画では、小売電気事業者の供給力確保の適正性を、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する予備率1～3%（持続的需要変動対応に相当）を目安に確認しています。

- 2019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。
- 本機関からの要請を受けて、需給が相対的に厳しい夏季及び冬季において、2018年度供給計画に比べて更に補修量が抑えられている。



- エリア需要に対する全小売電気事業者の確保済供給力の比率（エリア確保済供給力比率※）の推移を表したグラフを以下に示す。
- 確保済供給力の比率は、2019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（2018年度供給計画でも同様の傾向）。

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



- 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。

短期（2019年度月別）評価の検討ステップ

4-2-5：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）

4-2-6：地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振り替えた場合の需給バランスを評価

4-2-10：需給バランス評価のまとめ

4-2-11：取りまとめ結果についての分析

長期（2019～2028年度）評価の検討ステップ

4-2-7：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）

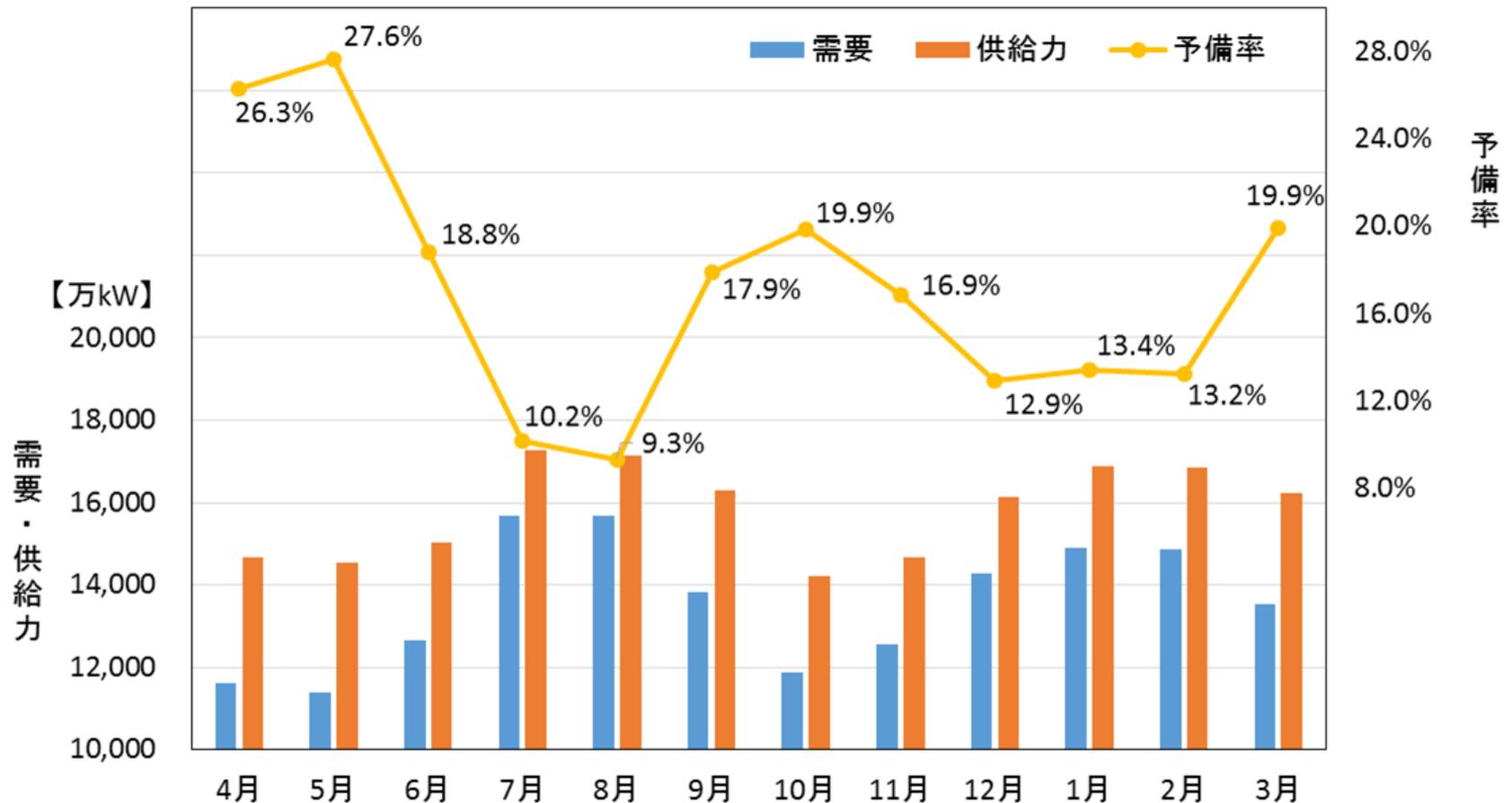
4-2-8：地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振り替えた場合の需給バランスを評価

4-2-9：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

※本機関で算出した連系線混雑量の各エリアへの割り戻し量を加算

- 2019年度の月ごとの需要と供給力（全国合計）※の見通しを以下に示す。
 全国大では、最も予備率が低い8月で9.3%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

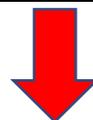


- 2019年度における各エリアの月ごとの予備率（エリア・月毎の予備率最小時刻での値）は下表のとおり。ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、関西、中国、四国、九州エリアでは、一部の月において予備率8%を下回っている。
- 沖縄エリアについて、最大電源ユニット脱落時に「周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の予備率を算出した結果、いずれの月も予備率が0%以上（供給力 \geq H3需要）となる見通しである。

● 2019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	36.2%	47.4%	57.0%	21.1%	22.2%	24.9%	19.7%	19.5%	25.0%	19.6%	21.5%	23.8%
東北	19.8%	26.8%	16.9%	14.3%	11.5%	13.1%	9.8%	12.0%	11.3%	10.9%	12.0%	12.4%
東京	20.2%	30.8%	18.7%	8.5%	8.7%	22.6%	23.8%	16.5%	20.0%	18.4%	16.7%	23.8%
東3社計	21.3%	31.2%	20.9%	10.3%	10.0%	20.9%	20.6%	15.8%	18.6%	16.9%	16.1%	21.4%
中部	26.9%	21.1%	19.7%	8.4%	10.1%	17.8%	19.0%	17.2%	8.7%	10.1%	11.8%	17.6%
北陸	28.1%	24.0%	15.0%	16.1%	11.0%	15.6%	13.3%	8.1%	13.7%	9.4%	9.3%	16.2%
関西	30.6%	25.3%	14.0%	6.5%	5.5%	16.0%	19.9%	19.9%	8.7%	11.8%	10.4%	17.3%
中国	24.1%	21.9%	16.8%	12.6%	11.2%	14.8%	19.3%	12.6%	0.6%	8.4%	9.8%	16.6%
四国	42.9%	39.9%	30.1%	20.2%	16.1%	14.9%	23.8%	26.0%	15.8%	4.2%	5.3%	2.4%
九州	35.5%	26.0%	12.7%	9.6%	4.8%	9.3%	16.3%	15.9%	5.4%	9.6%	9.1%	25.7%
中西6社計	30.1%	24.5%	16.8%	9.7%	8.3%	15.1%	18.8%	17.1%	7.8%	9.9%	10.1%	17.8%
9社合計	26.0%	27.5%	18.6%	9.9%	9.1%	17.7%	19.6%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	41.9%	35.7%	33.1%	33.5%	38.1%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%



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	26.4%	17.1%	14.0%	12.7%	13.1%	17.1%	24.2%	27.0%	43.4%	41.3%	48.8%	53.4%

- 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に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、すべてのエリアで年間を通じて予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

※連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なるが、各エリアの予備率最小時刻での他エリアへ振替できる量を算定しているため、振替可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積られる評価）となっている。

● 2019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	21.3%	29.8%	45.2%	11.3%	12.4%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	22.3%
東北	21.3%	28.9%	17.8%	11.3%	9.0%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
東京	21.3%	28.9%	17.8%	9.8%	9.0%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
中部	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.8%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
北陸	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
関西	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
中国	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
四国	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
九州	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.5%
9社合計	26.0%	27.5%	18.6%	9.9%	9.1%	17.7%	19.6%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	41.9%	35.7%	33.1%	33.5%	38.1%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

（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：「2019～2028年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2019年3月1日；本機関）」の2019年度の平日・昼間帯の値

②：「2019・2020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）（2019年3月1日；本機関）」の2019年度平日の値

③：2019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）」に記載されている月毎の計画潮流値

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

- 2018年3月の供給計画取りまとめ時には、2021年度の8月17時断面で連系線活用後も供給予備率8%を確保できない結果となった。
- その要因として、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）が離脱需要の増に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析し、この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始される前に需給がひっ迫することが現実的な問題として懸念される点を意見として国へ提出した。

2018年3月時点

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%

- その後、関西エリアにおける原子力発電の再稼働等による変更供給計画が提出されたため、2018年7月に最新のデータに基づいて電力需給見通しを更新した結果、連系線活用後では依然として予備率8%以上を確保できない見通しとなったが、供給計画に記載されていない電源開発計画を加算した場合にすべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保できる見通しとなった（37頁参照）ため、第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月25日）にて報告した。

2018年7月時点

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%	11.0%	7.9%	8.7%	11.1%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.5%	11.0%	7.9%	8.7%	11.1%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
北陸	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
関西	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
中国	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
四国	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
九州	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
9社合計	11.0%	9.8%	11.5%	8.5%	9.3%	11.6%	13.0%	12.7%	13.0%	13.2%
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	11.3%	10.1%	11.8%	8.8%	9.7%	11.8%	13.3%	13.0%	13.3%	13.4%

2018年7月時点

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%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
北陸	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
関西	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
中国	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
四国	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
九州	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
9社合計	11.0%	9.8%	11.6%	9.1%	10.0%	12.3%	13.7%	13.4%	13.7%	13.9%
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	11.3%	10.1%	11.9%	9.5%	10.3%	12.5%	14.0%	13.6%	13.9%	14.1%

※供給計画に未計上の電源で、一般送配電事業者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供給力として計上した場合の8月17時断面での予備率。

- その後、関西エリア・九州エリアにおける原子力発電の再稼働等による変更供給計画が提出されたため、2018年9月に最新のデータに基づいて電力需給見通しを更新した結果、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ため、本機関のホームページで公表した。

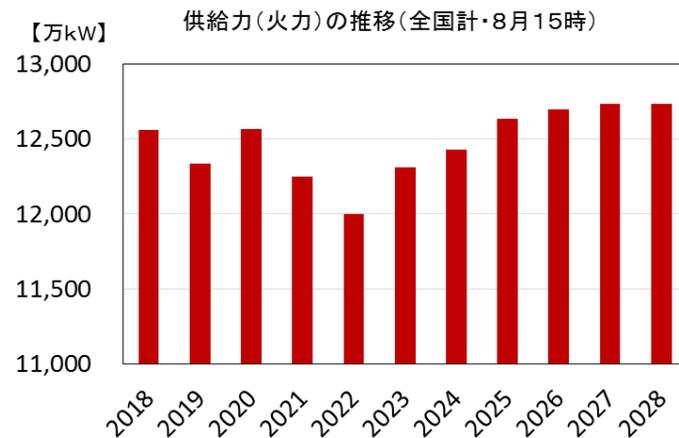
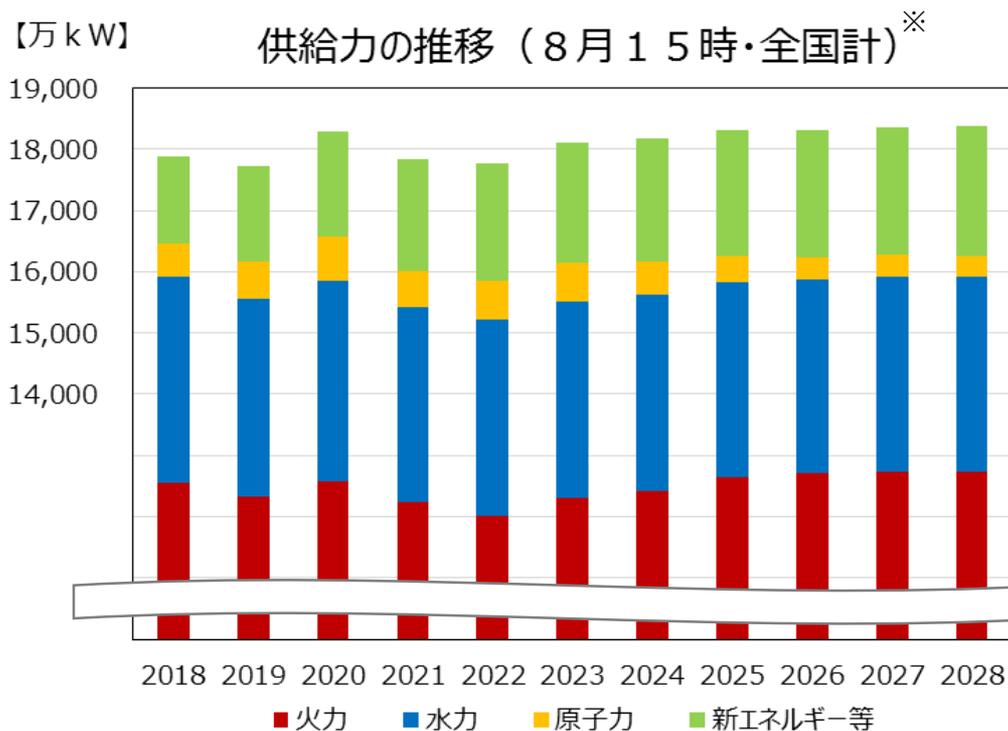
2018年9月時点

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%	11.3%	8.4%	8.7%	11.7%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.5%	11.3%	8.4%	8.7%	11.7%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
北陸	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
関西	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
中国	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
四国	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
九州	12.6%	10.0%	11.8%	9.6%	10.9%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
9社合計	11.1%	9.4%	12.1%	9.0%	9.9%	12.2%	13.0%	12.7%	12.8%	13.0%
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	11.4%	9.6%	12.4%	9.4%	10.2%	12.4%	13.3%	12.9%	13.1%	13.2%

- 2028年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時・全国計）の見通しを以下に示す。
- 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。

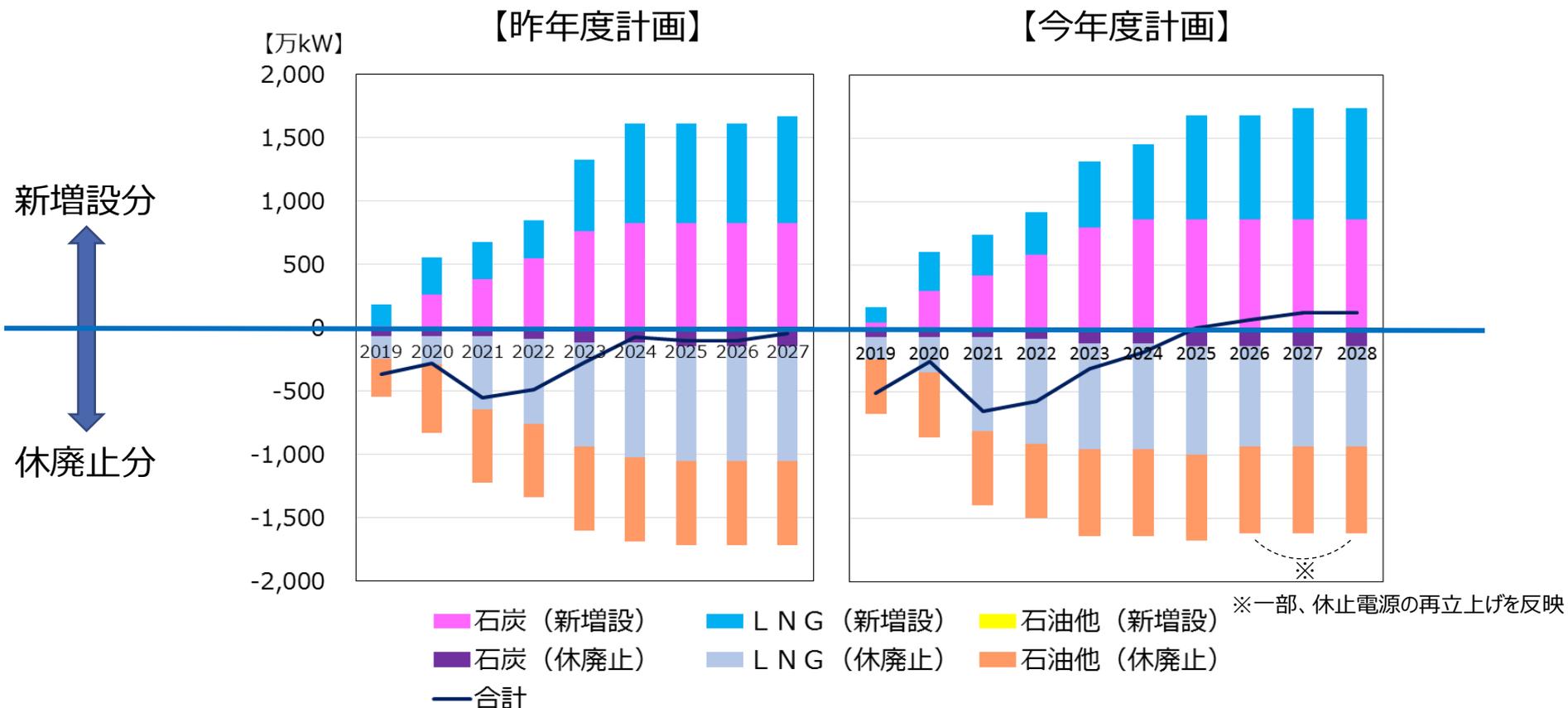
※ L5値とは、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（資源エネルギー庁）」に記載の月内下位5日平均値を基に算出した値



(※) 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの

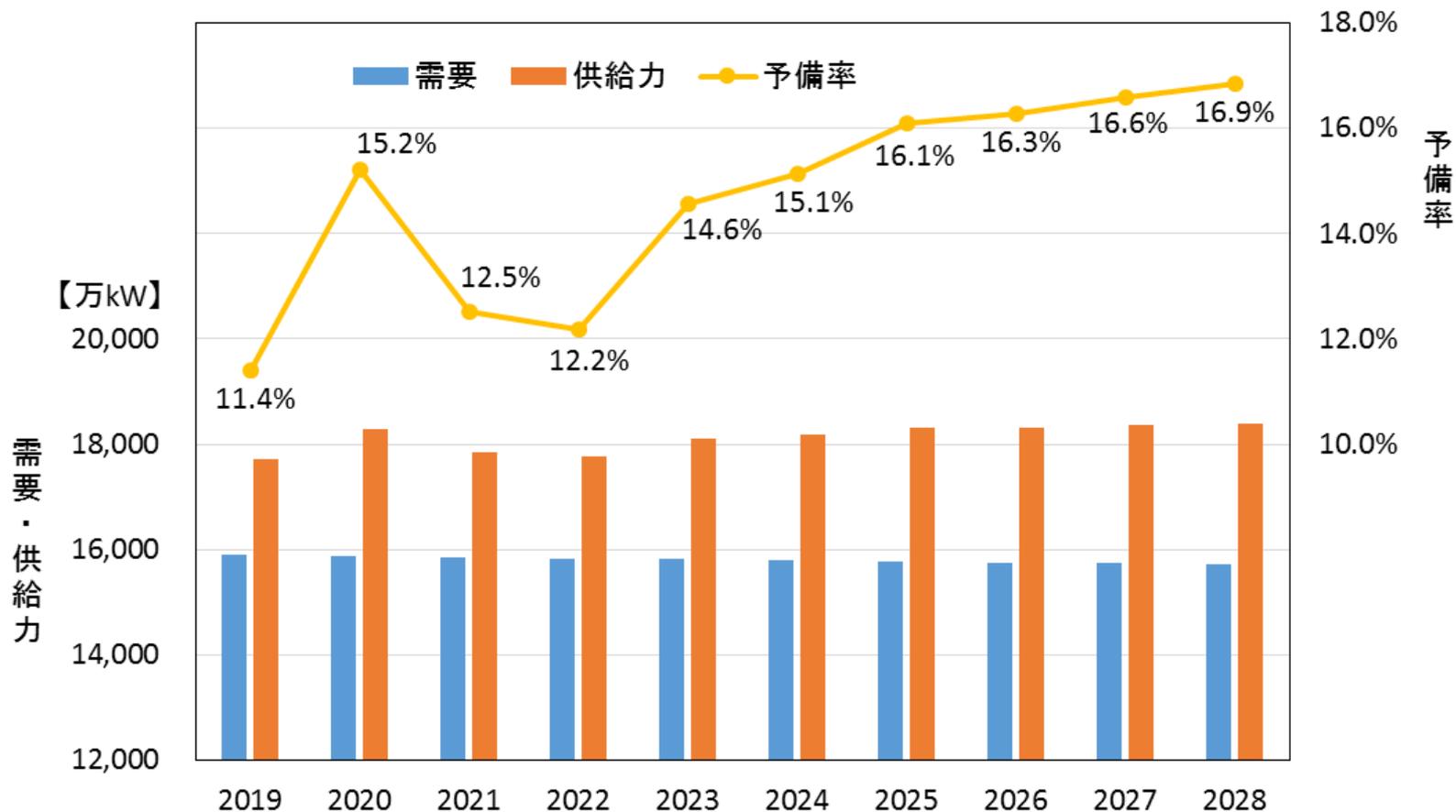
- 全国における火力発電の今後10年間の新增設及び休廃止計画を、燃料種別ごとに集計した。
- 昨年度の計画に比べ、今年度の計画は、休廃止（特に石油火力の休廃止）の計画が2019年度に前倒しされている。

中長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2019年度からの累計値）



（注）石油他は、石油・L P G・その他ガス・歴青質混合物の合計値

- 2019年度から2028年度までの需要と供給力（8月15時・全国合計）の見通しを以下に示す。全国大では、最も予備率が低い2019年度でも11.4%と、いずれの年においても8%以上となっている。



- 長期（2019年度から2028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、関西エリアで予備率8%を下回っている年度がある。

● 2019～2028年度（**8月15時**）の予備率

赤セル：予備率が8%未満のエリア・年度

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	24.0%	23.4%	39.1%	39.7%	40.8%	41.3%	41.6%	41.1%	52.4%	52.5%
東北	14.7%	12.9%	23.1%	25.0%	25.6%	26.9%	27.7%	30.8%	31.6%	32.5%
東京	8.7%	12.0%	9.5%	6.4%	9.5%	11.7%	16.0%	15.2%	14.9%	15.0%
東3社計	10.7%	12.8%	13.8%	11.8%	14.3%	16.2%	19.6%	19.6%	20.2%	20.4%
中部	11.3%	10.7%	2.8%	6.0%	6.7%	7.3%	7.5%	8.2%	8.2%	8.7%
北陸	12.3%	13.1%	12.0%	11.9%	12.1%	12.3%	11.5%	11.4%	11.4%	11.5%
関西	8.2%	14.3%	6.3%	7.8%	10.3%	10.8%	6.8%	7.9%	8.3%	8.6%
中国	13.2%	16.9%	20.6%	14.6%	19.5%	20.0%	20.8%	21.3%	20.4%	20.7%
四国	16.1%	30.2%	14.4%	16.3%	26.3%	26.6%	27.4%	28.1%	28.7%	29.3%
九州	14.5%	26.6%	24.3%	25.5%	26.6%	21.0%	21.0%	19.7%	19.8%	19.9%
中西6社計	11.5%	16.6%	11.1%	12.0%	14.3%	13.8%	12.7%	13.1%	13.2%	13.5%
9社合計	11.1%	14.9%	12.3%	11.9%	14.3%	14.9%	15.8%	16.0%	16.3%	16.6%
沖縄	38.0%	44.4%	38.6%	41.1%	36.5%	43.8%	43.4%	42.8%	42.4%	42.0%
10社合計	11.4%	15.2%	12.5%	12.2%	14.6%	15.1%	16.1%	16.3%	16.6%	16.9%

- 長期（2019年度から2028年度まで）の各エリア**8月17時**の予備率は以下のとおり。中部、関西エリアでは予備率8%を下回っている年度が15時に比べて増えている。
- 特に、2021年度は中西6社合計の予備率が8%を下回っている。

●2019～2028年度（**8月17時**）の予備率

赤セル：予備率が8%未満のエリア・年度

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	22.2%	21.3%	36.8%	37.4%	38.5%	39.0%	39.3%	38.7%	50.0%	50.1%
東北	11.5%	8.7%	18.5%	20.0%	20.3%	21.3%	21.8%	24.6%	25.1%	25.7%
東京	9.0%	12.4%	9.8%	6.6%	9.9%	12.1%	16.5%	15.8%	15.5%	15.5%
東3社計	10.3%	12.3%	13.1%	11.0%	13.6%	15.4%	18.9%	18.8%	19.3%	19.5%
中部	10.1%	9.2%	1.0%	4.2%	4.8%	5.4%	5.6%	6.3%	6.2%	6.7%
北陸	11.0%	11.7%	10.2%	9.9%	9.9%	9.8%	8.8%	8.6%	8.4%	8.3%
関西	5.5%	11.5%	3.3%	4.6%	7.1%	7.5%	3.4%	4.3%	4.7%	4.9%
中国	11.2%	16.2%	19.3%	11.0%	14.6%	15.0%	15.6%	16.0%	15.8%	16.1%
四国	16.1%	30.2%	13.6%	11.5%	21.2%	21.2%	21.7%	22.1%	22.5%	22.8%
九州	9.1%	16.7%	15.5%	16.5%	17.3%	12.1%	12.1%	10.9%	11.0%	11.0%
中西6社計	9.1%	13.4%	7.8%	8.1%	10.2%	9.6%	8.4%	8.7%	8.8%	9.1%
9社合計	9.6%	12.9%	10.1%	9.4%	11.7%	12.2%	13.1%	13.2%	13.5%	13.7%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

- 長期（2019年度から2028年度まで）の各エリア**8月19時**の予備率は以下のとおり。特に九州エリアでは予備率8%を下回っている年度が17時に比べて増えている。
- 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。

●2019～2028年度（**8月19時**）の予備率

赤セル：予備率が8%未満のエリア・年度

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	24.6%	23.5%	39.3%	39.9%	41.0%	41.5%	41.8%	41.2%	52.9%	52.9%
東北	18.3%	14.9%	25.1%	26.6%	26.7%	27.6%	28.0%	30.8%	31.2%	31.6%
東京	9.6%	13.2%	10.5%	7.0%	10.5%	12.9%	17.6%	16.8%	16.5%	16.5%
東3社計	12.1%	14.2%	15.0%	12.7%	15.4%	17.4%	21.0%	20.9%	21.4%	21.6%
中部	12.8%	12.1%	3.2%	6.8%	7.6%	8.3%	8.5%	9.3%	9.3%	9.8%
北陸	13.8%	13.1%	11.3%	17.0%	10.9%	16.6%	11.1%	15.2%	9.0%	14.8%
関西	10.2%	16.7%	8.0%	9.8%	12.5%	13.0%	8.5%	9.5%	9.8%	10.0%
中国	13.6%	17.1%	20.7%	12.2%	15.9%	16.1%	16.6%	16.8%	16.5%	16.7%
四国	16.1%	30.3%	14.4%	12.4%	22.3%	22.6%	23.0%	23.3%	23.6%	23.7%
九州	4.8%	12.3%	10.6%	11.3%	11.4%	5.7%	5.6%	4.2%	4.1%	4.1%
中西6社計	10.9%	15.2%	9.2%	10.1%	11.8%	11.5%	9.9%	10.4%	10.1%	10.7%
9社合計	11.4%	14.8%	11.8%	11.3%	13.4%	14.1%	14.9%	15.1%	15.2%	15.6%
沖縄	38.4%	44.9%	38.6%	41.0%	36.2%	43.6%	43.1%	42.3%	41.9%	41.3%
10社合計	11.7%	15.1%	12.1%	11.6%	13.7%	14.4%	15.2%	15.4%	15.5%	15.8%

●2019～2028年度（**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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
沖縄	13.1%	19.6%	13.6%	16.0%	11.4%	18.7%	18.3%	17.6%	17.2%	16.7%

- 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（2019年度から2028年度まで）の**1月18時**の予備率は以下のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%を上回っている。

●2019～2028年度（**1月18時**）の予備率

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	19.6%	20.1%	14.7%	16.5%	16.8%	17.0%	17.1%	27.2%	27.2%	27.2%
東北	10.9%	9.8%	11.2%	12.5%	12.8%	13.3%	13.7%	16.0%	16.5%	16.9%

- 各エリアで8月の予備率が最小となる各時刻（15時、17時、19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**の結果は以下のとおり。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。

● 2019～2028年度（**8月15時**）予備率（連系線活用後）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	14.1%	13.5%	29.9%	29.5%	30.6%	31.1%	31.4%	31.4%	42.7%	42.8%
東北	10.5%	12.8%	11.0%	11.8%	12.9%	14.4%	15.4%	15.6%	16.1%	15.9%
東京	10.5%	12.8%	11.0%	10.4%	12.9%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
中部	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	12.9%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
北陸	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
関西	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
中国	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
四国	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
九州	11.5%	22.7%	18.7%	19.6%	20.5%	14.9%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
9社合計	11.1%	14.9%	12.3%	11.9%	14.3%	14.9%	15.8%	16.0%	16.3%	16.6%
沖縄	38.0%	44.4%	38.6%	41.1%	36.5%	43.8%	43.4%	42.8%	42.4%	42.0%
10社合計	11.4%	15.2%	12.5%	12.2%	14.6%	15.1%	16.1%	16.3%	16.6%	16.9%

(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：「2019～2028年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2019年3月1日；本機関）」の2019年度・2020年度の平日・昼間帯の値、2021～2028年度（長期計画）の値

②：「2019・2020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）（2019年3月1日；本機関）」の2019年度・2020年度平日の値、「2021～2028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）（2019年3月1日；本機関）」の値

③：2019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

- 連系線活用後の**8月17時**の結果は以下のとおり。
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。

● 2019～2028年度（**8月17時**）予備率（連系線活用後）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	12.4%	12.3%	27.6%	27.2%	28.3%	28.8%	29.0%	29.0%	40.4%	40.4%
東北	9.5%	12.3%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.2%
東京	9.5%	12.3%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.2%
中部	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
北陸	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
関西	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
中国	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
四国	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
九州	9.5%	13.4%	9.9%	10.5%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
9社合計	9.6%	12.9%	10.1%	9.4%	11.7%	12.2%	13.1%	13.2%	13.5%	13.7%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

- 連系線活用後の**8月19時**の結果は以下のとおり。
すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保している。

● 2019～2028年度（**8月19時**）予備率（連系線活用後）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	14.5%	14.2%	29.9%	29.4%	30.6%	31.1%	31.4%	31.3%	43.0%	43.0%
東北	11.4%	14.2%	11.3%	12.1%	12.9%	13.6%	16.5%	16.6%	16.3%	14.9%
東京	11.4%	14.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	16.5%	16.6%	16.3%	14.9%
中部	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
北陸	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
関西	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
中国	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
四国	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
九州	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
9社合計	11.4%	14.8%	11.8%	11.3%	13.4%	14.1%	14.9%	15.1%	15.2%	15.6%
沖縄	38.4%	44.9%	38.6%	41.0%	36.2%	43.6%	43.1%	42.3%	41.9%	41.3%
10社合計	11.7%	15.1%	12.1%	11.6%	13.7%	14.4%	15.2%	15.4%	15.5%	15.8%

- 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。）に掲載されている電源開発計画のうち、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、以下のとおり全国で約130万kWの電源があることがわかった。（2018年度供給計画取りまとめから25万kW増）

(万kW)

設置エリア	供給力	年度別供給力（2019年度からの累計値）									
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	10万kW	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10
東北	99万kW	0	92	99	99	99	99	99	99	99	99
中部	7万kW	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
四国	6万kW	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6
九州	8万kW	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8
合計	130万kW	7	123	130	130	130	130	130	130	130	130

- 前頁の電源を供給力として計上した8月17時断面での予備率は以下のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保している。

● 2019～2028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）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	12.4%	13.8%	30.1%	29.7%	30.7%	31.3%	31.5%	31.5%	42.9%	42.9%
東北	9.6%	13.7%	13.2%	14.5%	14.8%	15.5%	16.2%	16.8%	17.3%	14.8%
東京	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	16.2%	16.2%	15.8%	14.8%
中部	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
北陸	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
関西	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
中国	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
四国	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
九州	9.6%	13.7%	10.3%	11.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
9社合計	9.6%	13.7%	11.0%	10.2%	12.5%	13.0%	13.9%	14.1%	14.4%	14.6%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.9%	14.0%	11.2%	10.5%	12.7%	13.3%	14.2%	14.3%	14.6%	14.8%

■ 短期（2019年度）の需給バランス評価

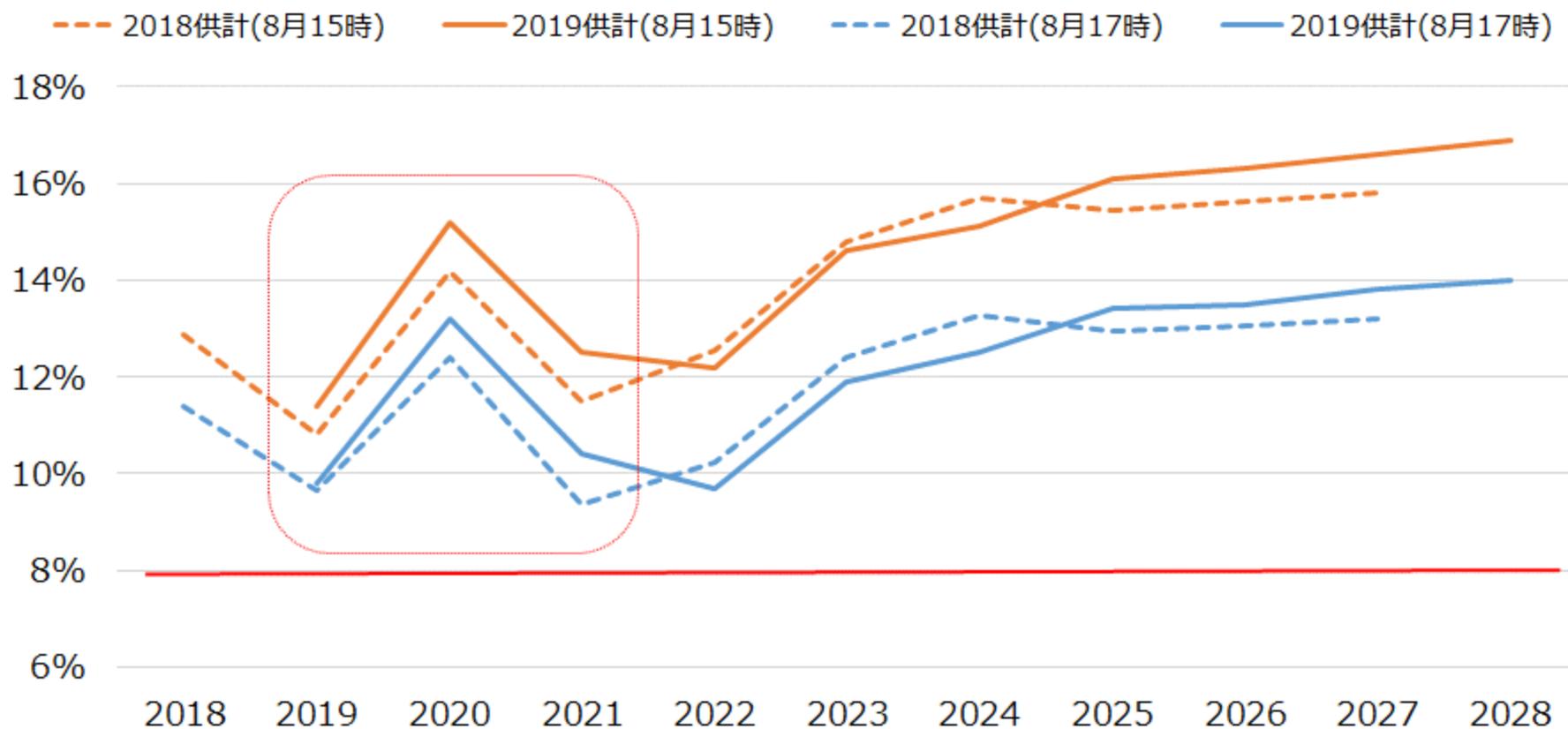
- すべてのエリア・月において、安定供給の基準とする予備率8%を確保できる見通し。

■ 中長期（2020年度～2028年度）の需給バランス評価

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

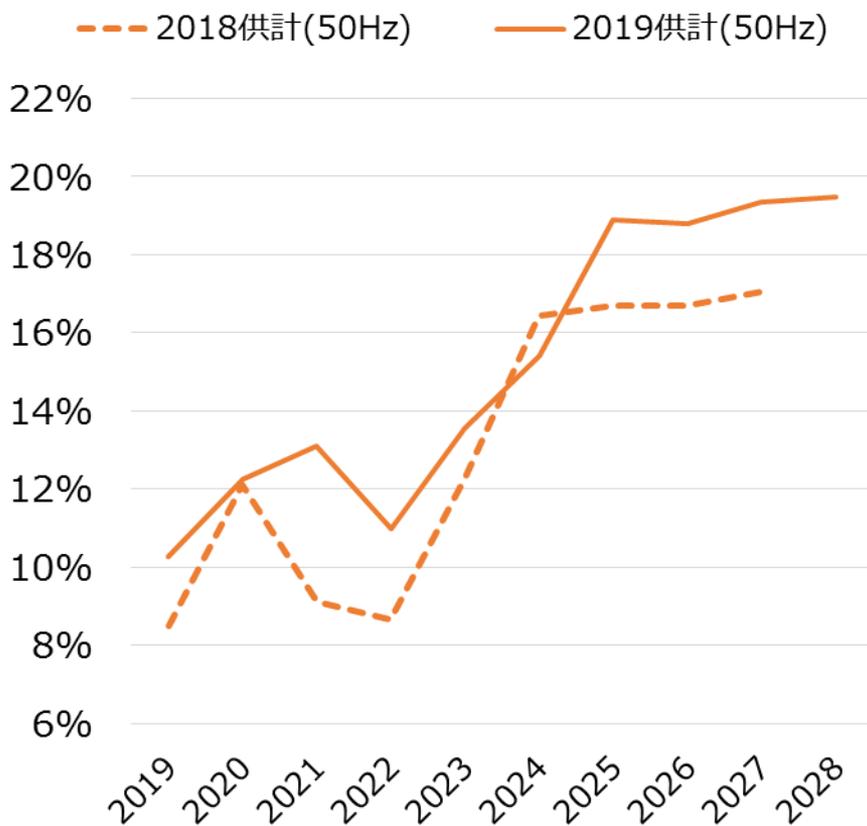
- 昨年度と今年度の供給計画における予備率（全国合計）の見通しを比較したものを以下に示す。
- 昨年度の供給計画（2018年9月に最新データに更新したもの）に比べ、今年度は至近3ヶ年の予備率が上昇している（要因分析は後述）。

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

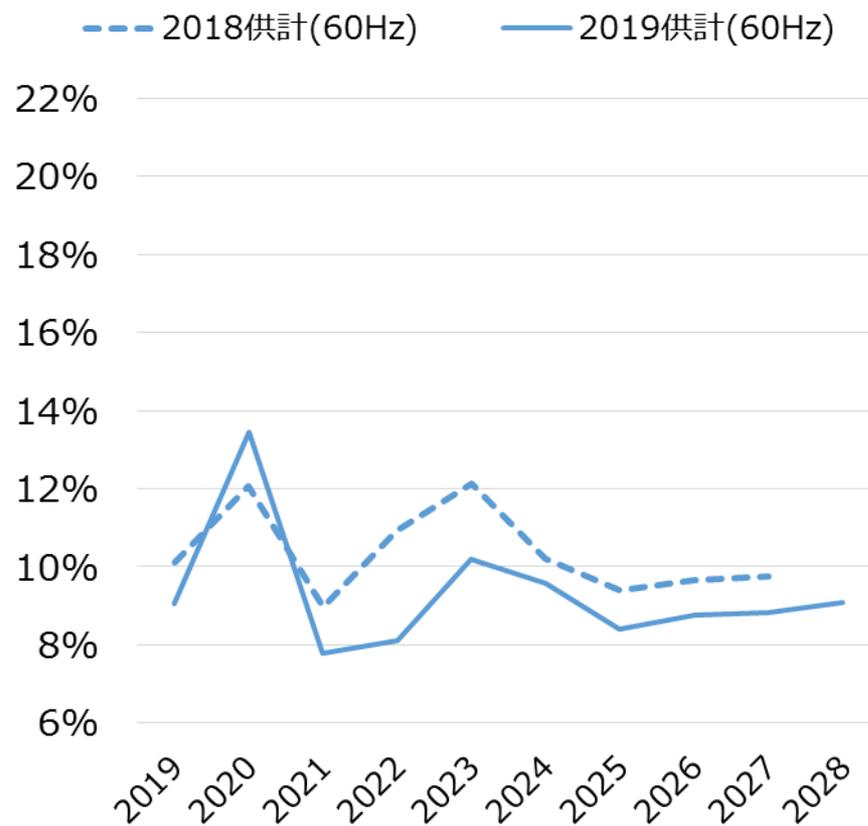


- 50Hzエリアは、昨年の厳寒時の需給状況を受けて一部の休止計画を見直したこと等により、昨年度の供給計画（2018年9月に最新データに更新したもの）よりも全般的に予備率は上昇している。
- 60Hzエリアは、新たな休廃止計画が追加されたこと等により、昨年度の供給計画よりも全般的に予備率は低下している。

【50Hz】予備率の見通し（8月17時）

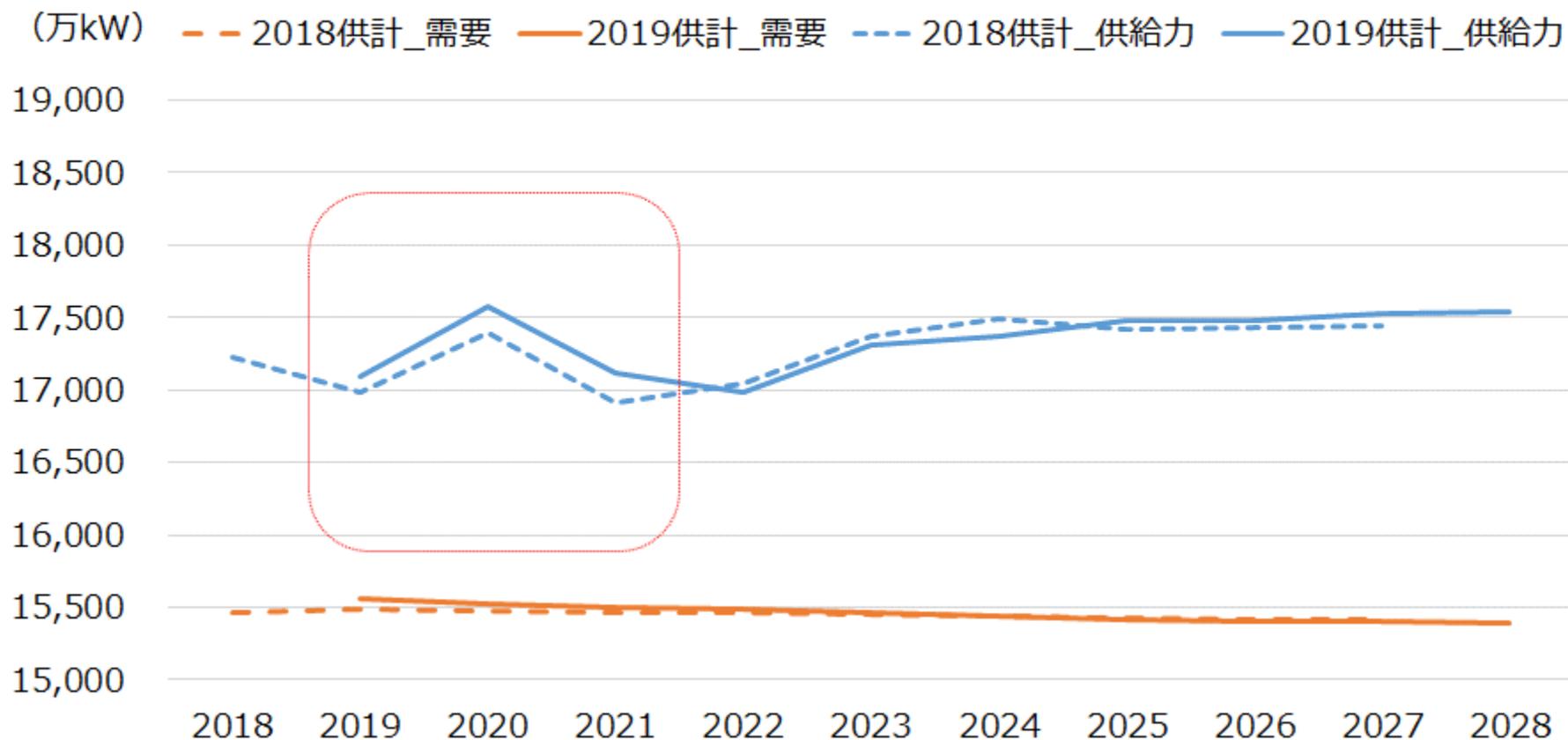


【60Hz】予備率の見通し（8月17時）

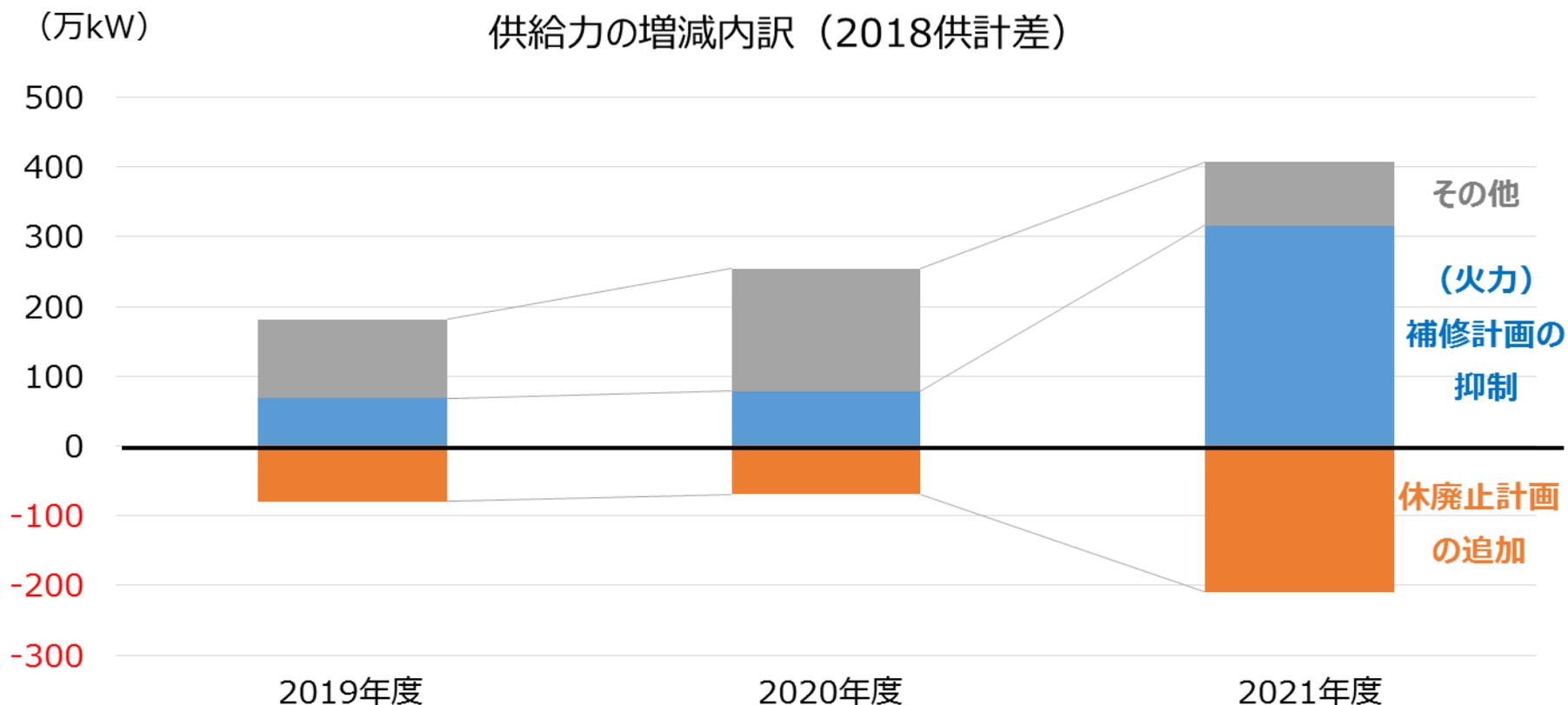


- 昨年度と今年度の供給計画における需要（全国合計 8月17時）と供給力（全国合計 8月17時）の推移を比較した。
- 需要想定値は若干増加しているものの、それ以上に供給力（特に至近3ヶ年）が増加している。

昨年度と今年度の供給計画における需要と供給力の見通し



- 至近3ヶ年において、昨年度の供給計画（2018年9月に最新データに更新したもの）より増加した供給力の内訳は以下のとおり。
- 原子力発電所の再稼働が進む一方で休廃止計画が追加されたが、補修計画の抑制で総じて供給力は増加することとなった。特に、補修計画の抑制については、国の審議会において容量市場の開設以前に必要な供給力が不足した場合の対応について議論がされたこと等から予備率低下に対する意識が高まり、本機関からの要請及び各社へのヒアリングを行った結果、各社の積極的な協力が得られた。

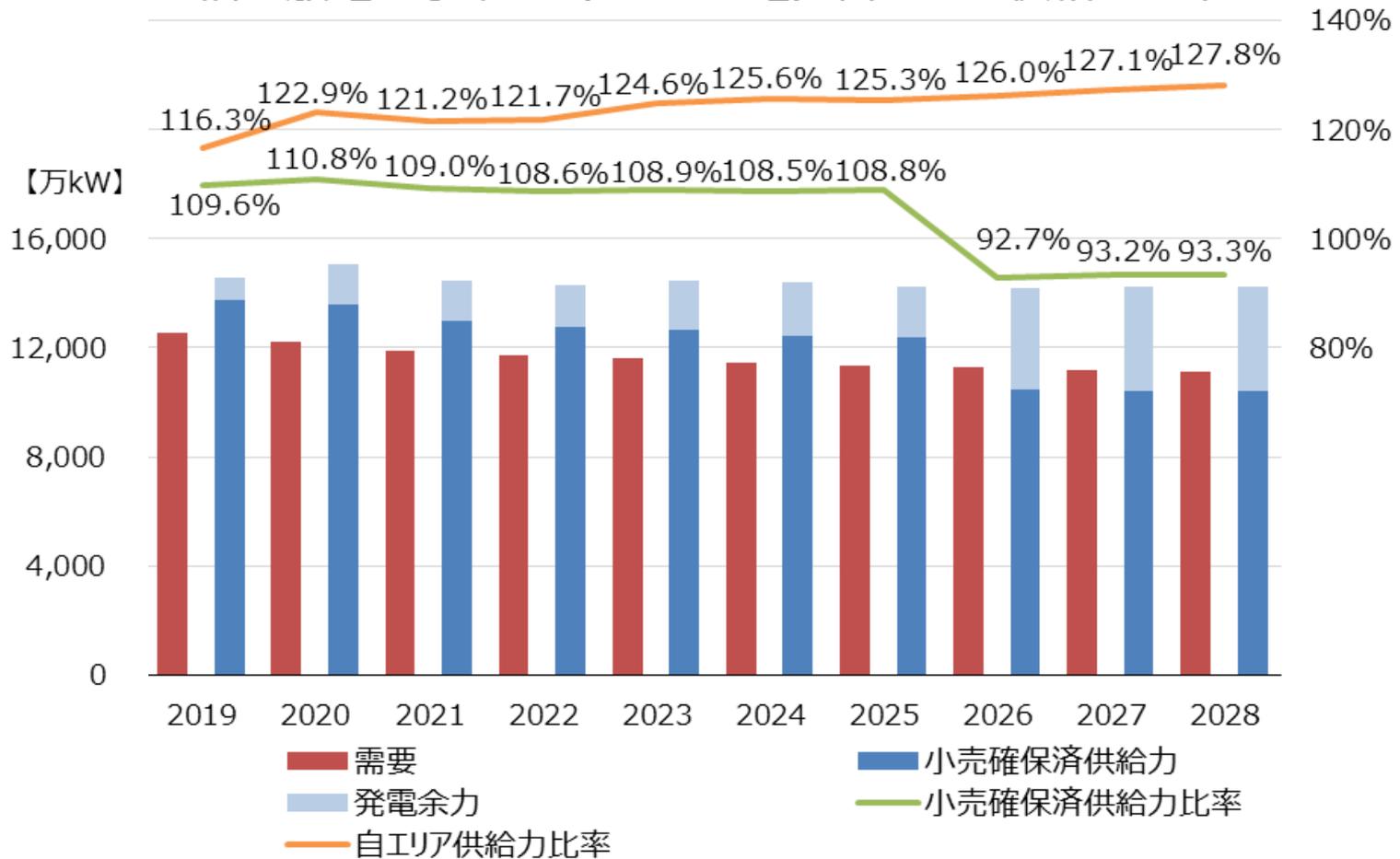


※その他には原子力発電の再稼働や補修計画によるものを含む

4-2-11. 取りまとめ結果についての分析（旧一電・自エリアでの確保済供給力） 56

- 旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要（8月15時）と、それに対する確保済供給力の推移について以下に示す。
- 旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対して十分な供給力を確保している。

旧一般電気事業者（小売・発電）自エリアの供給力比率



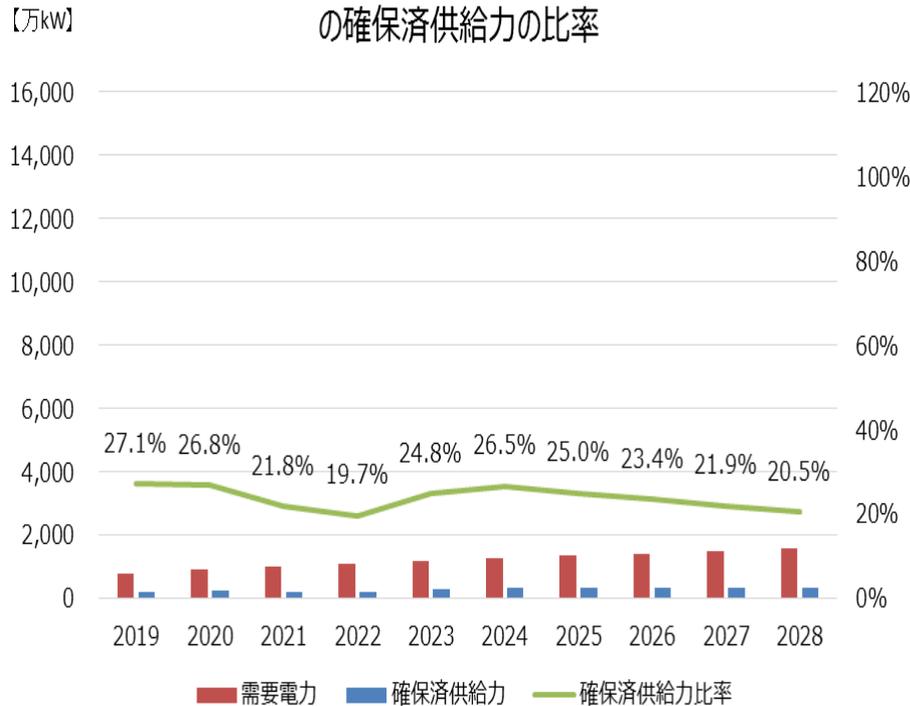
※自エリア供給力比率：小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの

4-2-11. 取りまとめ結果についての分析（旧一電・他エリアでの確保済供給力） 57

- みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要（旧一電が過半の資本を占める事業者分を含む）に対する確保済供給力比率を確認したところ、その他新電力と同様に供給力を調達先未定とする傾向が見られた。
- その他新電力については、全国の自社需要に対する確保済供給力比率は中長期的に低下していく。

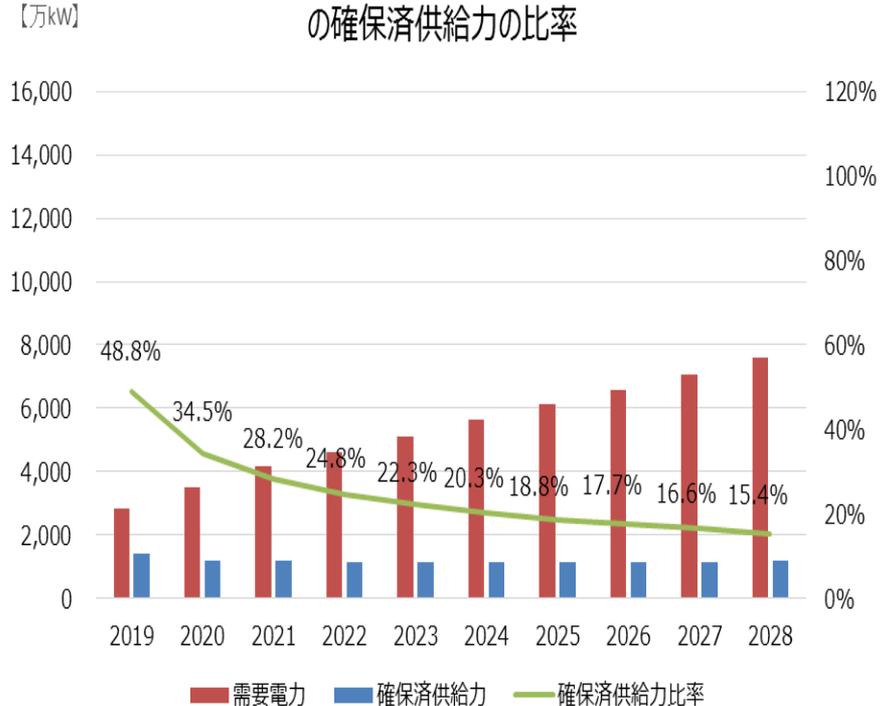
小売電気事業者（旧一電・他エリア）

の確保済供給力の比率

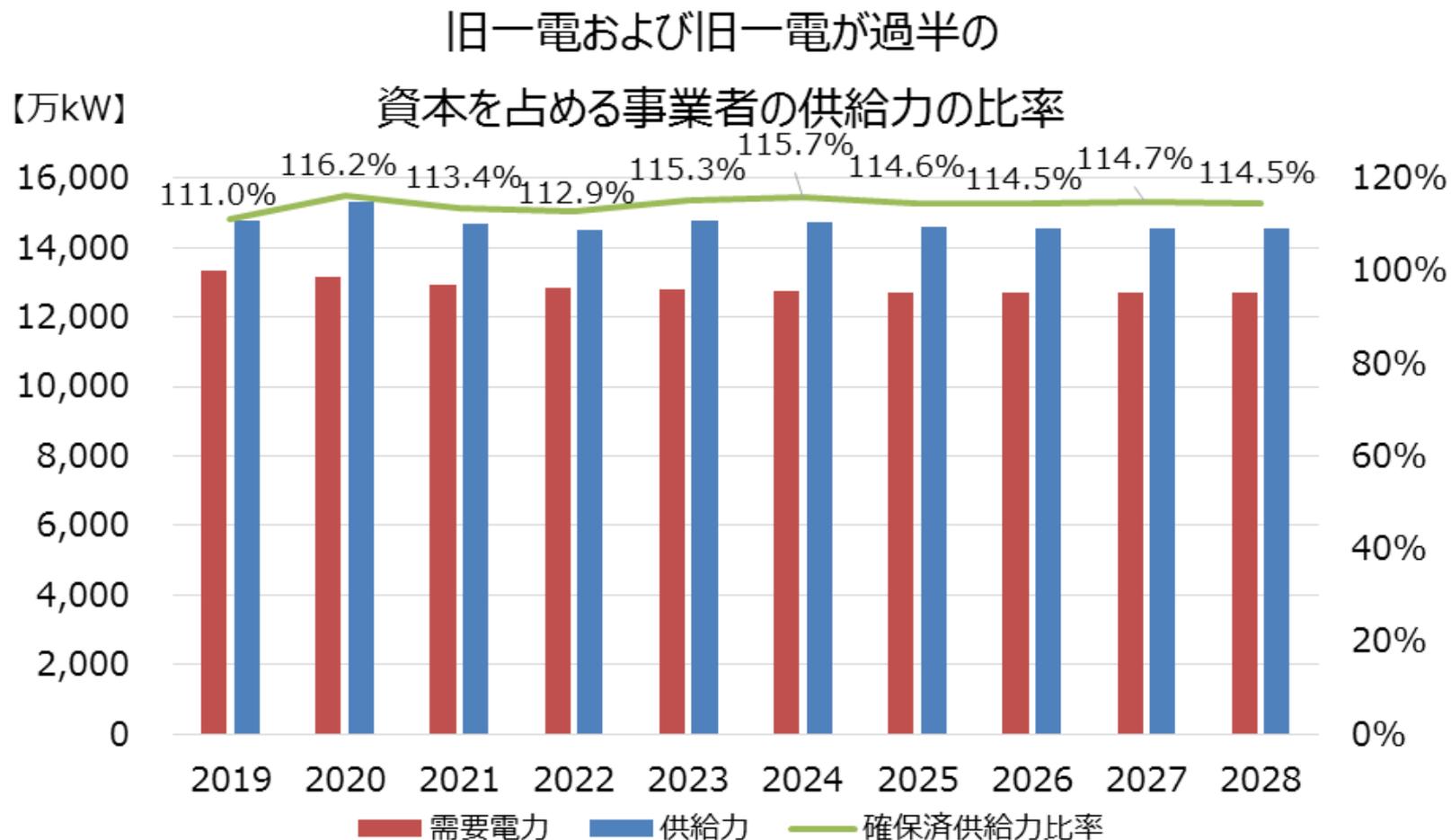


小売電気事業者（その他新電力）

の確保済供給力の比率

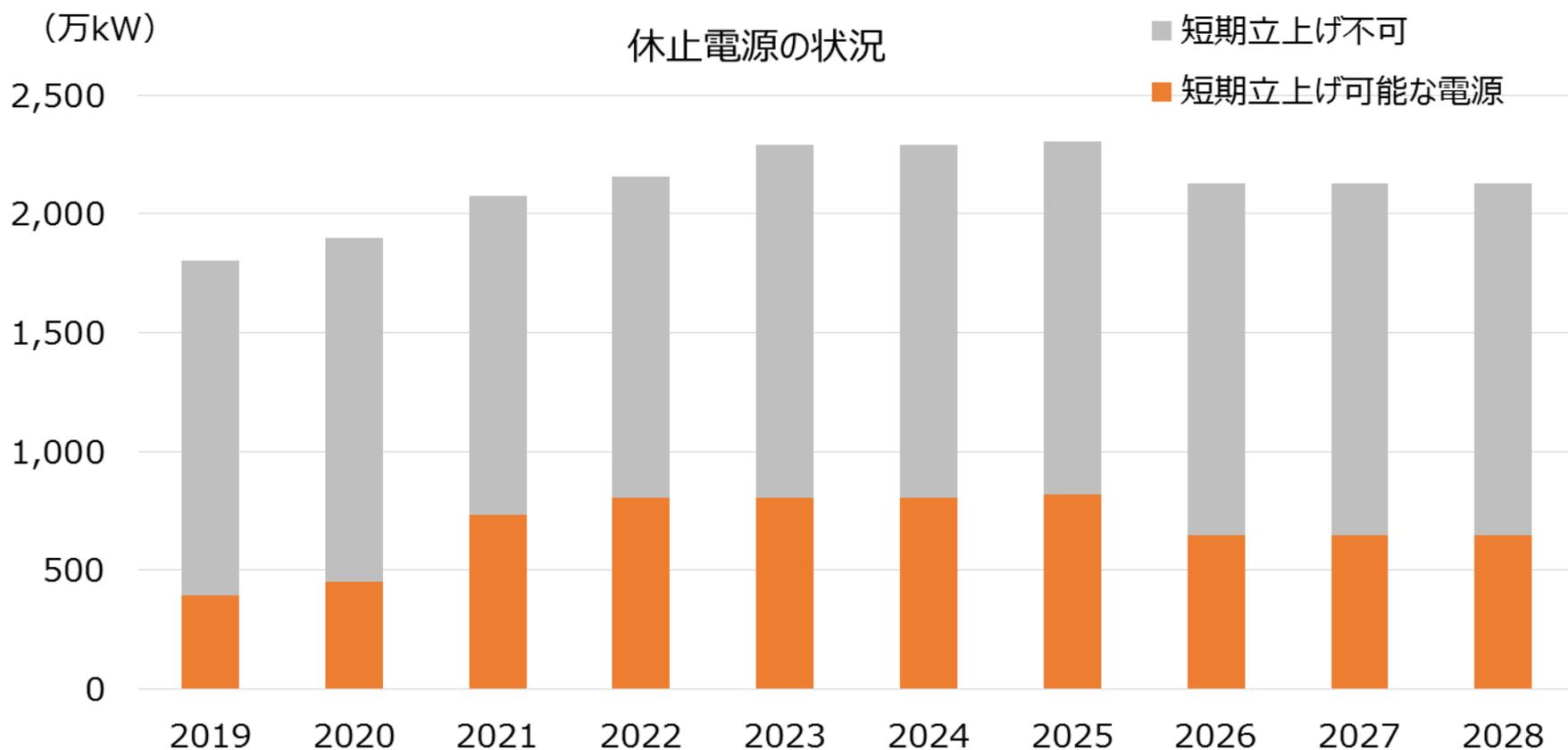


- 旧一般電気事業者の小売部門（旧一電が過半の資本を占める事業者分を含む）の全国における確保済供給力（発電余力を含む）としては、他エリアを含めても十分な供給力を確保している



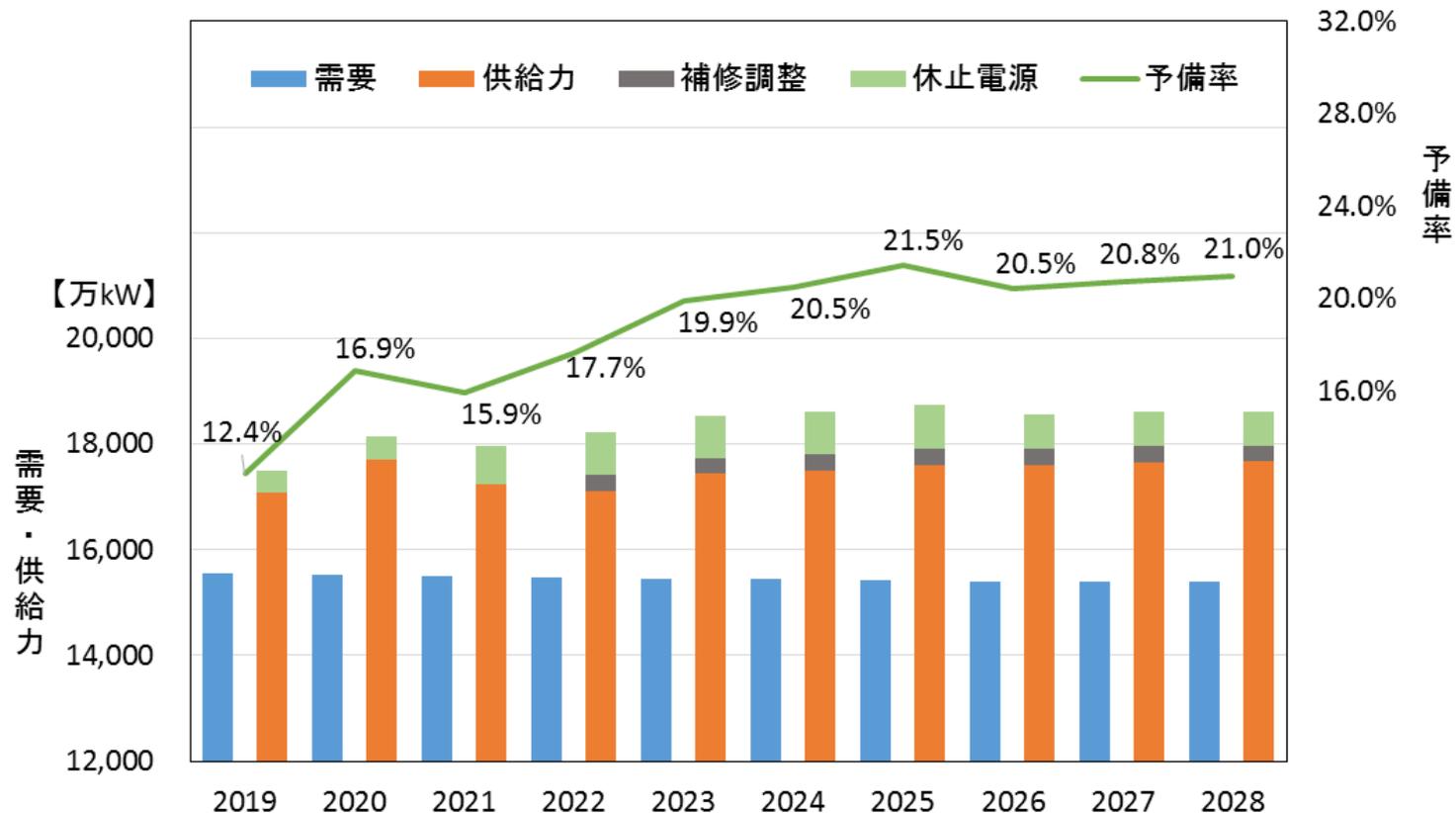
※供給力には、発電余力（調整力供出後）を含む

- 今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源は約1,800万kW～2,300万kW存在する。
- そのうち、適切な時期に判断・準備すれば休止の延期や1年程度での再立上げが可能な電源を、事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、400万kW～800万kW（送電端）は供給力として積み増せる可能性があると想定できる。



- これまでの長期需給バランスに、適切な時期に準備すれば供給力として積み増せる可能性がある休止電源を追加の供給力として計上し、更に今回と同等の最大限の補修調整が実施されたと仮定した場合の予備率を試算した結果は以下のとおり。

- 2019～2028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今後見込まれる供給力加算後）



- 一方、再生可能エネルギーの供給力（kW価値）の評価方法見直し後は、▲2～5%程度※予備率は低下することが想定される。
※第3回電力レジリエンス等に関する小委員会資料3P.37の再エネ供給力（EUE評価）の8月値を用いて算出
- また、厳気象や稀頻度リスクに備えた必要供給力の見直しも検討されているが、現時点においては、適切な補修調整や休止電源の有効活用が図れば、最低限必要な供給力の確保は可能と考えられる。

【再エネ供給力（EUE評価）】

[]は設備量 ()は出力比率 (単位 万kW、%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光 [6,252]	135 (2%)	650 (10%)	764 (12%)	838 (13%)	1,119 (18%)	630 (10%)	407 (7%)	29 (0%)	104 (2%)	172 (3%)	83 (1%)	70 (1%)
風力 [488]	105 (22%)	89 (18%)	64 (13%)	59 (12%)	55 (11%)	63 (13%)	98 (20%)	111 (23%)	145 (30%)	136 (28%)	147 (30%)	121 (25%)
水力 [1,828]	1,049 (57%)	1,095 (60%)	1,006 (55%)	1,011 (55%)	855 (47%)	819 (45%)	695 (38%)	708 (39%)	695 (38%)	618 (34%)	649 (35%)	777 (42%)
再エネ計 [8,569]	1,289 (15%)	1,834 (21%)	1,833 (21%)	1,908 (22%)	2,029 (24%)	1,512 (18%)	1,200 (14%)	847 (10%)	944 (11%)	927 (11%)	878 (10%)	968 (11%)

5. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

(1) 容量市場が機能するまでの間の確実な供給力の確保に向けて

- 本機関は、昨年度の供給計画の取りまとめにおいて、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少しており、この傾向が今後も進むものと想定した。2019年度供給計画の取りまとめにおいても、**この傾向が続いていることが改めて確認された。**

- 加えて、2019年度供給計画において、新たに以下の傾向及び実態が確認された。

<供給力を積み増す動き>

- ・本機関からすべての電気事業者への協力要請文の発出、並びに主要な電気事業者への個別要請及びヒアリングの結果、**夏季・冬季の電源補修量の抑制が図られた。**ただし、事業者の実情やヒアリングを踏まえると、作業員の制約や経済的な理由により、今後は本機関からの要請だけではこれ以上の大幅な補修量の抑制は期待できないと考えられる。

- ・50Hz地域は昨年度の厳寒時の需給状況を受け、**一部の休止計画を見直し**、需給に万全を期す動きがあった。

<供給力を減らす動き>

- ・旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は、自エリア内では大きくシェアを落とすと想定し、これに合わせて**電源の新たな休止を計画**している。ただし、容量市場の創設も見据え、**短期で立ち上げ可能な状態を維持する計画**としているとともに、今後は電源の休廃止を社内決定する前の段階で、本機関が本年4月に設置する「発電設備等の情報に関する掲示板」を積極的に活用する意向を示している。

- ・みなし小売電気事業者（旧一般電気事業者の小売部門）間での競争が激化する中、**みなし小売電気事業者**（旧一般電気事業者が過半の資本を占める事業者を含む）**も自エリア外では、他の新電力と同様、供給力を調達先未定とする傾向が見られた。**

(1) 容量市場が機能するまでの間の確実な供給力の確保に向けて

- 以上のような傾向の下で需給バランスを集計したところ、2019年度供給計画の取りまとめでは、連系線活用後の需給バランス評価において、**短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通し**となった。
- また、電力レジリエンス強化の観点で、厳気象や稀頻度リスクに備えた必要供給力の見直し及び再エネ供給力（kW価値）の評価方法見直しが議論されているが、**現時点では、適切な補修調整や休止電源の有効活用が図れば、必要な供給力は確保できる**と考えられる。
- しかし、**容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、今後電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できず**、小売電気事業者が必要な供給力を確保できない見通しになった際には、移行期のやむを得ない対応として、一般送配電事業者が主体となって供給力を確保せざるを得ない。
- 本機関としては、**適切なタイミングで電源の補修調整や休止時期の後ろ倒し、再立ち上げなどの供給力確保が確実かつ機動的に実施できるよう、電源のリクワイアメントをはじめ、供給力の確保に向けた仕組みの詳細について検討していく**。国においては、**電源確保に伴う費用負担なども含めた制度的措置**のあり方について検討願いたい。
- こうした取組と並行して、今後は供給力確保状況をきめ細かく逐次把握していくことが重要となることから、本機関としては、電源の休廃止予定の事前把握などに注力するとともに、休廃止予定前の電源の有効活用に向けた「発電設備等の情報に関する掲示板」の活用などの取組を徹底していく。

(1) 容量市場が機能するまでの間の確実な供給力の確保に向けて

確認された傾向と課題

2018年度供給計画

- ・旧一般電気事業者：需要の離脱が拡大
⇒ 保有する電源を休廃止
- ・新電力：シェアを拡大
⇒ 十分な供給力を保有していない

容量市場が機能するまでの供給力不足の懸念

2019年度供給計画

- ・新たな電源の休止計画が追加
- ・旧一般電気事業者も自エリア外の小売事業では十分な供給力を確保していない

昨年からの傾向は継続しており、容量市場が機能するまでの供給力不足の懸念は残る

- 一方で、
- ・徹底した補修調整により供給力が増加
 - ・休止電源の一部は短期間で立ち上げ可能な状態

適切な補修調整や休止電源の有効活用を図れば必要な供給力は確保できる見込み

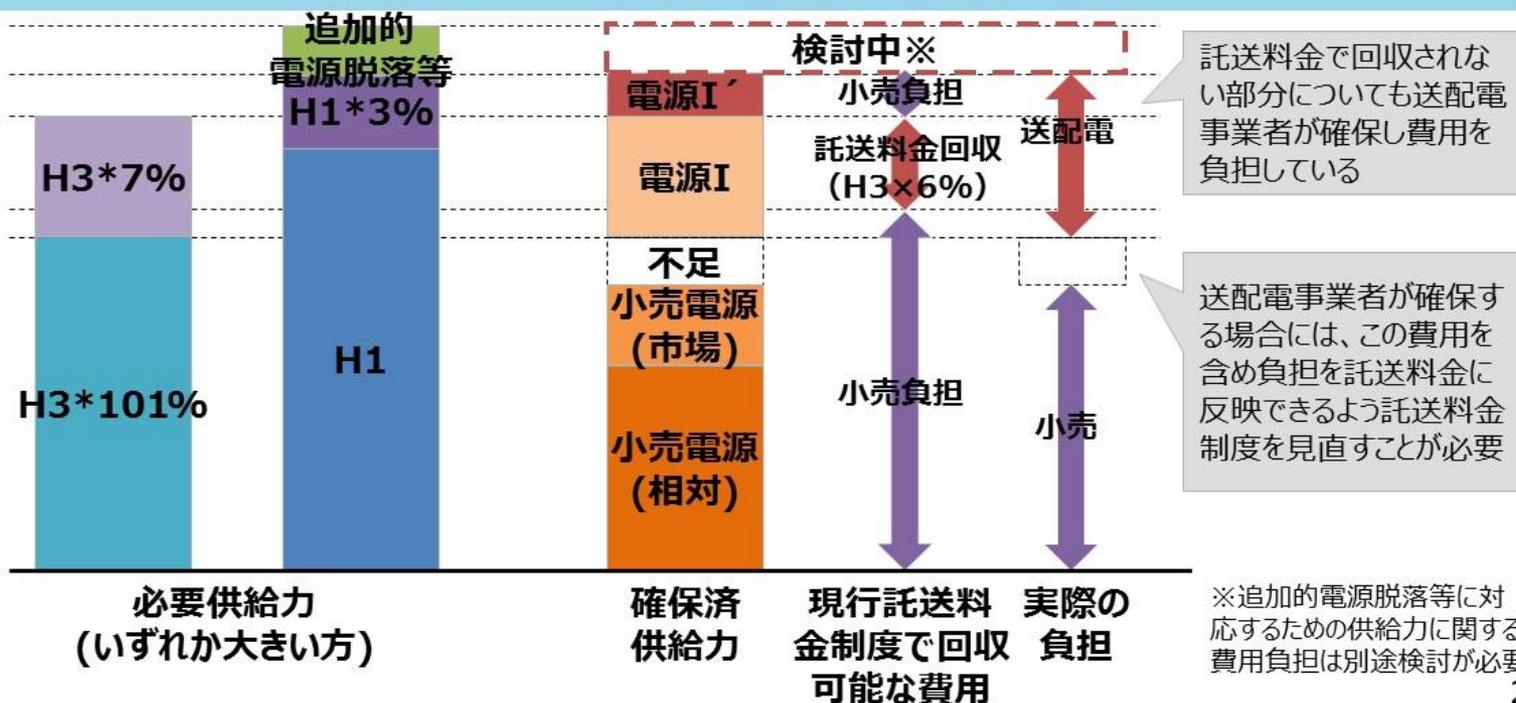
今後の対応

- ・適切なタイミングで電源補修調整や休止時期の延長、再立ち上げなど、供給力を確保する仕組みを検討
- ・国は費用負担などの制度的措置のあり方を検討

出典：第29回 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 制度検討作業部会 (2019.2.28) から抜粋

送配電事業者が確保する場合の費用負担

- 送配電事業者は既に小売電気事業者が確保すべき予備率のうち一部を暫定的に確保している。今後もこのような暫定的な取扱いの対象を拡大することは、小売電気事業者が自ら必要な供給力を確保する原則を逸脱するものであり、電気事業の健全な発達を妨げるものと考えられる(送配電事業者の健全な事業運営に影響を及ぼすおそれもある)。
- そのため、送配電事業者が小売電気事業者が確保すべき予備率を確保することとする場合には、その費用を含め送配電事業者の負担を託送料金に反映できるように適切な場で託送料金制度を見直すことが必要。また、当該費用は毎年変動することが考えられるため、柔軟に反映できるように配慮する必要がある。



(2) 容量市場創設後の供給計画のあり方

- これまで供給力（kW）については、供給計画の中で必要量が確保されているかを確認してきた。他方、現在、詳細検討が進められている**容量市場の創設後は、その仕組みの中で必要な供給力が確保される**こととなり、現在のように調達先未定や販売先未定の供給力が増える傾向の下では、その確実な実施が求められているものである。
- また、容量市場が創設された後の供給計画においては、その目的・役割が重複するところがあり、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ことから、それぞれの目的・役割を整理しつつ、**今後の供給計画のあ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。**
- 本機関としては、容量市場の仕組みの中で担保すべき情報を整理した上で、需給調整市場や、国の審議会（総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合）で検討されているインバランス料金制度の見直しの検討状況等を踏まえつつ、**供給計画において把握すべき情報やその目的について検討していく。**国においても容量市場創設後の供給計画のあり方について、**本機関と連携して検討を進められたい。**

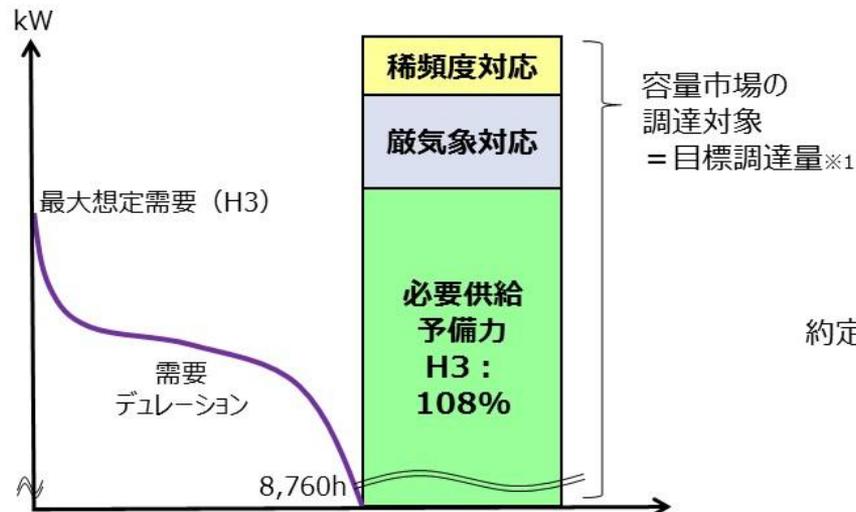
出典：「容量市場概要説明会（2019.3.1、広域機関）」当日資料から抜粋

2-2 容量市場のオークションの仕組み

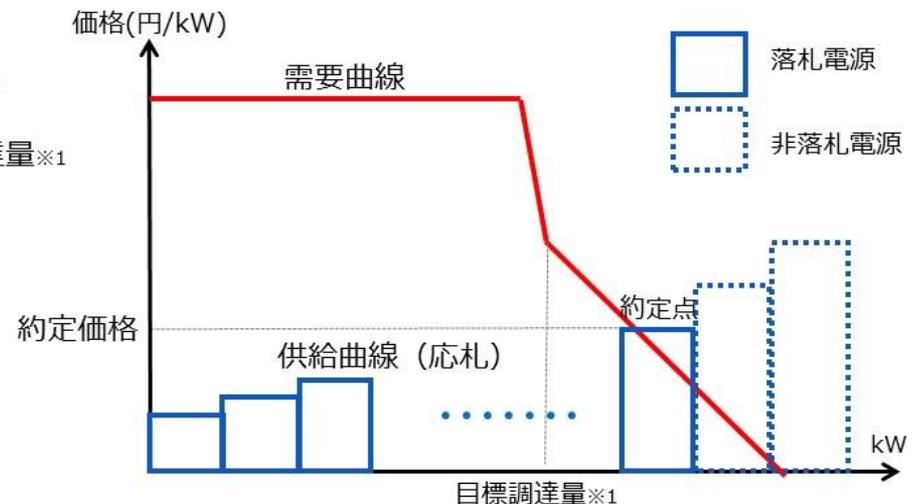
- 容量市場は、買い手は広域機関、売り手は発電事業者等となるオークションです。
 - ✓ 広域機関は、全国で必要な供給予備力等に基づき、需要曲線（買入札曲線）を設定します※1。
 - ✓ 発電事業者等は、電源等毎（計量単位毎）に、応札量と応札価格（円/kW）を決めて、応札します。
- 落札電源は、応札価格が安価な順に並べ需要曲線との交点（約定点を含む応札）までとします※2。
- 約定価格は、シングルプライスオークションとして、約定点の価格とします。約定価格に応札量を掛けた額が容量確保契約金額となります※3。

※1 容量市場で確保する容量は、必要な供給予備力等からFIT分の容量を差し引きます。
※2 DR等、発動回数に制約がある電源等は、別途、落札できる上限量を設定します。
※3 リクワイアメントを満たせない場合、減額することがあります。

【容量市場で調達する供給力】



【需要曲線と落札電源・約定価格のイメージ】



(3) 再エネ大量導入の下でのレジリエンス強化に向けた調整力について

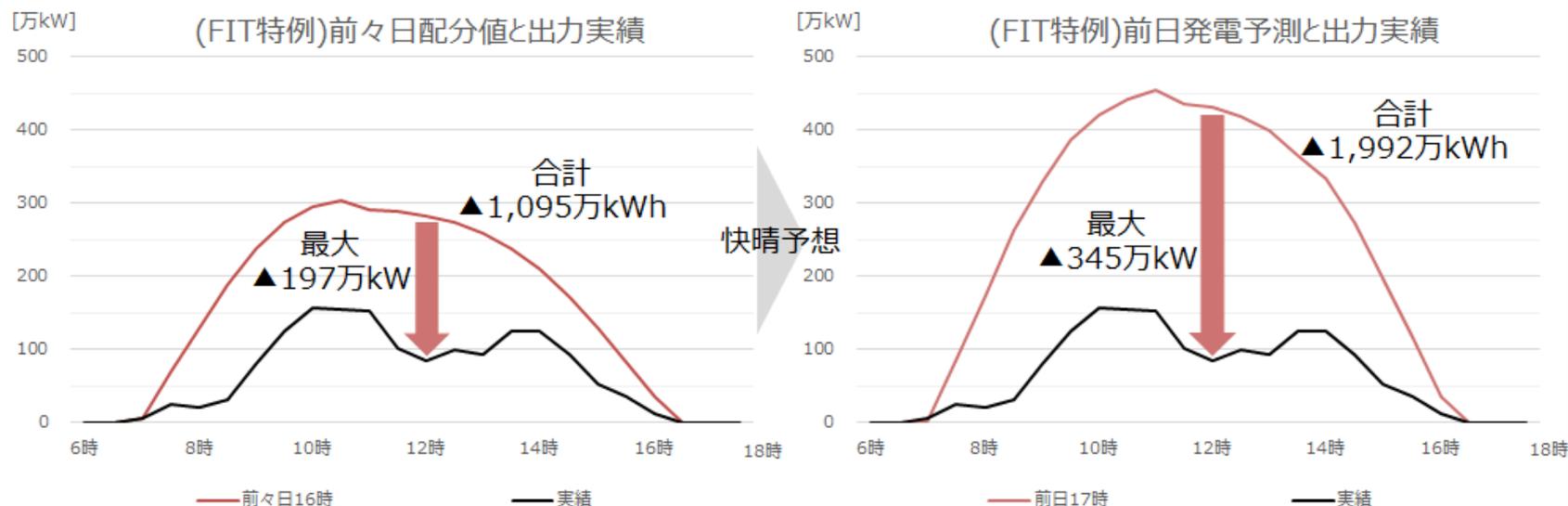
- 国の電力レジリエンスワーキンググループの中間とりまとめを受けて、本機関では容量市場での供給力の対象範囲を、厳気象、稀頻度リスク等への対応も含めたものにすべく検討中であるが、これらはいわゆるアデカシー（必要な設備容量）の観点のものである。
- 一方、本年1月の中部エリアにおける予測に対する厳寒による需要増と曇天による太陽光発電の供給力減少により需給がひっ迫した事象については、**アデカシーの確保が十分になされているだけでは不十分であり、調整力の確保および運用も重要であることを考えさせられるもの**であった。
- これら事象に関連して、国の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、今後のあり方について議論されているところであるが、当面は電源 I 'の通年運用への見直しによる確保、需給調整市場創設後は三次調整力②の ΔkW 調達による確保を行い、これら確保した調整力を運用していくことになる。
- 本機関としては、需給調整市場創設に向けて**再生可能エネルギーの大量導入を踏まえた調整力の確保および運用のあり方について引き続き検討**していくが、国においても、インバランス制度、費用負担のあり方など**関連する制度見直し**について、引き続き検討願いたい。

出典：第36回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.2.19）資料2 - 1から抜粋

FIT特例の出力予測状況

- 1月10日分の前々日16時の太陽光発電予測(FIT特例①配分量)に対して、当日の出力実績は最大で約200万kW(電力量で約1,100万kWh)の下振れ(出力低下誤差)であった
- また、前々日16時以降の出力予測では、気象は快晴となる予測であったため、前日17時の出力予測に対して、当日の出力実績は最大約350万kW(電力量で約2,000万kWh)の下振れ(出力低下誤差)であった

※FIT特例③は前日に配分値を作成するため、
便宜上、前々日16時段階の想定値にFIT特例③の前日配分値を加算している

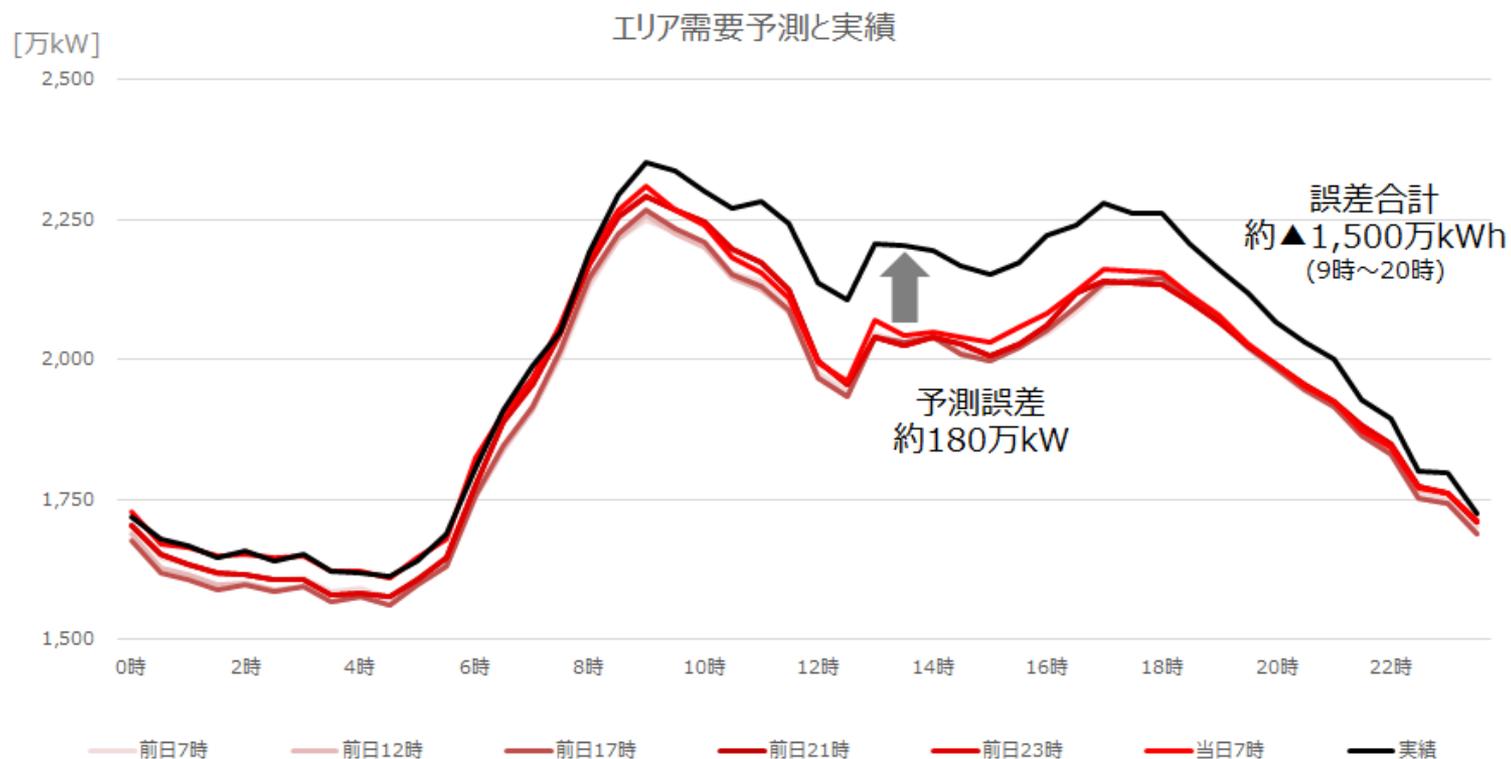


	前々日16時	前日7時	前日12時	前日17時	前日21時	前日23時	当日7時
最大誤差[万kW]	197	278	345	345	340	316	276
予測誤差[万kWh]	1,095	1,537	1,992	1,992	1,820	1,608	1,401

出典：第36回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.2.19）資料2 - 1から抜粋

需要予測と需要実績

- 1月10日分の一般送配電事業者による前日～当日朝の予測に対して、需要実績は平均で5～6%の上振れをしており、最大で約180万kW、電力量では約1,500万kWhの予測誤差となった
- 前日朝以降、当日朝を含めて5回の見直しをしたが、予測と比較して大きな需要が出る結果となった



出典：第11回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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（2018.12.26）から抜粋

必要な調整力の具備についての検討の方向性

73

- 自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要。
- かかる問題意識から、第4回の本小委において、現在の「ピーク需要の7%」という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要ではないか、という問題提起をしたところ。
- この点、別途、レジリエンス強化の観点から、別の審議会において「暫定的に追加確保すべき予備力」の議論を進めているところであるが、再エネ主力電源化に向けて必要な調整力を具備するために、どのような検討を進めるべきか。
- また、再生可能エネルギー主力電源化、及びレジリエンス強化双方の観点から、グリッドコードの整備の在り方について検討を深化させるべきではないか。

出典：第11回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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 中間整理（第2次）（2019.1.28）から抜粋

Ⅲ－２．適切な調整力の確保

３．目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方

（２）再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担

【アクションプラン】

- 一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者（2019年度中目途）】

- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働くようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT 交付金により負担する仕組みを構築する。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2020年度を目途に具体化）】

以 上