

平成29年度供給計画の取りまとめ について

平成28年度第6回評議員会資料

平成29年3月28日

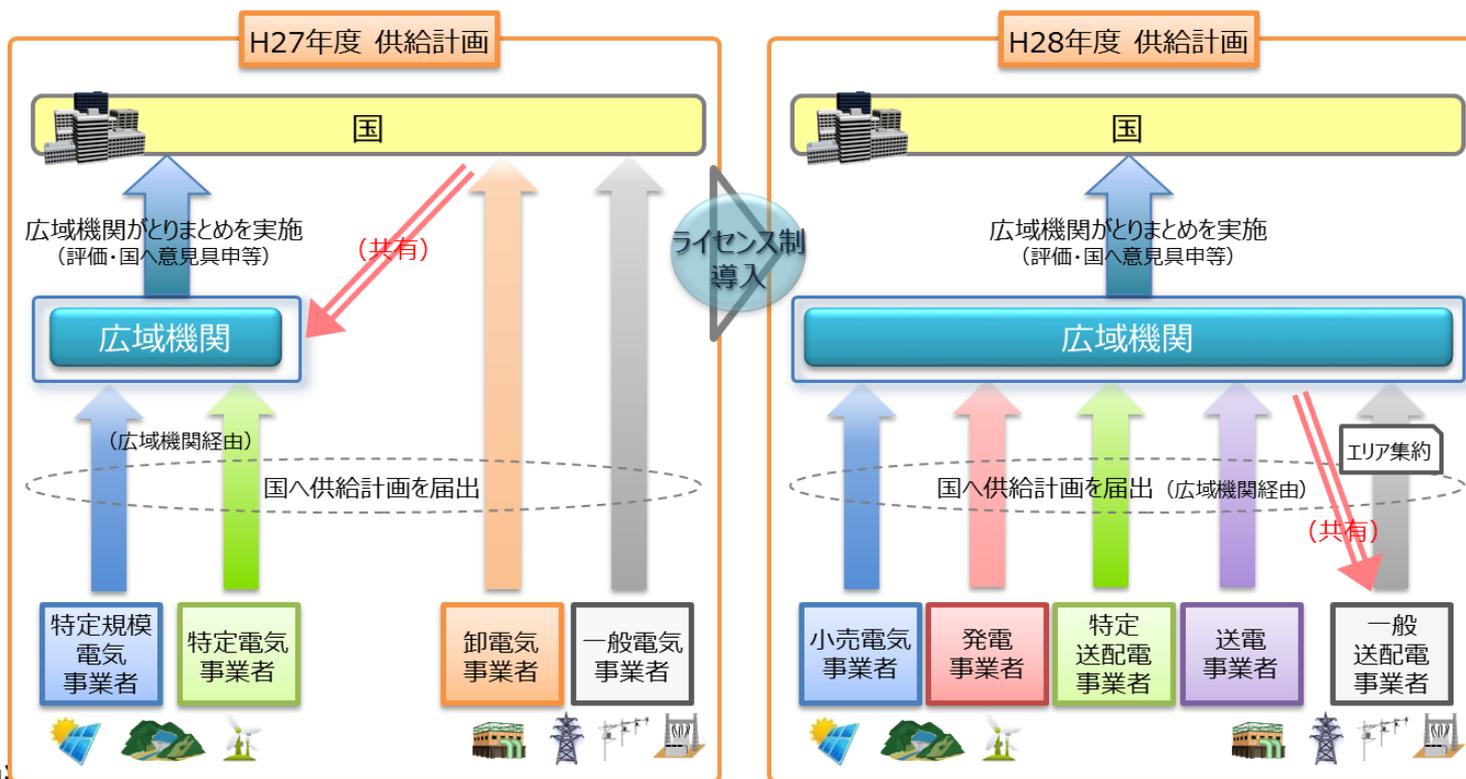
1. 供給計画について
2. 平成28年度供給計画の振り返り
3. 平成29年度供給計画の取りまとめに当たって
4. 平成29年度供給計画の取りまとめについて
5. 供給計画の取りまとめでの気付き事項
6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

- 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28年度供給計画の振り返り

2-1. 平成28年度供給計画の状況について

- 平成28年4月に施行された「ライセンス制」の導入に伴い、電気事業者の類型が、発電・送配電（一般・送電・特定送配電）・小売ライセンスに再分類され、ライセンスごとに供給計画を提出する仕組みとなった。
- 震災以降、平成27年度の供給計画まで、一般電気事業者及び卸電気事業者は、原子力発電の再稼働状況が見通せず発電計画が立てられないことから、原子力以外も含めて、その供給力を「未定」として提出していたため、需給バランス評価が行えなかったが、平成28年度の供給計画で供給力が記載されることとなり、その取りまとめにおいて需給バランス評価が行えるようになった。



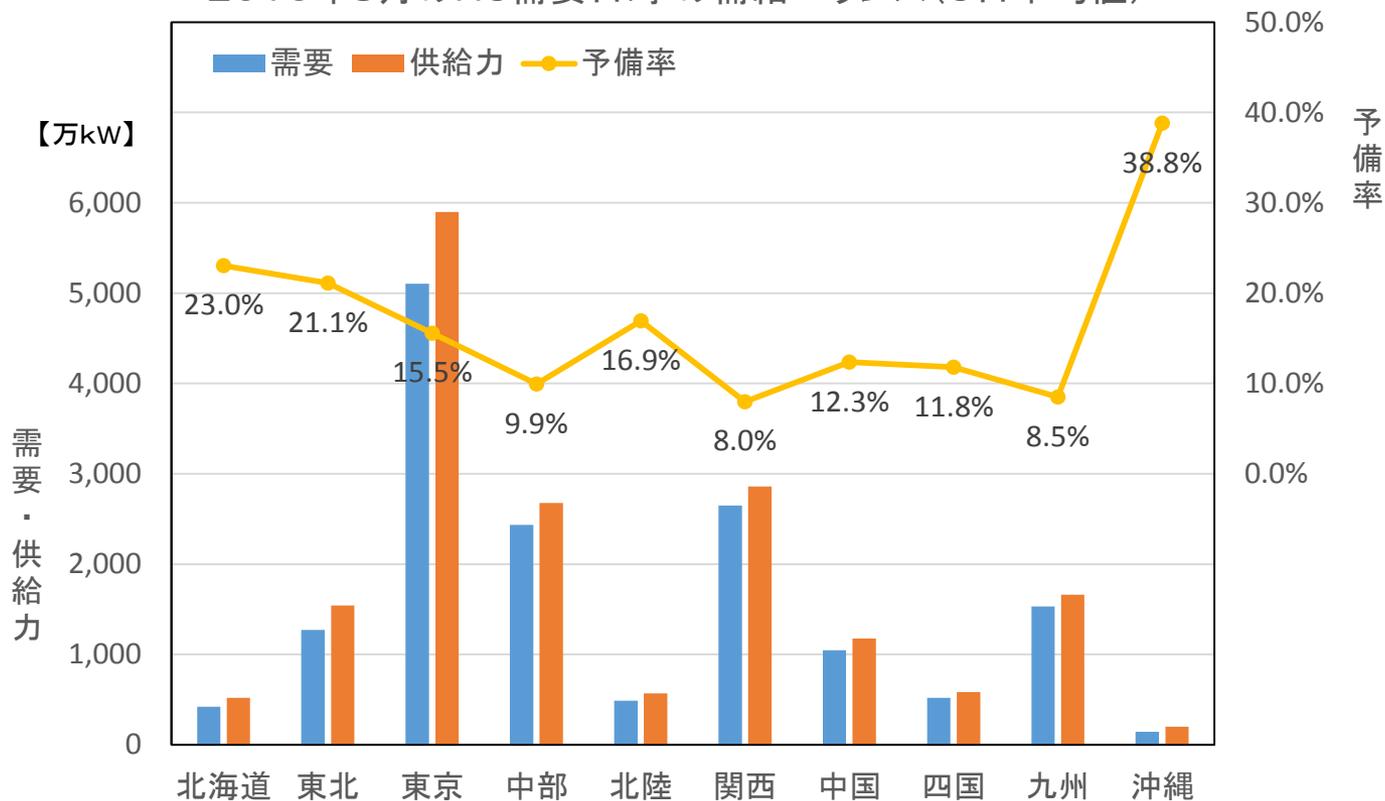
- 平成28年度は全エリアで、当日断面において最低限必要な予備率（3%以上※¹）を確保できていた。
- 平成28年度の夏季（8月）のエリアの最大3日平均電力発生時の需給バランス※²を以下に示す。

※1）沖縄エリアは最大電源脱落時（△23.5万kW；エリア需要の16.3%）以上。

※2）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）

2016年8月のH3需要日時 の需給バランス(3日平均値)



2-3. 平成28年度供給計画の取りまとめで抽出された課題

- 平成28年度供給計画の取りまとめでは、中長期の見通しについて、直ちに安定供給に支障がある状況にはないことは確認したものの、供給力確保面の観点から、供給計画の取りまとめに、以下の意見を付して、経済産業大臣への提出を行った。

①実効性のある供給力確保

- 小売電気事業者の多くが、中長期の供給力を「調達先未定」として計画していることを確認。
- このため、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量市場の導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討が必要と考えられる。

②稀頻度リスクへの対応

- 原子力発電の再稼働や再生可能エネルギーの導入により、競争力が相対的に低い石油火力等の経年火力は徐々に廃止されていく見込み。
- こうした中、東日本大震災のように大規模かつ長期間に亘り供給力が減少するような稀頻度事象が発生すると、電力需給は極めて厳しい状況になることが想定される。
- このため、稀頻度リスクへの対応について検討が必要と考えられる。

2-4. 実効性のある供給力確保と稀頻度リスクへの対応の検討状況

【本機関の取組(平成28年度)】

①実効性のある供給力確保

- 本機関では、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において、以下の需給バランス評価と需給変動リスク分析を実施。
 - ・ 第一年度の夏については①猛暑H1需要発生時の対応可能性、②電源N-1故障による最大影響、③送電線N-1故障による最大影響等について、それぞれ評価を行い、電源入札等に係る検討を開始する必要性がないことを確認した。
 - ・ 第2～10年度(平成29年度～平成37年度)については需給変動リスク分析等を実施し、電源入札等に係る検討を開始する必要性がないことを確認した。
 - ・ 国の「電力需給検証小委員会」からの要請を受け、本年度夏季の需給実績の振返り、及び、冬季の需給見通しの評価を実施し、「今冬が、至近10か年で最も厳寒となった場合でも、全国的に安定な電力供給に必要な供給予備率3%が確保できる見通し」であることを確認した。
- 本機関では、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において、10年に1回程度の猛暑・厳寒時の最大電力への対応の必要性や、これに応ずるための調整力としてはネガワットを含む手段で対応することが適当であること等を議論。一般送配電事業者によって、10年に1回程度の猛暑・厳寒時の最大電力への対応のための調整力(電源 I')を含む形で、調整力の公募が実施された。

②稀頻度リスクへの対応

- 大規模自然災害のリスクの例として、東日本大震災の振返りを実施(石油火力・瞬時調整契約の活用実績等)し ①発災後2か月後には被災電源の復旧が見込まれることから、2か月間の需給バランスに寄与する電源(バランス停止のような形態の火力電源等。)が必要なこと ②石油火力を災害対応電源とする場合には、燃料供給のサプライチェーン維持のために、普段から燃料消費をすることについても検討が必要なこと、について確認した。
- 本件については、本機関において引き続き検討するとともに、本課題の重要性に鑑み、国においてもその必要性について検討が行われることが望ましい旨を提案した。

2-4. 実効性のある供給力確保と稀頻度リスクへの対応の検討状況

【国の取組状況(平成28年度)】

○実効性のある供給力確保

- 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」及びその下の「市場整備ワーキンググループ」において、容量市場の検討が開始され、以下の内容が議論された。
 - ・電源等の容量(kW価値)を顕在化し、取引することを可能とする市場として容量市場を創設することで、発電事業者等の投資回収の予見性を高め、効率的に中長期的に必要な供給力及び調整力の確保を行っていくとの方向性
 - ・容量市場は集中型及び分散型が存在するが、集中型を軸に、詳細な制度設計を検討すること
 - ・本機関が市場管理者等として、一定の役割を果たすことが適当
 - ・詳細設計について、本機関において検討し、検討された制度設計案については、適切なタイミングで、国が関連する審議会等で審議すること

○稀頻度リスクへの対応

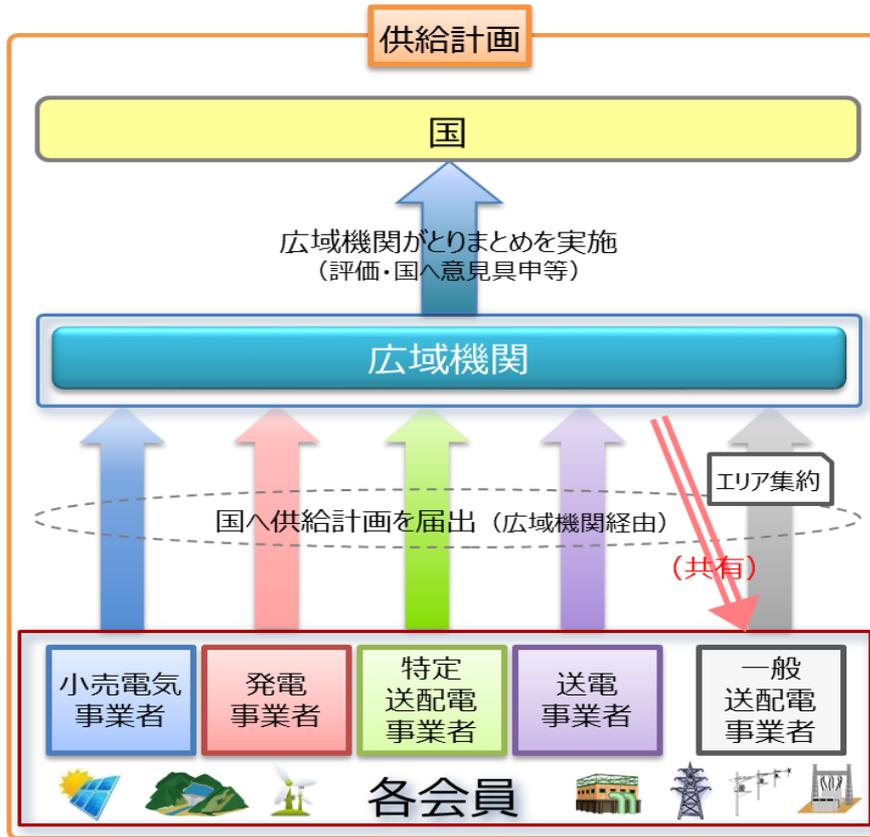
- 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」及びその下の「市場整備ワーキンググループ」において、容量市場の検討の中の論点として、稀頻度リスクとの関係が議論され、以下の方向性が示されているところ
 - ・我が国固有の稀頻度リスクである大規模災害への対応については、その必要性について一定の認識が共有されたものの、確保する容量(電源)のコストが過大にならないよう、留意する必要がある。そのため、またコスト適正化の観点から、稀頻度リスクへの対応に関しては、通常の容量市場とは別の商品で対応すべきとの声もあったところ、こうした声にも留意し、今後検討を進める必要があるのではないかと。

3. 平成29年度供給計画の取りまとめに当たって

- 昨年4月に電気事業法の第二弾改正（いわゆるライセンス制）がスタートし、昨年4月1日に小売電気事業者及び送配電事業者が、また、6月30日までに発電事業者が順次登録された（初期登録事業者数：766者）。その後、電気事業者登録数は更に増え、現在、930者を超えている。
- 平成28年度の取りまとめでは、法改正の端境期により発電事業者は一部の事業者（21者）しか取りまとめることが出来なかったが、平成29年度は全発電事業者を取りまとめることができた。これにより、平成29年度の取りまとめは、より正確な需給バランス評価が実施でき、発電事業者の特性分析などを加えることができた。
- 原子力発電の供給力については、昨年同様、再稼働しているもの以外は今後10年間における供給力を「未定」（＝「ゼロ」）として届け出られた。
- 供給計画の記載では、本年4月のFIT法改正により、今後のFIT電気の買取義務が一般送配電事業者へ移行することに伴い、将来のFIT電気の導入量・供給力の推計を一般送配電事業者が実施することとなった（昨年は小売電気事業者にて実施）。
- 平成30年度以降に予定されている地域間連系線利用ルールの変更や、実効性のある供給力確保の仕組み（容量市場）の導入など、大きな制度変更が今後予定されており、本取りまとめの結果を、これら制度変更の検討につなげていきたい。

- 本年から、年度の開始前までに供給計画取りまとめ、国に送付する本来のスケジュールとなった。

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29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29年度供給計画 取りまとめ	(参考)平成28年度供給 計画取りまとめ
発電事業者	542	21
小売電気事業者	367	276
登録特定送配電事業者	16	16
特定送配電事業者	1	0
送電事業者	2	1
一般送配電事業者	10	10
合 計	938	324

※平成28年12月末日までに電気事業者登録されている事業者と、平成29年に入って新たに電気事業者となったもので平成29年3月1日までに供給計画を本機関へ提出した事業者(発電2者)の供給計画を取りまとめた。

4. 平成29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。

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、今後10年間で+0.2~+0.3%/年の増加の見通し。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

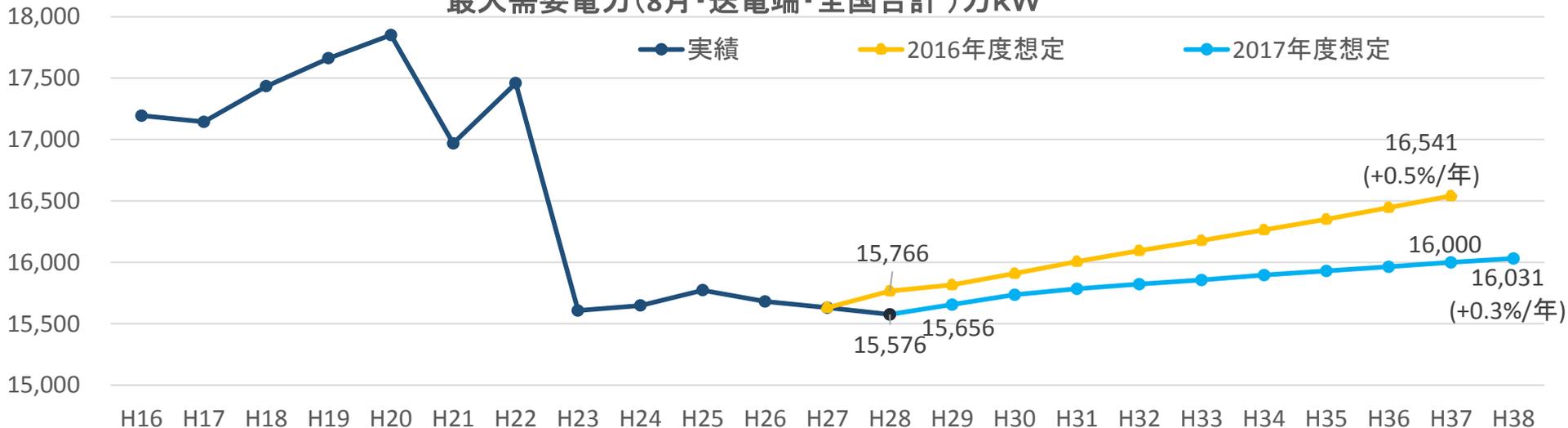
	平成29年度	平成38年度
国内総生産(GDP)	540.1兆円	582.0兆円 [+0.8%]
鉱工業生産指数(IIP)	99.8	108.2 [+0.9%]
人口	1億2609万人	1億2032万人 [-0.5%]

●需要想定(全国合計、送電端)

	平成28年度実績	平成29年度見通し	平成38年度見通し
最大需要電力	15,576万kW	15,656万kW	16,031万kW [+0.3%]
年間需要電力量	8,787億kWh	8,805億kWh	9,005億kWh [+0.2%]
年負荷率	64.4%	64.2%	64.1%

- ・平成28年度実績欄は気温補正後の値。
- ・平成28年度の年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
- ・〔 〕内は平成29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

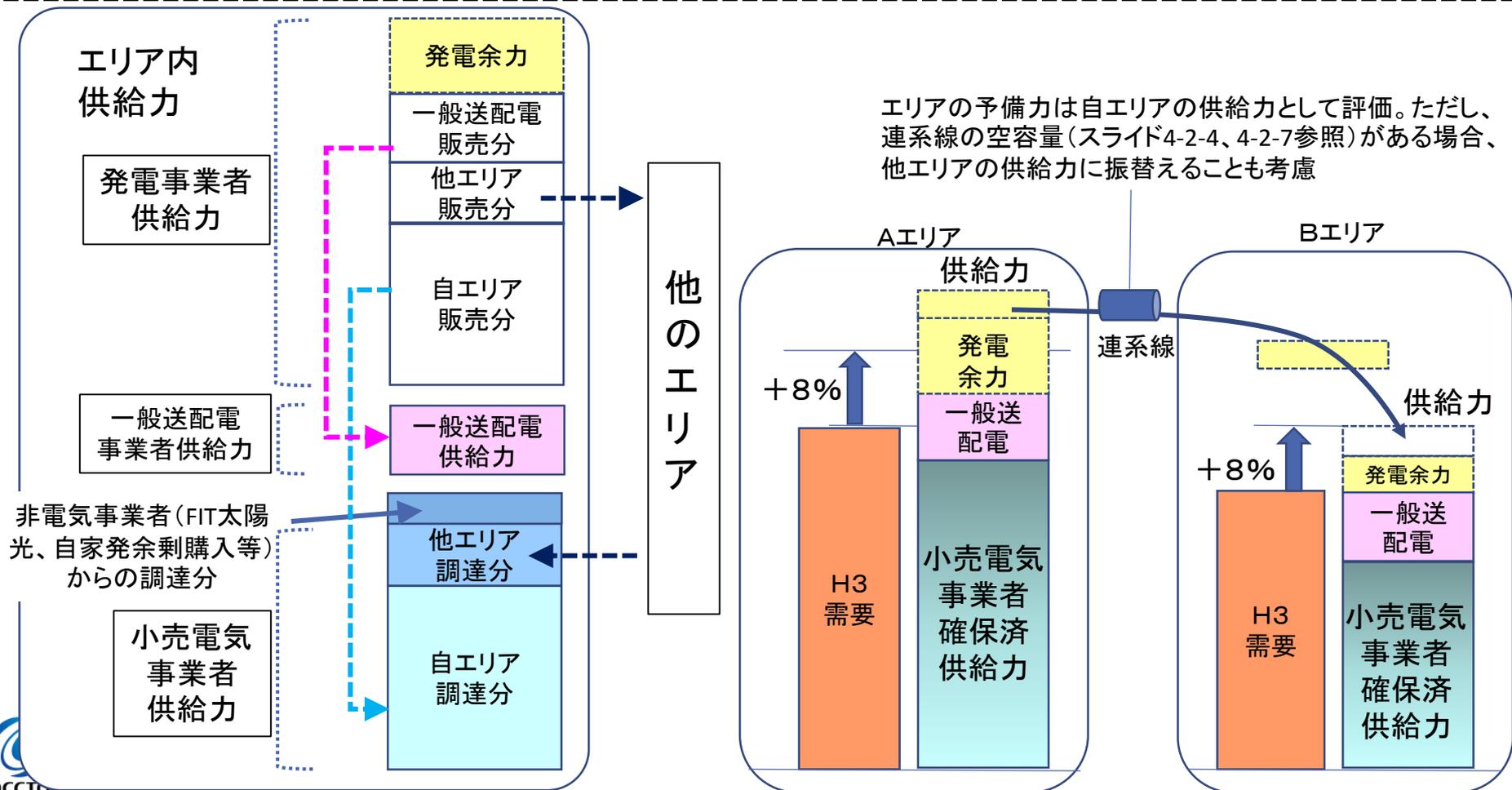
4-4. 送配電設備の増強計画

4-5. 広域的運営の状況

4-6. 電気事業者の特性分析

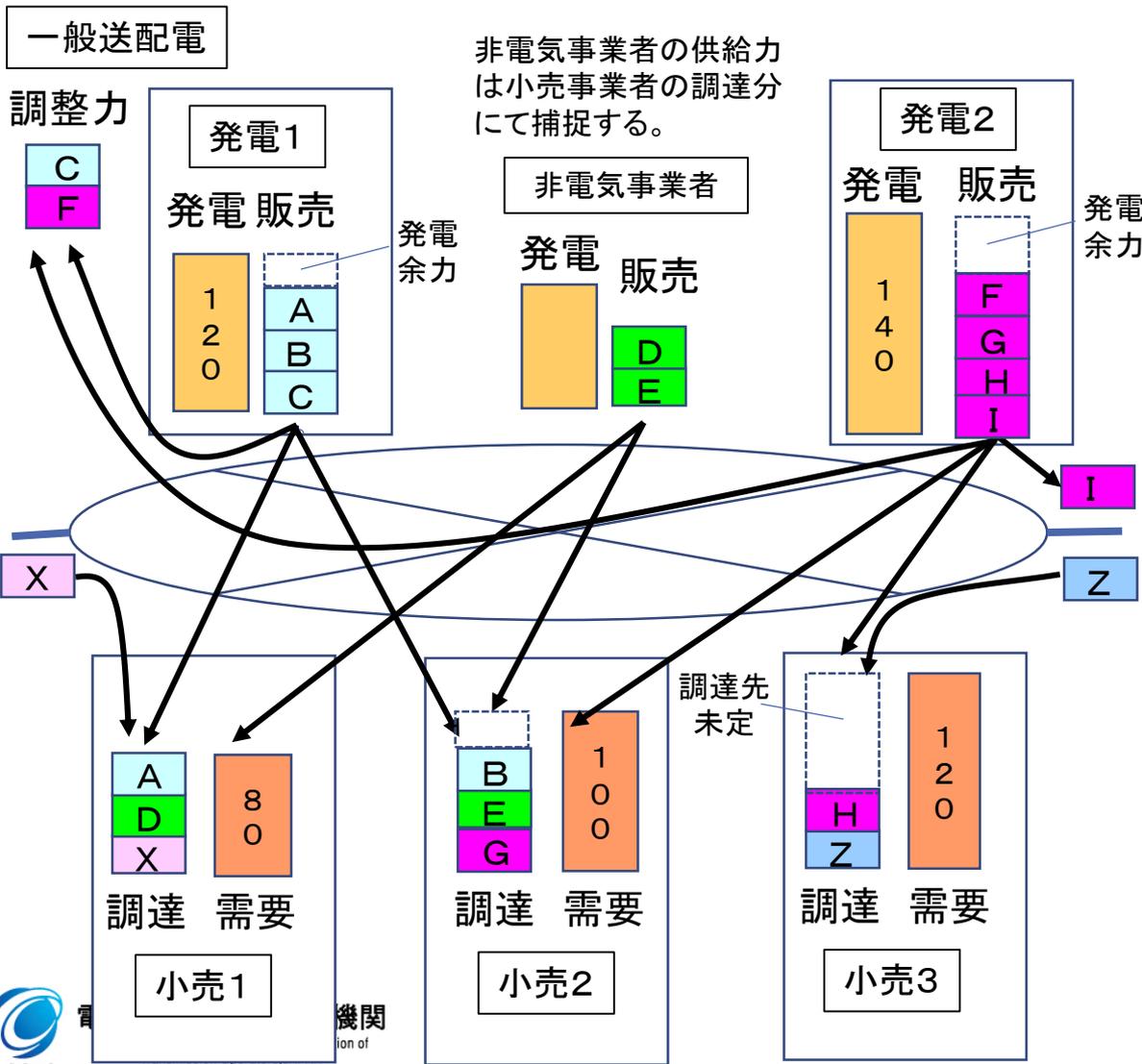
4-7. その他

- ◆ 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」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需要を上回ることを基準とする(「第14回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」より)。
- ◆ 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。



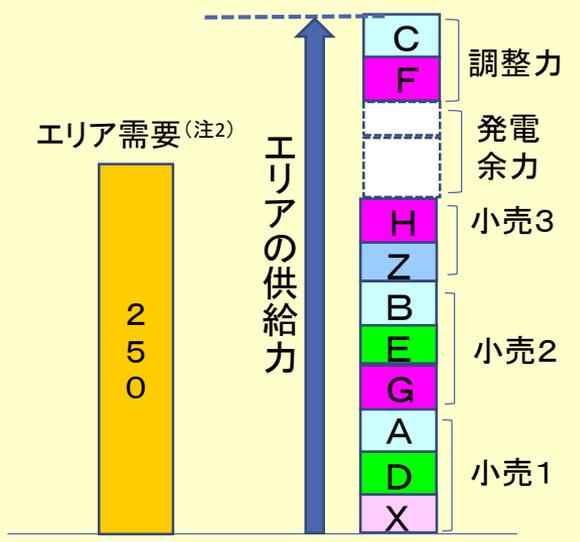
●一般送配電事業者の供給計画

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。



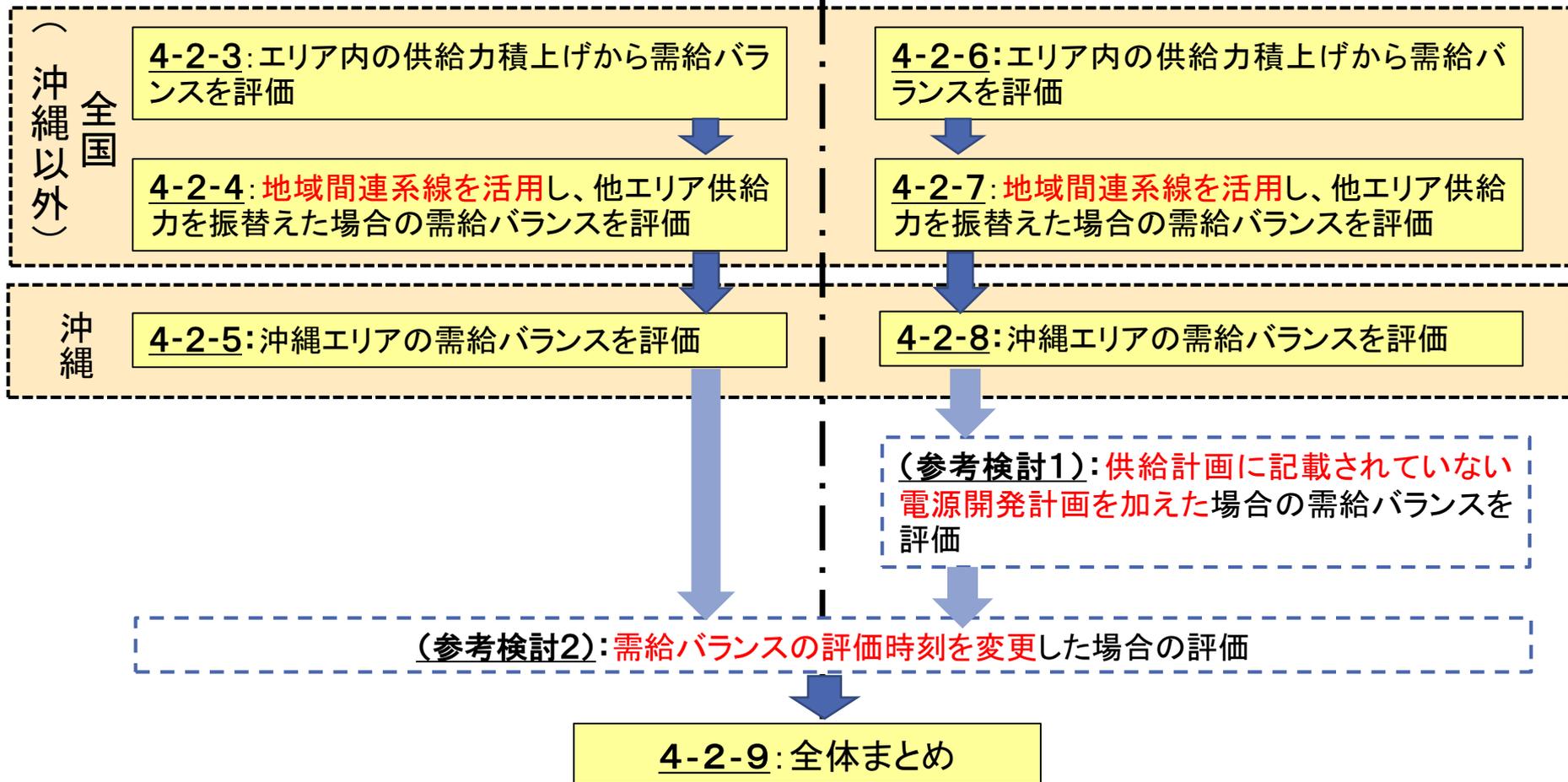
注1) 供給力及び発電余力の算出方法は、「需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン(資源エネルギー庁、平成28年12月)」及び「平成29年度供給計画届出書の記載要領(資源エネルギー庁、平成28年12月)」に記載の方法による。

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

■ 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。また、昨年度からの課題に対応して「参考検討1」、「参考検討2」を実施した。

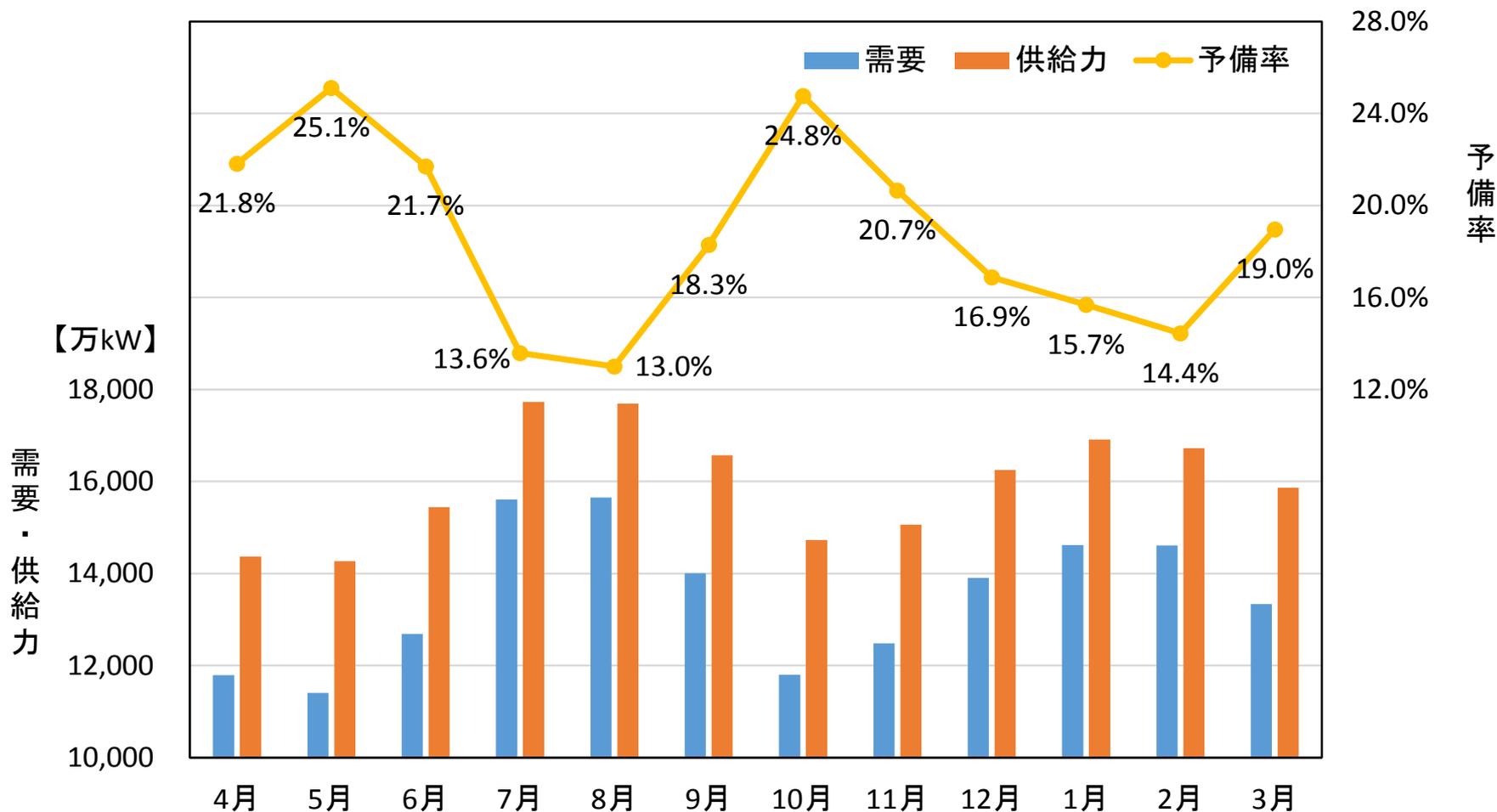
短期(H29年度)評価の検討ステップ

長期(H29~H38年度)評価の検討ステップ



■ 平成29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13.0%であり、通年において8%以上となっている。

※各エリアのH3需要の全国合計



- 平成29年度における各エリアの月ごとの予備率は下表のとおり。ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、東京・中部エリアでは、一部の月において予備率8%を下回っている。

平成29年度 各エリアの月毎の予備率(%)

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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	17.5%	17.0%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	7.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東日本 3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	7.7%	7.8%	5.9%	7.8%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.3%	19.1%	18.4%	27.2%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西日本 6社計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

(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

4-2-4. 需給バランス評価(短期:平成29年度の月別バランス)～連系線活用後 24

- 地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振り替えると、いずれの月も予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

平成29年度 各エリアの月毎の連系線活用後の予備率(%)

	融通後										応援したエリア	
	各月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)										8%に改善したエリア	
	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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	13.3%	16.9%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	8.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.0%	18.9%	16.3%	27.1%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

(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時断面の連系線利用計画値)

- ①:「平成29～38年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(平成29年3月1日;本機関)」の平成29年度の平日・昼間帯の値
- ②:「平成29～30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)(平成29年3月1日;本機関)」の平成29年度平日の値
- ③:平成29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

4-2-5. 需給バランス評価(短期:平成29年度の月別バランス)～沖縄エリア 25

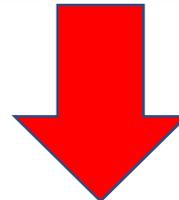
- 沖縄エリアについて、最大電源ユニット脱落時に「周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の予備率を算出した結果、いずれの月も予備率が0%以上(供給力 \geq H3需要)となる見通しである。

※沖縄エリアは離島も含めた予備率を評価している。

平成29年度 沖縄エリアの月毎の予備率(%)

	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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	13.3%	16.9%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	8.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.0%	18.9%	16.3%	27.1%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

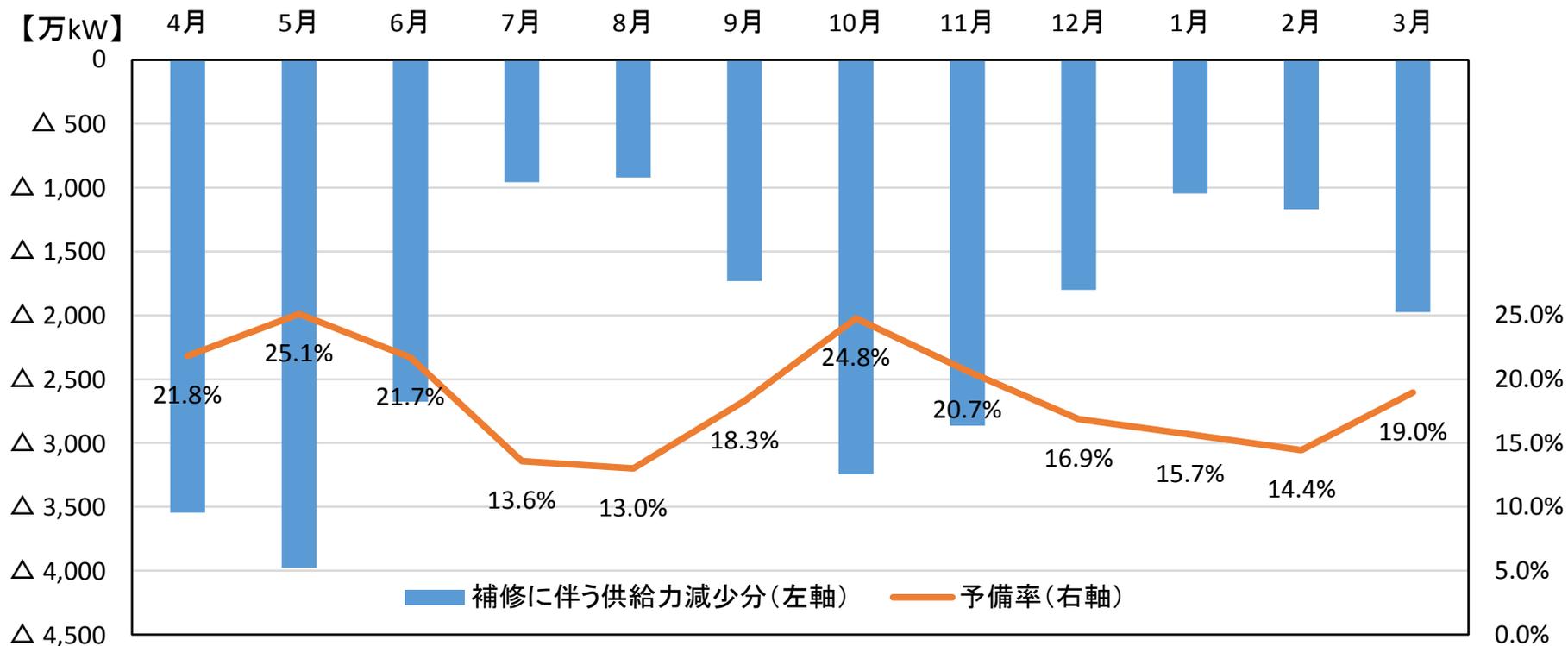
最大電源ユニット(24.4万kW)脱落時に
周波数制御機能あり調整力(5.7万kW)を
除いた場合の予備率を算出



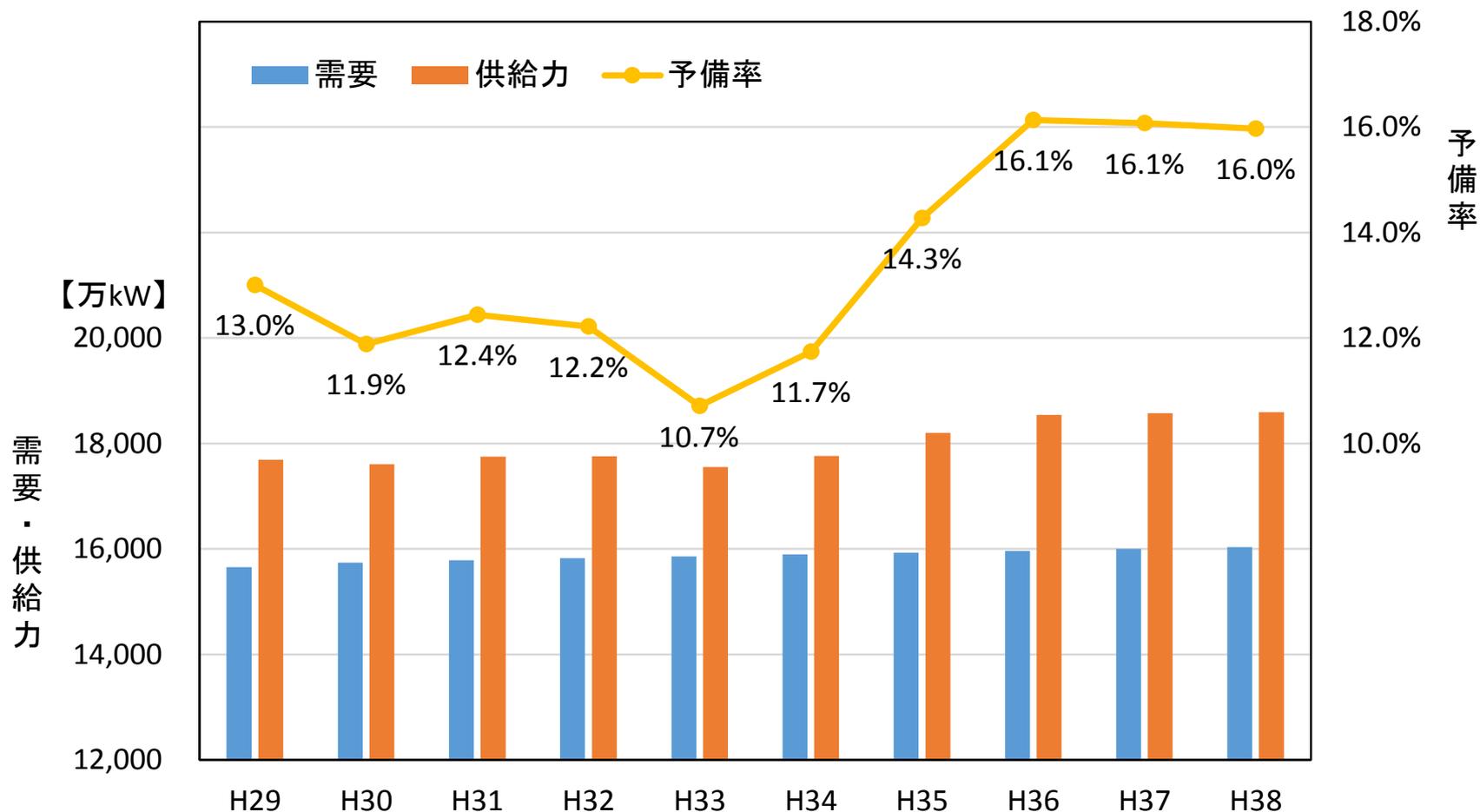
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	29.8%	25.9%	31.4%	27.5%	31.5%	34.0%	33.1%	35.8%	32.0%	29.3%	41.2%	52.3%
(本土分)	27.6%	23.6%	30.3%	26.7%	31.1%	34.2%	33.3%	36.0%	31.7%	29.8%	44.9%	58.1%

平成29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中間期は補修量が多く計画されていることがわかる。

H29年度の補修に伴う供給力減少分と供給予備率(全国合計)



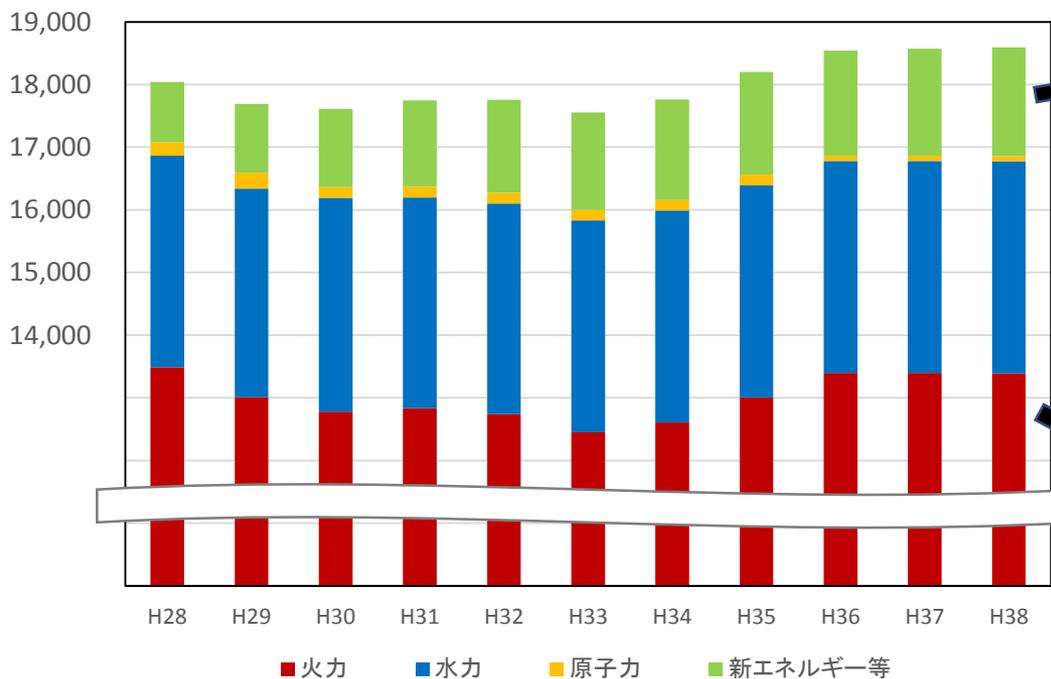
- 平成29年度から平成38年度までの需要と供給力(8月15時・全国合計)の見通しを参考に下図に示す。全国大では、最も予備率が低い平成33年度でも10.7%と、いずれの年においても8%以上となっている。



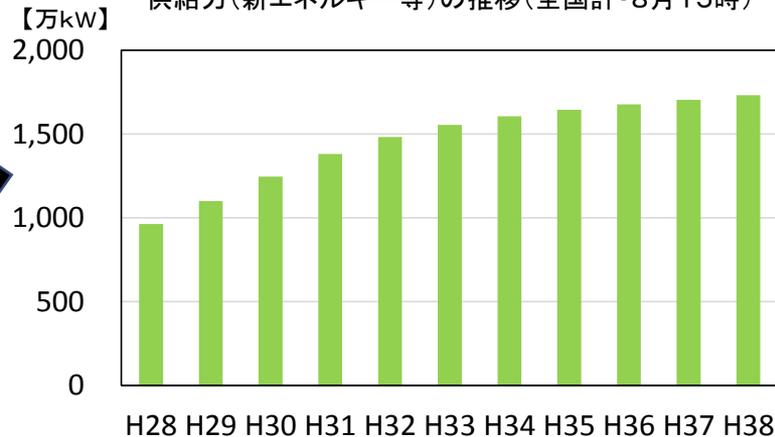
- 平成38年度までの電源種別ごとの供給力(8月15時・全国計)の見通しを下図に示す。
- 新エネルギー等発電の供給力(自然変動電源はL5値※)は増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリプレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、その後、更新・新規案件により、増加するトレンドとなっている。
- これらにより、供給力全体として、中間年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

※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

【万kW】 供給力の推移(8月15時・全国計)



供給力(新エネルギー等)の推移(全国計・8月15時)

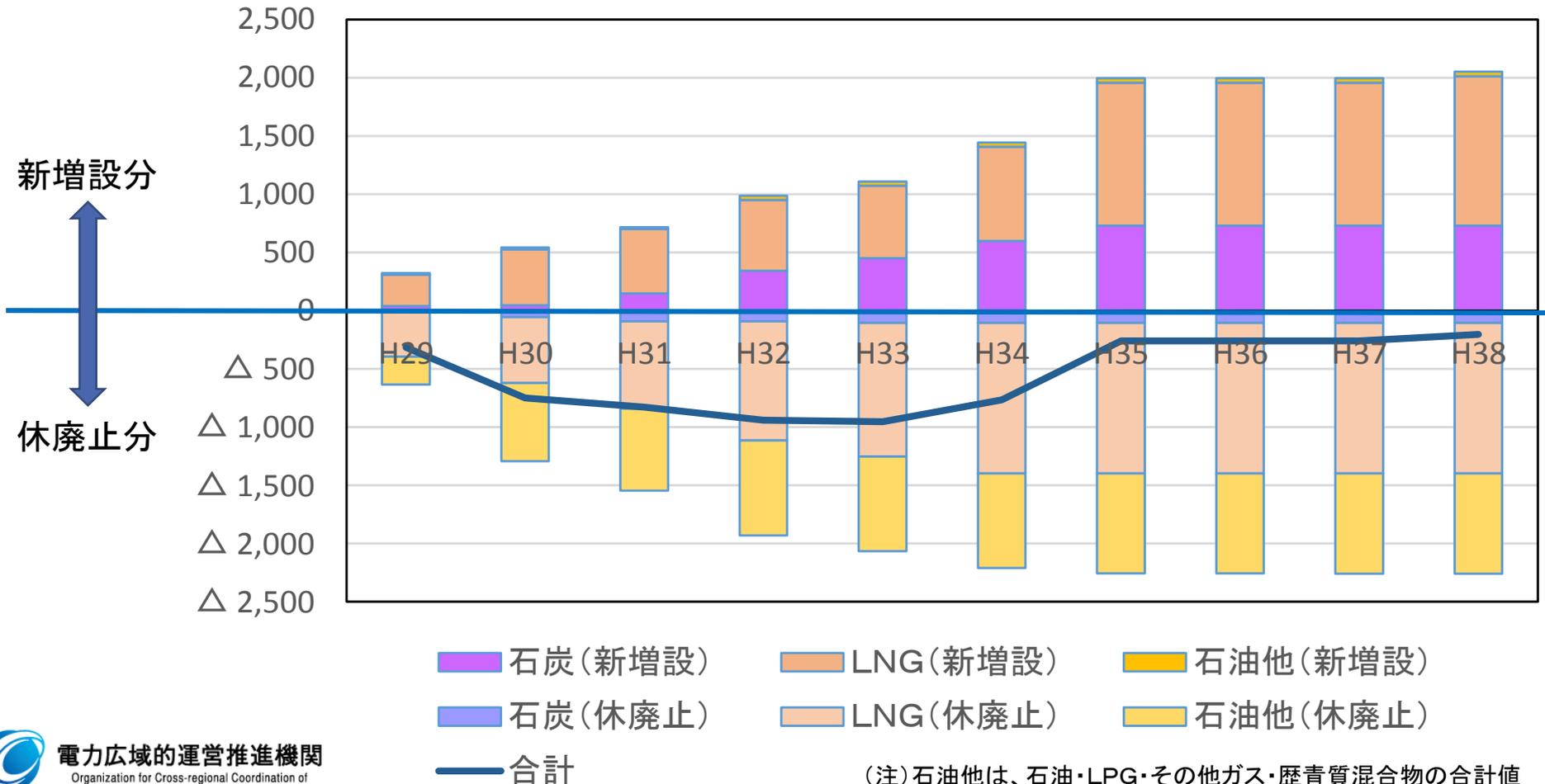


供給力(火力)の推移(全国計・8月15時)



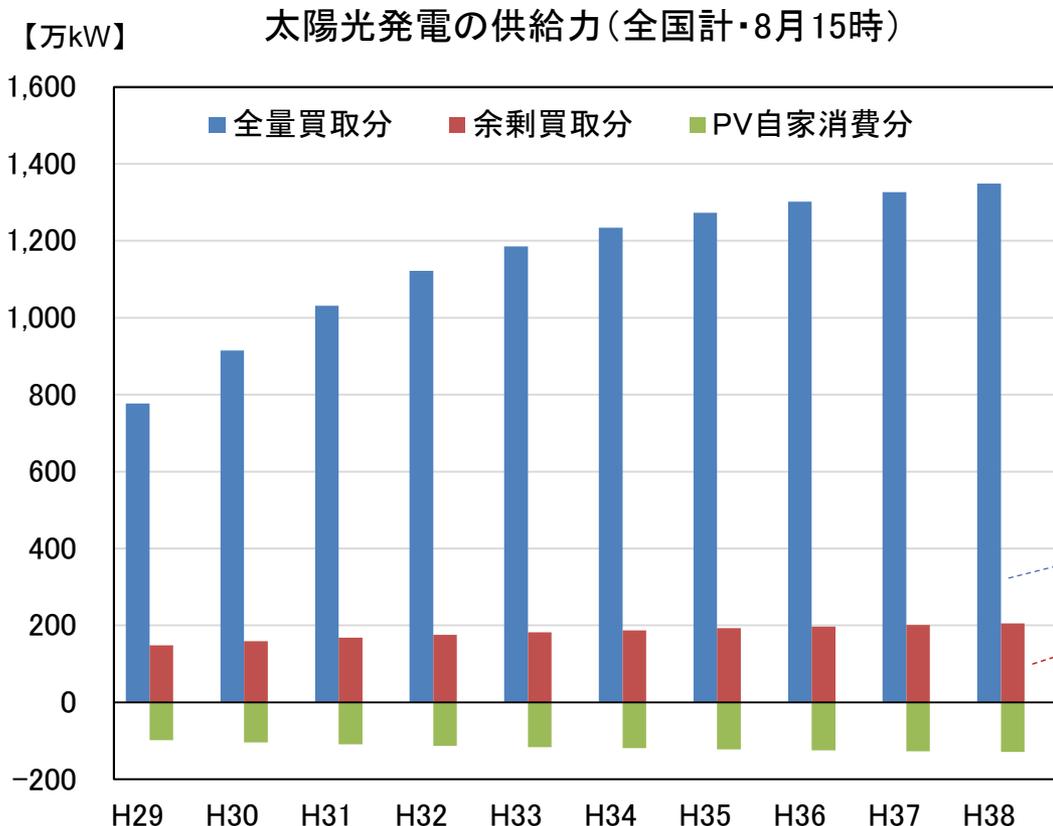
- 全国における火力発電の今後10年間の新增設及び休廃止計画を、燃料種別ごとに集計した。
- 新增設と休廃止の合計値は、開発に先行して行われる休廃止等に伴い、平成29年度から平成32年度まで減少傾向が続くが、平成33年以降、新規電源等の運転開始に伴い、増加に転じる。

【万kW】 中長期の電源開発及び休廃止計画(設備量ベース、H29以降の累計)



(注)石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

■ 平成38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。



平成38年度8月の状況

- ・供給力: 1,554万kW
- ・電力需要減少分: 129万kW

全量買取分

(導入量: 5,706万kW)



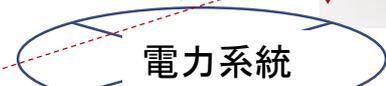
1,349万kW (L5値)

余剰買取分

(導入量: 1,360万kW)



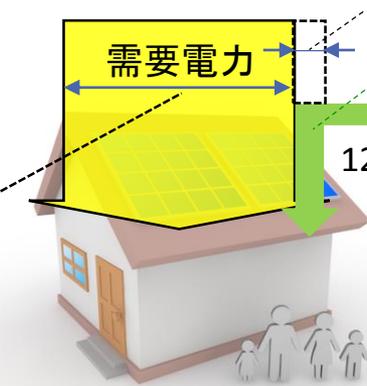
205万kW (L5値)



需要電力

需要電力減少分 = PV自家消費分

129万kW



16,031万kW
(家庭用以外も含む
全需要電力・送電端ベース)

- 平成29年度から平成38年度までの各エリアの年度ごとの予備率を下表に示す。なお、H3需要の年間最大値が冬季に想定される北海道・東北エリアは冬季の予備率も示す。
- ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、夏季の東京・中部・関西エリアについては、複数の年度で予備率8%未満となっている。

平成29～38年度(夏季:8月)の予備率(%)

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	43.7%	43.0%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	17.0%	18.4%	23.9%	24.2%	25.5%	25.7%	27.2%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	6.3%	5.4%	5.3%	1.7%	1.8%	6.3%	11.6%	11.5%	10.9%
東日本 3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	8.7%	8.8%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	6.5%	5.8%	6.0%	9.5%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	12.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	11.4%	10.9%	7.8%	10.5%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本 6社計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	11.7%	13.5%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

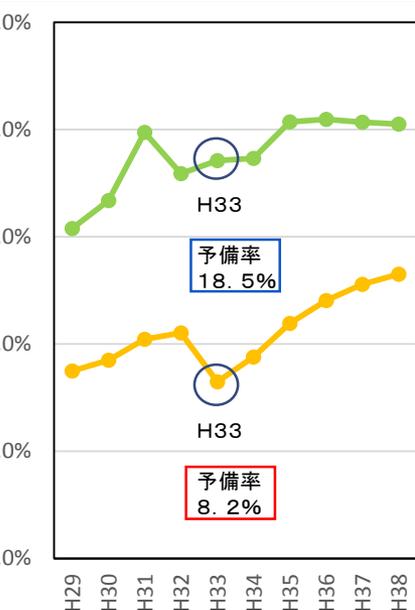
(注)8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

平成29～38年度(冬季:1月)の予備率(%)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	17.0%	21.3%	20.4%	21.8%	20.4%	19.8%	19.2%	18.5%	17.4%	26.6%
東北	18.1%	16.2%	17.5%	16.6%	16.9%	16.1%	16.8%	15.7%	14.7%	13.9%

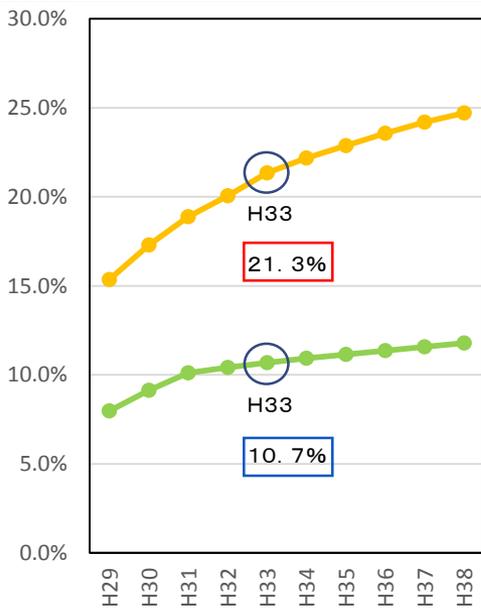
- 東京・中部・関西エリア(以下、中央3エリア)の予備率が低くなった要因を分析した。
- 中央3エリアの旧一般電気事業者3社(中央3者)は、自社需要に対する供給力は確保しているものの、その他7社(中央3者以外の旧一般電気事業者7者)に比べて予備率は低くなっている。
- また、中央3エリアでは、確保済供給力の保有が相対的に少ない*特性を持つ新電力のシェアが高いため、エリア全体の予備率を押し下げている。 ※70頁参照

旧一般電気事業者の予備率*1



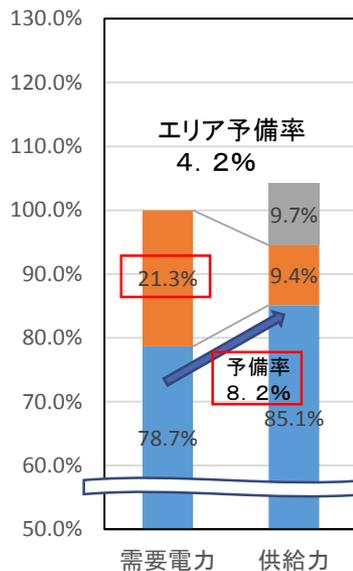
● 中央3社計 ● その他7社計

新電力需要*2シェア(エリア需要比)



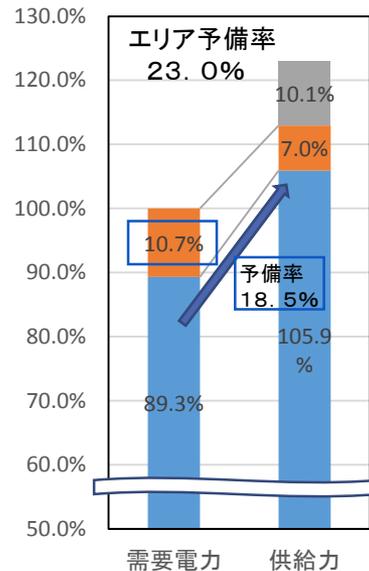
● 中央3エリア計 ● その他7エリア計

中央3エリアの状況(H33)



■ 調整力他
■ その他事業者
■ 旧一般電気事業者

その他7エリアの状況(H33)



■ 調整力他
■ その他事業者
■ 旧一般電気事業者

※1 「(小売確保済供給力+発電余力)/小売需要」により算出
 なお、H30年度以降については、調整力供出予定分を控除
 ※2 「エリア需要 - 旧一般電気事業者の小売需要」により算出

(注1)エリア需要を100%としたときの、需要電力と供給電力の内訳
 (注2)調整力他には、FIT送配電買取分等を含む

- 東京・中部・関西エリアの予備率が低くなった要因を分析するため、当該エリアとそれ以外のエリア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以下に示す。
- 上記、中央3エリアでは、平成34年度まで新增設に対して休廃止が多く、H35年度以降はその傾向は緩和されるものの、最終年度では500万kW程度、休廃止が上回っている。
- 一方、その他エリアにおいては、200万kW程度、新增設の方が休廃止を上回っている。

中長期の電源開発及び休廃止計画(設備量ベース、H29以降の累計)

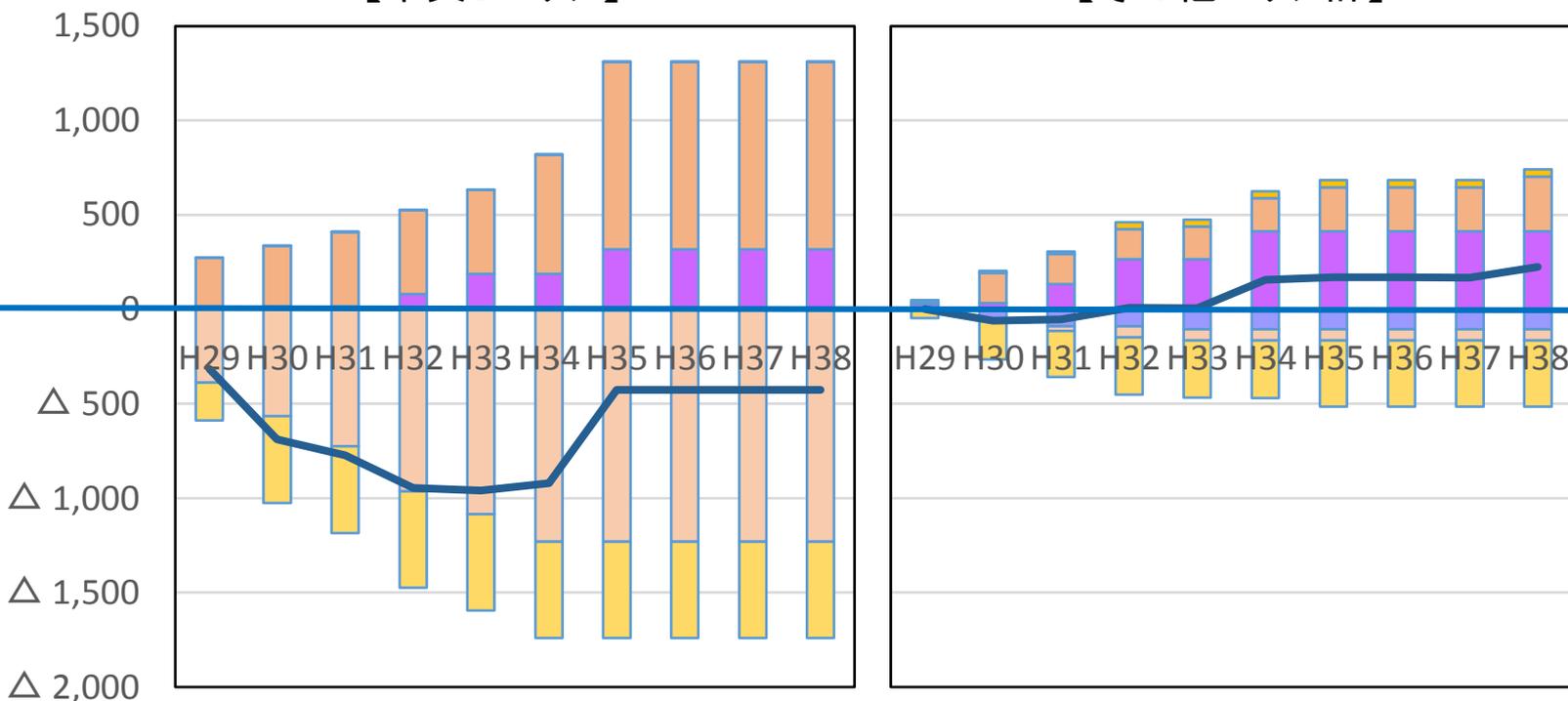
【万kW】

【中央3エリア】

【その他エリア計】

新增設分

休廃止分



- 石炭(新增設)
- LNG(新增設)
- 石油他(新增設)
- 石炭(休廃止)
- LNG(休廃止)
- 石油他(休廃止)
- 合計

(注)石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

- 地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振り替えると、いずれの年度も予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

平成29～38年度(8月)の予備率(%) 地域間連系線の活用を考慮

	融通後									
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)	8%に改善したエリア									応援したエリア
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	37.2%	36.3%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	16.9%	11.6%	13.3%	13.2%	8.0%	8.0%	20.3%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	11.6%	11.5%	10.9%
東3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	9.8%	9.7%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	8.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	10.0%	8.7%	8.0%	9.4%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	9.4%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	10.8%	12.7%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

(注)本検討は、地域間連系線の空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。

●空容量＝①(運用容量)－②(マージン)－③(8月15時断面の連系線利用計画値)

①:「平成29～38年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(平成29年3月1日;本機関)」の平成29・30年度8月の平日・昼間帯の値、平成31～38年度(長期計画)の値

②:「平成29～30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)(平成29年3月1日;本機関)」の平成29・30年度8月の平日の値、「平成31～38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)(平成29年3月1日;本機関)」の値

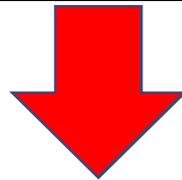
③:平成29年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値

- 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、いずれの年も予備率が0%以上(供給力 \geq H3需要)となる見通しである。

平成29～38年度(夏季:8月)の沖縄エリアの予備率(%)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	37.2%	36.3%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	16.9%	11.6%	13.3%	13.2%	8.0%	8.0%	20.3%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	11.6%	11.5%	10.9%
東3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	9.8%	9.7%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	8.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	10.0%	8.7%	8.0%	9.4%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	9.4%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	10.8%	12.7%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

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



	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
沖縄	29.6%	32.7%	32.2%	28.5%	28.2%	31.8%	32.1%	31.6%	30.3%	29.1%
(本土分)	28.1%	31.9%	31.9%	27.8%	27.8%	31.8%	31.8%	31.4%	30.7%	30.2%

- 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1,000万kW。
- 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を供給力として計上できると考え、本機関にて、事業者ヒアリングや公表情報などからそれら電源を調査したところ、**平成33年度東京エリア*の供給力として計上できるものが約100万kWあった。**
 - ※地域間連系線による供給力振替前の予備率として、平成33年度東京エリアが最も低かったため、当該年度・エリアを調査した。
- それら追加供給力(100万kW)を東京エリアに加算すると、東京エリアの予備率は2.0ポイントアップする。

【参考】火力発電所環境アセスメント情報(METIウェブサイトより)

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

○環境影響評価書一覧を抜粋

2017.3.1現在

計画名称	出力	燃料	運開時期	想定区域の位置	事業者
JFE扇島火力発電所更新計画	19万kW	副生ガス及び都市ガス	平成31年10年	神奈川県川崎市扇島1番地1	JFEスチール(株)
福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画(本野)	54万kW	石炭	平成32年度	福島県双葉町広野町(東京電力フュエル&パワー(株)広野火力)	東京電力ホールディングス(株)
福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画(勿米)				隣接地	東京電力ホールディングス(株)及び常磐共同火力(株)
常陸那珂共同火力発電所1号機建設計画	65万kW	石炭	平成33年度	茨城県那珂郡東海村(東京電力(株)常陸那珂火力発電所構内)	(株)常陸那珂ジェネレーション
鹿島火力発電所2号機		石炭	平成32年7月	茨城県鹿島市(新日鐵住友(株)鹿島製鐵所構内)	鹿島パワー(株)

(注)本表に記載のものは、上記ウェブサイトに記載の電源開発計画をそのまま記載したものであり、供給計画に未記載の電源とは関係ない

(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

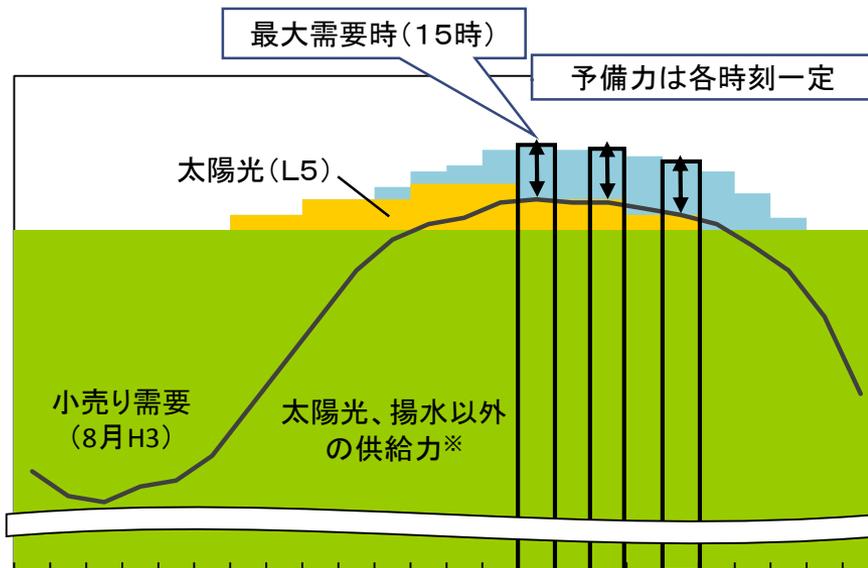
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時※)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

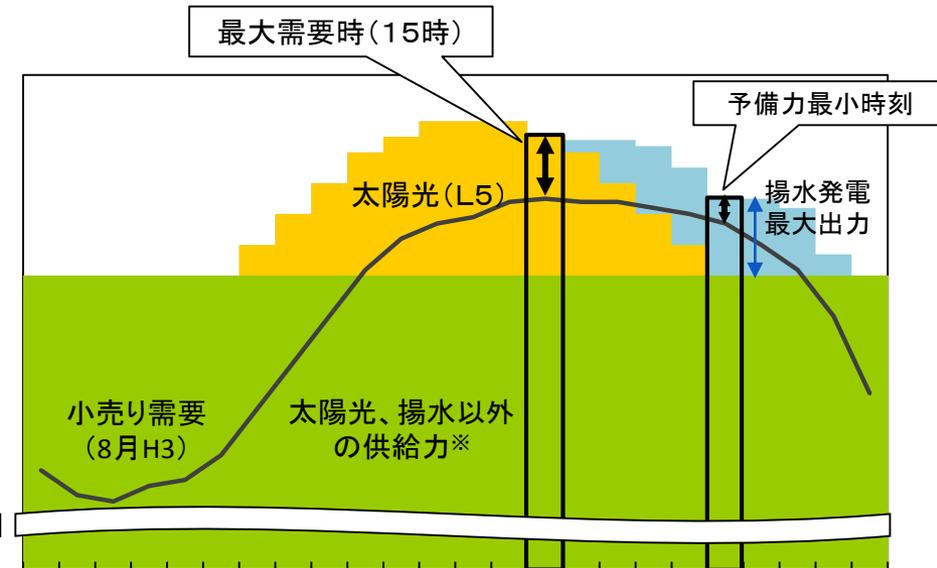
○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

- 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

(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 平成29年度(短期)

- そこで、平成29年度において、太陽光供給力の増大に伴い、予備率の最も低い時刻が最大需要発生時から夕刻へずれるエリアの予備率及びそのときの時刻を確認した。
- その結果、17時に最低となるエリアが4エリア、20時に最低となるエリアが2エリアあった。また、最大需要発生時からの予備率低下ポイントは17時で最大2.4ポイント、20時で最大4.8ポイントであった。

○最大需要発生時以外で予備率最低となるエリアと予備率(%)

エリア	夏季最大需要発生時予備率 (8月15時等) ①	8月17時		8月20時	
		予備率 ②	予備率 低下ポイント (=①-②)	予備率 ③	予備率 低下ポイント (=①-③)
北海道	19.7	18.8	△0.9	—	—
東北	17.0	15.3	△1.7	—	—
東京	8.0	—	—	—	—
中部	8.2	—	—	—	—
北陸	9.1	9.1	△0.0	—	—
関西	13.4	11.0	△2.4	—	—
中国	28.4	—	—	—	—
四国	25.2	—	—	—	—
九州	15.3	—	—	10.6	△4.7
沖縄	50.4	—	—	45.6	△4.8

(注) 夏季最大需要発生時以外で予備率が最低となるエリアについてのみ数値を記載している

- 次に、最大需要発生時から予備率低下のある8月17時と20時断面において、今後10年間の需給バランスを簡易的に試算[※]した。

※今後10年間の太陽光発電の導入量拡大とエリア需要の変化は考慮し、需要カーブおよび太陽光発電の各時間の出力比率は平成29年度から変化せず、太陽光発電・揚水発電以外の供給力も時刻によって変化しないと仮定して試算した。

【8月17時の評価(連系線融通前)】

- 8月17時において試算した結果を以下に示す(連系線融通前のバランス)。
- 最大需要発生時に予備率8%を下回るエリア・年度に加え、関西エリアで予備率8%を下回る年度が複数発生する結果となった。また、東北エリアの予備率が低下したことにより、東日本全体の平成33年度・34年度の予備率が8.0%まで低下した。

○8月17時の予備率(%)

融通前

8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	18.8%	19.0%	42.2%	42.6%	42.1%	41.4%	39.8%	38.8%	37.8%	36.9%
東北	15.3%	15.8%	20.8%	20.7%	21.6%	21.4%	22.6%	22.1%	21.5%	21.2%
東京	8.2%	6.5%	5.5%	5.4%	1.8%	1.9%	6.4%	11.8%	11.7%	11.2%
東日本 3社計	10.2%	9.0%	10.6%	10.5%	8.0%	8.0%	11.5%	15.5%	15.2%	14.7%
中部	8.4%	10.1%	6.7%	5.9%	6.1%	9.8%	9.8%	9.9%	9.8%	9.7%
北陸	9.1%	11.2%	18.1%	10.9%	10.8%	10.6%	10.4%	10.1%	9.9%	9.7%
関西	11.0%	7.0%	8.1%	7.3%	4.1%	6.8%	9.4%	9.5%	9.7%	10.5%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本 6社計	13.9%	12.4%	11.9%	11.4%	10.6%	12.4%	14.1%	14.3%	14.3%	14.5%
9社合計	12.2%	10.9%	11.3%	11.0%	9.4%	10.4%	12.9%	14.8%	14.7%	14.6%
沖縄	47.7%	50.4%	49.4%	45.3%	44.6%	47.9%	47.8%	47.2%	45.8%	44.6%
10社合計	12.6%	11.3%	11.7%	11.3%	9.8%	10.8%	13.3%	15.1%	15.0%	14.9%

【8月17時の評価(連系線融通後)】

地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振替えて評価を行った。その結果、ほとんどのエリアは予備率8%以上を確保できる見通しとなり、東京エリアの平成33・34年度の予備率のみ、8%をわずかに下回る結果となった。これは、東京エリアへ供給力を融通する東北エリアの予備力が最大需要発生時に比べ、下がったことによる。

○8月17時の予備率(%)

	融通後									
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
	応援したエリア 8%に改善したエリア									
北海道	18.8%	19.0%	42.2%	42.6%	32.6%	31.9%	39.8%	38.8%	37.8%	36.9%
東北	15.3%	9.7%	10.8%	10.2%	8.0%	8.0%	16.3%	22.1%	21.5%	21.2%
東京	8.2%	8.0%	8.0%	8.0%	7.8%	7.9%	8.0%	11.8%	11.7%	11.2%
東3社計	10.2%	9.0%	10.6%	10.5%	9.4%	9.4%	11.5%	15.5%	15.2%	14.7%
中部	8.4%	10.1%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.8%	9.9%	9.8%	9.7%
北陸	9.1%	11.2%	12.4%	8.0%	8.0%	8.0%	10.4%	10.1%	9.9%	9.7%
関西	11.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.4%	9.5%	9.7%	10.5%
中国	28.4%	18.6%	19.1%	15.0%	8.0%	13.7%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	9.1%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西社計	13.9%	12.4%	11.9%	11.4%	9.4%	11.2%	14.1%	14.3%	14.3%	14.5%
9社合計	12.2%	10.9%	11.3%	11.0%	9.4%	10.4%	12.9%	14.8%	14.7%	14.6%
沖縄	47.7%	50.4%	49.4%	45.3%	44.6%	47.9%	47.8%	47.2%	45.8%	44.6%
10社合計	12.6%	11.3%	11.7%	11.3%	9.8%	10.8%	13.3%	15.1%	15.0%	14.9%

【8月20時の評価(連系線融通前)】

- 8月20時において試算した結果を以下に示す(連系線融通前のバランス)。
- 最大需要発生時に予備率8%を下回るエリア・年度に加え、九州エリアのほとんどの年度で予備率8%を下回る結果となった。

○8月20時(平成29～38年度)の予備率(%)

融通前

8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	20.5%	20.6%	44.0%	44.4%	43.8%	43.1%	41.5%	40.5%	39.4%	38.5%
東北	25.6%	25.7%	30.9%	30.4%	31.2%	30.7%	31.7%	30.9%	30.0%	29.4%
東京	8.9%	7.1%	6.0%	5.9%	1.9%	2.1%	7.0%	12.9%	12.8%	12.2%
東日本 3社計	12.8%	11.4%	13.1%	12.9%	10.1%	10.1%	13.9%	18.1%	17.8%	17.1%
中部	9.5%	11.5%	7.6%	6.7%	6.9%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.0%
北陸	21.8%	24.0%	31.4%	23.2%	23.0%	22.8%	22.5%	22.1%	21.8%	21.5%
関西	17.1%	12.4%	13.5%	12.4%	8.8%	11.7%	14.6%	14.7%	14.9%	15.7%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	10.6%	5.8%	7.9%	7.0%	6.8%	6.7%	6.6%	7.5%	7.4%	7.4%
中西日本 6社計	15.9%	14.0%	13.1%	12.4%	11.3%	13.1%	14.8%	15.0%	14.9%	15.1%
9社合計	14.5%	12.8%	13.1%	12.6%	10.8%	11.7%	14.4%	16.4%	16.2%	16.0%
沖縄	45.6%	48.1%	47.0%	42.6%	41.8%	44.9%	44.7%	44.0%	42.7%	41.5%
10社合計	14.8%	13.1%	13.5%	12.9%	11.1%	12.1%	14.7%	16.7%	16.5%	16.3%

【8月20時の評価(連系線融通後)】

- 地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振替えて評価を行った。その結果、九州エリアを含む全エリアは予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

(まとめ)

- 8月17時と20時を地域間連系線での供給力の振替も加味して評価した結果、最大需要発生時よりも予備率が低く評価されるエリア・年度(東京エリアの平成33・34年度)が発生したこともふまえ、今後、太陽光供給力の増大に伴って最大需要発生時よりも需給が厳しくなる時刻で需給バランス評価を行なう必要性が高まっていることがわかった。

○8月20時(平成29～38年度)の予備率(%)

	融通後									
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	20.5%	20.6%	44.0%	44.4%	43.8%	43.1%	41.5%	40.5%	39.4%	38.5%
東北	25.6%	22.0%	22.8%	21.9%	9.2%	8.4%	27.7%	30.9%	30.0%	29.4%
東京	8.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	12.9%	12.8%	12.2%
東3社計	12.8%	11.4%	13.1%	12.9%	10.6%	10.4%	13.9%	18.1%	17.8%	17.1%
中部	9.5%	11.5%	8.0%	8.0%	8.0%	10.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.0%
北陸	21.8%	24.0%	31.4%	23.2%	14.4%	22.8%	22.5%	22.1%	21.8%	21.5%
関西	17.1%	12.4%	13.1%	11.2%	8.0%	11.7%	14.6%	14.7%	14.9%	15.7%
中国	28.4%	17.7%	18.8%	18.4%	18.3%	18.9%	25.0%	25.9%	25.3%	25.1%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	10.6%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
中西社計	15.9%	14.0%	13.1%	12.4%	10.9%	12.9%	14.8%	15.0%	14.9%	15.1%
9社合計	14.5%	12.8%	13.1%	12.6%	10.8%	11.7%	14.4%	16.4%	16.2%	16.0%
沖縄	45.6%	48.1%	47.0%	42.6%	41.8%	44.9%	44.7%	44.0%	42.7%	41.5%
10社合計	14.8%	13.1%	13.5%	12.9%	11.1%	12.1%	14.7%	16.7%	16.5%	16.3%

応援したエリア

8%に改善したエリア

■ 短期(平成29年度)の需給バランス評価

- 全月・全エリアにおいて、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(平成30年度～平成38年度)の需給バランス評価

- 現行の評価断面である最大需要発生時(8月15時等)では、全エリア・全年度において、安定供給の基準とする予備率8%以上を確保できる見通し。
- 参考で検討した8月17時断面では、予備率8%をわずかに下回るエリア・年度(東京エリアの平成33・34年度)が存在した。
- しかし、平成33年度以降に東京エリアの供給力として見込まれる新規開発電源が100万kW程度あることや、原子力発電の供給力のほとんどが「未定」(=「ゼロ」)の計上となっていることを考えると、直ちに安定供給に支障があるとは言えない。
- 今後実施する需給変動リスク分析も踏まえ、需給バランスの状況について注視が必要。

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

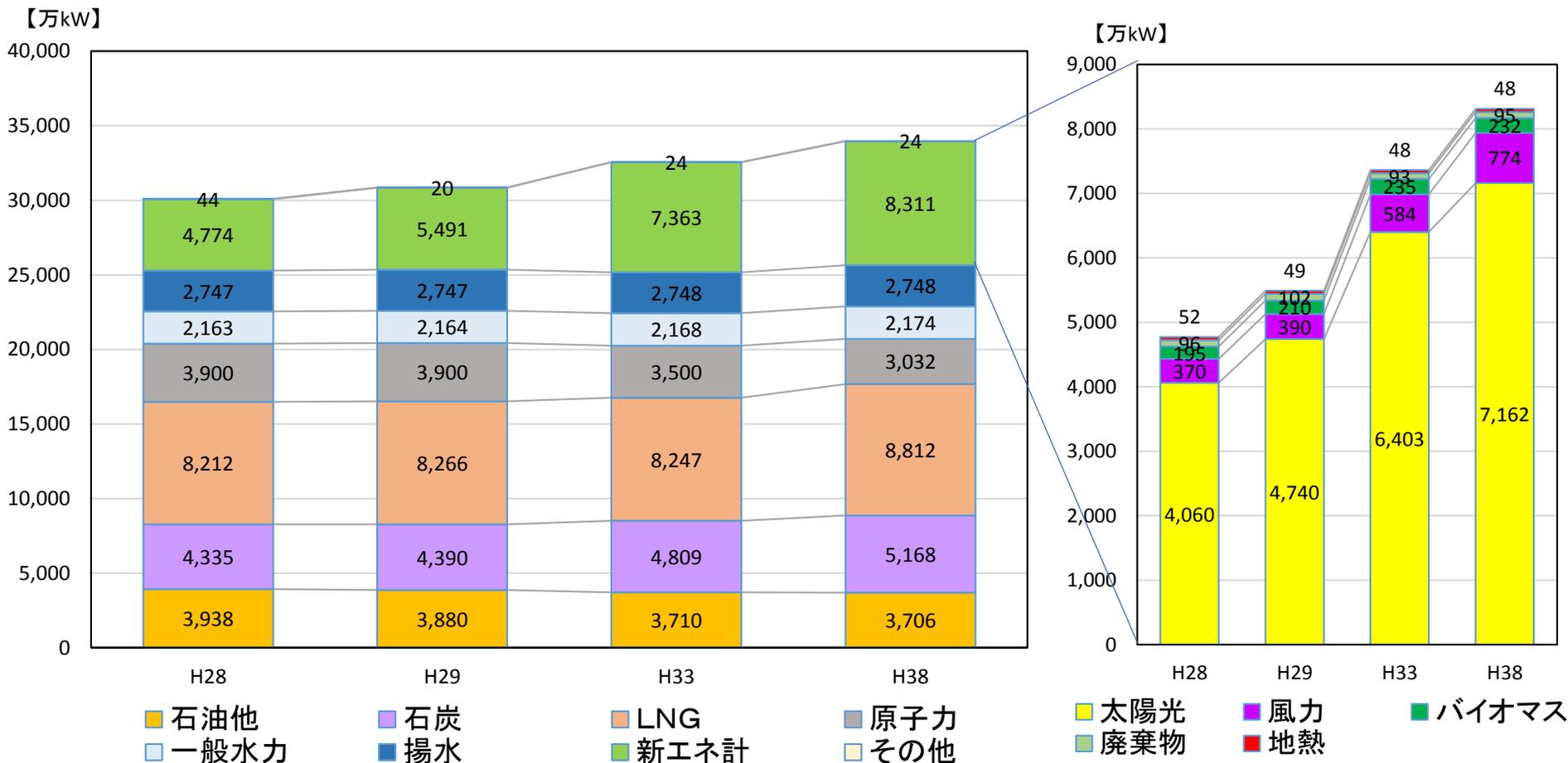
4-5. 広域的運営の状況

4-6. 電気事業者の特性分析

4-7. その他

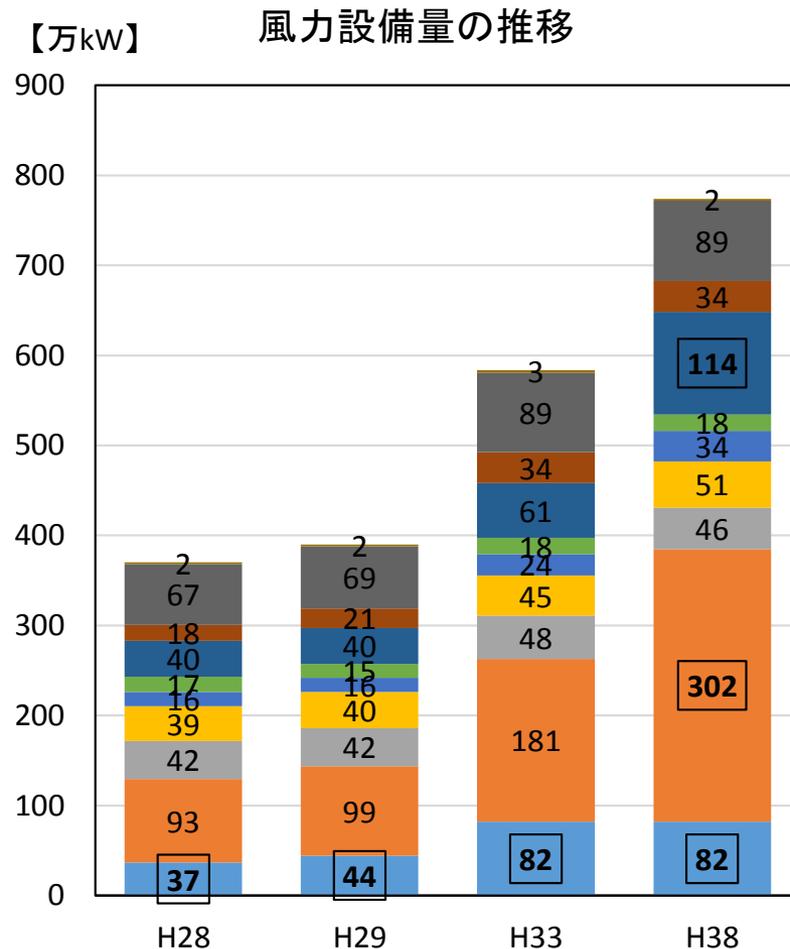
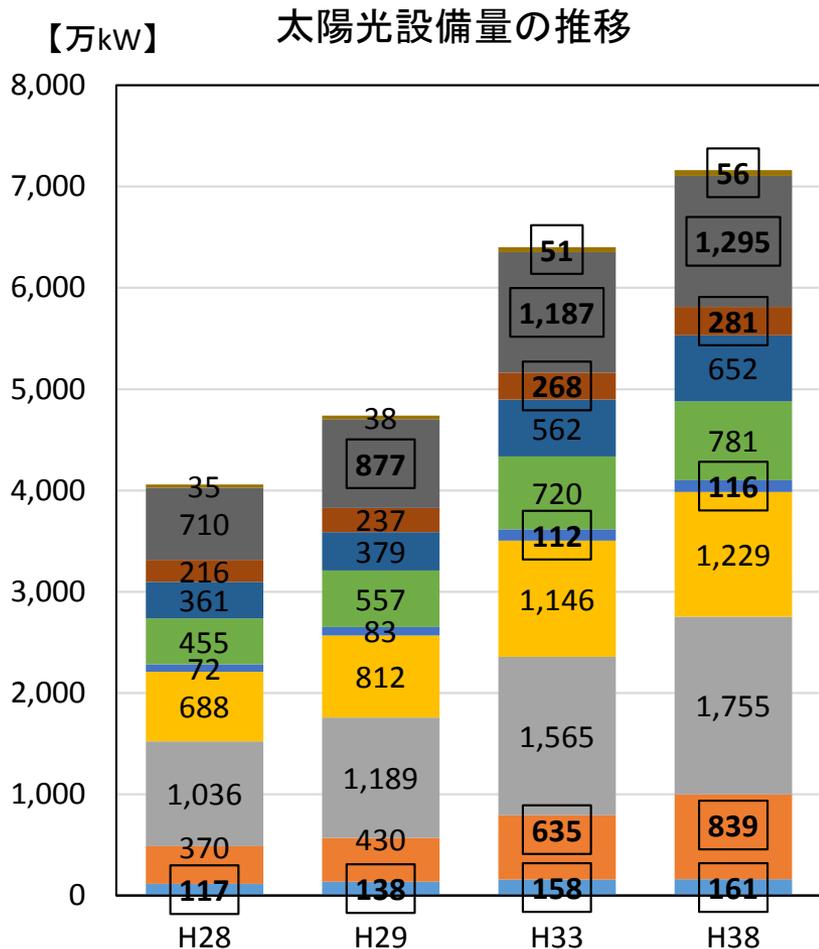
- 今後10年間の電源構成(全国計・年度末設備量(最大出力kW))の推移を下図に示す。
- 太陽光設備量の伸びが顕著であること、また火力では、石炭及びLNG火力が増加する傾向を示している。

電源構成の推移



(注)「石油他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値
 「その他」は、複数の電源種別からなり、特定の電源に仕訳ができないもの等

- 平成38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。

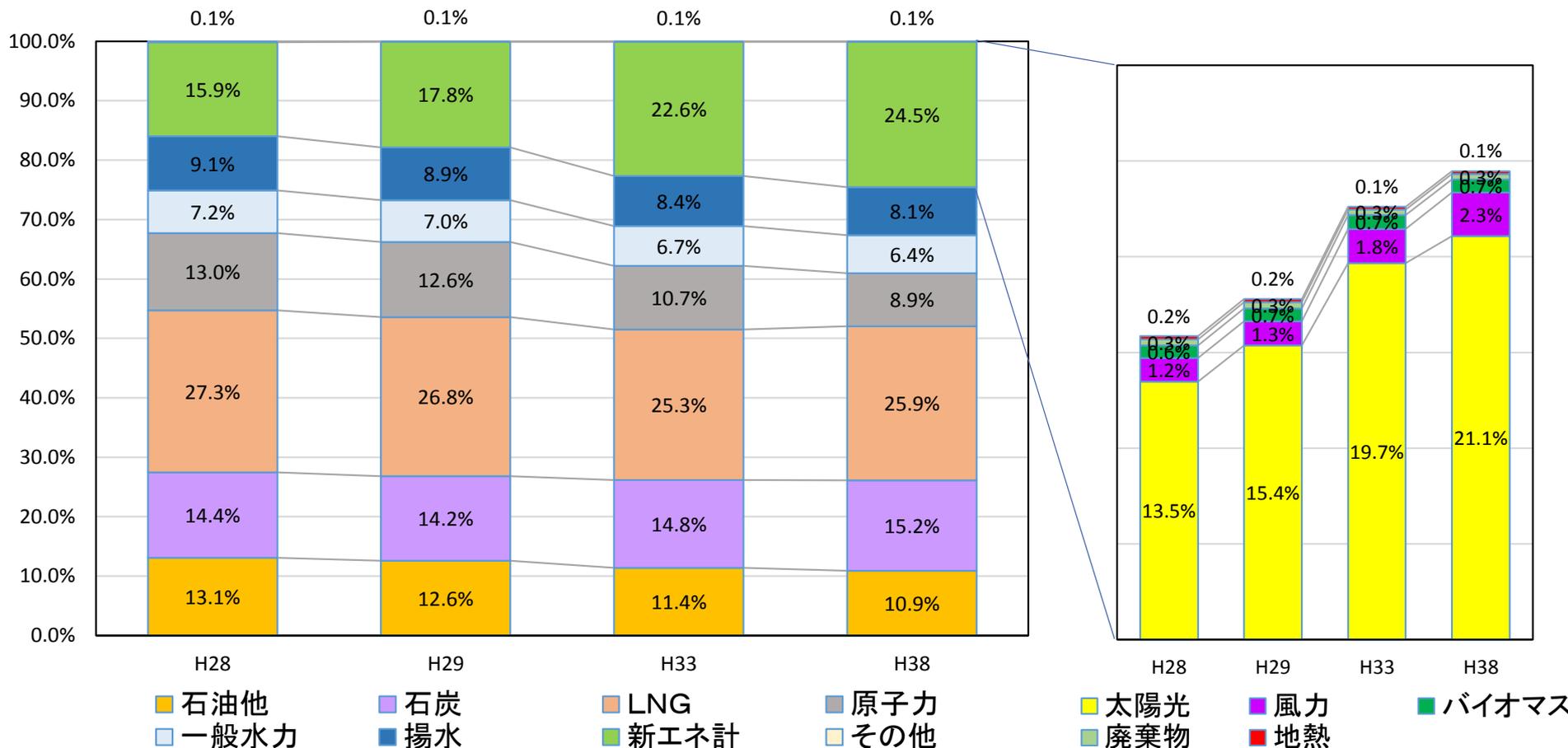


■ 北海道 ■ 東北 ■ 東京 ■ 中部 ■ 北陸 ■ 関西 ■ 中国 ■ 四国 ■ 九州 ■ 沖縄

(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

- 今後10年間の電源構成比(全国計・年度末設備量(kW)の%表示)の推移を下図に示す。
- 太陽光設備量の伸びが顕著であり、平成38年度においては、全体の20%以上を占め、石炭を上回る設備量となる。

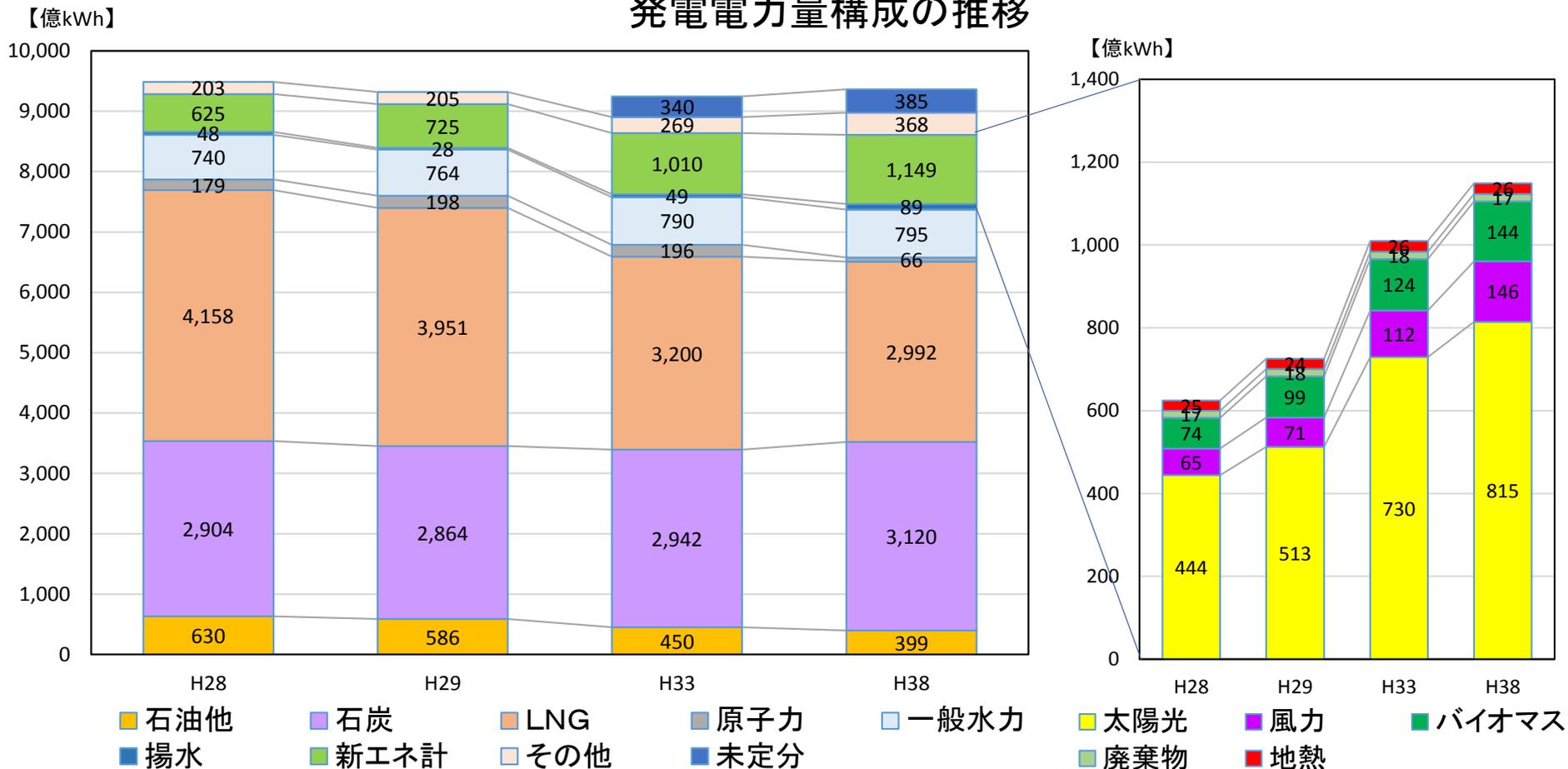
電源構成比の推移



(注)「石油他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値
 「その他」は、複数の電源種別からなり、特定の電源に仕訳ができないもの等

- 今後10年間の発電電力量構成(全国計・発電端電力量(kWh))の推移を下図に示す。
- 今後の原子力発電の稼働状況や、将来取り引きされる電力で未確定なものがいずれの電源種となるのかにより、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要。

発電電力量構成の推移



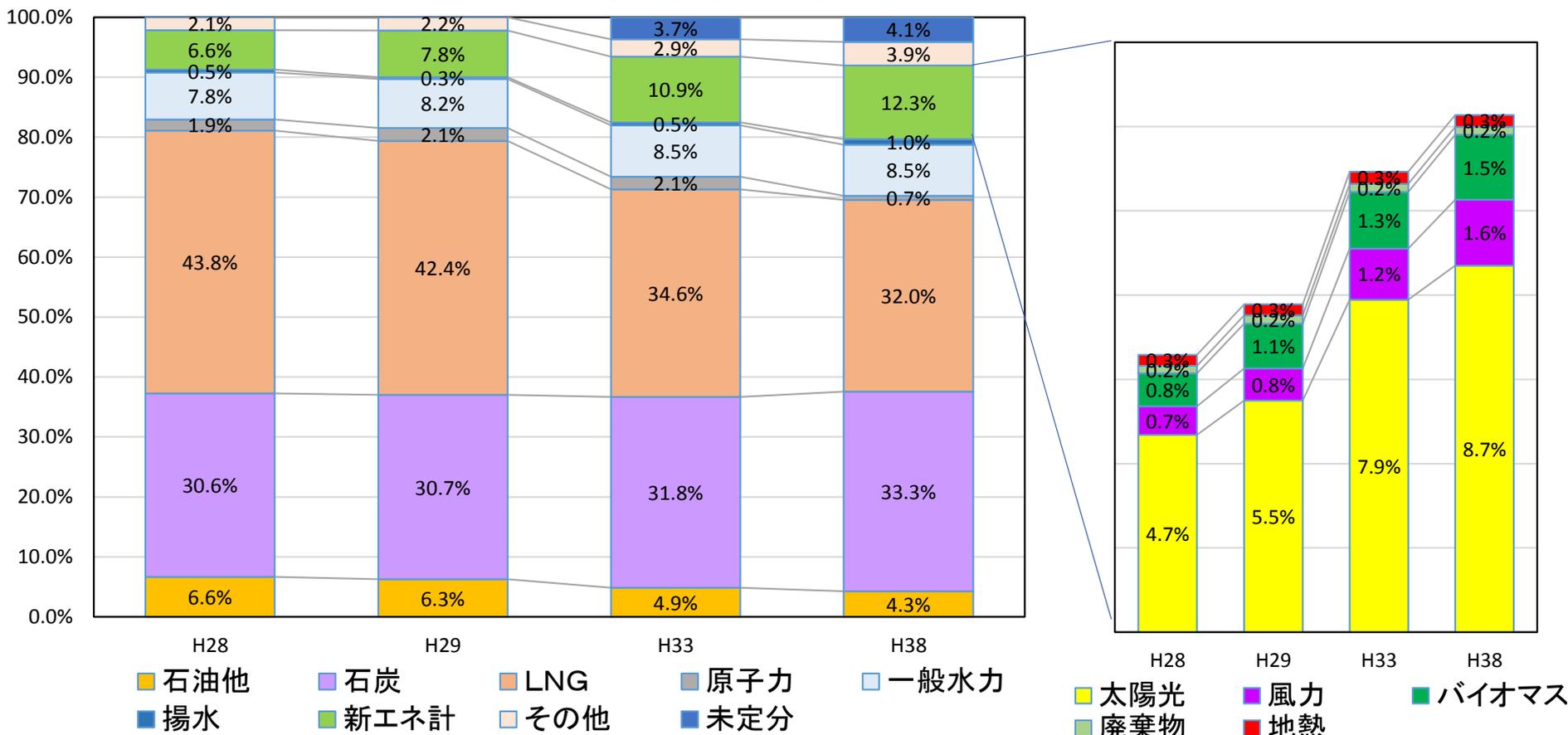
(注)「石油他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

「その他」は、複数の電源種別からなり、特定の電源に仕訳ができないもの等

「未定分」は、エリア需要(全国計・送電端電力量)を発電端値に換算したのに対し、電源別発電端電力量の積算値が不足している分を「未定分」とした。

- 今後10年間の発電電力量構成比(全国計・発電端電力量の%表示)の推移を下図に示す。
- 新エネ(特に太陽光)の伸びが顕著であり、平成38年度において全体の10%程度を占めている。
- なお、今後の原子力発電の稼働状況により、火力発電を中心に構成比は大きく変動する可能性があることに留意が必要。

発電電力量構成比の推移



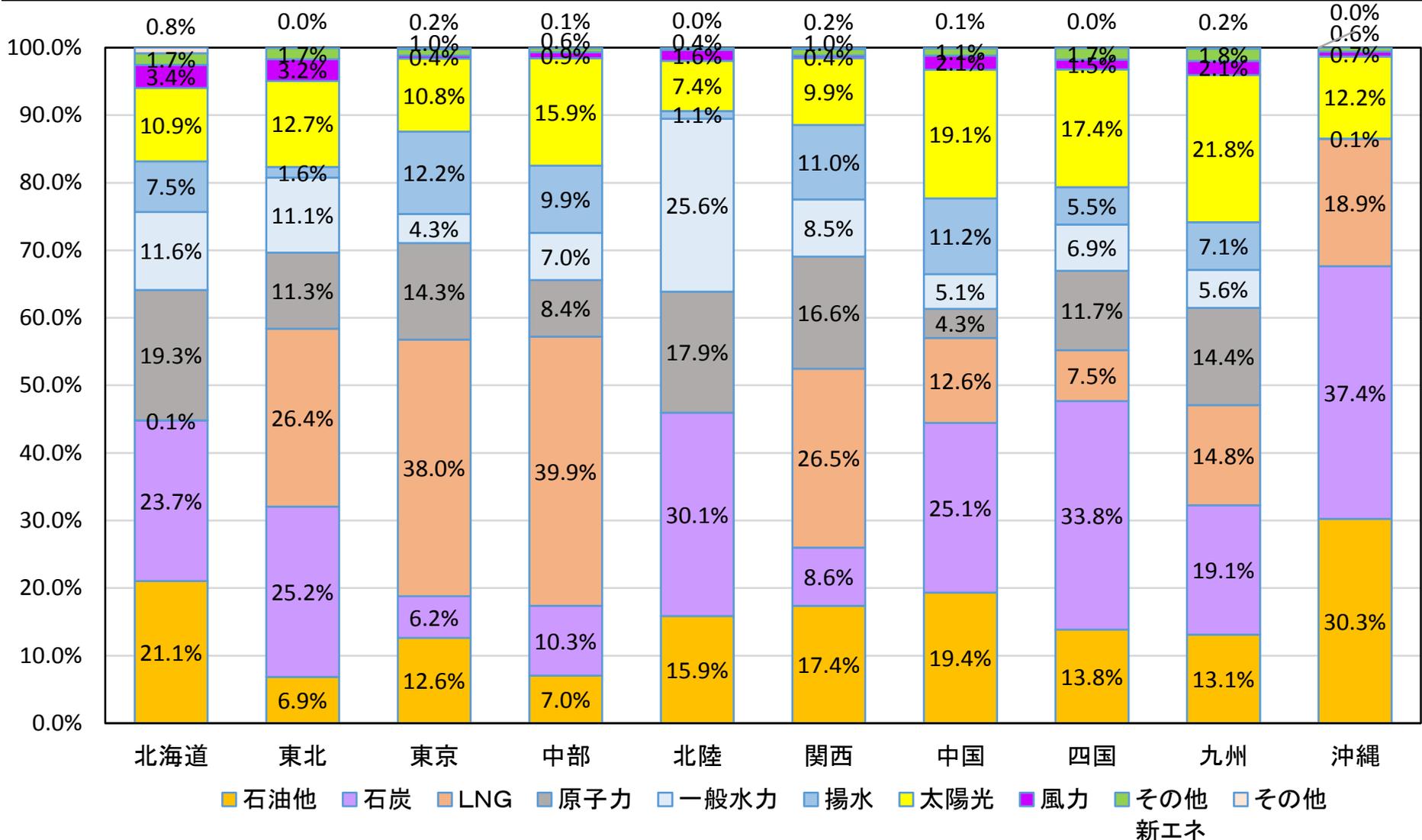
(注)「石油他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

「その他」は、複数の電源種別からなり、特定の電源に仕訳ができないもの等

「未定分」は、エリア需要(全国計・送電端電力量)を発電端値に換算したのに対し、電源別発電端電力量の積算値が不足している分を「未定分」とした。

4-3-5. 平成28年度末のエリア別の電源構成(kWの%表示)の比

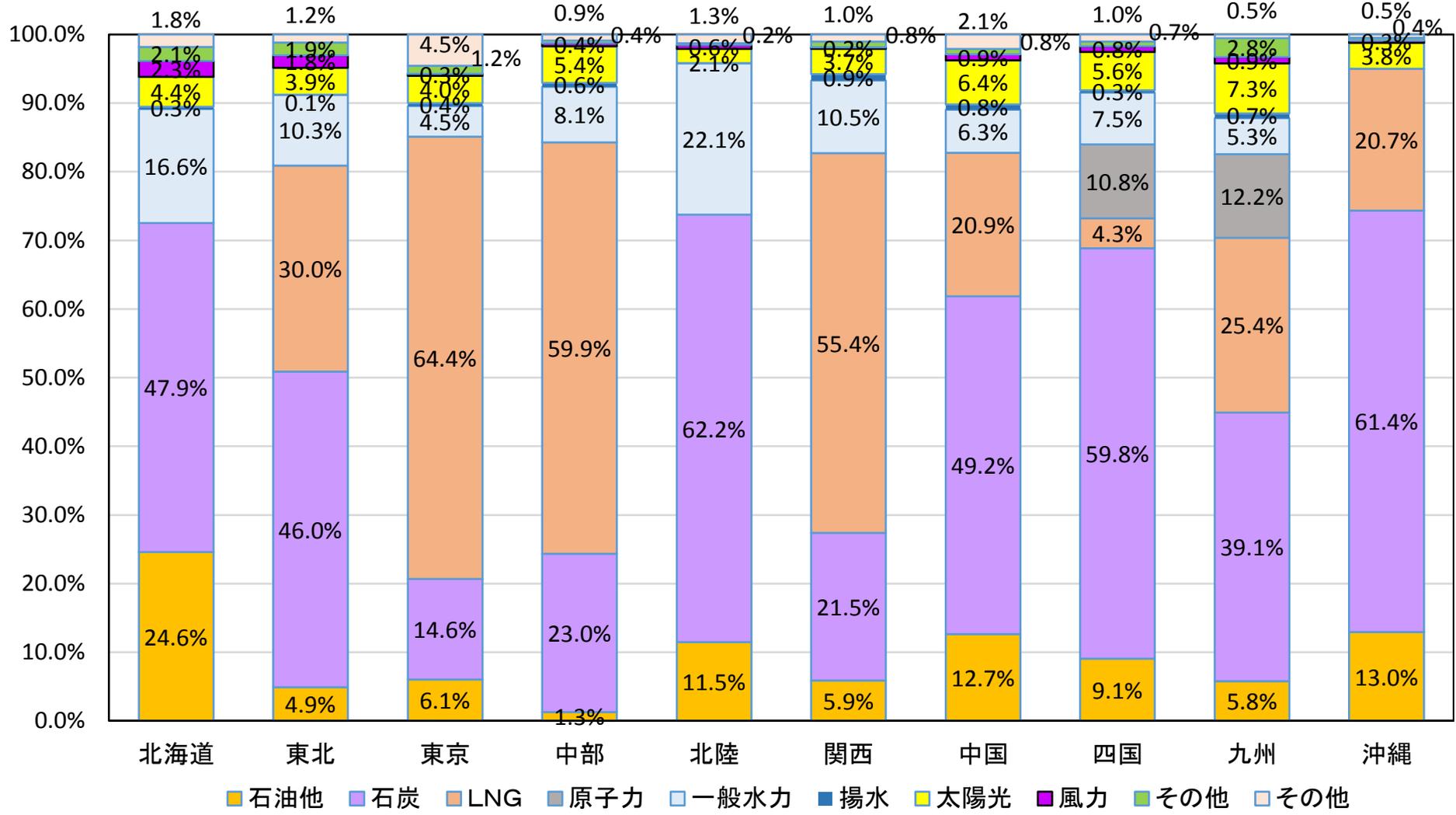
■ 平成28年度末のエリア別の電源構成比(年度末設備量の%表示)を下図に示す。



(注)「石油他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値
 「その他新エネ」は、地熱・バイオマス・廃棄物の合計値
 「その他」は、複数の電源種別からなり、特定の電源に仕訳ができないもの等

4-3-6. 平成28年度のエリア別の発電電力量構成比(kWhの%表示)の構成比 51

■ H28年度のエリア別の発電電力量構成比(発電端電力量の%表示)を下図に示す。

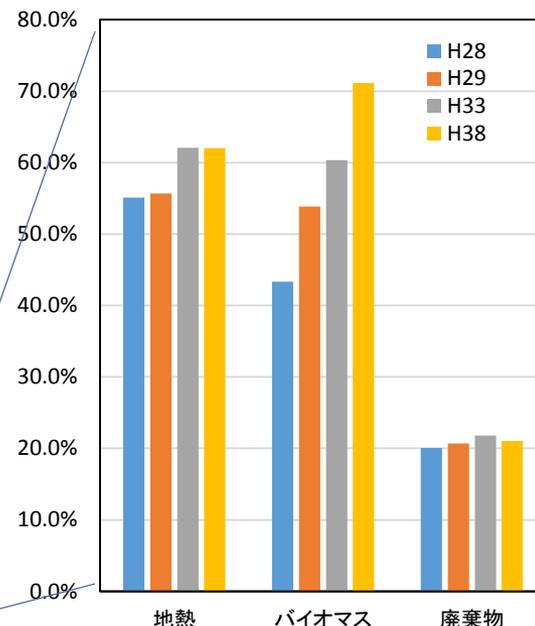
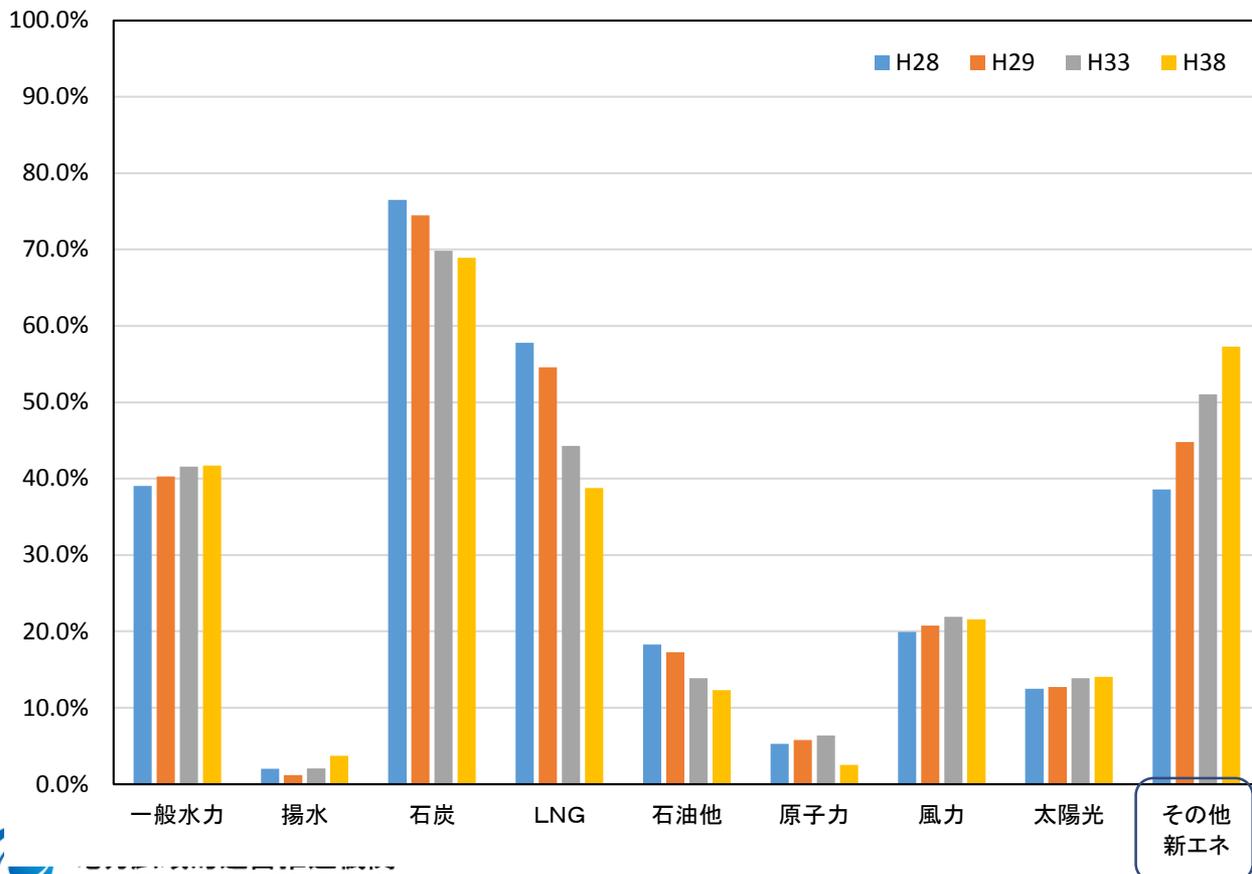


■ 石油他 ■ 石炭 ■ LNG ■ 原子力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 太陽光 ■ 風力 ■ その他 ■ その他

(注)「石油他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値
 「その他新エネ」は、地熱・バイオマス・廃棄物の合計値
 「その他」は、複数の電源種別からなり、特定の電源に仕訳ができないもの等

- 今後10年間における各電源の設備利用率を試算した結果を下図に示す。
- 水力及び新エネルギー等発電の利用率は増加傾向、逆に火力発電は減少傾向にあることがわかる。

電源別設備利用率の推移



(注) 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

- 発電事業者が届け出た平成38年度末までの電源開発計画を以下に示す。
- 火力については、廃止計画の倍近い新設・増減出力が計画されている。また、新エネルギー等についても、450万kW程度の新設が計画されている。
- なお、下表は、発電事業者が届け出たものを集計したものであり、現時点で発電事業者となっていない事業者や、発電事業者以外が開発する電源(例えば、中小規模の太陽光発電など)については含まれていないことに留意が必要。

【出力:万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	29	31	5	44	△ 21	12
一般水力	29	31	4	43	△ 21	12
揚水	-	-	1	1	-	-
火力	2,009	55	45	20	△ 1,143	62
石炭	726	14	5	2	△ 106	6
LNG	1,244	23	40	16	△ 752	17
石油他	39	18	1	2	△ 286	39
原子力	1,018	7	15	1	-	-
新エネルギー等	449	353	△ 2	5	△ 26	33
風力	103	37	-	-	△ 13	22
太陽光	296	297	1	1	-	-
その他新エネ	49	19	△ 4	4	△ 13	11
合計	3,505	446	64	70	△ 1,190	107

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

- 主要送電線路・変電設備の整備計画を取りまとめた。668kmの主要送電線路、18,415MVAの主要変電所、2,100MWの変換所の新増設が計画されている。
- 地域間連系線の整備計画については、①北斗今別直流幹線、②(仮)広域連系南幹線、③飛騨信濃直流幹線、④東清水FC、⑤新佐久間FC及び⑥関ヶ原北近江線の6件が計画されている。

○主要な送電線路の整備計画(こう長)

区分	架空(km)	地中(km)	合計(km)
新増設	628	40	668
廃止	△64	0	△64
合計	564	40	604

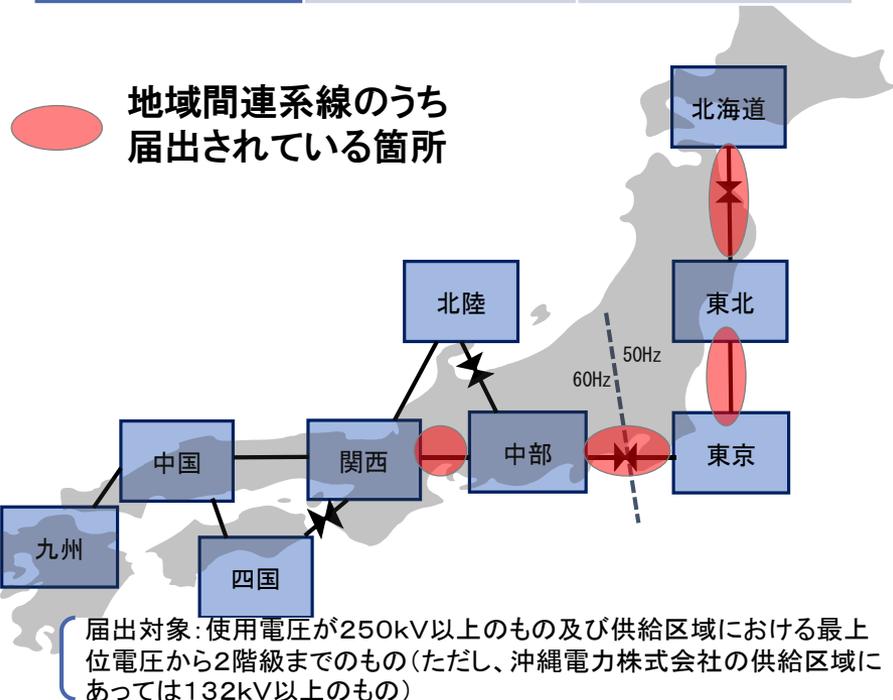
※使用開始年月が未定のものにはカウントしていない。

○地域間連系線の整備計画

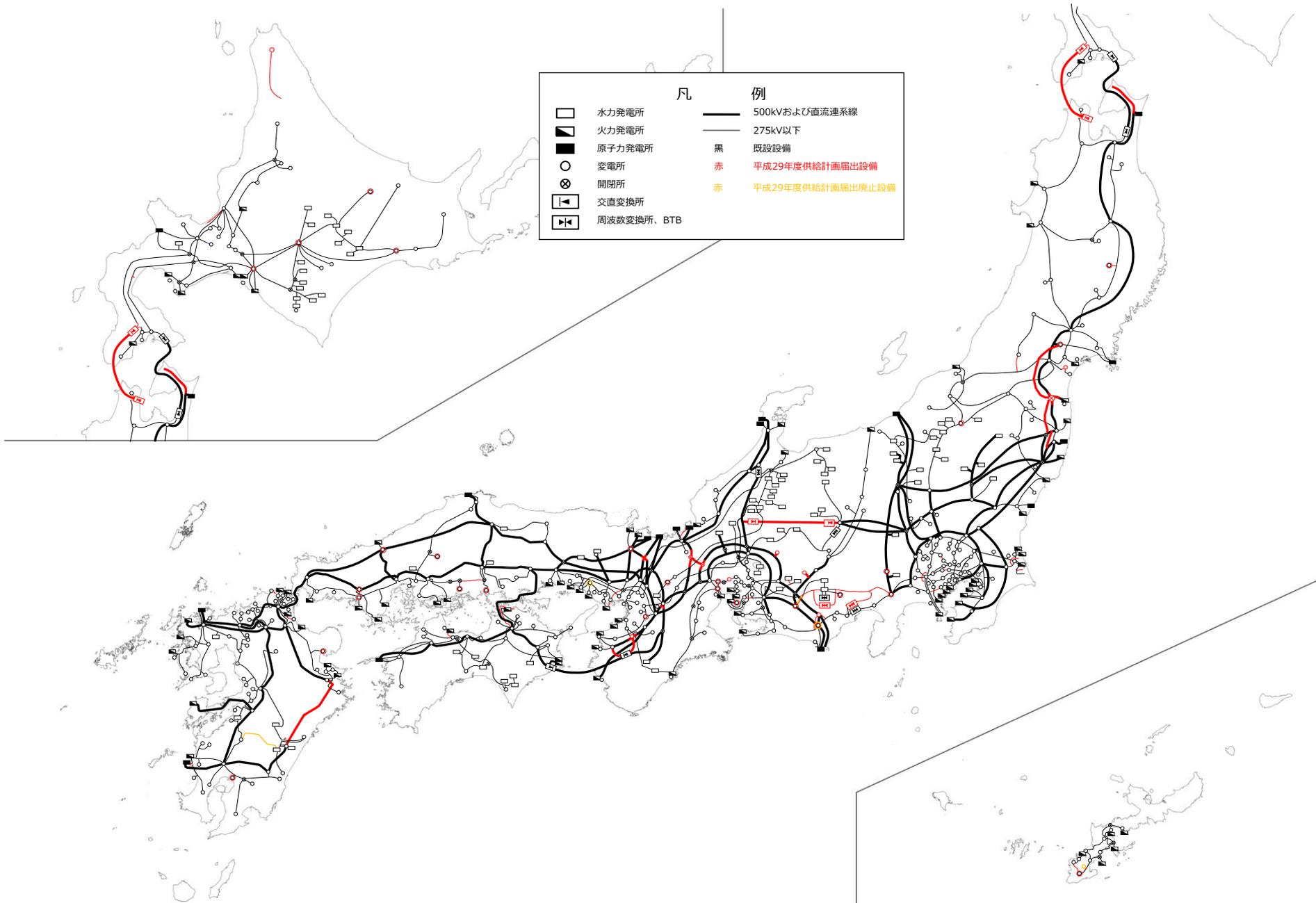
連系エリア	名称	容量	使用開始年月
北海道～東北	北斗今別直流幹線	300MW	平成31年3月
東北～東京	(仮)広域連系南幹線	—	平成39年11月
東京～中部	飛騨信濃直流幹線	900MW	平成32年度
	東清水FC	600MW	平成39年度
	新佐久間FC	300MW	平成39年度
中部～関西	関ヶ原北近江線	—	未定

○主要な変電設備の整備計画

区分	変電所(MVA)	変換所(MW)
新増設	18,415	2,100
廃止	△1,425	0
合計	16,990	2,100



4-4-2. 送配電設備の増強計画(系統概要図)



凡		例	
	水力発電所		500kVおよび直流連系線
	火力発電所		275kV以下
	原子力発電所		既設設備
	変電所		平成29年度供給計画届出設備
	開閉所		平成29年度供給計画届出廃止設備
	交直変換所		
	周波数変換所、BTB		

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

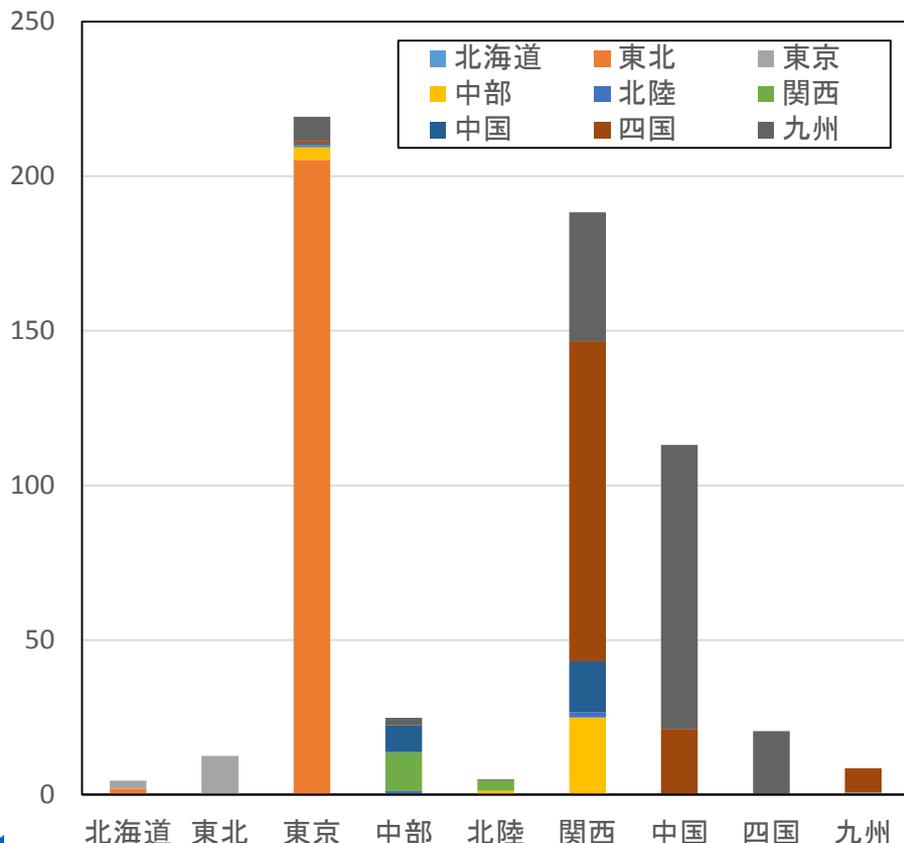
4-6. 電気事業者の特性分析

4-7. その他

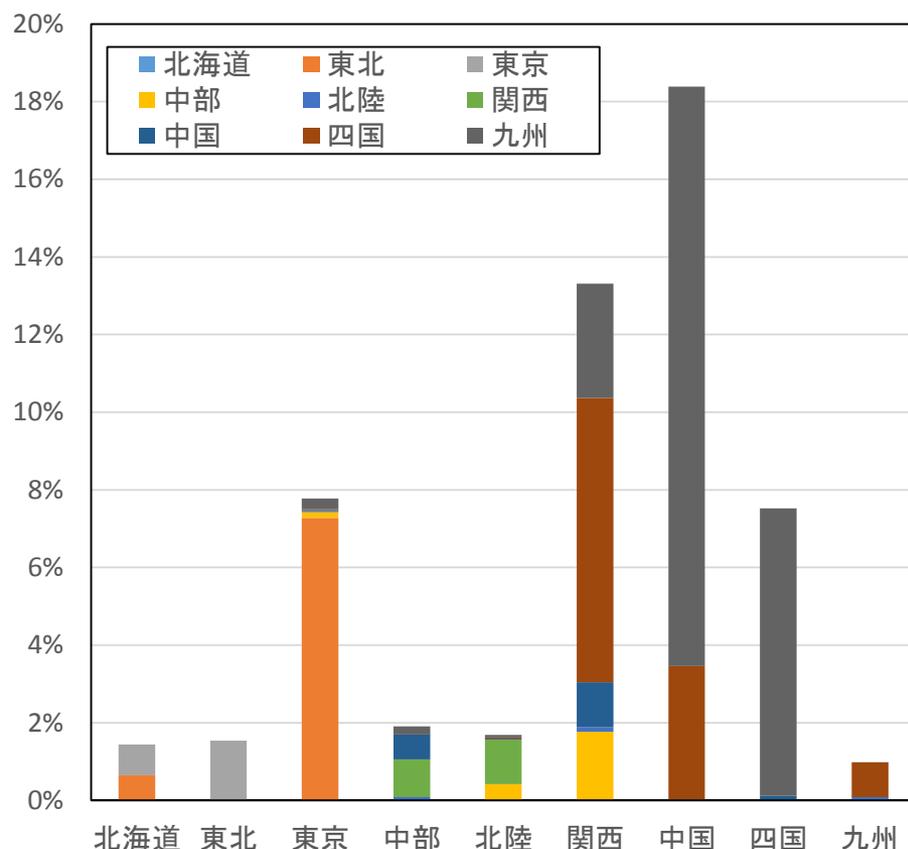
- 各エリアの小売電気事業者が、エリア外から調達を計画している電力量(平成29年度の年間合計)を集計した。
- エリア外からの調達電力量は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力量は東北、四国、九州エリアが多い。
- エリア外からの調達電力量の比率は、関西・中国エリアが高い(14~18%程度)。

エリア外調達電力量

【億kWh】



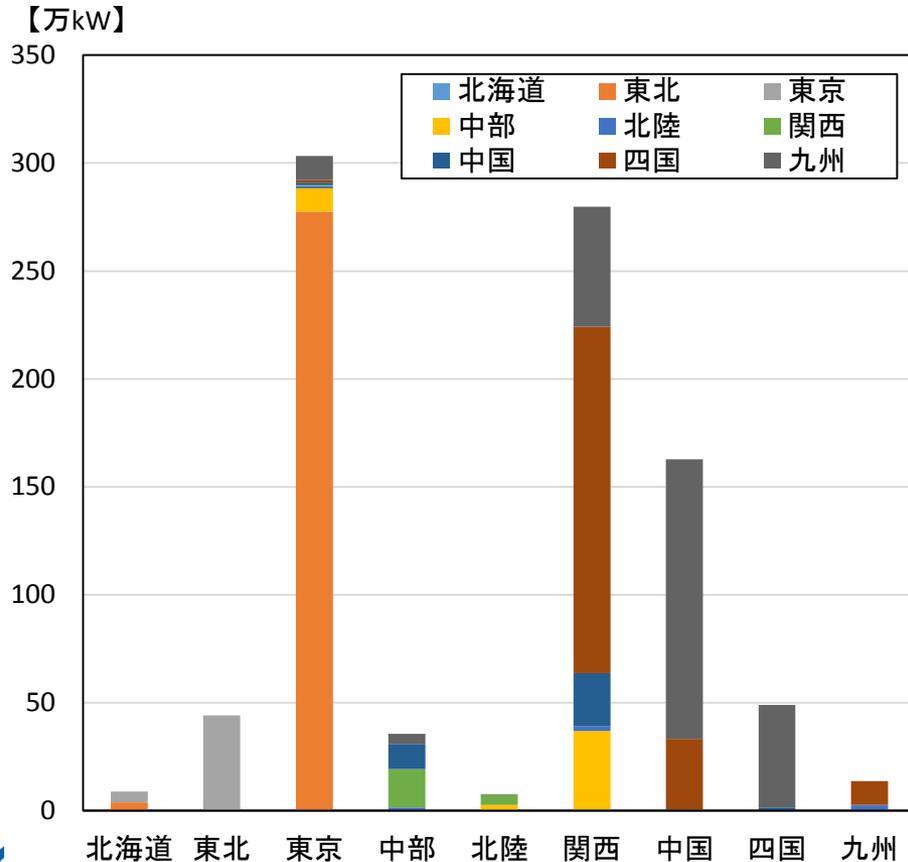
エリア外調達電力量の比率※



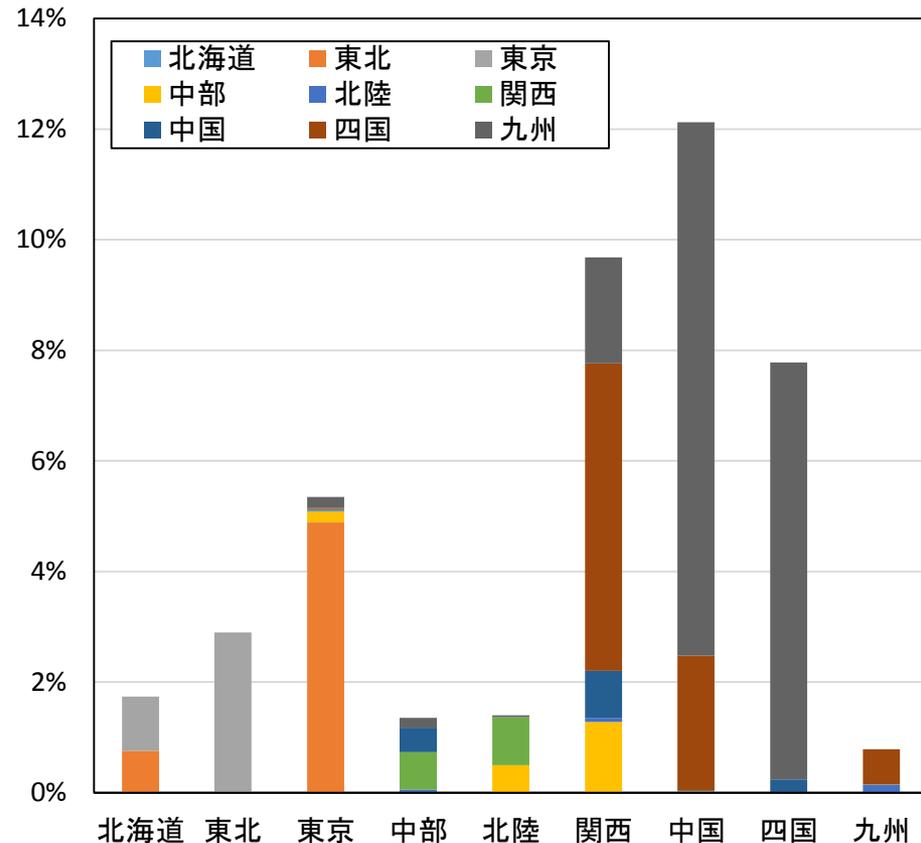
※各エリア需要電力量に対するエリア外調達量の比率

- 各エリアの小売電気事業者が、エリア外から調達を計画している供給力(平成29年8月断面)を集計した。
- エリア外からの供給力は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している供給力は東北、四国、九州エリアが多い。
- エリア外からの供給力の比率は、関西・中国エリアが高い(10~12%程度)。

エリア外供給力



エリア外供給力の比率※



※各エリア供給力に対するエリア外供給力の比率

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

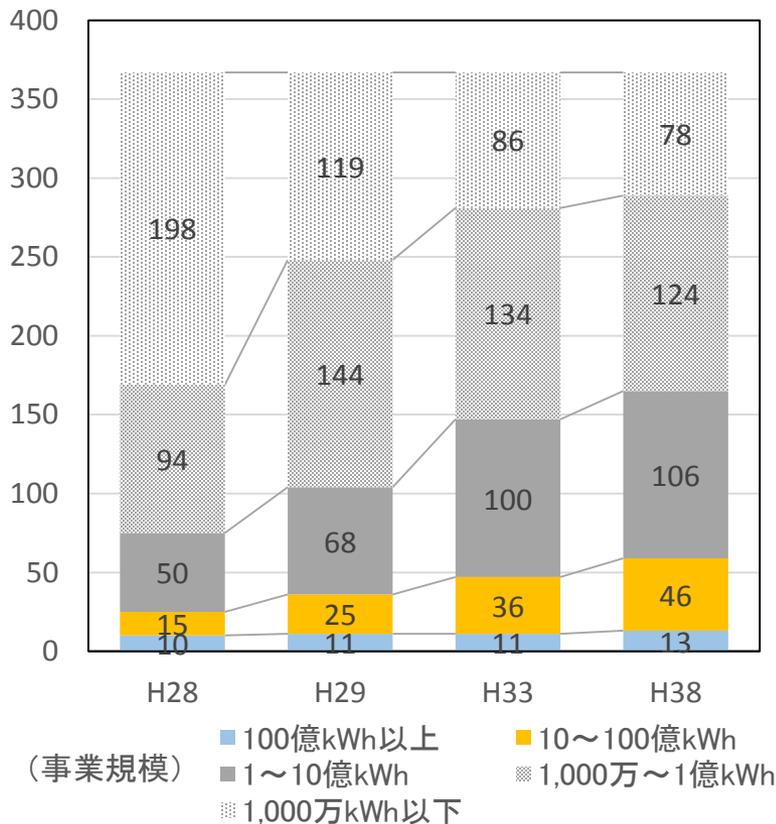
4-5. 広域的運営の状況

4-6. 電気事業者の特性分析

4-7. その他

- 小売電気事業者を、当該事業者が計画する年間需要電力量(平成28年度は推定実績)の規模に応じて分類した。
- 中小規模(100億kWh以下)の事業者が、それぞれ需要規模の拡大を目指していることがわかる。

事業者数

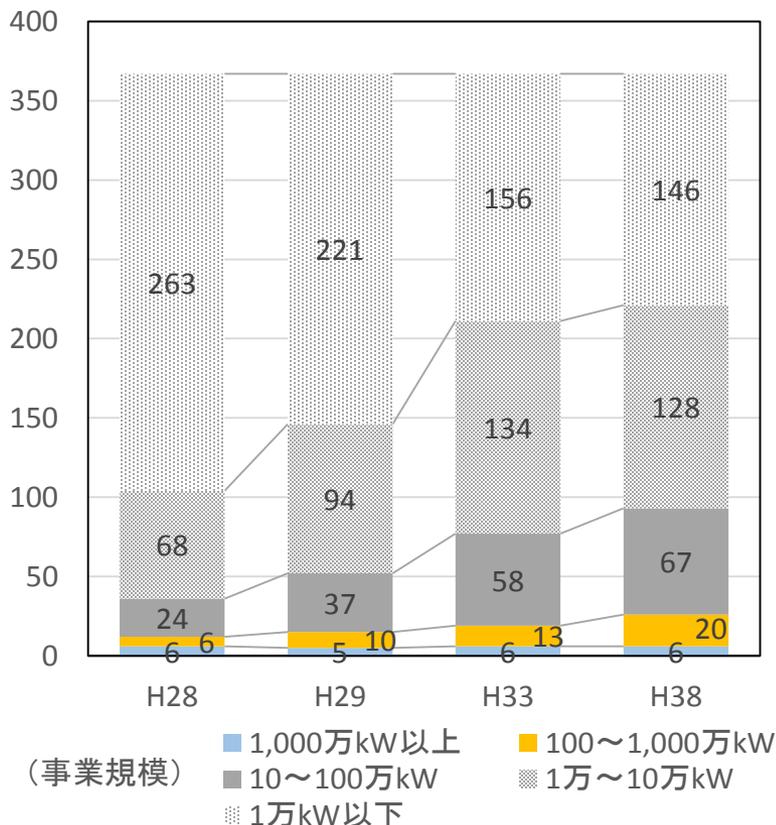


【億kWh】

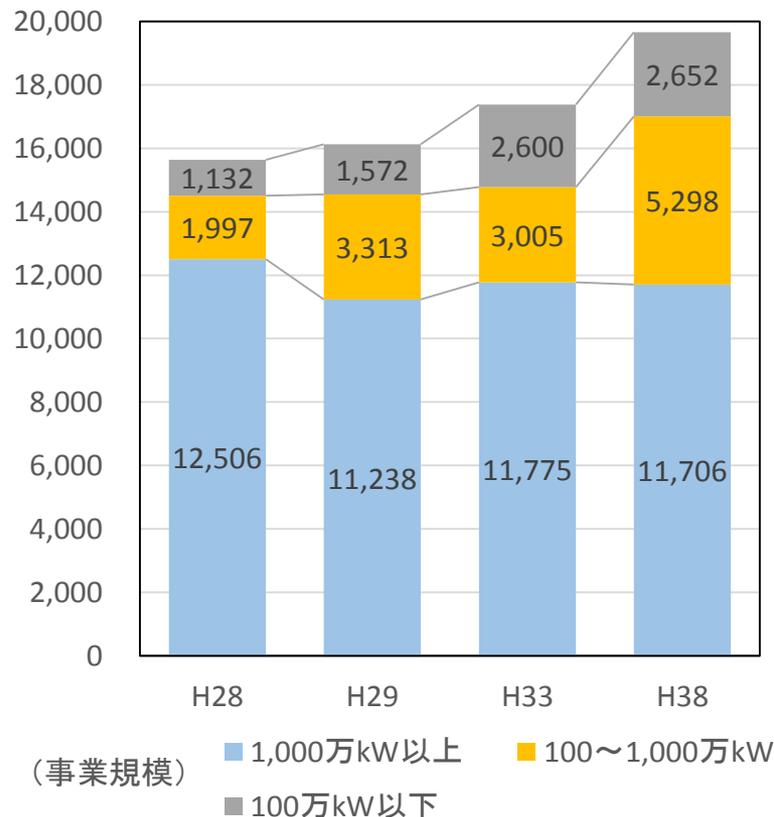


- 小売電気事業者を、当該事業者が計画する最大需要電力(8月のH3需要)の規模に応じて分類した。
- 中小規模(100万kW以下)の事業者が、それぞれ需要規模の拡大を目指していることがわかる。

事業者数

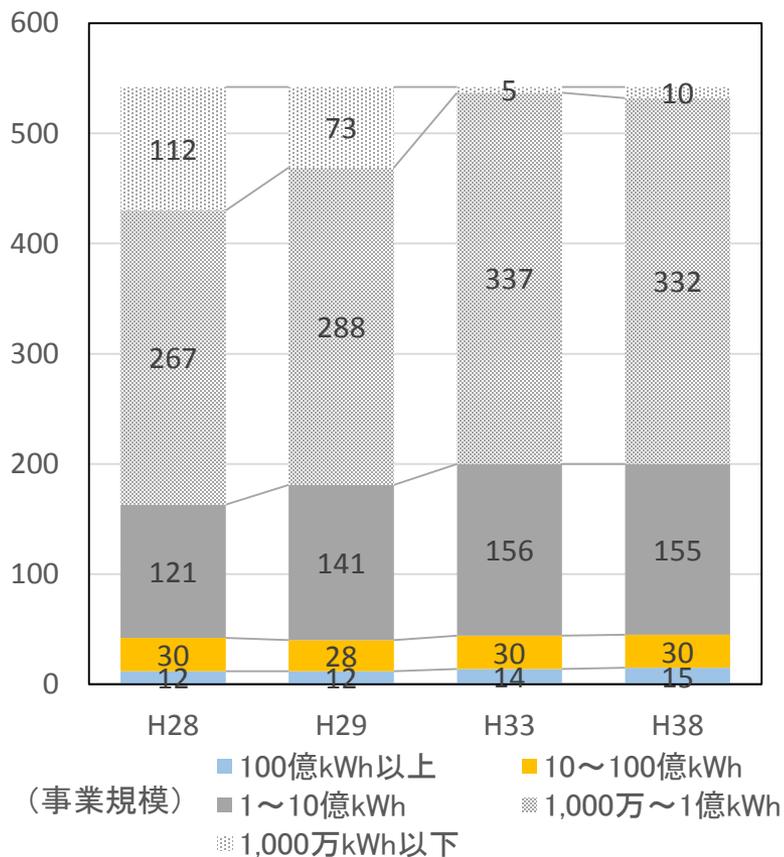


【万kW】

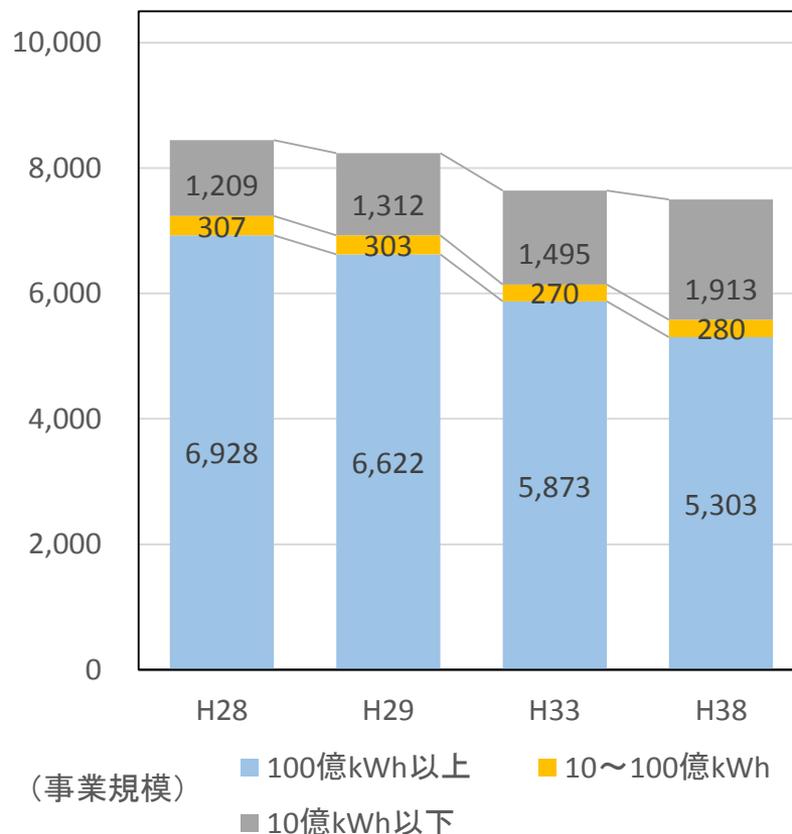


- 発電事業者を、当該事業者が計画する供給電力量(kWh)の規模※に応じて分類した。
 ※発電事業者が保有する発電設備から発生する供給電力量計画(年度計)を全国合計したもの
- 特に10億kWh以下の事業者が規模の拡大を目指していることがわかる。

事業者数

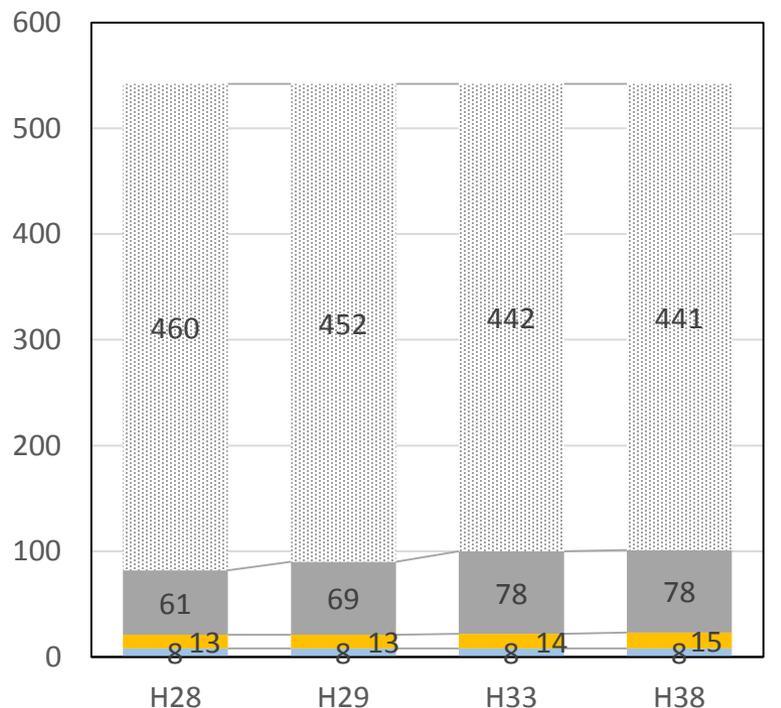


【億kWh】



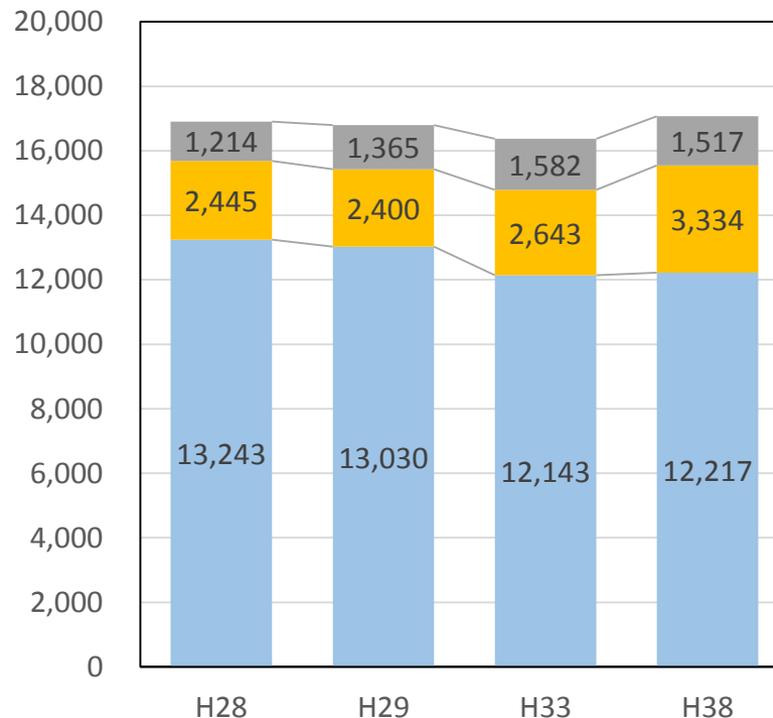
- 発電事業者を、当該事業者が計画する供給力(kW)の規模※に応じて分類した。
 ※発電事業者が保有する発電設備から発生する供給力(kW)を全国合計(8月基準)したもの
- 特に、1,000万kW未満の事業者が規模の拡大を目指していることがわかる。

事業者数



(事業規模) ■ 1,000万kW以上 ■ 100~1,000万kW ■ 10~100万kW ■ 10万kW以下

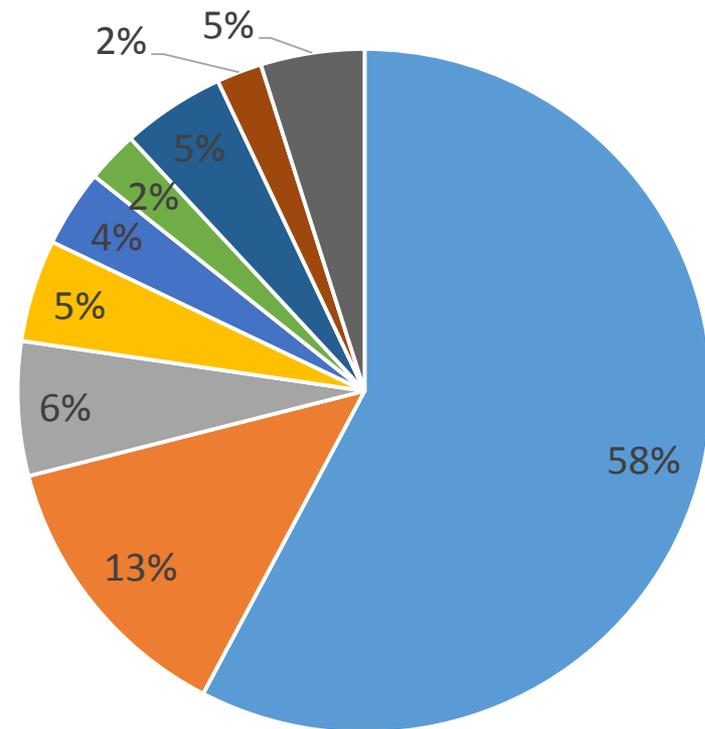
【万kW】



(事業規模) ■ 1,000万kW以上 ■ 100~1,000万kW ■ 100万kW以下

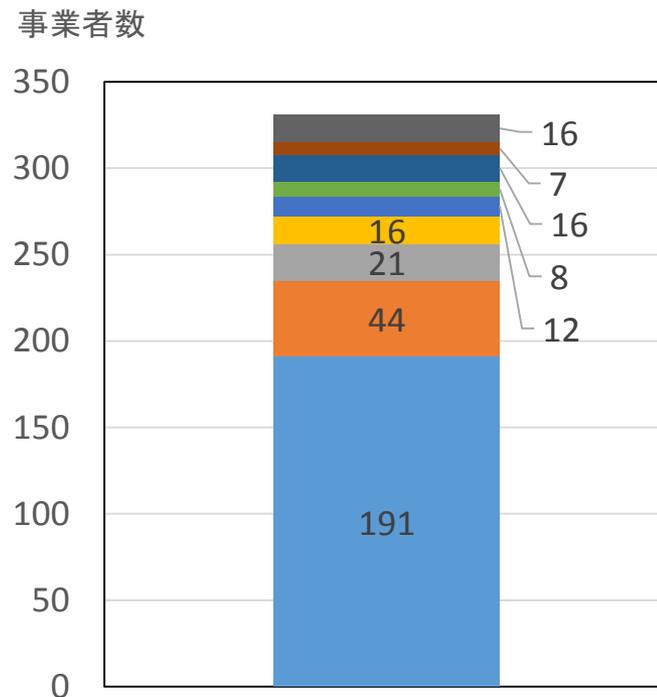
- 小売電気事業者(全367者)*を、平成29年度における小売事業を展開しているエリア数で分類したグラフを示す。
- 半数程度の事業者は、単一エリアでの事業を計画していることがわかる。

事業エリア数で区分した小売電気事業者数(%)



- 1エリア
- 2エリア
- 3エリア
- 4エリア
- 5エリア
- 6エリア
- 7エリア
- 8エリア
- 9エリア

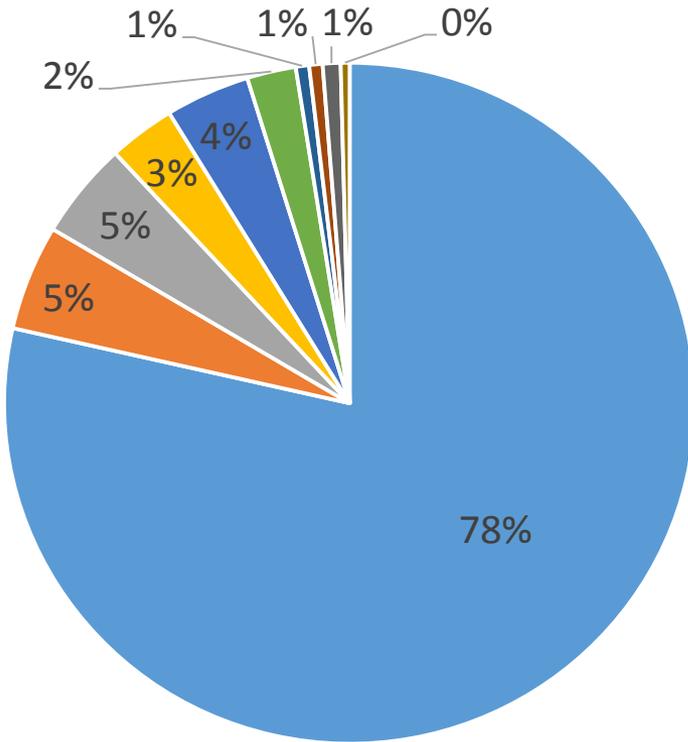
事業展開エリア数で区分した小売電気事業者数



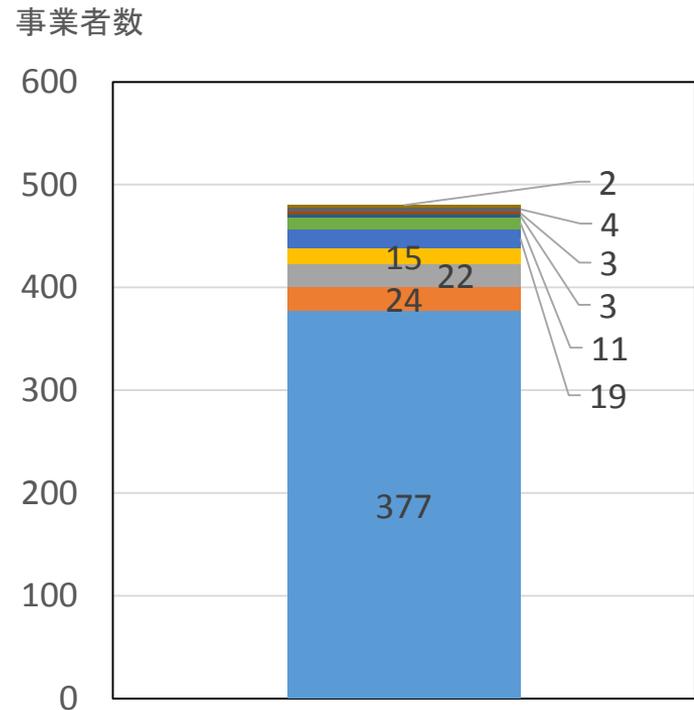
※平成30年度以降に事業を開始するために平成29年度に小売計画を計上していない事業者(36者)は367者から除外して集計している

- 発電事業者(全542者)*を、平成29年度における電源保有エリア数で分類したグラフを示す。
- 複数エリアで事業を計画している事業者は、現状、2割程度であることがわかる。

事業展開エリア数で区分した発電事業者数(%)



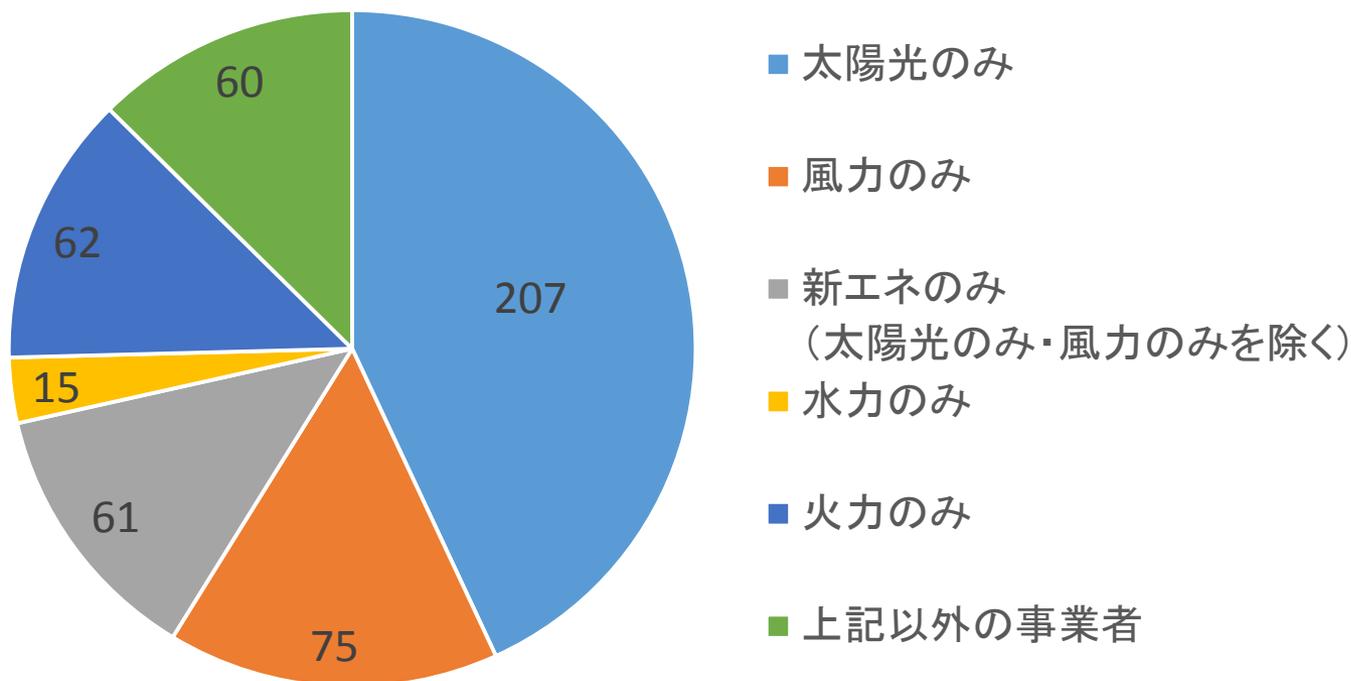
事業展開エリア数で区分した発電事業者数



- 1エリア
- 2エリア
- 3エリア
- 4エリア
- 5エリア
- 6エリア
- 7エリア
- 8エリア
- 9エリア
- 10エリア

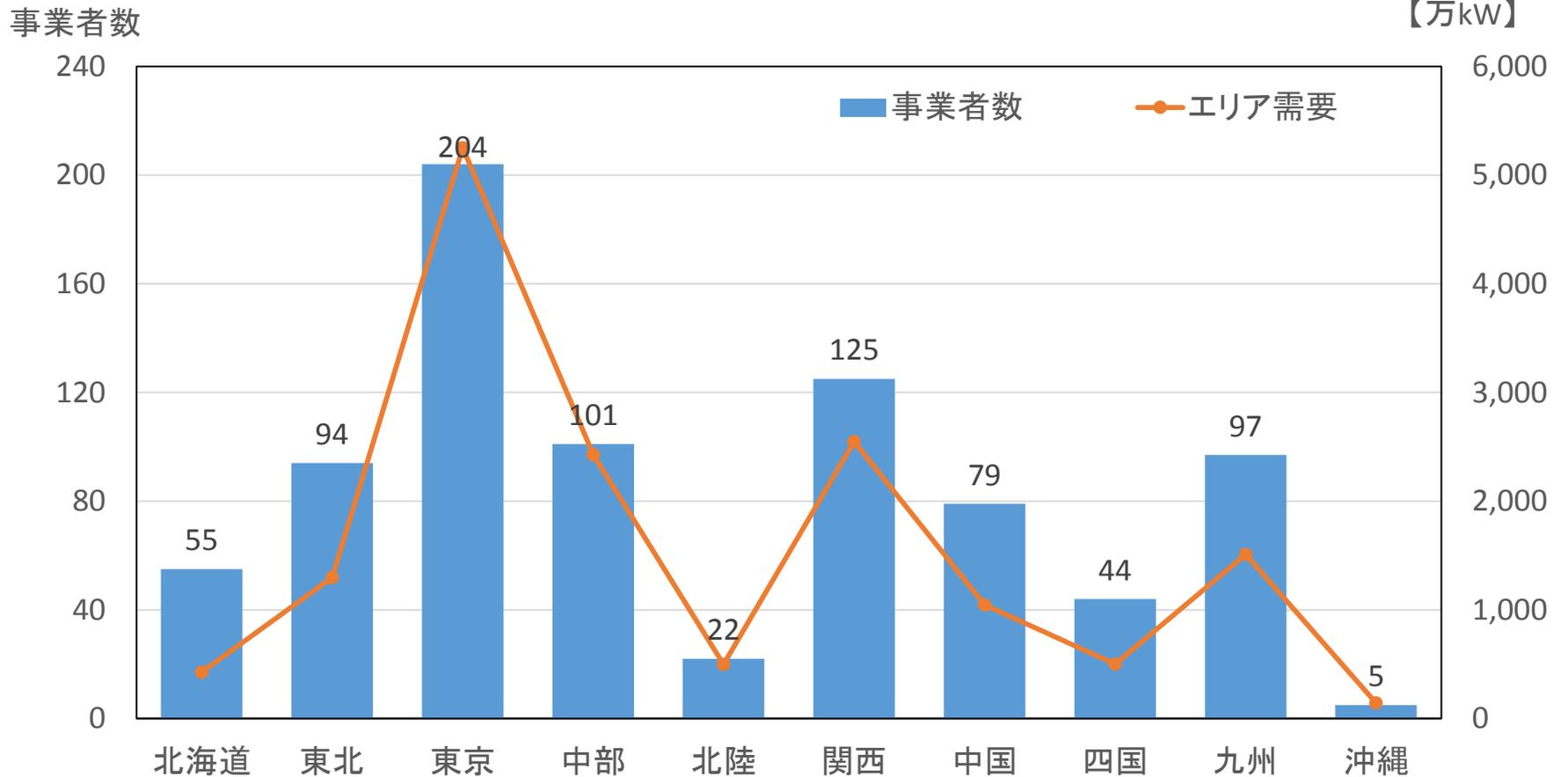
*平成30年度以降に事業を開始するために平成29年度に発電設備を計上していない事業者(62者)は542者から除外して集計している

- 発電事業者を、平成29年度末に保有する発電設備の種類により分類した。
- 再生可能エネルギー発電のみを保有する事業者が全体の4分の3を占めている状況である。



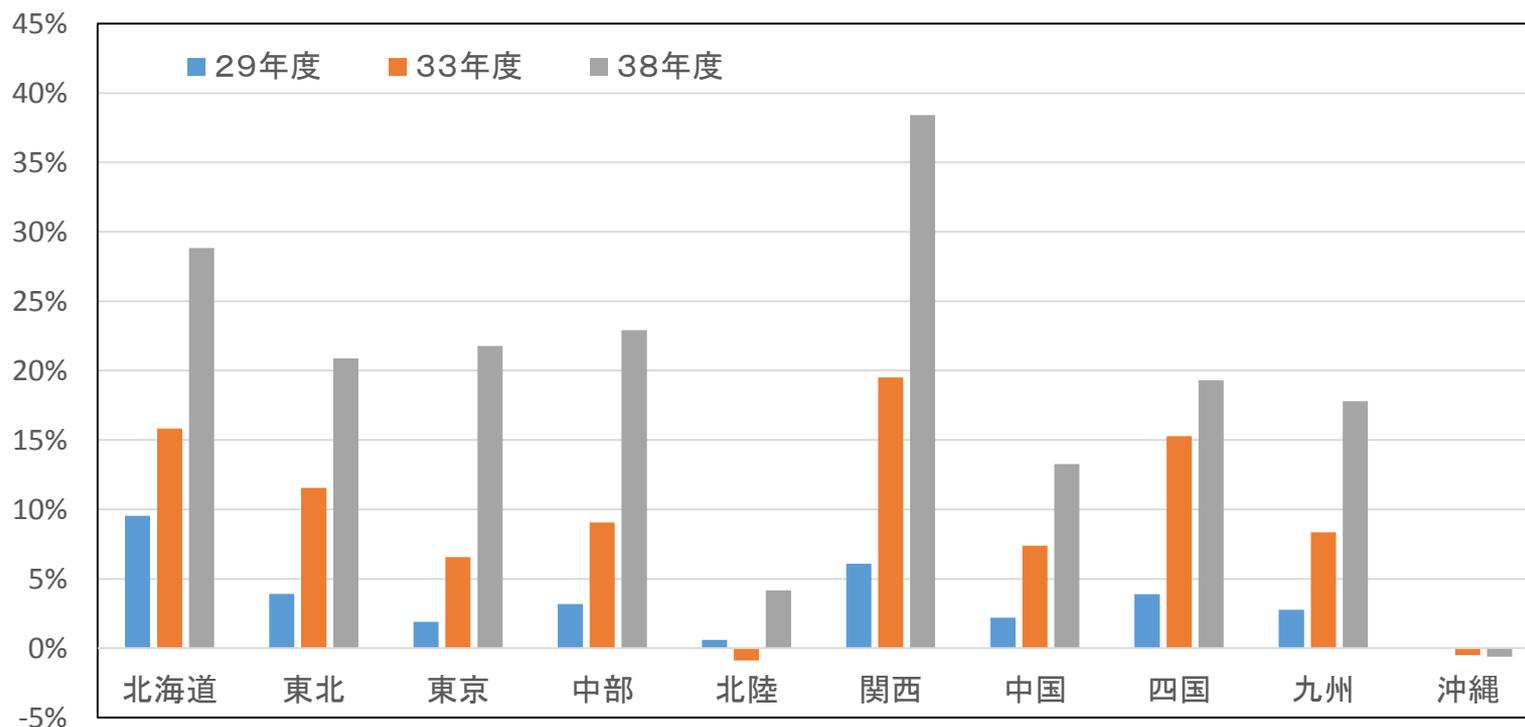
4-6-8. 各エリアで事業を行う小売電気事業者数

- 平成29年度における、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数を集計した。
- 北陸・沖縄エリアを除き、ほぼ各エリアの電力需要規模に応じた事業者数となっている。



- 各エリアにおいて、小売電気事業者が想定する自社の最大需要電力(8月・H3需要)と一般送配電事業者が想定するエリア最大需要電力^{※1}との差を比率^{※2}で表したグラフを以下に示す。
- 北陸・沖縄エリアを除いて、概ね小売電気事業者の自社最大需要電力の合計値が、エリアの最大需要電力を上回っており、乖離は年度が進むほど、大きくなっている。

$$\text{比率(\%)} = (\Sigma \text{小売自社最大需要電力} - \text{エリア最大需要電力}) / \text{エリア最大需要電力} \times 100\%$$



※1: エリアの8月・H3需要から、一般送配電事業者が小売供給する離島需要分を控除したもの

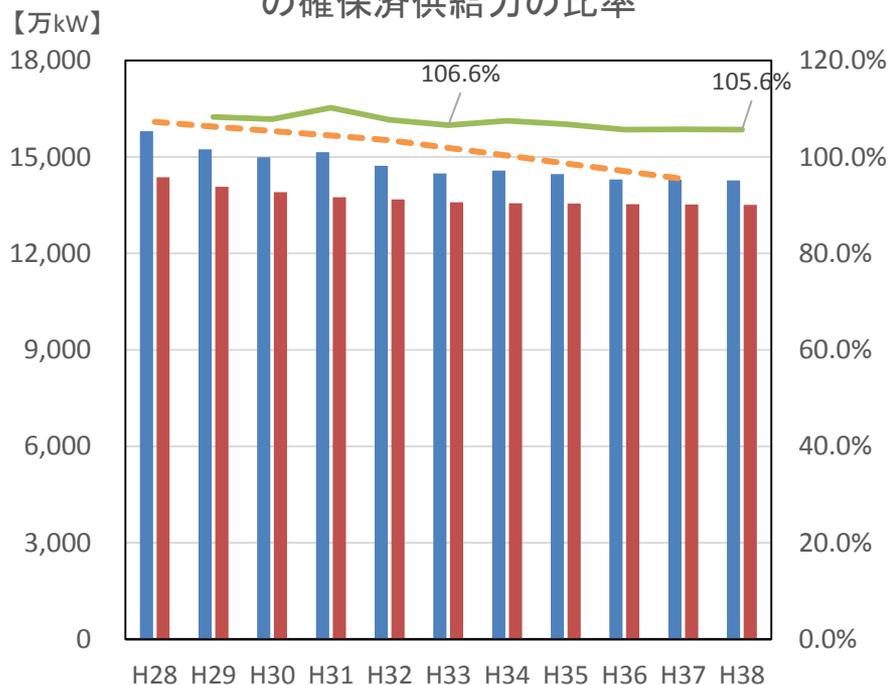
※2: エリア最大需要電力に対する比率で、①「 Σ 小売自社最大需要電力 > エリア最大需要電力」の場合、比率がプラスに、②「 Σ 小売自社最大需要電力 < エリア最大需要電力」の場合、比率がマイナスになる。

- 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、昨年度に増して、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。

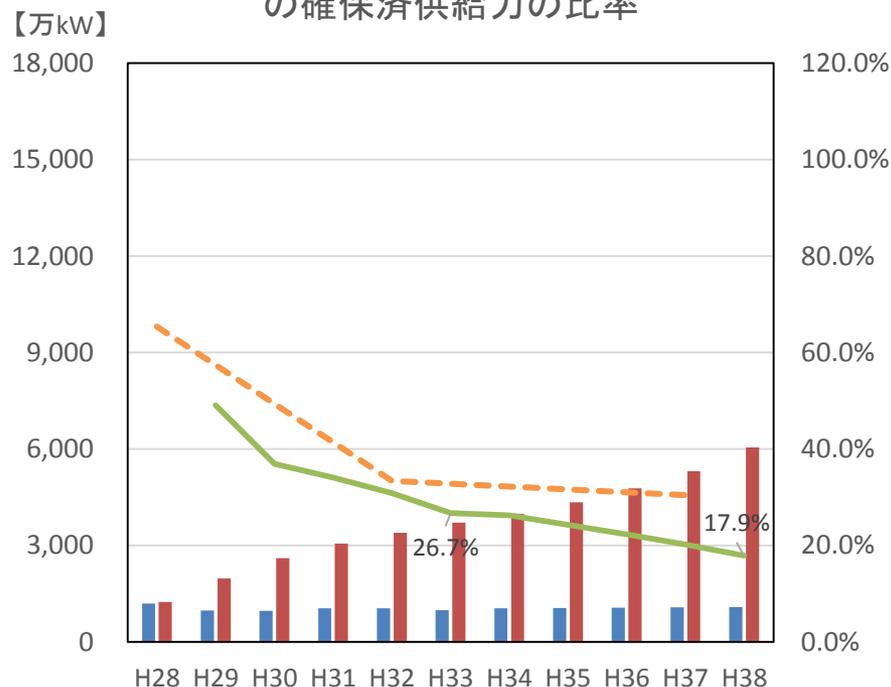
(※1) 確保済供給力比率 = 確保済供給力 ÷ 自社小売需要 × 100%

(※2) 事業者規模(200万kW以上・未満)はH29年度の自社想定需要電力(8月)を基に分類

小売電気事業者(200万kW以上事業者)
の確保済供給力の比率



小売電気事業者(200万kW未満事業者)
の確保済供給力の比率



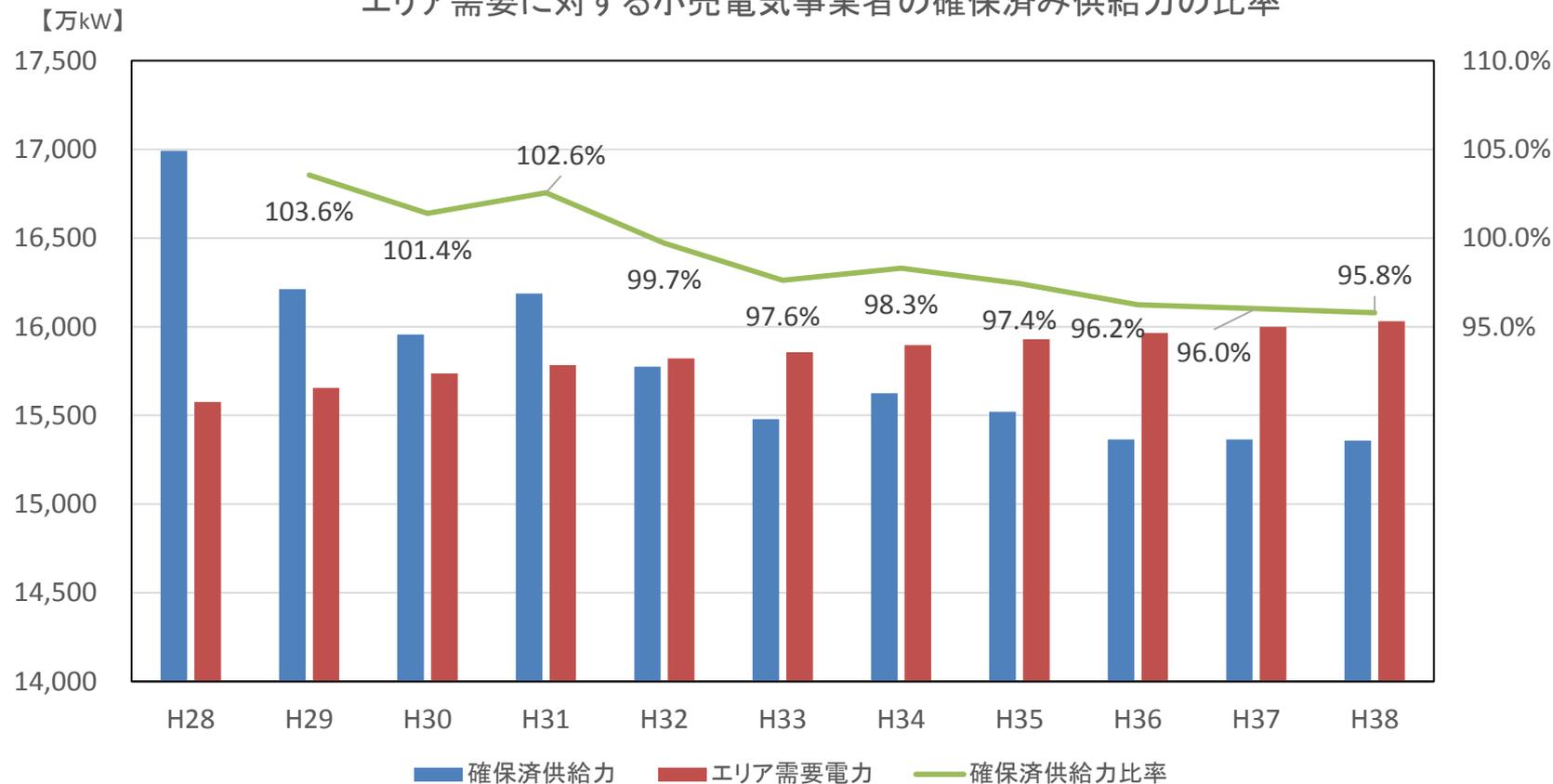
■ 確保済供給力 ■ 需要電力
— 確保済供給力比率 - - - H28年度供給計画での比率

■ 確保済供給力 ■ 需要電力
— 確保済供給力比率 - - - H28年度供給計画での比率

■ 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、平成32年度以降は100%を下回り、後年次になるに従い、昨年度の供給計画と同様、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%

エリア需要に対する小売電気事業者の確保済み供給力の比率



4-6-12. 石油火力の休廃止状況

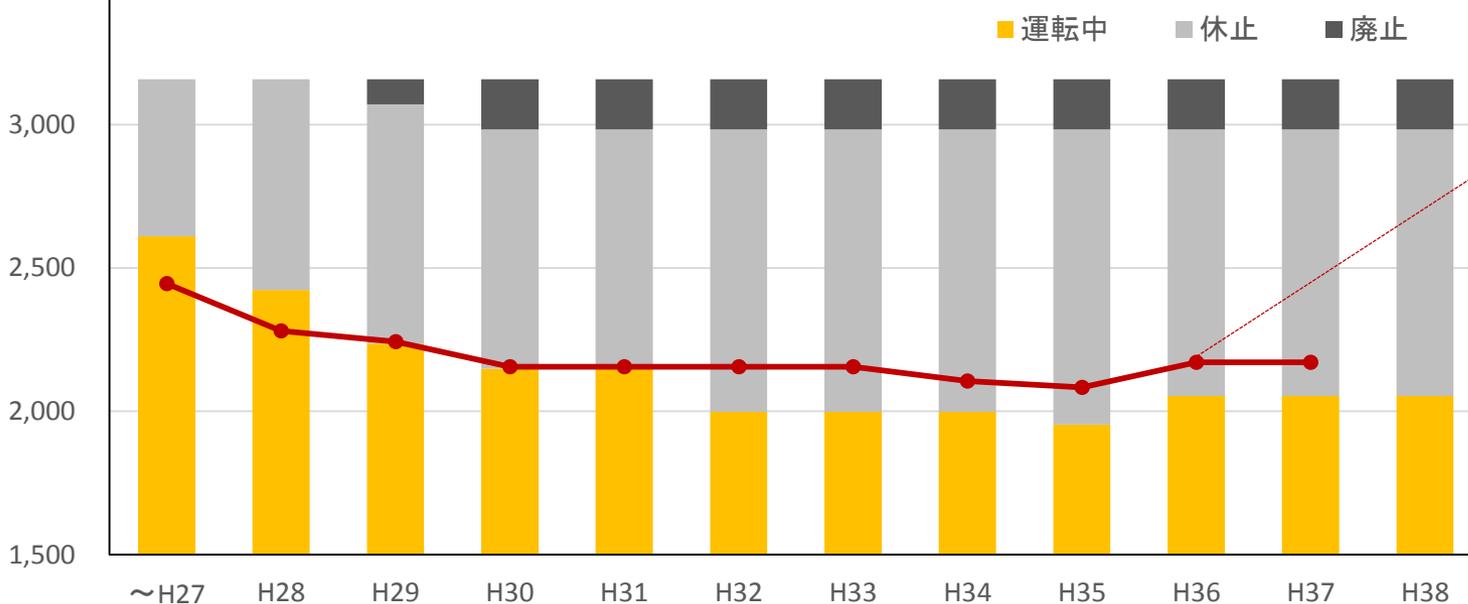
- 石油火力は、東日本大震災のあとの原子力発電が停止していく中、電力需給を保つために最大限活用されたが、今回、供給計画及び事業者ヒアリング等を通じて確認した結果、昨年度の計画よりも石油火力の休廃止が進展している状況が見られた(下図参照)。
- 一方、調整力及び需給バランス等に関する委員会では、稀頻度リスク対応の在り方について検討を行っており、今年度は、大規模地震による大幅な供給力喪失を例に、石油火力を維持する場合の確保形態やロケーション等について検討を行った。その際、石油火力の休廃止や稼働率の低下により石油燃料の需要が減少していけば、燃料のサプライチェーンの維持がより困難になり、稀頻度リスク発生時のバックアップ電源としての役割が果たせなくなるおそれがある点に留意が必要であることを確認している。
- 今後も稀頻度リスク対応の在り方に関する検討を進めるとともに、既設発電所(石油火力を含む)の休廃止の動向について継続的に注視していきたい。

石油火力の休廃止計画の見通し

他燃料(石炭・LNG)へのリプレース計画がない現存する石油火力(単純廃止となる可能性があるもの)を集計している

【万kW】

3,500



昨年度(平成28年度)供給計画取りまとめでの運転中石油火力の推移

- 供給計画の取りまとめを通じて、一般送配電事業者から将来の調整力調達に対する見通しについて、将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれがあるのではないかと懸念が示された。

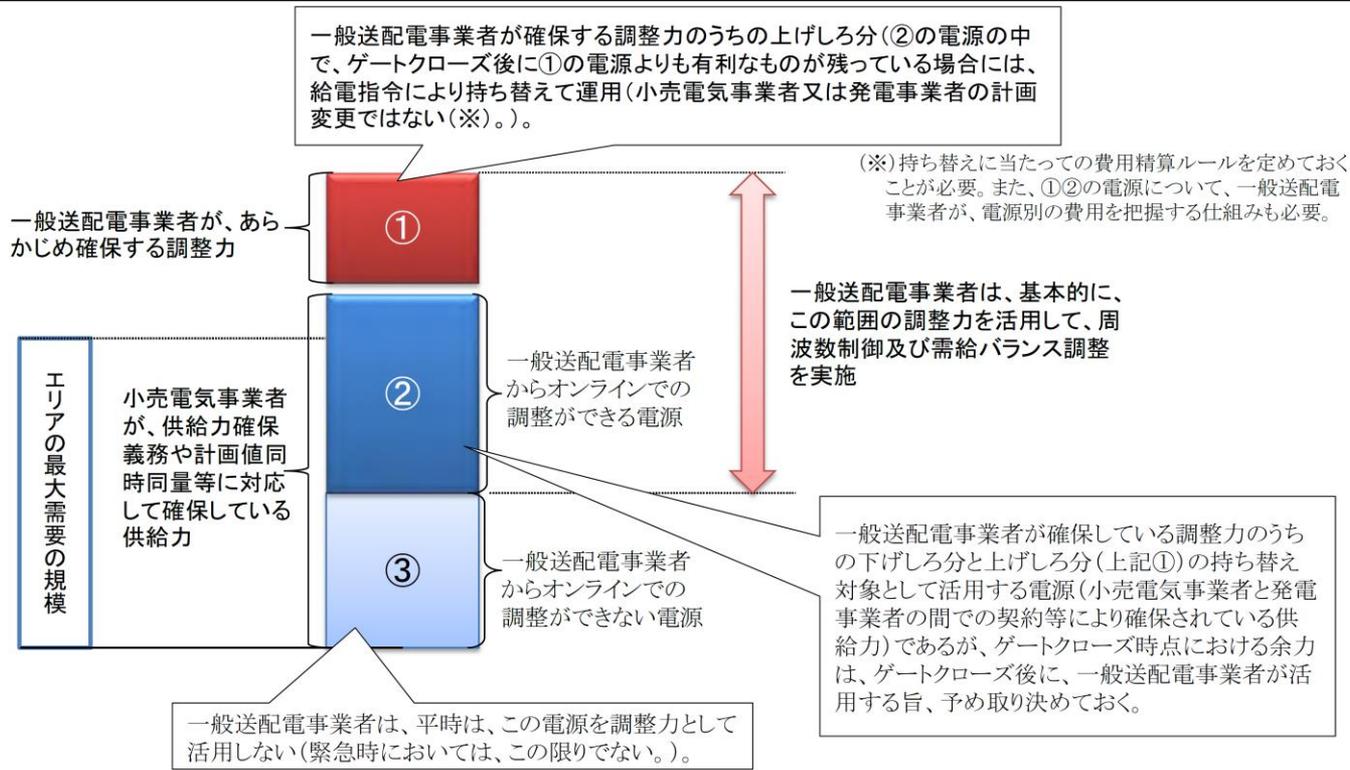
<一般送配電事業者からの主な意見>

- ▶ 再エネ導入拡大により必要となる調整力の量は増加する方向となるが、どのくらいの調整力が必要となるのか、必要となる調整力を十分に確保できるのか、また、電源Ⅱの契約は(義務では無く)任意であることからそもそも調整力を確保することができるのか、ということが課題となると考えており、今後検討が必要と認識。
- ▶ 旧一般電気事業者の電源が稼働する間は、周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力を確保できる見通しである。しかし、今後建設される電源については、発電事業者の経済合理性の追求から、調整力として必要な機能を具備しなくなることが懸念される。電力品質維持の観点から、一定規模以上の発電機の系統連系に際して、発電事業者が周波数制御・需給バランス調整に必要な機能を確実に具備するインセンティブと、創設が予定される調整力市場への供出を促す仕組みが必要である。

出典 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 第8回制度設計ワーキンググループ
資料5-2(平成26年9月18日)

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/008_05_02.pdf

- 一般送配電事業者は、自ら、必要な調整力をあらかじめ確保できることが必要(下図①)。
- また、上げ側だけでなく下げ側の調整も必要であること、また、上げ側の場合であっても、小売電気事業者が確保している供給力に余裕がある場合には、相対的に安い電源を活用して、需給バランス・周波数調整を行う方が合理的。このため、一般送配電事業者は、下図①の調整力に加え、小売電気事業者が確保した電源のうち、オンラインでの調整ができる電源(下図②)も調整力として活用することとしてはどうか。



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。

1. 容量市場創設の必要性がより鮮明に

- 連系線による供給力の融通を考慮する前の需給バランスにおいて、特に事業者間競争の激しい東京・中部・関西エリア(中央3エリア)において予備率8%を下回る年度があり、その要因を調査したところ、以下のことが明らかになった(32頁参照)。
 - ①中央3エリアでは、
 - 旧一般電気事業者である小売電気事業者は、供給者変更需要(いわゆるスイッチング)に伴い自社需要が減少していくと想定し、
 - 旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより、保有する供給力を減少させていく予定であること
 - ②昨年度と同様、中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低いこと
- こうした状況にあっても、新規の電源開発も計画されているため、これらがすべて計画どおりに建設されれば、安定供給の確保は可能な状況にある。
- しかしながら、事業者間競争の激しいエリアにおいて、相対的に予備率が低下している事実を踏まえれば、今後、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が生ずるおそれがある。また、電源の投資決定から運転開始までのリードタイムを考慮すれば、電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電力市場価格の高止まりが発生する可能性も否定できない。
- このため、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は、すでに、中長期的に必要な供給力及び調整力を、最も効率的に確保するための手段として、容量市場の創設が提言されているところ。
- 本機関としては、今般の供給計画の取りまとめを通じて明らかになった状況を踏まえ、これまで以上に需給バランス状況にも目を配りつつ、同中間とりまとめに基づき、容量市場の検討を着実に進めていく。国においても、詳細検討を深めるに当たっての基本的な考え方について、同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られたい。

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

- 再生可能エネルギーの設備量は年々増加傾向にあり、特に太陽光発電の伸びが顕著となっている。(45頁参照)
- 今後、再生可能エネルギーは各エリアで設定している30日等出力制御枠を超えて連系していくことが見込まれており、離島以外でもエリア内の下げ調整力が不足し、再生可能エネルギーの出力抑制が行われる可能性が生じている。(46頁参照)
- 再生可能エネルギーの出力抑制を可能な限り回避し、効率的に再生可能エネルギーの導入を図るためには、他エリアの下げ調整力を活用した連系線等の既存流通設備の最大限の活用が必要である。また、既存流通設備を最大限活用してもなお再生可能エネルギーの抑制が相当量行われる場合には、系統増強が必要と判断される場合もあり得る。
- このため、国においては再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に向けて、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検討されたい。

※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

3. 実効性のある調整力確保の仕組みについて

- 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(49頁参照)。また、「1. 容量市場創設の必要性がより鮮明に」で記載したとおり、今後、更なる競争の進展に伴い、事業者が、新規電源の開発時期を遅らせたり、経年火力の休廃止を加速させたりする可能性もある。
- こうした中、供給計画の取りまとめを通じて、今後の調整力の確保について、将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれがあるのではないかと懸念が、一般送配電事業者から示された。
- 一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保できる仕組みの構築は重要であるとの認識の下、今後、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(リアルタイム)市場)などを通じて、広域調達の選択肢も含め、確実に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ていく。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。