

第5号議案

2019年度供給計画の取りまとめについて

(案)

電気事業法第29条第2項、業務規程第28条第1項及び第29条第1項に基づき、別紙1のとおり、2019年度供給計画を取りまとめ、本機関の意見を付して経済産業大臣に送付するとともに公表する。また、業務規程181条に基づき、別紙2のとおり、2019年度の年次報告書として、公表する。

送付・公表日 : 2019年 3月29日

以上

【添付資料】

- 別紙1 : 経済産業大臣への送付書類一式
- 別紙2 : 年次報告書一式

供給計画の取りまとめ送付書

広域計第●号

2019年3月29日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関
理事長 金本 良嗣 ⑩

電気事業法第29条第2項の規定により次のとおり2019年度の供給計画を取りまとめたので、別添の意見を付して送付します。

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）
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）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

別添： 2019年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

2019年度供給計画の取りまとめ

2019年3月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

電力広域的運営推進機関

目次

ページ

1. 電力需要想定	1
(1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	1
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）	3
2. 需給バランス	5
(1) 需給バランス評価方法について	5
(2) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	6
(3) 当該年度以降10年間の見通し（長期）	10
(参考①) 当該年度及び当該年度以降10年間の需給バランス評価	15
(参考②) 今後見込まれる供給力を加算した場合	18
3. 電源構成の変化に関する分析	20
(1) 電源構成（kW）の推移	20
(2) 発電端電力量（kWh）の推移	22
(3) 電源別設備利用率の推移	24
(4) エリア別電源構成および発電電力量	26
(5) 電源開発計画	27
4. 送配電設備の増強計画	28
(1) 主要送電線路の整備計画	31
(2) 主要変電所の整備計画	34
(3) 送変電設備の整備計画（総括）	36
5. 広域的運営の状況	38

6. 電気事業者の特性分析	40
(1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	40
(2) 小売電気事業者のエリア展開	42
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	43
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	46
(5) 発電事業者のエリア展開	49
7. その他	51
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	51
別紙1. 当該年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別3

<はじめに>

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た2019年度供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、2019年度供給計画取りまとめでは、2018年11月30日までに電気事業者となった者（1,296者）と、2018年12月1日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）の合計1,299者を対象に取りまとめを行った。

2019年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	725
小売電気事業者	535
登録特定送配電事業者	22
特定送配電事業者	5
送電事業者	2
一般送配電事業者	10
合計	1,299

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）

① 8月の最大3日平均電力¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2018年度の実績及び2019年度の見通し³を、表1-1に示す。

2019年度の見通し15,907万kWは、2018年度の気温補正⁴後の実績15,970万kWに対して、0.4%の減少となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2018年度 実績 (気温補正後)	2019年度 見通し
15,970万kW	15,907万kW (▲0.4% [*])

※2018年度実績に対する増加率

② 当該年度の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た各月別のエリア需要を全国合計したものを、表1-2に示す。

夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を1千万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,641	11,446	12,748	15,872	15,907	13,899
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,887	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536

¹ 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力（1時間平均値）を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

² エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の流通設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項に基づき公表したもの。

³ 2019年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2018年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

⁴ 気温補正とは、冷夏・暖冬など気象条件による冷暖房機器などの稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

③ 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2018年度の推定実績⁵及び2019年度の見通しを、表1-3に示す。

2019年度の見通し8,905億kWhは、2018年度の気温補正後の推定実績8,869億kWhに対して、0.4%の増加となっている。

表1-3 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2018年度 推定実績 (気温補正後)	2019年度 見通し
8,869 億 kWh	8,905 億 kWh (+0.4% [※])

※2018年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては2018年4～11月の実績値及び2018年12月～2019年3月の推定値を合算している。

(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2018年11月28日公表）の主なものを、表1-4に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2018年度は538.3兆円、2028年度は572.5兆円となり、年平均0.6%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2018年度は104.3、2028年度は108.5となり、年平均0.4%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	2018年度	2028年度
国内総生産（実質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%]*

*2018年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2019年度、2023年度及び2028年度の見通しを、表1-5に示す。また、過去実績と2028年度までの見通しを図1-1に示す。

2023年度の見通しは15,814万kW、2028年度の見通しは15,735万kWとなり、2018年度から2028年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2018年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

なお、昨年度供給計画に比べ年平均増加率が低下しているのは、経済指標の水準低下及び至近の省エネ進展等による需要実績の減少傾向の反映が主な要因である。

表1-5 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2019年度 [再掲]	2023年度	2028年度
15,907万kW	15,814万kW [▲0.2%]*	15,735万kW [▲0.1%]*

*2018年度見通しに対する年平均増加率

⁶ GDPは2011暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

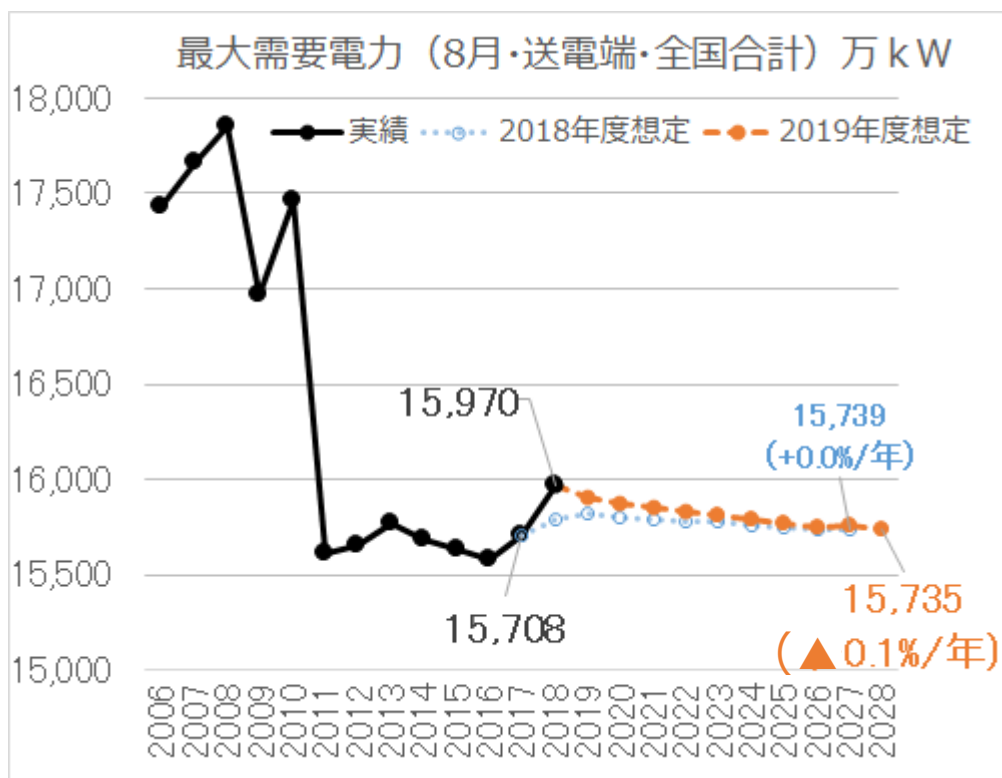


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2019年度、2023年度及び2028年度の見通しを、表1-6に示す。

2023年度の見通しは8,846億kWh、2028年度の見通しは8,821億kWhとなり、2018年度から2028年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2018年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-6 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2019年度 [再掲]	2023年度	2028年度
8,905 億 kWh	8,846 億 kWh [▲0.1%] [※]	8,821 億 kWh [▲0.1%] [※]

※2018年度見通しに対する年平均増加率

2. 需給バランス

(1) 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力⁸とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。
 なお、本機関の「第37回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年3月20日開催）」での審議を踏まえ、エリアごとに予備率⁹が8%以上あること、なお、予備率最小時刻が最大3日平均電力発生時刻以外の場合は、予備率最小時刻でも予備率が8%以上であることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹⁰を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの¹¹も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2019年度供給計画届出書の記載要領（2018年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

なお、2019年度供給計画では、提出時点（2019年3月1日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

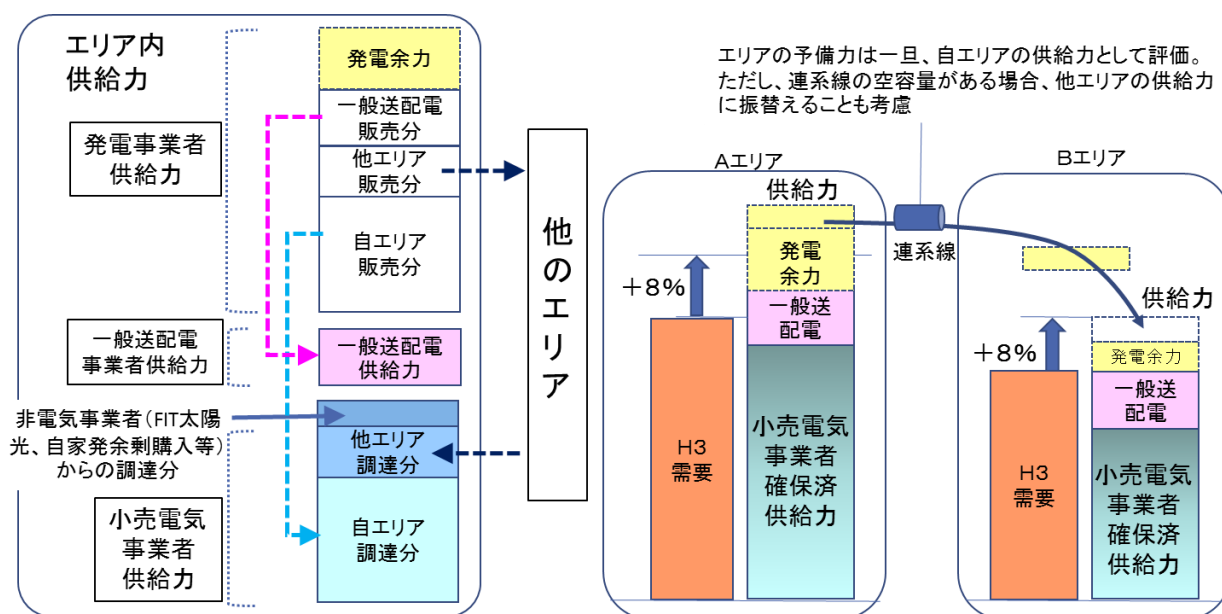


図2-1 需給バランス評価の概要

⁸ 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

⁹ 予備率とは、予備力（供給力－最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

¹⁰ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

¹¹ 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(2) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

① 前年度の推定実績

2018年8月の供給力（全国合計）と最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。

全国合計の需給バランス実績としては、安定供給の基準とする予備率8%を確保していた。

表2-1 2018年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気温補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,970 万 kW	17,891 万 kW	1,921 万 kW	10.7%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。東京エリアにて予備率8%を下回ったものの、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-2 2018年8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	419	1,297	5,377	2,473	504	2,639	1,028	504	1,552	150
供給力	550	1,603	5,697	2,736	582	2,886	1,222	551	1,877	187
予備率	31.4%	23.6%	6.0%	10.6%	15.4%	9.4%	19.0%	9.2%	20.9%	24.7%

② 当該年度の需給見通し

2019年度各月別の全国合計での需給バランス見通し（予備率最小時刻）を、表2-3及び図2-2に示す。

全国合計では、各月ともに、予備率8%以上となっている。

表2-3 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,623	11,389	12,640	15,661	15,680	13,826
供給力	14,679	14,535	15,016	17,253	17,141	16,303
予備率	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,861	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536
供給力	14,218	14,668	16,130	16,893	16,836	16,228
予備率	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

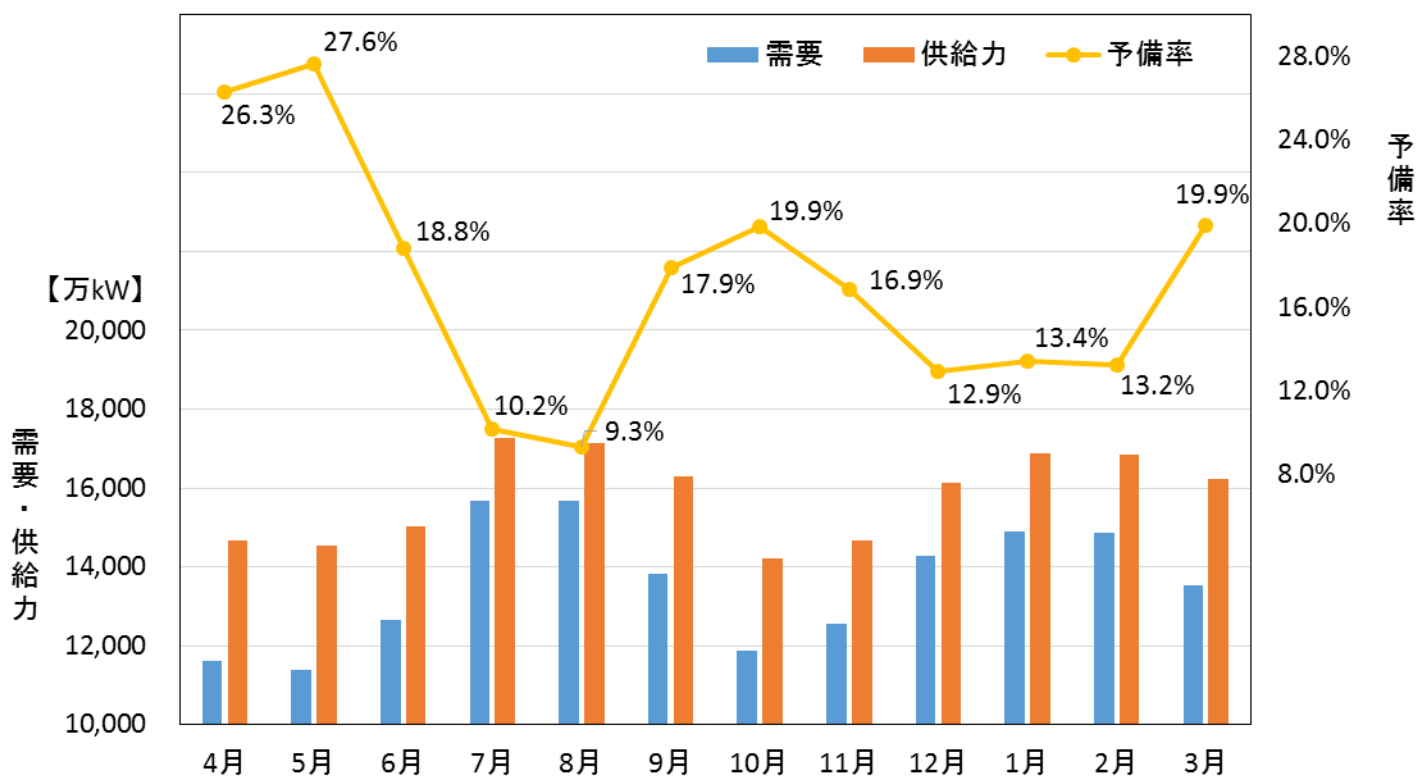


図2-2 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

エリア別の予備率見通し（予備率最小時刻）を、表2-4に示す。また、予備率が8%に満たないエリア・月について、連系線空容量¹²を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率¹³を表2-5に示す。

各エリアの予備率は、一部のエリア・月で8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻 エリア別、送電端）

	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%

8%未満

表2-5 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻）
（連系線活用後、送電端）

	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%

 : 8%以上に改善したエリア

¹² 供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算出した。

¹³ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なるが、各エリアを予備率最小時刻で評価した中で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もられる評価）となっている。

また、沖縄エリア¹⁴については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源Ⅰ」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-6に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-6 沖縄エリアにおける電源Ⅰ控除後の予備率見通し（送電端）

	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%

¹⁴ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

(3) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

① 需給バランス

2019年度以降10年間の需給バランス見通し（8月17時）を表2-7及び図2-3に示す。

全国合計では、各年度ともに、予備率8%以上となっている。

表2-7 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

【万kW】

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
需要電力	15,556	15,526	15,504	15,483	15,463
供給力	17,088	17,575	17,113	16,980	17,303
供給予備率	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
需要電力	15,441	15,421	15,399	15,406	15,385
供給力	17,365	17,480	17,476	17,530	17,537
供給予備率	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

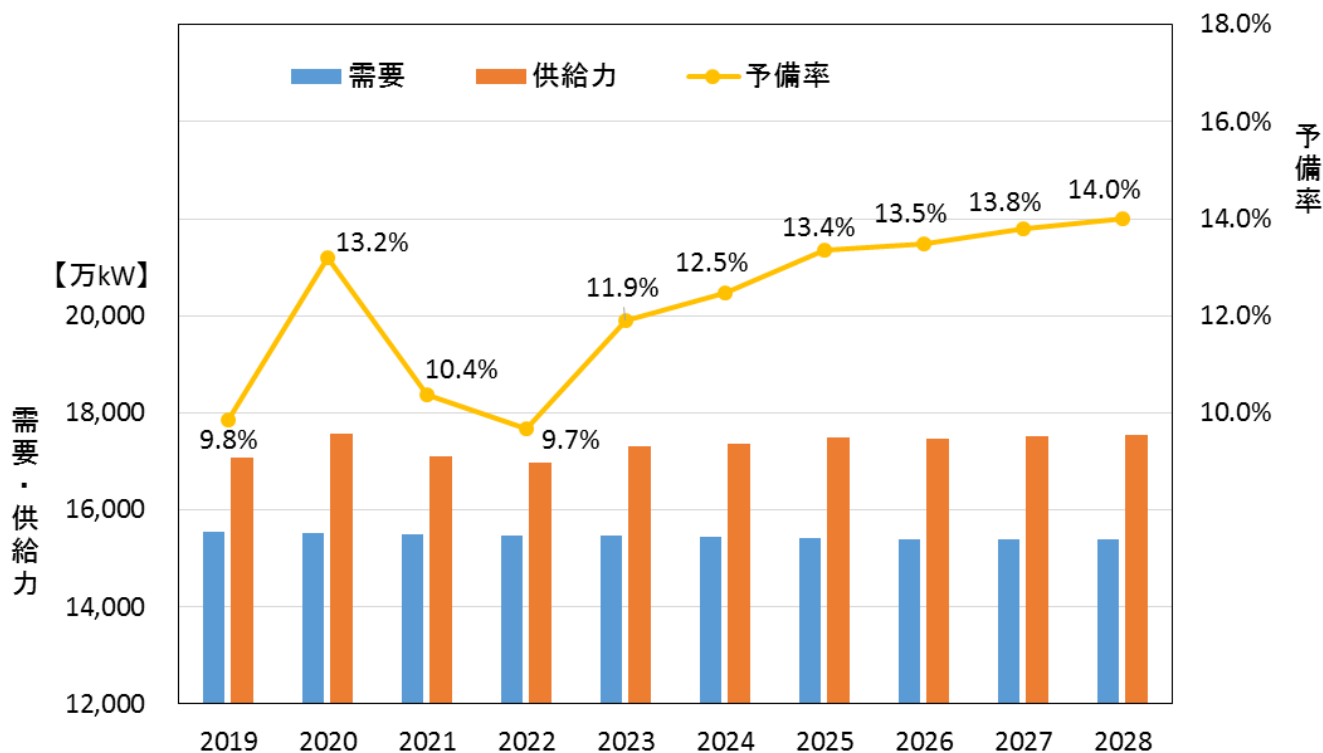


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

各エリアの8月の予備率最小時刻は、東京・四国¹⁵エリアが15時、北海道・東北・中部・北陸・関西・中国エリアが17時、九州エリアが19時、沖縄エリアが20時である。その全ての時間断面のエリア別予備率見通しは、予備率が8%に満たないエリア・年度があるものの、連系線空容量を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合、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となった（「2. 参考①」参照）。

特に全国的に最も厳しい17時でのエリア別の予備率見通しを、表2-8に示す。

また、予備率が8%に満たないエリア・年度について、連系線空容量を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率を表2-9に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2022年度）、中部エリア（2021～28年度）、関西エリア（2019，21～28年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-8 中長期の予備率見通し（8月17時 エリア別、送電端）

	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%

8%未満

¹⁵ 第3年度目以降は17時。

表2-9 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線活用後、送電端）

	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%

：8%以上に改善したエリア

なお、供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源や、提出義務のある事業者においても供給計画に記載していない新規開発電源などは、供給力として捕捉されていない。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、全国で約130万kWの電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-10に示す。

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

	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%

また、沖縄エリアについて、2019年度の電源I相当分（30.1万kW）を除いた場合の予備率を表2-11に示す。全ての年次で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-11 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	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%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-12に示す。全ての年次で安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-12 中長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	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%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2019年度については、公募によりエリア需要の7%程度¹⁶の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力を、表2-13に示す。

表2-13 一般送配電事業者の確保済調整力¹⁷

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.2%	7.0%	7.0%	7.2%	6.9%	7.0%	7.0%	30.1

¹⁶ 調整力公募は、前年度（平成30年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

¹⁷ エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

③ 需給バランス評価のまとめ

○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。

(参考①) 当該年度及び当該年度以降10年間の需給バランス評価

(1) 2019年度各エリア月別の最大需要発生時の評価を、参考までに以下に記載する。

<参考1> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 連系線活用前)

融通前												
	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%	59.1%	21.1%	24.0%	24.9%	19.7%	19.5%	25.0%	19.6%	21.5%	23.8%
東北	19.8%	28.5%	19.4%	17.5%	14.7%	14.9%	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%	31.6%	21.5%	10.8%	10.7%	21.3%	20.6%	15.8%	18.6%	16.9%	16.1%	21.4%
中部	26.9%	21.1%	19.7%	9.4%	11.3%	17.8%	19.0%	17.2%	8.7%	10.1%	11.8%	17.6%
北陸	28.3%	24.0%	15.0%	17.2%	12.3%	15.6%	15.9%	8.1%	13.7%	9.4%	9.3%	16.2%
関西	30.6%	25.3%	14.8%	9.2%	8.2%	16.9%	19.9%	19.9%	8.7%	11.8%	10.4%	17.3%
中国	24.1%	21.9%	16.8%	14.6%	13.2%	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%	26.3%	13.4%	18.8%	14.5%	10.9%	16.3%	15.9%	5.4%	9.6%	9.1%	25.7%
中西6社計	30.1%	24.5%	17.1%	12.7%	11.5%	15.6%	18.9%	17.1%	7.8%	9.9%	10.1%	17.8%
9社合計	26.0%	27.6%	19.0%	11.9%	11.1%	18.1%	19.7%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	42.7%	38.7%	37.1%	38.0%	41.5%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.8%	19.3%	12.1%	11.4%	18.4%	20.0%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

8%未満

<参考2> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 連系線活用後)

融通後												
	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%	47.3%	13.7%	14.1%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	22.3%
東北	21.3%	29.3%	18.2%	13.7%	10.5%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
東京	21.3%	29.3%	18.2%	10.0%	10.5%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
中部	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
北陸	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
関西	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
中国	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
四国	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
九州	30.1%	26.3%	18.2%	14.1%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.5%
9社合計	26.0%	27.6%	19.0%	11.9%	11.1%	18.1%	19.7%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	42.7%	38.7%	37.1%	38.0%	41.5%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.8%	19.3%	12.1%	11.4%	18.4%	20.0%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

：8%以上に改善したエリア

(2) 2019年度以降10年間の8月15時、19時での需給バランス評価結果は、以下の通り。

<参考3> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 連系線活用前)

融通前										
	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%

8%未満

<参考4> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 連系線活用後)

融通後										
	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%

：8%以上に改善したエリア

<参考5> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 連系線活用前）

融通前

	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	12.2%	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%

8%未満

<参考6> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 連系線活用後）

融通後

	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%

: 8%以上に改善したエリア

(参考②) 今後見込まれる供給力を加算した場合

これまでの中長期需給バランス（8月17時、連系線活用、工事計画書提出電源加算後）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（図2-4）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（図2-5）。

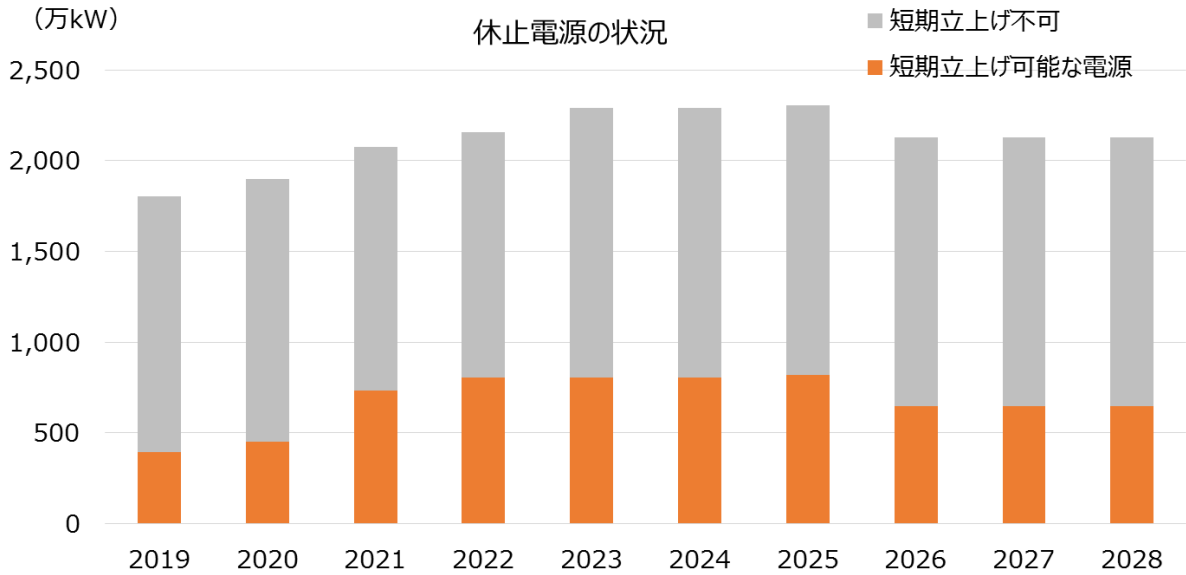


図2-4 休止電源の状況

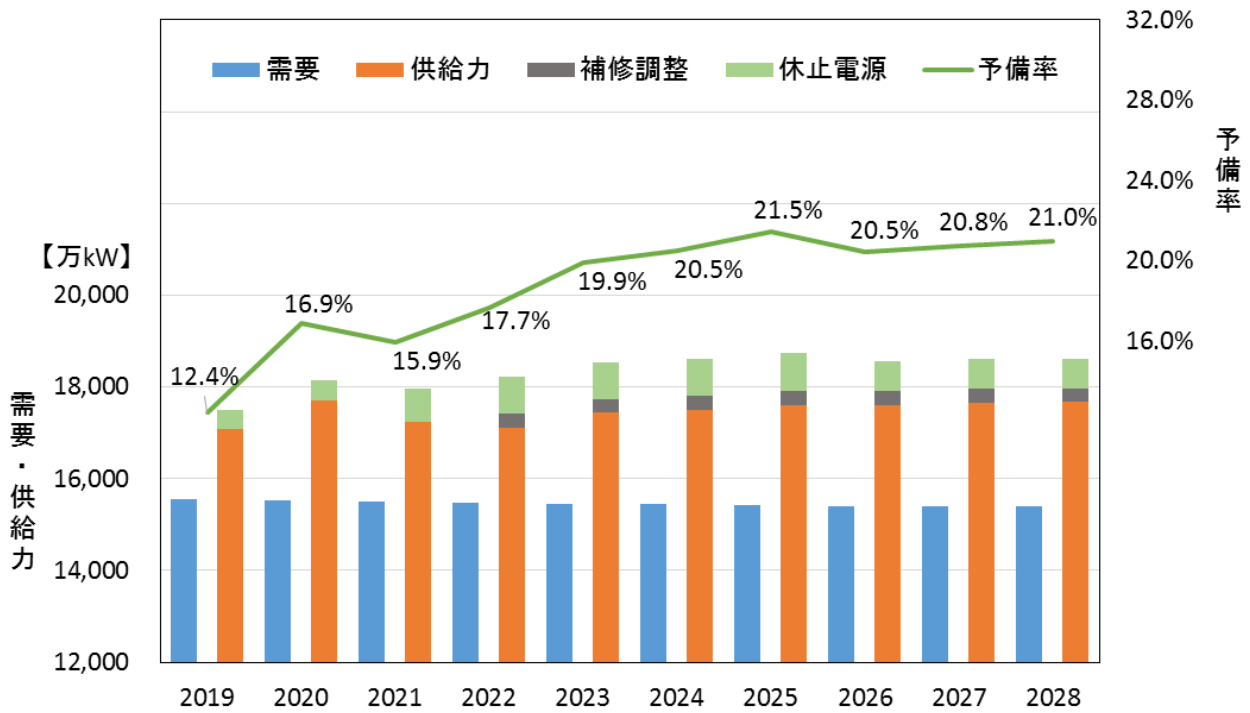


図2-5 中長期の予備率見通し（8月17時）

（連系線活用、工事計画書提出電源及び今後見込まれる供給力の加算後、送電端）

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。

表2-13 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%)

3. 電源構成の変化に関する分析

(1) 電源構成（kW）の推移

電気事業者の保有発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が「その他事業者」からの調達分として計上した電気事業者以外の者の保有発電設備を集計している。

上記により、各年度の電源構成を合計したものを表3-1及び図3-1に示す。

太陽光設備量の増加が顕著であること、また今後予定されている電源開発に伴い、石炭、LNGは、リプレース計画等による増減はあるものの増加している。石油は、廃止が進み減少している。

表3-1 電源構成の推移（全国合計）¹⁸

【万kW】

種類	2018	2019	2023	2028
水力	4,905	4,911	4,922	4,928
一般水力	2,158	2,164	2,175	2,181
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力	16,064	15,858	16,630	16,754
石炭	4,312	4,455	5,240	5,189
LNG	8,201	8,307	8,310	8,485
石油他 ¹⁹	3,551	3,096	3,081	3,081
原子力	3,804	3,804	3,804	3,804
新エネルギー等	5,740	6,351	7,853	8,703
風力	380	442	811	1,039
太陽光	4,955	5,491	6,553	7,182
地熱	49	53	53	53
バイオマス	267	287	367	361
廃棄物	90	79	70	67
その他	35	19	19	20
合計	30,548	30,944	33,228	34,209

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

¹⁸ 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの。

¹⁹ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・瀝青質混合物の合計値。

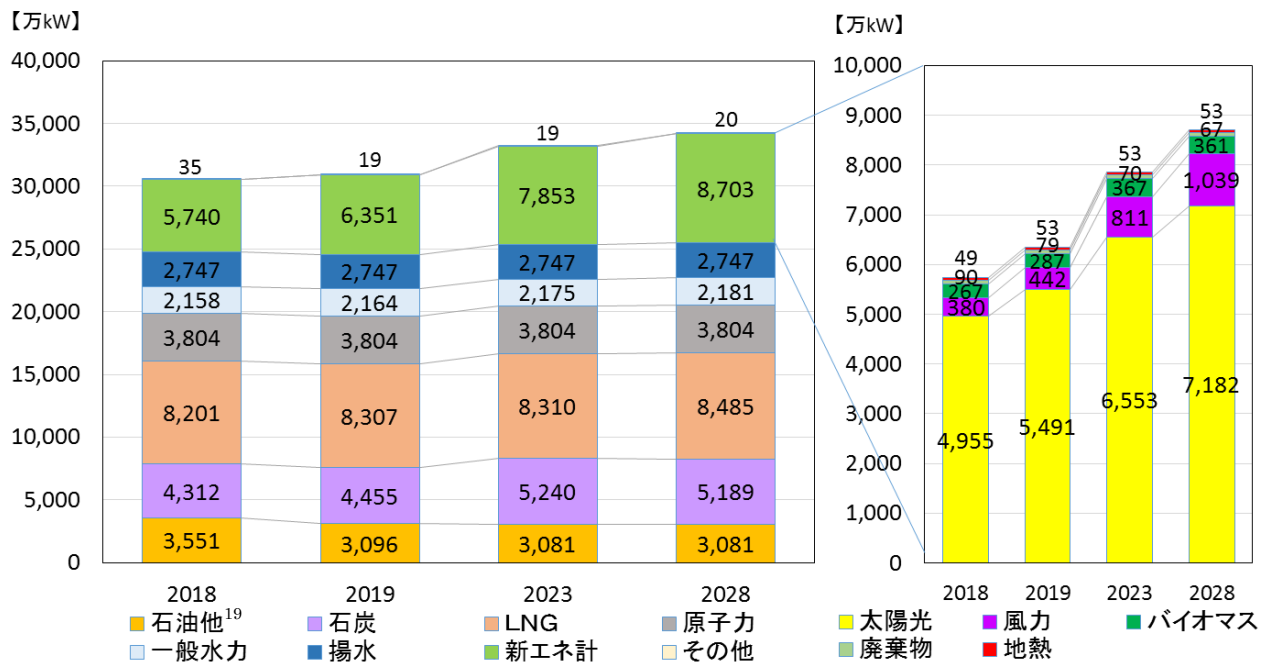


図3-1 電源構成の推移（全国合計）¹⁸

(2) 発電端電力量 (kWh) の推移

発電事業者が届け出た各年度の発電端電力量の合計に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が電気事業者以外の者から調達する発電端電力量を集計したものを表3-2及び図3-2に示す。

なお、原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして算定しているため、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、また省エネ法による発電効率の規制措置により、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。

表3-2 発電端電力量の推移 (全国合計)²⁰

【億 kWh】

種類	2018	2019	2023	2028
水力	852	817	847	896
一般水力	791	777	795	806
揚水	61	40	52	90
火力	6,924	6,740	6,110	5,939
石炭	2,764	2,857	3,067	3,160
LNG	3,810	3,471	2,756	2,497
石油他 ¹⁹	350	411	287	282
原子力	614	579	593	364
新エネルギー等	846	938	1,234	1,354
風力	76	88	154	194
太陽光	566	627	778	851
地熱	23	27	29	29
バイオマス	148	171	250	258
廃棄物	33	25	23	23
その他	84	47	65	36
合計	9,319	9,121	8,849	8,588

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

²⁰ 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの。原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして計上。今後の原子力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等によっては発電端電力量の構成は異なるものとなる。

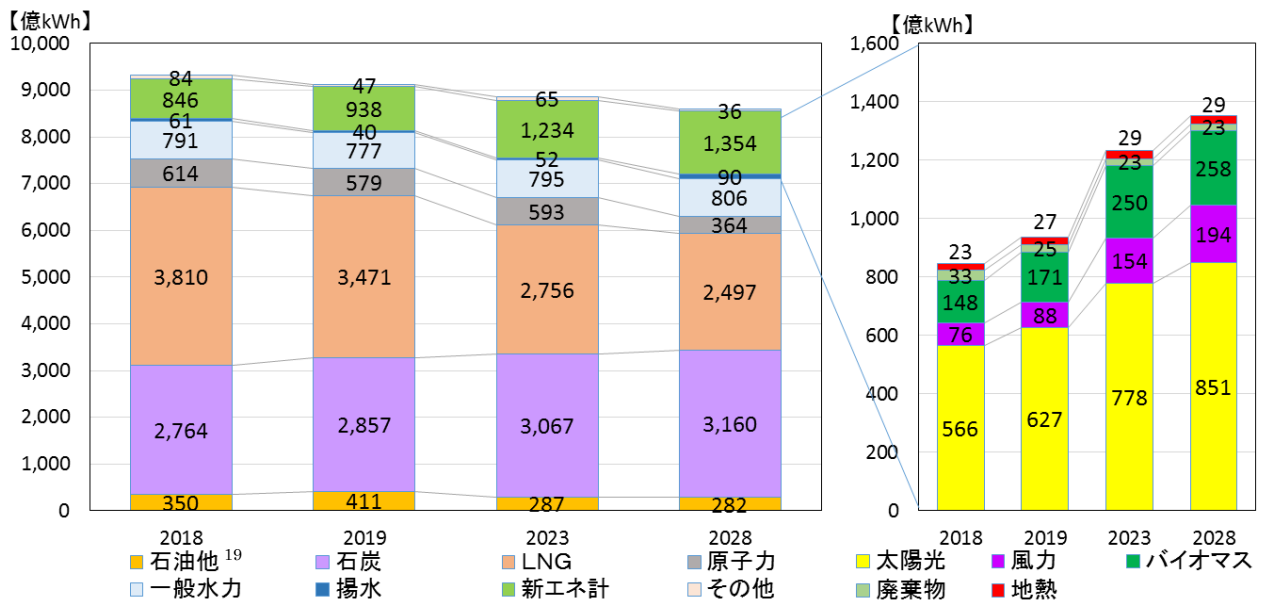


図3-2 電源別発電電力量の推移（全国合計）²⁰

(3) 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-3及び図3-3に示す。この、電源別の設備利用率は、前述の各電源構成(kW)と発電端電力量(kWh)から本機関にて算定したものである。

火力発電は、設備量が増加する一方で、新エネルギーの大幅な増加のもと発電電力量は減少しており、設備利用率は低下している。

なお、原子力については、供給力「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

表3-3 設備利用率の推移(全国合計)²¹

種類	2018	2019	2023	2028
水力	19.8%	18.9%	19.6%	20.8%
一般水力	41.8%	40.9%	41.7%	42.2%
揚水	2.5%	1.7%	2.2%	3.7%
火力	49.2%	48.4%	41.9%	40.5%
石炭	73.2%	73.0%	66.8%	69.5%
LNG	53.0%	47.6%	37.9%	33.6%
石油他 ¹⁹	11.3%	15.1%	10.6%	10.4%
原子力	18.4%	17.3%	17.8%	10.9%
新エネルギー等	16.8%	16.8%	17.9%	17.8%
風力 ²²	22.7%	22.6%	21.7%	21.3%
太陽光 ²²	13.0%	13.0%	13.6%	13.5%
地熱	55.0%	57.3%	61.6%	61.6%
バイオマス	63.3%	68.0%	77.9%	81.6%
廃棄物	41.8%	36.9%	37.9%	38.3%

²¹ 原子力は、「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

²² 太陽光および風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

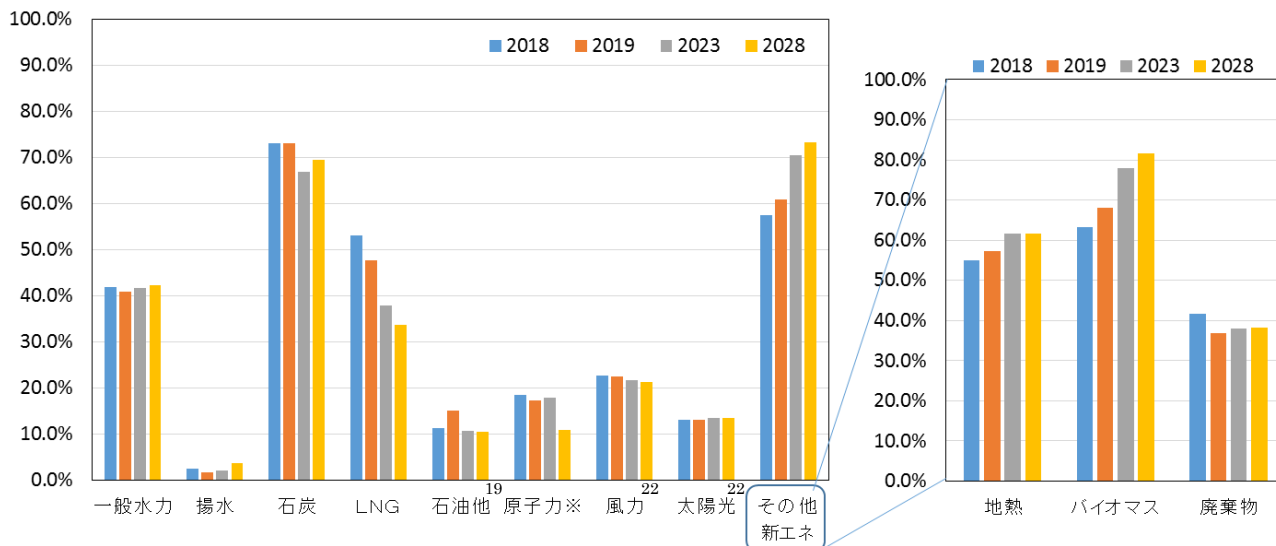


図 3 - 3 電源別設備利用率の推移（全国合計）²¹

(4) エリア別電源構成および発電電力量

2018年度末のエリア別の電源構成比を図3-4に示す。また、2018年度のエリア別の発電電力量構成比を図3-5に示す。

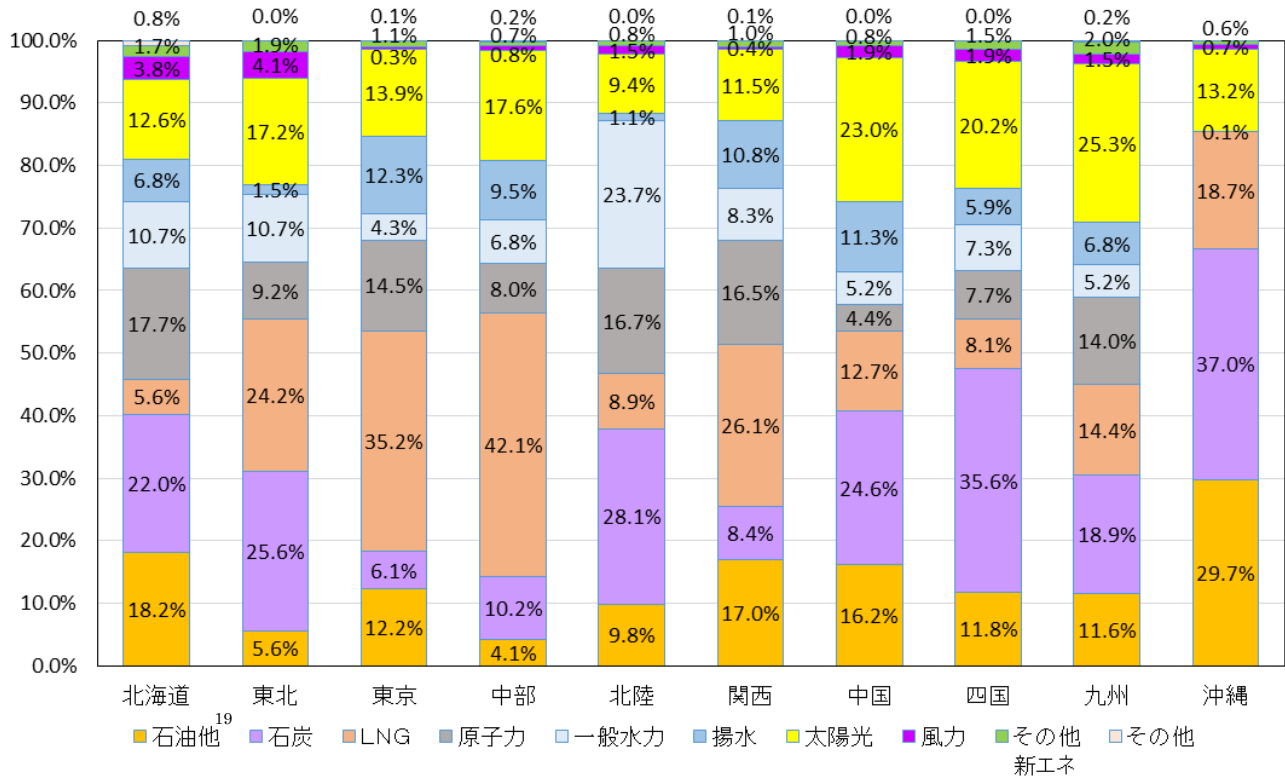


図3-4 2018年度末のエリア別の電源(kW)構成比

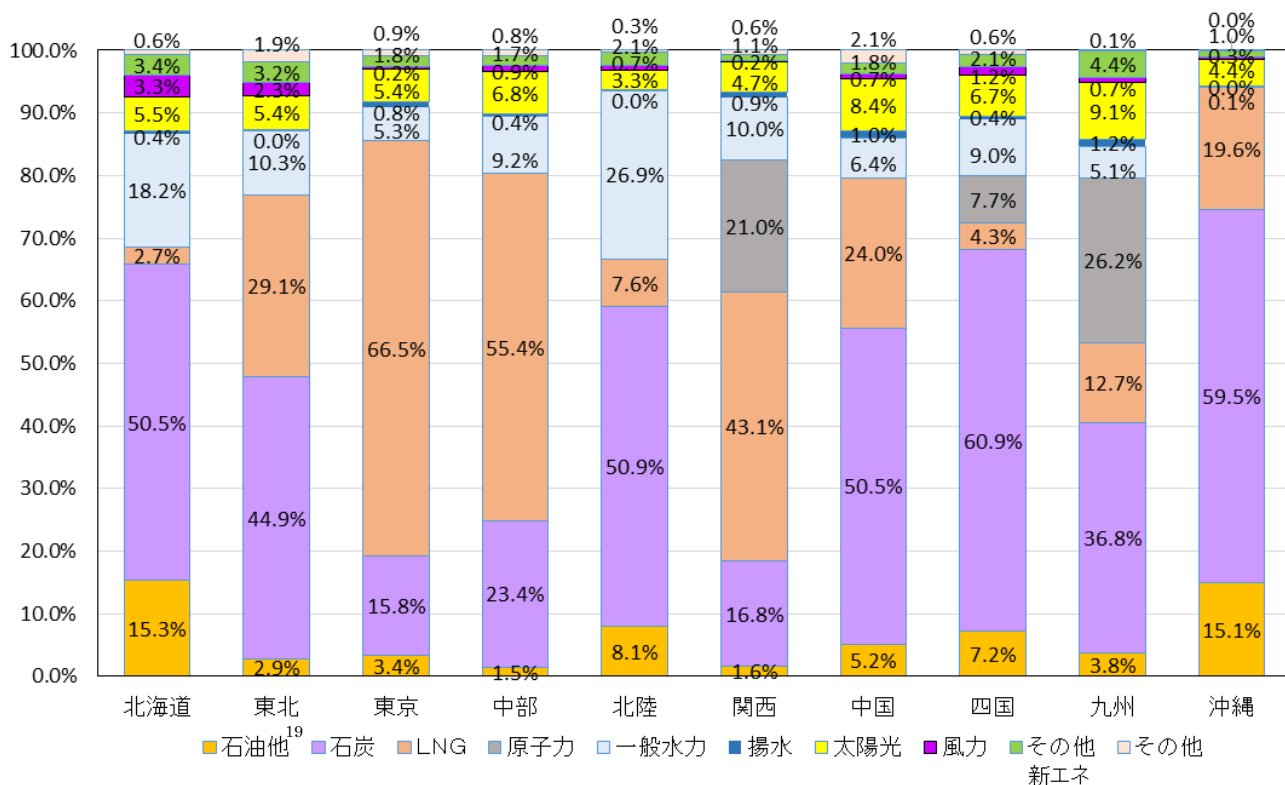


図3-5 2018年度のエリア別の発電電力量(kWh)構成比

(5) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2028年度末までの電源開発計画²³について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-4に示す。

表3-4 2028年度末までの電源開発計画（全国合計）

【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	32.6	41	5.2	47	△ 20.0	26
一般水力	32.6	41	5.2	47	△ 20.0	26
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,611.8	41	△ 24.0	1	△ 1,009.6	45
石炭	824.1	13	-	-	△ 75.6	3
LNG	781.7	16	-	-	△ 528.7	10
石油	6.0	12	△ 24.0	1	△ 405.3	32
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	△ 55.9	1
新エネルギー等	665.8	379	0.6	2	△ 32.4	45
風力	185.9	62	-	-	△ 17.0	33
太陽光	378.0	285	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.6	1	0.6	2	-	-
バイオマス	90.9	26	-	-	△ 6.9	5
廃棄物	6.4	5	-	-	△ 8.3	6
合計	3,328.2	468	△ 2.9	51	△ 1,117.9	117

²³ 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

4. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画²⁴を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画

送電線路の増加こう長 ²⁵ ※ ²⁶	549km
架空送電線路※	542km
地中送電線路	6km
変圧器の増加容量	17,400MVA
交直変換所の増加容量 ²⁷	1,800MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△108km
変圧器の減少容量（廃止）	△2,700MVA

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下の通り。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・(仮)広域連系北幹線:81km ・(仮)広域連系南幹線:62km ・相馬双葉幹線接続変更:15km ・新地火力線(仮)広域連系開閉所引込:1km ・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：120万kW→210万kW（使用開始：2021年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> ・新信濃交直変換所:90万kW ・飛驒変換所:90万kW
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:0.4km

²⁴ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。

なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

²⁵ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

²⁶ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

²⁷ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（使用開始：2027年度）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> ・新佐久間周波数変換所(仮称):30万kW ・東清水変電所:30万kW→90万kW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線(仮称):20km ・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km ・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所 1500MVA×1 ・静岡変電所 1000MVA×1 ・東栄変電所 800MVA×1 →1,500MVA×2

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開)π引込:1km ・北近江線北近江(開)π引込:1km
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> 関ヶ原開閉所:6回線 北近江開閉所:6回線

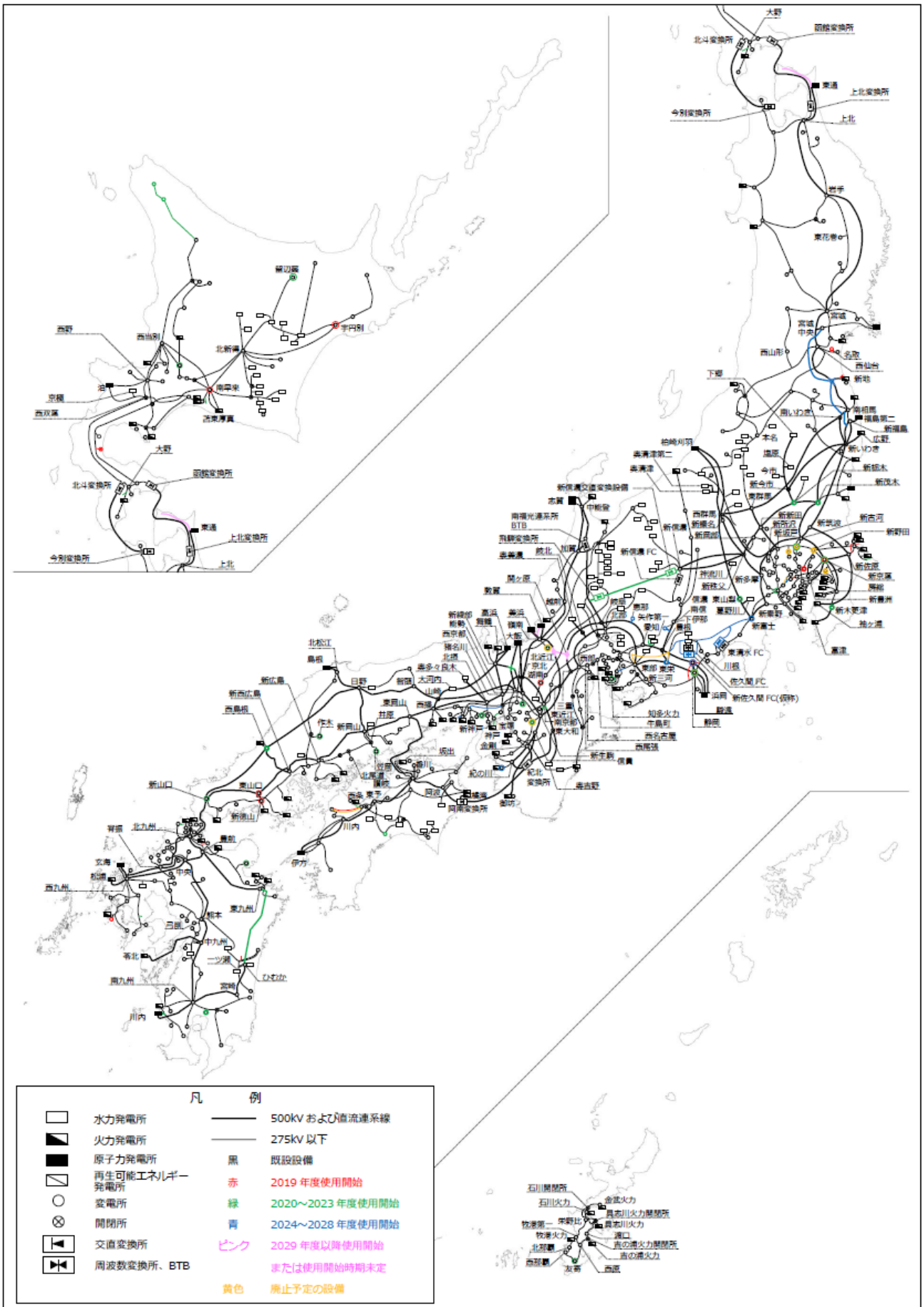


図 4-1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28, 29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力株式会社	上八雲開閉所	187kV	-	2	2018年8月	2019年10月	電源対応
	上八雲支線	187kV	0.2km	1	2019年3月	2019年11月	電源対応
東北電力株式会社	1408G02 支線新設	500kV	3km	2	2017年9月	2019年7月	電源対応
	需要家線名取変電所Dπ引込	275kV	0.4km	2	2018年5月	2019年6月	需要対策
東京電力パワーグリッド株式会社	G3060006 アクセス線 (仮称)	275kV	5.6km	2	2017年1月	2019年4月	電源対応
	飛騨信濃直流幹線	DC±200kV	89km	双極1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※3
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※1※2	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※1※2 23.4km→ 5.3km (3番線) ※1※2	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力株式会社	静岡東分岐線	275kV	2km	2	2001年7月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	静岡西分岐線	275kV	3km	2	2001年7月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※3
関西電力株式会社	コベルコパワー神戸第二火力線新設	275kV	4.4km※1	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2022年2月 (2,3号線)	電源対応
四国電力株式会社	松山東線	187kV	47.8km※2	1→2	2018年8月	2019年11月	高経年化対策 系統対策
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	荏田火力日産線	220kV	4km※1※2	1	2017年10月	2019年5月	高経年化対策
	GNE 東郷カソーラー支線	220kV	0.3km	1	2018年10月	2019年10月	電源対応
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応

28 こう長欄に※1があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

29 こう長欄に※2があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

30 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※3があるものは、地域間連系線増強関連。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28,29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電豊富中川 幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28,29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力 株式会社	(仮称)苫小牧バイ オマス連系線	187kV	0.2km	1	2021年4月	2022年10月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 風力連系線	187kV	0.1km	1	2021年5月	2021年8月	電源対応
	100kV北幌延線一 部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年4月	2022年7月	電源対応
東北電力 株式会社	(仮)広域連系北 幹線新設	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系南 幹線新設	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※3
	相馬双葉幹線接続 変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※3
	新地火力線 (仮)広域連系開 閉所引込	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※3
	常磐幹線 (仮)広域連系開 閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系開 閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※3
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセス 線(仮称)	275kV	1km※1	1	2020年9月	2022年4月	電源対応
	MS18GHZ051500 ア クセス線(仮称)	275kV	0.1km	2	2021年3月	2021年9月	電源対応
	京浜線1,2号接続 変更	275kV	22.7km→ 23.1km※2	2	2021年5月	2022年4月	電源対応
	東清水線(仮称)	275kV	13km 7km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km 2号線: 0.1km	2→3	2022年11月	2023年10月	需要対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※1※2 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※1※2	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28,29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
中部電力株式会社	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年8月	2021年2月	高経年化対策 系統対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	1km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※2	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※3
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	三岐幹線 関ヶ原(開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※3
関西電力株式会社	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※2	2	2020年度以降	2023年度以降	高経年化対策
	大飯幹線・新綾部 線系統変更	500kV	1.9km	2	2019年6月	2020年1月	系統対策
	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km	2	2021年8月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※3
	新神戸線増強	275kV	20.2km→ 21.5km※2	2	2019年4月	2020年7月	電源対応 高経年化対策
	姫路天然ガス発電 所線(仮称)新設	275kV	0.9km※1	1	2021年2月	2024年6月	電源対応
	新加古川線(仮称) 増強	275kV	25.3km→ 25.3km※2	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
四国電力株式会社	西条火力線	187kV	6.5km※2	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年7月	2021年4月	需要対策
	西部ガスひびき火 力線	220kV	4km	2	2021年2月	2023年2月	電源対応
	新鹿児島線 川内原子力(発)π 引込	220kV	2km→ 5km※2	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線新佐 久間FC分岐線(仮 称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線新佐 久間FC分岐線(仮 称)	275kV	1km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※2	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※2	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※3

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ³⁰
四国電力株式会社	北松山線	187kV	△47.5km	1	2019年11月	高経年化対策 系統対策
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	△58.0km	2	2026年度	系統対策

(2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 ³¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力株式会社	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	2018年8月	2019年9月	電源対応
	宇円別変電所	187/66kV	75MVA→100MVA	1→1	2019年2月	2019年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	名取変電所※4	275/154kV	450MVA×2	2	2017年2月	2019年6月	需要対策
東京電力パワーグリッド株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年9月(5B) 2021年4月(6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換設備※4	—	—	—	2016年3月	2021年3月	安定供給対策※3
	上野変電所	275/66kV	300MVA	1	2019年2月	2019年12月	系統対策
中部電力株式会社	静岡変電所※4	500/275kV	1,000MVA	1	2001年8月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	飛騨変換所※4	—	—	—	2017年8月	2021年3月	安定供給対策※3
	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 → 300MVA×1	1→1	2019年2月	2020年5月	高経年化対策
関西電力株式会社	湖南変電所	275/77kV	300MVA→200MVA	1→1	2018年12月	2019年10月	高経年化対策
中国電力株式会社	東山口変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2017年5月	2019年4月	需要対策 電源対応
	新徳山変電所	220/110kV	150MVA→300MVA	1→1	2018年7月	2019年4月	高経年化対策 電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→200MVA×2	2→2	2017年10月	2020年6月 2023年10月	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※4	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	(仮称)西中川変電所※4	187/100kV	100MVA×2	2	2020年7月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→150MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
東京電力パワーグリッド株式会社	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019年11月	2021年3月	電源対応
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年6月	2022年4月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年4月	2023年1月	電源対応
	新富士変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※3
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2020年9月	2022年6月	系統対策

³¹ 名称欄に※4があるものは、地点を新設する変電所または変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

届出事業者	名称 ³¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
中部電力株式会社	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月 (新1B) 2021年8月 (新2B)	電源対応
	恵那変電所※4	500/154kV	200MVA×2	2	2020年12月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所 ※4	500/154kV	300MVA×2	2	2020年12月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2020年11月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※3
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※3
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2021年2月	2027年度	安定供給対策※3
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019年9月	2020年6月	高経年化対策
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年10月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2021年6月	2024年6月	高経年化対策
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年4月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2019年11月	2021年9月	電源対応
	松島変電所	220/66kV	150MVA	1	2019年4月	2020年3月	系統対策
電源開発株式会社	新佐久間周波数 変換所(仮称) ※4	—	—		2021年度	2027年度	安定供給対策※3

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ³⁰
東京電力パワーグリッド株式会社	新野田変電所	275/154kV	300MVA	1	2020年3月	需要対策
	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2021年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2020年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年2月	系統対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2019年6月	高経年化対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2022年9月	高経年化対策

その他(供給計画届出対象外)

供給計画届出対象には該当しないものの、地域間連系線の機能向上に係る工事として、中部電力株式会社及び北陸電力株式会社にて、以下の工事を行う。

◇ 南福光連系所・変電所 500kV 交流連絡母線増設(使用開始年月:2019年10月)

(3) 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ³²	こう長の総延長 ³³	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	291 km※ ³⁴	583 km※	291 km※	583 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	36 km	66 km	42 km	81 km
		地中	6 km	15 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	121 km	241 km	121 km	241 km
		地中	0 km	0 km		
	132kV	架空	0 km	0 km	0 km	0 km
		地中	0 km	0 km		
直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km	
	地中	0 km	0 km			
合計	架空	542 km	989 km	549 km	1,004 km	
	地中	6 km	15 km			
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	△48 km	△48 km	△48 km	△48 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△108 km	△166 km	△108 km	△166 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画³⁵

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	311 km	702 km
220kV	9 km	14 km
187kV	54 km	109 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	375 km	825 km

³² こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

³³ 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

³⁴ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、こう長およびこう長の総延長へ計上していない。

³⁵ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長および総延長を集計した。

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ³⁶	電圧階級 ³⁷	増加台数	増加容量
新增設	500kV	13 [5]	11,700MVA [2,000MVA]
	275kV	5 [2]	3,000MVA [900MVA]
	220kV	6 [0]	1,500MVA [0MVA]
	187kV	5 [5]	1,050MVA [695MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	29 [12]	17,400MVA [3,595MVA]
廃止	500kV	△ 1	△ 1,000 MVA
	275kV	△ 7	△ 1,700 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	0	0 MVA
	廃止計	△ 8	△ 2,700 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4 - 1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ³⁸
新增設	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

³⁶ 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

³⁷ 変圧器の一次側電圧により分類した。

³⁸ 直流送電線の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

5. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2019年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2019年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

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、東京・関西・中国・四国エリアが高い（10%以上）。

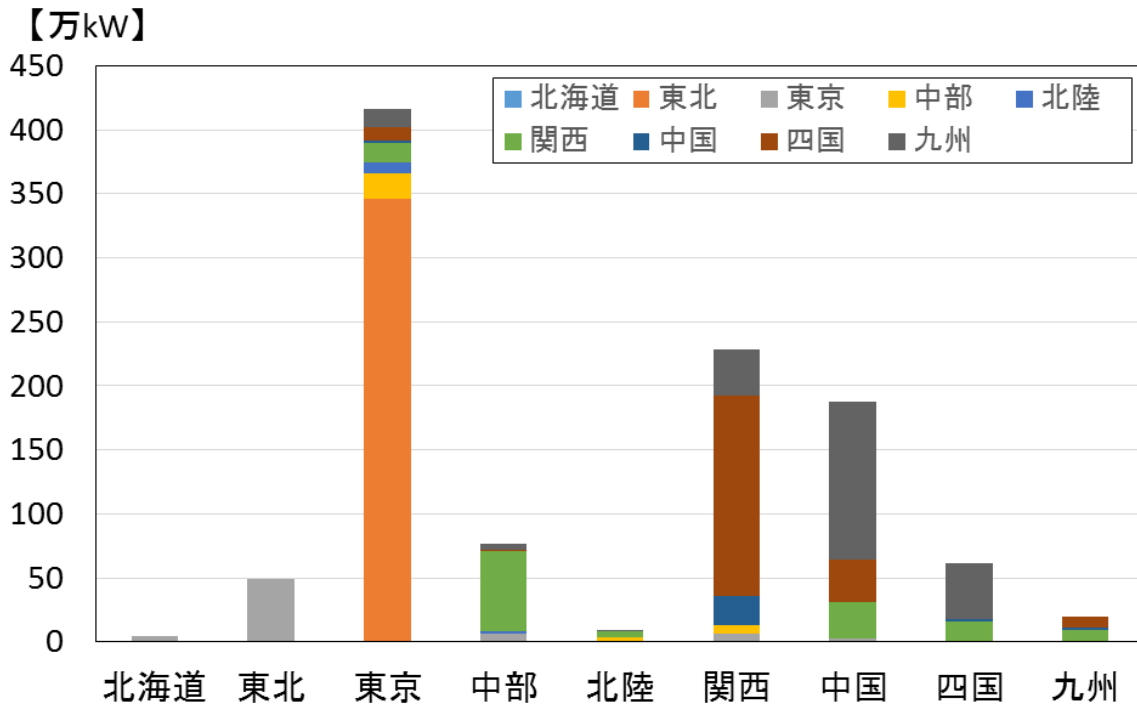


図5-1 エリア外調達電力

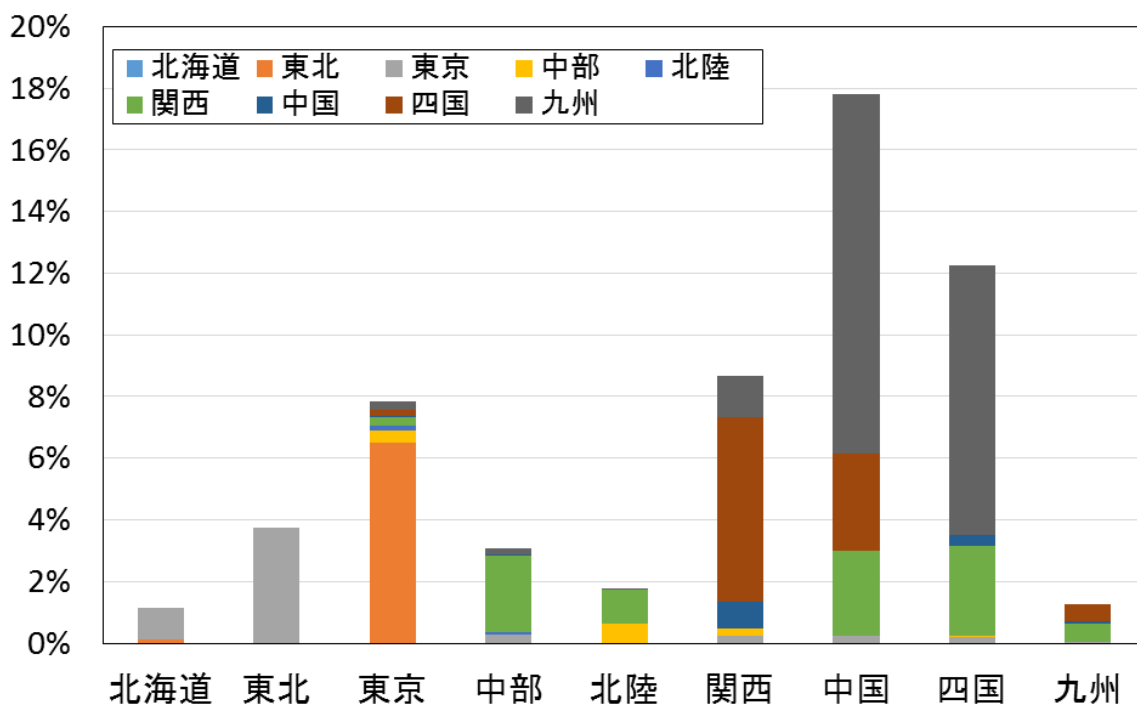


図5-2 エリア外調達電力比率

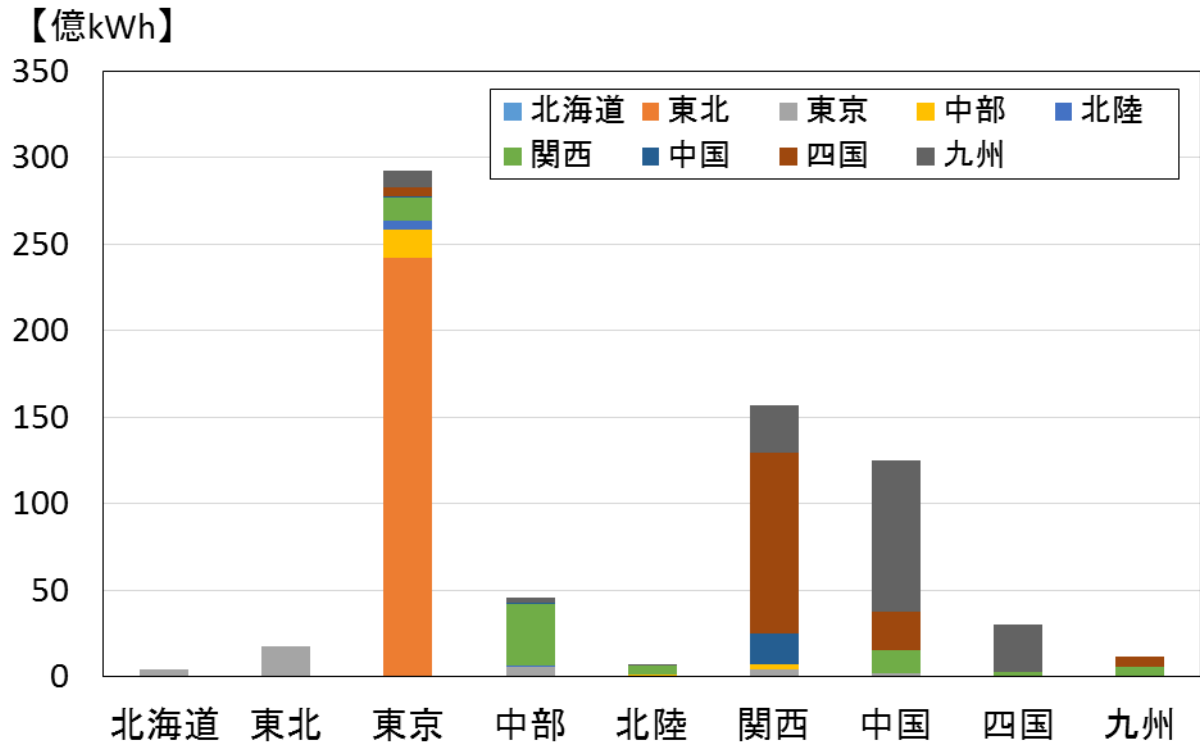


図5-3 エリア外調達電力量

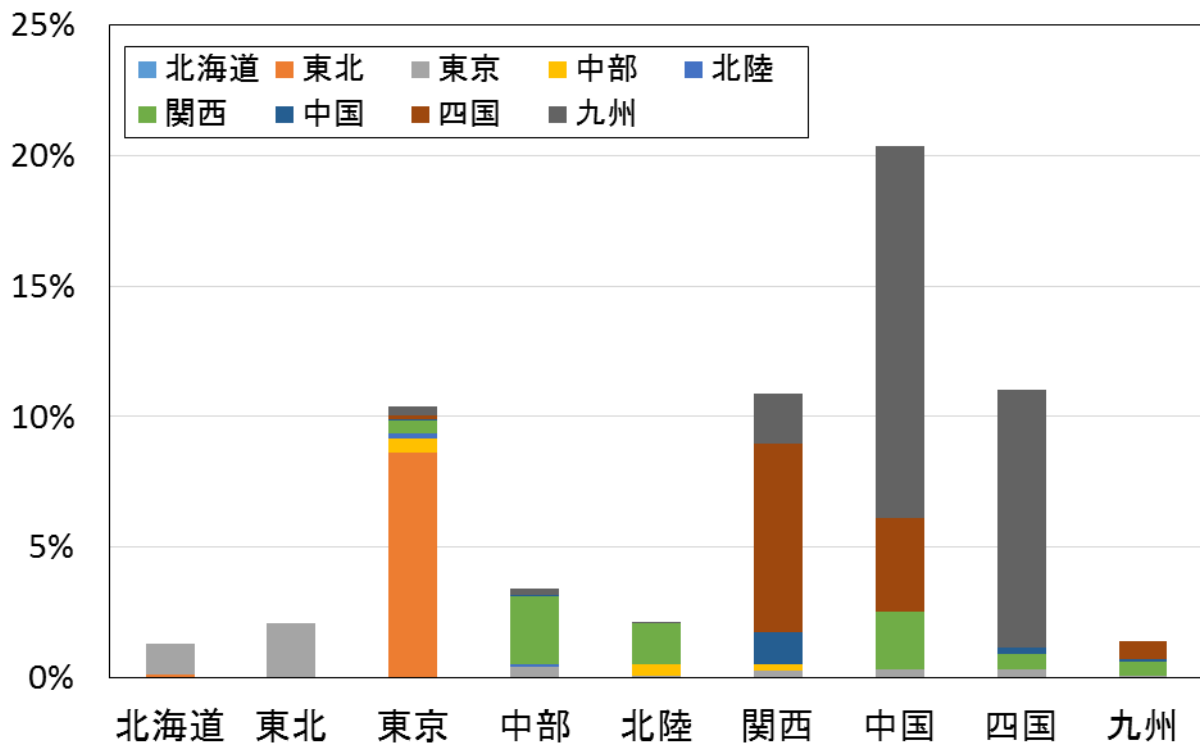


図5-4 エリア外調達電力量比率

6. 電気事業者の特性分析

(1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者535者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

中小規模（100万kW以下）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

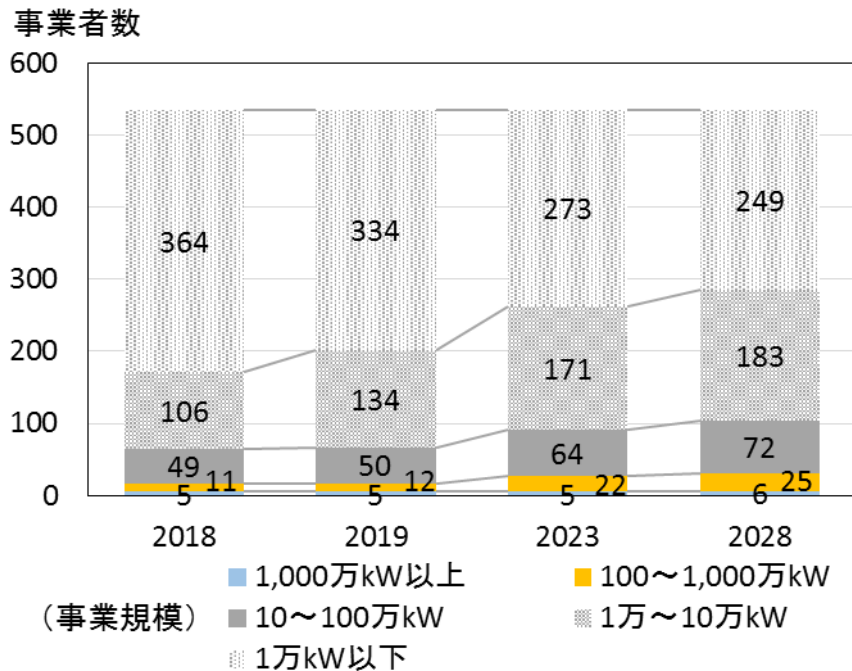


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

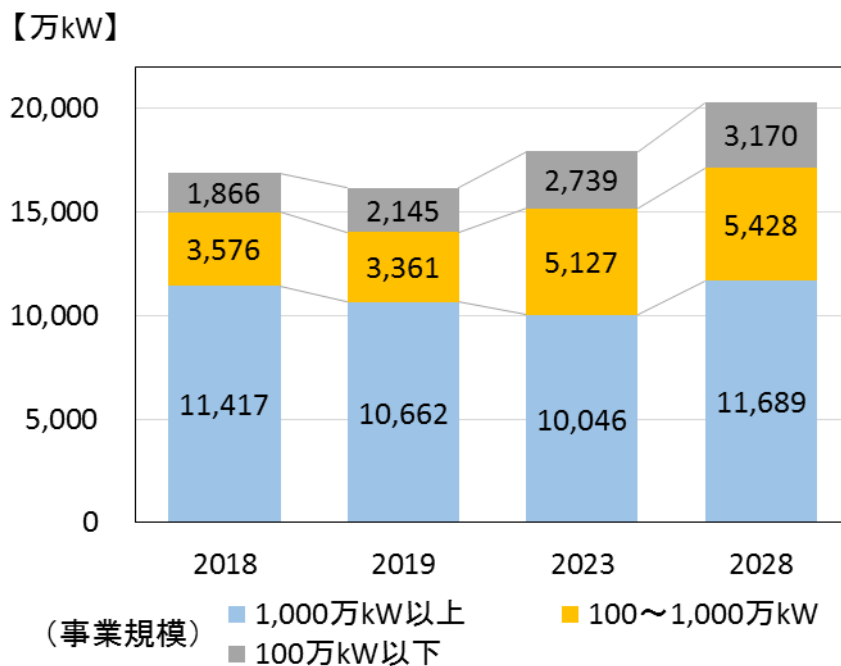


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

中小規模（100万kW以下）の事業者が規模を拡大する計画としている。

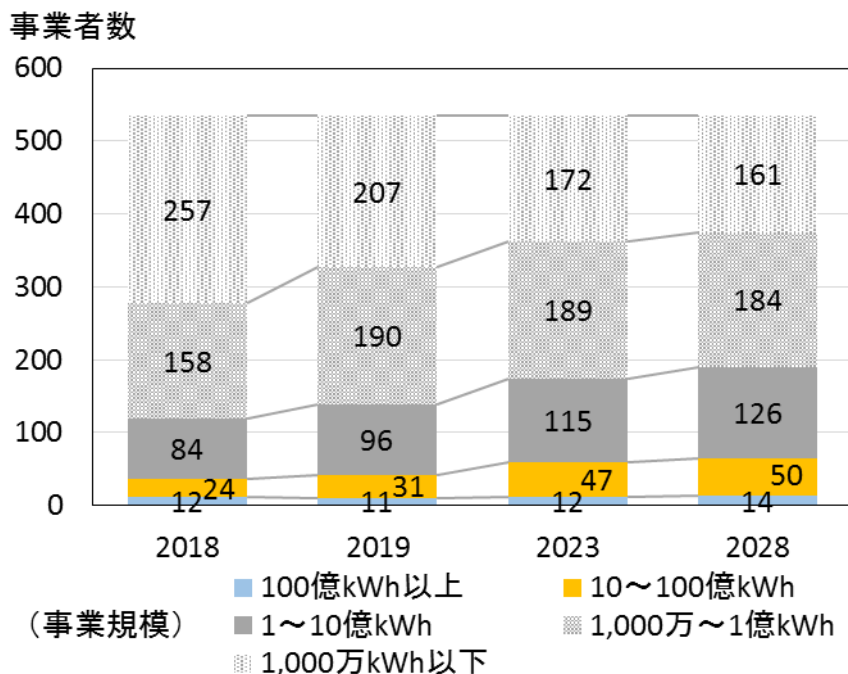


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

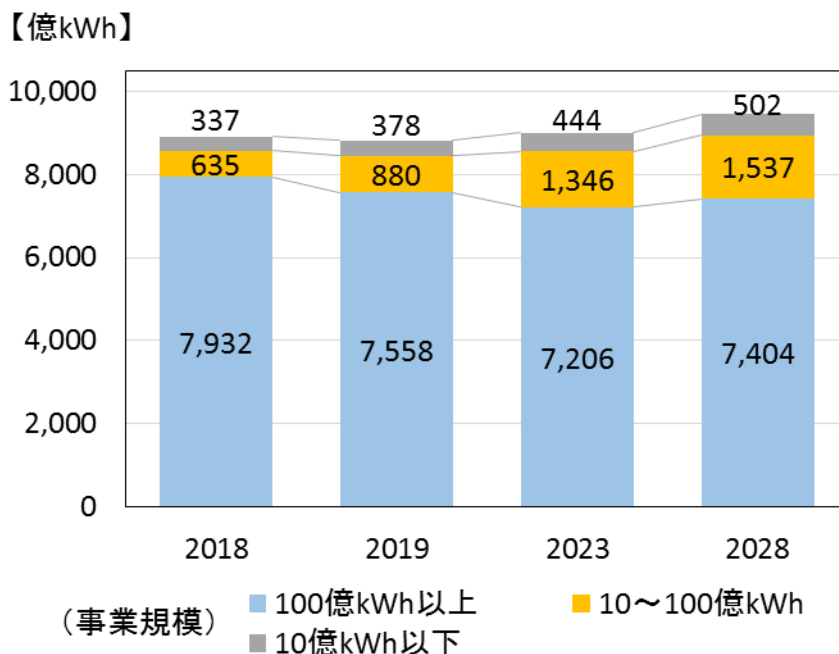


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2019年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2019年度時点で小売計画を計上していない事業者(68者)を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

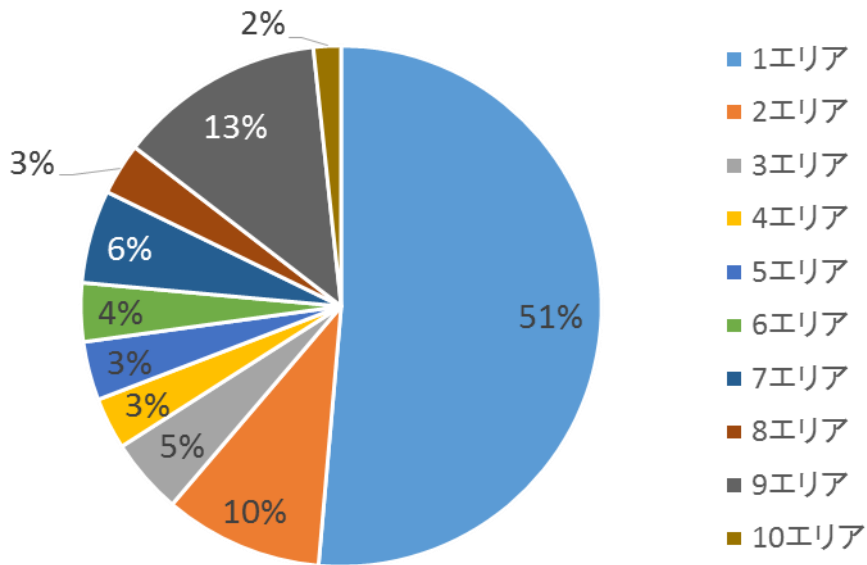


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

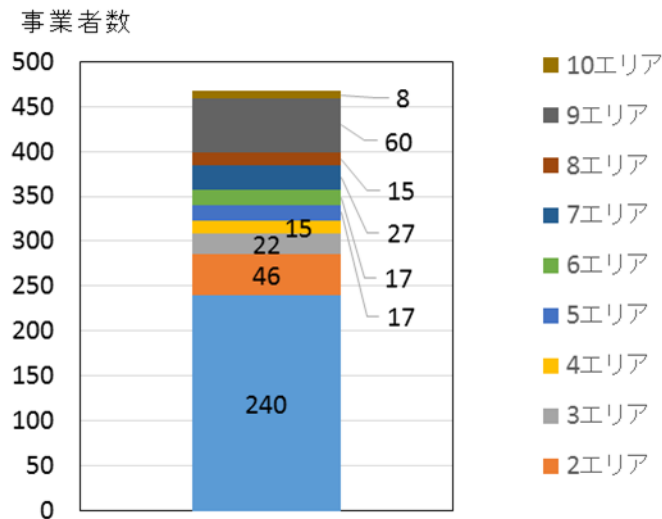


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2019年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要を図6-7に示す。概ね、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。

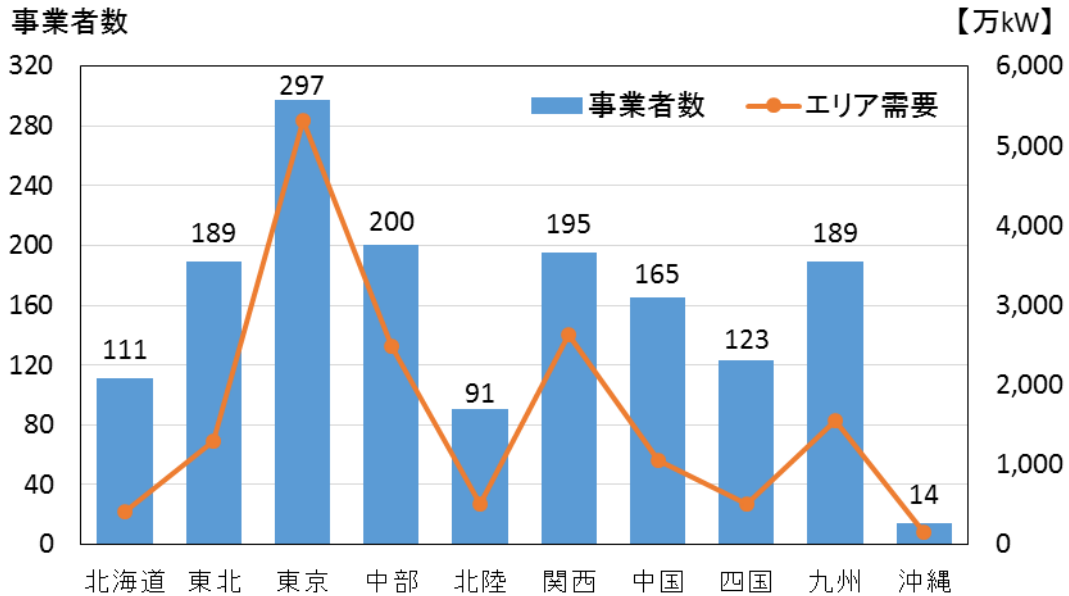


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

(3) 小売電気事業者の供給力確保状況

2019年度以降10年間の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³⁹⁾）の推移を、表6-1及び図6-8に示す。特に中長期断面では、現時点で供給力を「調達先未定⁴⁰⁾」として計画していることがわかる。

表6-1 全小売電気事業者の確保済供給力の状況（8月15時、送電端）

【万kW %】

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
需要電力 (エリア計)	15,907	15,877	15,855	15,833	15,814
確保済 供給力	15,334	15,368	14,721	14,453	14,239
比率 ³⁹⁾	96.4%	96.8%	92.8%	91.3%	90.0%
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
需要電力 (エリア計)	15,792	15,771	15,749	15,757	15,735
確保済 供給力	14,110	14,015	12,112	12,105	12,048
比率 ³⁹⁾	89.3%	88.9%	76.9%	76.8%	76.6%

³⁹⁾ エリア確保済供給力比率＝全小売電気事業の確保済み供給力÷エリア需要（全国計）×100%

⁴⁰⁾ 調達先未定とは、供給計画届出書様式に記載されているもので、小売電気事業者が市場調達等も含め、今後調達を予定しているものをいう。

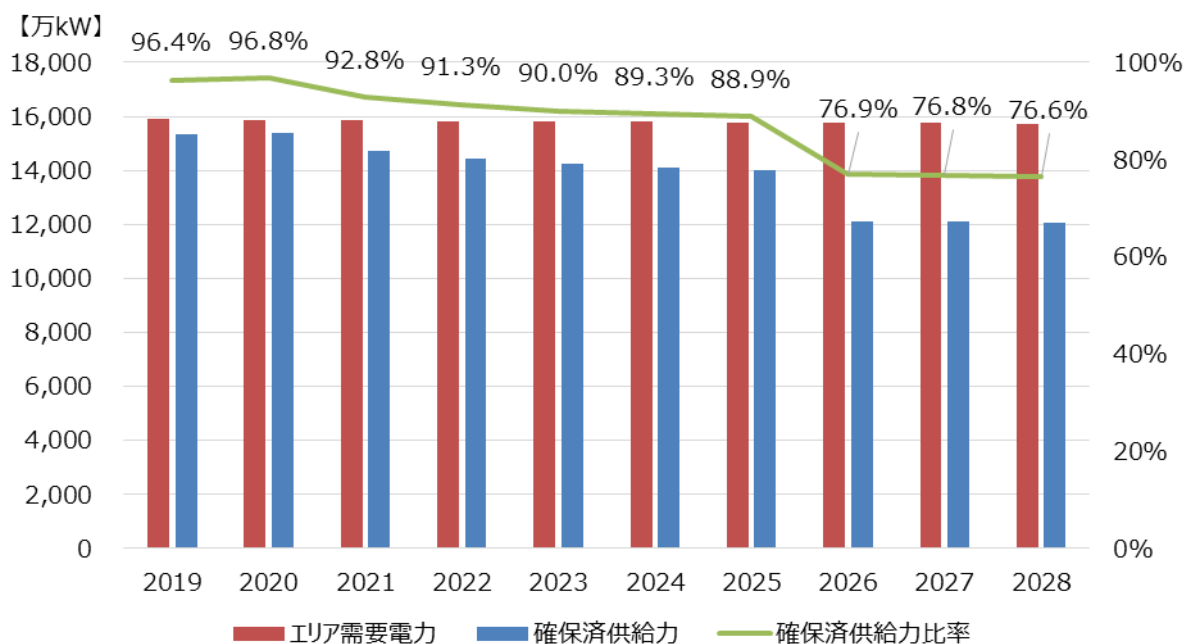


図6-8 エリア需要に対する小売電気事業者の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9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は十分な供給力を確保している。

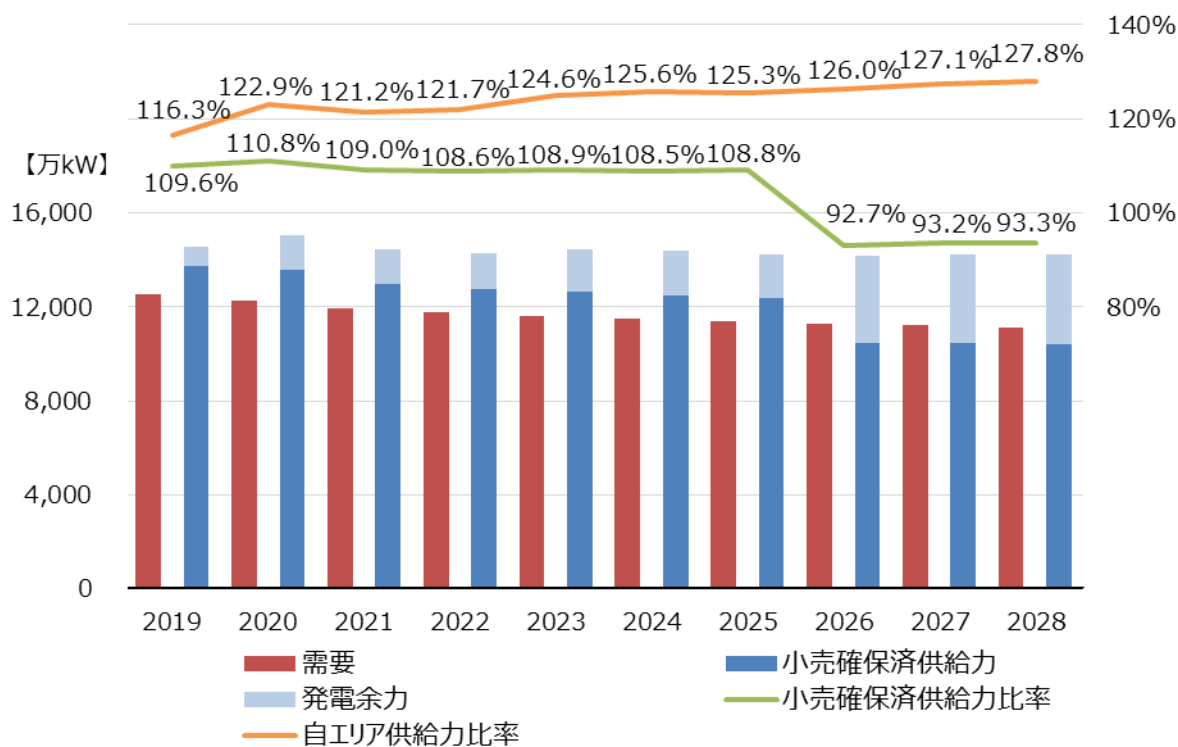


図6-9 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁴¹（8月15時、送電端）

⁴¹ 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。

ただし、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。また、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（図6-10）。

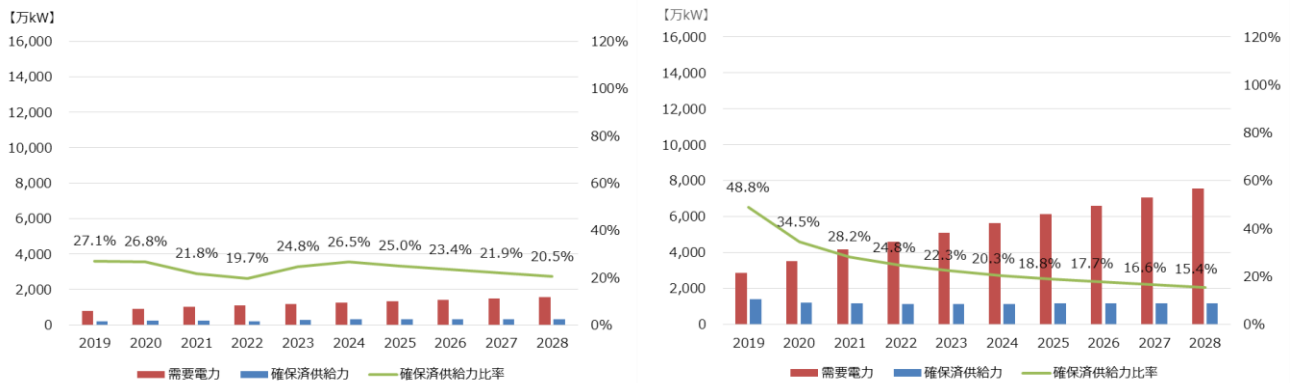


図6-10 旧一電・他エリア（左図）とその他新電力（右図）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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）の推移について図6-11に示す。

旧一般電気事業者の小売部門としては、他エリアを含めても十分な供給力を確保している。

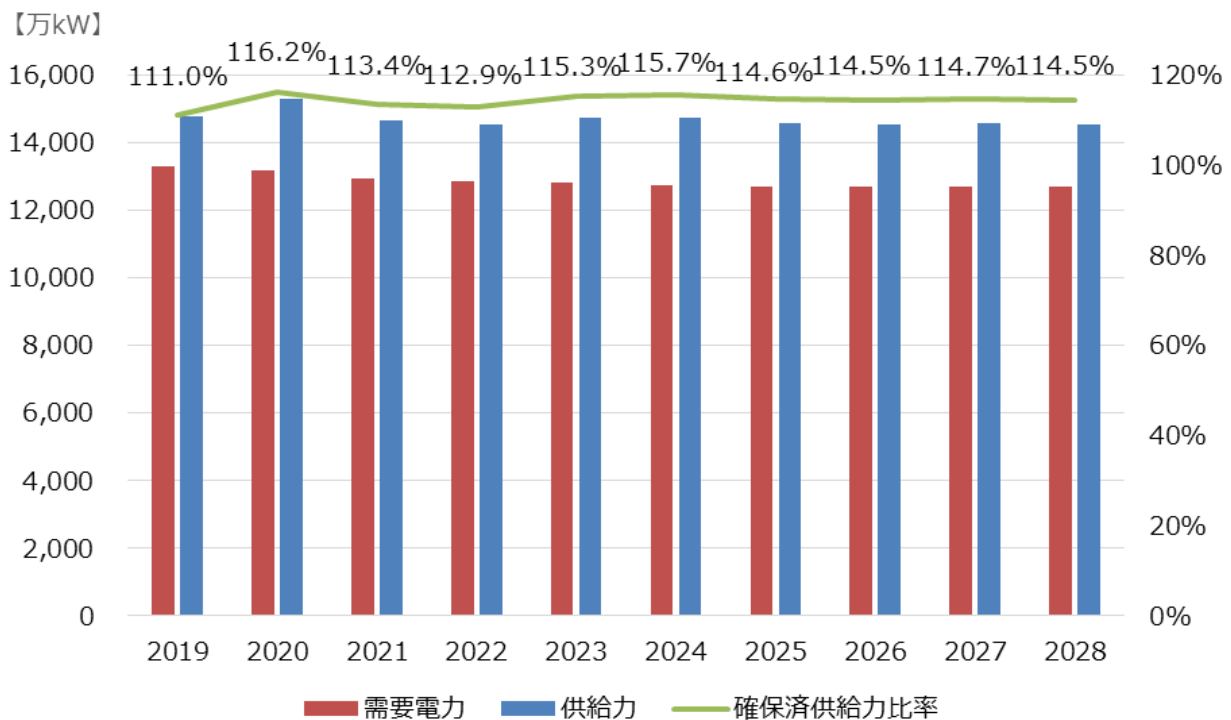


図6-11 旧一電および旧一電が過半の資本を占める事業者の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者725者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-13に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

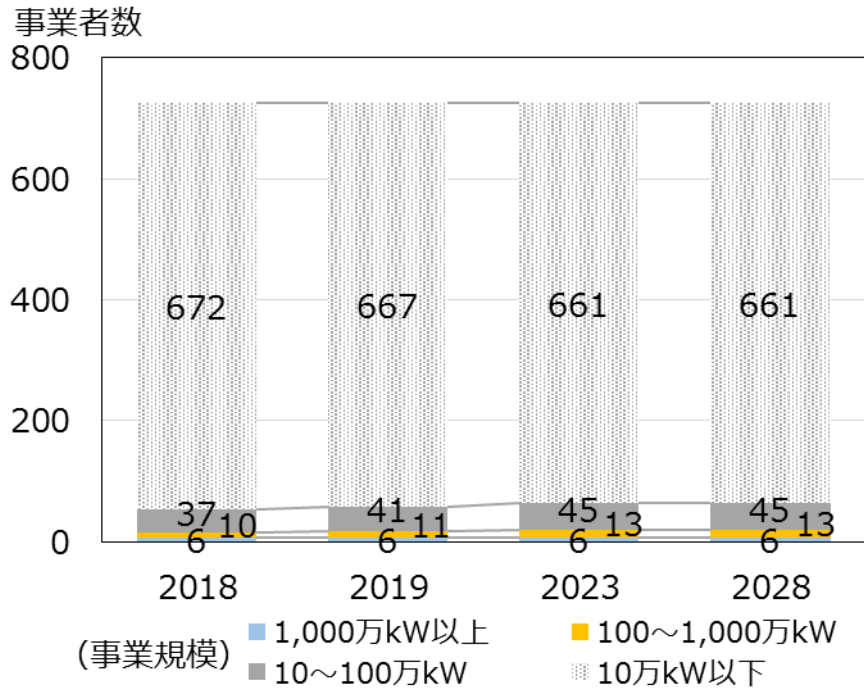


図6-12 供給電力別の発電事業者数

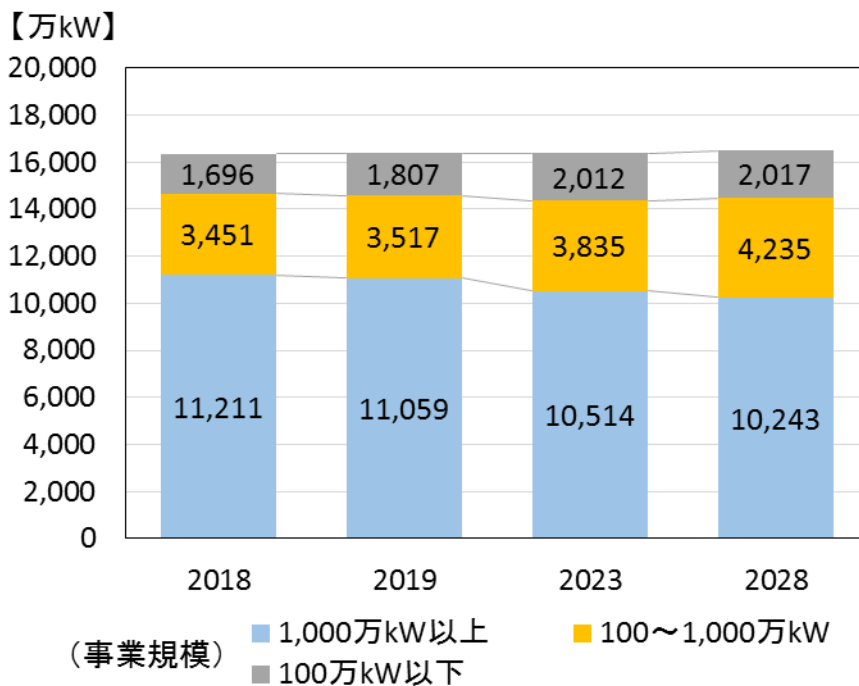


図6-13 各規模別の供給電力（積算）

同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-14、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-15に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

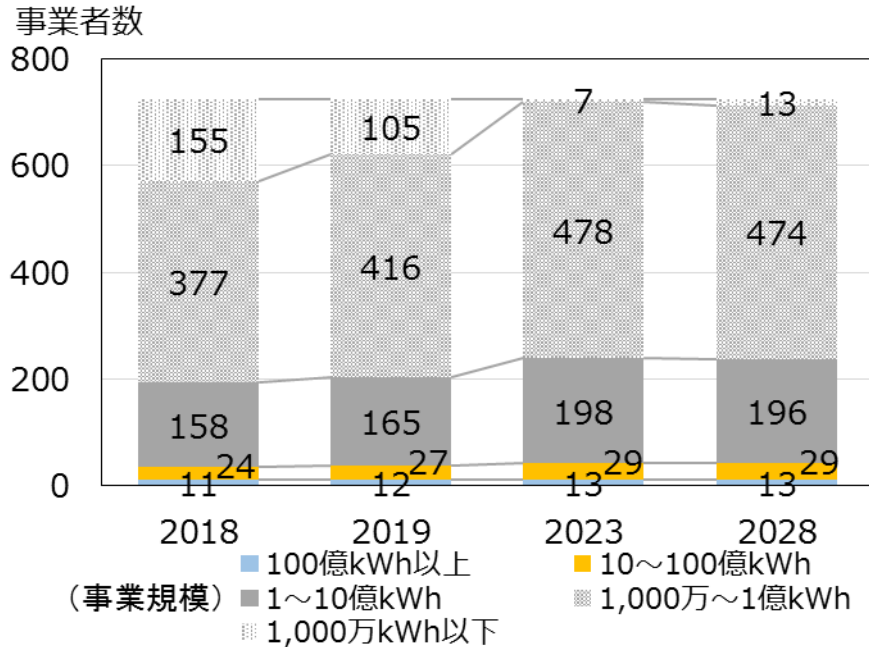


図6-14 供給電力量別の発電事業者数

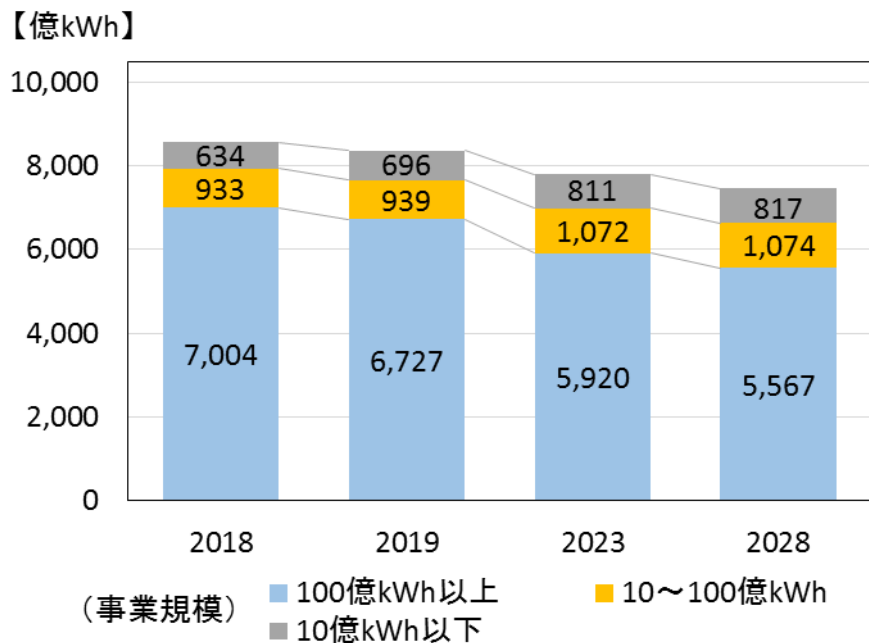


図6-15 各規模別の供給電力量 (積算)

また、当該発電事業者が2019年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-16に示す。なお、2019年度内に発電設備を計上していない事業者（84者）を除いて集計している。

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。

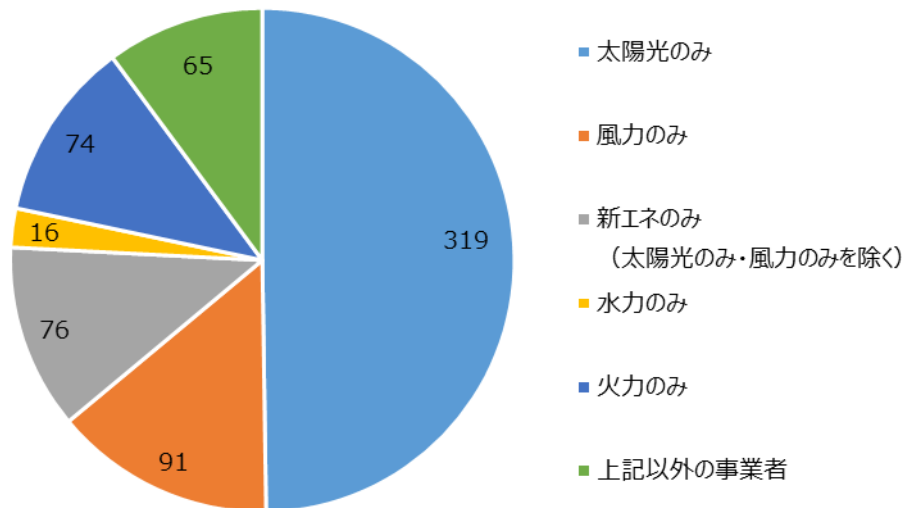


図6-16 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2019年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-17、事業者数を図6-18に示す。なお、2019年8月時点で保有設備を計上していない事業者（117者）を除いて集計している。

全体の4分の3程度の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

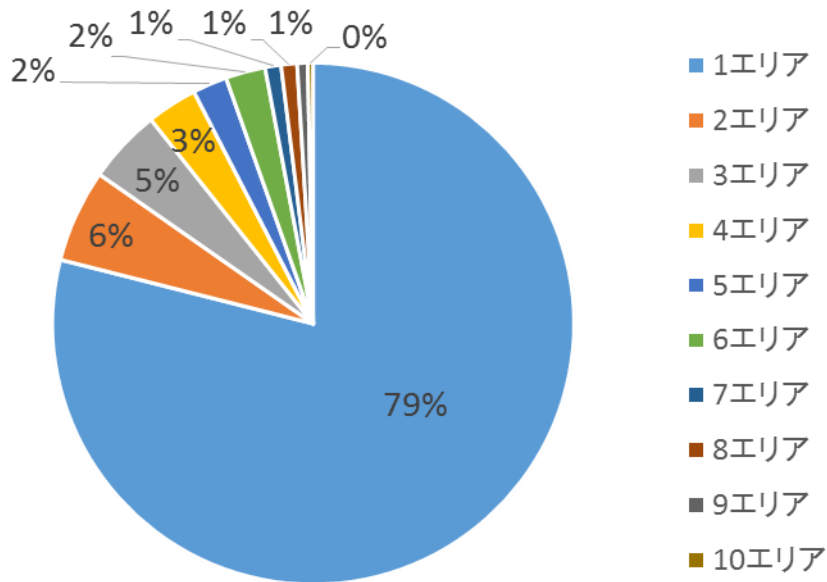


図6-17 事業エリア数毎の発電事業者比率

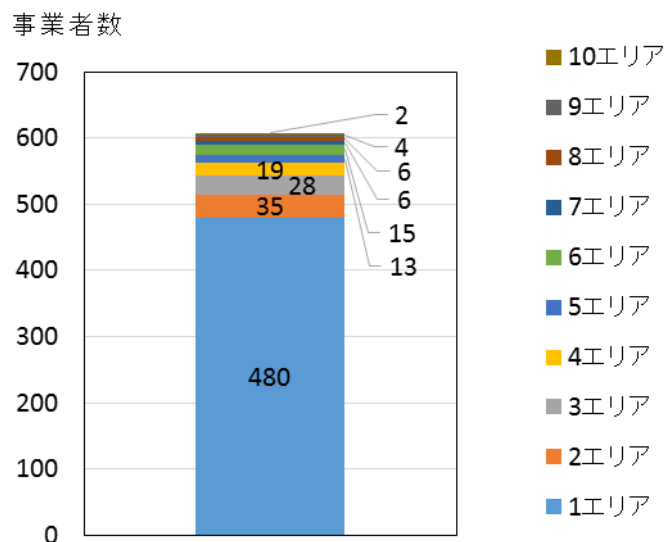


図6-18 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2019年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-19に示す。特に北海道・東北・中国・四国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。

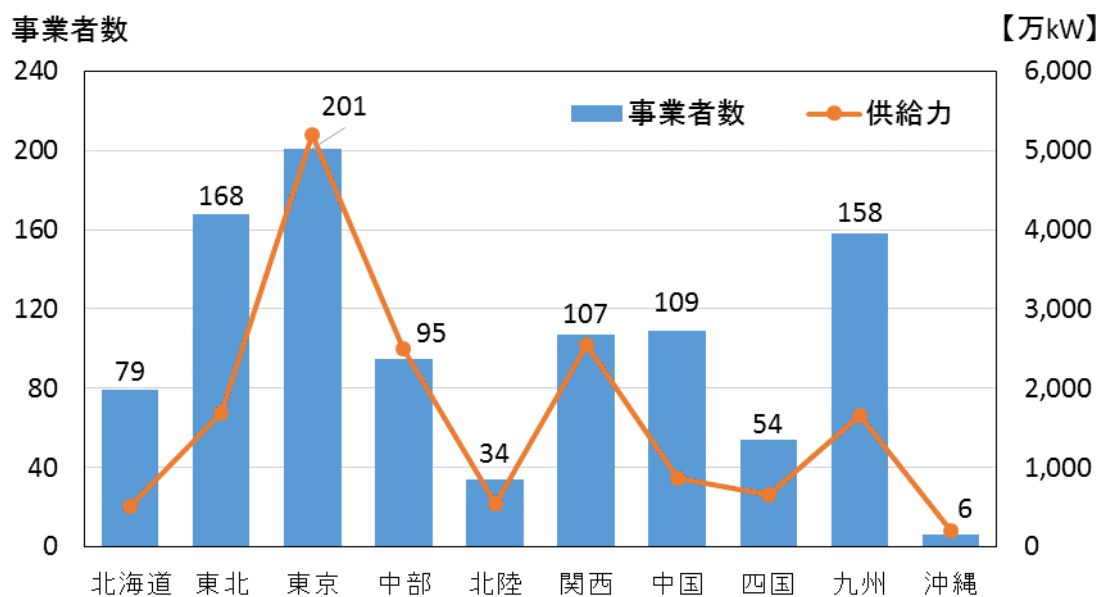


図6-19 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

7. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

I. 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。

○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

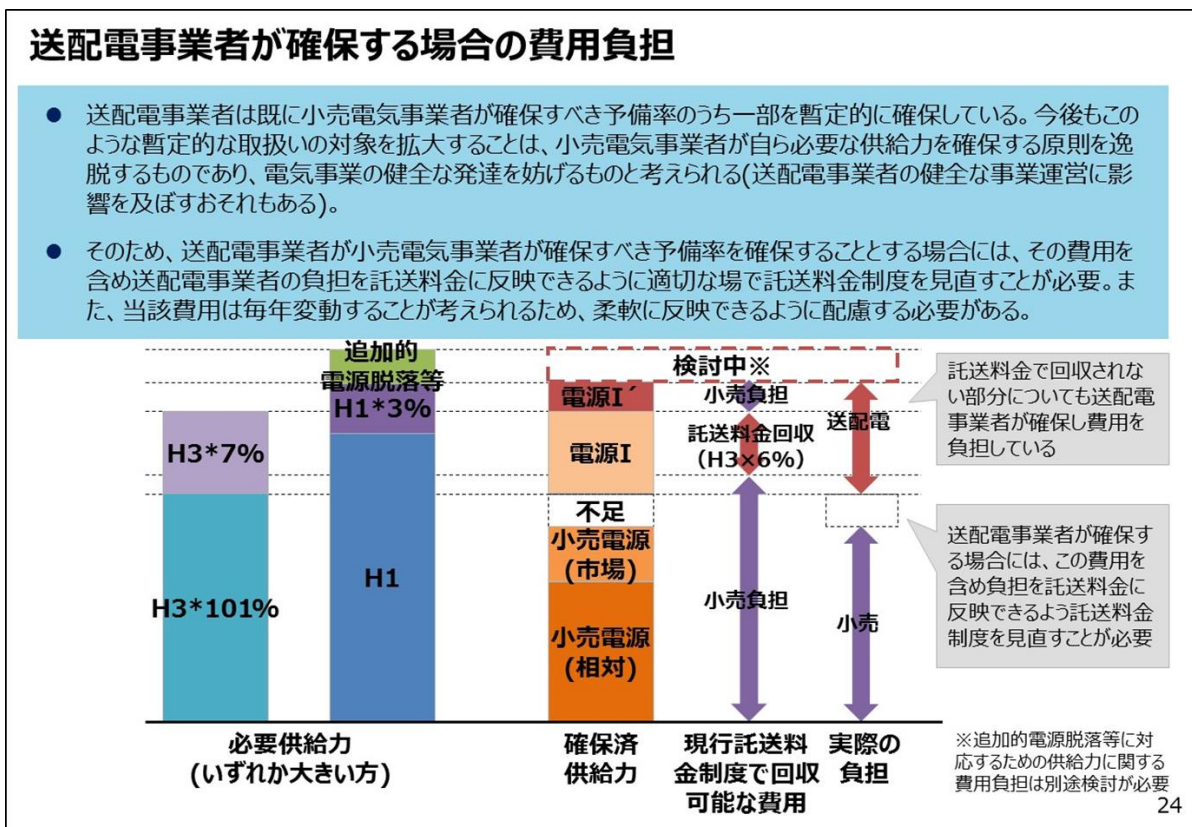
事業者が主体となって供給力を確保せざるを得ない。

○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。

<参考1> 国の制度検討作業部会での検討内容

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



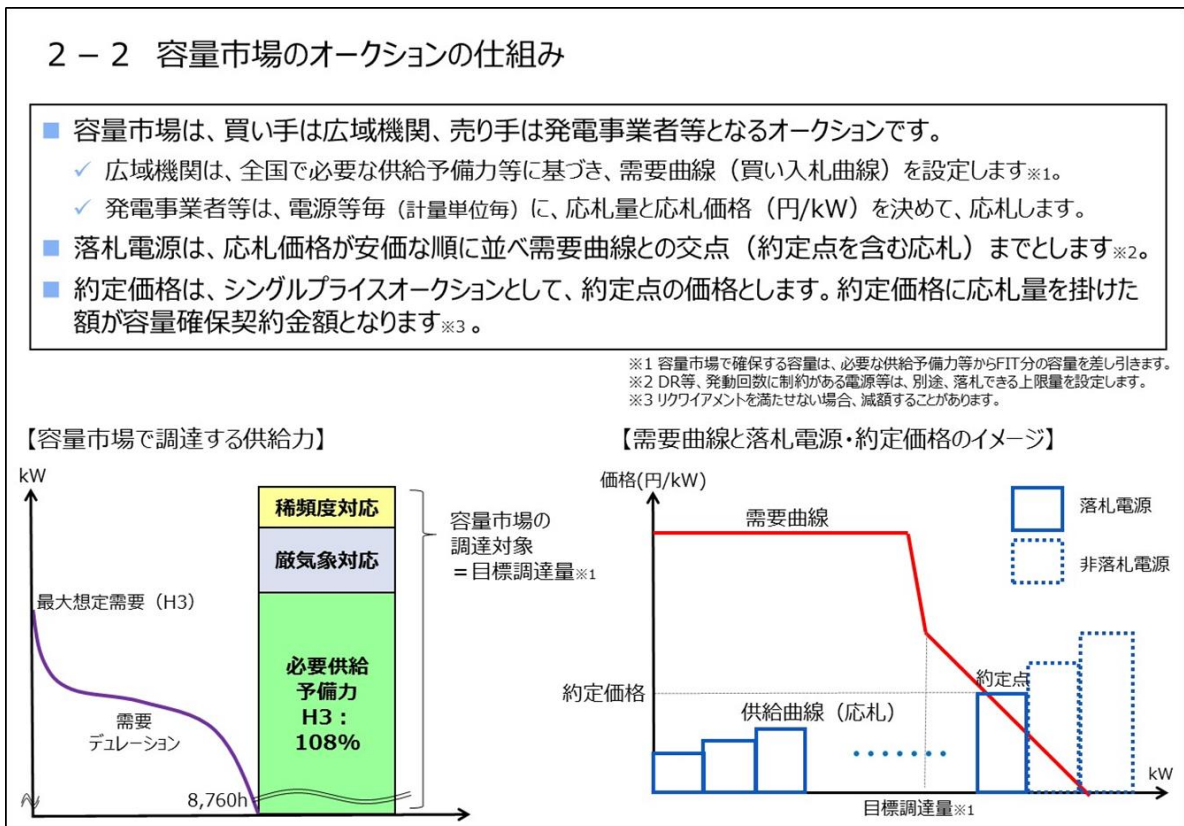
II. 容量市場創設後の供給計画のあり方

- 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。

<参考2> 容量市場で調達する供給力

出典：「容量市場概要説明会（3月公表資料）」資料から抜粋

（ご参考：広域機関ホームページURL http://www.occto.or.jp/kaiin/oshirase/files/youryou_setsumei0311.pdf）

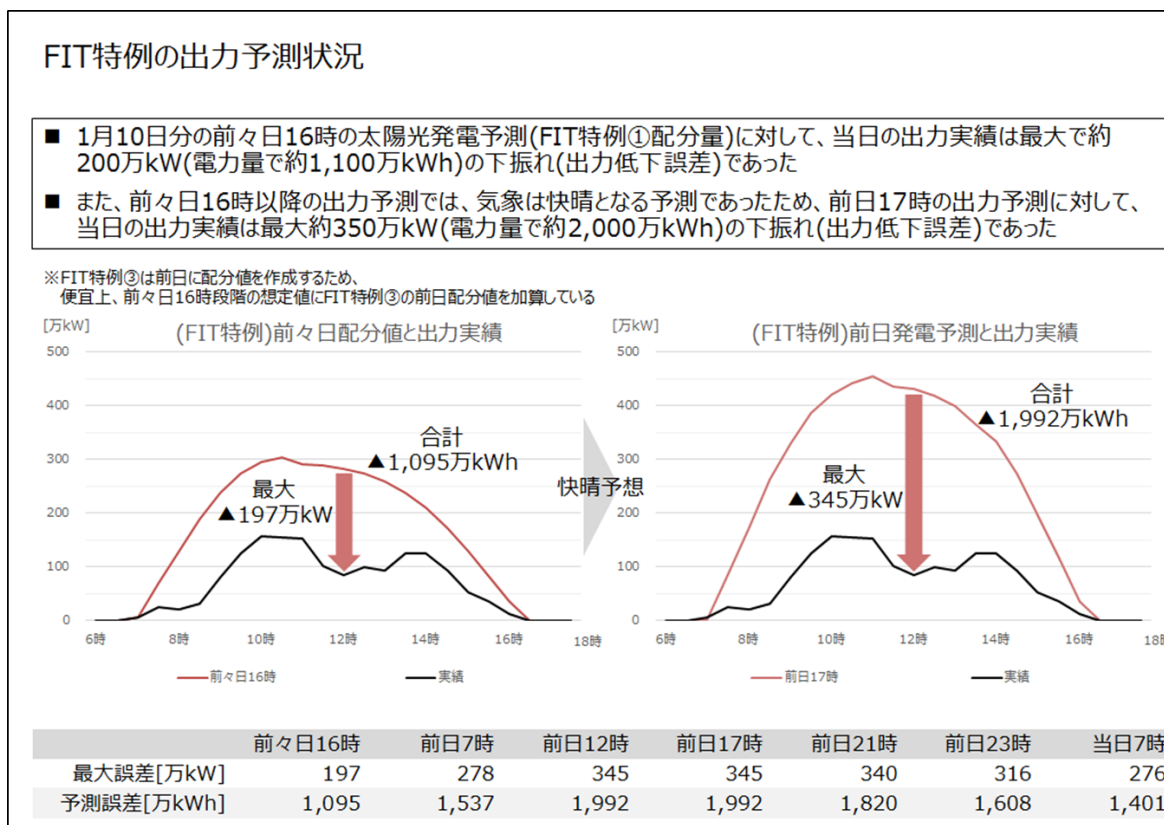


Ⅲ. 再エネ大量導入の下でのレジリエンス強化に向けた調整力について

- 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る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月の中部エリアでの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。

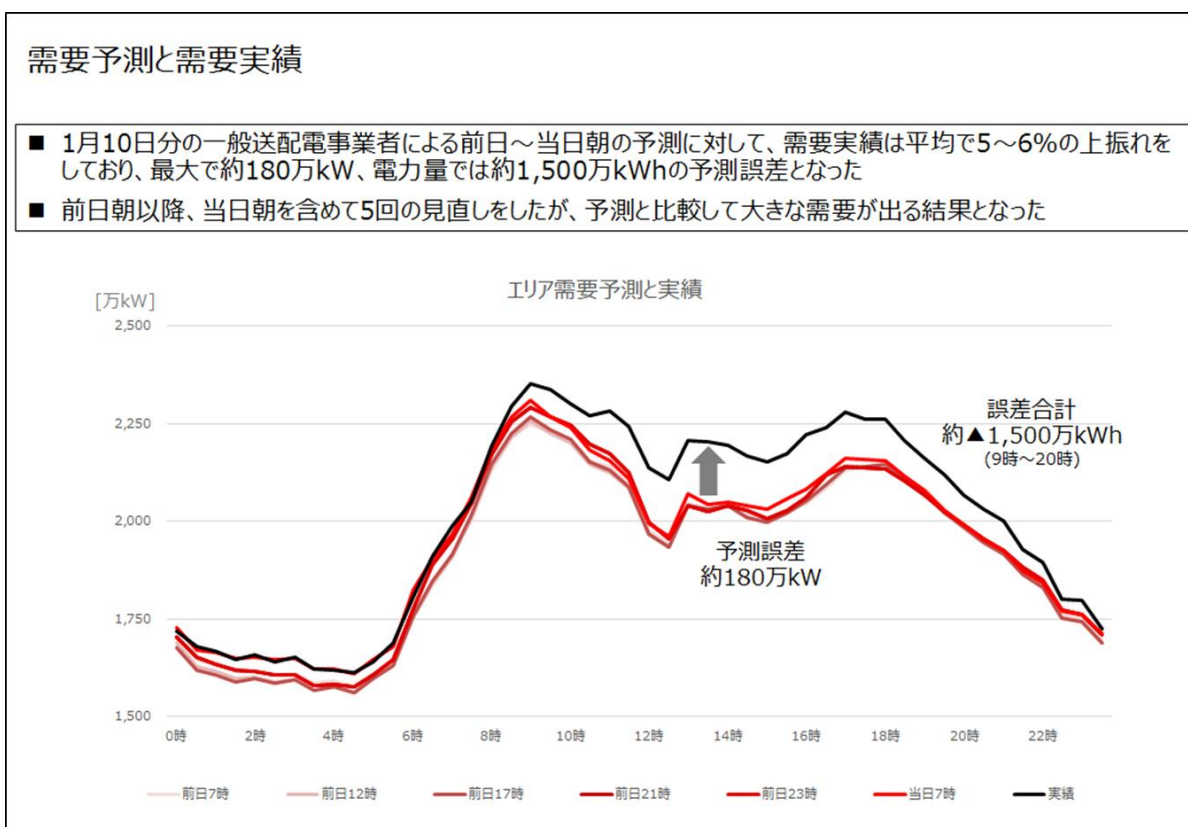
<参考3> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

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



<参考4> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

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



<参考5> 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での 検討内容

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。

＜参考6＞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での検討内容
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）】

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 当該年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 別1

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・ 別3

別紙 1. 当該年度の需給見通し（短期）

2019年度エリア別の予備率最小時刻の需要電力を表（別）1-1、供給力を表（別）1-2、供給予備力を表（別）1-3、供給予備率を表（別）1-4に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）1-5に示す。

表（別）1-1 各月別の需要電力見通し

【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
北海道	403	369	365	407	420	401	415	456	486	499	493	459
東北	1,060	975	1,047	1,262	1,270	1,145	1,067	1,187	1,312	1,375	1,360	1,268
東京	3,848	3,649	4,081	5,311	5,311	4,512	3,695	4,026	4,382	4,698	4,698	4,312
東3社計	5,311	4,993	5,493	6,980	7,001	6,058	5,177	5,669	6,180	6,572	6,551	6,039
中部	1,837	1,905	2,056	2,416	2,416	2,188	1,961	1,964	2,215	2,311	2,311	2,149
北陸	373	372	410	495	495	458	373	424	476	499	499	471
関西	1,847	1,842	2,141	2,607	2,607	2,308	1,913	1,993	2,367	2,420	2,420	2,176
中国	756	757	842	1,028	1,028	911	779	837	998	1,016	1,016	909
四国	350	355	402	503	503	441	364	375	464	464	464	414
九州	1,044	1,044	1,157	1,484	1,482	1,320	1,162	1,179	1,486	1,506	1,506	1,281
中西6社計	6,207	6,274	7,008	8,533	8,531	7,625	6,551	6,772	8,006	8,216	8,216	7,400
9社合計	11,518	11,267	12,501	15,513	15,532	13,683	11,728	12,441	14,186	14,788	14,767	13,439
沖縄	104	121	139	148	148	143	132	112	99	104	103	97
10社合計	11,623	11,389	12,640	15,661	15,680	13,826	11,861	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536

表（別）1-2 各月別の供給力見通し

【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
北海道	549	544	573	493	513	501	497	545	608	597	599	568
東北	1,270	1,236	1,224	1,443	1,416	1,294	1,171	1,330	1,460	1,525	1,523	1,425
東京	4,624	4,773	4,846	5,761	5,773	5,531	4,574	4,692	5,260	5,561	5,481	5,336
東3社計	6,442	6,553	6,643	7,697	7,702	7,326	6,243	6,566	7,327	7,683	7,603	7,329
中部	2,332	2,306	2,461	2,618	2,660	2,577	2,335	2,301	2,409	2,545	2,584	2,527
北陸	478	461	471	575	550	529	422	458	541	546	545	547
関西	2,412	2,308	2,441	2,778	2,751	2,678	2,293	2,390	2,573	2,706	2,673	2,553
中国	938	923	984	1,157	1,143	1,045	929	942	1,004	1,102	1,116	1,060
四国	500	497	523	605	584	507	450	472	537	483	489	424
九州	1,415	1,315	1,304	1,627	1,553	1,443	1,351	1,366	1,566	1,650	1,644	1,610
中西6社計	8,075	7,809	8,184	9,359	9,241	8,778	7,781	7,930	8,631	9,033	9,049	8,719
9社合計	14,517	14,362	14,827	17,056	16,944	16,105	14,023	14,496	15,958	16,716	16,652	16,049
沖縄	162	172	188	197	197	198	194	172	172	177	184	179
10社合計	14,679	14,535	15,016	17,253	17,141	16,303	14,218	14,668	16,130	16,893	16,836	16,228

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

	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	146	175	208	86	93	100	82	89	122	98	106	109
東北	210	261	177	181	146	150	104	143	148	150	163	157
東京	776	1,124	765	450	462	1,019	879	666	878	863	783	1,024
東3社計	1,131	1,560	1,150	717	701	1,269	1,066	897	1,147	1,111	1,052	1,290
中部	495	401	405	202	244	389	374	337	194	234	273	378
北陸	105	89	61	79	55	71	50	34	65	47	46	76
関西	565	466	300	170	144	370	380	397	206	286	253	377
中国	182	166	142	129	115	134	150	105	6	86	100	151
四国	150	142	121	102	81	66	86	97	73	19	25	10
九州	371	271	147	142	72	123	189	187	80	144	138	329
中西6社計	1,867	1,535	1,176	826	710	1,153	1,229	1,158	625	817	833	1,320
9社合計	2,998	3,095	2,326	1,543	1,411	2,422	2,295	2,056	1,772	1,928	1,885	2,610
沖縄	58	51	50	49	50	55	62	60	73	73	80	82
10社合計	3,056	3,146	2,376	1,592	1,461	2,477	2,357	2,116	1,846	2,001	1,966	2,692

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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%

8%未満

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率【再掲】

	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%

：8%以上に改善したエリア

別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2019 年度以降 10 年間のエリア別の需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4 に示す。また、連系線空容量と他エリアの 8% を上回るエリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）2-5 に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの 1 月断面の需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9 に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8 月 17 時）

【万 kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	420	420	419	419	419	418	418	418	418	418
東北	1,270	1,268	1,267	1,263	1,259	1,254	1,249	1,244	1,239	1,234
東京	5,132	5,109	5,112	5,115	5,118	5,122	5,127	5,131	5,148	5,152
東 3 社計	6,822	6,797	6,798	6,797	6,796	6,794	6,794	6,793	6,805	6,804
中部	2,416	2,419	2,407	2,397	2,386	2,375	2,365	2,354	2,357	2,346
北陸	495	495	495	495	495	495	494	494	494	494
関西	2,607	2,597	2,588	2,581	2,574	2,567	2,560	2,552	2,545	2,538
中国	1,028	1,030	1,029	1,027	1,025	1,024	1,022	1,020	1,019	1,017
四国	496	495	494	492	491	490	488	487	486	485
九州	1,544	1,544	1,544	1,544	1,545	1,545	1,546	1,546	1,547	1,547
中西 6 社計	8,586	8,579	8,556	8,536	8,516	8,496	8,475	8,453	8,448	8,427
9 社合計	15,408	15,377	15,354	15,332	15,312	15,289	15,269	15,246	15,253	15,231
沖縄	148	149	150	150	151	152	152	153	153	154
10 社合計	15,556	15,526	15,504	15,483	15,463	15,441	15,421	15,399	15,406	15,385

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8 月 17 時）

【万 kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	513	509	573	576	580	581	582	580	627	627
東北	1,416	1,379	1,500	1,515	1,514	1,521	1,521	1,549	1,550	1,551
東京	5,594	5,743	5,614	5,452	5,623	5,740	5,975	5,940	5,944	5,951
東 3 社計	7,523	7,631	7,688	7,543	7,717	7,842	8,077	8,069	8,121	8,129
中部	2,660	2,642	2,432	2,498	2,501	2,504	2,496	2,501	2,503	2,503
北陸	550	553	545	544	544	543	537	536	535	535
関西	2,751	2,895	2,674	2,700	2,756	2,759	2,646	2,662	2,663	2,663
中国	1,143	1,196	1,227	1,140	1,175	1,177	1,181	1,183	1,180	1,181
四国	576	645	561	549	595	594	594	595	595	595
九州	1,684	1,801	1,783	1,799	1,813	1,733	1,734	1,715	1,718	1,718
中西 6 社計	9,364	9,732	9,222	9,229	9,384	9,310	9,189	9,193	9,195	9,194
9 社合計	16,887	17,364	16,910	16,772	17,102	17,151	17,266	17,262	17,316	17,323
沖縄	201	211	204	208	202	214	214	214	214	214
10 社合計	17,088	17,575	17,113	16,980	17,303	17,365	17,480	17,476	17,530	17,537

表（別） 2－3 中長期の供給予備力見通し（8月17時）

[万kW]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	93	89	154	157	161	163	164	162	209	209
東北	146	111	234	253	256	267	272	305	311	317
東京	462	634	502	337	505	618	848	809	796	799
東3社計	701	834	890	746	922	1,048	1,284	1,276	1,316	1,325
中部	244	223	25	101	115	129	131	147	146	157
北陸	55	58	50	49	49	48	44	43	42	41
関西	144	298	85	119	182	192	86	110	119	125
中国	115	166	198	113	150	153	159	163	161	164
四国	80	150	67	57	104	104	106	108	109	110
九州	140	258	240	255	268	188	188	169	170	170
中西6社計	778	1,153	666	693	868	814	714	740	747	767
9社合計	1,479	1,987	1,556	1,440	1,790	1,862	1,997	2,016	2,063	2,092
沖縄	53	63	54	58	51	62	62	61	61	60
10社合計	1,532	2,050	1,610	1,498	1,841	1,924	2,059	2,077	2,123	2,152

表（別） 2－4 中長期の供給予備率見通し（8月17時）【再掲】

	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%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月17時）【再掲】

	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%

: 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 中長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	499	499	498	498	497	497	497	496	496	496
東北	1,375	1,373	1,371	1,368	1,364	1,360	1,356	1,352	1,348	1,344

表（別） 2－7 中長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	597	599	571	580	580	581	582	631	631	631
東北	1,525	1,508	1,524	1,539	1,538	1,541	1,542	1,568	1,571	1,572

表（別） 2－8 中長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	98	100	73	82	83	84	85	135	135	135
東北	150	135	153	171	174	181	186	216	223	228

表（別） 2－9 中長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	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%

2019年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

2019年度の供給計画の取りまとめにあたって、電気事業法第29条第2項の規定に基づき、以下のとおり意見します。

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。

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。

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、将来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。

¹ 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 第29回制度検討作業部会 資料3-1参照

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月の中部エリアでの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Ⅰ¹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。

以上

² 三次調整力²（Replacement Reserve for FIT）は、一般送配電事業者がFIT特例制度¹³を利用して再エネに関して、前々日（特例制度³は前日）からGCまでに発生する予測誤差を調整するために設けた調整力の商品。

2019年度年次報告書
供給計画の取りまとめ

2019年3月

電力広域的運営推進機関

はじめに

電力広域的運営推進機関（以下、本機関）は、電気事業法第29条第1項に基づき電気事業者が国に届け出た2019年度供給計画について、業務規程第29条及び第181条に基づきこれを取りまとめたため、公表する。

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た2019年度供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、2019年度供給計画取りまとめでは、2018年11月30日までに電気事業者となった者（1,296者）と、2018年12月1日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）の合計1,299者を対象に取りまとめを行った。

2019年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	725
小売電気事業者	535
登録特定送配電事業者	22
特定送配電事業者	5
送電事業者	2
一般送配電事業者	10
合計	1,299

目次

ページ

I. 電力需要想定	1
1. 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	1
2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）	3
II. 需給バランス	5
1. 需給バランス評価方法について	5
2. 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	6
3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）	10
(参考①) 当該年度及び当該年度以降10年間の需給バランス評価	15
(参考②) 今後見込まれる供給力を加算した場合	18
III. 電源構成の変化に関する分析	20
1. 電源構成（kW）の推移	20
2. 発電端電力量（kWh）の推移	22
3. 電源別設備利用率の推移	24
4. エリア別電源構成および発電電力量	26
5. 電源開発計画	27
IV. 送配電設備の増強計画	28
1. 主要送電線路の整備計画	31
2. 主要変電所の整備計画	34
3. 送変電設備の整備計画（総括）	36
V. 広域的運営の状況	38

VI. 電気事業者の特性分析	40
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	40
2. 小売電気事業者のエリア展開	42
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	43
4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	46
5. 発電事業者のエリア展開	49
VII. その他	51
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	51
VIII. まとめ（2019年度供給計画の取りまとめ）	57
別紙1. 当該年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別3

I. 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）

① 8月の最大3日平均電力¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2018年度の実績及び2019年度の見通し³を、表1-1に示す。

2019年度の見通し15,907万kWは、2018年度の気温補正⁴後の実績15,970万kWに対して、0.4%の減少となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2018年度 実績 (気温補正後)	2019年度 見通し
15,970万kW	15,907万kW (▲0.4%*)

※2018年度実績に対する増加率

② 当該年度の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た各月別のエリア需要を全国合計したものを、表1-2に示す。

夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を1千万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,641	11,446	12,748	15,872	15,907	13,899
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,887	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536

¹ 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力（1時間平均値）を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

² エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の流通設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項に基づき公表したもの。

³ 2019年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2018年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

⁴ 気温補正とは、冷夏・暖冬など気象条件による冷暖房機器などの稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

③ 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2018年度の推定実績⁵及び2019年度の見通しを、表1-3に示す。

2019年度の見通し8,905億kWhは、2018年度の気温補正後の推定実績8,869億kWhに対して、0.4%の増加となっている。

表1-3 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2018年度 推定実績 (気温補正後)	2019年度 見通し
8,869 億 kWh	8,905 億 kWh (+0.4% [※])

※2018年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては2018年4～11月の実績値及び2018年12月～2019年3月の推定値を合算している。

2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2018年11月28日公表）の主なものを、表1-4に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2018年度は538.3兆円、2028年度は572.5兆円となり、年平均0.6%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2018年度は104.3、2028年度は108.5となり、年平均0.4%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	2018年度	2028年度
国内総生産（実質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%] [※]

※2018年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2019年度、2023年度及び2028年度の見通しを、表1-5に示す。また、過去実績と2028年度までの見通しを図1-1に示す。

2023年度の見通しは15,814万kW、2028年度の見通しは15,735万kWとなり、2018年度から2028年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2018年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

なお、昨年度供給計画に比べ年平均増加率が低下しているのは、経済指標の水準低下及び至近の省エネ進展等による需要実績の減少傾向の反映が主な要因である。

表1-5 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2019年度 [再掲]	2023年度	2028年度
15,907万kW	15,814万kW [▲0.2%] [※]	15,735万kW [▲0.1%] [※]

※2018年度見通しに対する年平均増加率

⁶ GDPは2011暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

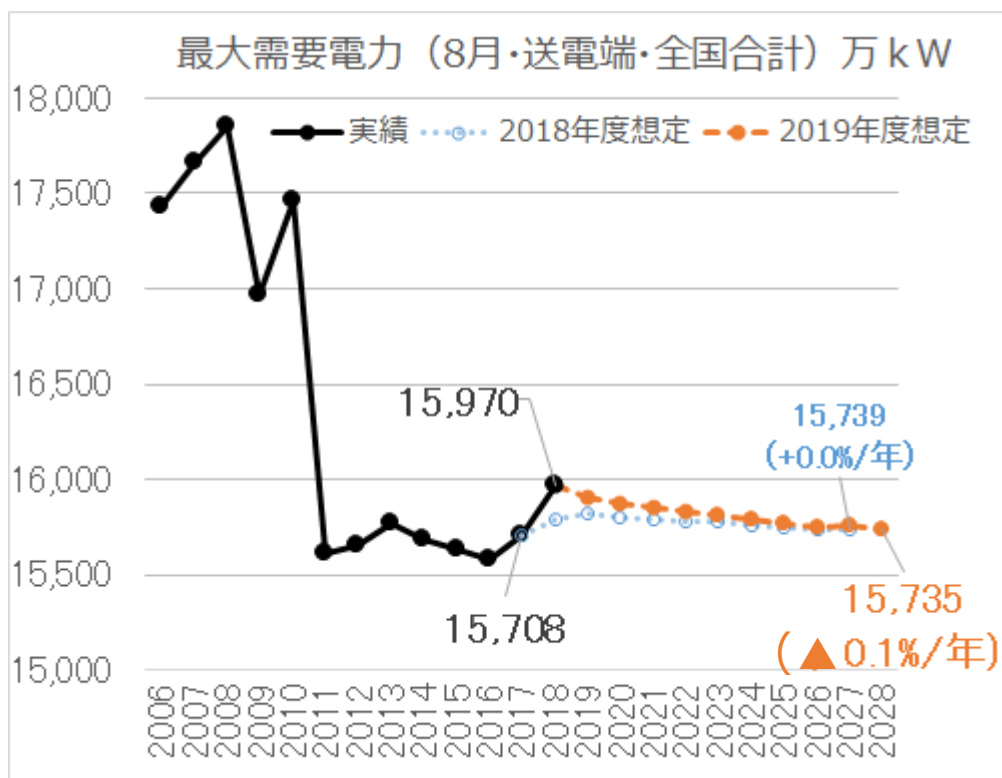


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2019年度、2023年度及び2028年度の見通しを、表1-6に示す。

2023年度の見通しは8,846億kWh、2028年度の見通しは8,821億kWhとなり、2018年度から2028年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2018年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-6 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2019年度 [再掲]	2023年度	2028年度
8,905 億 kWh	8,846 億 kWh [▲0.1%] [※]	8,821 億 kWh [▲0.1%] [※]

※2018年度見通しに対する年平均増加率

Ⅱ. 需給バランス

1. 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力⁸とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。

なお、本機関の「第37回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年3月20日開催）」での審議を踏まえ、エリアごとに予備率⁹が8%以上あること、なお、予備率最小時刻が最大3日平均電力発生時刻以外の場合は、予備率最小時刻でも予備率が8%以上であることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹⁰を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの¹¹も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2019年度供給計画届出書の記載要領（2018年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

なお、2019年度供給計画では、提出時点（2019年3月1日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

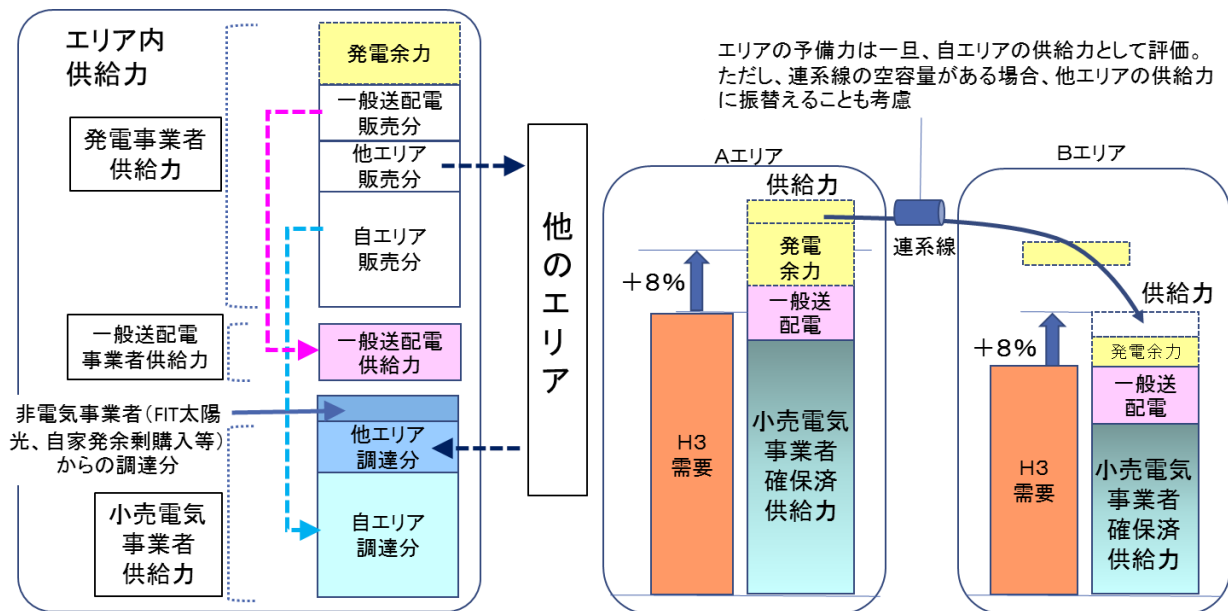


図2-1 需給バランス評価の概要

⁸ 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

⁹ 予備率とは、予備力（供給力－最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

¹⁰ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

¹¹ 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

2. 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

① 前年度の推定実績

2018年8月の供給力（全国合計）と最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。

全国合計の需給バランス実績としては、安定供給の基準とする予備率8%を確保していた。

表2-1 2018年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気温補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,970 万 kW	17,891 万 kW	1,921 万 kW	10.7%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。東京エリアにて予備率8%を下回ったものの、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-2 2018年8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	419	1,297	5,377	2,473	504	2,639	1,028	504	1,552	150
供給力	550	1,603	5,697	2,736	582	2,886	1,222	551	1,877	187
予備率	31.4%	23.6%	6.0%	10.6%	15.4%	9.4%	19.0%	9.2%	20.9%	24.7%

② 当該年度の需給見通し

2019年度各月別の全国合計での需給バランス見通し（予備率最小時刻）を、表2-3及び図2-2に示す。

全国合計では、各月ともに、予備率8%以上となっている。

表2-3 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,623	11,389	12,640	15,661	15,680	13,826
供給力	14,679	14,535	15,016	17,253	17,141	16,303
予備率	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,861	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536
供給力	14,218	14,668	16,130	16,893	16,836	16,228
予備率	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

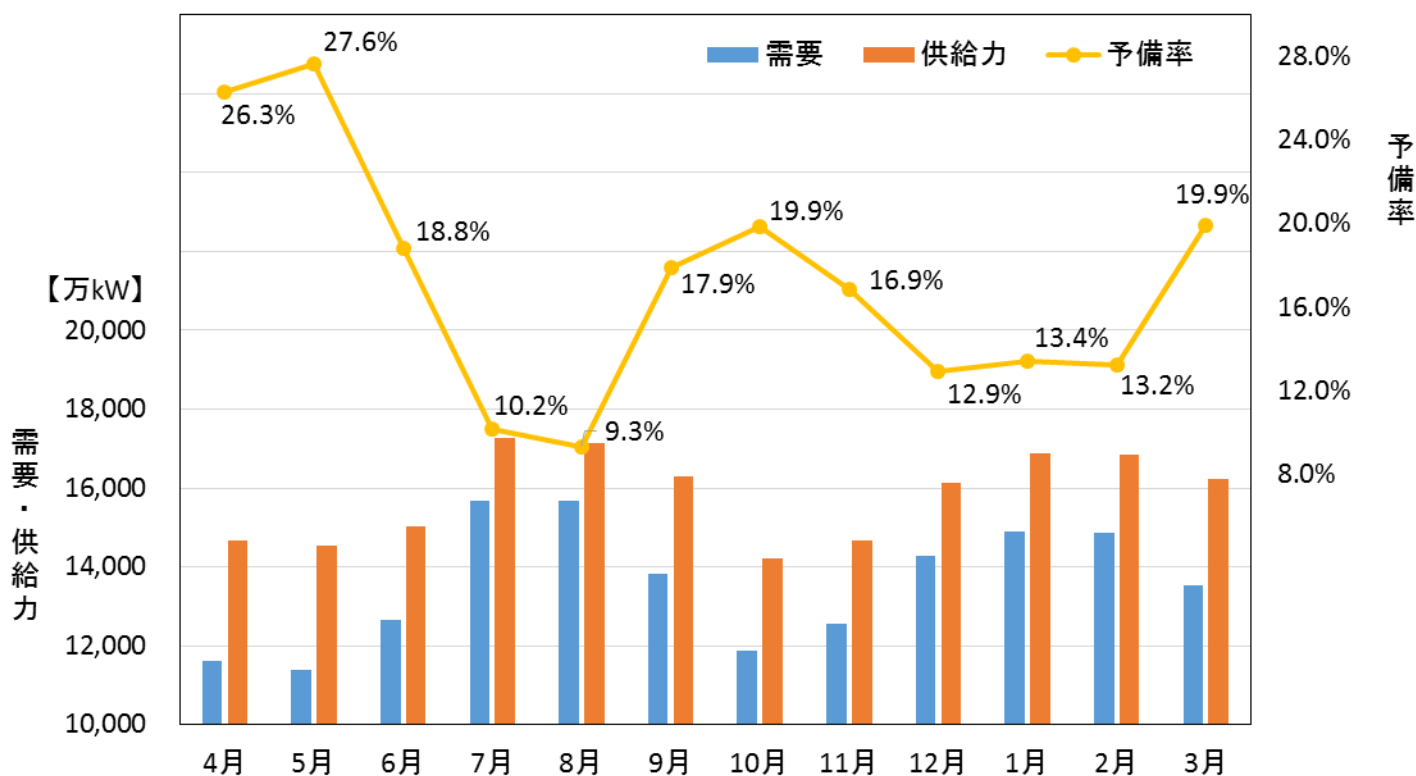


図2-2 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

エリア別の予備率見通し（予備率最小時刻）を、表2-4に示す。また、予備率が8%に満たないエリア・月について、連系線空容量¹²を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率¹³を表2-5に示す。

各エリアの予備率は、一部のエリア・月で8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻 エリア別、送電端）

	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%

8%未満

表2-5 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻）
（連系線活用後、送電端）

	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%

 : 8%以上に改善したエリア

¹² 供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算出した。

¹³ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なるが、各エリアを予備率最小時刻で評価した中で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もられる評価）となっている。

また、沖縄エリア¹⁴については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源Ⅰ」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-6に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-6 沖縄エリアにおける電源Ⅰ控除後の予備率見通し（送電端）

	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%

¹⁴ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

① 需給バランス

2019年度以降10年間の需給バランス見通し（8月17時）を表2-7及び図2-3に示す。

全国合計では、各年度ともに、予備率8%以上となっている。

表2-7 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

【万kW】

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
需要電力	15,556	15,526	15,504	15,483	15,463
供給力	17,088	17,575	17,113	16,980	17,303
供給予備率	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
需要電力	15,441	15,421	15,399	15,406	15,385
供給力	17,365	17,480	17,476	17,530	17,537
供給予備率	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

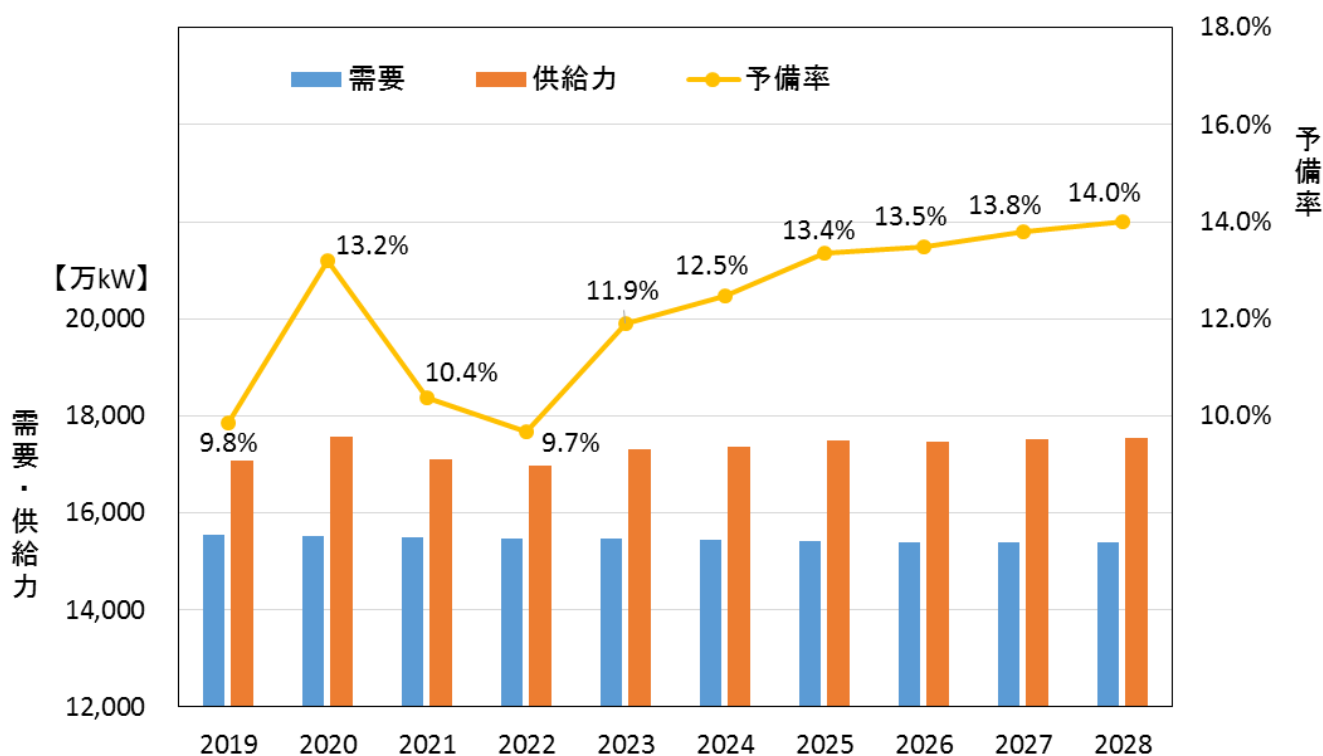


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

各エリアの8月の予備率最小時刻は、東京・四国¹⁵エリアが15時、北海道・東北・中部・北陸・関西・中国エリアが17時、九州エリアが19時、沖縄エリアが20時である。その全ての時間断面のエリア別予備率見通しは、予備率が8%に満たないエリア・年度があるものの、連系線空容量を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合、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となった（「2. 参考①」参照）。

特に全国的に最も厳しい17時でのエリア別の予備率見通しを、表2-8に示す。

また、予備率が8%に満たないエリア・年度について、連系線空容量を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率を表2-9に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2022年度）、中部エリア（2021～28年度）、関西エリア（2019，21～28年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-8 中長期の予備率見通し（8月17時 エリア別、送電端）

	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%

8%未満

¹⁵ 第3年度目以降は17時。

表2-9 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線活用後、送電端）

	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%

：8%以上に改善したエリア

なお、供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源や、提出義務のある事業者においても供給計画に記載していない新規開発電源などは、供給力として捕捉されていない。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、全国で約130万kWの電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-10に示す。

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

	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%

また、沖縄エリアについて、2019年度の電源I相当分（30.1万kW）を除いた場合の予備率を表2-11に示す。全ての年次で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-11 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	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%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-12に示す。全ての年次で安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-12 中長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	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%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2019年度については、公募によりエリア需要の7%程度¹⁶の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力を、表2-13に示す。

表2-13 一般送配電事業者の確保済調整力¹⁷

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.2%	7.0%	7.0%	7.2%	6.9%	7.0%	7.0%	30.1

¹⁶ 調整力公募は、前年度（平成30年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

¹⁷ エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

③ 需給バランス評価のまとめ

○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。

(参考①) 当該年度及び当該年度以降10年間の需給バランス評価

(1) 2019年度各エリア月別の最大需要発生時の評価を、参考までに以下に記載する。

<参考1> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 連系線活用前)

融通前												
	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%	59.1%	21.1%	24.0%	24.9%	19.7%	19.5%	25.0%	19.6%	21.5%	23.8%
東北	19.8%	28.5%	19.4%	17.5%	14.7%	14.9%	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%	31.6%	21.5%	10.8%	10.7%	21.3%	20.6%	15.8%	18.6%	16.9%	16.1%	21.4%
中部	26.9%	21.1%	19.7%	9.4%	11.3%	17.8%	19.0%	17.2%	8.7%	10.1%	11.8%	17.6%
北陸	28.3%	24.0%	15.0%	17.2%	12.3%	15.6%	15.9%	8.1%	13.7%	9.4%	9.3%	16.2%
関西	30.6%	25.3%	14.8%	9.2%	8.2%	16.9%	19.9%	19.9%	8.7%	11.8%	10.4%	17.3%
中国	24.1%	21.9%	16.8%	14.6%	13.2%	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%	26.3%	13.4%	18.8%	14.5%	10.9%	16.3%	15.9%	5.4%	9.6%	9.1%	25.7%
中西6社計	30.1%	24.5%	17.1%	12.7%	11.5%	15.6%	18.9%	17.1%	7.8%	9.9%	10.1%	17.8%
9社合計	26.0%	27.6%	19.0%	11.9%	11.1%	18.1%	19.7%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	42.7%	38.7%	37.1%	38.0%	41.5%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.8%	19.3%	12.1%	11.4%	18.4%	20.0%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

8%未満

<参考2> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 連系線活用後)

融通後												
	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%	47.3%	13.7%	14.1%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	22.3%
東北	21.3%	29.3%	18.2%	13.7%	10.5%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
東京	21.3%	29.3%	18.2%	10.0%	10.5%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
中部	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
北陸	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
関西	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
中国	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
四国	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
九州	30.1%	26.3%	18.2%	14.1%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.5%
9社合計	26.0%	27.6%	19.0%	11.9%	11.1%	18.1%	19.7%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	42.7%	38.7%	37.1%	38.0%	41.5%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.8%	19.3%	12.1%	11.4%	18.4%	20.0%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

：8%以上に改善したエリア

(2) 2019年度以降10年間の8月15時、19時での需給バランス評価結果は、以下の通り。

<参考3> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 連系線活用前)

融通前										
	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%

8%未満

<参考4> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 連系線活用後)

融通後										
	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%

：8%以上に改善したエリア

<参考5> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 連系線活用前）

融通前

	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	12.2%	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%

8%未満

<参考6> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 連系線活用後）

融通後

	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%

: 8%以上に改善したエリア

(参考②) 今後見込まれる供給力を加算した場合

これまでの中長期需給バランス（8月17時、連系線活用、工事計画書提出電源加算後）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（図2-4）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（図2-5）。

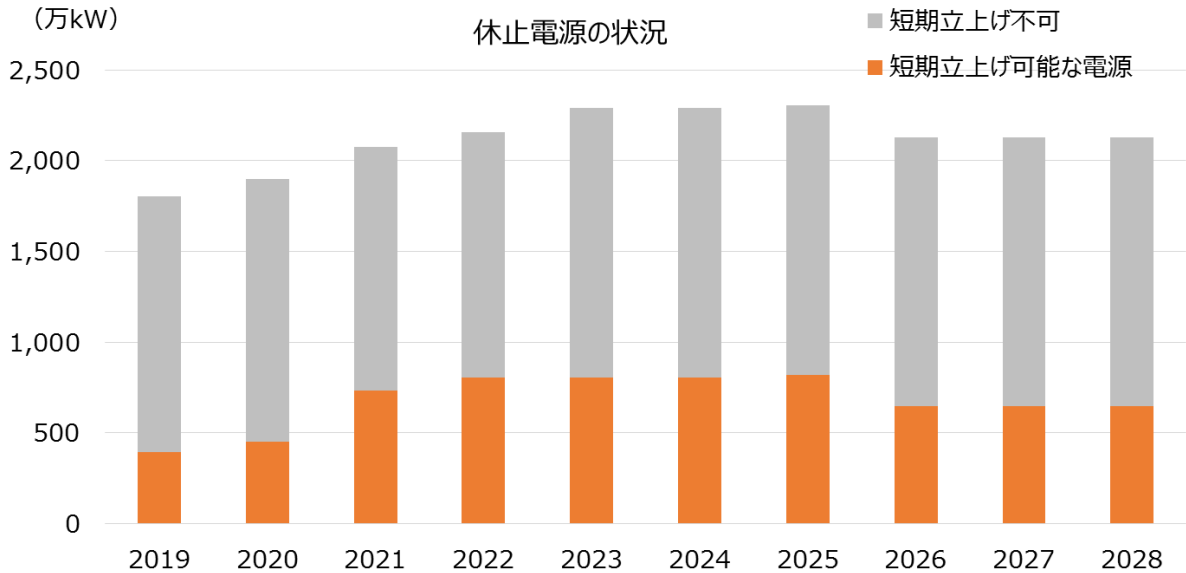


図2-4 休止電源の状況

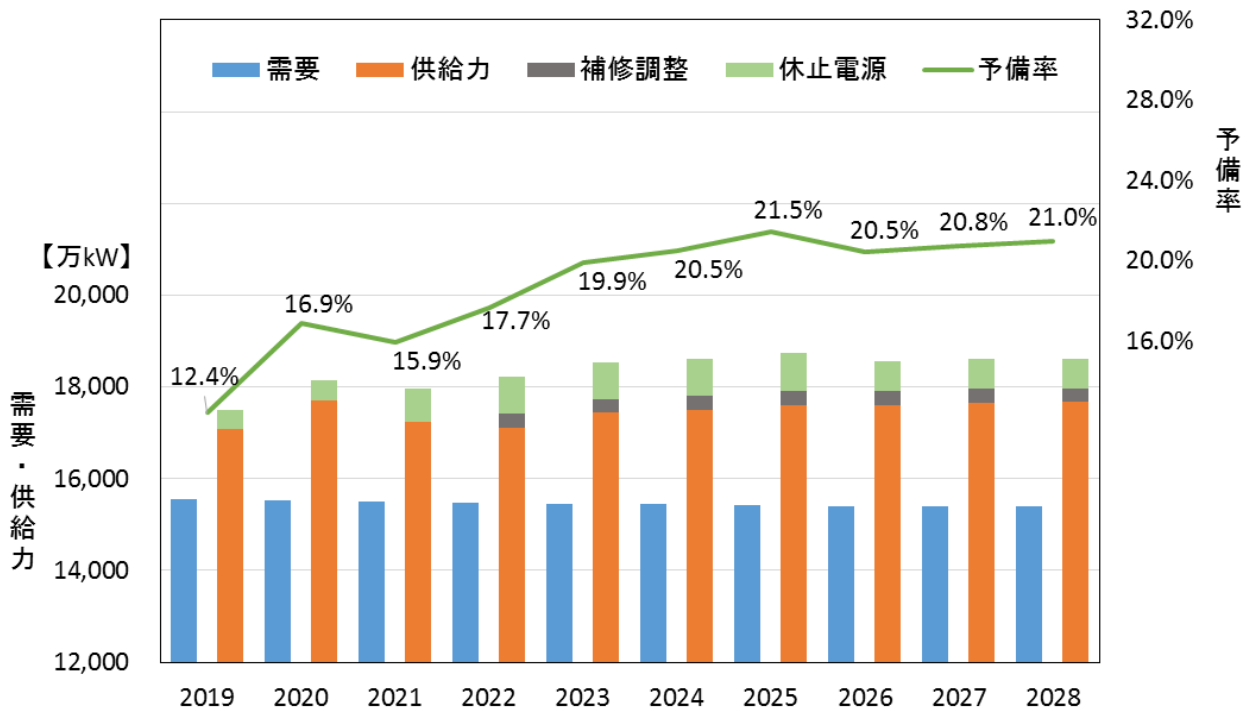


図2-5 中長期の予備率見通し（8月17時）

（連系線活用、工事計画書提出電源及び今後見込まれる供給力の加算後、送電端）

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。

表2-13 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%)

Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

1. 電源構成（kW）の推移

電気事業者の保有発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が「その他事業者」からの調達分として計上した電気事業者以外の者の保有発電設備を集計している。

上記により、各年度の電源構成を合計したものを表3-1及び図3-1に示す。

太陽光設備量の増加が顕著であること、また今後予定されている電源開発に伴い、石炭、LNGは、リプレース計画等による増減はあるものの増加している。石油は、廃止が進み減少している。

表3-1 電源構成の推移（全国合計）¹⁸

【万kW】

種類	2018	2019	2023	2028
水力	4,905	4,911	4,922	4,928
一般水力	2,158	2,164	2,175	2,181
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力	16,064	15,858	16,630	16,754
石炭	4,312	4,455	5,240	5,189
LNG	8,201	8,307	8,310	8,485
石油他 ¹⁹	3,551	3,096	3,081	3,081
原子力	3,804	3,804	3,804	3,804
新エネルギー等	5,740	6,351	7,853	8,703
風力	380	442	811	1,039
太陽光	4,955	5,491	6,553	7,182
地熱	49	53	53	53
バイオマス	267	287	367	361
廃棄物	90	79	70	67
その他	35	19	19	20
合計	30,548	30,944	33,228	34,209

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

¹⁸ 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの。

¹⁹ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・瀝青質混合物の合計値。

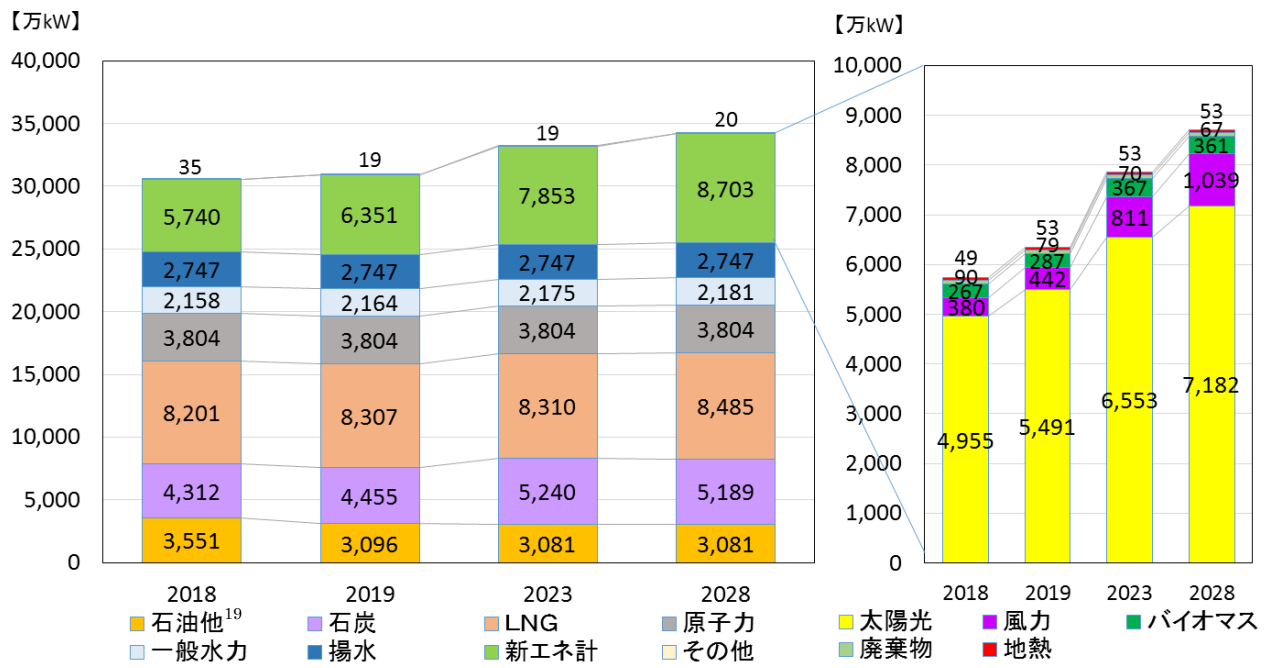


図3-1 電源構成の推移（全国合計）¹⁸

2. 発電端電力量（kWh）の推移

発電事業者が届け出た各年度の発電端電力量の合計に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が電気事業者以外の者から調達する発電端電力量を集計したものを表3-2及び図3-2に示す。

なお、原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして算定しているため、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、また省エネ法による発電効率の規制措置により、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。

表3-2 発電端電力量の推移（全国合計）²⁰

【億 kWh】

種類	2018	2019	2023	2028
水力	852	817	847	896
一般水力	791	777	795	806
揚水	61	40	52	90
火力	6,924	6,740	6,110	5,939
石炭	2,764	2,857	3,067	3,160
LNG	3,810	3,471	2,756	2,497
石油他 ¹⁹	350	411	287	282
原子力	614	579	593	364
新エネルギー等	846	938	1,234	1,354
風力	76	88	154	194
太陽光	566	627	778	851
地熱	23	27	29	29
バイオマス	148	171	250	258
廃棄物	33	25	23	23
その他	84	47	65	36
合計	9,319	9,121	8,849	8,588

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

²⁰ 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの。原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして計上。今後の原子力の稼働状況によっては発電端電力量の構成は異なるものとなる。

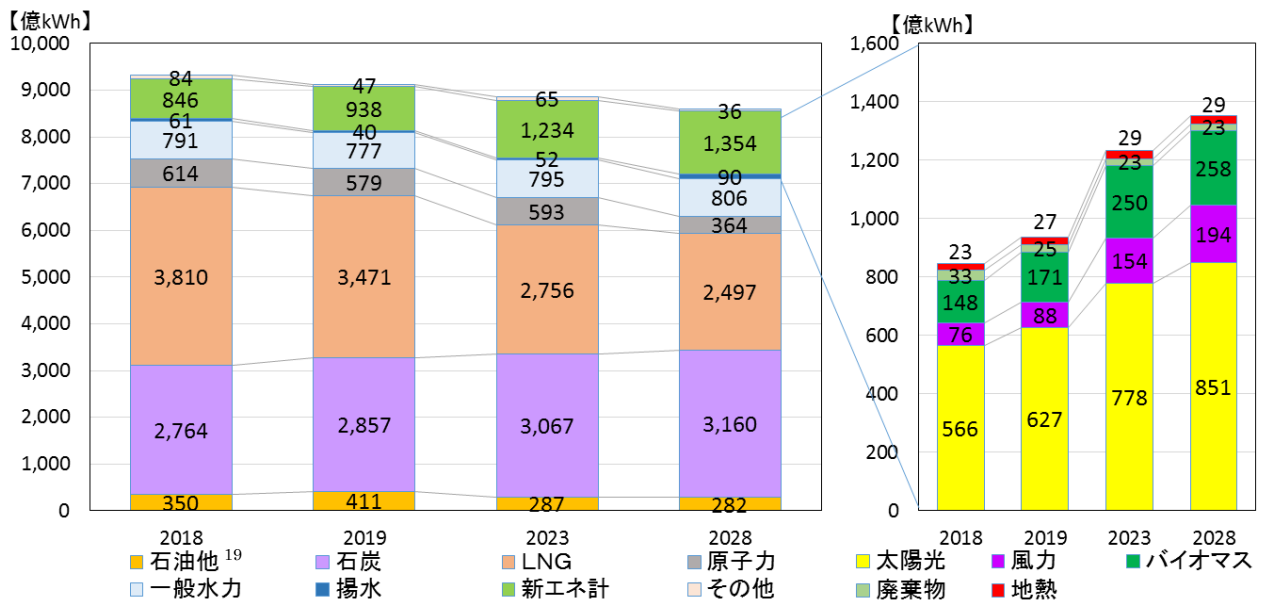


図 3 - 2 電源別発電電力量の推移（全国合計）²⁰

3. 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-3及び図3-3に示す。この、電源別の設備利用率は、前述の各電源構成(kW)と発電端電力量(kWh)から本機関にて算定したものである。

火力発電は、設備量が増加する一方で、新エネルギーの大幅な増加のもと発電電力量は減少しており、設備利用率は低下している。

なお、原子力については、供給力「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

表3-3 設備利用率の推移(全国合計)²¹

種類	2018	2019	2023	2028
水力	19.8%	18.9%	19.6%	20.8%
一般水力	41.8%	40.9%	41.7%	42.2%
揚水	2.5%	1.7%	2.2%	3.7%
火力	49.2%	48.4%	41.9%	40.5%
石炭	73.2%	73.0%	66.8%	69.5%
LNG	53.0%	47.6%	37.9%	33.6%
石油他 ¹⁹	11.3%	15.1%	10.6%	10.4%
原子力	18.4%	17.3%	17.8%	10.9%
新エネルギー等	16.8%	16.8%	17.9%	17.8%
風力 ²²	22.7%	22.6%	21.7%	21.3%
太陽光 ²²	13.0%	13.0%	13.6%	13.5%
地熱	55.0%	57.3%	61.6%	61.6%
バイオマス	63.3%	68.0%	77.9%	81.6%
廃棄物	41.8%	36.9%	37.9%	38.3%

²¹ 原子力は、「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

²² 太陽光および風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

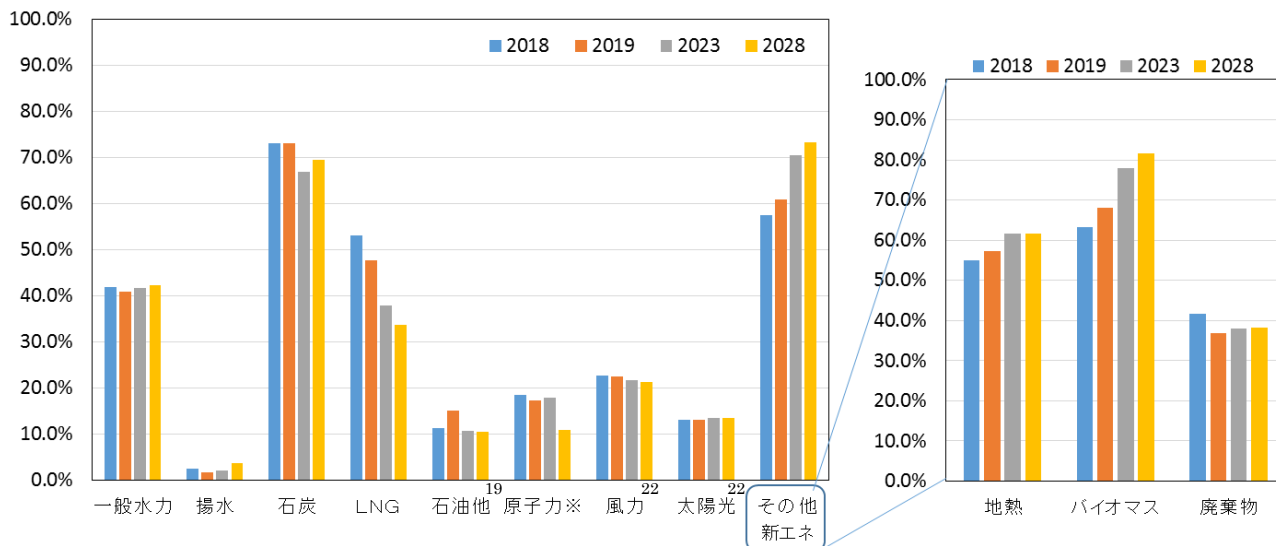


図 3 - 3 電源別設備利用率の推移（全国合計）²¹

4. エリア別電源構成および発電電力量

2018年度末のエリア別の電源構成比を図3-4に示す。また、2018年度のエリア別の発電電力量構成比を図3-5に示す。

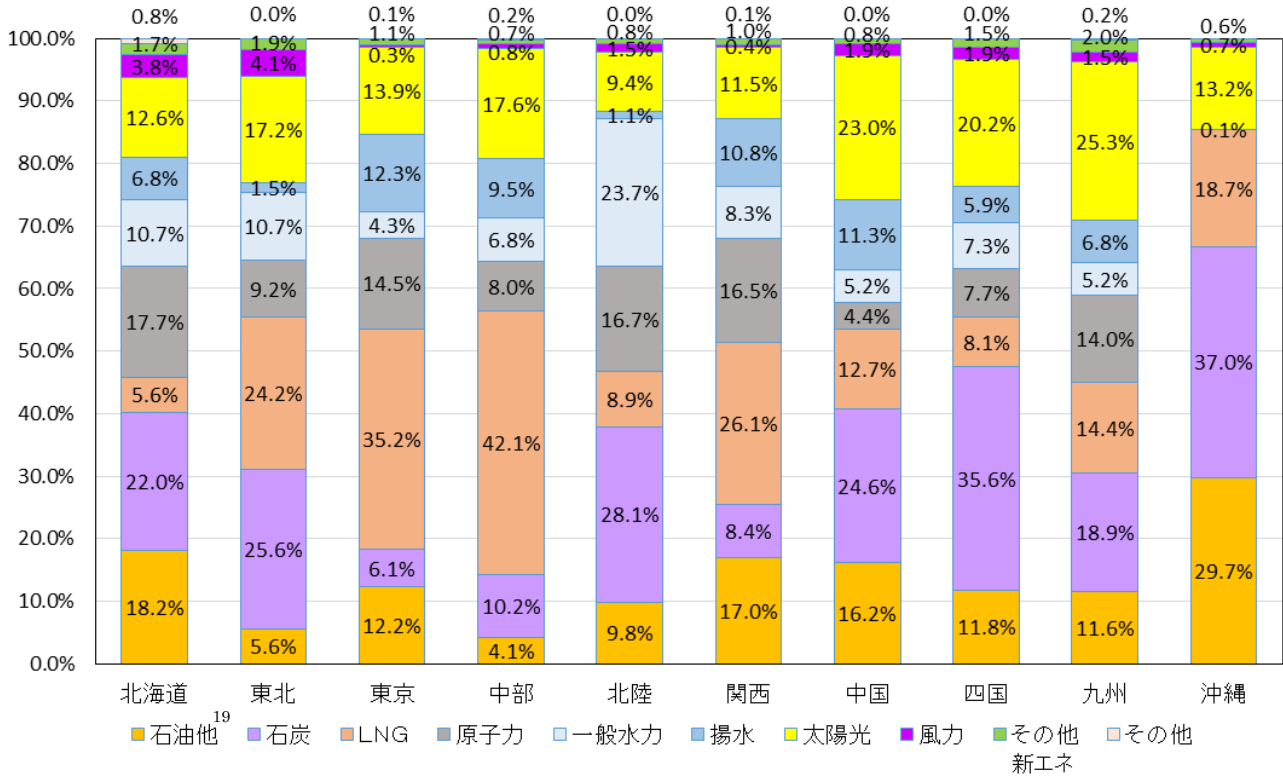


図3-4 2018年度末のエリア別の電源（kW）構成比

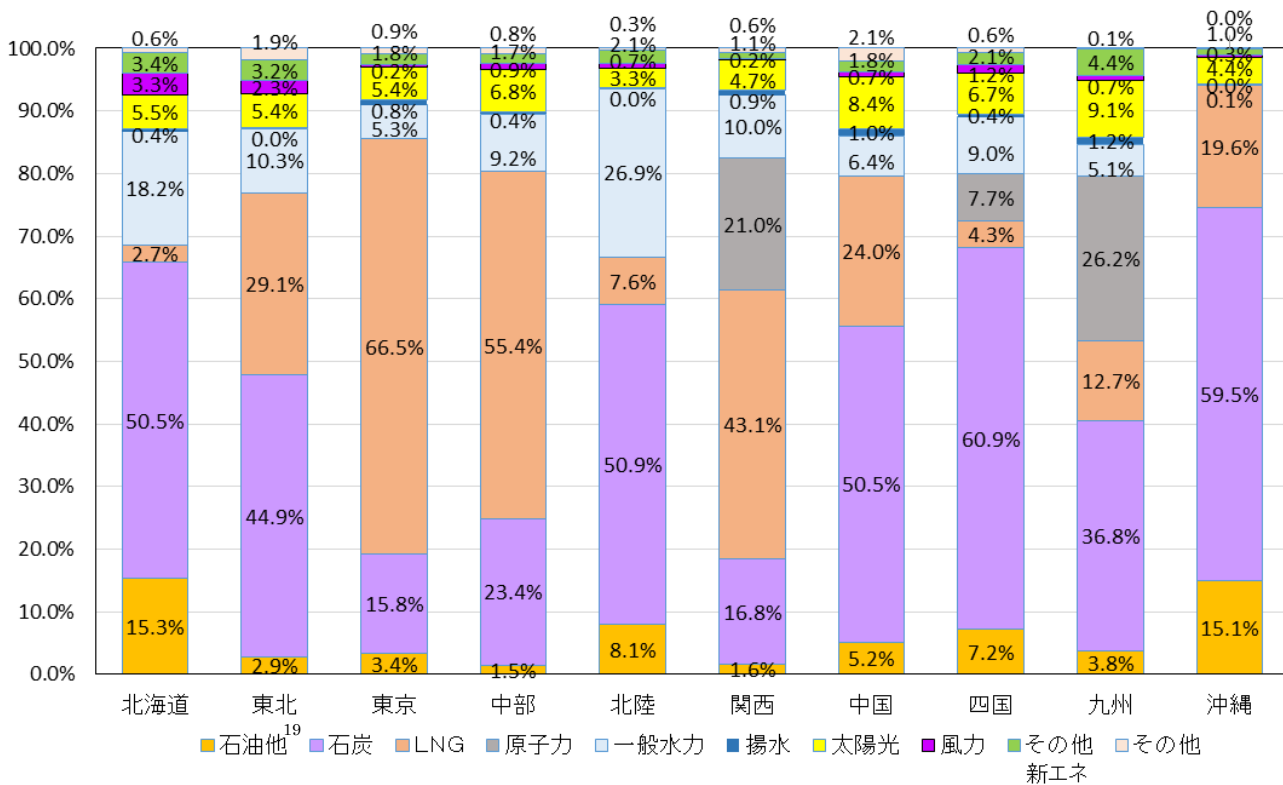


図3-5 2018年度のエリア別の発電電力量（kWh）構成比

5. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2028年度末までの電源開発計画²³について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-4に示す。

表3-4 2028年度末までの電源開発計画（全国合計）

【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	32.6	41	5.2	47	△ 20.0	26
一般水力	32.6	41	5.2	47	△ 20.0	26
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,611.8	41	△ 24.0	1	△ 1,009.6	45
石炭	824.1	13	-	-	△ 75.6	3
LNG	781.7	16	-	-	△ 528.7	10
石油	6.0	12	△ 24.0	1	△ 405.3	32
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	△ 55.9	1
新エネルギー等	665.8	379	0.6	2	△ 32.4	45
風力	185.9	62	-	-	△ 17.0	33
太陽光	378.0	285	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.6	1	0.6	2	-	-
バイオマス	90.9	26	-	-	△ 6.9	5
廃棄物	6.4	5	-	-	△ 8.3	6
合計	3,328.2	468	△ 2.9	51	△ 1,117.9	117

²³ 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画²⁴を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画

送電線路の増加こう長 ²⁵ ※ ²⁶	549km
架空送電線路※	542km
地中送電線路	6km
変圧器の増加容量	17,400MVA
交直変換所の増加容量 ²⁷	1,800MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△108km
変圧器の減少容量（廃止）	△2,700MVA

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下の通り。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・(仮)広域連系北幹線:81km ・(仮)広域連系南幹線:62km ・相馬双葉幹線接続変更:15km ・新地火力線(仮)広域連系開閉所引込:1km ・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：120万kW→210万kW（使用開始：2021年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> ・新信濃交直変換所:90万kW ・飛驒変換所:90万kW
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:0.4km

²⁴ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。

なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

²⁵ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

²⁶ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

²⁷ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（使用開始：2027年度）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> ・新佐久間周波数変換所(仮称):30万kW ・東清水変電所:30万kW→90万kW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線(仮称):20km ・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km ・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所 1500MVA×1 ・静岡変電所 1000MVA×1 ・東栄変電所 800MVA×1 →1,500MVA×2

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開)π引込:1km ・北近江線北近江(開)π引込:1km
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> 関ヶ原開閉所:6回線 北近江開閉所:6回線

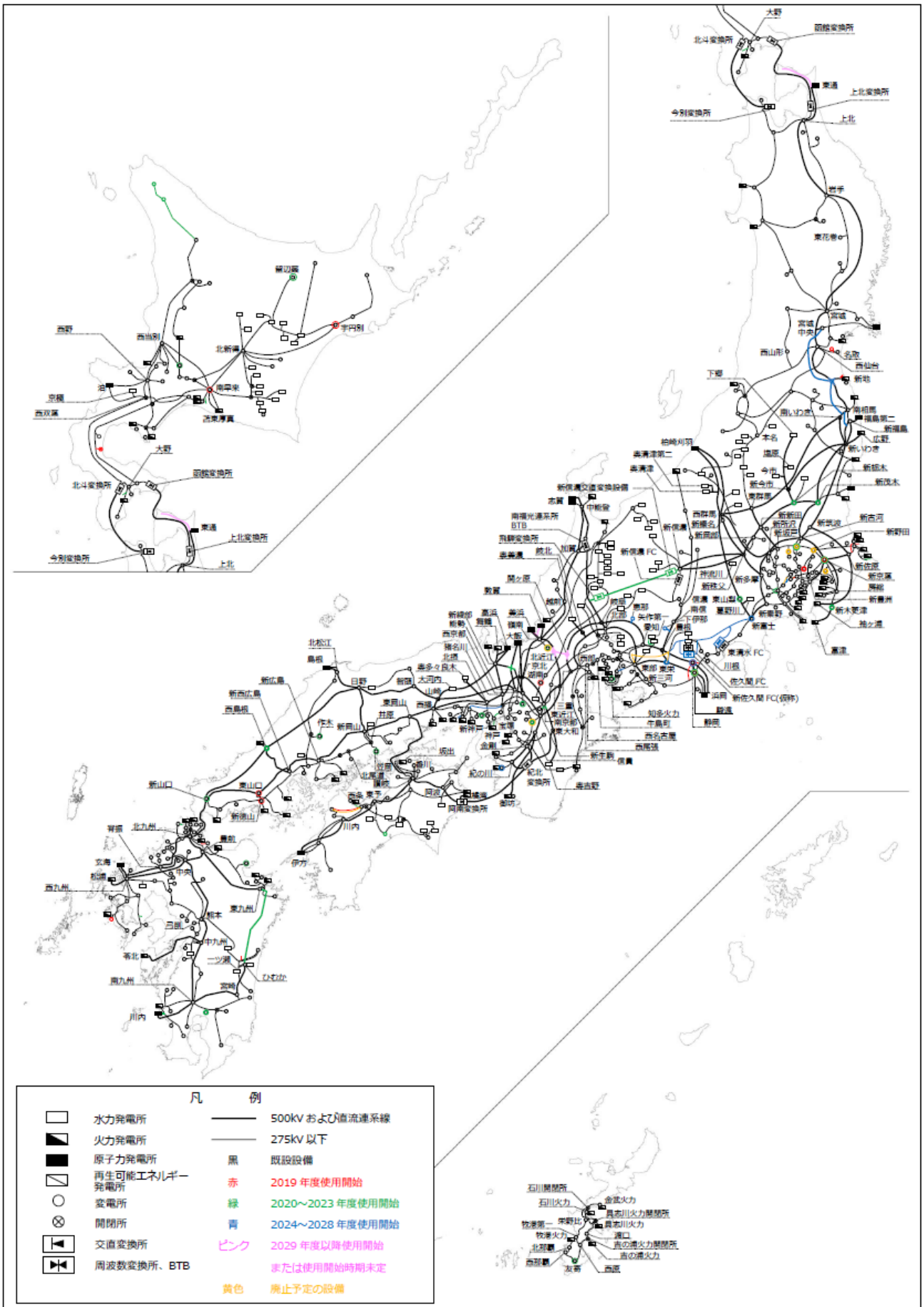


図 4-1 電力系統の状況

1. 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28, 29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力株式会社	上八雲開閉所	187kV	-	2	2018年8月	2019年10月	電源対応
	上八雲支線	187kV	0.2km	1	2019年3月	2019年11月	電源対応
東北電力株式会社	1408G02 支線新設	500kV	3km	2	2017年9月	2019年7月	電源対応
	需要家線名取変電所Dπ引込	275kV	0.4km	2	2018年5月	2019年6月	需要対策
東京電力パワーグリッド株式会社	G3060006 アクセス線 (仮称)	275kV	5.6km	2	2017年1月	2019年4月	電源対応
	飛騨信濃直流幹線	DC±200kV	89km	双極1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※3
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※1※2	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※1※2 23.4km→ 5.3km (3番線) ※1※2	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力株式会社	静岡東分岐線	275kV	2km	2	2001年7月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	静岡西分岐線	275kV	3km	2	2001年7月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※3
関西電力株式会社	コベルコパワー神戸第二火力線新設	275kV	4.4km※1	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2022年2月 (2,3号線)	電源対応
四国電力株式会社	松山東線	187kV	47.8km※2	1→2	2018年8月	2019年11月	高経年化対策 系統対策
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	苅田火力日産線	220kV	4km※1※2	1	2017年10月	2019年5月	高経年化対策
	GNE 東郷カゲソーラー支線	220kV	0.3km	1	2018年10月	2019年10月	電源対応
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応

28 こう長欄に※1があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

29 こう長欄に※2があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

30 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※3があるものは、地域間連系線増強関連。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28,29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電豊富中川 幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28,29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力 株式会社	(仮称)苫小牧バイ オマス連系線	187kV	0.2km	1	2021年4月	2022年10月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 風力連系線	187kV	0.1km	1	2021年5月	2021年8月	電源対応
	100kV北幌延線一 部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年4月	2022年7月	電源対応
東北電力 株式会社	(仮)広域連系北 幹線新設	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系南 幹線新設	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※3
	相馬双葉幹線接続 変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※3
	新地火力線 (仮)広域連系開 閉所引込	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※3
	常磐幹線 (仮)広域連系開 閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系開 閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※3
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセ ス線(仮称)	275kV	1km※1	1	2020年9月	2022年4月	電源対応
	MS18GHZ051500 ア クセス線(仮称)	275kV	0.1km	2	2021年3月	2021年9月	電源対応
	京浜線1,2号接続 変更	275kV	22.7km→ 23.1km※2	2	2021年5月	2022年4月	電源対応
	東清水線(仮称)	275kV	13km 7km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km 2号線: 0.1km	2→3	2022年11月	2023年10月	需要対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※1※2 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※1※2	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{28,29}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
中部電力株式会社	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年8月	2021年2月	高経年化対策 系統対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	1km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※2	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※3
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	三岐幹線 関ヶ原(開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※3
関西電力株式会社	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※2	2	2020年度以降	2023年度以降	高経年化対策
	大飯幹線・新綾部 線系統変更	500kV	1.9km	2	2019年6月	2020年1月	系統対策
	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km	2	2021年8月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※3
	新神戸線増強	275kV	20.2km→ 21.5km※2	2	2019年4月	2020年7月	電源対応 高経年化対策
	姫路天然ガス発電 所線(仮称)新設	275kV	0.9km※1	1	2021年2月	2024年6月	電源対応
	新加古川線(仮称) 増強	275kV	25.3km→ 25.3km※2	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
四国電力株式会社	西条火力線	187kV	6.5km※2	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年7月	2021年4月	需要対策
	西部ガスひびき火 力線	220kV	4km	2	2021年2月	2023年2月	電源対応
	新鹿児島線 川内原子力(発)π 引込	220kV	2km→ 5km※2	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線新佐 久間FC分岐線(仮 称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線新佐 久間FC分岐線(仮 称)	275kV	1km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※2	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※2	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※3

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ³⁰
四国電力株式会社	北松山線	187kV	△47.5km	1	2019年11月	高経年化対策 系統対策
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	△58.0km	2	2026年度	系統対策

2. 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 ³¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力株式会社	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	2018年8月	2019年9月	電源対応
	宇円別変電所	187/66kV	75MVA→100MVA	1→1	2019年2月	2019年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	名取変電所※4	275/154kV	450MVA×2	2	2017年2月	2019年6月	需要対策
東京電力パワーグリッド株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年9月(5B) 2021年4月(6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換設備※4	—	—	—	2016年3月	2021年3月	安定供給対策※3
	上野変電所	275/66kV	300MVA	1	2019年2月	2019年12月	系統対策
中部電力株式会社	静岡変電所※4	500/275kV	1,000MVA	1	2001年8月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	飛騨変換所※4	—	—	—	2017年8月	2021年3月	安定供給対策※3
	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 → 300MVA×1	1→1	2019年2月	2020年5月	高経年化対策
関西電力株式会社	湖南変電所	275/77kV	300MVA→200MVA	1→1	2018年12月	2019年10月	高経年化対策
中国電力株式会社	東山口変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2017年5月	2019年4月	需要対策 電源対応
	新徳山変電所	220/110kV	150MVA→300MVA	1→1	2018年7月	2019年4月	高経年化対策 電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→200MVA×2	2→2	2017年10月	2020年6月 2023年10月	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※4	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	(仮称)西中川変電所※4	187/100kV	100MVA×2	2	2020年7月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→150MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
東京電力パワーグリッド株式会社	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019年11月	2021年3月	電源対応
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年6月	2022年4月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年4月	2023年1月	電源対応
	新富士変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※3
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2020年9月	2022年6月	系統対策

³¹ 名称欄に※4があるものは、地点を新設する変電所または変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

届出事業者	名称 ³¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁰
中部電力株式会社	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月 (新1B) 2021年8月 (新2B)	電源対応
	恵那変電所※4	500/154kV	200MVA×2	2	2020年12月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所 ※4	500/154kV	300MVA×2	2	2020年12月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2020年11月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※3
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※3
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2021年2月	2027年度	安定供給対策※3
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019年9月	2020年6月	高経年化対策
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年10月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2021年6月	2024年6月	高経年化対策
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年4月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2019年11月	2021年9月	電源対応
	松島変電所	220/66kV	150MVA	1	2019年4月	2020年3月	系統対策
電源開発株式会社	新佐久間周波数 変換所(仮称) ※4	—	—		2021年度	2027年度	安定供給対策※3

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ³⁰
東京電力パワーグリッド株式会社	新野田変電所	275/154kV	300MVA	1	2020年3月	需要対策
	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2021年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2020年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年2月	系統対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2019年6月	高経年化対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2022年9月	高経年化対策

その他(供給計画届出対象外)

供給計画届出対象には該当しないものの、地域間連系線の機能向上に係る工事として、中部電力株式会社及び北陸電力株式会社にて、以下の工事を行う。

◇ 南福光連系所・変電所 500kV 交流連絡母線増設(使用開始年月:2019年10月)

3. 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ³²	こう長の総延長 ³³	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	291 km※ ³⁴	583 km※	291 km※	583 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	36 km	66 km	42 km	81 km
		地中	6 km	15 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	121 km	241 km	121 km	241 km
		地中	0 km	0 km		
	132kV	架空	0 km	0 km	0 km	0 km
		地中	0 km	0 km		
直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km	
	地中	0 km	0 km			
合計	架空	542 km	989 km	549 km	1,004 km	
	地中	6 km	15 km			
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	△48 km	△48 km	△48 km	△48 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△108 km	△166 km	△108 km	△166 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画³⁵

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	311 km	702 km
220kV	9 km	14 km
187kV	54 km	109 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	375 km	825 km

³² こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

³³ 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

³⁴ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、こう長およびこう長の総延長へ計上していない。

³⁵ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長および総延長を集計した。

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ³⁶	電圧階級 ³⁷	増加台数	増加容量
新增設	500kV	13 [5]	11,700MVA [2,000MVA]
	275kV	5 [2]	3,000MVA [900MVA]
	220kV	6 [0]	1,500MVA [0MVA]
	187kV	5 [5]	1,050MVA [695MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	29 [12]	17,400MVA [3,595MVA]
廃止	500kV	△ 1	△ 1,000 MVA
	275kV	△ 7	△ 1,700 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	0	0 MVA
	廃止計	△ 8	△ 2,700 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4 - 1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ³⁸
新增設	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

³⁶ 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

³⁷ 変圧器の一次側電圧により分類した。

³⁸ 直流送電線の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2019年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2019年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

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、東京・関西・中国・四国エリアが高い（10%以上）。

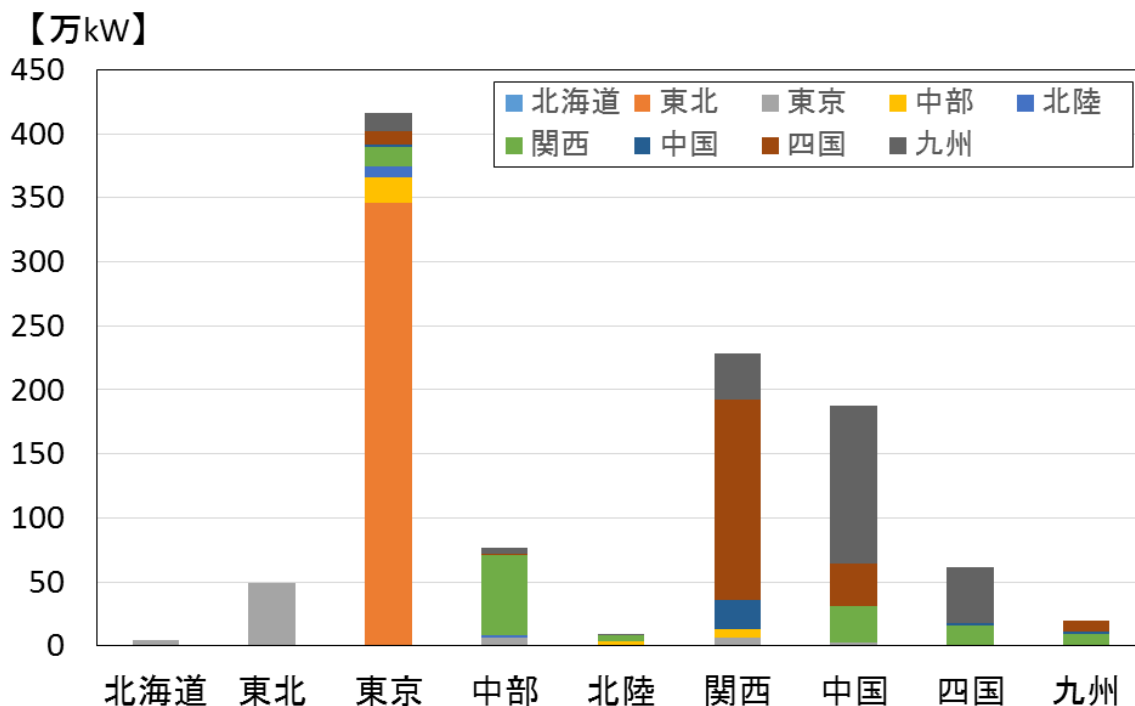


図5-1 エリア外調達電力

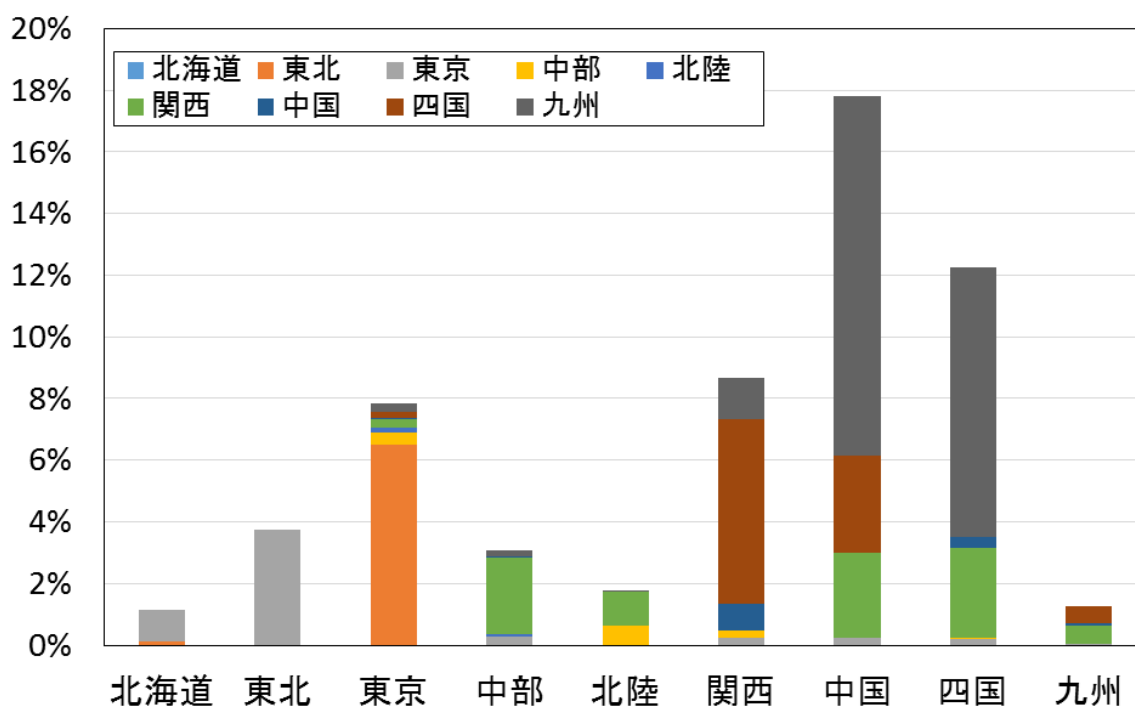


図5-2 エリア外調達電力比率

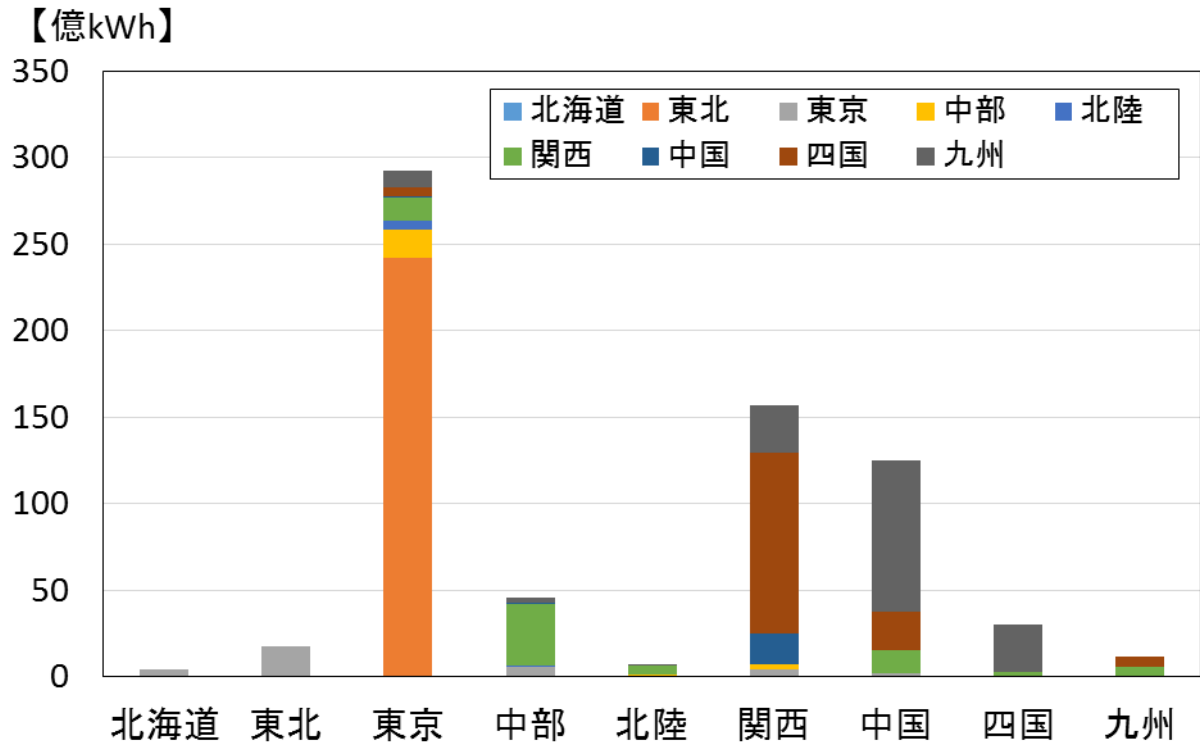


図5-3 エリア外調達電力量

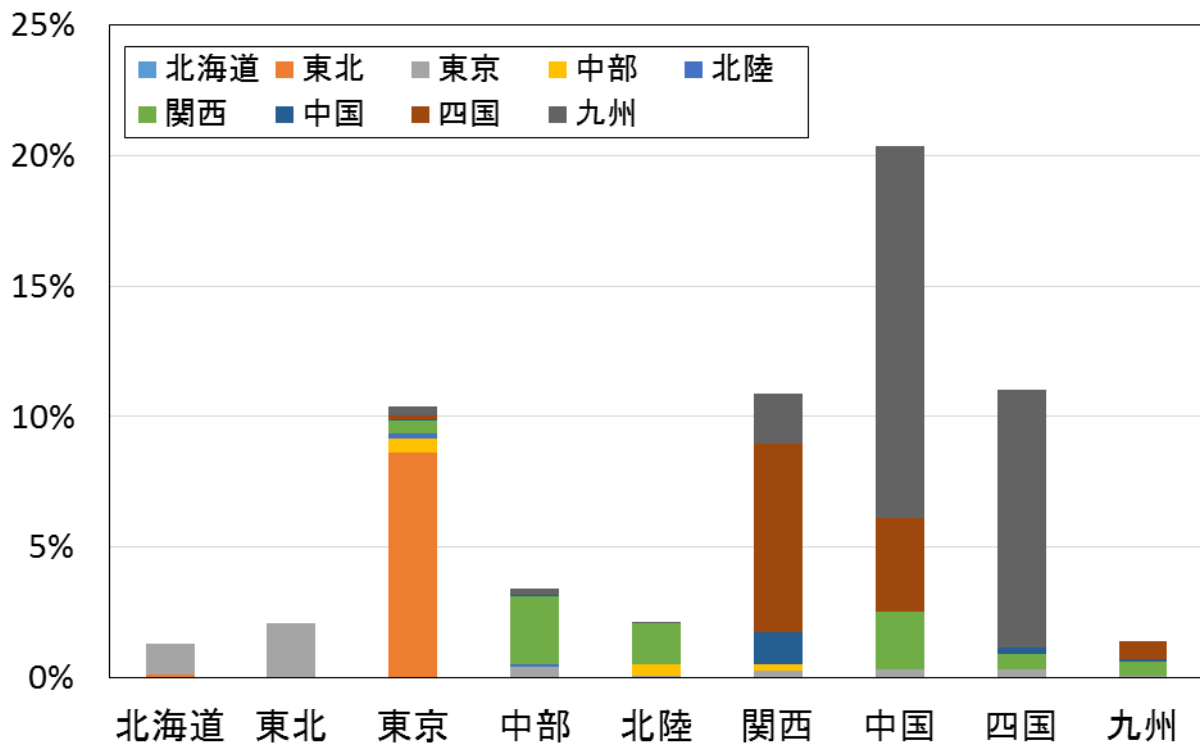


図5-4 エリア外調達電力量比率

VI. 電気事業者の特性分析

1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者535者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

中小規模（100万kW以下）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

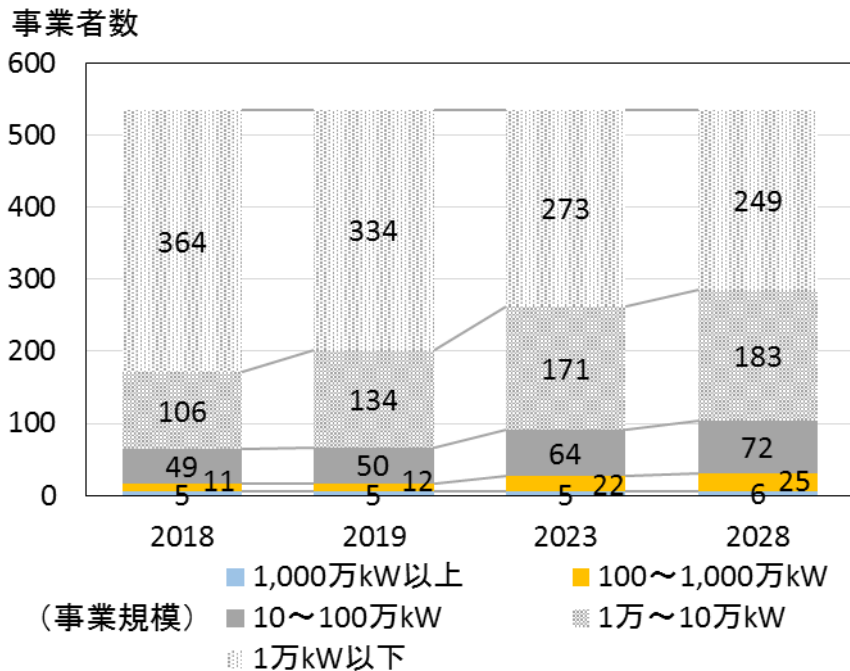


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

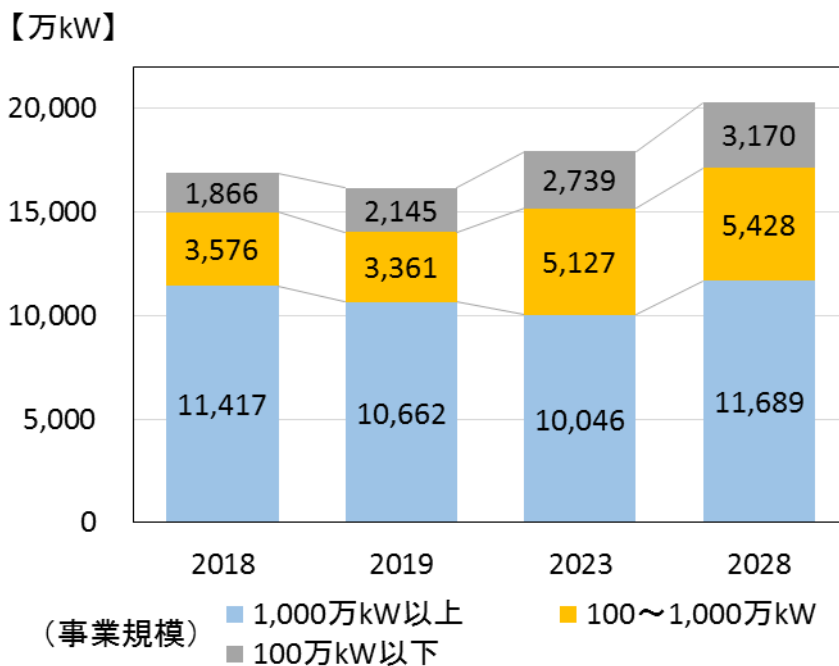


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

中小規模（100万kW以下）の事業者が規模を拡大する計画としている。

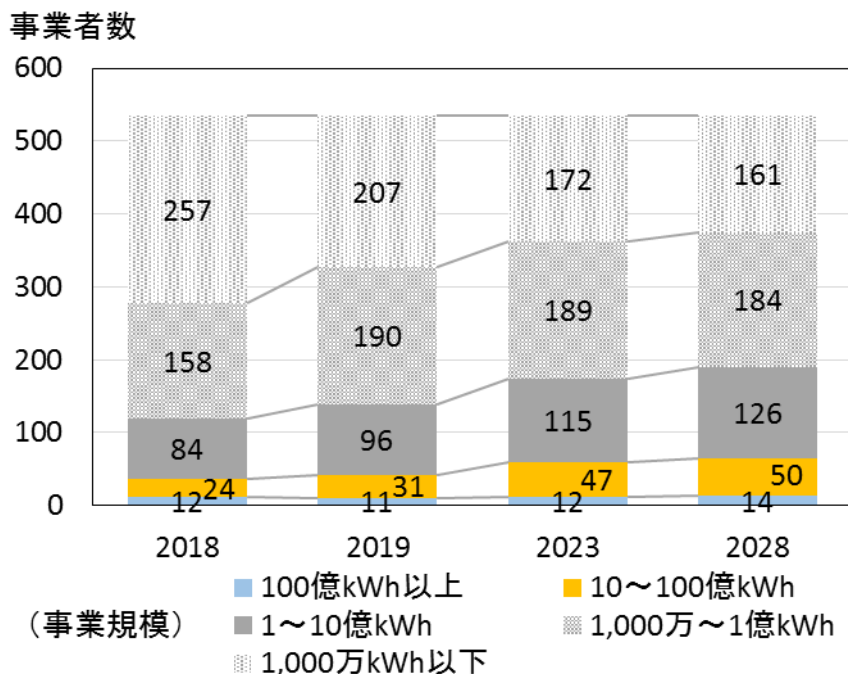


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

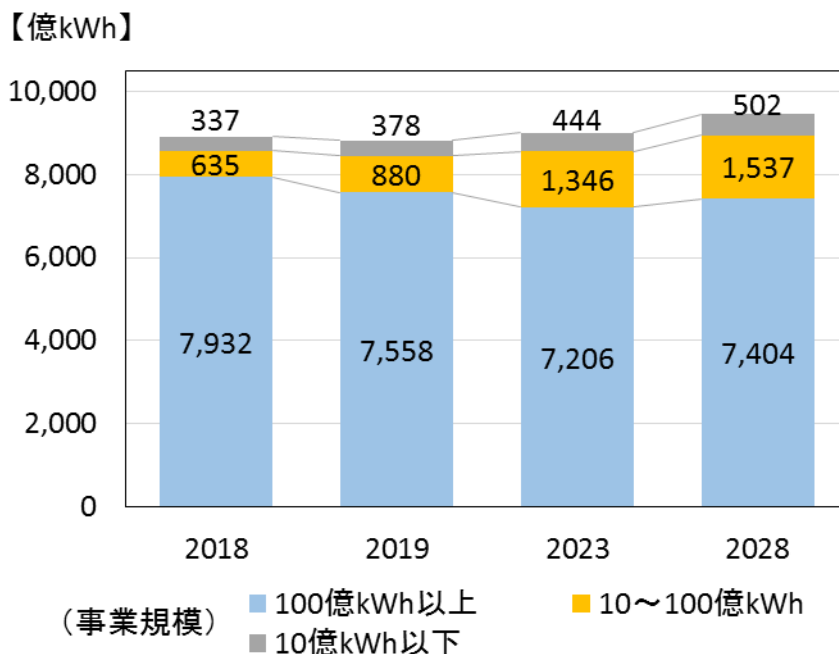


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

2. 小売電気事業者のエリア展開

2019年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2019年度時点で小売計画を計上していない事業者（68者）を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

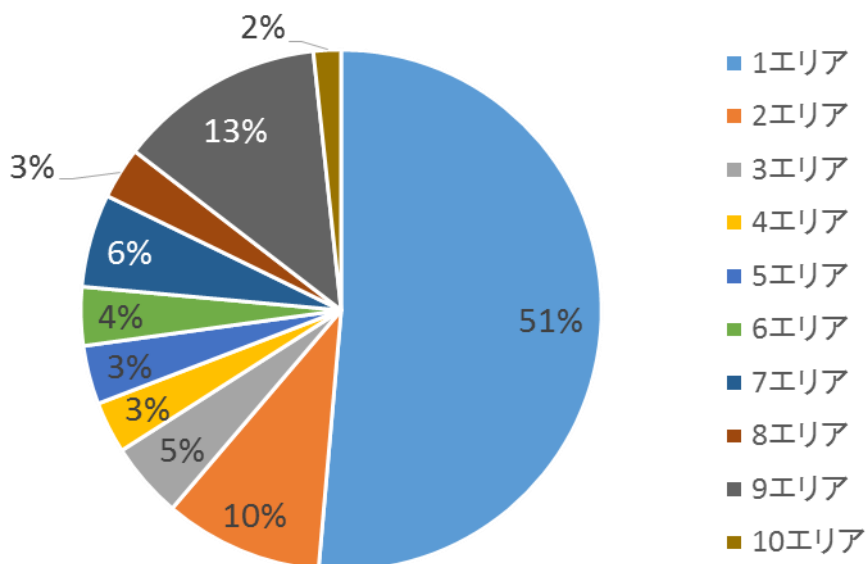


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

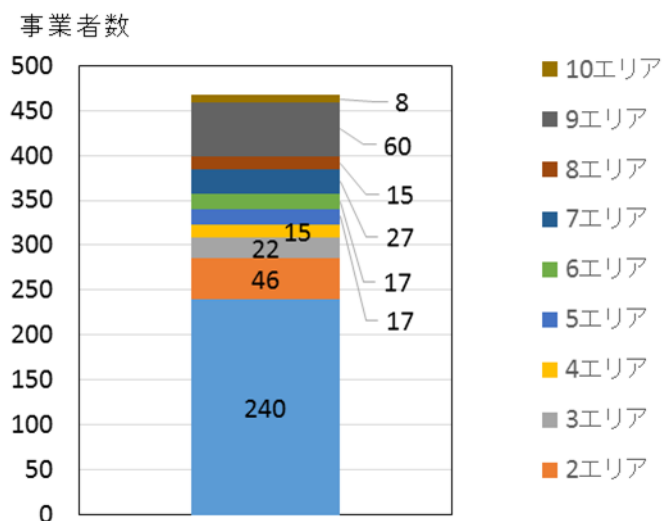


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2019年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要を図6-7に示す。概ね、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。

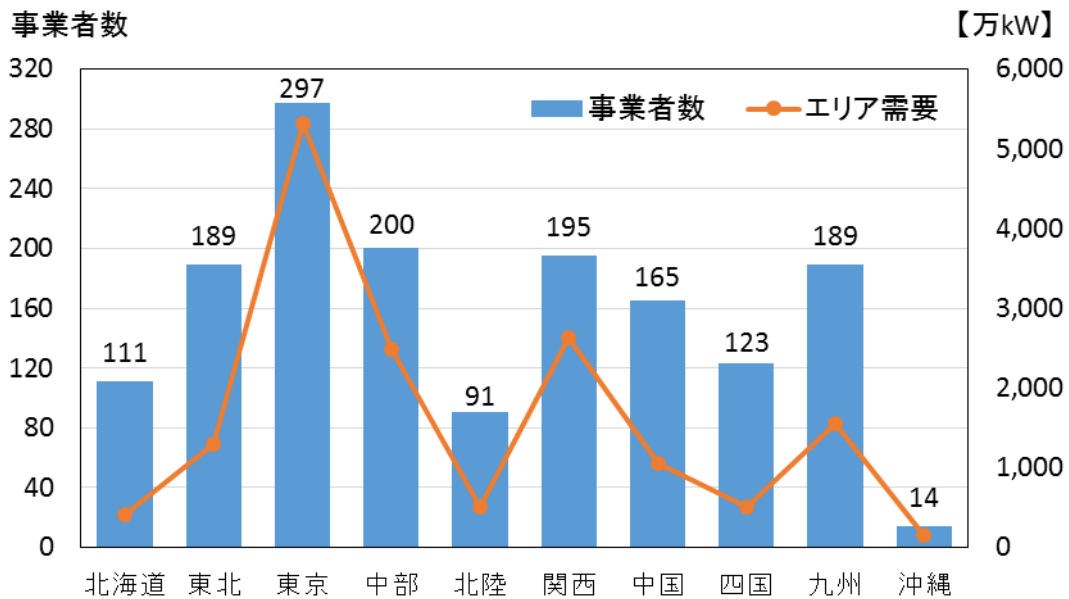


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

3. 小売電気事業者の供給力確保状況

2019年度以降10年間の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³⁹⁾の推移を、表6-1及び図6-8に示す。特に中長期断面では、現時点で供給力を「調達先未定⁴⁰⁾」として計画していることがわかる。

表6-1 全小売電気事業者の確保済供給力の状況（8月15時、送電端）

【万kW %】

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
需要電力 (エリア計)	15,907	15,877	15,855	15,833	15,814
確保済 供給力	15,334	15,368	14,721	14,453	14,239
比率 ³⁹⁾	96.4%	96.8%	92.8%	91.3%	90.0%
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
需要電力 (エリア計)	15,792	15,771	15,749	15,757	15,735
確保済 供給力	14,110	14,015	12,112	12,105	12,048
比率 ³⁹⁾	89.3%	88.9%	76.9%	76.8%	76.6%

³⁹⁾ エリア確保済供給力比率＝全小売電気事業の確保済み供給力÷エリア需要（全国計）×100%

⁴⁰⁾ 調達先未定とは、供給計画届出書様式に記載されているもので、小売電気事業者が市場調達等も含め、今後調達を予定しているものをいう。

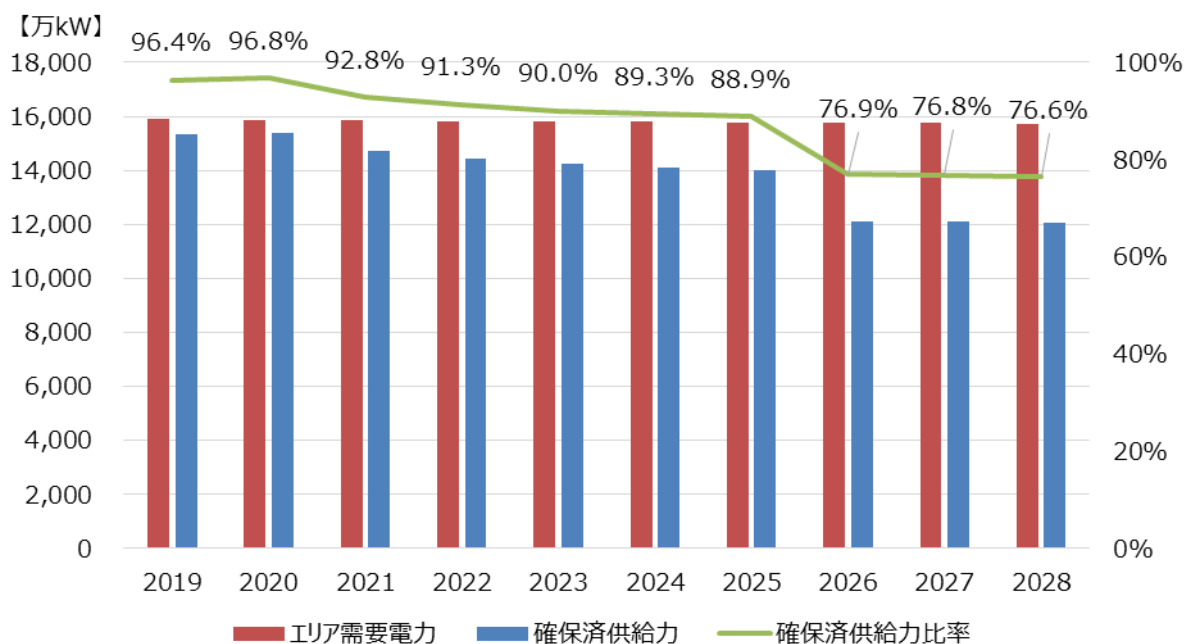


図6-8 エリア需要に対する小売電気事業者の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9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は十分な供給力を確保している。

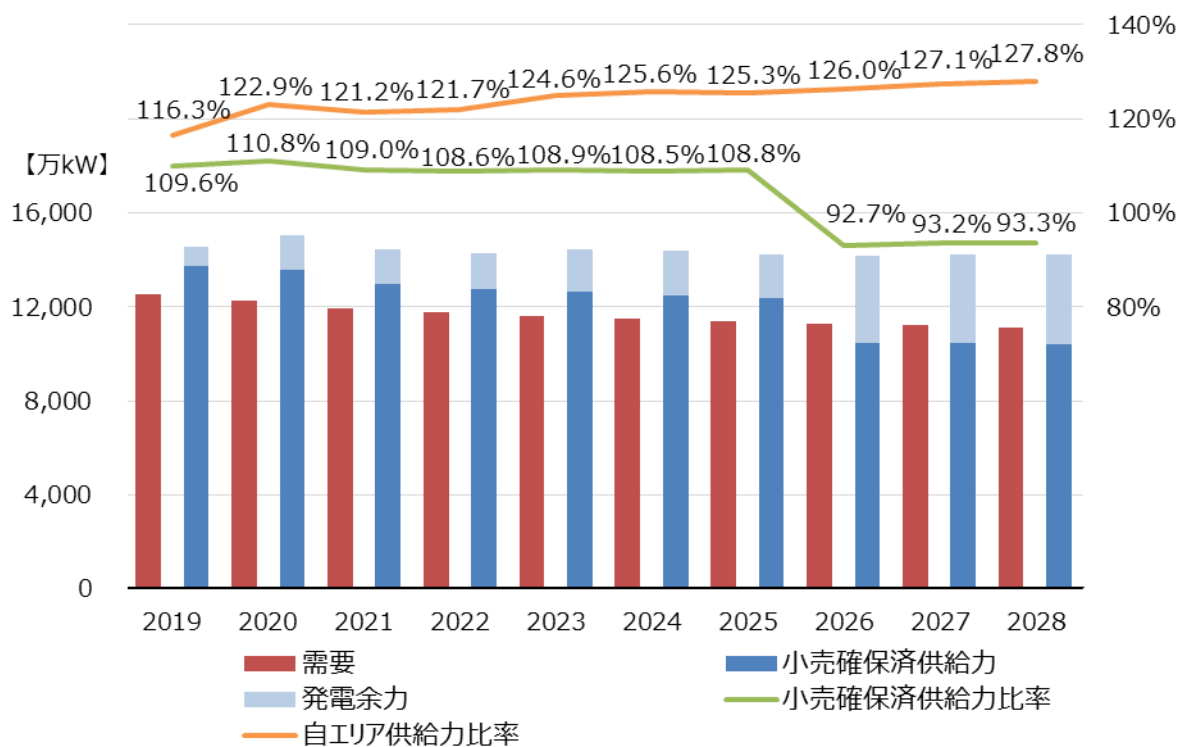


図6-9 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁴¹（8月15時、送電端）

⁴¹ 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。

ただし、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。また、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（図6-10）。



図6-10 旧一電・他エリア（左図）とその他新電力（右図）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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）の推移について図6-11に示す。

旧一般電気事業者の小売部門としては、他エリアを含めても十分な供給力を確保している。

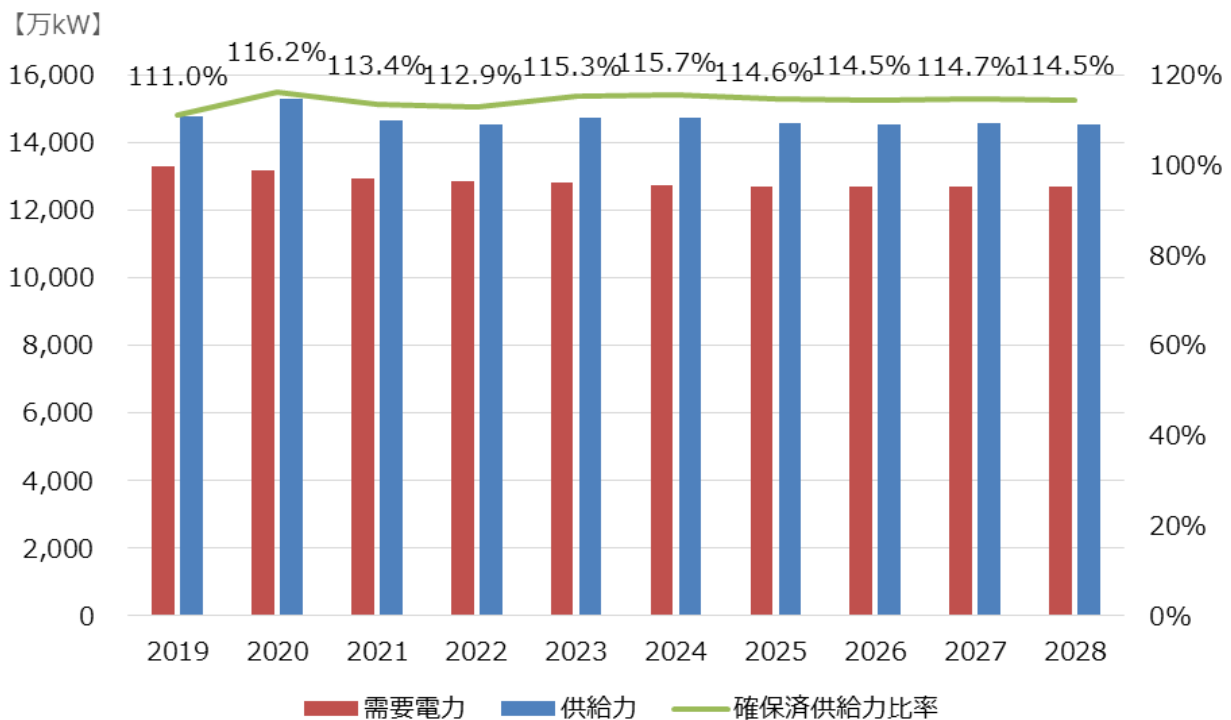


図6-11 旧一電および旧一電が過半の資本を占める事業者の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者725者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-13に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

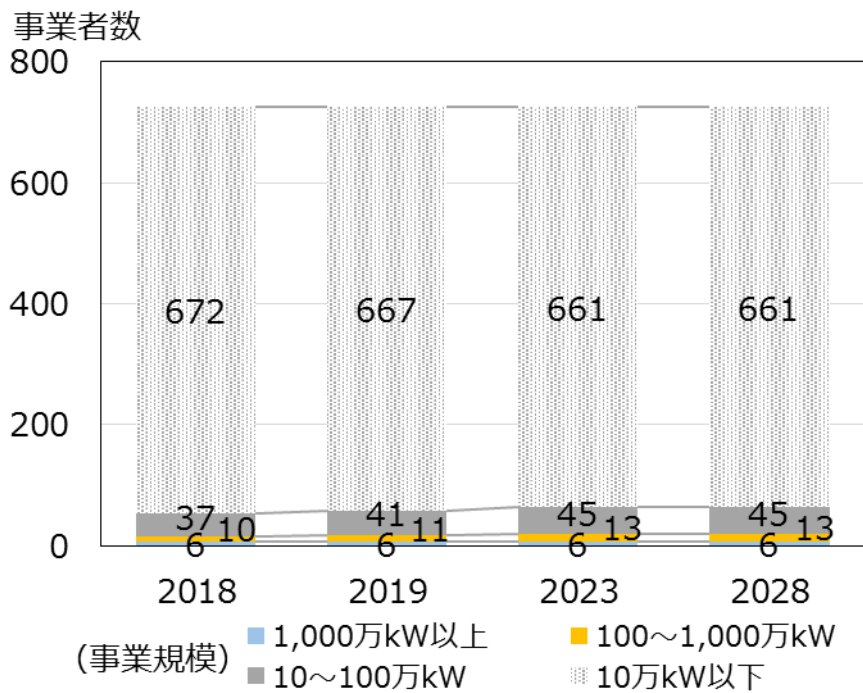


図6-12 供給電力別の発電事業者数

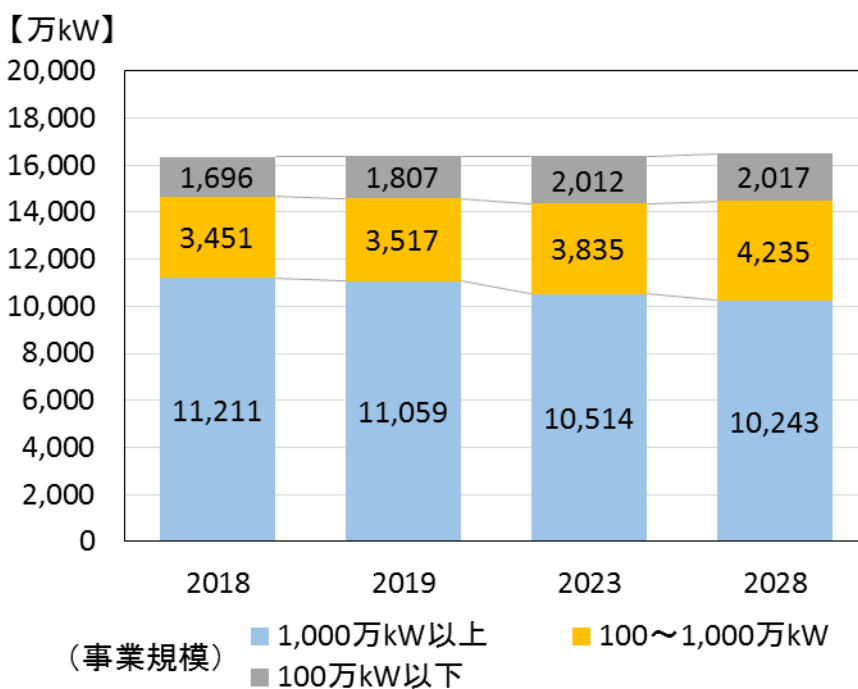


図6-13 各規模別の供給電力（積算）

同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-14、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-15に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

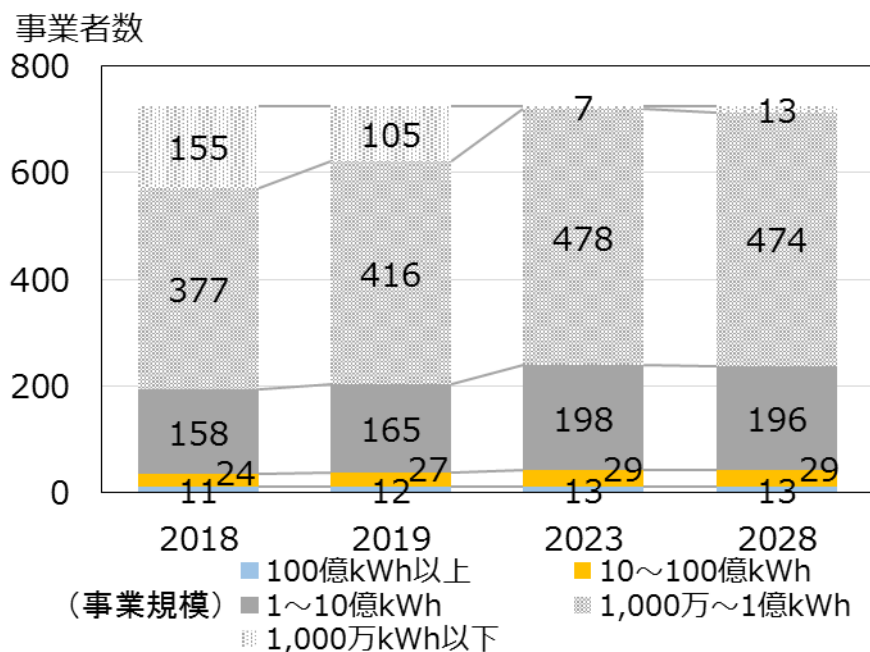


図6-14 供給電力量別の発電事業者数

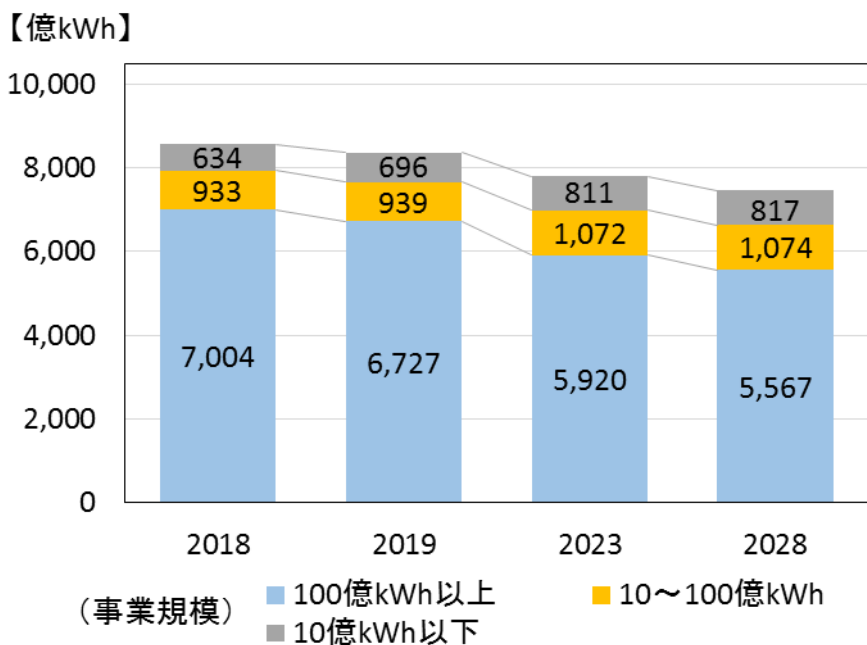


図6-15 各規模別の供給電力量 (積算)

また、当該発電事業者が2019年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-16に示す。なお、2019年度内に発電設備を計上していない事業者（84者）を除いて集計している。

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。

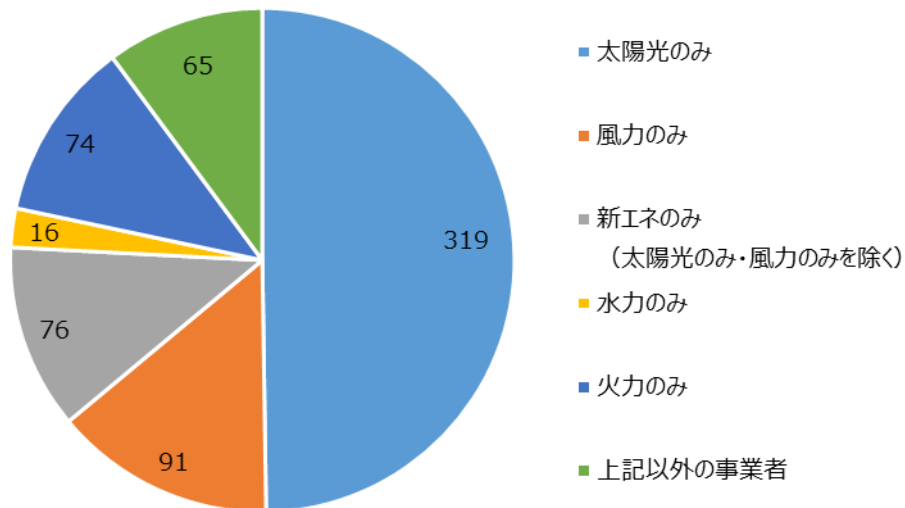


図6-16 発電種別毎の発電事業者数

5. 発電事業者のエリア展開

2019年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-17、事業者数を図6-18に示す。なお、2019年8月時点で保有設備を計上していない事業者（117者）を除いて集計している。

全体の4分の3程度の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

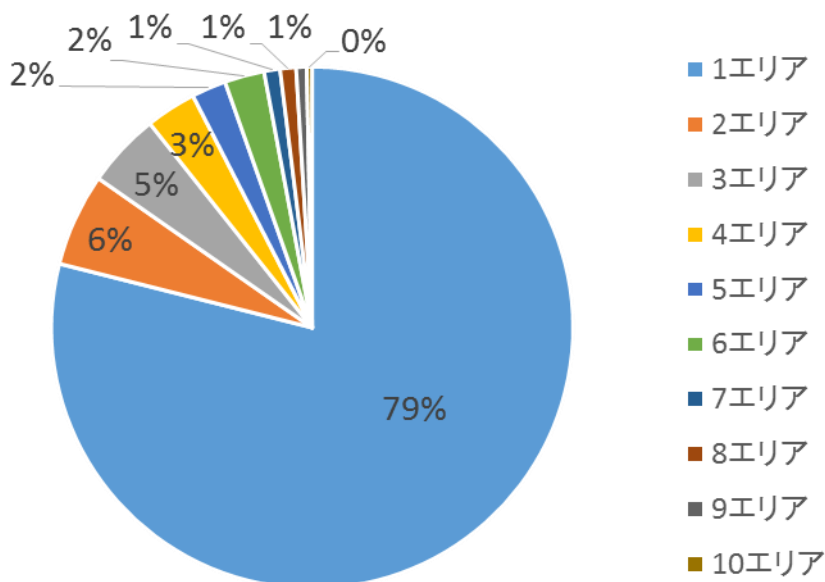


図6-17 事業エリア数毎の発電事業者比率

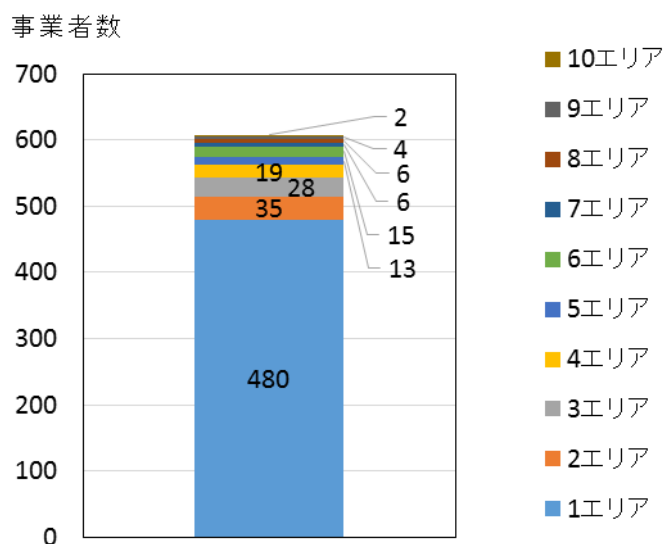


図6-18 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2019年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-19に示す。特に北海道・東北・中国・四国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。

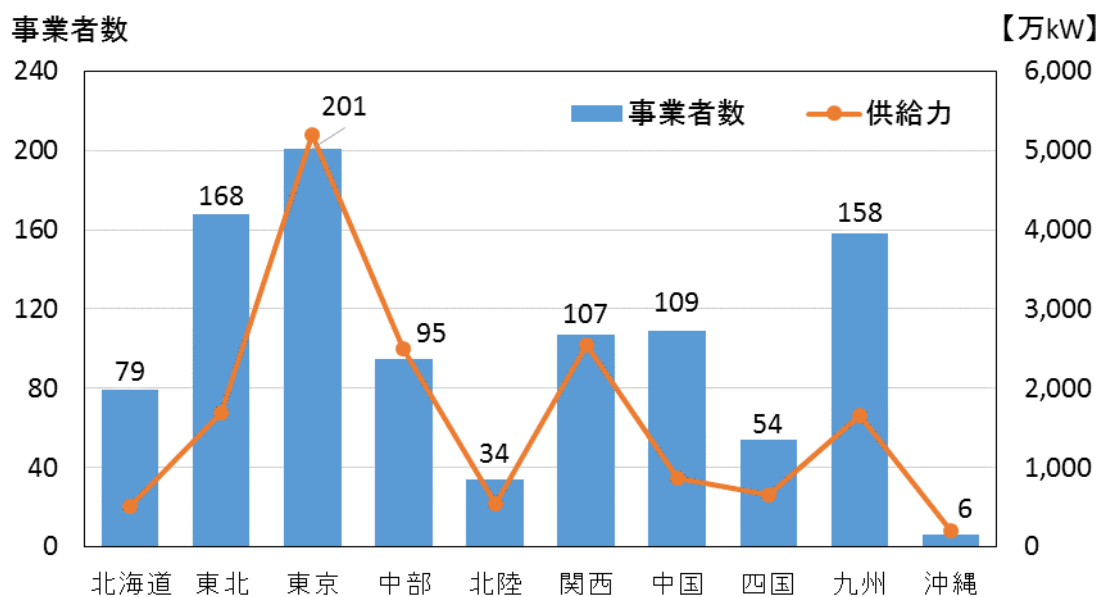


図6-19 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

VII. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

I. 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。

○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

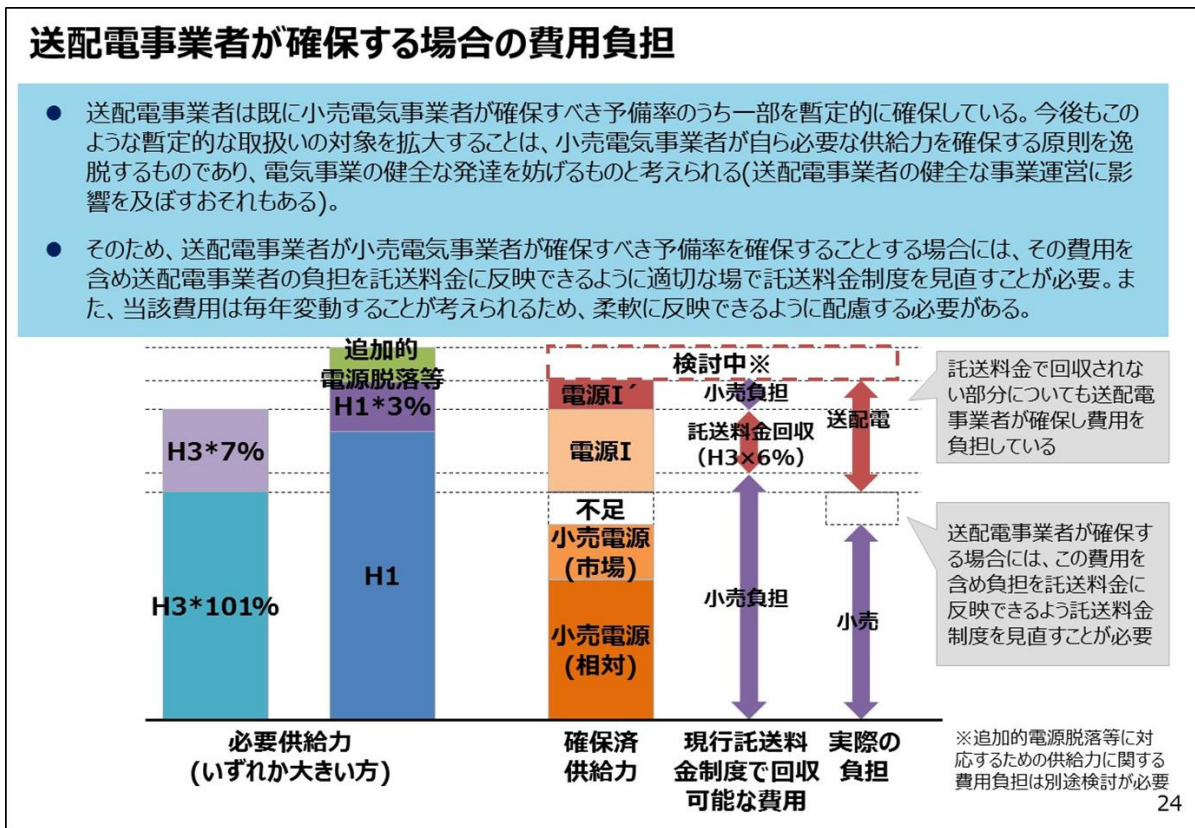
事業者が主体となって供給力を確保せざるを得ない。

○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。

<参考1> 国の制度検討作業部会での検討内容

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



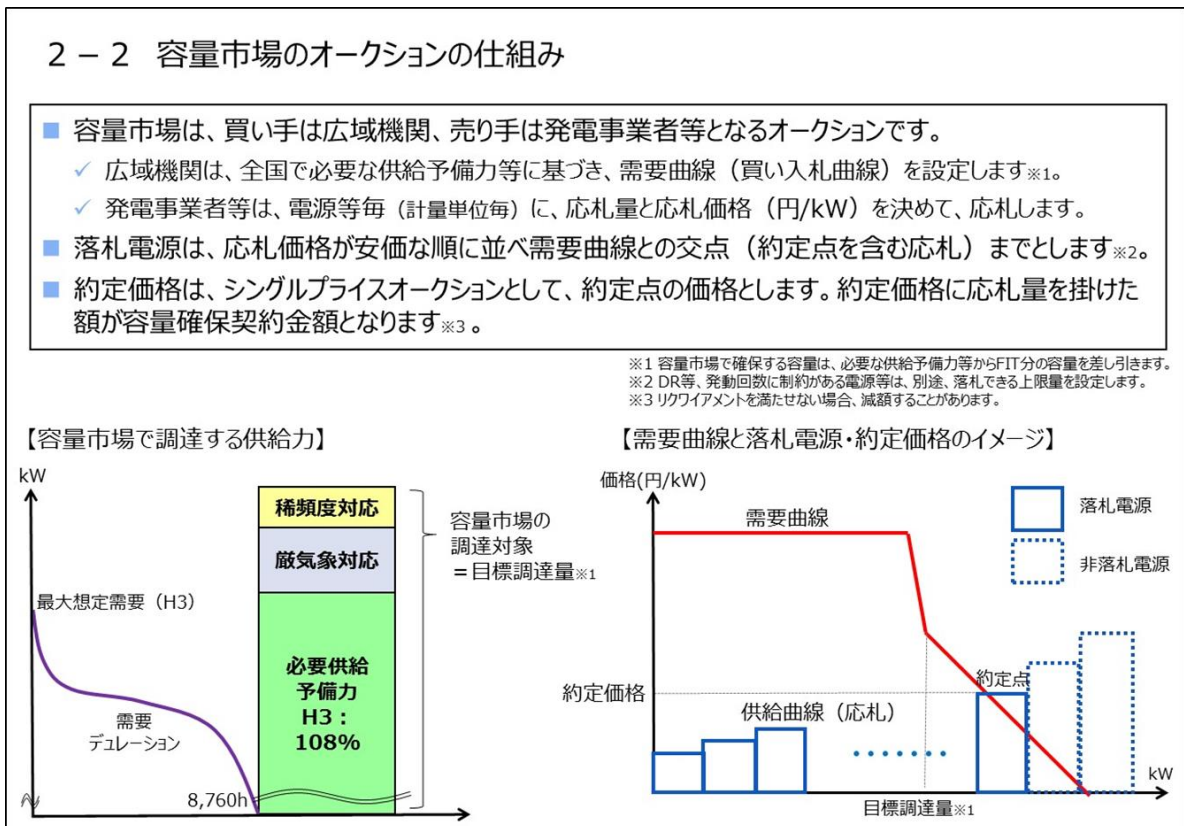
II. 容量市場創設後の供給計画のあり方

- 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。

<参考2> 容量市場で調達する供給力

出典：「容量市場概要説明会（3月公表資料）」資料から抜粋

（ご参考：広域機関ホームページURL http://www.occto.or.jp/kaiin/oshirase/files/youryou_setsumei0311.pdf）

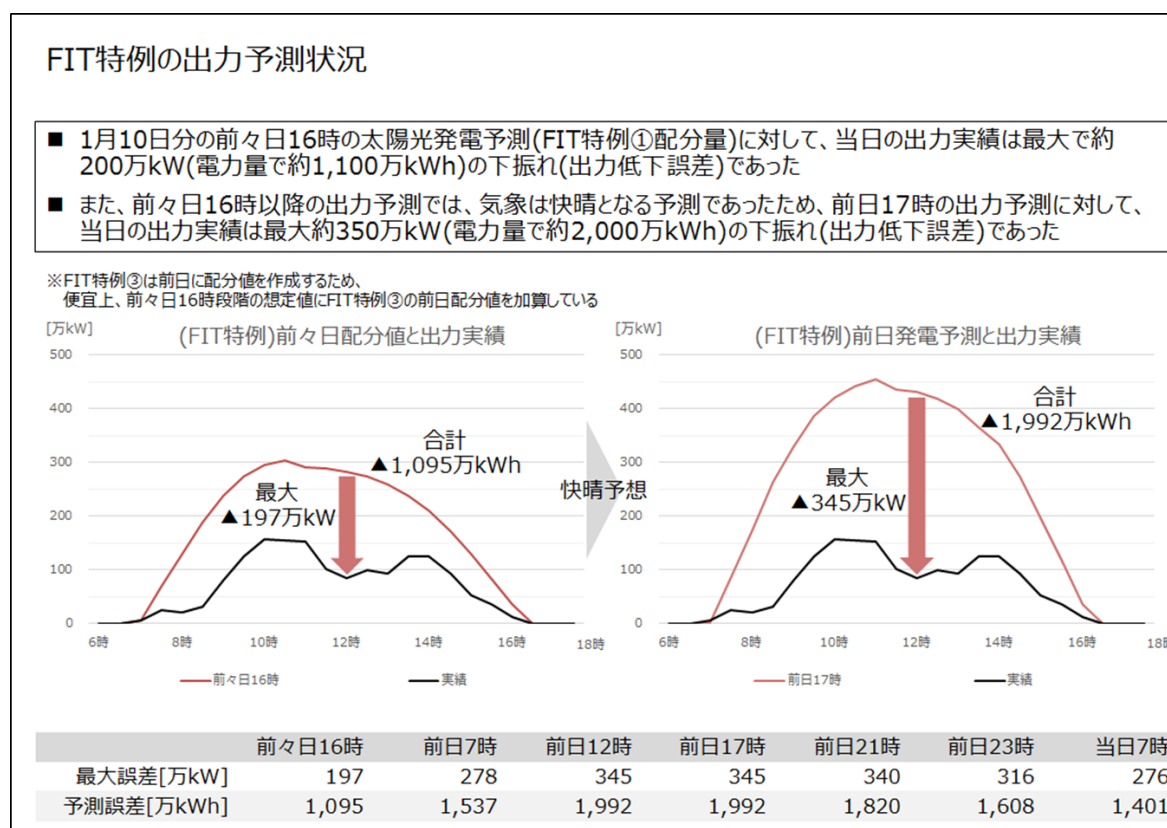


Ⅲ. 再エネ大量導入の下でのレジリエンス強化に向けた調整力について

- 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る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月の中部エリアでの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。

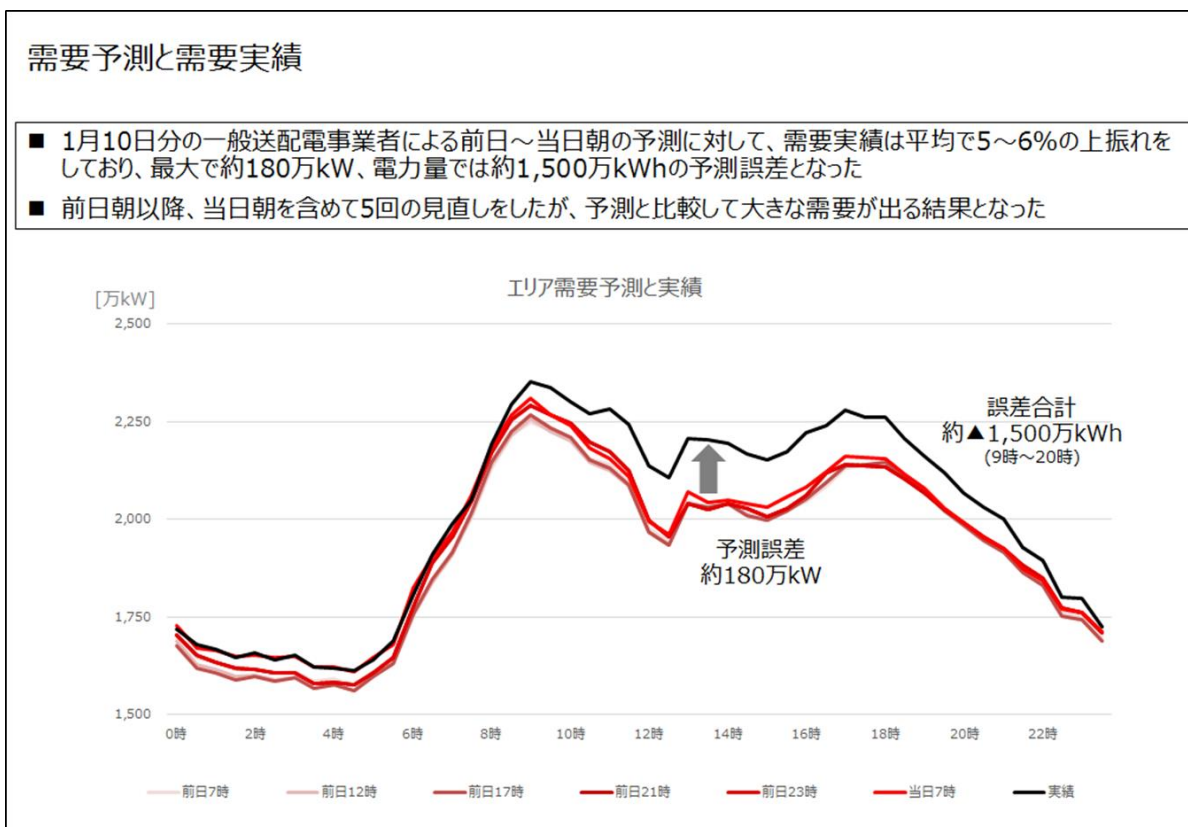
<参考3> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

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



<参考4> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

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



<参考5> 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での 検討内容

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。

＜参考6＞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での検討内容
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）】

Ⅷ. まとめ（2019年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）および年間需要電力量（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。年平均が減少に転じたのは、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などが主な要因となる。

2. 需給バランス

向う10年におけるエリア別の需給バランス評価は、連系線の空容量を使ってエリア間の供給力移動を考慮することにより、全てのエリア・年度において評価基準（沖縄エリア以外は供給予備率8%以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを満たす見通しとなった。今後も、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こととした。

3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における電源構成（kW）及び発電端電力量（kWh）の推移は、太陽光など新エネルギーは大幅に増加する見通し。一方、石炭・LNG火力は、電源構成（kW）は増加するものの、発電端電力量（kWh）は概ね横ばいか、減少する傾向である。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画のうち、連系線に関する計画については、昨年の計画から変更が無かった。

5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、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」が減少傾向になっていることを確認した。

7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された供給計画・需給バランス評価の在り方及び電気事業における現状の課題について、当該3件の課題を2019年度供給計画の取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 当該年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 別1

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・ 別3

別紙 1. 当該年度の需給見通し（短期）

2019年度エリア別の予備率最小時刻の需要電力を表（別）1-1、供給力を表（別）1-2、供給予備力を表（別）1-3、供給予備率を表（別）1-4に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）1-5に示す。

表（別）1-1 各月別の需要電力見通し

【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
北海道	403	369	365	407	420	401	415	456	486	499	493	459
東北	1,060	975	1,047	1,262	1,270	1,145	1,067	1,187	1,312	1,375	1,360	1,268
東京	3,848	3,649	4,081	5,311	5,311	4,512	3,695	4,026	4,382	4,698	4,698	4,312
東3社計	5,311	4,993	5,493	6,980	7,001	6,058	5,177	5,669	6,180	6,572	6,551	6,039
中部	1,837	1,905	2,056	2,416	2,416	2,188	1,961	1,964	2,215	2,311	2,311	2,149
北陸	373	372	410	495	495	458	373	424	476	499	499	471
関西	1,847	1,842	2,141	2,607	2,607	2,308	1,913	1,993	2,367	2,420	2,420	2,176
中国	756	757	842	1,028	1,028	911	779	837	998	1,016	1,016	909
四国	350	355	402	503	503	441	364	375	464	464	464	414
九州	1,044	1,044	1,157	1,484	1,482	1,320	1,162	1,179	1,486	1,506	1,506	1,281
中西6社計	6,207	6,274	7,008	8,533	8,531	7,625	6,551	6,772	8,006	8,216	8,216	7,400
9社合計	11,518	11,267	12,501	15,513	15,532	13,683	11,728	12,441	14,186	14,788	14,767	13,439
沖縄	104	121	139	148	148	143	132	112	99	104	103	97
10社合計	11,623	11,389	12,640	15,661	15,680	13,826	11,861	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536

表（別）1-2 各月別の供給力見通し

【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
北海道	549	544	573	493	513	501	497	545	608	597	599	568
東北	1,270	1,236	1,224	1,443	1,416	1,294	1,171	1,330	1,460	1,525	1,523	1,425
東京	4,624	4,773	4,846	5,761	5,773	5,531	4,574	4,692	5,260	5,561	5,481	5,336
東3社計	6,442	6,553	6,643	7,697	7,702	7,326	6,243	6,566	7,327	7,683	7,603	7,329
中部	2,332	2,306	2,461	2,618	2,660	2,577	2,335	2,301	2,409	2,545	2,584	2,527
北陸	478	461	471	575	550	529	422	458	541	546	545	547
関西	2,412	2,308	2,441	2,778	2,751	2,678	2,293	2,390	2,573	2,706	2,673	2,553
中国	938	923	984	1,157	1,143	1,045	929	942	1,004	1,102	1,116	1,060
四国	500	497	523	605	584	507	450	472	537	483	489	424
九州	1,415	1,315	1,304	1,627	1,553	1,443	1,351	1,366	1,566	1,650	1,644	1,610
中西6社計	8,075	7,809	8,184	9,359	9,241	8,778	7,781	7,930	8,631	9,033	9,049	8,719
9社合計	14,517	14,362	14,827	17,056	16,944	16,105	14,023	14,496	15,958	16,716	16,652	16,049
沖縄	162	172	188	197	197	198	194	172	172	177	184	179
10社合計	14,679	14,535	15,016	17,253	17,141	16,303	14,218	14,668	16,130	16,893	16,836	16,228

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

	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	146	175	208	86	93	100	82	89	122	98	106	109
東北	210	261	177	181	146	150	104	143	148	150	163	157
東京	776	1,124	765	450	462	1,019	879	666	878	863	783	1,024
東3社計	1,131	1,560	1,150	717	701	1,269	1,066	897	1,147	1,111	1,052	1,290
中部	495	401	405	202	244	389	374	337	194	234	273	378
北陸	105	89	61	79	55	71	50	34	65	47	46	76
関西	565	466	300	170	144	370	380	397	206	286	253	377
中国	182	166	142	129	115	134	150	105	6	86	100	151
四国	150	142	121	102	81	66	86	97	73	19	25	10
九州	371	271	147	142	72	123	189	187	80	144	138	329
中西6社計	1,867	1,535	1,176	826	710	1,153	1,229	1,158	625	817	833	1,320
9社合計	2,998	3,095	2,326	1,543	1,411	2,422	2,295	2,056	1,772	1,928	1,885	2,610
沖縄	58	51	50	49	50	55	62	60	73	73	80	82
10社合計	3,056	3,146	2,376	1,592	1,461	2,477	2,357	2,116	1,846	2,001	1,966	2,692

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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%

8%未満

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率【再掲】

	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%

：8%以上に改善したエリア

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2019年度以降10年間のエリア別の需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4に示す。また、連系線空容量と他エリアの8%を上回るエリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）2-5に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面の需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8月17時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	420	420	419	419	419	418	418	418	418	418
東北	1,270	1,268	1,267	1,263	1,259	1,254	1,249	1,244	1,239	1,234
東京	5,132	5,109	5,112	5,115	5,118	5,122	5,127	5,131	5,148	5,152
東3社計	6,822	6,797	6,798	6,797	6,796	6,794	6,794	6,793	6,805	6,804
中部	2,416	2,419	2,407	2,397	2,386	2,375	2,365	2,354	2,357	2,346
北陸	495	495	495	495	495	495	494	494	494	494
関西	2,607	2,597	2,588	2,581	2,574	2,567	2,560	2,552	2,545	2,538
中国	1,028	1,030	1,029	1,027	1,025	1,024	1,022	1,020	1,019	1,017
四国	496	495	494	492	491	490	488	487	486	485
九州	1,544	1,544	1,544	1,544	1,545	1,545	1,546	1,546	1,547	1,547
中西6社計	8,586	8,579	8,556	8,536	8,516	8,496	8,475	8,453	8,448	8,427
9社合計	15,408	15,377	15,354	15,332	15,312	15,289	15,269	15,246	15,253	15,231
沖縄	148	149	150	150	151	152	152	153	153	154
10社合計	15,556	15,526	15,504	15,483	15,463	15,441	15,421	15,399	15,406	15,385

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8月17時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	513	509	573	576	580	581	582	580	627	627
東北	1,416	1,379	1,500	1,515	1,514	1,521	1,521	1,549	1,550	1,551
東京	5,594	5,743	5,614	5,452	5,623	5,740	5,975	5,940	5,944	5,951
東3社計	7,523	7,631	7,688	7,543	7,717	7,842	8,077	8,069	8,121	8,129
中部	2,660	2,642	2,432	2,498	2,501	2,504	2,496	2,501	2,503	2,503
北陸	550	553	545	544	544	543	537	536	535	535
関西	2,751	2,895	2,674	2,700	2,756	2,759	2,646	2,662	2,663	2,663
中国	1,143	1,196	1,227	1,140	1,175	1,177	1,181	1,183	1,180	1,181
四国	576	645	561	549	595	594	594	595	595	595
九州	1,684	1,801	1,783	1,799	1,813	1,733	1,734	1,715	1,718	1,718
中西6社計	9,364	9,732	9,222	9,229	9,384	9,310	9,189	9,193	9,195	9,194
9社合計	16,887	17,364	16,910	16,772	17,102	17,151	17,266	17,262	17,316	17,323
沖縄	201	211	204	208	202	214	214	214	214	214
10社合計	17,088	17,575	17,113	16,980	17,303	17,365	17,480	17,476	17,530	17,537

表（別） 2－3 中長期の供給予備力見通し（8月17時）

[万kW]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	93	89	154	157	161	163	164	162	209	209
東北	146	111	234	253	256	267	272	305	311	317
東京	462	634	502	337	505	618	848	809	796	799
東3社計	701	834	890	746	922	1,048	1,284	1,276	1,316	1,325
中部	244	223	25	101	115	129	131	147	146	157
北陸	55	58	50	49	49	48	44	43	42	41
関西	144	298	85	119	182	192	86	110	119	125
中国	115	166	198	113	150	153	159	163	161	164
四国	80	150	67	57	104	104	106	108	109	110
九州	140	258	240	255	268	188	188	169	170	170
中西6社計	778	1,153	666	693	868	814	714	740	747	767
9社合計	1,479	1,987	1,556	1,440	1,790	1,862	1,997	2,016	2,063	2,092
沖縄	53	63	54	58	51	62	62	61	61	60
10社合計	1,532	2,050	1,610	1,498	1,841	1,924	2,059	2,077	2,123	2,152

表（別） 2－4 中長期の供給予備率見通し（8月17時）【再掲】

	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%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月17時）【再掲】

	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%

: 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 中長期の需要電力見通し（1月18時）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	499	499	498	498	497	497	497	496	496	496
東北	1,375	1,373	1,371	1,368	1,364	1,360	1,356	1,352	1,348	1,344

【万kW】

表（別） 2－7 中長期の供給力見通し（1月18時）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	597	599	571	580	580	581	582	631	631	631
東北	1,525	1,508	1,524	1,539	1,538	1,541	1,542	1,568	1,571	1,572

【万kW】

表（別） 2－8 中長期の供給予備力見通し（1月18時）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	98	100	73	82	83	84	85	135	135	135
東北	150	135	153	171	174	181	186	216	223	228

【万kW】

表（別） 2－9 中長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	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%