

第2号議案

平成30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、平成30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、平成30年度供給計画の年次報告書として、公表する。

送付・公表日 : 平成30年 3月30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
平成30年3月30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平成30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：平成30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

平成30年度供給計画の取りまとめ

2018年3月

電力広域的運営推進機関

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）	
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）	
2. 需給バランス	5
(1) 需給バランス評価方法について	
(2) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	
(3) 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	17
(1) 電源構成（kW）の推移	
(2) 発電端電力量（kWh）の推移	
(3) 電源別設備利用率の推移	
(4) エリア別電源構成および発電電力量	
(5) 電源開発計画	
4. 送配電設備の増強計画	25
(1) 主要送電線路の整備計画	
(2) 主要変電所の整備計画	
(3) 送変電設備の整備計画（総括）	
5. 広域的運営の状況	35

6. 電気事業者の特性分析	37
(1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	
(2) 小売電気事業者のエリア展開	
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	
(5) 発電事業者のエリア展開	
7. その他	46
(1) 供給計画の取りまとめでの気付き事項	
(2) 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	
(3) 当該年度の最大需要発生時刻の評価	
(4) 当該年度以降10年間の8月17時以外の時刻での評価	
別紙1	当該年度の需給見通し（短期）
別紙2	当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

<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平成30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、平成30年度供給計画取りまとめでは、平成29年12月31日までに電気事業者となった者（1,124者）と、平成30年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（1者）の合計1,125者を対象に取りまとめを行った。

平成30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	642
小売電気事業者	448
登録特定送配電事業者	19
特定送配電事業者	4
送電事業者	2
一般送配電事業者	10
合計	1,125

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、2017年度の実績及び2018年度の見通し³を、表1-1に示す。

2018年度の見通し15,787万kWは、2017年度の実績15,708万kWに対して0.5%の増加となった。なお、2017年度の気温補正⁴後の実績15,702万kWに対して、2018年度の見通しは0.5%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2017年度 実績	2018年度 見通し
15,708 万 kW (15,702 万 kW)	15,787 万 kW +0.5% (+0.5%) ※

() 内は気温補正後の値

※2017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	11,767	11,484	12,696	15,745	15,787	13,901
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,881	12,587	14,048	14,798	14,778	13,479

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である。

³ 2018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、2017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、2017年度の推定実績⁵及び2018年度の見通しを、表1-3に示す。

2018年度の見通し8,889億kWhは、2017年度の推定実績8,926億kWhに対して0.4%の減少となっている。なお、2017年度の気温補正後の推定実績8,854億kWhに対して、2018年度の見通しは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）

2017年度 推定実績	2018年度 見通し
8,926 億 kWh (8,854 億 kWh)	8,889 億 kWh ▲0.4% (+0.4%) [※]

() 内は気温補正後の値

※2017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2017年4～11月の実績値及び2017年12月～2018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（2017年11月27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537.7兆円、2027年度は581.4兆円となり、年平均0.9%の増加に、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2018年度は105.3、2027年度は108.2となり、年平均0.3%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	2018年度	2027年度
国内総生産（実質GDP）	537.7兆円	581.4兆円 [0.9%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	105.3	108.2 [0.3%] [※]

※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、2018年度、2022年度及び2027年度の見通しを、表1-5に示す。また、過去実績と2027年度までの見通しを図1-1に示す。

2022年度の見通しは15,786万kW、2027年度の見通しは15,739万kWとなり、2018年度から2027年度まで年平均0.0%の減少となっている。

当該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

2018年度 [再掲]	2022年度	2027年度
15,787万kW	15,786万kW [▲0.0%] [※]	15,739万kW [▲0.0%] [※]

※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2010暦年を100とした指数である。

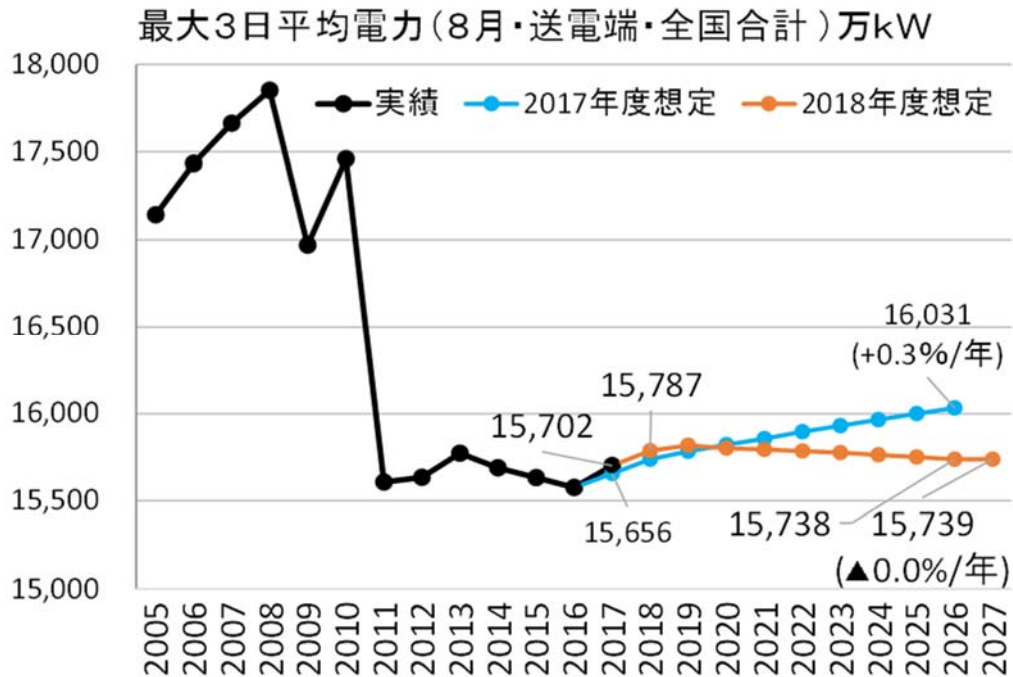


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2018年度、2022年度及び2027年度の見通しを、表1-6に示す。

2022年度の見通しは8,897億kWh、2027年度の見通しは8,882億kWhとなり、2018年度から2027年度まで年平均0.0%の減少となっている。

当該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

2018年度 [再掲]	2022年度	2027年度
8,889 億 kWh	8,897 億 kWh [+0.0%]*	8,882 億 kWh [▲0.0%]*

*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26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月22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。

平成30年度供給計画届出書の記載要領（2017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、平成30年度供給計画では、提出時点（2018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。

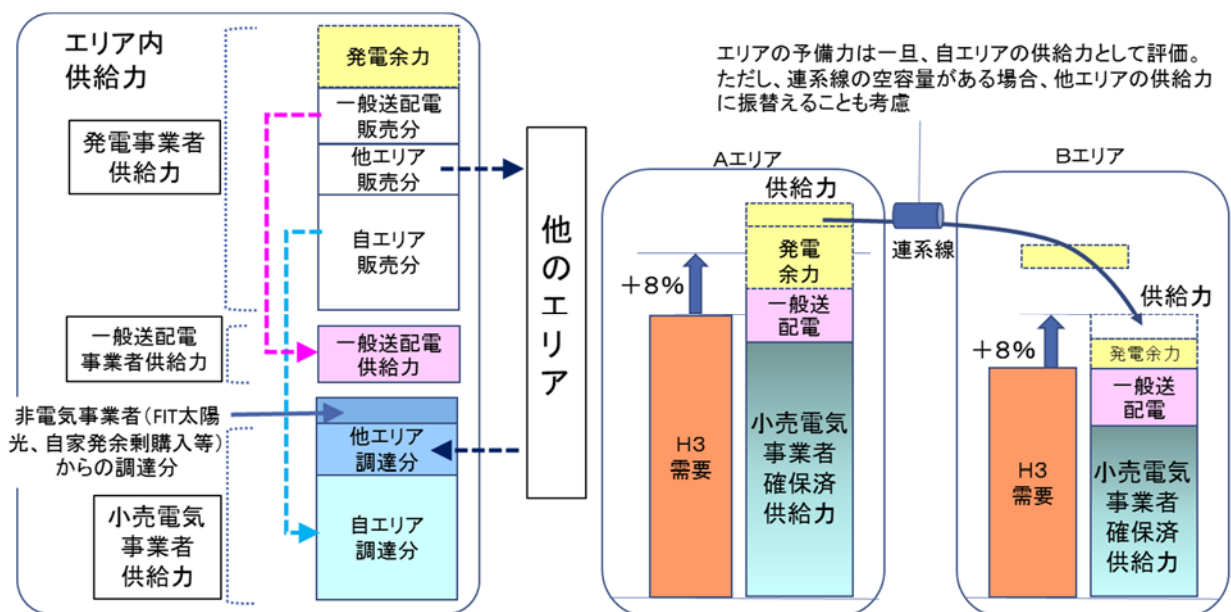


図2-1 需給バランス評価の概要

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。

(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

2017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。

表2-1 2017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
15,702 万 kW	18,520 万 kW	2,818 万 kW	17.9%

なお、各エリア別の需給バランスについても、安定供給の基準とする予備率8%を確保していた。

② 当該年度の需給見通し

2018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2-2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2-2 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）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,767	11,430	12,580	15,541	15,574	13,791
供給力	14,317	14,216	15,093	17,153	17,086	16,312
予備率	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,859	12,578	14,049	14,798	14,778	13,480
供給力	14,540	15,000	16,214	16,820	16,777	16,081
予備率	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

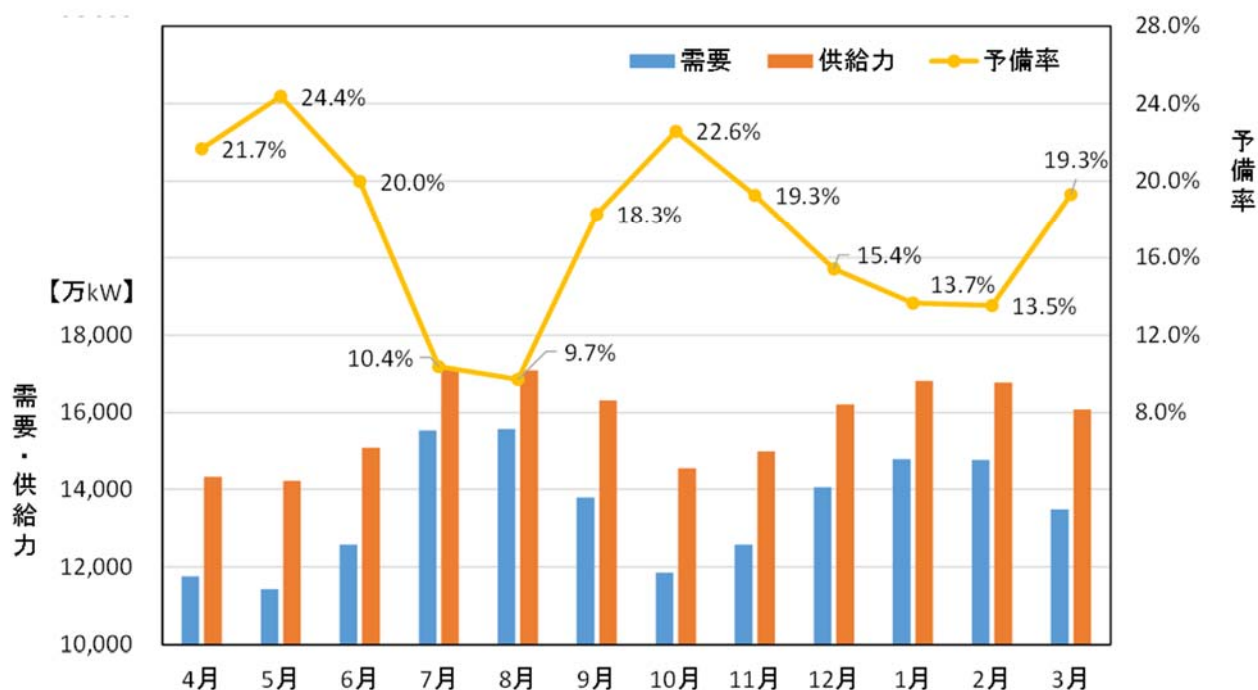


図2-2 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

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

8%未満

表2-4 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻）
（連系線・他エリア余力考慮、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	19.3%	26.3%	31.5%	20.0%	21.8%	23.1%	22.4%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
関西	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
中国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
四国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
九州	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	19.8%	10.1%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

：8%以上に改善したエリア

¹¹ 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。

¹² 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¹³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2-5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2-5 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	27.8%	18.5%	14.1%	16.3%	15.7%	18.1%	18.5%	20.9%	22.5%	28.8%	38.8%	30.1%

¹³ 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

2018年度以降10年間の需給バランス見通し（8月17時）を表2-6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2-6 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】

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
需要電力	15,460	15,490	15,473	15,466	15,458
供給力	17,048	16,925	17,215	16,725	16,844
供給予備率	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
需要電力	15,448	15,436	15,424	15,411	15,412
供給力	17,165	17,377	17,307	17,332	17,348
供給予備率	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

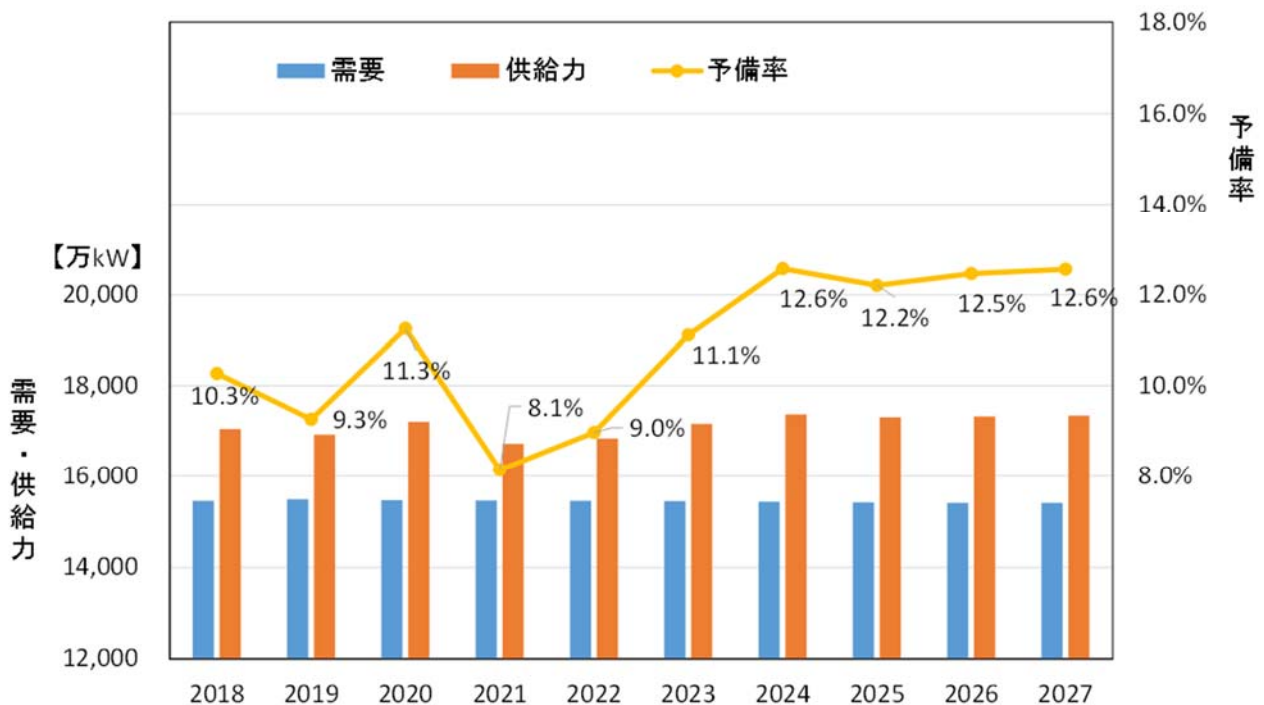


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

各エリアの8月の予備率最小時刻は、東京・北陸・四国エリアが15時、北海道・東北・中部・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。そのうち、15時、19時、20時でのエリア別の予備率見通しは、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（「7. その他（4）」参照）。

次に、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2-7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2-8に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2018、19、21、22年度）、中部エリア（2019～21、23～27年度）、関西エリア（2021、22、25～27年度）、四国エリア（2019、21、22年度）、九州エリア（2018～21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、2021年度以外においては、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2-7 中長期の予備率見通し（8月17時 エリア別、送電端）

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

8%未満

※九州エリアの2019年度については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

表2-8 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線・他エリア余力考慮、送電端）

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

8%未満

：8%以上に改善したエリア

2021年度については、連系線空容量および他エリア余力を考慮しても、7.2%と安定供給の基準とする8%を下回っている。しかし、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へ系統アクセス契約申込みがなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の届出がなされている電源を、国の協力を得て調査した。

その結果、全国で105万kWの電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-9に示す。

しかし、それでも予備率が7.9%と安定供給の基準とする8%を下回った。

表2-9 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源考慮、送電端）

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

8%未満

(参考検討) 供給力に計上されていない電源の供給力を加算した場合

前項までの評価において予備率が8%を下回っていることから、現状供給計画において「供給力として計上されていない電源のうち、2021年度断面で短期に立上が可能な状態で停止を見込んでいる電源（以下、「短期立上可能電源¹⁴」と言う。）を事業者ヒアリング等を通じて確認した（2027年度までの見通しを図2-4に示す）。

現時点の計画ではあるが、330万kWあることが判明したため、東日本・西日本エリアにそれぞれ10万kW（合計20万kW）の供給力を加算したときの需給バランスを表2-10に示す。

その結果、2021年度の予備率は全国的に8%を上回る結果となった。

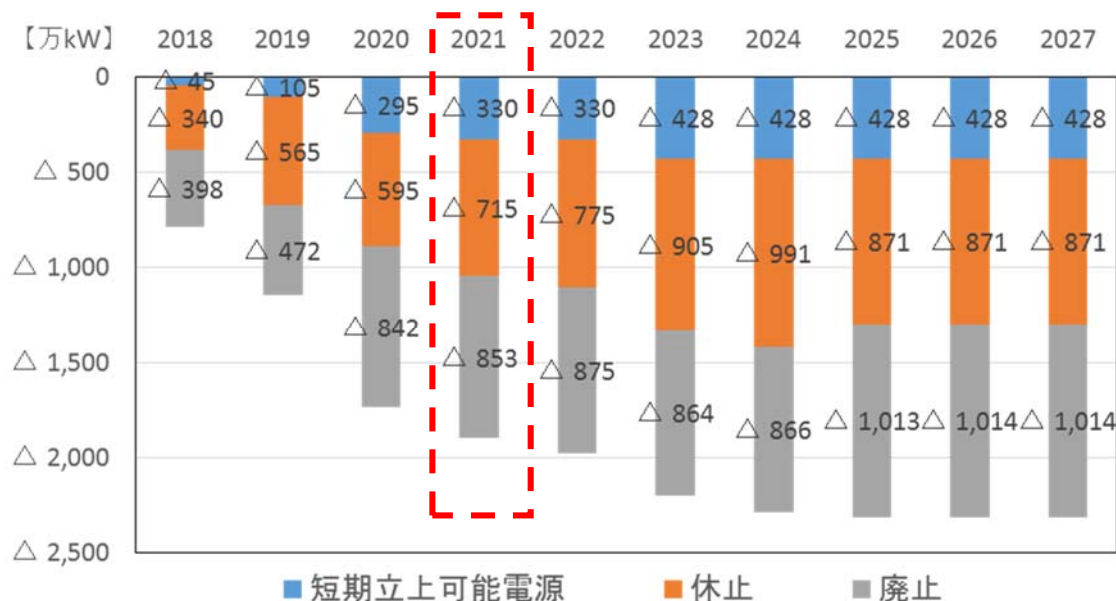


図2-4 中長期の休廃止計画（設備量ベース、初年度からの累計）

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）

(連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源・短期立上可能電源考慮、送電端)

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

2021 : 8%以上に改善したエリア

¹⁴ 稼働が必要な場合に、概ね6カ月以内で立上が可能な状態で停止する予定の電源。

また、沖縄エリアについて、2018年度の電源I相当分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）

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

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。また、東北エリア（2021～23年度）で予備率が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2-13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）

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

8%未満

表2-13 中長期の予備率見通し（1月18時 連系線・他エリア余力考慮、送電端）

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

：8%以上に改善したエリア

② 需給バランス評価のまとめ

○短期（2018年度）の需給バランス評価

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

○中長期（2019年度～2027年度）の需給バランス評価

2021年度の8月17時断面において、本州～九州エリアで広範囲に予備力8%を確保できないこととなった（P12参照）。予備率が減少する傾向が今後も続くと想定すると、容量市場による容量確保が開始される2024年度を待たずに、適正予備力を大きく下回り、需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される。

但しこれは、今春から初夏にかけて稼働が見込まれる原子力発電4基も含め、ほとんどすべての原子力発電の供給力を「未定」＝ゼロとして計上しているもの

でもあり、中長期の需給バランスとしては、今後の原子力稼働状況も見据えて評価していくことが求められる。

また、今回は供給力として計上されていないものの、短期で立上可能な電源が一定程度存在することも確認できた。

従って、中長期の需給見通しとしては、今後の原子力発電の再稼働による変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行うこととし、その中で、必要に応じて電源入札等の対応策を検討することとしたい。

③ 小売電気事業者の供給力確保状況について

2018年度以降10年間の小売電気事業者の供給力確保状況を、表2-14及び図2-5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¹⁵」として計画していることがわかる。

表2-14 小売電気事業者の供給力確保状況（8月15時、送電端）

【万kW %】

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
需要電力 (エリア計)	15,787	15,819	15,801	15,794	15,786
確保済 供給力	15,620	15,552	15,466	14,715	14,680
比率*	98.9%	98.3%	97.9%	93.2%	93.0%
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
需要電力 (エリア計)	15,776	15,764	15,751	15,738	15,739
確保済 供給力	14,586	14,242	14,207	12,236	12,179
比率	92.5%	90.3%	90.2%	77.8%	77.4%

※需要電力（エリア計）に対する確保済供給力の比率

¹⁵ 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。

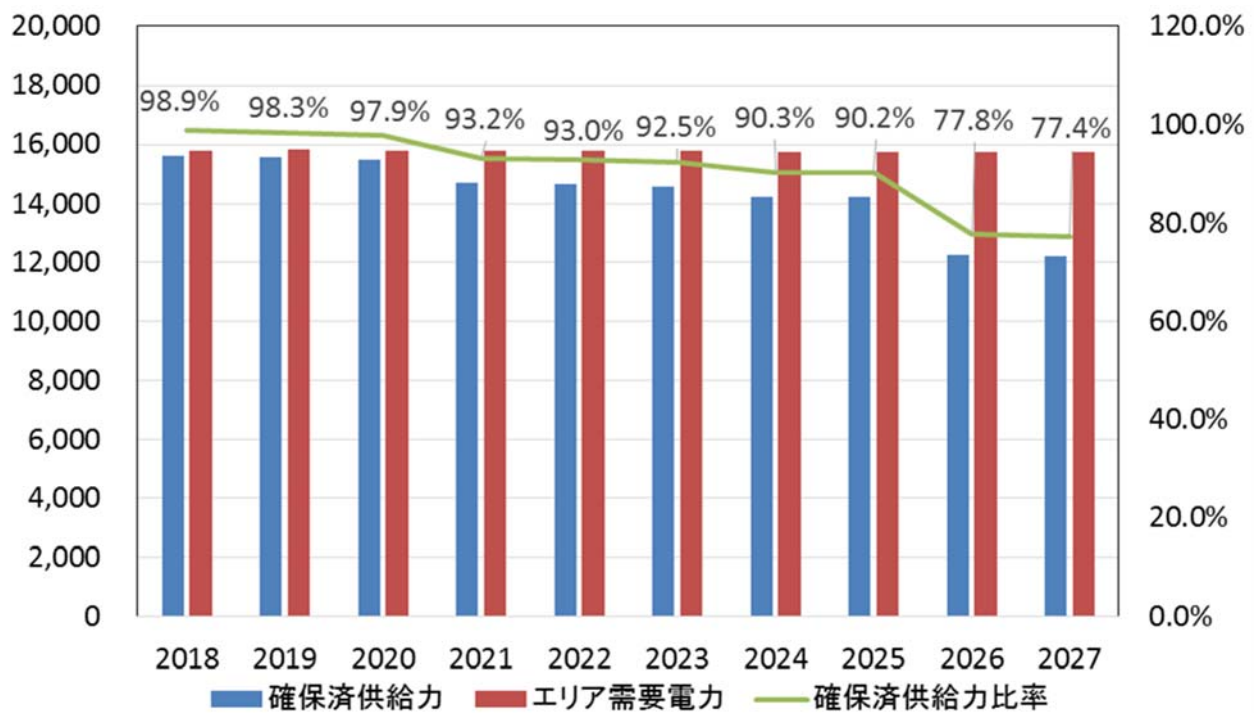


図 2-5 小売電気事業者の供給力確保状況（8月15時、送電端）

④ 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、2018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2-15に示す。

表 2-15 一般送配電事業者の確保済調整力¹⁷

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.2%	6.8%	7.5%	6.9%	7.0%	6.9%	7.1%	7.2%	7.0%	20.5%

¹⁶ 調整力公募は、前年度（平成29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. 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。

また、年度ごとの電源構成比を図3-2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	2017	2018	2022	2027
水力	4,915 [16.3%]	4,915 [16.0%]	4,919 [14.9%]	4,922 [14.5%]
一般水力	2,168 [7.2%]	2,168 [7.1%]	2,172 [6.6%]	2,175 [6.4%]
揚水	2,747 [9.1%]	2,747 [8.9%]	2,747 [8.3%]	2,747 [8.1%]
火力	16,344 [54.0%]	16,329 [53.2%]	16,752 [50.8%]	17,264 [50.8%]
石炭	4,365 [14.4%]	4,376 [14.3%]	5,097 [15.5%]	5,262 [15.5%]
LNG	8,196 [27.1%]	8,397 [27.3%]	8,141 [24.7%]	8,489 [25.0%]
石油他 ¹⁹	3,763 [12.4%]	3,531 [11.5%]	3,466 [10.5%]	3,465 [10.2%]
原子力	3,665 [12.1%]	3,555 [11.6%]	3,500 [10.6%]	3,032 [8.9%]
新エネルギー等	5,314 [17.6%]	5,901 [19.2%]	7,801 [23.7%]	8,733 [25.7%]
風力	361 [1.2%]	379 [1.2%]	702 [2.1%]	924 [2.7%]
太陽光	4,597 [15.2%]	5,169 [16.8%]	6,718 [20.4%]	7,435 [21.9%]
地熱	48 [0.2%]	48 [0.2%]	47 [0.1%]	47 [0.1%]
バイオマス	234 [0.8%]	241 [0.8%]	315 [1.0%]	310 [0.9%]
廃棄物	95 [0.3%]	88 [0.3%]	66 [0.2%]	64 [0.2%]
その他	7 [0.0%]	7 [0.0%]	7 [0.0%]	7 [0.0%]
合計	30,246 [100%]	30,707 [100%]	32,979 [100%]	33,957 [100%]

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。

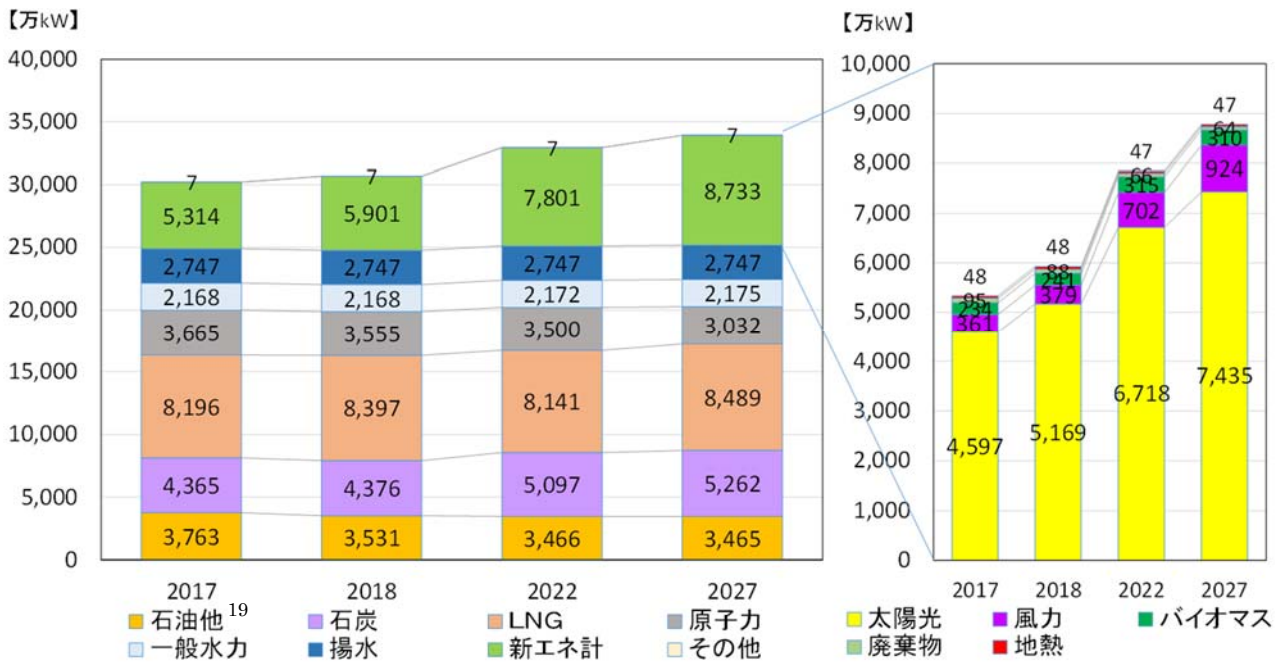


図3-1 電源構成の推移（全国合計）¹⁸

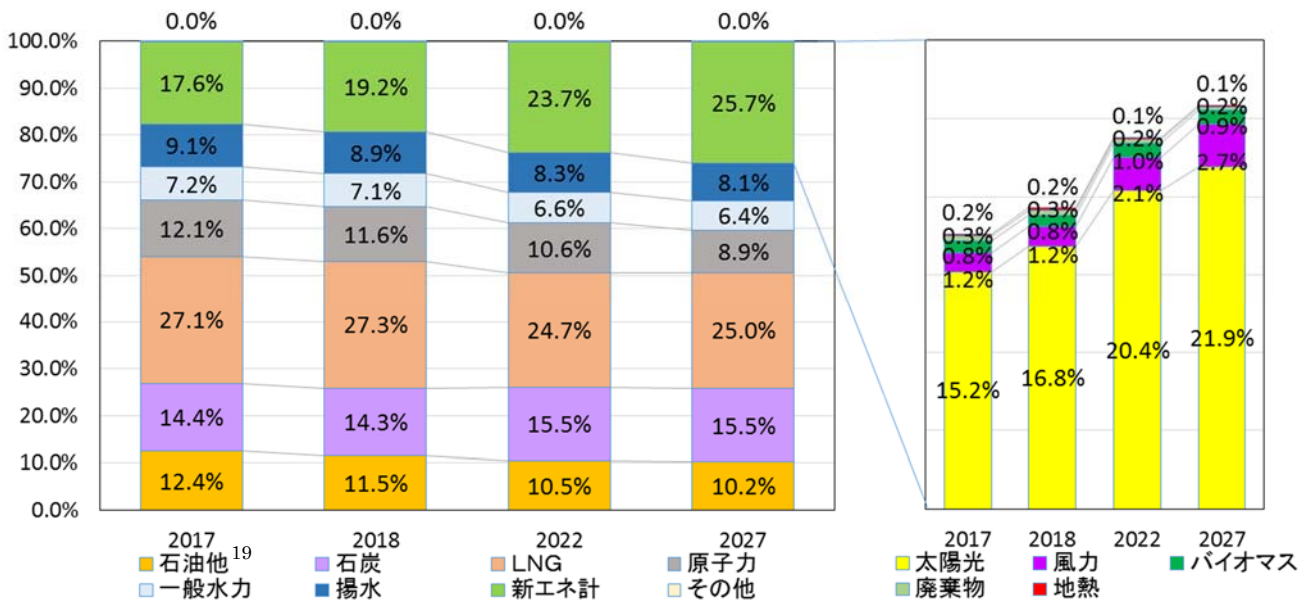


図3-2 電源構成比の推移（全国合計）¹⁸

(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3-3に示す。また、各年度の発電端電力量構成比を図3-4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によっては発電端電力量の構成は異なるものとなる。

太陽光など新エネルギー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、石炭火力は微増となっているものの、LNG火力は大幅に減少している。

表3-2 発電端電力量の推移（全国合計）²⁰

【億 kWh】

種類	2017	2018	2022	2027
水力	838 [9.0%]	815 [8.8%]	855 [9.2%]	880 [9.7%]
一般水力	782 [8.4%]	780 [8.4%]	804 [8.7%]	810 [8.9%]
揚水	57 [0.6%]	35 [0.4%]	51 [0.6%]	70 [0.8%]
火力	7,388 [79.2%]	7,391 [79.8%]	6,904 [74.5%]	6,801 [74.6%]
石炭	2,973 [31.9%]	2,861 [30.9%]	3,156 [34.1%]	3,226 [35.4%]
LNG	3,973 [42.6%]	3,944 [42.6%]	3,345 [36.1%]	3,199 [35.1%]
石油他 ¹⁹	442 [4.7%]	586 [6.3%]	403 [4.4%]	377 [4.1%]
原子力	326 [3.5%]	214 [2.3%]	238 [2.6%]	0 [0.0%]
新エネルギー等	732 [7.8%]	817 [8.8%]	1,159 [12.5%]	1,302 [14.3%]
風力	65 [0.7%]	69 [0.7%]	115 [1.2%]	165 [1.8%]
太陽光	496 [5.3%]	557 [6.0%]	777 [8.4%]	865 [9.5%]
地熱	24 [0.3%]	26 [0.3%]	26 [0.3%]	26 [0.3%]
バイオマス	122 [1.3%]	141 [1.5%]	219 [2.4%]	226 [2.5%]
廃棄物	24 [0.3%]	23 [0.2%]	21 [0.2%]	20 [0.2%]
その他	40 [0.4%]	29 [0.3%]	106 [1.1%]	132 [1.4%]
未定分	0 [0.0%]	0 [0.0%]	0 [0.0%]	0 [0.0%]
合計	9,324 [100%]	9,266 [100%]	9,262 [100%]	9,115 [100%]

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。

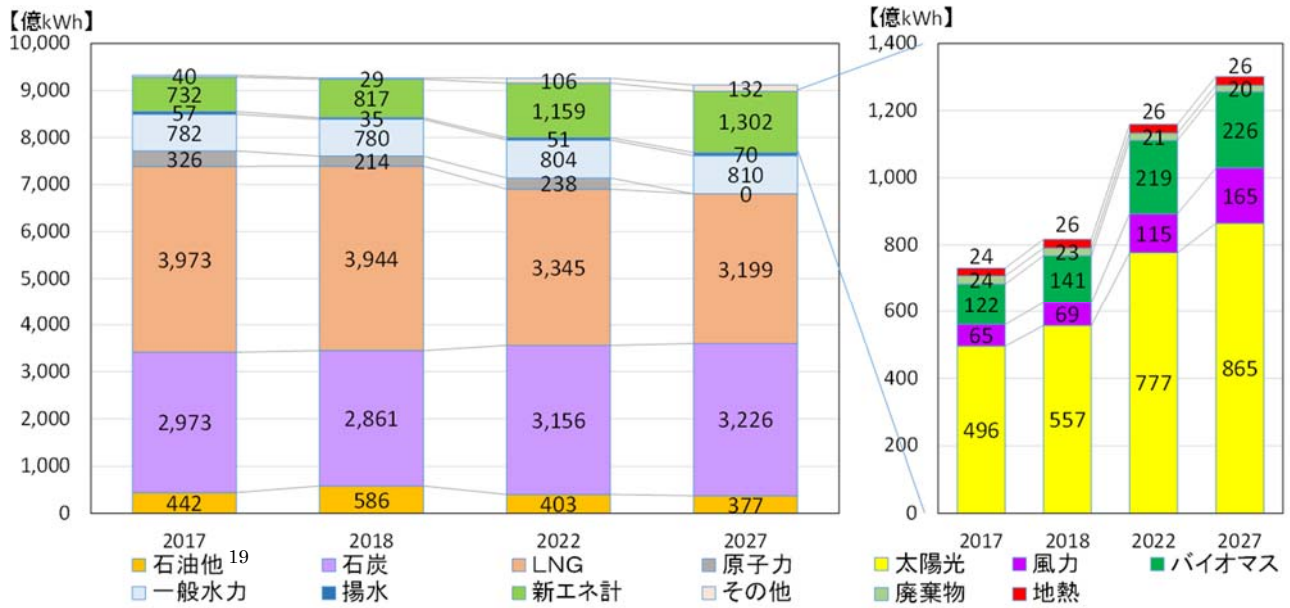


図3-3 電源別発電電力量の推移（全国合計）²⁰

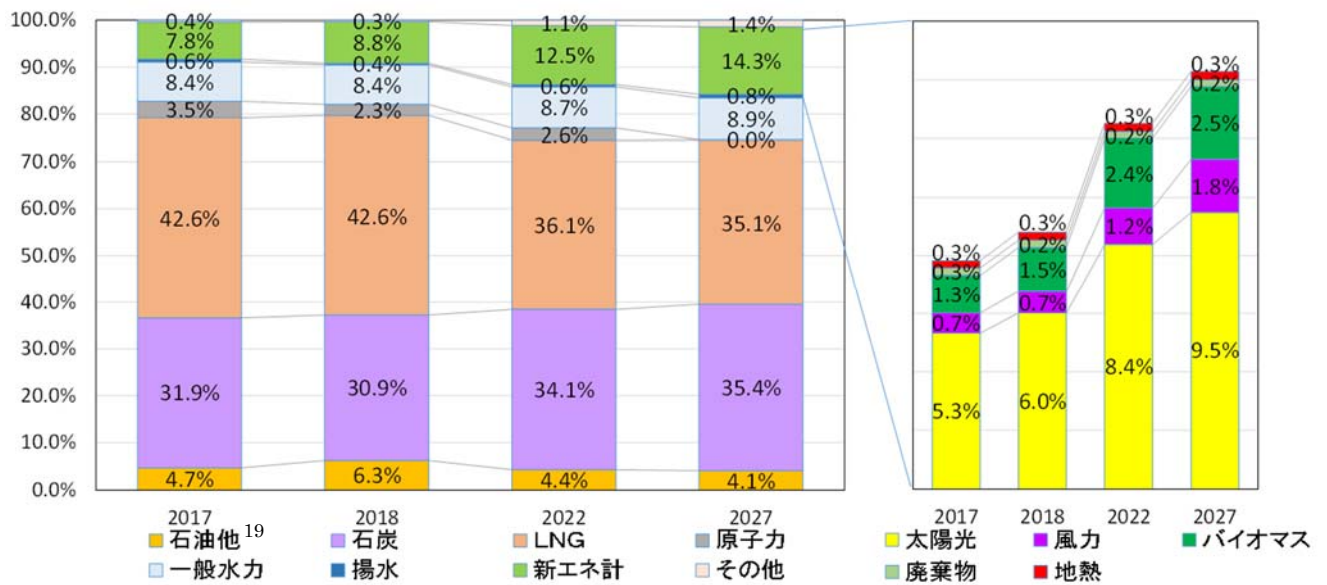


図3-4 電源別発電電力量比の推移（全国合計）²⁰

(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3-5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	2017	2018	2022	2027
水力	19.5%	18.9%	19.8%	20.4%
一般水力	41.2%	41.1%	42.2%	42.5%
揚水	2.4%	1.5%	2.1%	2.9%
火力	51.6%	51.7%	47.0%	45.0%
石炭	77.8%	74.6%	70.7%	70.0%
LNG	55.3%	53.6%	46.9%	43.0%
石油他 ¹⁹	13.4%	18.9%	13.3%	12.4%
原子力	10.2%	6.9%	7.8%	0.0%
新エネルギー等	15.7%	15.8%	17.0%	17.0%
風力 ²²	20.6%	20.9%	18.8%	20.4%
太陽光 ²²	12.3%	12.3%	13.2%	13.3%
地熱	56.0%	61.0%	63.6%	63.6%
バイオマス	59.6%	66.8%	79.3%	83.1%
廃棄物	29.4%	29.9%	36.6%	35.5%
その他	-	-	-	-

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。

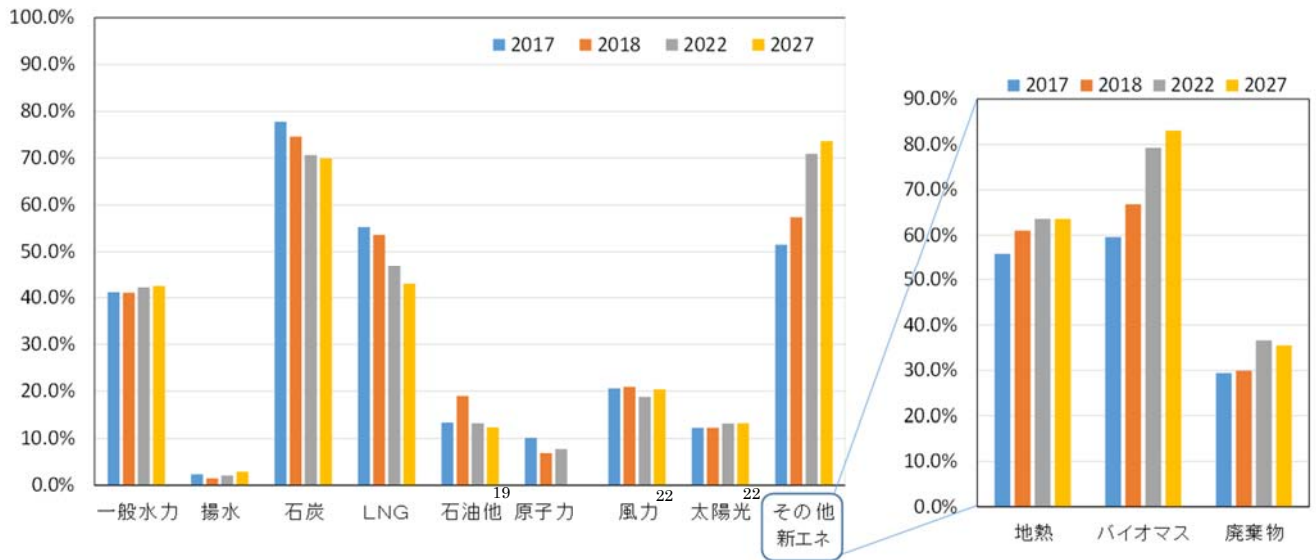


図 3 - 5 電源別設備利用率の推移 (全国合計) ²¹

(4) エリア別電源構成および発電電力量

2017年度末のエリア別の電源構成比を図3-6に示す。また、2017年度のエリア別の発電電力量構成比を図3-7に示す。

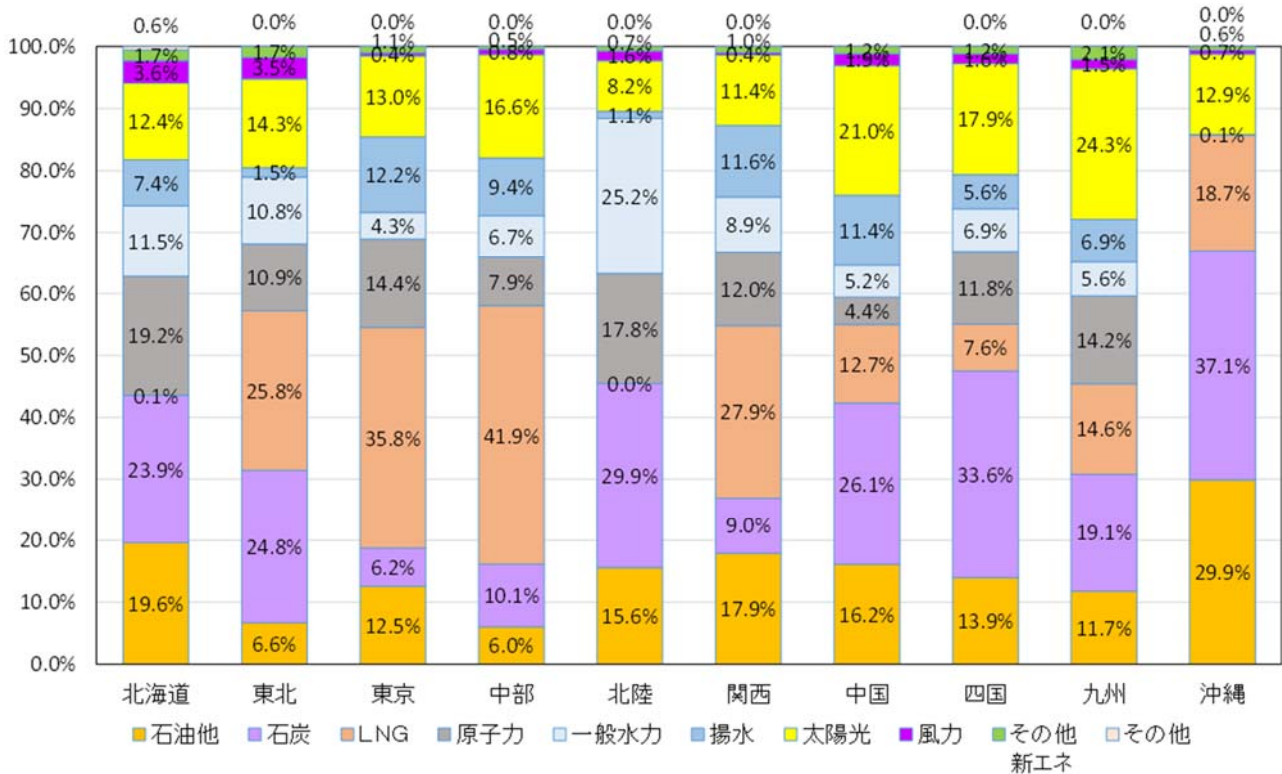


図3-6 2017年度末のエリア別の電源(kW)構成比

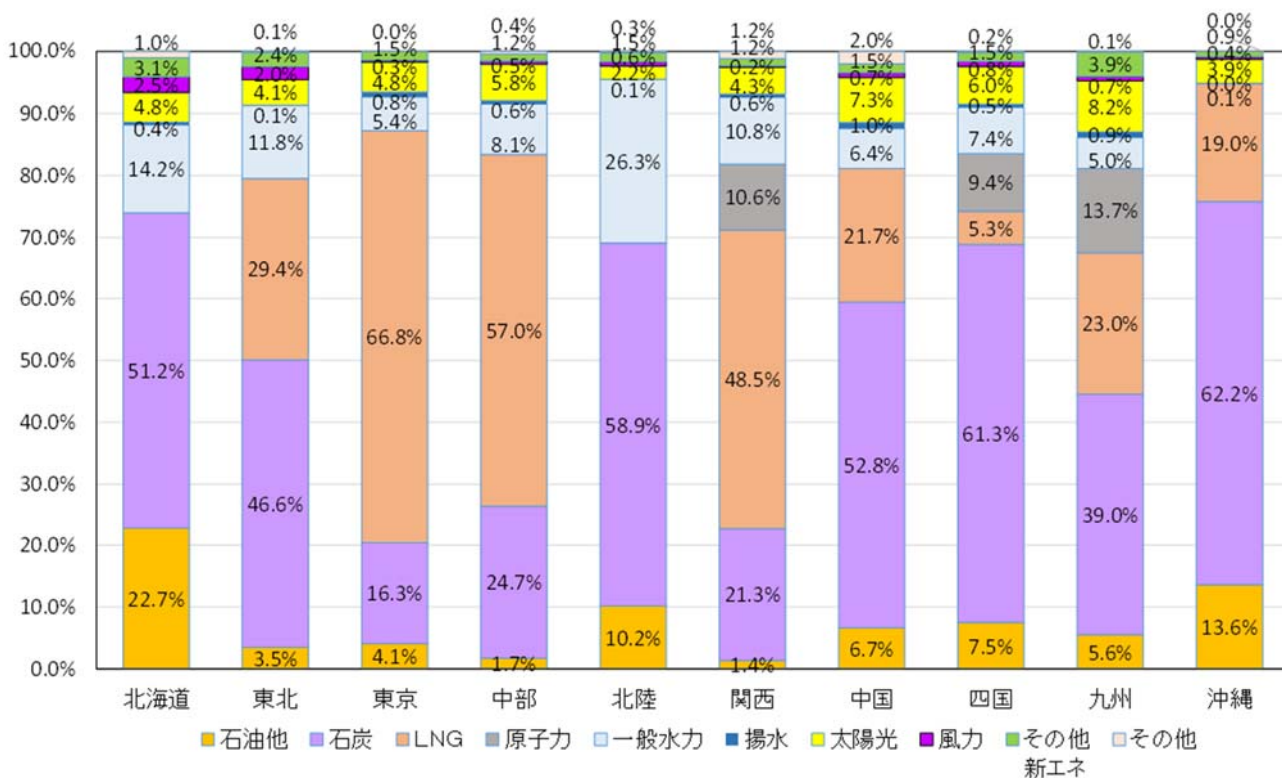


図3-7 2017年度のエリア別の発電電力量(kWh)構成比

(5) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2027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 2027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	27.9	32	3.6	42	△ 17.2	13
一般水力	27.9	32	3.6	42	△ 17.2	13
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,741.8	47	△ 11.5	7	△ 880.7	46
石炭	809.0	14	-	-	△ 75.6	3
LNG	896.6	17	13.4	5	△ 587.6	12
石油	6.2	13	△ 25.0	2	△ 207.4	29
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	10.6	1	-	-	-	-
その他ガス	19.4	2	-	-	△ 10.1	2
原子力	1,018.0	7	15.2	1	△ 235.0	2
新エネルギー等	580.6	410	0.2	1	△ 27.9	33
風力	152.7	51	-	-	△ 13.9	24
太陽光	363.8	331	-	-	-	-
地熱	-	-	0.2	1	-	-
バイオマス	58.0	23	-	-	△ 6.3	4
廃棄物	6.1	5	-	-	△ 7.7	5
合計	3,368.4	496	7.5	51	△ 1,160.8	94

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	601km
架空送電線路※	572km
地中送電線路	30km
変圧器の増加容量	18,020MVA
交直変換所の増加容量 ²⁷	2,100MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 50km
変圧器の減少容量（廃止）	△ 1,600MVA

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。

○北海道本州間連系設備等概要（使用開始：2019年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> ・北斗変換所:30万kW ・今別変換所:30万kW
直流幹線 275kV送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・北斗今別直流幹線:122km ・需要家線交直変換所Dπ引込:2km

○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

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：120万kW→210万kW（使用開始：2020年度）

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 275kV送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:1km

○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 ・東清水変換所: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):1km ・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線東栄分岐線(仮称):2km ・佐久間東幹線:125km ・佐久間西幹線:11km
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

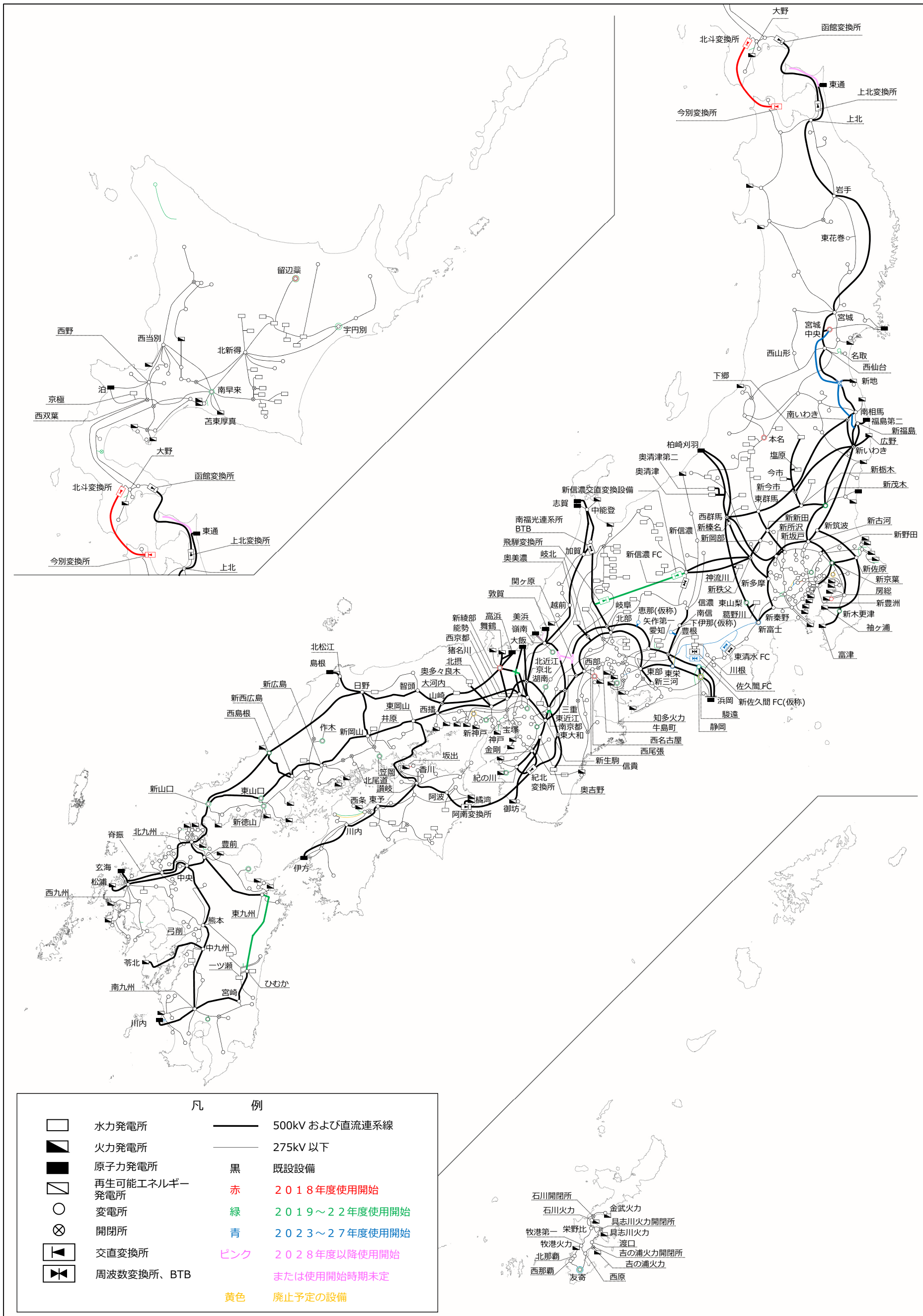


図4 電力系統の状況

(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	北斗今別直流幹線	DC250kV	97.7km	単極1	2014年4月	2019年3月	安定供給対策※3
		DC250kV	24.4km※1				
東北電力株式会社	需要家線交直変換所Dπ引込	275kV	2.2km	2	2016年8月	2018年6月	安定供給対策※3
	1408G02支線新設	500kV	3km	2	2017年9月	2019年7月	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	G3060006 アクセス線(仮称)	275kV	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	2020年度	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) 2019年4月(2番線) 2020年4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
関西電力株式会社	神戸製鉄所火力線(仮称)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
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
	需要家線	220kV	4km※1※2	1	2017年10月	2019年5月	高経年化対策
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

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)SBエナジ-八雲PV連系線	187kV	0.2km	1	2018年4月	2019年11月	電源対応
	(仮称)SBエナジ-八雲PV連系187kV開閉所	187kV	-	2	2018年6月	2019年10月	電源対応
	(仮称)苫小牧バイオマス連系線	187kV	0.2km	1	2019年4月	2020年10月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二風力連系線	187kV	0.1km	1	2019年4月	2021年3月	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、計上対象外とした。

³⁰ 理由欄は右欄の区分で記載。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
東北電力株式会社	需要家線名取 変電所D π 引込	275kV	0.4km	2	2018年5月	2019年6月	需要対策
	(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D π 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	2018年5月	2021年8月	電源対応
	京浜線1・2号接続 変更	275kV	22.7km→ 23.1km※2	2	2021年7月	2022年4月	電源対応
	東清水線(仮称)	275kV	13km 7km	2	2021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	0.2km※2	2→3	2022年11月	2023年10月	需要対策
	電源アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2018年12月	2019年6月	電源対応
	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2月	2028年8月 (1番線) 2025年11月 (2番線) 2032年11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2月	2025年11月 (2番線) 2032年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力株式会社	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	2018年4月	2020年度	安定供給対策※3
	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年7月	2021年2月	高経年化対策 系統対策
	恵那分岐線(仮称)	500kV	1km	2	2021年9月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線 (仮称)	500kV	1km	2	2021年9月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※2	2	2019年4月	2026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

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
関西電力株式会社	大飯幹線・新綾部線系統変更	500kV	1.9km	2	2019年3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6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3月	2020年7月	電源対応 高経年化対策
四国電力株式会社	需要家線	187kV	0.7km※1※2	1	2018年5月	2018年8月	高経年化対策
	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
	西条火力線	187kV	6.5km※2	2	2020年7月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	電源アクセス線	220kV	0.3km	1	2018年11月	2019年7月	電源対応
	需要家線	220kV	1km	2	2019年7月	2021年4月	需要対策
	電源アクセス線	220kV	4km	2	2020年7月	2022年7月	電源対応
	新鹿児島線川内原子力(発)π引込	220kV	2→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	1km	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 東栄分岐線(仮称)	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間東幹線	275kV	124.8km→ 125km※2	2	2022年度	2027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
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電豊富中川 幹線(仮称)	187kV	51km	2	2018年10月	2022年9月	電源対応

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

(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	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×1→ 100MVA×1	1→1	2017年6月	2018年7月	高経年化対策
	北斗変換所※4	—	300MW	—	2015年3月	2019年3月	安定供給対策※3
	今別変換所※4	—	300MW	—	2016年3月	2019年3月	安定供給対策※3
東北電力株式会社	宮城中央変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2016年2月	2018年11月	系統対策
	名取変電所※4	275/154kV	450MVA×2	2	2017年2月	2019年6月	需要対策
	本名変電所	275/154kV	120MVA×1→ 150MVA×1	1→1	2017年8月	2018年9月	高経年化対策
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新信濃交直変換 設備※4	—	900MW	—	2016年3月	2020年度	安定供給対策※3
中部電力株式会社	西名古屋変電所	275/154kV	450MVA	1	2011年4月	2018年5月	系統対策
	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	—	900MW	—	2017年8月	2020年度	安定供給対策※3
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
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

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	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	2018年8月	2019年9月	電源対応
	宇田別変電所	187/66kV	75MVA×1→ 100MVA×1	1→1	2019年3月	2019年11月	高経年化対策
	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA×1	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新富士変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※3
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2018年9月	2021年3月	電源対応
	姉崎中央変電所	275/66kV	150MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2018年4月	2018年12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
	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年11月 (5B) 2021年4月 (6B)	高経年化対策
	上野変電所	275/66kV	300MVA	1	2018年12月	2019年12月	系統対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2019年1月	2020年6月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2018年12月	2021年3月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2018年12月	2020年10月 (新1B) 2021年8月 (新2B)	電源対応

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書を含む）。

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	恵那変電所 (仮称) ※4	500/154kV	200MVA×2	2	2020年10月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所 (仮称) ※4	500/154kV	300MVA×2	2	2020年10月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2020年度	2026年度	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
	東清水変換所	—	300MW→ 900MW	—	2020年度	2027年度	安定供給対策※3
関西電力株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2018年5月	2019年3月	高経年化対策
	湖南変電所	275/77kV	300MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2018年8月	2019年10月	高経年化対策
	東大阪変電所	275/77kV	300MVA×1→ 200MVA×1	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×1	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2020年4月	2021年6月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA×1	2→1	2020年11月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2020年6月	2023年1月	高経年化対策
中国電力株式会社	新徳山変電所	220/110kV	150MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2018年6月	2019年4月	高経年化対策 電源対応
	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年4月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA×1→ 300MVA×1	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
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
電源開発株式会社	新佐久間周波数 変換所(仮称) ※ 4	—	300MW	—	2021年度	2027年度	安定供給対策※3
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所 (仮称) ※4	187/66kV	165MVA×3	3	2018年10月	2022年9月	電源対応

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	花見川変電所	275/66kV	△300MVA	△1	2021年3月	需要対策
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	新加古川変電所	275/77kV	△300MVA	△1	2018年12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9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	37 km	67 km	42 km	82 km
		地中	5 km	14 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	52 km	103 km	52 km	103 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	187 km	187 km	211 km	211 km	
	地中	24 km	24 km			
合計	架空	572 km	950 km	601 km	988 km	
	地中	30 km	39 km			
廃止	275kV	架空	△ 3 km	△ 3 km	△ 3 km	△ 3 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	△50 km	△50 km	△ 50 km	△ 50 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	288 km	486 km
220kV	9 km	14 km
187kV	55 km	109 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	352 km	610 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]	11,950 MVA [2,000MVA]
	275kV	5 [2]	3,430 MVA [900MVA]
	220kV	5 [0]	1,750 MVA [0MVA]
	187kV	3 [3]	740 MVA [495MVA]
	132kV	0 [0]	150 MVA [0MVA]
	新增設計	26 [10]	18,020 MVA [3,395MVA]
廃止	500kV	△ 1	△ 1,000 MVA
	275kV	△ 2	△ 600 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	0	0 MVA
	廃止計	△ 3	△ 1,600 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	北海道電力株式会社 2	各 300MW
	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（2018年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力比率を図5-1、調達電力を図5-2に示す。同様に2018年度のエリア外からの調達電力量比率を図5-3、調達電力量を図5-4に示す。

中国・四国・関西エリアは、エリア外からの供給電力（量）の調達比率が高くなっている。また、東北・四国・九州エリアは、エリア外への供給電力（量）が多くなっている。

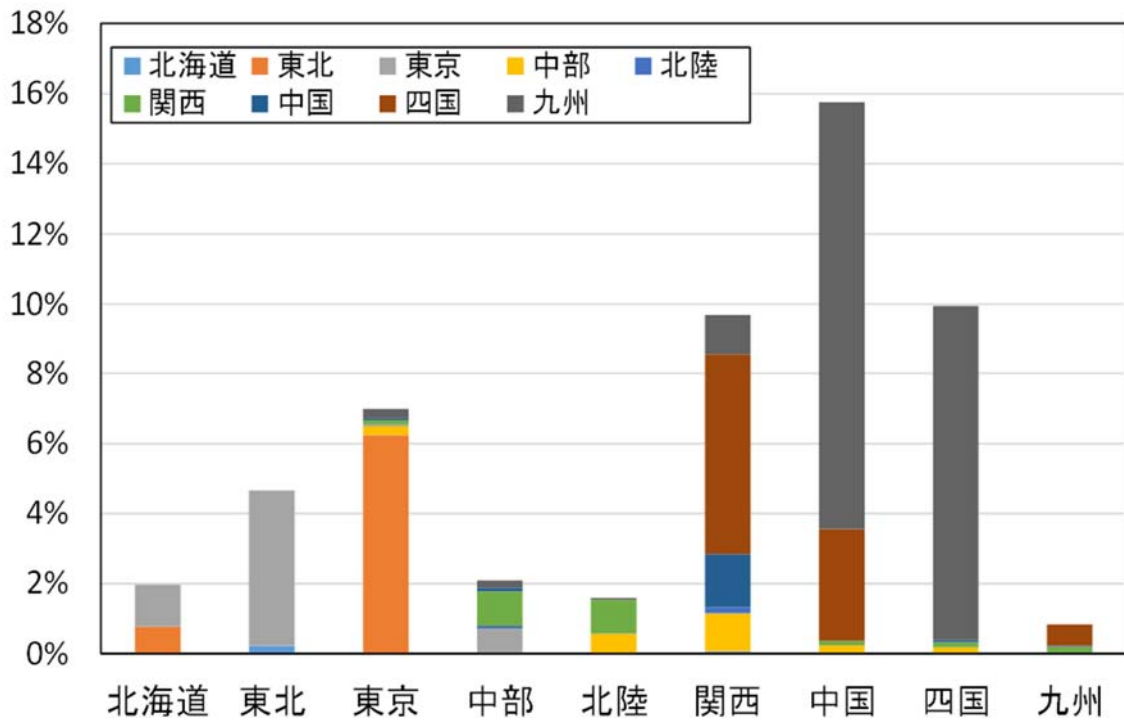


図5-1 エリア外調達電力比率

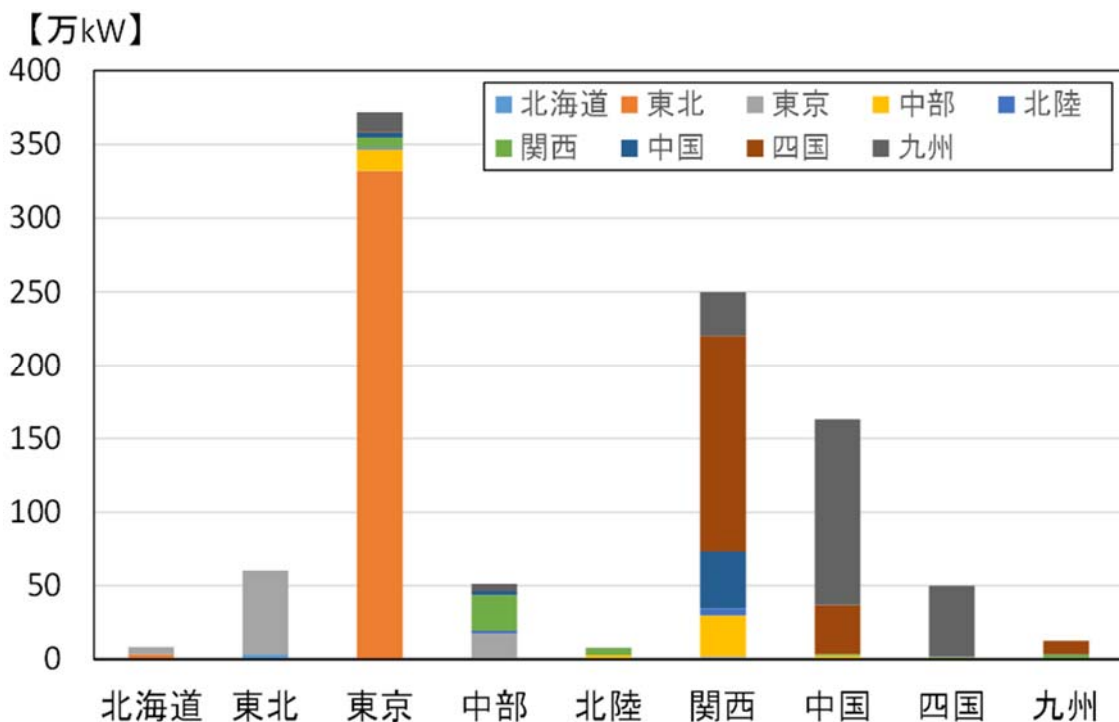


図5-2 エリア外調達電力

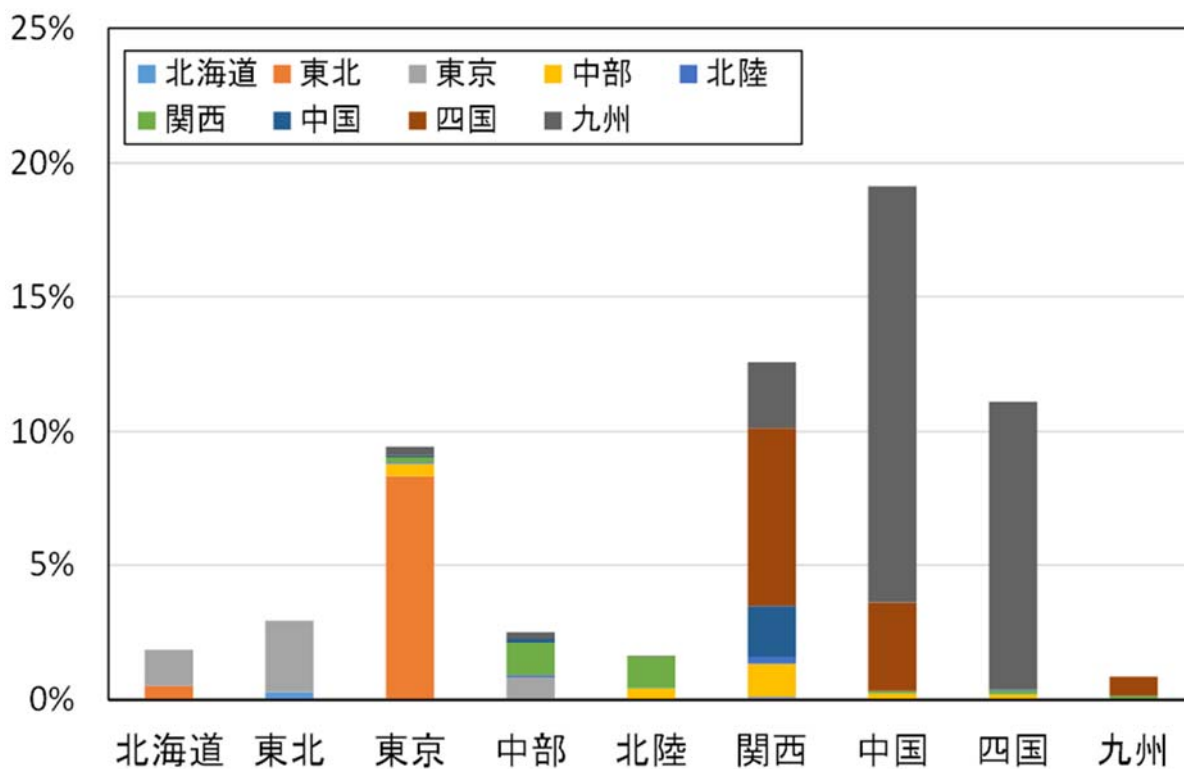


図5-3 エリア外調達電力量比率

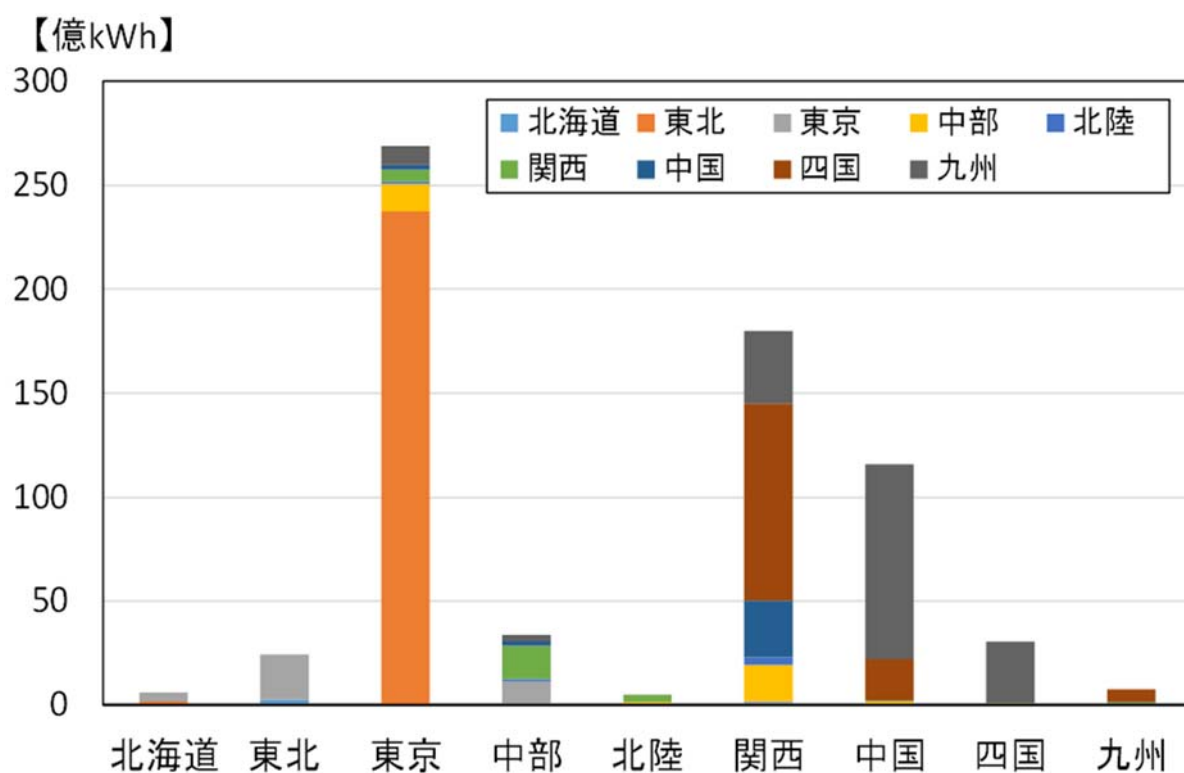


図5-4 エリア外調達電力量

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448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。

規模の小さい事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

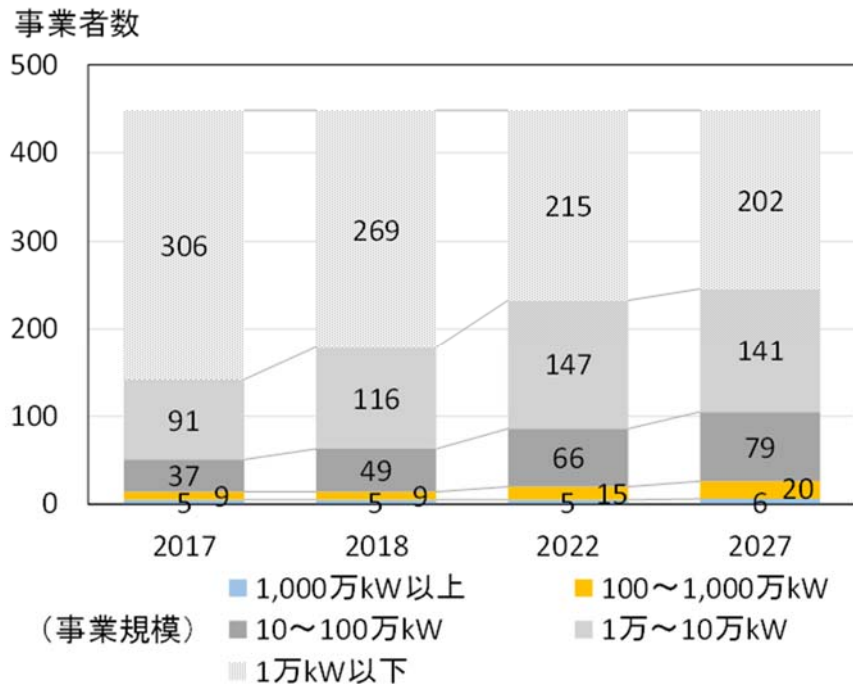


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

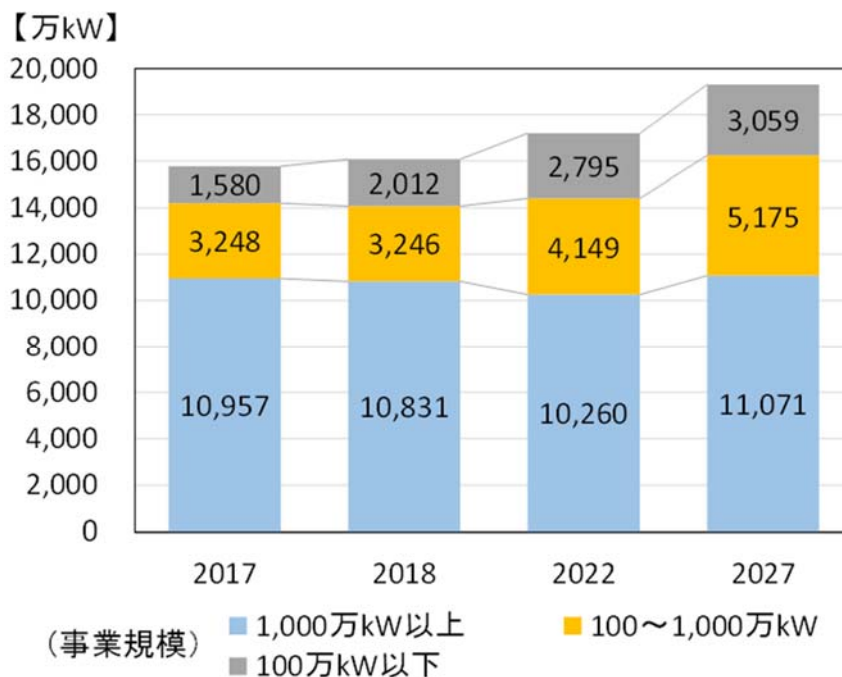


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

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。

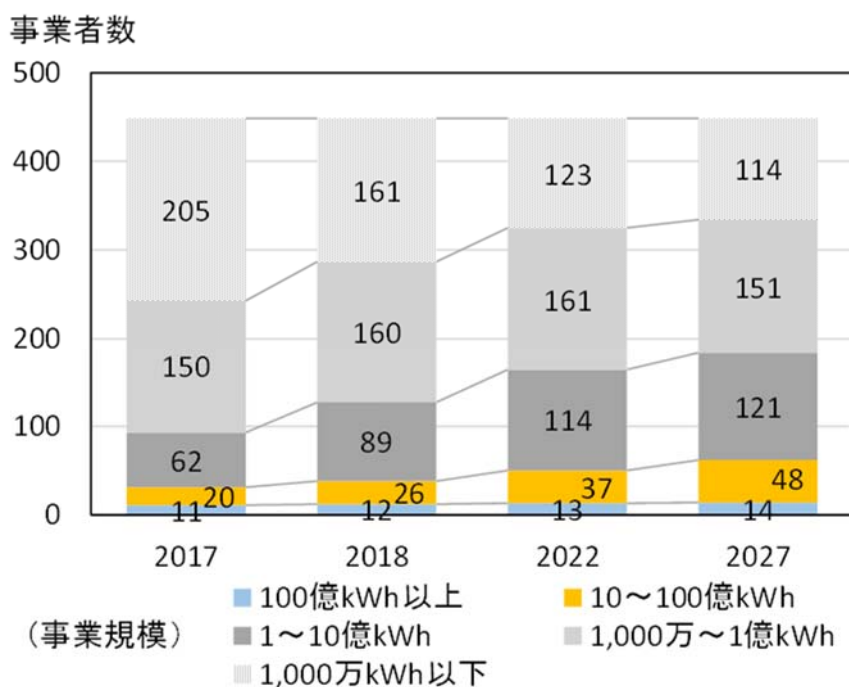


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

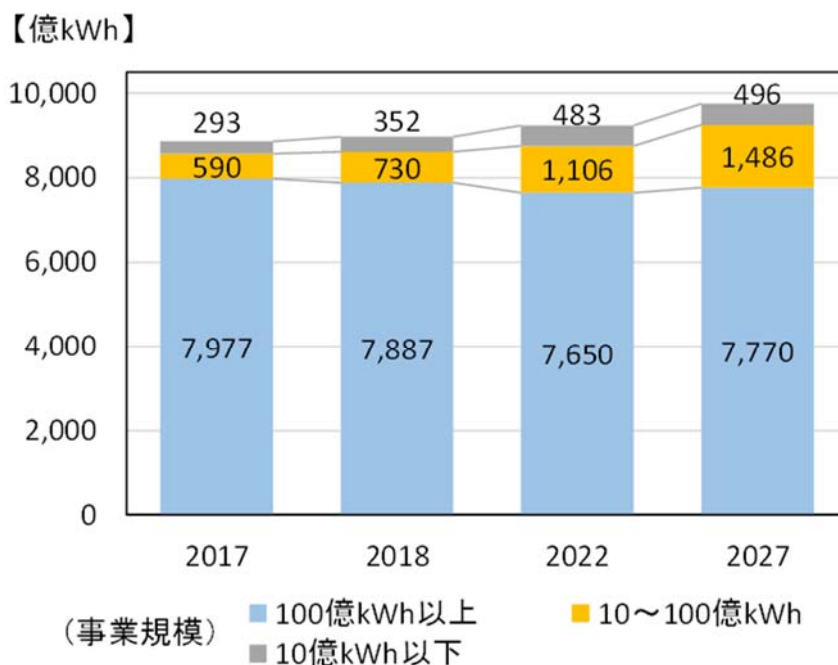


図6-4 各規模別の需要電力量 (積算)

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2018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、2018年度時点で小売計画を計上していない事業者(39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。

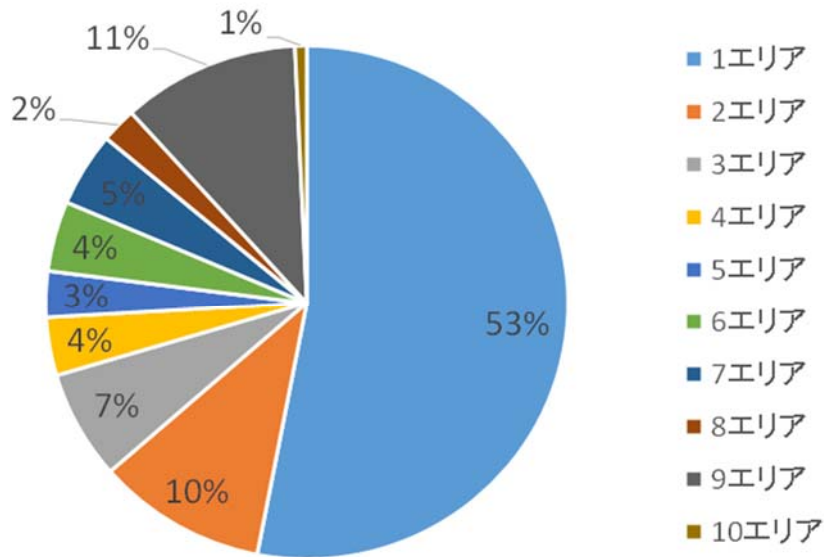


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

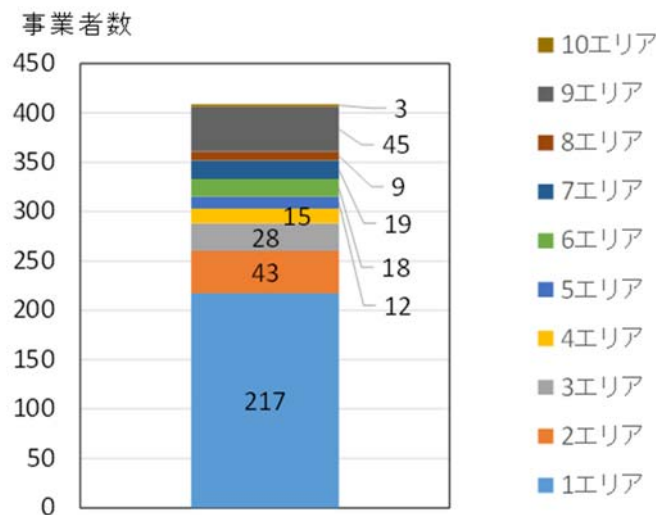


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2018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。

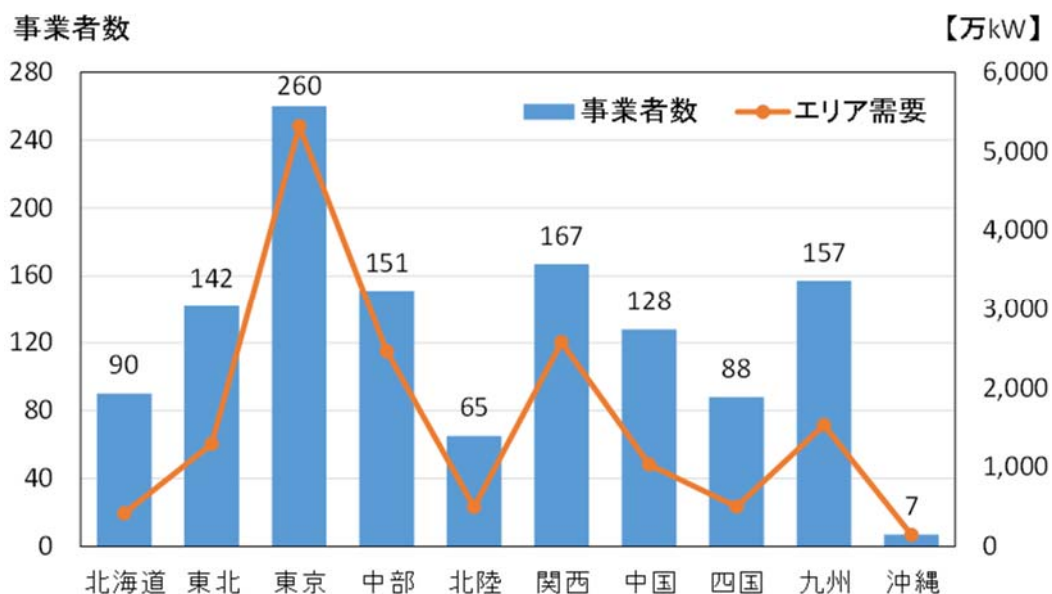


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

(3) 小売電気事業者の供給力確保状況

小売電気事業者各社の自社想定需要に対し、契約等で既に確保している供給力の量及び比率を事業者規模別に表したものを図6-8、図6-9に示す。

特に中小規模の事業者は、中長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」は下がっていることがわかる。

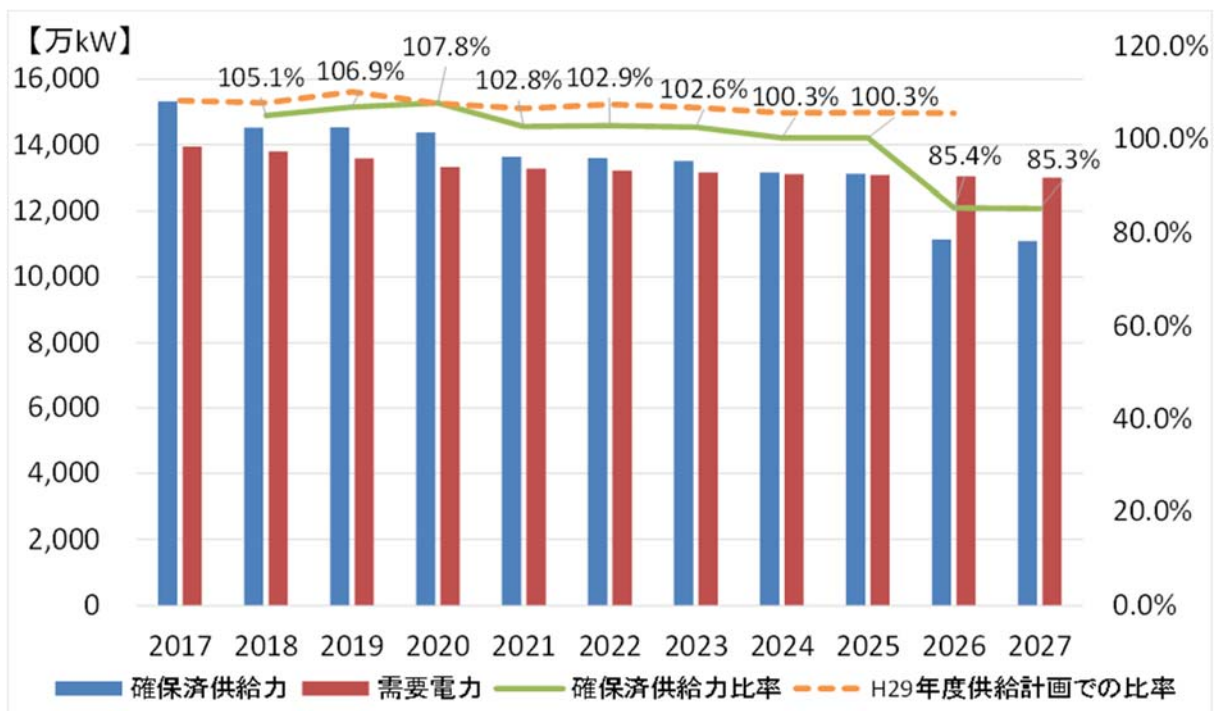


図6-8 小売電気事業者が確保している供給力
(最大需要電力が200万kW以上の事業者を集計)

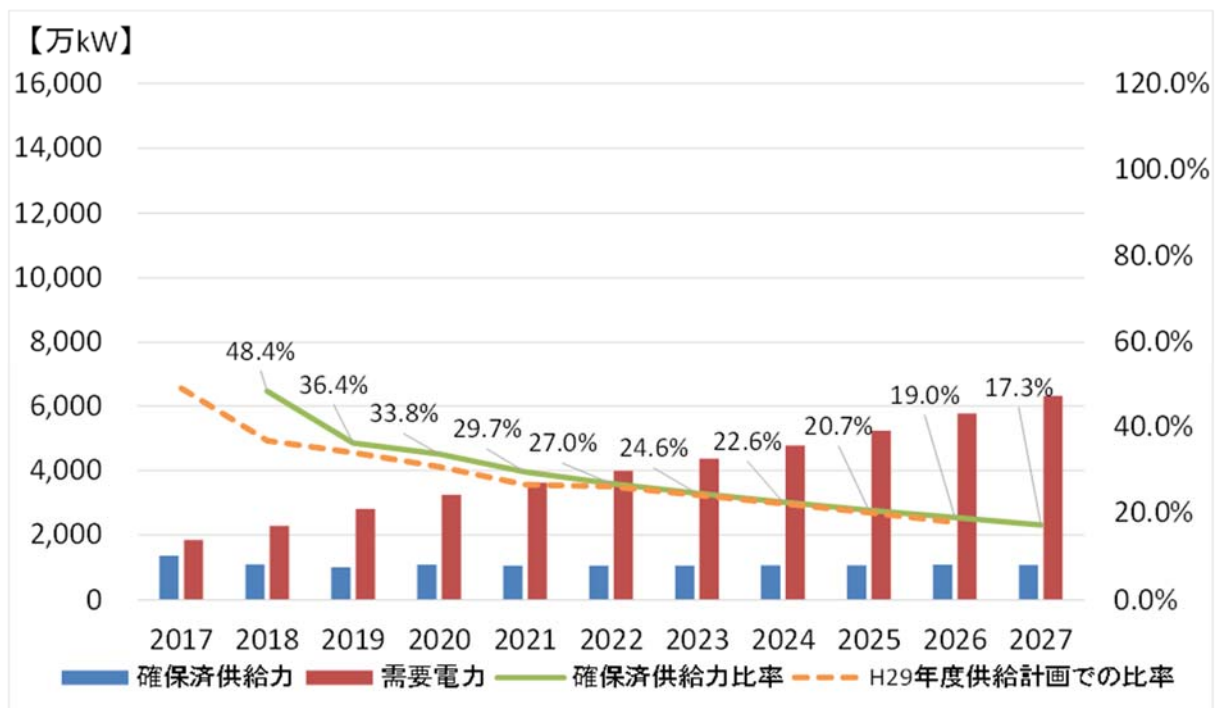


図6-9 小売電気事業者が確保している供給力
(最大需要電力が200万kW未満の事業者を集計)

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者642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6-10、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6-11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。

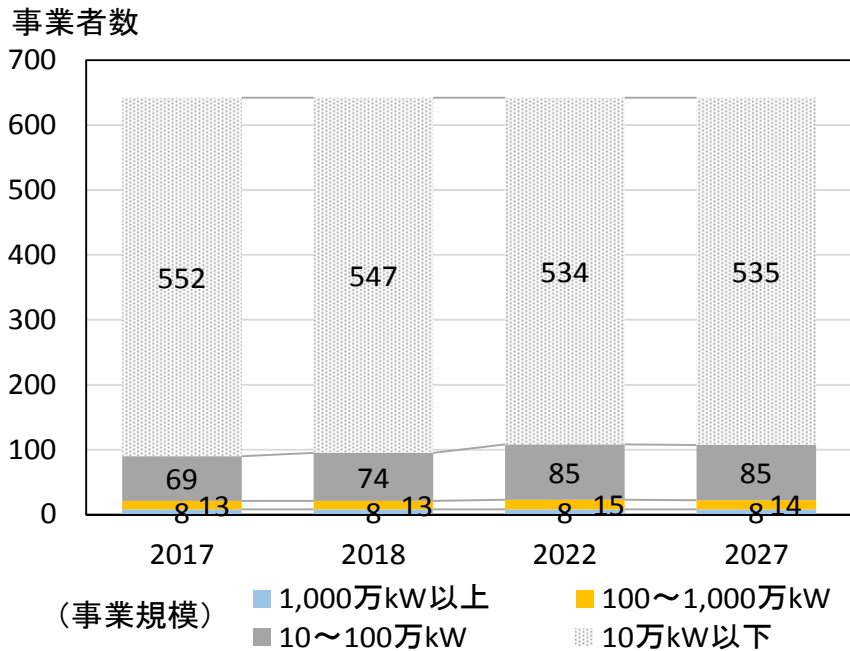


図6-10 供給電力別の発電事業者数

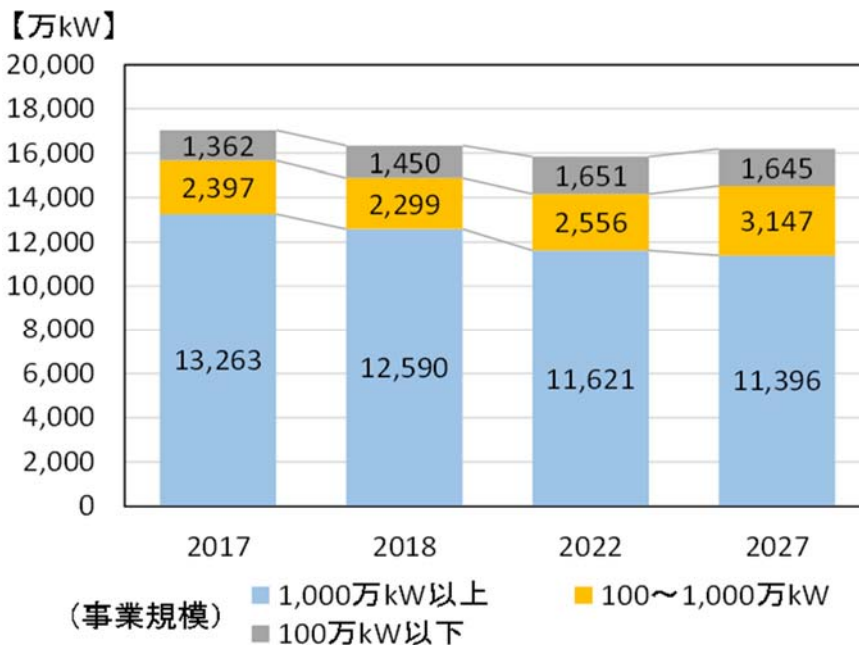


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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6-12、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6-13に示す。

供給電力量が10億kWh未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

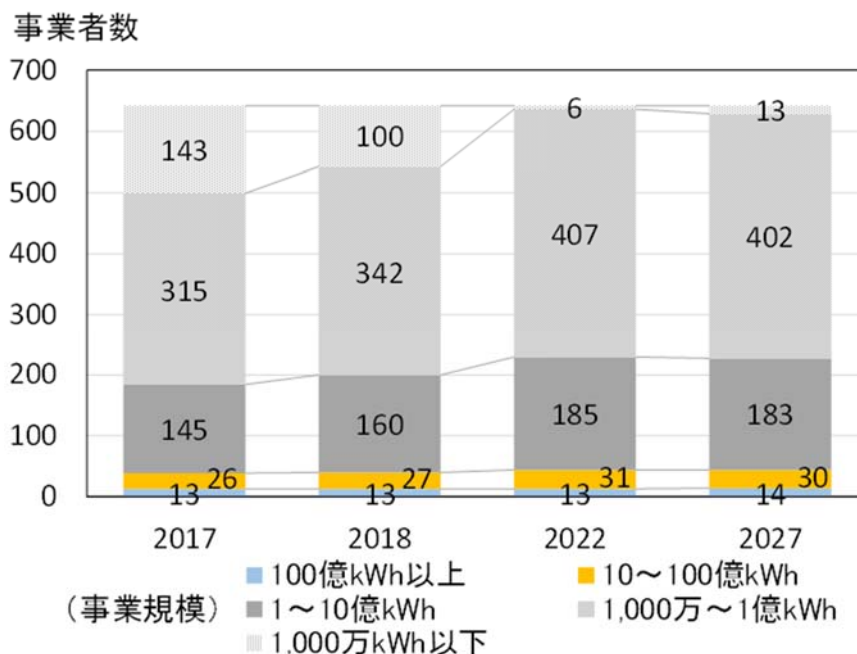


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

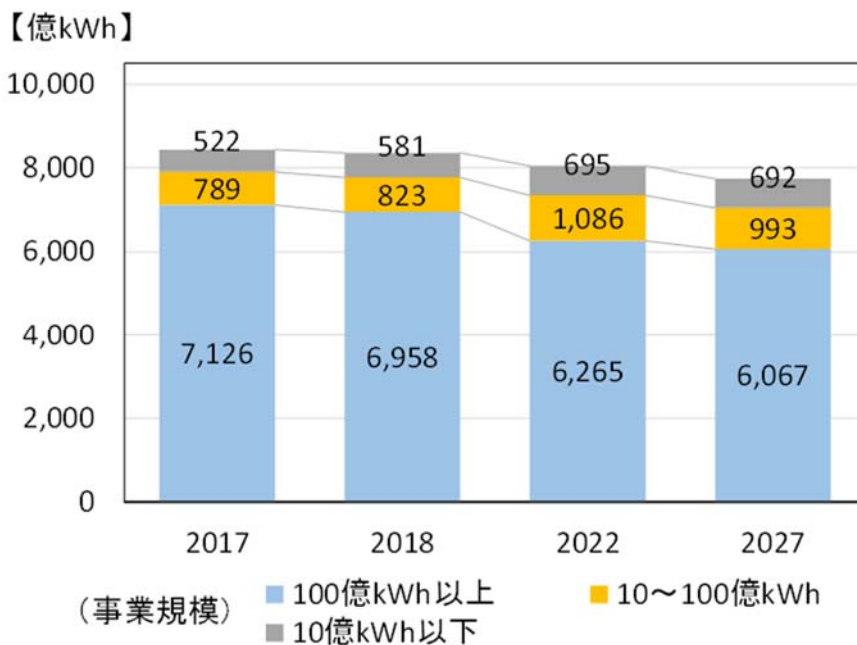


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

(5) 発電事業者のエリア展開

2018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6-14、事業者数を図6-15に示す。なお、2018年8月時点で保有設備を計上していない事業者（106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。

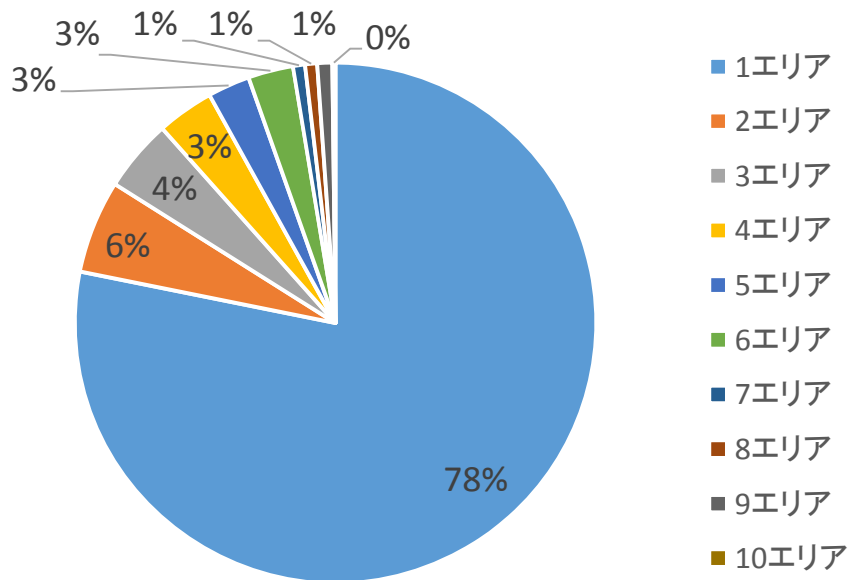


図6-14 事業エリア数毎の発電事業者比率

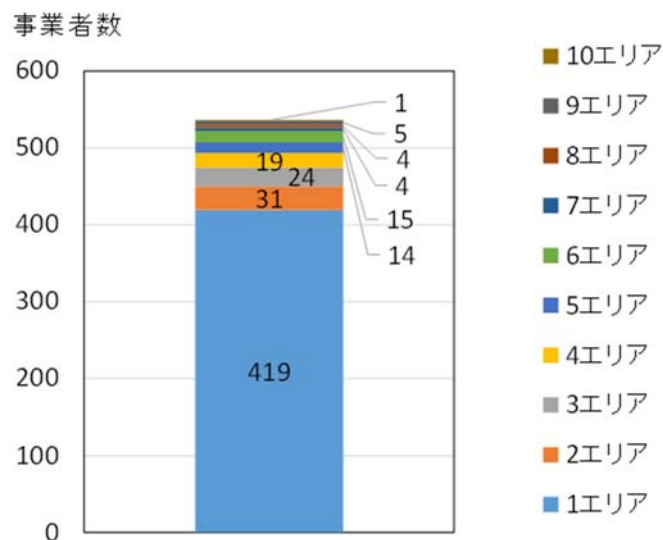


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2018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6-16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。

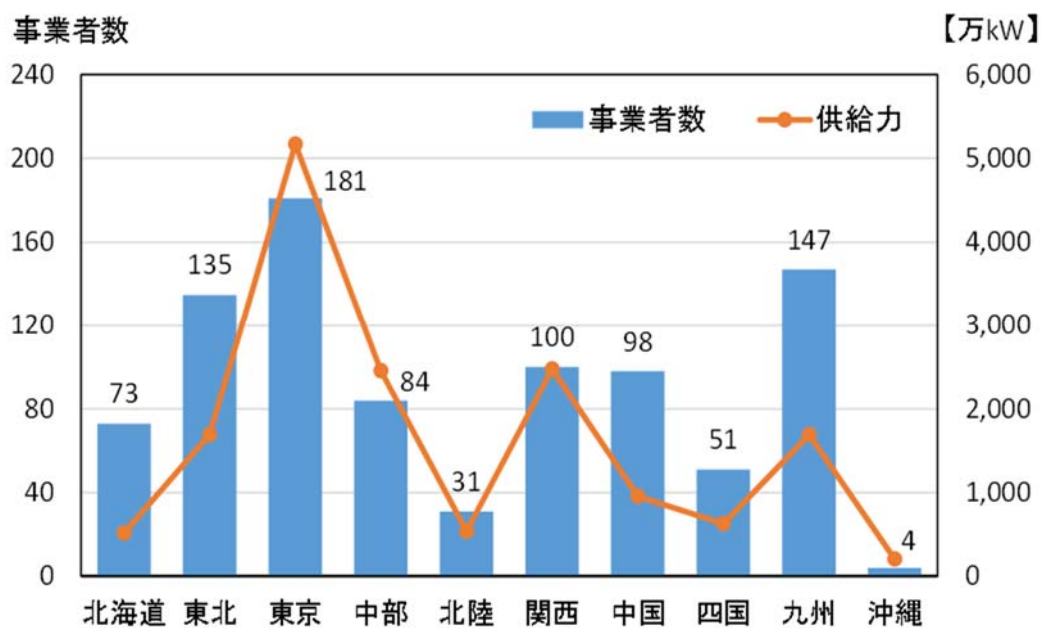


図6-16 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

7. その他

(1) 供給計画の取りまとめでの気付き事項

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

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

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

②供給計画で補足できない供給力の把握方法

供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源等の供給力は、これまで供給計画の取りまとめでは捕捉していなかった。そこで今回、当該電源の工事計画書の届出（電気事業法第48条の届出）の提出状況を調査し、その供給力を供給計画の取りまとめにて捕捉した（P12参照）。今後は、このような供給力を継続的に供給計画の取りまとめの中で捕捉できるよう、供給計画の仕組みの改善等を国の協力を得て検討していく必要がある。

③揚水発電・蓄電池の供給力計上方法について

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

○その際には、供給計画においてみなし小売電気事業者が長期の予備率を1～3%としていることと、かつて、みなし小売電気事業者が自らの予備率について審議過程で提示した5%との整合性や、みなし小売電気事業者が本来確保すべき計画段階での供給力のあり方についても併せて確認し、必要に応じて対応策等を検討することとする。

○また、平成29年度の供給計画取りまとめにて容量市場創設の必要性について言及したが、このような至近の状況も踏まえれば、供給力が将来にわたり確実に確保される仕組みとしての容量市場の必要性が一層高まったものともいえ、本機関としては、引き続き国と連携をとりながら、容量市場の具体的設計に傾注していく。

II. 冬季を含めた残余需要最大時の需給バランス評価の必要性について

○現在、夏季に最大需要が発生するエリア（北海道・東北以外のエリア）では、長期の需給バランスでは夏季のみを確認している。その一方で、今冬は数十年ぶりの厳寒であったこともあり、これら夏季に最大需要となるエリアにおいても冬季需要が増加し、特に東京エリアでは需給がひっ迫し、他エリアからの融通を受けることとなった。

○需給がひっ迫した要因は、今後の詳細な評価分析を待たなければならないが、需要増と供給力確保の予測の関係に着目して評価したところ、速報としては下記のような要因が挙げられる。

- ▶ 太陽光発電の導入量増大のもとで、夏季においては、太陽光発電の供給力は保守的に見積もる計画値（L5）³⁹以上となる傾向にあるが、冬季では、厳寒による需要の増と、降雪、積雪、曇天による太陽光発電供給力の減少が重なることから、その太陽光発電供給力の予測誤差が、結果として需給状況を悪化させることとなった。
- ▶ 厳寒での需要は、寒い日が連続することによって一層増加する傾向にあるが、その結果が日間の電力量（kWh）の増大をもたらし、調整力としての揚水発電（上池水位）を大量に消費した一方で復水できず、翌日の需給バランスを確保できなくなった。
- ▶ 同じ期間内に、火力電源の作業停止や計画外停止があったこともあり、上記の要因が重畳して、更に厳しい需給状況となった。

³⁹ ある期間における発電実績（1時間平均）のうち下位から5日とり平均したもの。

○厳寒となった今冬の需要に着目すれば、東京以外のエリアでも、太陽光発電供給力（計画値）を需要から除いた残余需要で比較した場合、関西・沖縄を除くすべてのエリアで夏季よりも冬季の方が高い実績となった。また、比較的気温が安定していた昨冬の需要でも、6エリアで、夏季よりも冬季が高い実績となっていた。更に、平成30年度の供給計画において、夏季と冬季の残余需要（計画）を比較すると、東京・関西・沖縄以外のエリアで、夏季よりも冬季の方が高くなる見通しである（参考1参照）。

○以上のように残余需要（計画）を比較すると夏季と冬季で逆転する傾向にあることから、今後、本機関としては、中長期の供給力・調整力確保や、短期の作業停止調整などを考える上で、冬季の需給バランス評価における太陽光発電供給力の予測誤差の影響⁴⁰や、kWhバランスを考慮した揚水供給力の評価方法などにも留意して検討していくこととする。

○また、今冬のような需給ひっ迫が見込まれるような場合に、国民や需要家全般に節電等の何らかの要請をする前の措置として、本機関の会員である電気事業者（発電・小売電気事業者）に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みなど、需給ひっ迫時の対応の在り方について国と連携して検討していく必要がある。

<参考1> 残余需要の夏季・冬季比較

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

- 注) 1. 最大3日電力（実績）は系統情報サービス等より抽出したデータを加工（夏季は7-9月、冬季は12-2月発生値の上位3つの平均）
 2. 最大3日電力（想定）は平成30年度供給計画値（夏季は8月、冬季は1月）
 3. 残余需要＝最大3日電力－太陽光出力－風力出力 太陽光・風力出力として2016年度は実績値を、2017・2018年度はL5³⁹出力（計画値）を用いて計算

⁴⁰ 太陽光供給力の予測精度の向上については、関連する事業者全般における引き続きの検討課題である。

Ⅲ. 中長期的な調整力の確保について

○平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。

○併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。

- 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること（参考2参照）。
- 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること（参考2参照）。
- 太陽光発電の予測誤差（下振れ）が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力（電源Ⅰ⁴¹：需要の抑制）を重負荷期以外に発動した実績（参考3参照）もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。

○上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述（2）の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ⁴²調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ⁴³調整力募集量（7%）の妥当性について、改めて検討する必要がある。

○また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、国や一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していく。

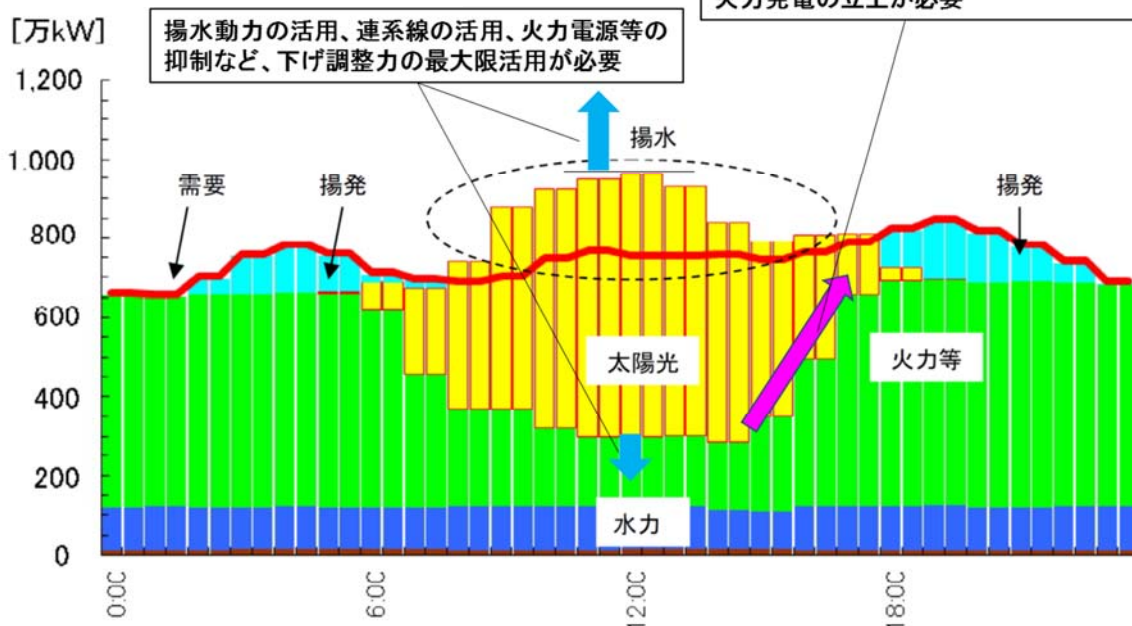
⁴¹ 猛暑（厳寒）対応のため、一般送配電事業者が電源Ⅰ⁴³に追加的に確保する供給力等。

⁴² 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等（小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等）。

⁴³ 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等。

<参考2> 軽負荷期の需給イメージ

[2018年度5月の需給バランス]



<参考3> 電源I'の活用実績

電源I'の活用実績について

2

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

【発動状況(概要)】

- 発動期間 2017年9月7日(木) 10:30～17:00*
- エリア 九州エリア
- 発動量 14.8万kW(うち、DR 7万kW)
- 発動の理由 太陽光出力の朝4時時点の想定からの下振れ(約60万kW)

※ 電源側11:30～17:00(7.8万kW)、DR 10:30～14:30(6万kW)、13:00～17:00(1万kW)

【需給状況(想定)】

9月7日(木) 13時～14時

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



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

(3) 当該年度の最大需要発生時刻の評価

2018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4> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 融通前)

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	23.8%	34.7%	37.5%	25.3%	26.9%	26.5%	28.6%	28.8%	20.1%	19.3%	19.1%	32.2%
東北	9.8%	20.7%	19.6%	15.7%	14.9%	15.5%	12.3%	6.2%	5.8%	10.1%	6.4%	5.7%
東京	20.7%	29.5%	20.0%	6.8%	6.5%	16.6%	25.6%	17.8%	12.8%	11.3%	10.4%	17.1%
東日本 3社計	18.8%	28.2%	21.1%	9.5%	9.3%	17.1%	23.1%	16.3%	11.9%	11.7%	10.2%	15.9%
中部	19.1%	15.7%	14.0%	8.2%	8.3%	17.6%	11.8%	13.4%	10.2%	9.8%	12.3%	17.9%
北陸	12.7%	31.1%	12.2%	14.8%	12.2%	12.3%	20.8%	14.4%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%
関西	34.6%	33.8%	29.5%	18.1%	14.5%	20.9%	33.7%	33.4%	31.2%	23.5%	21.1%	32.3%
中国	28.7%	19.6%	31.2%	21.3%	21.9%	37.6%	27.5%	20.7%	25.2%	20.2%	19.2%	25.9%
四国	11.7%	15.5%	16.4%	7.1%	9.5%	10.5%	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%
九州	15.6%	7.5%	5.8%	15.5%	15.4%	14.1%	18.9%	20.5%	6.9%	5.2%	4.8%	15.2%
中西日本 6社計	23.5%	21.1%	19.3%	14.3%	13.3%	19.6%	22.1%	21.5%	17.8%	14.7%	14.6%	21.6%
9社合計	21.4%	24.2%	20.1%	12.2%	11.5%	18.4%	22.5%	19.1%	15.1%	13.4%	12.6%	19.0%
沖縄	56.4%	44.1%	39.6%	40.7%	41.6%	44.2%	43.0%	48.4%	52.9%	58.1%	68.4%	61.3%
10社合計	21.7%	24.4%	20.3%	12.4%	11.8%	18.7%	22.8%	19.4%	15.4%	13.7%	13.0%	19.3%

8%未満

<参考5> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 融通後)

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	19.3%	26.5%	33.6%	21.8%	23.5%	23.1%	22.5%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.5%	19.7%	9.0%	8.7%	17.0%	22.5%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.5%	19.7%	9.0%	8.7%	17.0%	22.5%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
関西	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
中国	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
四国	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
九州	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.6%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	20.1%	12.2%	11.5%	18.4%	22.5%	19.1%	15.1%	13.4%	12.6%	19.0%
沖縄	56.4%	44.1%	39.6%	40.7%	41.6%	44.2%	43.0%	48.4%	52.9%	58.1%	68.4%	61.3%
10社合計	21.7%	24.4%	20.3%	12.4%	11.8%	18.7%	22.8%	19.4%	15.4%	13.7%	13.0%	19.3%

：8%以上に改善したエリア

(4) 当該年度以降10年間の8月17時以外の時刻での評価

2018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6> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 融通前)

融通前										
8月15時のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	26.9%	23.5%	41.3%	40.0%	41.6%	41.8%	41.7%	42.0%	41.6%	52.5%
東北	14.9%	13.3%	19.0%	16.8%	17.7%	18.7%	19.6%	20.7%	21.2%	24.3%
東京	6.5%	6.8%	8.8%	5.7%	4.8%	9.3%	14.6%	14.7%	14.7%	13.6%
東日本3社計	9.3%	9.0%	12.6%	9.8%	9.4%	13.0%	17.1%	17.4%	17.5%	17.9%
中部	8.3%	8.1%	6.3%	6.2%	9.7%	7.3%	4.4%	4.7%	5.1%	5.3%
北陸	12.2%	14.0%	12.5%	12.2%	12.3%	12.3%	12.4%	11.4%	11.5%	11.6%
関西	14.5%	14.5%	14.9%	7.7%	10.4%	13.3%	12.8%	9.9%	11.2%	11.4%
中国	21.9%	10.5%	18.2%	16.7%	18.5%	22.0%	22.1%	22.3%	22.5%	22.1%
四国	9.5%	6.7%	13.3%	3.6%	1.1%	10.8%	11.1%	11.3%	11.8%	12.1%
九州	15.4%	19.9%	15.6%	16.6%	18.3%	18.8%	20.1%	20.3%	20.5%	20.5%
中西日本6社計	13.3%	12.7%	12.7%	10.0%	12.2%	13.4%	12.7%	12.0%	12.6%	12.7%
9社合計	11.5%	11.0%	12.7%	9.9%	10.9%	13.2%	14.7%	14.4%	14.8%	15.0%
沖縄	41.6%	40.2%	48.1%	47.5%	46.8%	38.4%	45.5%	44.5%	43.3%	34.9%
10社合計	11.8%	11.3%	13.0%	10.3%	11.3%	13.5%	15.0%	14.7%	15.1%	15.2%

8%未満

<参考7> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 融通後)

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

：8%以上に改善したエリア

<参考8> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 融通前）

融通前

8月19時のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)

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

8%未満

<参考9> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 融通後）

融通後

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

：8%以上に改善したエリア

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）

2018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

	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	399	366	362	404	419	419	415	455	498	498	498	455
東北	1,059	974	1,047	1,255	1,272	1,152	1,067	1,187	1,302	1,371	1,356	1,257
東京	3,904	3,687	4,126	5,316	5,316	4,560	3,725	4,089	4,491	4,788	4,788	4,385
東3社計	5,362	5,027	5,535	6,975	7,007	6,131	5,207	5,731	6,291	6,657	6,642	6,097
中部	1,831	1,882	2,040	2,387	2,387	2,188	1,997	1,964	2,182	2,268	2,268	2,127
北陸	393	367	401	500	500	454	369	410	468	491	491	468
関西	1,916	1,892	2,085	2,572	2,553	2,294	1,871	1,989	2,209	2,376	2,376	2,124
中国	743	748	824	1,011	1,011	862	760	818	925	986	986	883
四国	354	354	404	503	503	437	363	375	461	461	461	411
九州	1,063	1,038	1,153	1,448	1,467	1,284	1,167	1,183	1,413	1,457	1,452	1,272
中西社計	6,300	6,281	6,907	8,421	8,421	7,519	6,527	6,739	7,658	8,039	8,034	7,285
9社合計	11,662	11,308	12,442	15,396	15,428	13,650	11,734	12,470	13,949	14,696	14,676	13,382
沖縄	105	123	138	145	146	141	126	108	100	103	103	98
10社合計	11,767	11,430	12,580	15,541	15,574	13,791	11,859	12,578	14,049	14,798	14,778	13,480

表（別）1-2 各月別の供給力見通し

	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	494	493	490	499	525	530	534	586	598	594	593	601
東北	1,163	1,164	1,235	1,424	1,433	1,318	1,198	1,260	1,378	1,509	1,443	1,328
東京	4,713	4,775	4,952	5,678	5,662	5,317	4,677	4,816	5,065	5,331	5,284	5,135
東3社計	6,370	6,432	6,677	7,600	7,619	7,165	6,409	6,662	7,041	7,434	7,320	7,065
中部	2,181	2,178	2,326	2,581	2,580	2,573	2,232	2,228	2,405	2,491	2,548	2,508
北陸	442	481	448	574	561	501	430	455	529	553	554	518
関西	2,578	2,532	2,687	2,956	2,863	2,757	2,495	2,653	2,899	2,934	2,955	2,810
中国	956	895	1,081	1,206	1,211	1,177	969	988	1,158	1,185	1,176	1,111
四国	396	409	470	539	551	483	433	428	519	528	530	445
九州	1,229	1,114	1,216	1,497	1,502	1,460	1,388	1,425	1,511	1,532	1,521	1,465
中西社計	7,783	7,609	8,228	9,354	9,268	8,950	7,948	8,176	9,020	9,223	9,284	8,858
9社合計	14,153	14,040	14,906	16,954	16,887	16,116	14,357	14,839	16,061	16,657	16,604	15,923
沖縄	165	175	188	199	199	196	179	161	153	163	173	158
10社合計	14,317	14,216	15,093	17,153	17,086	16,312	14,536	15,000	16,214	16,820	16,777	16,081

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	95	127	128	95	106	111	119	131	100	96	95	146
東北	104	190	188	169	161	166	131	73	76	138	87	71
東京	809	1,088	826	362	346	757	952	727	574	543	496	750
東3社計	1,008	1,405	1,142	626	612	1,034	1,202	931	750	777	678	968
中部	350	296	286	194	193	385	235	264	223	223	280	381
北陸	50	114	47	74	61	47	61	45	61	63	64	51
関西	662	640	602	384	310	463	625	664	690	558	579	686
中国	213	147	257	195	200	315	209	170	233	199	190	228
四国	42	55	66	36	48	46	70	53	58	67	69	34
九州	166	76	62	49	35	176	221	242	98	75	69	193
中西社計	1,483	1,328	1,321	933	847	1,432	1,421	1,437	1,362	1,185	1,251	1,574
9社合計	2,491	2,733	2,464	1,559	1,459	2,466	2,623	2,369	2,113	1,962	1,929	2,542
沖縄	59	53	50	54	53	55	53	53	53	60	70	60
10社合計	2,550	2,786	2,513	1,612	1,512	2,521	2,676	2,422	2,165	2,022	1,999	2,602

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	23.8%	34.7%	39.6%	27.1%	28.5%	26.5%	28.6%	28.8%	20.1%	19.3%	19.1%	32.2%
東北	9.8%	19.6%	18.0%	13.4%	12.6%	14.4%	12.3%	6.2%	5.8%	10.1%	6.4%	5.7%
東京	20.7%	29.5%	20.0%	6.8%	6.5%	16.6%	25.6%	17.8%	12.8%	11.3%	10.4%	17.1%
東日本 3社計	18.8%	28.0%	20.9%	9.2%	8.9%	16.9%	23.1%	16.3%	11.9%	11.7%	10.2%	15.9%
中部	19.1%	15.7%	14.0%	8.1%	8.1%	17.6%	11.8%	13.4%	10.2%	9.8%	12.3%	17.9%
北陸	12.7%	31.1%	11.8%	14.8%	12.2%	10.3%	16.6%	11.0%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%
関西	34.6%	33.8%	28.9%	14.9%	12.2%	20.2%	33.4%	33.4%	31.2%	23.5%	24.4%	32.3%
中国	28.7%	19.6%	31.2%	19.3%	19.8%	36.6%	27.5%	20.7%	25.2%	20.2%	19.2%	25.9%
四国	11.7%	15.5%	16.4%	7.1%	9.5%	10.5%	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%
九州	15.6%	7.3%	5.4%	3.4%	2.4%	13.7%	18.9%	20.5%	6.9%	5.2%	4.8%	15.2%
中西日本 6社計	23.5%	21.1%	19.1%	11.1%	10.1%	19.0%	21.8%	21.3%	17.8%	14.7%	15.6%	21.6%
9社合計	21.4%	24.2%	19.9%	10.2%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.1%	10.5%	9.8%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

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	19.3%	26.3%	35.6%	23.6%	25.1%	23.1%	22.4%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
関西	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
中国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
四国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
九州	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	19.9%	10.2%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.1%	10.5%	9.8%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

：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）

2018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。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）2-10に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8月17時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	419	420	420	421	422	423	424	424	425	426
東北	1,272	1,273	1,273	1,269	1,265	1,261	1,257	1,252	1,247	1,243
東京	5,154	5,175	5,165	5,167	5,168	5,169	5,168	5,168	5,166	5,178
東3社計	6,845	6,868	6,858	6,857	6,855	6,853	6,849	6,844	6,838	6,847
中部	2,387	2,395	2,390	2,385	2,380	2,375	2,370	2,366	2,361	2,356
北陸	489	489	490	492	492	492	492	492	492	492
関西	2,558	2,552	2,543	2,537	2,533	2,527	2,522	2,516	2,511	2,505
中国	1,011	1,013	1,017	1,018	1,018	1,019	1,020	1,021	1,021	1,022
四国	496	496	496	495	494	493	492	491	490	490
九州	1,528	1,530	1,531	1,533	1,536	1,538	1,540	1,542	1,544	1,546
中西社計	8,469	8,475	8,468	8,460	8,453	8,444	8,435	8,427	8,419	8,411
9社合計	15,314	15,343	15,325	15,317	15,308	15,297	15,285	15,271	15,257	15,257
沖縄	146	147	147	148	150	151	152	153	154	155
10社合計	15,460	15,490	15,473	15,466	15,458	15,448	15,436	15,424	15,411	15,412

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8月17時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	525	511	584	579	587	590	591	592	592	639
東北	1,433	1,404	1,471	1,432	1,435	1,439	1,441	1,445	1,440	1,468
東京	5,500	5,536	5,634	5,471	5,426	5,667	5,944	5,951	5,948	5,907
東3社計	7,457	7,452	7,689	7,482	7,448	7,696	7,975	7,987	7,980	8,014
中部	2,580	2,573	2,517	2,505	2,581	2,516	2,440	2,441	2,445	2,445
北陸	560	567	558	557	556	556	555	549	548	548
関西	2,863	2,847	2,840	2,648	2,709	2,774	2,754	2,672	2,696	2,692
中国	1,211	1,105	1,199	1,159	1,167	1,200	1,201	1,202	1,203	1,199
四国	543	529	559	508	493	539	538	537	537	538
九州	1,631	1,651	1,640	1,653	1,676	1,682	1,700	1,705	1,708	1,710
中西社計	9,389	9,273	9,313	9,029	9,182	9,267	9,188	9,105	9,138	9,131
9社合計	16,846	16,724	17,002	16,511	16,631	16,963	17,163	17,093	17,118	17,146
沖縄	202	201	213	213	214	202	214	214	214	202
10社合計	17,048	16,925	17,215	16,725	16,844	17,165	17,377	17,307	17,332	17,348

表（別） 2－3 中長期の供給予備力見通し（8月17時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	106	91	164	158	165	167	167	168	167	213
東北	161	131	198	163	170	178	184	192	193	226
東京	346	361	469	304	258	498	776	783	782	729
東3社計	612	584	831	625	593	843	1,126	1,143	1,142	1,168
中部	193	178	127	120	201	141	70	75	84	89
北陸	72	77	68	65	64	63	63	57	56	55
関西	305	295	296	110	177	247	232	156	185	188
中国	200	92	182	141	149	181	181	181	182	177
四国	47	33	63	13	-1	46	46	46	47	48
九州	103	122	110	121	140	145	161	163	165	164
中西社計	920	797	846	569	730	823	752	678	719	721
9社合計	1,532	1,381	1,677	1,194	1,323	1,666	1,878	1,821	1,861	1,889
沖縄	56	54	66	64.9	64	51	62	61	60	47
10社合計	1,588	1,435	1,742	1,259	1,387	1,717	1,941	1,882	1,921	1,936

表（別） 2－4 中長期の供給予備率見通し（8月17時）【再掲】

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

8%未満

※九州エリアの2019年度については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

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】

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

8%未満

：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】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	498	500	500	501	502	503	504	505	506	507
東北	1,371	1,375	1,375	1,372	1,369	1,366	1,363	1,360	1,357	1,354

表（別） 2－7 中長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	594	597	579	581	588	589	590	591	642	642
東北	1,509	1,503	1,501	1,463	1,467	1,470	1,472	1,475	1,471	1,498

表（別） 2－8 中長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	96	97	79	80	86	86	86	86	136	135
東北	138	128	126	91	98	104	109	115	114	144

表（別） 2－9 中長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

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

8%未満

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）【再掲】

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

9.1% : 8%以上に改善したエリア

平成30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

平成30年度の供給計画の取りまとめに当たって、電気事業法第29条第2項の規定に基づき、下記のとおり意見します。

記

1. 容量市場創設時及びその先を見据えた安定供給確保が必要

本機関は、昨年度、東京・中部・関西エリア（中央3エリア）において需給バランスが予備率8%を下回る年度があり、その要因について、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は、離脱需要の増に応じた保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析した。

本年の取りまとめでは、中央3エリアに加え、その他のエリア（特に、東北・四国・九州エリア）においてもその傾向がみられ、エリアの予備率が減少していることがわかった。その結果、連系線を活用してエリア間で均平化した需給バランスにおいて、時間帯によっては広範囲のエリアで予備率が8%を下回るといった結果となった。

旧一般電気事業者（小売及び発電部門）からのヒアリングや、その他関連する情報などをもとに、経年火力の休廃止など供給力を減少させている背景にある要因について考察すると、以下のとおり。

- ▶ 旧一般電気事業者の小売部門（みなし小売電気事業者）では、自社から離脱していく需要（離脱需要）が現在と同じペースで年々増大した場合、2027年度（10年先）では、全国計でエリア需要の22%（中央3エリアでは25%）になると想定している状況。
- ▶ そのため、今回の供給計画では、みなし小売電気事業者のうち中央3社を含む5社からは、長期（10年先）の供給力として自社需要の1～3%の予備力を保有するとの届出がなされており、それ以上の供給力については自社発電部門（発電事業者）の発電余力として整理している状況。
- ▶ 発電余力となっている電源は、競争力の劣る経年火力などであることから稼働率が低下し、さらに再生可能エネルギーの導入拡大等を勧告すれば市場価格も低下することになり、発電余力の維持に必要な電源を限界費用で市場に投入すれば維持できないケースが増えていくと推測しているのではないかと。

この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、このままでは、容量市場による容量確保が開始する2024年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される。このため本機関としては、将来の供給力の推移についてこれまで以上に注視し、需給バランスの評価を確実に実施していく。あわせて、容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するための具体的な方策について検討を行うので、国においては、制度的な措置の必要性も含め本機関と連携とって検討を進められたい。

その際には、供給計画においてみなし小売電気事業者が長期の予備率を1～3%としていることと、かつて、みなし小売電気事業者が自らの予備率について審議過程で提示した5%との整合性や、みなし

小売電気事業者が本来確保すべき計画段階での供給力のあり方についても併せて確認し、必要に応じて対応策等を検討することとする。

また、平成29年度の供給計画取りまとめにて容量市場創設の必要性について言及したが、このような至近の状況も踏まえれば、供給力が将来にわたり確実に確保される仕組みとしての容量市場の必要性が一層高まったものともいえ、本機関としては、引き続き容量市場の具体的設計に傾注していくので、国においても、スケジュールどおりに導入できるように本機関と連携をとって対応頂きたい。

2. 冬季を含めた残余需要最大時の需給バランス評価の必要性について

現在、夏季に最大需要が発生するエリア（北海道・東北以外のエリア）では、長期の需給バランスでは夏季のみを確認している。その一方で、今冬は数十年ぶりの厳寒であったこともあり、これら夏季に最大需要となるエリアにおいても冬季需要が増加し、特に東京エリアでは需給がひっ迫し、他エリアからの融通を受けることとなった。

需給がひっ迫した要因は、今後の詳細な評価分析を待たなければならないが、需要増と供給力確保の予測の関係に着目して評価したところ、速報としては下記のような要因が挙げられる。

- ▶ 太陽光発電の導入量増大のもとで、夏季においては、太陽光発電の供給力は保守的に見積もる計画値（L5）以上となる傾向にあるが、冬季では、厳寒による需要の増と、降雪、積雪、曇天による太陽光発電供給力の減少が重なることから、その太陽光発電供給力の予測誤差が、結果として需給状況を悪化させることとなった。
- ▶ 厳寒での需要は、寒い日が連続することによって一層増加する傾向にあるが、その結果が日間の電力量（kWh）の増大をもたらし、調整力としての揚水発電（上池水位）を大量に消費した一方で復水できず、翌日の需給バランスを確保できなくなった。
- ▶ 同じ期間内に、火力電源の作業停止や計画外停止があったこともあり、上記の要因が重畳して、更に厳しい需給状況となった。

厳寒となった今冬の需要に着目すれば、東京以外のエリアでも、太陽光発電供給力（計画値）を需要から除いた残余需要で比較した場合、関西・沖縄を除くすべてのエリアで夏季よりも冬季の方が高い実績となった。また、比較的気温が安定していた昨冬の需要でも、6エリアで、夏季よりも冬季が高い実績となっていた。更に、平成30年度の供給計画において、夏季と冬季の残余需要（計画）を比較すると、東京・関西・沖縄以外のエリアで、夏季よりも冬季の方が高くなる見通しである。

以上のように残余需要（計画）を比較すると夏季と冬季で逆転する傾向にあることから、今後、本機関としては、中長期の供給力・調整力確保や、短期の作業停止調整などを考える上で、冬季の需給バランス評価における太陽光発電供給力の予測誤差の影響^{*1}や、kWhバランスを考慮した揚水供給力の評価方法などにも留意して検討していくこととする。

また、今冬のような需給ひっ迫が見込まれるような場合に、国民や需要家全般に節電等の何らかの要請をする前の措置として、当機関の会員である電気事業者（発電・小売電気事業者）に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みについて検討していくので、国においても、その仕組みの在り方について当機関と連携をとって検討を進められたい。

※1：太陽光発電供給力の予測精度の向上については、関連する事業者全般における引き続きの検討課題である。

3. 中長期的な調整力の確保について

平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。

併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。

- ▶ 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること。
- ▶ 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること。
- ▶ 太陽光発電の予測誤差（下振れ）が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力（電源Ⅰ：需要の抑制）を重負荷期以外に発動した実績もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。

上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述（2）の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ調整力募集量（7%）の妥当性について、改めて検討する必要がある。

また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していくので、国においても制度導入の基本的考え方を踏まえて、その確実な導入に向けて引き続き対応頂きたい。

以上

平成30年度(2018年度)年次報告書
供給計画の取りまとめ

2018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平成30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平成30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、本機関を經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、平成30年度供給計画取りまとめでは、平成29年12月31日までに電気事業者となった者（1,124者）と、平成30年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（1者）の合計1,125者を対象に取りまとめを行った。

平成30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	642
小売電気事業者	448
登録特定送配電事業者	19
特定送配電事業者	4
送電事業者	2
一般送配電事業者	10
合計	1,125

- 目次 -

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
III. 電源構成の変化に関する分析	17
1. 電源構成（kW）の推移	17
2. 発電端電力量（kWh）の推移	19
3. 電源別設備利用率の推移	21
4. エリア別電源構成および発電電力量	23
5. 電源開発計画	24
IV. 送配電設備の増強計画	25
1. 主要送電線路の整備計画	28
2. 主要変電所の整備計画	31
3. 送変電設備の整備計画（総括）	33
V. 広域的運営の状況	36
VI. 電気事業者の特性分析	38
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	38
2. 小売電気事業者のエリア展開	40
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	41
4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	43
5. 発電事業者のエリア展開	45
VII. その他	47
1. 供給計画の取りまとめでの気付き事項	47
2. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	48

3. 当該年度の最大需要発生時の評価	53
4. 当該年度以降10年間の8月17時以外の時刻での評価	54
VIII. まとめ（平成30年度供給計画の取りまとめ）	56
（別紙）取りまとめの関連資料	別1

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、2017年度の実績及び2018年度の見通し³を、表1-1に示す。

2018年度の見通し15,787万kWは、2017年度の実績15,708万kWに対して0.5%の増加となった。なお、2017年度の気温補正⁴後の実績15,702万kWに対して、2018年度の見通しは0.5%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2017年度 実績	2018年度 見通し
15,708万kW (15,702万kW)	15,787万kW +0.5% (+0.5%) ※

() 内は気温補正後の値

※2017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	11,767	11,484	12,696	15,745	15,787	13,901
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,881	12,587	14,048	14,798	14,778	13,479

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である。

³ 2018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、2017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、2017年度の推定実績⁵及び2018年度の見通しを、表1-3に示す。

2018年度の見通し8,889億kWhは、2017年度の推定実績8,926億kWhに対して0.4%の減少となっている。なお、2017年度の気温補正後の推定実績8,854億kWhに対して、2018年度の見通しは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）

2017年度 推定実績	2018年度 見通し
8,926 億 kWh (8,854 億 kWh)	8,889 億 kWh ▲0.4% (+0.4%) [*]

() 内は気温補正後の値

※2017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2017年4～11月の実績値及び2017年12月～2018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（2017年11月27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537.7兆円、2027年度は581.4兆円となり、年平均0.9%の増加に、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2018年度は105.3、2027年度は108.2となり、年平均0.3%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	2018年度	2027年度
国内総生産（実質GDP）	537.7兆円	581.4兆円 [0.9%] [*]
鉱工業生産指数（IIP）	105.3	108.2 [0.3%] [*]

※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、2018年度、2022年度及び2027年度の見通しを、表1-5に示す。また、過去実績と2027年度までの見通しを図1-1に示す。

2022年度の見通しは15,786万kW、2027年度の見通しは15,739万kWとなり、2018年度から2027年度まで年平均0.0%の減少となっている。

当該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

2018年度 [再掲]	2022年度	2027年度
15,787万kW	15,786万kW [▲0.0%] [*]	15,739万kW [▲0.0%] [*]

※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2010暦年を100とした指数である。

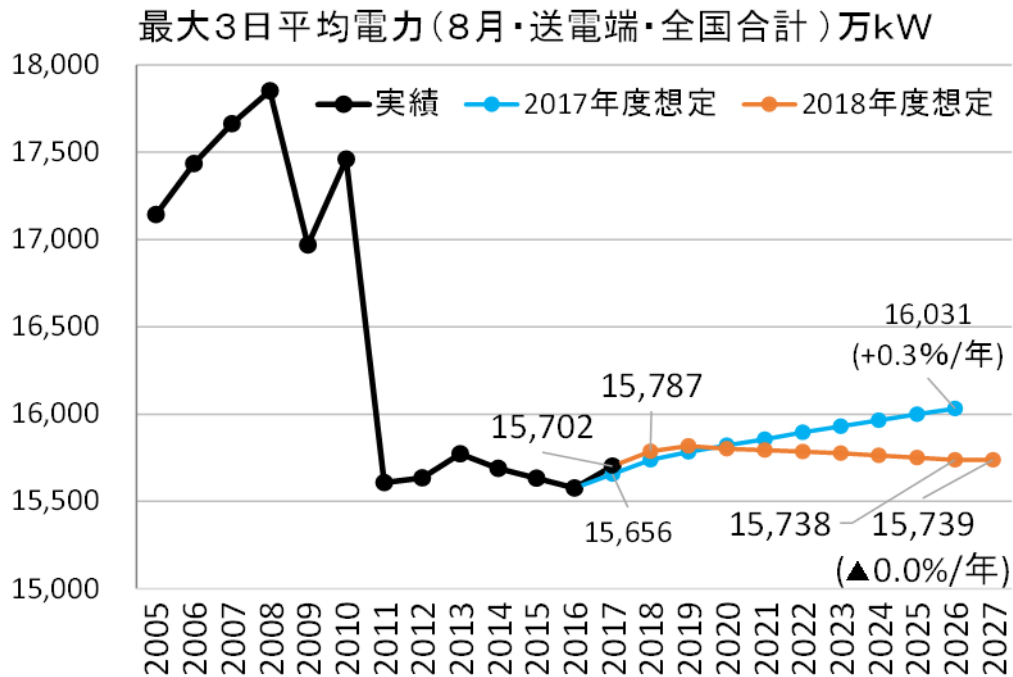


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2018年度、2022年度及び2027年度の見通しを、表1-6に示す。

2022年度の見通しは8,897億kWh、2027年度の見通しは8,882億kWhとなり、2018年度から2027年度まで年平均0.0%の減少となっている。

当該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

2018年度 [再掲]	2022年度	2027年度
8,889 億 kWh	8,897 億 kWh [+0.0%] [※]	8,882 億 kWh [▲0.0%] [※]

※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26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月22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。

平成30年度供給計画届出書の記載要領（2017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、平成30年度供給計画では、提出時点（2018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。

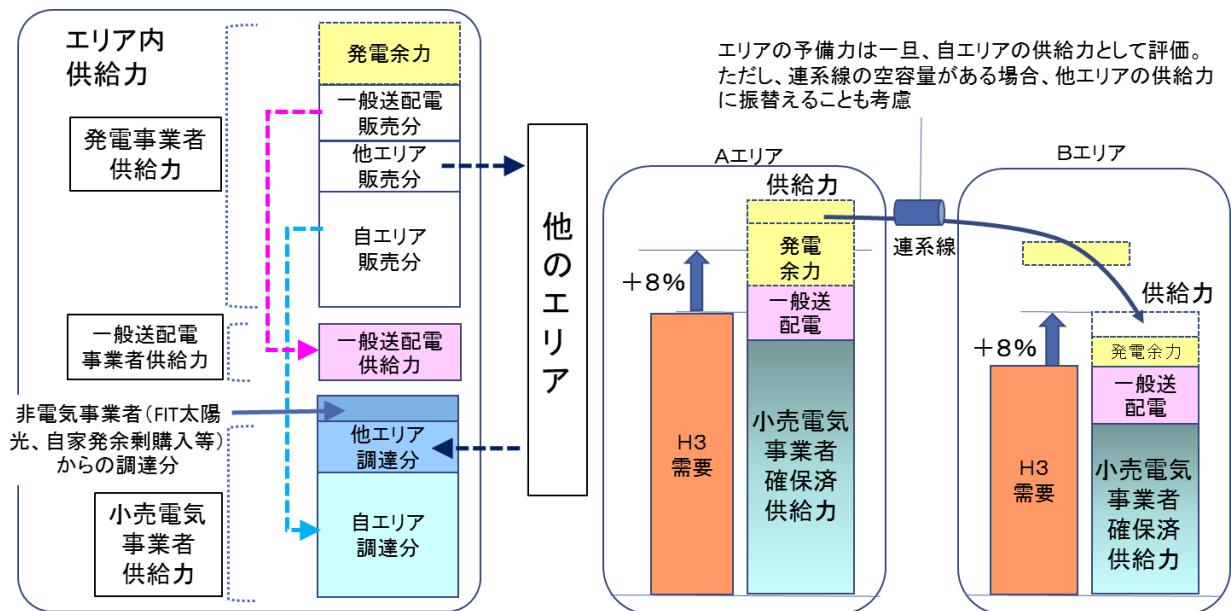


図2-1 需給バランス評価の概要

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。

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

2017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。

表2-1 2017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
15,702 万 kW	18,520 万 kW	2,818 万 kW	17.9%

なお、各エリア別の需給バランスについても、安定供給の基準とする予備率8%を確保していた。

② 当該年度の需給見通し

2018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2-2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2-2 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）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,767	11,430	12,580	15,541	15,574	13,791
供給力	14,317	14,216	15,093	17,153	17,086	16,312
予備率	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,859	12,578	14,049	14,798	14,778	13,480
供給力	14,540	15,000	16,214	16,820	16,777	16,081
予備率	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

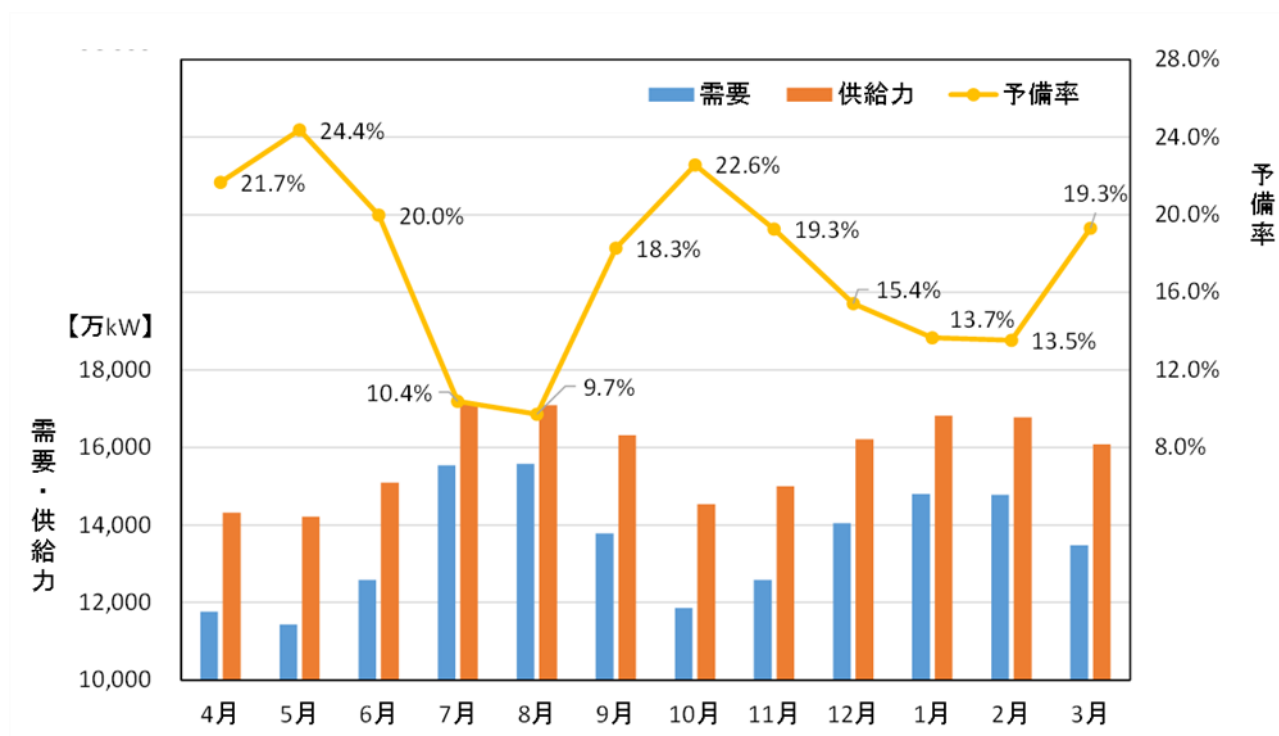


図2-2 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

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

8%未満

表2-4 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻）
（連系線・他エリア余力考慮、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	19.3%	26.3%	31.5%	20.0%	21.8%	23.1%	22.4%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
関西	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
中国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
四国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
九州	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	19.8%	10.1%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

：8%以上に改善したエリア

¹¹ 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。

¹² 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¹³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2-5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2-5 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	27.8%	18.5%	14.1%	16.3%	15.7%	18.1%	18.5%	20.9%	22.5%	28.8%	38.8%	30.1%

¹³ 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

2018年度以降10年間の需給バランス見通し（8月17時）を表2-6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2-6 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】

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
需要電力	15,460	15,490	15,473	15,466	15,458
供給力	17,048	16,925	17,215	16,725	16,844
供給予備率	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
需要電力	15,448	15,436	15,424	15,411	15,412
供給力	17,165	17,377	17,307	17,332	17,348
供給予備率	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

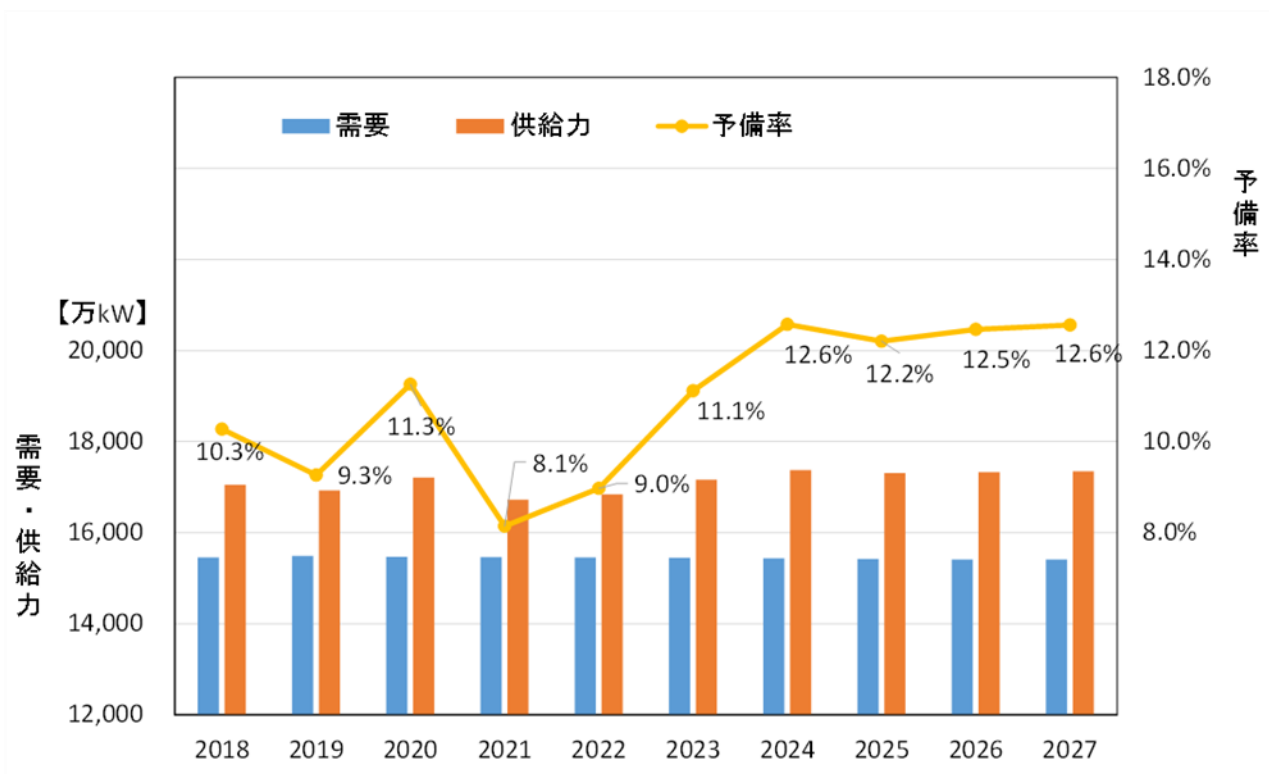


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

各エリアの8月の予備率最小時刻は、東京・北陸・四国エリアが15時、北海道・東北・中部・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。そのうち、15時、19時、20時でのエリア別の予備率見通しは、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（「7. その他（4）」参照）。

次に、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2-7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2-8に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2018, 19, 21, 22年度）、中部エリア（2019～21, 23～27年度）、関西エリア（2021, 22, 25～27年度）、四国エリア（2019, 21, 22年度）、九州エリア（2018～21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、2021年度以外においては、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2-7 中長期の予備率見通し（8月17時 エリア別、送電端）

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

8%未満

※九州エリアの2019年度については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

表2-8 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線・他エリア余力考慮、送電端）

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

8%未満

：8%以上に改善したエリア

2021年度については、連系線空容量および他エリア余力を考慮しても、7.2%と安定供給の基準とする8%を下回っている。しかし、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システムアクセス契約申込みがなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の届出がなされている電源を、国の協力を得て調査した。

その結果、全国で105万kWの電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-9に示す。

しかし、それでも予備率が7.9%と安定供給の基準とする8%を下回った。

表2-9 中長期の予備率見通し（8月17時）
（連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源考慮、送電端）

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

8%未満

(参考検討) 供給力に計上されていない電源の供給力を加算した場合

前項までの評価において予備率が8%を下回っていることから、現状供給計画において「供給力として計上されていない電源のうち、2021年度断面で短期に立上りが可能な状態で停止を見込んでいる電源（以下、「短期立上可能電源¹⁴」と言う。）を事業者ヒアリング等を通じて確認した（2027年度までの見通しを図2-4に示す）。

現時点の計画ではあるが、330万kWあることが判明したため、東日本・西日本エリアにそれぞれ10万kW（合計20万kW）の供給力を加算したときの需給バランスを表2-10に示す。

その結果、2021年度の予備率は全国的に8%を上回る結果となった。

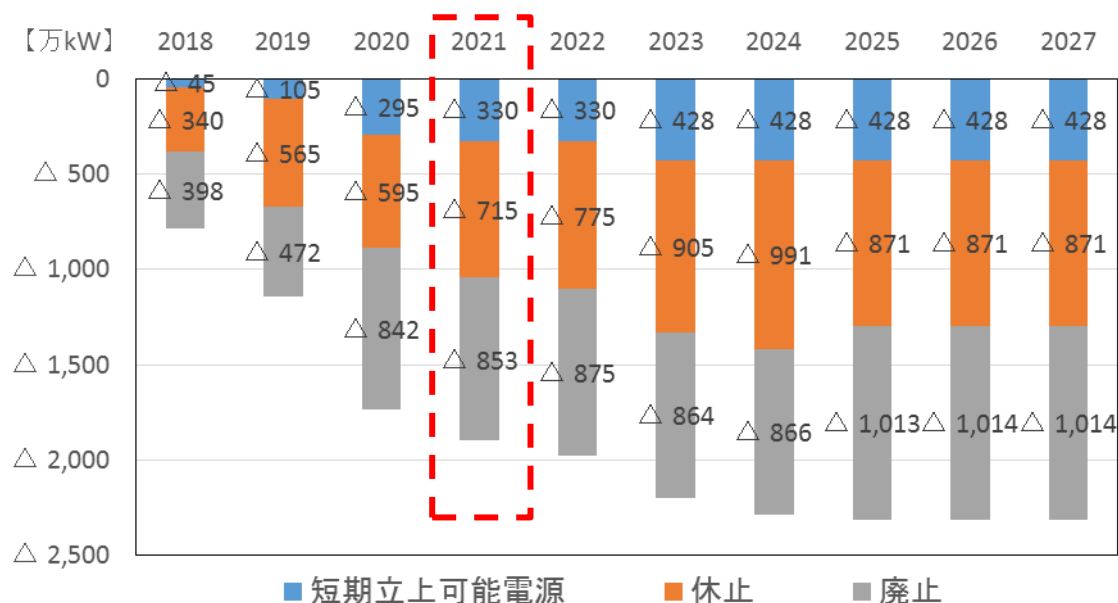


図2-4 中長期の休廃止計画（設備量ベース、初年度からの累計）

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）

(連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源・短期立上可能電源考慮、送電端)

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

2021 : 8%以上に改善したエリア

¹⁴ 稼働が必要な場合に、概ね6カ月以内で立上りが可能な状態で停止する予定の電源。

また、沖縄エリアについて、2018年度の電源I相当分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）

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

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。また、東北エリア（2021～23年度）で予備率が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2-13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）

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

8%未満

表2-13 中長期の予備率見通し（1月18時 連系線・他エリア余力考慮、送電端）

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

：8%以上に改善したエリア

② 需給バランス評価のまとめ

○短期（2018年度）の需給バランス評価

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

○中長期（2019年度～2027年度）の需給バランス評価

2021年度の8月17時断面において、本州～九州エリアで広範囲に予備力8%を確保できないこととなった（P12参照）。予備率が減少する傾向が今後も続くと想定すると、容量市場による容量確保が開始される2024年度を待たずに、適正予備力を大きく下回り、需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される。

但しこれは、今春から初夏にかけて稼働が見込まれる原子力発電4基も含め、ほとんどすべての原子力発電の供給力を「未定」＝ゼロとして計上しているもので

もあり、中長期の需給バランスとしては、今後の原子力稼働状況も見据えて評価していくことが求められる。

また、今回は供給力として計上されていないものの、短期で立上可能な電源が一定程度存在することも確認できた。

従って、中長期の需給見通しとしては、今後の原子力発電の再稼働による変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行うこととし、その中で、必要に応じて電源入札等の対応策を検討することとしたい。

③ 小売電気事業者の供給力確保状況について

2018年度以降10年間の小売電気事業者の供給力確保状況を、表2-14及び図2-5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¹⁵」として計画していることがわかる。

表2-14 小売電気事業者の供給力確保状況（8月15時、送電端）

【万kW %】

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
需要電力 (エリア計)	15,787	15,819	15,801	15,794	15,786
確保済 供給力	15,620	15,552	15,466	14,715	14,680
比率*	98.9%	98.3%	97.9%	93.2%	93.0%
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
需要電力 (エリア計)	15,776	15,764	15,751	15,738	15,739
確保済 供給力	14,586	14,242	14,207	12,236	12,179
比率	92.5%	90.3%	90.2%	77.8%	77.4%

※需要電力（エリア計）に対する確保済供給力の比率

¹⁵ 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。

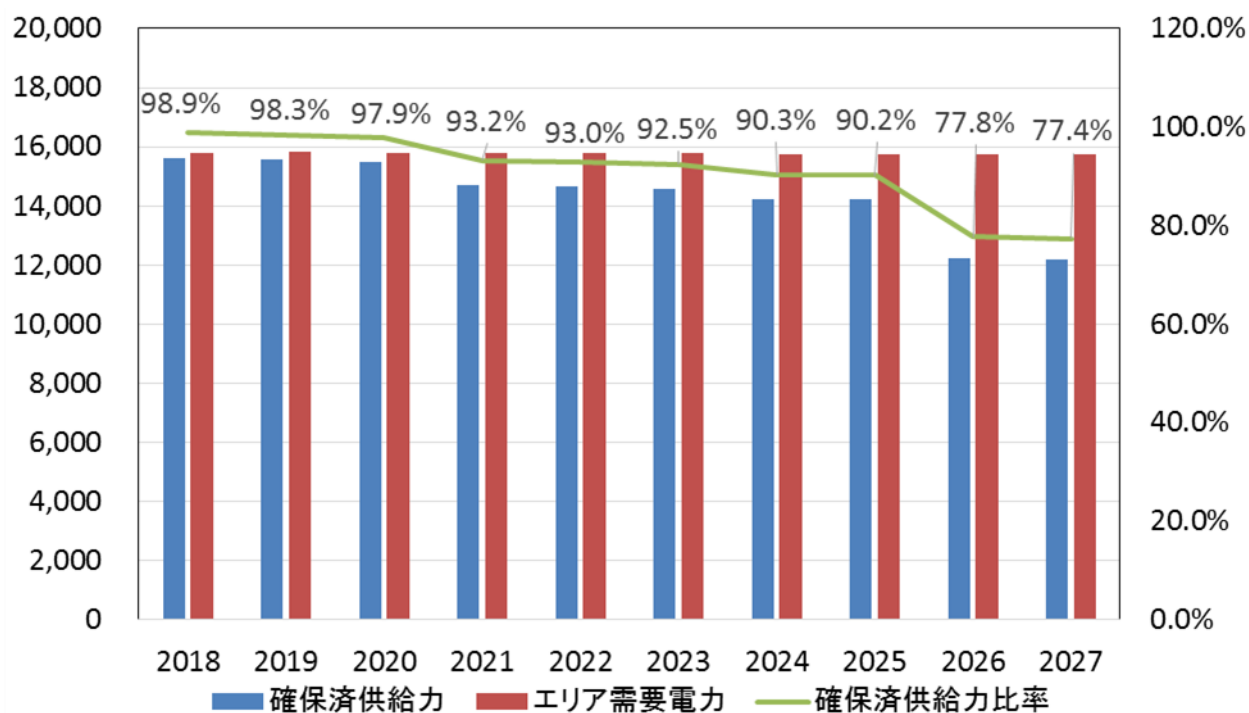


図 2-5 小売電気事業者の供給力確保状況（8月15時、送電端）

④ 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、2018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2-15に示す。

表 2-15 一般送配電事業者の確保済調整力¹⁷

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.2%	6.8%	7.5%	6.9%	7.0%	6.9%	7.1%	7.2%	7.0%	20.5%

¹⁶ 調整力公募は、平成29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。

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。

また、年度ごとの電源構成比を図3-2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	2017	2018	2022	2027
水力	4,915 [16.3%]	4,915 [16.0%]	4,919 [14.9%]	4,922 [14.5%]
一般水力	2,168 [7.2%]	2,168 [7.1%]	2,172 [6.6%]	2,175 [6.4%]
揚水	2,747 [9.1%]	2,747 [8.9%]	2,747 [8.3%]	2,747 [8.1%]
火力	16,344 [54.0%]	16,329 [53.2%]	16,752 [50.8%]	17,264 [50.8%]
石炭	4,365 [14.4%]	4,376 [14.3%]	5,097 [15.5%]	5,262 [15.5%]
LNG	8,196 [27.1%]	8,397 [27.3%]	8,141 [24.7%]	8,489 [25.0%]
石油他 ¹⁹	3,763 [12.4%]	3,531 [11.5%]	3,466 [10.5%]	3,465 [10.2%]
原子力	3,665 [12.1%]	3,555 [11.6%]	3,500 [10.6%]	3,032 [8.9%]
新エネルギー等	5,314 [17.6%]	5,901 [19.2%]	7,801 [23.7%]	8,733 [25.7%]
風力	361 [1.2%]	379 [1.2%]	702 [2.1%]	924 [2.7%]
太陽光	4,597 [15.2%]	5,169 [16.8%]	6,718 [20.4%]	7,435 [21.9%]
地熱	48 [0.2%]	48 [0.2%]	47 [0.1%]	47 [0.1%]
バイオマス	234 [0.8%]	241 [0.8%]	315 [1.0%]	310 [0.9%]
廃棄物	95 [0.3%]	88 [0.3%]	66 [0.2%]	64 [0.2%]
その他	7 [0.0%]	7 [0.0%]	7 [0.0%]	7 [0.0%]
合計	30,246 [100%]	30,707 [100%]	32,979 [100%]	33,957 [100%]

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。

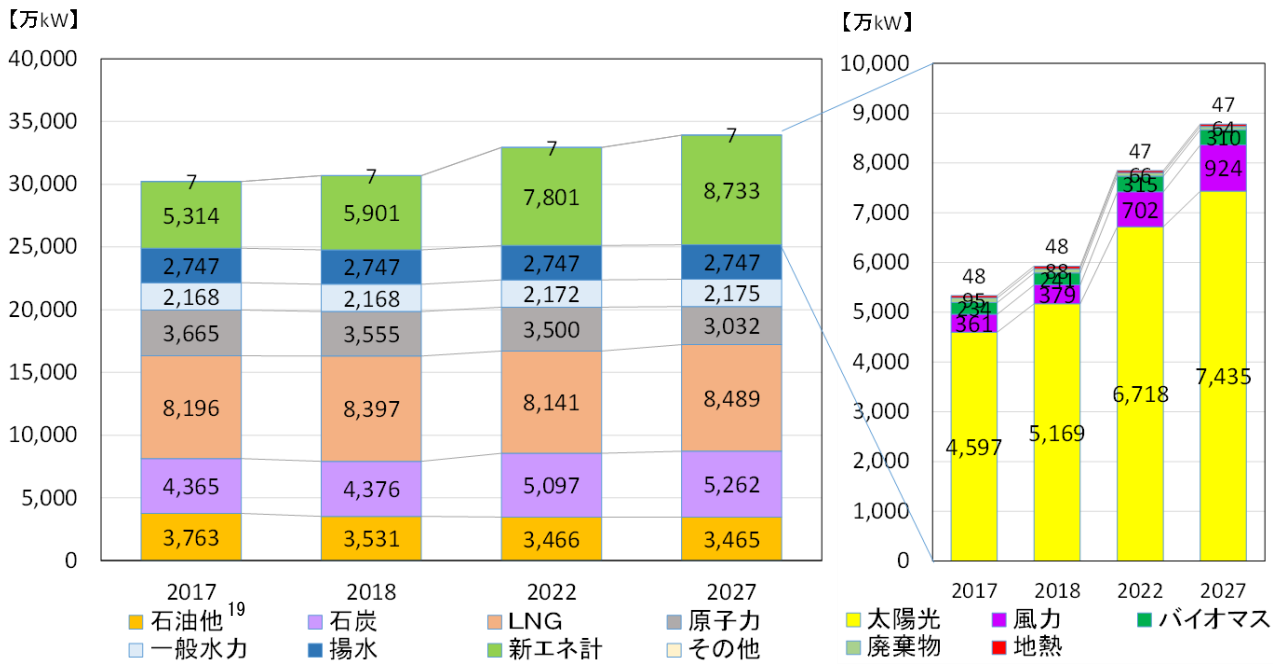


図3-1 電源構成の推移（全国合計）¹⁸

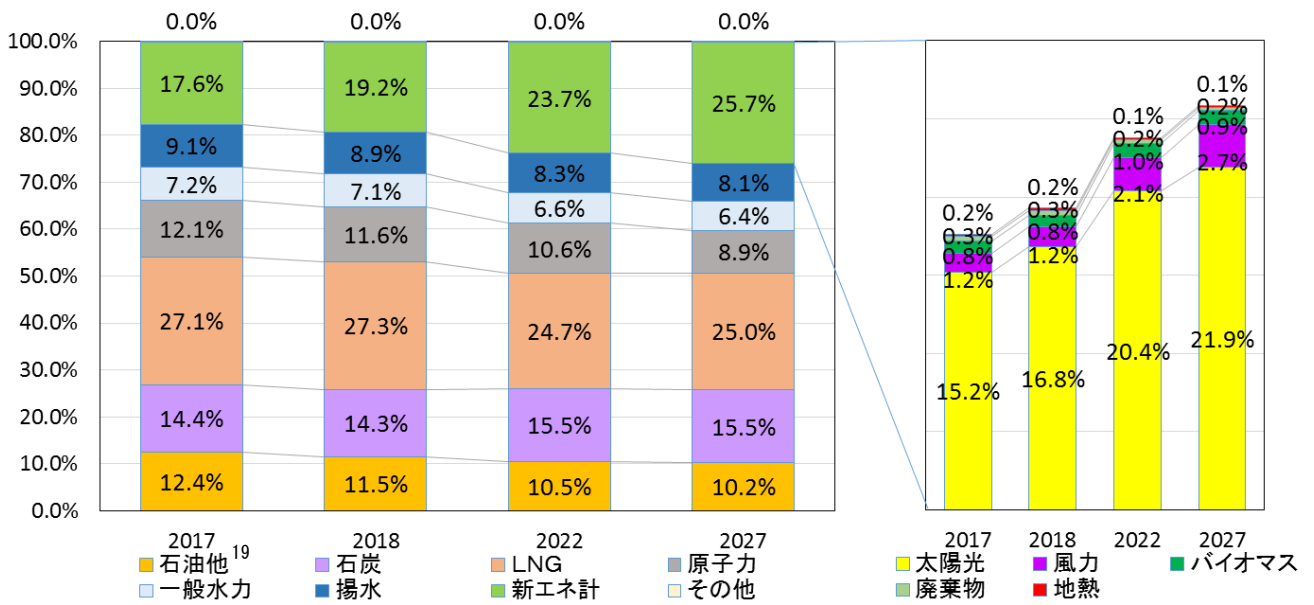


図3-2 電源構成比の推移（全国合計）¹⁸

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3-3に示す。また、各年度の発電端電力量構成比を図3-4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によっては発電端電力量の構成は異なるものとなる。

太陽光など新エネルギー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、石炭火力は微増となっているものの、LNG火力は大幅に減少している。

表3-2 発電端電力量の推移（全国合計）²⁰

【億 kWh】

種類	2017	2018	2022	2027
水力	838 [9.0%]	815 [8.8%]	855 [9.2%]	880 [9.7%]
一般水力	782 [8.4%]	780 [8.4%]	804 [8.7%]	810 [8.9%]
揚水	57 [0.6%]	35 [0.4%]	51 [0.6%]	70 [0.8%]
火力	7,388 [79.2%]	7,391 [79.8%]	6,904 [74.5%]	6,801 [74.6%]
石炭	2,973 [31.9%]	2,861 [30.9%]	3,156 [34.1%]	3,226 [35.4%]
LNG	3,973 [42.6%]	3,944 [42.6%]	3,345 [36.1%]	3,199 [35.1%]
石油他 ¹⁹	442 [4.7%]	586 [6.3%]	403 [4.4%]	377 [4.1%]
原子力	326 [3.5%]	214 [2.3%]	238 [2.6%]	0 [0.0%]
新エネルギー等	732 [7.8%]	817 [8.8%]	1,159 [12.5%]	1,302 [14.3%]
風力	65 [0.7%]	69 [0.7%]	115 [1.2%]	165 [1.8%]
太陽光	496 [5.3%]	557 [6.0%]	777 [8.4%]	865 [9.5%]
地熱	24 [0.3%]	26 [0.3%]	26 [0.3%]	26 [0.3%]
バイオマス	122 [1.3%]	141 [1.5%]	219 [2.4%]	226 [2.5%]
廃棄物	24 [0.3%]	23 [0.2%]	21 [0.2%]	20 [0.2%]
その他	40 [0.4%]	29 [0.3%]	106 [1.1%]	132 [1.4%]
未定分	0 [0.0%]	0 [0.0%]	0 [0.0%]	0 [0.0%]
合計	9,324 [100%]	9,266 [100%]	9,262 [100%]	9,115 [100%]

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。

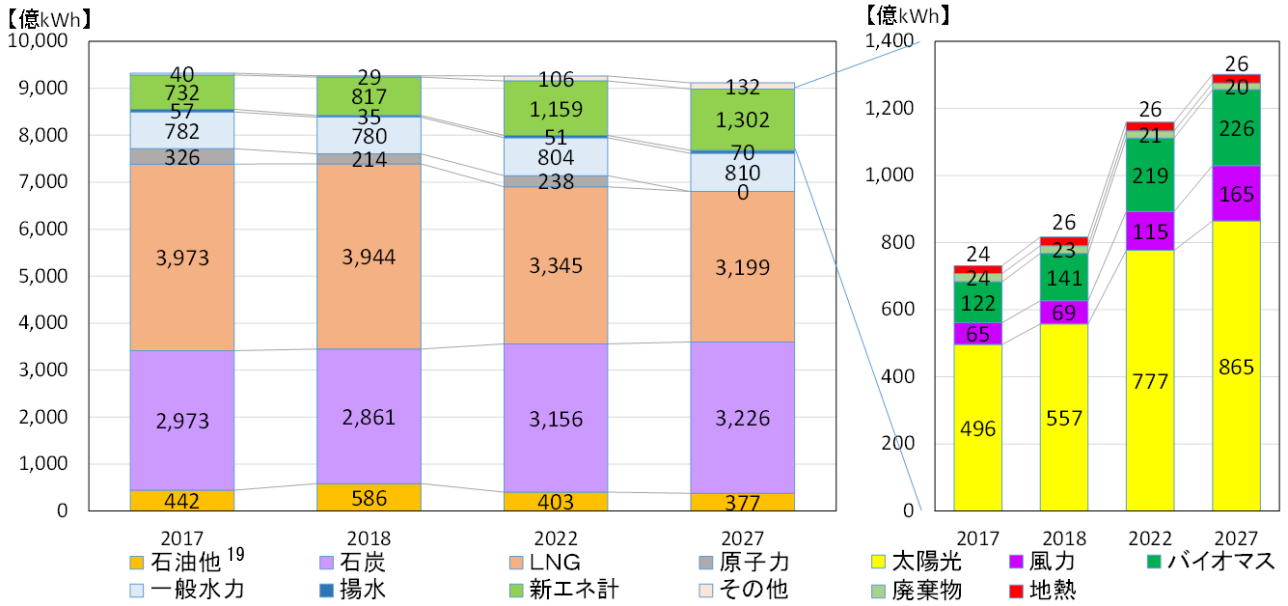


図3-3 電源別発電電力量の推移（全国合計）²⁰

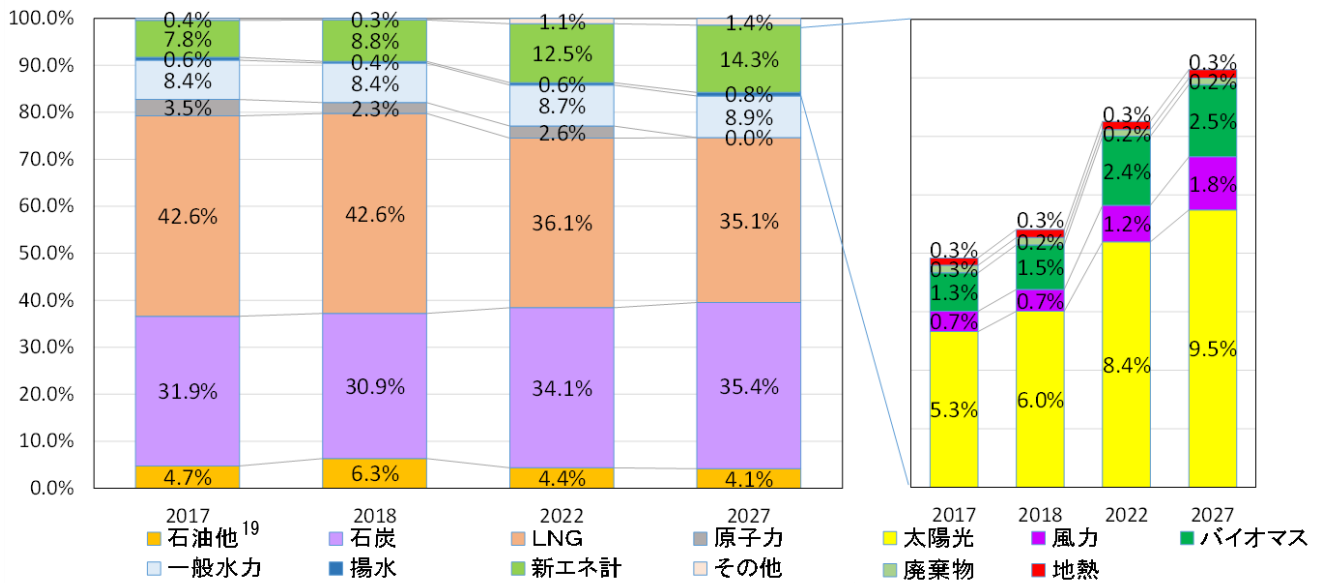


図3-4 電源別発電電力量比の推移（全国合計）²⁰

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3-5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	2017	2018	2022	2027
水力	19.5%	18.9%	19.8%	20.4%
一般水力	41.2%	41.1%	42.2%	42.5%
揚水	2.4%	1.5%	2.1%	2.9%
火力	51.6%	51.7%	47.0%	45.0%
石炭	77.8%	74.6%	70.7%	70.0%
LNG	55.3%	53.6%	46.9%	43.0%
石油他 ¹⁹	13.4%	18.9%	13.3%	12.4%
原子力	10.2%	6.9%	7.8%	0.0%
新エネルギー等	15.7%	15.8%	17.0%	17.0%
風力 ²²	20.6%	20.9%	18.8%	20.4%
太陽光 ²²	12.3%	12.3%	13.2%	13.3%
地熱	56.0%	61.0%	63.6%	63.6%
バイオマス	59.6%	66.8%	79.3%	83.1%
廃棄物	29.4%	29.9%	36.6%	35.5%
その他	-	-	-	-

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。

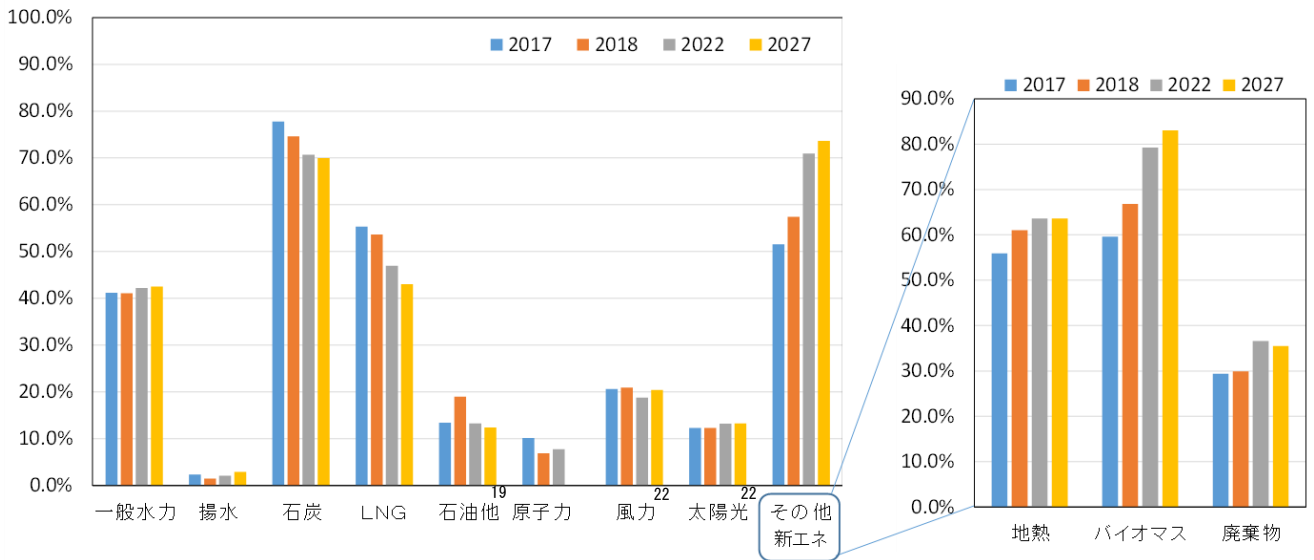


図 3-5 電源別設備利用率の推移（全国合計）²¹

4. エリア別電源構成および発電電力量

2017年度末のエリア別の電源構成比を図3-6に示す。また、2017年度のエリア別の発電電力量構成比を図3-7に示す。

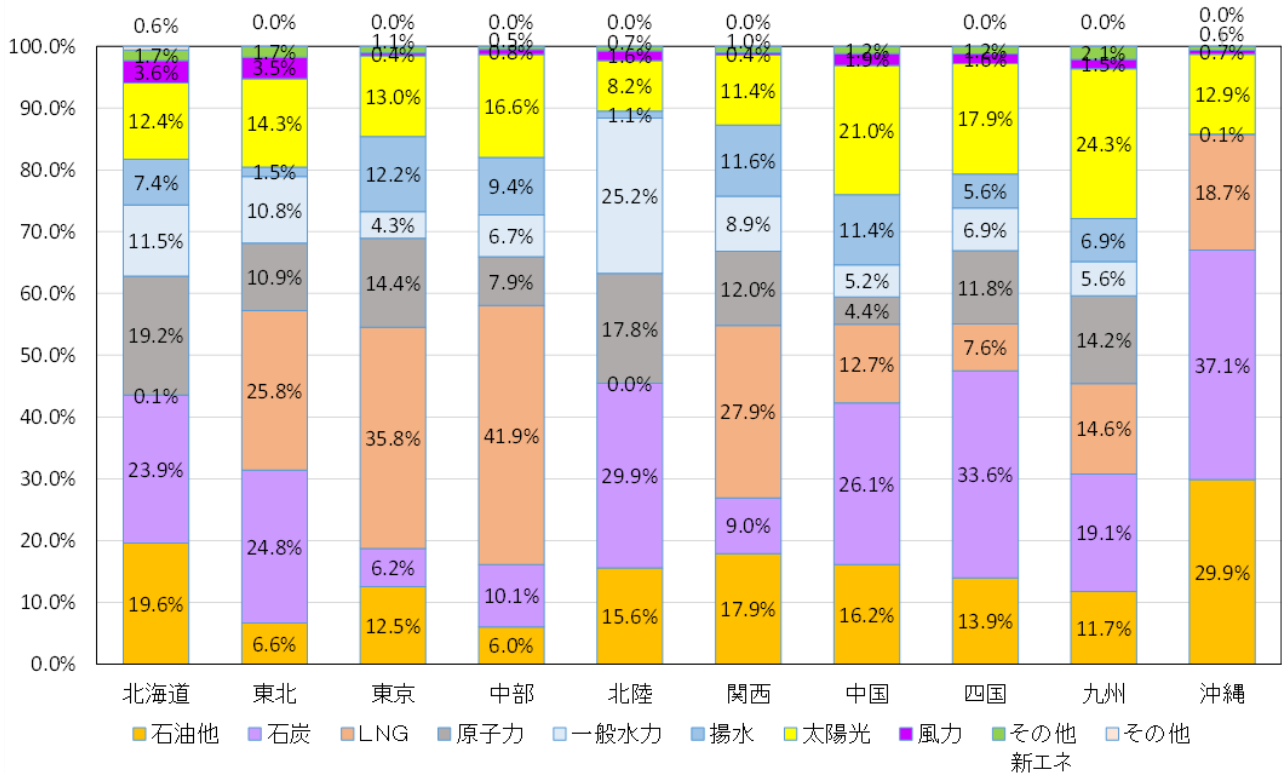


図3-6 2017年度末のエリア別の電源（kW）構成比

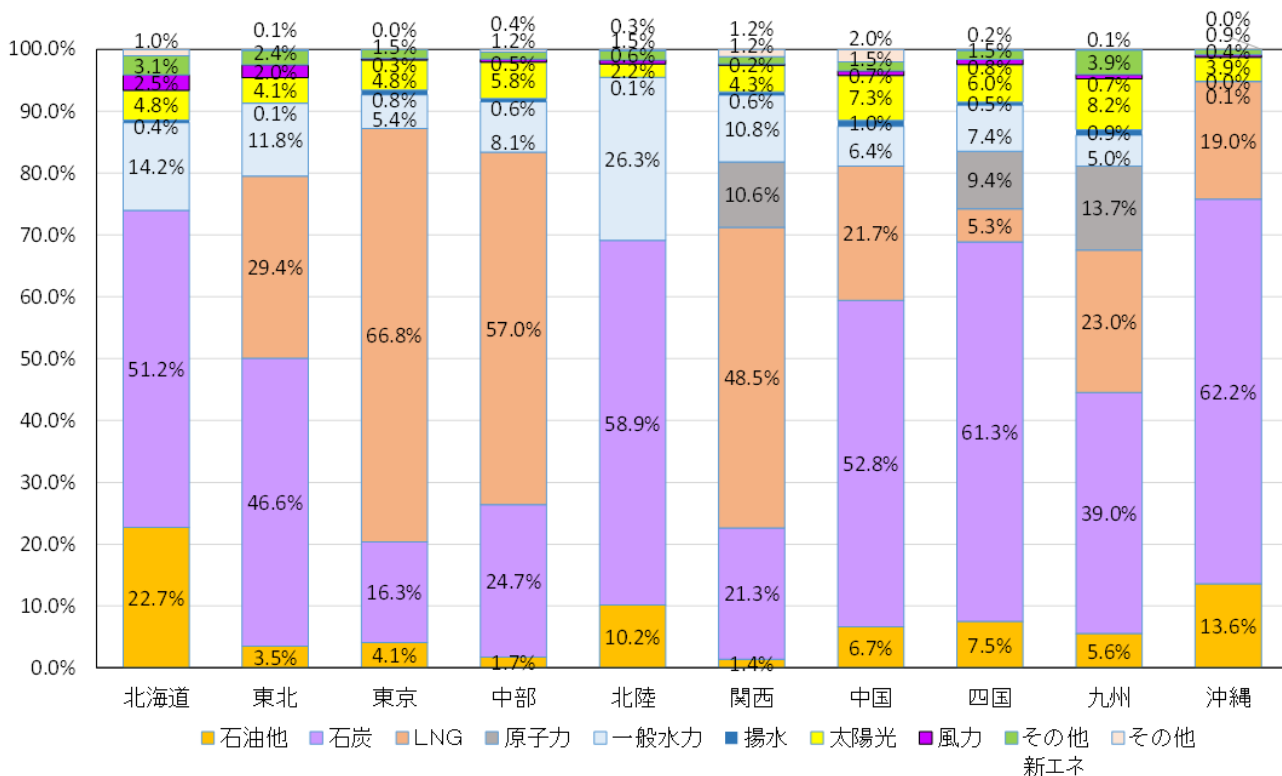


図3-7 2017年度のエリア別の発電電力量（kWh）構成比

5. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2027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 2027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	27.9	32	3.6	42	△ 17.2	13
一般水力	27.9	32	3.6	42	△ 17.2	13
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,741.8	47	△ 11.5	7	△ 880.7	46
石炭	809.0	14	-	-	△ 75.6	3
LNG	896.6	17	13.4	5	△ 587.6	12
石油	6.2	13	△ 25.0	2	△ 207.4	29
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	10.6	1	-	-	-	-
その他ガス	19.4	2	-	-	△ 10.1	2
原子力	1,018.0	7	15.2	1	△ 235.0	2
新エネルギー等	580.6	410	0.2	1	△ 27.9	33
風力	152.7	51	-	-	△ 13.9	24
太陽光	363.8	331	-	-	-	-
地熱	-	-	0.2	1	-	-
バイオマス	58.0	23	-	-	△ 6.3	4
廃棄物	6.1	5	-	-	△ 7.7	5
合計	3,368.4	496	7.5	51	△ 1,160.8	94

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	601km
架空送電線路※	572km
地中送電線路	30km
変圧器の増加容量	18,020MVA
交直変換所の増加容量 ²⁷	2,100MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 50km
変圧器の減少容量（廃止）	△ 1,600MVA

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。

○北海道本州間連系設備等概要（使用開始：2019年3月）

交直変換所	・北斗変換所:30万kW ・今別変換所:30万kW
直流幹線 275kV送電線	・北斗今別直流幹線:122km ・需要家線交直変換所Dπ引込:2km

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV送電線	・(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

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：120 万 kW→210 万 kW（使用開始：2020 年度）

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 275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:1km

○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 ・東清水変換所: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):1km ・佐久間西幹線新佐久間 FC 分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線東栄分岐線(仮称):2km ・佐久間東幹線:125km ・佐久間西幹線:11km
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

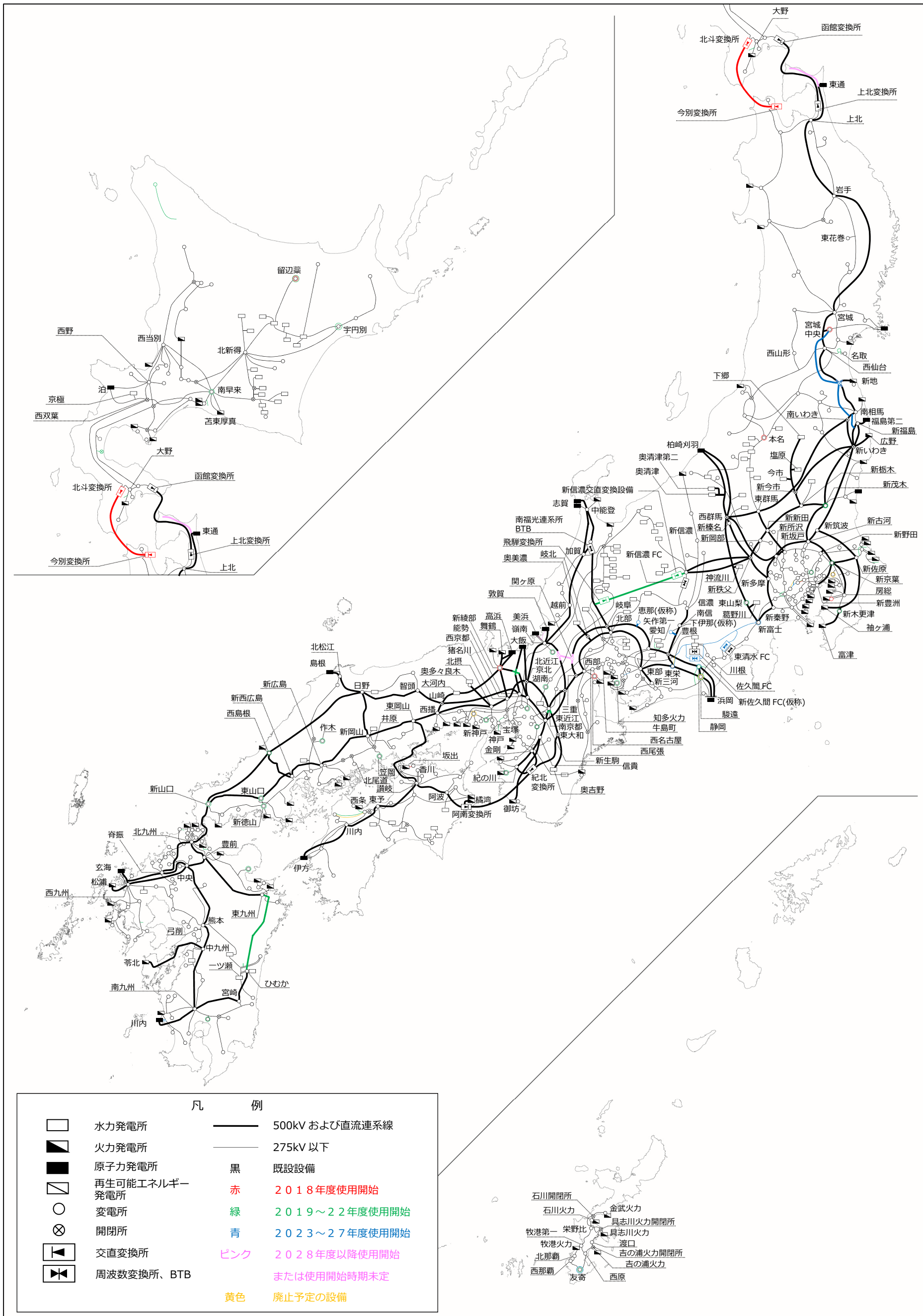


図4 電力系統の状況

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	北斗今別直流幹線	DC250kV	97.7km	単極1	2014年4月	2019年3月	安定供給対策※3
		DC250kV	24.4km※1				
東北電力株式会社	需要家線交直変換所Dπ引込	275kV	2.2km	2	2016年8月	2018年6月	安定供給対策※3
	1408G02支線新設	500kV	3km	2	2017年9月	2019年7月	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	G3060006アクセス線(仮称)	275kV	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	2020年度	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) 2019年4月(2番線) 2020年4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
関西電力株式会社	神戸製鉄所火力線(仮称)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
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
	需要家線	220kV	4km※1※2	1	2017年10月	2019年5月	高経年化対策
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

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)SBエッジ-八雲PV連系線	187kV	0.2km	1	2018年4月	2019年11月	電源対応
	(仮称)SBエッジ-八雲PV連系187kV開閉所	187kV	-	2	2018年6月	2019年10月	電源対応
	(仮称)苫小牧バイオマス連系線	187kV	0.2km	1	2019年4月	2020年10月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二風力連系線	187kV	0.1km	1	2019年4月	2021年3月	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、計上対象外とした。

³⁰ 理由欄は右欄の区分で記載。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
東北電力株式会社	需要家線名取 変電所D π 引込	275kV	0.4km	2	2018年5月	2019年6月	需要対策
	(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D π 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	2018年5月	2021年8月	電源対応
	京浜線1・2号接続 変更	275kV	22.7km→ 23.1km※2	2	2021年7月	2022年4月	電源対応
	東清水線(仮称)	275kV	13km 7km	2	2021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	0.2km※2	2→3	2022年11月	2023年10月	需要対策
	電源アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2018年12月	2019年6月	電源対応
	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2月	2028年8月 (1番線) 2025年11月 (2番線) 2032年11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2月	2025年11月 (2番線) 2032年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力株式会社	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	2018年4月	2020年度	安定供給対策※3
	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年7月	2021年2月	高経年化対策 系統対策
	恵那分岐線(仮称)	500kV	1km	2	2021年9月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線(仮 称)	500kV	1km	2	2021年9月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※2	2	2019年4月	2026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

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
関西電力株式会社	大飯幹線・新綾部線系統変更	500kV	1.9km	2	2019年3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6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3月	2020年7月	電源対応 高経年化対策
四国電力株式会社	需要家線	187kV	0.7km※1※2	1	2018年5月	2018年8月	高経年化対策
	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
	西条火力線	187kV	6.5km※2	2	2020年7月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	電源アクセス線	220kV	0.3km	1	2018年11月	2019年7月	電源対応
	需要家線	220kV	1km	2	2019年7月	2021年4月	需要対策
	電源アクセス線	220kV	4km	2	2020年7月	2022年7月	電源対応
	新鹿児島線川内原子力(発)π引込	220kV	2→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	1km	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 東栄分岐線(仮称)	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間東幹線	275kV	124.8km→125km※2	2	2022年度	2027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
北海道北部風力送電株式会社	北部送電豊富中川幹線(仮称)	187kV	51km	2	2018年10月	2022年9月	電源対応

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

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	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×1→100MVA×1	1→1	2017年6月	2018年7月	高経年化対策
	北斗変換所※4	—	300MW	—	2015年3月	2019年3月	安定供給対策※3
	今別変換所※4	—	300MW	—	2016年3月	2019年3月	安定供給対策※3
東北電力株式会社	宮城中央変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2016年2月	2018年11月	系統対策
	名取変電所※4	275/154kV	450MVA×2	2	2017年2月	2019年6月	需要対策
	本名変電所	275/154kV	120MVA×1→150MVA×1	1→1	2017年8月	2018年9月	高経年化対策
東京電力パワグリッド株式会社	新信濃交直変換設備※4	—	900MW	—	2016年3月	2020年度	安定供給対策※3
中部電力株式会社	西名古屋変電所	275/154kV	450MVA	1	2011年4月	2018年5月	系統対策
	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	—	900MW	—	2017年8月	2020年度	安定供給対策※3
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
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

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	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	2018年8月	2019年9月	電源対応
	宇田別変電所	187/66kV	75MVA×1→100MVA×1	1→1	2019年3月	2019年11月	高経年化対策
	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→100MVA×1	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
東京電力パワグリッド株式会社	新富士変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※3
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2018年9月	2021年3月	電源対応
	姉崎中央変電所	275/66kV	150MVA×1→300MVA×1	1→1	2018年4月	2018年12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
	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年11月(5B) 2021年4月(6B)	高経年化対策
	上野変電所	275/66kV	300MVA	1	2018年12月	2019年12月	系統対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1→300MVA×1	1→1	2019年1月	2020年6月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→450MVA×1	1→1	2018年12月	2021年3月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2018年12月	2020年10月(新1B) 2021年8月(新2B)	電源対応

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書を含む）。

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	恵那変電所 (仮称) ※4	500/154kV	200MVA×2	2	2020年10月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所 (仮称) ※4	500/154kV	300MVA×2	2	2020年10月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2020年度	2026年度	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
	東清水変換所	—	300MW→ 900MW	—	2020年度	2027年度	安定供給対策※3
関西電力株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2018年5月	2019年3月	高経年化対策
	湖南変電所	275/77kV	300MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2018年8月	2019年10月	高経年化対策
	東大阪変電所	275/77kV	300MVA×1→ 200MVA×1	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×1	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2020年4月	2021年6月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA×1	2→1	2020年11月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2020年6月	2023年1月	高経年化対策
中国電力株式会社	新徳山変電所	220/110kV	150MVA×1→ 300MVA×1	1→1	2018年6月	2019年4月	高経年化対策 電源対応
	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年4月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA×1→ 300MVA×1	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
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
電源開発株式会社	新佐久間周波数 変換所(仮称) ※4	—	300MW	—	2021年度	2027年度	安定供給対策※3
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所 (仮称) ※4	187/66kV	165MVA×3	3	2018年10月	2022年9月	電源対応

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	花見川変電所	275/66kV	△300MVA	△1	2021年3月	需要対策
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	新加古川変電所	275/77kV	△300MVA	△1	2018年12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9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	37 km	67 km	42 km	82 km
		地中	5 km	14 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	52 km	103 km	52 km	103 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	187 km	187 km	211 km	211 km
		地中	24 km	24 km		
合計	架空	572 km	950 km	601 km	988 km	
	地中	30 km	39 km			
廃止	275kV	架空	△ 3 km	△ 3 km	△ 3 km	△ 3 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	△50 km	△50 km	△ 50 km	△ 50 km
		地中	0 km	0 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。

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	288 km	486 km
220kV	9 km	14 km
187kV	55 km	109 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	352 km	610 km

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]	11,950 MVA [2,000MVA]
	275kV	5 [2]	3,430 MVA [900MVA]
	220kV	5 [0]	1,750 MVA [0MVA]
	187kV	3 [3]	740 MVA [495MVA]
	132kV	0 [0]	150 MVA [0MVA]
	新增設計	26 [10]	18,020 MVA [3,395MVA]
廃止	500kV	△ 1	△ 1,000 MVA
	275kV	△ 2	△ 600 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	0	0 MVA
	廃止計	△ 3	△ 1,600 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

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。

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。

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	北海道電力株式会社 2	各 300MW
	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	

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（2018年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力比率を図5-1、調達電力を図5-2に示す。同様に2018年度のエリア外からの調達電力量比率を図5-3、調達電力量を図5-4に示す。

中国・四国・関西エリアは、エリア外からの供給電力（量）の調達比率が高くなっている。また、東北・四国・九州エリアは、エリア外への供給電力（量）が多くなっている。

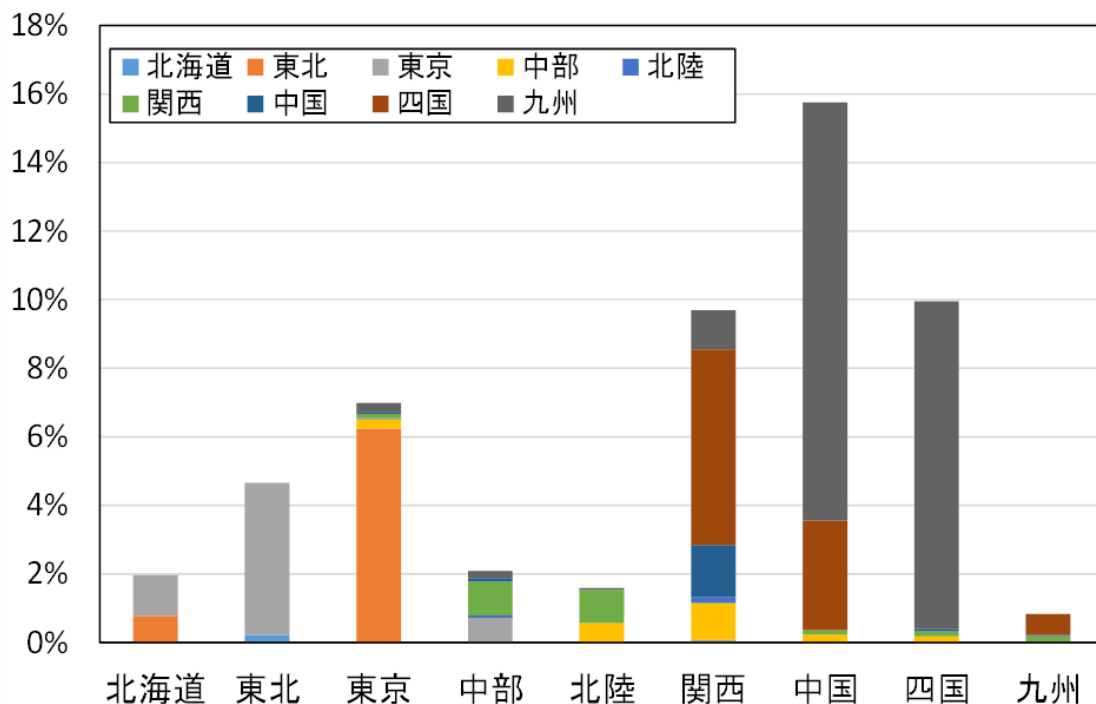


図5-1 エリア外調達電力比率

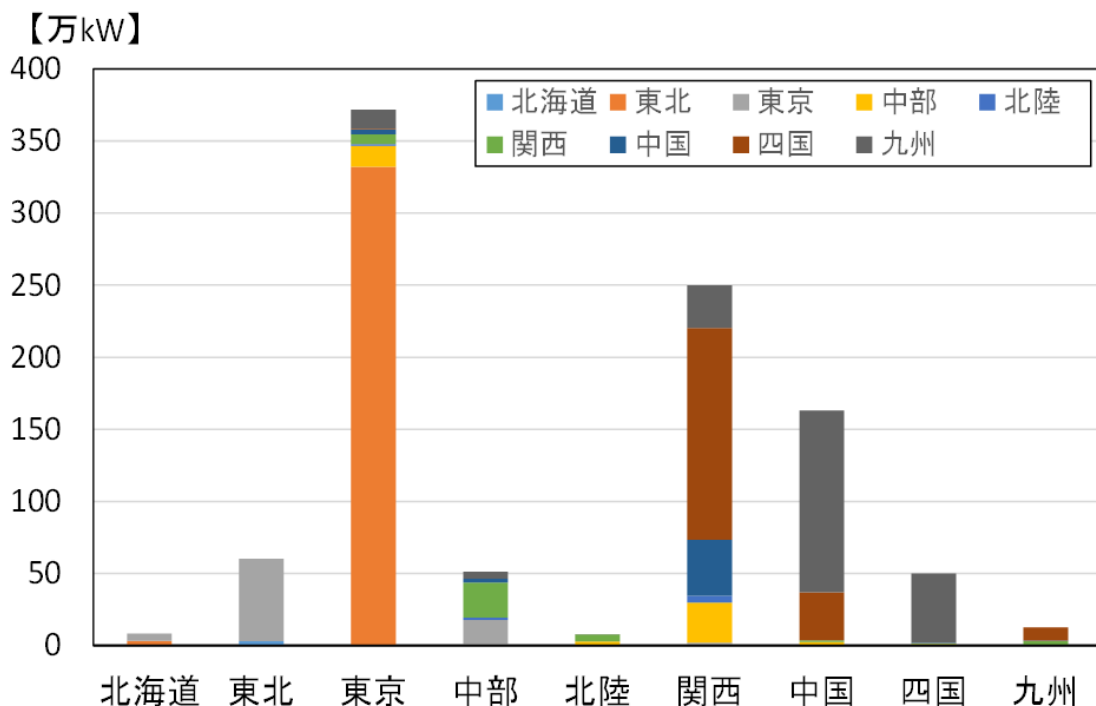


図5-2 エリア外調達電力

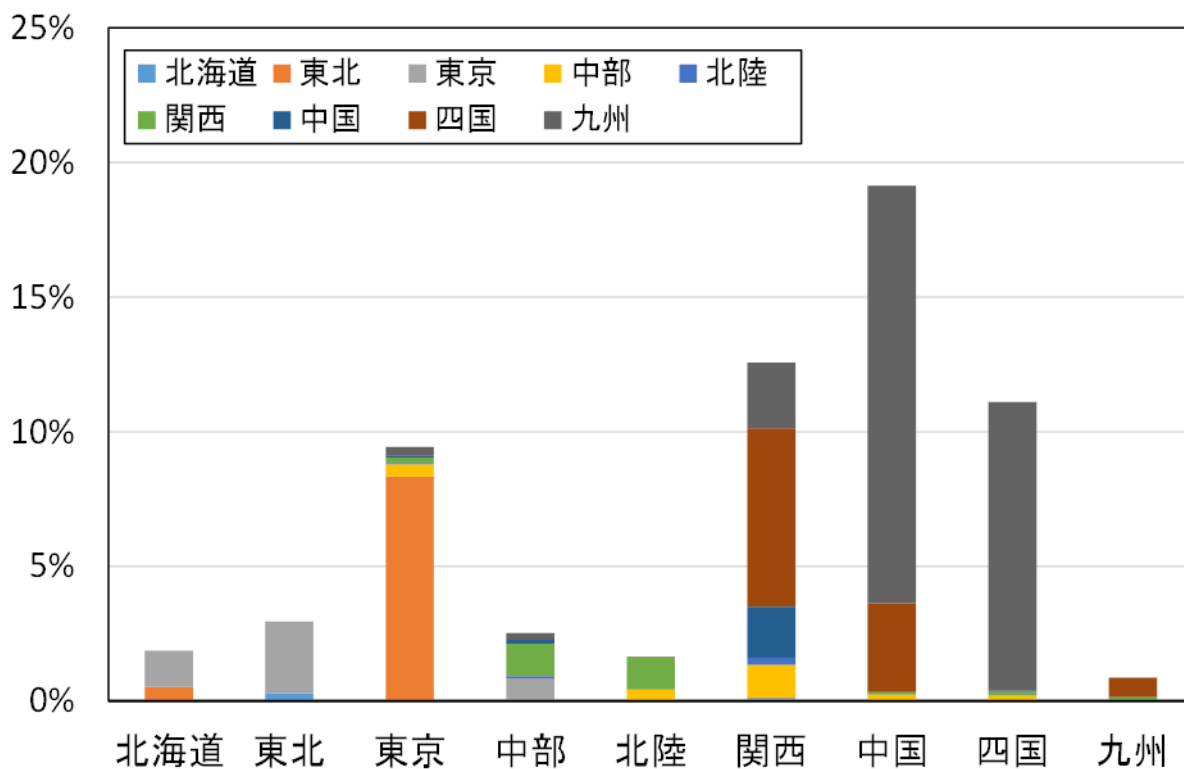


図5-3 エリア外調達電力量比率

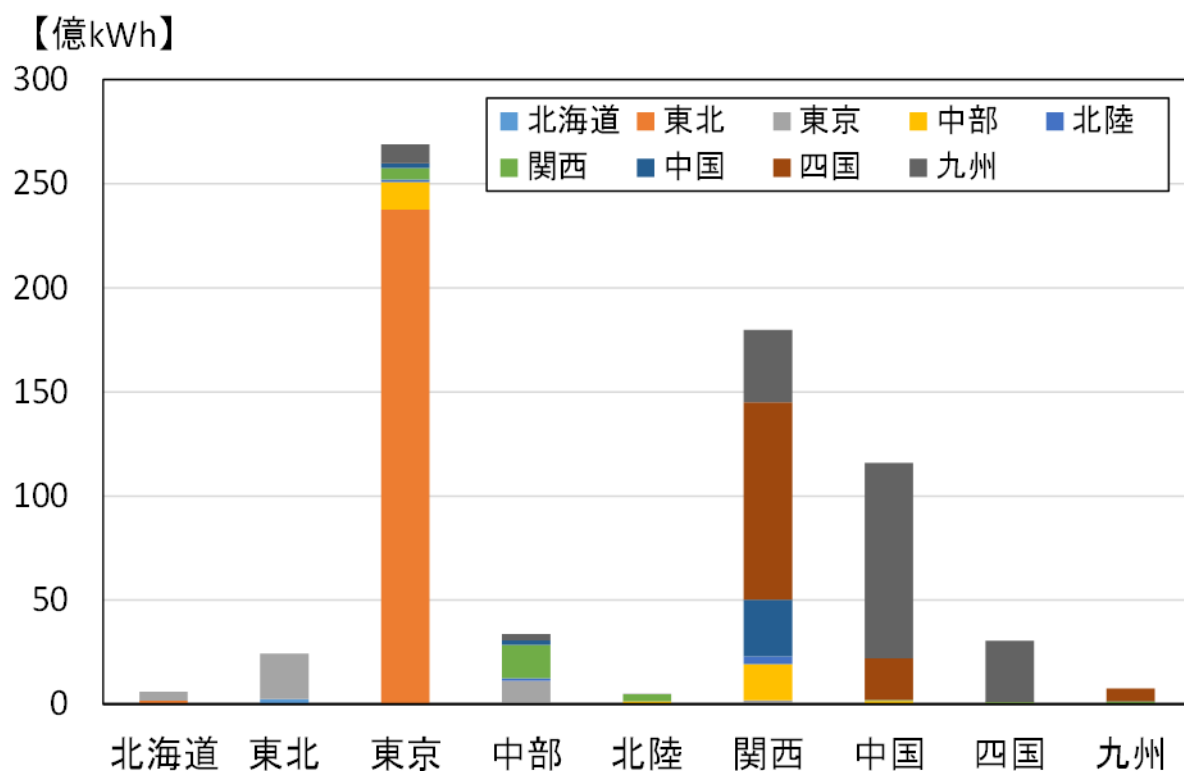


図5-4 エリア外調達電力量

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448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。

規模の小さい事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

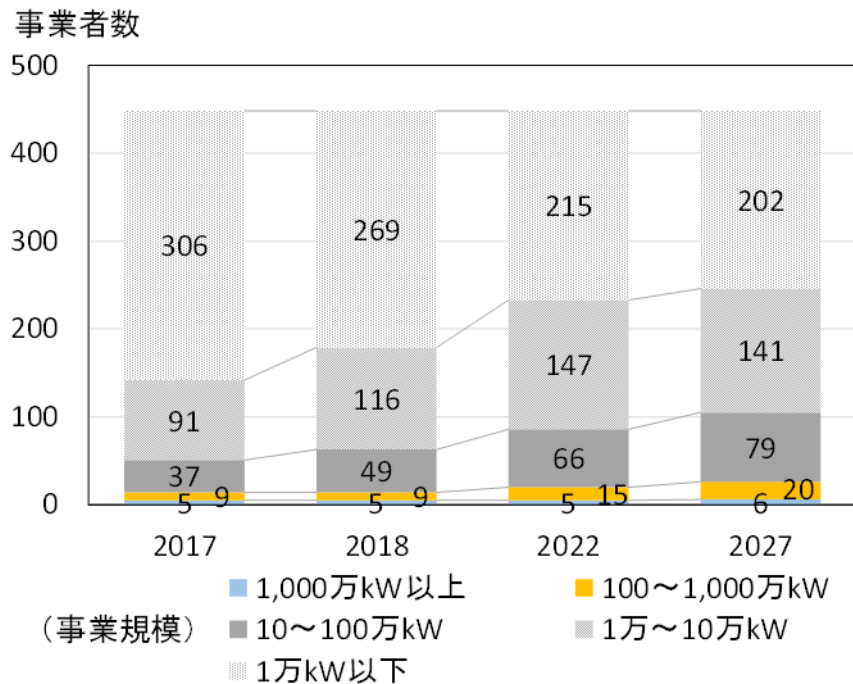


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

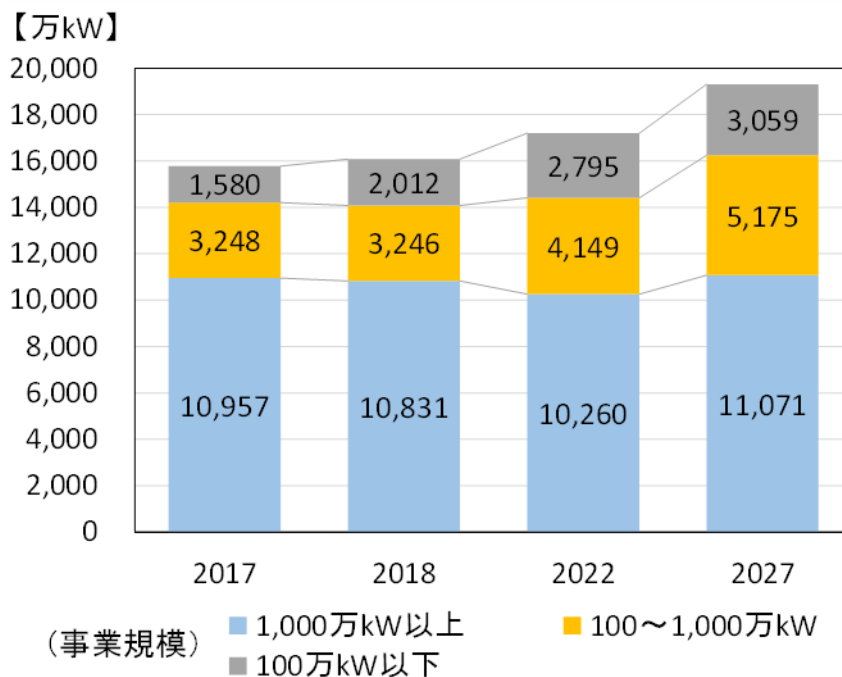


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

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。

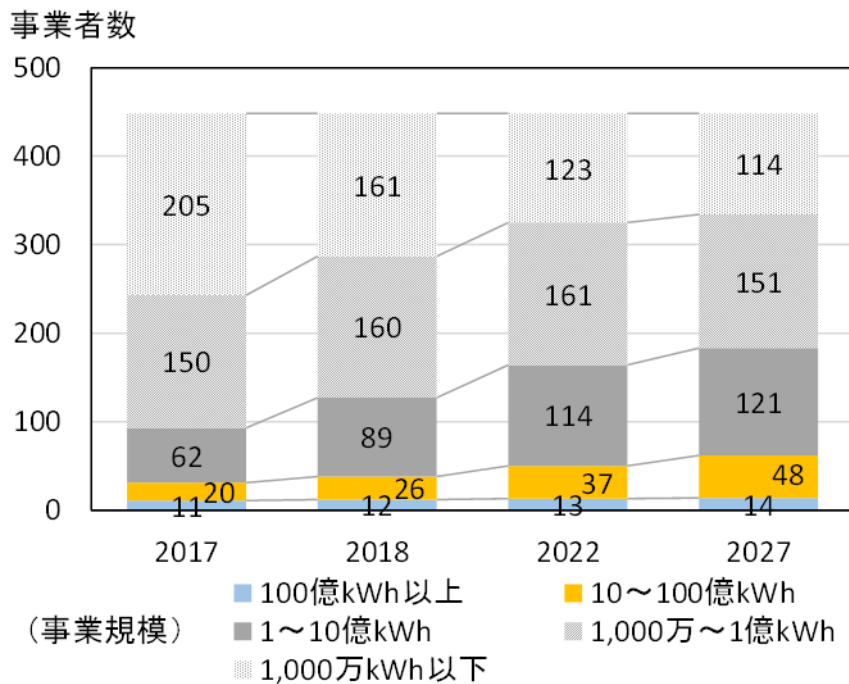


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

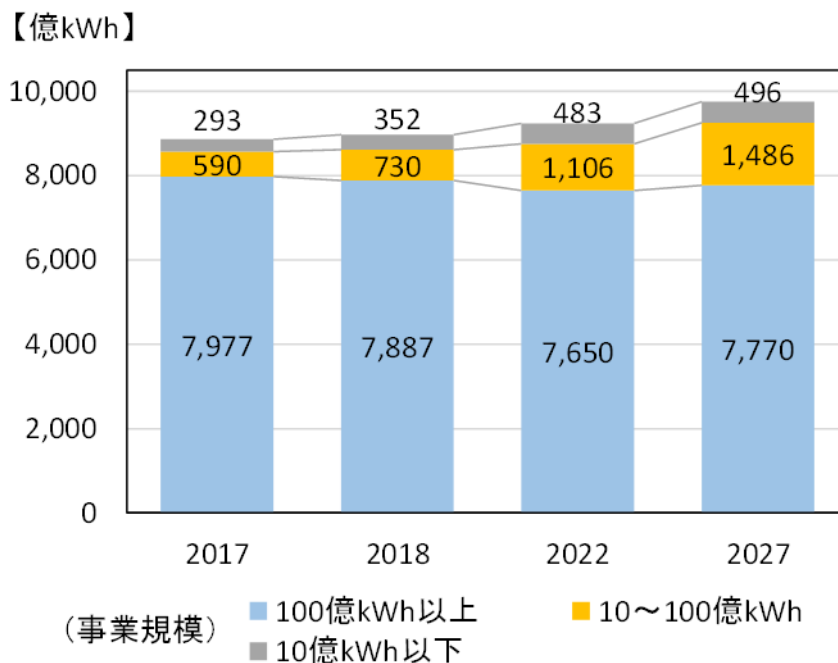


図6-4 各規模別の需要電力量 (積算)

2. 小売電気事業者のエリア展開

2018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、2018年度時点で小売計画を計上していない事業者（39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。

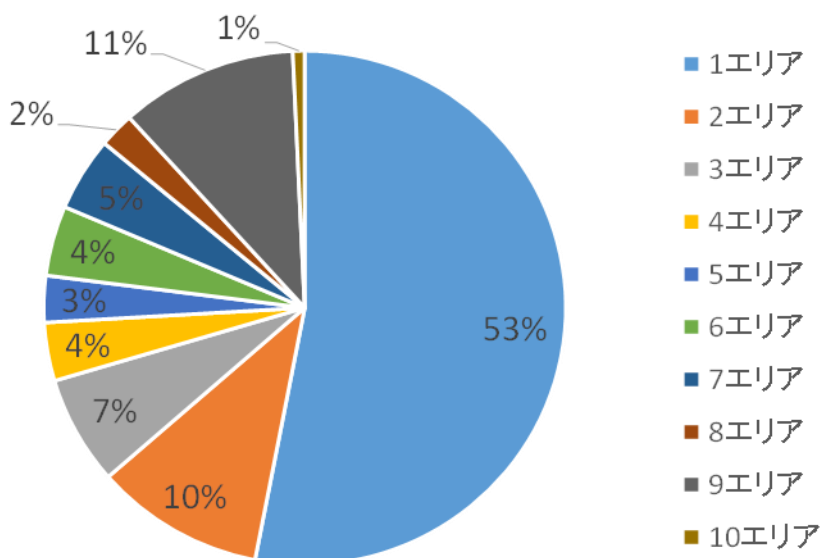


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

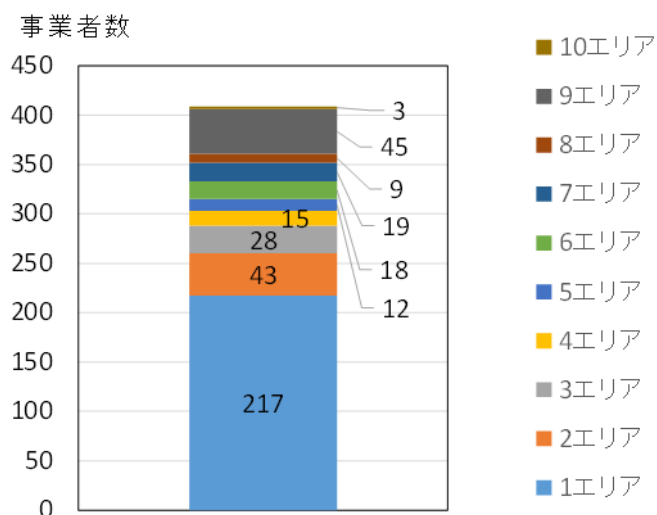


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2018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。

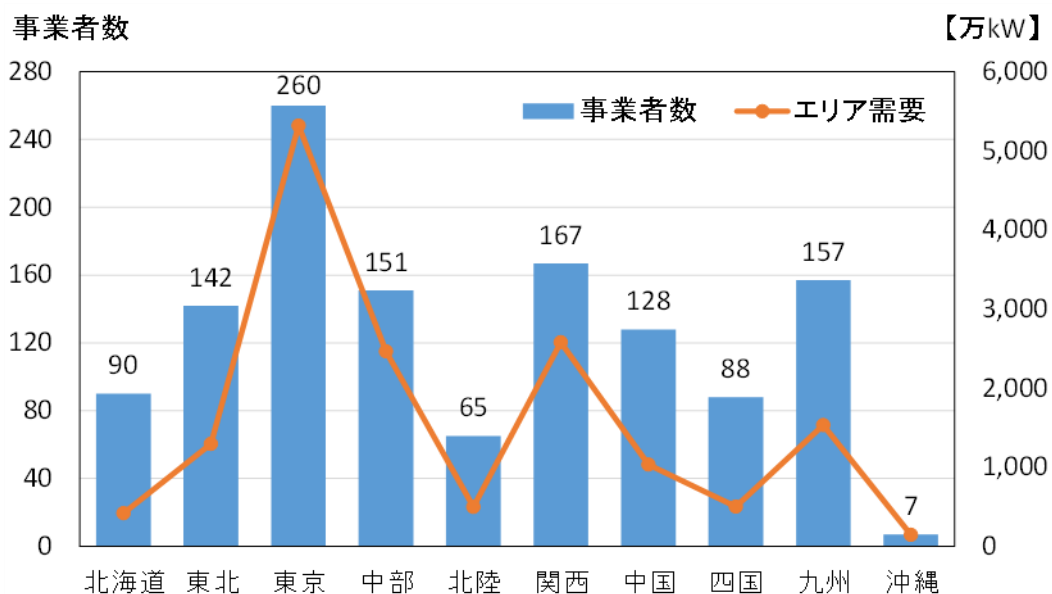


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

3. 小売電気事業者の供給力確保状況

小売電気事業者各社の自社想定需要に対し、契約等で既に確保している供給力の量及び比率を事業者規模別に表したものを図6-8、図6-9に示す。

特に中小規模の事業者は、中長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」は下がっていることがわかる。

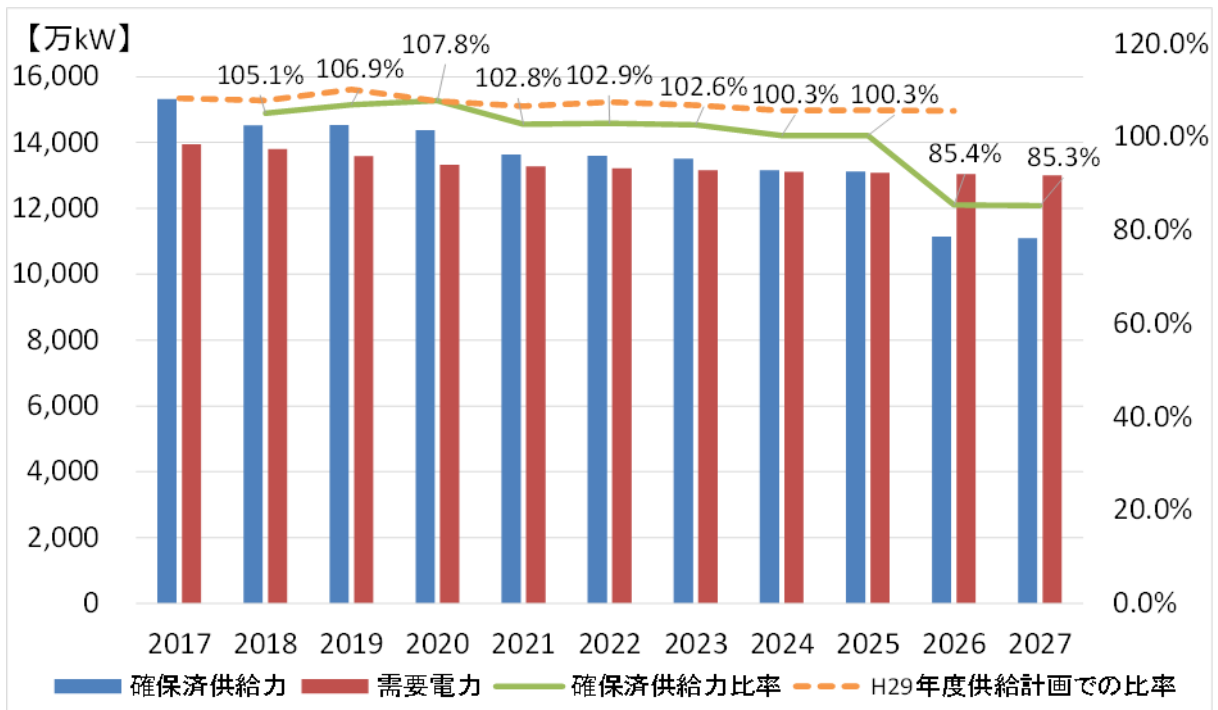


図6-8 小売電気事業者が確保している供給力
(最大需要電力が200万kW以上の事業者を集計)

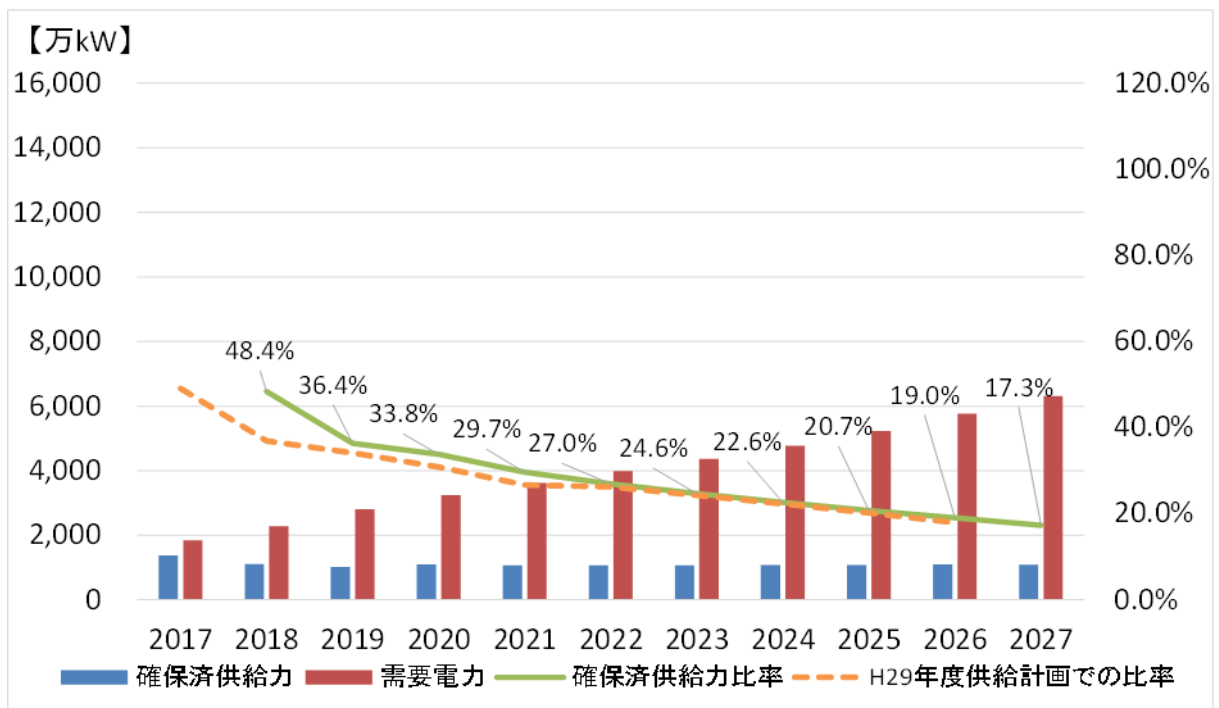


図6-9 小売電気事業者が確保している供給力
(最大需要電力が200万kW未満の事業者を集計)

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者642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6-10、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6-11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。

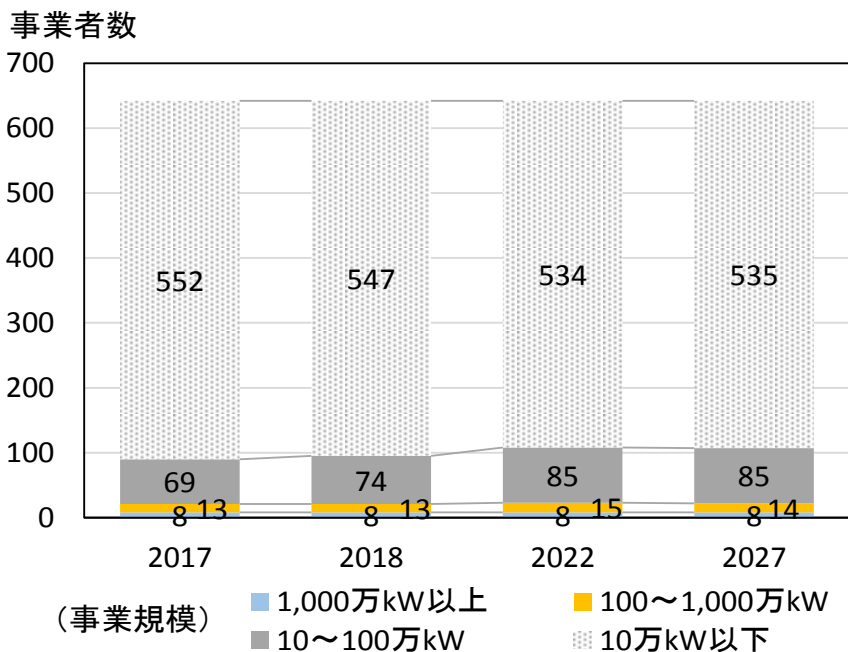


図6-10 供給電力別の発電事業者数

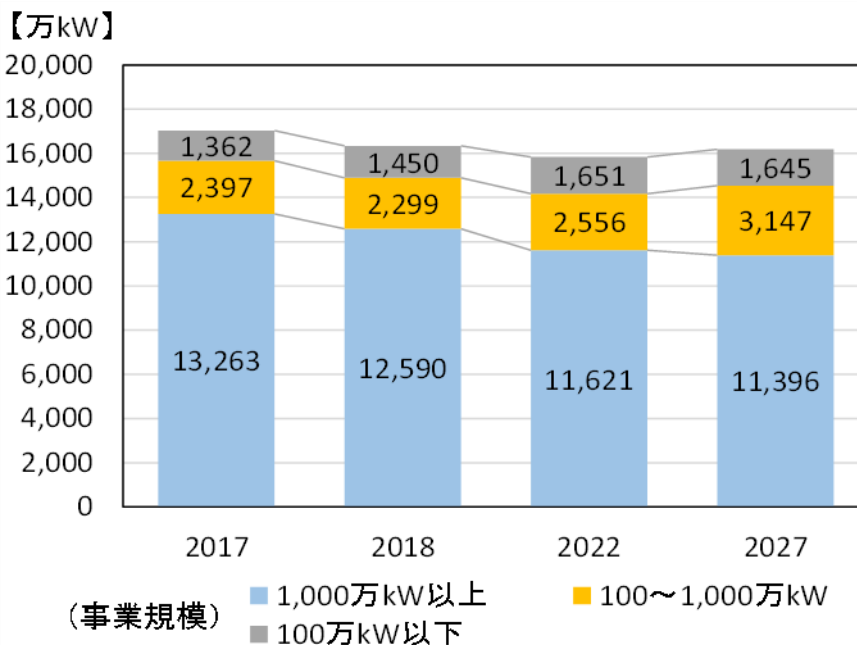


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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6-12、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6-13に示す。

供給電力量が10億kWh未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

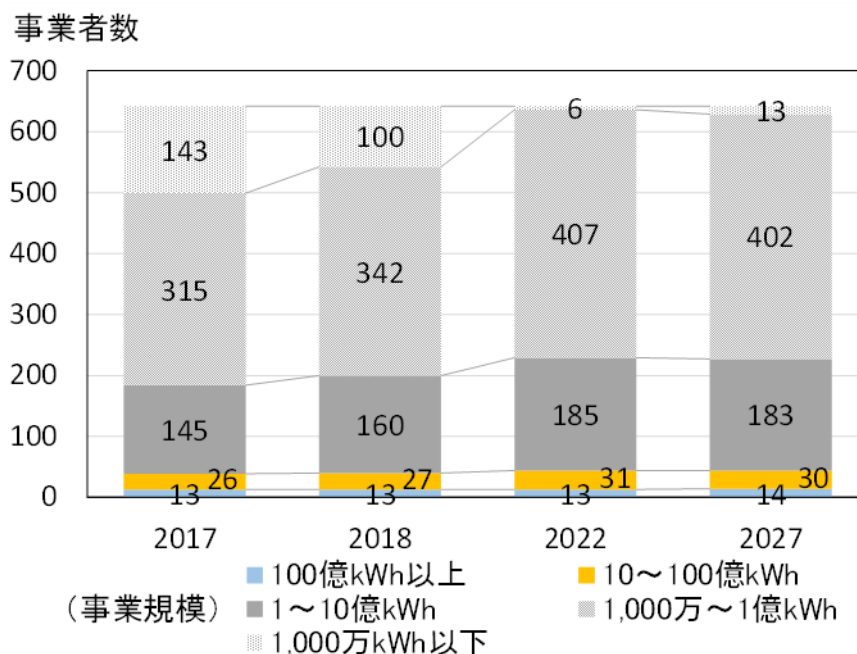


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

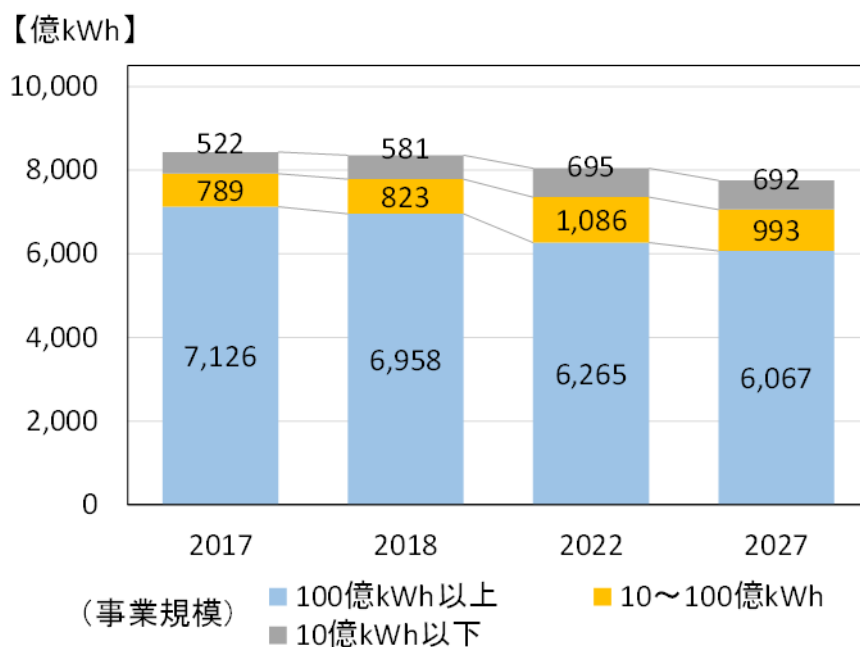


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

5. 発電事業者のエリア展開

2018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6-14、事業者数を図6-15に示す。なお、2018年8月時点で保有設備を計上していない事業者（106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。

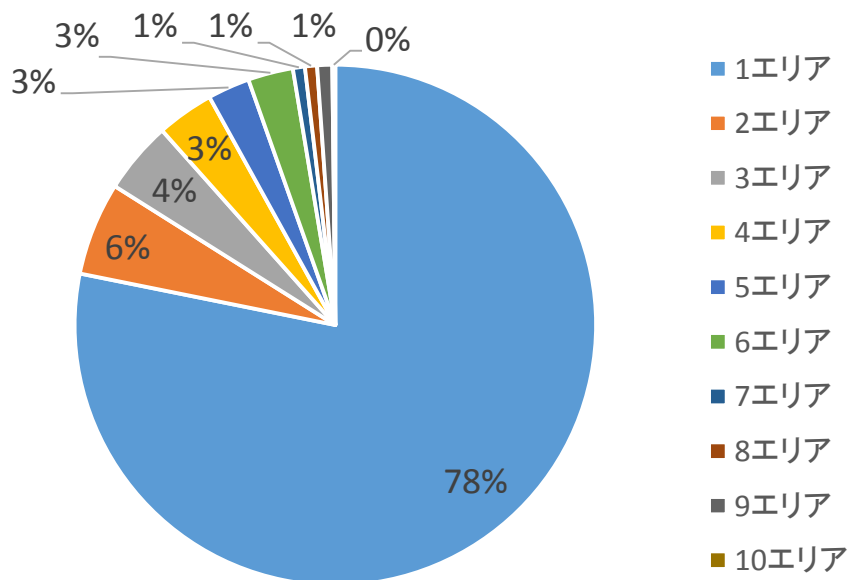


図6-14 事業エリア数毎の発電事業者比率

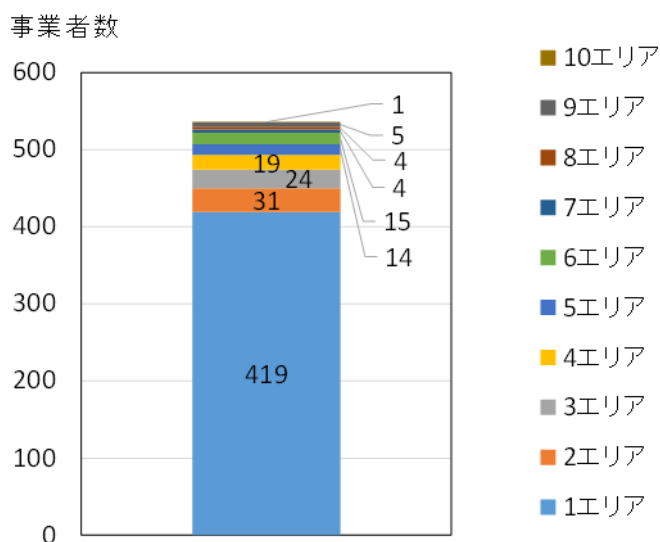


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2018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6-16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。

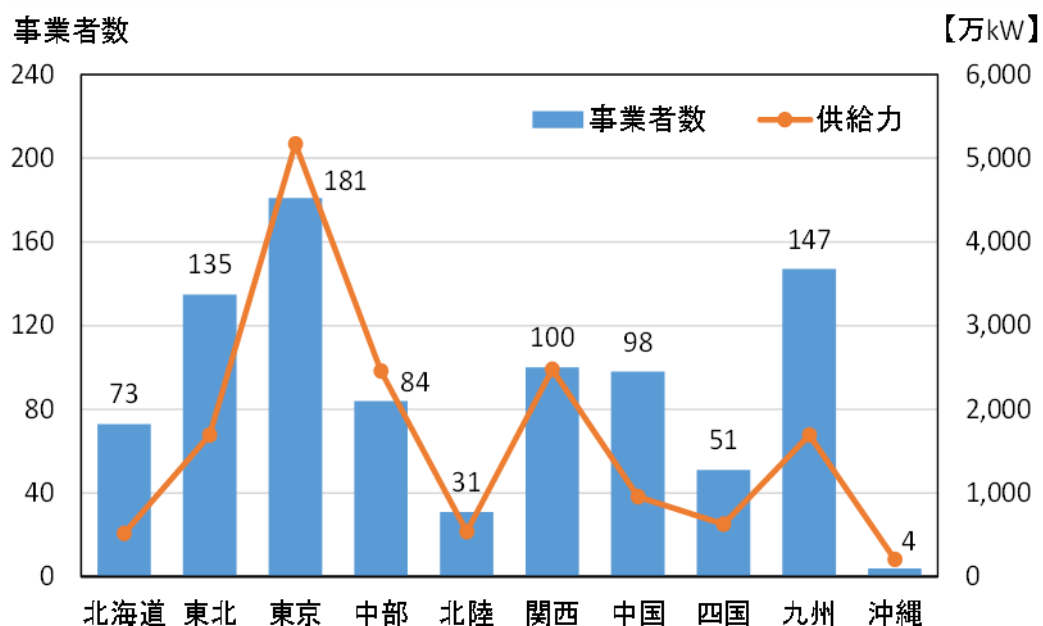


図6-16 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

VII. その他

1. 供給計画の取りまとめでの気付き事項

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

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

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

②供給計画で補足できない供給力の把握方法

供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源等の供給力は、これまで供給計画の取りまとめでは捕捉していなかった。そこで今回、当該電源の工事計画書の届出（電気事業法第48条の届出）の提出状況を調査し、その供給力を供給計画の取りまとめにて捕捉した（P12参照）。今後は、このような供給力を継続的に供給計画の取りまとめの中で捕捉できるよう、供給計画の仕組みの改善等を国の協力を得て検討していく必要がある。

③揚水発電・蓄電池の供給力計上方法について

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

○その際には、供給計画においてみなし小売電気事業者が長期の予備率を1～3%としていることと、かつて、みなし小売電気事業者が自らの予備率について審議過程で提示した5%との整合性や、みなし小売電気事業者が本来確保すべき計画段階での供給力のあり方についても併せて確認し、必要に応じて対応策等を検討することとする。

○また、平成29年度の供給計画取りまとめにて容量市場創設の必要性について言及したが、このような至近の状況も踏まえれば、供給力が将来にわたり確実に確保される仕組みとしての容量市場の必要性が一層高まったものともいえ、本機関としては、引き続き国と連携をとりながら、容量市場の具体的設計に傾注していく。

II. 冬季を含めた残余需要最大時の需給バランス評価の必要性について

○現在、夏季に最大需要が発生するエリア（北海道・東北以外のエリア）では、長期の需給バランスでは夏季のみを確認している。その一方で、今冬は数十年ぶりの厳寒であったこともあり、これら夏季に最大需要となるエリアにおいても冬季需要が増加し、特に東京エリアでは需給がひっ迫し、他エリアからの融通を受けることとなった。

○需給がひっ迫した要因は、今後の詳細な評価分析を待たなければならないが、需要増と供給力確保の予測の関係に着目して評価したところ、速報としては下記のような要因が挙げられる。

- ▶ 太陽光発電の導入量増大のもとで、夏季においては、太陽光発電の供給力は保守的に見積もる計画値（L5）³⁹以上となる傾向にあるが、冬季では、厳寒による需要の増と、降雪、積雪、曇天による太陽光発電供給力の減少が重なることから、その太陽光発電供給力の予測誤差が、結果として需給状況を悪化させることとなった。
- ▶ 厳寒での需要は、寒い日が連続することによって一層増加する傾向にあるが、その結果が日間の電力量（kWh）の増大をもたらし、調整力としての揚水発電（上池水位）を大量に消費した一方で復水できず、翌日の需給バランスを確保できなくなった。
- ▶ 同じ期間内に、火力電源の作業停止や計画外停止があったこともあり、上記の要因が重畳して、更に厳しい需給状況となった。

³⁹ ある期間における発電実績（1時間平均）のうち下位から5日とり平均したもの。

○厳寒となった今冬の需要に着目すれば、東京以外のエリアでも、太陽光発電供給力（計画値）を需要から除いた残余需要で比較した場合、関西・沖縄を除くすべてのエリアで夏季よりも冬季の方が高い実績となった。また、比較的気温が安定していた昨冬の需要でも、6エリアで、夏季よりも冬季が高い実績となっていた。更に、平成30年度の供給計画において、夏季と冬季の残余需要（計画）を比較すると、東京・関西・沖縄以外のエリアで、夏季よりも冬季の方が高くなる見通しである（参考1参照）。

○以上のように残余需要（計画）を比較すると夏季と冬季で逆転する傾向にあることから、今後、本機関としては、中長期の供給力・調整力確保や、短期の作業停止調整などを考える上で、冬季の需給バランス評価における太陽光発電供給力の予測誤差の影響⁴⁰や、kWhバランスを考慮した揚水供給力の評価方法などにも留意して検討していくこととする。

○また、今冬のような需給ひっ迫が見込まれるような場合に、国民や需要家全般に節電等の何らかの要請をする前の措置として、本機関の会員である電気事業者（発電・小売電気事業者）に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みなど、需給ひっ迫時の対応の在り方について国と連携して検討していく必要がある。

<参考1> 残余需要の夏季・冬季比較

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

- 注) 1. 最大3日電力（実績）は系統情報サービス等より抽出したデータを加工（夏季は7-9月、冬季は1-2月発生値の上位3つの平均）
2. 最大3日電力（想定）は平成30年度供給計画値（夏季は8月、冬季は1月）
3. 残余需要=最大3日電力-太陽光出力-風力出力 太陽光・風力出力として2016年度は実績値を、2017・2018年度はL5³⁹出力（計画値）を用いて計算

⁴⁰ 太陽光供給力の予測精度の向上については、関連する事業者全般における引き続きの検討課題である。

Ⅲ. 中長期的な調整力の確保について

- 平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。
- 併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。
- 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること（参考2参照）。
 - 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること（参考2参照）。
 - 太陽光発電の予測誤差（下振れ）が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力（電源Ⅰ⁴¹：需要の抑制）を重負荷期以外に発動した実績（参考3参照）もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。
- 上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述（2）の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ⁴²調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ⁴³調整力募集量（7%）の妥当性について、改めて検討する必要がある。
- また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、国や一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していく。

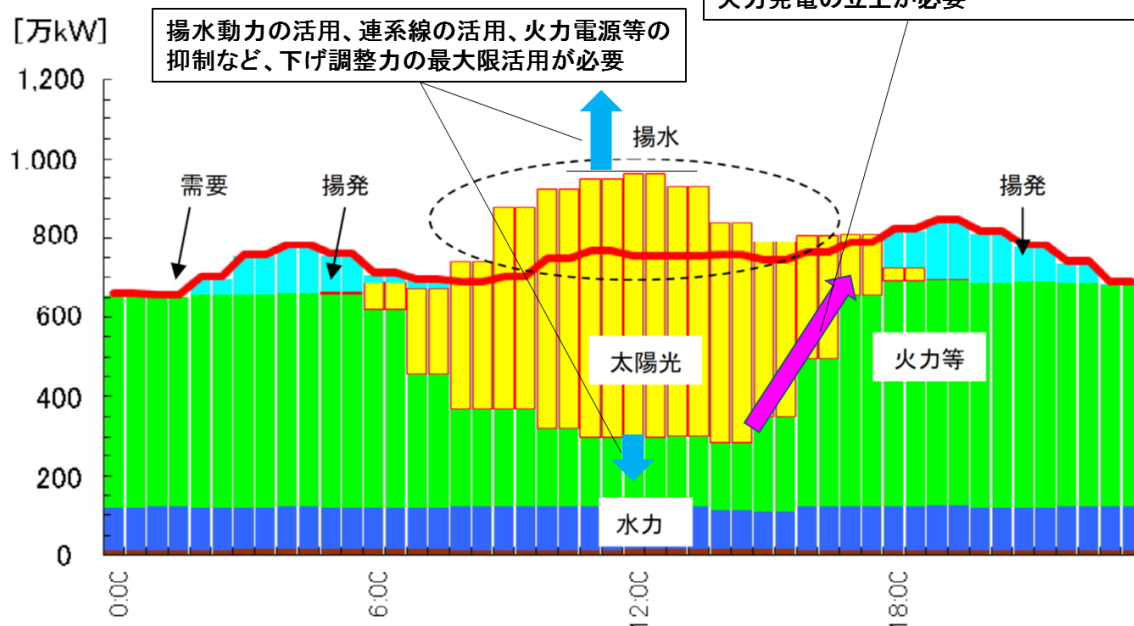
⁴¹ 猛暑（厳寒）対応のため、一般送配電事業者が電源Ⅰ⁴³に追加的に確保する供給力等。

⁴² 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等（小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等）。

⁴³ 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等。

<参考2> 軽負荷期の需給イメージ

[2018年度5月の需給バランス]



<参考3> 電源I'の活用実績

電源I'の活用実績について

2

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

【発動状況(概要)】

- 発動期間 2017年9月7日(木) 10:30～17:00*
- エリア 九州エリア
- 発動量 14.8万kW(うち、DR 7万kW)
- 発動の理由 太陽光出力の朝4時時点の想定からの下振れ(約60万kW)

※ 電源側11:30～17:00(7.8万kW)、DR 10:30～14:30(6万kW),13:00～17:00(1万kW)

【需給状況(想定)】

9月7日(木) 13時～14時

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

電力広域的運営推進機関
Electricity Grid Operator of Japan

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

3. 当該年度の最大需要発生時の評価

2018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4>各月別の予備率見通し（最大需要発生時刻 送電端 融通前）

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	23.8%	34.7%	37.5%	25.3%	26.9%	26.5%	28.6%	28.8%	20.1%	19.3%	19.1%	32.2%
東北	9.8%	20.7%	19.6%	15.7%	14.9%	15.5%	12.3%	6.2%	5.8%	10.1%	6.4%	5.7%
東京	20.7%	29.5%	20.0%	6.8%	6.5%	16.6%	25.6%	17.8%	12.8%	11.3%	10.4%	17.1%
東日本 3社計	18.8%	28.2%	21.1%	9.5%	9.3%	17.1%	23.1%	16.3%	11.9%	11.7%	10.2%	15.9%
中部	19.1%	15.7%	14.0%	8.2%	8.3%	17.6%	11.8%	13.4%	10.2%	9.8%	12.3%	17.9%
北陸	12.7%	31.1%	12.2%	14.8%	12.2%	12.3%	20.8%	14.4%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%
関西	34.6%	33.8%	29.5%	18.1%	14.5%	20.9%	33.7%	33.4%	31.2%	23.5%	21.1%	32.3%
中国	28.7%	19.6%	31.2%	21.3%	21.9%	37.6%	27.5%	20.7%	25.2%	20.2%	19.2%	25.9%
四国	11.7%	15.5%	16.4%	7.1%	9.5%	10.5%	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%
九州	15.6%	7.5%	5.8%	15.5%	15.4%	14.1%	18.9%	20.5%	6.9%	5.2%	4.8%	15.2%
中西日本 6社計	23.5%	21.1%	19.3%	14.3%	13.3%	19.6%	22.1%	21.5%	17.8%	14.7%	14.6%	21.6%
9社合計	21.4%	24.2%	20.1%	12.2%	11.5%	18.4%	22.5%	19.1%	15.1%	13.4%	12.6%	19.0%
沖縄	56.4%	44.1%	39.6%	40.7%	41.6%	44.2%	43.0%	48.4%	52.9%	58.1%	68.4%	61.3%
10社合計	21.7%	24.4%	20.3%	12.4%	11.8%	18.7%	22.8%	19.4%	15.4%	13.7%	13.0%	19.3%

8%未満

<参考5>各月別の予備率見通し（最大需要発生時刻 送電端 融通後）

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	19.3%	26.5%	33.6%	21.8%	23.5%	23.1%	22.5%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.5%	19.7%	9.0%	8.7%	17.0%	22.5%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.5%	19.7%	9.0%	8.7%	17.0%	22.5%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
関西	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
中国	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
四国	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.0%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
九州	23.1%	22.4%	19.7%	14.1%	13.6%	19.3%	22.5%	21.4%	17.3%	14.4%	14.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	20.1%	12.2%	11.5%	18.4%	22.5%	19.1%	15.1%	13.4%	12.6%	19.0%
沖縄	56.4%	44.1%	39.6%	40.7%	41.6%	44.2%	43.0%	48.4%	52.9%	58.1%	68.4%	61.3%
10社合計	21.7%	24.4%	20.3%	12.4%	11.8%	18.7%	22.8%	19.4%	15.4%	13.7%	13.0%	19.3%

：8%以上に改善したエリア

4. 当該年度以降10年間の8月17時以外の時刻での評価

2018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6> 中長期の予備率見通し（8月15時 送電端 融通前）

融通前										
8月15時のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	26.9%	23.5%	41.3%	40.0%	41.6%	41.8%	41.7%	42.0%	41.6%	52.5%
東北	14.9%	13.3%	19.0%	16.8%	17.7%	18.7%	19.6%	20.7%	21.2%	24.3%
東京	6.5%	6.8%	8.8%	5.7%	4.8%	9.3%	14.6%	14.7%	14.7%	13.6%
東日本3社計	9.3%	9.0%	12.6%	9.8%	9.4%	13.0%	17.1%	17.4%	17.5%	17.9%
中部	8.3%	8.1%	6.3%	6.2%	9.7%	7.3%	4.4%	4.7%	5.1%	5.3%
北陸	12.2%	14.0%	12.5%	12.2%	12.3%	12.3%	12.4%	11.4%	11.5%	11.6%
関西	14.5%	14.5%	14.9%	7.7%	10.4%	13.3%	12.8%	9.9%	11.2%	11.4%
中国	21.9%	10.5%	18.2%	16.7%	18.5%	22.0%	22.1%	22.3%	22.5%	22.1%
四国	9.5%	6.7%	13.3%	3.6%	1.1%	10.8%	11.1%	11.3%	11.8%	12.1%
九州	15.4%	19.9%	15.6%	16.6%	18.3%	18.8%	20.1%	20.3%	20.5%	20.5%
中西日本6社計	13.3%	12.7%	12.7%	10.0%	12.2%	13.4%	12.7%	12.0%	12.6%	12.7%
9社合計	11.5%	11.0%	12.7%	9.9%	10.9%	13.2%	14.7%	14.4%	14.8%	15.0%
沖縄	41.6%	40.2%	48.1%	47.5%	46.8%	38.4%	45.5%	44.5%	43.3%	34.9%
10社合計	11.8%	11.3%	13.0%	10.3%	11.3%	13.5%	15.0%	14.7%	15.1%	15.2%

8%未満

<参考7> 中長期の予備率見通し（8月15時 送電端 融通後）

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

: 8%以上に改善したエリア

<参考8> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 融通前）

融通前

8月19時のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)

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

8%未満

<参考9> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 融通後）

融通後

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

：8%以上に改善したエリア

Ⅷ. まとめ（平成30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0.0%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、2021年度を除き評価基準（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。2021年度については、今後の原子力発電の再稼働による変更供給計画の届出やそれに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行うこととした。

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についての課題を3件抽出した。また、電気事業における現状の課題を3件抽出し、当該3件の課題を平成30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）

2018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	399	366	362	404	419	419	415	455	498	498	498	455
東北	1,059	974	1,047	1,255	1,272	1,152	1,067	1,187	1,302	1,371	1,356	1,257
東京	3,904	3,687	4,126	5,316	5,316	4,560	3,725	4,089	4,491	4,788	4,788	4,385
東3社計	5,362	5,027	5,535	6,975	7,007	6,131	5,207	5,731	6,291	6,657	6,642	6,097
中部	1,831	1,882	2,040	2,387	2,387	2,188	1,997	1,964	2,182	2,268	2,268	2,127
北陸	393	367	401	500	500	454	369	410	468	491	491	468
関西	1,916	1,892	2,085	2,572	2,553	2,294	1,871	1,989	2,209	2,376	2,376	2,124
中国	743	748	824	1,011	1,011	862	760	818	925	986	986	883
四国	354	354	404	503	503	437	363	375	461	461	461	411
九州	1,063	1,038	1,153	1,448	1,467	1,284	1,167	1,183	1,413	1,457	1,452	1,272
中西社計	6,300	6,281	6,907	8,421	8,421	7,519	6,527	6,739	7,658	8,039	8,034	7,285
9社合計	11,662	11,308	12,442	15,396	15,428	13,650	11,734	12,470	13,949	14,696	14,676	13,382
沖縄	105	123	138	145	146	141	126	108	100	103	103	98
10社合計	11,767	11,430	12,580	15,541	15,574	13,791	11,859	12,578	14,049	14,798	14,778	13,480

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	494	493	490	499	525	530	534	586	598	594	593	601
東北	1,163	1,164	1,235	1,424	1,433	1,318	1,198	1,260	1,378	1,509	1,443	1,328
東京	4,713	4,775	4,952	5,678	5,662	5,317	4,677	4,816	5,065	5,331	5,284	5,135
東3社計	6,370	6,432	6,677	7,600	7,619	7,165	6,409	6,662	7,041	7,434	7,320	7,065
中部	2,181	2,178	2,326	2,581	2,580	2,573	2,232	2,228	2,405	2,491	2,548	2,508
北陸	442	481	448	574	561	501	430	455	529	553	554	518
関西	2,578	2,532	2,687	2,956	2,863	2,757	2,495	2,653	2,899	2,934	2,955	2,810
中国	956	895	1,081	1,206	1,211	1,177	969	988	1,158	1,185	1,176	1,111
四国	396	409	470	539	551	483	433	428	519	528	530	445
九州	1,229	1,114	1,216	1,497	1,502	1,460	1,388	1,425	1,511	1,532	1,521	1,465
中西社計	7,783	7,609	8,228	9,354	9,268	8,950	7,948	8,176	9,020	9,223	9,284	8,858
9社合計	14,153	14,040	14,906	16,954	16,887	16,116	14,357	14,839	16,061	16,657	16,604	15,923
沖縄	165	175	188	199	199	196	179	161	153	163	173	158
10社合計	14,317	14,216	15,093	17,153	17,086	16,312	14,536	15,000	16,214	16,820	16,777	16,081

表（別）1-3 各月別の供給予備力見通し

	【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	95	127	128	95	106	111	119	131	100	96	95	146
東北	104	190	188	169	161	166	131	73	76	138	87	71
東京	809	1,088	826	362	346	757	952	727	574	543	496	750
東3社計	1,008	1,405	1,142	626	612	1,034	1,202	931	750	777	678	968
中部	350	296	286	194	193	385	235	264	223	223	280	381
北陸	50	114	47	74	61	47	61	45	61	63	64	51
関西	662	640	602	384	310	463	625	664	690	558	579	686
中国	213	147	257	195	200	315	209	170	233	199	190	228
四国	42	55	66	36	48	46	70	53	58	67	69	34
九州	166	76	62	49	35	176	221	242	98	75	69	193
中西社計	1,483	1,328	1,321	933	847	1,432	1,421	1,437	1,362	1,185	1,251	1,574
9社合計	2,491	2,733	2,464	1,559	1,459	2,466	2,623	2,369	2,113	1,962	1,929	2,542
沖縄	59	53	50	54	53	55	53	53	53	60	70	60
10社合計	2,550	2,786	2,513	1,612	1,512	2,521	2,676	2,422	2,165	2,022	1,999	2,602

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	23.8%	34.7%	39.6%	27.1%	28.5%	26.5%	28.6%	28.8%	20.1%	19.3%	19.1%	32.2%
東北	9.8%	19.6%	18.0%	13.4%	12.6%	14.4%	12.3%	6.2%	5.8%	10.1%	6.4%	5.7%
東京	20.7%	29.5%	20.0%	6.8%	6.5%	16.6%	25.6%	17.8%	12.8%	11.3%	10.4%	17.1%
東日本 3社計	18.8%	28.0%	20.9%	9.2%	8.9%	16.9%	23.1%	16.3%	11.9%	11.7%	10.2%	15.9%
中部	19.1%	15.7%	14.0%	8.1%	8.1%	17.6%	11.8%	13.4%	10.2%	9.8%	12.3%	17.9%
北陸	12.7%	31.1%	11.8%	14.8%	12.2%	10.3%	16.6%	11.0%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%
関西	34.6%	33.8%	28.9%	14.9%	12.2%	20.2%	33.4%	33.4%	31.2%	23.5%	24.4%	32.3%
中国	28.7%	19.6%	31.2%	19.3%	19.8%	36.6%	27.5%	20.7%	25.2%	20.2%	19.2%	25.9%
四国	11.7%	15.5%	16.4%	7.1%	9.5%	10.5%	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%
九州	15.6%	7.3%	5.4%	3.4%	2.4%	13.7%	18.9%	20.5%	6.9%	5.2%	4.8%	15.2%
中西日本 6社計	23.5%	21.1%	19.1%	11.1%	10.1%	19.0%	21.8%	21.3%	17.8%	14.7%	15.6%	21.6%
9社合計	21.4%	24.2%	19.9%	10.2%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.1%	10.5%	9.8%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

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	19.3%	26.3%	35.6%	23.6%	25.1%	23.1%	22.4%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
関西	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
中国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
四国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
九州	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	19.9%	10.2%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.1%	10.5%	9.8%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

：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）

2018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。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）2-10に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8月17時）

	【万kW】									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	419	420	420	421	422	423	424	424	425	426
東北	1,272	1,273	1,273	1,269	1,265	1,261	1,257	1,252	1,247	1,243
東京	5,154	5,175	5,165	5,167	5,168	5,169	5,168	5,168	5,166	5,178
東3社計	6,845	6,868	6,858	6,857	6,855	6,853	6,849	6,844	6,838	6,847
中部	2,387	2,395	2,390	2,385	2,380	2,375	2,370	2,366	2,361	2,356
北陸	489	489	490	492	492	492	492	492	492	492
関西	2,558	2,552	2,543	2,537	2,533	2,527	2,522	2,516	2,511	2,505
中国	1,011	1,013	1,017	1,018	1,018	1,019	1,020	1,021	1,021	1,022
四国	496	496	496	495	494	493	492	491	490	490
九州	1,528	1,530	1,531	1,533	1,536	1,538	1,540	1,542	1,544	1,546
中西社計	8,469	8,475	8,468	8,460	8,453	8,444	8,435	8,427	8,419	8,411
9社合計	15,314	15,343	15,325	15,317	15,308	15,297	15,285	15,271	15,257	15,257
沖縄	146	147	147	148	150	151	152	153	154	155
10社合計	15,460	15,490	15,473	15,466	15,458	15,448	15,436	15,424	15,411	15,412

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8月17時）

	【万kW】									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	525	511	584	579	587	590	591	592	592	639
東北	1,433	1,404	1,471	1,432	1,435	1,439	1,441	1,445	1,440	1,468
東京	5,500	5,536	5,634	5,471	5,426	5,667	5,944	5,951	5,948	5,907
東3社計	7,457	7,452	7,689	7,482	7,448	7,696	7,975	7,987	7,980	8,014
中部	2,580	2,573	2,517	2,505	2,581	2,516	2,440	2,441	2,445	2,445
北陸	560	567	558	557	556	556	555	549	548	548
関西	2,863	2,847	2,840	2,648	2,709	2,774	2,754	2,672	2,696	2,692
中国	1,211	1,105	1,199	1,159	1,167	1,200	1,201	1,202	1,203	1,199
四国	543	529	559	508	493	539	538	537	537	538
九州	1,631	1,651	1,640	1,653	1,676	1,682	1,700	1,705	1,708	1,710
中西社計	9,389	9,273	9,313	9,029	9,182	9,267	9,188	9,105	9,138	9,131
9社合計	16,846	16,724	17,002	16,511	16,631	16,963	17,163	17,093	17,118	17,146
沖縄	202	201	213	213	214	202	214	214	214	202
10社合計	17,048	16,925	17,215	16,725	16,844	17,165	17,377	17,307	17,332	17,348

表（別） 2－3 中長期の供給予備力見通し（8月17時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	106	91	164	158	165	167	167	168	167	213
東北	161	131	198	163	170	178	184	192	193	226
東京	346	361	469	304	258	498	776	783	782	729
東3社計	612	584	831	625	593	843	1,126	1,143	1,142	1,168
中部	193	178	127	120	201	141	70	75	84	89
北陸	72	77	68	65	64	63	63	57	56	55
関西	305	295	296	110	177	247	232	156	185	188
中国	200	92	182	141	149	181	181	181	182	177
四国	47	33	63	13	-1	46	46	46	47	48
九州	103	122	110	121	140	145	161	163	165	164
中西社計	920	797	846	569	730	823	752	678	719	721
9社合計	1,532	1,381	1,677	1,194	1,323	1,666	1,878	1,821	1,861	1,889
沖縄	56	54	66	64.9	64	51	62	61	60	47
10社合計	1,588	1,435	1,742	1,259	1,387	1,717	1,941	1,882	1,921	1,936

表（別） 2－4 中長期の供給予備率見通し（8月17時）【再掲】

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

8%未満

※九州エリアの2019年度については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

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】

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

8%未満

：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】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	498	500	500	501	502	503	504	505	506	507
東北	1,371	1,375	1,375	1,372	1,369	1,366	1,363	1,360	1,357	1,354

表（別） 2－7 中長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	594	597	579	581	588	589	590	591	642	642
東北	1,509	1,503	1,501	1,463	1,467	1,470	1,472	1,475	1,471	1,498

表（別） 2－8 中長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	96	97	79	80	86	86	86	86	136	135
東北	138	128	126	91	98	104	109	115	114	144

表（別） 2－9 中長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

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

8%未満

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）【再掲】

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

：8%以上に改善したエリア