

2018年度冬季の電力需給実績の振り返り及び 2019年度夏季の電力需給見通し・対策について

2019年4月26日

資源エネルギー庁

1. 2018年度冬季の各エリア最大電力需要実績について

- 2018年度冬季（12～3月）の最大電力需要実績は以下の通り。
- 北海道エリアを除き、気温が平年よりも高く、暖冬であった。特に沖縄エリアについては、気温が高く、冷房需要が増加したことに伴う需要の増加となっている。
- したがって、北海道及び沖縄以外のエリアにおいては、最大電力需要実績は厳寒H1想定を下回る結果となった。

(単位) 需要：万kW, 比率：%

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
日付	2/8(金)	1/24(木)	1/10(木)	1/10(木)	2/1(金)	1/10(木)	1/10(木)	1/10(木)	1/17(木)	12/4(火)
時刻	9-10時	17-18時	18-19時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	13-14時
最大需要	542	1,367	4,918	2,345	503	2,432	999	448	1,336	115
H1 想定需要	525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	112
比率 (実績/想定)	103.2	93.3	91.8	98.4	92.6	94.5	90.1	88.2	84.7	102.7

※ 調査期間：2018年12月1日～2019年3月31日

2. 2018年度冬季の北海道エリアの電力需給状況について

- 北海道エリアにおいては、無理のない範囲での節電をお願いしていたところ、石狩湾新港発電所1号機（LNG・出力56.94万kW）の試運転前倒し等による供給力の積み増し等により、安定供給上最低限必要とされる予備率3%を下回することはなかった。
- 特に2019年2月8日には記録的な低気温により、北海道全域において暖房需要等による電力需要が高まったが、安定供給への支障はなかった。

(1) 供給力の積み増し

<石狩湾新港発電所>



- 運転開始日
試運転：2018年10月5日
営業運転：2019年2月27日
- 発電所概要
出力：56.94万kW
燃料：LNG

石狩湾新港発電所全景（北海道電力(株)ウェブサイトより）

<北本連系設備の増強>

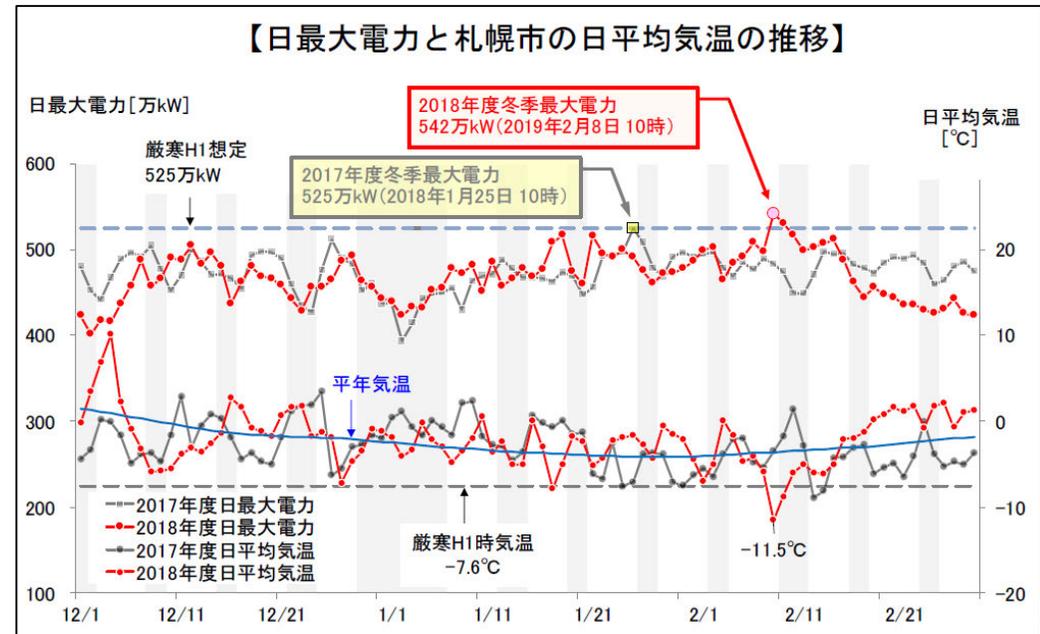


- 運転開始日
営業運転：2019年3月28日
- 設備概要
電圧：250kV
こう長：122km

新北海道本州間連系設備概略系統図（北海道電力(株)ウェブサイトより）

(2) 寒波による影響

2018年度冬季H1需要想定値（525万kW）を上回る542万kWの需要を記録。



北海道電力(株)2019年4月19日プレスリリース
(https://www.hepco.co.jp/info/2019/1239021_1803.html)

3. 2019年1月10日の中部エリアの電力需給状況について

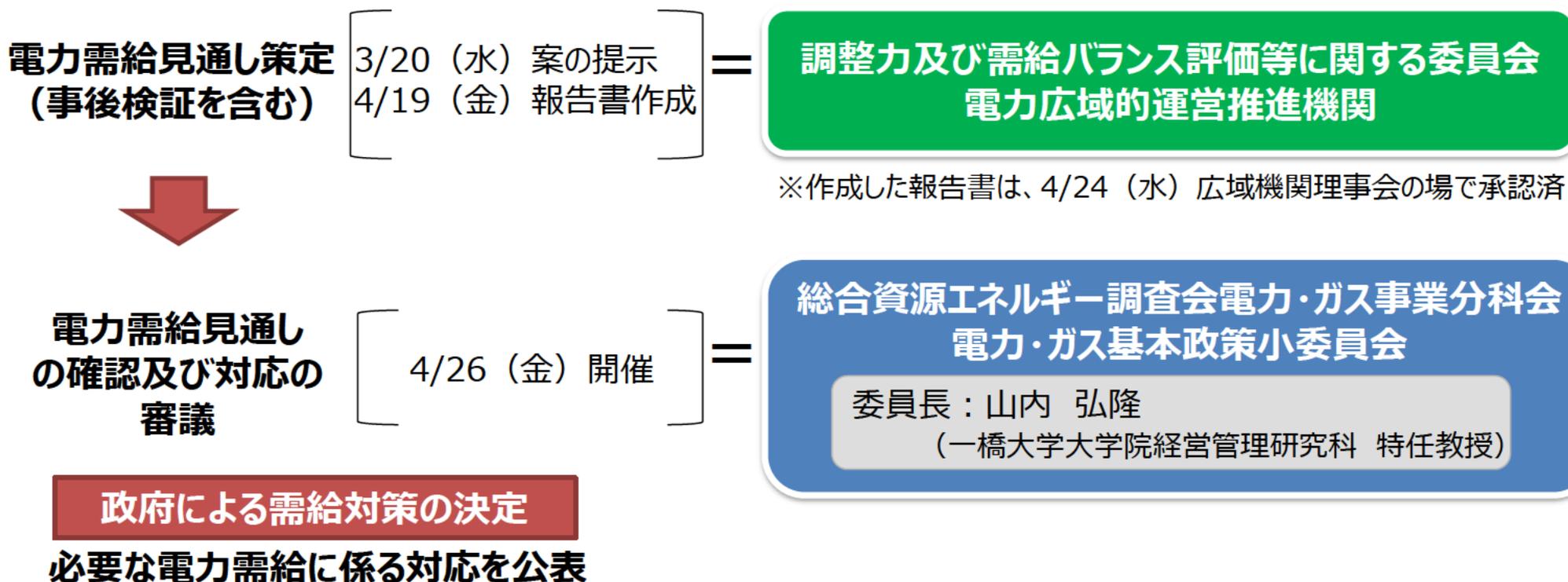
- 1月10日、天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少により、中部エリアの予備率が低下した。
- 中部電力は他エリアから融通を受け、安定供給に最低限必要とされる予備率3%を下回ることはなかった。

	1月10日(木) (9~10時)		<想定> 1月の H1需給バランス
需要(万kW)	(想定値) 2359	2345	2382
供給力(万kW)	(融通前) 2330	融通105 +5 (※) → 2440 (融通後)	2571
予備率(%)	(融通前) ▲1.3	(融通後) 4.1	7.9

(※) 供給力の実績補正分含む

4. 2019年度夏季の電力需給検証について

- 東日本大震災以降、電力需給対策に万全を期すため、全国の電力需要が高まる夏（7月～9月）と冬（12月～3月）に電力需給の検証を実施してきたところ。
- 具体的には、広域機関の専門委員会において、全電気事業者から提出された供給計画等を元に、電力需給見通しを策定。
- これを受け、本委員会において当該電力需給の見通しの妥当性を確認した上で、今夏の需給対策の要否について検討することとしたい。



5. 電力需給の検証手法

- エリア別に、以下の考え方に基づいて最大需要・供給力を算定（連系線も考慮）。
- 各月ごとに猛暑を想定した最大需要（猛暑H1需要）に対して、下記のような方法で算定された供給力が3%を上回っているかどうか（3%以上予備率があるかどうか）を検証。
- 今夏より、①最大需要発生日の不等時性及び②電源の計画外停止率を踏まえた検証を行った。

最大需要算定の考え方

過去10年の需要トレンドを基に、猛暑を考慮した
厳しめの最大需要を算定。

最大需要発生の不等時性を考慮して需要を評価。

(厳気象考慮)

過去10年の需要実績から推定

※経済状況、節電の傾向等を
織り込み

不等時性

供給力算定の考え方

- ① エリア内で小売電気事業者、一般送配電事業者が確保している供給力
- ② エリアでの発電事業者の焚き増し
- ③ エリア間市場取引により他エリアから得られる供給力

①～③を積み上げてエリア全体の供給力を算定し、電源の計画外停止率を考慮して供給力を評価。

計画外
停止率

予備率
3%以上

6. 太陽光発電の大量導入に伴う予備力最小時刻の変化

- 従来は、最大需要発生時に予備率が低くなり、電力需給が厳しくなる傾向であった。
- 近年では、再生可能エネルギーの普及に伴い、太陽光発電の供給力が減少する夕刻から夜間の点灯ピーク帯の方が、予備率が厳しくなる傾向となっている。

(参考検討2)需給バランス評価時刻(最需要時)以外での評価

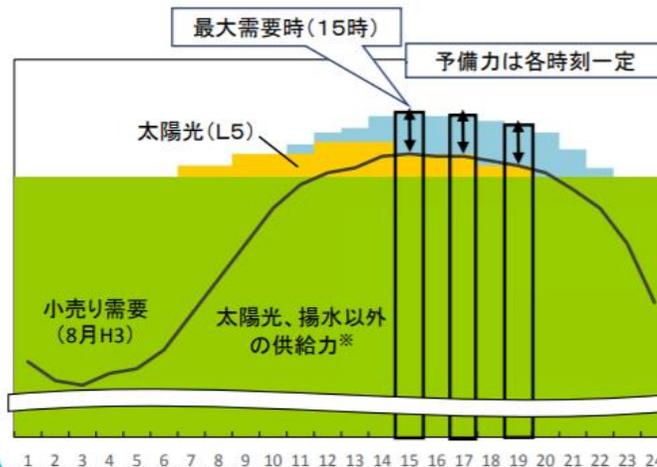
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時※)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

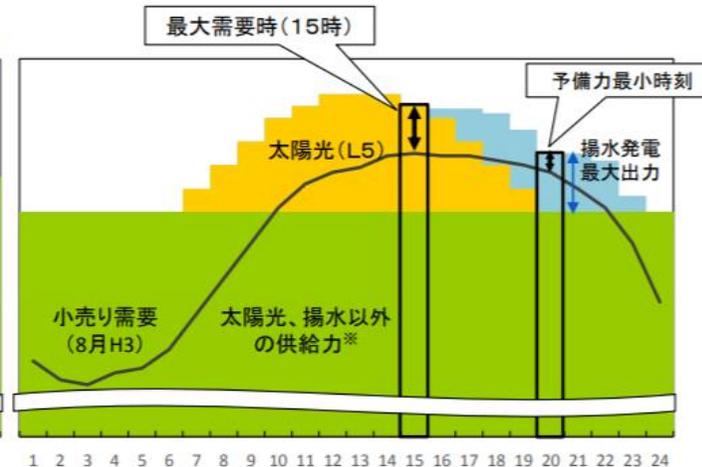
○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

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

従来の各時刻の供給力策定状況
(予備力一定)



近年の各時刻の供給力策定状況
(予備力最小時刻が夕刻へシフト)



7. 各エリアの最大需要発生時刻と予備率最小時刻の比較

- 従来、夏の需給状況については、需要が最大になる時間帯と予備率が最小となる時間帯が一致していたため、需給検証においても需要が最大となるエリアが多い15時での検証を行ってきた。
- 一方、近年は太陽光発電からの供給力が減少する点灯帯（夕刻）に予備率が最小となる傾向があることから、**今夏は予備率が最小となるエリアが多い17時での検証も行う**こととする。

各エリアにおける今夏（8月）の最大需要発生時刻と予備率最小時刻の見通し

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

「2019年度供給計画取りまとめ（電力広域的運営推進機関）」を元に作成

【参考】各エリアにおける昨夏（8月）の最大需要発生時刻と予備率最小時刻の実績

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要発生時刻	17時	15時	15時	15時	15時	17時	17時	17時	15時	17時
予備率最小時刻	18時	17時	17時	17時	15時	17時	17時	18時	20時	12時

※各エリア最大需要発生日からデータを抽出し、同日の予備率最小時刻と比較。
「電力需給検証報告書（2018年11月／電力広域的運営推進機関）」を元に作成

8. 2019年度夏季の厳気象H1需要想定について

- 需給検証における需要想定では、「過去10年間で最も厳気象だった年度並みの気象（厳気象H1）を前提」としている。
- 昨年度の夏は、全国的に厳しい暑さとなり、半数のエリアでは最大需要実績が厳気象H1需要を上回ったことにより、今夏の猛暑H1需要の見通しは大半のエリアで増加している。

※なお、昨年度は、猛暑による需要の高まりにより、7月18日に関西エリアで需給がひっ迫し、他エリアから100万kWの融通を行ったが、その日も含め、全エリアで当日断面において最低限必要とされる予備率3%を下回ることにはなかった。

2018年度夏：厳気象H1需要想定と最大需要実績

[万kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
H1想定	442	1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153
最大需要実績	442 7/31(火)	1,426 8/23(木)	5,653 7/23(月)	2,622 8/6(月)	521 8/22(水)	2,865 7/19(木)	1,108 7/23(月)	536 7/24(火)	1,601 7/26(木)	143 8/9(木)

2019年度夏：厳気象H1需要想定

7月	[万kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2018年度	442	1,367	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153
	2019年度	442	1,357	5,671	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	159

8月	[万kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2018年度	442	1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153
	2019年度	442	1,431	5,671	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	159

9月	[万kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2018年度	428	1,298	5,016	2,348	485	2,446	918	506	1,464	146
	2019年度	424	1,263	4,982	2,357	482	2,547	966	508	1,492	151

9-1. 各エリアの需給見通し（最大需要発生時）

- 各エリアの需給見通しの策定にあたり、連系線を活用した供給力移動を含めた検証を行っている。
- 今回の検証より、需要には不等時性を、供給力には計画外停止率を考慮している。
- 最大需要発生時は、厳気象H1需要に対し、安定供給のために最低限必要とされる予備率3%は確保できる見込み。

【7月】

(万kw)	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①需要	7,285	431	1,323	5,531	9,256	2,621	522	2,819	1,091	530	1,674	16,541	159
②供給力	7,668	453	1,393	5,822	9,761	2,764	550	2,973	1,150	559	1,765	17,429	199
③供給予備力②-①	383	23	70	291	505	143	28	154	60	29	91	888	41
供給予備率③÷①	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	25.6

【8月】

(万kw)	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①需要	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159
②供給力	7,706	451	1,462	5,793	9,656	2,741	546	2,948	1,141	554	1,726	17,362	201
③供給予備力②-①	348	20	66	262	460	131	26	140	54	26	82	808	42
供給予備率③÷①	4.7	4.7	4.7	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9	26.5

【9月】

(万kw)	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①需要	6,504	414	1,232	4,859	8,204	2,315	474	2,502	949	499	1,465	14,709	151
②供給力	7,237	460	1,370	5,406	8,948	2,525	517	2,729	1,035	544	1,598	16,185	199
③供給予備力②-①	732	47	139	547	744	210	43	227	86	45	133	1,476	48
供給予備率③÷①	11.3	11.3	11.3	11.3	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	10.0	31.8

9-2. 各エリアの需給見通し(予備率最小時)

- また、予備率最小時刻における見通しも確認した。
- 予備率最小時刻においても、**厳気象H1需要に対し、安定供給のために最低限必要とされる予備率3%は確保できる見込み。**

【7月】

(万kw)	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①需要	7,190	430	1,311	5,449	8,992	2,514	503	2,773	1,054	517	1,630	16,182	157
②供給力	7,522	450	1,372	5,701	9,408	2,630	527	2,902	1,103	541	1,706	16,931	195
③供給予備力②-①	333	20	61	252	416	116	23	128	49	24	75	749	38
供給予備率③÷①	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	24.0

【8月】

(万kw)	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①需要	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156
②供給力	7,510	446	1,418	5,647	9,308	2,605	522	2,874	1,093	525	1,689	16,818	196
③供給予備力②-①	264	16	50	198	327	91	18	101	38	18	59	590	40
供給予備率③÷①	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	25.4

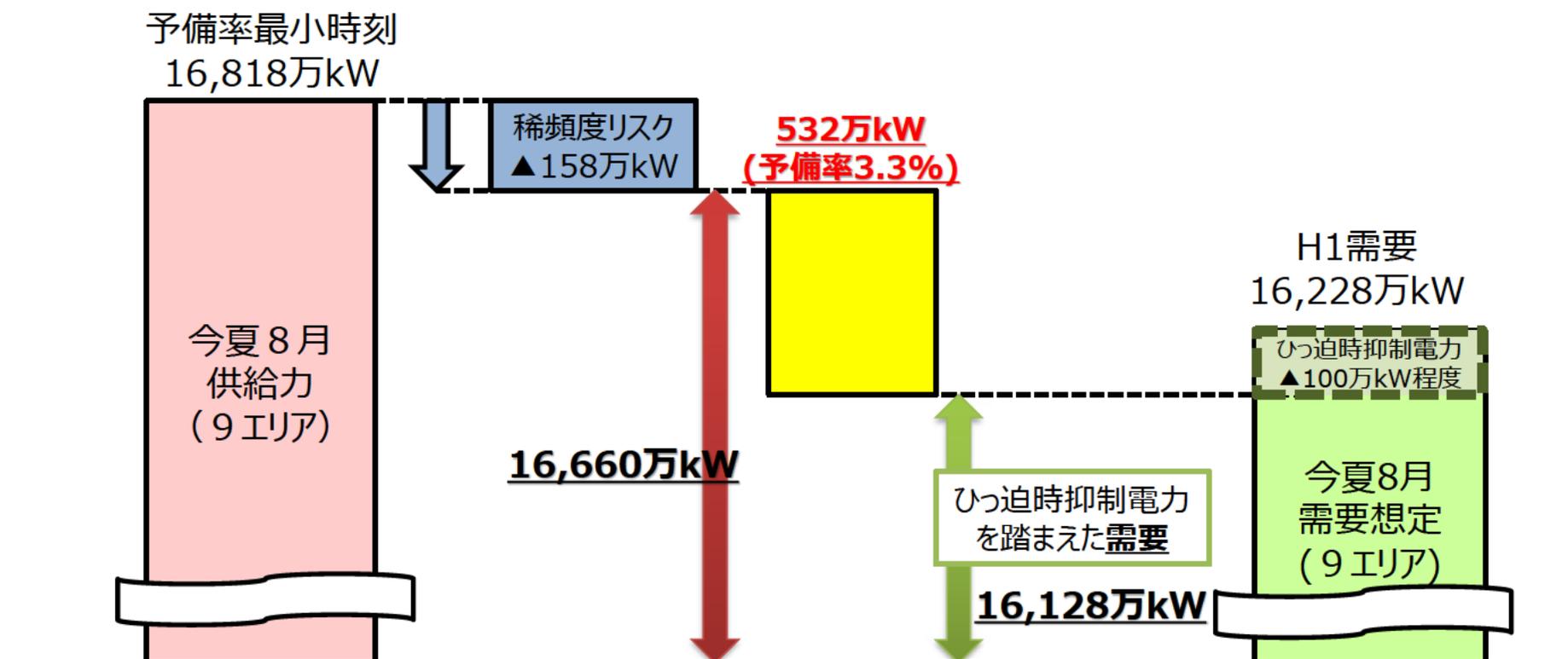
【9月】

(万kw)	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①需要	6,356	396	1,212	4,748	8,088	2,249	464	2,484	937	488	1,465	14,444	148
②供給力	7,085	442	1,351	5,292	8,812	2,450	505	2,707	1,021	532	1,597	15,897	195
③供給予備力②-①	729	45	139	545	724	201	42	222	84	44	131	1,453	47
供給予備率③÷①	11.5	11.5	11.5	11.5	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	10.1	32.1

10. 稀頻度リスクを考慮した際の需給見通し

- 猛暑H1需要発生時に、稀頻度リスク※1を考慮した場合の需給バランスについて検証した。
- 稀頻度リスク発生時においても、小売電気事業者が保有するひっ迫時抑制電力契約の考慮により、予備率3%は確保できる見込み。

【稀頻度リスク(▲158万kW)考慮時(8月)】



※1 平均的な計画外停止を上回る供給力低下が発生するリスク。
2019年度平年H3需要(8月)の1%程度(=158万kW)。

(参考) 稀頻度リスクの考え方

- 稀頻度リスク対応として必要な供給力の水準は、広域機関の委員会（電力レジリエンス等に関する小委員会）の場において議論中。

3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

60

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないか。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することかどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

11. 2019年度夏季の電力需給対策について

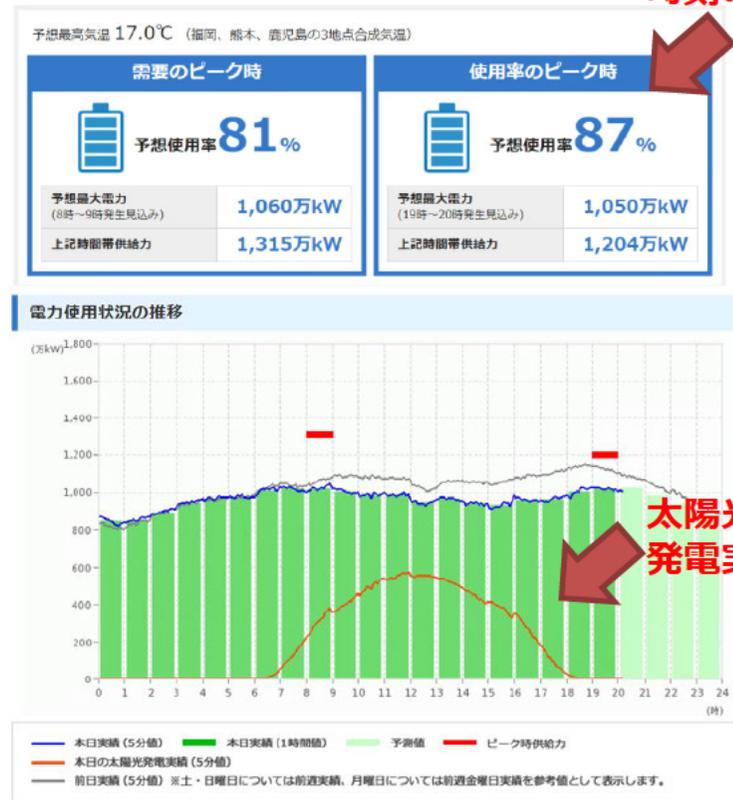
- 今夏においては、各エリアで電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しのため、節電要請等の対応は実施せず、例年どおり、省エネなど無理のない範囲での節電の協力を呼びかけることで良いか。
- なお、電源脱落等の想定外の事態に備え、必要に応じて「需給ひっ迫警報」を発出できるようにする等、平時からの備えは引き続き行うこととする。

12. 各エリアの予備率最小時刻の見える化（でんき予報の改修）

- 資源エネルギー庁が定める「系統情報の公表の考え方」に基づき、一般送配電事業者はいわゆる「でんき予報」として、エリア需給に関する情報をウェブページで公表している。
- 従来、最大需要発生時刻の需給見通しを公表していたが、近年、太陽光などの再生可能エネルギーの普及により、最大需要発生時刻と予備率最小時刻の乖離が顕著にみられることから、最小予備率時刻の需給見通しを見える化するよう各一般送配電事業者においてはシステムの改修に着手している。また、あわせて太陽光の発電実績も公表する方針。

九州電力(株)でんき予報の場合

最小予備率時刻の見通し



改修済

(従来より対応済であったエリアも含む)

東京・中部・北陸・関西・中国・九州

改修中

北海道:2019年度上期目処

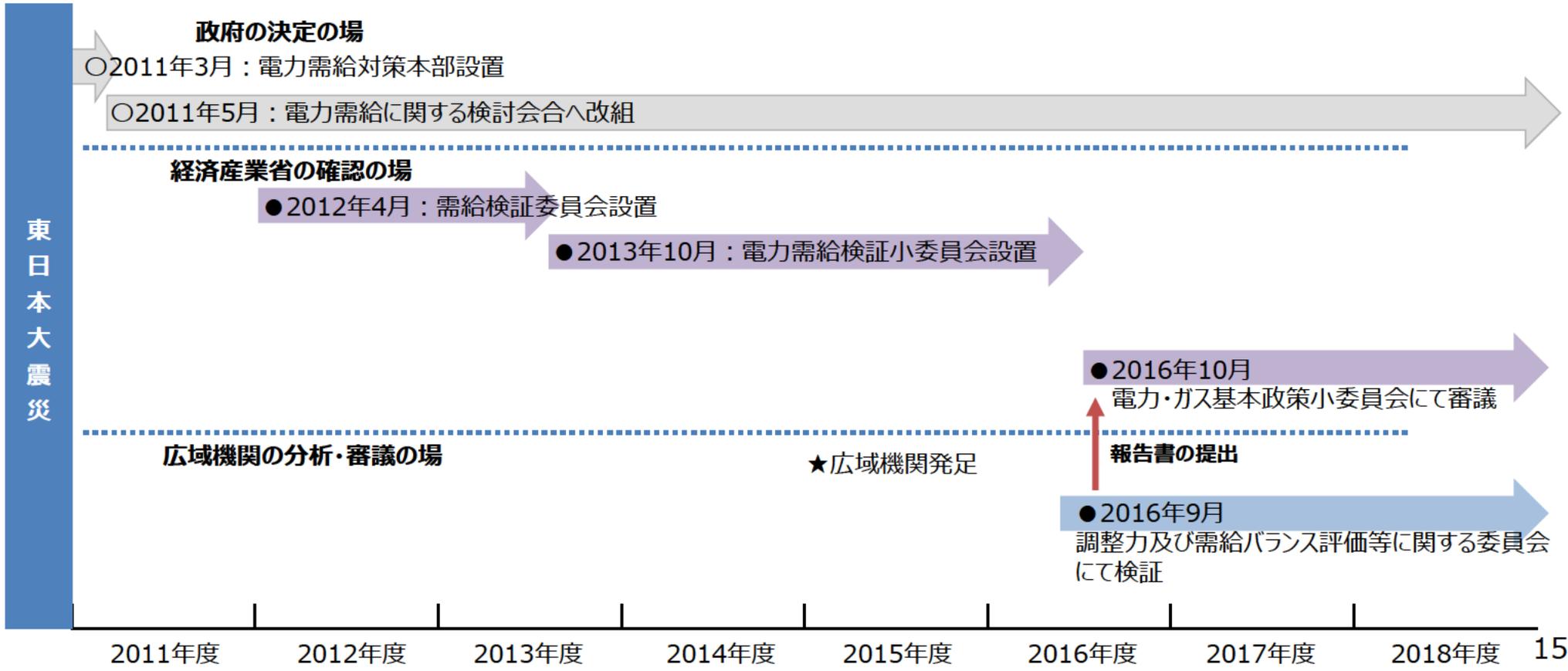
東北:2019年度中目途

四国・沖縄:2019年度夏季前目処

(参考) これまでの電力需給対策①

- 東日本大震災以降、電力の安定供給を確保する観点から、政府において高需要期の電力需給見通し等について検証を実施。
- 2016年4月の小売全面自由化に伴い、旧一般電気事業者に限定せず、エリア全体の電力需給の検証を行うため、2016年度冬季から、広域機関の専門委員会において需給見通しを策定後、本委員会において、当該需給見通しの妥当性を確認した上で、需給対策を公表している。

2011年
3月11日



(参考) これまでの電力需給対策②

- 東日本大震災直後（2011年3月）は、原子力・火力発電所の停止に伴い供給力が大幅に減少したため、東京電力管内で**計画停電を実施**。その後、下記の**節電要請等**を実施。
- **2018年冬については、**同年9月にブラックアウトを経験していることをはじめとして、需給への対策に注意が必要なこと等を総合的に鑑み、**冬季の北海道における需給対策に万全を期す観点から、「数値目標」を設定しない形で、無理のない範囲での節電を呼びかけた。**

