

今冬の需給ひっ迫への対応について

2021年2月17日

電力広域的運営推進機関

(注) 本資料は、経済産業省 第30回電力・ガス基本政策小委員会（2021年2月17日開催）資料5を元に作成しております。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/030_05_00.pdf

- 2020年12月から寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生しました。
- その背景と取組み内容、および今回の対応を踏まえた今後の検討課題について、現時点での検討状況をご説明いたします。

<広域機関HP抜粋>

機関HPで対応についてトップページに掲載しております。
「詳細はこちら」の先が下段のページです。

https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/jukyu_summary.html

OCCTO
電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

ENHANCED BY Google

会員専用 会員情報管理システム
会員専用 広域機関システム
会員専用 スイッチング支援システム
容量市場システム

ホーム 広域機関とは 広域機関システム 計画提出 スイッチング 30分電力量 需要想定 供給計画 広域系統長期方針 整備計画 システムアクセス 容量市場・発電設備等の 情報掲示板

今冬の電力需給ひっ迫時の広域機関の対応について

今冬において、当機関は、電力需給ひっ迫状況に応じ、体制強化を行いつつ、一般送配電事業者に対する指示などの対応を行い、電気の安定供給確保に努めております。

詳細はこちら

更新日：2021年2月3日（掲載開始日：2021年1月10日）

今冬の電力需給ひっ迫時の広域機関の対応

今冬において、当機関は、電気事業者に対する計画的な供給力確保に関する要請を行った後、電力需給ひっ迫状況に応じ、総力を挙げて取り組むため、1月6日に非常災害対応本部を設置し体制強化を行いつつ、必要に対応を行ってまいりました。

今般、電力供給状況は改善しつつあるものの、なお需給状況の大規模な悪化等が発生するおそれがある情勢であることから、当機関は、1月29日をもって、非常災害対応本部から警戒本部に切り替え、警戒態勢を取りつつ、電気の安定供給確保に努めてまいります。

電気事業者、自家発電設備をお持ちの皆様におかれましては、需給状況改善のためのご対応、誠にありがとうございました。

ご家庭、工場・オフィスなど電気の使用者の皆様におかれましては、電気の効率的な使用に努めていただき、誠にありがとうございました。

1. 広域機関の対応の概要

当機関は、計画的な供給力確保に関する要請を行った後、電力需給ひっ迫状況に応じ、電気の安定供給確保に万全を期すため、電気事業法や業務規程に基づき、以下の対応を行ってきております。

- 一般送配電事業者に対する指示
- 発電事業者及び小売電気事業者に対する指示
- 地域関連系統の運用容量拡大

2. 対応の経緯

当機関は上記の対応について、以下のように取り組んできております。それぞれの詳細は、次項以降をご覧ください。

- 電気事業者に対する計画的な供給力確保に関する要請(2020年12月8日)
- 一般送配電事業者に対する指示(2020年12月15日～2021年1月16日、累計218回)
- 非常災害対応本部の設置(2021年1月6日～1月28日)、警戒本部の設置(2021年1月29日～)
- 発電事業者及び小売電気事業者に対する指示(2021年1月6日～1月26日、累計3回)
- 地域関連系統の運用容量拡大(2021年1月8日～1月13日、累計6回)
- 発電事業者に対する供給力の確保状況に関する報告の求め(2021年1月12日)

3. 計画的な供給力確保に関する要請について

当機関は、2018～2020年度供給計画取りまとめにおいて、直近の年度における冬季の予備率に余裕のないエリア・月が存在しており、需給バランスが厳しくなることも想定される見通しを公表してまいりました。

こうした見通しも踏まえ、2018年以降、毎年12月、当機関は電気事業者に対し、翌年3月に提出する供給計画において同様、直近の冬季における確実な供給力確保に向けて、可能な限り早期に調達先を確定させるよう努めることなどを呼びかけてきており、今冬においても、12月8日、同様の呼びかけをいたしました。

具体的な内容については、「計画的な供給力確保に関する要請について」からご確認ください。

(出典) 電力広域的運営推進機関HP
2021年2月3日時点版

目次

- 今冬に何があったのか
- どのような対応を実施し、得られた効果は何か
- 今冬の需給ひっ迫対応を踏まえた今後の検討課題

「今冬に何があったのか」

- 今冬の需要について
- LNG調達環境（LNGスポット市場のひっ迫）
- 今冬の電源トラブル（石炭火力の計画外停止）
- 卸電力市場の状況について
- インバランス発生状況

<本章の概要>

- 例年よりも高めに推移した今冬(12月～1月)の需要に対して、供給力としては火力発電所の主要燃料であるLNGが世界的品薄から追加調達の困難性が高まったこと、および急激なLNG消費量の増加により在庫が枯渇するリスクが生じたことから、火力発電の出力抑制が発生し、供給力不足となりました。
- 上記の供給力不足に加え、需要の増加に伴い、BGの不足インバランスが全国的に拡大し、エリアによっては、需給を一致させるためにインバランス補給するTSO調整力が不足したため、電源 I・電源 I'を含めた広域的な需給運用が必須となりました。

■ 今冬(12月～1月)はエリア厳寒H1需要を複数回超過し、例年と比較して高めの需要でした。

✓ 今冬の全国9エリア計の最大需要実績(1月8日(金))の15,498万kWについては、至近5カ年(2016～2020年度)の冬季で最も高い需要であり、日電力量実績の最大値(1月8日(金))の約33億kWhについては、至近5カ年で2番目に高い数値となりました。

<今冬(12月～1月)の各エリア最大需要>

エリア	今冬最大需要 [万kW]	H1需要 [万kW]	H1需要 超過日数
北海道	541	541	なし
東北	1,480	1,460	5日※1
東京	5,094	5,313	2日※2
中部	2,409	2,383	3日※1
北陸	534	537	なし
関西	2,594	2,587	1日
中国	1,118	1,111	1日
四国	507	510	なし
九州	1,606	1,586	2日

※1 12月H1需要と1月H1需要の超過日数

※2 12月H1需要の超過日数

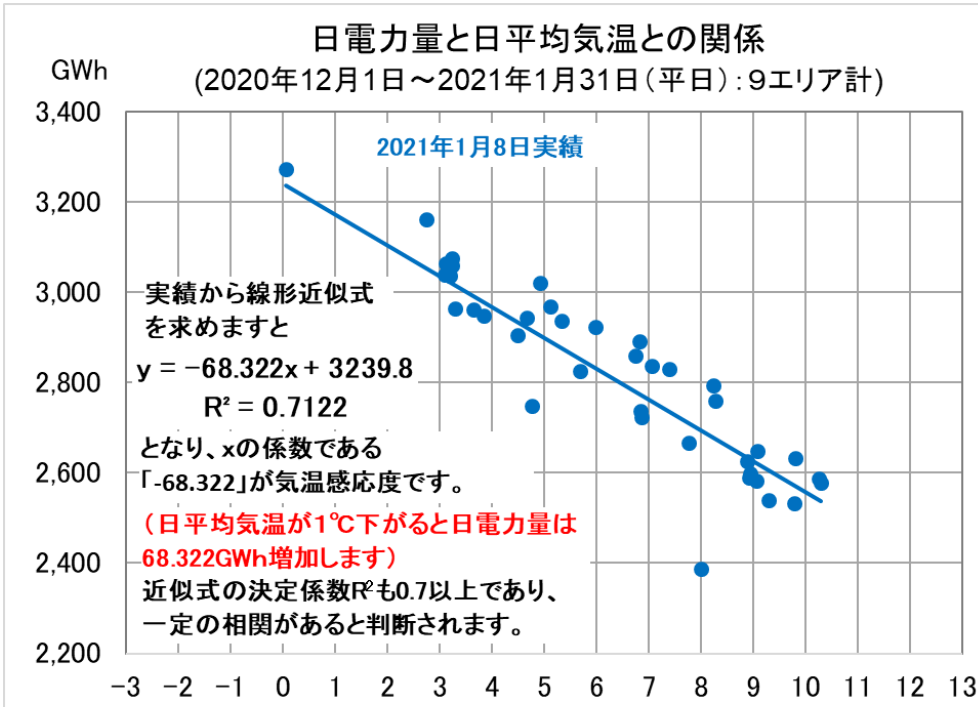
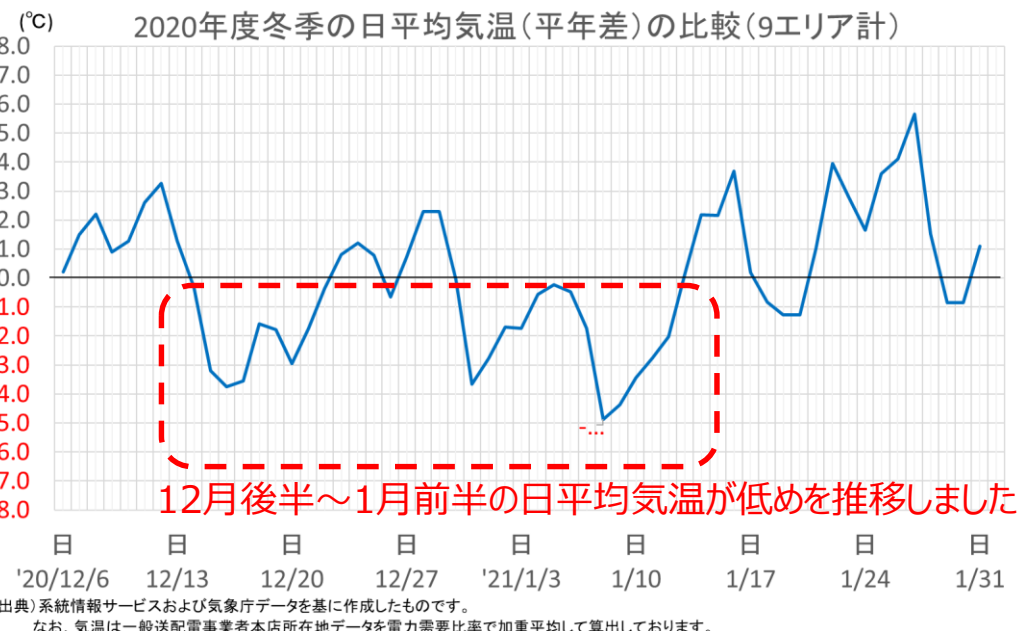
<至近5カ年の9エリア計の最大需要実績>

年度	月日	9エリア計最大需要
2016	1月24日(火)	14,819 万kW
2017	1月25日(木)	15,483 万kW
2018	1月10日(木)	14,522 万kW
2019	2月7日(金)	14,517 万kW
2020	1月8日(金)	15,498 万kW

<至近5カ年の9エリア計の最大日電力量実績>

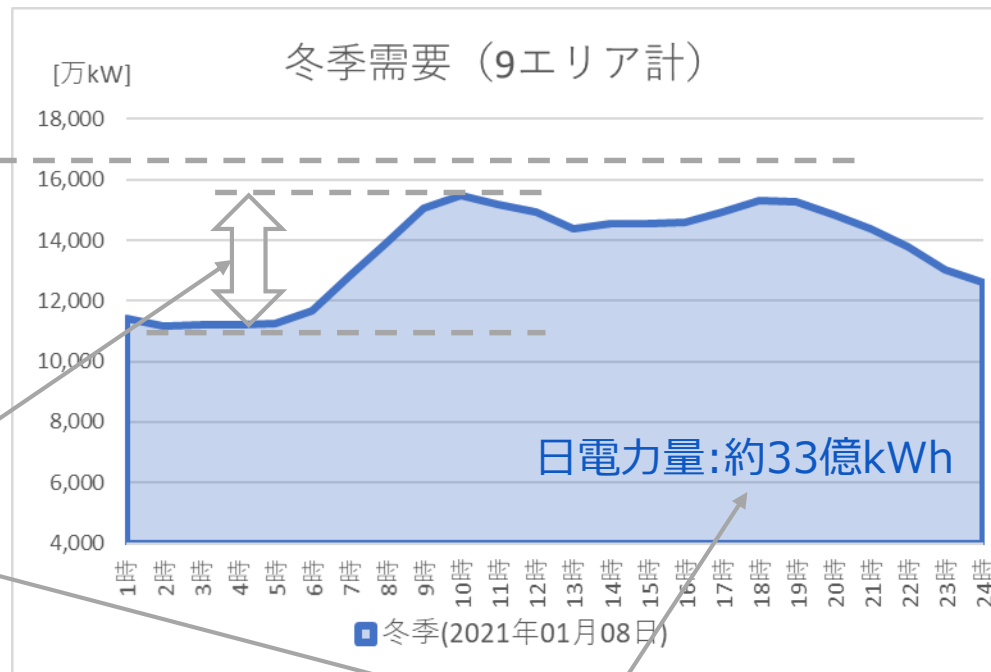
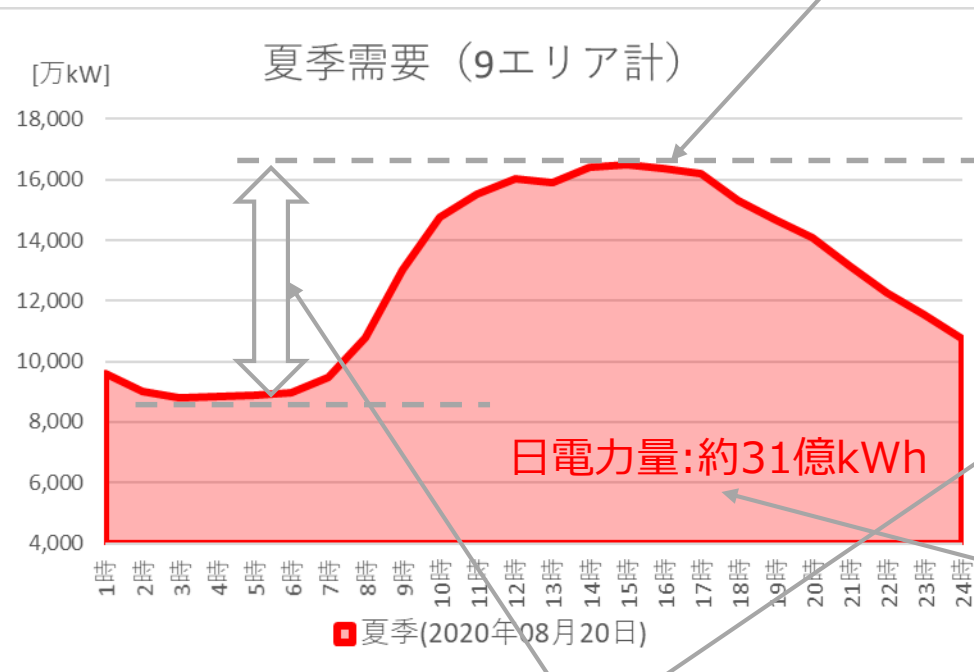
年度	月日	9エリア計最大日電力量
2016	1月24日(火)	31.34 億kWh
2017	1月25日(木)	32.88 億kWh
2018	1月10日(木)	30.67 億kWh
2019	2月6日(木)	30.18 億kWh
2020	1月8日(金)	32.74 億kWh

- 今冬の12月後半～1月前半の気象状況としては、日平均気温が平年よりも約1～5度と低めを推移していました。
- 日電力と日平均気温の気温感応度(68GWh/°C)からは、需要としては1日あたり約70GWh～340GWh程度高い傾向であったと考えられます。



- 夏季と冬季の需要曲線は性質が異なります。
 - 夏季：1日のピーク需要が大。夜間は低需要。
 - 冬季：ピーク需要とオフピーク需要の差が小。需要の総量（日電力量）が大。
- このため、冬季は昼夜を問わず、高いレベルでの供給力を維持し続ける必要があります。

1日のピーク需要は夏季の方が大きいです

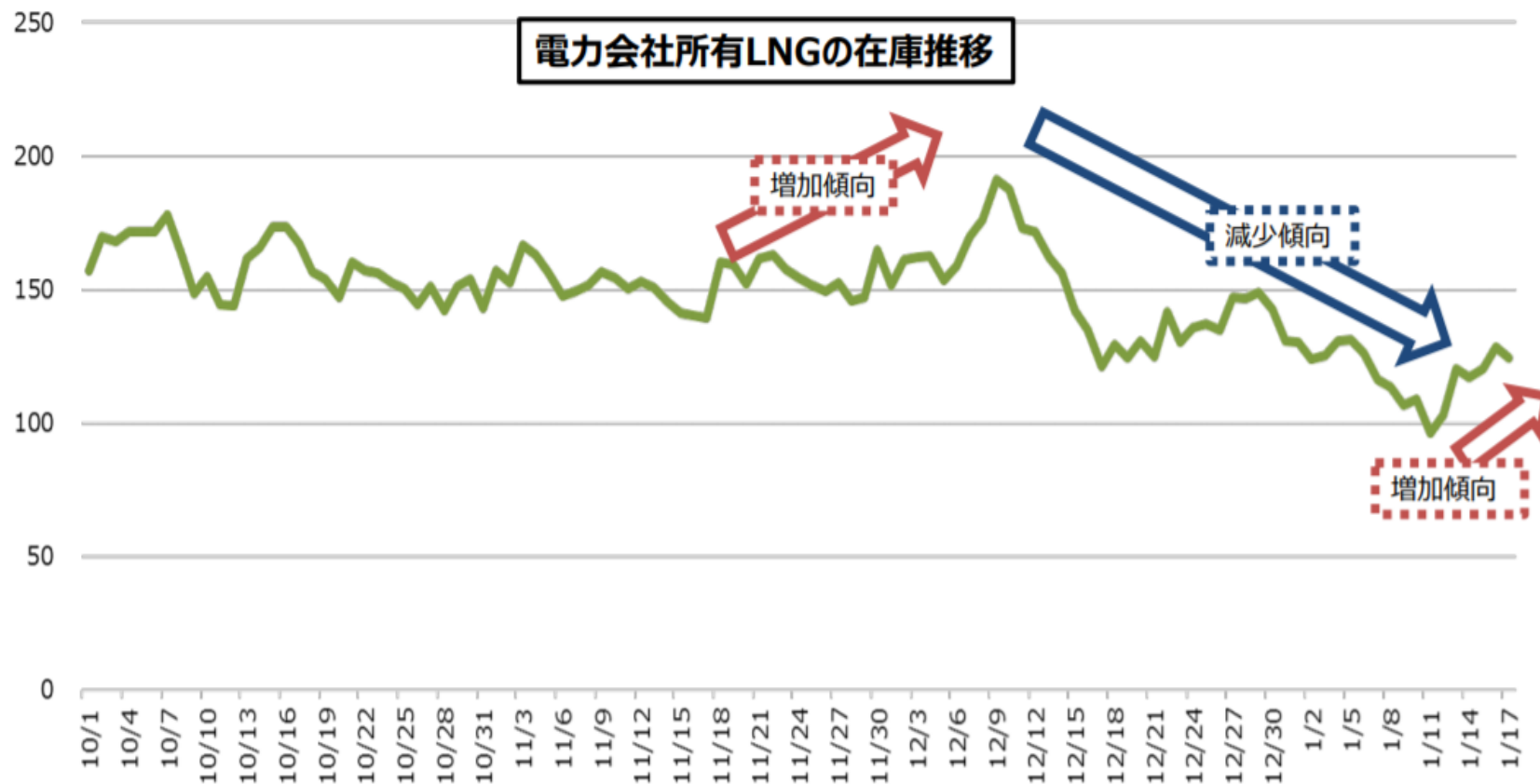


1日のピーク需要とオフピーク需要の差が、冬季が小さいです

需要の日電力量(面積)は冬季が大きいです

- 需要の増加やベース電源のトラブルをうけて、12月以降、燃料在庫が減少しました。
- 各事業者は追加調達を実施しましたが、燃料調達環境が厳しく、調達リードタイムの短い追加調達は限定的となったことから、LNGや石油発電所において、燃料制約を前提とした稼働を計画せざるを得ず、結果として、供給力が減少しました。

単位：万トン



- LNGスポット需給は、以下の要因によりひっ迫し、東アジア全体で取り合いの状況になったことで、追加調達が困難となりました。

需要面

- 東アジアに寒波が襲来し、日本/中国/韓国でLNGスポット調達ニーズが多く高まった【需要増】

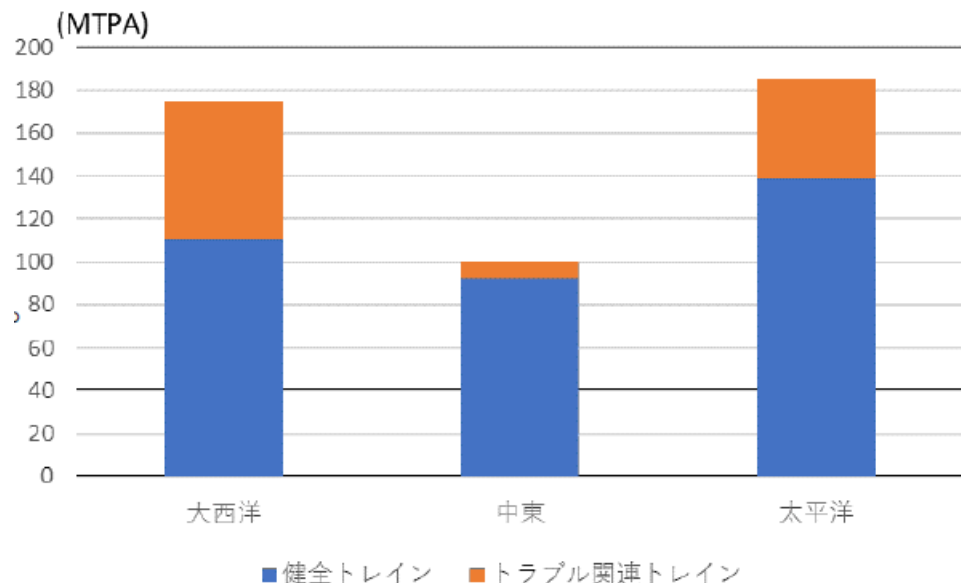
⇔

供給面

- 複数のLNG生産基地トラブル【供給力減】
- パナマ運河通行制約による太西洋側→太平洋側へのLNG供給が限定的【追加供給力少】

- その結果、LNGスポット市況は、本年1月に入って過去最高値 (1/13時 : 32.5\$/mmbtu) まで急騰しました。

<LNG液化プラントトラブル状況(2020年、地域別)>

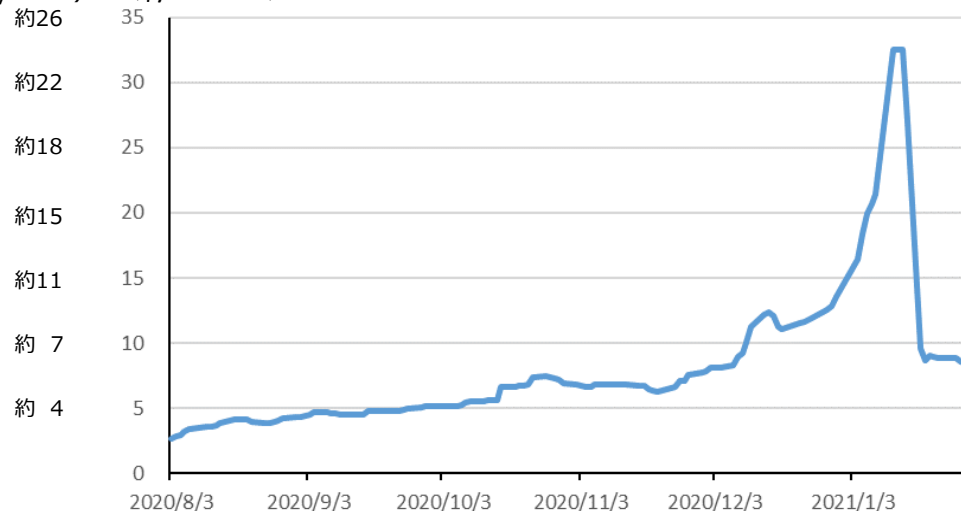


(出典) JOGMEC資料抜粋(2020/12/17)

<LNGスポット市況推移 (JKM※1) >

(※2参考 : 円/kWh)
約26

(\$/mmbtu)



※1 : JKM : Japan Korea Market Makerの略称

※2 : 熱効率52%、為替110円、諸経費1,700円/t時の概算

- 需要の増加や電源トラブルに対して、主にLNG火力の発電量を増加／減少させることで対応しています。
- LNGは、従前は中長期契約がほぼ全てを占めていたが、2010年頃からスポットLNG市場の流動性が高まっており、期中段階でのLNG消費増に対しては、主にスポット調達で対応しているため、追加の燃料確保においては、スポットLNG市場の影響を大きく受けます。

<LNG調達の考え方>

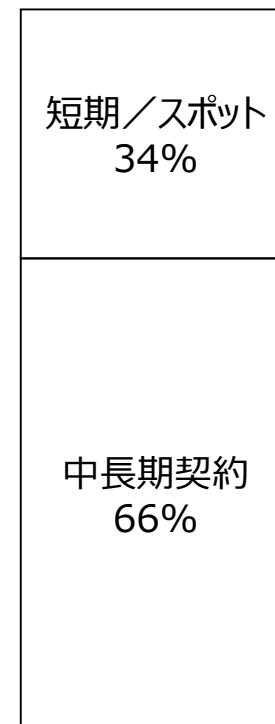
【意思決定タイミング】



【LNG調達ポートフォリオ例】
(※)

(※) 各事業者の調達戦略などによって、
実態は異なる場合があります

<参考：世界のLNG取引比率（※）>
(2019年度)



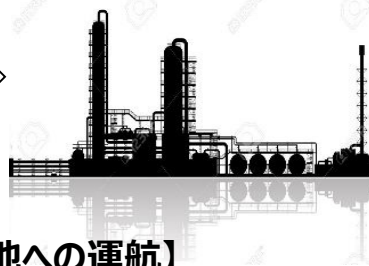
【計画段階】 (kWh配分) 【期中段階】 (LNG消費量変動)

- LNGスポット調達においては、取引成立後、生産地までのLNG船運航／積み荷役／LNG基地までの輸送といった物理的なリードタイムが生じます。
- また、生産地では中長期契約分をはじめとする積み荷役予定があるため、スポット取引分については、LNG基地着から遡って、1.5～2か月前までに主な取引がなされています。
- なお、Platt's社などが提供するLNGスポット市況についても、こうした取引実態を反映し、1か月先以降の気配値が示されています。

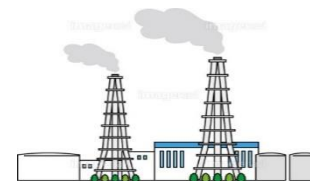
【取引成立】



【生産地（積荷役）】



【LNG基地】



【LNG船手配～積地への運航】

【LNG輸送】

《約1.5～2か月程度》

物理的な
リードタイム

a日

2日程度

8～30日程度

取引タイミング
による
リードタイム

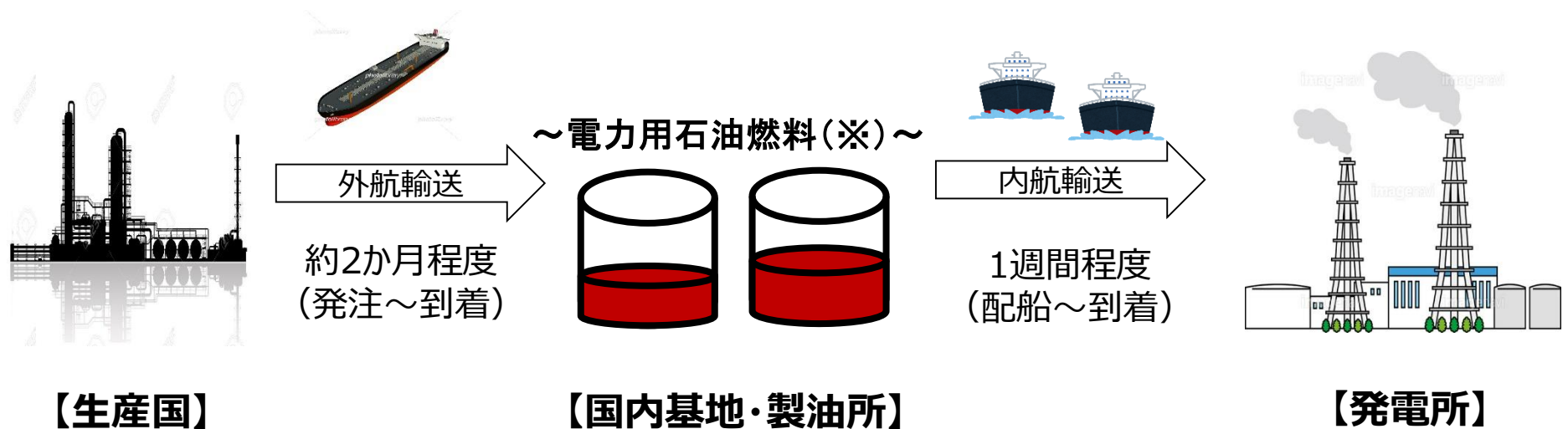
～1か月程度～

例：マレーシア・・・8日程度
豪州・・・10日強程度
カタル・・・14日強程度
米国・・・30日程度

中長期契約の配船計画などを踏まえた生産余力がスポット分となり、積日の1か月程度前までに主に取引されます

- 石油火力発電所は年々減少し、通常時の稼働率も大きく低下しているため、国内の電力用石油燃料サプライチェーンは大きく縮小しています。
- 生産国から追加調達分の燃料が持ち届けられるまでの間は、国内基地/製油所の在庫を活用することになるが、サプライチェーンの縮小により、「国内基地・製油所」と、「発電所」の間を輸送する石油内航船が少なく、結果として、各事業者の追加調達が限定的となりました。

<石油サプライチェーン構造>

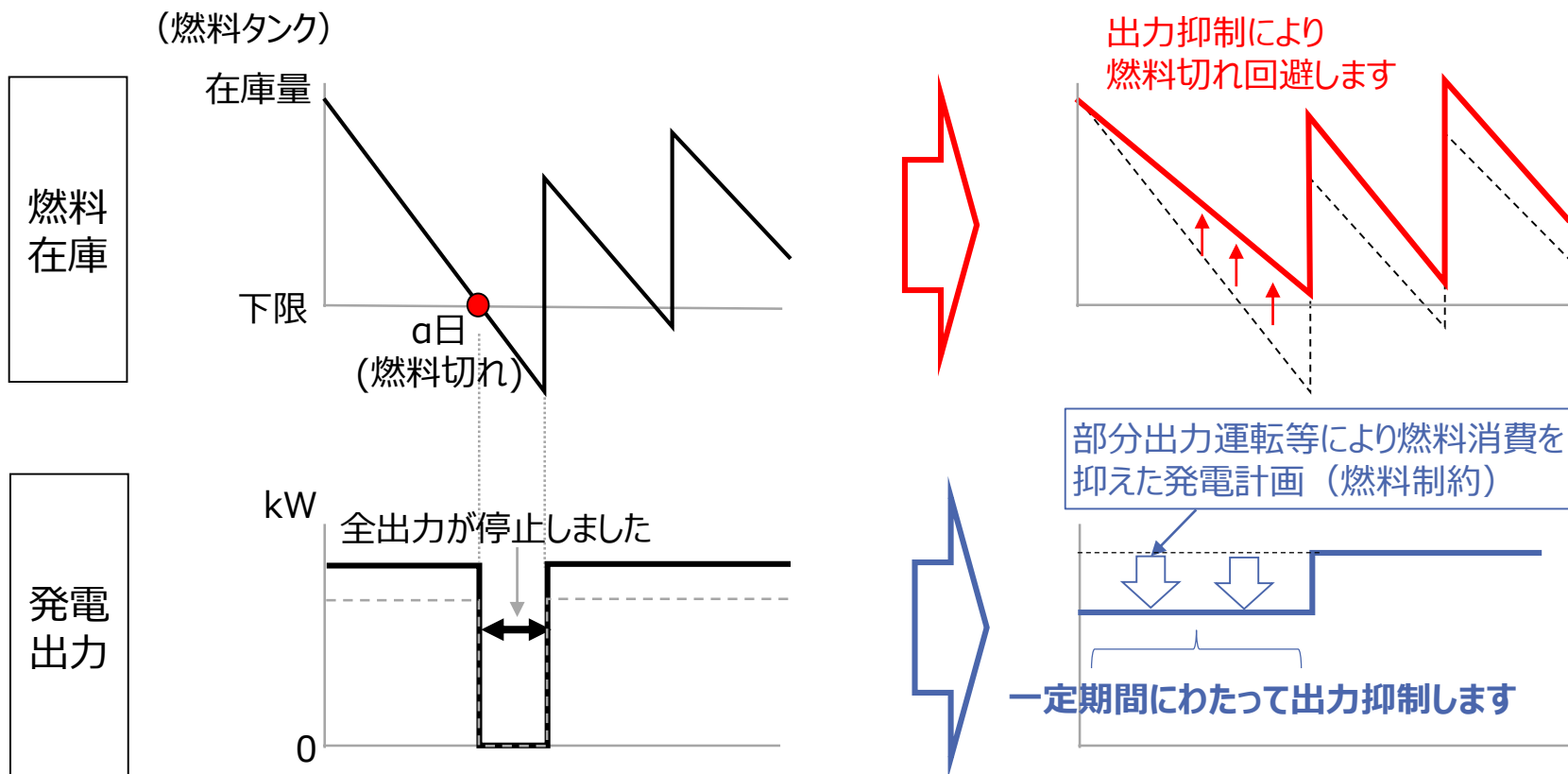


(※) 発電所で使用する石油燃料は、各発電所毎に自治体と締結している環境協定値 (硫黄分、窒素分等) に適合する必要があります。

国内の大部分を占める石油精製品の原料である原油の多くは、上記の要件と比べて硫黄分が高いです。

- 燃料切れになると大規模な発電停止が生じます。 ※LNG基地には複数の発電機が接続
- これを回避するため、部分出力運転や夜間の発電停止等により燃料消費を抑制した稼働計画としました。
- その結果、発電設備は定格最大まで発電できますが、燃料在庫不足に伴う出力抑制により、供給力が減少しました。

＜燃料在庫を踏まえた発電所稼働（燃料制約）のイメージ＞



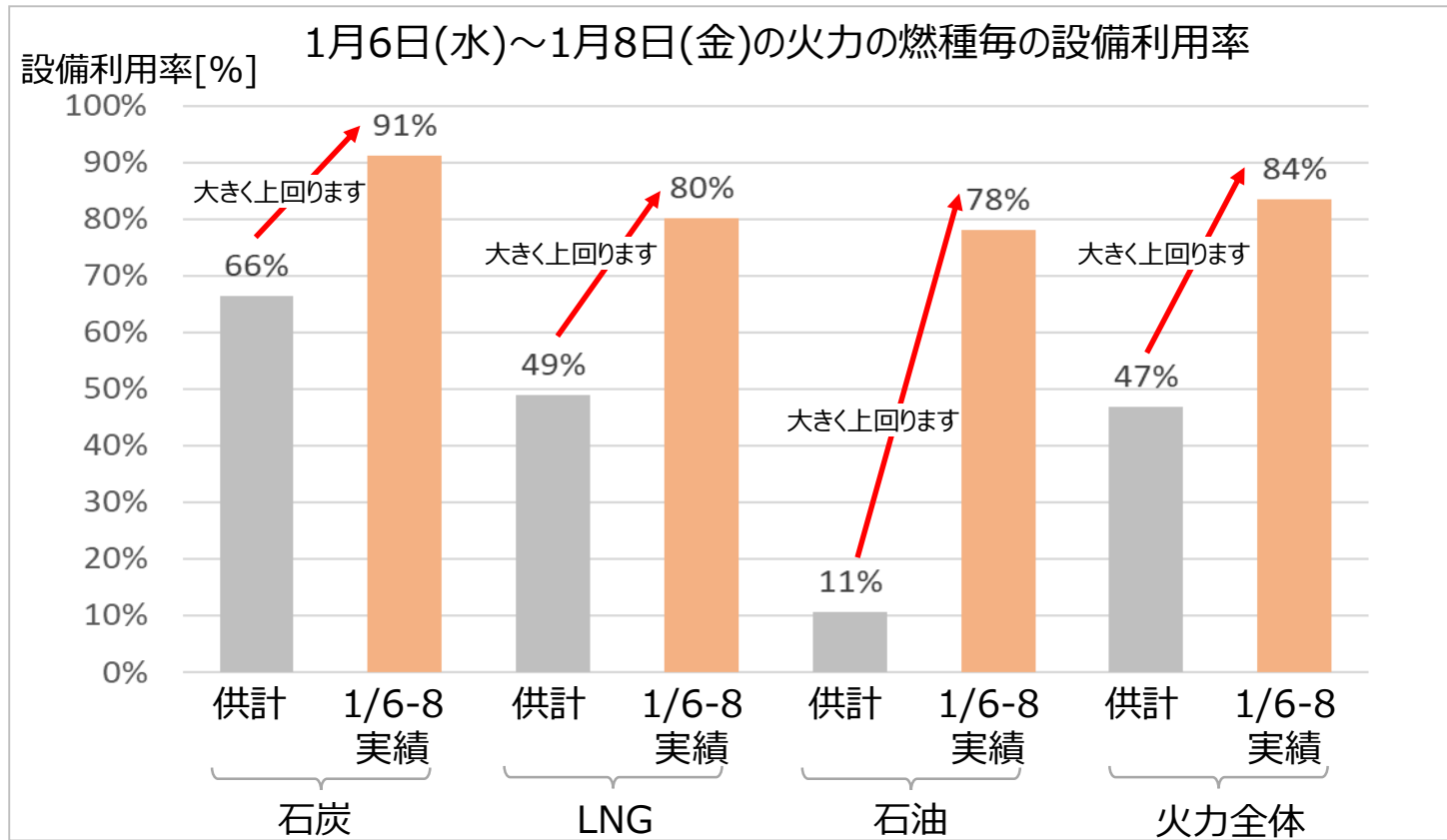
■ 今冬(12月～1月)において、ベース電源となる大規模な石炭火力発電所の計画外停止が発生しました。

発電所名	事業者	ユニット	定格出力	設置エリア	停止日時～復旧日時	備考
原町火力発電所	東北電力	1号機	100万kW	東北	2020/9/15～2020/12/26	需給検証反映済み
鹿島火力発電所	鹿島パワー	2号機	64.5万kW	東京	2021/1/18～2021/1/19	
勿来IGCC	勿来IGCCパワー		54.3万kW	東京	2020/1/20～復旧未定	
碧南火力発電所	JERA	2号機	70万kW	中部	2020/12/26～2021/1/3	
同上	JERA	1号機	70万kW	中部	2021/1/17～2021/1/19	
舞鶴発電所	関西電力	1号機	90万kW	関西	2020/12/4～2020/12/5	
橘湾火力発電所	電源開発	1号機	105万kW	四国	2020/12/25～復旧未定	
松島火力発電所	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/7～2021/1/14	
同上	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/16～2021/1/27	
苅田発電所	九州電力	新1号機	36万kW	九州	2020/9/30～2021/1/18	需給検証反映済み

※JEPXの発電情報公開システム(HJKS)より2020/12/1～2021/1/31の期間を集約したものです

- ひっ迫エリアが初めて複数エリアとなった1月6日(水)から、その時点で、天候なども踏まえて当面もっとも需給が厳しくなると見込まれた1月8日(金)に向けて追加供給力対策(kWh対策)を講じた中で、火力機の設備利用率は、各燃種ともに78%~91%であり、供給計画の設備利用率を大幅に上回っていました。

経済産業省 第29回電力・ガス基本政策小委員会 (2021年1月19日) 資料4-1の数値をもとに作成



※旧一般電気事業者等(北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力)が所有する火力発電所(沖縄に立地する発電所を除く)を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいません。

※「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値) / 24 / 定格出力」として求めています。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用しています。

※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分しています。

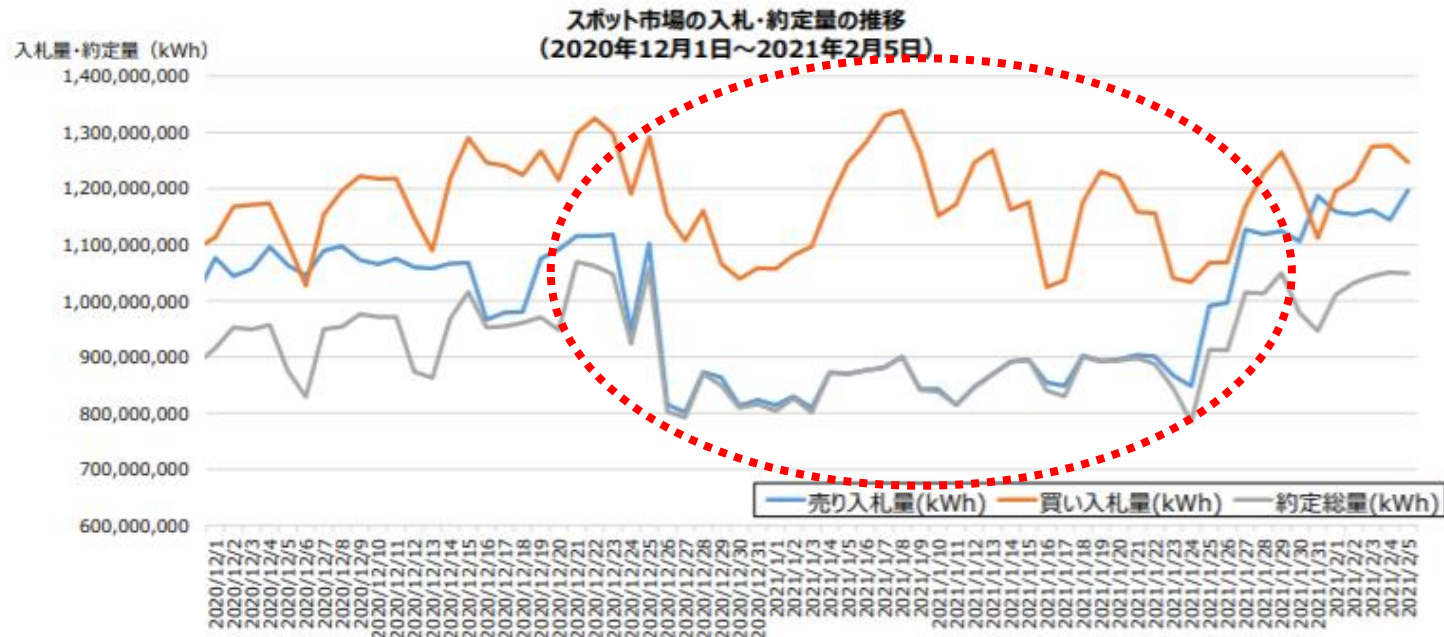
※グラフ中の「供計」の設備利用率は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示しています。

- 12月下旬から1月中旬頃まで前日スポット取引では売り切れ状態が継続しました。自社需要の一部をスポット市場から調達しているBGは、十分な調達量を得ることが出来ず不足インバランスが増加した一因と考えられます。

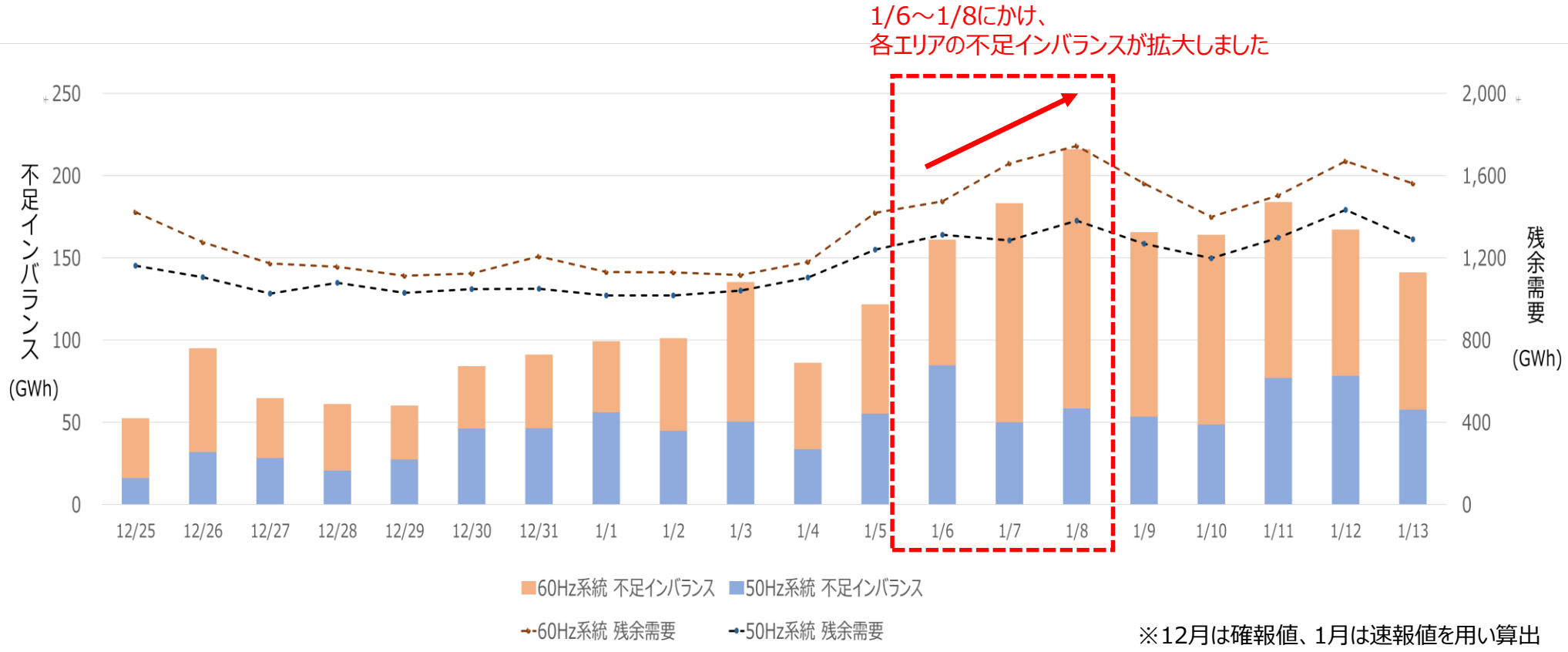
経済産業省 第55回制度設計専門会合（2021年2月5日） 資料4

1-4.スポット市場の売買入札量・約定量の状況

- 12月下旬から1月中旬頃まで、売り入札のほぼ全量が約定する状況（売り切れ状態）が継続していた。



- 前日スポット市場の売入札量が減少して市場調達が困難となる中、今冬最も厳しい寒波により需要が増加したため、各エリアの不足インバランスが増加したと推認されます。
- 下図に示す通り1月6日(水)以降は、全国的に不足インバランスが拡大し、エリアによっては、TSO調整力が大幅に不足する状況となり、広域的な需給運用が必須となりました。



図：需要BG 不足インバランス発生量の推移

「どのような対応を実施し、得られた効果は何か」

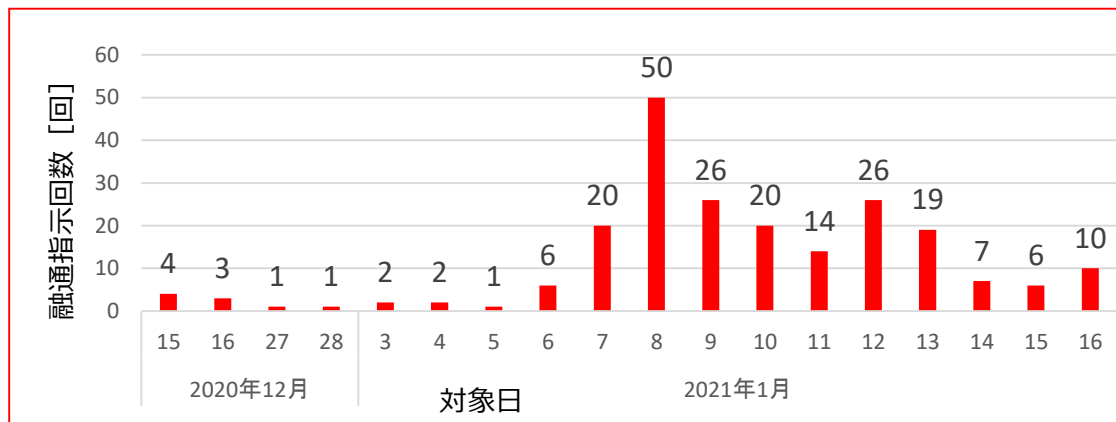
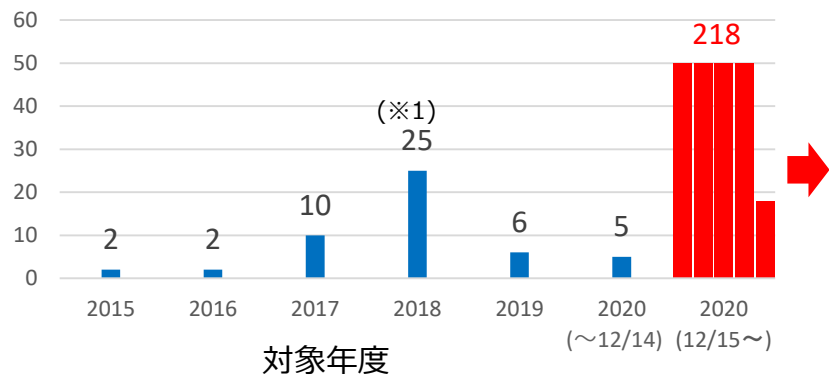
- 一般送配電事業者に対する融通指示
- 連系線の運用容量拡大
- 発電事業者・小売電気事業者に対する焚き増し指示
- 供給電圧調整のお願い
- 自家発電増しのお願い

<本章の概要>

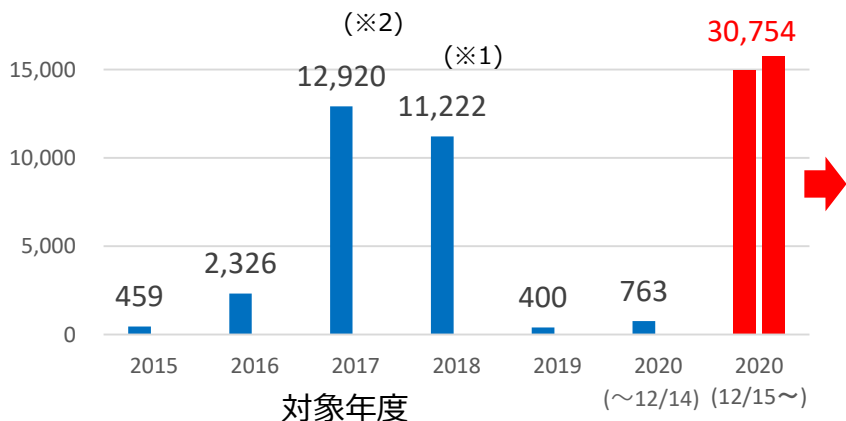
- 前章のとおり供給力不足が顕在化したことから、各種の追加供給力対策(発電事業者・小売電気事業者に対する焚き増し指示、供給電圧調整、自家発電増し)を実施し、需給の改善を図りました。
- また、BGの不足インバランスおよびFIT不足インバランスを確認の上、エリアの供給力不足を回避するため、一般送配電事業者に対する融通指示をきめ細やかに実施し、必要により連系線の運用容量を拡大することで、一定程度の予備率確保を実現しました。

- 広域機関は、非常災害対応本部を立ち上げ、BGの不足インバランス増加に対して、調整力が不足するエリアに対して融通指示を行いました。
- 融通指示回数は、計218回となり、過年度一年間の延べ回数をはるかに超える実績となりました。

融通指示回数 [回]



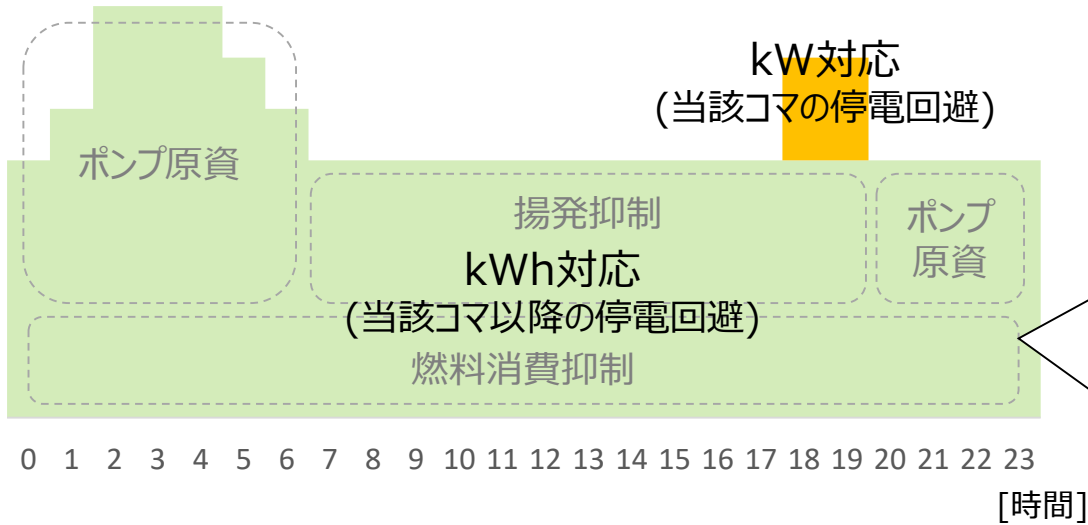
融通量 [万kWh]



※1 2018年度の融通指示のうち16回は北海道胆振東部地震関係のものです
 ※2 2017年度は1/23~2/22にかけて東京エリアで気温低下に伴う需要増があったためです

■ 今冬の需給ひっ迫に係る融通指示は、従来のkW対応と異なり、大半がkWh対応のために実施しました。

今冬の融通パターン（イメージ）

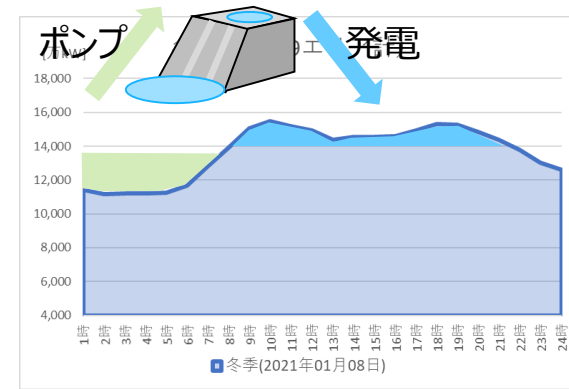


1月8日の実績

	目的	受電エリア	融通量
kW融通	供給力確保	1 エリア (中国)	40万kWh
kWh融通	揚水ポンプ原資	5 エリア (東京、北陸、関西、 中国、九州)	3,460万kWh
	揚水発電抑制		
	燃料消費抑制		

<kWh融通>

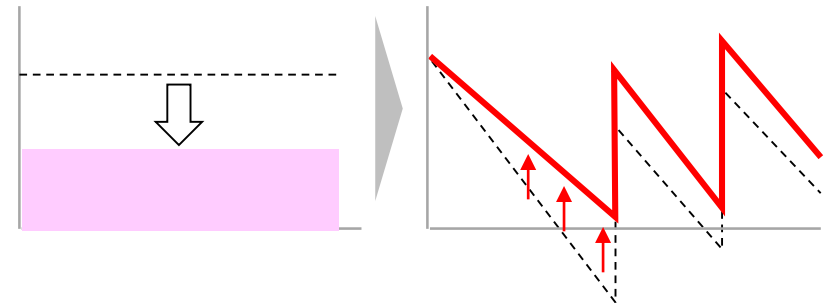
○揚水ポンプ原資／発電抑制



○燃料消費抑制

火力出力抑制

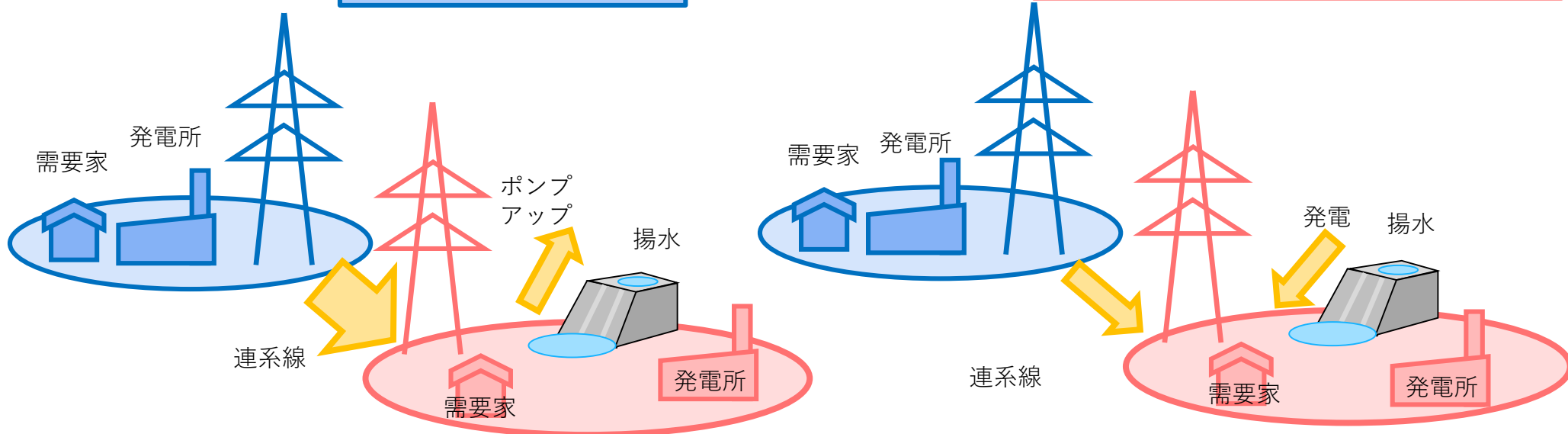
燃料切れ回避



- 需給のバランスを補う手段として、揚水発電を駆使した融通を行いました。
 - ▶ 揚水発電：位置エネルギーを利用。あらかじめ水を汲み上げておく必要があり、汲み上げるタイミングが重要。
汲み上げるためのエネルギーの見通し = 発電機の余力（火力発電の燃料や他エリアからの融通）の見通しの判断が重要。
- 今回は、需要の相対的に小さい夜間帯に不足エリアに対し融通を行うことで、不足エリアの揚水発電所の水を汲み上げました。これにより、当該エリアの翌日以降の燃料の節約、需要ピーク時のひっ迫緩和を目指しました。
- また、エリア間の送電は連系線の容量により上限がありますが、連系線混雑時を避けて不足エリアに不足前に電気を届けて揚水にエネルギーを貯めることで、エリアを超えた燃料輸送に代わる運用を行いました。

供給余力のある時
連系線に空容量のある時
(例えば夜間)

電気が必要な時
(例えば昼間)
(連系線の空容量が少ないことが多いです)



需給ひっ迫対応の効果（融通指示の効果）

～1月8日18時実績からの評価～

＜効果＞
 中国：-2.3%→1.4%
 各エリア：燃料節約・停電回避

- 一日を通じて主に中部以東からひっ迫エリアへ約3,500万kWhのkWh融通指示をして、ひっ迫エリアの火力機の燃料を節約し需要ピーク時の需給ひっ迫を緩和しました。
- 今冬最大需要となった1月8日(金)の需給が最も厳しい18時においては、下左図に示す通り融通指示前は中国エリアにてマイナス予備率となり、周波数低下および停電が発生する可能性があったものの、早い時間帯からのkWh融通を実施したことにより、中国エリア管内の調整用供給力を備えることができたため、ピーク時間帯での予備率を一定程度確保しました。

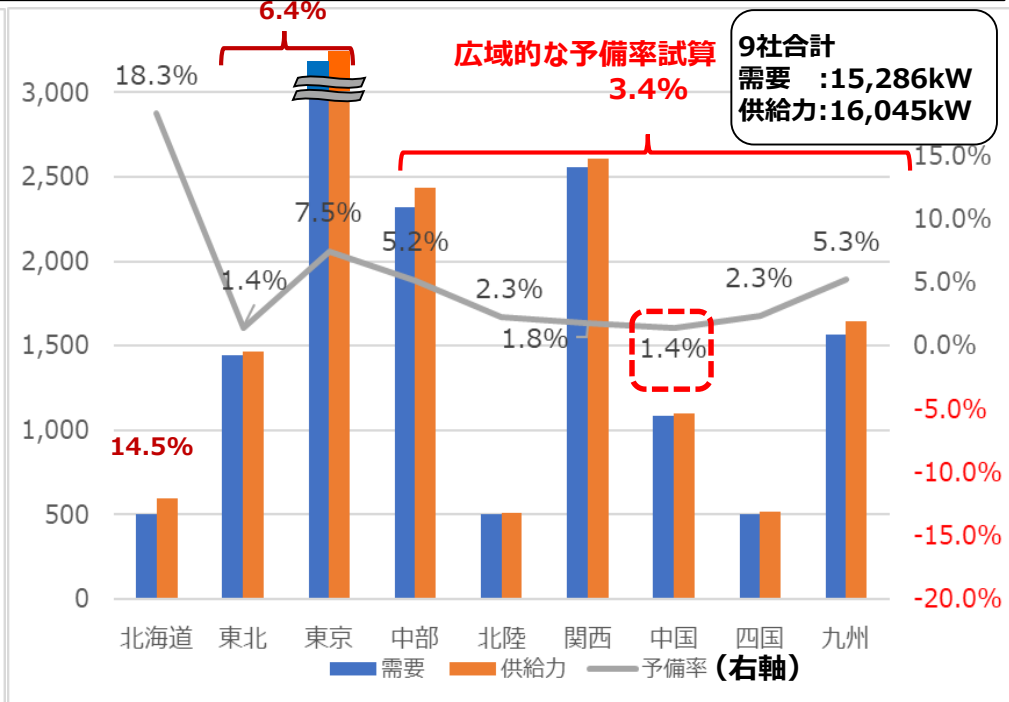
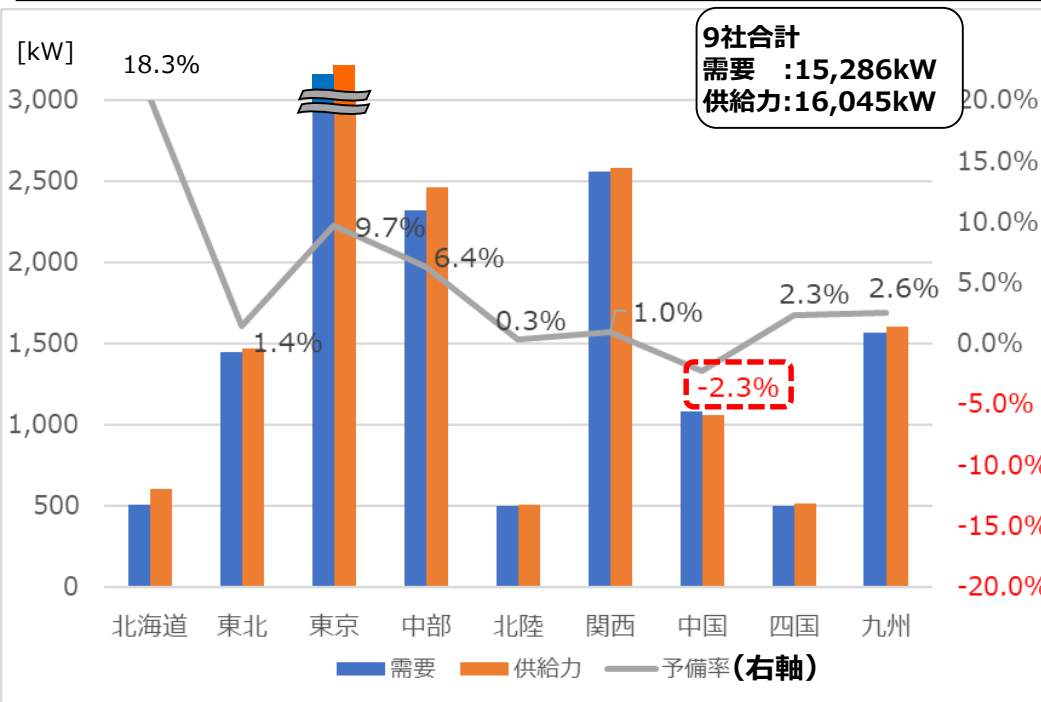


図1.エリア予備率他（融通処理前）

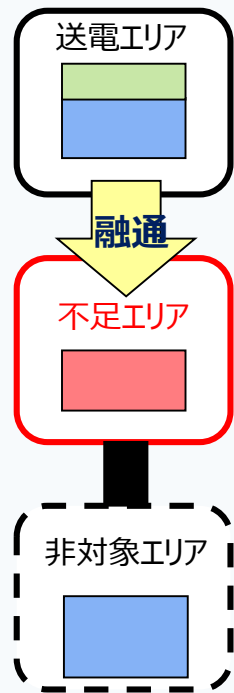
kWh融通
 (142万kWh・18時)

図2.エリア予備率他（実績）

※予備率数値は、供給力実績の数値（速報値）を反映しているため、でんき予報の数値とは異なります。（詳細は35スライド参照）

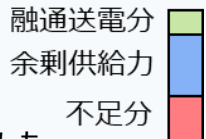
- 今般は、①不足していたエリアが複数に及んだこと、②1日の中で供給力不足が長時間に及んだこと、③他エリアの余剰供給力も十分ではなかったことが特徴として挙げられます。
- このため、一日の中でも受電エリア、送電エリアが時間帯で入れ替わるなど、複雑な対応を要しました。

通常の融通指示 = kW対策

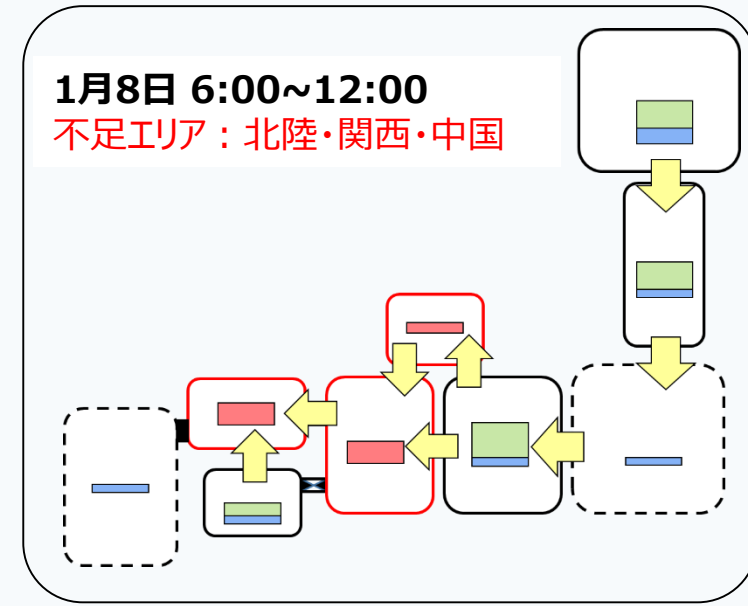
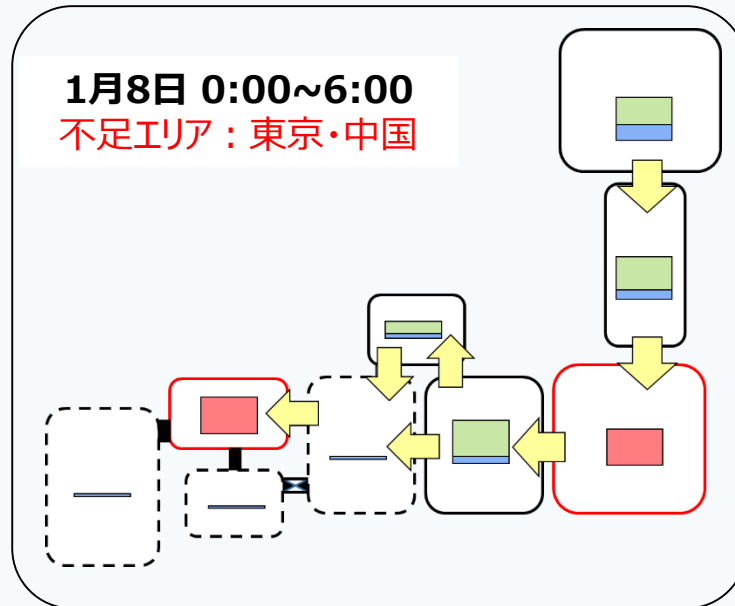


今回の融通指示 = kWh対策

- 不足エリアが複数かつ時刻により変化しました
- 全国的に少ない余剰供給力を余すことなく融通しました



※1月8日断面を元に作成したイメージ図



- 広域機関は、複数エリアのひっ迫エリアのkWh不足に対応する融通の判断を数時間毎に実施しました。
- 当日は、朝の需要を見て融通計画を見直すと共に、実需給2時間前にTSOから直近の予測に基づく融通可能量をヒアリング、受電会社の突発的需要変動やトラブルなどに対応しつつコマ毎にkWh融通量を決定しました。

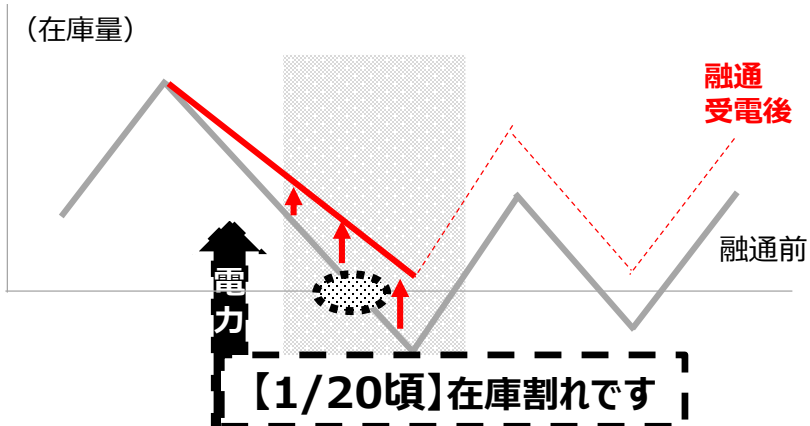
日時	広域機関の行動	融通処理	計画に係る出来事と一般送配電事業者の動き
前々日16:00	↑ (1) 実質的に翌日の融通計画策定はできません ↓		FIT特例①配分を行います
前日6:00			FIT特例①再配分を行います
前日10:00			前日スポット取引(FIT特例③含む)、各社約定量の確認を行います
前日12:00			翌日計画提出〆切です
前日15:00頃	(2) 翌日必要kWhを算定します	融通量を仮決定します	BG計画から連系線計画潮流、需要計画・調達計画を元にしたインバランス想定量を算出し翌日送受電が必要なkWhを算定します。
前日17:00	↓		一時間前市場が開場します
前日19:00頃			前日の点灯帯ピーク実績から、揚水上池のポンプアップ見通しを得ます
当日朝		融通量を見直します	需要とPV実績の予測誤差が生じ始めます。 需要/PV出力に応じたインバランス想定量を見直して、変更後のkWh量によって送受電会社を変更し、組み合わせをやり直します
実需給 約2時間前	(4) 各社中給と連携、わずかな調整力で当日の変動を加味した融通量を算定します	融通量を決定します 広域より連系線POを設定します	直近の需要想定・予備力から他社融通可能kWh量を集約すると共に、計画以上の受電量が必要となる、あるいは突発的トラブル・需要変動に応じ時点々々で送受電会社、kWh量を組み直します。

- 適切なひっ迫融通を判断することを目的に、事業者ヒアリング等による状況把握に加え、一部の発電事業者（※）に対して、供給力の確保状況（燃料受払計画、燃料追加調達に係る取り組み内容）について報告を求めました(1月12日～)。
- 複数の事業者で燃料制約が発生している状況において、翌日需給計画による予備率だけでなく、時点毎の在庫推移を確認し、先行きの需給の緩和による在庫回復を期待しつつ、適切な電力融通を指示することで、燃料在庫の延命を図りました。

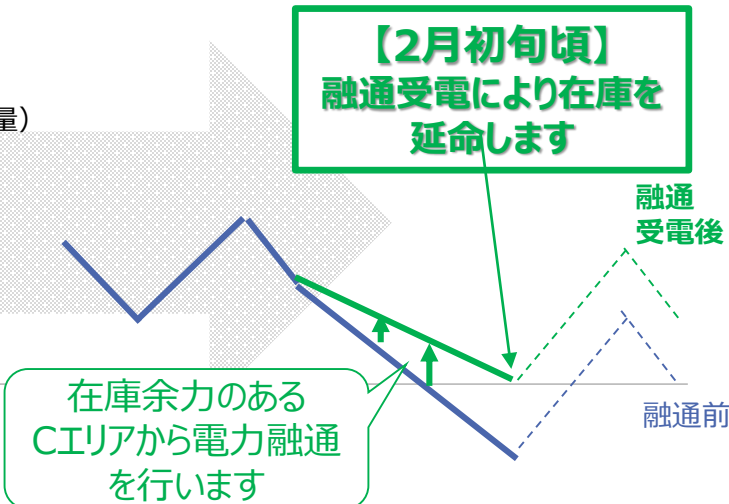
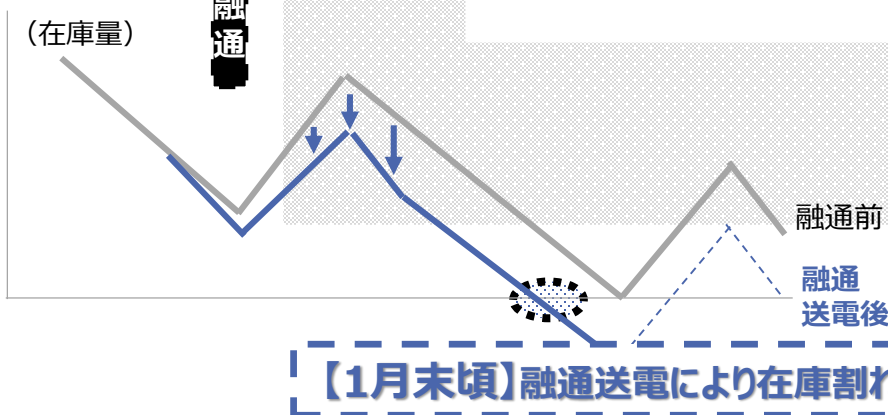
※各エリアの一般送配電事業者が調達する調整力の大部分を供出している発電事業者として、以下の事業者をまずは選定し報告を求めました。以降、対象事業者の順次拡大を予定していましたが、実際にはその前に、ひっ迫融通の頻度が下がったため、対象事業者の拡大は実施していません。

<対象事業者>
 北海道電力、東北電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERA

Aエリア



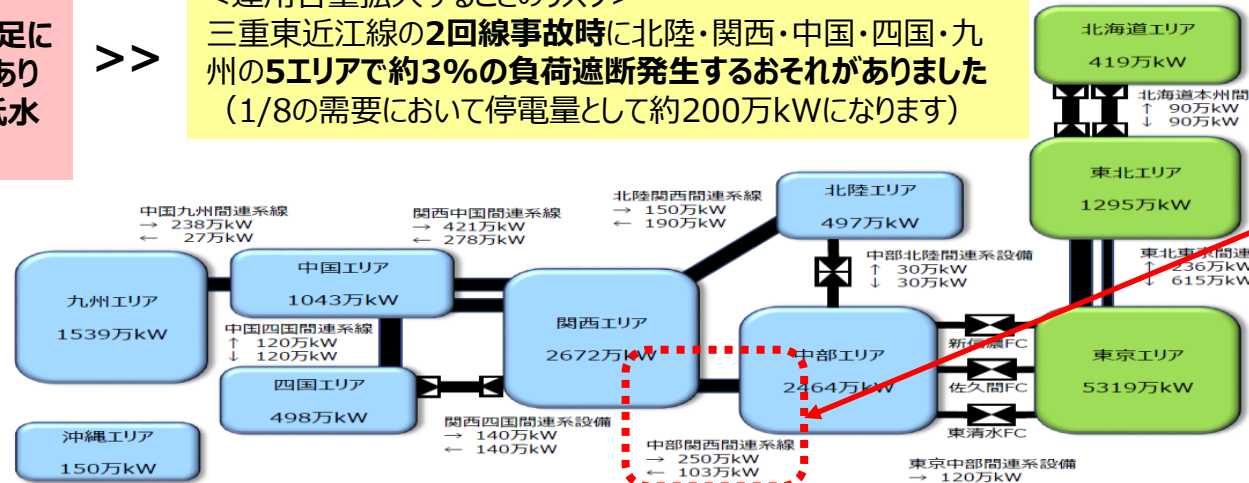
Bエリア



■ 平常時、供給エリア間をつなぐ地域間連系線の最大運用容量は、長期的かつ安全に連系線を利用する観点から、当機関が設定しています。今回の緊急時においては、一部連系線の空き容量不足により電気を送ることができず、ひっ迫エリアでの需給悪化による長期的な停電が発生するおそれがあったため、稀頻度の連系線事故に伴う停電発生リスクを許容しつつ、緊急措置として一時的に当該連系線の運用容量を拡大しました。

＜運用容量拡大しないことのリスク＞
ひっ迫エリアで融通不可となりkWh不足による停電発生が長期化するおそれがありました（1/8-13はエリア予備率も低水準にあり蓋然性高い状況でした）

＜運用容量拡大することのリスク＞
三重東近江線の2回線事故時に北陸・関西・中国・四国・九州の5エリアで約3%の負荷遮断発生するおそれがありました（1/8の需要において停電量として約200万kWhになります）



中部関西間連系線（三重東近江線）の運用容量を拡大しました

日付	融通希望量 (関西以西)	空容量 (三重+南福光)	拡大 要否	拡大した時間帯	拡大後の空容量 (三重+南福光)	融通実績 (中部以東送電分)	効果 (停電回避量)
1月8日	3000万kWh	2800万kWh	要	4:30~24:00	5100万kWh	3000万kWh	610万kWh
1月9日	4000万kWh	2000万kWh	要	3:00~24:00	4600万kWh	2500万kWh	580万kWh
1月10日	2000万kWh	1500万kWh	要	0:00~24:00	4000万kWh	1950万kWh	780万kWh
1月11日	3200万kWh	1900万kWh	要	0:00~24:00	4400万kWh	2500万kWh	1180万kWh
1月12日	2100万kWh	3500万kWh	要※	0:00~24:00	6100万kWh	2100万kWh	530万kWh
1月13日	4600万kWh	3200万kWh	要	0:00~24:00	5900万kWh	4300万kWh	1940万kWh

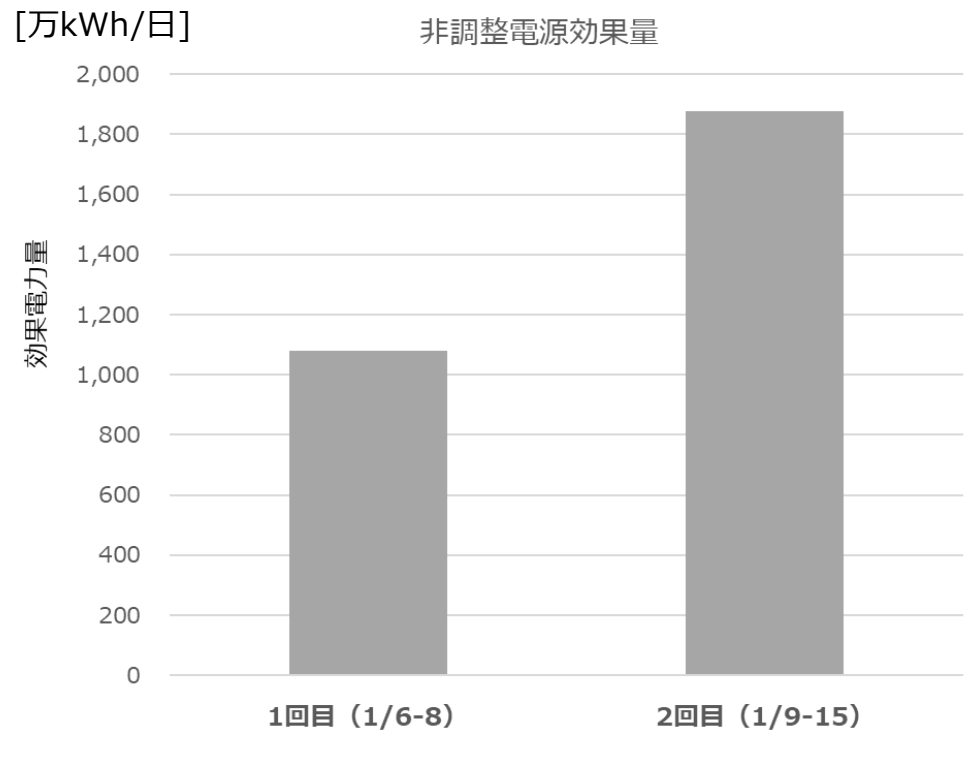
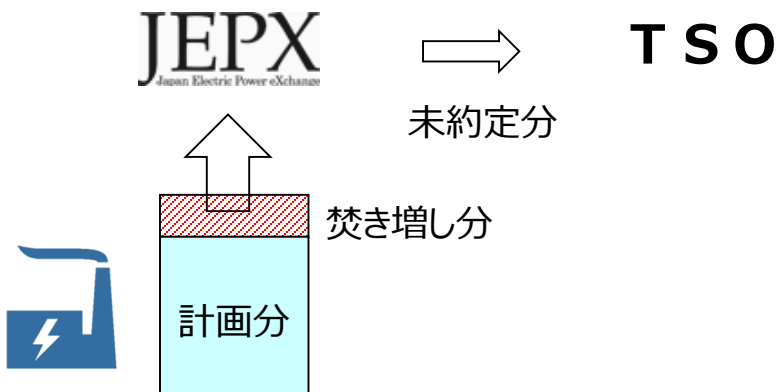
計 約5,600万kWh

※ 1月12日については、送電会社による送電可能時間帯の制約が多く、空容量が大きい他の時間帯での融通調整が困難な状況であったことから、受電会社の日量を充足するよう運用容量を拡大(日量では空容量に余裕があるものの、運用容量の拡大が必要となったもの)

- LNGのkWh不足による供給力不足対策として、広域機関より非調整電源を保有する発電事業者及び小売電気事業者に対して、電気事業法第28条の44第一項第5号および業務規程第111条第一項第5号の規定に基づく指示(需給を改善するための指示)を发出了しました。
- なお、本指示は、市場に売入札することを依頼し、ひっ迫エリアにおいては、未約定分をTSOへ調整力として送電するように指示しました。

＜発電・小売電気事業者への指示＞

- ・広域機関の業務規程に基づき、発電・小売事業者たる会員に対して、保有する発電設備を連続運転等を要請するものです
- ・JEPX会員は市場への売電を基本とし、JEPX会員以外は所管の一般送配電事業者への売電を指示しました。



※ひっ迫エリア以外のエリアの非調整電源保有者に対しては、JEPX市場応札を指示しており、ひっ迫エリアの増出力分実績から事務局にて推計しました。

- 今冬の需給ひっ迫が、広域的かつLNG燃料不足によるものであり、また厳寒による需要増はしばらく継続すると考えられたことから、全ての一般送配電事業者に対して、供給電圧調整の実施を依頼し、需給バランスを改善しました。

＜一般送配電事業者への供給電圧調整の実施依頼＞

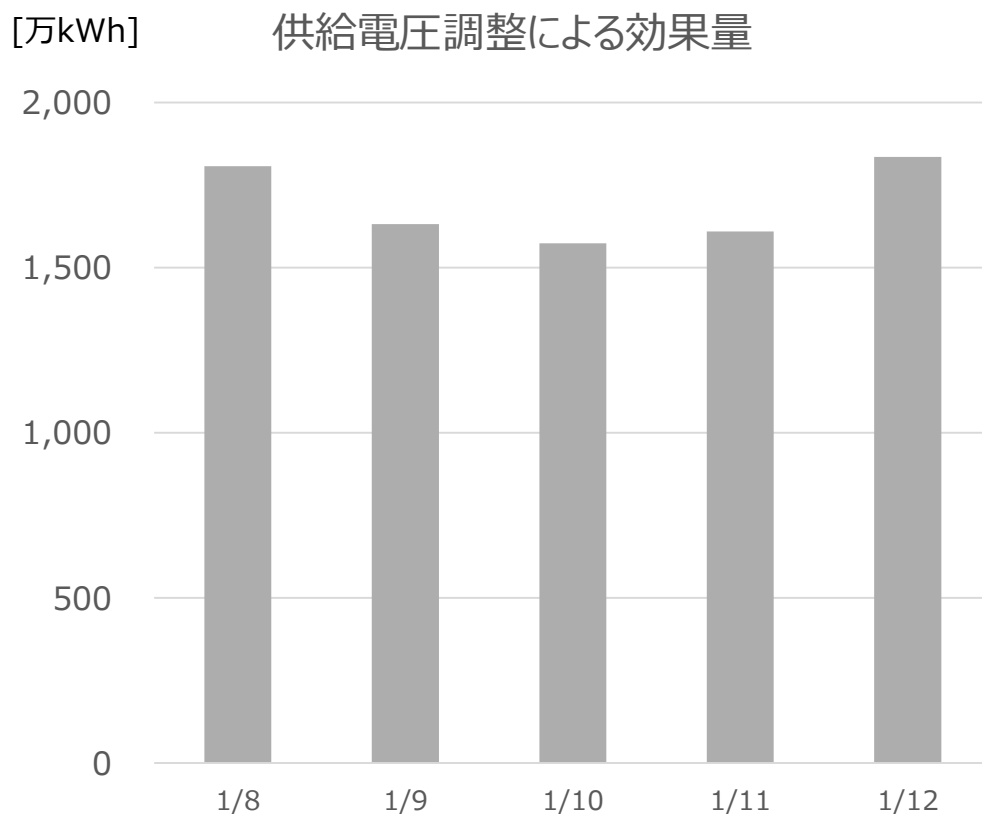
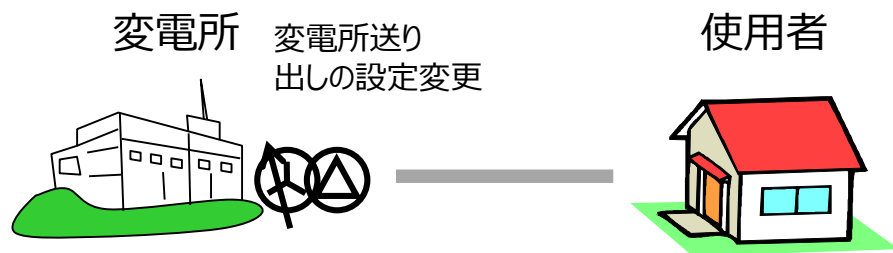
- ・需給ひっ迫時の運用対策として、事前に一般送配電事業者と広域機関で議論してきたことを踏まえ、一般送配電事業者へ実施依頼しました。

【一般送配電事業者-広域機関で議論してきたこと】

- 供給電圧調整は、需給ひっ迫時の方策として有効であり、停電量を少なくするための手段の一つとすること。

- 実施時は、変電所送り出し電圧を監視することで法令の範囲内で電気の利用者への影響に配慮。

計画停電を回避するための手段であることから一時的に電圧逸脱が発生しても、直ちに電事法における電圧維持義務違反に問われるものではない、という経産省の見解を共有。



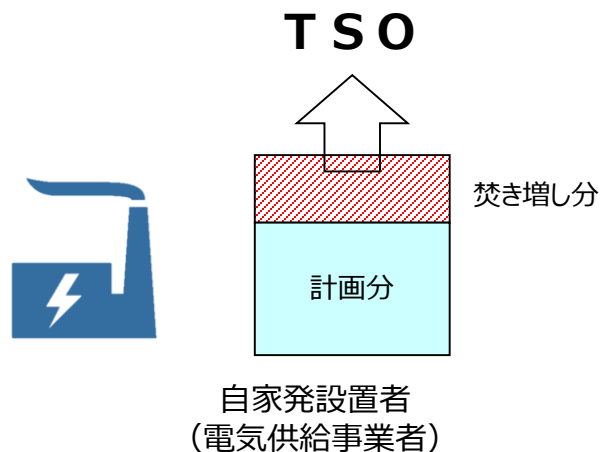
※供給電圧調整要請は1/6～1/22において実施しました

- 全ての一般送配電事業者から所管エリアの自家発電事業者に対して、発電余力の焚き増しを要請し、供給力増加により需給バランスを改善しました。

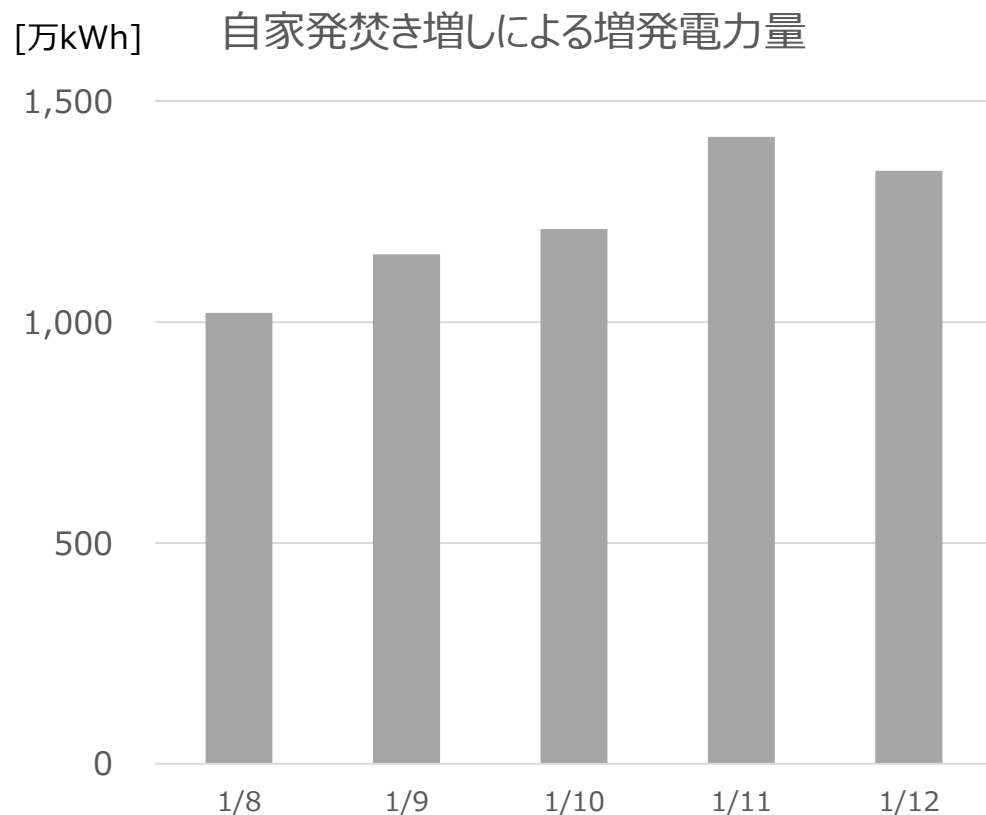
<一般送配電事業者による 自家発電事業者への焚き増しの依頼>

- ・一般送配電事業者から特定自家発電設置者も含む自家発電保有事業者*に対して、供給力を増加させる目的で発電計画以上の出力を上げることを依頼しました。

*電気供給事業者（電気事業者、非電気事業者を含む事業者の総称）



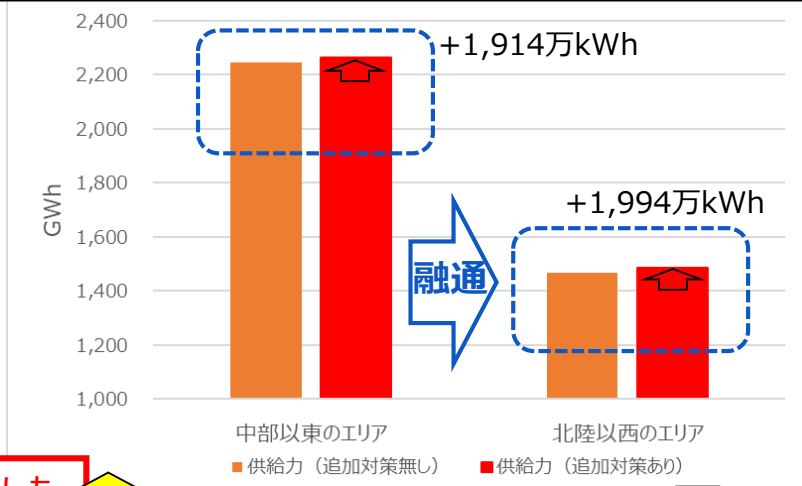
※自家発電焚き増し要請は1/6～1/25において実施しました



需給ひっ迫対応の効果（追加供給力対策の効果） ～1月8日(金)のkWh実績からの評価～

<効果> 最大約4,000万kWh/日の供給力増加、停電回避

追加供給力対策及びkWh融通を実施したことで、火力機の燃料を節約すると共に、翌日以降の周波数低下、また、北陸・中国エリアにおける日電力量不足を解消し停電回避に寄与しました。



中国・北陸エリアにて供給力不足が発生しました

kWh融通も実施しました

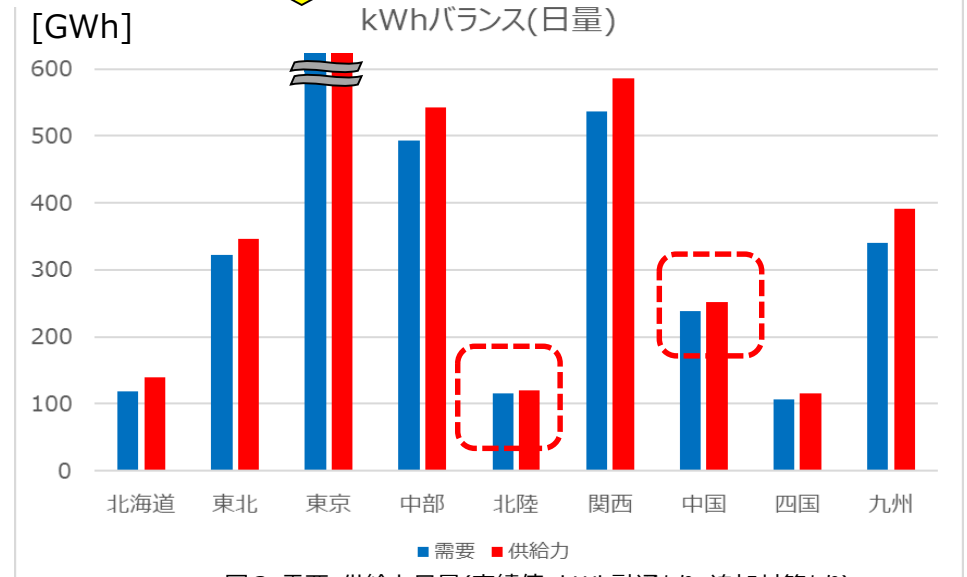
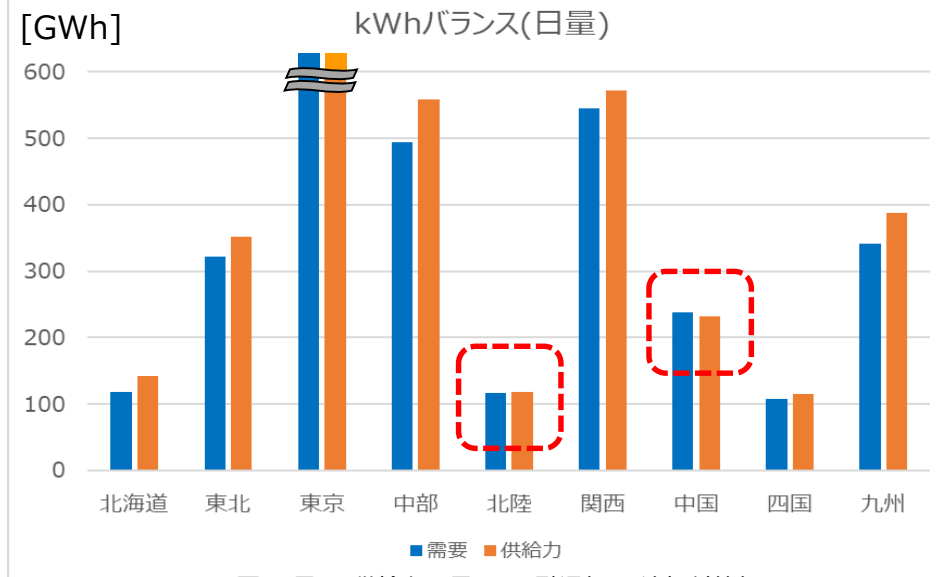


図1. 需要・供給力日量(kWh融通無し、追加対策無し)

図3. 需要・供給力日量(実績値、kWh融通あり、追加対策あり)

時系列

- 12月15日 関西ひっ迫 (1,434万kWh)
- 12月16日 中部、関西ひっ迫 (951万kWh)
- 12月26日 前日スポット取引市場売り札減少 (10~11億kWh ⇒ 8~9億kWh)
- 12月27日 関西ひっ迫 (1,762万kWh)
- 12月28日 関西ひっ迫 (1,931万kWh)
- 1月 3日 東京ひっ迫 (1,251万kWh)
- 1月 4日 東京ひっ迫 (1,098万kWh)
- 1月 5日 関西ひっ迫 (70万kWh)
- 1月 6日 広域機関非対本部設置、
東北、関西ひっ迫 (449万kWh)
- 1月 7日 東京、北陸、関西、中国、四国ひっ迫 (1,069万kWh)

ひっ迫エリア複数同時発生
ひっ迫エリア大幅拡大

- 1月 8日 東京、北陸、関西、中国、九州ひっ迫 (3,505万kWh)
- 1月 9日 関西、中国、九州 ひっ迫 (2,600万kWh)
- 1月10日 関西、九州 ひっ迫 (2,317万kWh)
- 1月11日 関西ひっ迫 (2,544万kWh)
- 1月12日 関西、中国、四国ひっ迫 (2,171万kWh)
- 1月13日 関西、中国、四国、九州ひっ迫 (4,533万kWh)
- 1月14日 関西ひっ迫 (1,289万kWh)
- 1月15日 北陸、関西、中国、四国ひっ迫 (1,193万kWh)
- 1月16日 北陸、四国ひっ迫 (580万kWh)
- 1月17日 ひっ迫融通指示0件

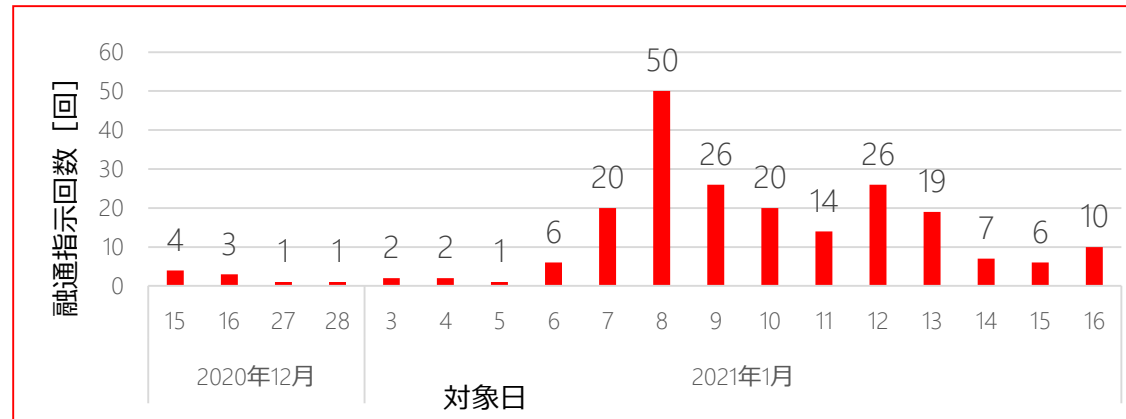
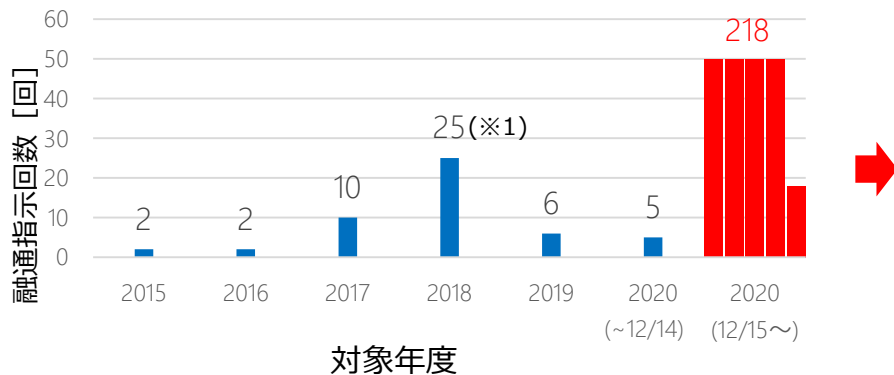
需給状況悪化に伴う
発電に関する指示

中部関西間連系線の
運用容量拡大

融通指示 電力量最大

ひっ迫融通量が減少傾向

~1/26



※1 2018年度の融通指示のうち16回は北海道胆振東部地震関係のものです

- 夏季ピーク、冬季ピークに向けて行う需給検証において、kWh(特に燃料確保)については、各事業者の燃料市場や電力卸売市場に対する売買戦略や、燃料在庫状況に基づき適切に確保されるものとの前提に立ち、「設備量の点でピーク期に需給バランスが保たれているか」に重点を置き検証を行ってきました。

電力需給の検証手法

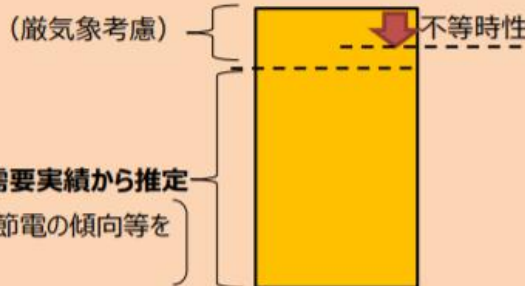
経済産業省 第28回電力・ガス基本政策小委員会（2020年10月30日） 資料8

- エリア別、月ごとに**厳気象を想定した最大需要（厳気象H1需要）**に対して、**連系線を考慮した上で、安定供給に最低限必要とされる予備率3%が確保**できるかどうかを検証。
- 2019年度夏季より、**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**も考慮している。

最大需要算定の考え方

過去10年の需要トレンドを基に、厳気象を想定した最大需要を算定し、最大需要発生の不等時性を考慮。

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



供給力算定の考え方

- ① エリア内で小売電気事業者、発電事業者が保有している供給力
 - ② 一般送配電事業者が確保している供給力
 - 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。

計画外停止率

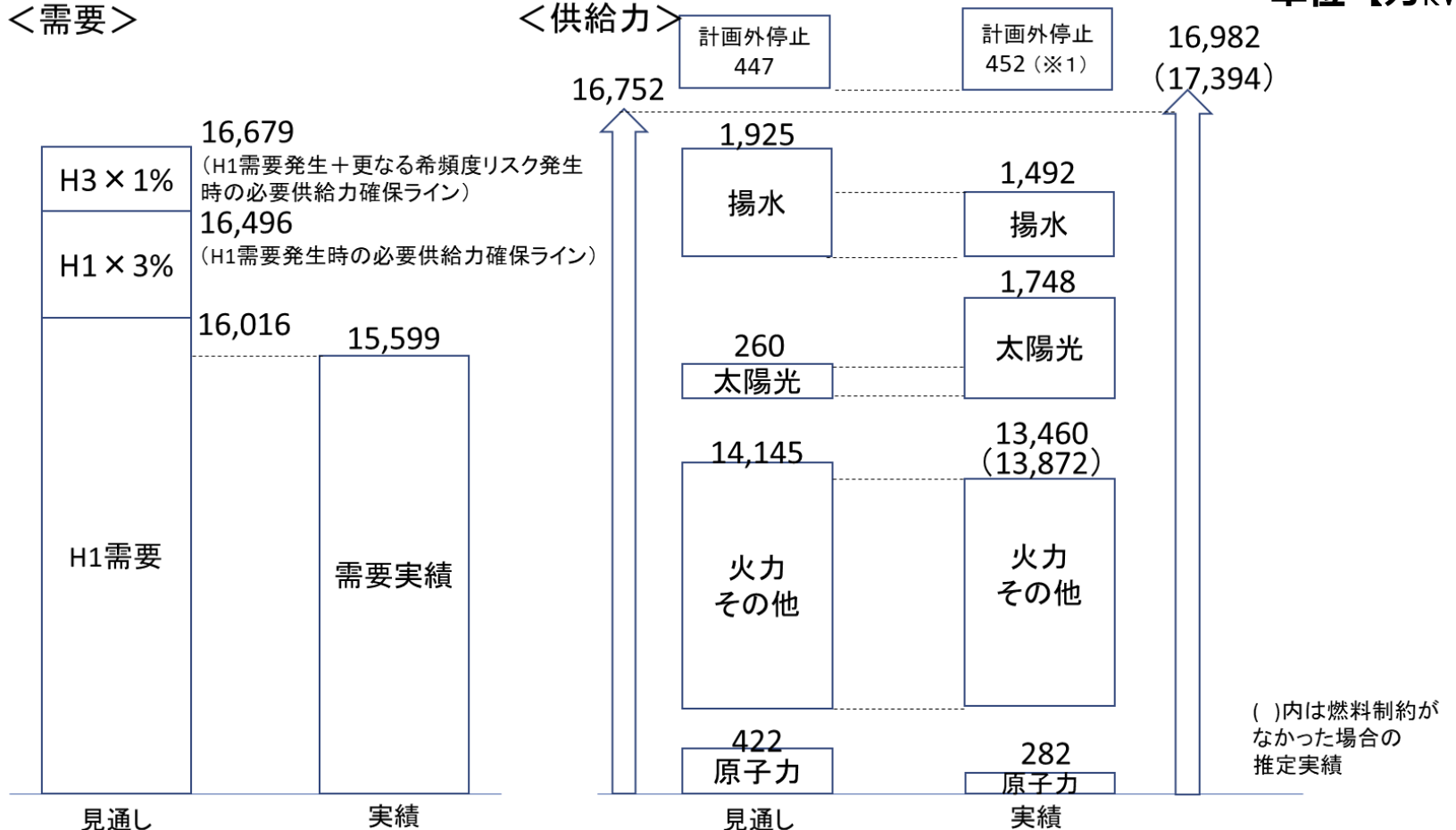
予備率
3%以上



■ 2020年10月に公表した電力需給検証における今冬の需給バランスと、今冬の最大需要発生時(2021/1/8 9～10時)の需給バランスを比較すると、kW不足は発生していなかったと考えられます。（全国計 予備率8.9%）

2021/2/9時点

単位【万kW】

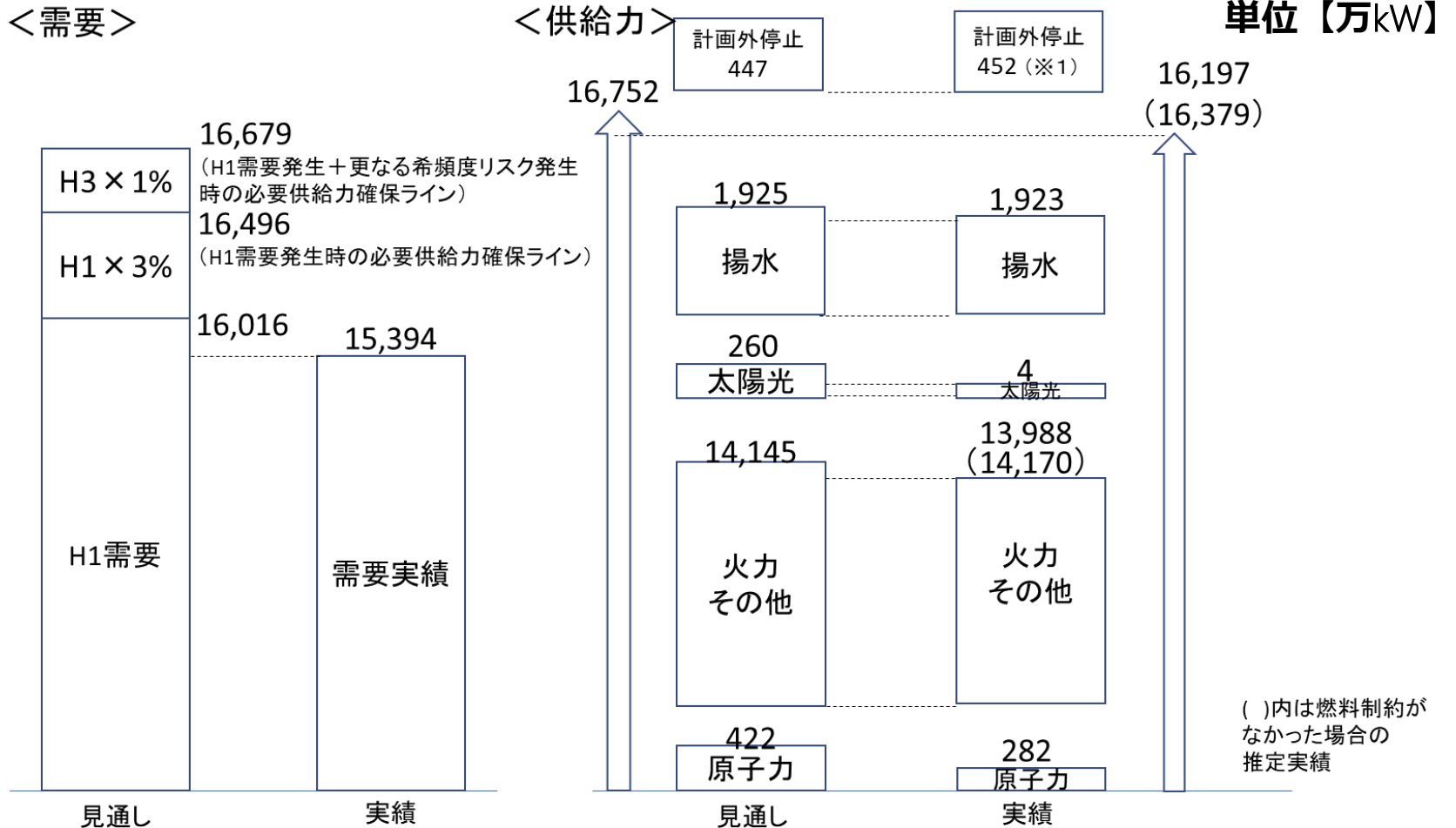


()内は燃料制約がなかった場合の推定実績

【実績に関する出典】 ※ 1：計画外停止（トラブル・点検による停止等） 実績：発電情報公開システム（HJKS）より事務局にて集約したものです。
 ※ 1以外：一般送配電事業者確認データ（速報値）に基づき事務局にて集約したものです。
 ※ 供給電圧調整による低減効果、自家発電き増しのお願い効果を含みます。

■ 今冬の最大需要発生日の最小予備率時（2021/1/8 17～18時）の需給バランスについても、kW不足は発生していません。（全国計 予備率5.2%）

2021/2/9時点



【実績に関する出典】 ※ 1：計画外停止（トラブル・点検による停止等）実績：発電情報公開システム（H J K S）より事務局にて集約したものです。
 ※ 1以外：一般送配電事業者確認データ（速報値）に基づき事務局にて集約したものです。
 ※ 供給電圧調整による低減効果、自家発電き増しのお願い効果を含みます。

【速報】2020年度冬季の電力需給実績の検証

：全国最大需要時の電力需給実績(1月8日 9～10時)

- 全国計の最大需要時（1月8日 9～10時）の需要15,599万kW、予備率8.9%でした。
- 同日で予備率が最小時間帯（17～18時）の中西6エリアの広域的な予備率試算数値は3.4%でした。

エリア	実績						厳寒H1想定 ^{※3}				
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	広域的な予備 率試算数値 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I) 【万kW】	予備率		
北海道	1月8日 (金)	9～10時 [17～18時]	522	605	15.9% [18.3%]	[14.5%]	541	566 (0)	4.7%		
東北			1,480	1,497	1.2% [1.4%]	[6.4%]	1,455	1,500 (26)	3.0%		
東京			4,813	5,606	16.5% [7.5%]		5,298	5,459 (70)	3.0%		
中部			2,409	2,558	6.2% [5.2%]	[3.4%]	2,353	2,480 (0)	5.4%		
北陸			527	539	2.3% [2.3%]		530	558 (0)	5.4%		
関西			2,545	2,644	3.9% [1.8%]	[3.4%]	2,555	2,692 (122)	5.4%		
中国			1,118	1,134	1.4% [1.4%]		1,097	1,156 (11)	5.4%		
四国			493	521	5.6% [2.3%]	[3.4%]	504	531 (12)	5.4%		
九州			1,591	1,726	8.5% [5.3%]		1,567	1,651 (50)	5.4%		
全国9エリア					15,498 [15,286]	16,831 [16,045]	8.6% [5.0%]		15,900	16,594 (291)	4.4%
沖縄					101	152	50.2% [40.3%]		116	158 (0)	35.5%
全国10エリア					15,599	16,983	8.9% [5.2%]		16,016	16,752 (291)	4.6%

※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示しています。
 ※2 需給停止をしていた火力は供給力に含まれていません。
 需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいいます。バランス停止、BSともいいます。（電気学会技術報告 第977号）
 ※3 前回の電力需給検証報告書（2020年10月）における2020年度冬季見通し。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。
 ※ 供給電圧調整による効果、自家発電増しのお願いの効果を含みます。

※ 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要があります。
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。
 ※ 現時点での速報値であるため数値は変わる可能性があります。

「今冬の需給ひっ迫対応を踏まえた今後の検討課題」

- 需給ひっ迫に至らないようにするための取り組み（防止）
- 需給ひっ迫リスクへの対応力を強化する取り組み（準備）
- ひっ迫に直面した場合のオペレーション（実行）

■ 今冬の需給ひっ迫を通じ経験したことからの気づきから下表中項目に示す課題の検討を進めてまいります。

資料 No.	今般の取り組みから 判明した事実と気づき	大項目	中項目 具体的な課題形成・対応（案）
P32- 35	平常時におけるkWhの一定のリスク評価は行っていたが、燃料調達環境等を加味したkWh面の踏み込んだ評価・確認が必要	需給ひっ迫に至らないようするための取り組み（防止）	電力需給のモニタリングの強化 ● 需給検証報告書の充実 当該時点におけるkWhバランス見込みとkWhバランス変動時等のリスク対応力（燃料確保状況等）を確認し、報告 ● 検証から需要期までのモニタリング 需給検証報告後の状況変化（例えば、燃料市況や気象予測変動等による電力需給変化）等について確認・情報発信
P8- 13	燃料追加調達には一定のリードタイムがあること等を踏まえ、需給変動リスクに対する燃料確保面の検討が必要	需給ひっ迫リスクへの対応力を強化する取り組み（準備）	● フロー面（ <u>平時のLNG取引を通じた取り組み等</u> ） ● <u>ストック面（リスク対応用として予め在庫を確保する取り組みなど（目標設定要否等））</u>
P17	燃料制約による需給ひっ迫(不足インバランス増加)に対して電源Ⅰ・Ⅰ'・Ⅱの調整力が十分でなかったこと		● <u>一般送配電事業者が需給ひっ迫時に対応するための供給力の整理・検討</u> （例えば、電源Ⅰ'の拡充、容量市場・卸電力市場との関係など）
P24	今般の需給ひっ迫時のkWh融通指示に係る業務フロー等が未整備であったこと	ひっ迫時に直面した場合のオペレーション（実行）	● <u>需給ひっ迫時のkWh融通において試行錯誤とならないための業務プロセスの確立</u> ● 燃料制約を踏まえ、さらに踏み込んだkWh融通余力把握の在り方 ● 広域的な需給ひっ迫対応に係る検討課題の整理（でんき予報等）