

今般の電力の市場価格高騰事象における市場への 入札量等に係る報告について

2021年2月25日

九州電力株式会社

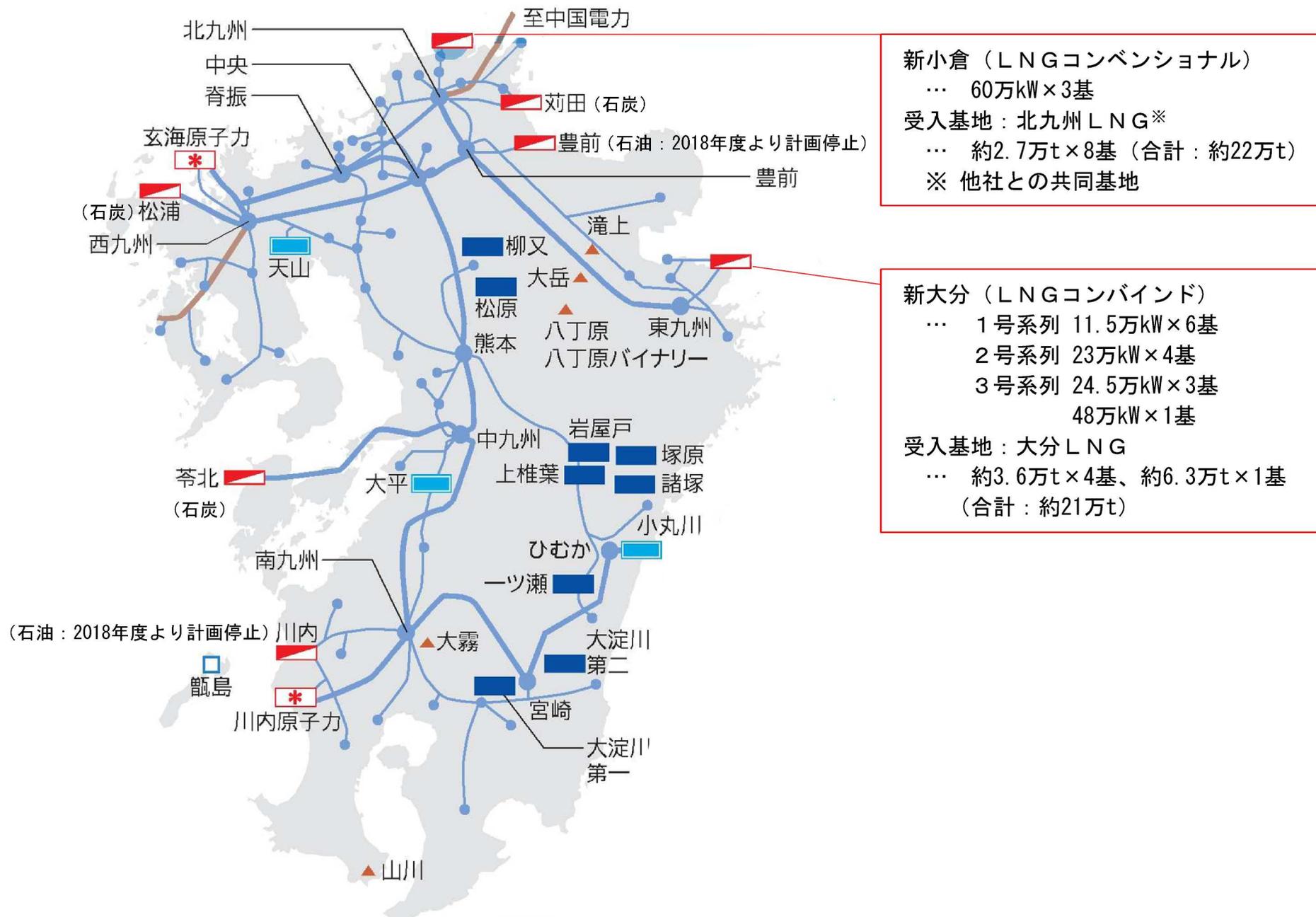
〔今冬に発生した事象〕

- 12月中旬以降の寒波による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量が想定以上に増加したため、12/26（土）よりLNG火力の燃料制約を実施しました。
- また、12/29（火）の自社石炭火力（松浦2号）トラブルに伴う出力抑制（100万kW → 50万kW）、年明けからの厳しい寒波に加え、1/7（木）の他社石炭火力（松島2号）トラブル停止などにより、LNGの消費量が更に増加しました。

〔当社の取り組み〕

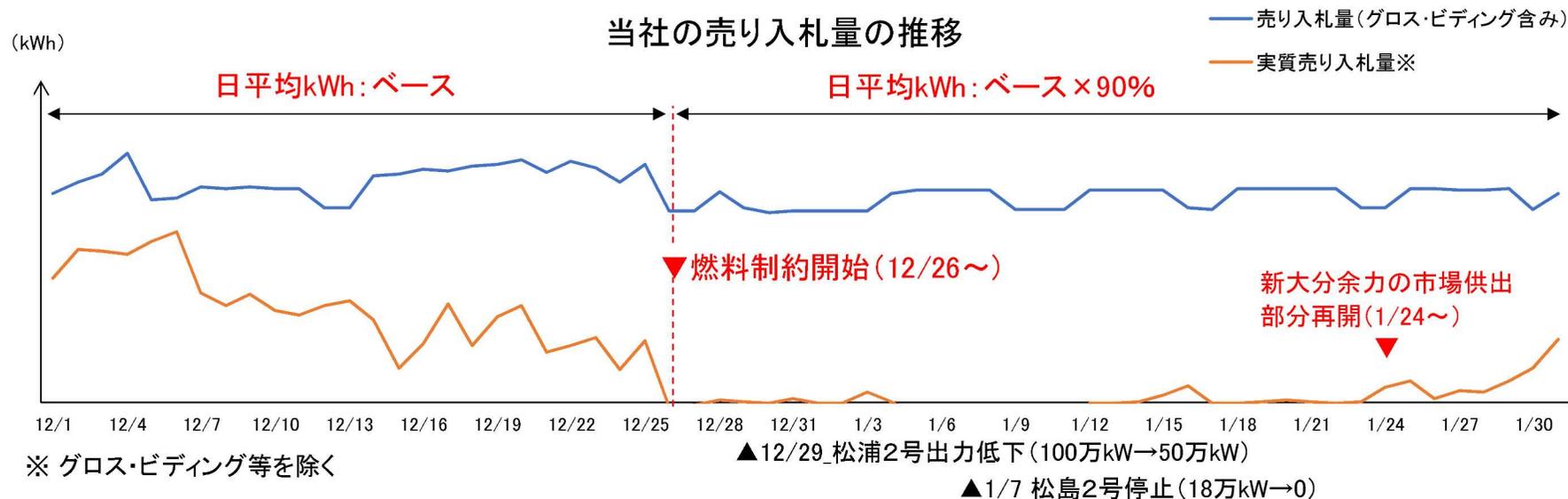
- 今冬に発生した事象に対し、
 - 供給余力がある断面においては、市場へ供出を行う一方で、供給力が厳しい断面では、小売事業者としての供給力確保義務の観点からの市場調達を行うなど、適切に市場取引を実施しました。
 - 需要については、季節や天候等を考慮した当社の知見に基づく予測手法により想定しました。
 - 燃料については、燃料消費計画、タンク在庫量を踏まえながら、制約量を最小限とする運用を実施しました。
 - グロス・ビディングについては、継続的に実施しました。

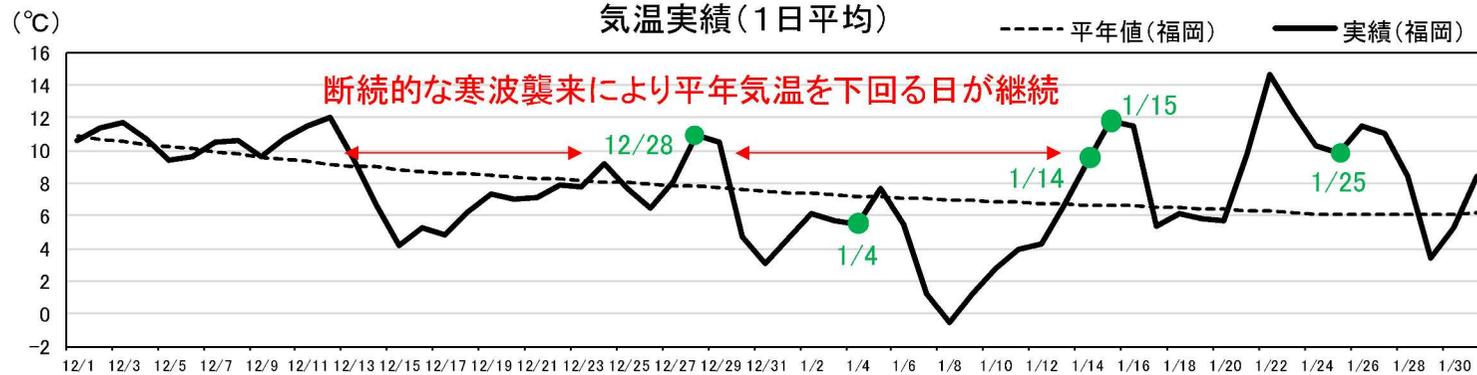
当社の主な発電設備



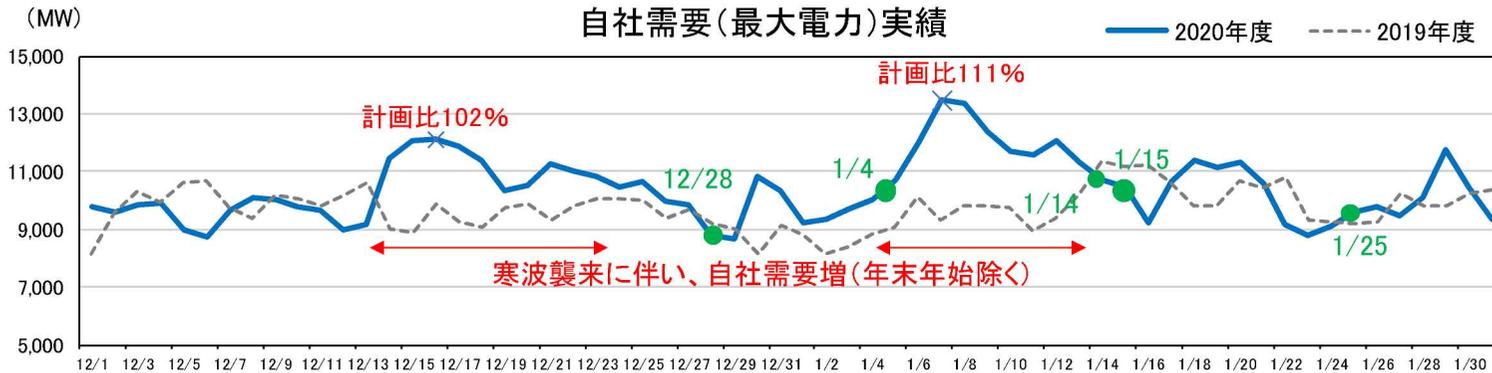
Q 1 12月後半以降、売入札量が減った場合の理由は何か。

- 12月中旬以降の寒波による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNGの消費量が想定以上に増加したため、12/26よりLNG火力の燃料制約を実施しました。
- また、12/29の松浦2号トラブルに伴う出力抑制、年明けからの厳しい寒波に加え、1/7の松島2号トラブル停止などにより、LNGの消費量が更に増加し、低在庫となったことから発電余力がなくなり、売り入札が減少しました。
- 売り入札の減少は、燃料制約を行った1月末まで継続しました。

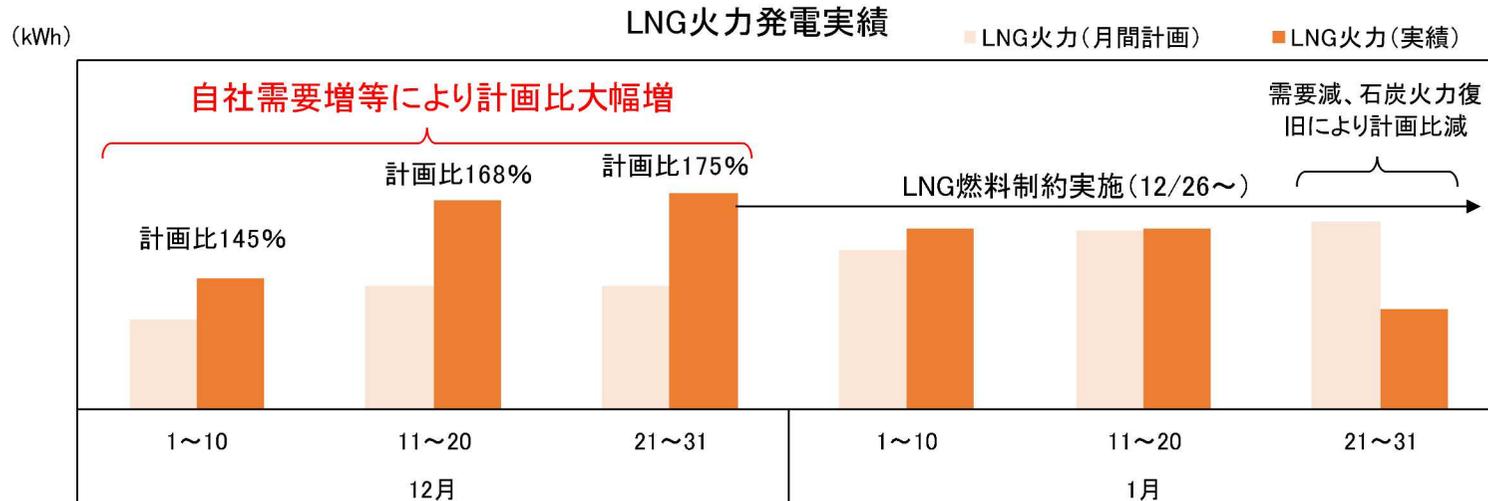




- 11月末に策定した燃料消費計画は平温ベースで想定
- 12月中旬以降、寒波襲来により平年値を大幅に下回る日が続出



- 自社需要は11月末の計画値より大幅に増加
- [最大電力計画比(厳寒)]
 - ・12月中旬: 102%
 - ・1月上旬: 111%
- [電力量計画比]P6参照
 - ・12月中旬～1月上旬: 107%

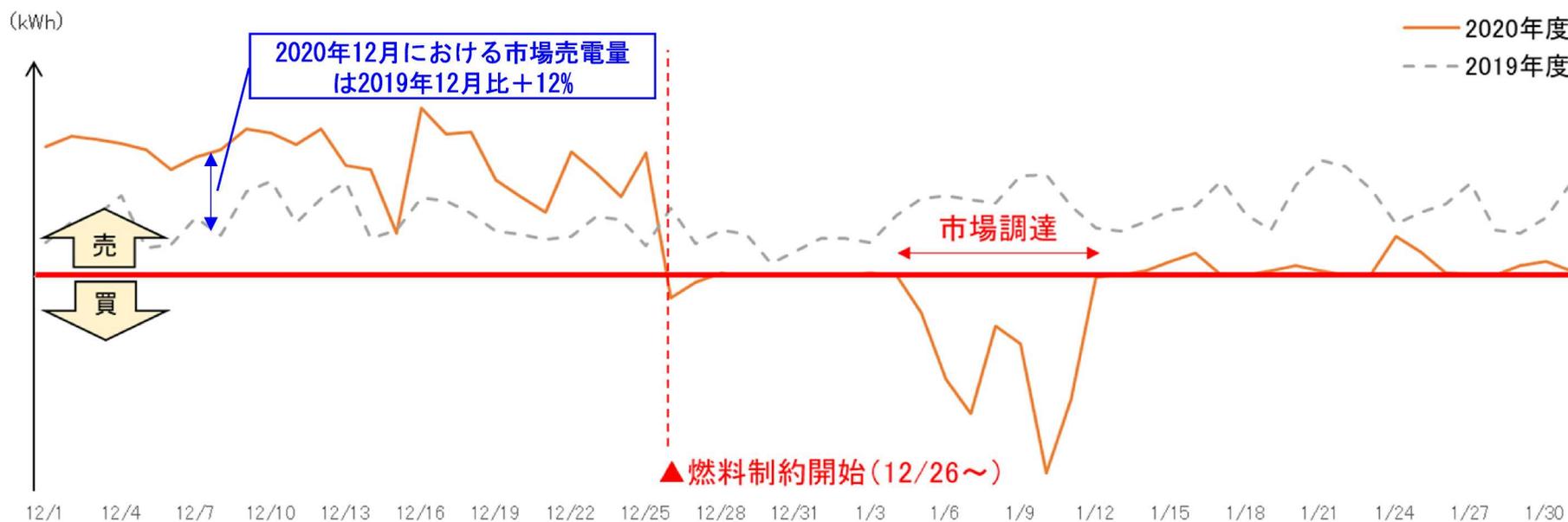


- 自社需要増、市場売電量増等により、12月にLNG火力の発電電力量が大幅に増加
- [最大月間計画比]
 - ・12月下旬: 175%
- 12/26よりLNGの燃料制約実施(P13以降参照)

Q2 12月後半以降、買い約定量が増えている（売入札量を上回っている等）
場合の理由は何か。

- 特に、年明けからの厳しい寒波に加え、石炭火力のトラブル停止などが重なったため、供給力が不足する断面においては、小売電気事業者としての供給力確保義務の観点から、市場調達を実施しました。

当社の約定量※の推移



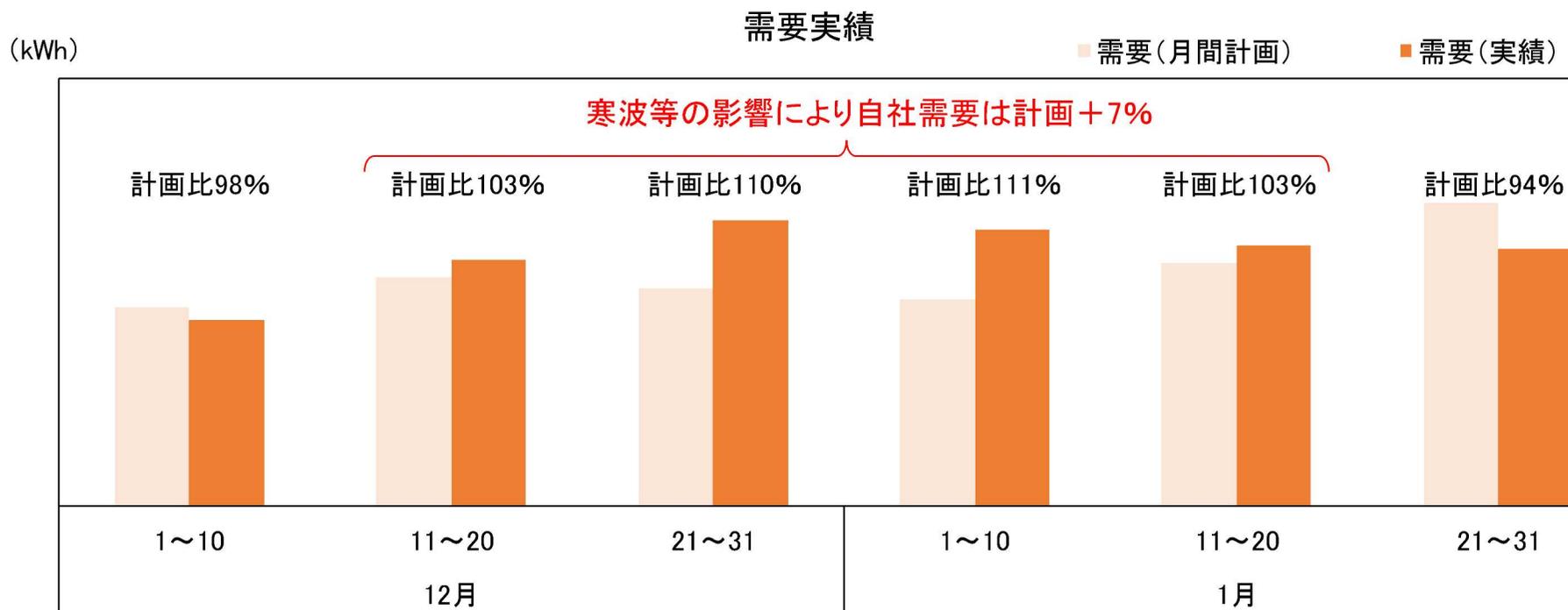
▲12/29_松浦2号出力低下(100万kW→50万kW)

※ グロス・ビディング等を除く

▲1/7_松島2号停止(18万kW→0)

Q3 12月後半以降、自社需要が増えた場合の理由は何か。

- 12月中旬以降の寒波等の影響により、12月中旬～1月中旬における自社需要（kWhベース）は、計画比+7%の増加となりました。
- なお、12月における市場売電量（kWhベース）は、昨年実績比+12%の増加となりました。



Q 4 自社需要想定をどのように見積もっているか。実績との乖離が大きかった日について、理由は何か（特定日について具体的に）。

<需要想定のお考え方>

最新の気象予報を取得（前日 5 時）



ベースとなる過去実績の類似日を選定



午前や午後など、代表的なコマの需要実績を気温補正し、想定

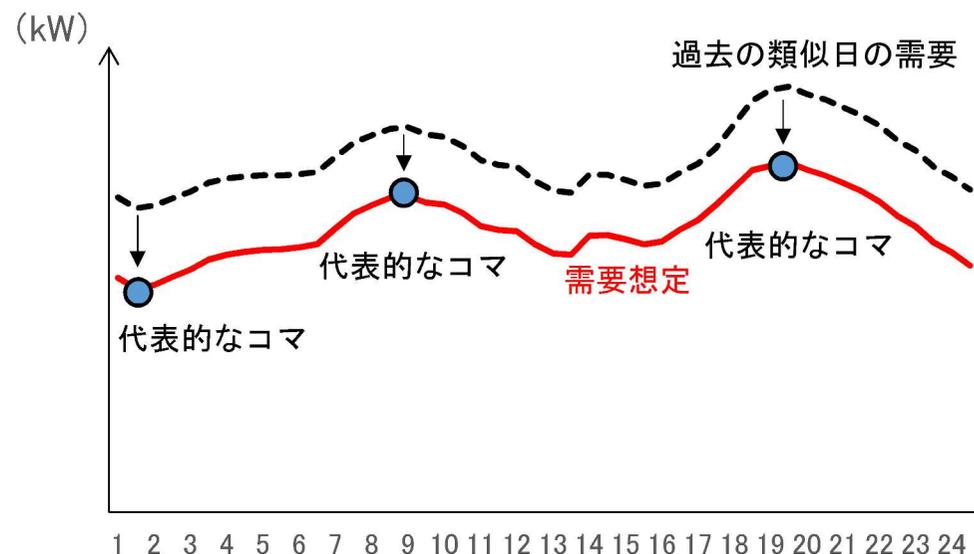


1日の48コマの想定は、過去の類似日の需要カーブを用いて、代表的なコマの需要想定値に合わせることで想定

季節や天候、曜日、日射量など
気象予報を基に過去の類似日を選定

午前や午後の予報気温と類似日の
気温実績の気温差を補正

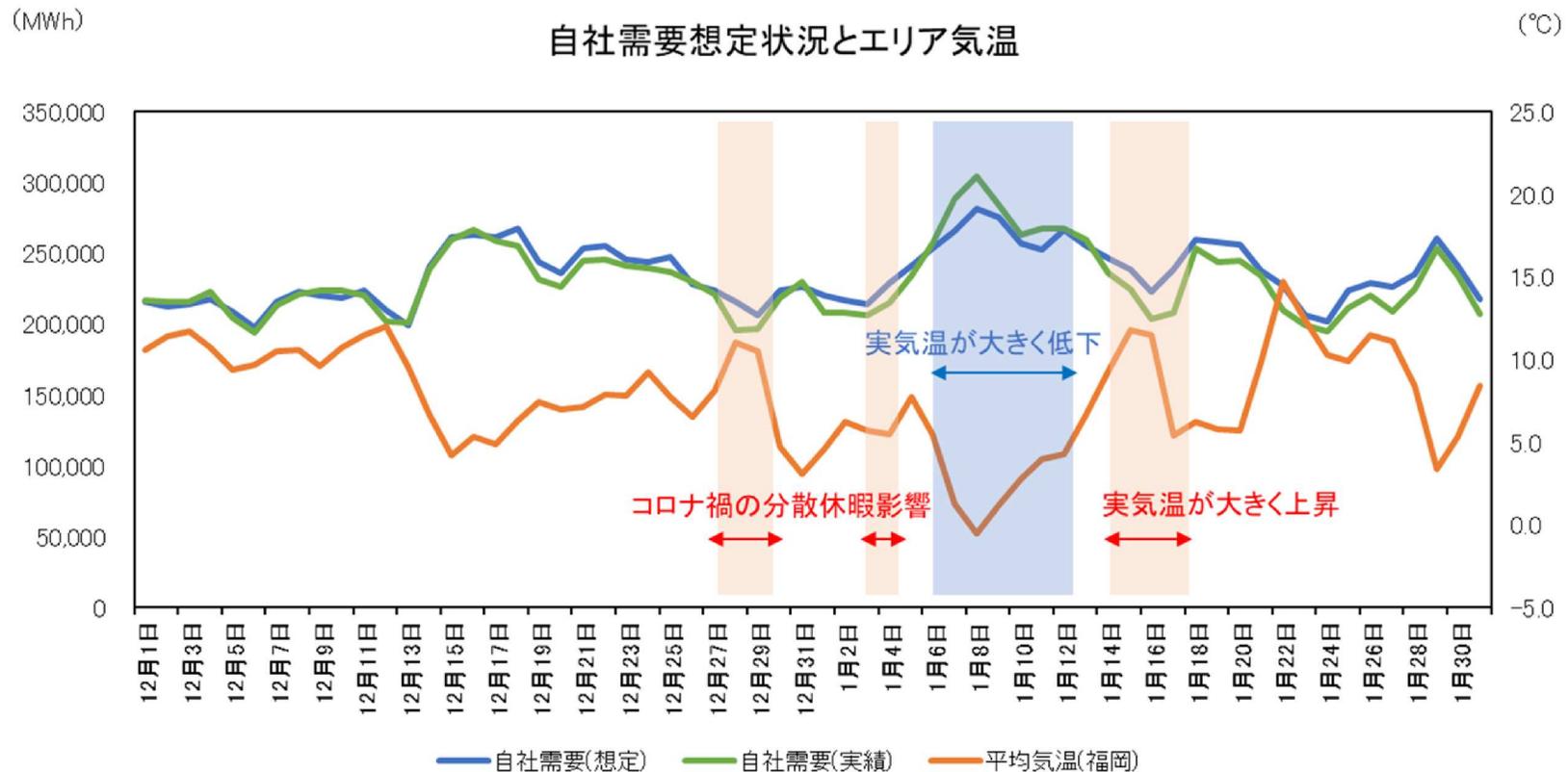
〔需要想定イメージ〕



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

Q 4 自社需要想定をどのように見積もっているか。実績との乖離が大きかった日について、理由は何か（特定日について具体的に）。

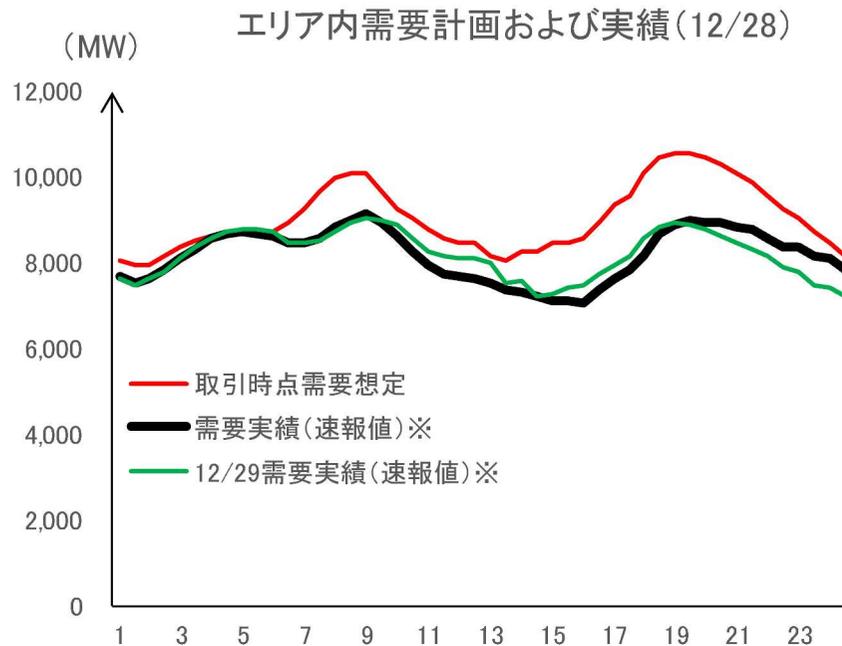
- 需要実績は、当日の気温や天候の予報値からの変動や、需要家の経済行動の変化によって、想定値から乖離することがあります。
- 特に、今冬においては、気温が大きく変化したことおよび、コロナ禍に伴う年末年始分散休暇等の経済行動の変化や気温による需要変動量（気温感応度）の変化もあり、想定に対して実績が大きく乖離する状況が発生しました。



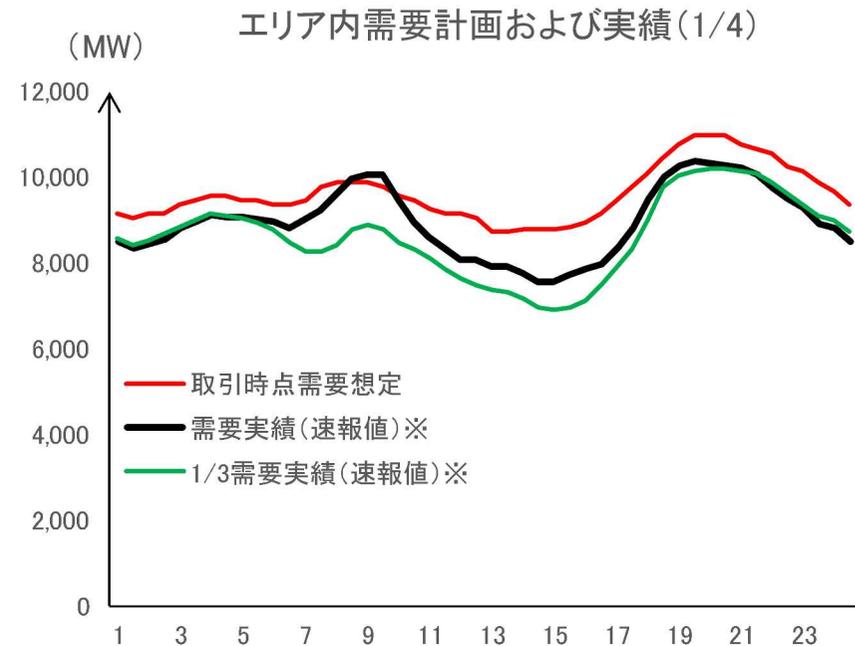
Q 4 自社需要想定をどのように見積もっているか。実績との乖離が大きかった日について、理由は何か（特定日について具体的に）。

<2020年12月28日(月)>

- 想定は、年末年始の影響を考慮し、最大需要は前日(日曜)と同程度としました。
- 実績の気温は想定と同程度でしたが、需要は大きく低下しました。
- 12/28の需要実績は、年末年始休暇である12/29相当であったため、今年度の新型コロナによる休日増や分散休暇が影響したものと推定しております。
(2021年1月4日(月)も1/3(日)相当の需要実績)



※ 他社インバランス補給分を含む値

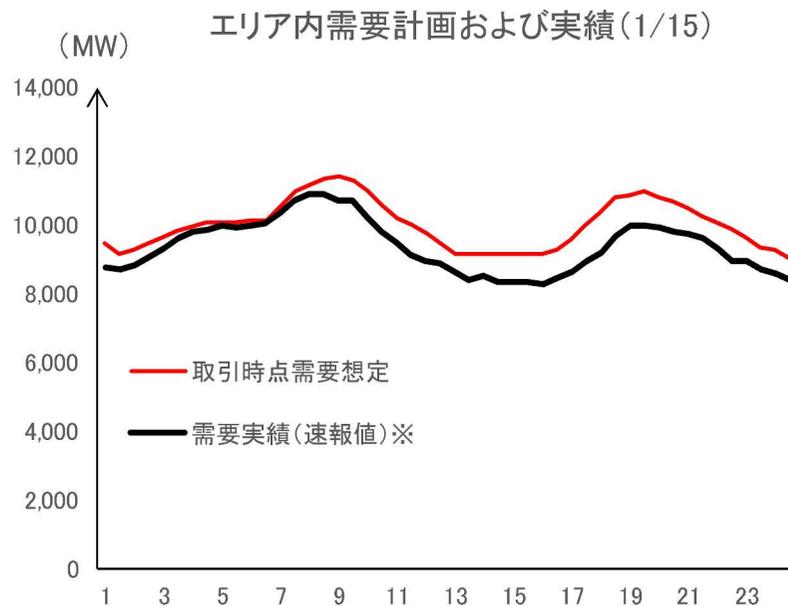


※ 他社インバランス補給分を含む値

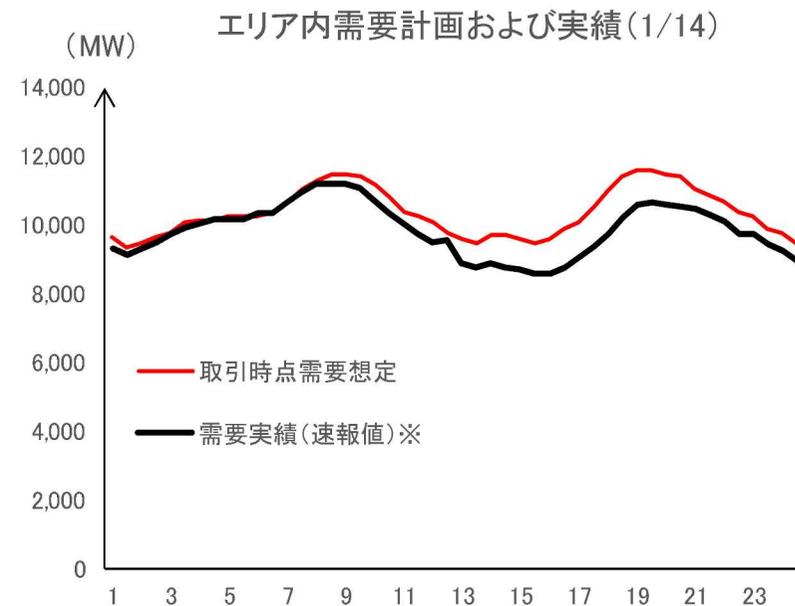
Q 4 自社需要想定をどのように見積もっているか。実績との乖離が大きかった日について、理由は何か（特定日について具体的に）。

<2021年1月15日(金)>

- 想定は、過去実績の類似日から気温補正により想定しました。
- 実績の気温が想定よりも高かったことありますが、それ以上に需要は大きく低下しました。
- 至近の需要実績を再評価した結果、気温感応度が昨年度までの実績よりも大きい傾向にあったことが判明しました。（再評価結果を踏まえて補正した想定値は実績相当となりました）
(2021年1月14日(木)も同様の傾向)



※ 他社インバランス補給分を含む値

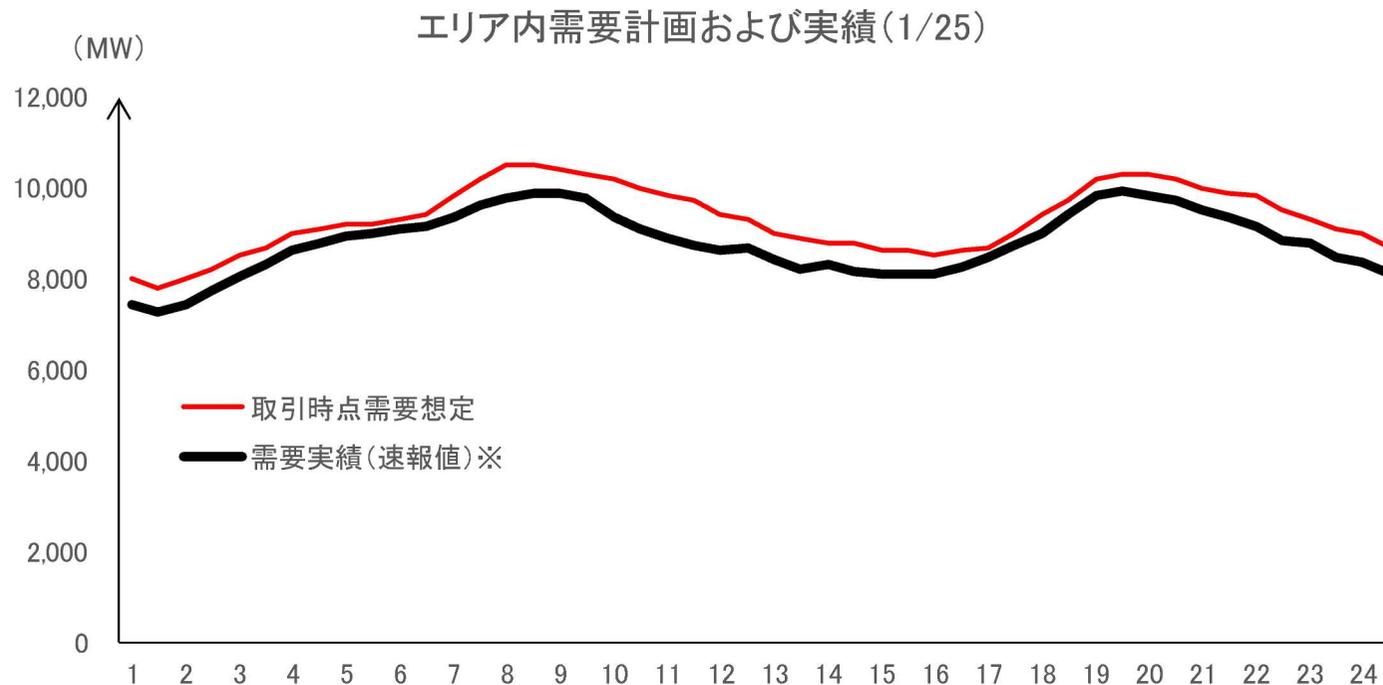


※ 他社インバランス補給分を含む値

Q 4 自社需要想定をどのように見積もっているか。実績との乖離が大きかった日について、理由は何か（特定日について具体的に）。

<2021年1月25日(月)>

- 想定は、直近で同程度の気温実績であった前々週を基に気温補正を行いました。
- 実績の気温は想定と同程度でしたが、需要は低下しました。
- これは、1/20頃から平年気温に対して気温が高く推移し、需要の低い日が続いた影響によるものと考えております。



※ 他社インバランス補給分を含む値

＜参考：需要想定の諸元＞

		20/12/28	21/1/4	21/1/14	21/1/15	21/1/25
気温※1	予測	15.7℃	10.1℃	12.9℃	15.6℃	15.7℃
	実績	15.6℃	10.9℃	14.0℃	16.7℃	15.9℃
天候※2	予測	曇/曇/曇	曇/晴/曇	曇/晴/晴	曇/晴/晴	晴/晴/晴
	実績	晴/晴/晴	晴/晴/晴	晴/晴/晴	晴/晴/晴	晴/晴/晴
最大 需要	想定	10,500MW	10,900MW	11,500MW	10,900MW	10,300MW
	実績※3	9,002MW	10,367MW	10,667MW	9,994MW	9,916MW
選定した類似日		20/12/14	20/12/16	20/12/16	20/12/16	21/1/15
備考		年末年始 影響を考慮	年末年始 影響を考慮	—	—	—

※1 気温は福岡、熊本、鹿児島の日間の加重平均

※2 天候は福岡/熊本/鹿児島の日間の加重平均

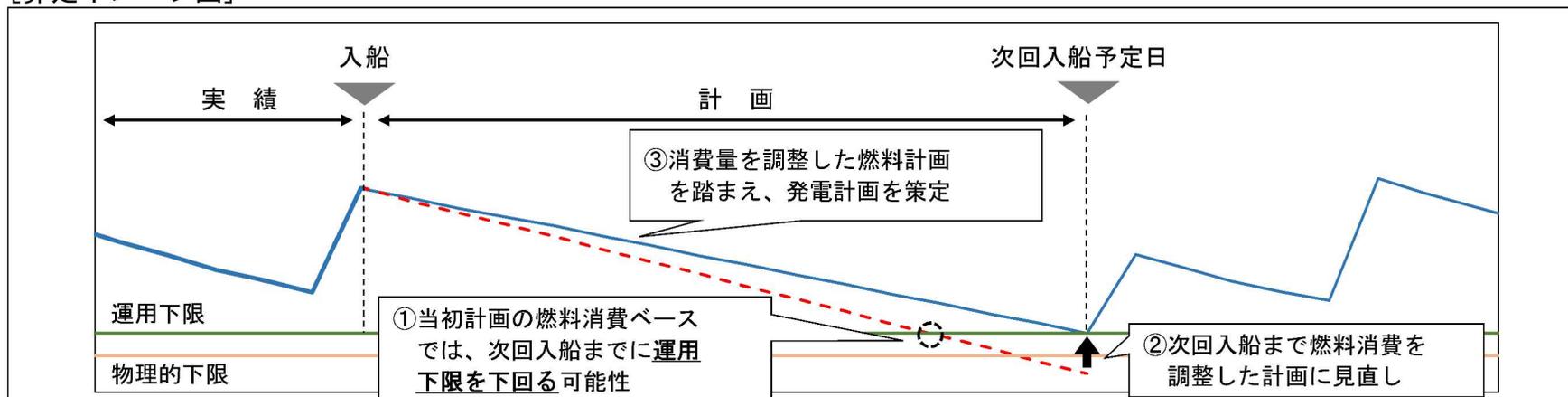
※3 他社インバランス補給分を含む値

Q 5 燃料制約について、具体的にどのような算定方法で設定したか。タンクの運用下限の設定について、どのようなリスクをどのように織り込んだか。また、期間中の運用について、運用下限を下回る範囲で運用をおこなったか否か、行った（行わなかった）場合にその理由は何か。

- 今冬の燃料消費計画は、従来どおり、11月末に最新の気象予報等を踏まえた翌3カ月間の需要計画（12月～2月）から翌3カ月分を策定しました。（各計画は毎月ローリング）
- その後、12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量が想定以上に増加したため、燃料制約について12月18日から検討し、24日に26日からの燃料制約の実施を決定しました。
- 燃料制約の要否及び制約量については、以下の手順で算定しました。
 - ①計画している燃料消費計画で次回入船までにタンクの運用下限値※を下回るか確認
 - ②タンクの運用下限値を下回る場合、次回入船まで運用下限を維持できる使用可能量を基に日々（平日、休日）の燃料消費量を配分し、燃料消費計画を見直し
 - ③燃料制約した燃料消費計画を踏まえ、日々の発電計画を策定

※今冬については、物理的下限を下回らない範囲で運用

[算定イメージ図]



- タンクの運用下限は、物理的下限に対して、入船日変動や使用量変動リスクとして、1.5~2日程度の消費量を考慮したタンクレベルを設定しています。
- 今冬においては、タンクの物理的下限を下回るおそれがあったことから、12/26に燃料制約を決定しました。
- 実態として、大分LNG基地においては、悪天候による入船遅れもあり、運用下限を下回る断面(1/12、17)が数日発生しました。また、北九州LNG基地においても、年始からの寒波襲来により消費量が増加し、運用下限を下回る断面(1/11~23)が継続的に発生する厳しい運用を行いました。

- 運用下限 … 入船日変動・使用量変動のリスクを考慮し、物理的下限に尤度を持った管理値として設定
- 物理的下限 … ポンプで安定的に払出ができなくなるタンクレベルとして設定

[運用下限及び物理的下限]

(万t)

	運用下限	物理的下限
大分LNG	3.2	2.0
北九州LNG※	4.5	2.5

※北九州LNGは他社との共同基地

[運用下限の算出根拠]

	理由
大分LNG	物理的下限2.0万t + 1.5日分消費量1.2万t
北九州LNG	物理的下限2.5万t + 2.0日分消費量2.0万t

北九州LNG基地は、入船時に潮流制約※があること、隣接製鉄所との共同港湾であることも考慮し、運用下限を設定
 ※満潮と干潮の間で一時的に流れが停止する時間のみ入航可

燃料タンク下限値とその算定根拠（通常時）

燃種	タンク名	ユニット名	物理的 下限	値の根拠	運用 下限	設定の根拠
L N G	大分 LNG 基地	<ul style="list-style-type: none"> ・新大分1号系列 ・新大分2号系列 ・新大分3号系列 ・新大分3-4軸 	2.0万t	<ul style="list-style-type: none"> ● ポンプ停止値(ポンプ吸込圧力を考慮した運転限界値) 1.2万t + 1日分消費量0.8万t (受入中消費を考慮) 	3.2万t	<ul style="list-style-type: none"> ● 物理的下限2.0万t + 入船日変動、使用量変動のリスク1.5日分1.2万t (最大消費量相当0.8万t[※] × 1.5日分) ※新大分282.5万kW × 利用率85%相当
L N G	北九州 LNG 基地	<ul style="list-style-type: none"> ・新小倉3号 ・新小倉4号 ・新小倉5号 	2.5万t	<ul style="list-style-type: none"> ● ポンプ警報値1.5万t + 1日分消費量1万t (受入中消費を考慮) <p>〔北九州基地は入船時に潮流制約あること、隣接製鉄所との共同港湾であることも考慮〕</p>	4.5万t	<ul style="list-style-type: none"> ● 物理的下限2.5万t + 入船日変動、使用量変動のリスク2日2.0万t (最大消費量相当1.0万t[※] × 2日分) ※新小倉180万kW × 利用率90%相当 + 他社の日消費量相当2~3千t

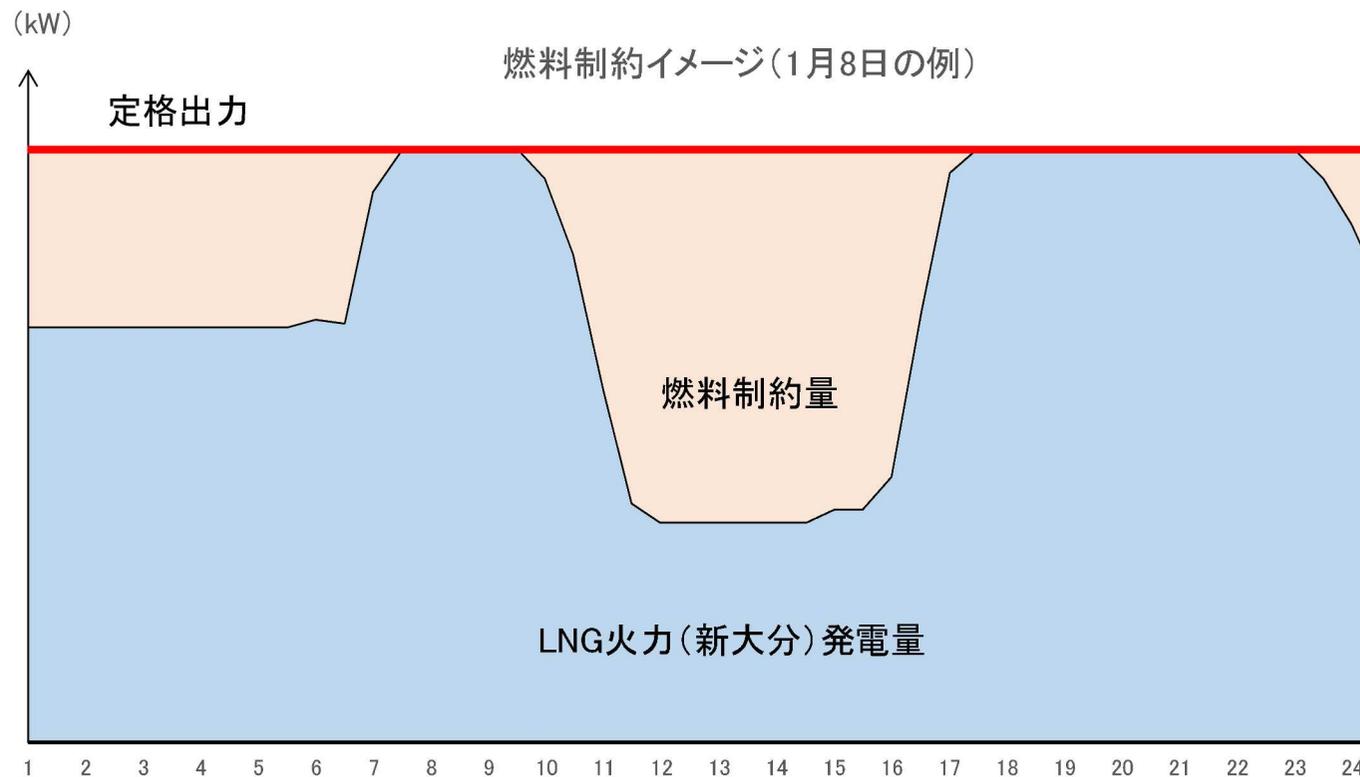
燃料タンク下限値とその算定根拠 (今冬において、通常の運用下限を下回った場合)

燃種	タンク名	運用下限 今冬値 (通常値)	今冬にお いて最も 低い液位 (月日)	下回った・下限 を引き下げた 期間	下回った・下限を 引き下げた理由	算定根拠	意思決定方法
L N G	大分 LNG 基地	2.0万t (3.2万t)	18,955t [※] (1/13)	・引下げ期間 (12/26~2/1) ・下回った期間 (1/12、1/17)	● 寒波による需要 増、石炭火カト ラブル等に伴い、 LNGの消費量が増 加し、通常のタ ンク運用下限を 大きく下回る状 況となったため。	● 入船日変動、使用量変動 のリスクを除外した下限 値で運用（消費量1.5日 分引き下げた水準）	● 当社の需給、燃料部門で協 議を実施し、引き下げ内容 についてLNG基地へ要請を 行い、双方合意のうえ決定
L N G	北九州 LNG 基地	2.5万t (4.5万t)	26,629t (1/16)	・引下げ期間 (12/26~2/6) ・下回った期間 (1/11~15、 1/19~23)	● 寒波による需要 増、石炭火カト ラブル等に伴い、 LNGの消費量が増 加し、通常のタ ンク運用下限を 大きく下回る状 況となったため。	● 入船日変動、使用量変動 のリスクを除外した下限 値で運用（消費量2.0日 分引き下げた水準）	● 当社の需給、燃料部門で協 議を実施し、引き下げ内容 についてLNG基地へ要請を行 い、共同基地利用者を含む 関係箇所合意のうえ決定 (共同基地利用者の事業活動 へ影響を与えないことが前 提)

※燃料受入中における時間単位の最低レベル

Q 6 燃料制約量の設定にあたり、市場への影響をどのように考慮したか。ピーク以外の時間帯で市場調達を行い、ピーク時間帯に市場への供出量を増やす運用を実施したか。

- コマ毎の制約量については、燃料の日消費可能数量に基づき、需要の高いピーク時間帯（平日の朝6～10時頃、夕方16～20時頃）に可能な限り、火力機の出力を最大とするなど、市場への影響を最小限とする対応を実施しました。



Q7 グロス・ビディングをどのような考え方でやっているか。一定期間とりやめている場合、その理由は何か。

- 自主的取り組みの目標である販売電力量の3割を達成するため、最大340万kWの売買入札を実施しています。
- 売りの入札価格はベース電源である石炭価格相当にて、買いの入札価格は限界費用相当で入札しています。
- また、グロス・ビディング売り入札量以上に供給余力がある場合は、限界費用相当で供給余力の売り入札を実施しています。
- なお、グロス・ビディング売り入札量に対し自社供給力が不足する断面では、自社需給バランス上必要な量について、確実に買戻せる価格にて買戻しを実施しています。全量買戻しても供給力が不足する場合は、追加で通常の買い入札を実施しています。

グロス・ビディング入札イメージ

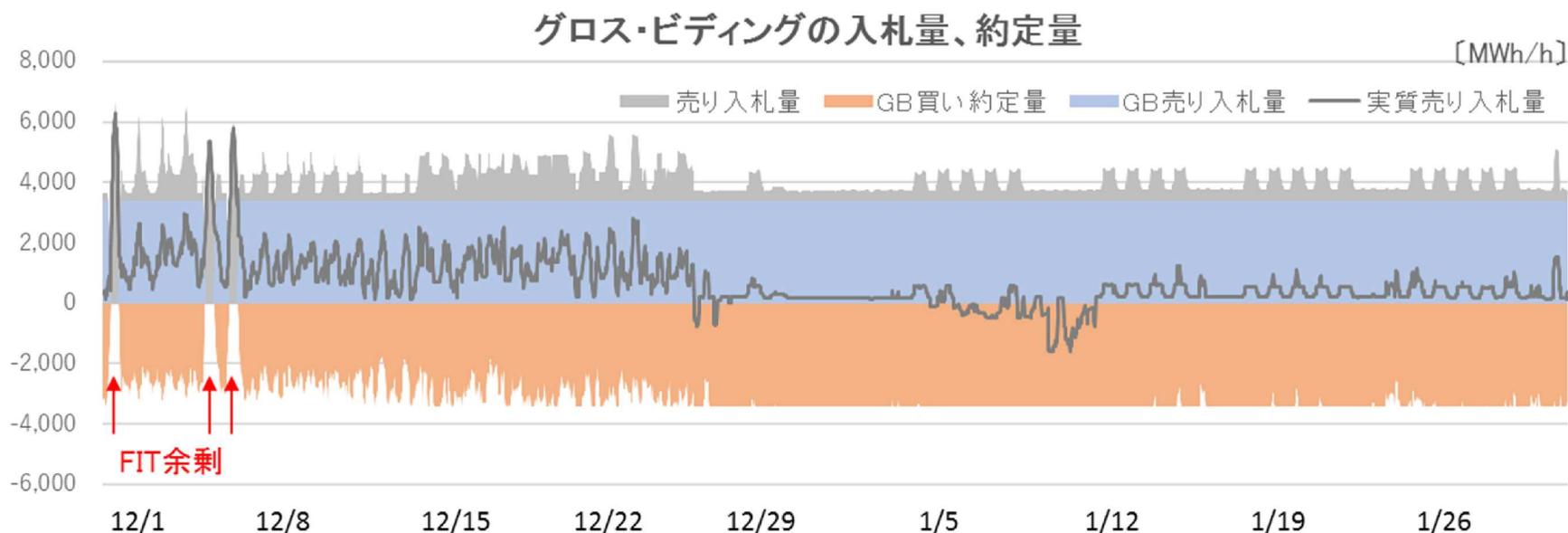
		<入札量>	<入札価格>
売	売り余力	グロス・ビディングを超えた余力分	限界費用相当
	グロス・ビディング	最大340万kW (販売電力量の3割程度)	石炭相当
買	グロス・ビディング	売りと同量	限界費用相当
	高値買戻し	自社需給バランス上必要な量	確実に買戻せる価格
	供給力不足	グロス・ビディング全量買戻し後の不足分	市況を踏まえた想定価格

販売電力量に占めるグロス・ビディングの割合(2020年度)



Q7 グロス・ビディングをどのような考え方でやっているか。一定期間とりやめている場合、その理由は何か。

- 今冬において、グロス・ビディングについては、継続的に実施しました。
 ※ 従来から、FIT(太陽光)余剰発生時は、グロス・ビディングの売り入札が約定せず自社供給力過多となる懸念があるためとりやめ
- 燃料制約実施前の12/26までは、グロス・ビディング売り入札分の一部を買戻すことにより、実質的な売り入札を行っておりました。
- 12/26以降は、グロス・ビディング売り入札分を全量買戻しており、それでも供給力不足となった1月上旬は、追加で通常の買い入札を実施し、供給力を確保しました。



今般の電力の市場価格高騰事象における市場への
入札量等に係る報告について
(別紙)

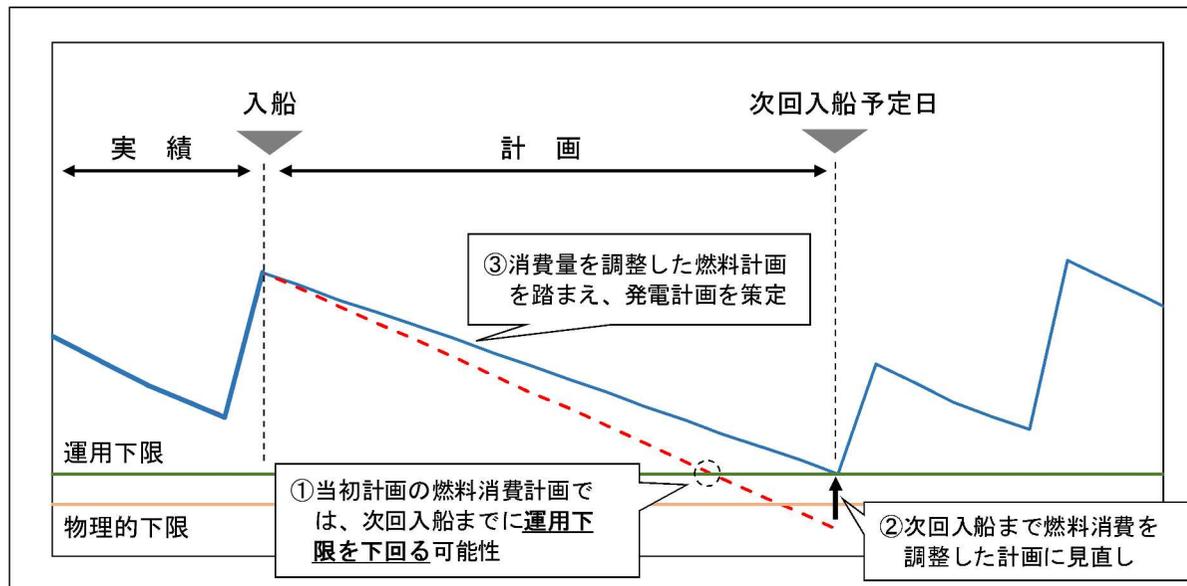
2021年2月25日

九州電力株式会社

1 燃料受払計画策定の基本的な考え方

- 今冬の燃料消費計画は、従来どおり、2020年11月末に最新の気象予報等を踏まえた翌3か月間の需要計画（12月～2月）から電力量バランスを策定後、その電力量を各ユニットの燃料消費率で換算し、燃料消費計画を想定
- 燃料消費計画は、毎月ローリングし、大型電源トラブルや需要計画と実績との乖離がある場合は計画の見直しを行い、あわせて配船計画へ反映
- なお、燃料消費計画及び配船計画を踏まえ、次回入船まで運用下限を下回る場合燃料消費量を調整した計画に見直し（燃料制約）
- 燃料制約を実施する場合、発電計画及び消費可能量をTSOと共有

[算定イメージ図]



[運用下限及び物理的下限] (万t)

	運用下限	物理的下限
大分LNG	3.2	2.0
北九州LNG※	4.5	2.5

※北九州LNGは他社との共同基地

[運用下限の算出根拠]

	理由
大分LNG	物理的下限2.0万t + 1.5日分消費量1.2万t※
北九州LNG	物理的下限2.5万t + 2.0日分消費量2.0万t※

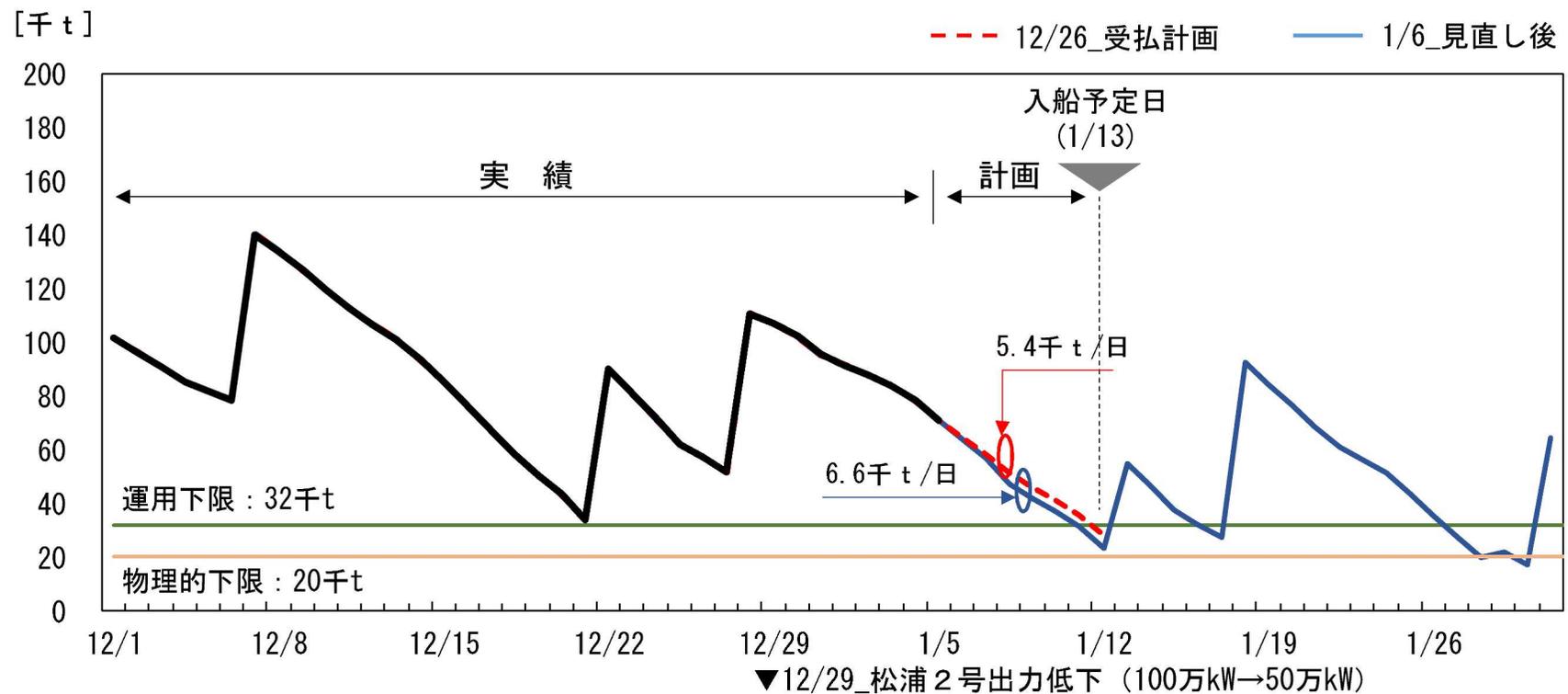
※入船日変動・使用量変動のリスク考慮

【情勢変化】

- 松浦2号トラブルによる供給力減 (▲50万kW、12/29～) [消費計画増↗]
- 年末の寒波による需要増で消費実績の増加 [消費計画減↘]

【見直し概要】

- 松浦2号トラブルを踏まえ、物理的下限を下回らない範囲で消費計画を上積み

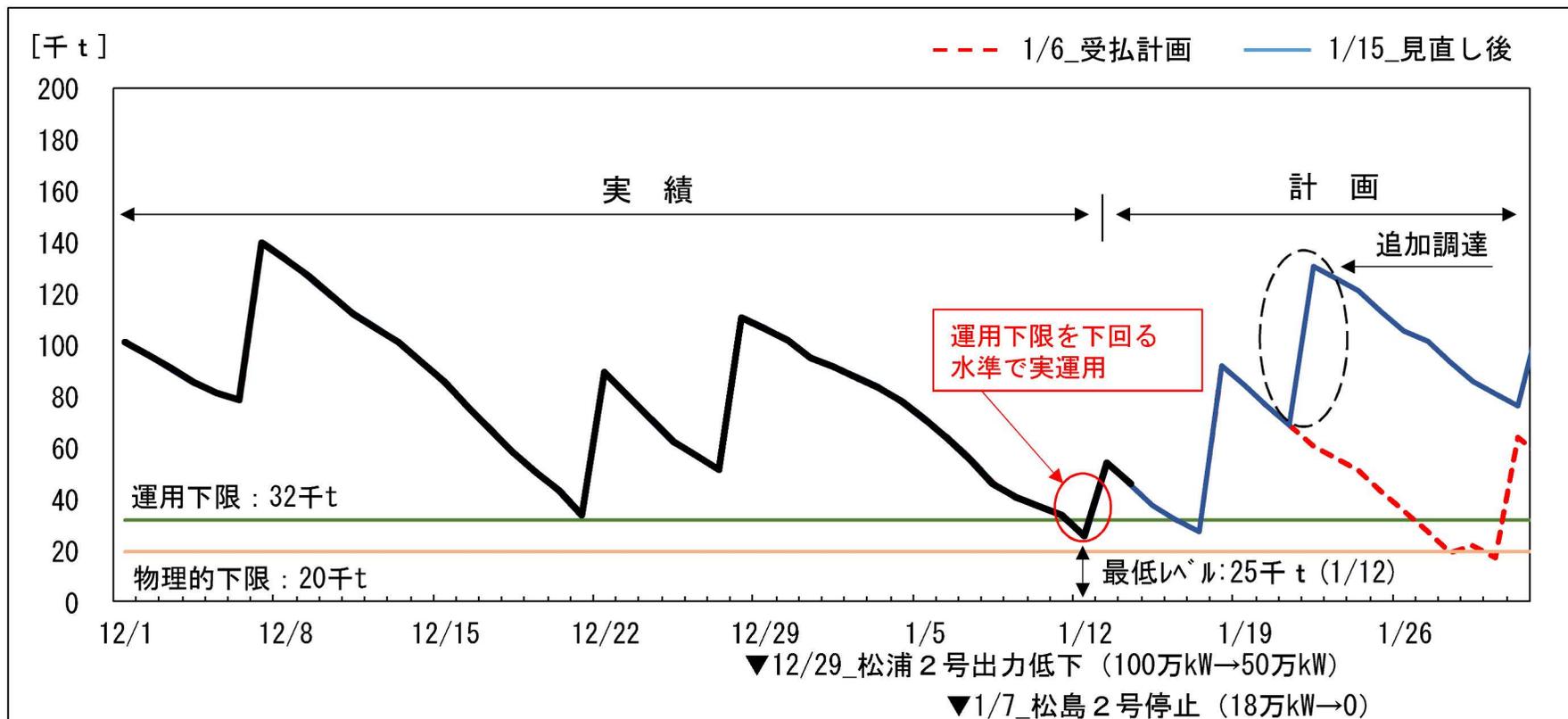


【情勢変化】

- 年始(1/6~)の寒波影響による需要増で消費実績の増加 [消費計画減↘]
- 松島2号トラブルによる供給力減 (▲18万kW、1/7~) [消費計画増↗]
- 年末から追加調達を検討し、1月中旬に入船が確定 [消費計画増↗]

【見直し概要】

- 直近の入船遅延リスク及び2月下旬の運用下限を下回ることが見込まれたため、消費計画を据置き(入航後に消費計画を見直し)

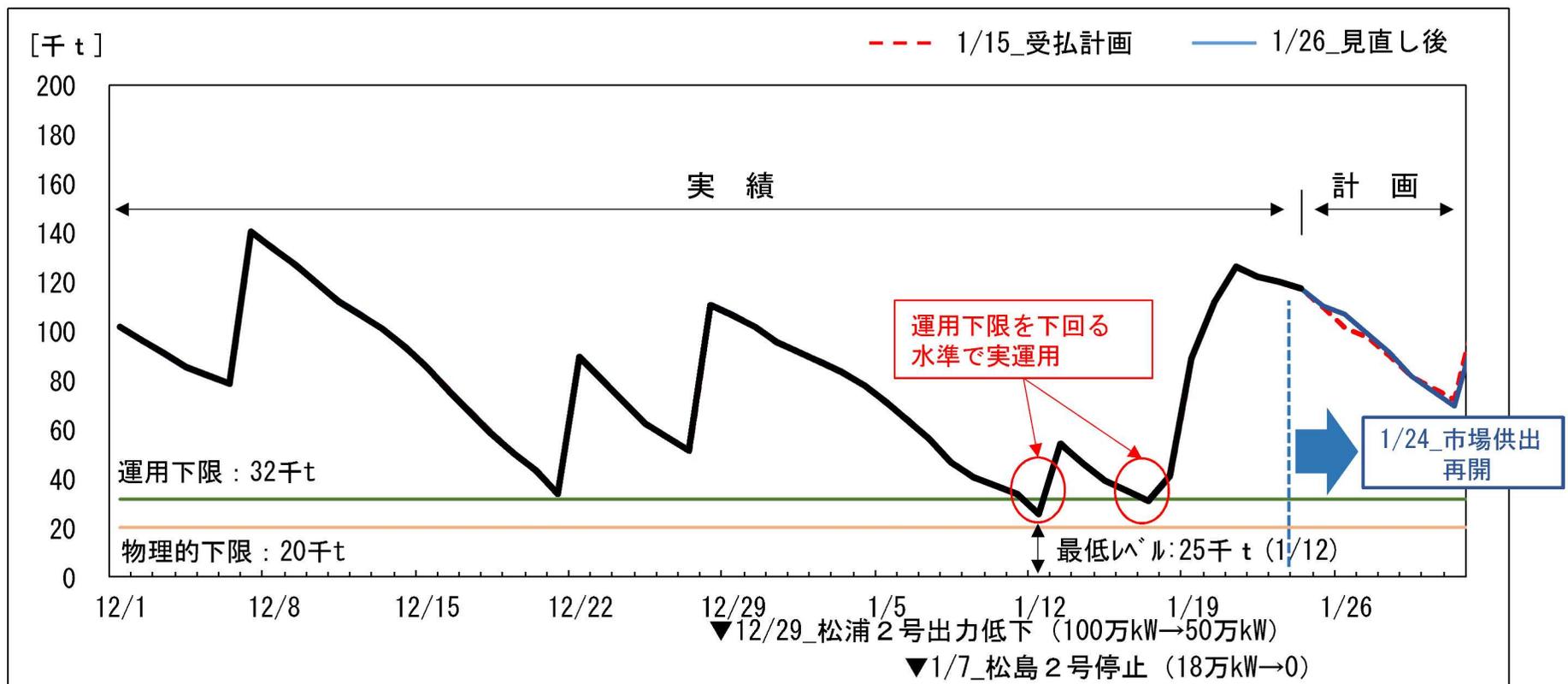


【情勢変化】

- 苅田新 1号石炭火力の再稼働(1/18~) [消費計画減↘]
- 松浦 2号、松島 2号のトラブル復旧見通し⇒1/28復旧 [消費計画減↘]
- 1月末の厳寒予想による需要増で消費量の増加 [消費計画増↗]

【見直し概要】

- 苅田新 1号再稼働及び松浦 2号、松島 2号復旧を踏まえた消費計画に見直し
 ※LNG在庫を踏まえ、1/24受渡分のスポット取引から市場へ供出



3 北九州LNG基地 燃料受払計画(12/26時点)

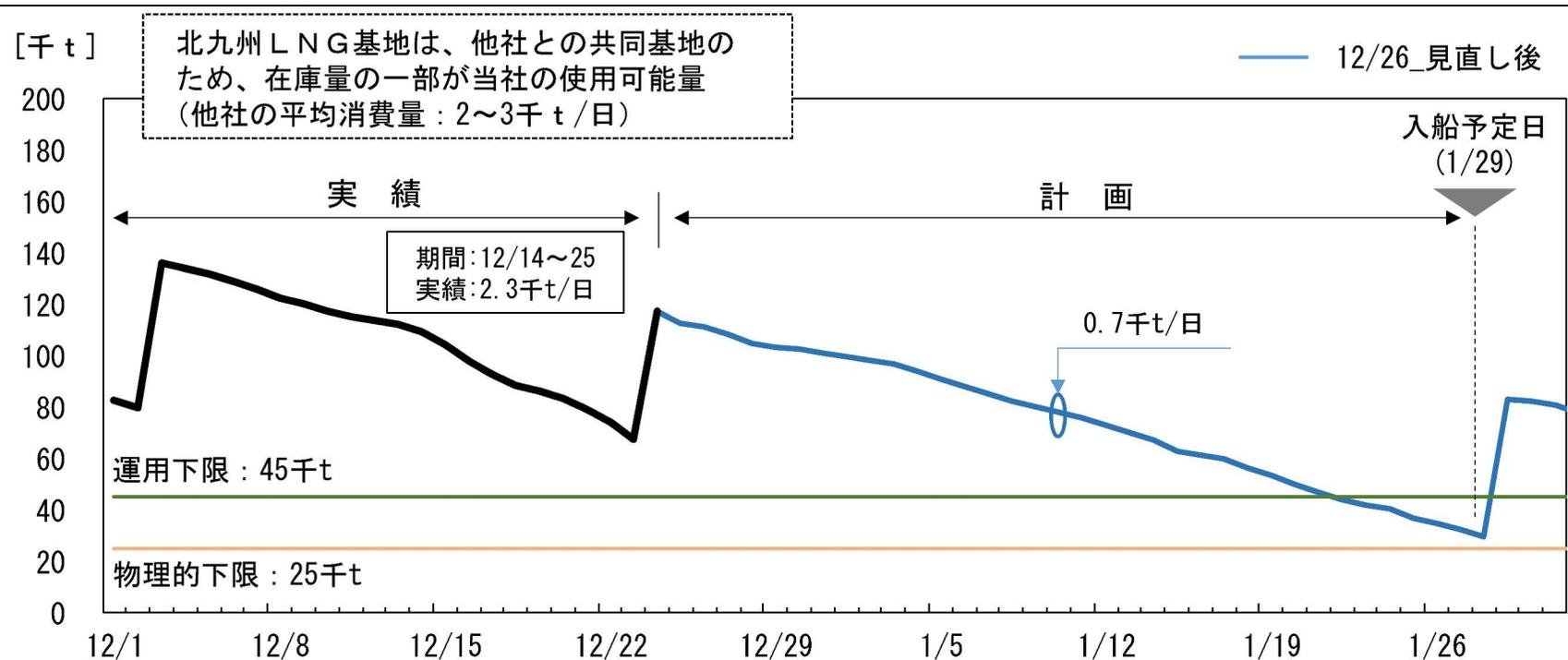
6

【情勢変化】

- 12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加 [消費計画減↘]

【見直し概要】

- 入船予定日を踏まえ、物理的下限を下回らないように燃料制約を実施



3 北九州LNG基地 燃料受払計画(1/6時点)

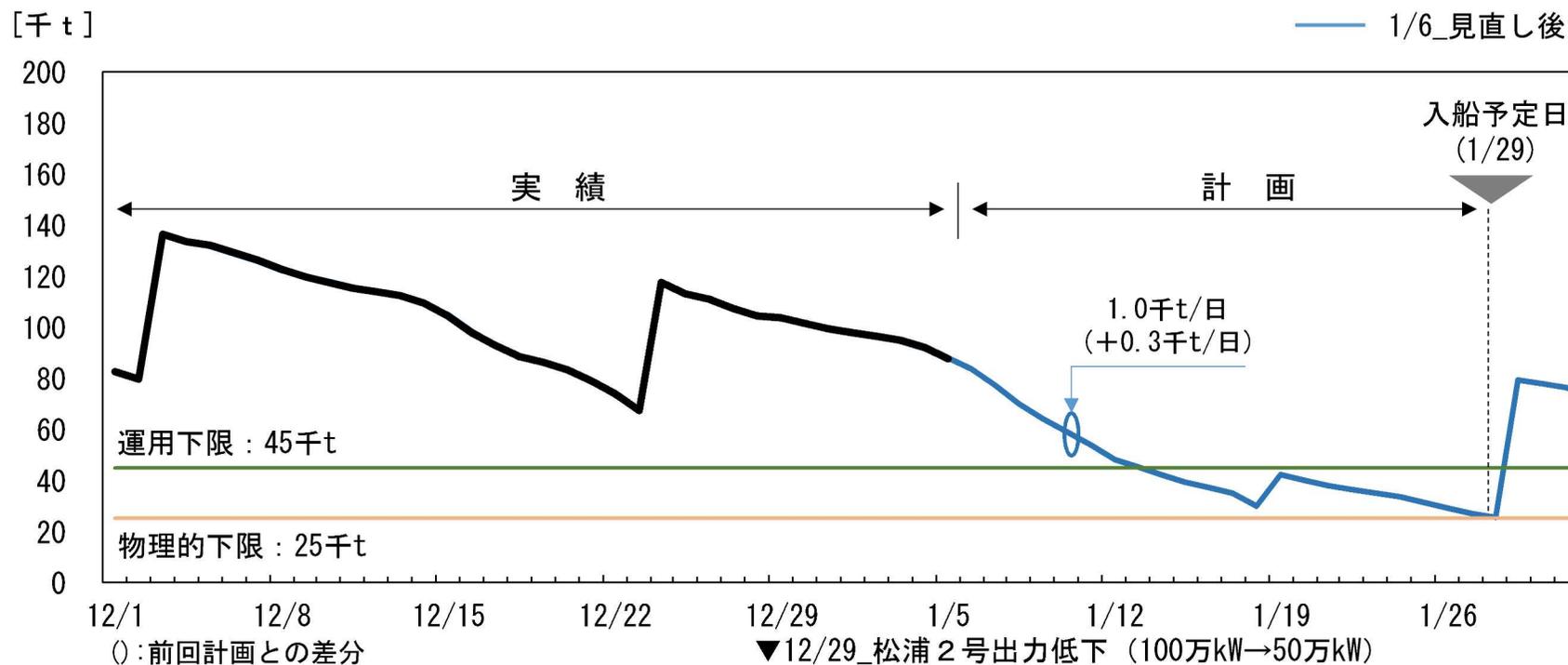
7

【情勢変化】

- 松浦2号トラブルによる供給力減 (▲50万kW、12/29～) [消費計画増↗]
- 年末の寒波による需要増で消費実績の増加 [消費計画減↘]

【見直し概要】

- 松浦2号トラブルを踏まえ、物理的下限を下回らない範囲で消費計画を上積み

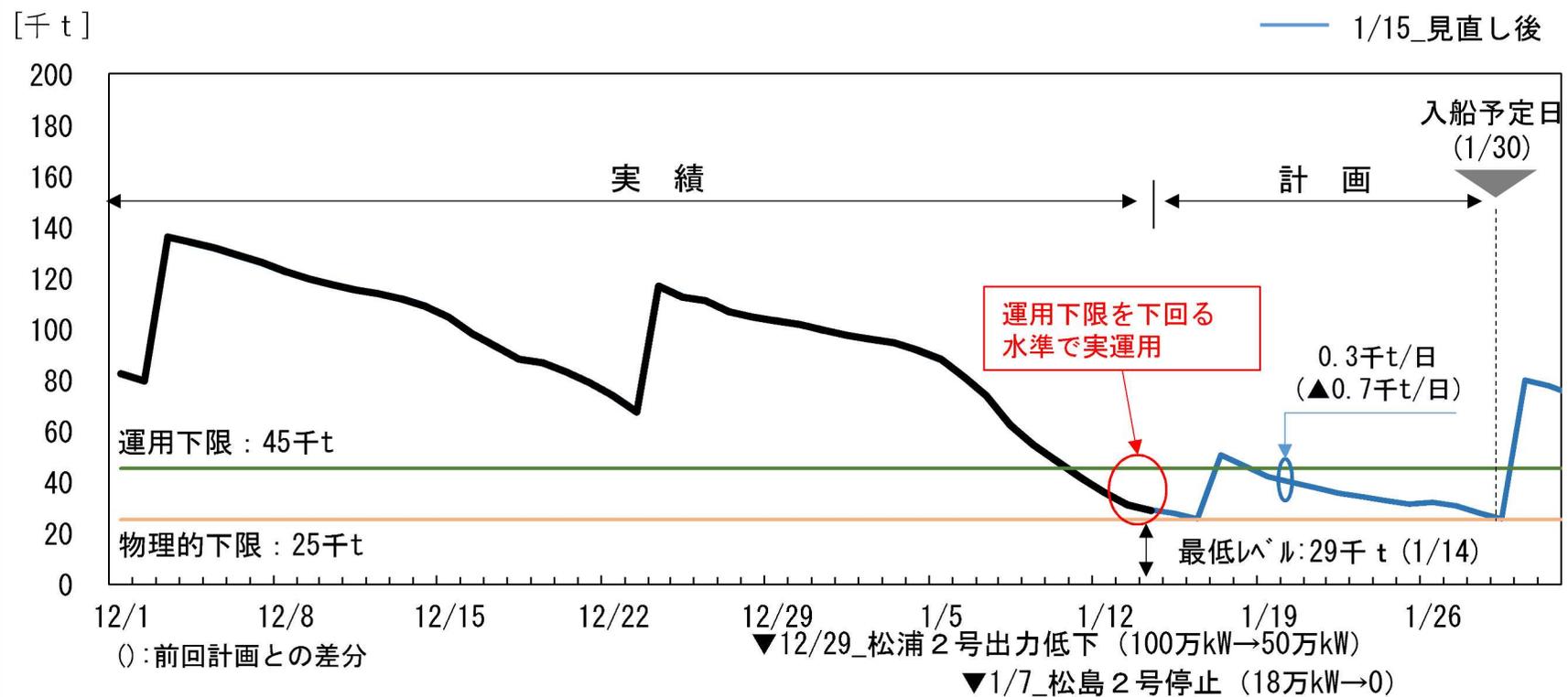


【情勢変化】

- 年始(1/6~)の寒波影響による需要増で消費実績の増加 [消費計画減↘]
- 松島2号トラブルによる供給力減 (▲18万kW、1/7~) [消費計画増↗]

【見直し概要】

- 最新の配船計画反映
- 追加調達予定がなく、寒波によりタンクが低在庫のため、消費計画を見直し



【情勢変化】

- 苅田新 1号石炭火力の再稼働 (1/18~) [消費計画減↘]
- 松浦 2号、松島 2号のトラブル復旧見通し⇒1/28復旧 [消費計画減↘]
- 年末から追加調達を検討し、1月下旬に入船 [消費計画増↗]

【見直し概要】

- 苅田新 1号再稼働及び松浦 2号、松島 2号復旧を踏まえた消費計画へ見直し
 ※LNG在庫を踏まえ、2/1受渡分のスポット取引から市場へ供出

