

今冬の市場価格高騰事象における市場への入札量等について

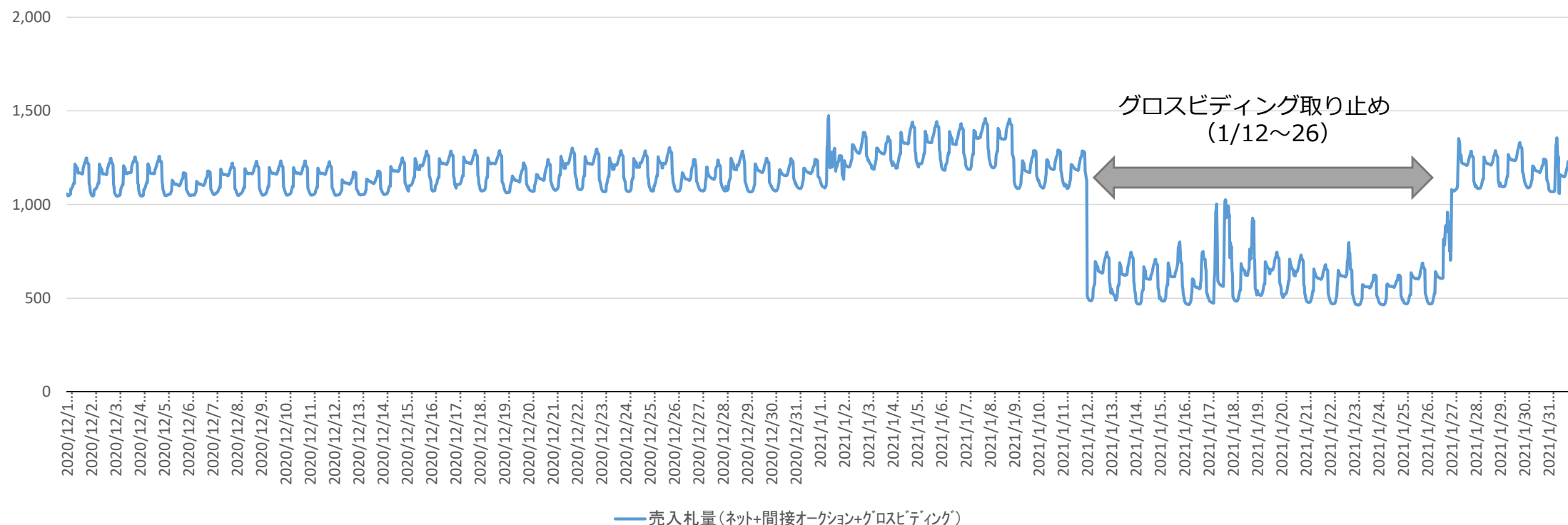
2021年2月25日
北陸電力株式会社

1. 12月後半以降の売入札量

- ・ 今冬は期間を通じて一定の売入札量を確保。
- ・ 1/12～26は需要の増加および市場価格の高騰によりグロスビディングを取り止めていたことに伴い売入札量が減少（同時に買入札量も減少）。

[MWh/h]

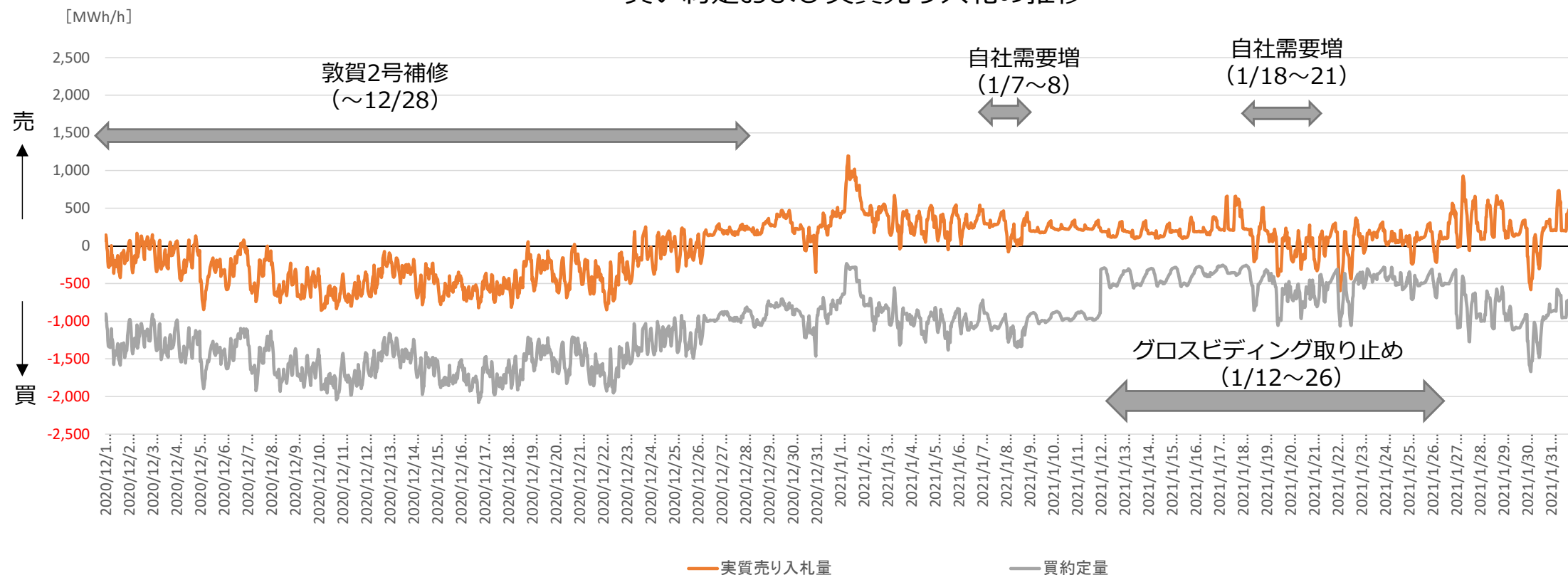
売入札量の推移



2. 12月後半以降の買い約定量

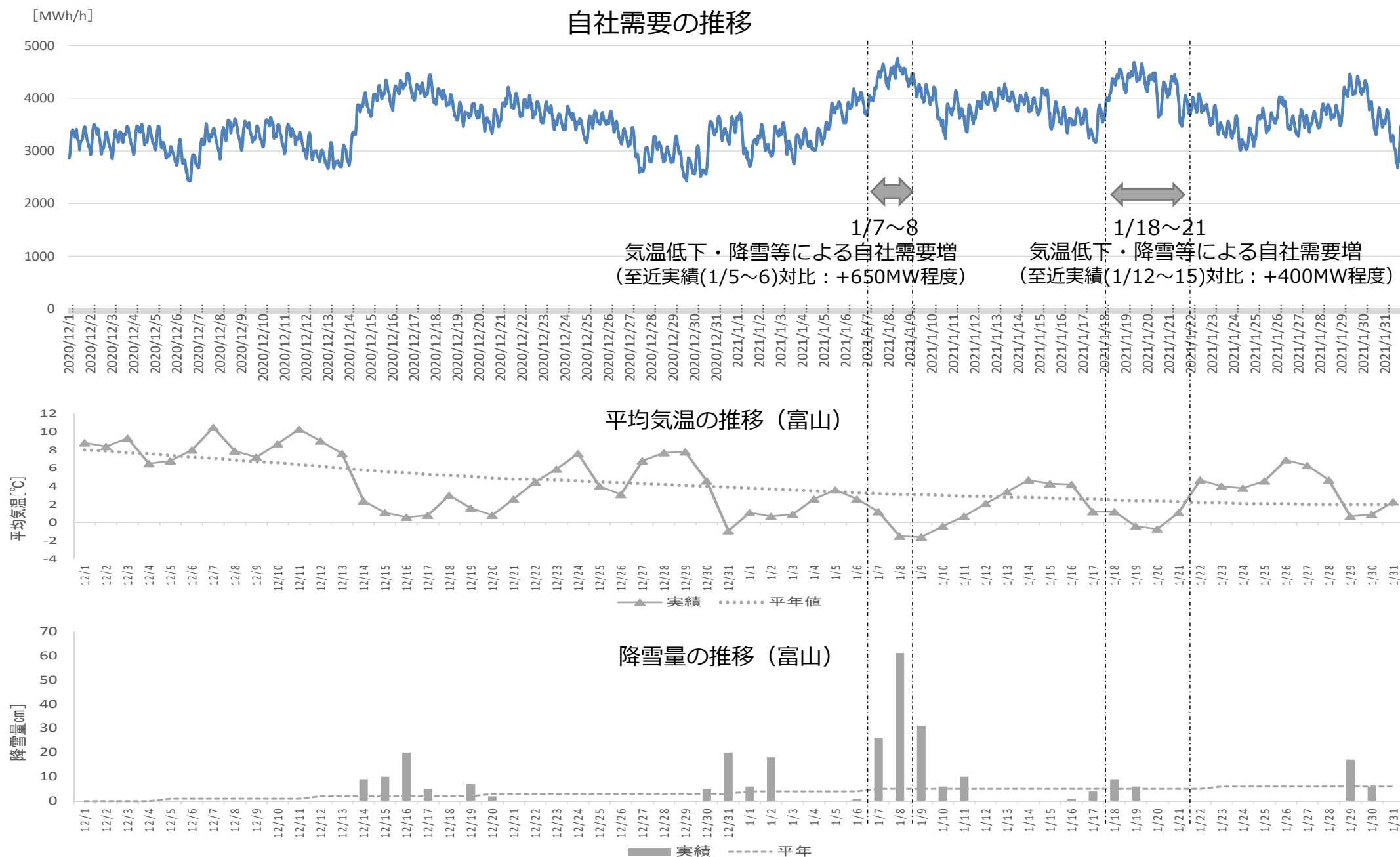
- 12/28までは敦賀2号（700MW）の補修により供給力が低下していたため、ほぼ供給余力はなく主に買入札を実施。12月下旬以降は敦賀2号の補修終了等により買入札量は減少。
- 1/7～8および1/18～21は寒波の影響により需要が増加したことから、供給力の積み増し（火力増出力、貯水池増発等）を実施および不足分の買い入札を実施。
- また1月中旬以降、市況を踏まえた1日の中での火力制約設定や売買入札により市場価格が安価な時間帯を中心に買い入札を実施。

買い約定および実質売り入札の推移



3. 12月後半以降の自社需要見込み量

- ・12月中旬以降は断続的な寒波の影響等により自社需要は高めに推移。



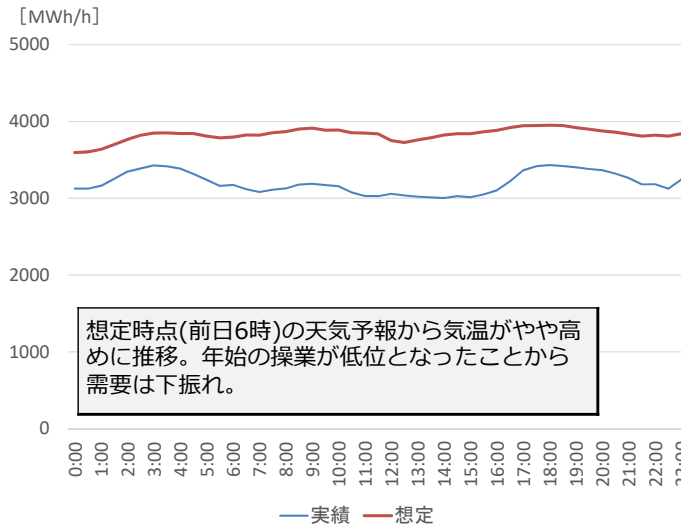
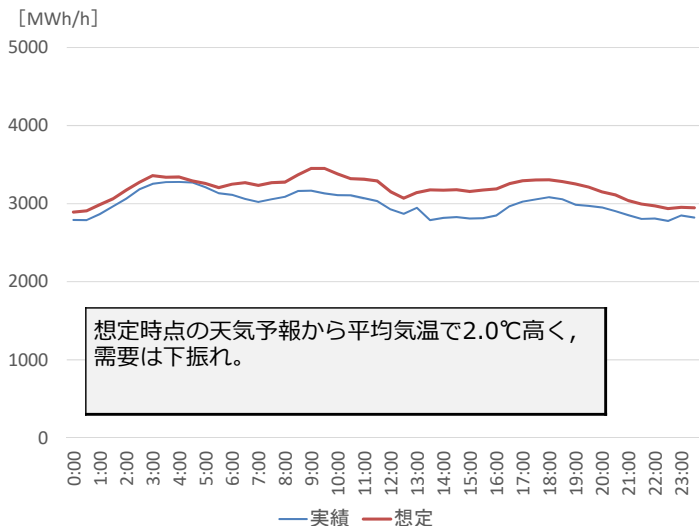
4. 自社需要等の見込み量と実績（特定日）

12/28(月)

1/4(月)

需要 想定の実績の比較

特定日
年末年始



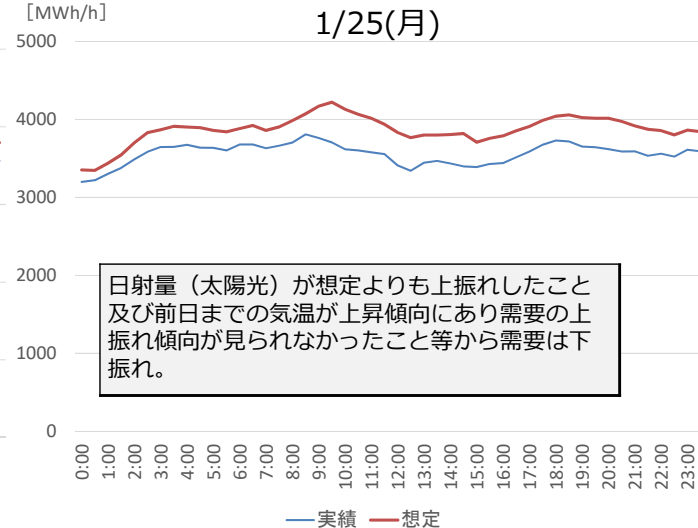
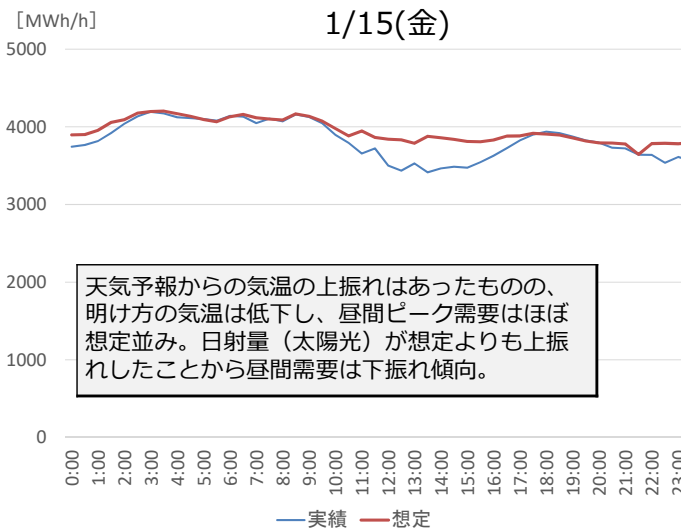
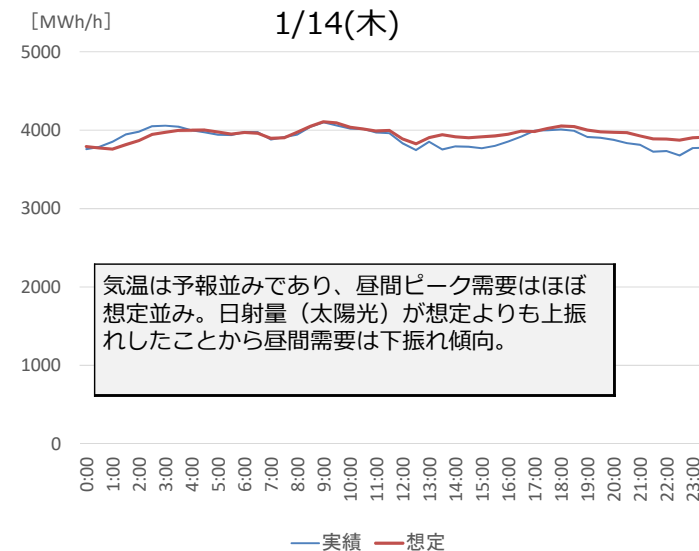
		想定 [MWh]	実績 [MWh]	差 [MWh]	乖離率 [%]
特定日	12~1月平均	87,174	85,957	1,217	1.4
	12/28	76,692	71,883	4,809	6.7
	1/4	91,949	76,837	15,112	19.7
	1/14	94,692	93,646	1,046	1.1
	1/15	94,715	91,932	2,782	3.0
	1/25	92,908	85,473	7,435	8.7

1/14(木)

1/15(金)

1/25(月)

平日



補足：自社需要等の見込み量と実績（特定日）

		12/28(月)	1/4(月)	1/14(木)	1/15(金)	1/25(月)
天気 ・ 最高/最低 /平均気温 [℃]	予報	曇り時々晴れ 12.0/4.0/7.4	雪または雨 7.5/3.0/4.7	曇り 10.0/2.1/6.8	晴れ 12.5/0.3/6.3	晴れ 10.1/3.6/6.5
	実績	曇り一時晴れ 12.8/6.7/9.4	雨時々曇り 6.4/2.9/5.1	曇り時々雨 9.7/2.9/6.6	晴れ時々曇り 11.7/0.8/6.1	曇り時々晴れ 11.2/2.2/6.2
最大電力 (昼間ピーク) [MW]	予想	3,450	3,950	4,100	4,130	4,050
	実績	3,149	3,426	4,080	4,116	3,757
需要想定	基本的な考え方	<p>最大電力：直近の天気予報を基に需要－気温相関式から最大電力（昼間ピーク需要）を想定したうえで、至近の実績傾向（気温相関式からの乖離分）や気象予測（天候や降雪等）を考慮して想定。なお、年末年始等の特異日については、実績データが少なく気温相関が取れないことから至近の実績傾向から最大電力を想定。</p> <p>需要カーブ：過去の実績から、曜日廻りや気象状況等の類似日を参照し、最大電力を想定値に合わせて相似形で想定。</p> <p>需要想定は入札日前日の夕方および入札日当日の朝までに、それぞれ直近の天気予報をベースに実施。</p>				
	想定根拠	極値(深夜・昼間・点灯)を過去の需要実績等を基に想定し、その他の時間帯は一年前の類似日(2019/12/27(金))の需要カーブと相似形で想定。	極値(深夜・昼間・点灯)を過去の需要実績等を基に想定し、その他の時間帯は一年前の類似日(2020/1/6(月))の需要カーブと相似形で想定。	昼間ピークは気温相関式からの想定値に、至近実績の上振れ傾向及び曇天予報を踏まえた補正量を加味して想定。その他の時間帯は気象類似日の2020/1/21(火)の需要カーブと相似形で想定。	昼間ピークは気温相関式からの想定値に、明け方の気温の低下する予報であったことに伴う午前の需要増分を加味して想定。その他の時間帯は気象類似日の2020/1/22(水)の需要カーブと相似形で想定。	昼間ピークは気温相関式からの想定値に、至近実績の上振れ傾向を加味して想定。その他の時間帯は、午前は気象類似日かつ同じ曜日の2020/1/27(月)の需要カーブ、午後は気象類似日の2021/1/20(水)の需要カーブを採用。

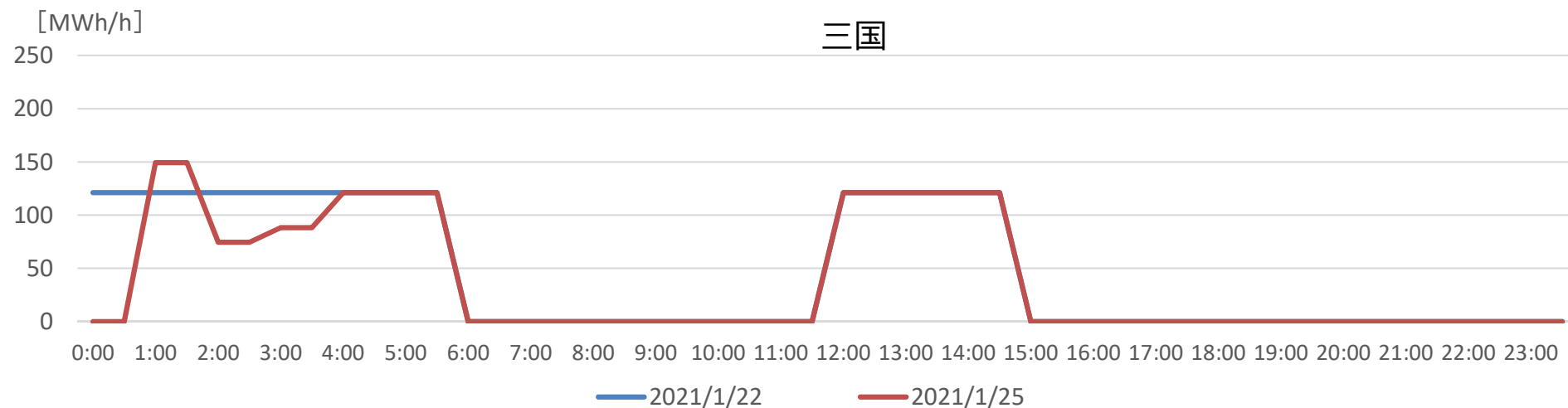
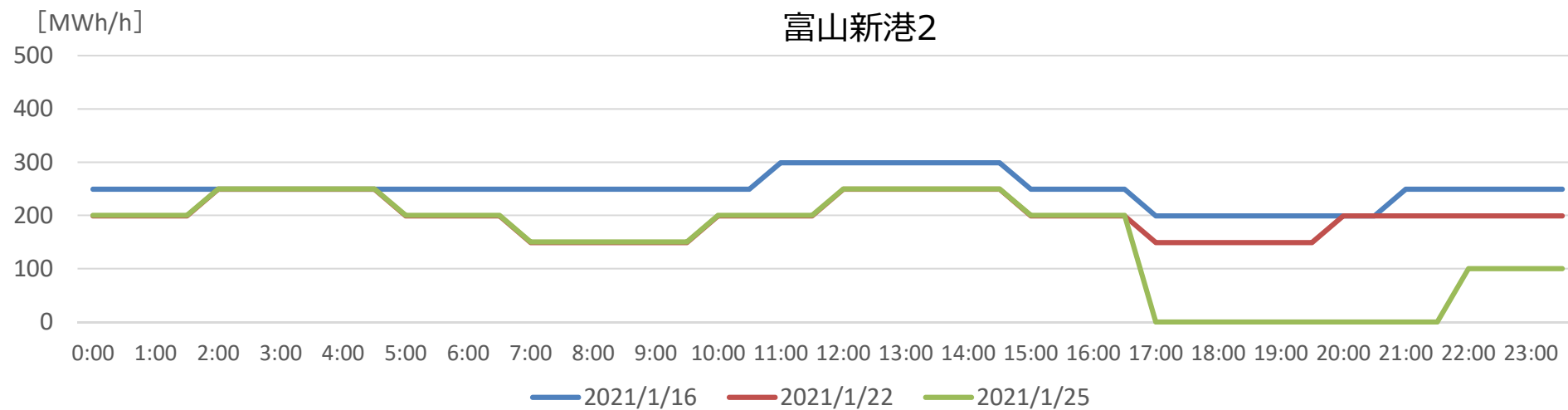
5. 燃料受払計画策定の基本的な考え方

	石油	LNG
燃料受払計画の考え方（当初の見通しと今冬の状況）	<ul style="list-style-type: none"> ・年間計画、四半期計画および月間計画で想定された消費数量から調達計画を策定。 ・今年度は石油ユニットの稼働が限定的であり、今冬前の計画では配船予定はなかったが、今冬の実績を踏まえた計画見直しの中で、追加配船を検討。 ・配船予定も含め、冬季期間(2月末まで)の在庫が確保できるよう発電制約を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料貯蔵タンク1基での運用の下、年間計画で策定された配船スケジュールに基づいて払出、受入を実施。 ・冬季は高稼働での発電が見込まれることから毎月配船を計画しており、追加の受入は困難（発電設備の余力小）。 ・次船の受入までに運用下限を下回る見通しとなった場合は、発電制約を設定。
タンクの運用下限の設定におけるリスクの織り込み	<p>物理的下限： 払出設備の運転下限</p> <p>運用下限： 冬季に大型電源が脱落した場合に供給力上必要な石油火力発電分(フル10日)の在庫を確保</p>	<p>物理的下限： LNG払出ポンプの起動制限</p> <p>運用下限： LNG受入遅延による発電停止の回避を目的に設定。荒天を考慮し3日分程度の在庫を確保。</p>
期間中の運用について、運用下限を下回る範囲で運用の有無	全国的な需給ひっ迫状況に鑑み、運用下限を見直し、物理的下限までの在庫低下を許容。	冬季は荒天による受入遅延リスクが高く、かつ高需要期の燃料枯渇による発電停止を回避する観点から、下限制約の引き下げを前提とした計画は策定せず（実績上は運用下限を下回る水準での運用が発生）

燃料制約量の設定における市場価格の考え方

- ・ コマ毎の燃料制約は日毎の制約量を基に、1日のうち市場価格が低いと想定される時間帯には運転出力帯の範囲内で発電制約を大きく設定し、それにより生じたWh余力を市場価格が高い時間帯に配分。

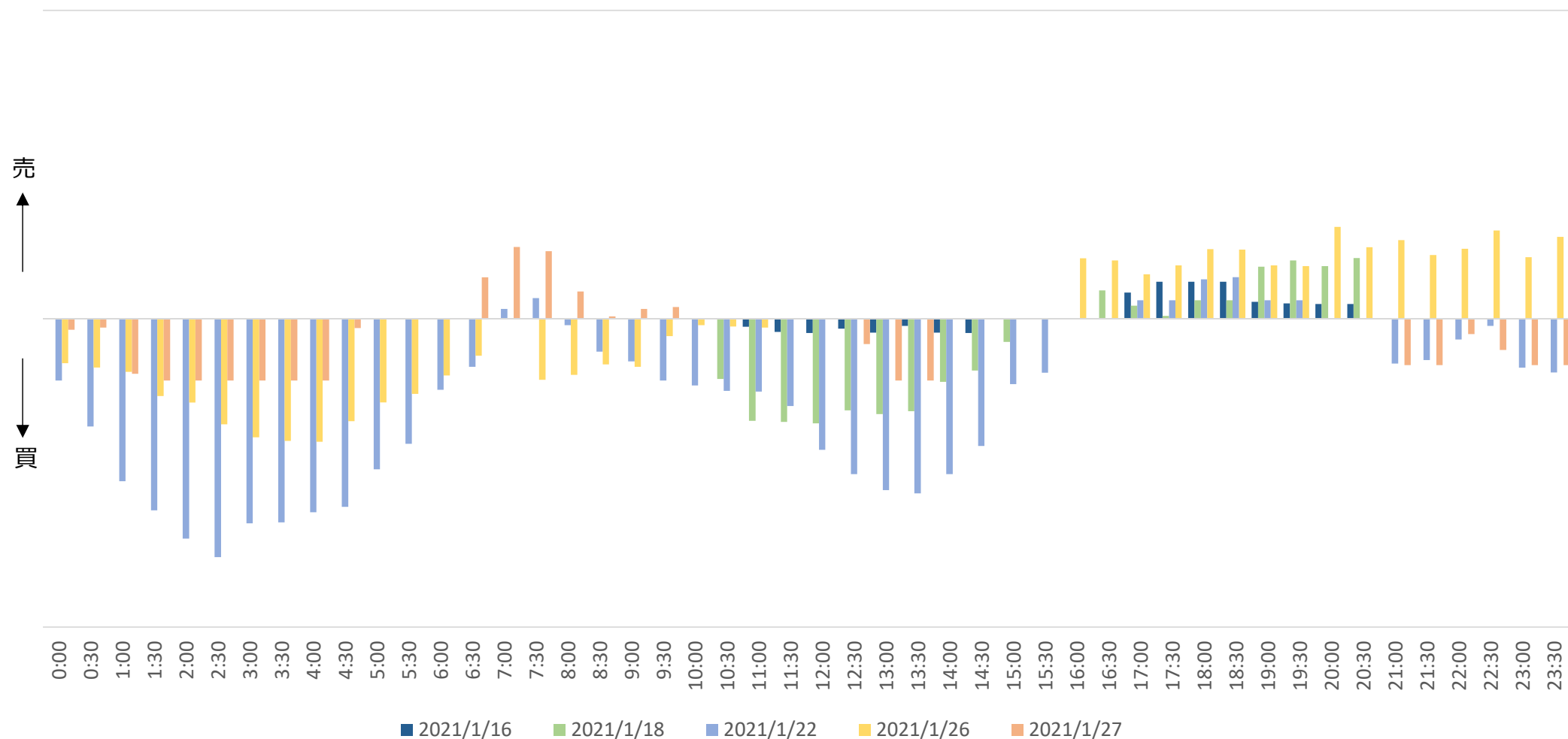
コマ毎に制約量を変化させたユニットと実施日



市場価格に応じた売買

- ・ 自社供給力の調整の範囲でコマ毎に安い時間帯で市場調達を行い、生じたWh余力を高い時間帯に配分。

コマ毎の市場売買実施日



※ 1日の中で異なる時間帯に売入札と買入札の両方を実施した日を抽出

補足：燃料タンク下限値とその算定根拠

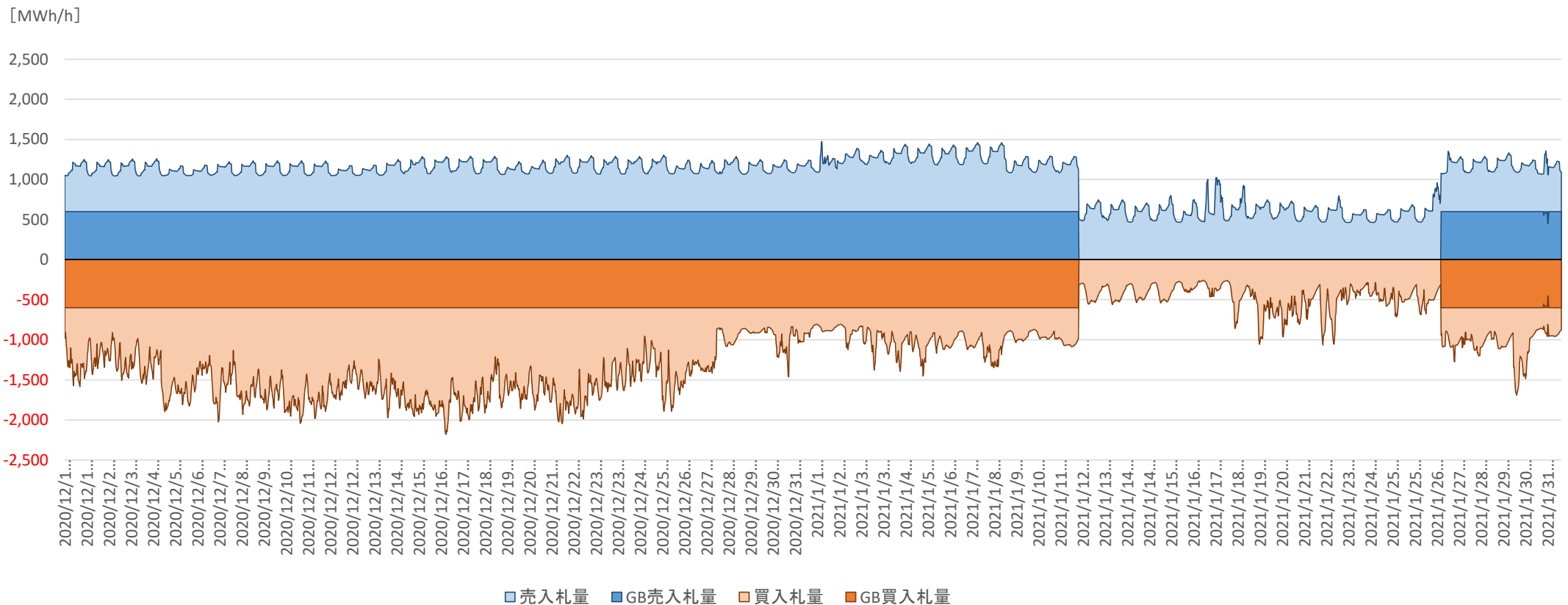
(通常時)

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
石油	富山	4号	10,000kl	払出設備の運転下限	25,000kl	冬季に大型電源が脱落した場合に供給力上必要な石油火力発電分の在庫（15,000t。250MW、10日フル出力相当）を確保。
石油	福井	三国1号	26,700kl	払出設備の運転下限	41,700kl	冬季に大型電源が脱落した場合に供給力上必要な石油火力発電分の在庫（15,000t。250MW、10日フル出力相当）を確保。
LNG	富山新港	2号 LNG1号	4,800t	払出ポンプの起動制限 (ポンプ吸込圧力確保)	11,000t	入船遅延リスク3日分（6,200t。1日フル出力（（混焼500MW＋専焼424MW）相当の消費量1,920t＋液販200t）×3日分程度）を確保

(今冬において、通常の運用下限を下回った実績)

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	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	設定の根拠	意思決定方法
石油	富山	10,000kl (25,000kl)	17,900kl	2021年1月12日～	自社需要の増加、渇水による供給力減および送配電での使用増を踏まえた見直し	全国的な需給ひっ迫の状況を踏まえ電源脱落リスクを見直し（リスク発現時は他社からの更なる受電増に期待）	需給・取引および燃料部門で決定の上、需給関係の社内役員級会議で報告
石油	福井	26,700kl (41,700kl)	47,900kl	2021年1月21日～	自社需要の増加、渇水による供給力減および送配電での使用増を踏まえた見直し	全国的な需給ひっ迫の状況を踏まえ電源脱落リスクを見直し（リスク発現時は他社からの更なる受電増に期待）	需給・取引および燃料部門で決定の上、需給関係の社内役員級会議で報告
LNG	富山新港	11,000t (11,000t)	9,209t	12/9,1/12～13	運用下限を下回らない範囲で燃料制約を設定したが、実績では払出量増により下回った運用が発生。	冬季は荒天による受入遅延リスクが高く、かつ高需要期の燃料枯渇による発電停止を回避するため	需給・取引および燃料部門で決定の上、需給関係の社内役員級会議で報告

- 取引量目標（早期に販売電力量の20～30%程度）を達成できるようグロスビディングを実施中。売買は同量を入札。
- 1/12～26は需要増加に伴い限界費用での買戻しができなくなった(高値で買い入札せざるを得ない)こと、および市場価格の更なる高騰により電源の経済的差し替えができなくなったことを踏まえ、グロスビディングを取りやめ（売り・買いとも同量を取り止め）
- 買い入札価格は、自社供給力を超過する断面では、市場価格に応じて約定が可能と考えられる価格で入札。自社供給力の余力がある時間帯は買戻し対象電源の限界費用で入札。売り入札価格は売り入札対象電源の限界費用で入札。



こたえていく。かなえていく。



今冬の燃料制約量等について

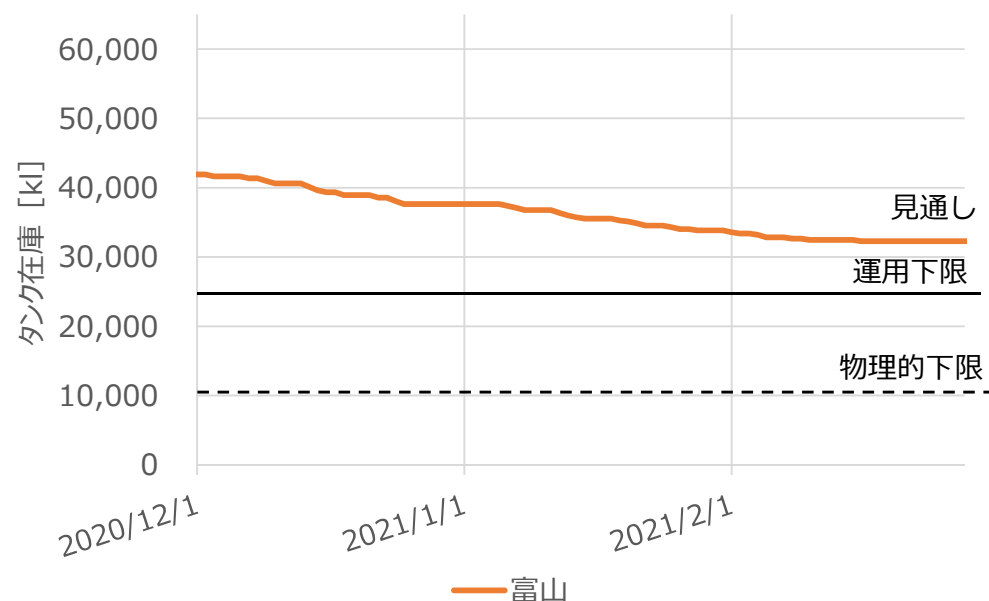
2021年2月25日
北陸電力株式会社

1-1. 燃料受払計画策定の基本的な考え方

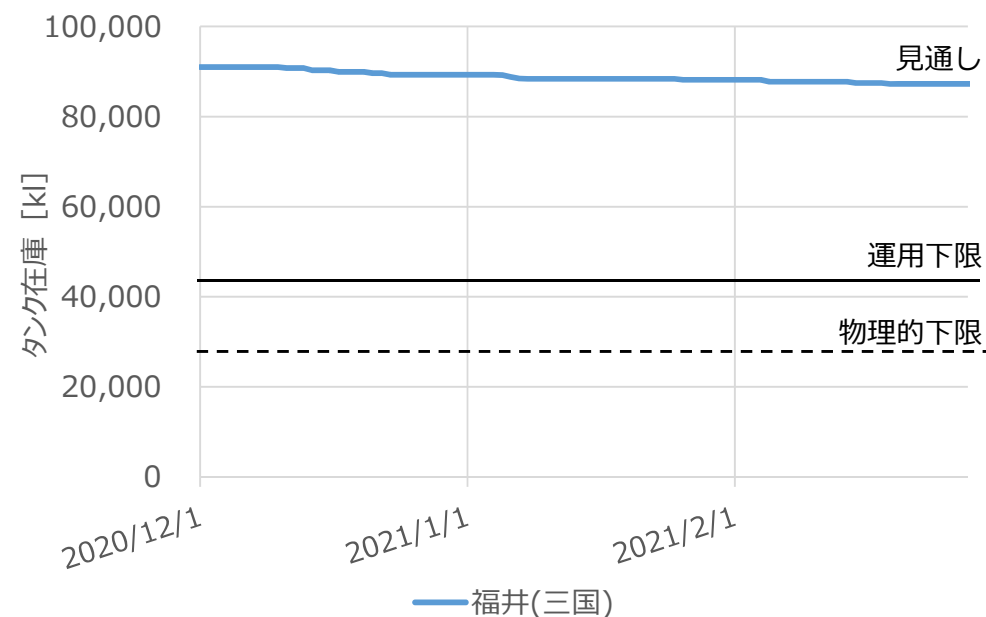
石油

- ・年間計画、四半期計画および月間計画で想定された消費数量から調達計画を策定。今年度は石油ユニットの稼働が限定的であり、今冬前の計画では配船予定なし。
- ・追加調達する場合は内航船等での受入（5-7千kl/隻）。
- ・タンク下限は以下を設定。
 - 物理的下限(タンクデッド分)：富山 約10,000kl 福井(三国) 約26,700kl
考え方：払出設備の運転下限。
 - 運用下限：富山 約25,000kl 福井(三国) 約41,700kl（有効在庫ベース：15,000kl）
考え方：冬季に大型電源が脱落した場合に供給力上必要な石油火力発電分(フル10日)の在庫を確保。

在庫見通し（富山）



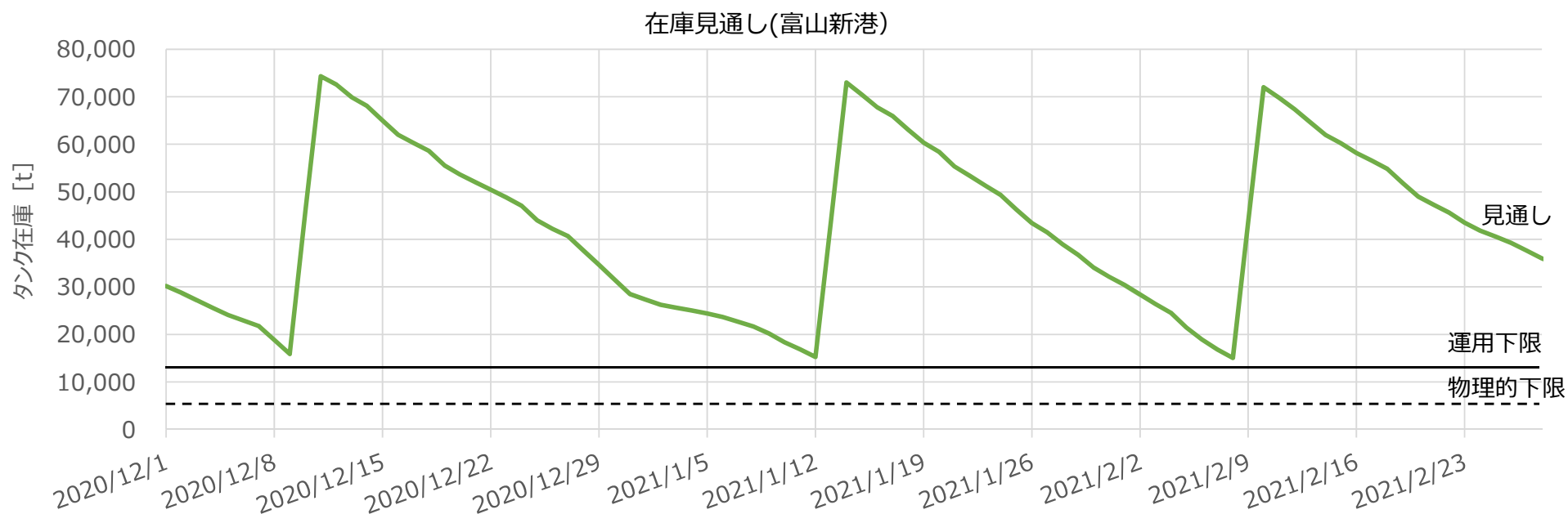
在庫見通し（福井（三国））



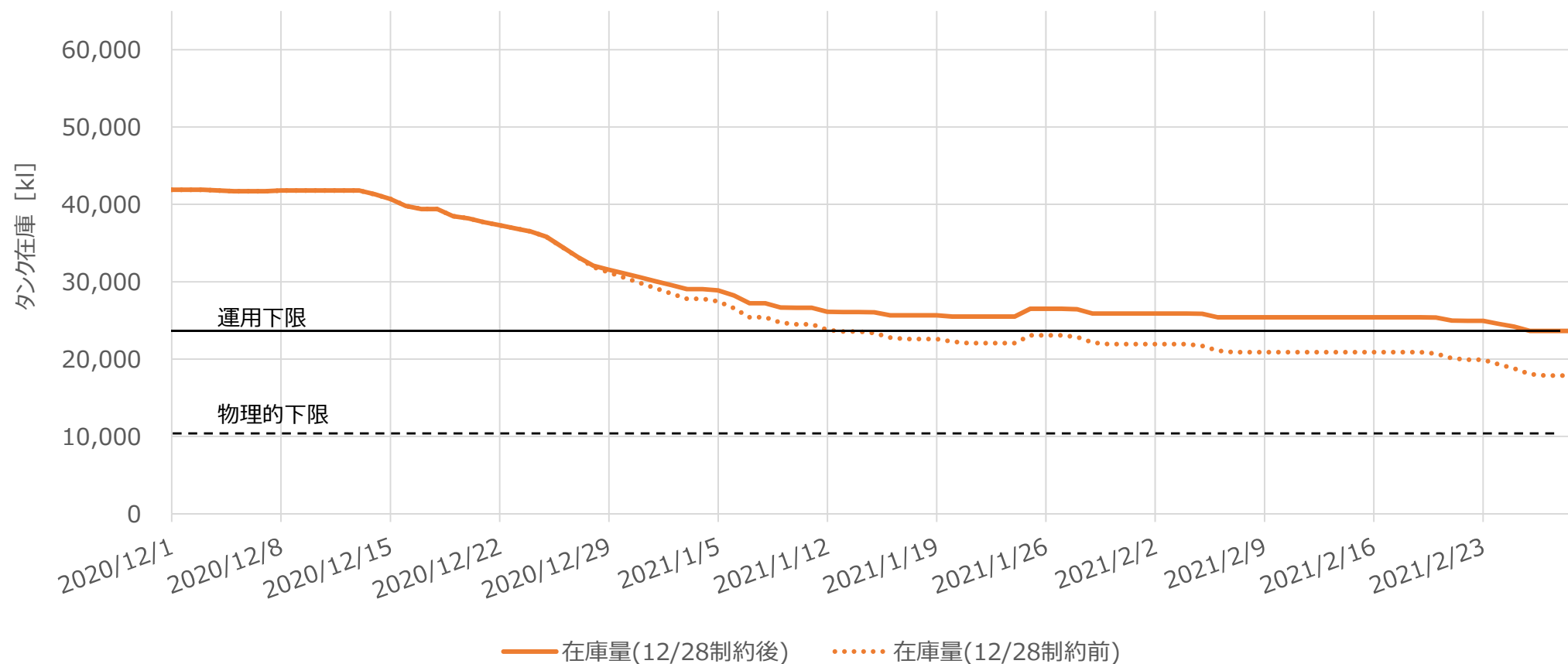
1-2. 燃料受払計画策定の基本的な考え方

LNG

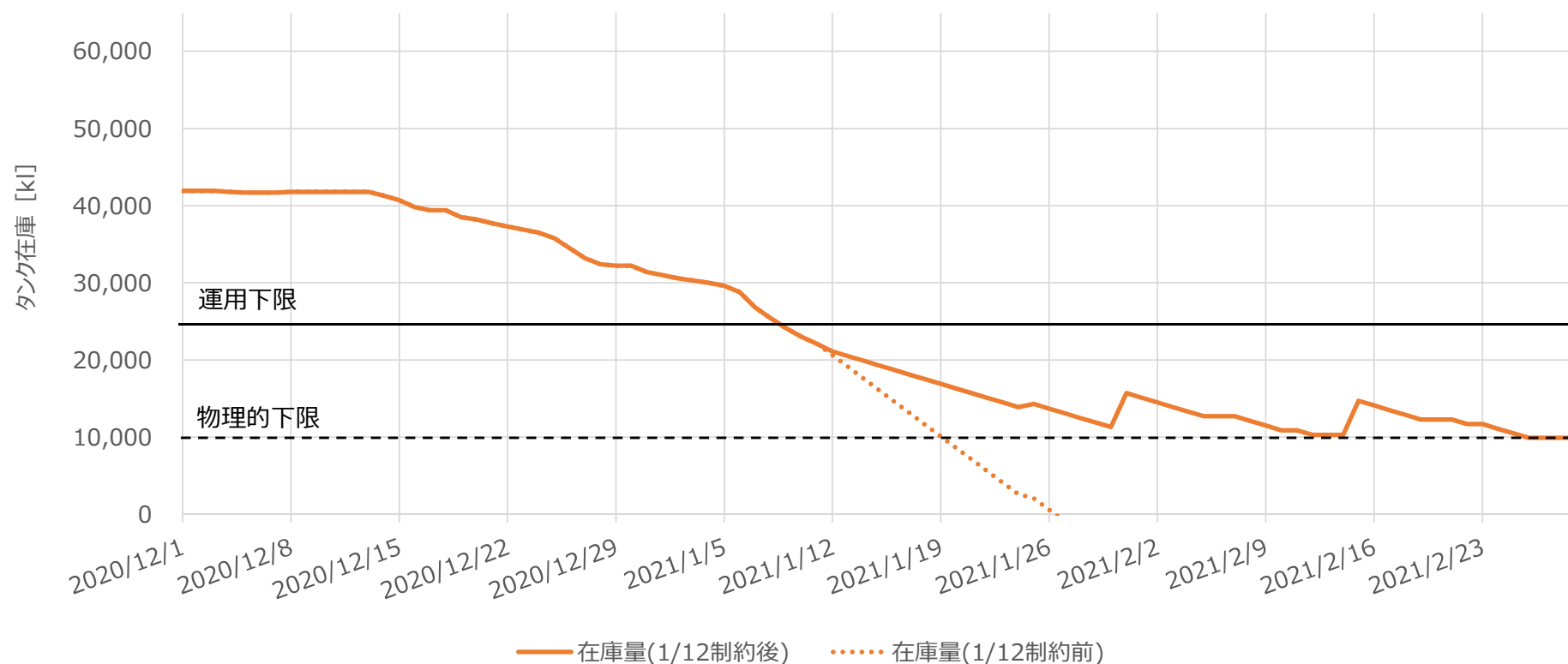
- 燃料貯蔵タンク1基での運用の下、年間計画で策定された配船スケジュールに基づいて払出、受入を実施。
- 冬季は高稼働での発電が見込まれることから毎月配船を計画しており、追加の受入は困難（発電設備の余力小）
- 調達は外航船（6万t/隻）。
- タンク下限は以下を設定。
 - 物理的下限：4,800t
考え方：LNG払出ポンプの起動制限
 - 運用下限：11,000t
考え方：LNG受入遅延による発電制約の回避を目的に設定。荒天を考慮し3日分程度の在庫を確保。



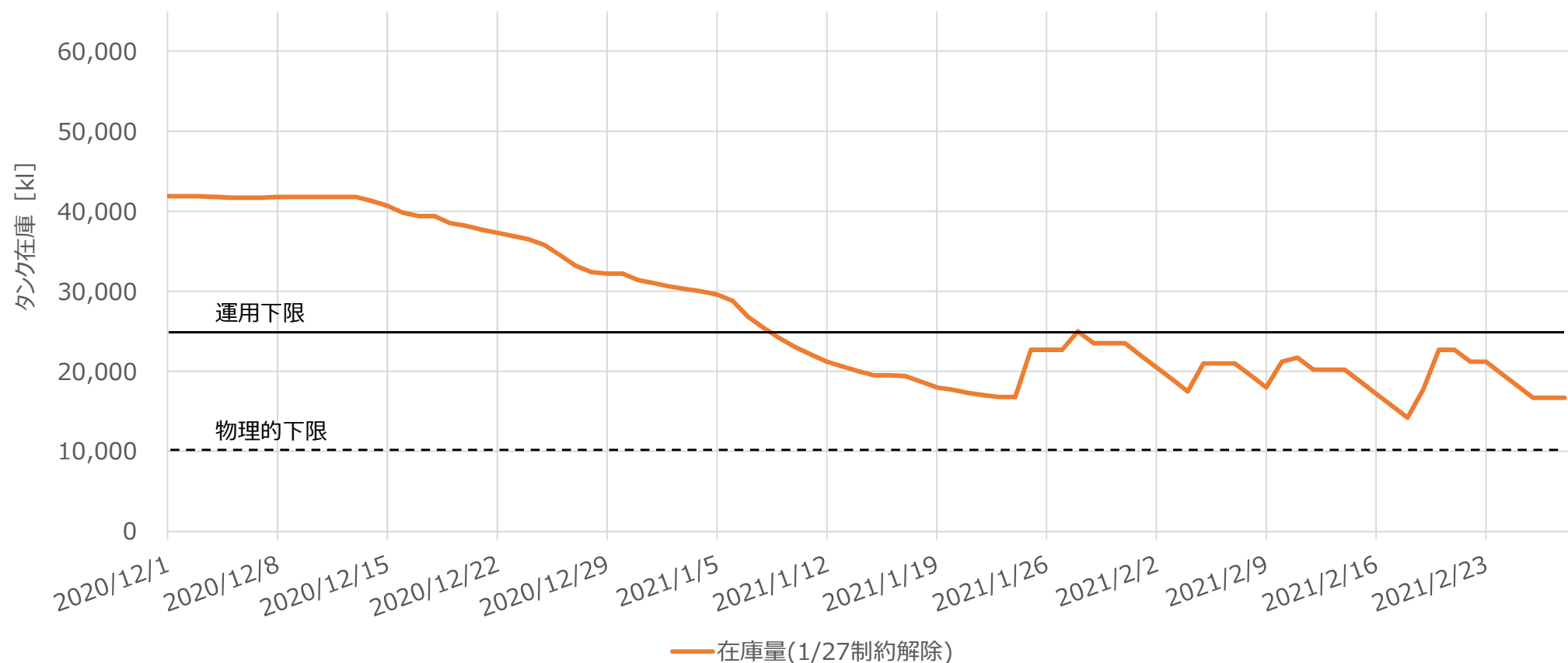
- ・当初計画では稼働は限定的であり、追加受入がなくても今冬の在庫は十分と判断。
- ・12月中旬以降の自社需要の増加等により稼働機会が増加し、在庫は減少傾向となったため石油発注を判断。発注したものの、内航船が少ない等により受入時期の見通しが立たなかったことから、1月中旬には冬季の運用下限(25,000kl)を下回る見込みとなったため12/29以降上限220MWに制約。



- ・ 自社需要の増加、渇水による供給力減および送配電での使用増に伴い、稼働機会は増加し在庫は大幅に低下。
- ・ 全国的な需給ひっ迫状況に鑑み、運用下限(N-1基準)を見直し、物理的下限までの在庫低下を許容。
- ・ 北陸地域の気象上、2月までは寒波などの影響による高需要が見込まれることから、2月末までの在庫を確保(燃料枯渇による発電停止を回避)するよう計画。1/12時点における追加受入計画を前提に1/13以降は上限100MWに制約。

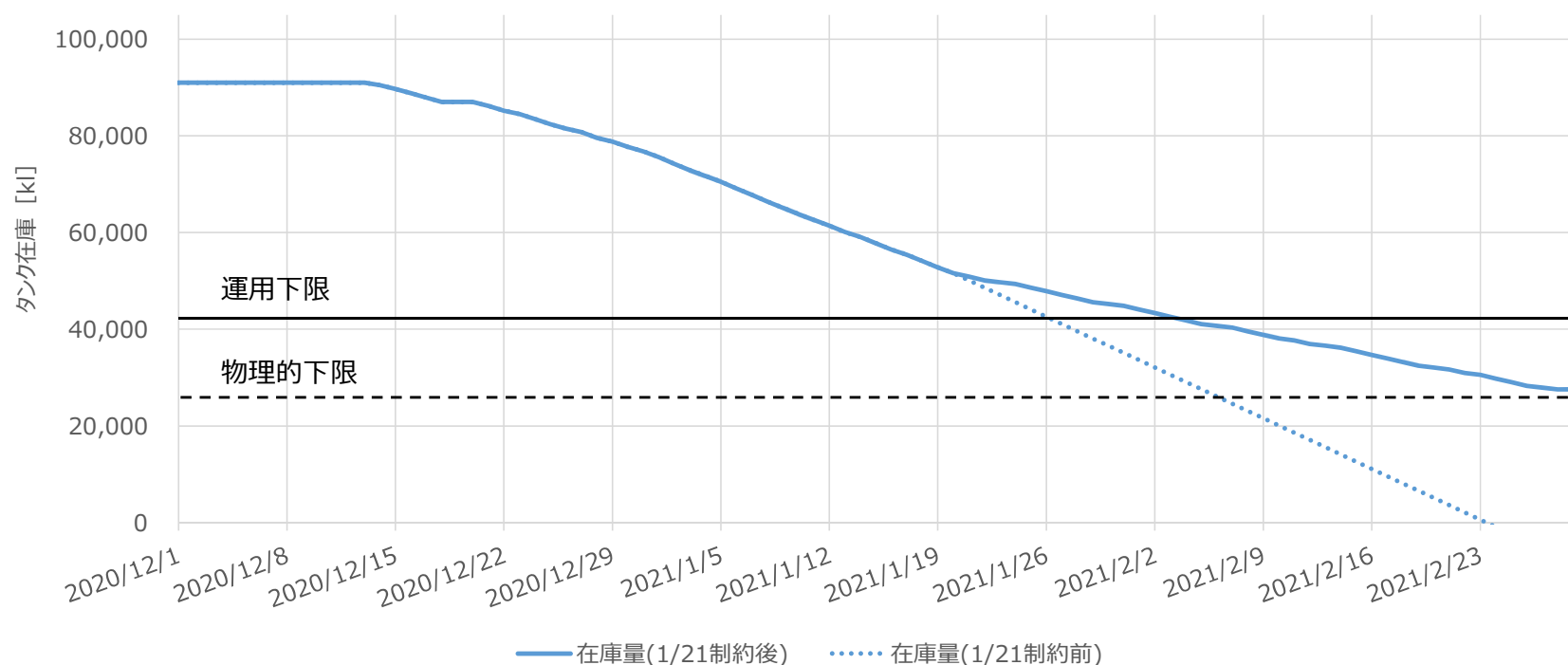


- ・ 受入見込み数量増(10,000kl→24,000kl) による在庫の回復、自社需給の緩和および市場価格の低下により1/28に制約解除。

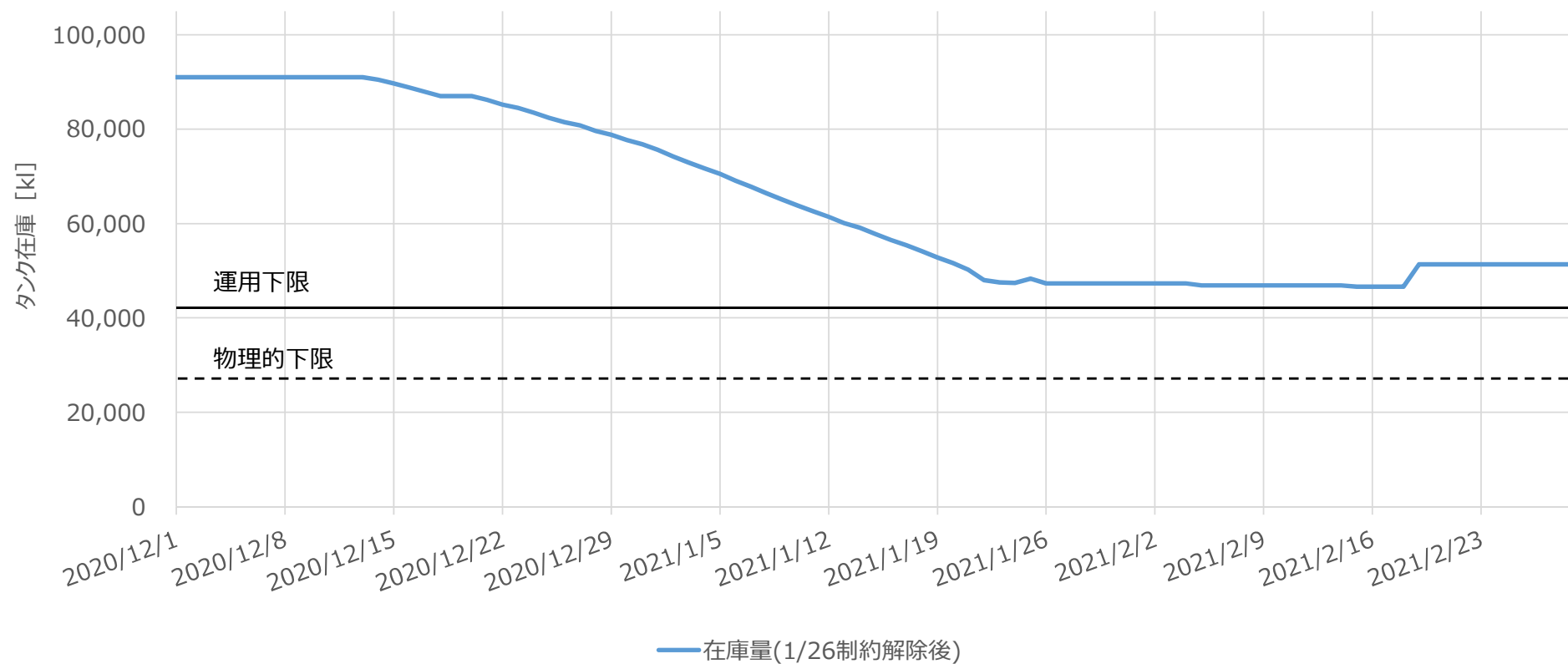


3-1. 福井(三国) 燃料受払計画 (1/21時点)

- ・ 自社需要の増加、渇水による供給力減および送配電での使用増に伴い、稼働機会は増加し在庫は大幅に低下。
- ・ 全国的な需給ひっ迫状況に鑑み、運用下限(N-1基準:富山と同じ)を見直し、物理的下限までの在庫低下を許容。
- ・ 北陸地域の気象上、2月までは寒波などの影響による高需要が見込まれることから、2月末までの在庫を確保（燃料枯渇による発電停止を回避）するよう計画。なお、追加受入については在庫の少ない富山での受入を優先し、1/21時点において福井での受入予定はなし。
- ・ 1/22以降は平日上限125MW、休日上限63MWに制約。自社需要および市況が高い平日に高稼働を優先に制約量を決定。

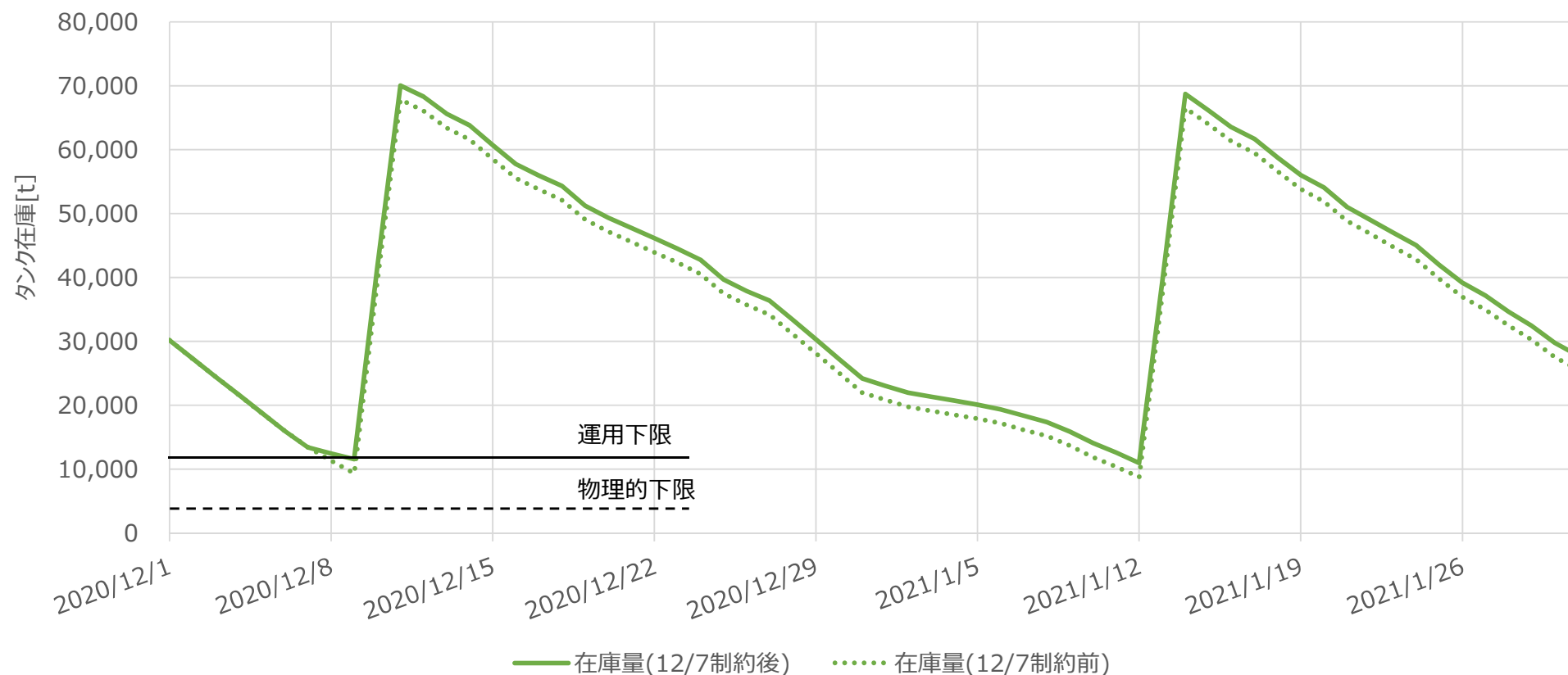


- ・ 受入見込み数量増(0→5,000kl)による在庫の回復、自社需給の緩和および市場価格の低下により1/28に制約解除。

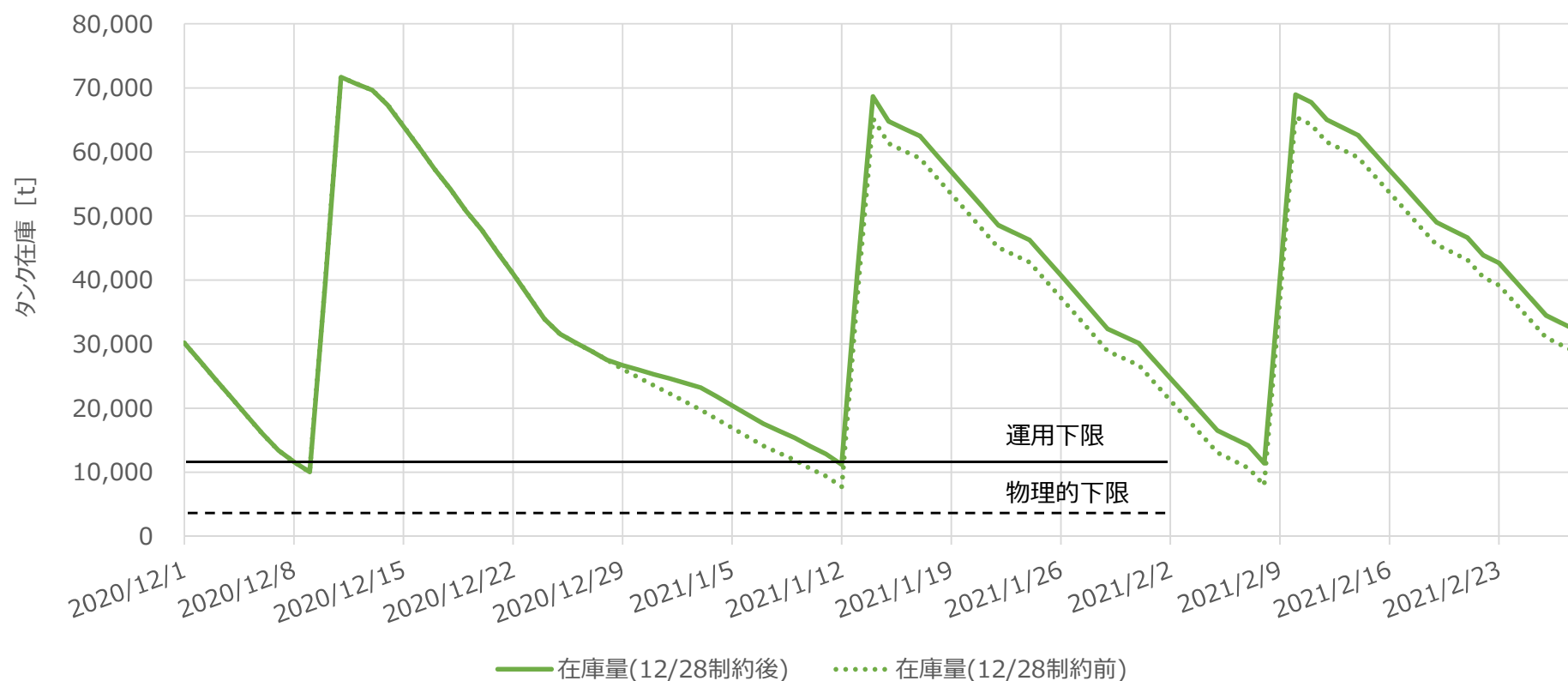


4-1. 富山新港 燃料受払計画（12/7時点）

- LNG船受入直前における在庫調整（今冬に限らず、LNG船受入時は直前の在庫・払出見通しの状況に応じて必要の都度実施）。
- 高稼働となった場合はLNGタンクの運用下限を下回る可能性があったことから、新港2号の上限制約を設定。

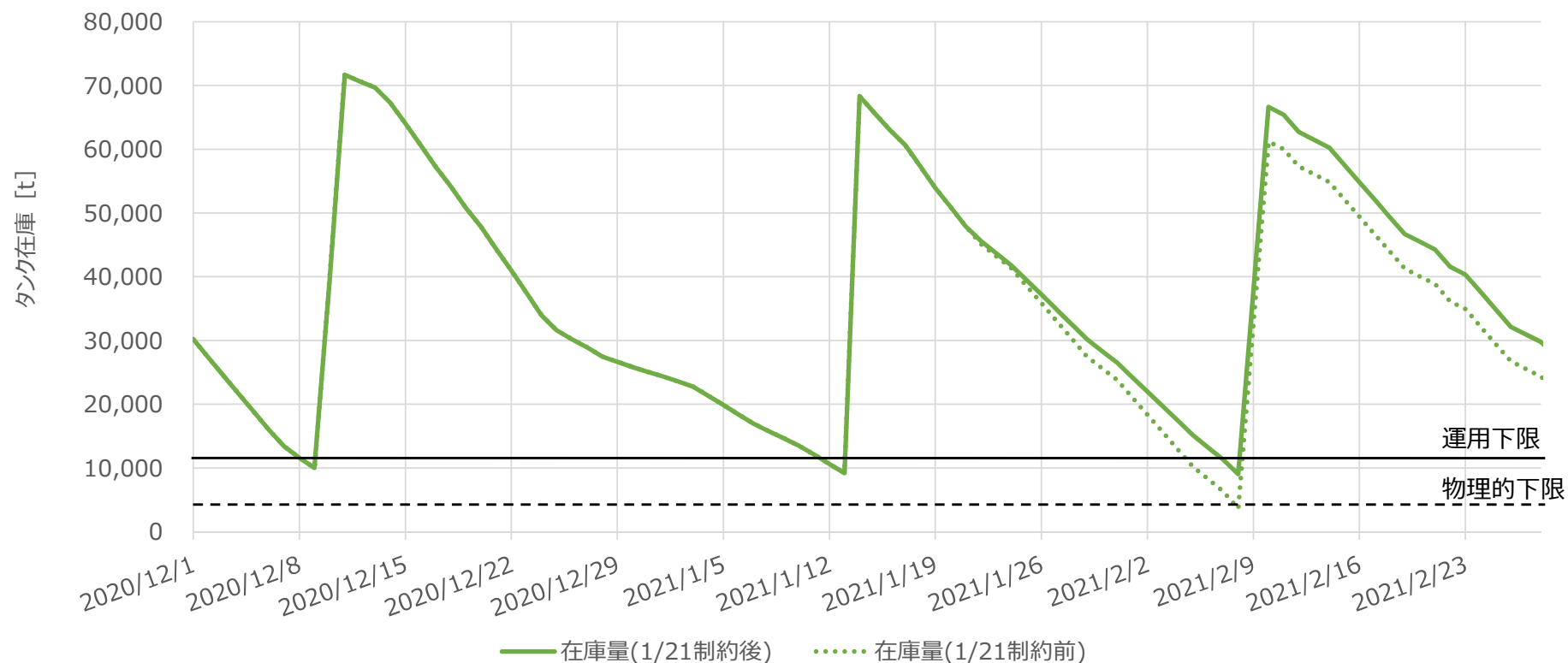


- ・ 自社需要の増加および渇水による供給力減等の影響により在庫は低下。
- ・ 次船受入(1/13)までに運用下限を下回る見込みとなったため、12/29～1/3はLNG1上限178MWに制約。制約は自社需要および市場価格の低下が見込まれた年末年始に実施。
- ・ 冬季は荒天による受入遅延リスクが高く、かつ高需要期の燃料枯渇による発電停止を回避する観点から、運用下限の引き下げを前提とした計画は策定せず（実績上は運用下限を下回る水準での運用が発生）。



4-3. 富山新港 燃料受払計画（1/21時点）

- ・ 自社需要の増加、渇水による供給力減および1/13受入数量減等の影響により在庫は低下。
- ・ 次船受入(2/9)までに運用下限を下回る見込みとなったため1/22～2/8は新港2の上限を平日150MW、休日75MWに制約。制約は自社需要が低下傾向にあったことおよび2月以降は寒波などの影響による高需要が見込まれることから、当該時期に実施。
- ・ 冬季は荒天による受入遅延リスクが高く、かつ高需要期の燃料枯渇による発電停止を回避する観点から、運用下限の引き下げを前提とした計画は策定せず（実績上は運用下限を下回る水準での運用が発生）。



- ・ 自社需給の緩和による消費量の減少および市場価格の低下により1/28に制約解除。

