

今冬の需給ひっ迫の対応について

2021年2月25日
東北電力株式会社

- ・当社の主な販売エリアは東北6県および新潟県。
- ・日本海エル・エヌ・ジー（以下「日エル」）が、当社のLNG火力発電所の8割に燃料を供給。

日本海エル・エヌ・ジー新潟基地

東北電力の約1,500万kWの供給力の1/3相当分の発電所群(仙台/新潟/東新潟火力)にLNGを供給

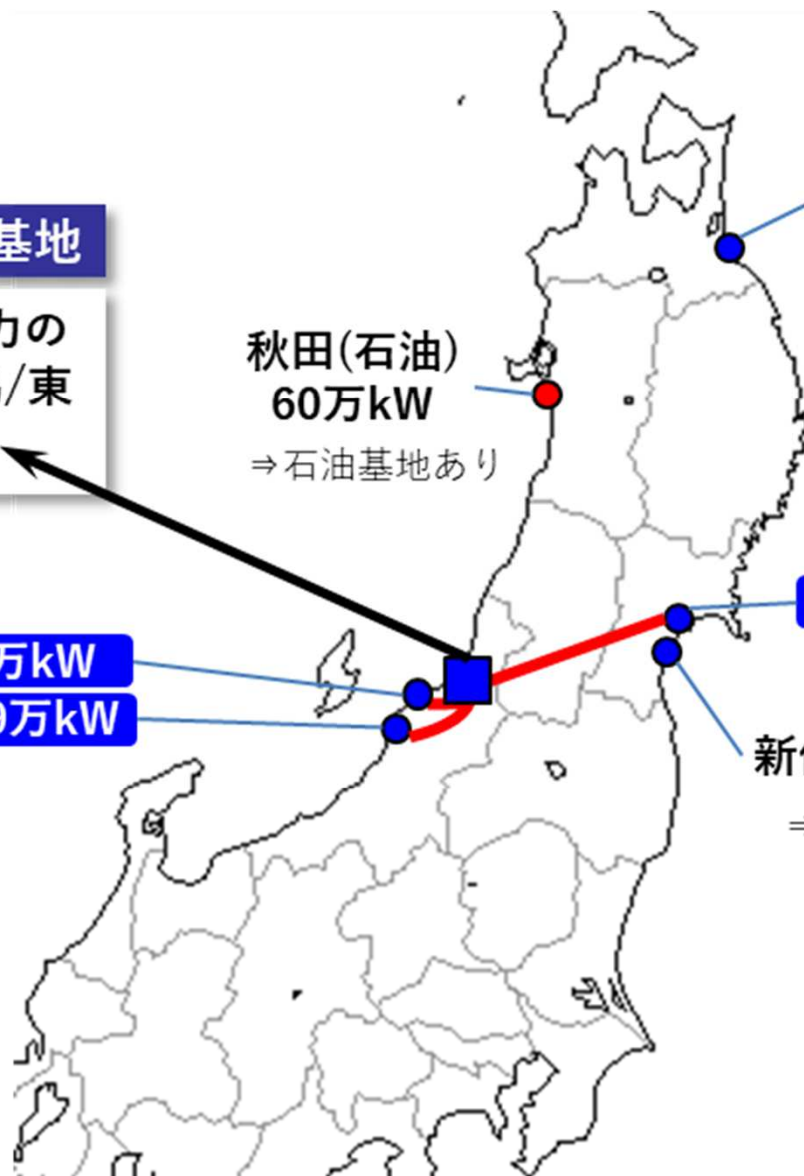
東新潟(LNG)486.0万kW
新潟(NG/LNG)10.9万kW

秋田(石油)
60万kW
⇒石油基地あり

八戸(LNG)41.6万kW
⇒他社よりLNG供給

仙台(LNG)46.8万kW

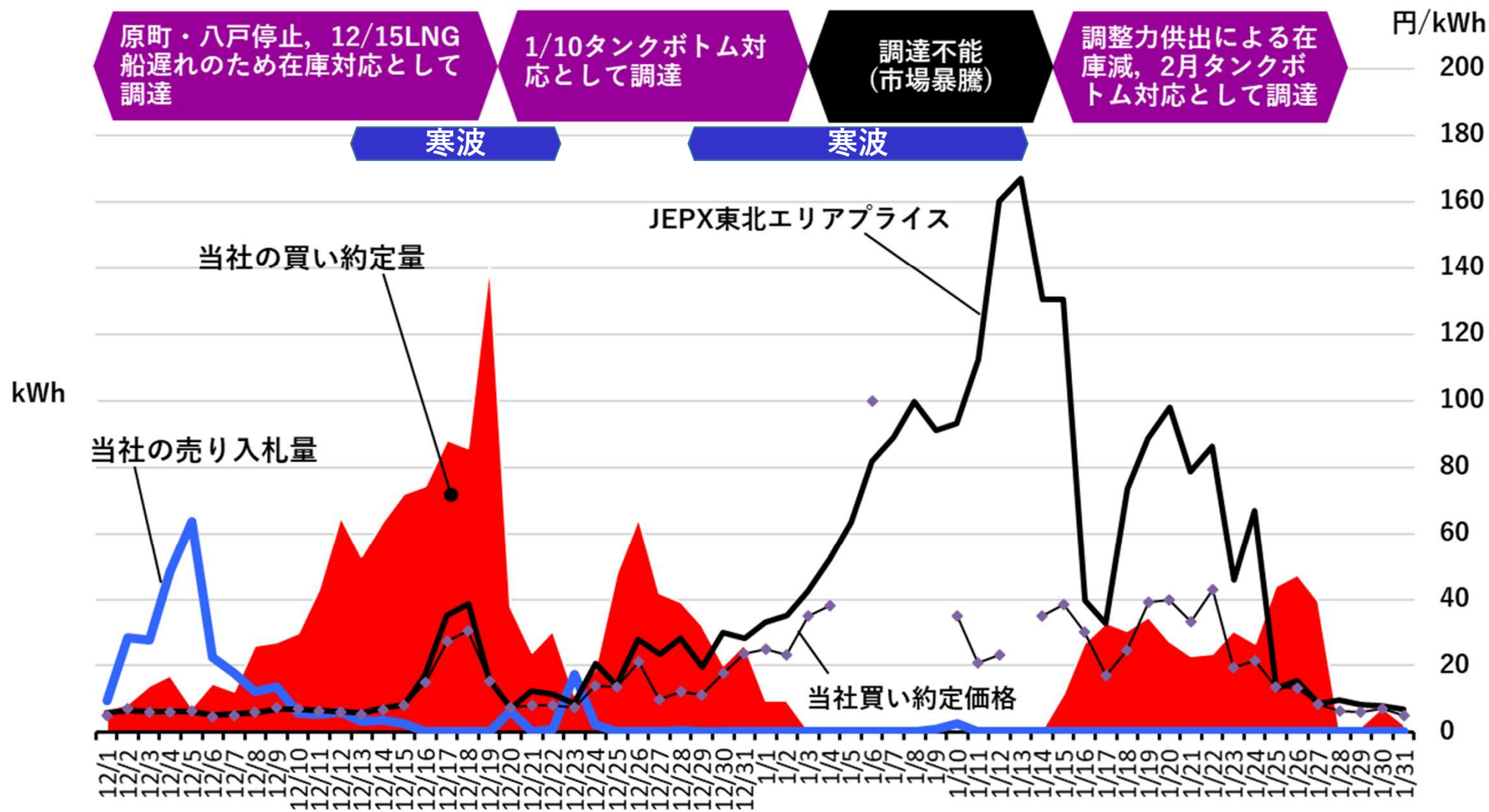
新仙台(LNG)104.6万kW
⇒LNG基地あり



1. 12月後半以降、売り入札量が減った場合の理由
2. 12月後半以降、買い約定量が増えている場合の理由

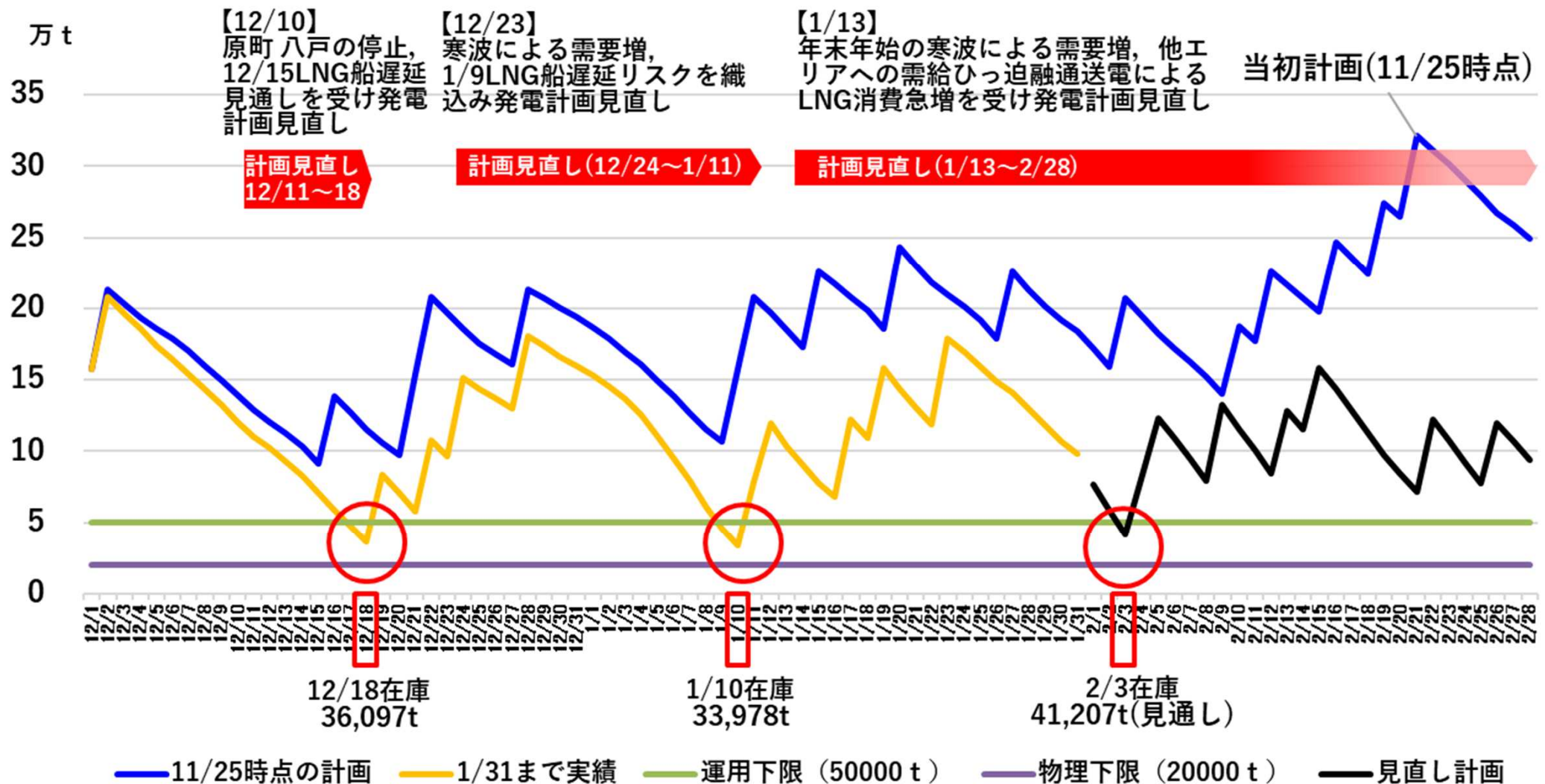
・寒波による需要増に加え、12/15・1/9・2/1のLNG船入港遅れおよび1/1～14の期間におけるエリア内外への調整力供出により、日エルLNG在庫が運用下限を下回る状況が発生し、売り入札は限定的なものとなった。

・一方で、在庫対応(タンクボトム対策)として買い約定量が増加した。



・12/1以降, ①寒波による需要増, ②荒天による入船遅延, ③調整力補給および他社への逼迫融通送電の大きく3つの要因により, 3度の在庫枯渇リスクに直面した。

・対応策として, a)日エル系ユニット(仙台, 新潟, 東新潟)の燃料制約運転による在庫延命, これによる不足分については, b)他タンク(八戸, 秋田)の焚き増し, c)JEPXからの調達, d)LNG船の新規購入を含めた配船調整等により, 日エル系ユニットの発電停止を回避した。

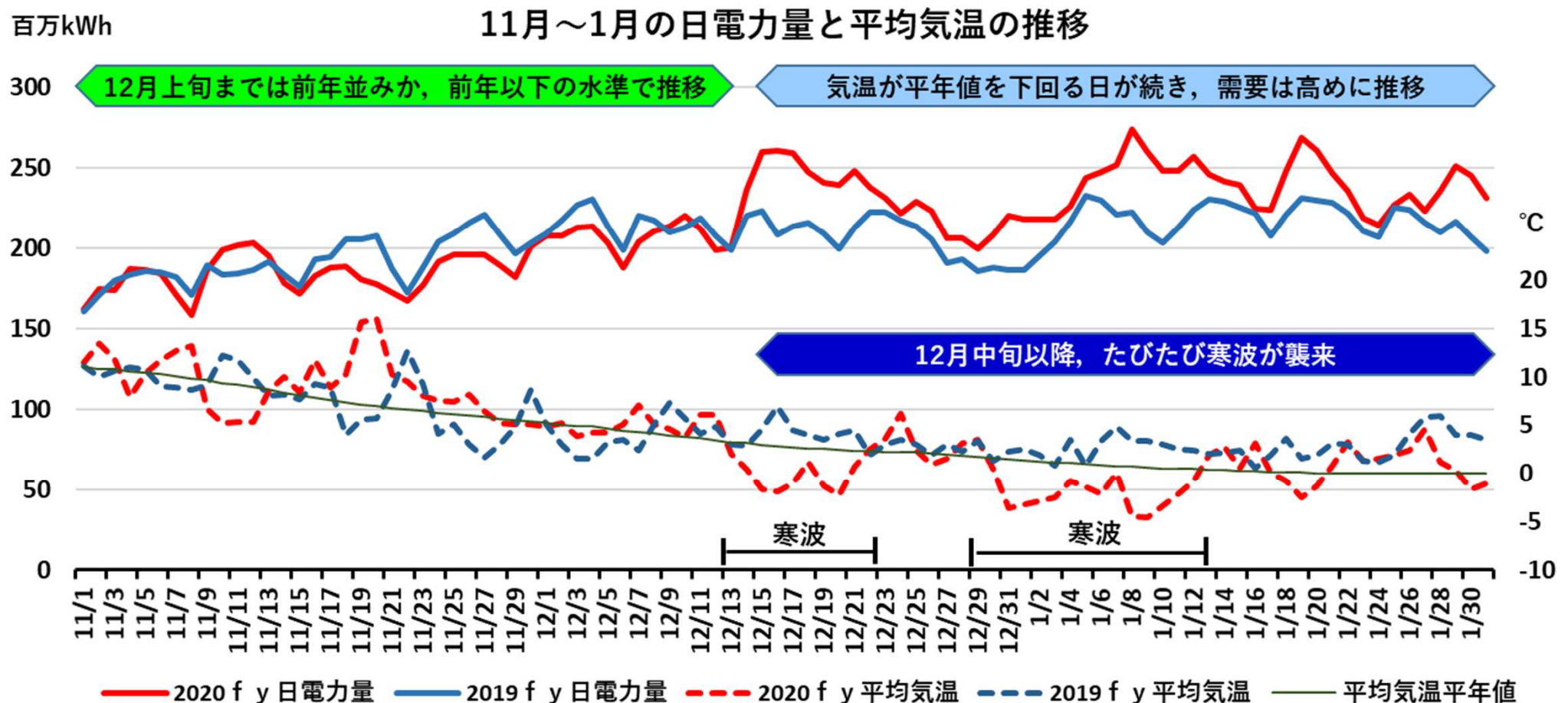


3. 12月後半以降、自社需要が増えた場合の理由

・12月中旬以降、寒波の影響により気温※が前年・平年を下回る日が多く、日電力量は前年実績を大きく上回っている。

・このため、今冬の需要増は気象影響が主な原因ではないかと考えている。

※東北エリア7都市（青森市，盛岡市，秋田市，仙台市，山形市，福島市，新潟市）の気温の平均値を使用。



4. 自社需要想定をどのように見積もっているか。実績との乖離の理由は何か。

5

・自社需要想定は、予測対象日の気温※¹予想に対し、曜日差を考慮のうえ、類似する気温実績をもつ過去日を検索し、気温補正により算出している。

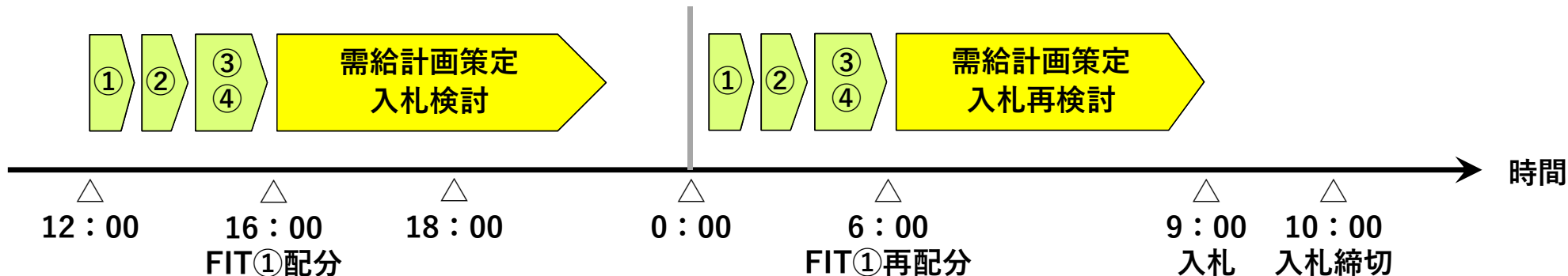
・さらに、直近の需要動向や、天気（曇り、雨、雪）および気象条件の連続性（一過性の気温上昇・低下、猛暑・厳寒が続く等）なども加味し、想定値を作成している。

※1.東北エリア7県の県庁所在地（青森市、盛岡市、秋田市、仙台市、山形市、福島市、新潟市）の気温の平均値を使用。

（参考）業務の流れ

【入札前日】

【入札当日】直近の天気予報をもとに再検討



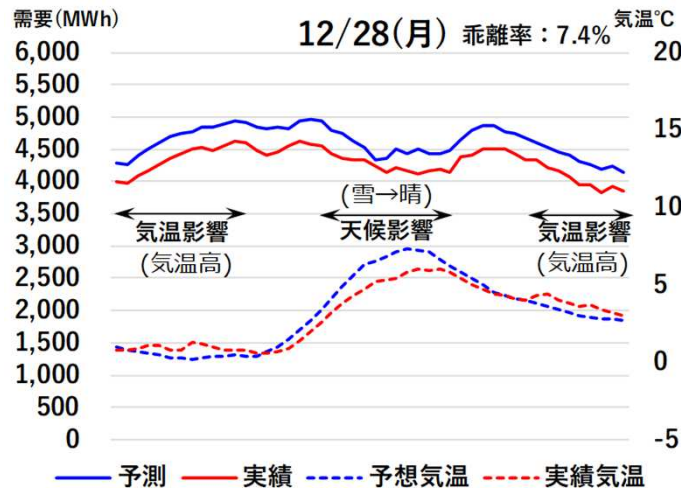
①気象予報データ取得	➤ 気象庁および気象会社が提供している気温予想データ
②参照日、類似日検索	➤ 直近の過去日を参照 ➤ 気温推移が類似している過去日を検索
③気温補正	➤ 需要想定の基本データとして、至近実績をもとに需要と気温の相関（気温感応度）を算出
④その他補正	➤ 気温以外の気象要素、前日からの需要カーブの連続性、予想日の特異性（年末年始など特異期間）を考慮

注. 業務スケジュールは目安であり、業務運行状況によって変化する。

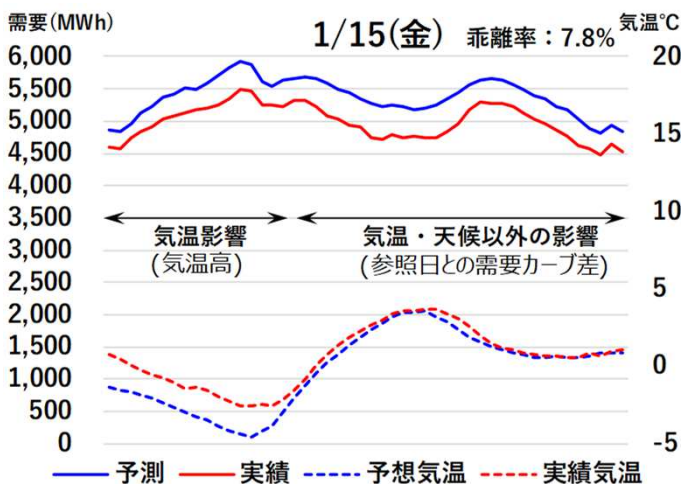
4. 特定日の想定と実績との乖離の理由は何か。

6

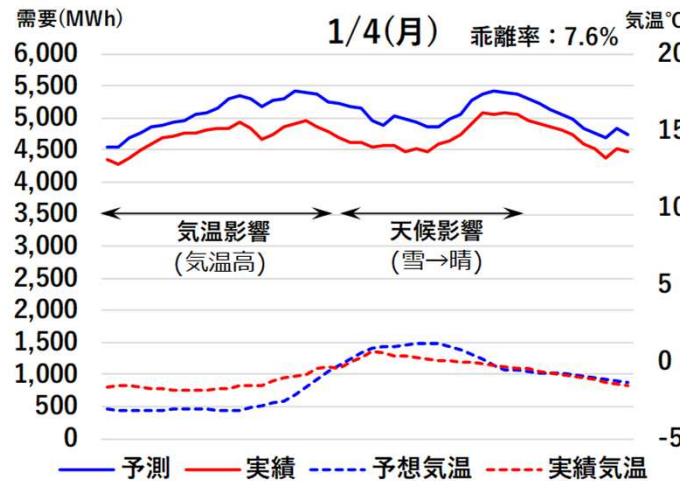
・特定日の実績の乖離について，天気予報の気温と実際の気温との差，日照の増減が主な理由。



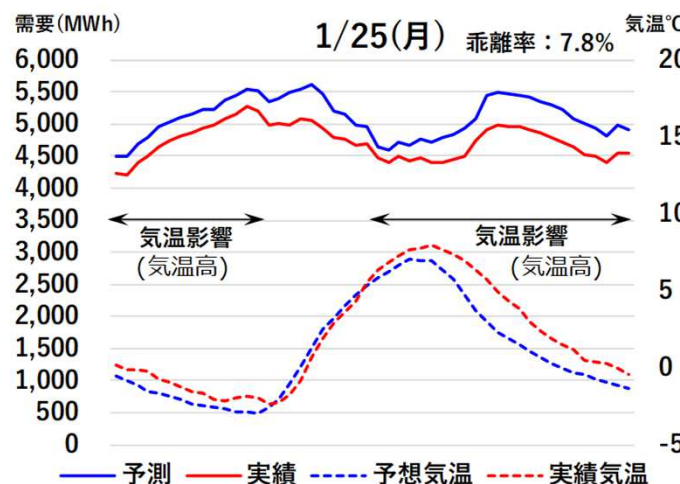
		6時	9時	12時	15時	18時
日本海側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
太平洋側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
参照日		2019/12/23(月)				



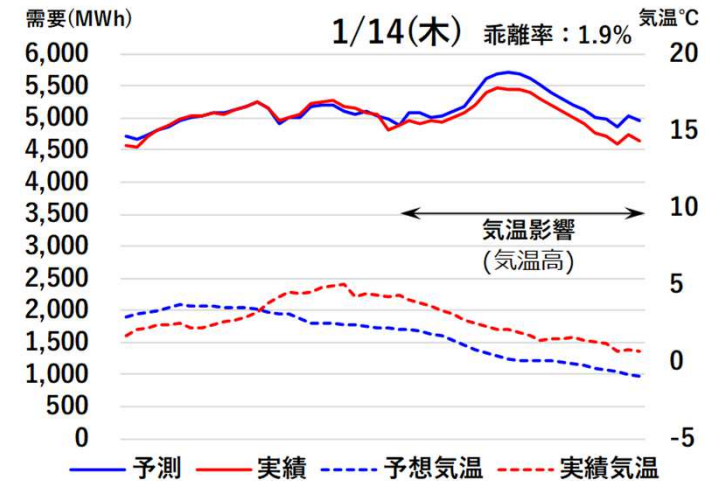
		6時	9時	12時	15時	18時
日本海側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
太平洋側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
参照日		2021/1/8(金)・1/12(火)				



		6時	9時	12時	15時	18時
日本海側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
太平洋側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
参照日		2020/12/21(月)・12/14(月)・1/27(月)他				



		6時	9時	12時	15時	18時
日本海側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
太平洋側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
参照日		2021/1/21(木)				



		6時	9時	12時	15時	18時
日本海側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
太平洋側	予測	☁	☁	☁	☁	☁
	実績	☁	☁	☁	☁	☁
参照日		2020/12/25(金)				

※乖離率 = (計画値 - 実績) ÷ 実績

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。

7

- ・需要が増加し市況も高騰する時間帯（点灯帯）を避けて，燃料制約を行っている。
- ・「足元の1日あたり燃料消費量」と「入船遅延リスク（日数）」から消費見通しを策定。運用下限を下回る見通しの場合，改善するための燃料消費計画を策定し，制約運転パターンを策定。
- ・この運転パターンを基本に，受渡対象日の需給状況を踏まえスポット入札時の燃料制約量を設定。

■12/11～12/18の燃料制約の状況

①事象：12月タンクボトム対応（日エルLNG船遅延リスク織込み 12/15⇒12/18）

②見直し日：12/10

③燃料制約期間：12/11～12/18

④対象ユニット：日エル系ユニット全てに，BS(需給停止)，運転制約を実施。

⑤制約理由および燃料制約計画：12/18の在庫想定が35,524tと運用下限(5万t)を下回ったため。

	18日EL在庫(t)
見通し(制約なし)	35,524
燃料抑制計画後	44,571

・制約がない場合の消費見通しと燃料抑制計画の日量（MWh）

	12/11(金)	12/12(土)	12/13(日)	12/14(月)	12/15(火)	12/16(水)	12/17(木)	12/18(金)
見通し(制約無) MWh	68,000	53,000	50,000	77,000	87,000	87,000	87,000	87,000
燃料抑制計画 MWh	67,000	51,000	48,000	62,300	62,300	69,000	70,000	70,000

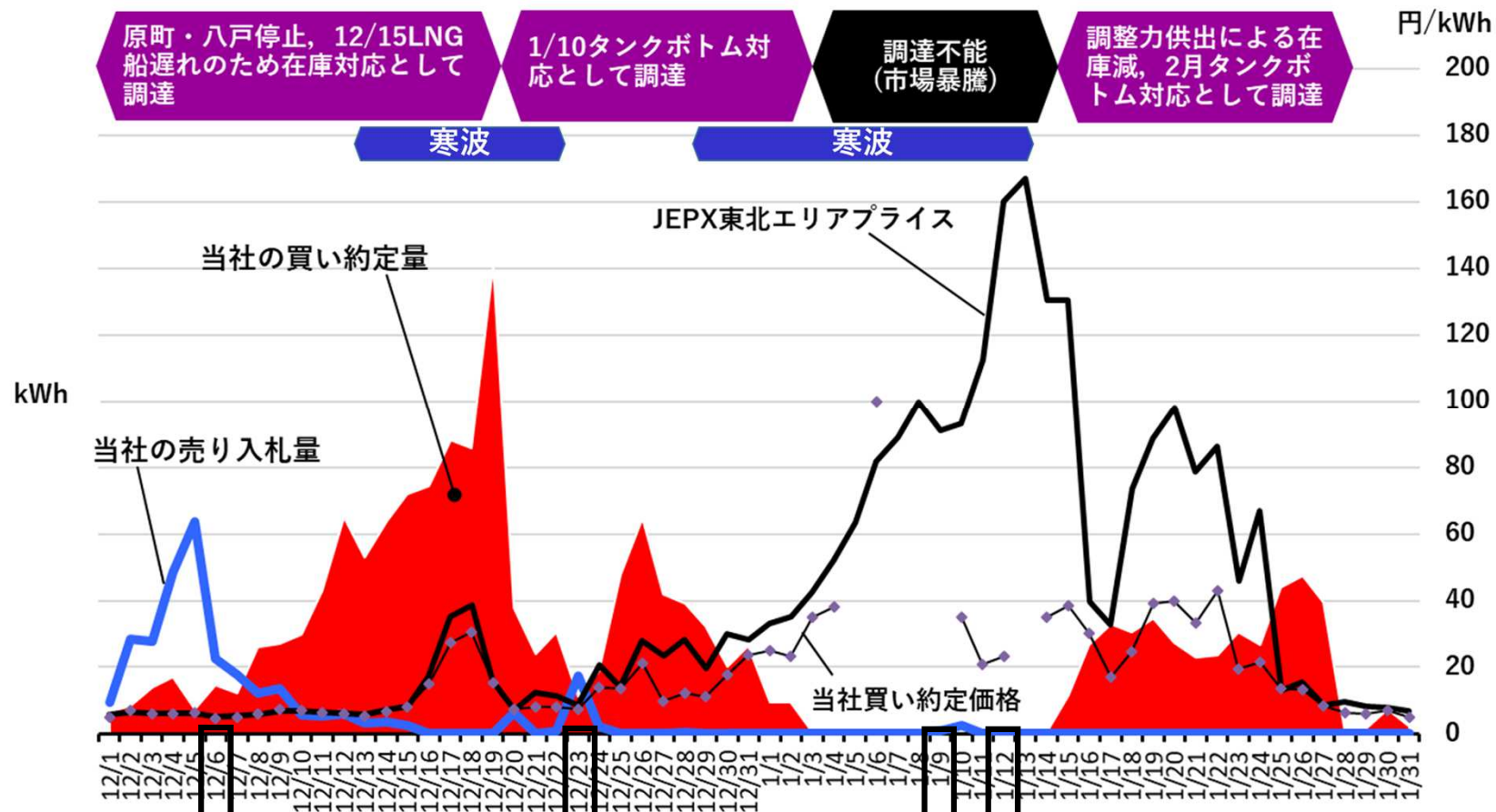
・燃料抑制計画に基づくユニットの需給停止・運転制約計画（◆◆◆ 需給停止 ◆◆◆ 運転制約(出力低下)）

	12/10(木)	12/11(金)				12/12(土)				12/13(日)				12/14(月)				12/15(火)				12/16(水)				12/17(木)				12/18(金)				
	18	0	6	12	18	0	6	12	18	0	6	12	18	0	6	12	18	0	6	12	18	0	6	12	18	0	6	12	18					
八戸5号機	20			13	20									13	20			13																
港1号機		0	3		23			16	22			16	22		14	22		14	22		15	22			15	22			15	22				
港2号機		22		12	22								12	22		12	22		12	22		12	22			12	22			12	22			
東新潟1号機		0	3		23			16	22			16	22		14	22		14	22		5	9	15	22			15	22			15	22		
東新潟2号機		0	3		23			16	22			16	22		14	22		14	22		5	10	15	22			15	22			15	22		
東新潟3-1号系列		0	3		23			14	22			14	22		5	22		5	22		5	10	15	22		5	10	15	22		5	10	15	
東新潟3-2号系列		0	3		23			14	22			14	22		5	22		5	22		5	10	15	22		5	10	15	22		5	10	15	
東新潟4-1号系列		0	3		23			14	22			14	22		5	22		5	22		5	10	15	22		5	10	15	22		5	10	15	
東新潟4-2号系列		0	3		23			14	22			14	22		5	22		5	22		15	22			15	22			15	22			15	22

6. 燃料制約量の設定に当たり、市場への影響をどのように考慮したか。

8

- ・在庫がひっ迫しており市場からの調達を基本としていたが、市況が高騰する時間帯（点灯帯）については、市場への影響を考慮し売り入札を行なった。
- ・1/12受渡し分以降は在庫不足から全時間帯で燃料制約を設定。



市場への影響
を考慮し、入
札時の燃料制
約を設定

12/6以降：
→15～20時以外で
燃料制約を設定

12/23以降：
→17～20時以外で
燃料制約を設定

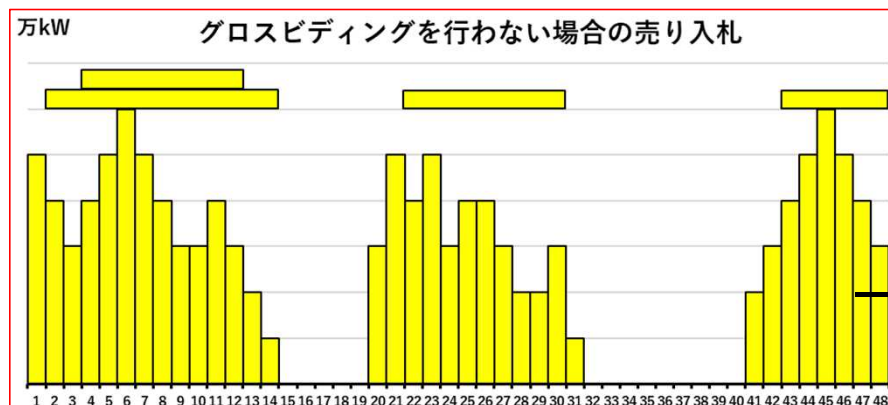
1/12以降：
油・LNGは全時間帯で燃料制約を設定

1/9以降：
→全時間帯で秋田火力
の燃料制約を設定

7. グロスビディング入札の考え方

・グロスビディング売りは全てのコマにおいて一定量を0.01円入札。買いは必要な供給力分は999円，それ以外は限界費用で入札。

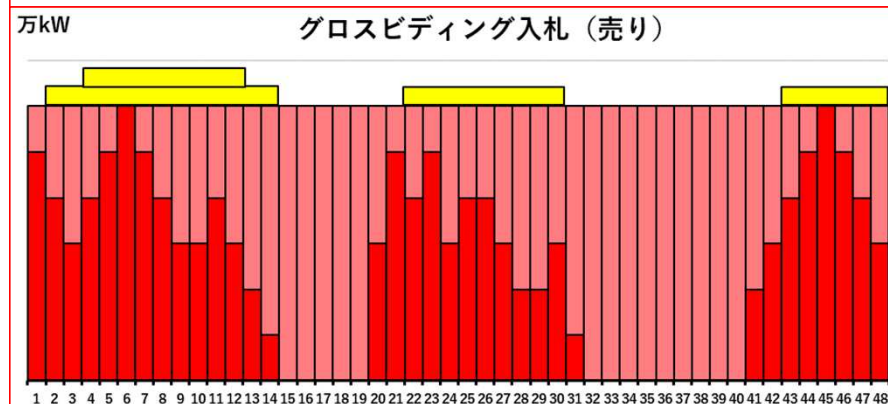
・12/1以降，需給がひっ迫した期間においてグロスビディング入札の取り止めは行っていない。



・グロスビディングを行わない場合，売り入札は余力分が対象。

ブロック商品(需給停止ユニット含む)

各コマの余力を入札(30分商品)

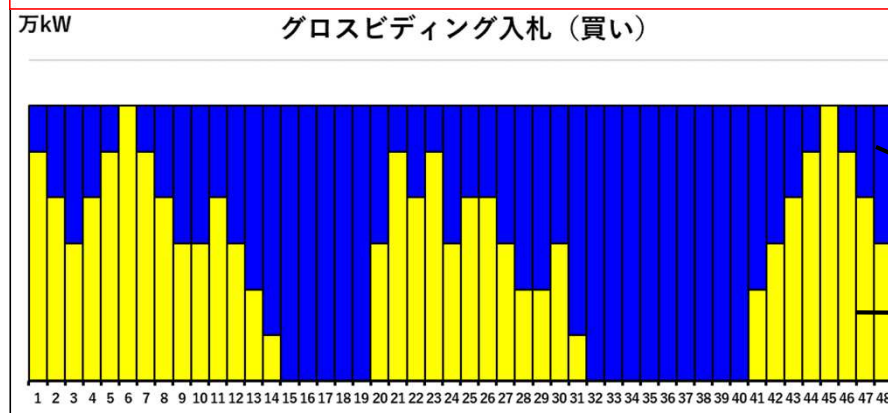


・グロスビディングは自社供給に必要な供給力も市場に入札する。

ブロック商品は限界費用ベースで入札

余力だけでなく自社供給に必要な分も含め，一定量を0.01円で入札。

※30分商品の最大量は段差制約量(火力機等の負荷追随可能量)により設定。グロスビディングの量は，30分商品の最大量により設定している。



・本来の余力売りと同じ結果となるよう，買い入札価格を設定。

(ブロック商品は売りのみ)

自社供給に必要な分(青)は999円で買戻し。

本来の余力分(黄)は限界費用で買い入札。

【参考】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
LNG	日本海エリエヌジー新潟LNG受入基地 (注1)	仙台4号 東新潟1・2号 東新潟3・4号系列 東新潟港1・2号 新潟5号	2万[t]	LNG貯蔵タンクの払出ポンプ能力の限界値相当	5万[t]	物理的下限に、荒天影響によるLNG船入港遅延リスク(2日)のLNG消費量相当(3万t)を加算 【参考】LNG船入港遅延日数 ・ 冬期の荒天影響による入港遅延は、平均2日、最大5日 ・ 気象海象予測や船舶動静等により更なる入港遅延が顕在化した場合は適切に考慮
	新仙台火力発電所	新仙台3号系列	8千[t]	LNG貯蔵タンクの払出ポンプ能力の限界値相当	8千[t]	年間を通じて基本的に荒天影響がないため
	八戸LNG受入基地 (注2)	八戸5号	－	ガス購入先様の運営のため詳細不明、 当年度の使用可能ガス量（LNG換算）の範囲で発電用に購入・消費	－	同左
石油	秋田火力発電所	秋田4号	2.85万[kl]	タンク内の攪拌を行うミキサー能力の限界値相当	2.85万[kl]	同左

(注1) 東北電力グループ企業

(注2) ガス購入先様による基地運営

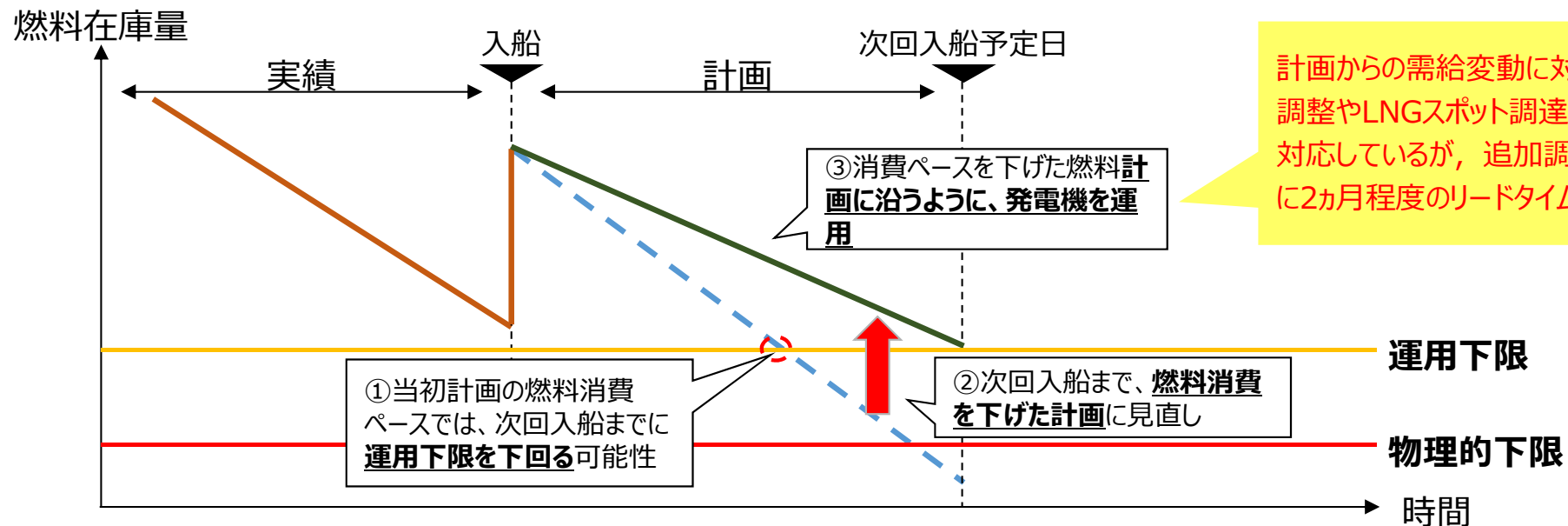
【参考】燃料タンク下限値とその算定根拠

（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	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
LNG	日本海エルエヌジー 新潟LNG受入基地 (注1)	5万[t] (5万[t])	3.4万[t]	1/9～10	<ul style="list-style-type: none">大寒波等の影響による年末年始の自社需要の急増1/4以降は全国的な需給ひっ迫に伴い更にLNG消費が増加1/9到着予定のLNG船が航路途上の低気圧の影響を受け、新潟到着が1日遅延	—	—

燃料受払計画策定の基本的な考え方

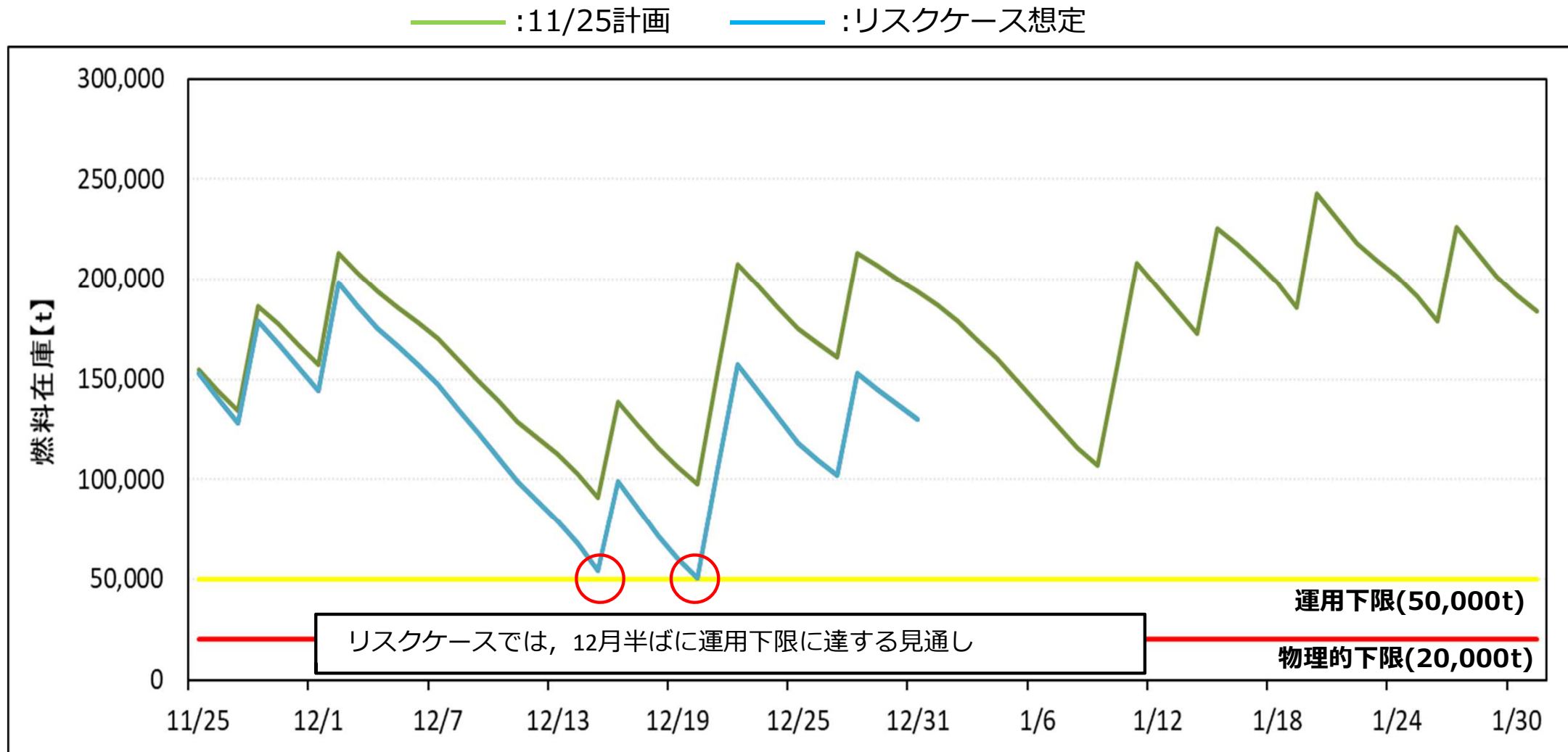
- 燃料受払計画の策定のインプットとなるデータ：需要や水力，再エネ出力等の固定値をシステムに入力した後、火力発電所の燃料費が最も経済的となるよう計算を行い，各火力発電所の日毎の電力量を算定。電力量に換算係数（消費率）を掛けて燃料消費量に換算し燃料消費計画を策定，これに燃料の入船計画を反映し受払計画を作成している。
- 燃料受払計画の見直しの頻度：月末に翌月，翌々月の燃料消費計画を作成（定例）し，燃料の消費動向等について毎週関係者会議で確認のうえ，需要等の増減に伴う消費量の変動や入船日の遅延が予想される場合などには適宜見直しを実施。
- 配船計画と燃料受払計画の関係、消費ペースの算定式等：燃料受払計画に基づいて，適正在庫水準を維持するため，配船を調整し，配船計画に反映している。
- 日本海エル・エヌ・ジー（以下，日エル）LNGのタンク下限（物理的下限と運用下限の定量的な値）：物理下限 2 万トン，運用下限 5 万トン。
- 日エルLNGの運用下限の算出根拠（見込むリスクの内容、またリスクバッファの量（●月の消費量●日分、等））：
日エルにおける冬季（12～3月）の1日あたり払出量は平均約1.5万トンとなっており，また，過去のデータによれば、冬季における荒天によるLNG船受入遅延日数は約2日（平均2日，最大5日）となっている。このため， $1.5\text{万トン} \times 2\text{日} + \text{物理下限} 2\text{万トン} = 5\text{万トン}$ を運用下限としている。
一方，気象海象予測や船舶の動静により，2日以上の上遅延リスクが顕在化した場合は，状況に応じてリスクを反映した運用としている。
- 発電機の運転計画について，TSO等との調整の有無：燃料制約が発生する際に，発電機の発停止や一日当たりの目標発電電力量などの調整を行っている。



計画からの需給変動に対しては、配船調整やLNGスポット調達も考慮しながら対応しているが、追加調達には一般的に2ヵ月程度のリードタイムが必要になる

日エル基地 燃料受払計画（11/25計画）

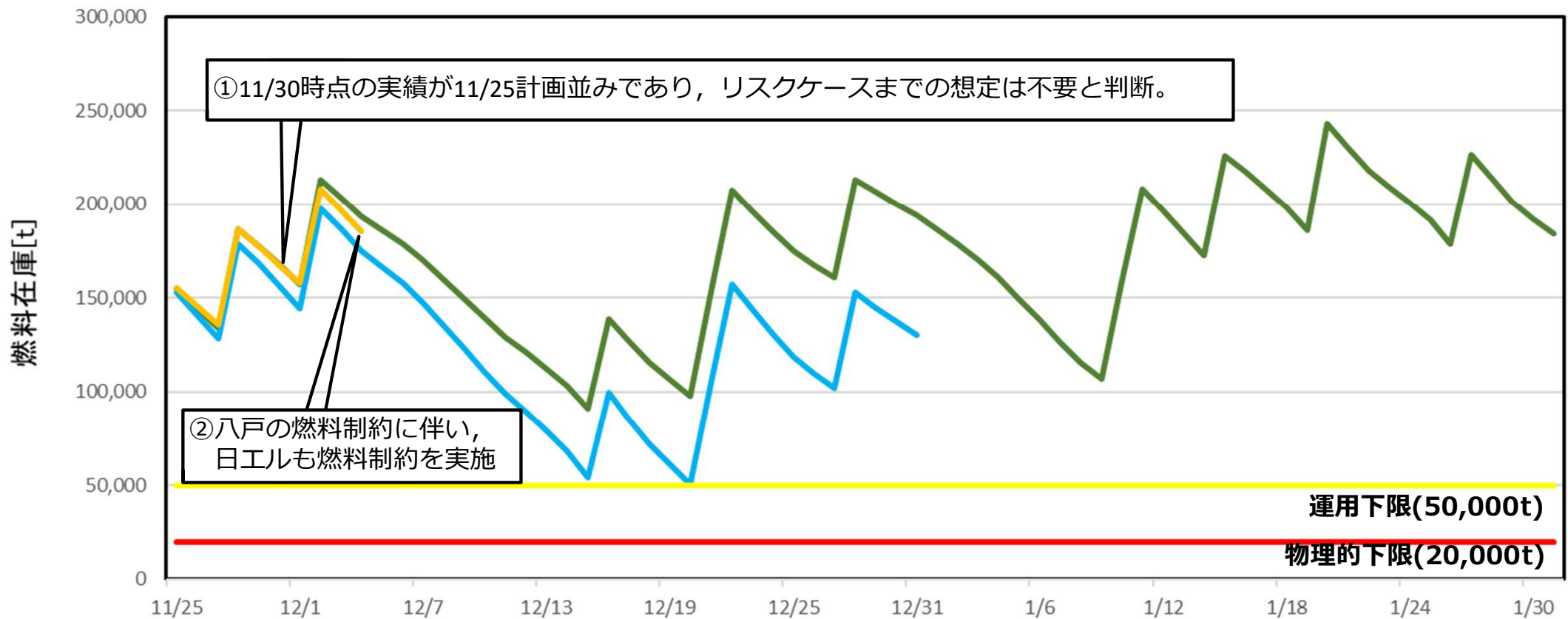
- 11/25に12月以降の計画を策定。一方、長期予報において、例年より寒くなる虞があったことから、冬期の需要増等、リスクケースとして計画比120%で推移した場合についても想定した。
- この場合、12月中旬に運用下限に達する可能性があったため、点灯帯以外に燃料抑制を実施。（点灯帯は売り入札実施）



日エル基地 燃料受払計画（①12/1判断，②12/4判断）

- ①12/1判断 11/30時点の在庫を確認したところ，11/25計画並みであり燃料消費上振れの傾向は見られなかった。このため，リスクケースまでの想定は不要と12/1に判断し，12/3スポット受渡し分より燃料制約を解除した。
- ②12/4判断 12/4の午後に八戸のLNG追加調達が不可と判明し，12/5時間前・12/6スポットから八戸と，日エル（八戸低在庫により焚き増しとなれば消費増となる）の燃料制約をかけた。

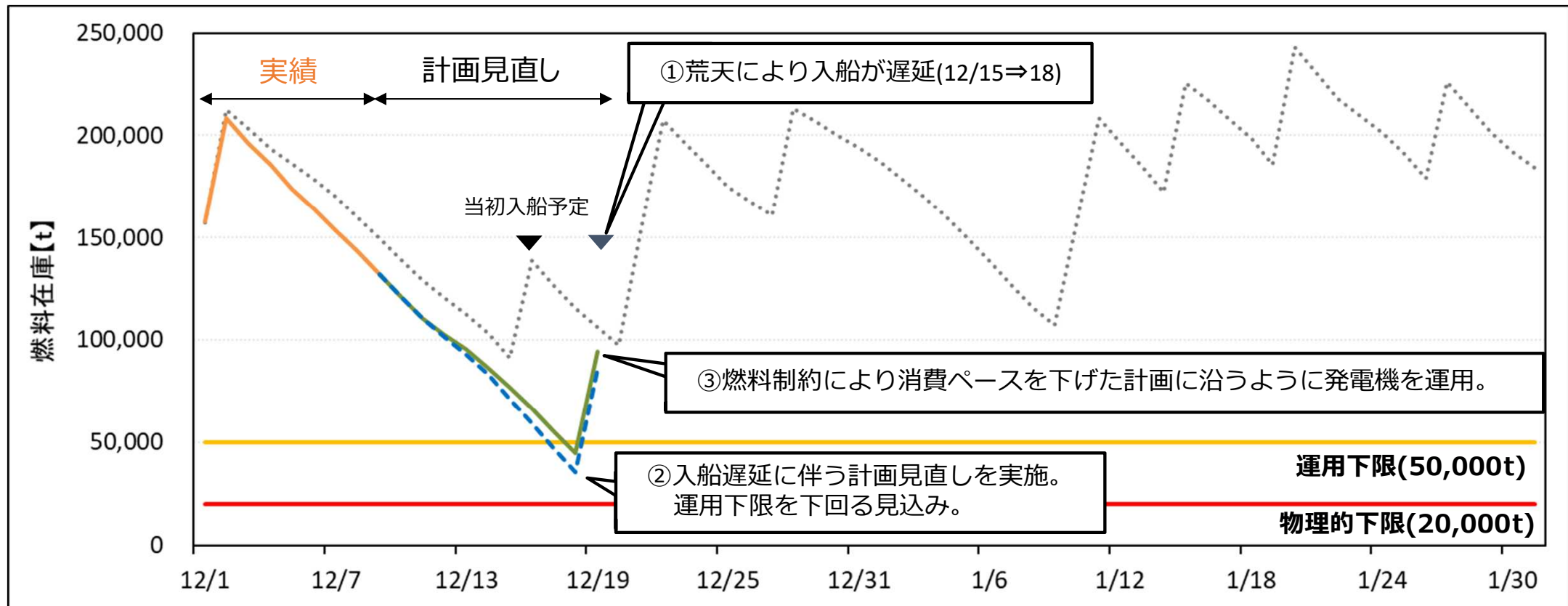
— :実績 — :11/25計画 — :リスクケース想定



日エル基地 燃料受払計画（12/10見直し）

- 荒天のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ、12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため、12/11～18の期間、消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日)を行った。

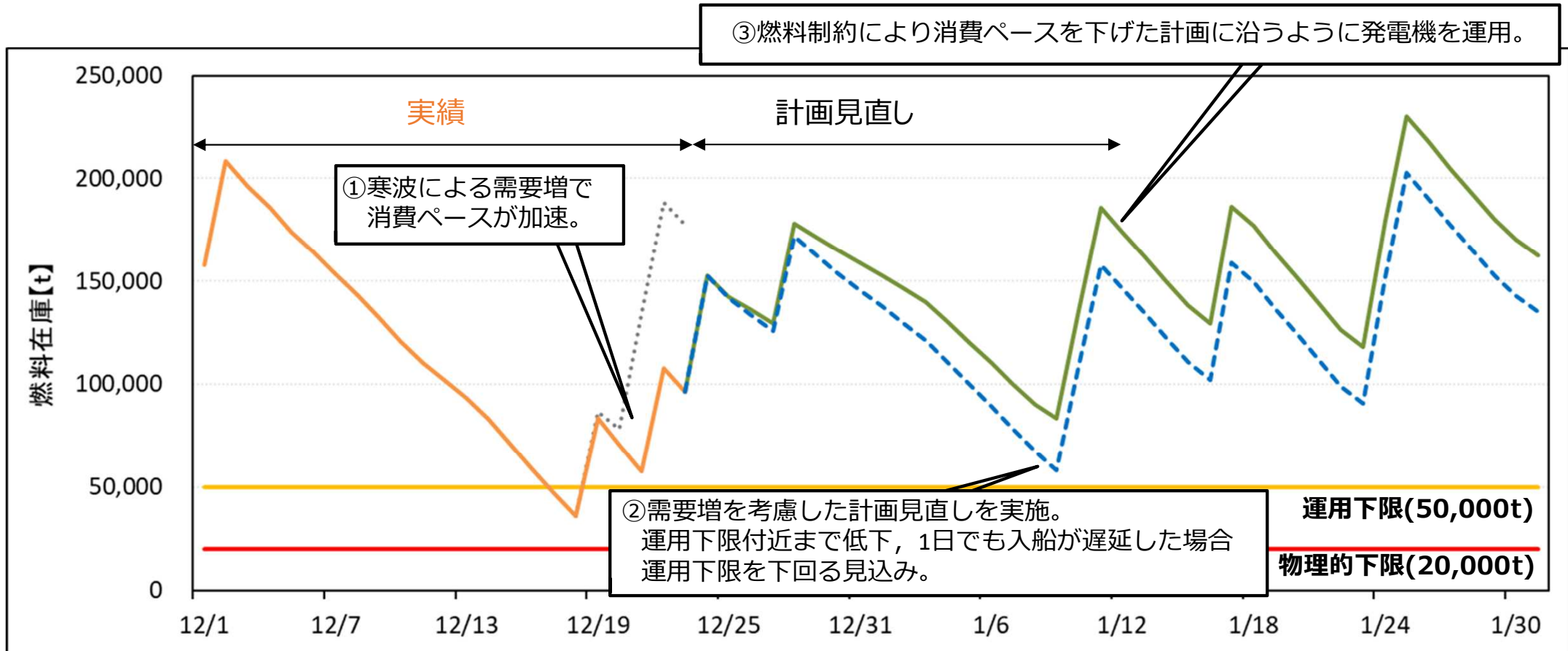
—— :実績 :見直し前計画 - - - - :見直し後計画 ——— :燃料制約計画



日エル基地 燃料受払計画（12/23見直し）

- 寒波の影響によりLNG消費が進み，1/9時点の在庫は約58,000トンの見込みとなった。
- 12月に入船が3日遅延した実績を踏まえ，12/24～1/11までの期間の消費ペースを下げた発電計画見直し（平均50,000MWh/日）を行った。

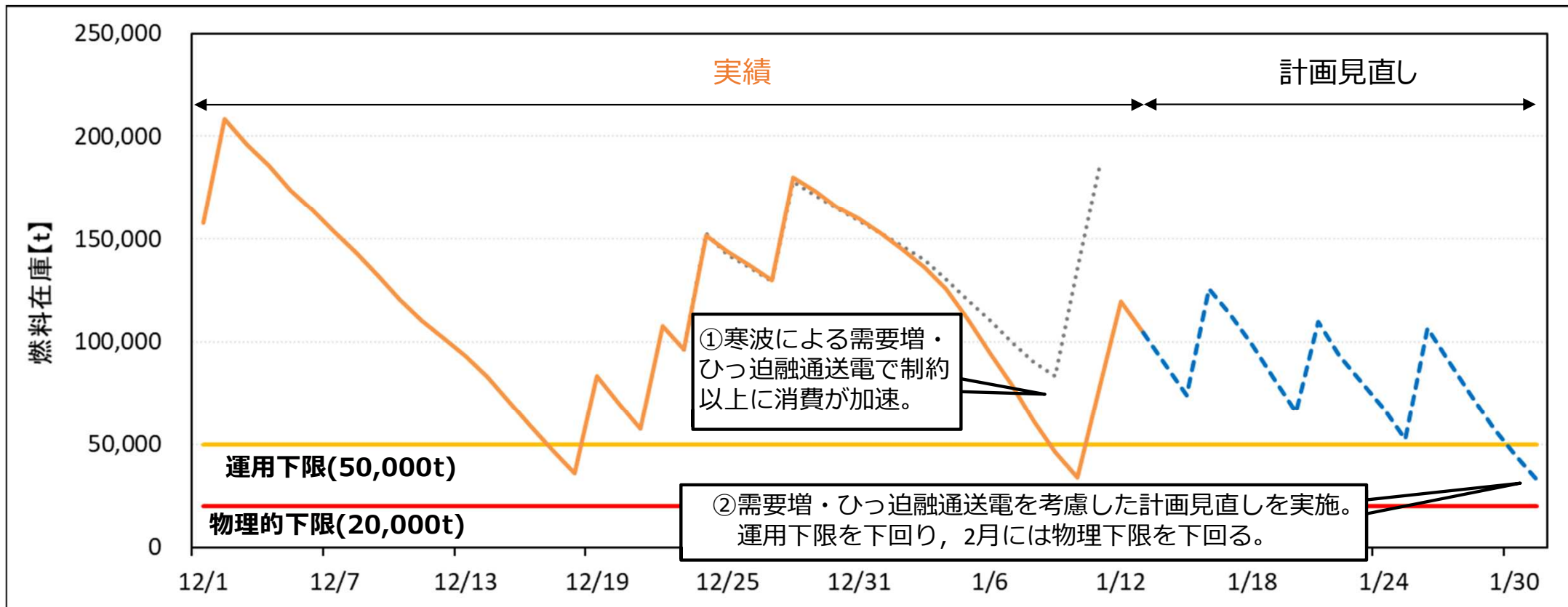
—— :実績 :見直し前計画 - - - - :見直し後計画 ——— :燃料制約計画



日エル基地 燃料受払計画（1/13見直し）

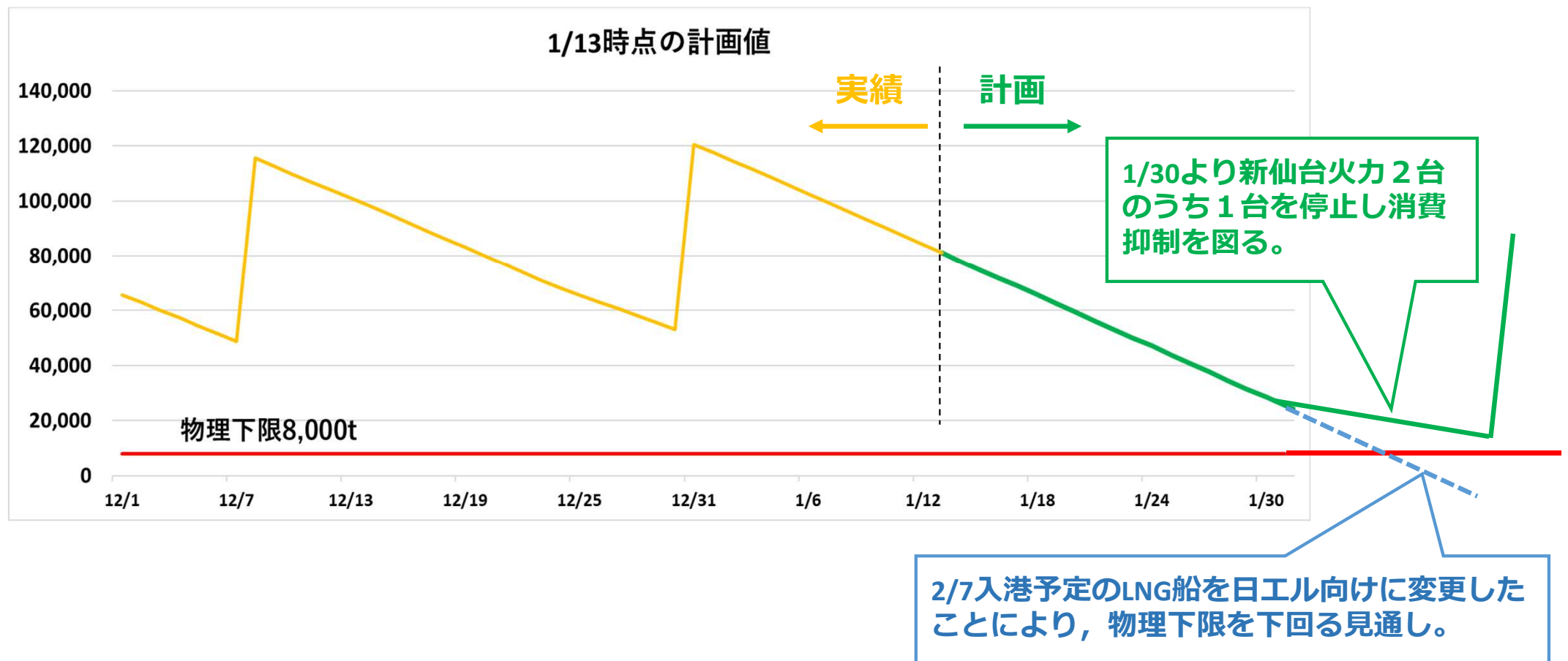
- 年末年始の寒波の影響により、自社需要が増加したことに加え、他エリアへの需給ひっ迫融通送電等により12/23見直し計画よりLNG消費が急増し、1/10には運用在庫を下回る実績（約34,000トン）となった。
- 2月には物理下限を下回る見込み(2/1に約16,000トン) となったため、計画の電力量を上回らないよう日エル系ユニットの日量管理を行った。

—— :実績 :見直し前計画 - - - - :見直し後計画



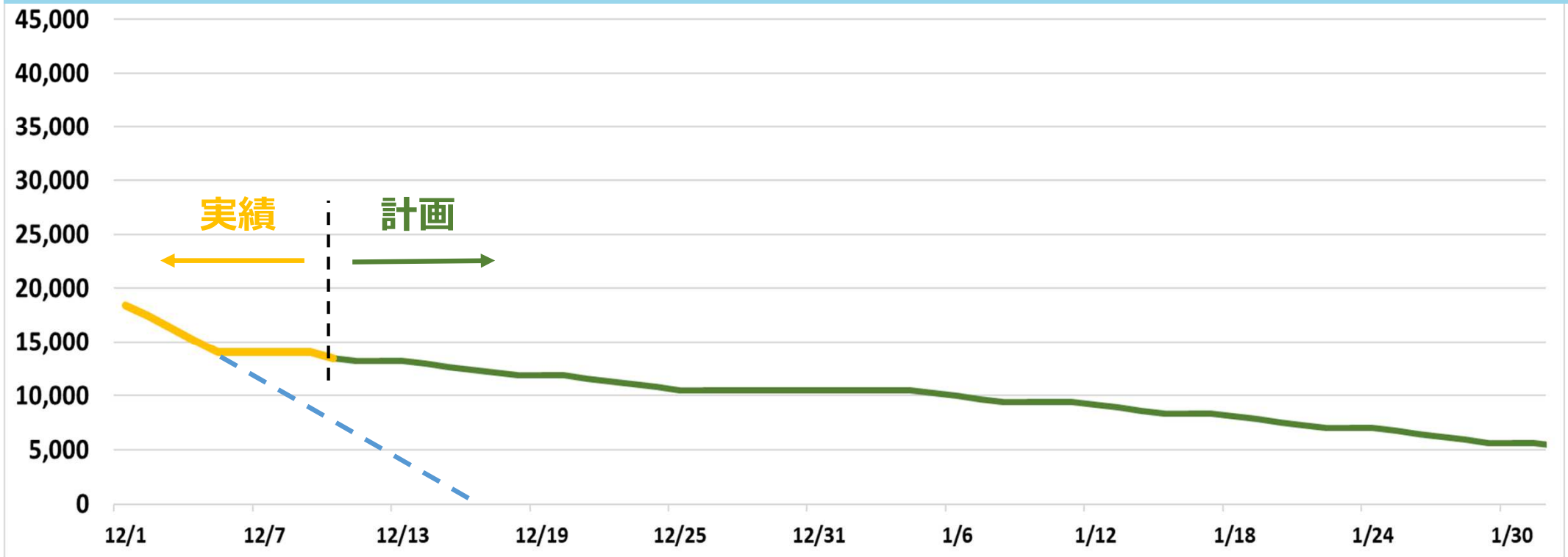
新仙台LNG基地 燃料受払計画（1 / 1 3 時点）

- 寒波，需給逼迫融通により日エルLNG基地の在庫が2/1に物理下限を下回る見通しとなった。
このため，2/7に新仙台LNG基地に入港予定の船を日エルLNG基地向けに変更。
- これにより新仙台LNG基地は2/6に物理下限を下回る見通し（6,700トン）となった。
- このため，1/30より新仙台火力2台のうち1台を停止し消費抑制を図る方針とした。



八戸LNG基地 燃料受払計画（12/11午前時点）

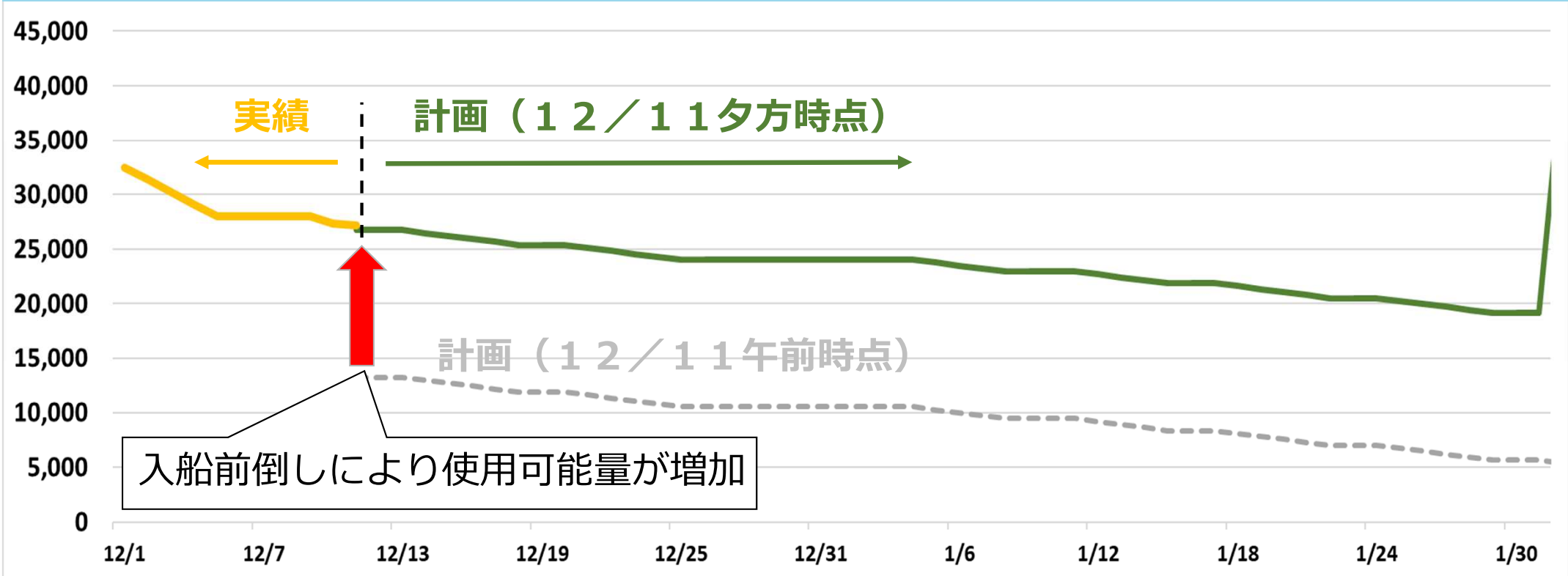
- 八戸は、売主管理のLNG基地であり、当社は売主との間で契約により使用可能数量の範囲で発電している。
- 売主管理のLNG基地への次回入船(2/20)までに当社使用可能量を使い切る見通しとなったことから、12/11に燃料受払計画を見直し。



※売主管理のLNG基地であり、当社では物理下限の管理は行っていない。

八戸LNG基地 燃料受払計画（12/11夕方時点）

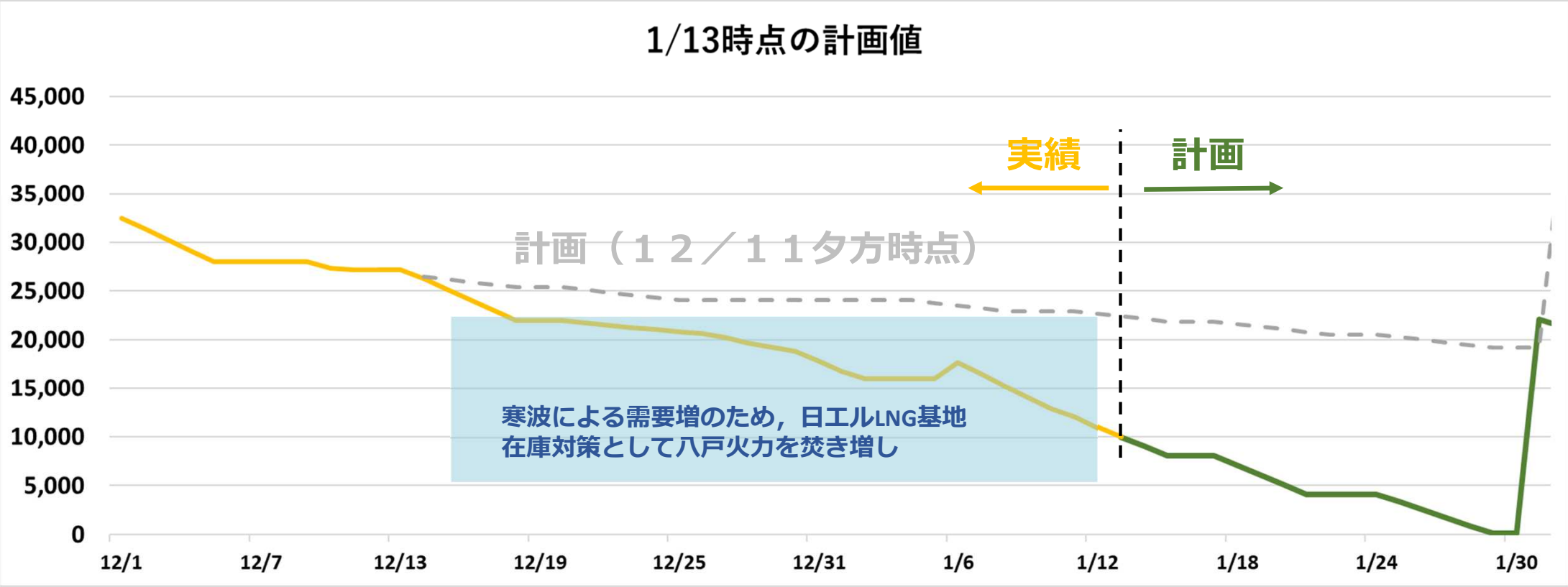
- 12/11の夕方，調達先との調整により入船前倒し（2/20→2/1）かつ，1/31までの使用可能量が27,000トンに増加。（3/31までの使用可能量は49,000トン）
- 12/11夕方時点においては，2月，3月の使用可能量を確保するため，1/31までの燃料使用計画は見直さないこととした。



※売主管理のLNG基地であり，当社は売主との間で契約により使用可能数量を定めており，売主LNG基地の物理下限の管理は行っていない。

八戸LNG基地 燃料受払計画（1 / 1 3 時点）

- 寒波による需要増のため、日エルLNG基地在庫対策として八戸火力を焚き増したため、12/11夕方時点計画よりも在庫が低下。
- 1/13に次回入船までの八戸火力の燃料受払計画を見直し。



※売主管理のLNG基地であり、当社は売主との間で契約により使用可能数量を定めており、売主LNG基地の物理下限の管理は行っていない。

秋田火力発電所 燃料受払計画（1 / 1 3 時点）

- 寒波による需要増，ならびに日エルLNGの在庫確保のために秋田火力を焚き増したため，在庫が減少し，1/19予定の燃料受入れ前に物理下限を下回る見込みとなった。（12/28時点の計画と比較し，1/13時点で約2.2万klの減）。
- このため，1/13に燃料受払計画の見直しを行い，発電計画を見直した（4,500MWh/日を上限）。

