

直近の電力需給・卸電力市場の動向について

2022年1月25日

資源エネルギー庁

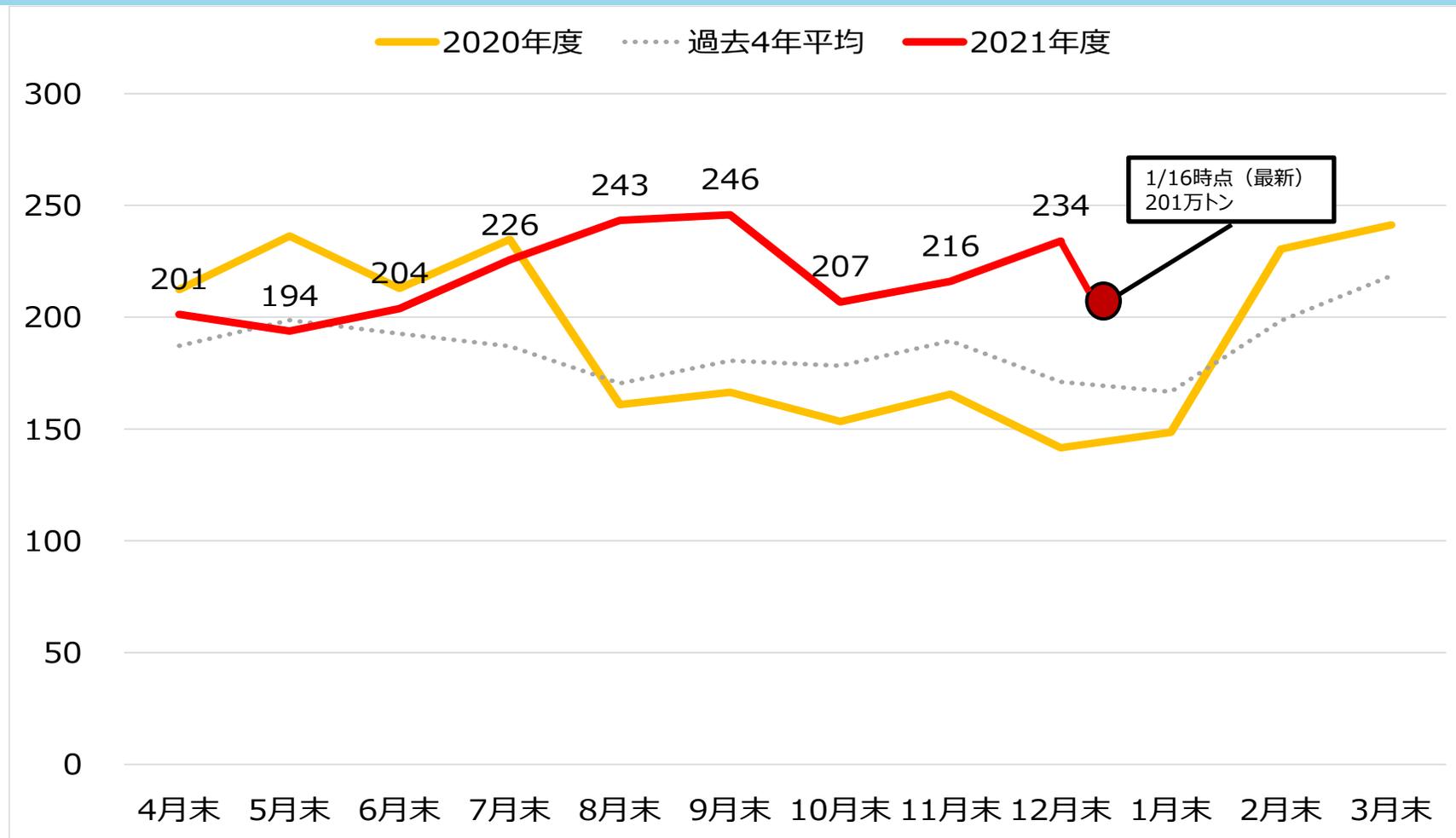
本日の御報告内容

- 本日は、前回の小委員会に引き続き、直近の電力需給や卸電力市場の動向等について、御報告させていただきます。

- 1. 足元の電力需給状況に関する情報について**
2. 直近の卸電力市場の動向について

大手電力会社のLNG在庫の推移（2022年1月16日時点）

- 大手電力会社を対象に、発電用LNGの在庫状況を週1度の調査を実施。
- 最新（1/16時点）の在庫は冬季の高需要期に入り、消費量の増加に応じ減少傾向だが、過去4年間と比較しても引き続き最高水準を維持。



※大手電力会社に対する調査に基づき資源エネルギー庁作成
※在庫量はデッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除く数量。

燃料制約の最新状況

＜1月の燃料制約登録状況（日本卸電力取引所 発電情報公開システム）＞

発電事業者	発電所	ユニット	燃種	最終更新日	認可出力 (kW)	低下量 (kW)	制約期間※1	分類※2
東北電力	秋田火力	4号	石油	1/19	600,000	340,000	12/25～1/6,1/15～1/17,1/22～1/24	③解除済
JERA	広野	5号	石炭	1/20	600,000	420,000	1/14～1/24	③解除済
	広野	6号	石炭		600,000	420,000	1/20～1/23	③解除済
	上越	1号	LNG	1/19	1,190,000	478,000	1/16～1/19	③解除済
	上越	2号	LNG		1,190,000	481,000		
君津共同火力	君津共同火力	5号	副生ガス	1/12	300,000	170,000	1/12～1/13	④解除済
北陸電力	富山新港	1号	LNG	12/24	424,700	246,400	12/29～1/3	①解除済
	三国	1号	石油		250,000	186,000	12/29～1/31	②
	富山新港	2号			500,000	299,200	1/1～1/31	
関西電力	赤穂	1号	石油	1/4	600,000	185,000	1/5～2/28	②
		2号			600,000	185,000		
	御坊	1号			600,000	550,000		
		3号			600,000	185,000		
中国電力	玉島	2号	石油	1/20	350,000	266,000	12/30～2/28	②
		3号			500,000	380,000		
	下関	2号	石油	12/28	400,000	298,000	12/30～1/21	②解除済
四国電力	阿南	3号	石油	1/20	450,000	149,000	1/2～2/28	②
	坂出	3号	石油	1/20	450,000	150,000	1/22～2/28	②
	坂出	1号	LNG	12/21	296,000	247,000	12/21～3/10※3	①
		2号			289,000	206,000		
		4号			350,000	228,000		

※1 燃料制約要因による停止期間が1月以降の設備を記載。（最終更新日1/24までの時点）

※2 分類：①LNGタンク容量要因、②石油火力の構造要因、③気象要因や運搬設備等の不良による内航船荷役の遅延、④工場の運転計画における副生ガスの生産要因

※3 売主生産不調により未確定となった配船分について、2月での配船に向け調整中。

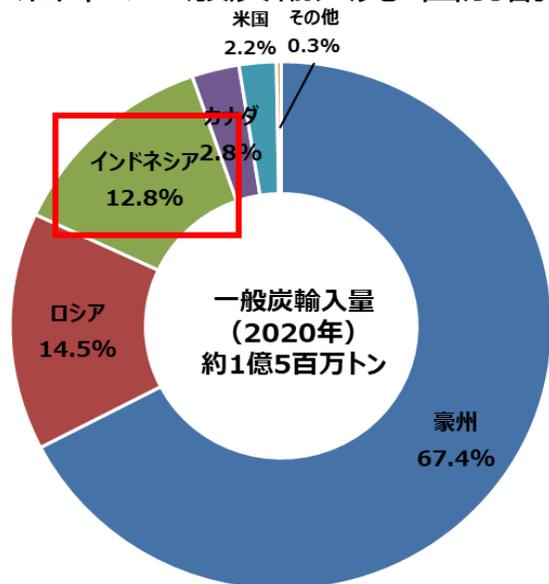
【参考】インドネシア政府による石炭輸出の一時停止措置の影響

- 先月12月31日、インドネシア政府は1月1日から1月31日まで、海外への石炭輸出を一時停止する措置を発表。これにより、発電用として石炭を取り扱う日本の電力会社が受入予定であった石炭船についても出港許可が凍結されていた。
- 石炭の調達先は分散化しており、インドネシア炭の調達割合は相対的に低い状況。各電力は一定量の在庫を保持していたことから、配船調整等により発電所ごとの必要量を確保している状況。

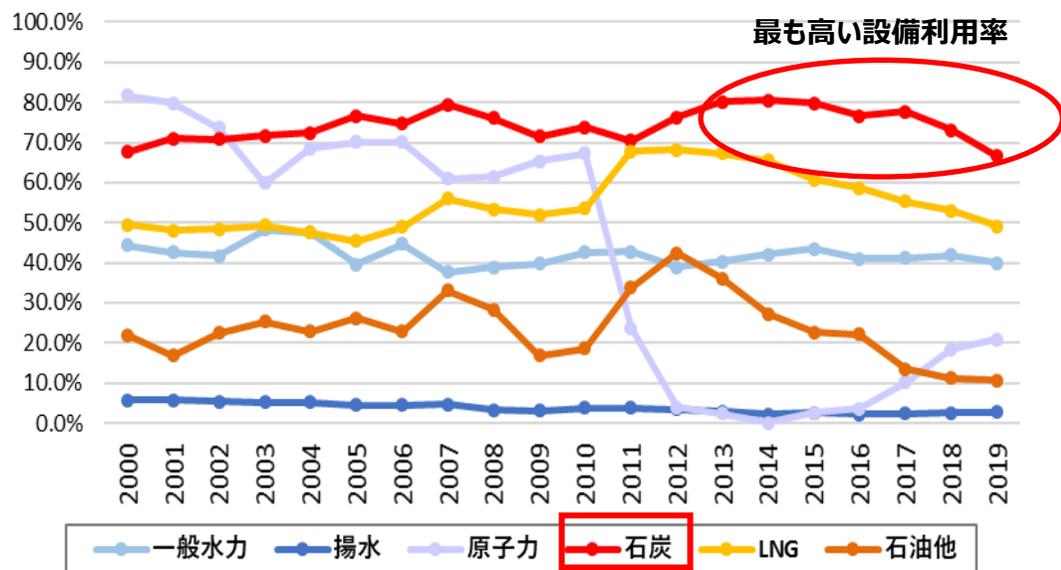
※1月13日以降、日本の電力会社向けを含む一部石炭船について輸出許可を出す方針がインドネシア政府から示されている。

- 一方、今回のような事態が長期化した場合、現時点において設備利用率が高い石炭火力の燃料が不足し、電力の安定供給に支障が生じる可能性もある。

＜日本の一般炭輸入先・国別割合＞



＜年間設備利用率の推移＞



【参考】インドネシア政府による石炭輸出の一時停止措置

【措置の概要】

- インドネシア・エネルギー鉱物資源省は**昨年12月31日付で、1月1日から当面1月31日まで、海外への石炭輸出の一時停止措置**を発表。背景として、インドネシア国内の石炭火力発電所への石炭供給確保が要因※。

※インドネシアの石炭供給事業者は「生産量の25%を最大70ドルで国内供給する義務」（DMO: Domestic Market Obligation）を課されている一方、輸出用石炭よりも国内用石炭の価格が低いため、順守されないケースが多く、国内の石炭火力発電向けの石炭供給が不足。

- 萩生田経済産業大臣は、ルフット海洋・投資担当調整大臣、アリフィンエネルギー鉱物資源大臣及びルトフィ商業大臣と会談し、**石炭輸出の早期正常化を働きかけ**。

【最新の状況】

- 1月13日、インドネシア政府（海洋・投資担当調整大臣府）は、**石炭を積載済みの37隻への輸出許可**を出す旨をHP上で発表。

※海洋・投資担当調整大臣府による発表（石炭輸送船37隻の輸出許可部分抜粋）

1. PLNからの報告に基づく既に安定した国内備蓄に鑑み、**1月12日時点で積載し、購入者による支払い済みの37隻の船舶については、輸出のためにリリースされる。**（後略）

- それ以降、エネルギー鉱物資源省から**新たな通達が断続的に発出**され、日本船含む一部の船舶については**追加で輸出許可**が出されているところ、引き続き**動向を注視**する必要。

【参考】kWhモニタリング（対象期間:1/22～2/28）の結果

- kWhモニタリングにおいて2月末までの見通しを集計した結果、**kWh余力は厳気象を想定した場合に9,212GWh**となった。
- このkWh余力は対象期間の**平均電力消費量の3.4日分に相当**。
- 引き続き電源の計画外停止や需要の変動、LNGなどの調達状況により、大きく変動することに注意が必要。

※ 例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止することで1,350GWh程度、太陽光、風力の出力が10%低下すると1,200GWh程度の余力減少が見込まれる（ともに60日間の停止または出力低下で換算）。

対象期間	想定	余力(GWh)
1/22～2/28	基準線（平年並）	10,336
	リスク線（厳気象）	9,212

注1: 対象期間開始時の調達計画を前提としたものであり、今後の調達計画の変更等によって在庫が増減する場合がある。

注2: 電源の計画外停止が生じた場合の影響などは考慮していない。

注3: 基準線及びリスク線の燃料在庫が最小となる日(余力算定対象の日)はそれぞれ異なる場合がある。

注4: 余力は全国の合計値であり、エリア毎の偏りが大きくなった場合に連系線を通じた電力の融通には限界があることに留意。

【参考】kWh余力率の結果について

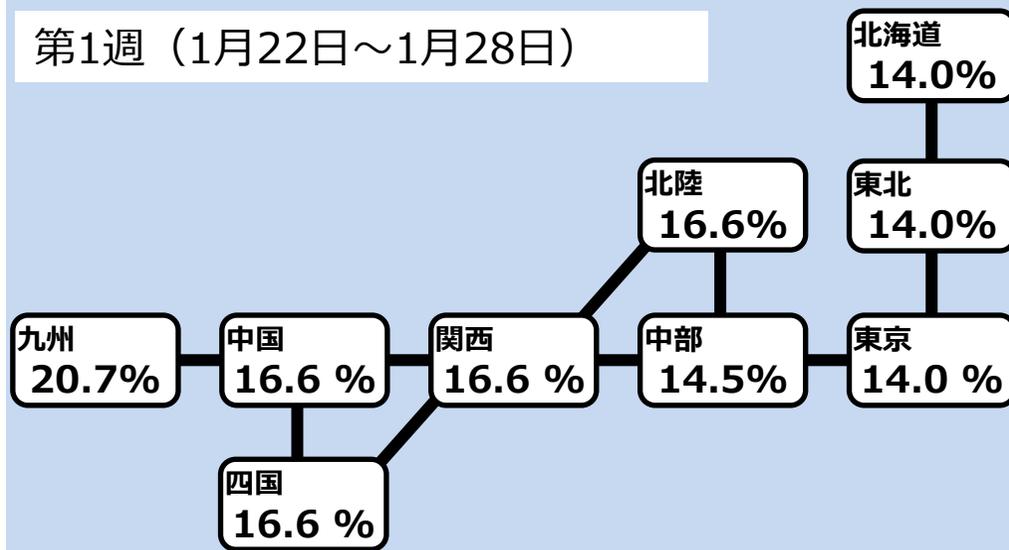
第1週（1月22日～1月28日）・ 第2週（1月29日～2月4日）

- kWh余力率は**第1週は4ブロック（北海道～東京が14.0%、中部が14.5%、北陸～四国が16.6%、九州が20.7%）、第2週は1ブロック（北海道～九州が15.1%）**であった。
- このため、直ちに追加の需給対策を実施する状況にはないが、冬季は気象条件によりkWh余力が低下することや大規模ベース電源脱落が重なると厳しくなる傾向にあることから、今後も注視が必要である。
- また、電源の計画外停止（特に大規模なベースロード電源）、需要・再エネ出力の変動、燃料調達状況により、kWh余力率は変動することに留意が必要である。

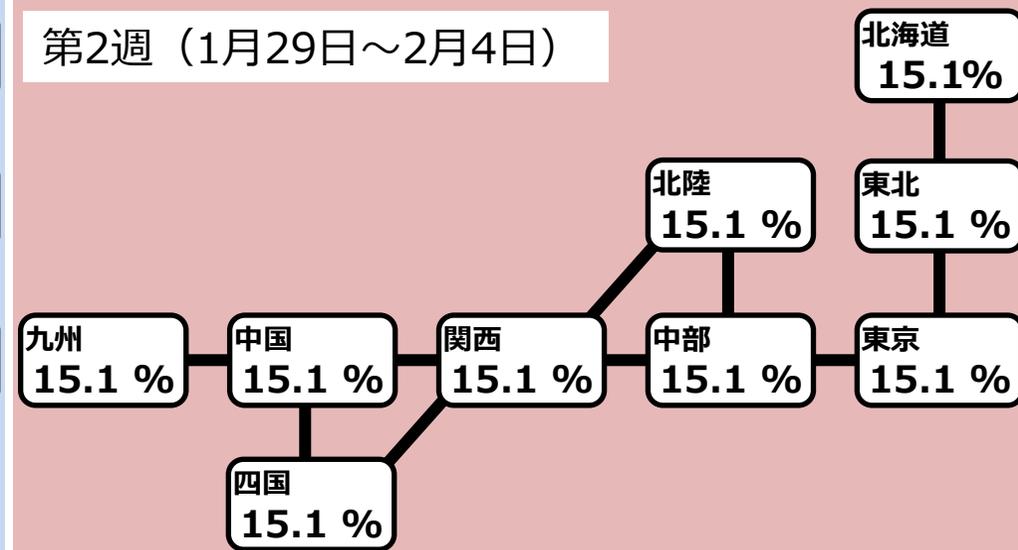
※例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止すると、全国の1週間の需要の0.8%（168GWh）程度、太陽光・風力の出力が10%低下すると、全国の1週間の需要の0.7%（135GWh）程度の電力量の減少となる（7日間の停止又は出力低下で換算した。）

•本集計は1月19日に集計した結果を基に算出しています。

第1週（1月22日～1月28日）



第2週（1月29日～2月4日）



• kWh余力率は連系線の空容量の範囲で、極力同一の余力率となる電力融通の実施を想定したものであり、空容量が十分にあれば、同一のkWh余力率となる。

<参考> 足元の電力需要実績の変化率【気象補正無、速報値】

- 12月、1月の電力需要実績において、今年度と昨年度（2020年度）を比較すると12月は減少、1月はほぼ同水準。2019年度と今年度を比較すると、増加の傾向がみられる。

<昨年度から今年度の電力需要実績の変化率>

12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	-4%	2%	-3%	5%	7%	4%	3%	5%	4%	-4%	-2%	5%	1%
8日～14日	-5%	-2%	1%	0%	-1%	-1%	-2%	0%	-4%	-2%	0%	-1%	-1%
15日～21日	-6%	-9%	-5%	-6%	-9%	-7%	-6%	-7%	-8%	-6%	-7%	-4%	-7%
22日～31日	3%	8%	3%	5%	9%	3%	1%	1%	0%	4%	3%	-1%	3%
月合計	-4%	-3%	-3%	1%	-2%	-2%	-2%	-2%	-3%	-3%	-3%	-2%	-2%

1月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	-1%	1%	6%	3%	0%	0%	-6%	-3%	-6%	-5%	4%	1%	1%
8日～14日	-4%	-3%	-3%	-3%	-3%	-5%	-8%	-8%	-9%	-13%	-3%	-6%	-4%
15日～21日	-5%	2%	5%	6%	5%	7%	3%	6%	7%	0%	3%	6%	5%
月合計	-3%	0%	2%	2%	1%	1%	-4%	-2%	-3%	-6%	1%	0%	0%

<2019年度から今年度の電力需要実績の変化率>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
12月	-1%	7%	2%	6%	8%	3%	1%	3%	4%	-1%	3%	4%	3%
1月	5%	15%	11%	13%	18%	12%	8%	11%	9%	3%	12%	12%	12%

【参考】1月6日の東京エリアの電力需給及び供給力対策について

- 都心で積雪10センチを記録した6日の東京エリアの最大需要実績は5,374万kW。
- 冬季に5,300万kWを超えるのは2008年以来。また、昨秋の需給検証で想定した10年に1度の厳しい寒さの場合の想定需要（5,332万kW）を上回る水準であった。
- 天気予報の変化により、当日の最大需要は結果的に前日夕方時点での想定を約6%上回る事となったが、火力発電機の増出力運転や、広域機関による機動的な融通指示等により、安定供給を確保することができた。

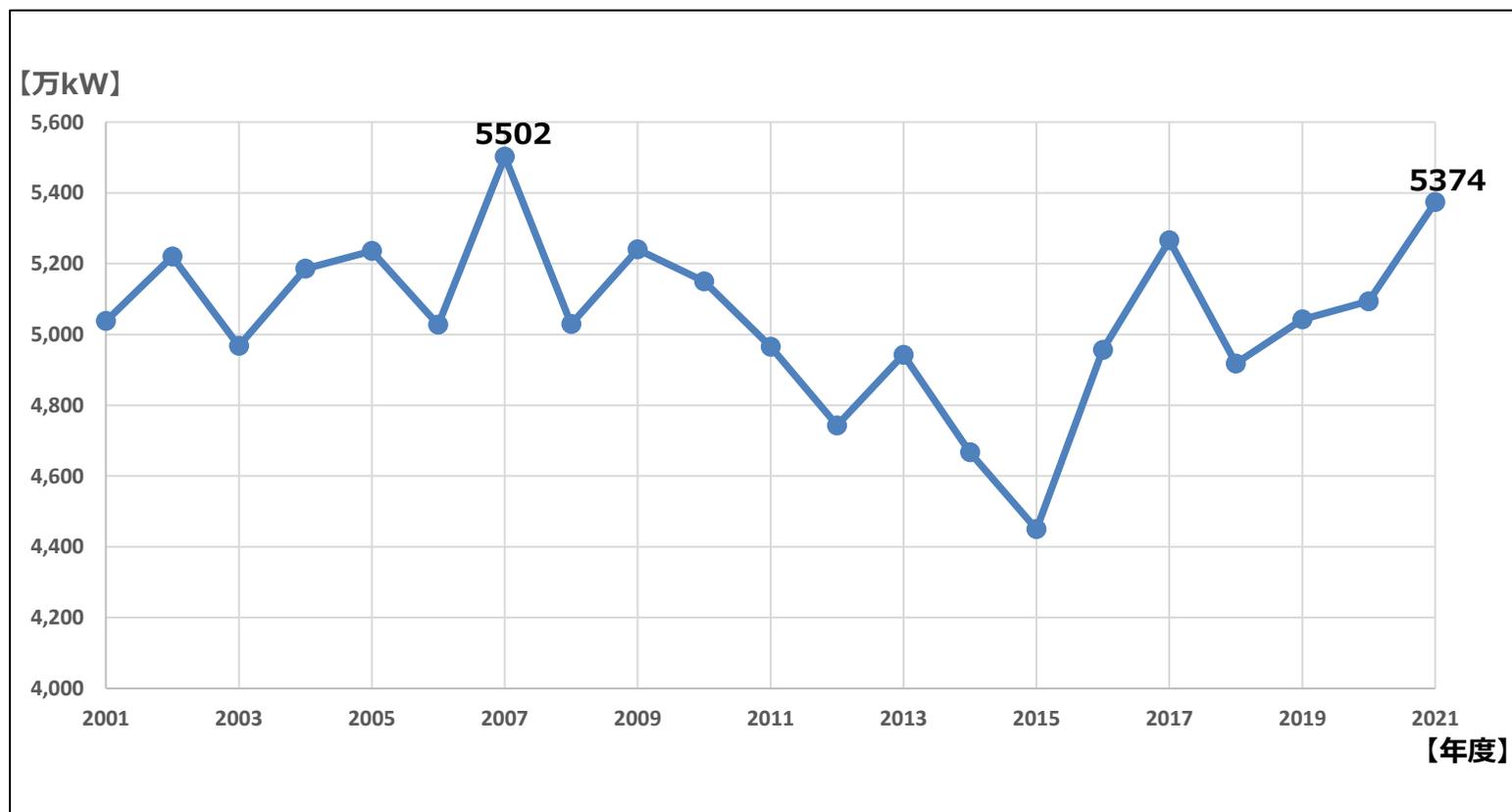
(1月6日の最大需要見通しの変化と対応策)

見通し策定時刻		1月5日18時	1月6日9時	1月6日13時	1月6日16時
需要見通しの変化	需要電力【万kW】	5,056	5,190	5,269	5,409
	供給力【万kW】	5,421	5,400	5,443	5,569
	予備率※【%】	7.2	4.0 (2.2)	3.3 (△0.2)	3.0 (△2.4)
計上した追加の供給力対策			火力増出力運転 (22.1万kW) 電源 I' (73.1万kW)	広域融通指示 (1回目) (最大122万 kW)	広域融通指示 (2回目) (最大132万kW) 供給電圧調整 (最大43万kW)

※ () 内の数字はすべての追加の供給力対策計上前の値
 (出典) 東京電力パワーグリッド

【参考】東京エリアの冬季最大需要の推移

- 2022年1月6日には、2008年度以降初めて冬季に5,300万kWを超えた。
- 2018年度以降冬季の最大需要電力は増加の傾向にある。



※2015年度以前は東京電力の発電端の数値

※2021年度は暫定値

(出典) 東京電力ホールディングス 数表で見る東京電力

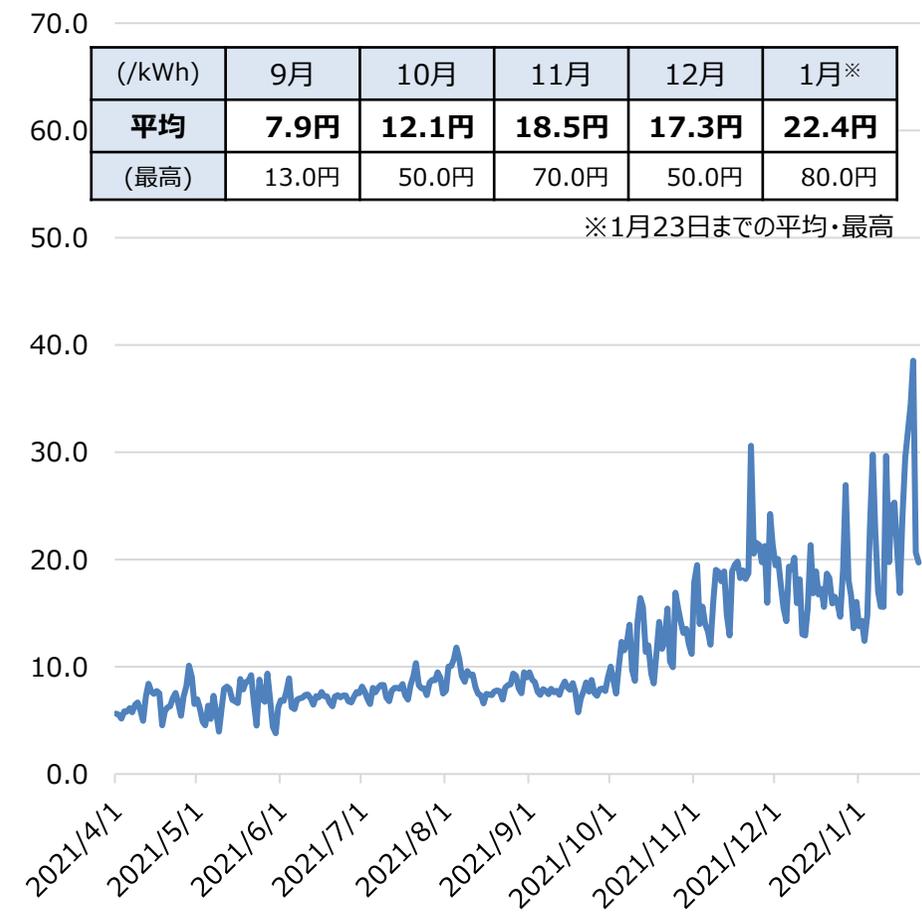
1. 足元の電力需給状況に関する情報について

2. 直近の卸電力市場の動向について

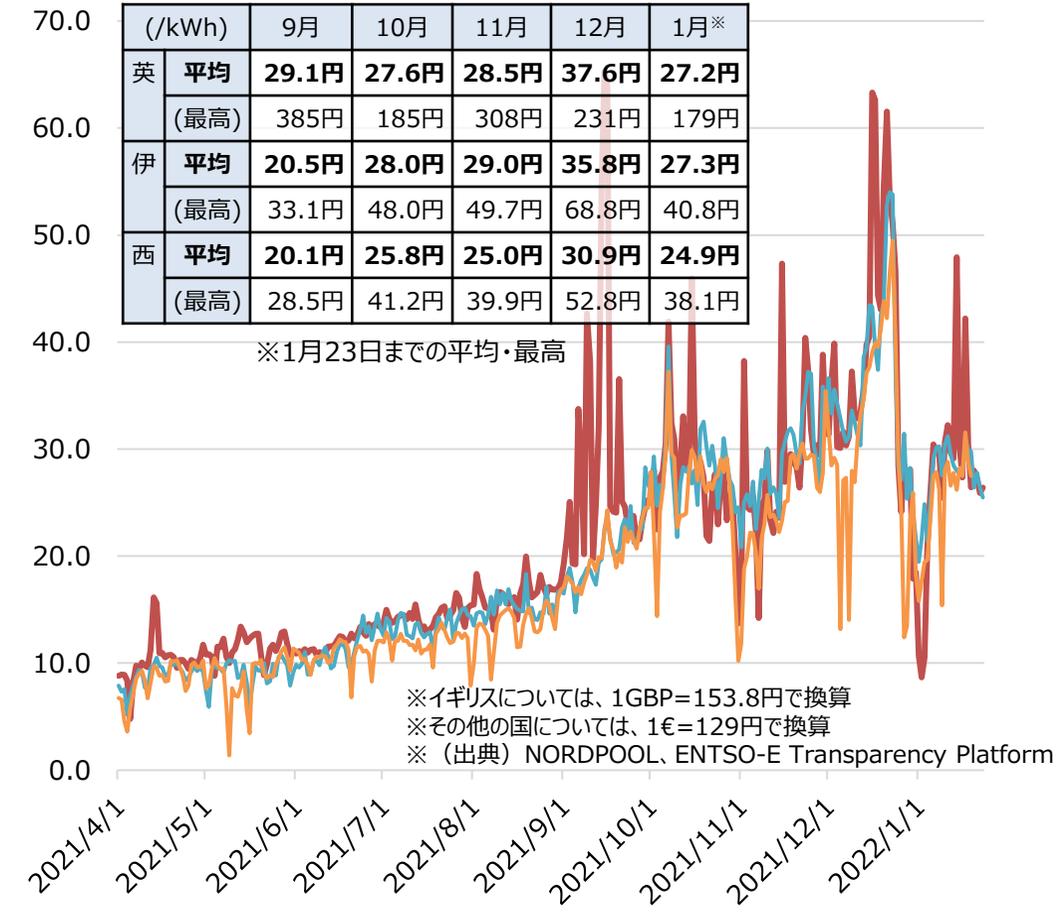
足元の電力市場（スポット市場）の価格推移

● 秋口以降、諸外国の電力市場価格は高騰。日本は諸外国に比べれば相対的に低いものの、7.9円/kWh（9月）→12.1円/kWh（10月）→18.5円/kWh（11月）→17.3円/kWh（12月）→22.4円（1月）と推移。

日本のスポット市場の価格推移 （日平均、システムプライス）



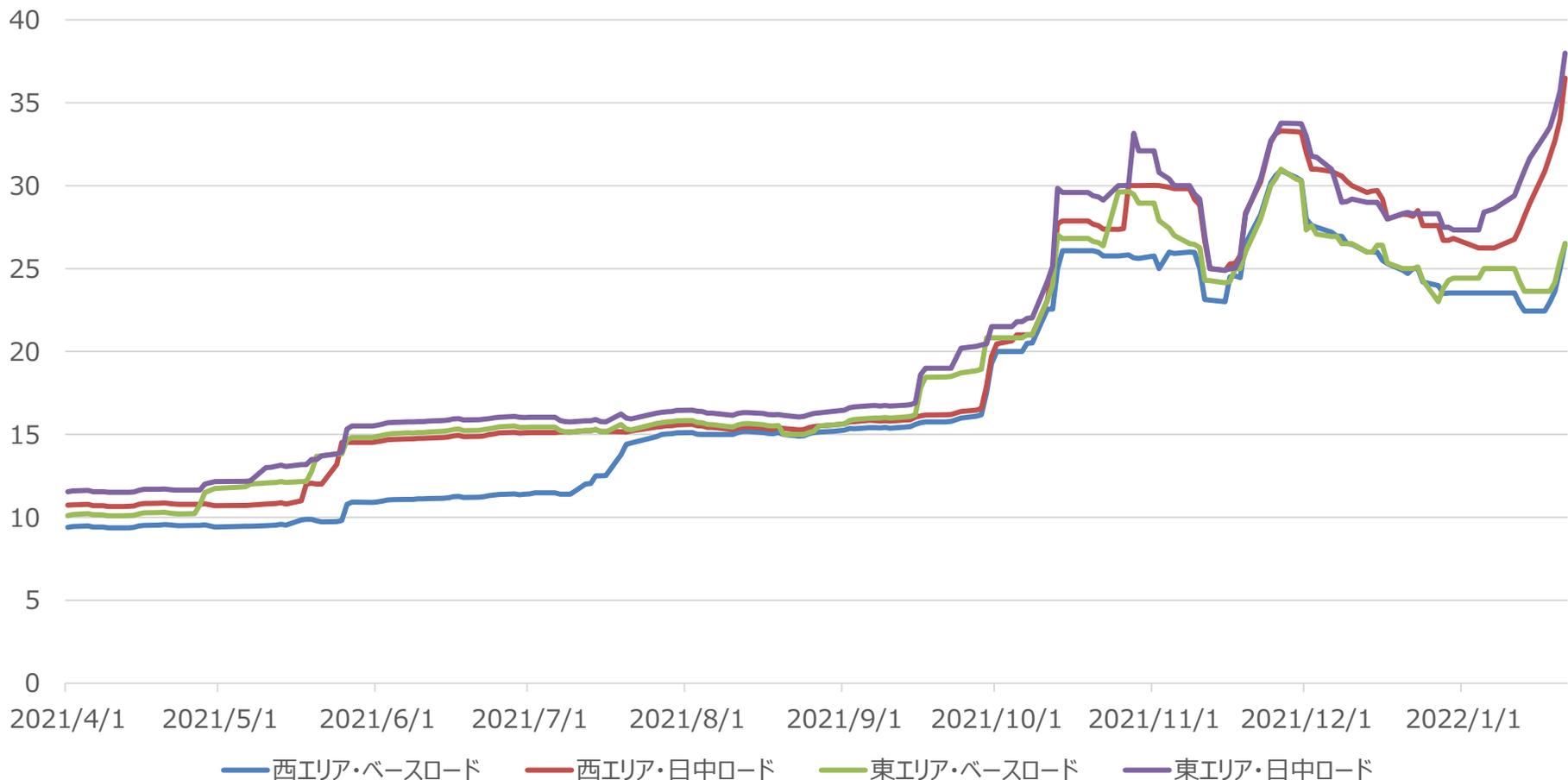
欧州各国のスポット市場の価格推移 （日平均）



(参考) 電力先物価格の推移 (2022年1月限)

- 2022年1月限の電力先物価格は秋以降20円台から30円台を推移。

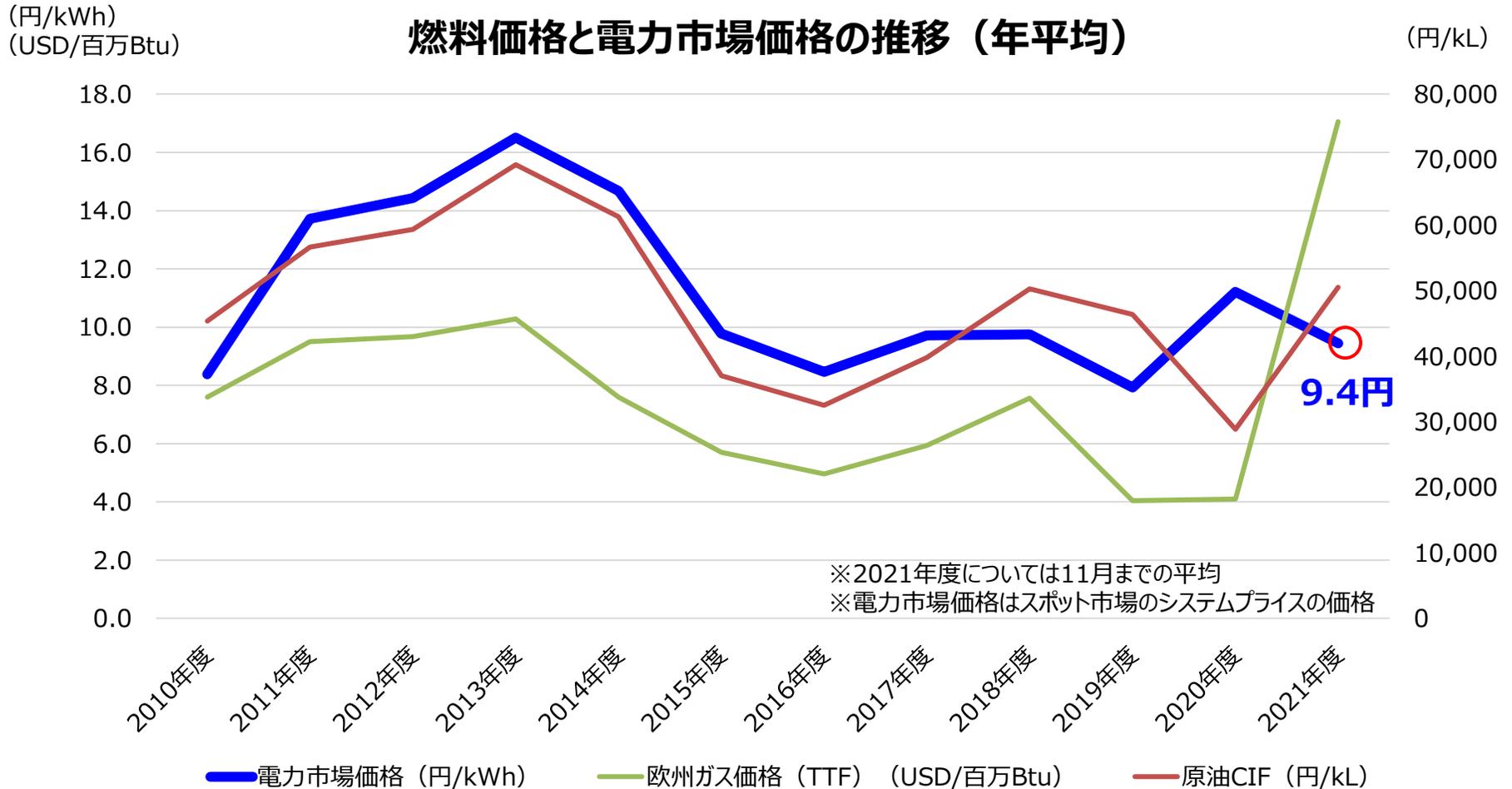
電力先物価格の推移 (2022年1月限の商品、TOCOM)



※2022年1月21日までのデータ

(参考) 燃料価格と電力市場価格の関係 (年平均の推移)

- 日本の電力市場価格は、従前より、燃料価格と強く相関。



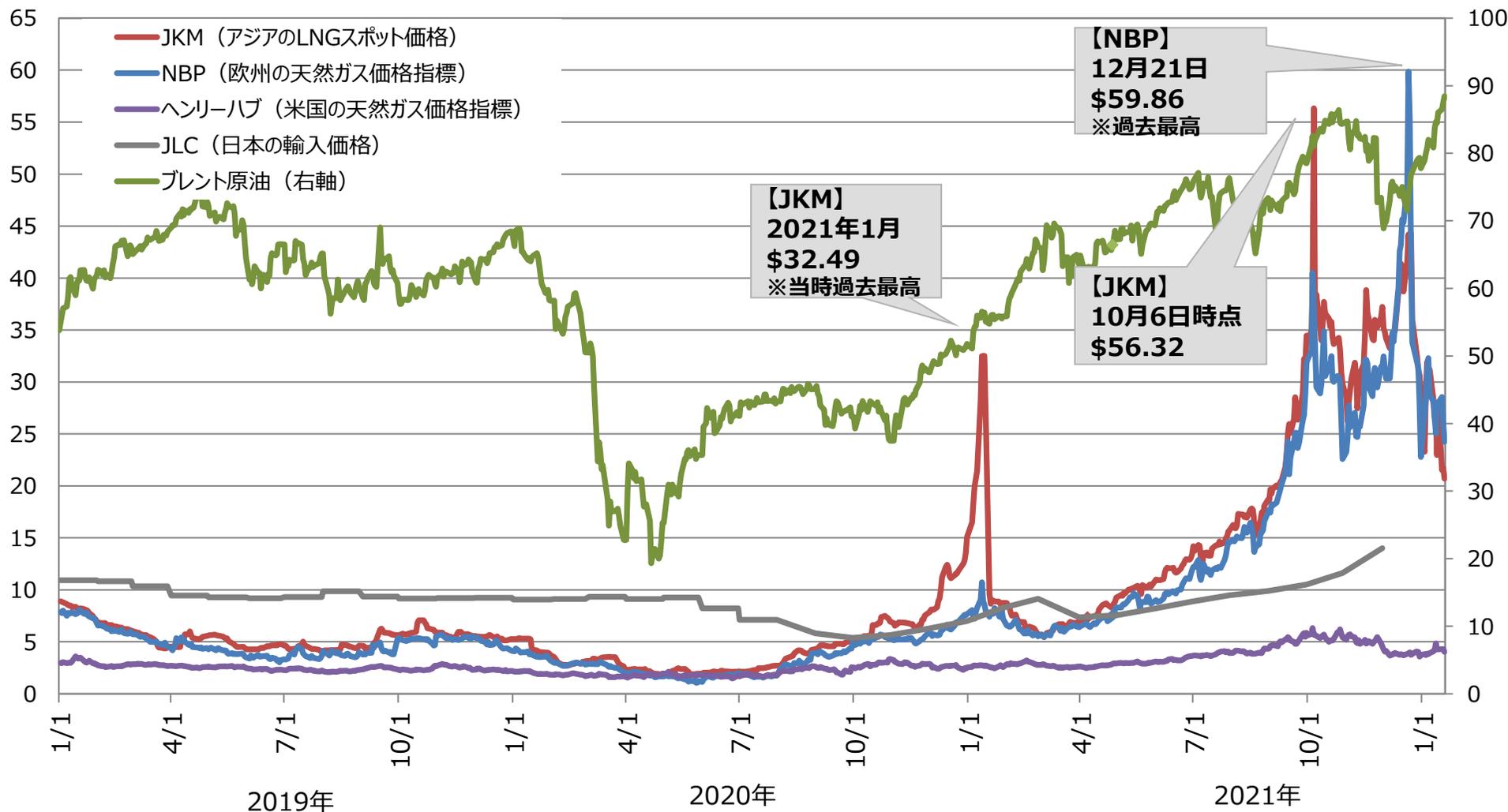
	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
電力市場価格 (円/kWh)	8.4	13.7	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	9.4 (11.3)

直近のLNG価格の推移

- LNGのコモディティー化の進展により、世界のガス・LNG価格は相関を強めており、足元では、米欧アジア各地域でLNG価格が高騰している。

〔ドル/MMBtu〕

〔ドル/バレル〕

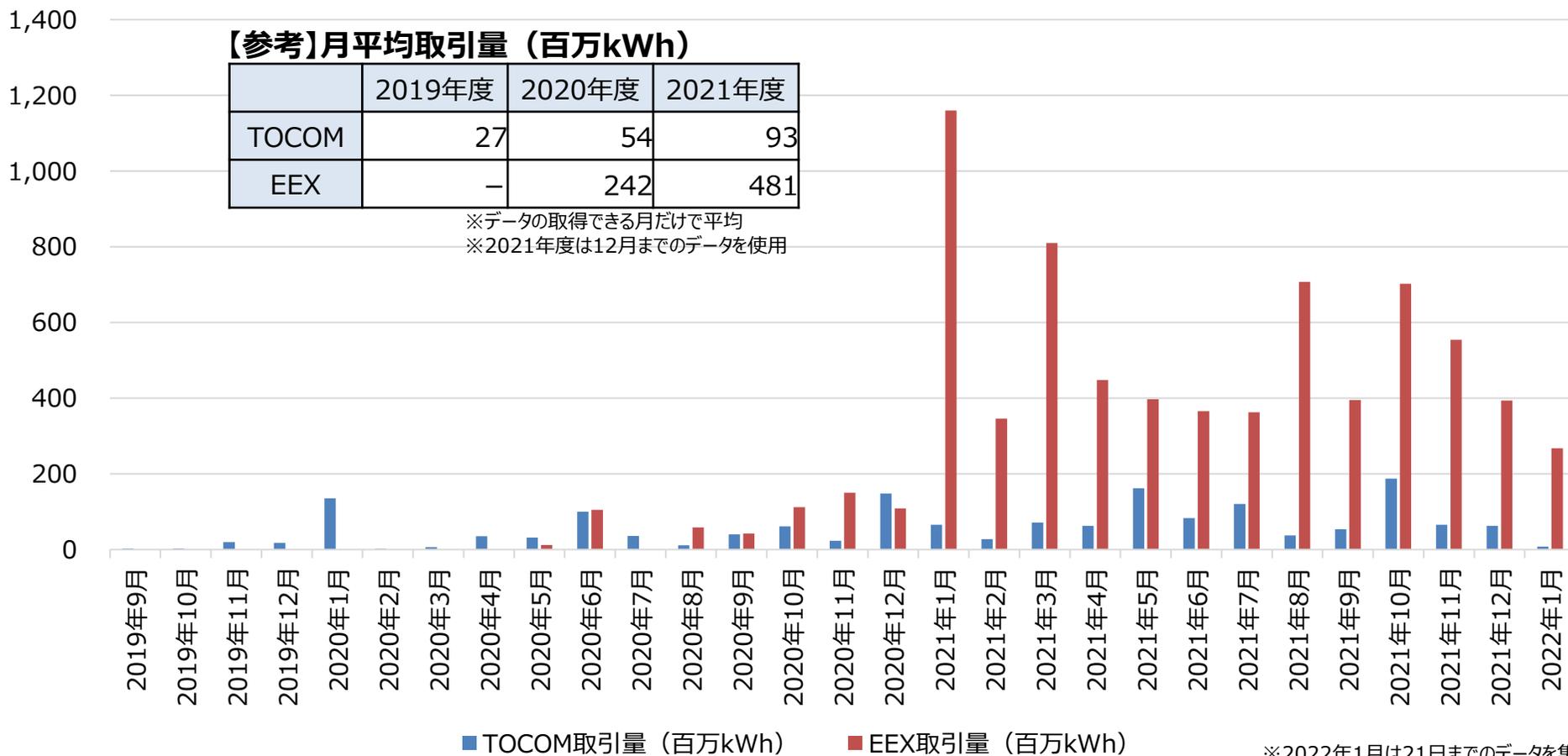


日本の電力先物市場の取引量

- 昨冬の市場価格高騰等を踏まえ、価格高騰リスクをヘッジするため、ヘッジ市場における電力取引が活性化。

先物市場における取引量

(百万kWh)



※2022年1月は21日までのデータを集計

市場価格対策

- 資源エネルギー庁では、小売電気事業者向けに情報提供等を実施。
- 加えて、監視の強化や市場のセーフティネット措置などを実施。

1. 新電力向けの情報提供等

(1) 資源エネルギー庁HPでの対策の周知

- 資源エネルギー庁HPにおいて、2021年度冬季の電力需給見通しを踏まえた需給・市場価格対策をまとめた特設ページ※を公開。
※https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/winter/

(2) 小売電気事業者向けの要請

- 小売電気事業者に対し、相対契約や先物市場等を活用した供給力確保やリスクヘッジ、ディマンドリスポンス契約の拡充等の検討を要請（6月、11月）。

(3) 小売電気事業者向け勉強会の実施

- 小売電気事業者向けに電力需給の見通しや市場価格の変動に対する具体的なリスクヘッジ手法等に関する勉強会を実施（6月、11月）。

(4) 市場の価格変動リスクに対する指針・参考事例集の策定

- 市場の価格変動リスクに対する定量的な評価や具体的なリスクヘッジ手法をまとめた指針と事例集※を作成。

※地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針及び参考事例集

2. 市場監視等

(1) 電力市場監視の強化

- 電力・ガス取引監視等委員会において、市場価格が「30円/kWh以上」となった場合、
 - ① 旧一般電気事業者に対して、入札等のデータの提供を求め、これを確認。
 - ② 確認結果を速やかに委員会ホームページにおいて公表。

(2) 市場のセーフティネット

- インバランス料金※に2段階の上限価格を導入。
(80円/kWh、200円/kWh)

※小売電気事業者が市場等で電気を調達できなかったときに、一般送配電事業者に電気を補給してもらう際の精算金

