

スポット市場価格の動向等について

令和3年3月2日（火）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

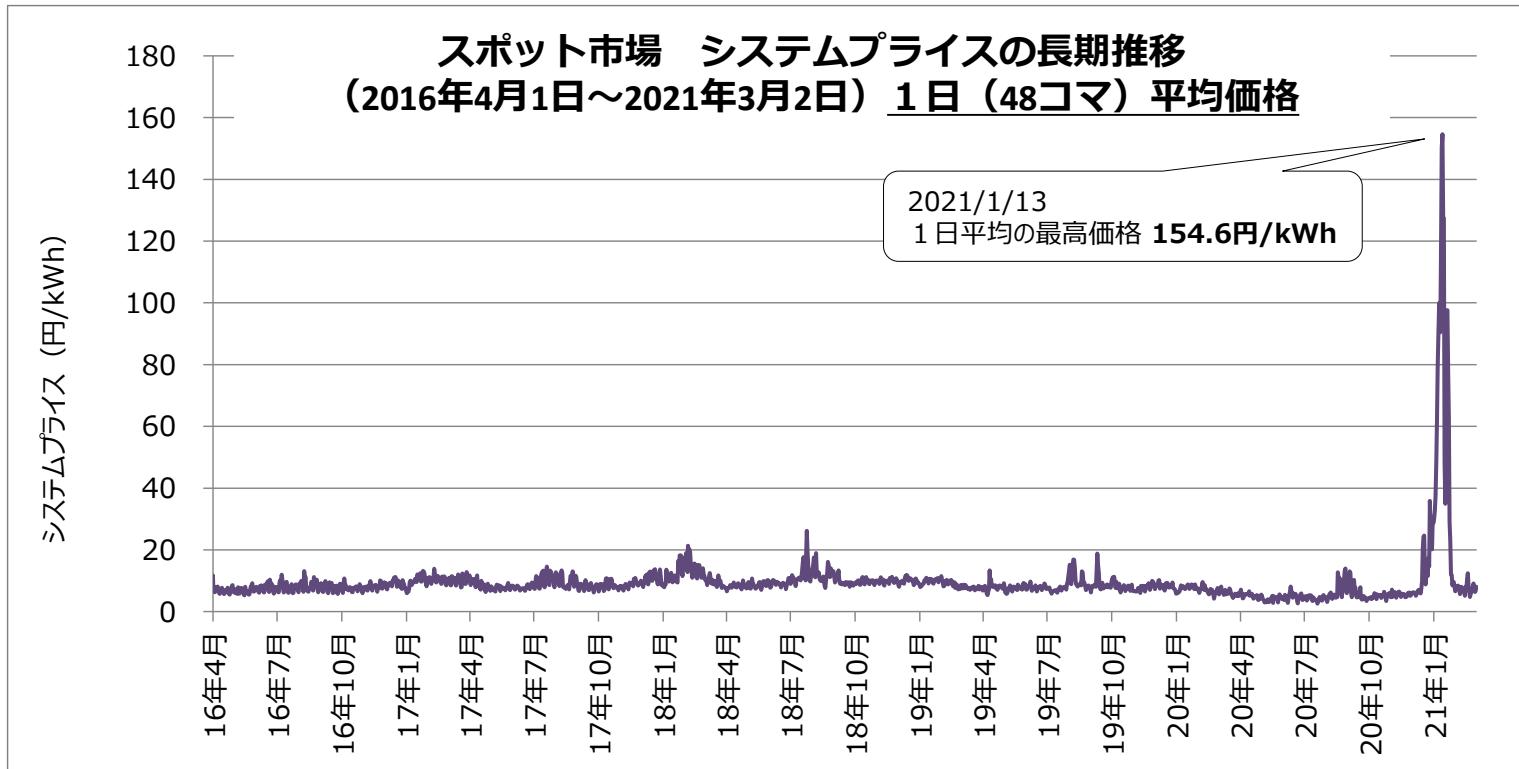
本日ご議論いただきたいこと

- 今般のスポット市場価格の高騰について、監視等委員会では、旧一電（沖縄電力を除く9社）及びJERAに対して、毎日の売り入札の根拠データの提出やヒアリングを求めることに加え、各社への報告徴収（2月8日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2月25日）を行い、分析を進めてきたところ。
- 本日は、25日の公開ヒアリングを踏まえた、これまでの監視・分析結果を報告させていただくとともに、今般の事象を踏まえた今後の課題と対応の方向性についても、ご議論をいただきたい。

1. 今冬のスポット市場の高騰に関する 監視・分析状況の報告

卸市場価格状況①（スポット市場システムプライスの推移）

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日も出ており、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。

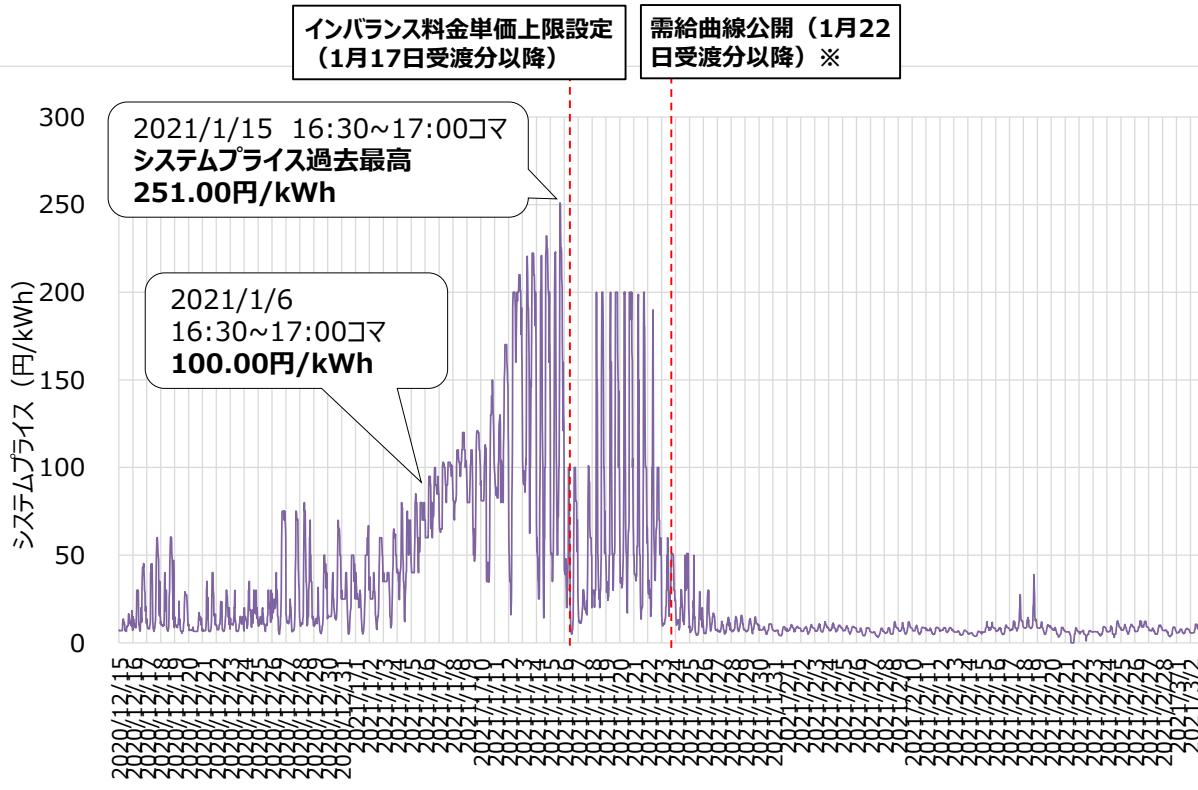


	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~3/2)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.7
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

卸市場価格状況②（システムプライス詳細）

- スポット市場のコマ毎のシステムプライスについては、1月15日に過去最高値の251円を記録。
- 1月17日以降、インバランス料金単価の上限を200円/kWhとする措置を導入。
- 1月下旬以降、スポット価格は概ね沈静化。

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年12月～2021年3月2日) コマ毎価格



※ 需給曲線の公開は1月22日午後より開始。同時間帯には既に1月23日分の取引は終了していたため、実際に影響があったのは1月24日受渡し分以降。

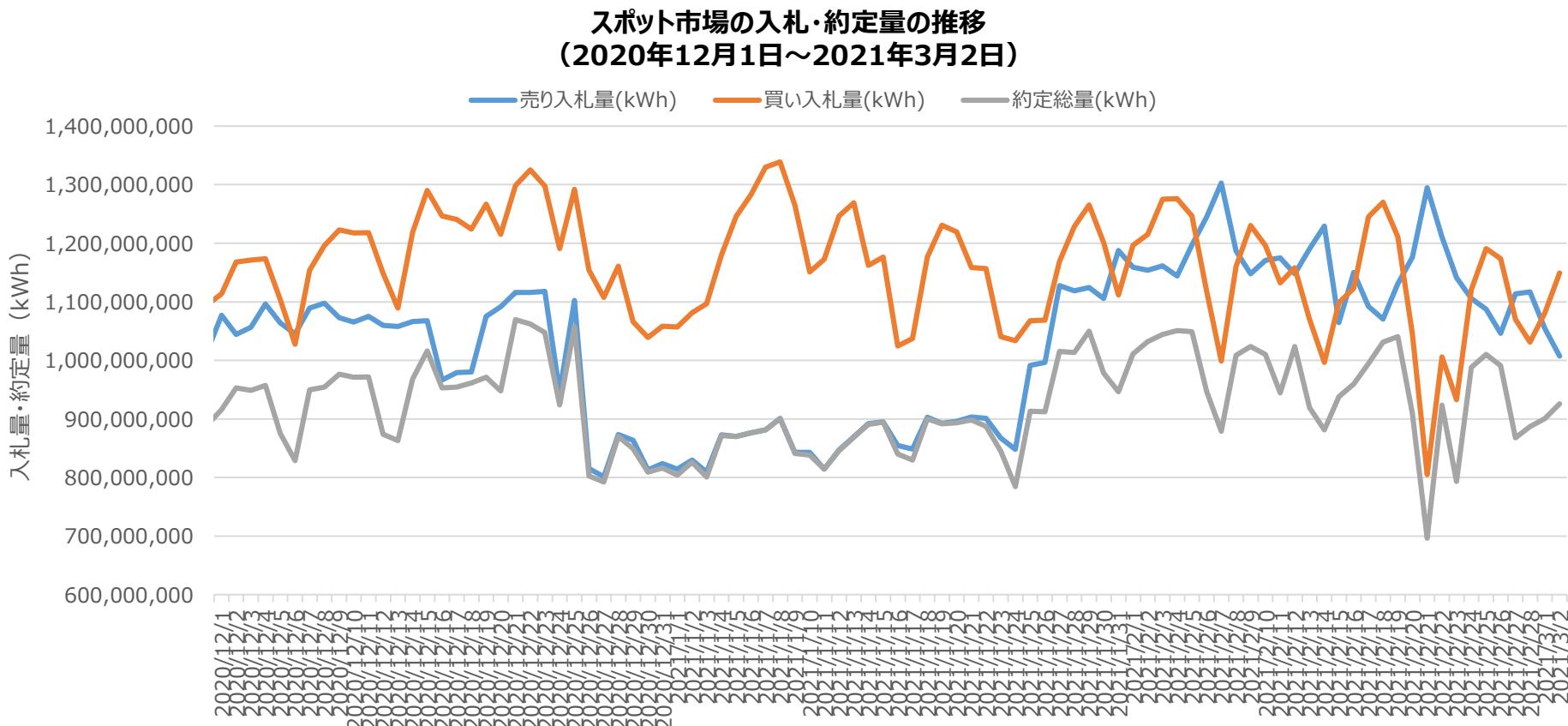
スポット市場 システムプライスの推移 (2021年1月6日～3月2日)

受渡日		システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/6	水	79.38	100	1 (0)
2021/1/7	木	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	金	99.9	120.02	32 (0)
2021/1/9	土	91.69	121	22 (0)
2021/1/10	日	90.46	150	22 (0)
2021/1/11	祝	117.39	170.2	29 (0)
2021/1/12	火	150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	水	154.57	222.3	37 (17)
2021/1/14	木	127.51	232.2	29 (16)
2021/1/15	金	127.4	251	28 (14)
2021/1/16	土	48.51	100.1	6 (0)
2021/1/17	日	34.97	101.1	2 (0)
2021/1/18	月	77.2	200	15 (2)
2021/1/19	火	97.62	200	22 (6)
2021/1/20	水	97.62	200	19 (8)
2021/1/21	木	77.9	200	17 (2)
2021/1/22	金	62.71	190	11 (0)
2021/1/23	土	29.14	60	0
2021/1/24	日	23.01	51	0
2021/1/25	月	12.08	50	0
2021/1/26	火	11.9	30.01	0
2021/1/27	水	8.56	14.6	0
2021/1/28	木	9.73	15.62	0
2021/1/29	金	9.53	14.73	0
2021/1/30	土	8.06	10.78	0
2021/1/31	日	6.57	9.11	0
2021/3/1	月	6.72	8.21	0
2021/3/2	火	8.09	11.17	0

(資料) JEPX HPより事務局作成。

スポット市場の売買入札量・約定量の状況

- 今冬のスポット価格の高騰は、12月下旬から1月下旬にかけて、売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等により発生。
- 監視等委員会では、旧一電（沖縄電力を除く9社）及びJERAに対して、毎日の売り入札の根拠データの提出やヒアリングを求めるに加え、各社への報告徴収（2月8日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2月25日）を行い、分析を進めてきたところ。



(参考) 旧一電・JERAへの公開ヒアリング

- これまでの監視に加えて、2月25日の制度設計専門会合において、旧一電（沖縄電力を除く9社）及びJERAに対する公開のヒアリングを実施。
- 上記ヒアリングにおいて、各社より売り入札量の減少・買い約定量の増加の理由や、自社需要の想定やLNG燃料制約の設定等について、事業者より具体的なデータに基づく説明を実施。

○ヒアリング対象：旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）、JERA

○各社へのヒアリング項目

- ✓ 12月後半以降、売り札が減った場合の理由
- ✓ 12月後半以降、買い約定量が増えた場合の理由
- ✓ 12月後半以降、自社需要が増えた場合の理由
- ✓ 各社のスポット入札時の自社需要想定の見積もり方法、実績との乖離が大きかった場合の理由
- ✓ 各社のLNG燃料制約の算定方法（タンクの運用下限の設定方法、期間中の具体的な運用等）
- ✓ 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
- ✓ 各社のグロス・ビディングの設定の考え方 等

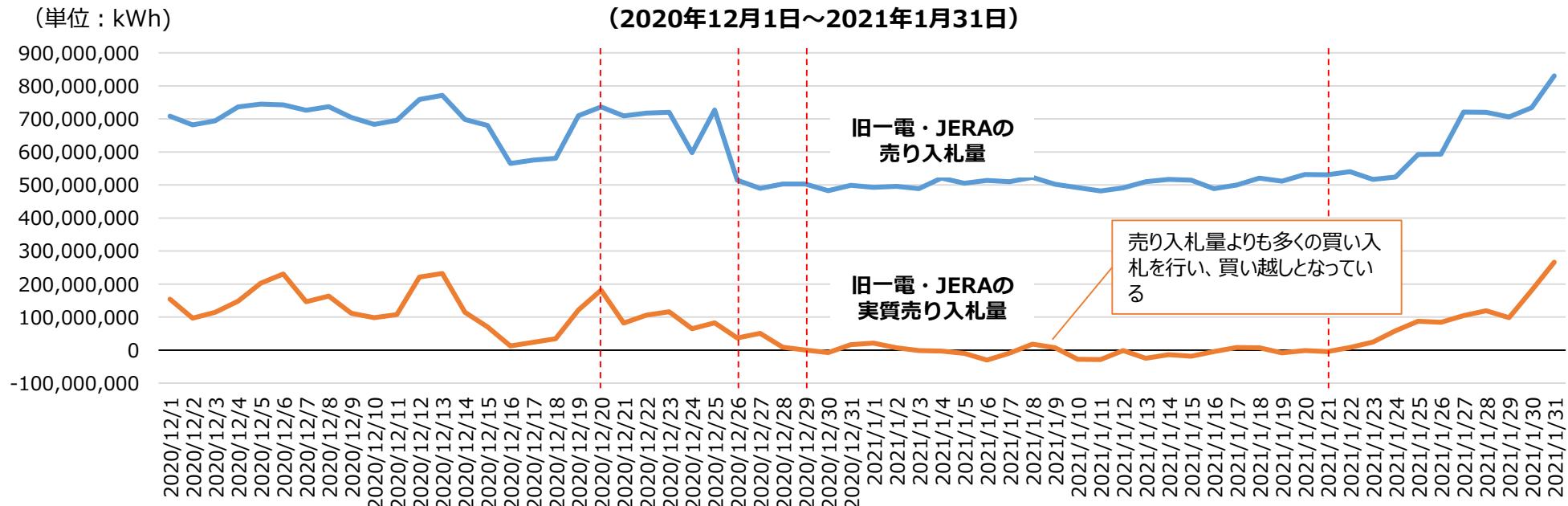
※ヒアリングに際して、各社より、売買入札量・約定量、自社需要想定・実績、燃料制約を設定した際の根拠データ等の提出を求め、公表。

検証①：旧一電・JERAの売り入札量の減少・買い約定量の増加について

- スポット市場における主な売り手である、旧一電・JERAの売り入札は、12月26日頃から減少。
- 売り入札量にはグロスピデイングも含まれていることから、実質の売り入札量の変化を分析するために、旧一電・JERAの売り入札量から買い約定量（他社からの購入分、間接オークション、グロスピデイング等を含む）を控除した実質売り入札量*の推移を見たところ、12月20日頃からすでに減少傾向にあり、12月29日から1月21日までの間は、買い約定量が売り入札量を上回り、買越しとなつていた。

旧一電・JERAの売り入札量・及び実質売り入札量の推移

(2020年12月1日～2021年1月31日)



（資料）JEPX入札データより事務局作成。

* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものとする

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
売り入札量減少の要因	<ul style="list-style-type: none"> 12月後半以降、自社需要およびJEPXでの販売電力量が増加したことで、石油火力の燃料消費が早まり、石油火力の燃料制約が発生し、売り入札量が減少。 	<ul style="list-style-type: none"> 寒波による需要増に加え、12月15日・1月9日・2月1日のLNG船入港遅れおよび1月1日～14日の期間におけるエリア内外への調整力供出により、当社のLNG火力の8割に燃料を供給する日本海エル・エヌ・ジー（日エル）のLNG在庫が運用下限を下回る状況が発生し、売り入札量が減少。 	<ul style="list-style-type: none"> 需要増加と発電事業者による出力抑制（燃料制約等）により、売り入札量が減少し、買い約定量が増加。 需要は、12月中旬以降、強い寒波の断続的流入により増加し、燃料制約は、12月24日から1月29日まで継続した。 	<ul style="list-style-type: none"> 期間を通じて、グロスピデイングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。 グロスピデイングの売り入札が余力の量を上回る量となっており、それを上回る量について、確実に買い戻せる価格での買戻している。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月上旬は、東京エリアにおける相対契約に基づく当社販売権利の減少により、売り入札量が減少。 12月中旬は、中部エリアにおいて相対需要の増加に伴う余力の減少により、売り入札量が減少。 12月下旬～1月下旬は、中部エリアにおいて、燃料制約に伴う余力の減少により、売り入札量が減少。
買い約定量の増加の要因	<ul style="list-style-type: none"> 当社では買い約定量は増加していない。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月1日以降、3度の日エルの在庫枯渇リスクに直面した際に、発電停止回避のための施策の一環として、JEPXからの市場調達を実施し、買い約定量が増加。 	<ul style="list-style-type: none"> （上記に含む） 	<ul style="list-style-type: none"> 他社（調達先の太宗を占める事業者）との電力受給契約において、受電量が一定範囲内に設定されている受電可能量の範囲に収まらない蓋然性が相当程度高まったため、受電可能量の範囲に収めることを目的として、12月下旬から1月中旬にかけてスポット市場での入札価格を変更したことから、一部の時間帯で買い約定が成立し、買い約定量が増加。 	<ul style="list-style-type: none"> 買い約定量は増加していない。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
売り入札量減少の要因	<ul style="list-style-type: none"> 期間を通じて一定の売り入札量を確保。 1月12日～26日は需要の増加および市場価格の高騰によりグロスピ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）。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月以降、LNG船の着棧遅延や、調整力供出増、渴水・電源トラブル等により燃料の消費が進んでいた中、大規模電源トラブルの発生や寒波による需要増に伴い、12月後半から1月前半まで実質的に売り入札できない期間が継続。 グロスピディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月中旬から、寒波による需要増により売入札可能量（間接オーケションの供給力を見込んだ余力）が減少。 12月下旬以降は、12月中旬からの寒波による需要増や電源のトラブル停止、渴水による水力発電の発電量減少により燃料在庫払底の可能性を認識したため、供給力確保や燃料在庫払底の解消を目的に燃料制約を実施。 12月下旬～1月下旬にかけ、売入札可能量はほとんどなかった。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月中旬にかけては、供給余力を活用した売り入札を実施。 12月下旬から1月上旬にかけて、石油燃料の在庫減少に伴う燃料制約の実施、他社電源トラブル停止に伴う供給余力の減少等により、売り入札が減少。 1/7以降の寒波対応で発電していた阿南3号が燃料不足で停止し、売り入札はほぼゼロに。 	<ul style="list-style-type: none"> 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、12/26より燃料制約を実施。 12/29の松浦2号トラブルに伴う出力抑制、年明けからの激しい寒波に加え、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、1月末まで売り入札が減少。
買い約定量の増加の要因	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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入札を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 買い約定は、グロスピディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少した。 なお、間接オーケションによる他社受電分の買約定量が常に一定程度存在するため、総じて、買約定量が売入札量を上回っている。 燃料制約期間においては、追加燃料の調達を行いつつ、BG供給力が不足する際は市場調達を実施。 TSOの上げ調整力原資についても、調整力に係る付随契約に基づき市場調達を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 価格の比較的安いピーク以外の時間帯で市場調達を行い、また、揚水発電も活用することにより、ピーク時間帯の買いを抑制し、価格高騰に拍車がかからないよう運用。 安値売りや高値買いを伴うグロスピディングを中止する場合は、グロスピディングの売り入札量と買入札量を同量減らしている。 	<ul style="list-style-type: none"> 1月中旬の阿南3号停止に伴い、供給力確保・燃料消費抑制を目的とした買入札が増加。 	<ul style="list-style-type: none"> 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、小売り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、買約定量が増加。

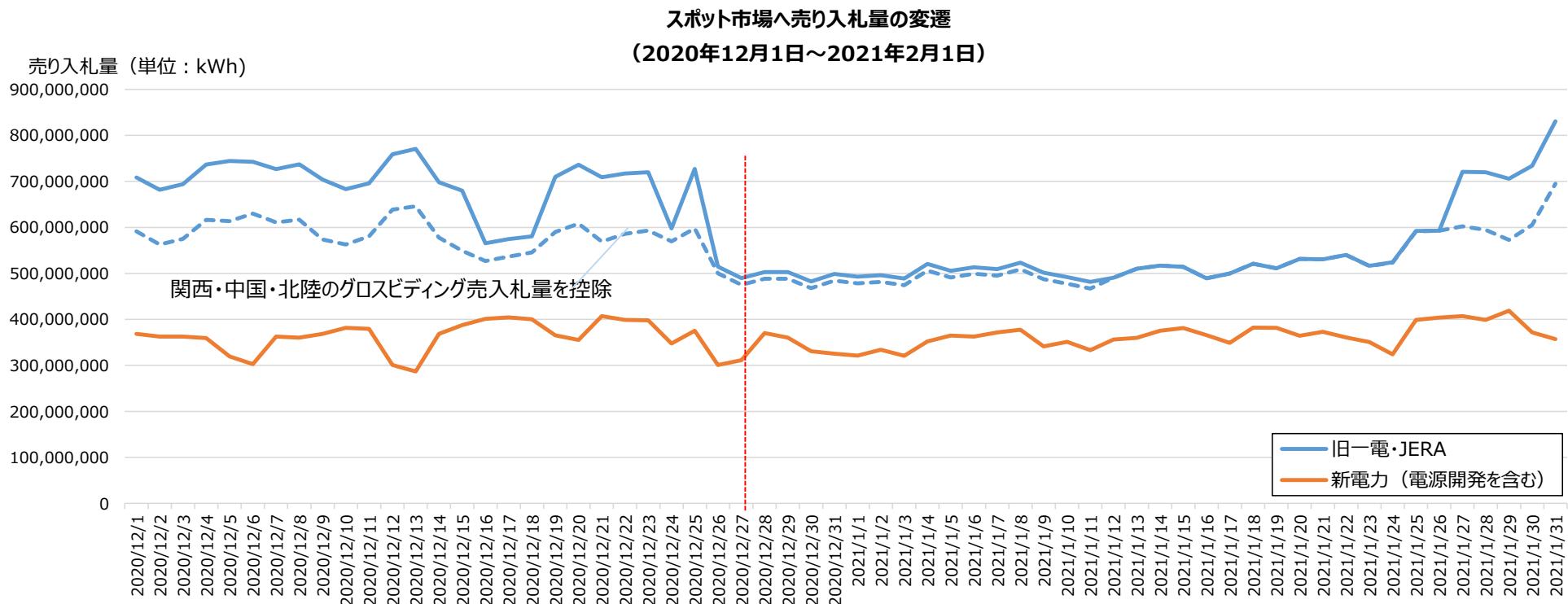
(参考) 各社に対する確認結果の概要

	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	北陸電力	九州電力
実質買い約定量の増減が、自社小売需要（他社卸分）の動きと合っていない理由	1月前半は、市場価格高騰により必要量が調達できなかつたため。	市場価格高騰により、必要量が調達できなかつたため（1/1～24）。	他社からの電力受給において、受電量の見込みが、あらかじめ一定期間で設定されている。受電可能量の範囲に収まらない蓋然性が相当程度高まり、市場からの調達に期待して入札価格を引き上げたため、一部の時間帯で買い約定量が成立。（12月下旬から1月中旬）	・12月下旬以降、需要増に伴い買い入札を増加させたが、12月末に石炭火力（敦賀2号、70万）の並列により、需要が増加したものとの買い約定は増加しなかつた。 なお、首都圏エリアにおける小売需要のために東エリアにおいて常時買い入札を行っているほか、平時から市況に応じて経済差し替えを行つているため、常に買い約定量が生ずる。	・ 1月中旬以降は、気温が上がり需要が落ち着いたこと、また補修停止中であった苅田新1号（石炭火力）を1/18に早期復旧、またLNGも1月後半で追加調達できたため。なお、1/24以降は松浦、他社石炭の復旧状況を踏まえ売り入札を再開。

検証②：旧一電のグロス・ビディングについて

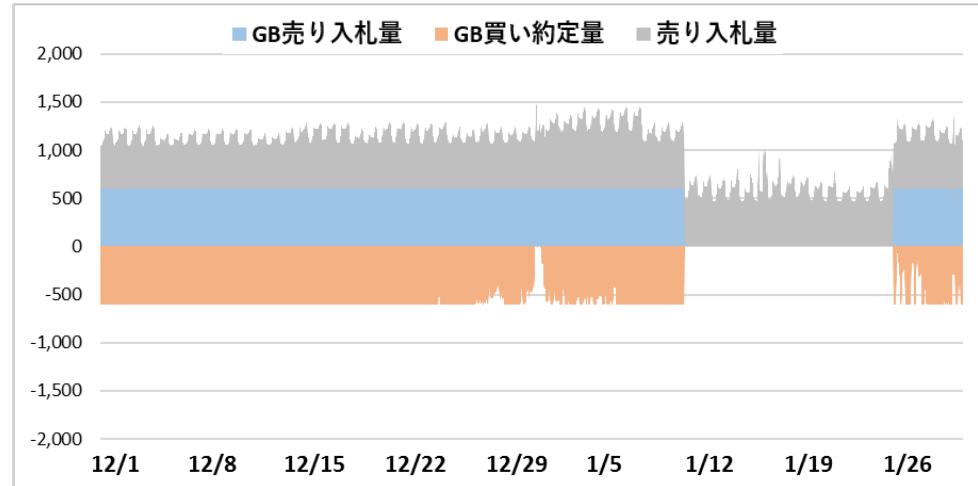
- 12月下旬以降、旧一電・JERAの売り入札量が減少した要因の一つは、同時期から一部の旧一電が、自主的取り組みとして行っていたグロス・ビディング^{*1}による売買入札を取りやめていたこと。
(12月中旬以降では、関西電力、中国電力、北陸電力の3社が一定期間グロス・ビディングを取りやめ)
- これら3社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしており（次頁参照）、ネットの約定量水準は不变のため、約定価格への影響は極めて限定的と考えられる。

*1 グロス・ビディングは、旧一電の自主的取組であり、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。売り札の約定が発生した際に自社供給力が不足する場合には、確実に買い戻せる価格での高値買い戻しが行われている。

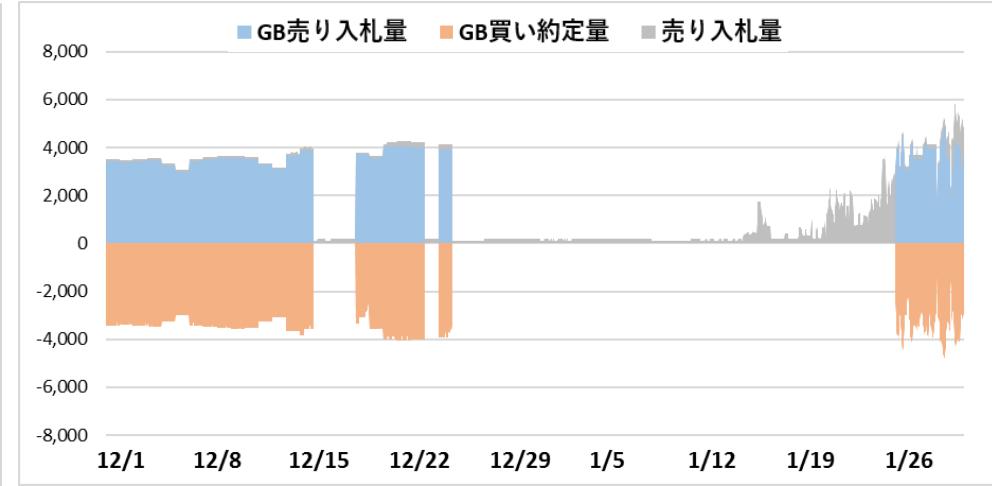


(参考) 3社のグロス・ビディングの実施状況について

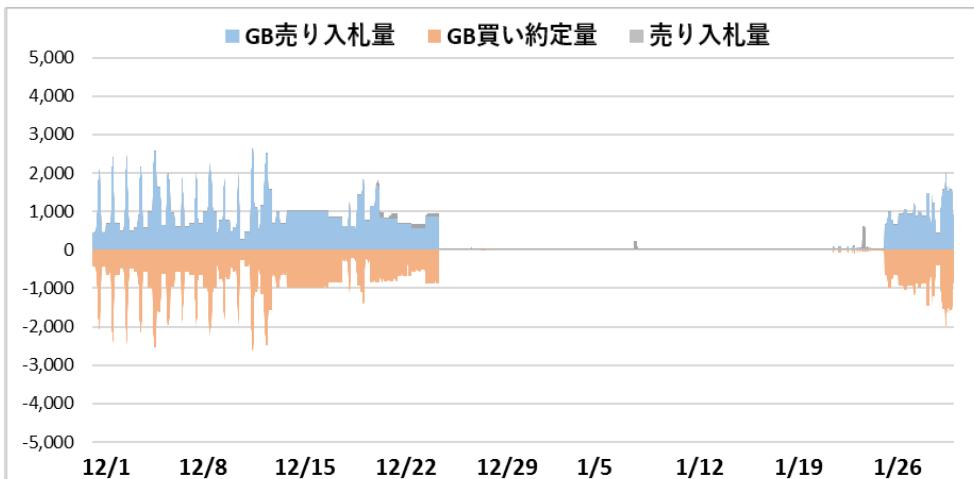
北陸電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



関西電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



中国電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
グロス・ ビデイングの 考え方	<ul style="list-style-type: none"> ・グロスビデイングについては、自主的取組で表明した「売り入札量全体で販売電力量の30%程度の入札」を目標として、売り入札量については売り入札可能量からブロック商品を控除した値とし、買い入札量（高値買い戻し量）については小売電気事業者として必要な供給力及び予備力を確保するように設定している。 ・売り入札価格については、0.01円/kWhで設定しており、買い入札価格については、今冬の市場価格高騰を受け、必要な供給力及び予備力を確保することを目的に段階的に見直しを行っている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・グロスビデイ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。 ・グロスビデイングの量は、段差制約量（火力機などの負荷追従可能量）により設定される30分商品の最大量にて設定。 	<ul style="list-style-type: none"> ・グロスビデイング（以下、GB）の取引目標（販売量の20%程度）に応じて売買ともに定量入札。 ・価格は、売りは入札全量に対し確実に約定させる観点で設定、買いは限界費用ベースにて算定。 ・なお、「供給力・GB売り入札量」が、弊社需要を下回る場合には、確実に買い戻せる価格で入札（GB高値買戻）を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ・期間を通じて、グロスビデイングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。 ・上記に対応し、需要および予備力1%までの必要供給力分は、高値での買戻しを実施し、これを超える余力分について、限界費用ベースでの買い入札を実施することで、旧一般電気事業者の自主的取り組みとしての余力の全量玉出しを遂行。 ・グロスビデイングの売り入札が余力の量を上回る量となっており、この余力を上回る量について、確実に買い戻せる価格での買い戻しを実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ・(グロスビデイング取引は実施していない)
グロスビデイ ングを 取りやめた 場合の理由	・継続して実施。	・継続して実施。	・継続して実施。	・継続して実施。	-

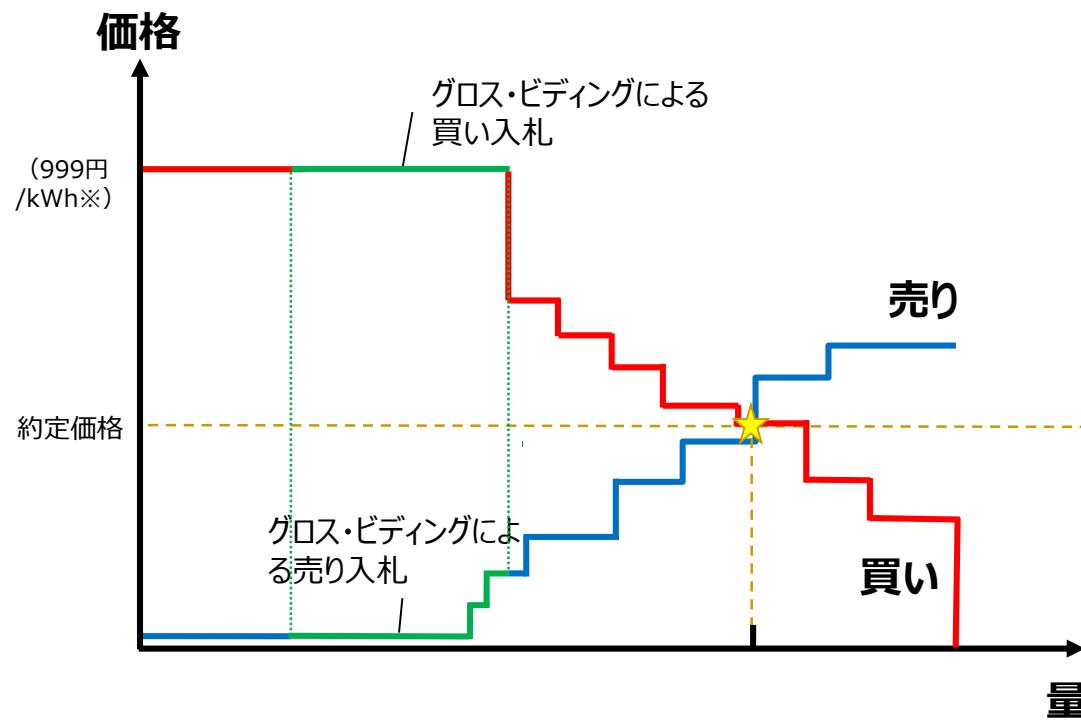
(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
グロス・ビディングの考え方	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 「年間販売電力量の20%程度」を目標に、売り入札については、約定量の増加に寄与するよう、システム上の最低価格にて入札。 買い入札については、当該電源の限界費用に基づく価格で入札。 必要な供給力を確保できない部分は、約定する蓋然性が高いと考える価格で入札。 	<ul style="list-style-type: none"> 運転中余力を対象とした通常入札分と停止中電源から買入れするブロック入札分から構成。 通常入札分は、上げまたは下げ調整力の各コマの最大値をその日のグロスビディングの量として決定、各コマの上げまたは下げ調整力の範囲内の入札価格は限界費用、それを超える部分は、高値買いまたは安値売りとする。 ブロック入札は、停止中電源をネットビディングで売った場合の入札量と同量を運転中の電源から安値で売り入札し、停止中電源の限界費用で買入れを行う。 	<ul style="list-style-type: none"> GBの売り入札については、卸電力活性化に係る自主的取組みの目標（売り約定量全体で販売電力量の3割程度の規模まで拡大）を勘案し、供給余力の如何に関わらず、常に一定量（300MW）を石炭火力の限界費用相当で市場に供出。 GBの売り入札後も余力がある場合は限界費用で、不足が発生する場合は不足分を高値で買い入札実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 自主的取組の目標である販売電力量の3割達成のため、最大340万kWの売買入札実施。 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。 グロスビディング売り入札以上に供給余力がある場合、限界費用相当で供給余力の売り入札実施。 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。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入札を実施。
グロス・ビディングを取りやめた場合の理由	<ul style="list-style-type: none"> 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・買入とも同量を取り止め） 	<ul style="list-style-type: none"> 市場価格が不安定な中、買入約定しなければ大量の供給力不足に繋がる可能性があるため。 また、需給ひつ迫に伴い、通常とは異なるハンド対応（※）の入札処理が生じ、グロスビディングのシステム処理との両立について検証を要したため。 上記の検証について、具体的には、GBシステムは自動的に算出される結果を取り込む前提で設計されていたことから、ハンド補正したデータを取り込んで正確に作動させるための検証が不可欠であり、検証を実施した。 <p>※ハンド処理による補正とは、具体的には、kWh不足発生時の買入札のコマ配分や、発電機余力に満たない買入札の価値の高いコマへ配分であり、これらはシステム対応しておらずハンド処理が必要。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 市場価格が暴落する虞がある日（特に、端境期の休祝日やGW、年末年始の特殊期間）は、買入のみの約定により供給力余剰が発生する虞があるため。 市場価格が高騰（全国的に需給がひつ迫）することが予想される日は、グロスビディング売りに伴う供給力不足量を買戻せない虞があるため。 	<ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。

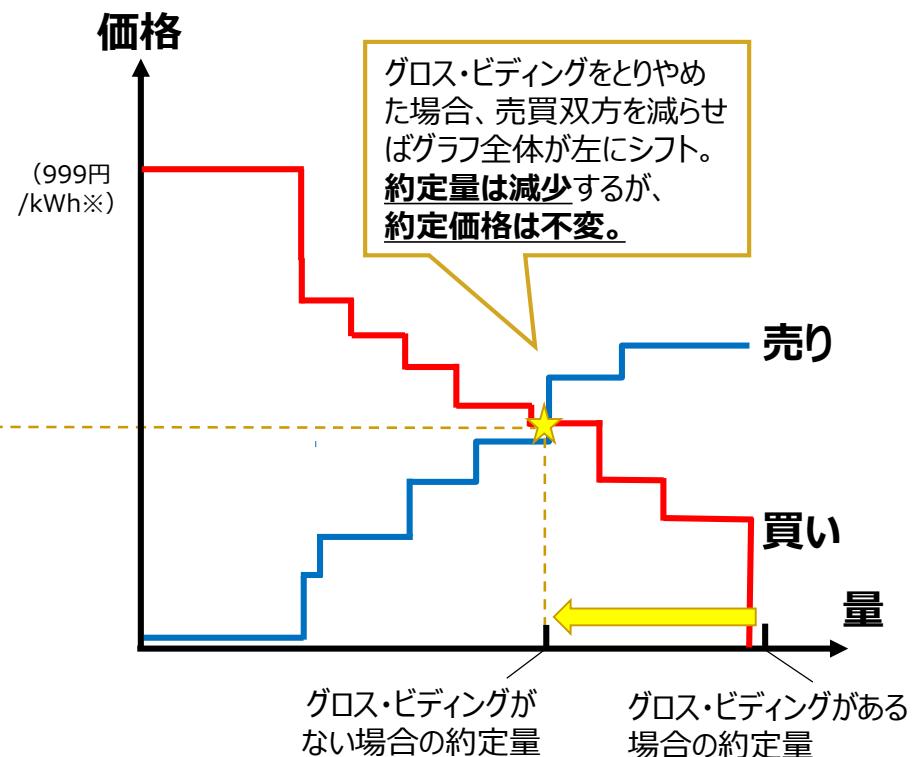
(参考) グロス・ビディングにおける入札の考え方

- グロス・ビディングとは、旧一電の自主的取組として、市場で売り札と買い札の双方を入れて自己約定を生じさせ、市場の流動性を高めるもの。
- グロス・ビディングについては、一部の事業者においては、自社需要に鑑み一定の売り余力があり、またこれを買い戻すことができることを前提としてこれを行っている。

グロスビディングが行われている場合の入札曲線



グロスビディングが行われていない場合の入札曲線



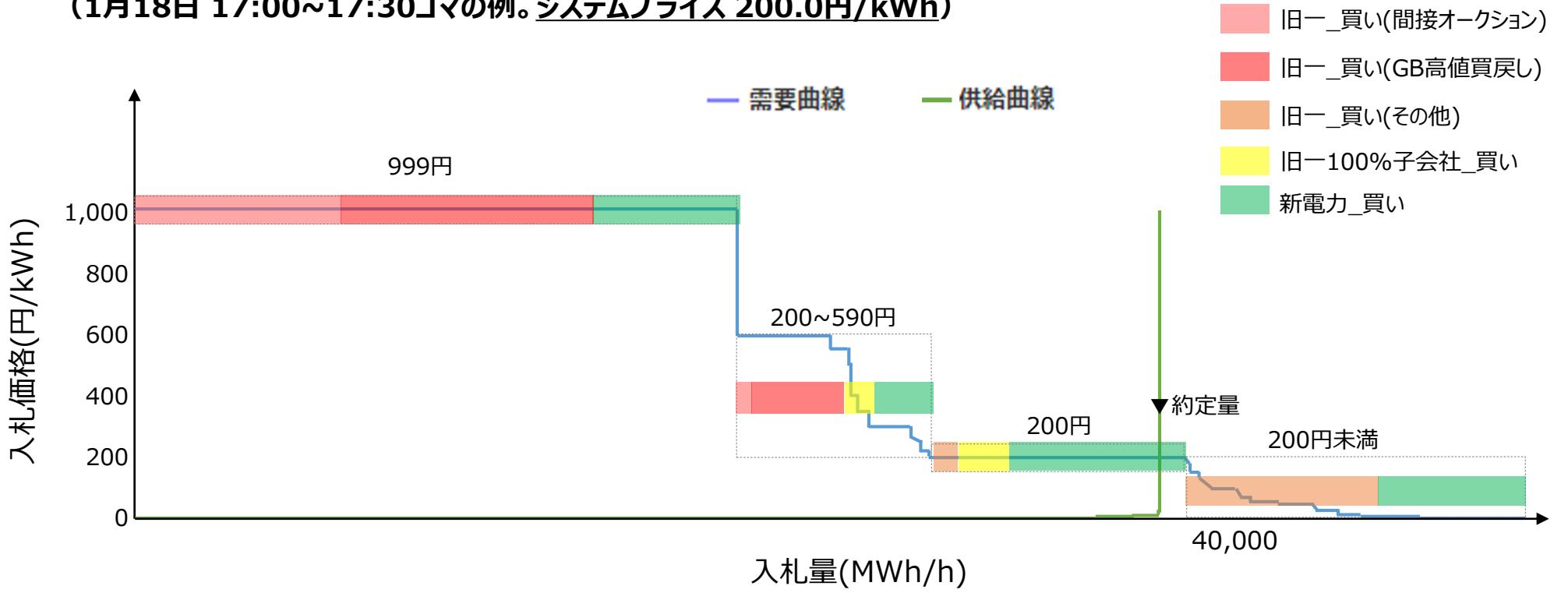
※ 999円の買い入札には、グロスビディング高値買戻し分、間接オーケション分、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分等が含まれる。

(参考) 買い入札価格の分布（グロス・ビディング含む）について

- 需給曲線上における買い札の分布を見ると、価格高騰時、999円台の入札は旧一電、新電力の双方により実施されている。
- 確認コマ（1/18）の旧一電の200円超の買い入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻し分となっている。

【高騰時】旧一電および新電力の買い入札状況 -需給曲線における分布-

（1月18日 17:00～17:30コマの例。システムプライス 200.0円/kWh）



※ 999円部分の買い入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスピディング買戻し分、間接オークション分等が含まれる。

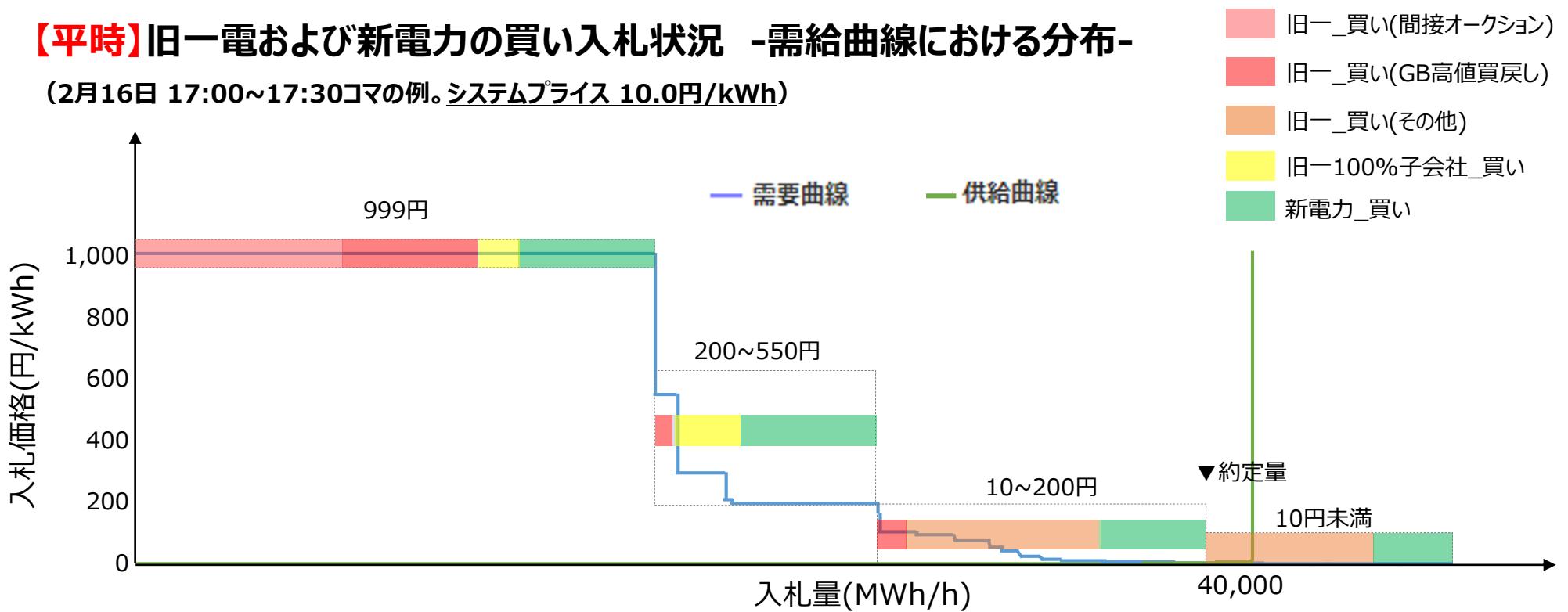
※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスピディング売り分、間接オークション分等が含まれる。17

(参考) 買い入札価格の分布（グロス・ビディング含む）について

- 平時においても、ご指摘の高騰時とほぼ変わらない比率で旧一電・新電力両者により、999円台の入札が行われている。
- これは、グロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系線利用などの目的で必ず約定させたいニーズがあるためと考えられる。

【平時】旧一電および新電力の買い入札状況 -需給曲線における分布-

(2月16日 17:00~17:30コマの例。システムプライス 10.0円/kWh)



約定量：39,262MWh/h、売り入札量：44,050MWh/h、買い入札量：48,742MWh/h

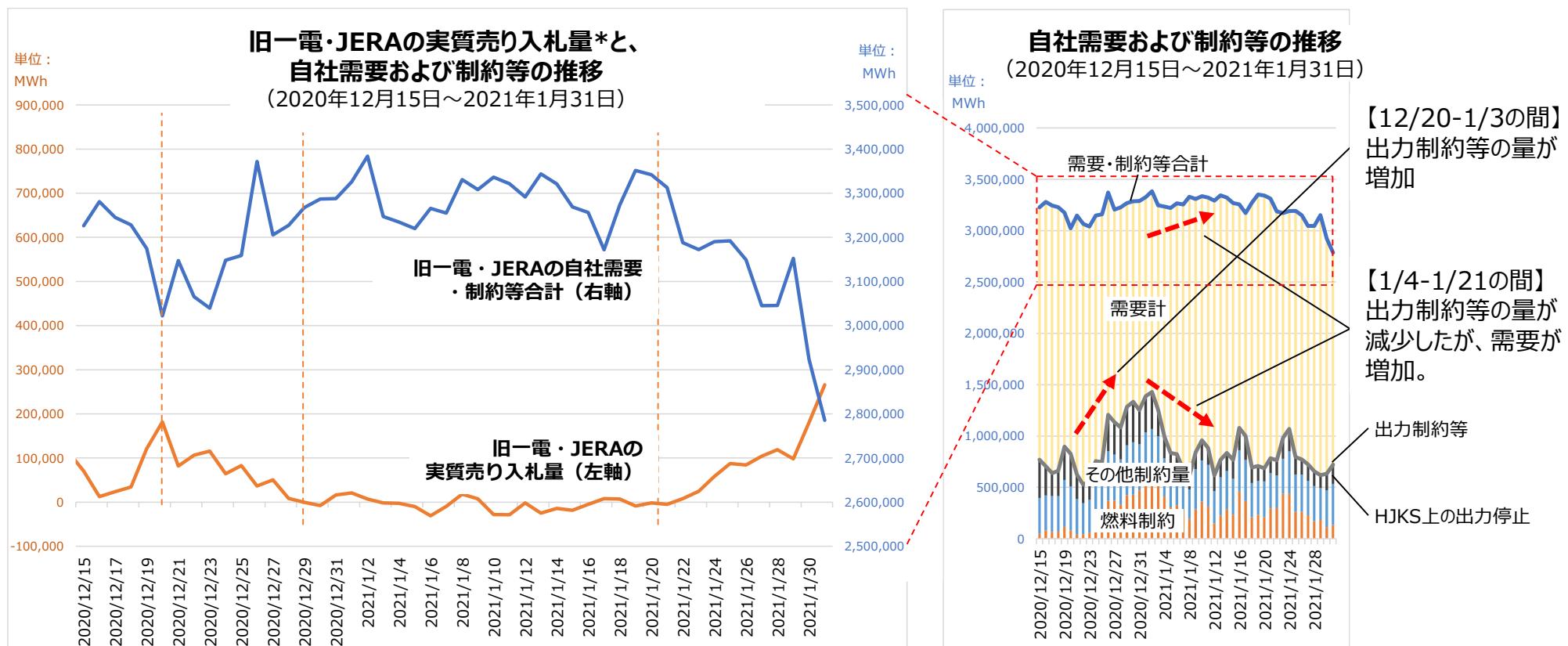
※ 999円部分の買い入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスピディング買戻し分、間接オークション分等が含まれる。

※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスピディング売り分、間接オークション分等が含まれる。18

旧一電・JERAの自社需要の増加・燃料制約の増加

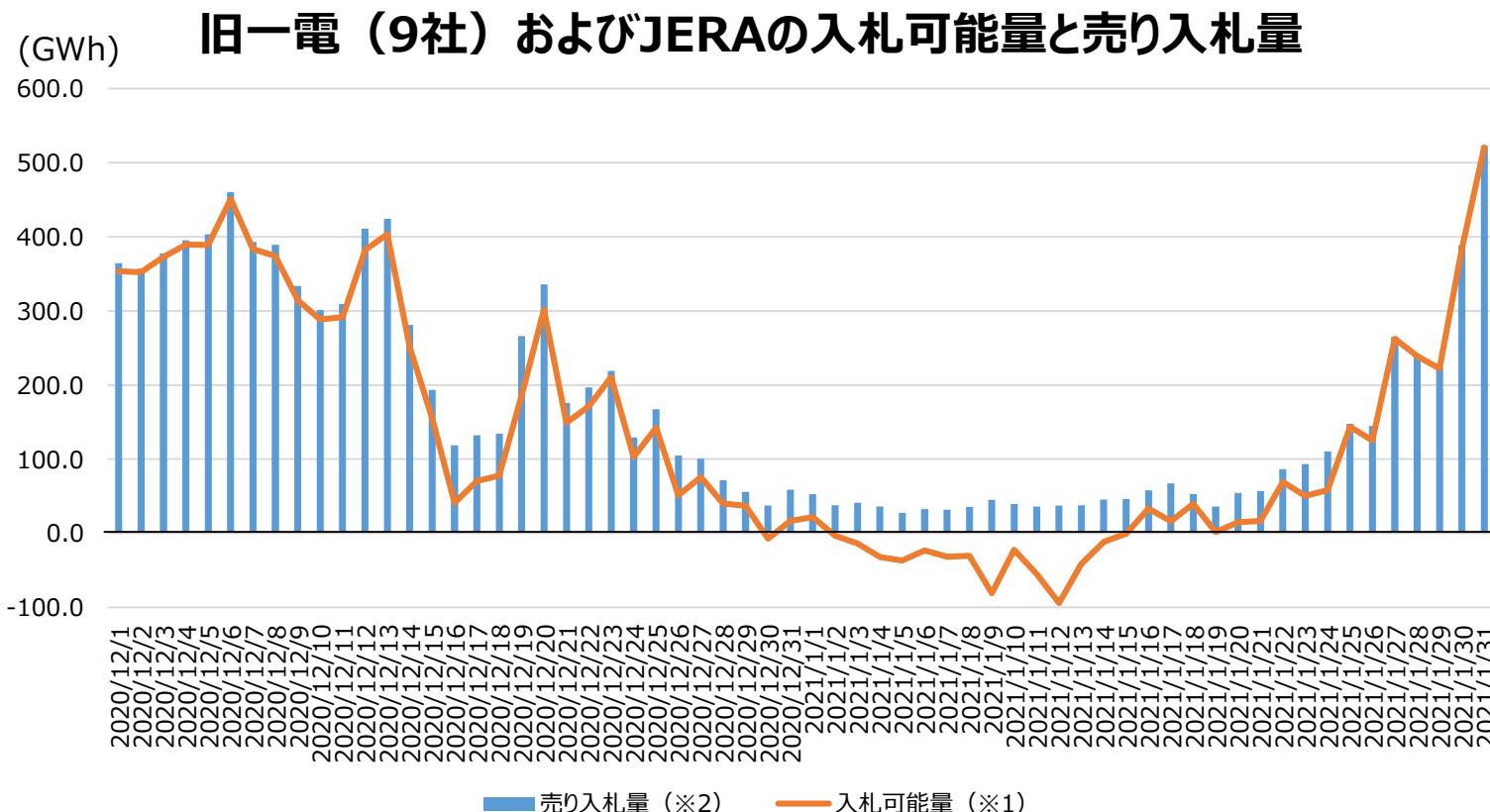
- 前述のとおり、12月20日～1月21日の間、旧一電・JERAの実質売り入札量が減少していた。
- 各社からこの要因について以下の説明があったところ、より詳細に分析を行った。
 - この期間の前半は、主にLNG燃料制約等の発電機の出力制約等の増加、
 - 後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加

※出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。今回は燃料制約が大きかった。（下図参照）



検証③：余剰電力の全量市場供出の確認

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電（9社）及びJERAからの提出データにより確認した各社の入札可能量※1と、実際の各社の売り入札量※2の整合について確認を行い、スポット市場入札時点（前日10時時点）の余剰電力の全量が市場に供出されていたことを確認。（各社の諸元データは巻末別紙参照）



※1 入札可能量 = 「供給力」 - 「自社需要見積もり（他社卸分を含む）」 - 「入札制約」 - 「予備力（※3）」

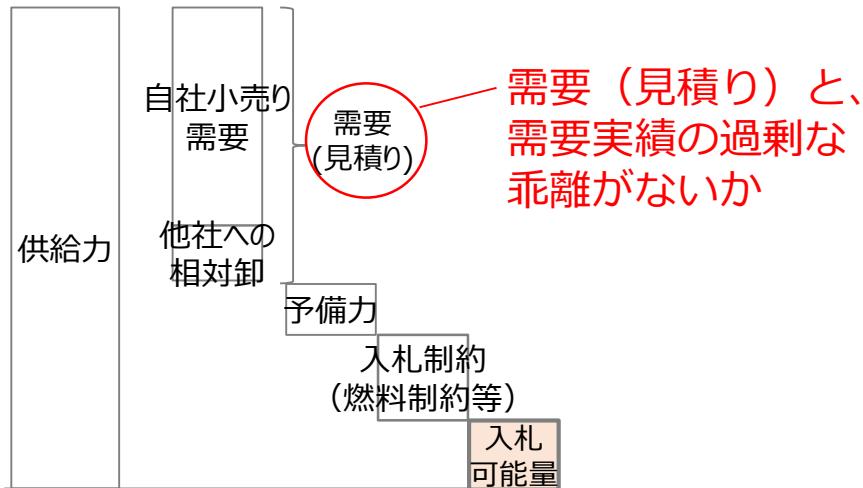
※2 売り入札のうち、既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※3 予備力については、過去の制度設計専門会合において、スポット市場入札時点においては、自社需要の1%を超える部分については市場供出を行うものと整理されている。

検証④：旧一電各社の自社需要の見積もりについて

- 旧一電各社の自社需要の見積りについては、実績と大きな乖離がないか分析することで、過大な見積りがなされていなかったかを確認。
- 実績との乖離は平均では1%以下に収まっていたが、大きな乖離が見られた日もあった。

入札可能量、需要検証の全体像



需要 見積りと実績の比較

	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月下旬平均 (12/15~31)	1,981,474	1,961,242	20.232	1.0%
2021年1月上旬平均 (1/1~1/15)	2,067,722	2,051,824	15,898	0.8%
上記期間平均	2,021,903	2,003,702	18,200	0.9%
(参考) 2021年1月14日	2,130,346	2,073,194	57,152	2.8%

単位 : MWh

※ 各社報告データ、電力広域的運営推進機構系統情報サービス需要実績より事務局作成。

- スポット価格が127円（一日平均）であった1/14については、需要見積もりが実績より比較的（旧一電全体で2.8%）多かったことから、その原因を追加的に聴取。
- 各社からは、前日までの需要実績と比して想定以上に需要が伸びなかつたことや、太陽光発電の発電量が予測以上に伸びたとの説明があった。これを受け、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないようより正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
自社需要の增加理由	・12月後半以降、気温の低下に伴う暖房需要の増加。	・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かったことによる需要の増加。	・強い寒波により12月中旬以降、需要が急増。 ・1月に入っても、寒波の断続的な流入により、需要は高止まりで推移。 ・新型コロナウイルス感染拡大に伴う在宅率の高まりにより、主に家庭用向けで増加した影響もあり。	・12月中旬から1月中旬頃にかけて、平年よりも気温が低めに推移したことから空調設備の稼働が増加、想定需要を大きく上回る水準で推移。	・12月15日～1月15日にかけて厳寒気象に伴い、相対契約販売量が増加。
自社需要の見積もりの方法	・想定対象日の気象予測を参考に、代表時間帯（深夜帯、昼間帯、点灯帯）3点の需要を想定。 ・代表時間以外の時間帯については、気象予測と気象状況が類似している過去の需要実績を参照し想定。	・自社需要想定は、予測対象日の気温予想に対し、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。 ・加えて、直近の需要動向や、天気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。	・過去実績と最新気象予報（9地点の需要比率を考慮した加重平均値）に基づき、需要予測システムにより想定。	・前々日17時までに最新の気象予測データや気象類似日のデータ、曜日差や工場の操業状況を加味して、24時間の需要カーブを作成。 ・前日6時時点の気象予測を踏まえて修正を実施し、最終的な需要を想定。	・実需給月の3ヶ月前より当該月の電力需要を月単位で想定。 ・また、当該月においては週間単位で需要を想定。 ・需要は、相対契約に基づく客先からの通告値、余力の全量投入を前提とした場合のJEPX販売見通しの合計をベースに想定値を設定。
自社需要見積もりについて、今冬は特別な対応をしたか	・対応なし。	・対応なし。	・常時、システム上、至近実績をより強く反映する重みづけをしており、状況変化による予測誤差を少なくなるようにしている。	・例年、特別高圧の一定規模以上のお客さまに対して休業調査を行っており、今年も実施。	-

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
自社需要の增加理由	・12月中旬以降、断続的な寒波の影響により需要が高めに推移。	・燃料調達時の計画と比較して、12月後半から寒波による低気温により、自社小売需要が増加	・12月中旬以降、中国地方に寒気が流入し、気温が平年より大幅に下回ったため、小売需要が計画値より増加。	・寒波が襲来したこと、12月中旬および1/7～1/11に、自社需要が想定より増加。	・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が増加。
自社需要見積りの方法	・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。	・需要と気温の相関モデルを使い、予報気温から想定した最大需要想定値をもとに、気象条件等が予報と類似している日の需要カーブを参照して算出。 ・過去実績とモデル算出結果との乖離傾向や、休祝日等の条件により補正して算出。	・直近の天気予報をもとに気温感応式（需要実績と気温実績を基に回帰分析を行い、気温1°Cあたりの需要変動量を算出し、需要と気温の相関を近似した式）や過去の需要動向を参考にして算出。	・想定する該当日の気温、曜日、天候、太陽光発電等の条件について、過去の実績から類似している日を抽出。 ・気温感応度や曜日等の条件により補正して算出。	・前日5時に最新の気象予報を取得し、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、需要見込みを算出。
自社需要見積りについて、今冬は特別な対応をしたか	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。	・対応なし。	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。今年は特に対象期間を長めに調査。 ・また、需要予測式の気温感応度の項を実態に近づける修正を実施。

検証⑤：各社のLNG・石油火力の燃料制約の実施状況について

- 今冬にLNG火力および石油火力の燃料制約による出力制限を実施した8社について、その算定方法等を確認した結果は次頁のとおり。
- 各社ともに、入船遅延リスク等を考慮したタンクの運用下限を設定し、タンクの在庫量、今後の配船予定、自社需要の見通し等から、一定の考え方に基づき燃料制約量を算定していることが確認された。
- なお、タンクの運用下限の設定におけるリスク評価の方法（入船遅延リスクの日数や使用量変動の考慮の有無）や、運用の詳細（運用下限の引き下げや、運用下限を割り込んだ運用の程度など）については各社で一部ばらつきが見られた。

(参考) 各社に対する確認結果の概要 (1/2)

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
燃料計画の見直しサイクル	<ul style="list-style-type: none"> 毎月20日頃、翌月分の燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見通しを確認。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。 毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。
L N G タスク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(石狩湾新港基地)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.8万t ○運用下限 5.2万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 電源脱落リスク（消費量2週間分） 入船遅延リスク（消費量6日分） <p>※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。</p>	<p>(日本海LNG新潟基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2万t ○運用下限 5万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 入船遅延リスク（2日分） <p>※なお、計画策定・運用にあたっては、需要の上振れリスクを考慮。</p> <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：日L基地 1/10実績 3.4万t</p>	<p>(富津基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 6万t ○運用下限 18万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 基地に複数あるタンクの一部が派出不能になり、一部発電機停止(kW抑制)となるレベル(4万t→液位10万tを目安) 入船遅延リスク（消費量2日分相当） <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：富津基地 1/25実績 12.6万t</p>	<p>(富山新港LNG基地)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 0.5万t ○運用下限 1.1万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 入船遅延リスク（消費量3日分相当） <p>今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上は、運用下限を下回る水準での運用が発生。 例：1/13実績 0.9万t</p>
12月～1月における燃料制約実施時期	(LNG燃料制約なし)	<ul style="list-style-type: none"> 12/1～1/31(12/4,12/5除く) 	<ul style="list-style-type: none"> 12/5～12/10 12/23～1/29 	<ul style="list-style-type: none"> 12/8～12/9 12/29～1/3 1/16 1/22～1/27
石油 タスク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(伊達発電所の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.8万kℓ (※運用下限は、北電所有の石油機全體で、最大ユニット(70万kW)の脱落(2週間)を代替できる量を確保。) <p>今冬では運用下限の引き下げを実施 (上述の2週間→1週間分)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>(秋田火力発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2.85万kℓ (※タンクミキサ運転限界を含む) ○運用下限 なし <p>今冬は物理的下限の範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	(石油機なし)	<p>(福井基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2.7万kℓ ○運用下限 4.2万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 電源脱落リスク (250MW * 10日分相当) <p>今冬では運用下限を引き下げを実施 (4.2万→2.7万kℓ)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>
12月～1月における燃料制約実施時期	<ul style="list-style-type: none"> 12/27 12/30 1/1～1/17(1/12除く) 1/23～1/30 	<ul style="list-style-type: none"> 12/24～1/3(12/26,12/30,12/31除く) 1/7～1/31 	(石油機なし)	<ul style="list-style-type: none"> 12/28～1/6 1/14～1/15 1/22～1/27

(参考) 各社に対する確認結果の概要 (2/2)

	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
燃料計画の見直しサイクル	<ul style="list-style-type: none"> 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。 	<ul style="list-style-type: none"> 1か月分の需給計画・燃料計画を、前々月の下旬頃に策定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。 その上で、至近の燃料消費実績を踏まえて計画を日々見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。
L N G タング下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(堺基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2.9万t ○運用下限 4.8万t (~12/18) 5.9万t (12/19~) ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 電源トラブルリスク (1.25億kWh相当) を考慮 (~12/18まで) 入船遅延リスク (消費量2日) を考慮 (12/19以降~) <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例: 堀基地 12/17実績 3.1万t</p>	<p>(柳井基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.6万t ○運用下限 4.2万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 受入・輸入通関手続きに要する日数分の消費量 (3日分) 入船遅延リスク (2日分) <p>今冬については、運用下限の引き下げを実施 (4.2万→3.2万t) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例: 柳井基地 1/18実績 3.3万t</p>	<p>(坂出LNG基地)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 0.4万t ○運用下限 0.65万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 自治体との公害防止協定上必要量 (消費量2日分) <p>今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上も、運用下限を下回っていない。</p>	<p>(大分LNG基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2万t (※ポンプ運転限界のほかに、入船受入期間 (1日) 相当の消費量 (約1万t) を加味されている) ○運用下限 3.2万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 入船遅延や使用量変動を総合的に勘案したリスク (消費量1.5日) <p>今冬については、運用下限の引き下げを実施 (3.2万→2万t) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例: 大分LNG 1/13実績 1.9万t</p>
12月~1月における燃料制約実施時期	• 12/5~1/27	• 12/26~1/31	• 12/1~1/31(1/15,1/24,1/27除く)	• 12/26~1/31
石油 タング下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(関電所有石油3基地合計)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 5.6万kℓ (※タンクミキサ運転限界や、一部基地の津波に抵抗するための重じも含む) ○運用下限 10.4万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 3基地合計で電源トラブルリスク (2億kWh相当) を考慮。 <p>今冬では、運用下限を下回る範囲で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例: 1/8実績 8.4万kℓ</p>	<p>(下関基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 0.3万kℓ ○運用下限 0.6万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> タンクミキサの運転可能範囲 (液位低警報設定値含む) を考慮。 <p>今冬では運用下限の引き下げを実施 (0.6→0.3万kℓ) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>(坂出石油基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.1万kℓ ○運用下限 1.9万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> タンクミキサの運転可能範囲 <p>今冬では運用下限を引き下げを実施 (1.9→1.5万kℓ) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	(石油機なし)
12月~1月における燃料制約実施時期	• 12/26~1/31	• 12/26~1/31	• 12/26~1/27(1/1~1/3除く)	(石油機なし)

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
石油について、追加の調達により燃料制約を回避することができなかつたのか。できなかつたとすれば、具体的にどのような理由があつたのか。	<ul style="list-style-type: none"> 自社内航船 2 隻を最大限活用して石油の追加調達を図ったが、燃料制約の回避までには至らなかった。 	<ul style="list-style-type: none"> 今般の需給逼迫時においては想定以上に燃料油の消費が進み、確保していた支配船 1 隻でのピストン輸送を行ったが、在庫消費に燃料輸送が追い着かず(鹿川～秋田は往復 1 週間)、燃料制約が必要となつた。 	(石油機なし)	<ul style="list-style-type: none"> 自社で内航船を保有しておらず、また、元売り等での配船調整が困難であった。
	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
石油について、追加の調達により燃料制約を回避することができなかつたのか。できなかつたとすれば、具体的にどのような理由があつたのか。	<ul style="list-style-type: none"> 確保していた内航船の輸送力を上回る消費が発生したため、追加のスポット傭船の確保を行うも、国内内航船隻数が限られており燃料制約を回避することができなかつた。 また、御坊1は超低硫黄原油を使っているが、国内流通量が限定的であったことも要因。 	<ul style="list-style-type: none"> 内航船の輸送余力が少なく対応が困難だった。また、石油の需要が減少している関係で、元売(当社にとって輸送効率が高い近距離の出荷地)に十分な在庫がなかつた。 	<ul style="list-style-type: none"> 石油の需要が減少している関係で、緊急時に調達可能な量に限りがあったことや、自社で内航船を保有していないことから追加の調達が困難であった。 	(石油機なし)

(参考) 各社に対する確認結果の概要

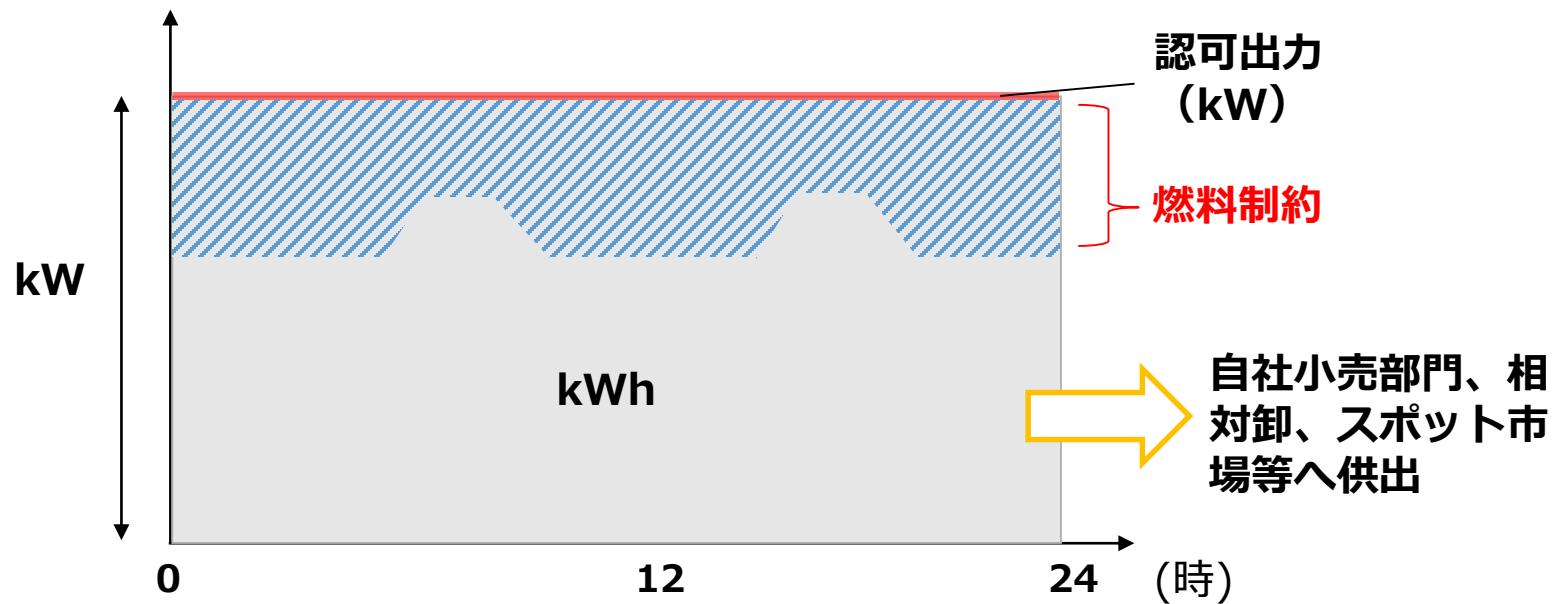
	東北電力	JERA	九州電力
東北電力、JERA、九州電力について、今冬を迎える前のLNG在庫量が他社に比べ低水準だったのはなぜか。	<ul style="list-style-type: none"> LNGタンクの燃料受払計画においては、運用下限とともに運用上限※を考慮して計画を策定している。（※運用上限値：32.7万トン（LNG性状の軽質と重質でタンクを切り分けており、運用上限まで受入れできない場合があり、運用上限の目安は28~32.7万トンとなっている）） 燃料受払計画においては、消費の上振れ下振れ両方のリスクがあることから、タンクの運用上下限の適切なレベルとなるよう計画を設定している。10/27時点の計画では12月上旬の日エルタンクレベルは高めとなっていた。 10/27以降の状況変化として、石炭火力の点検期間延長を受けた新仙台LNG基地の在庫不足等により、配船調整を反映した結果、11/25時点の計画では、12月前半の在庫が低めとなったものの、12月後半以降は在庫レベルが回復する計画としていた。 	<ul style="list-style-type: none"> LNGタンク在庫運用としては、相対契約先等に対する販売電力量に基づき1~3ヶ月先のレンジにおいてLNGの所要量を想定し、在庫レベルが下がらない様にLNGの調達を適宜することにより在庫レベルを安定的に保つこととしております。 今年度においては、10月以降、計画を上回る需要の増加が認められ、スポット調達等の受入量の積み増しにより在庫低下の補填対応をしておりました。 しかしながら、秋以降、計画比での需要の増加は継続的であり、当社としては需要増加に伴い追加発生したLNG所要量に相当するLNGについて、在庫低下の認識の都度、適宜調達を決定するもの、入着にはリードタイムが2ヶ月程度あることから、11月末時点においても低水準となっておりました。 	<ul style="list-style-type: none"> 今冬の燃料消費計画は、11月末に最新の気象予報等を踏まえた需要計画に基づき、翌3か月分を策定し、LNGが低在庫とならないことを確認していた。 その後、12月上旬にかけて、市場売電が大幅に増加するとともに、豪州の石炭積地トラブルに伴う自社石炭火力への入船遅延が発生し、LNG消費量が増加したため、寒波襲来前においても当初計画よりLNG在庫が低下した。

	JERA
JERA社について、年間約3200万tのLNGを、約200万tのタンクで取り扱うことについて、メリット・デメリット如何。	<p>年間の所要量に対して、小さなタンク容量でLNGを捌くことによる、メリット・デメリットは以下の通りと考えております。</p> <p>【メリット】</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の高稼働が実現でき運営コストが低く抑えられる （8基地以上に基地を持つことに比べ）基地集約化しており運用管理が相対的に容易 <p>【デメリット】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高度な運用管理（綿密な需要想定・配船計画・運用計画・設備補修計画）が必要 限られたタンクの運用可能幅を可能な限り広く使うものの、LNG所要量の変化（増減）に対し、タンク在庫での柔軟性は限定的 ※補足になりますが、当社のタンク容量は年間所要量の16分の1のタンク容量ではございますが、東京・中部の2エリアに分かれて8つのLNG基地を有するという特徴を活かし、東西の基地間ににおける配船の柔軟な変更や、エリア内における基地間送ガス転送機能によるタンク在庫の調整などを柔軟に行っているとともに、加えて、シンガポールに燃料トレーディングを行う子会社を有することで、燃料市場を通じて配船変更や追加調達を迅速かつ柔軟に行う機能を具備しております。 <p>当社は、これらの高度な調達・配船・運用能力を元に年間3200万トンもの大量のLNGを200万トンのタンク容量でさばいております。</p>

(参考) LNG燃料制約の確認について

- 前述のとおり、12月下旬以降の旧一電等の売入札減少の要因として、火力発電所において、LNG燃料在庫の減少等により燃料を節約せざるをえず、発電容量 (kW) に余力があつても、発電電力量 (kWh) に上限を設ける（燃料制約）という事象が生じていたとのことであった。
- このため、今般の事象においては、発電電力量 (kWh) に影響を与える燃料制約の合理性を検証することが極めて重要であり、各社における燃料制約の考え方や、その運用の妥当性について、特に注力して調査を行うことが重要。

発電機 1 ユニットにおける 1 日の発電容量 (kW) と発電量 (kWh) のイメージ



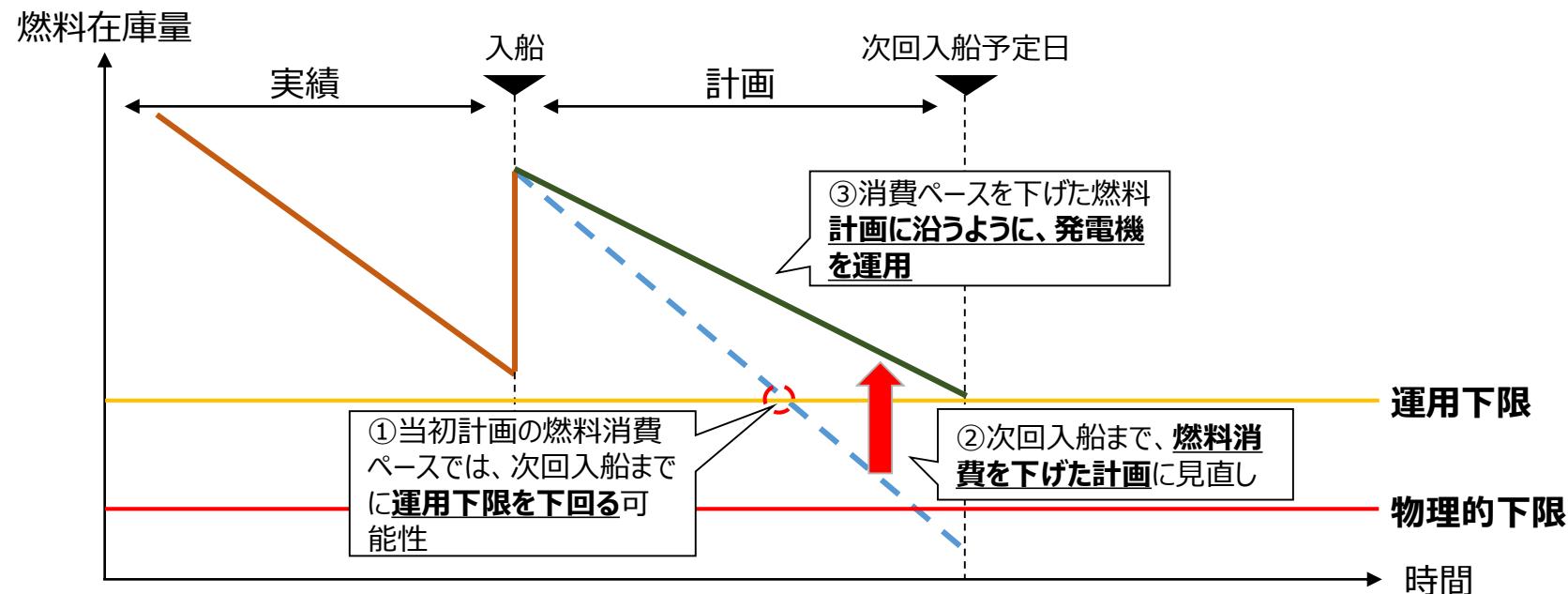
※1 燃料制約とは、燃料調達量の増加・減少の影響により、発電所の発電計画に制約が発生するもの。

(参考) これまでのLNG燃料制約の妥当性の確認内容

- これまで、各社の燃料制約量の算定の考え方（計画見直しのタイミング、タンクの運用下限の考え方、燃料制約量の計算方法等）を聴取するとともに、①在庫量、②配船計画（受入量・受入タイミング）、③需要（払出）量の想定、を提出データで定量的に確認し、個別の燃料制約の設定に不合理な点がなかったか確認。

【各社からの説明（概要）】

- 各社は、定期的に（大きな状況変化があった場合は随時）燃料計画を見直し。通常の燃料消費ペースではタンク下限を下回るおそれがある場合には、燃料の消費ペースを下げるよう、一日当たりの発電電力量に上限を設定。
- 具体的には、足下の在庫量と、次回入船日までに維持すべき目標量（運用下限）との差分について、次回入船までの期間で除した値が、一日当たりで使用可能な燃料量の目安になる。



運用下限とは：電源脱落リスク、入船遅延リスクや他社共同利用における制約、また公害協定上の制約等により、数日分の消費量に相当する量をバッファとして確保しておくもの。

物理的下限とは：ポンプやタンク内部構造の都合により、これを下回ると燃料のくみ上げができなくなる液位。

(補足) 「その他制約」と燃料制約の関係

- 各社の入札制約のうち、「その他制約」に計上している項目の内容は次頁のとおりであり、主なものは段差制約※となっている。

※段差制約：発電ユニットの性能を踏まえ、連続する時間帯において、約定による出力変動が発電ユニットの調整能力の範囲に収まるように入札量を制限するもの。

- 各社提出データによる全量供出の諸元の確認（巻末別紙参照）において、一部事業者において、LNG・石油の燃料制約の量が減少するタイミングで「その他制約」の量が増加し、燃料制約の量が増加するタイミングで「その他制約」の量が減少しているケースが発生している。
- この理由を事業者に確認したところ、今般の調査回答においては、燃料制約の対象となったユニットにおける、発電ユニットの調整能力範囲内の制限については、段差制約ではなく、燃料制約に計上しているため、との説明があった。
- こうした点も含め、「その他制約」の内容については、事務局として、引き続き実務的な精査を行っていく。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
その他 の制約 (揚水制約 以外)	<ul style="list-style-type: none"> ・石炭燃料制約 ・パターン運転制約 ・揚水能力(※1) ・一般水力の可能減(※2) ・段差制約^{*1} ・緊急設置電源の供給力制約(※3) ・温排水温度制約(※4) <p>※1 同社はシステム上の理由で需要ではなく、制約欄に記載。 ※2 貯水量や下流の河川水量等による制約。 ※3 緊急設置電源原資の入札や、もしくは緊急設置電源稼働時の入札を控えるもの。 ※4 公害防止協定に係る制約。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・段差制約^{*1} ・供給力変動リスク^{*2} ・燃料制約（他社） 	<ul style="list-style-type: none"> ・TSO指示に基づく制約(※1) ・端数処理による制約(※2) <p>※1 TSOから提示される量を市場供出を行わずに留保するもの。 ※2 10MW単位で入札しているため。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・システム上の制約(※1) <p>※1 入札システムの仕様上、入札オペレーション上発生する制約。コマ入札時における札数に制限が生じるため発生する。 (補足) 2021年4月以降に札数を増加させるため、上記の制約量は改善する見込み</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・段差制約^{*1} ・入札制約(※1) <p>※1 ブロックを10MW単位で入札しているための余力の差分による制約。</p>

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
その他 の制約 (揚水制約 以外)	<ul style="list-style-type: none"> ・段差制約^{*1} ・バランス停止 ・自然由来制約(※1) ・供給力変動リスク^{*2} <p>※1 定格容量算出の基準となる気温と実際の外気温との差分から導かれる制約</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・段差制約^{*1} ・予備力に係る補正(※1) <p>※1 P66以降の数表の集計のフォーマット上、その他制約から予備力を差し引く形となっており、これによってマイナスとなる場合がある。 なお、マイナスとなっている場合、実際の予備力は、燃料制約等から確保されている。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・段差制約^{*1} ・供給力変動リスク^{*2} (安全弁開閉試験等) 	<ul style="list-style-type: none"> ・並解列カーブ制約 ・パターン運転制約 	<ul style="list-style-type: none"> ・石炭燃料制約 ・起動停止に係る制約 ・バランス停止

*1 段差制約：発電ユニットの性能を踏まえ、連続する時間帯において、約定による出力変動が発電ユニットの調整能力の範囲に収まるように入札量を制限するもの

*2 供給力変動リスク：不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高いと見込まれるもの対象から控除するもの。

検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

- 発電情報公開システム（HJKS）での開示が電力適正取引ガイドライン上のルール
※₁ に基づいて適切に行われていたかについて、公開ヒアリングでの確認や、報告徴収データとの整合性の確認※₂を実施。
- 現時点において、一部事業者での人的ミスによる登録漏れ・登録の誤り（次頁参照）を除き、各社の対応に問題点は確認されていない（一部事業者の対応については確認中）。

※₁ 電力適正取引ガイドラインにおいては、計画停止および計画外停止、出力低下が生じた場合には適時にHJKSに公表することとされている。従来、10万kW以上の発電ユニットの「計画停止」及び「計画外停止」のみがインサイダー情報として適時公表の対象となっていたところ、制度設計専門会合での議論を踏まえて、2020年10月に同ガイドラインの改定を行い、10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合も適時公表の対象とした。

※₂ 報告徴収にて回答された各社の実際の燃料制約量のうち、HJKSでの開示が行われていない部分について、その理由の確認作業を実施（「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続」等の要件に該当していないこと等）。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外は適切に対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 伊達2号（石油） <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象期間：1/3 0:00～23:59 ・ 制約理由：燃料制約 ・ 最大制約量：339MW ・ 原因：人的ミス 	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外は適切に対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 東新潟火力1,3,4号（ガス） <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象期間：12/19 0:00～23:59 ・ 最大制約量：510MW ・ 原因：人的ミス ● 八戸火力5号（ガス） <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象期間：12/26 0:00～12/27 23:59 ・ 最大制約量：276MW ・ 原因：人的ミス 	(非該当)	適切に対応した。	(対応確認中)
HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外は適切に対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 富山新港火力2号（石油・ガス混焼） <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象期間：1/16 0:00～23:59 ・ 制約理由：燃料制約 ・ 最大制約量：249MW ・ 原因：人的ミス 	<p>下記の登録漏れがあった。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 相生1・3号（ガス） <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象期間：12/12 0:00～12/13 23:59 ・ 最大制約量： <ul style="list-style-type: none"> 1号：362MW 3号：357MW ・ 原因：人的ミス ● 相生3号（ガス） <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象期間：12/20 0:00～23:59 ・ 最大制約量：357MW ・ 原因：人的ミス 	(対応確認中)	適切に対応した。	適切に対応した。

今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ①

- スポット市場における売り入札には、グロスピディングや間接オークションなど実質的に自己売買のものも含まれており、売り切れの原因を分析するためには、これらを除いた実質的な売り入札量を分析する必要がある。
- スポット市場の売り札の大きな割合を占める旧一電及びJERAの実質的な売入札量について分析したところ、12月中旬から1月下旬にかけて、通常より少ない量となっていた。また、これらの者の中には、買い約定量が増えた者もあった。こうしたことから、これらの事業者の売り入札量の減少及び買約定量の増加が、スポット市場において売り切れが継続した原因になっていたと考えられる。
- この期間の売入札量の減少について、各社からは、寒波による自社小売需要及び他社相対卸供給の増加と、燃料制約によるLNG及び石油火力の出力抑制等によるものとの説明があった。
- これを踏まえて、各社の売入札量の根拠となるデータを提出を求め、その合理性を分析したところ、12月及び1月の全日（1日48コマ）において、各社の供給力や自社小売需要等から算出される入札可能量と、各社の売入札量には齟齬はない（スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に供出されている）ことが確認された。

今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ②

➤ 各社の入札可能量の計算に用いた諸元について、確認状況は以下の通り。

1) 供給力、出力停止等

各社より、供給力の内訳（自社の設備容量・出力、他社受電分）及び出力停止等の内訳（出力停止・低下、電源 I・I'等）の提出を受けた。各社における供給力変動については、①定期検査等による電源の変動・出力停止、②水力・太陽光など再エネ電源の変動、③他社から受電する電力分の変動、④契約に基づく電源 I・I'の量の変動等が主な理由であるとの説明があった。

2) 自社小売需要等

自社小売需要については、公開ヒアリングにおいて、各社より、最新気象予報及び過去の気象類似日の実績等を用いて算定されていることが説明された。

3) 燃料制約

LNG・石油の燃料制約について、公開ヒアリングにおいて、各社より、タンクの運用下限・物理的下限の考え方や、在庫量・配船予定日・需要見通し等の具体的なデータを用いた燃料制約の実施方法が説明された。

4) その他制約

「その他制約」について、揚水制約の数量、及びそれ以外の制約分の具体的項目及びその内容について、報告を受けた。

5) 予備力

スポット入札時点の予備力について、自社需要の1%相当以下で設定されていることが確認された。

今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ③

- 前述のように、入札可能量の算定項目については、各社とも一定の考え方に基づいて算定しており、現時点で、合理的でないと考えられる点は見受けられていない。
(なお、「供給力」及び「その他制約」については、一部詳細内容の確認を実施中)
- なお、上述のとおり、グロス・ビディングは基本的に売り切れに影響を及ぼさないものと考えられるが、その状況についても分析した。12月下旬以降、3社（関西電力、中国電力、北陸電力）が、定期間グロス・ビディングを取りやめていたが、売入札量と買入札量を同程度に減らしていることが確認された。したがって、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる。
- また、停止・出力低下について、適切に発電情報公開システムへの情報開示が行われていたかについて、一部事業者での人的ミスによる登録漏れ・登録の誤りを除き、現時点で、各社の対応に問題点は確認されていない（一部の事業者については対応確認中）。

⇒今冬のスポット市場の価格高騰に関して、旧一般電気事業者（9社）及びJERAからの提出データや公開ヒアリングの結果、現時点において、相場を変動させることを目的とする等の問題となる行為は確認されていない。

2. 今後の制度的課題と対応の方向性

今後検討すべき課題

- 今冬のスポット市場価格の高騰を踏まえ、以下の事項について検討が必要と考えられるのではないか。これ以外に検討すべき事項はあるか。

1. 情報公開の充実

- ・ 発電関連情報、JEPXの需給曲線

← 本日の論点 I

2. 旧一電・JERAの売り入札等のあり方

- ① 自社需要予測の精緻化

← 本日の論点 II

- ② 燃料制約・揚水制約の運用の透明化

← 本日の論点 III

- ③ 燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方

- ④ グロス・ビディングのあり方

← 本日の論点 IV

3. 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

← 本日の論点 V

4. インバランス料金制度のさらなる改善

5. 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策

I. 情報開示の充実 (i) 発電情報の開示

- 市場参加者からのニーズを踏まえ、第55回制度設計専門会合（2月5日開催）において、発電所の稼働状況や稼働見通しといった、発電情報の公開について議論を開始。

第55回制度設計専門会合 資料4
抜粋

- 新電力からは、発電所の稼働状況や燃料在庫及びその見通しなど、発電に関する情報を広く公開してほしいという要望があった。
- こうした声も鑑み、以下の点について、情報公開の在り方をどのように考えるか。
 - －発電所の稼働状況
 - －発電所の稼働見通し（燃料在庫状況、発電所の停止・出力低下の見通し等）
- 市場の透明性、市場参加者の予見性の向上に向けて、発電に係る情報開示の在り方について今後、どのように検討を進めるべきか。

※この際、燃料調達実務への影響や、旧一電以外も含めた発電事業者の実務負担について考慮が必要。

(参考) 欧州における発電実績等の公表について

- 欧州では、情報公開に関するEU規則に基づき、ENTSO-EのHPにおいて、各発電所の稼働状況や発電実績に関する以下の情報が公開されている。

■ 発電量の予測に関する情報

- (a) 各エリアの、発電種別ごとの合計発電設備容量
- (b) 容量100 MW以上のユニットに関する以下の情報
ユニット名、発電設備容量、所在地、接続電圧、入札ゾーン、発電種
- (c) 各エリアの、翌日の発電計画の合計値（コマ毎）
- (d) 各エリアの、翌日の風力および太陽光の予測発電量

■ 発電ユニットの停止に関する情報

- (a) 100 MW以上の計画停止等について、以下の情報
- (b) 100 MW以上の出力可能量の変化（計画外停止等）について、以下の情報
ユニット名、所在地、入札ゾーン、発電設備容量（MW）、発電種別、
本状況下での利用可能な容量、停止の理由、本状況の開始日時と終了予定日時

■ 発電実績に関する情報

- (a) 容量100MW以上の発電ユニットの実際の発電量（コマ毎、5日後に公表）
- (b) エリア毎・発電種ごとの発電量（コマ毎、1時間以内に公表）
- (c) エリア毎の風力及び太陽光の発電量（コマ毎、1時間以内に公表）
- (d) エリア毎の貯水型水力発電の週平均貯水率

(参考) Entso-e Transparency Platform における情報掲載の例

各電源（100MW以上）の発電実績（5日後に掲載）

The screenshot shows the entsoe Transparency Platform interface for generating electricity data. The top navigation bar includes links for Load, Generation, Transmission, Balancing, Outages, Congestion Management, System Operations, and Data Pre-5.1.15. A central banner states: "Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market." On the left, a sidebar lists various countries and regions under "Control Area" and "Bidding zone". The main content area displays "Actual Generation per Generation Unit" for the date 01.01.2021. It features a table titled "CTA|DE(50Hertz)" with columns for Type, Generation Unit, Generation [MW], Consumption [MW], and Detail. The "Generation Unit" column highlights "GTHKW Nossener Bruecke". Below the table is a bar chart titled "Actual Generation and Consumption [MW]" showing power output over time intervals from 00:00 to 22:00. A red box and arrow point to the "Generation Unit" column header, while another red box and arrow point to the bar chart area.

Type	Generation Unit	Generation [MW]	Consumption [MW]	Detail
Fossil Gas	GTHKW Nossener Bruecke	252 (VARY)	N/A	-

Actual Generation and Consumption [MW]

MTU

(参考) Entso-e Transparency Platform における情報掲載の例

発電種別の発電電力量実績値（エリアごと・コマごと、1時間以内に掲載）

The screenshot shows the Entso-e Transparency Platform interface. At the top, there is a logo and a tagline: "Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market." A navigation bar includes links for Load, Generation, Transmission, Balancing, Outages, Congestion Management, System Operations, and Data Pre-5.1.15. There is also a "Login" button and a help icon.

The main content area is titled "Actual Generation per Production Type". It displays a table of aggregated generation data. The table has columns for Area, MTU, and various energy sources: Biomass, Fossil Brown coal/Lignite, Fossil Coal-derived gas, Fossil Gas, Fossil Hard coal, and Fossil Oil. The table is organized by time intervals from 00:00 to 04:00. The "Area" column on the left lists various countries, with "United Kingdom (UK)" and "BZN|GB" selected. The "MTU" column indicates the measurement point. The data values are shown in MW, with some entries like "n/e" or "D" indicating no data or nil generation.

Area	MTU	Biomass	Fossil Brown coal/Lignite	Fossil Coal-derived gas	Fossil Gas	Fossil Hard coal	Fossil Oil
		Actual Aggregated	Actual Aggregated	Actual Aggregated	Actual Aggregated	Actual Aggregated	Actual Aggregated
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Portugal (PT)	00:00 - 00:30	3118	n/e	n/e	11911	0	0
Romania (RO)	00:30 - 01:00	3115	n/e	n/e	11314	0	0
Russia (RU)	01:00 - 01:30	3116	n/e	n/e	11268	0	0
Serbia (RS)	01:30 - 02:00	3118	n/e	n/e	11526	0	0
Slovakia (SK)	02:00 - 02:30	3087	n/e	n/e	11240	0	0
Slovenia (SI)	02:30 - 03:00	3117	n/e	n/e	10365	0	0
Spain (ES)	03:00 - 03:30	3113	n/e	n/e	10020	0	0
Sweden (SE)	03:30 - 04:00	3111	n/e	n/e	9324	0	0
Switzerland (CH)							
Turkey (TR)							
Ukraine (UA)							
United Kingdom (UK)							
BZN GB							

(参考) Entso-e Transparency Platform における情報掲載の例

翌日の発電計画量（エリア合計値・コマごと）

The screenshot shows the Entso-e Transparency Platform interface. At the top, there is a logo and a tagline: "Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market." Below the logo is a navigation bar with links: Home, Load, Generation, Transmission, Balancing, Outages, Congestion Management, System Operations, and Data Pre-5.1.15. A "Login" button is also present.

The main content area is titled "Generation Forecast - Day ahead". It displays "Day-ahead Aggregated Generation [14.1.C]" for the United Kingdom (UK). The time range is set to "16.02.2021".

The interface includes a sidebar for selecting "Control Area", "Bidding zone", or "Country". The "Area" section lists several countries with checkboxes, and "United Kingdom (UK)" is selected, highlighted with a yellow border. Other listed countries include Portugal, Romania, Russia, Serbia, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, and Ukraine.

The main data table has columns for "MTU", "Scheduled Generation [14.1.C] [MW]", and "Scheduled Consumption [14.1.C] [MW]". The table shows data for 15-minute intervals from 00:00 to 05:30 on February 16, 2021. The generation values are: 29453, 28512, 28434, 28895, 29238, 29533, 29751, 29916, 30001, 30066, and 30129. The consumption values are all marked with a small "D".

MTU	Scheduled Generation [14.1.C]	Scheduled Consumption [14.1.C]
	[MW]	[MW]
00:00 - 00:30	29453	D
00:30 - 01:00	28512	D
01:00 - 01:30	28434	D
01:30 - 02:00	28895	D
02:00 - 02:30	29238	D
02:30 - 03:00	29533	D
03:00 - 03:30	29751	D
03:30 - 04:00	29916	D
04:00 - 04:30	30001	D
04:30 - 05:00	30066	D
05:00 - 05:30	30129	D

HJKSにおける情報公開

- 発電情報公開システム（HJKS）において、10万kW以上等の一定の発電所の停止や出力低下※1についてはユニット単位の停止・出力低下の情報（発電形式、認可出力、ユニット名等）が公開されている。なお、出力低下については、昨年10月の適正取引ガイドラインの改正により追加。
※ 1 10万kW以上の計画停止・計画外停止、又は10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが明らかに見込まれる場合が対象

- なお、現行ガイドラインでは、停止・出力低下理由の開示は任意とされている（後述）。

発電情報公開システム
HJKS

停止情報 モニタ・停止状況 ユニット情報

発電情報公開システム トップページ > 停止情報一覧

停止情報一覧

検索条件

エリア	すべて	発電事業者	発電所コード		
発電所名					
発電形式	すべて	ユニット名	停止区分	すべて	検索
停止期間					

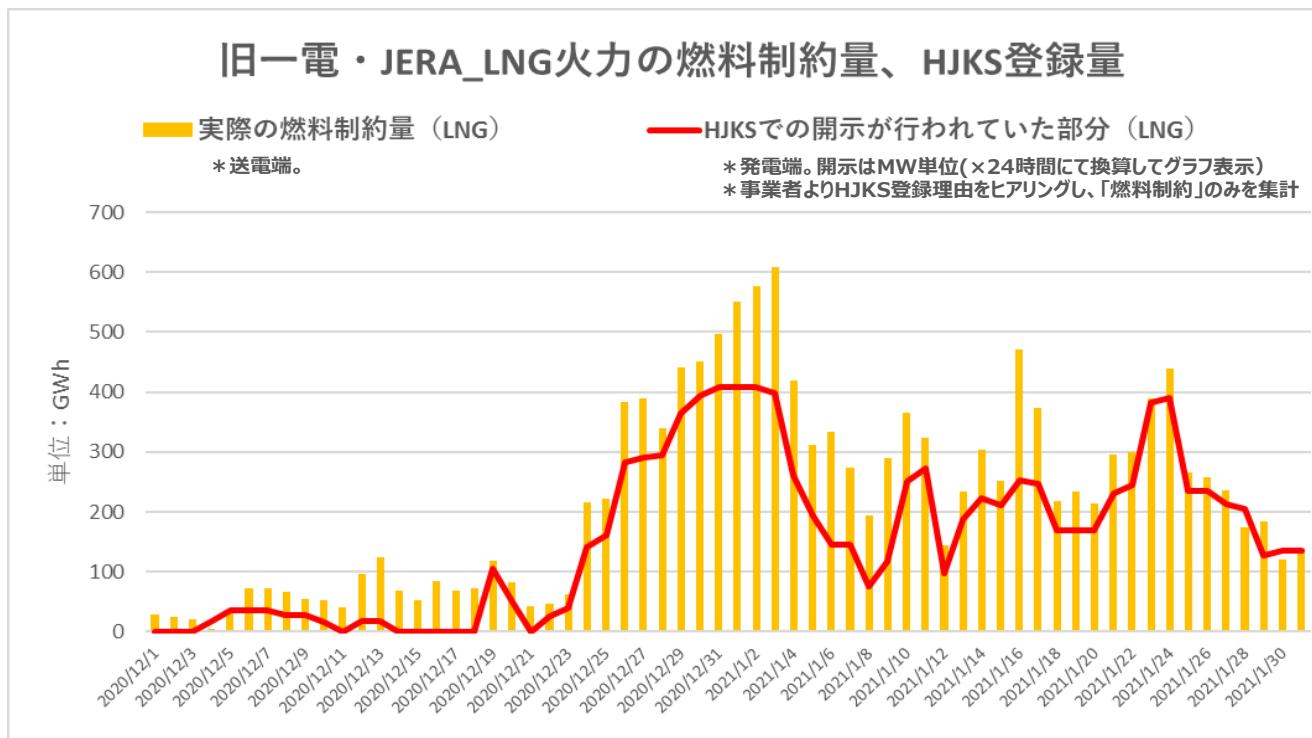
東北 電源開発 31003 電源開発只見発... 水力 1号機 120,000 計画停止 2021/01/30 09:00
九州 九州電力株... 95062 松浦発電所 火力（石炭） 2号機 1,000,000 計画停止 2021/01/26 00:00
北陸 北陸電力株... 52314 北陸電力 富山新港... 火力（石油） 2号機 500,000 出力低下 350,000 2021/01/25 00:00
北陸 北陸電力株... 52312 北陸電力 富山火力... 火力（石油） 4号機 250,000 出力低下 150,000 2021/01/13 00:00
北陸 北陸電力株... 51302 北陸電力 福井火力... 火力（石油） 三国1号機 250,000 出力低下 125,000 2021/01/22 00:00
東北 東北電力株... 2V402 東北電力東新潟火... 火力（ガス） 3～5号機... 137,000 計画停止 2021/01/28 12:20
東京 株式会社JERA GB643 袖ヶ浦火力発電所 火力（ガス） 袖ヶ浦3号機 1,000,000 計画停止 2020/09/15 00:00
東京 株式会社JERA GB583 富津火力発電所3号機 火力（ガス） 富津3～2軸 380,000 計画停止 2021/01/08 00:00
四国 四国電力（株） 81104 四国電力 坂出発... 火力（ガス） 4号機 350,000 出力低下 227,500 2021/01/13 00:00
中国 中国電力株... 71137 下関発電所第2号機 火力（石油） 2号機 400,000 計画停止 2021/02/20 00:00

停止・出力低下情報の一覧が閲覧可能

復旧見通し	復旧予定日	停止原因	最終更新日時
あり	2021/01/31	作業に伴...	2021/01/28 13:45
あり	2021/01/28	補修作業	2021/01/28 13:39
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:04
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:04
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:03
あり	2021/01/29	作業停止	2021/01/28 12:36
あり	2021/02/02	定期点検	2021/01/28 12:00
あり	2021/02/01		2021/01/28 11:06
あり	2021/01/28	燃料制約...	2021/01/27 19:22
あり	2021/02/28		2021/01/27 16:23

HJKSにおける情報公開（開示の対象要件）

- 今冬に発生した燃料制約（LNG） のうち、一定程度はHJKSの開示の対象外となっていた。これは、HJKSの開示の対象となる出力低下は10万kW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれることが要件であること等が理由と考えられる。
- 特に、今冬の価格高騰時において、各事業者は、市場への影響を抑えるため、朝夕のピーク時間帯にフル出力に近い水準で運転し、その他の時間帯で燃料制約を行うといった方策をとっており、上記の要件に該当しないケースがあつたものと考えられる。



HJKSにおける情報公開（停止・出力低下の理由）

- HJKSの開示において、停止・出力低下の理由の記載は任意とされている。この経緯としては、過去の議論において、燃料制約といった情報が開示された場合、燃料の売り惜しみや価格の引き上げなど、上流の燃料調達交渉への悪影響の懸念が指摘されたためである（第46回制度設計専門会合資料等を参照）。
- 実態として、12月中旬以降のHJKSにおける停止及び出力低下の理由の開示状況を確認したところ、理由覧の記入率※2,3は約37%であった。

※2 12/11～1/22の間のHJKS登録を対象、停止・出力低下原因記入件数／全登録件数より算出。

※3 旧一電各社（沖縄電力を除く。東京電力及び中部電力については発電情報を公開しているJERAを対象）に燃料制約に関する理由の開示状況を調査したところ、8社中7社は、今冬の燃料制約について停止・出力低下の原因を記載しておらず、その理由としては調達コストの上昇に繋がり得るためと回答。一方で、四国電力は、足下においては、燃料制約が公知の事実となったことを考慮の上「要因を記載するよう運用を変更」と回答し、出力低下要因として燃料制約である旨を記載。

- 上記のように、HJKS上の停止・出力低下の理由が必ずしも明示されていないことから、市場参加者から、これが故障等によるものなのか、燃料制約によるものなのか、判断がつかず、電力調達の予見性に影響するといった指摘がある。

(参考) 欧州における発電ユニットの停止・出力低下等の情報開示について

- 欧州においては、REMIT第4条第1項に基づき、市場参加者は内部情報※1を開示することが義務づけられており、発電ユニットの出力の一部が稼働不能となった場合についても、それを開示することとされている。※2。

※1 内部情報とは、「公開されていない情報であるが、もしそれが公開された場合には、商品価格に重大な影響を与える恐れがある情報」という観点で定義されている(定義の詳細については次頁参照)。

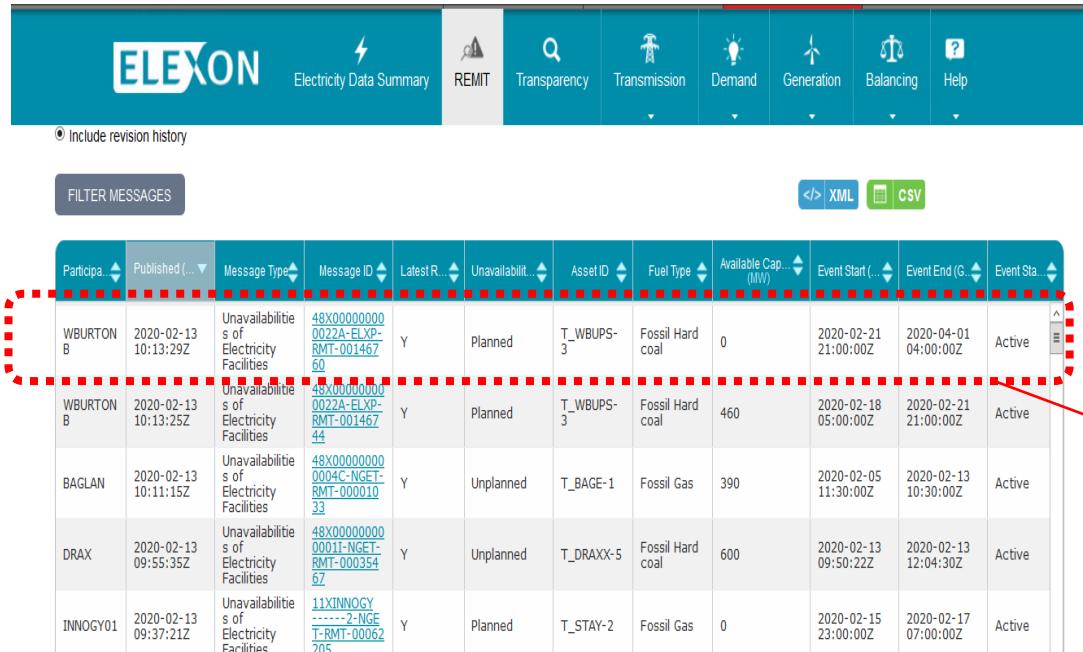
※2 発電事業者は、卸電力取引所等が運営する情報プラットフォームにおいて情報を開示する。

情報開示が求められる発電ユニットの停止・出力低下等

欧州 (REMIT)	10万kW以上の出力低下が1コマ以上継続すると見込まれる場合
日本 (適正取引ガイドライン)	10万kW以上の出力低下が24時間以上継続すると見込まれる場合

(参考) 英国における発電ユニット停止等の情報開示の例

ELEXON社 (TSOであるNational Grid社の子会社) が提供する情報プラットフォーム



The screenshot shows a table of electricity facility unavailability messages. The columns include: Participant, Published Date, Message Type, Message ID, Latest R..., Unavailability, Asset ID, Fuel Type, Available Cap..., Event Start (G...), Event End (G...), and Event Sta.... The first two rows are highlighted with a red dashed box.

Participant	Published (G)	Message Type	Message ID	Latest R...	Unavailability	Asset ID	Fuel Type	Available Cap... (MW)	Event Start (G)	Event End (G)	Event Sta...
WBURTON B	2020-02-13 10:13:29Z	Unavailablenes of Electricity Facilities	48X000000000022A-ELXP-RMT-00146760	Y	Planned	T_WBUPS-3	Fossil Hard coal	0	2020-02-21 21:00:00Z	2020-04-01 04:00:00Z	Active
WBURTON B	2020-02-13 10:13:25Z	Unavailablenes of Electricity Facilities	48X000000000022A-ELXP-RMT-00146744	Y	Planned	T_WBUPS-3	Fossil Hard coal	460	2020-02-18 05:00:00Z	2020-02-21 21:00:00Z	Active
BAGLAN	2020-02-13 10:11:15Z	Unavailablenes of Electricity Facilities	48X000000000004C-NGET-RMT-00001033	Y	Unplanned	T_BAGE-1	Fossil Gas	390	2020-02-05 11:30:00Z	2020-02-13 10:30:00Z	Active
DRAX	2020-02-13 09:55:35Z	Unavailablenes of Electricity Facilities	48X0000000000001I-NGET-RMT-00035467	Y	Unplanned	T_DRAXX-5	Fossil Hard coal	600	2020-02-13 09:50:22Z	2020-02-13 12:04:30Z	Active
INNOGY01	2020-02-13 09:37:21Z	Unavailablenes of Electricity Facilities	11XINNOGY-----2-NGET-RMT-00062205	Y	Planned	T_STAY-2	Fossil Gas	0	2020-02-15 23:00:00Z	2020-02-17 07:00:00Z	Active

Asset Details

Asset ID	Asset Type	Affected Unit	Affected Unit EIC Code	Affected Area	Type of Fuel	Bidding Zone
T_HUMR-1		HUMR-1	48W100000HUMR-1N		Fossil Gas	10YGB-----A

Event Details

Event Type	Event Start(GMT)	Event End(GMT)	Event Status	Unavailability Type	Duration Uncertainty
Production unavailability	2020-02-13 06:00:00Z	2020-02-13 06:30:00Z	Inactive	Unplanned	

Normal Capacity (MW)	Available Capacity (MW)	Unavailable Capacity (MW)	Cause
1230.000	760.000	470.000	Plant Fault

(参考) 欧州における発電ユニット停止等の情報開示の例

卸電力取引所EEXが提供する情報プラットフォーム

eex

part of eex group

Germany

Production >

Capacity

Usage

Availability

Storage >

Consumption >

Power Natural Gas Emissions Renewables

Type of Event: Production Unavailability

Type of unavailability	Market Participant - Affected Asset - Affected Unit	Bidding Zone	Fuel Type	Event Start	Event Stop	Unavailable / Available Capacity (MW)	Reason	Status	Message ID	Pd
☒	EnBW - illwerke vkw AG - Obervermuntwerk 2 M1	TransnetBW	Hydro Pumped Storage	2021/02/18 07:13	2021/02/18 08:45	180.0	Outage	✓	000000001000010479_0#3443_002	2 C
⌚	RWE Generation - Niederaußem - Niederaußem C	Amprion	Fossil Brown coal/Lignite	2021/02/18 08:00	2021/02/22 14:00	150.0	Other	⚠️ ✗	000000000P2021495309#907_002	2 C
☒	RWE Generation - Niederaußem - Niederaußem C	Amprion	Fossil Brown coal/Lignite	2021/02/18 08:03	2021/02/21 17:00	150.0	Outage	⚠️ ✓	000000000P2021495332#907_001	2 C
⌚	RWE Generation - Neurath - Neurath G	Amprion	Fossil Brown coal/Lignite	2021/02/18 14:15	2021/02/19 04:45	16.0	Other	✓	000000000000000495288#920_004	2 C
☒	EWE TRADING GmbH - UWB Lügerdorf mbH - WP Rethwisch	TenneT (DE)	Wind Onshore	2021/02/18 08:00	2021/02/18 14:00	10.0	Outage	✓	M202102172300000001#3683_001	2 C
⌚	EWE TRADING GmbH - UWB Lügerdorf mbH - WP Rethwisch	TenneT (DE)	Wind Onshore	2021/02/23 06:00	2021/02/23 14:00	10.0	Maintenance	✓	M202102221000000001#3683_002	2 C
⌚	EWE TRADING GmbH - UWB Lügerdorf mbH - WP Rethwisch	TenneT (DE)	Wind Onshore	2021/02/24 06:00	2021/02/24 08:00	10.0	Maintenance	✓	M202102231000000001#3683_001	2 C

発電情報の公開に関する今後の検討

- 新電力からは、発電に関する情報を広く公開してほしいという要望があるところ、市場の透明性、市場参加者の予見性の向上のため、発電情報の公開の充実に向けた検討が重要。
- 今後、発電事業者※に発電情報公開に関する影響等の実態調査を行いつつ、諸外国の制度も参考に、検討を行うこととしてはどうか。

※なお、HJKSの情報開示については、要件に該当する全ての発電事業者が対象であり、その対象は旧一般電気事業者等に限定されないことに留意。

I. 情報公開の充実 (ii) JEPXの需給曲線の公開について

- JEPXの需給曲線の公開については、市場参加者からのニーズを踏まえ、1月22日より当面の間の措置として、監視等委員会が一部コマの公開を実施していたが、第55回制度設計専門会合（2月5日開催）において、日本卸電力取引所が取引後に需給曲線を常時公開すること等、具体的な検討を進めることとされた。

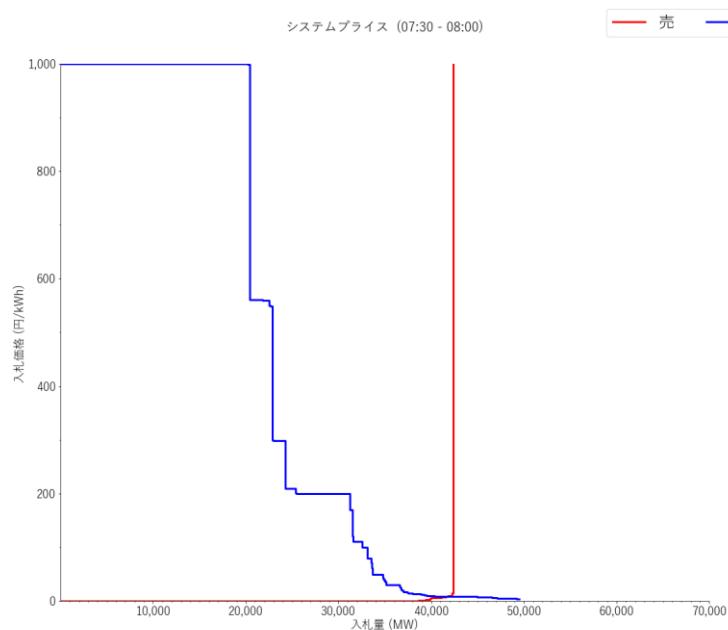
第55回制度設計専門会合 資料4
抜粋

- 現時点では、売り切れによるスポット市場価格高騰が続いた中で、当面の間の措置として、監視等委員会が平日朝夕の最高価格を付けたコマにおけるJEPXの需給曲線の公開を実施している。
- こうしたJEPXの需給曲線の公開については、市場参加者からは常時実施を望む声が強い。また、諸外国においても、取引所が取引後速やかに需給曲線を公開しているケースが多い。
- このため、我が国においても、市場参加者に適切な情報を公開する観点から、日本卸電力取引所が取引後に需給曲線を常時公開すること等、具体的な検討を進めることとしてはどうか。

日本卸電力取引所による需給曲線の常時公開について

- 制度設計専門会合での議論を踏まえ、日本卸電力取引所において規程変更を行い、2月27日（土）以降、土日を含む毎日全48コマ分のシステムプライスについて、日本卸電力取引所のホームページにおいて、需給曲線（入札カーブ）の公開を開始（原則取引当日中に公開）。
- 上記に併せ、12月以降の毎日48コマ分の需給曲線（入札カーブ）についても、日本卸電力取引所のホームページにおいて公開。

JEPXにおいて公開されている需給曲線（入札カーブ）



※画像は2月26日 7:30-8:00分

(出典) JEPXホームページ <http://www.jepx.org/market/index.html>

II. 自社需要予測の精緻化

- 各社からの提出データや公開ヒアリングにおいて、各社がスポット市場入札時に予測する自社需要の見積もりについて、各社の対応にはばらつきが見られ、結果として、特定の日においては実績との乖離が多く見られる状況であった。
- 自主的取組の実効性を高める観点からも、各社の取組内容について、ベストプラクティスの共有を図るなどにより、スポット市場入札時に想定する自社需要予測の精緻化に向けた取組を進めが必要ではないか。
- また、今回各社別にデータでお示しをした、スポット時点での自社需要見積もりと実績値の乖離の状況については、今後、四半期毎のモニタリングレポートにおいて、各社のデータを定期的に公開していくこととしてはどうか。

再掲：各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
自社需要の見積もりの方法	<ul style="list-style-type: none"> 想定対象日の気象予測を参考に、代表時間帯（深夜帯、昼間帯、点灯帯）3点の需要を想定。 代表時間以外の時間帯については、気象予測と気象状況が類似している過去の需要実績を参考し想定。 	<ul style="list-style-type: none"> 自社需要想定は、予測対象日の気温予想に対し、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。 加えて、直近の需要動向や、天気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。 	<ul style="list-style-type: none"> 過去実績と最新気象予報（9地点の需要比率を考慮した加重平均値）に基づき、需要予測システムにより想定。 	<ul style="list-style-type: none"> 前々日17時までに最新の気象予測データや気象類似日のデータ、曜日差や工場の操業状況を加味して、24時間の需要カーブを作成。 前日6時時点の気象予測を踏まえて修正を実施し、最終的な需要を想定。 	<ul style="list-style-type: none"> 実需給月の3ヶ月前より当該月の電力需要を月単位で想定。 また、当該月においては週間単位で需要を想定。 需要は、相対契約に基づく客先からの通告値、余力の全量投入を前提とした場合のJEPX販売見通しの合計をベースに想定値を設定。
自社需要見積もりについて、今冬は特別な対応をしたか	・対応なし。	・対応なし。	・常時、システム上、至近実績をより強く反映する重みづけをしており、状況変化による予測誤差を少なくなるようにしている。	・例年、特別高圧の一定規模以上のお客さまに対して休業調査を行っており、今年も実施。	-

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
自社需要見積もりの方法	・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。	<ul style="list-style-type: none"> 需要と気温の相関モデルを使い、予報気温から想定した最大需要想定値をもとに、気象条件等が予報と類似している日の需要カーブを参照して算出。 過去実績とモデル算出結果との乖離傾向や、休祝日等の条件により補正して算出。 	<ul style="list-style-type: none"> 直近の天気予報をもとに気温感応式（需要実績と気温実績を基に回帰分析を行い、気温1°Cあたりの需要変動量を算出し、需要と気温の相関を近似した式）や過去の需要動向を参考にして算出。 	<ul style="list-style-type: none"> 想定する該当日の気温、曜日天候、太陽光発電等の条件について、過去の実績から類似している日を抽出。 ・気温感応度や曜日等の条件により補正して算出。 	<ul style="list-style-type: none"> 前日5時に最新の気象予報を取得し、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、需要見込みを算出。
自社需要見積もりについて、今冬は特別な対応をしたか	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。	・例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。	・対応なし。	<ul style="list-style-type: none"> 例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。今年は特に対象期間を長めに調査。 また、需要予測式の気温感応度の項を実態に近づける修正を実施。

III. 燃料制約・揚水制約の実施に係る基準の明確化

- 各社からの提出データや公開ヒアリングにおいて、LNG・石油の燃料制約に係るタンクの運用下限を設定する際のリスク評価の方法（入船遅延リスクの日数、使用量変動の考慮の有無等）や、運用の詳細（運用下限の引き下げ、運用下限を割り込んだ対応の有無）について、現状、明確な基準が定められていないため、今般の価格高騰時における各社の運用に、一部ばらつきが見られた。
- 自主的取組の透明性を高める観点から、旧一電等の燃料制約の実施に係る基準について、明確化することが重要ではないか。例えば、各社のLNG基地の状況等の個別事情も考慮しつつ、今後、運用下限を設定する際に織り込むべきリスクの考え方等を整理して明確化することが必要ではないか。
- また、揚水制約についても、どのような諸元を考慮し、どのように算定するかなどについて、考え方を整理し明確化を図ることが必要ではないか。

再掲：各社に対する確認結果の概要（1/2）

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
燃料計画の見直しサイクル	<ul style="list-style-type: none"> 毎月20日頃、翌月分の燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見通しを確認。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。 毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。
L N G タスク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(石狩湾新港基地)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.8万t ○運用下限 5.2万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・電源脱落リスク（消費量2週間分） ・入船遅延リスク（消費量6日分） <p>※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。</p>	<p>(日本海LNG新潟基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2万t ○運用下限 5万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・入船遅延リスク（2日分） <p>※なお、計画策定・運用にあたっては、需要の上振れリスクを考慮。</p> <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：日L基地 1/10実績 3.4万t</p>	<p>(富津基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 6万t ○運用下限 18万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・基地に複数あるタンクの一部が派出不能になり、一部発電機停止(kW抑制)となるレベル(4万t→液位10万tを目安) ・入船遅延リスク（消費量2日分相当） <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：富津基地 1/25実績 12.6万t</p>	<p>(富山新港LNG基地)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 0.5万t ○運用下限 1.1万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・入船遅延リスク（消費量3日分相当） <p>今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上は、運用下限を下回る水準での運用が発生。 例：1/13実績 0.9万t</p>
12月～1月における燃料制約実施時期	(LNG燃料制約なし)	<ul style="list-style-type: none"> 12/1～1/31(12/4,12/5除く) 	<ul style="list-style-type: none"> 12/5～12/10 12/23～1/29 	<ul style="list-style-type: none"> 12/8～12/9 12/29～1/3 1/16 1/22～1/27
石油 タスク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(伊達発電所の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.8万kℓ (※運用下限は、北電所有の石油機全體で、最大ユニット(70万kW)の脱落（2週間）を代替できる量を確保。) <p>今冬では運用下限の引き下げを実施（上述の2週間→1週間分）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>(秋田火力発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2.85万kℓ (※タンクミキサ運転限界を含む) ○運用下限 なし <p>今冬は物理的下限の範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	(石油機なし)	<p>(福井基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2.7万kℓ ○運用下限 4.2万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・電源脱落リスク（250MW * 10日分相当） <p>今冬では運用下限を引き下げを実施（4.2万→2.7万kℓ）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>
12月～1月における燃料制約実施時期	<ul style="list-style-type: none"> 12/27 12/30 1/1～1/17(1/12除く) 1/23～1/30 	<ul style="list-style-type: none"> 12/24～1/3(12/26,12/30,12/31除く) 1/7～1/31 	(石油機なし)	<ul style="list-style-type: none"> 12/28～1/6 1/14～1/15 1/22～1/27

再掲：各社に対する確認結果の概要（2/2）

	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
燃料計画の見直しサイクル	<ul style="list-style-type: none"> 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。 	<ul style="list-style-type: none"> 1か月分の需給計画・燃料計画を、前々月の下旬頃に策定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。 その上で、至近の燃料消費実績を踏まえて計画を日々見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。
L N G タング下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(堺基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2.9万t ○運用下限 4.8万t (~12/18) 5.9万t (12/19~) ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 電源トラブルリスク (1.25億kWh相当) を考慮 (~12/18まで) 入船遅延リスク (消費量2日) を考慮 (12/19以降~) <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例: 堀基地 12/17実績 3.1万t</p>	<p>(柳井基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.6万t ○運用下限 4.2万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 受入・輸入通関手続きに要する日数分の消費量 (3日分) 入船遅延リスク (2日分) <p>今冬については、運用下限の引き下げを実施 (4.2万→3.2万t) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例: 柳井基地 1/18実績 3.3万t</p>	<p>(坂出LNG基地)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 0.4万t ○運用下限 0.65万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 自治体との公害防止協定上必要量 (消費量2日分) <p>今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上も、運用下限を下回っていない。</p>	<p>(大分LNG基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 2万t (※ポンプ運転限界のほかに、入船受入期間 (1日) 相当の消費量 (約1万t) を加味されている) ○運用下限 3.2万t ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 入船遅延や使用量変動を総合的に勘案したリスク (消費量1.5日) <p>今冬については、運用下限の引き下げを実施 (3.2万→2万t) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例: 大分LNG 1/13実績 1.9万t</p>
12月~1月における燃料制約実施時期	• 12/5~1/27	• 12/26~1/31	• 12/1~1/31(1/15, 1/24, 1/27除く)	• 12/26~1/31
石油 タング下限の設定の考え方 および今冬の運用実績	<p>(関電所有石油3基地合計)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 5.6万kℓ (※タンクミキサ運転限界や、一部基地の津波に抵抗するための重じも含む) ○運用下限 10.4万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> 3基地合計で電源トラブルリスク (2億kWh相当) を考慮。 <p>今冬では、運用下限を下回る範囲で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例: 1/8実績 8.4万kℓ</p>	<p>(下関基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 0.3万kℓ ○運用下限 0.6万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> タンクミキサの運転可能範囲 (液位低警報設定値含む) を考慮。 <p>今冬では運用下限の引き下げを実施 (0.6→0.3万kℓ) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>(坂出石油基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○物理的下限 1.1万kℓ ○運用下限 1.9万kℓ ○運用下限の考え方 <ul style="list-style-type: none"> タンクミキサの運転可能範囲 <p>今冬では運用下限を引き下げを実施 (1.9→1.5万kℓ) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	(石油機なし)
12月~1月における燃料制約実施時期	• 12/26~1/31	• 12/26~1/31	• 12/26~1/27(1/1~1/3除く)	(石油機なし)

IV. グロス・ビディングのあり方

- 12月下旬以降、売入札量が減少した理由の一つに、一部の旧一電が、自主的取組として実施しているグロス・ビディングを取りやめていたことが上げられる。なお、上記ケースについては、売入札量と買い入札量を同程度に減らしており、約定価格への影響は極めて限定的と考えられる。
- 一方で、今般の事象に関し、グロス・ビディングについては、市場の流動性が高まった現在においては必要性が低下しているのではないか、むしろ市場の透明性に悪影響を与えていているのではないかといった指摘も出ているところ。
- 上記を踏まえ、グロス・ビディングの必要性を含め、その在り方について今後検討が必要ではないか。

V. 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

- 昨年7月、旧一電各社に対して、社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメントを要請。これに対し、各社より、コミットメントを行う旨の回答を受領しているところ。
- 特に、発小一体の各社からは、2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答を受けている。
- 2月25日の公開ヒアリングにおいて、旧一電・JERAに対し、需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施。各社からは、グループ外の他社の求めに応じて変動数量契約を実施している、又は今後の求めに応じて対応する、との回答があった（各社回答は次頁）。

<公開ヒアリングでの質問事項>

- 自社小売の需要変動について柔軟に対応する仕組みとなっているが、グループ外の他社との相対契約においても、求めに応じ供給量を変更できるしくみ（変動数量契約）を実施しているか。
- 現在実施していない場合、今後他社から求めがあれば、それに応じるか。（自社小売と同様に）
- 上記のコミットメントや、公開ヒアリングでの回答を踏まえ、今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していく。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
変動数量契約の実施	・実施していないが、申込があれば今後していく。	・実施している。	・実施している。	・実施している。	・実施している。
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
変動数量契約の実施	・実施している。	・実施している。	・実施している。	・実施している。	・実施している。

- これまでの制度設計専門会合での議論を踏まえ、以下のコミットメントを旧一電各社に要請（7／1）。
- 第46回制度設計専門会合でも議論したとおり、「会社全体としての利益を最大化するためには、発電部門と小売部門のそれぞれが、中長期的な視点も含めて利潤最大化を目指して行動することが合理的なアプローチ」であることを踏まえ、
 - ① 中長期的な観点を含め、発電から得られる利潤を最大化するという考え方に基づき、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと。
 - ② 小売について、社内(グループ内)取引価格や非化石証書の購入分をコストとして適切に認識した上で小売取引の条件や価格を設定し、営業活動等を行うこと。
- これと併せて、上記①及び②を確実に実施するための具体的な方策について、旧一電各社から監視等委員会への報告を求めたところ。
- 上記の要請については、各社に対し7月末までに回答を求めていたところであり、今回は各社からの回答内容について報告する。

各社からの回答（概要）

第50回制度設計専門会合
資料6より抜粋

（コミットメントについて）

- 全ての旧一電は、前頁の要請①②について、コミットメントを行うことを表明した。

（コミットメントを確実に実施するための具体的方策について）

- 発電・小売が一体の旧一電（8社）は、具体的な方策について、2021年度目途の運用開始に向けて、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備に着手する、と回答した。また、「卸取引は小売部門から独立した組織で実施する」と回答した会社もあった。（なお、現状、発電・小売一体の旧一電のいずれも、卸供給の窓口は小売以外の部門（企画部門、需給部門等）に置いている状況）
- 発電・小売が分社化されている旧一電グループ（2グループ）は、要請についてはコミットメントを表明した上で「コミットメントを確実に実施するための具体的方策はすでに存在する」、「事業会社間の電力取引は電力受給契約に基づいており、発電・小売間の取引価格が存在する」と回答した。

今後の検討について

- 本日の議論や、2月5日の制度設計専門会合での議論も踏まえ、以下のような事項について、今後引き続き検討を行っていく。

1. 情報公開の充実

- 発電関連情報、JEPXの需給曲線

2. 旧一電・JERAの売り入札等のあり方

- ① 自社需要予測の精緻化
- ② 燃料制約・揚水制約の運用の透明化
- ③ 燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方
- ④ グロス・ビディングのあり方

3. 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

4. インバランス料金制度のさらなる改善

5. 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策

(他に検討すべき事項はあるか)

別紙：各社提出データ

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
供給力変動の要因	<ul style="list-style-type: none"> 自社供給力のうち、自流式水力の発電量は日々変わるほか、発電所での作業時には一定の出力低下を伴う場合もある。 また、調整力として電源I'をTSOに供出しているが、これらは平日以外にはBGの供給力となるため、その分も変動することになる。 他社供給力では、契約に基づいて受電量が決まっているものほか、FIT電源、特に太陽光の出力予測が日々変動することの影響がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 供給力の日々の変動は、「他社太陽光」「他社太陽光以外（水力、風等）」の出力変化が主な要因と考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> 供給力の変動については、主に発電事業者による通告値変動（燃料制約、計画外停止、系統制約）、太陽光の増減によるもの。 12/1～12/23における供給力は、発電事業者による通告値変動（主に、燃料制約以外の影響）や太陽光の増減といった要因で変動した。 12/24～1/29においては、発電事業者からの燃料制約に伴う通告値の変動影響があり、太陽光の増減と合わせて、供給力も変動した。 	<ul style="list-style-type: none"> 当社は、自社発電設備を保有しておりらず、自社需要に応じて一定の予備力を含めた供給力を調達しているため、供給力は一定ではなく、需要に応じて変動する。 	<ul style="list-style-type: none"> 当社は設備を維持することにより一定の供給力を保持しておりますが、需要時期に合わせた火力設備の補修や系統制約(※1)等により供給力は減じる。 <p>※1 送電ネットワークにおける作業等によって、送電線が利用できないため、供給力として利用不可能なもの。</p>
その他 の制約 (揚水制約以外)	<ul style="list-style-type: none"> 石炭燃料制約 パターン運転制約 揚水動力(※1) 一般水力の可能減(※2) 段差制約^{*1} 緊急設置電源の供給力制約(※3) 温排水温度制約(※4) <p>※1 同社はシステム上の理由で需要ではなく、制約欄に記載。 ※2 貯水量や下流の河川水量等による制約。 ※3 緊急設置電源原資の入札や、もしくは緊急設置電源稼働時の入札を控えるもの。 ※4 公害防止協定に係る制約。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 段差制約^{*1} 供給力変動リスク^{*2} 燃料制約（他社） 	<ul style="list-style-type: none"> TSO指示に基づく制約(※1) 端数処理による制約(※2) <p>※1 TSOから提示される量を市場供出を行わずに留保するもの。 ※2 10MW単位で入札しているため。</p>	<ul style="list-style-type: none"> システム上の制約(※1) <p>※1 入札システムの仕様上、入札オペレーション上発生する制約。コマ入札時における札数に制限が生じるため発生する。 (補足) 2021年4月以降に札数を増加させるため、上記の制約量は改善する見込み</p>	<ul style="list-style-type: none"> 段差制約^{*1} 入札制約(※1) <p>※1 ブロックを10MW単位で入札しているための余力の差分による制約。</p>

*1 段差制約：発電ユニットの性能を踏まえ、連続する時間帯において、約定による出力変動が発電ユニットの調整能力の範囲に収まるように入札量を制限するもの

*2 供給力変動リスク：不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高いと見込まれるものと対象から除外するもの。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

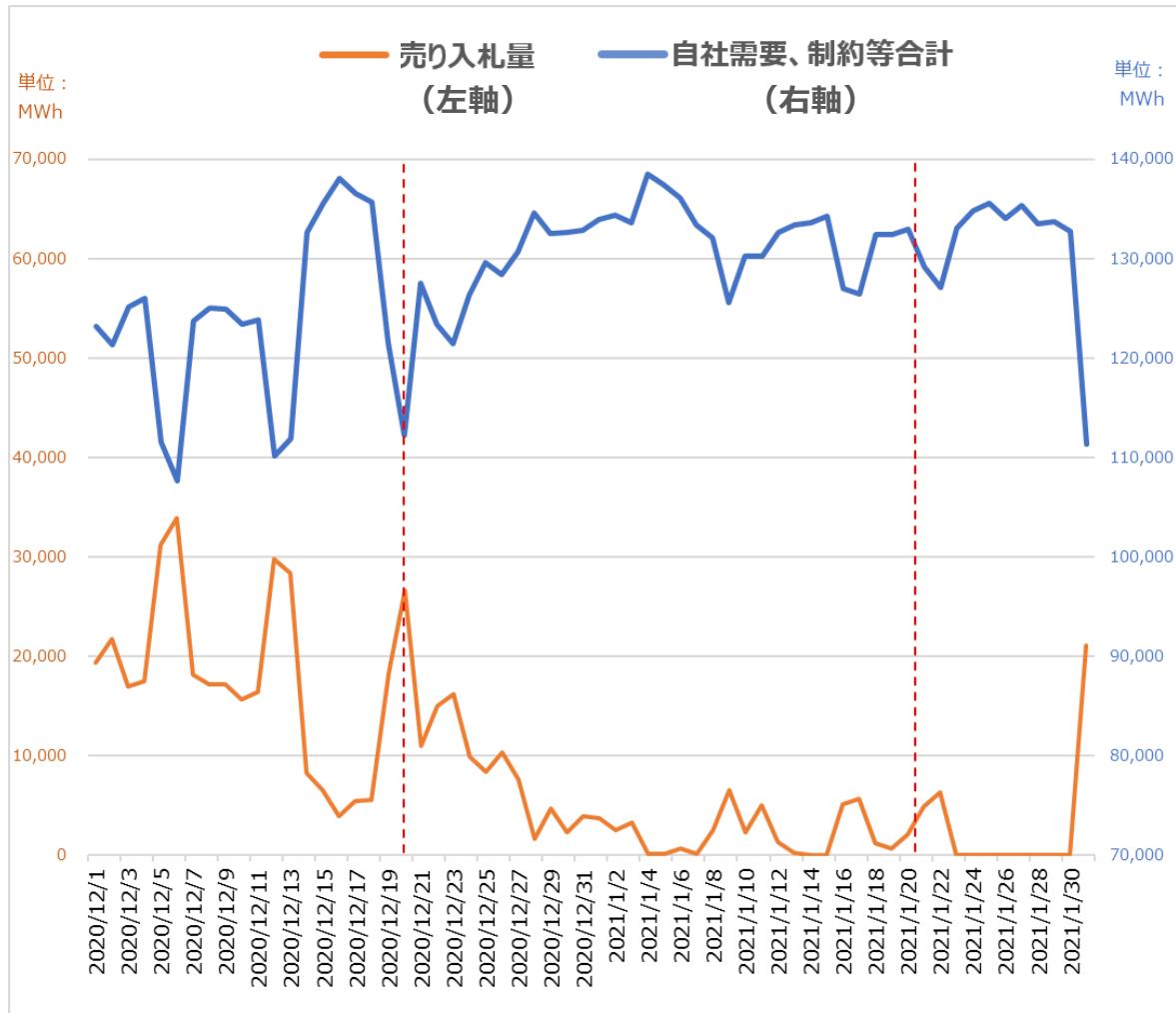
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
供給力変動の要因	<ul style="list-style-type: none"> 供給力が一定ではなく、変動がある理由については主に水力発電および風力・太陽光発電の影響により変動が発生するため。(日電力量のグロス値(水力・風力・太陽光)で10GWh程度の供給力量差) 	<ul style="list-style-type: none"> 大きな計画外停止に加え、主に以下のような要因で供給力は日々変動する。 <ul style="list-style-type: none"> - 電源の作業停止・復旧 - 水力発電所の供給力の変動 - 気象状況等による再エネ、FIT電気等の発電計画量の変動 - 自社需給状況や他社設備の作業状況等による他社購入の受電計画量 例えば、期間中最も供給力が大きく減少している12月4日から5日にかけては、自社火力の作業停止(▲40GWh程度/日)や、他社電源の受電量減少(▲15GWh程度/日)などが影響していた。 	<p>自社供給力分</p> <ul style="list-style-type: none"> 太陽光と自流式水力の供給力および、原子力・火力・揚水の設備容量から電源I・I'の供出分と作業等による供給力減少分を除いたものを計上。 <p>他社供給分</p> <ul style="list-style-type: none"> 太陽光・風力(主にFIT)の供給力および、域内電発電源、自家発余剰などの相対取引による受電分を計上。 他社供給力の主な変動理由は、日々の天候の違いによるFIT配賦値の変動(主に太陽光発電)。 <p>卸電力市場(供給力計上分)</p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場分の供給力として、間接オーケション分とBL市場・先渡し市場での既約定分を計上。 卸電力市場分の主な変動理由は、間接オーケションにより受電している他社電源の作業やトラブル停止によるもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 火力の運転停止による変動が最も影響している。 12月上旬の他社受電分においては、需給ひつ迫前であり、平休日で受電量に差をつけていたため、変動している。 需給ひつ迫後は、他社受電分を極力受電するように努めたため、変動量は小さくなっている。 	<ul style="list-style-type: none"> 供給力には安定電源(原子力、火力等)と自然変動電源(太陽光、風力、一般水力)があり、供給力が日々変動するのは主な自然変動電源によるもの[最大550万kW程度]。 自社が保有する安定電源については、原子力の定格熱出力一定運転(数万kW程度)、補修に伴う停止(最大170万kW程度)、バランス停止や起動停止時のパターン運転制約(最大240万kW程度)をコマ毎に設定していることにより、供給力は日々変動する。 また、他社が保有する安定電源については、各社からの受電パートナーをコマ毎に設定していること(最大190万kW程度)により供給力は日々変動する。
その他の制約(揚水制約以外)	<ul style="list-style-type: none"> 段差制約^{*1} バランス停止 自然由来制約(※1) 供給力変動リスク^{*2} <p>※1 定格容量算出の基準となる気温と実際の外気温との差分から導かれる制約</p>	<ul style="list-style-type: none"> 段差制約^{*1} 予備力に係る補正(※1) <p>※1 P66以降の数表の集計のフォーマット上、その他制約から予備力を差し引く形となっており、これによってマイナスとなる場合がある。なお、マイナスとなっている場合、実際の予備力は、燃料制約等から確保されている。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 段差制約^{*1} 供給力変動リスク^{*2} (安全弁開閉試験等) 	<ul style="list-style-type: none"> 並解列カーブ制約 パターン運転制約 	<ul style="list-style-type: none"> 石炭燃料制約 起動停止に係る制約 バランス停止

*1 段差制約：発電ユニットの性能を踏まえ、連続する時間帯において、約定による出力変動が発電ユニットの調整能力の範囲に収まるように入札量を制限するもの

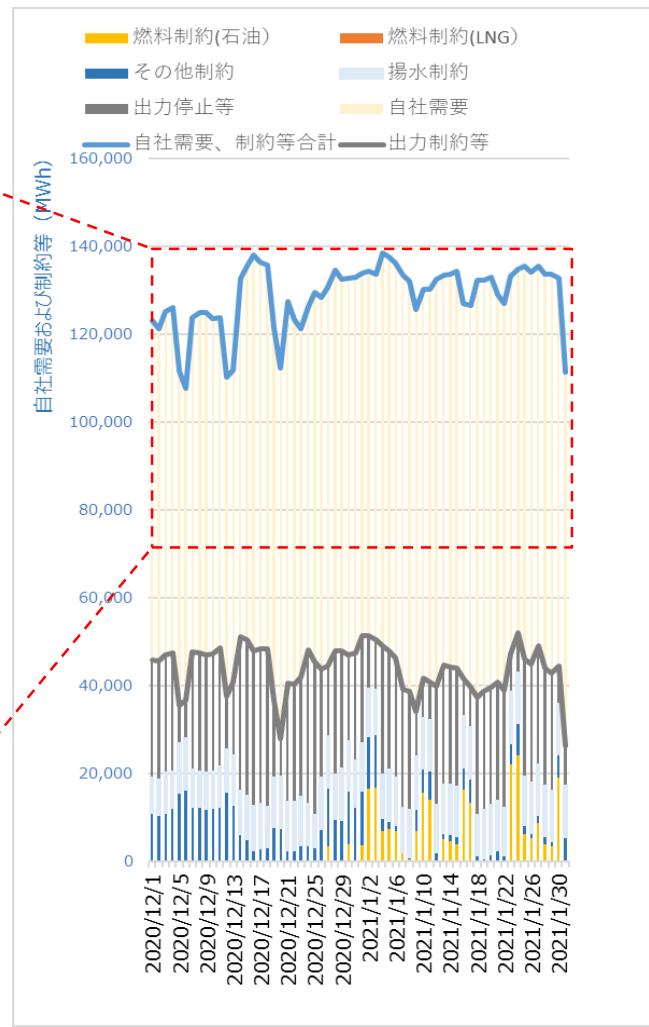
*2 供給力変動リスク：不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高いと見込まれるものと対象から除外するもの。

北海道電力

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



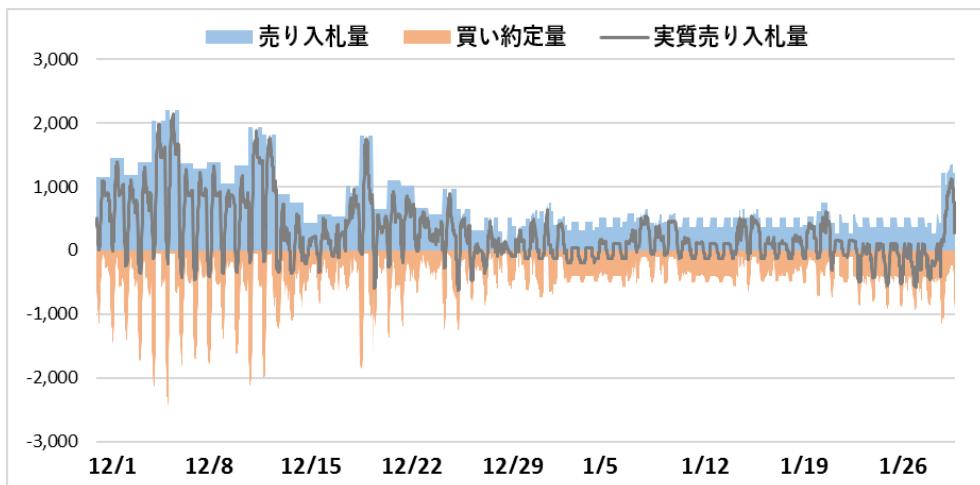
※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 - ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
 - ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源I、I'分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
 - ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。
- （出典）各社提出データより事務局作成

北海道電力

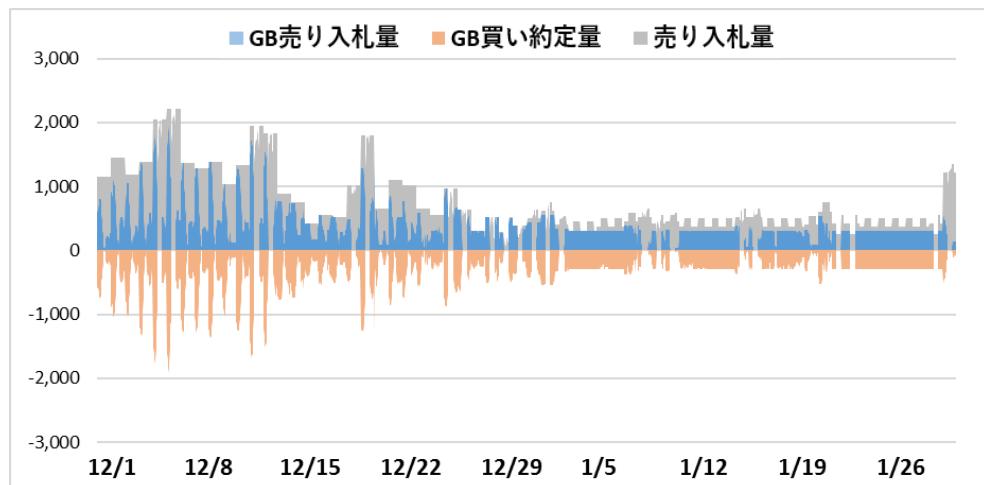
売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h



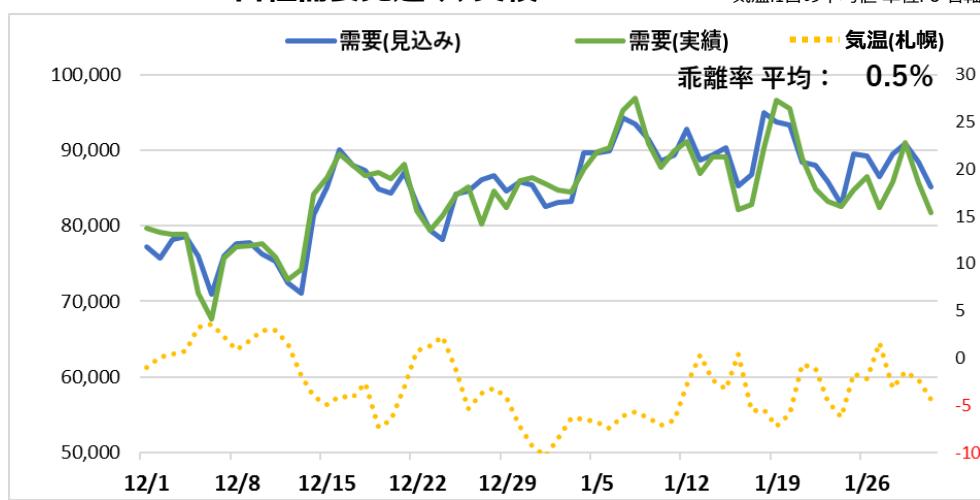
グロスピデイングの入札量、約定量

単位:MWh/h



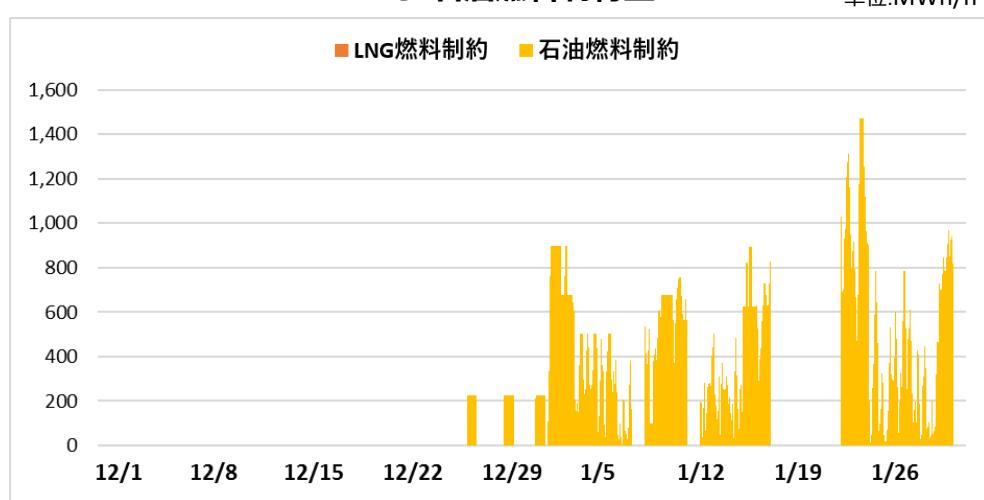
自社需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸



LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h



特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	2.4%	2.5%	0.3%	1.4%	5.5%

「自社需要（見込み、実績）」：自社需要（実績）はシステム上区別できないため、自社小売り向けと他社卸分の合計値。
 「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。
 「乖離率 平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。
 ・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
 （出典）各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

北海道電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	19.3	21.8	16.9	17.5	31.1	33.9	18.1	17.2	17.1	15.7	16.4	29.8	28.4	8.3	6.5	3.9
売り入札総量 a	27.5	34.9	28.4	33.1	46.8	51.0	32.8	31.0	33.4	25.0	31.9	44.8	42.6	21.2	18.0	10.2
GB高値買い入札量 b	8.0	13.0	11.2	15.4	15.5	16.9	14.5	13.6	16.0	9.1	15.3	14.8	14.1	12.8	11.3	6.1
間接オークション等売り入札量 (※2) c	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
②実質買い約定量 (GB及び間接オーバーの買い) =a-b-c	1.4	1.1	2.5	2.6	1.6	2.0	2.4	2.7	2.1	1.6	2.9	2.1	3.1	3.3	4.1	1.1
買い約定量 a	11.3	16.0	15.6	19.9	19.1	20.8	18.9	18.2	20.1	12.7	20.2	18.8	19.0	17.9	17.1	9.0
GB買い約定量 b	8.0	13.0	11.2	15.4	15.5	16.9	14.5	13.6	16.0	9.1	15.3	14.8	14.1	12.8	11.3	6.1
間接オークション買い約定量 c	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	115.8	116.4	115.4	116.7	134.2	133.2	115.2	115.6	115.4	112.5	113.6	128.1	123.7	106.2	106.9	106.7
出力停止等	26.6	26.6	26.6	26.8	8.4	8.4	26.6	26.6	26.6	26.6	26.7	11.8	16.5	34.8	35.2	35.2
④自社小売需要等=a+b+c	77.3	75.7	78.1	78.6	76.0	70.9	76.0	77.6	77.8	76.2	75.3	72.5	71.1	81.5	85.1	90.1
需要見込み(自社小売分) a	75.8	74.3	76.7	77.2	75.1	70.0	74.6	76.2	76.4	74.8	73.9	71.6	70.2	80.1	83.7	88.7
需要見込み(他社卸分) b	1.4	1.4	1.4	1.4	0.9	0.9	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.9	0.9	1.4	1.4	1.4
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社需要)	79.6	79.1	78.8	78.8	71.1	67.6	75.7	77.3	77.3	77.6	75.8	72.9	74.3	84.2	86.3	89.4
気温 ℃	-1	0	0	1	3	4	2	1	2	3	3	2	-2	-4	-5	-4
⑤出力制約=a+b+c+d	19.2	18.9	20.3	20.6	27.1	28.3	21.0	20.7	20.4	20.5	21.8	25.8	24.2	16.4	15.1	12.7
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	8.3	8.3	9.2	8.4	11.5	12.0	8.6	8.4	8.5	8.4	9.6	10.0	11.4	10.2	10.2	10.3
その他制約 d	10.9	10.6	11.1	12.2	15.5	16.3	12.4	12.3	12.0	12.2	12.2	15.8	12.8	6.2	4.9	2.4
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	19.3	21.8	16.9	17.5	31.1	33.9	18.1	17.2	17.1	15.7	16.4	29.8	28.4	8.3	6.5	3.9
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量 : 既存契約等の特定の売り先が決まっているもの (グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等) を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量 : 間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

北海道電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	5.5	5.5	18.2	26.6	11.0	15.0	16.2	9.8	8.3	10.3	7.6	1.6	4.7	2.3	3.9
売り入札総量 a	13.4	12.6	23.6	41.8	15.6	26.4	24.4	15.8	13.5	21.5	14.7	7.4	11.4	7.3	8.4
GB高値買い入札量 b	7.8	6.9	5.1	15.1	4.4	11.3	8.0	5.8	4.9	11.0	6.8	5.6	6.6	4.9	4.3
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケション等の買い) =a-b-c	1.0	0.8	1.7	4.9	3.9	2.5	2.5	0.2	0.5	0.8	3.0	2.5	1.5	0.0	0.4
買い約定量 a	10.6	9.6	8.7	21.9	10.3	15.7	12.4	7.9	7.3	13.6	11.8	10.0	10.0	6.8	6.7
GB買い約定量 b	7.8	6.9	5.1	15.1	4.4	11.3	8.0	5.8	4.9	11.0	6.8	5.6	6.6	4.9	4.3
間接オーケション買い約定量 c	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	106.8	105.6	122.4	130.4	112.1	111.7	110.6	101.5	103.3	114.1	122.4	108.2	110.6	115.6	112.4
出力停止等	35.2	35.6	17.3	8.4	26.6	26.7	27.0	34.7	34.7	24.6	15.9	28.0	26.6	19.3	24.4
④自社小売需要等=a+b+c	88.0	87.3	84.9	84.3	87.0	83.0	79.4	78.2	84.2	84.6	86.1	86.6	84.6	85.8	85.4
需要見込み(自社小売分) a	86.5	85.0	82.8	82.3	84.5	80.6	76.9	75.7	81.8	82.7	84.1	84.1	82.5	83.7	83.4
需要見込み(他社卸分) b	1.5	2.4	2.0	2.0	2.5	2.4	2.5	2.5	2.4	1.9	2.0	2.5	2.1	2.0	2.0
需要(揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社需要)	88.0	86.6	87.0	86.2	88.1	81.9	79.4	81.3	84.1	85.1	80.2	84.6	82.4	85.9	86.4
気温 ℃	-4	-3	-7	-7	-3	1	1	2	-1	-5	-4	-3	-4	-7	-9
⑤出力制約=a+b+c+d	13.2	12.7	19.3	19.4	13.8	13.7	14.9	13.4	10.7	19.2	28.7	19.9	21.3	27.5	23.1
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	3.7	0.0
揚水制約 c	10.3	9.6	11.6	11.8	11.4	11.2	11.3	9.9	7.5	11.8	11.9	10.4	11.8	11.5	10.9
その他制約 d	2.9	3.1	7.7	7.6	2.5	2.5	3.6	3.5	3.2	7.3	13.4	9.5	9.5	12.3	12.3
⑥予備力	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	5.5	5.5	18.2	26.6	11.3	15.0	16.2	9.8	8.4	10.3	7.6	1.6	4.7	2.3	3.9
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

北海道電力

(単位: GWh (気温を除く))

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	3.7	2.5	3.2	0.0	0.0	0.6	0.0	2.5	6.5	2.3	4.9	1.3	0.2	0.0	0.0	5.1
売り入札総量 a	12.8	14.2	11.0	9.1	9.1	10.5	10.5	12.5	13.2	10.5	12.3	10.5	10.5	10.5	10.5	12.8
GB高値買い入札量 b	6.0	8.5	4.6	7.2	7.2	6.6	7.2	6.7	2.1	3.6	2.7	5.9	7.0	7.2	7.2	3.0
間接オークション等売り入札量 (※2) c	3.2	3.2	3.2	1.9	1.9	3.3	3.3	3.3	4.6	4.6	4.6	3.3	3.3	3.3	3.3	4.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
買い約定量 a	10.0	11.9	8.0	10.5	10.5	10.0	10.5	10.1	5.4	7.0	6.1	9.3	10.4	10.6	10.6	6.9
GB買い約定量 b	6.0	8.5	4.6	7.2	7.2	6.6	7.2	6.7	2.1	3.6	2.7	5.9	7.0	7.2	7.2	3.0
間接オークション買い約定量 c	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	113.2	125.0	125.8	109.6	110.9	109.7	106.8	107.9	122.0	123.8	126.8	107.2	106.6	106.9	107.6	123.6
出力停止等	24.4	11.8	11.1	29.0	26.6	27.0	26.7	26.6	10.1	8.7	8.4	26.7	27.0	26.6	26.6	8.4
④自社小売需要等=a+b+c	82.6	83.1	83.2	89.6	89.7	89.9	94.3	93.4	91.4	88.6	89.4	92.8	88.6	89.4	90.4	85.3
需要見込み(自社小売分) a	77.5	78.0	78.1	85.1	85.2	84.0	88.4	87.4	84.8	82.0	82.8	86.7	82.6	83.3	84.3	78.6
需要見込み(他社卸分) b	5.1	5.1	5.1	4.5	4.5	5.9	5.9	6.1	6.6	6.6	6.6	6.1	6.1	6.1	6.1	6.6
需要(揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社需要)	85.6	84.7	84.5	87.4	89.7	90.3	95.2	96.8	90.8	87.7	90.0	91.1	86.9	89.1	89.1	82.1
気温 ℃	-10	-9	-6	-6	-7	-7	-6	-6	-6	-7	-7	-3	0	-2	-3	0
⑤出力制約=a+b+c+d	27.0	39.5	39.3	19.9	21.1	19.2	12.4	12.0	24.1	32.9	32.4	13.0	17.7	17.6	17.3	33.2
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	3.6	16.6	16.6	6.9	7.3	6.8	1.7	0.4	6.9	15.5	14.0	0.0	5.1	4.6	3.8	16.2
揚水制約 c	10.9	11.0	10.5	10.2	11.9	10.9	10.4	11.1	12.1	11.7	11.8	11.1	11.5	11.4	11.7	11.8
その他制約 d	12.4	11.9	12.2	2.8	1.9	1.5	0.3	0.4	5.0	5.7	6.6	1.9	1.2	1.6	1.8	5.2
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	3.7	2.5	3.2	0.1	0.1	0.6	0.1	2.5	6.5	2.3	4.9	1.3	0.2	0.0	0.0	5.1
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

北海道電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	5.7	1.2	0.6	2.1	4.8	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.1
売り入札総量 a	13.4	10.5	10.5	10.5	11.2	16.2	9.4	9.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	9.4	29.7
GB高値買い入札量 b	3.1	6.0	6.6	5.1	3.1	6.6	4.8	4.8	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	4.8	4.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	4.6	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	4.6	4.6	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	4.6	4.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	2.5	2.1	2.5	3.6	4.2	6.0	6.6
買い約定量 a	6.9	9.4	10.0	8.5	6.5	10.0	8.9	8.2	13.1	12.7	13.1	14.2	14.8	14.2	14.0
GB買い約定量 b	3.1	6.0	6.6	5.1	3.1	6.6	4.8	4.8	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	4.8	4.0
間接オーケション買い約定量 c	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	123.4	106.9	106.3	108.4	107.3	106.7	124.6	126.1	108.9	107.4	108.8	106.9	107.1	124.4	123.7
出力停止等	8.8	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	8.4	8.8	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	8.4	8.7
④自社小売需要等=a+b+c	86.8	95.0	93.7	93.3	88.4	88.0	85.9	82.9	89.5	89.3	86.5	89.5	90.9	88.4	85.2
需要見込み(自社小売分) a	80.2	88.5	87.2	86.8	81.9	81.5	79.2	76.2	82.9	82.7	79.9	83.0	84.3	81.8	78.5
需要見込み(他社卸分) b	6.6	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社需要)	82.8	90.3	96.6	95.5	88.9	84.9	83.2	82.5	84.8	86.5	82.4	85.8	90.9	85.7	81.8
気温 ℃	-6	-6	-7	-6	-1	-1	-5	-6	-2	-2	2	-3	-1	-2	-4
⑤出力制約=a+b+c+d	30.9	10.7	12.0	13.0	14.1	12.3	38.8	43.2	19.4	18.2	22.3	17.4	16.2	36.0	17.4
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.1	24.1	6.1	5.3	8.8	3.9	3.4	19.1	0.0
揚水制約 c	12.1	9.3	11.4	11.4	11.5	11.0	11.9	11.8	11.2	11.7	11.7	11.8	11.7	11.8	11.9
その他制約 d	5.4	1.4	0.5	1.6	2.5	1.3	4.8	7.3	2.0	1.2	1.8	1.7	1.1	5.1	5.6
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	5.7	1.2	0.6	2.1	4.8	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.1
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量 : 既存契約等の特定の売り先が決まっているもの (グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等) を控除したもの

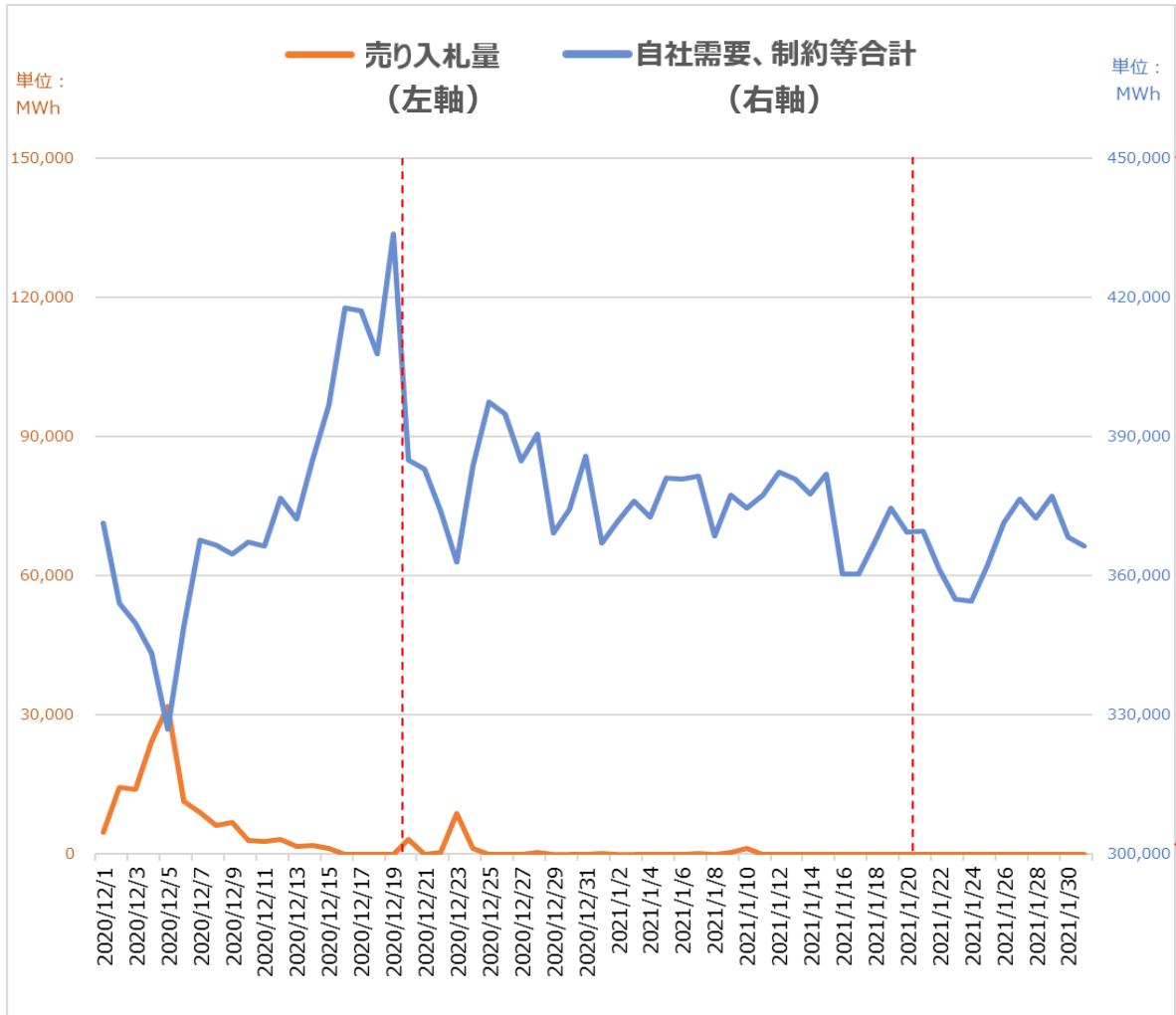
※ 2 間接オーケション等売入札量 : 間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

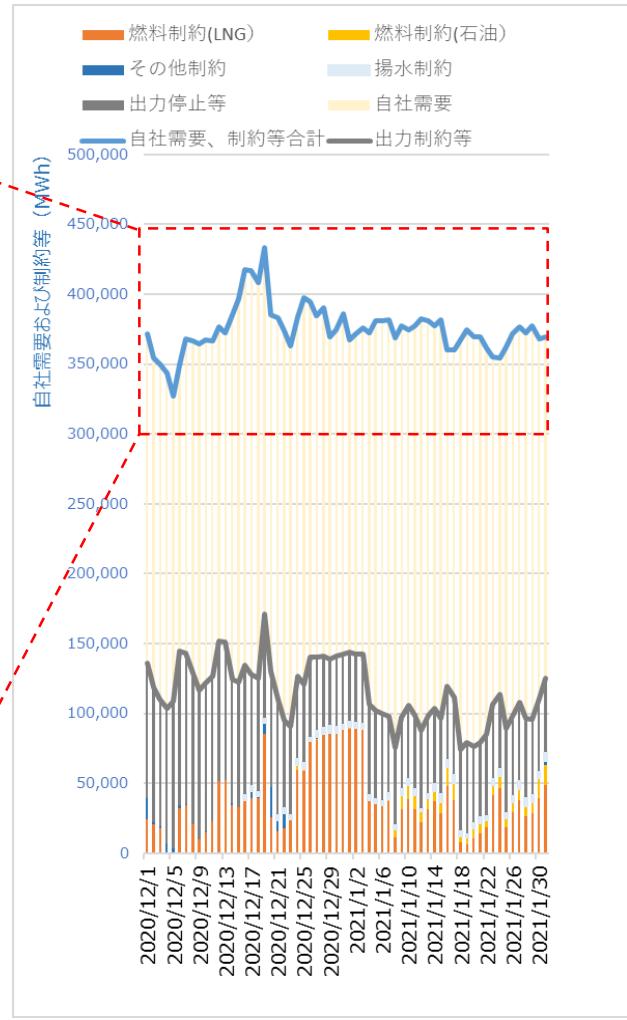
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東北電力

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

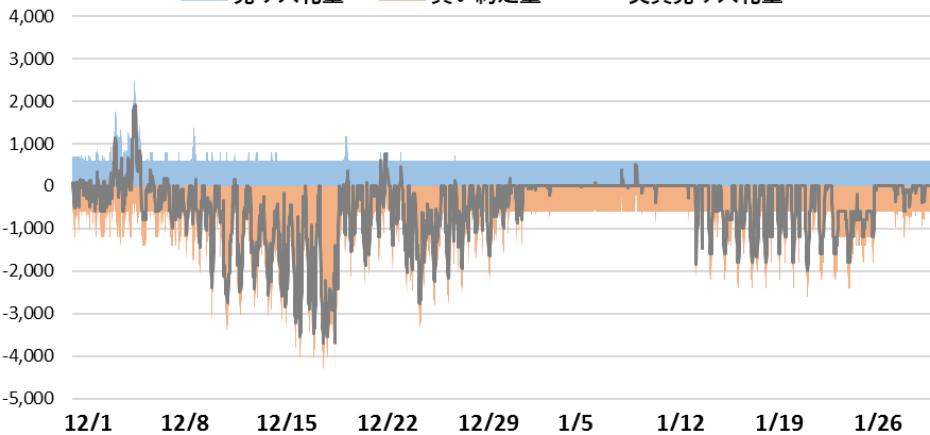
- ・**売り入札量**：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 - ・**出力制約等**：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
 - ・**出力停止等**：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源I、I'分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
 - ・**燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)**：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。
- （出典）各社提出データより事務局作成

東北電力

売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h

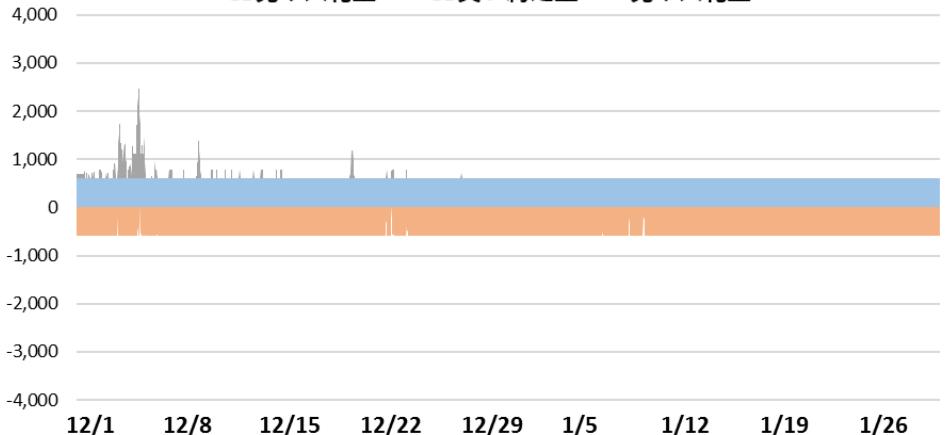
■ 売り入札量 ■ 買い約定量 — 実質売り入札量



グロスピディングの入札量、約定量

単位:MWh/h

■ GB売り入札量 ■ GB買い約定量 ■ 売り入札量



自社小売向け需要見込み、実績

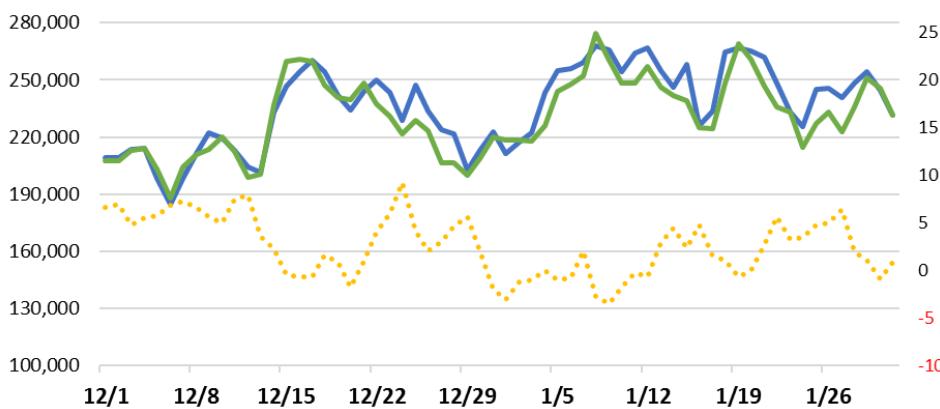
・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸

— 需要(見込み)

— 需要(実績)

··· 気温(仙台)

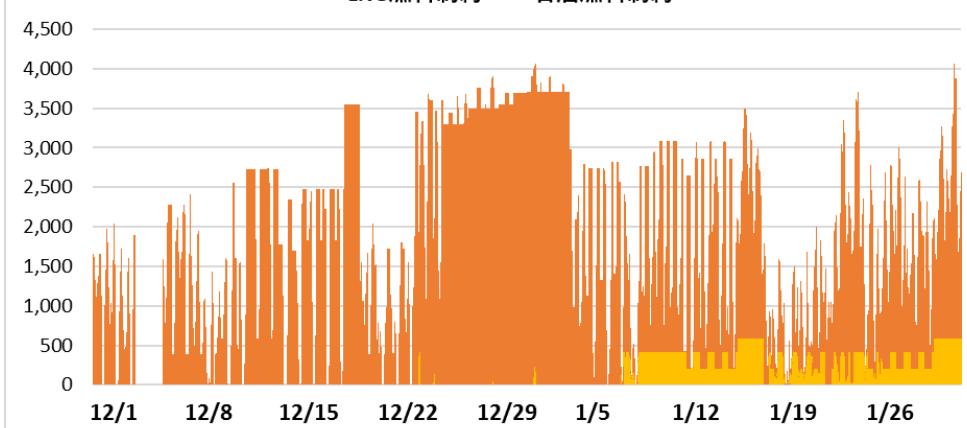
乖離率 平均： 2.2%



LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h

■ LNG燃料制約 ■ 石油燃料制約



特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	7.4%	7.6%	1.9%	7.8%	7.8%

「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	4.7	14.3	14.0	24.3	31.8	11.3	9.0	6.2	6.7	2.9	2.6	3.1	1.7	1.9	1.3	0.0
売り入札総量 a	40.9	41.0	40.8	51.0	53.4	34.2	40.4	40.3	42.8	39.3	39.9	32.4	32.1	41.0	41.1	40.3
GB高値買い入札量 b	11.7	1.7	1.9	2.0	2.9	4.4	6.6	8.6	11.2	12.2	12.5	12.1	13.1	13.3	14.3	14.4
間接オークション等売り入札量 (※2) c	24.6	25.0	25.0	24.7	18.7	18.6	24.8	25.5	24.9	24.2	24.8	17.3	17.4	25.9	25.6	25.9
②実質買い約定量 (GB及び間接オーバーの買い) =a-b-c	3.4	4.2	6.9	8.5	3.6	7.4	6.1	13.0	13.5	15.0	21.5	32.5	26.4	31.9	35.9	37.2
買い約定量 a	42.4	43.6	46.3	47.2	35.9	40.6	45.6	52.6	53.0	54.2	61.6	64.2	59.2	72.2	76.8	78.6
GB買い約定量 b	14.4	14.4	14.4	14.0	13.6	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オークション買い約定量 c	24.6	25.0	25.0	24.7	18.7	18.9	25.1	25.2	25.1	24.8	25.7	17.3	18.4	25.9	26.5	27.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	280.6	273.6	275.8	274.1	254.9	252.7	270.7	265.6	262.3	262.4	255.9	258.0	262.5	283.2	291.0	289.2
出力停止等	97.1	96.9	90.8	96.5	105.7	110.3	107.9	108.2	106.6	105.9	103.9	100.4	98.6	89.0	89.1	92.3
④自社小売需要等=a+b+c	235.1	235.4	240.3	240.9	217.9	205.3	224.5	237.8	248.2	245.9	240.0	224.5	222.8	260.4	274.5	283.0
需要見込み(自社小売分) a	209.2	209.2	213.4	213.9	198.3	184.8	198.2	211.4	222.0	219.3	213.2	204.2	201.3	233.2	246.8	254.3
需要見込み(他社卸分) b	25.9	26.2	26.2	26.1	19.6	19.8	26.3	26.4	26.2	26.6	26.9	20.4	20.3	27.2	27.7	28.7
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.7	0.9	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	207.7	207.5	213.1	213.8	203.2	187.7	204.1	210.8	213.5	220.2	212.4	198.9	200.2	236.7	259.7	260.6
気温 ℃	7	7	5	6	6	7	7	7	6	5	8	8	4	2	-1	-1
⑤出力制約=a+b+c+d	39.0	21.8	19.4	6.8	3.3	34.2	35.3	20.5	9.8	15.4	22.5	51.7	52.1	35.6	33.2	42.4
燃料制約(LNG) a	24.2	20.8	17.7	0.0	0.0	32.1	34.5	20.5	9.7	15.3	22.5	51.6	52.1	34.3	33.2	37.8
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6
その他制約 d	14.8	1.0	1.7	6.8	3.3	2.1	0.7	0.0	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0	1.3	0.0	0.0
⑥予備力	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.3	2.5	2.6
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	4.3	14.3	14.0	24.3	31.8	11.3	8.9	5.2	2.0	-1.1	-8.8	-20.3	-14.5	-15.2	-19.2	-38.7
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-0.4	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	-1.0	-4.7	-4.0	-11.4	-23.4	-16.2	-17.0	-20.5	-38.7

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東北電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	3.2	0.0	0.4	8.7	1.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	40.6	41.7	33.1	36.3	42.3	42.2	43.7	41.5	41.9	33.7	33.3	41.8	40.0	33.6	33.7
GB高値買い入札量 b	14.4	14.4	14.4	14.0	14.4	14.0	7.1	13.6	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	26.2	27.3	18.7	19.1	27.9	27.8	27.8	26.7	27.5	19.3	18.9	27.1	25.6	19.2	19.3
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	44.1	42.9	70.4	18.9	12.0	15.3	5.6	9.5	23.8	32.3	21.0	19.6	16.1	10.0	13.2
買い約定量 a	85.4	84.7	104.5	53.4	54.4	58.1	47.0	50.8	65.9	67.1	55.0	61.6	57.2	44.6	47.5
GB買い約定量 b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	12.6	13.9	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オーケション買い約定量 c	26.8	27.4	19.7	20.1	28.1	28.4	28.8	27.5	27.7	20.4	19.7	27.6	26.7	20.2	19.9
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	296.3	290.3	293.5	286.8	293.4	306.6	312.9	321.1	325.9	316.3	312.7	317.2	307.8	306.8	314.7
出力停止等	79.5	81.0	74.7	82.8	81.8	62.3	62.7	58.7	55.8	57.1	52.7	50.9	47.4	49.5	50.2
④自社小売需要等=a+b+c	290.5	285.5	264.6	256.8	274.8	281.1	275.1	258.3	277.1	257.8	245.8	251.6	231.8	235.3	245.9
需要見込み(自社小売分) a	260.4	254.2	241.6	234.4	244.0	249.9	243.6	228.5	247.1	233.9	223.7	221.6	202.8	212.8	222.7
需要見込み(他社卸分) b	28.4	28.6	20.7	20.5	29.1	28.9	29.0	28.6	29.2	20.7	20.3	27.8	27.5	20.8	20.6
需要(揚水動力等) c	1.7	2.8	2.4	1.9	1.7	2.4	2.5	1.2	0.8	3.2	1.8	2.3	1.6	1.7	2.6
需要実績(自社小売分)	259.6	247.4	240.9	239.7	248.4	237.6	231.1	221.4	228.9	223.1	206.2	206.4	199.6	208.7	220.3
気温 ℃	-1	2	1	-2	1	4	6	9	4	2	3	5	6	2	-2
⑤出力制約=a+b+c+d	48.8	44.1	96.7	47.3	28.2	33.0	27.6	67.8	65.3	83.1	87.9	90.3	91.5	91.2	92.4
燃料制約(LNG) a	39.1	39.1	85.1	25.4	15.6	17.5	23.3	59.8	59.0	80.0	80.9	85.6	85.6	86.0	88.6
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	1.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.2	0.0	0.0
揚水制約 c	4.2	3.5	3.3	0.0	4.6	4.3	3.5	5.0	5.3	3.2	5.0	4.8	5.7	5.2	3.7
その他制約 d	5.5	1.5	8.3	21.9	8.0	11.2	0.8	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0
⑥予備力	2.6	2.6	2.4	2.4	2.5	2.5	2.4	2.3	2.5	2.4	2.3	2.2	2.0	2.1	2.2
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	-45.5	-41.9	-70.2	-19.6	-12.0	-10.1	7.7	-7.3	-19.1	-27.0	-23.3	-27.0	-17.6	-21.8	-25.8
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-45.5	-41.9	-70.2	-22.8	-12.1	-10.4	-1.1	-8.5	-19.1	-27.0	-23.3	-27.3	-17.6	-21.8	-25.8

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.4	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	25.9	25.6	25.6	36.6	37.7	37.8	38.0	38.6	28.1	27.1	27.3	40.0	41.4	40.1	40.0	28.5
GB高値買い入札量 b	14.3	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.3	14.4	14.0	13.1	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オークション等売り入札量 (※2) c	11.5	11.2	11.2	22.2	23.3	23.4	23.6	24.2	13.7	12.7	12.9	25.6	27.0	25.7	25.6	14.1
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	4.8	4.7	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	0.0	0.2	5.8	13.4
買い約定量 a	30.6	30.3	25.8	36.9	37.8	38.2	38.1	38.6	27.7	26.9	28.5	41.4	41.9	41.3	46.9	42.1
GB買い約定量 b	14.3	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.3	14.4	14.0	13.1	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オークション買い約定量 c	11.5	11.2	11.2	22.2	23.4	23.8	23.8	24.2	13.7	13.8	14.0	26.5	27.5	26.7	26.7	14.3
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	310.6	310.7	306.4	301.1	301.5	301.2	313.7	316.4	316.6	316.8	313.1	310.0	313.5	318.1	316.1	309.8
出力停止等	49.3	48.5	48.8	63.8	63.0	62.5	54.2	55.1	50.8	51.9	51.9	55.6	55.1	53.5	53.0	51.8
④自社小売需要等=a+b+c	225.9	231.2	236.2	268.9	281.6	283.2	286.4	295.4	282.2	271.8	280.7	298.0	286.2	275.2	286.2	242.4
需要見込み(自社小売分) a	211.3	217.6	222.2	243.3	254.8	255.9	259.4	267.8	265.7	254.1	264.3	267.0	254.6	246.2	258.0	225.9
需要見込み(他社卸分) b	11.9	11.8	11.7	23.1	23.9	24.5	24.5	24.9	14.5	14.7	14.7	27.8	27.8	27.7	27.8	15.3
需要(揚水動力等) c	2.7	1.9	2.3	2.5	2.9	2.8	2.5	2.7	2.0	2.9	1.7	3.1	3.8	1.3	0.4	1.2
需要実績(自社小売分)	218.3	218.3	217.8	226.2	243.9	247.8	252.0	274.4	260.3	248.3	248.2	256.9	246.2	241.7	239.2	225.0
気温 ℃	-3	-1	-1	0	-1	-1	2	-3	-4	-2	-0	-1	3	4	2	5
⑤出力制約=a+b+c+d	94.5	94.0	93.3	42.4	39.4	37.8	43.4	20.8	46.3	53.9	46.4	31.9	43.3	50.2	43.2	67.3
燃料制約(LNG) a	88.9	88.8	88.8	38.1	35.4	34.4	37.0	11.4	31.4	38.5	31.8	22.3	31.3	37.0	28.6	47.8
燃料制約(石油) b	1.8	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	1.9	5.6	10.0	10.0	10.0	7.7	7.7	7.7	7.7	14.0
揚水制約 c	3.9	4.8	4.3	4.2	4.0	3.5	4.5	3.7	4.9	5.2	4.6	1.9	4.2	5.5	6.9	5.5
その他制約 d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑥予備力	2.1	2.2	2.2	2.4	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.6	2.7	2.7	2.6	2.5	2.6	2.3
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-11.9	-16.6	-25.4	-12.7	-22.0	-22.4	-18.7	-2.6	-14.6	-11.4	-16.7	-22.6	-18.5	-9.8	-15.8	-2.1
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-12.1	-16.6	-25.4	-12.7	-22.0	-22.4	-18.8	-2.6	-15.0	-12.7	-16.7	-22.6	-18.5	-9.8	-15.8	-2.1

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
売り入札総量a	27.8	39.2	39.7	40.7	39.6	40.4	29.0	28.5	41.4	41.0	39.9	39.8	39.1	25.6	24.4
GB高値買い入札量b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	13.4	24.8	25.3	26.3	25.2	26.0	14.6	14.1	27.0	26.6	25.5	25.4	24.7	11.2	10.0
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	16.4	15.2	17.3	13.7	11.5	11.9	15.3	13.4	21.9	23.7	19.8	0.1	0.7	3.8	1.1
買い約定量 a	45.3	55.5	57.8	55.3	52.3	53.3	44.5	42.0	63.4	65.4	60.5	41.1	40.9	29.6	26.7
GB買い約定量 b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オーケション買い約定量 c	14.5	25.9	26.1	27.2	26.4	27.1	14.8	14.1	27.1	27.3	26.3	26.6	25.8	11.4	11.2
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	306.0	309.8	310.1	317.6	317.7	307.1	303.9	302.7	305.2	317.4	320.8	317.3	324.9	317.0	316.8
出力停止等	54.8	57.9	65.3	53.6	53.3	57.9	52.8	53.2	59.7	56.2	55.9	56.4	53.7	51.9	52.5
④自社小売需要等=a+b+c	249.6	293.5	297.0	295.2	291.6	280.2	249.9	242.1	275.6	276.1	268.6	277.3	283.0	258.0	244.1
需要見込み(自社小売分) a	233.8	264.7	266.7	265.0	261.9	248.4	232.8	225.3	245.0	245.6	240.5	248.3	254.3	244.6	231.6
需要見込み(他社卸分) b	15.2	28.3	28.4	28.4	28.2	28.3	15.4	15.3	28.2	28.2	27.8	27.8	27.3	12.7	12.5
需要 (揚水動力等) c	0.6	0.5	1.9	1.9	1.5	3.5	1.7	1.4	2.5	2.3	0.3	1.3	1.4	0.7	0.0
需要実績(自社小売分)	224.3	248.3	269.1	260.7	246.5	235.7	233.0	214.7	227.2	233.2	223.0	236.0	251.2	245.5	231.2
気温 ℃	2	1	-1	0	3	6	3	3	5	5	6	2	1	-1	1
⑤出力制約=a+b+c+d	56.4	16.2	14.1	22.4	26.0	26.9	54.0	60.6	29.6	41.3	52.3	40.0	41.9	58.9	72.5
燃料制約(LNG) a	37.6	7.5	6.5	10.8	14.1	18.2	41.2	46.7	18.7	29.5	38.0	26.2	28.7	39.6	49.0
燃料制約(石油) b	12.8	4.9	4.9	6.7	7.0	5.4	7.5	8.6	6.4	7.0	7.7	7.7	7.7	14.0	14.0
揚水制約 c	6.0	3.9	2.7	4.9	5.0	3.3	5.3	5.3	4.5	4.9	6.5	6.1	5.5	5.3	6.7
その他制約 d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8
⑥予備力	2.3	2.7	2.7	2.7	2.6	2.5	2.3	2.3	2.5	2.5	2.4	2.5	2.6	2.5	2.3
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-2.3	-2.7	-3.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.3	-2.3	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.1
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-2.3	-2.7	-3.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.3	-2.3	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.1

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

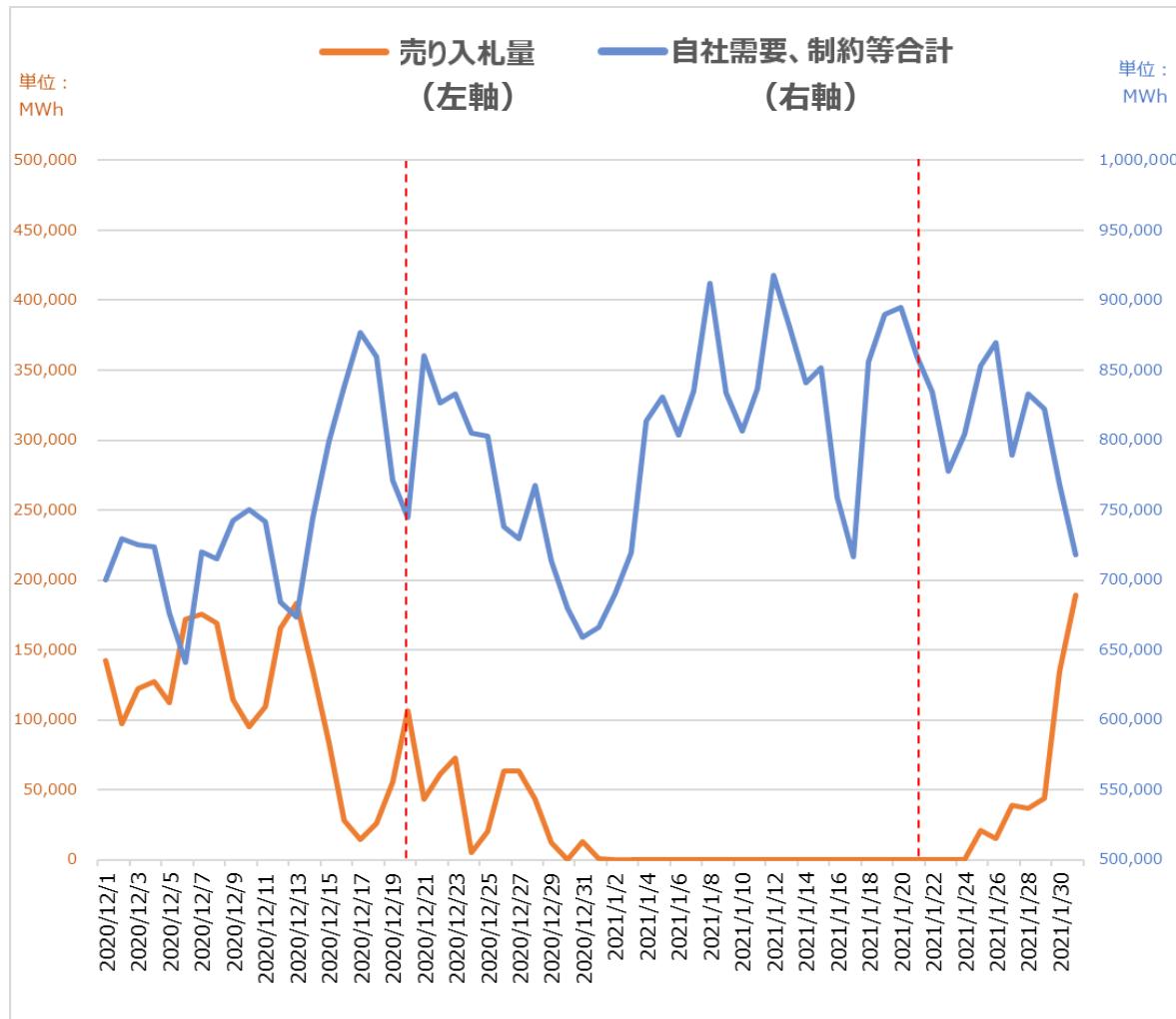
※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

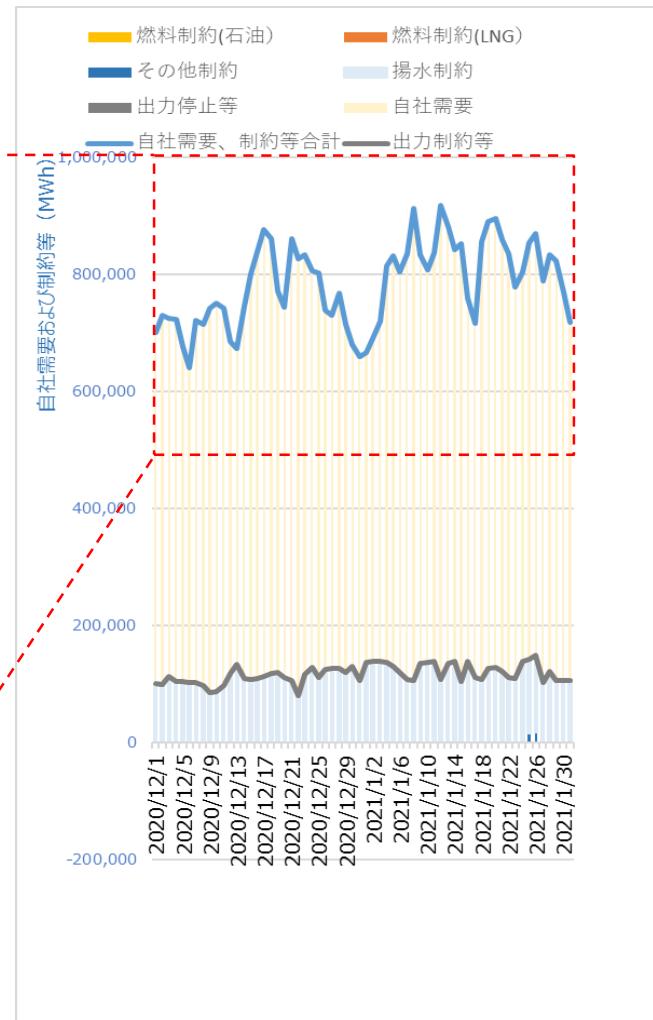
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東京電力エナジーパートナー

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



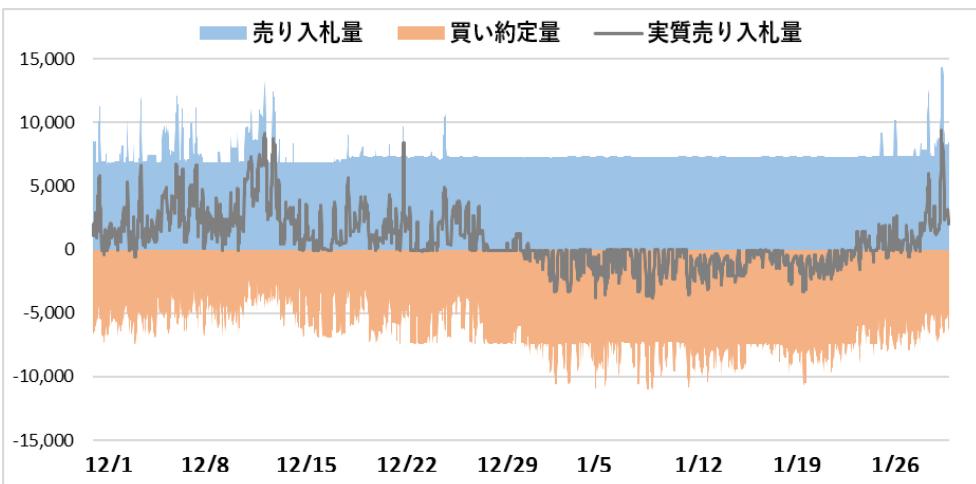
※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 - ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
 - ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
 - ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。
- （出典）各社提出データより事務局作成

東京電力エナジーパートナー

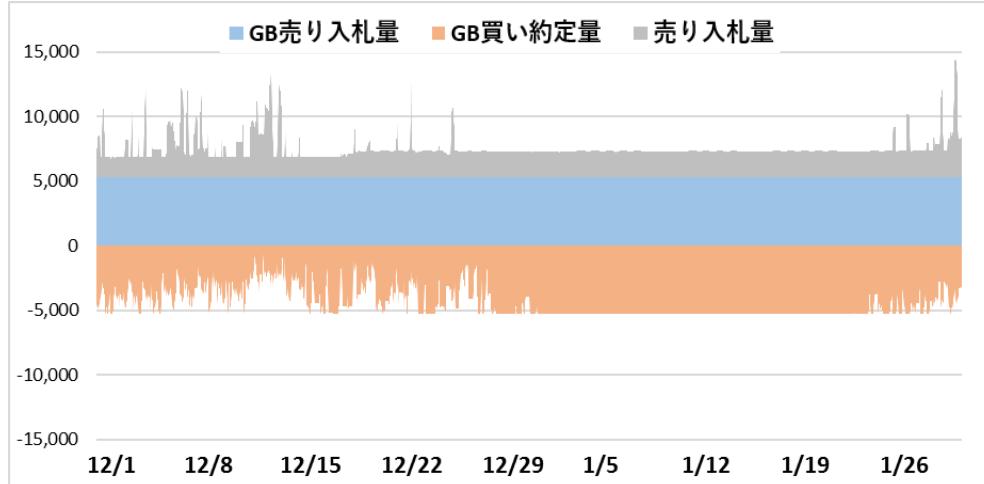
売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h



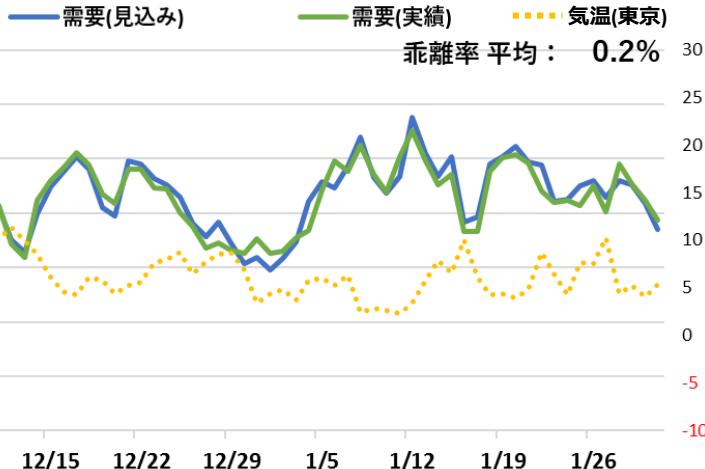
グロスピデイングの入札量、約定量

単位:MWh/h



自社小売向け需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸



LNG・石油燃料制約量

対象外

特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	7.3%	9.4%	2.5%	4.9%	5.9%

「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東京電力エナジーパートナー

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	142.7	97.4	122.1	127.8	112.2	171.8	175.4	169.1	114.1	95.0	109.5	165.4	183.8	135.1	83.9	28.4
売り入札総量 a	190.0	165.6	180.8	183.9	173.9	209.3	213.4	207.1	167.2	171.3	184.1	222.2	231.9	198.5	166.9	164.8
GB高値買い入札量 b	9.0	31.5	20.6	18.1	24.2	0.0	0.1	0.0	15.3	38.4	36.7	19.3	10.5	25.1	45.1	98.8
間接オークション等売り入札量 (※2) c	38.3	36.7	38.1	38.1	37.4	37.6	38.0	38.0	37.8	37.8	37.9	37.6	37.6	38.3	37.9	37.6
②実質買い約定量 (G B及び間接オーバーの買い) =a-b-c	2.0	1.8	1.8	3.1	1.3	1.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.5	1.5	1.9	1.6	0.8
買い約定量 a	143.8	141.0	133.4	139.0	136.7	123.8	130.1	110.9	123.8	130.9	125.6	92.7	92.0	107.1	111.0	139.9
GB買い約定量 b	103.5	102.5	93.4	97.8	98.0	84.8	90.3	71.0	84.1	91.2	85.8	53.6	52.9	66.9	71.5	101.5
間接オークション買い約定量 c	38.3	36.7	38.1	38.1	37.4	37.6	38.0	38.0	37.8	37.8	37.9	37.6	37.6	38.3	37.9	37.6
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	854.2	844.9	857.7	876.5	811.9	837.9	899.5	894.0	887.9	865.6	877.0	858.5	861.2	883.4	913.8	908.0
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	608.2	645.3	619.2	641.2	593.0	560.3	618.3	624.0	684.3	680.5	667.2	572.3	541.1	635.8	719.2	767.0
需要見込み(自社小売分) a	579.7	602.8	591.0	598.1	564.0	528.2	596.8	595.9	627.1	627.9	609.8	551.0	528.3	597.9	647.4	674.6
需要見込み(他社卸分) b	20.9	28.4	21.4	21.8	9.1	9.9	21.5	21.7	29.8	36.1	35.6	16.2	12.2	37.9	45.5	55.5
需要 (揚水動力等) c	7.6	14.1	6.8	21.3	19.8	22.1	0.0	6.3	27.4	16.5	21.9	5.2	0.5	0.0	26.3	37.0
需要実績(自社小売分)	590.7	630.8	631.9	612.4	605.0	544.5	600.9	593.9	612.3	621.9	613.9	542.5	519.1	622.5	660.1	682.3
気温 ℃	10	8	8	9	7	8	10	11	10	9	10	11	10	9	6	5
⑤出力制約=a+b+c+d	99.7	98.3	112.7	103.7	103.2	102.6	102.1	97.3	85.5	86.2	96.5	117.3	133.0	108.7	106.6	108.3
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	99.6	98.2	112.6	103.6	103.1	102.5	102.0	97.2	85.4	86.0	96.4	117.2	132.9	108.5	106.5	108.3
その他制約 d	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0
⑥予備力	3.6	3.8	3.7	3.8	3.5	3.2	3.8	3.7	4.0	4.0	3.8	3.4	3.3	3.8	4.1	4.2
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	142.7	97.4	122.1	127.8	112.2	171.8	175.4	169.1	114.1	95.0	109.5	165.4	183.8	135.1	83.9	28.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量 : 既存契約等の特定の売り先が決まっているもの (グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等) を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量 : 間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東京電力エナジーパートナー

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	14.7	26.3	55.6	106.6	43.4	61.3	72.4	5.0	20.3	63.7	63.7	43.6	12.3	0.0	13.2
売り入札総量 a	164.6	166.6	177.7	179.9	176.6	179.0	184.6	176.1	176.4	189.8	175.6	175.7	175.4	175.4	175.4
GB高値買い入札量 b	112.5	101.3	76.6	24.9	84.4	68.9	63.9	122.2	107.7	79.4	63.6	83.6	114.9	127.2	114.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	37.4	39.0	45.5	48.5	48.8	48.9	48.3	48.9	48.4	46.7	48.4	48.5	48.2	48.2	48.2
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	1.5	1.9	2.0	2.0	2.3	2.4	2.2	2.0	2.2	0.4	2.0	2.0	2.1	2.2	2.1
買い約定量 a	152.1	144.6	130.4	112.5	160.8	132.3	132.6	173.0	163.6	138.0	118.6	137.4	166.5	177.6	164.3
GB買い約定量 b	113.2	103.7	82.9	62.1	109.6	81.1	82.1	122.2	112.9	90.9	68.1	86.9	116.2	127.2	114.0
間接オーケション買い約定量 c	37.4	39.0	45.5	48.5	48.8	48.9	48.3	48.9	48.4	46.7	48.4	48.5	48.2	48.2	48.2
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	932.3	921.5	862.9	894.9	933.6	918.9	946.7	824.1	843.8	818.0	803.3	811.4	736.1	676.9	725.9
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	802.0	772.6	684.5	674.5	781.0	774.0	753.6	699.5	708.7	626.3	610.2	640.9	601.6	562.5	605.0
需要見込み(自社小売分) a	704.1	680.5	609.3	594.5	695.2	689.9	664.2	651.1	630.0	581.6	557.0	584.1	544.8	506.6	518.9
需要見込み(他社卸分) b	61.0	61.0	43.0	39.7	60.6	57.1	52.3	25.1	61.5	32.3	46.7	56.8	49.8	43.0	35.1
需要(揚水動力等) c	36.9	31.1	32.2	40.3	25.2	27.0	37.1	23.3	17.2	12.3	6.6	0.0	7.0	12.9	51.0
需要実績(自社小売分)	711.9	687.8	635.7	618.2	680.5	680.4	645.4	644.1	599.6	576.0	534.8	544.3	532.4	525.4	552.0
気温 ℃	4	6	6	4	5	6	8	8	9	6	8	9	9	7	3
⑤出力制約=a+b+c+d	111.7	118.4	119.1	110.1	104.8	79.3	116.6	128.6	111.3	124.5	126.1	126.9	119.3	130.4	105.2
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	111.6	118.3	119.0	110.0	104.7	79.2	116.5	128.5	111.2	124.4	126.0	126.8	119.2	130.5	105.1
その他制約 d	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
⑥予備力	4.4	4.2	3.7	3.6	4.4	4.3	4.1	4.1	3.9	3.5	3.4	3.7	3.4	3.2	3.2
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	14.1	26.3	55.6	106.6	43.4	61.3	72.4	-8.0	19.9	63.7	63.7	39.8	11.9	-19.3	12.6
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-13.1	-0.4	0.0	0.0	-3.8	-0.4	-19.3	-0.7

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東京電力エナジーパートナー

(単位: GWh (気温を除く))

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	175.3	175.4	175.2	176.0	176.0	175.9	175.6	175.9	175.3	175.4	175.4	176.0	175.9	175.9	175.8	175.3
GB高値買い入札量 b	126.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2
間接オークション等売り入札量 (※2) c	48.1	48.2	48.0	48.8	48.8	48.7	48.4	48.7	48.1	48.2	48.2	48.8	48.7	48.7	48.6	48.1
②実質買い約定量 (G B及び間接オ以外の買い) =a-b-c	5.0	7.9	19.2	18.8	7.9	35.6	17.1	5.6	19.9	28.4	19.4	10.2	42.4	31.8	21.6	21.9
買い約定量 a	179.3	183.3	194.4	194.8	183.9	211.5	192.7	181.5	195.2	203.8	194.8	186.1	218.3	207.7	197.3	197.3
GB買い約定量 b	126.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2
間接オークション買い約定量 c	48.1	48.2	48.0	48.8	48.8	48.7	48.4	48.7	48.1	48.2	48.2	48.8	48.7	48.7	48.6	48.1
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	687.5	693.6	710.8	774.6	805.6	797.8	824.4	878.4	739.1	825.3	820.8	842.5	885.7	841.4	855.8	762.4
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	564.1	576.3	596.2	681.3	705.7	690.6	737.2	819.4	700.0	703.6	712.5	824.0	765.1	719.8	758.2	636.3
需要見込み(自社小売分) a	494.6	517.0	546.4	620.6	657.8	647.1	685.8	739.9	665.9	637.2	667.0	775.2	710.1	667.8	704.2	582.4
需要見込み(他社卸分) b	34.2	35.3	35.6	55.4	43.0	37.1	41.7	66.4	33.1	31.9	32.3	36.2	36.0	36.0	43.8	38.9
需要 (揚水動力等) c	35.3	24.0	14.2	5.3	5.0	6.4	9.7	13.2	1.0	34.5	13.1	12.6	19.0	16.1	10.1	15.0
需要実績(自社小売分)	526.6	529.8	555.2	567.4	642.4	696.4	677.2	724.6	671.9	637.8	704.4	752.0	695.0	651.2	671.2	567.1
気温 ℃	4	5	4	6	6	5	6	2	3	3	2	3	6	8	7	10
⑤出力制約=a+b+c+d	137.3	137.7	137.7	137.3	130.3	119.3	107.4	105.7	134.7	137.5	137.5	106.6	134.4	137.5	103.6	137.9
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	137.3	137.7	137.7	137.3	130.3	119.3	107.4	105.7	134.7	137.5	137.5	106.6	134.5	137.5	103.6	137.9
その他制約 d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑥予備力	2.9	3.1	3.4	3.9	4.1	4.1	4.3	4.7	4.1	3.9	4.2	5.1	4.4	4.1	4.5	3.5
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-16.9	-23.5	-26.4	-48.0	-34.5	-16.1	-24.6	-51.5	-99.7	-19.7	-33.5	-93.2	-18.3	-20.0	-10.5	-15.2
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-17.8	-23.5	-26.4	-48.0	-34.5	-16.1	-24.6	-51.5	-99.7	-19.7	-33.5	-93.2	-18.3	-20.0	-10.5	-15.2

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

東京電力エナジーパートナー

(単位 : GWh (気温を除く))

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	21.3	14.9	38.8	36.7	44.0	134.8	189.1
売り入札総量 a	175.4	175.9	175.9	175.9	175.9	175.9	175.3	175.4	175.9	176.0	186.1	192.2	180.7	204.4	238.1
GB高値買い入札量 b	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.1	105.9	112.3	98.2	106.5	87.5	20.7	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	48.2	48.7	48.7	48.7	48.7	48.7	48.1	48.2	48.7	48.8	49.1	49.1	49.2	48.9	49.0
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	9.8	4.7	9.4	26.3	30.8	29.5	19.4	11.6	6.4	3.1	5.6	4.3	4.2	2.2	2.1
買い約定量 a	185.2	180.6	185.3	202.3	206.8	205.5	194.8	186.9	167.9	170.0	171.8	167.8	169.6	137.8	150.3
GB買い約定量 b	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.2	127.1	112.8	118.1	117.1	114.4	116.2	86.7	99.2
間接オーケション買い約定量 c	48.2	48.7	48.7	48.7	48.7	48.7	48.1	48.2	48.7	48.8	49.1	49.1	49.2	48.9	49.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	678.2	873.5	883.4	897.5	848.9	846.0	750.5	783.1	921.6	875.4	867.9	899.6	900.6	912.4	915.0
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	611.8	768.9	778.1	785.5	749.6	738.0	676.8	690.5	753.8	722.8	722.4	737.8	746.9	667.9	616.2
需要見込み(自社小売分) a	593.5	689.9	704.3	722.3	694.5	688.2	621.9	624.5	650.8	659.8	629.2	660.3	651.7	617.7	570.4
需要見込み(他社卸分) b	12.8	58.5	60.0	44.0	43.8	35.6	47.8	42.0	60.4	61.1	57.0	52.1	64.6	45.0	41.3
需要 (揚水動力等) c	5.5	20.5	13.8	19.2	11.4	14.3	7.0	23.9	42.6	2.0	36.2	25.4	30.6	5.2	4.6
需要実績(自社小売分)	567.0	677.1	700.7	706.7	691.7	640.5	619.5	623.8	614.4	650.4	602.1	689.6	654.7	622.6	587.6
気温 ℃	6	4	4	4	5	9	6	4	8	8	10	4	5	4	5
⑤出力制約=a+b+c+d	110.0	107.9	125.9	128.5	121.5	110.4	108.3	137.7	142.4	149.1	102.7	120.9	105.7	106.0	106.3
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	110.0	107.9	125.9	128.5	121.5	110.4	108.3	137.7	126.8	132.8	102.6	120.1	105.6	105.8	106.2
その他制約 d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.6	16.4	0.1	0.8	0.1	0.1	0.2
⑥予備力	3.8	4.5	4.5	4.5	4.3	4.3	3.9	4.0	4.1	4.2	4.0	4.2	4.0	3.8	3.4
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-47.4	-7.8	-25.1	-21.0	-26.5	-6.8	-38.5	-49.1	21.3	-0.7	38.8	36.7	44.0	134.8	189.1
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-47.4	-7.8	-25.1	-21.0	-26.5	-6.8	-38.5	-49.2	0.0	-15.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

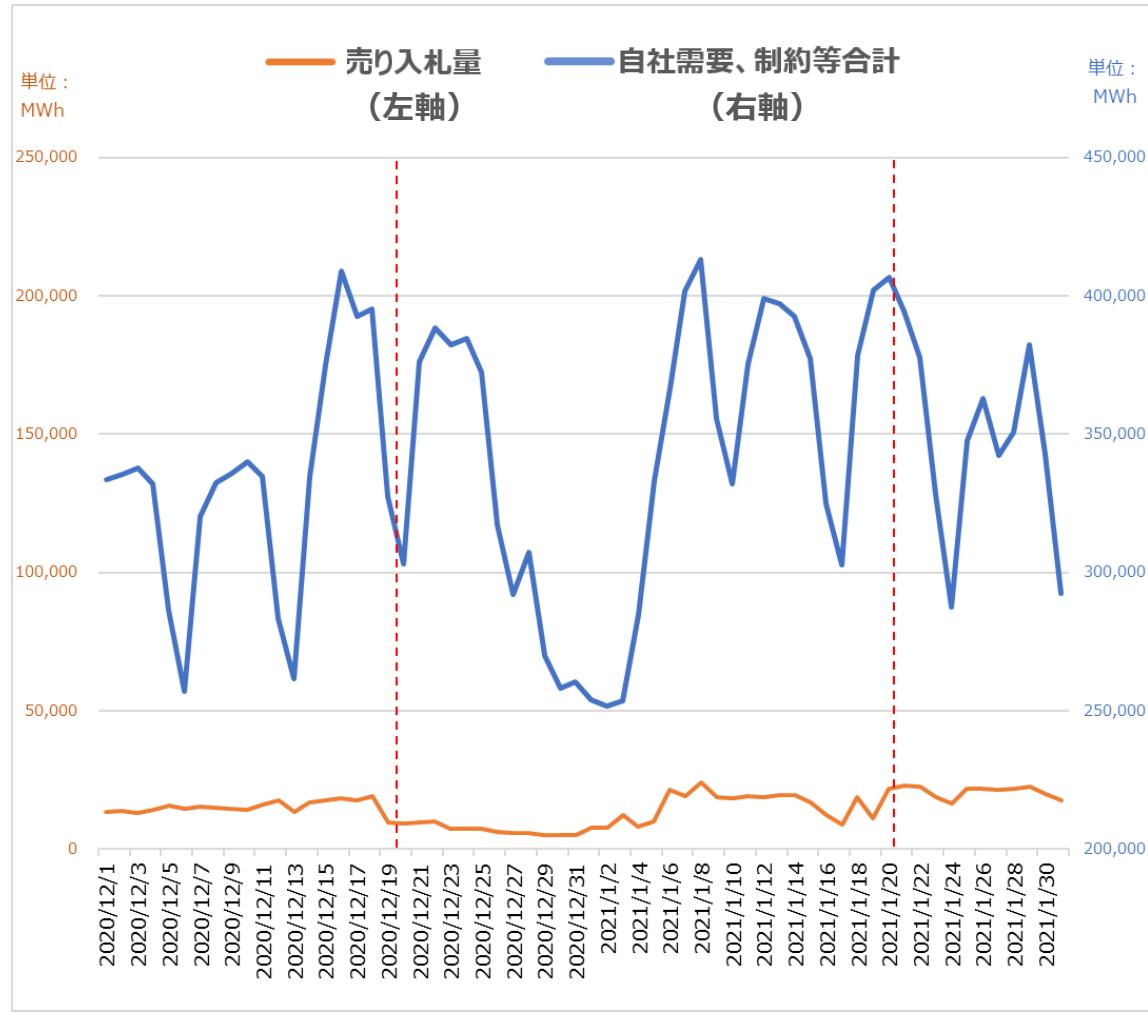
※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

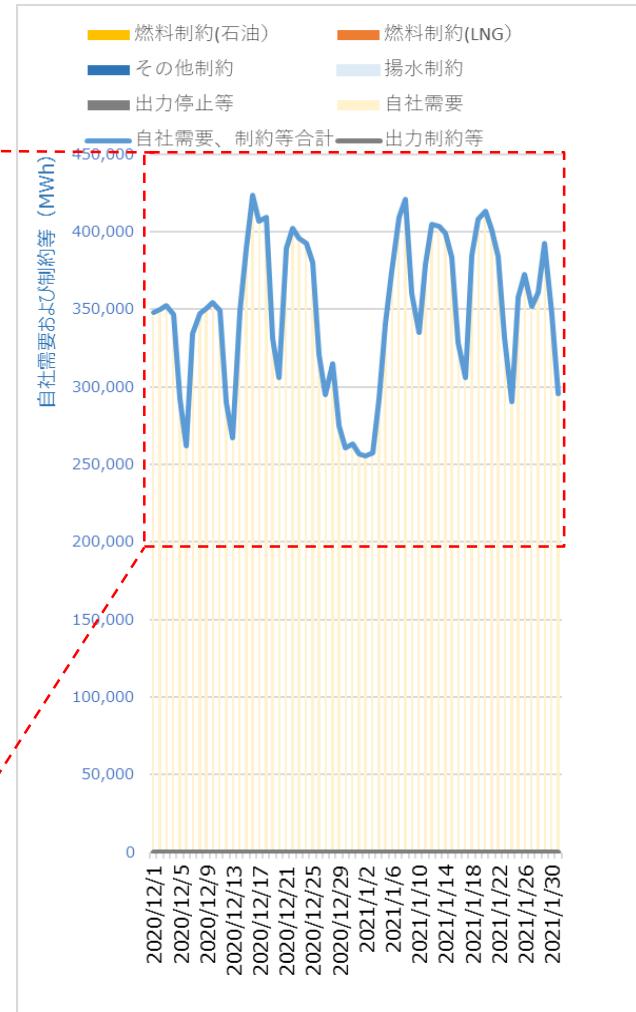
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中部電力ミライズ

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
- ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
- ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
- ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。

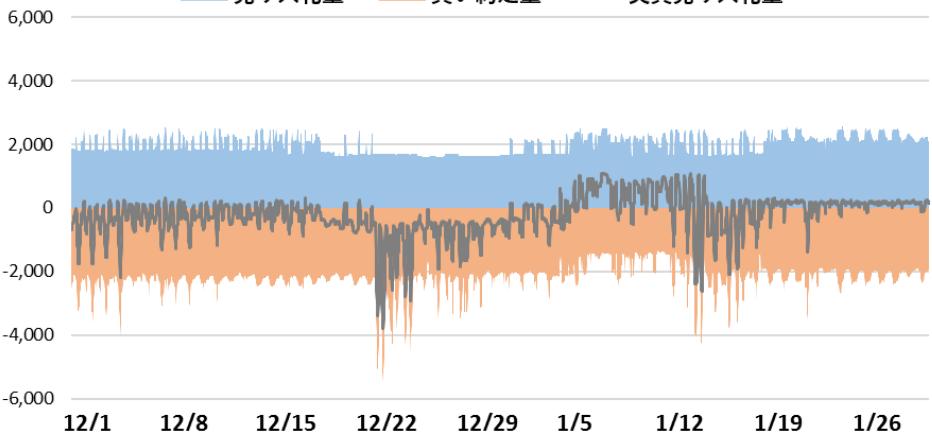
（出典）各社提出データより事務局作成

中部電力ミライズ

売買入札量、売買約定量

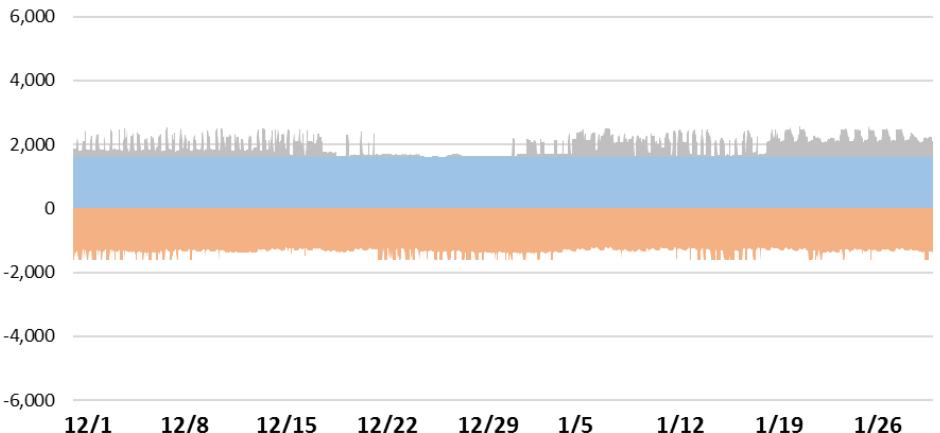
単位:MWh/h

■ 売り入札量 ■ 買い約定量 — 実質売り入札量



グロスピディングの入札量、約定量

単位:MWh/h



自社小売向け需要見込み、実績

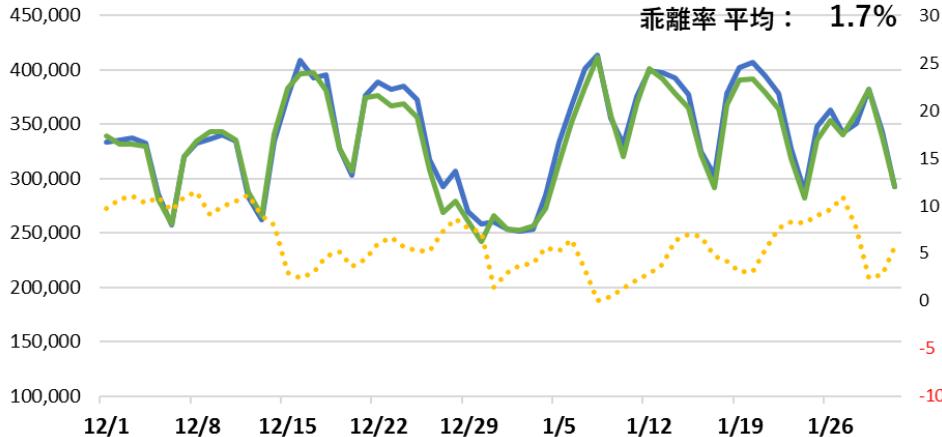
・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸

— 需要(見込み)

— 需要(実績)

··· 気温(名古屋)

乖離率 平均： 1.7%



LNG・石油燃料制約量

対象外

特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	9.9%	4.6%	3.9%	3.5%	3.7%

「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率 平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中部電力ミライズ

(単位: GWh (気温を除く))

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	13.3	13.9	13.1	14.4	15.8	14.5	15.2	15.0	14.7	14.4	16.3	17.5	13.6	16.8	17.8	18.4
売り入札総量 a	47.5	47.9	47.1	48.6	49.4	48.7	49.9	49.4	49.1	49.0	50.7	51.1	47.6	51.0	50.9	51.2
GB高値買い入札量 b	31.9	31.8	31.8	31.9	32.8	33.4	32.2	31.9	31.8	31.7	31.9	32.9	33.3	31.9	31.0	30.8
間接オークション等売り入札量 (※2) c	2.3	2.3	2.3	2.3	0.8	0.8	2.5	2.5	2.6	2.8	2.5	0.8	0.8	2.4	2.0	2.0
②実質買い約定量 (GB及び間接オークション等の買い) =a-b-c	21.7	22.0	21.2	22.6	16.8	15.4	19.8	19.3	19.6	18.6	19.6	16.8	15.2	19.1	20.8	20.3
買い約定量 a	59.6	60.5	58.9	60.3	53.5	53.7	58.2	56.8	56.4	54.6	55.4	53.3	51.7	54.7	55.3	54.6
GB買い約定量 b	34.9	34.9	34.2	34.2	33.3	35.3	34.9	33.8	33.0	31.9	32.1	32.9	33.4	31.9	31.0	30.8
間接オークション買い約定量 c	3.0	3.5	3.5	3.5	3.3	3.0	3.5	3.7	3.8	4.0	3.7	3.6	3.2	3.7	3.5	3.5
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	364.5	367.1	368.7	364.4	311.1	279.4	353.1	365.5	368.6	372.5	368.9	309.9	283.2	369.1	411.2	446.2
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	347.7	349.8	352.1	346.5	292.3	262.2	334.5	347.1	350.3	354.6	349.1	289.4	266.9	348.8	389.4	423.4
需要見込み(自社小売分) a	333.4	335.5	337.8	332.2	286.3	257.0	320.2	332.6	336.0	339.9	334.7	283.3	261.8	334.7	375.2	409.1
需要見込み(他社卸分) b	14.4	14.4	14.4	14.3	6.1	5.1	14.3	14.5	14.4	14.7	14.4	6.1	5.1	14.1	14.3	14.3
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	339.2	332.0	331.5	329.7	281.0	258.8	320.1	334.6	342.6	343.1	335.4	287.5	266.3	341.2	383.2	396.3
気温 ℃	10	11	11	10	11	10	11	12	9	10	11	11	9	8	3	2
⑤出力制約=a+b+c+d	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.3
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.3
⑥予備力	3.3	3.4	3.4	3.3	2.9	2.6	3.2	3.3	3.4	3.4	3.3	2.8	2.6	3.3	3.8	4.1
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	13.3	13.9	13.1	14.4	15.8	14.6	15.2	15.0	14.7	14.4	16.3	17.5	13.6	16.8	17.9	18.5
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中部電力ミライズ

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	17.6	19.4	9.6	9.2	9.8	10.0	7.5	7.5	7.3	6.2	5.7	6.0	5.3	5.1	5.1
売り入札総量 a	50.7	52.0	42.2	42.3	42.9	42.9	40.7	40.5	40.5	38.7	38.7	40.5	39.0	39.0	39.0
GB高値買い入札量 b	31.1	30.7	32.0	32.5	31.1	30.8	30.9	30.9	31.1	32.2	32.7	32.4	33.1	33.3	33.3
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	2.0	2.0	0.6	0.6	2.0	2.1	2.3	2.1	2.1	0.3	0.3	2.1	0.6	0.6	0.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	20.4	20.3	17.5	16.2	19.4	19.9	45.6	32.3	34.7	15.5	18.4	20.8	24.6	18.3	14.1
買い約定量 a	55.1	54.4	52.8	52.0	54.0	54.3	85.6	70.6	73.7	51.3	56.6	58.8	64.4	56.8	51.1
GB買い約定量 b	31.1	30.7	32.0	32.5	31.1	30.8	36.3	34.9	35.4	32.7	35.3	34.3	36.3	35.3	33.7
間接オーケション買い約定量 c	3.7	3.4	3.4	3.3	3.5	3.6	3.7	3.4	3.5	3.1	2.9	3.6	3.5	3.3	3.2
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	428.6	432.9	344.2	318.1	403.1	415.9	407.3	404.0	391.7	330.2	303.6	324.0	282.9	268.6	270.8
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	406.8	409.4	331.2	305.7	389.4	401.9	395.8	392.4	380.5	320.7	294.8	314.8	274.8	260.9	263.0
需要見込み(自社小売分) a	392.5	395.1	327.5	303.0	376.2	388.5	382.3	384.6	372.6	317.1	292.2	307.3	269.9	258.3	260.4
需要見込み(他社卸分) b	14.3	14.3	3.7	2.7	13.2	13.3	13.6	7.8	7.9	3.7	2.7	7.5	4.9	2.6	2.6
需要(揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	397.6	381.0	328.1	306.5	374.5	376.6	366.7	368.4	356.2	307.4	269.1	279.6	261.1	242.2	265.7
気温 ℃	3	5	5	4	4	6	7	6	5	5	7	9	8	7	1
⑤出力制約=a+b+c+d	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
⑥予備力	3.9	4.0	3.3	3.0	3.8	3.9	3.8	3.8	3.7	3.2	2.9	3.1	2.7	2.6	2.6
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	17.7	19.4	9.6	9.2	9.8	10.0	7.5	7.5	7.3	6.2	5.7	6.0	5.3	5.1	5.1
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中部電力ミライズ

(単位: GWh (気温を除く))

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	7.6	7.9	12.2	8.2	9.9	21.3	19.3	24.1	19.0	18.4	19.1	18.9	19.7	19.7	16.8	12.4
売り入札総量 a	42.3	43.7	48.0	43.5	44.3	55.0	52.3	57.0	51.6	51.2	51.1	51.0	51.9	51.8	49.6	45.8
GB高値買い入札量 b	33.4	33.5	33.4	32.9	31.9	31.2	30.5	30.4	31.4	31.9	31.1	30.7	30.7	30.7	31.1	32.0
間接オークション等売り入札量 (※2) c	1.2	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	1.2	0.9	1.0	1.4	1.5	1.4	1.7	1.4
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	13.4	12.4	11.7	15.1	13.6	11.9	4.1	0.5	11.6	5.2	3.0	3.8	9.6	13.6	27.9	19.7
買い約定量 a	51.5	51.5	50.6	53.2	50.4	48.0	39.5	35.6	46.8	40.1	37.2	37.8	44.0	48.1	65.8	59.3
GB買い約定量 b	34.8	34.6	34.4	33.4	31.9	31.2	30.5	30.4	31.6	31.9	31.1	30.7	31.0	31.2	34.3	36.3
間接オークション買い約定量 c	3.3	4.6	4.5	4.7	4.8	4.9	4.8	4.8	3.5	3.0	3.1	3.3	3.4	3.3	3.6	3.3
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	266.9	266.3	272.5	303.4	354.1	399.3	432.7	449.4	382.5	356.8	401.6	428.0	427.0	422.5	404.4	344.4
出力停止等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
④自社小売需要等=a+b+c	256.6	255.8	257.6	292.2	340.7	374.2	409.2	420.9	359.9	335.0	378.6	404.8	403.1	398.7	383.6	328.7
需要見込み(自社小売分) a	253.8	251.8	253.7	284.9	333.1	366.6	401.5	413.2	355.7	332.0	375.5	398.9	397.0	392.5	377.2	324.7
需要見込み(他社卸分) b	2.8	4.0	4.0	7.3	7.5	7.6	7.7	7.7	4.2	3.0	3.1	5.9	6.2	6.1	6.4	4.0
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	253.5	253.0	256.1	272.3	314.2	351.7	384.5	411.3	358.3	320.0	369.1	400.8	391.4	378.0	364.6	322.6
気温 ℃	3	4	4	6	5	7	3	0	1	1	2	3	4	6	7	7
⑤出力制約=a+b+c+d	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1
⑥予備力	2.5	2.5	2.5	2.8	3.3	3.7	4.0	4.1	3.6	3.3	3.8	4.0	4.0	3.9	3.8	3.2
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	7.6	7.9	12.2	8.2	9.9	21.3	19.3	24.1	19.0	18.4	19.1	18.9	19.7	19.7	16.8	12.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中部電力ミライズ

(単位: GWh (気温を除く))

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	9.0	18.6	11.3	21.8	22.9	22.6	18.7	16.7	21.9	22.0	21.4	21.8	22.6	20.1	17.5
売り入札総量 a	43.3	51.1	42.9	53.4	55.4	55.6	52.0	51.1	55.6	55.2	55.1	55.3	55.6	53.0	52.0
GB高値買い入札量 b	32.5	31.1	30.5	30.5	30.7	31.0	32.0	32.8	31.6	31.3	31.7	31.5	30.9	31.7	32.7
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	1.8	1.4	1.1	1.1	1.9	1.9	1.3	1.6	2.1	1.9	2.0	2.0	2.1	1.3	1.8
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	20.1	23.0	13.9	16.4	16.6	15.9	17.8	11.8	16.2	16.2	15.7	15.9	16.5	13.8	12.0
買い約定量 a	59.2	60.2	49.8	50.7	51.9	51.2	57.0	47.5	53.0	51.8	52.1	51.8	52.0	49.0	49.7
GB買い約定量 b	36.3	33.9	32.2	30.7	31.0	31.0	35.9	32.8	32.7	31.4	32.0	31.5	30.9	31.7	34.2
間接オーケション買い約定量 c	2.8	3.3	3.6	3.6	4.2	4.3	3.4	3.0	4.0	4.2	4.4	4.4	4.6	3.5	3.5
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	317.8	407.0	423.6	439.2	427.7	410.8	354.2	309.9	382.9	398.4	377.0	385.9	418.8	370.3	316.3
出力停止等	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
④自社小売需要等=a+b+c	305.7	384.3	408.1	413.1	400.8	384.2	332.0	290.2	357.3	372.7	352.0	360.5	392.2	346.7	295.7
需要見込み(自社小売分) a	302.9	378.3	401.9	406.8	394.3	377.9	328.1	287.4	347.7	362.8	342.1	350.6	382.3	342.8	292.6
需要見込み(他社卸分) b	2.8	6.0	6.2	6.3	6.5	6.3	3.9	2.8	9.7	9.9	9.9	9.9	9.9	3.9	3.1
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	291.3	368.3	391.1	392.1	378.8	363.6	318.1	281.9	335.2	353.1	340.6	360.1	381.9	338.4	292.1
気温 ℃	5	4	3	3	5	8	8	8	9	10	11	8	2	3	6
⑤出力制約=a+b+c+d	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
燃料制約(LNG) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料制約(石油) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
⑥予備力	3.0	3.8	4.0	4.1	3.9	3.8	3.3	2.9	3.5	3.6	3.4	3.5	3.8	3.4	2.9
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	9.0	18.6	11.3	21.8	22.9	22.7	18.7	16.6	21.9	22.0	21.4	21.8	22.6	20.1	17.5
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

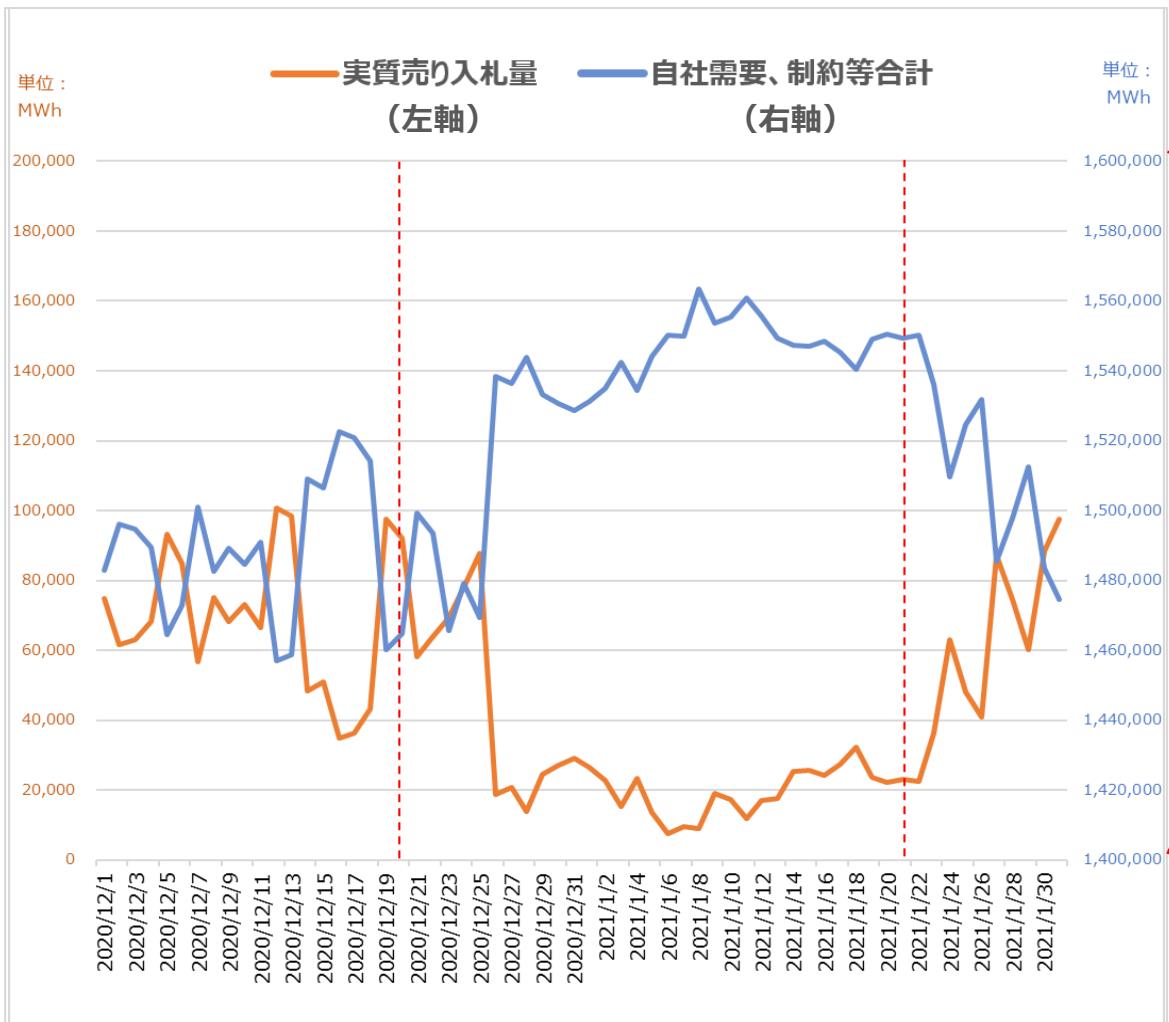
※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

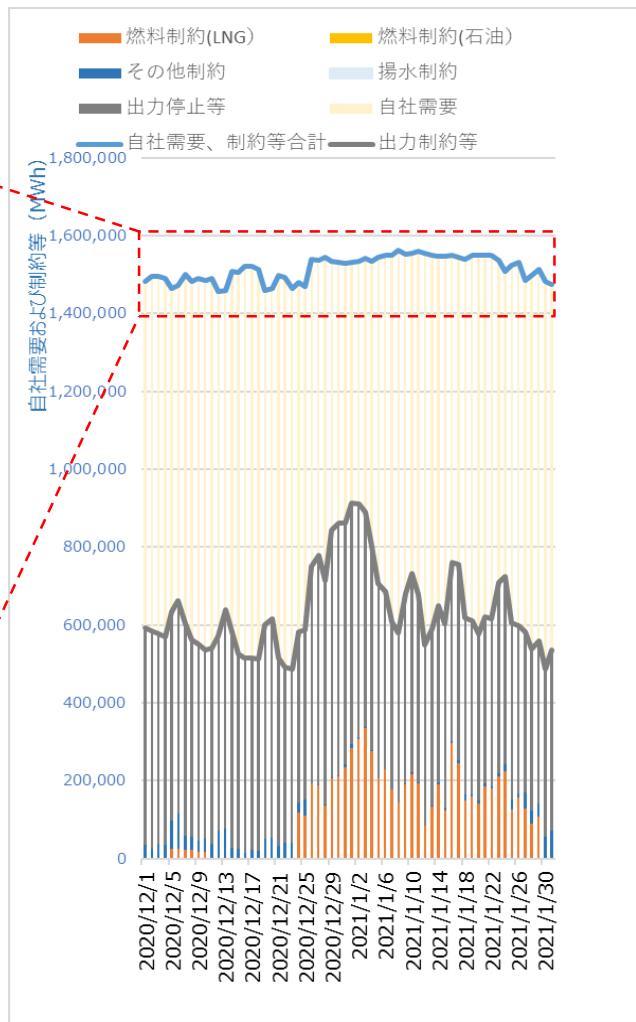
※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



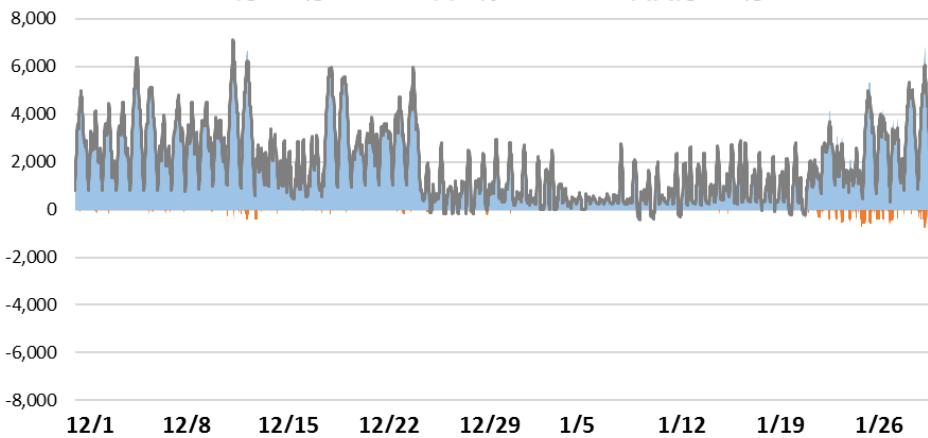
※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 - ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
 - ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
 - ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。
- （出典）各社提出データより事務局作成

売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h

■ 売り入札量 ■ 買い約定量 — 実質売り入札量



グロスピディングの入札量、約定量

対象外

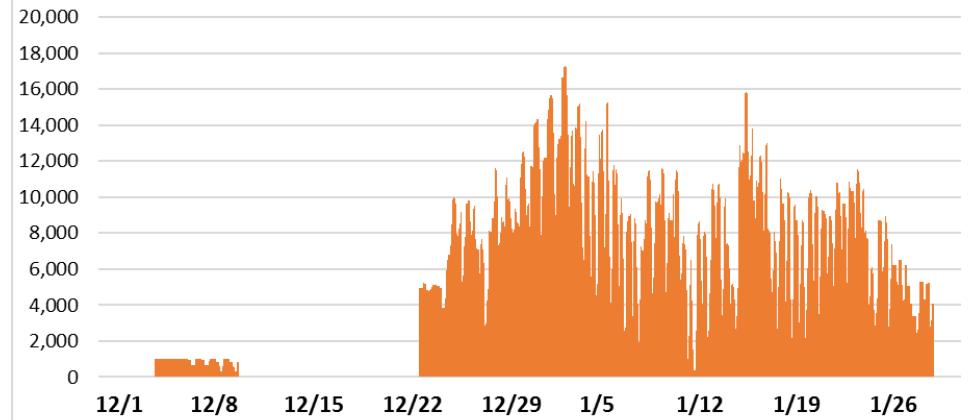
自社小売向け需要見込み、実績

対象外

LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h

■ LNG燃料制約 ■ 石油燃料制約



(出典) 各社提出データより事務局作成

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (*1) =a-b-c	74.9	61.7	62.9	68.3	93.4	84.9	56.8	75.0	68.2	73.0	66.5	100.7	98.5	48.3	50.9	34.9
売り入札総量 a	77.6	64.4	65.6	71.0	95.1	86.6	59.5	77.7	70.8	75.7	69.2	102.3	100.1	51.0	53.6	37.6
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (*2) c	2.7	2.7	2.7	2.7	1.7	1.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	1.7	1.7	2.7	2.7	2.7
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	0.1	0.3	0.2	0.0	0.0	0.2	0.6	0.1	0.0	0.1	0.0	1.1	2.6	2.4	0.1	0.0
買い約定量 a	0.1	0.3	0.2	0.0	0.0	0.2	0.6	0.1	0.0	0.1	0.0	1.1	2.6	2.4	0.1	0.0
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	1,000.9	997.8	1,018.3	1,025.2	1,022.3	1,010.1	1,012.6	1,051.7	1,050.1	1,072.5	1,055.3	1,055.9	994.8	1,004.0	1,056.9	1,057.8
出力停止等	564.1	566.7	546.2	539.0	544.9	558.2	558.6	523.7	520.7	497.8	516.9	525.5	586.8	571.5	515.4	514.0
④自社小売需要等=a+b+c	889.9	910.4	918.0	920.7	831.0	810.7	896.8	921.2	937.0	948.4	950.5	884.1	819.4	926.7	980.7	1,008.5
需要見込み(自社小売分) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需要見込み(他社卸分) (※1) b	889.9	910.4	918.1	920.7	831.0	810.7	896.8	921.2	936.7	948.2	950.2	884.0	818.9	926.4	980.5	1,008.2
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.5	0.3	0.3	0.3
需要実績(自社小売分)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
気温 ℃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
⑤出力制約=a+b+c+d	36.1	25.7	37.3	36.2	97.9	114.5	58.9	55.4	45.0	51.0	38.3	71.1	77.0	29.0	25.3	14.4
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	24.7	24.7	21.4	21.4	18.3	18.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 (※2) d	36.1	25.7	37.3	36.2	73.2	89.8	37.5	34.0	26.7	32.7	38.3	71.1	77.0	29.0	25.3	14.4
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	74.9	61.7	62.9	68.3	93.4	84.9	56.8	75.0	68.2	73.0	66.5	100.7	98.5	48.3	50.9	34.9
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（クロス・ヒティングの高値買戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

*2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

*3 本表では、日々の諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日々での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

*4 JERA社は一部供給力について小売事業者との相対契約に基づき供給力を共用しており、相対契約による入札余力を含む。

*5 JERA社がコマ入札とブロック入札を組み合わせて10万kW単位で入れする際に、コマとブロックの積み上げ合計値と余力との差分が10万kW未満の場合に生じる余力等を含む

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	12/17 (木)			12/18 (金)			12/19 (土)			12/20 (日)			12/21 (月)			12/22 (火)			12/23 (水)			12/24 (木)			12/25 (金)			12/26 (土)			12/27 (日)			12/28 (月)			12/29 (火)			12/30 (水)			12/31 (木)		
	12/17 (木)	12/18 (金)	12/19 (土)	12/20 (日)	12/21 (月)	12/22 (火)	12/23 (水)	12/24 (木)	12/25 (金)	12/26 (土)	12/27 (日)	12/28 (月)	12/29 (火)	12/30 (水)	12/31 (木)																														
①売り入札量 (*1) =a-b-c	36.4	43.2	97.7	92.1	58.2	63.8	69.4	78.1	87.8	18.8	20.9	13.7	24.6	27.0	29.1																														
売り入札総量 a	39.0	45.9	99.4	93.8	61.4	67.0	72.5	81.2	90.9	20.5	22.6	15.4	26.3	28.6	30.8																														
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																														
間接オーケション等売り入札量 (*2) c	2.7	2.7	1.7	1.7	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7																														
②実質買い約定量 (G B及び間接オーケション等の 買い) =a-b-c	0.1	0.3	0.5	0.1	0.4	0.0	0.0	1.1	0.1	0.7	0.7	0.5	2.0	1.0	0.0																														
買い約定量 a	0.1	0.3	0.5	0.1	0.4	0.0	0.0	1.1	0.1	0.7	0.7	0.5	2.0	1.0	0.0																														
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																														
間接オーケション買い約定量 c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																														
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除 したもの)	1,063.5	1,065.5	1,006.2	995.3	1,077.1	1,106.0	1,111.1	1,120.4	1,121.6	1,001.6	969.4	981.6	924.2	910.8	939.2																														
出力停止等	498.4	506.3	567.7	573.5	499.0	468.7	462.3	455.6	454.1	556.5	588.7	576.3	633.7	647.1	618.6																														
④自社小売需要等=a+b+c	1,005.0	1,001.9	858.2	850.4	985.5	1,002.0	978.9	896.9	881.6	788.7	757.3	828.7	690.3	669.9	667.3																														
需要見込み(自社小売分) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																														
需要見込み(他社卸分) (※1) b	1004.6	1001.6	858.2	849.4	985.2	1001.6	978.4	896.4	881.1	788.1	756.8	828.7	690.3	669.9	667.3																														
需要 (揚水動力等) c	0.4	0.3	0.0	1.0	0.2	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0																														
需要実績(自社小売分)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																														
気温 ℃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																														
⑤出力制約=a+b+c+d	22.1	20.4	50.4	52.8	33.4	40.1	62.8	145.4	152.2	194.2	191.2	139.1	209.2	213.9	242.8																														
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.2	118.7	110.7	193.4	188.5	137.8	207.1	212.6	234.6																														
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																														
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																														
その他制約 (※2) d	22.1	20.4	50.4	52.8	33.4	40.1	40.6	26.7	41.5	0.7	2.7	1.3	2.1	1.4	8.2																														
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																														
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等- 出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	36.4	43.2	97.7	92.1	58.2	63.8	69.4	78.1	87.8	18.8	20.9	13.7	24.6	27.0	29.1																														
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																														

*1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

*2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

*3 本表では、日々の諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日々での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

※1 JERA社は一部供給力について小売事業者との相対契約に基づき供給力を共用しており、相対契約先による入札余力を含む。

※2 JERA社がコマ入札とブロック入札を組み合わせて10万kW単位で入札する際に、コマとブロックの積み上げ合計値と余力との差分が10万kW未満の場合に生じる余力等を含む

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (*1) =a-b-c	26.5	22.9	15.3	23.4	13.7	7.5	9.4	9.1	19.1	17.4	11.8	17.1	17.6	25.3	25.5	24.2
売り入札総量 a	28.2	26.0	18.5	26.5	16.8	10.6	12.5	12.2	22.2	20.5	15.0	20.2	20.7	28.5	28.6	27.3
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (*2) c	1.7	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	1.7	0.0	1.2	0.0	0.0	0.1
買い約定量 a	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	1.7	0.0	1.2	0.0	0.0	0.1
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	938.7	956.6	1,006.5	1,034.2	1,059.1	1,102.1	1,130.4	1,138.1	1,084.0	1,062.9	1,090.8	1,107.3	1,118.7	1,120.2	1,101.8	1,113.7
出力停止等	619.1	601.1	552.9	523.6	498.8	455.9	429.3	437.5	488.8	509.9	483.1	468.5	454.1	453.5	471.5	458.9
④自社小売需要等=a+b+c	617.4	622.7	652.4	731.8	837.8	869.3	942.0	984.3	872.0	822.9	883.0	1,015.1	958.4	898.5	945.2	786.6
需要見込み(自社小売分) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需要見込み(他社卸分) (*1) b	617.4	622.7	652.4	731.8	837.8	869.3	942.0	984.3	872.0	822.9	883.0	1015.1	958.4	898.5	945.2	786.6
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
気温 ℃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
⑤出力制約=a+b+c+d	294.8	311.0	338.8	279.0	207.6	225.4	179.0	144.7	192.9	222.7	196.0	75.1	142.7	196.4	131.1	303.0
燃料制約(LNG) a	284.7	307.5	335.2	275.5	207.0	225.4	178.9	144.6	190.6	215.4	194.5	74.5	134.3	190.8	122.6	297.8
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 (*2) d	10.1	3.5	3.6	3.5	0.6	0.1	0.1	0.0	2.3	7.3	1.5	0.6	8.4	5.6	8.5	5.1
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	26.5	22.9	15.3	23.4	13.7	7.5	9.4	9.1	19.1	17.4	11.8	17.1	17.6	25.3	25.5	24.2
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

*2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

*3 本表では、日々の諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日々での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

*4 1 JERA社は一部供給力について小売事業者との相対契約に基づき供給力を共用しており、相対契約先による入札余力を含む。

*5 2 JERA社がコマ入札とブロック入札を組み合わせて10万kW単位で入れる際に、コマとブロックの積み上げ合計値と余力との差分が10万kW未満の場合に生じる余力等を含む

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (*1) =a-b-c	27.3	32.2	23.7	22.3	23.2	22.5	36.4	63.1	47.9	40.9	87.1	74.6	60.1	88.4	97.5
売り入札総量 a	30.4	35.3	26.8	25.4	26.3	25.6	39.6	66.2	51.1	44.0	90.2	77.8	63.2	91.5	100.6
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (*2) c	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケション等の買い) =a-b-c	0.2	0.0	0.1	0.1	1.1	1.9	2.3	2.1	5.4	5.5	7.8	5.3	3.8	0.6	7.2
買い約定量 a	0.2	0.0	0.1	0.1	1.1	1.9	2.3	2.1	5.4	5.5	7.8	5.3	3.8	0.6	7.2
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	1,067.3	1,116.7	1,127.6	1,142.9	1,146.1	1,142.4	1,082.6	1,090.8	1,118.5	1,141.4	1,159.7	1,156.6	1,156.8	1,143.6	1,109.1
出力停止等	505.5	456.5	448.2	432.9	427.0	430.3	490.1	481.9	454.1	431.3	430.6	433.3	431.9	439.7	477.9
④自社小売需要等=a+b+c	788.3	920.5	938.4	972.1	929.2	933.2	827.9	784.2	919.3	932.6	903.2	958.6	954.6	998.7	938.7
需要見込み(自社小売分) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需要見込み(他社卸分) (※1) b	788.3	920.5	938.4	972.1	929.2	933.2	827.9	784.2	919.1	932.6	903.2	958.6	954.6	997.8	938.1
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.6
需要実績(自社小売分)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
気温 ℃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
⑤出力制約=a+b+c+d	251.7	164.1	165.5	148.5	193.7	186.7	218.3	243.5	151.3	167.9	169.4	123.3	142.1	56.5	72.8
燃料制約(LNG) a	245.5	150.2	159.5	141.1	186.3	180.1	211.2	224.8	125.4	158.2	129.5	90.0	108.3	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 (※2) d	6.2	13.8	5.9	7.4	7.4	6.7	7.1	18.7	25.9	9.7	39.9	33.3	33.8	56.5	72.8
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	27.3	32.2	23.7	22.3	23.2	22.5	36.4	63.1	47.9	40.9	87.1	74.6	60.1	88.4	97.5
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

*2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

*3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

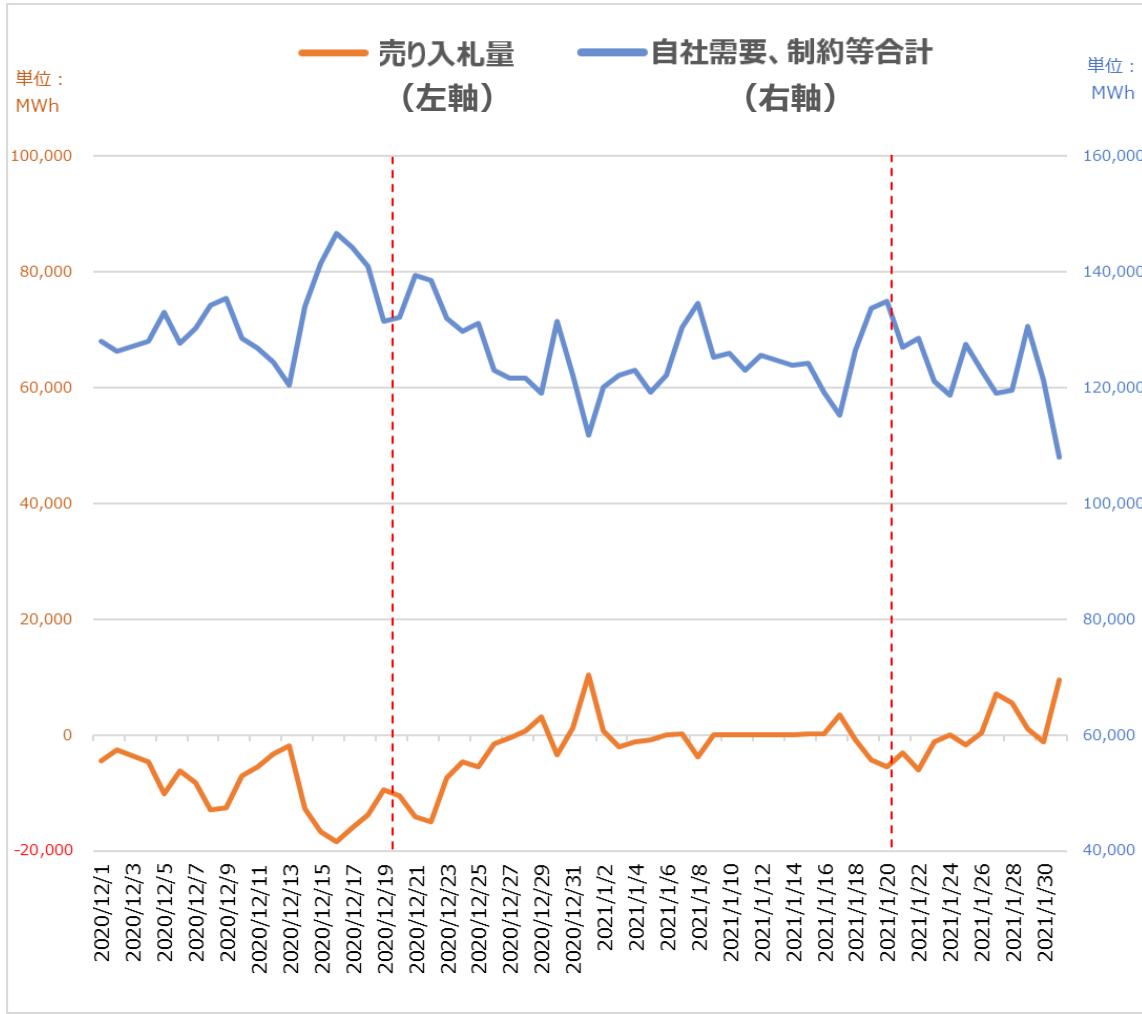
*4 JERA社は一部供給力について小売事業者との相対契約に基づき供給力を共用しており、相対契約先による入札余力を含む。

*5 JERA社がコマ入札とブロック入札を組み合わせて10万kW単位で入れする際に、コマとブロックの積み上げ合計値と余力との差分が10万kW未満の場合に生じる余力等を含む

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

北陸電力

売り入札量と自社需要および制約等の推移

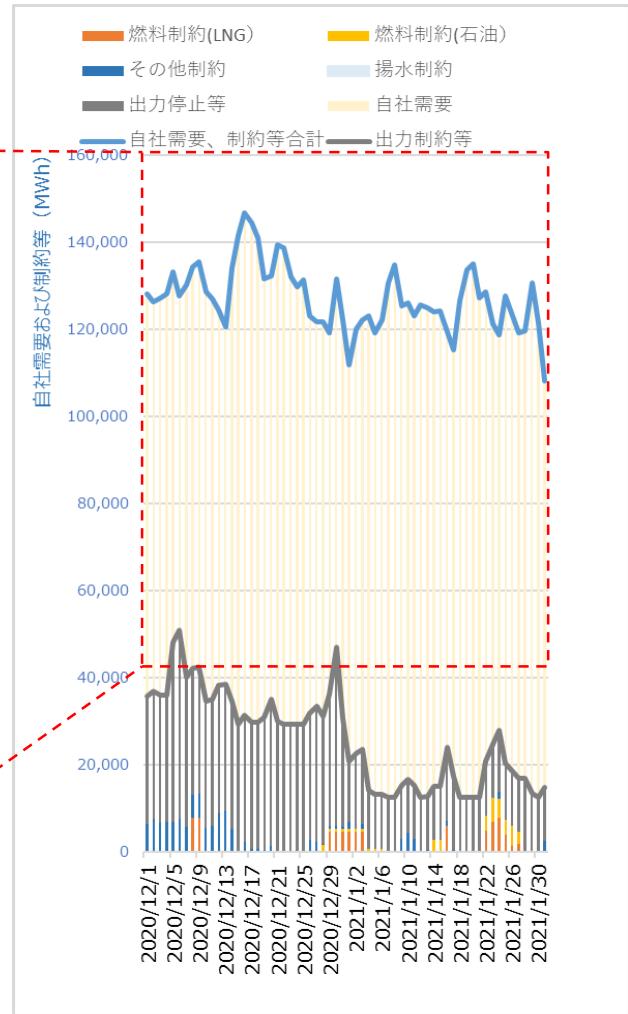


※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
- ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
- ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
- ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。

（出典）各社提出データより事務局作成

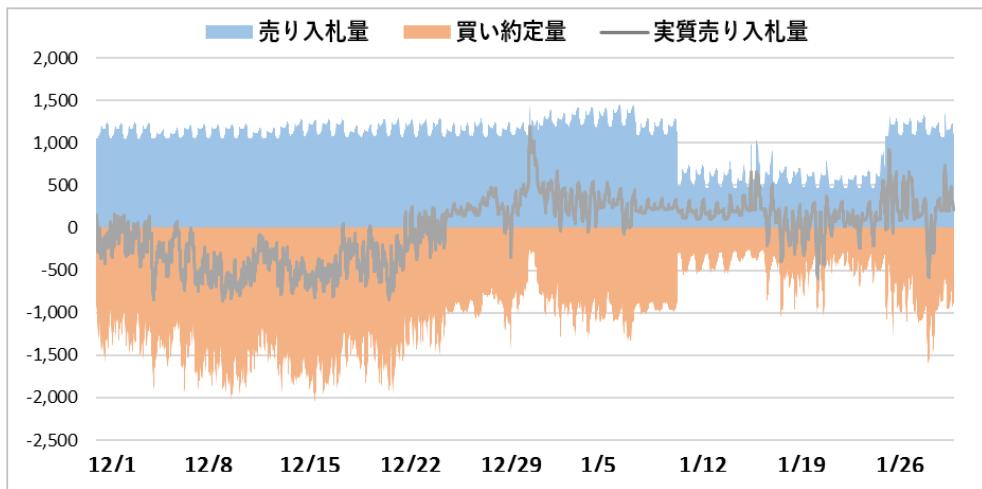
自社需要および制約等の推移



北陸電力

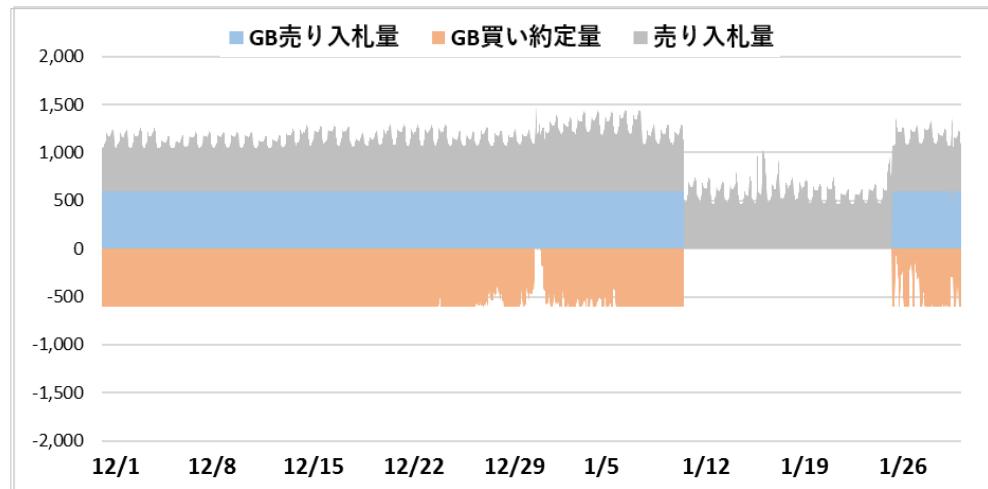
売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h



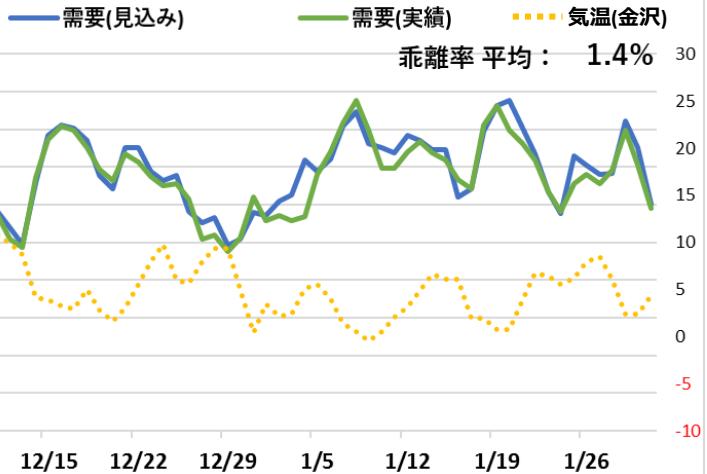
グロスピディングの入札量、約定量

単位:MWh/h



自社小売向け需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸



特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	6.7%	19.7%	1.1%	3.0%	8.7%

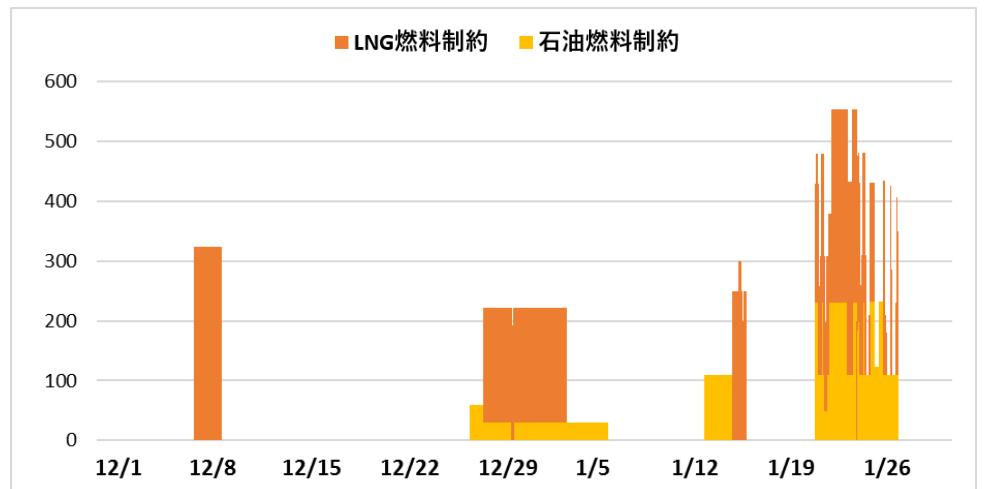
「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	27.5	27.5	27.5	27.6	26.3	26.4	27.2	27.2	27.3	27.3	27.2	26.4	26.5	27.5	28.3	28.4
GB高値買い入札量 b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	13.6	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	13.1	13.1	13.1	13.2	11.9	12.0	12.8	12.8	12.9	12.9	12.8	12.0	12.1	13.1	13.9	14.0
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケション等の買い) =a-b-c	15.1	11.5	13.9	14.6	19.6	15.3	19.3	23.2	23.2	27.0	25.2	19.5	17.6	21.9	24.9	26.2
買い約定量 a	31.7	28.4	30.6	31.3	35.9	31.7	35.7	39.6	39.6	43.3	41.7	35.9	33.9	38.3	41.8	43.1
GB買い約定量 b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
間接オーケション買い約定量 c	2.3	2.4	2.3	2.3	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	2.0	2.5	2.5
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	94.5	94.5	94.4	94.2	81.9	78.1	87.7	92.4	93.8	92.5	92.2	92.0	89.7	92.2	95.6	99.0
出力停止等	29.2	29.2	29.2	29.2	41.2	43.4	34.3	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2
④自社小売需要等=a+b+c	92.5	89.5	91.4	92.0	85.1	76.7	90.2	92.2	93.1	94.1	91.9	86.4	82.2	99.6	112.4	115.3
需要見込み(自社小売分) a	79.2	76.2	78.1	78.6	72.8	64.4	76.9	78.8	79.7	80.6	78.5	74.0	69.6	86.0	98.4	101.3
需要見込み(他社卸分) b	13.4	13.3	13.3	13.4	12.3	12.3	13.3	13.4	13.4	13.4	13.4	12.4	12.4	13.7	14.0	14.0
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	77.4	77.1	77.9	78.9	73.4	66.7	76.7	80.7	80.0	81.2	77.8	70.9	68.7	87.2	97.2	100.8
気温 ℃	9	10	10	7	8	10	12	9	8	10	11	10	9	4	4	3
⑤出力制約=a+b+c+d	6.4	7.6	6.7	6.8	6.9	7.6	5.8	13.0	13.2	5.4	5.8	9.0	9.4	5.3	0.0	2.2
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	6.4	7.6	6.7	6.8	6.9	7.6	5.8	5.2	5.4	5.4	5.8	9.0	9.4	5.3	0.0	2.2
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-4.4	-2.6	-3.7	-4.7	-10.1	-6.2	-8.3	-12.8	-12.5	-7.0	-5.5	-3.3	-1.9	-12.8	-16.7	-18.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-4.4	-2.6	-3.7	-4.7	-10.1	-6.2	-8.3	-12.8	-12.5	-7.0	-5.5	-4.1	-1.9	-12.8	-16.7	-18.4

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

北陸電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.8	3.1	0.0	1.6
売り入札総量 a	28.6	28.3	27.0	27.3	28.5	28.4	28.3	28.2	28.5	27.3	27.3	28.2	27.6	27.5	27.8
GB高値買い入札量 b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.2	14.4	14.4	13.7	11.3	14.4	12.8
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	14.2	13.9	12.6	12.9	14.1	14.0	13.9	13.8	14.1	12.9	12.9	13.8	13.2	13.1	13.4
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	24.7	21.3	18.1	19.0	21.3	23.3	14.8	12.2	13.0	7.7	6.0	6.6	4.9	8.3	5.3
買い約定量 a	41.7	38.1	34.7	35.6	38.2	40.1	31.7	29.0	29.7	24.2	22.6	22.7	18.9	24.8	20.2
GB買い約定量 b	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.2	14.4	14.4	13.8	12.0	14.4	12.9
間接オーケション買い約定量 c	2.6	2.5	2.2	2.2	2.4	2.5	2.5	2.4	2.5	2.2	2.1	2.4	2.1	2.1	2.0
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	99.2	98.2	91.7	88.4	95.4	94.7	95.6	96.1	96.7	92.8	90.3	93.3	92.1	87.5	99.2
出力停止等	29.2	29.2	30.6	33.6	30.0	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	31.2	29.2	30.1	41.2	24.8
④自社小売需要等=a+b+c	114.6	111.4	100.7	97.5	109.4	109.7	103.0	100.4	102.2	91.7	88.5	90.7	83.1	85.0	92.1
需要見込み(自社小売分) a	100.4	97.1	87.7	84.2	95.2	95.3	88.8	86.4	87.9	78.1	75.1	76.7	69.3	70.8	77.9
需要見込み(他社卸分) b	14.2	14.1	12.8	13.0	14.2	14.2	14.0	14.1	14.2	13.1	13.1	14.0	13.8	13.7	13.7
需要(揚水動力等) c	0.0	0.2	0.2	0.2	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.5	0.2	0.0	0.0	0.5	0.5
需要実績(自社小売分)	99.9	95.1	89.4	86.4	93.6	91.4	87.4	85.2	85.5	81.5	70.8	71.9	67.5	71.3	82.0
気温 ℃	3	5	3	2	3	6	8	10	6	6	8	9	9	5	0
⑤出力制約=a+b+c+d	0.6	0.6	0.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	2.6	2.3	1.9	5.9	5.9	5.8
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	4.6	4.6
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.7	0.7	0.6
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	0.6	0.6	0.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	2.6	2.3	0.4	0.6	0.6	0.6
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	-15.9	-13.8	-9.4	-10.4	-14.1	-15.0	-7.4	-4.5	-5.5	-1.5	-0.4	0.8	3.1	-3.4	1.3
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-15.9	-13.8	-9.4	-10.4	-14.1	-15.0	-7.4	-4.5	-5.7	-1.5	-0.4	0.0	0.0	-3.4	-0.3

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	10.5	1.0	0.6	0.5	0.9	0.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3
売り入札総量 a	28.9	30.7	30.4	31.4	31.6	31.4	31.7	31.8	28.2	28.4	28.3	14.7	14.7	14.0	14.5	13.5
GB高値買い入札量 b	4.8	13.4	13.8	13.9	13.5	13.6	14.1	14.4	14.4	14.4	14.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オークション等売り入札量 (※2) c	13.7	16.3	16.0	17.0	17.2	17.0	17.3	17.4	13.8	14.0	13.9	14.7	14.7	14.0	14.3	13.2
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	4.1	4.6	6.9	7.9	8.9	8.2	7.4	11.4	6.3	5.9	5.9	7.9	7.9	7.6	7.6	5.8
買い約定量 a	11.0	20.2	22.9	24.2	24.8	24.3	23.9	28.1	23.0	22.5	22.4	10.3	10.3	9.9	10.0	8.1
GB買い約定量 b	4.8	13.5	13.8	13.9	13.5	13.6	14.1	14.4	14.4	14.4	14.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オークション買い約定量 c	2.1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.4	2.3	2.3	2.2	2.2	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	108.8	104.2	103.5	108.9	106.2	110.1	118.4	118.9	113.0	113.9	110.7	113.3	112.5	111.6	112.3	102.8
出力停止等	14.1	17.2	17.2	13.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	16.9
④自社小売需要等=a+b+c	91.6	98.1	99.2	109.3	106.3	109.3	118.2	122.7	110.1	109.7	107.8	113.3	112.1	108.9	109.5	95.5
需要見込み(自社小売分) a	77.0	81.0	82.5	91.9	88.9	92.2	100.8	104.6	96.2	95.2	93.7	98.3	97.2	94.7	94.7	82.0
需要見込み(他社卸分) b	14.0	16.5	16.2	17.1	17.2	16.9	17.4	17.7	13.9	14.2	14.1	15.0	14.9	14.3	14.6	13.3
需要(揚水動力等) c	0.5	0.5	0.5	0.2	0.2	0.2	0.0	0.4	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2
需要実績(自社小売分)	75.8	77.0	75.7	76.8	88.0	93.9	101.8	107.8	99.8	89.7	89.7	94.1	96.7	93.6	91.9	86.6
気温 ℃	4	2	2	5	6	4	1	1	-0	1	2	3	5	7	6	6
⑤出力制約=a+b+c+d	6.7	5.3	6.4	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0	2.9	4.2	2.9	0.0	0.4	2.6	2.6	7.1
燃料制約(LNG) a	4.6	4.6	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0
燃料制約(石油) b	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	2.6	0.0
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	1.4	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	4.2	2.9	0.0	0.4	0.0	0.0	1.1
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	10.5	0.7	-2.1	-1.1	-0.8	0.1	0.3	-3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	-0.3	-2.6	-1.6	-1.7	-0.7	0.0	-3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	3.4	0.5	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	1.7	7.2	5.5	1.2	0.2	9.6
売り入札総量 a	16.8	15.0	15.0	14.8	13.8	14.1	12.9	12.9	13.7	15.5	28.6	28.4	28.9	27.9	27.7
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	8.9	13.2	14.2	5.2
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	13.4	14.5	15.0	14.8	13.8	13.8	12.9	12.9	13.7	13.7	13.8	14.0	14.5	13.5	12.9
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	5.5	8.6	12.0	13.3	10.8	13.8	7.3	9.1	9.4	9.4	8.1	8.1	7.8	12.0	5.5
買い約定量 a	7.8	10.9	14.6	15.8	12.8	15.8	9.3	11.1	11.4	11.5	20.1	19.4	24.0	28.3	19.9
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	9.2	14.1	14.3	12.3
間接オーケション買い約定量 c	2.3	2.3	2.6	2.5	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	101.9	113.4	117.0	117.4	112.1	110.6	107.7	104.7	112.8	111.3	114.1	108.6	118.6	107.8	105.2
出力停止等	16.9	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	14.0	13.2	12.4	12.4	16.9	13.3	12.4	12.4
④自社小売需要等=a+b+c	98.0	114.2	121.3	122.8	115.2	108.3	96.6	90.9	107.2	104.9	102.5	103.1	117.2	109.0	93.3
需要見込み(自社小売分) a	84.3	99.4	106.4	107.7	100.4	93.6	83.4	77.6	92.9	90.4	87.9	88.2	102.1	95.2	80.0
需要見込み(他社卸分) b	13.5	14.7	14.9	14.9	14.4	14.4	13.2	13.3	14.3	14.3	14.4	14.5	15.1	13.8	13.2
需要 (揚水動力等) c	0.1	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	84.2	101.3	106.2	99.9	96.1	91.8	83.3	78.2	85.5	88.1	85.6	89.2	99.8	90.6	79.2
気温 ℃	2	2	1	1	4	7	6	6	6	8	9	6	2	2	4
⑤出力制約=a+b+c+d	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	8.3	12.2	13.8	7.2	6.0	4.5	0.0	0.2	0.0	2.4
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	6.7	7.8	3.8	1.4	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	5.5	4.4	3.5	4.6	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他制約 d	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	2.4
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	3.4	-0.8	-4.3	-5.4	-3.1	-6.0	-1.2	0.0	-1.7	0.4	7.2	5.5	1.2	-1.2	9.6
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	-1.3	-4.3	-5.4	-3.1	-6.3	-1.2	0.0	-1.7	-1.3	0.0	0.0	0.0	-1.4	0.0

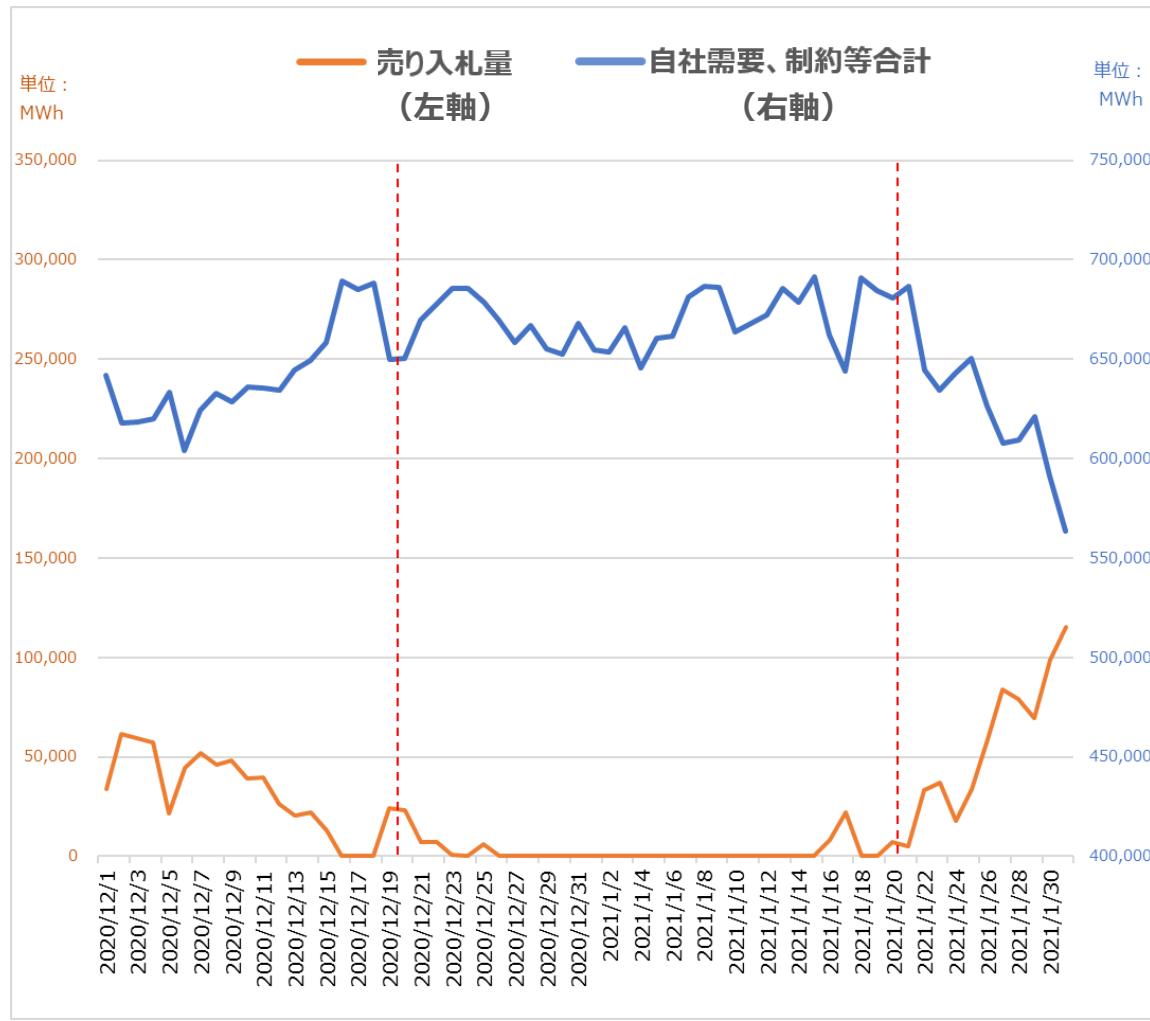
※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

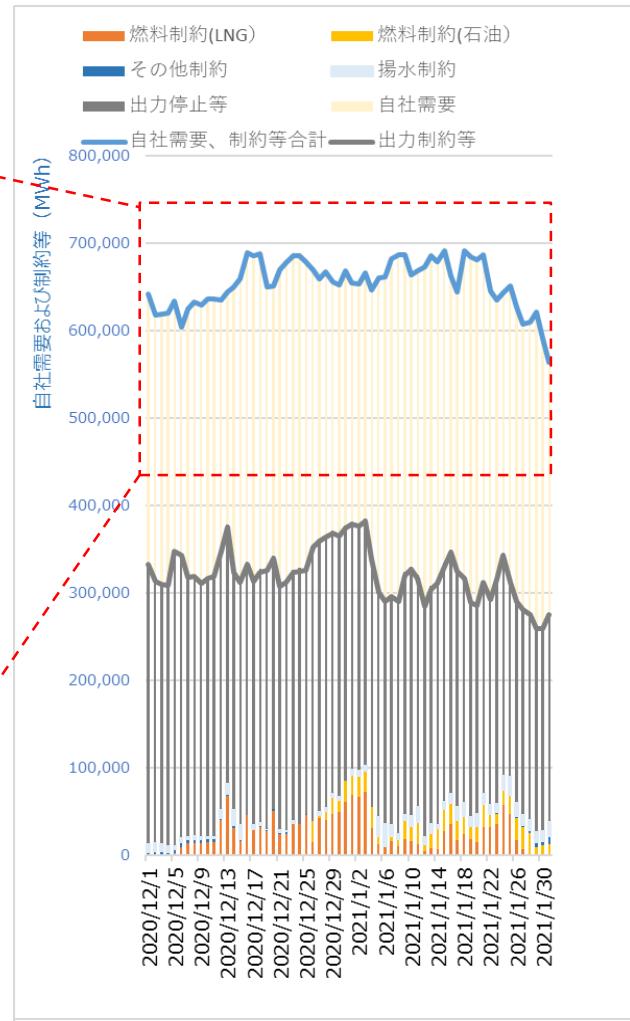
売り入札量と自社需要および制約等の推移



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 - ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
 - ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
 - ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。
 - ・また、集計の都合上、その他制約から予備力を差し引いており、これによってマイナスとなる場合がある（なお、マイナスとなる場合、実際の予備力は、燃料制約等からも確保されることになる）。
- （出典）各社提出データより事務局作成

自社需要および制約等の推移

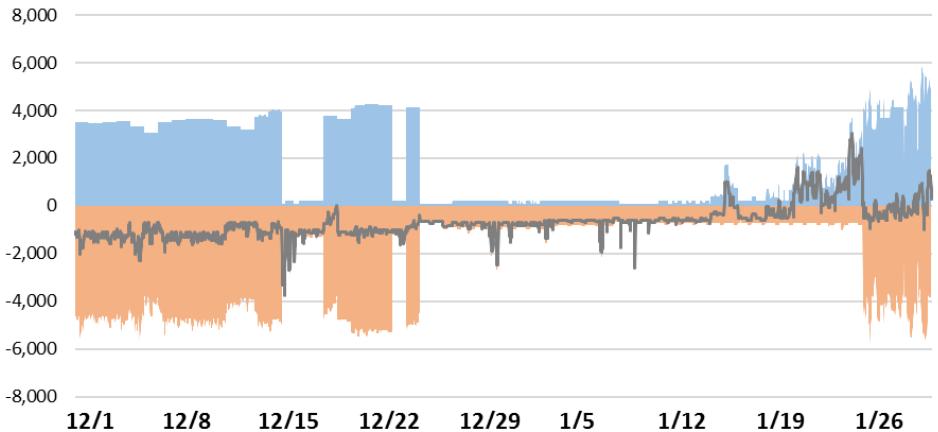


関西電力

売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h

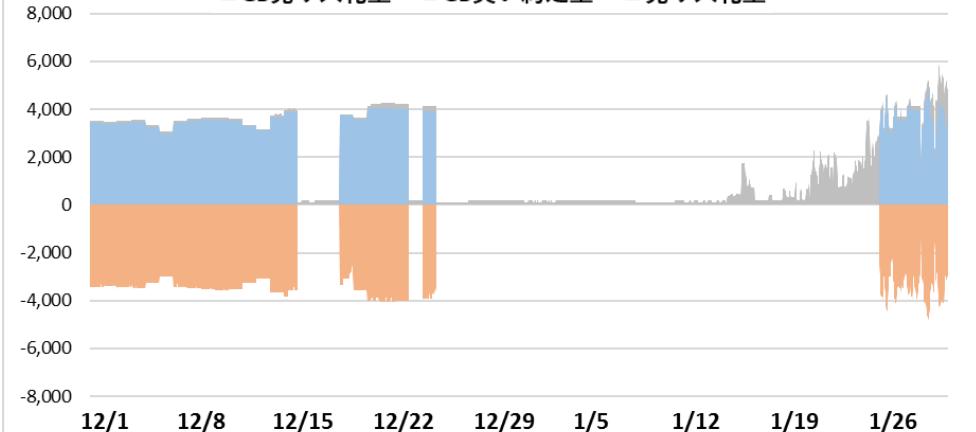
売り入札量 買い約定量 実質売り入札量



グロスピデイングの入札量、約定量

単位:MWh/h

GB売り入札量 GB買い約定量 売り入札量



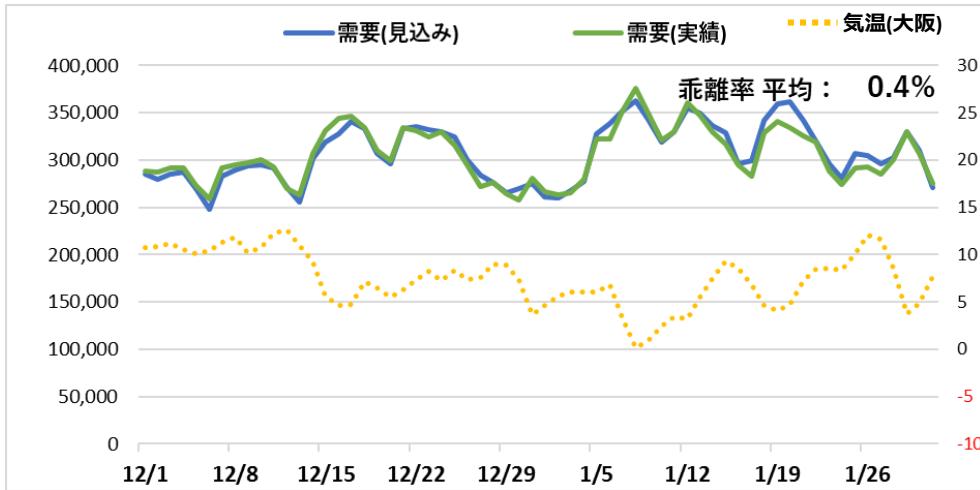
自社小売向け需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸

需要(見込み)

需要(実績)

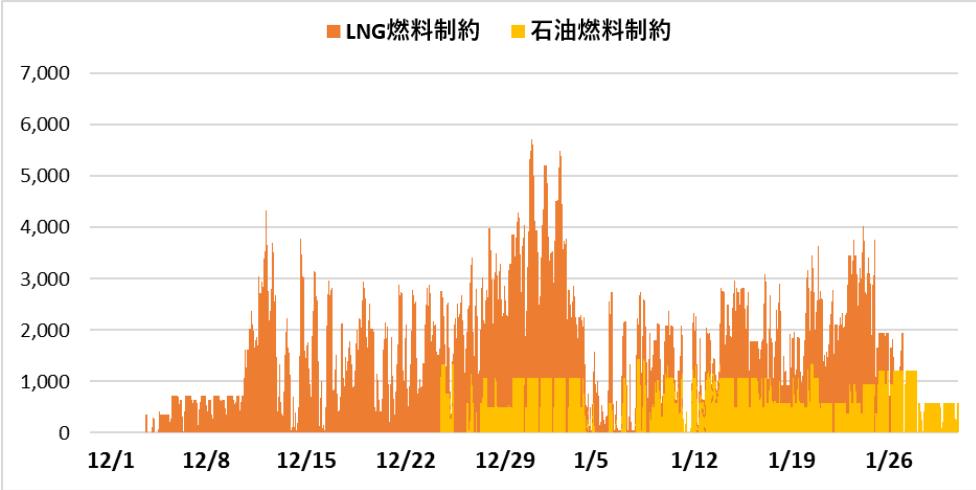
気温(大阪)



LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h

LNG燃料制約 石油燃料制約



特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	0.3%	-0.7%	1.9%	4.1%	5.4%

「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率 平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	33.6	61.4	59.4	57.2	21.3	44.4	52.1	46.1	48.4	39.0	39.9	26.4	20.2	22.1	13.0	0.0
売り入札総量 a	84.6	83.3	84.6	85.3	80.3	73.8	84.1	86.0	87.2	87.6	86.7	80.5	76.3	90.3	95.9	3.7
GB高値買い入札量 b	49.0	19.8	23.1	26.0	57.0	27.4	29.9	37.8	36.7	46.5	44.7	52.1	54.0	65.3	79.6	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	3.0	3.3	3.7
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケション等の買い) =a-b-c	4.6	2.3	2.7	2.9	19.1	8.0	4.0	3.1	2.8	3.0	4.1	2.0	2.4	1.6	1.0	18.2
買い約定量 a	116.8	113.1	114.9	114.6	116.7	99.0	113.3	116.6	117.5	118.2	117.5	99.8	95.9	116.1	118.0	47.6
GB買い約定量 b	82.4	81.1	82.5	83.0	78.3	71.8	81.8	83.8	85.0	85.4	84.6	78.4	74.2	87.3	87.6	0.0
間接オーケション買い約定量 c	29.7	29.7	29.7	28.7	19.3	19.2	27.4	29.7	29.7	29.7	28.7	19.3	19.2	27.2	29.5	29.4
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	359.4	383.1	385.6	382.9	320.9	332.4	382.5	384.6	389.8	381.9	379.6	366.7	371.9	401.8	395.8	390.7
出力停止等	319.0	298.7	295.0	297.2	336.6	323.9	297.3	297.9	290.1	295.9	298.8	296.6	295.4	272.6	278.9	289.1
④自社小売需要等=a+b+c	309.1	304.2	309.4	311.6	285.9	266.3	307.0	314.6	318.4	319.6	316.7	286.5	269.6	326.7	347.3	363.2
需要見込み(自社小売分) a	284.7	279.9	284.7	286.9	269.8	247.5	282.7	289.2	293.4	294.7	291.8	270.4	255.9	301.0	319.2	327.9
需要見込み(他社卸分) b	24.4	24.3	24.7	24.6	16.1	13.6	23.9	24.9	24.8	24.9	24.9	16.0	13.7	25.7	28.1	29.4
需要 (揚水動力等) c	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	5.2	0.5	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9
需要実績(自社小売分)	288.5	287.5	291.9	291.3	273.2	259.0	291.8	295.2	297.5	300.7	292.4	269.6	263.3	307.0	331.4	344.2
気温 ℃	11	11	11	11	10	10	11	12	10	11	12	13	11	9	6	5
⑤出力制約=a+b+c+d	13.9	14.7	13.9	11.2	11.0	19.3	20.6	21.0	20.1	20.3	20.1	51.1	79.5	50.1	32.3	42.8
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	9.1	13.2	13.5	13.4	14.6	14.8	39.9	67.5	30.5	16.2	45.2
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	10.3	10.4	10.1	7.6	5.0	6.0	4.2	4.3	3.3	2.8	2.9	9.8	12.1	19.1	16.5	0.0
その他制約 d	3.5	4.3	3.7	3.6	4.1	4.2	3.2	3.2	3.4	2.9	2.4	1.4	-0.2	0.4	-0.3	-2.4
⑥予備力	2.8	2.8	2.8	2.9	2.7	2.5	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.7	2.6	3.0	3.2	3.3
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-(④)-(⑤)-(⑥)	33.6	61.4	59.4	57.2	21.3	44.4	52.1	46.1	48.4	39.0	39.9	26.4	20.2	22.1	13.0	-18.6
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-18.6

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

※ 4 集計の都合上、その他制約から予備力を差し引いており、これによってマイナスとなる場合がある（なお、マイナスとなる場合、実際の予備力は、燃料制約等からも確保されることになる）。

（出典）各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

関西電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	24.4	23.4	7.1	7.3	0.5	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	4.2	4.8	91.1	87.8	100.7	102.0	101.0	4.8	98.8	2.0	2.0	3.9	4.7	4.7	4.7
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	64.7	62.3	89.6	89.9	95.7	0.0	87.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	4.2	4.8	2.0	2.0	4.1	4.8	4.8	4.8	4.8	2.0	2.0	3.9	4.7	4.7	4.7
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケション等の買い) =a-b-c	2.3	1.1	0.7	0.2	2.4	1.2	0.6	2.0	0.3	0.0	0.0	0.0	1.5	0.6	12.1
買い約定量 a	31.7	30.5	103.4	115.2	127.6	127.3	126.3	31.5	118.3	18.0	19.5	22.0	23.6	22.6	34.1
GB買い約定量 b	0.0	0.0	73.4	85.7	95.8	96.6	96.2	0.0	91.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	29.4	29.4	29.3	29.3	29.4	29.5	29.5	29.5	26.3	18.0	19.5	22.0	22.0	22.0	22.0
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	408.0	403.1	378.8	386.9	402.8	402.4	403.4	396.8	405.6	344.3	349.2	357.7	358.1	355.4	363.7
出力停止等	280.6	288.7	298.6	290.0	280.5	285.6	286.0	292.0	282.5	316.4	312.1	312.0	299.8	299.9	292.9
④自社小売需要等=a+b+c	371.8	364.9	324.8	311.2	366.3	366.1	362.4	360.9	352.7	317.5	299.4	303.3	287.2	288.0	293.5
需要見込み(自社小売分) a	341.4	333.4	307.2	295.6	333.2	335.3	331.6	330.1	324.0	300.3	283.9	276.8	265.1	269.7	275.3
需要見込み(他社卸分) b	30.4	31.2	17.6	15.6	29.9	30.8	30.8	30.9	28.7	17.3	15.5	26.5	22.1	18.4	18.2
需要(揚水動力等) c	0.0	0.2	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
需要実績(自社小売分)	346.5	334.4	309.7	298.8	333.8	331.2	324.0	329.9	315.6	295.4	272.1	276.0	264.2	257.4	281.0
気温 ℃	5	7	7	6	6	7	8	7	8	7	8	9	9	7	4
⑤出力制約=a+b+c+d	32.8	34.8	26.5	49.3	26.1	25.7	37.2	32.6	43.6	35.6	46.9	51.7	68.2	64.6	81.4
燃料制約(LNG) a	28.3	32.2	27.1	50.1	24.3	24.4	35.5	35.8	45.6	14.5	42.6	39.6	47.3	49.2	60.3
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.1	2.9	10.7	19.0	13.3	23.9
揚水制約 c	6.1	4.4	0.4	0.0	2.8	2.0	4.1	0.0	0.0	0.0	4.3	4.1	4.5	4.9	0.0
その他制約 d	-1.6	-1.8	-1.0	-0.8	-1.1	-0.7	-2.5	-3.2	-2.0	-3.0	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.8
⑥予備力	3.4	3.3	3.1	3.0	3.3	3.4	3.3	3.3	3.2	3.0	2.8	2.8	2.7	2.7	2.8
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	0.0	0.0	24.4	23.4	7.1	7.4	0.5	0.0	6.1	-11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-14.0
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-14.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

※ 4 集計の都合上、その他制約から予備力を差し引いており、これによってマイナスとなる場合がある（なお、マイナスとなる場合、実際の予備力は、燃料制約等からも確保されることになる）。

（出典）各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
売り入札総量 a	4.1	3.6	3.6	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	3.0	2.0	2.0	3.9	3.5	3.5	3.5	10.0
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	4.1	3.6	3.6	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	3.0	2.0	2.0	3.9	3.5	3.5	3.5	2.0
②実質買い約定量 (G B及び間接オ以外の買い) =a-b-c	2.1	0.0	0.4	4.4	0.0	0.0	0.0	6.6	1.1	2.6	0.4	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
買い約定量 a	24.1	22.0	22.4	23.9	19.6	19.6	19.6	26.2	18.3	19.8	17.7	17.6	17.8	17.6	18.1	18.1
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	22.0	22.0	22.0	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	17.2	17.2	17.2	17.6	17.6	17.6	18.1	18.1
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	374.9	376.7	386.8	365.3	405.4	416.0	422.6	423.1	412.9	393.5	412.6	411.0	417.9	405.4	425.5	401.1
出力停止等	282.4	281.1	281.9	286.0	258.5	255.3	262.6	267.5	276.4	284.4	264.2	264.9	271.2	278.8	272.6	279.1
④自社小売需要等=a+b+c	276.4	278.8	284.0	316.9	360.7	378.4	386.0	396.8	365.8	348.0	357.0	387.6	381.5	370.2	364.2	322.5
需要見込み(自社小売分) a	261.5	260.3	267.2	277.6	327.7	339.0	351.9	362.8	343.4	318.7	329.8	355.0	349.4	336.0	329.3	295.6
需要見込み(他社卸分) b	15.0	16.8	16.8	30.5	33.0	33.0	33.9	33.7	22.3	18.5	21.5	32.7	32.1	32.0	31.6	20.0
需要(揚水動力等) c	0.0	1.7	0.0	8.8	0.0	6.3	0.2	0.2	0.0	10.8	5.7	0.0	0.0	2.2	3.4	7.0
需要実績(自社小売分)	266.6	263.4	264.9	279.4	322.3	322.1	351.4	375.7	349.9	321.4	329.4	360.6	347.2	329.7	316.3	294.5
気温 ℃	5	6	6	6	6	7	3	0	1	3	3	3	6	8	9	9
⑤出力制約=a+b+c+d	95.9	95.3	100.1	51.7	41.4	34.2	33.0	22.7	43.7	42.3	52.4	19.9	33.0	31.8	57.9	67.6
燃料制約(LNG) a	68.5	66.6	72.3	31.0	12.4	9.9	15.9	9.8	18.2	15.6	12.2	4.2	8.0	6.5	26.9	35.1
燃料制約(石油) b	23.4	23.4	23.4	23.4	9.5	0.6	5.7	8.5	22.3	17.4	25.4	8.3	17.4	24.7	26.0	23.9
揚水制約 c	6.5	7.9	7.1	0.0	22.2	26.6	13.8	7.0	6.7	12.4	18.0	9.2	10.8	3.9	8.4	11.5
その他制約 d	-2.6	-2.6	-2.7	-2.8	-2.7	-2.8	-2.4	-2.6	-3.4	-3.2	-3.3	-1.8	-3.3	-3.4	-3.3	-2.9
⑥予備力	2.6	2.6	2.7	2.8	3.3	3.4	3.5	3.6	3.4	3.2	3.3	3.5	3.5	3.4	3.3	3.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	0.0	0.0	0.0	-6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	-6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 ※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

※ 4 集計の都合上、その他制約から予備力を差し引いており、これによってマイナスとなる場合がある（なお、マイナスとなる場合、実際の予備力は、燃料制約等からも確保されることになる）。

（出典）各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	22.0	0.0	0.0	7.0	5.3	33.4	37.0	17.9	34.0	59.0	83.9	78.9	69.7	98.9	115.4
売り入札総量 a	26.9	4.8	6.2	11.7	10.1	38.2	41.8	22.7	38.8	63.7	90.7	92.6	100.4	103.4	117.7
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	9.0	26.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	4.9	4.8	6.2	4.8	4.8	4.8	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.6	4.6	2.3
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.4	0.1	0.5	0.2	0.0	0.1	4.9
買い約定量 a	18.1	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	18.1	19.1	17.9	99.1	101.3	102.2	107.3	105.9
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80.8	83.3	84.4	89.8	83.7
間接オーケション買い約定量 c	18.1	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.4	17.4
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	409.7	437.7	441.3	453.2	452.7	446.5	419.4	417.8	469.9	461.1	458.7	456.2	463.4	461.9	447.1
出力停止等	269.7	257.5	246.7	241.5	243.0	236.3	258.3	254.8	224.2	230.4	235.8	235.1	232.6	232.2	238.4
④自社小売需要等=a+b+c	330.1	375.8	395.3	398.9	375.1	354.0	322.0	308.7	345.3	339.9	327.0	334.3	364.4	332.8	291.9
需要見込み(自社小売分) a	299.2	341.9	359.7	361.3	341.6	320.0	296.0	280.5	307.0	304.3	296.2	302.9	329.7	309.9	271.4
需要見込み(他社卸分) b	20.6	33.2	35.6	34.1	33.2	32.5	22.5	19.3	31.7	32.2	30.8	31.5	32.9	22.2	16.5
需要 (揚水動力等) c	10.3	0.7	0.0	3.4	0.3	1.5	3.5	8.9	6.6	3.3	0.0	0.0	1.8	0.6	4.0
需要実績(自社小売分)	283.1	328.8	341.1	334.0	325.7	318.8	288.8	274.1	291.2	293.0	285.3	301.0	330.0	306.5	275.2
気温 ℃	7	5	4	5	7	9	9	8	10	12	12	9	4	5	8
⑤出力制約=a+b+c+d	54.5	58.5	42.4	43.8	69.0	56.0	57.4	88.4	87.6	59.2	44.8	40.0	26.0	27.2	37.0
燃料制約(LNG) a	17.3	24.1	17.9	14.9	32.3	31.8	35.1	56.9	46.7	16.9	6.8	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	22.4	20.0	15.6	18.3	26.1	14.2	12.1	17.0	21.7	25.1	24.8	24.8	9.0	11.3	11.9
揚水制約 c	15.9	15.8	11.1	14.2	12.5	11.2	10.1	17.0	21.9	16.1	12.4	12.5	13.3	13.4	16.3
その他制約 d	-1.0	-1.4	-2.1	-3.6	-2.0	-1.2	0.0	-2.5	-2.7	1.2	0.8	2.7	3.7	2.5	8.8
⑥予備力	3.0	3.4	3.6	3.6	3.4	3.2	3.0	2.8	3.1	3.0	3.0	3.0	3.3	3.1	2.7
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	22.0	0.0	0.0	6.9	5.3	33.4	37.0	17.9	34.0	59.0	83.9	78.9	69.7	98.8	115.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売り入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

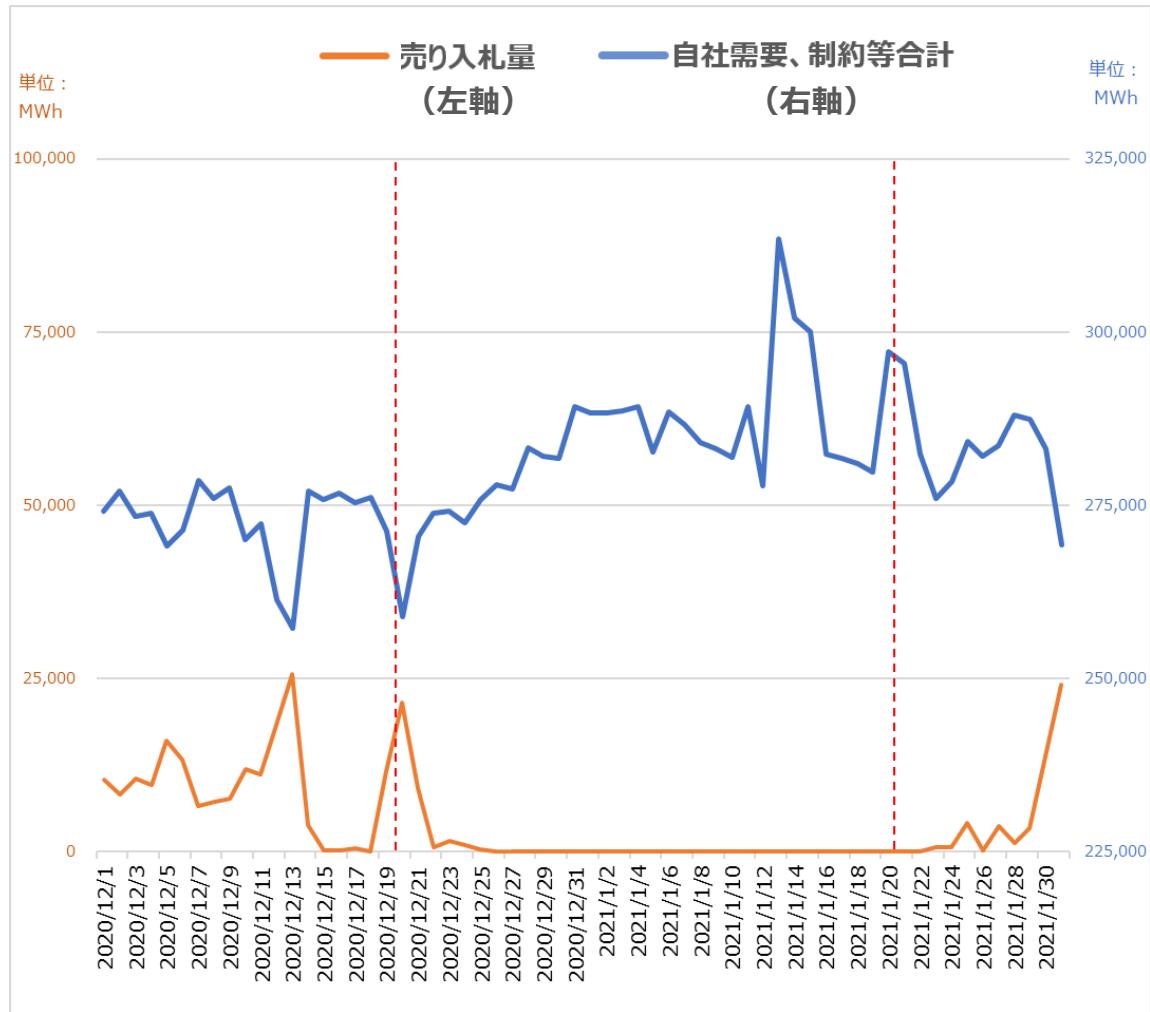
※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

※ 4 集計の都合上、その他制約から予備力を差し引いており、これによってマイナスとなる場合がある（なお、マイナスとなる場合、実際の予備力は、燃料制約等からも確保されることになる）。

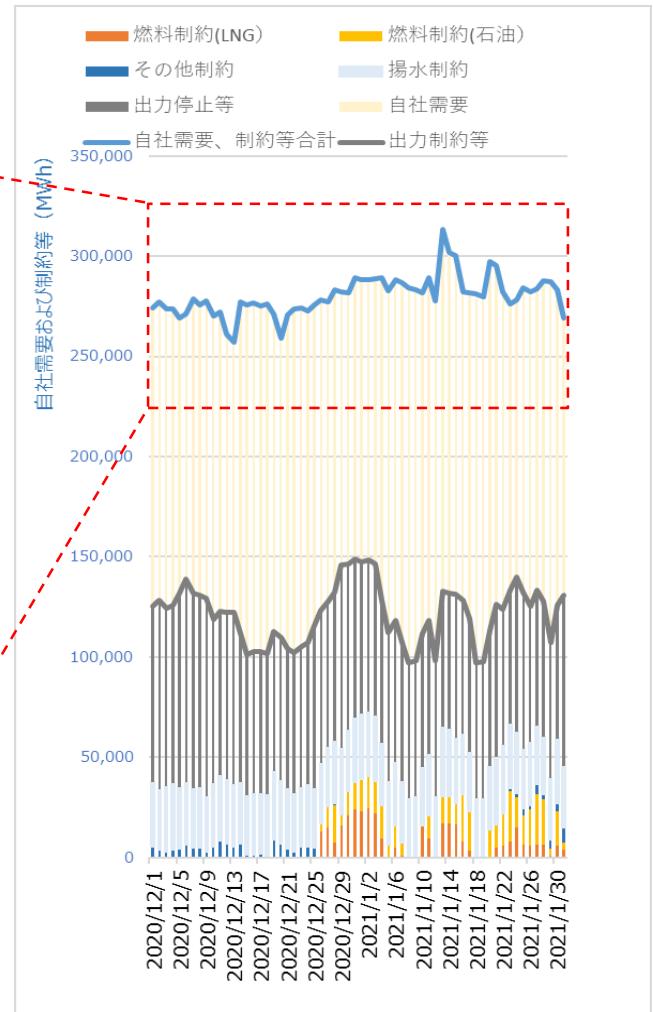
（出典）各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中国電力

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
- ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
- ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
- ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。

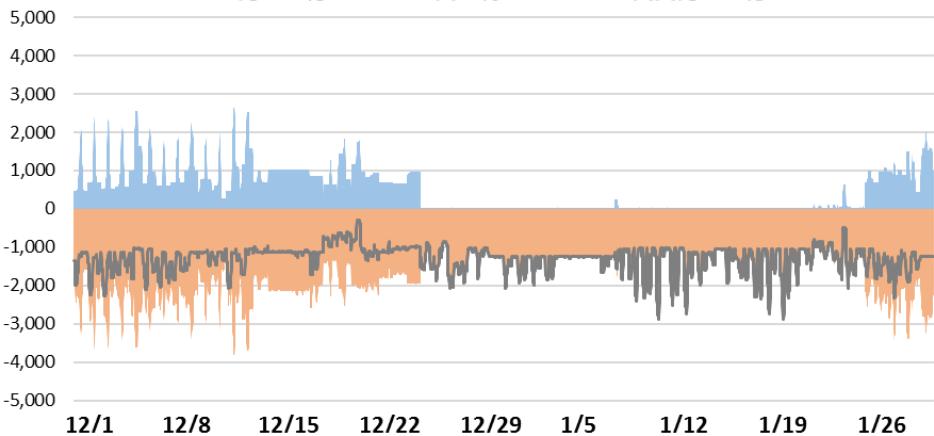
（出典）各社提出データより事務局作成

中国電力

売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h

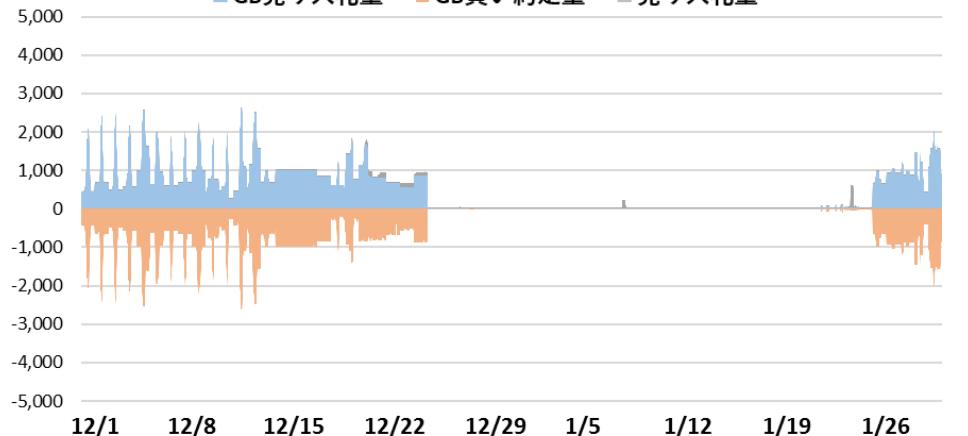
■ 売り入札量 ■ 買い約定量 — 実質売り入札量



グロスピデイングの入札量、約定量

単位:MWh/h

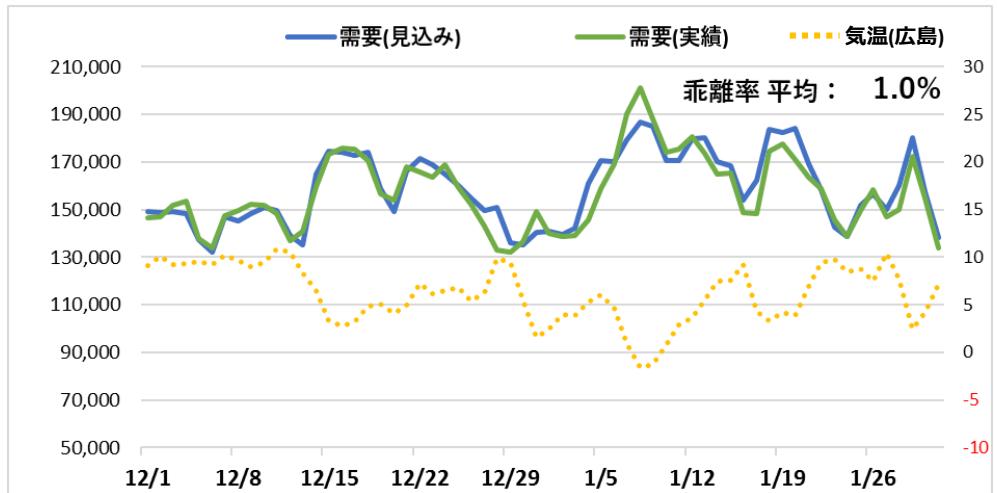
■ GB売り入札量 ■ GB買い約定量 ■ 売り入札量



自社小売向け需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸

■ 需要(見込み) ■ 需要(実績) ■ 気温(広島)



特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	13.4%	10.3%	3.4%	1.8%	1.7%

「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

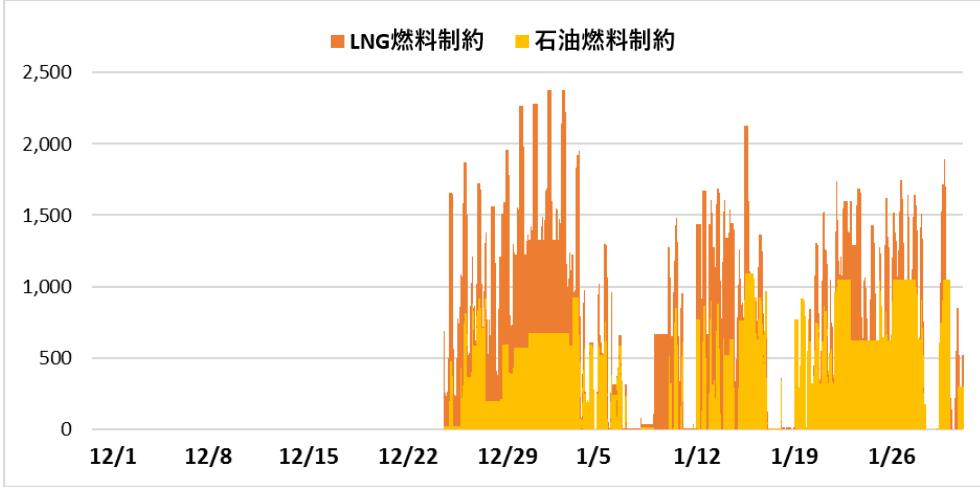
「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h

■ LNG燃料制約 ■ 石油燃料制約



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	10.5	8.3	10.5	9.6	16.0	13.4	6.6	7.2	7.7	12.0	11.2	18.3	25.7	3.9	0.2	0.2
売り入札総量 a	20.5	24.1	22.5	23.0	39.0	26.9	20.0	22.4	31.4	21.4	16.8	28.0	37.1	18.9	24.6	24.6
GB高値買い入札量 b	9.5	15.2	11.4	12.8	22.4	12.9	12.8	14.7	23.1	8.8	5.0	9.2	10.8	14.4	23.8	23.8
間接オークション等売り入札量 (※2) c	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オーバーの買い) =a-b-c	5.3	10.8	12.0	7.1	3.8	9.6	10.6	8.1	3.0	1.6	2.6	9.1	6.0	0.0	0.0	0.0
買い約定量 a	53.1	62.1	61.8	57.2	68.0	61.8	57.4	57.8	61.7	50.3	46.3	62.0	68.0	45.2	51.4	51.5
GB買い約定量 b	20.0	23.4	21.9	22.4	38.3	26.3	19.4	21.8	30.9	20.8	16.2	27.4	36.5	18.1	23.9	23.9
間接オークション買い約定量 c	27.9	27.9	27.9	27.7	25.9	25.8	27.4	27.9	27.9	27.9	27.5	25.6	25.5	27.1	27.6	27.6
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	213.5	209.6	209.9	210.8	205.2	199.8	205.8	207.4	203.6	215.4	216.9	211.9	211.2	222.5	226.7	227.9
出力停止等	87.8	94.5	89.0	88.5	96.5	101.7	97.2	95.5	99.0	82.1	81.4	83.1	85.5	74.5	70.4	71.0
④自社小売需要等=a+b+c	164.2	165.9	162.7	162.5	152.5	147.7	163.2	163.5	164.1	165.0	162.9	153.1	147.5	179.6	193.9	194.1
需要見込み(自社小売分) a	149.0	148.6	149.1	148.2	137.3	132.3	146.8	145.2	148.1	151.1	149.6	139.0	135.1	165.1	174.5	173.9
需要見込み(他社卸分) b	11.9	11.8	11.8	11.8	9.4	8.7	11.8	11.9	12.0	11.9	12.0	10.2	9.4	11.9	12.3	12.5
需要 (揚水動力等) c	3.3	5.5	1.7	2.5	5.9	6.7	4.6	6.4	4.0	2.0	1.3	3.9	3.0	2.6	7.1	7.7
需要実績(自社小売分)	146.7	147.0	151.9	153.6	137.9	134.1	147.2	149.4	152.4	151.9	148.2	136.9	140.7	159.6	173.1	175.8
気温 ℃	9	10	9	9	10	9	10	10	9	9	11	11	8	7	3	3
⑤出力制約=a+b+c+d	37.4	34.0	35.4	37.2	35.3	37.4	34.5	35.2	30.3	36.9	41.3	39.1	36.6	37.4	30.9	31.9
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	32.1	30.3	32.5	33.1	30.9	31.0	29.6	30.1	27.4	31.2	32.9	32.3	31.4	30.4	29.7	30.7
その他制約 d	5.3	3.7	2.9	4.1	4.4	6.3	4.8	5.1	2.9	5.6	8.5	6.9	5.2	7.0	1.2	1.2
⑥予備力	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.7	1.7	1.7
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	10.5	8.2	10.3	9.6	16.0	13.4	6.6	7.2	7.7	12.0	11.2	18.3	25.7	3.9	0.2	0.2
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	-0.2	-0.2	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中国電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.5	0.0	11.6	21.6	9.2	0.7	1.6	1.0	0.4	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
売り入札総量 a	24.6	20.9	16.9	28.8	30.6	21.4	16.6	15.9	22.9	0.6	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6
GB高値買い入札量 b	23.5	20.3	4.7	6.7	19.4	18.8	14.5	12.7	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	0.6	0.6	0.6	0.6	1.9	1.9	0.6	2.2	1.9	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケション等の買い) =a-b-c	0.7	4.2	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	10.6	7.5	12.3	3.8	3.7	0.0
買い約定量 a	52.1	52.1	36.8	45.6	48.8	50.0	43.2	40.8	46.9	32.4	29.2	41.4	31.3	29.6	30.6
GB買い約定量 b	23.8	20.3	9.2	18.1	19.7	19.1	15.4	13.2	20.9	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	27.6	27.6	27.5	27.5	29.1	29.1	27.8	27.7	26.1	21.8	21.8	29.1	27.5	25.9	30.6
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	228.7	225.4	228.8	226.0	231.4	229.1	228.6	220.4	216.5	216.0	218.1	229.0	206.5	215.4	223.9
出力停止等	70.7	70.2	69.7	71.1	70.0	70.2	70.2	70.9	81.3	76.3	72.7	74.4	91.5	83.0	79.1
④自社小売需要等=a+b+c	194.5	193.0	172.6	164.2	186.2	194.5	190.2	181.2	180.1	168.4	162.4	169.3	150.8	150.8	154.1
需要見込み(自社小売分) a	172.7	174.2	158.6	149.1	166.1	171.4	168.9	165.1	160.2	154.7	149.6	150.9	135.9	135.1	140.3
需要見込み(他社卸分) b	13.1	13.1	10.5	10.3	12.9	12.9	12.9	12.8	12.9	10.7	11.0	12.6	12.0	10.9	10.4
需要(揚水動力等) c	8.7	5.7	3.5	4.8	7.2	10.2	8.4	3.3	7.0	3.0	1.7	5.9	2.9	4.7	3.4
需要実績(自社小売分)	175.6	170.6	156.6	154.1	167.9	165.8	163.4	168.7	159.3	152.2	142.9	133.1	132.1	136.6	149.1
気温 ℃	3	5	5	4	5	7	6	7	7	5	6	10	9	6	2
⑤出力制約=a+b+c+d	32.0	31.7	42.9	38.7	34.4	32.2	35.1	36.5	34.4	47.0	55.0	58.1	54.6	63.7	69.7
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.1	14.8	7.3	16.1	21.2	24.1
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	10.5	18.8	4.7	11.6	13.6
揚水制約 c	29.9	31.7	33.9	31.5	29.9	29.4	29.6	31.3	29.6	30.0	29.7	31.1	33.1	30.5	32.0
その他制約 d	2.0	0.0	9.1	7.2	4.5	2.8	5.4	5.2	4.7	0.0	0.0	0.9	0.8	0.4	0.0
⑥予備力	1.7	1.7	1.6	1.5	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	0.5	-1.0	11.6	21.6	9.2	0.7	1.6	1.0	0.4	-0.9	-0.8	0.1	-0.3	-0.4	-1.3
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	-1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.9	-0.8	0.0	-0.4	-0.4	-1.3

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

中国電力

(単位: GWh (気温を除く))

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	1.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オークション等売り入札量 (※2) c	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	1.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
②実質買い約定量 (G B及び間接オ以外の買い) =a-b-c	5.3	6.2	4.4	5.3	0.1	0.1	0.1	2.6	5.4	10.7	12.0	9.5	10.7	10.3	6.4	2.1
買い約定量 a	35.9	36.8	35.0	35.9	30.7	30.7	30.7	33.2	32.0	35.9	37.2	34.7	36.0	38.0	34.3	27.4
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
間接オークション買い約定量 c	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	26.5	25.3	25.2	25.3	25.3	27.6	27.9	25.3
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	226.4	226.2	228.3	235.5	227.5	232.6	234.1	237.4	231.6	232.3	227.5	227.5	229.3	236.3	233.1	234.0
出力停止等	75.7	75.7	75.7	71.2	73.7	70.5	69.1	67.7	67.6	66.6	66.6	67.7	67.7	67.7	71.6	66.6
④自社小売需要等=a+b+c	154.4	152.9	156.5	176.7	187.5	184.6	195.3	207.1	200.7	187.2	180.8	196.9	191.4	185.3	183.8	171.0
需要見込み(自社小売分) a	140.7	139.7	142.0	160.9	170.6	170.2	179.6	186.8	184.9	170.5	170.8	179.7	180.4	170.3	168.5	154.0
需要見込み(他社卸分) b	10.2	10.3	10.0	10.5	11.9	12.1	10.7	11.0	9.5	9.3	9.4	11.1	11.0	10.7	10.5	9.4
需要 (揚水動力等) c	3.4	3.0	4.6	5.2	5.0	2.4	5.1	9.3	6.4	7.5	0.6	6.2	0.0	4.3	4.7	7.7
需要実績(自社小売分)	140.1	138.6	139.0	145.9	158.7	169.3	190.3	201.3	188.0	174.3	175.5	180.8	173.5	164.8	165.5	148.8
気温 ℃	2	4	4	5	6	5	1	-2	-1	1	3	4	6	8	8	9
⑤出力制約=a+b+c+d	71.9	72.9	70.9	57.1	38.3	47.8	37.9	29.6	30.7	44.9	51.8	30.5	65.4	64.1	59.9	61.8
燃料制約(LNG) a	23.0	24.3	22.1	9.7	0.2	4.9	1.0	0.0	0.6	16.0	9.6	0.1	16.8	16.8	16.4	8.1
燃料制約(石油) b	16.2	16.2	16.2	15.6	6.1	10.8	6.5	0.0	0.2	0.0	11.2	0.0	13.8	13.8	10.8	23.2
揚水制約 c	32.7	32.5	32.6	31.3	31.9	32.0	30.5	29.5	29.9	28.9	31.0	30.4	34.8	33.5	32.7	30.1
その他制約 d	0.0	0.0	0.0	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5
⑥予備力	1.4	1.4	1.4	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	1.8	1.7	1.7	1.8	1.8	1.7	1.7	1.5
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-1.2	-1.1	-0.5	0.0	-0.1	-1.5	-0.9	-1.1	-1.6	-1.6	-6.9	-1.8	-29.2	-14.8	-12.3	-0.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-1.2	-1.1	-0.5	0.0	-0.1	-1.5	-0.9	-1.1	-1.6	-1.6	-6.9	-1.8	-29.2	-14.8	-12.3	-0.4

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.7	4.1	0.2	3.8	1.3	3.4	13.8	24.2
売り入札総量 a	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	1.2	1.3	4.7	0.8	18.8	23.6	23.5	23.2	36.2
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.5	21.8	19.5	8.8	11.5
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	7.8	8.5	12.4	11.9	16.0	4.6	4.6	6.2	8.8	5.1	8.1	8.6	9.0	6.6	0.0
買い約定量 a	33.1	33.9	37.8	37.3	41.4	30.0	26.3	27.8	34.9	30.6	52.7	59.6	60.1	59.1	66.2
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.6	0.9	0.2	18.3	23.1	22.8	22.6	35.7
間接オーケション買い約定量 c	25.3	25.3	25.4	25.4	25.4	25.4	21.2	21.0	25.2	25.3	26.4	27.9	28.3	29.9	30.5
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	233.0	231.5	232.4	236.8	227.7	225.3	224.2	217.3	228.0	228.8	238.4	240.2	240.9	245.3	223.2
出力停止等	66.6	67.7	67.7	67.7	75.8	67.7	66.6	76.8	77.9	67.6	67.7	67.7	67.7	66.6	85.1
④自社小売需要等=a+b+c	179.1	201.1	202.2	200.2	184.1	169.0	156.2	153.2	167.9	169.3	167.2	177.3	196.3	170.7	151.8
需要見込み(自社小売分) a	162.4	183.9	182.4	184.1	169.4	158.4	142.7	138.7	152.0	156.6	150.0	160.0	180.4	157.3	138.2
需要見込み(他社卸分) b	9.2	10.6	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	10.6	12.0	12.0	11.5	11.0	11.4	10.1	8.8
需要 (揚水動力等) c	7.5	6.6	9.2	5.5	4.2	0.0	3.1	3.9	3.9	0.6	5.6	6.4	4.5	3.3	4.8
需要実績(自社小売分)	148.4	174.7	177.6	171.1	163.7	158.9	145.5	138.5	149.4	158.2	146.9	149.9	172.2	154.7	133.7
気温 ℃	4	3	4	4	7	9	10	9	9	8	10	8	2	4	7
⑤出力制約=a+b+c+d	52.7	29.4	29.8	45.5	50.3	56.3	66.7	62.9	54.4	57.8	65.9	60.4	39.4	59.1	45.9
燃料制約(LNG) a	3.5	0.2	0.2	0.0	5.1	5.7	7.9	15.1	6.2	5.8	6.4	6.5	0.9	5.7	4.0
燃料制約(石油) b	19.4	0.2	0.2	13.7	11.6	16.1	25.1	14.9	14.9	18.2	25.1	22.5	3.3	17.1	3.3
揚水制約 c	29.7	28.8	29.4	31.7	33.6	34.5	31.9	31.1	29.8	32.0	29.2	28.6	30.3	32.0	30.9
その他制約 d	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	1.9	3.5	1.9	5.3	2.7	4.9	4.3	7.6
⑥予備力	1.6	1.8	1.8	1.8	1.7	1.6	1.4	1.4	1.5	1.6	1.5	1.6	1.8	1.6	1.4
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-0.5	-0.9	-1.4	-10.7	-8.3	-1.6	-0.1	-0.1	4.1	0.2	3.8	0.9	3.4	13.8	24.2
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-0.5	-0.9	-1.4	-10.7	-8.3	-1.6	-0.7	-0.8	0.0	-0.1	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0

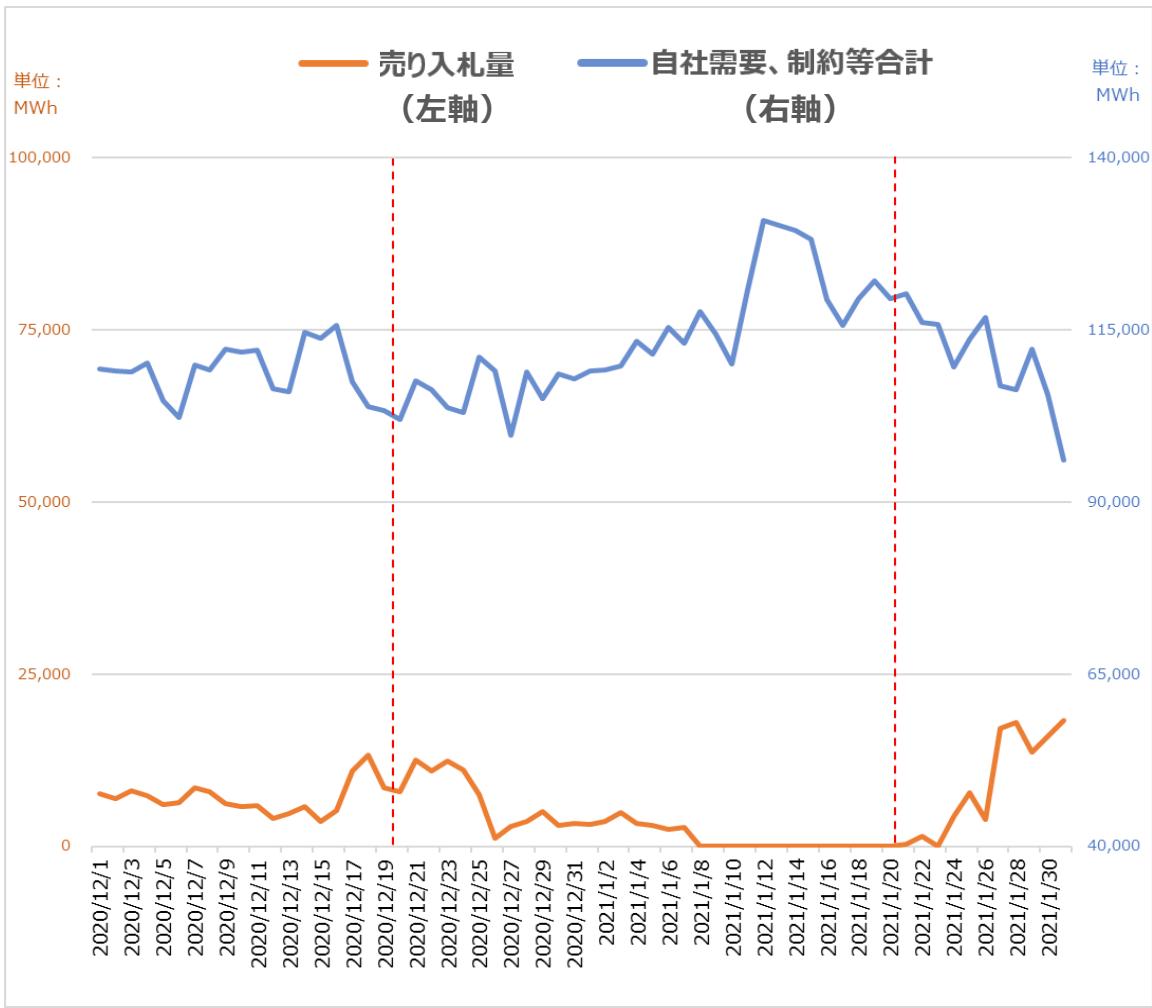
※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

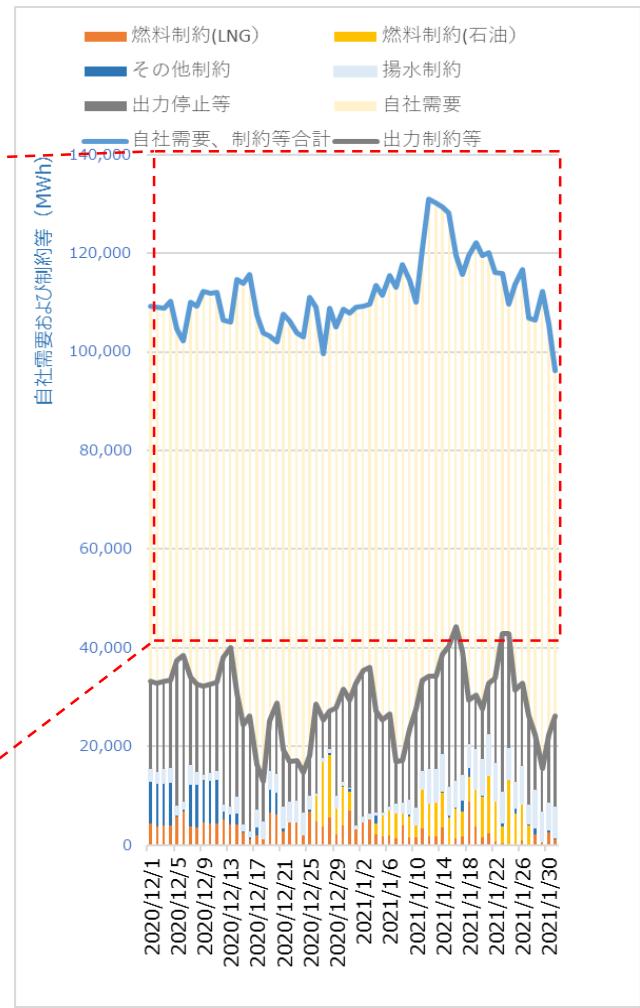
※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
- ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
- ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
- ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。

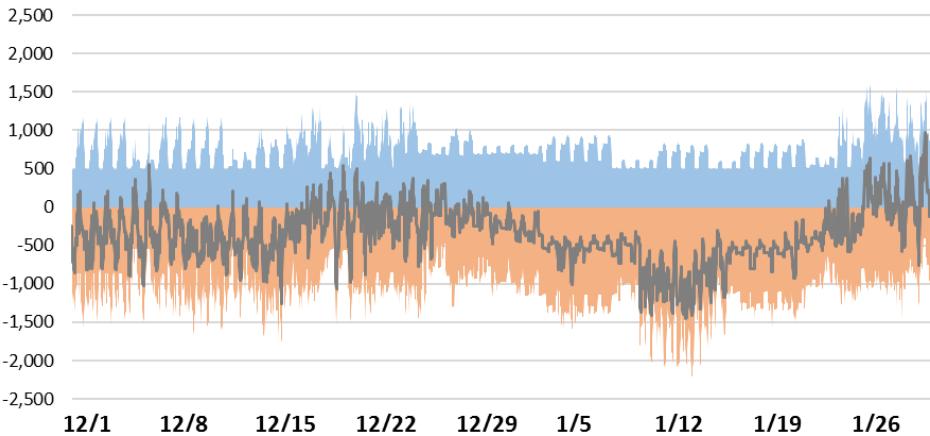
（出典）各社提出データより事務局作成

四国電力

売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h

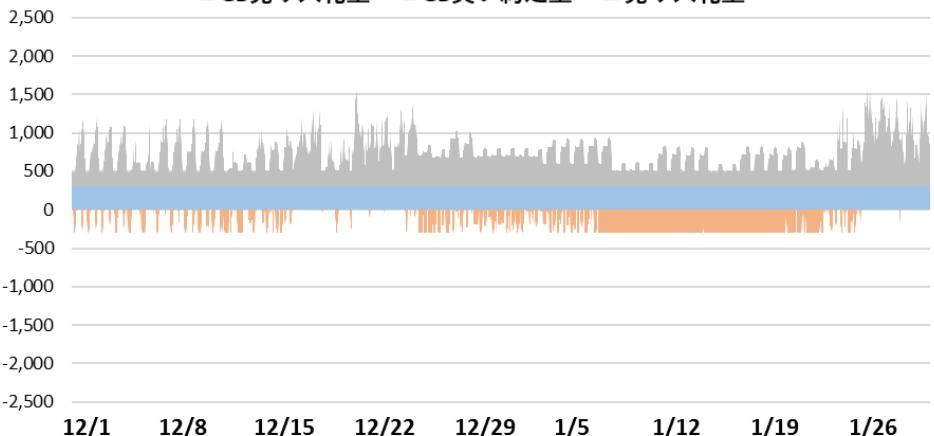
■ 売り入札量 ■ 買い約定量 — 実質売り入札量



グロスピデイングの入札量、約定量

単位:MWh/h

■ GB売り入札量 ■ GB買い約定量 ■ 売り入札量

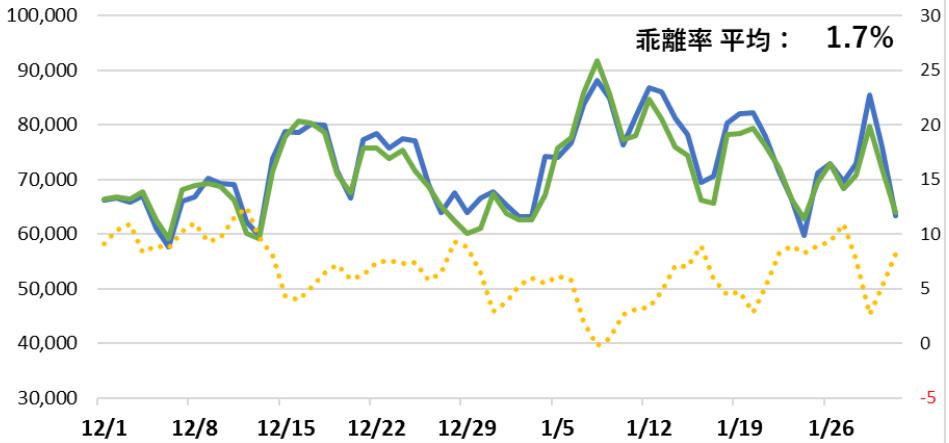


自社小売向け需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸

■ 需要(見込み) ■ 需要(実績) ■ 気温(高松)

乖離率 平均： 1.7%



特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	8.3%	10.5%	7.1%	5.1%	2.5%

「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

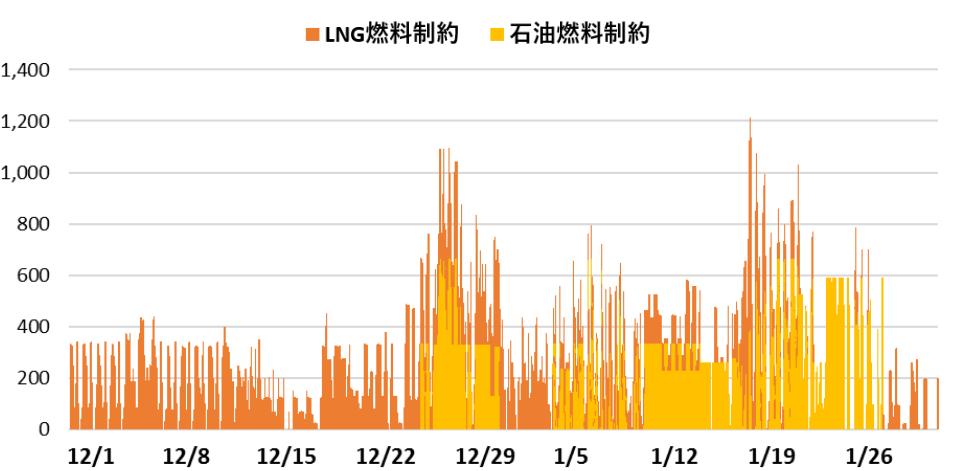
「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h

■ LNG燃料制約 ■ 石油燃料制約



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	7.7	7.0	8.1	7.3	6.1	6.4	8.5	7.9	6.1	5.8	5.9	4.0	4.8	5.8	3.7	5.2
売り入札総量 a	18.6	18.0	18.7	18.5	14.0	14.4	18.9	18.7	17.9	18.0	18.1	13.3	14.1	17.3	17.0	17.9
GB高値買い入札量 b	1.9	2.1	1.7	2.2	2.1	2.2	1.3	1.7	2.7	3.1	3.0	3.5	3.5	2.1	3.6	2.6
間接オークション等売り入札量 (※2) c	9.0	8.9	9.0	9.0	5.8	5.8	9.0	9.1	9.1	9.2	9.2	5.9	5.8	9.4	9.8	10.1
②実質買い約定量 (GB及び間接オーバーの買い) =a-b-c	8.2	8.8	7.6	7.1	7.1	7.4	6.4	7.5	9.7	8.9	7.7	7.8	8.2	9.5	8.8	5.5
買い約定量 a	27.1	28.0	26.4	26.4	22.0	22.5	24.8	26.3	29.6	29.1	27.9	24.0	24.4	29.6	30.8	27.0
GB買い約定量 b	1.9	2.1	1.7	2.2	2.1	2.2	1.3	1.7	2.7	3.1	3.0	3.5	3.5	2.1	3.6	2.6
間接オークション買い約定量 c	17.0	17.1	17.1	17.1	12.8	12.8	17.1	17.1	17.2	17.2	17.2	12.8	12.7	18.1	18.5	19.0
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	99.3	97.9	99.1	99.2	80.2	78.6	100.3	99.2	99.6	99.8	100.8	80.9	77.2	99.9	98.9	98.4
出力停止等	17.8	17.8	17.8	17.8	29.5	29.8	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	29.8	32.4	20.9	20.2	23.5
④自社小売需要等=a+b+c	76.6	77.5	76.0	76.7	68.7	66.1	76.6	77.2	81.1	80.7	80.0	69.5	67.1	84.3	90.5	91.5
需要見込み(自社小売分) a	66.3	66.6	65.9	66.9	61.1	57.6	66.1	66.8	70.2	69.4	69.1	62.3	59.8	73.8	78.8	78.6
需要見込み(他社卸分) b	9.7	9.7	9.7	9.7	6.1	6.1	9.8	9.8	9.8	9.9	9.9	6.2	6.1	10.2	10.5	10.8
需要 (揚水動力等) c	0.6	1.2	0.3	0.0	1.5	2.4	0.8	0.6	1.1	1.4	0.9	1.1	1.2	0.3	1.2	2.1
需要実績(自社小売分)	66.5	66.7	66.3	67.8	62.6	59.3	68.2	68.9	69.3	68.6	66.2	60.2	59.2	71.6	77.9	80.8
気温 ℃	9	10	11	8	9	9	10	11	9	10	12	13	10	8	4	4
⑤出力制約=a+b+c+d	15.5	14.9	15.4	15.7	8.0	8.7	16.2	14.8	14.3	14.6	15.0	8.2	7.8	9.8	4.3	2.7
燃料制約(LNG) a	4.3	3.9	3.9	4.0	5.8	6.9	3.7	3.6	4.6	4.3	4.3	5.1	4.2	4.1	2.5	1.2
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	2.4	2.2	2.8	2.9	1.8	1.4	3.7	2.4	0.9	1.5	1.6	1.3	1.3	3.1	1.3	1.1
その他制約 d	8.8	8.8	8.8	8.8	0.4	0.5	8.8	8.8	8.8	8.8	9.1	1.8	2.3	2.6	0.5	0.5
⑥予備力	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	6.5	4.9	7.1	6.1	3.0	3.2	6.9	6.6	3.5	3.8	5.1	2.5	1.8	5.1	3.3	3.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-1.2	-2.1	-1.0	-1.2	-3.1	-3.2	-1.6	-1.3	-2.6	-1.9	-0.8	-1.5	-3.0	-0.7	-0.3	-1.9

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

四国電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	11.0	13.2	8.6	7.9	12.6	10.9	12.4	11.1	7.5	1.2	2.9	3.6	5.1	3.0	3.3
売り入札総量 a	21.1	23.4	15.0	15.6	23.3	21.4	22.5	21.2	23.8	18.3	17.2	20.6	20.0	17.3	17.5
GB高値買い入札量 b	0.0	0.0	0.2	1.2	0.5	0.2	0.0	0.0	1.3	6.0	4.3	3.6	2.3	4.2	3.9
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	10.1	10.1	6.2	6.4	10.3	10.2	10.1	10.1	15.0	11.1	10.0	13.4	12.6	10.1	10.3
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	6.1	5.3	3.5	5.8	6.0	5.6	3.7	3.7	4.9	6.2	0.5	3.3	3.5	0.9	2.0
買い約定量 a	25.7	25.4	16.6	20.0	26.7	26.7	24.2	24.2	26.8	23.5	16.2	23.9	21.7	20.7	22.4
GB買い約定量 b	0.0	0.0	0.2	1.2	0.5	0.2	0.0	0.0	1.3	6.0	4.3	3.6	2.3	4.2	3.9
間接オーケション買い約定量 c	19.5	20.1	13.0	13.0	20.2	20.9	20.5	20.5	20.5	11.2	11.3	17.0	15.8	15.7	16.6
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	111.9	111.9	103.4	98.4	111.2	112.1	111.0	108.8	113.7	89.8	98.6	107.7	95.5	96.4	98.0
出力停止等	9.2	8.3	10.1	14.3	11.4	8.2	8.2	8.2	8.2	18.1	7.7	7.6	17.8	18.9	17.9
④自社小売需要等=a+b+c	92.8	92.9	79.3	75.8	89.9	91.6	88.8	90.3	95.3	83.6	77.4	83.8	79.6	79.9	82.5
需要見込み(自社小売分) a	80.1	80.0	71.5	66.5	77.2	78.5	75.8	77.4	77.1	69.1	64.0	67.5	64.0	66.6	67.8
需要見込み(他社卸分) b	10.9	10.9	6.6	6.8	11.0	11.0	10.8	10.8	15.7	11.4	10.3	14.2	13.3	10.5	10.6
需要(揚水動力等) c	1.8	2.1	1.2	2.6	1.7	2.1	2.1	2.1	2.4	3.2	3.2	2.1	2.4	2.9	4.1
需要実績(自社小売分)	80.4	78.7	71.1	67.7	75.8	75.8	73.9	75.4	71.7	68.7	65.0	62.3	60.1	61.0	67.3
気温 ℃	5	7	7	6	6	7	8	7	7	6	7	9	9	7	3
⑤出力制約=a+b+c+d	7.3	4.8	15.1	14.4	7.9	8.7	9.0	6.7	10.0	10.5	17.7	19.6	10.0	12.8	11.6
燃料制約(LNG) a	1.9	1.4	6.5	6.2	2.7	4.8	4.7	2.2	6.7	4.9	3.8	5.7	2.1	4.0	6.9
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	13.2	12.7	5.3	7.9	3.9
揚水制約 c	3.6	3.3	3.6	3.7	4.4	4.0	4.2	4.5	2.7	0.2	0.8	0.8	2.5	0.6	0.0
その他制約 d	1.8	0.0	5.0	4.6	0.8	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.5	0.2	0.3	0.7
⑥予備力	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.7	0.6	0.7	0.7
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	11.1	13.4	8.4	7.4	12.7	11.0	12.5	11.1	7.6	-5.0	2.8	3.7	5.2	3.1	3.3
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.1	0.1	-0.2	-0.5	0.1	0.1	0.1	-0.1	0.1	-6.1	-0.1	0.0	0.1	0.1	-0.1

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	3.2	3.6	4.9	3.3	3.1	2.5	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
売り入札総量 a	17.6	17.5	17.3	18.5	18.6	18.5	18.8	18.8	12.9	12.9	12.9	16.4	16.3	16.0	16.1	12.6
GB高値買い入札量 b	4.0	3.6	2.3	3.9	4.1	4.7	4.4	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.1
間接オークション等売り入札量 (※2) c	10.4	10.3	10.1	11.3	11.4	11.3	11.6	11.6	5.7	5.7	5.7	9.2	9.1	8.8	8.9	5.4
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	3.7	4.4	5.2	7.9	9.5	9.8	7.7	4.9	2.7	2.9	15.3	15.3	16.8	19.6	12.4	7.9
買い約定量 a	22.5	25.4	24.9	30.4	32.2	33.1	30.6	30.7	26.0	24.9	37.3	39.2	40.3	43.5	36.3	29.9
GB買い約定量 b	4.0	3.6	2.3	3.9	4.1	4.7	4.4	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.1
間接オークション買い約定量 c	14.8	17.5	17.4	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.1	14.9	14.8	16.7	16.3	16.7	16.8	14.9
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	88.0	86.4	88.7	99.3	98.2	102.0	111.3	113.3	104.2	94.6	94.3	99.2	99.2	98.5	93.1	85.5
出力停止等	29.0	29.7	29.7	20.6	18.9	18.9	8.6	8.6	14.3	19.9	18.4	18.7	18.7	20.2	28.4	31.2
④自社小売需要等=a+b+c	80.2	76.4	76.7	88.6	89.0	91.8	99.5	103.7	94.2	86.3	91.9	96.8	96.0	92.2	88.7	78.4
需要見込み(自社小売分) a	65.4	63.2	63.3	74.2	74.0	76.8	83.9	88.1	84.9	76.3	81.4	86.9	86.1	81.3	78.3	69.5
需要見込み(他社卸分) b	10.7	10.7	10.4	12.0	12.2	12.0	12.3	12.4	6.0	6.1	6.0	9.9	9.9	9.6	9.6	5.7
需要(揚水動力等) c	4.1	2.6	3.0	2.4	2.9	3.0	3.3	3.3	3.3	3.9	4.5	0.0	0.0	1.4	0.8	3.2
需要実績(自社小売分)	63.7	62.6	62.7	67.1	75.8	77.6	85.9	91.8	85.7	77.2	78.1	84.7	81.1	75.9	74.5	66.2
気温 ℃	4	5	6	6	6	6	2	-0	1	3	3	3	5	7	7	9
⑤出力制約=a+b+c+d	3.9	5.7	6.4	6.6	6.5	7.7	8.3	8.7	9.2	7.6	15.0	15.5	15.5	18.4	11.8	13.0
燃料制約(LNG) a	3.1	4.5	5.1	2.1	1.8	1.9	1.4	3.9	1.5	1.5	3.4	1.7	1.8	3.6	0.0	1.4
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	2.2	4.2	5.2	5.3	2.7	4.3	2.4	8.0	6.9	6.9	7.0	5.6	6.0
揚水制約 c	0.5	0.9	1.0	0.4	0.4	0.6	1.7	2.1	2.8	3.4	3.7	6.8	6.8	7.4	5.7	5.1
その他制約 d	0.3	0.3	0.3	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.4	0.6	0.4
⑥予備力	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	3.3	3.7	5.0	3.4	2.0	1.7	2.7	0.0	-0.1	-0.1	-13.5	-13.9	-13.2	-12.9	-8.2	-6.6
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.1	0.1	0.1	0.1	-1.1	-0.8	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-13.5	-13.9	-13.2	-12.9	-8.3	-6.6

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売り入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.4	0.1	4.3	7.8	3.8	17.2	18.0	13.7	16.0	18.3
売り入札総量 a	12.6	16.2	16.2	16.2	16.0	17.6	13.6	14.0	20.1	17.8	27.4	28.3	24.6	22.9	24.7
GB高値買い入札量 b	7.2	7.2	7.2	7.2	6.9	5.8	7.1	3.2	2.1	3.8	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	5.4	9.0	9.0	9.0	8.8	10.3	6.4	6.5	10.2	10.2	10.2	10.3	10.6	6.8	6.3
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	4.5	4.7	4.8	5.4	4.8	5.1	0.3	0.2	3.3	3.3	3.4	4.0	5.0	1.8	2.9
買い約定量 a	29.2	29.5	31.0	30.2	29.3	30.0	24.1	20.2	24.4	26.1	22.7	23.6	24.9	20.8	18.6
GB買い約定量 b	7.2	7.2	7.2	7.2	6.9	5.8	7.1	3.2	2.1	3.8	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0
間接オーケション買い約定量 c	17.6	17.6	19.0	17.6	17.6	19.1	16.7	16.8	19.0	19.0	19.2	19.6	19.6	18.9	15.7
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	94.2	112.5	113.1	111.3	111.8	101.2	84.6	92.8	104.6	104.7	108.2	114.7	118.7	110.3	99.5
出力停止等	25.1	8.9	10.8	10.1	10.3	17.1	32.1	23.3	18.7	16.9	18.1	11.1	8.7	13.8	18.3
④自社小売需要等=a+b+c	80.1	91.2	92.7	93.0	88.1	82.4	73.1	68.2	83.2	84.4	81.9	84.6	97.3	84.8	72.6
需要見込み(自社小売分) a	70.6	80.3	82.0	82.2	77.8	71.3	66.4	59.8	71.1	73.0	69.7	72.9	85.4	76.0	63.3
需要見込み(他社卸分) b	5.8	9.8	9.8	9.8	9.6	11.1	6.7	6.9	11.0	11.0	11.0	11.1	11.4	7.2	6.7
需要 (揚水動力等) c	3.8	1.1	0.9	1.1	0.8	0.0	0.0	1.5	1.1	0.5	1.2	0.6	0.5	1.7	2.6
需要実績(自社小売分)	65.6	78.3	78.5	79.5	76.2	72.1	66.5	62.7	69.4	72.9	68.3	70.7	79.9	71.9	64.0
気温 ℃	6	5	5	3	5	8	9	8	9	9	11	8	3	5	8
⑤出力制約=a+b+c+d	14.3	20.5	19.5	17.5	22.6	16.7	10.7	19.6	12.9	15.9	8.2	11.2	6.8	8.6	7.8
燃料制約(LNG) a	1.8	8.9	3.7	1.5	2.5	0.7	0.3	0.0	0.0	1.0	0.0	2.2	0.7	2.6	1.2
燃料制約(石油) b	5.0	5.0	7.5	8.3	11.5	8.4	3.5	13.5	6.4	7.4	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	5.1	4.6	8.1	7.4	8.2	7.7	6.2	6.1	5.2	7.5	3.9	7.7	6.0	5.4	6.2
その他制約 d	2.4	1.9	0.2	0.3	0.3	0.0	0.7	0.0	1.2	0.0	0.4	1.4	0.0	0.7	0.4
⑥予備力	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	0.8	0.6
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.4	1.4	0.1	4.4	7.8	3.6	17.4	18.1	13.8	16.1	18.4
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

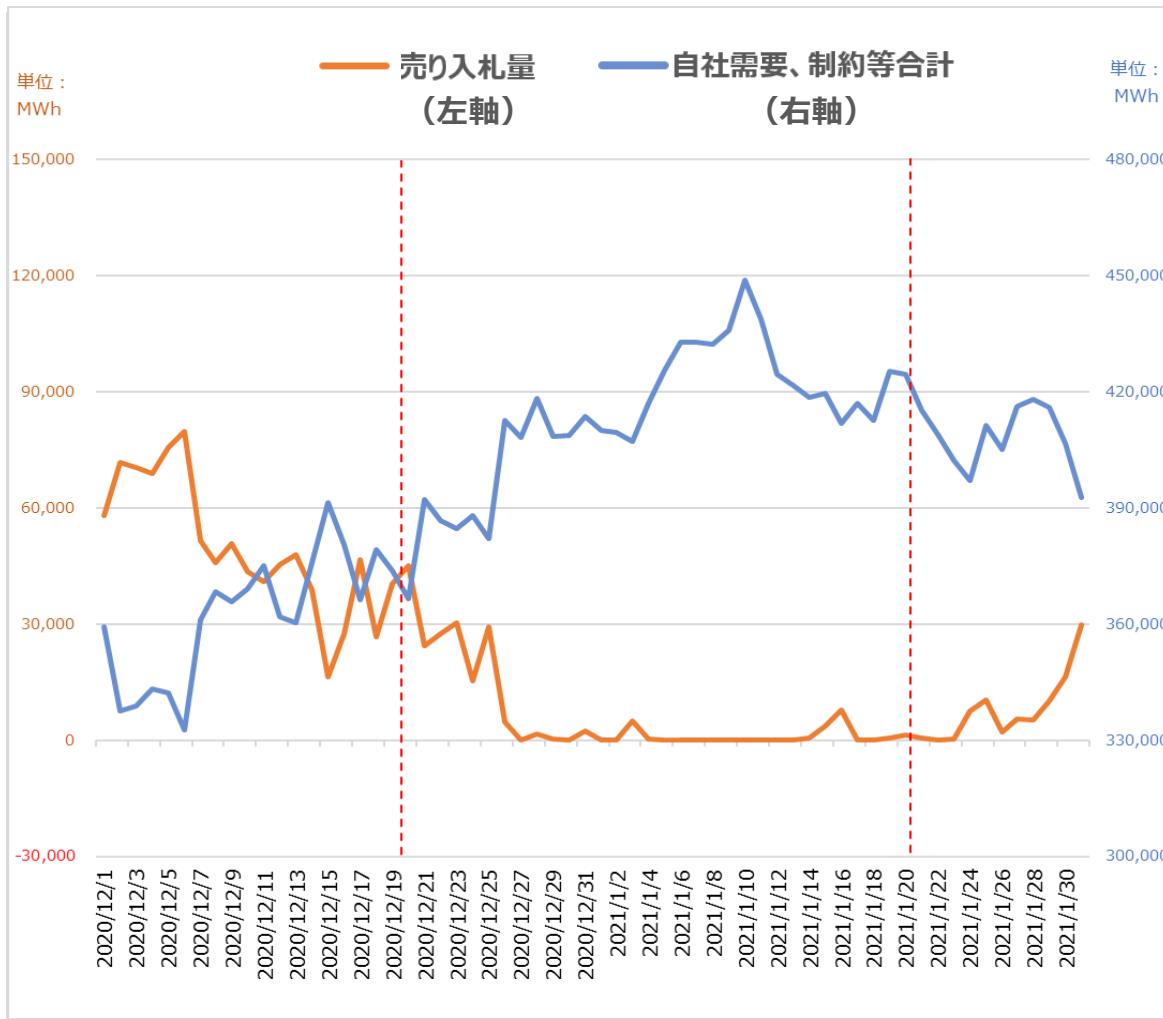
※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

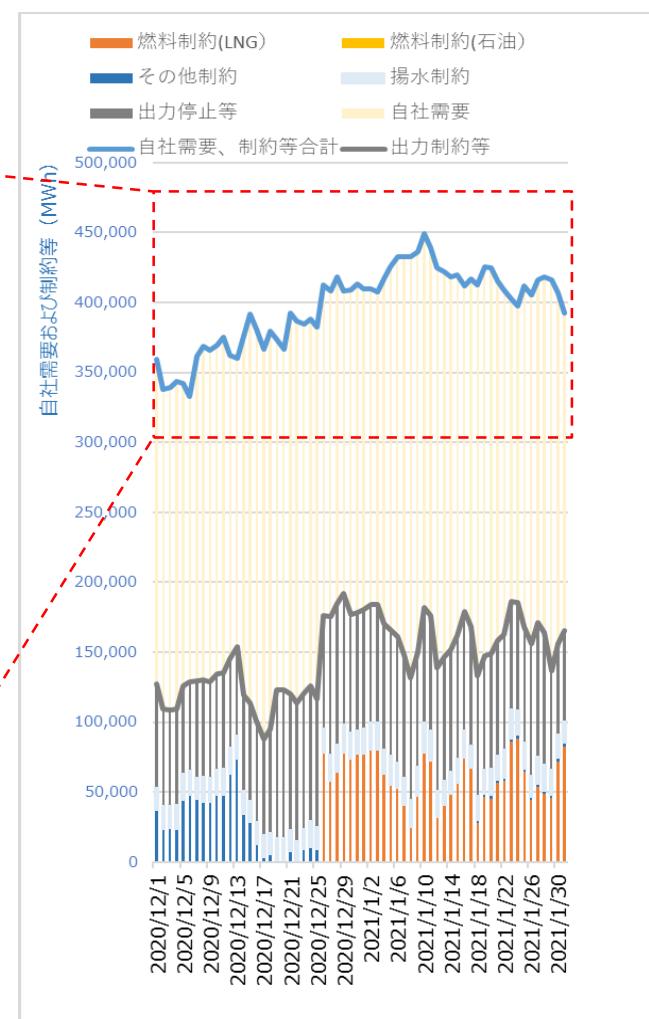
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

九州電力

売り入札量と自社需要および制約等の推移



自社需要および制約等の推移



※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

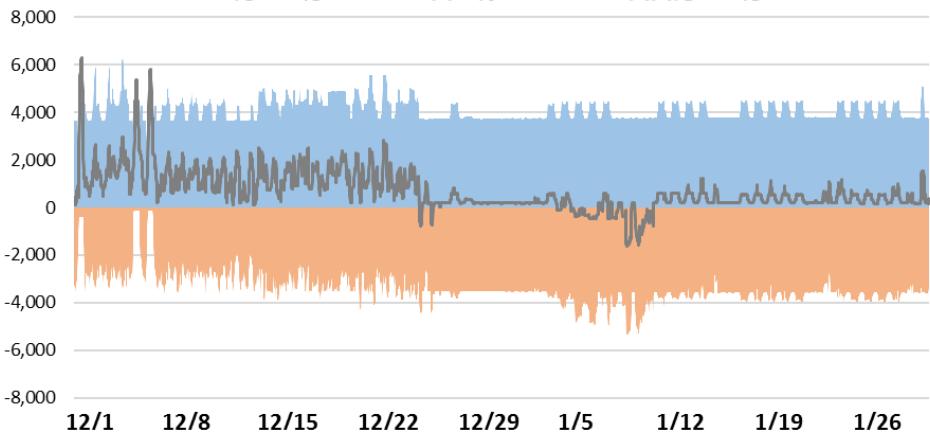
- ・売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
 - ・出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。
 - ・出力停止等：HJKSに掲載される出力停止・出力低下（作業停止等）や、電源 I、I' 分など、供給力から除外されるものが該当（ただし、LNG/石油の燃料制約を理由とするものを除く）。
 - ・燃料制約(LNG)、燃料制約(石油)：LNG/石油の燃料制約を理由とする、HJKSに掲載される出力停止・出力低下、及び入札制約分が該当。
- （出典）各社提出データより事務局作成

九州電力

売買入札量、売買約定量

単位:MWh/h

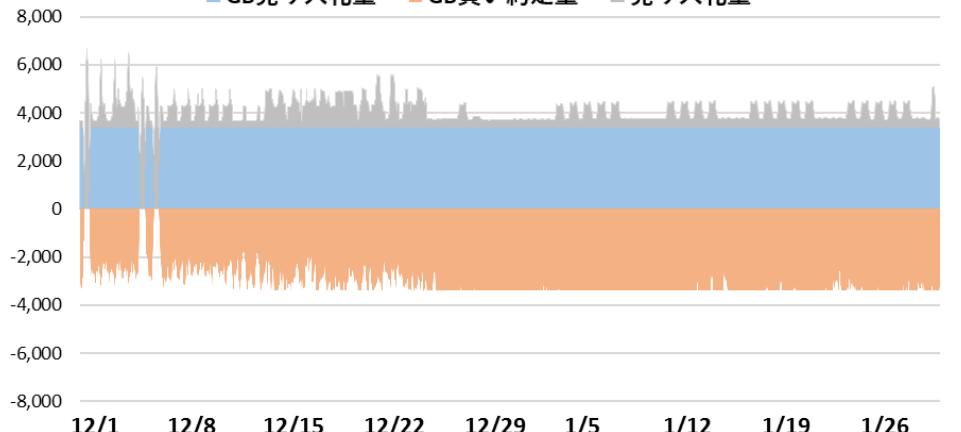
売り入札量 買い約定量 実質売り入札量



グロスピデイングの入札量、約定量

単位:MWh/h

GB売り入札量 GB買い約定量 売り入札量



自社小売向け需要見込み、実績

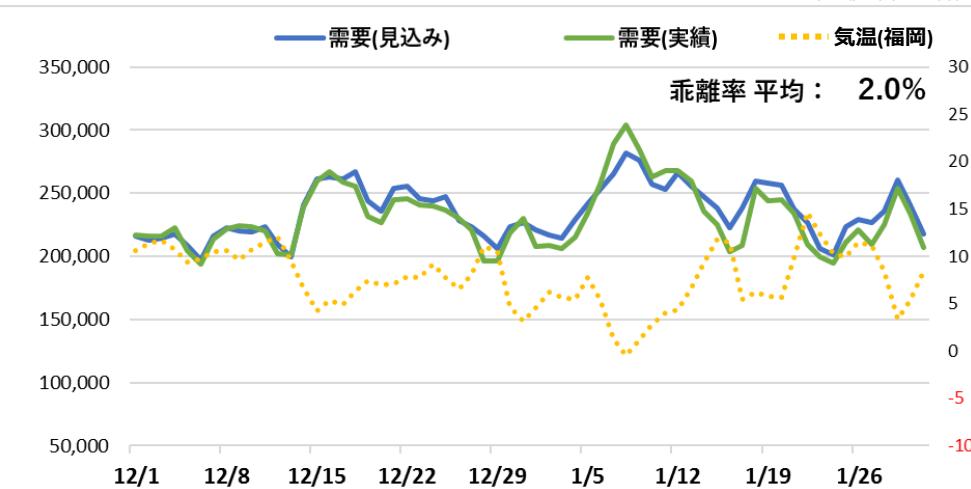
・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・気温:1日の平均値 単位:°C 右軸

需要(見込み)

需要(実績)

気温(福岡)

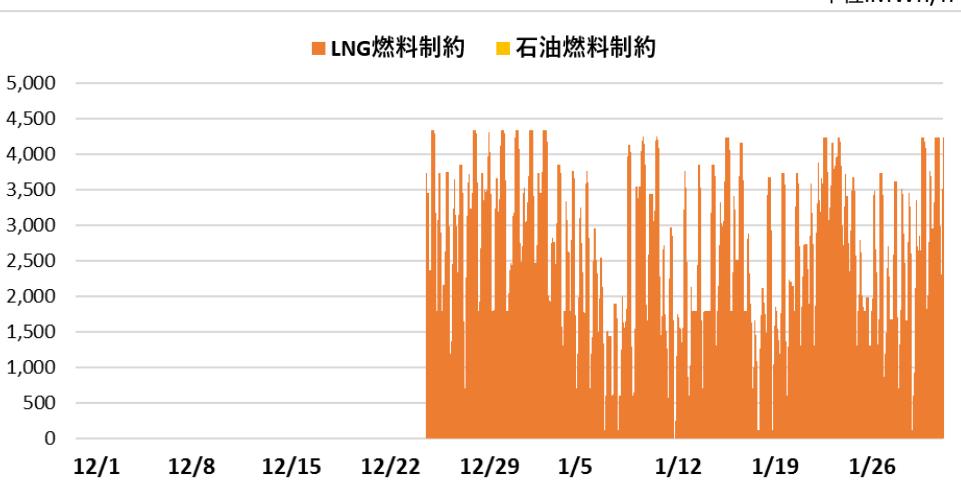
乖離率 平均： 2.0%



LNG・石油燃料制約量

単位:MWh/h

LNG燃料制約 石油燃料制約



「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率 平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

※本資料における各項目の定義は、下記のとおり。

・自社小売り向け需要見込み、実績：他社卸分は含まない。
(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

特定日	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
乖離率	10.0%	6.8%	4.6%	6.1%	5.9%

	12/1 (火)	12/2 (水)	12/3 (木)	12/4 (金)	12/5 (土)	12/6 (日)	12/7 (月)	12/8 (火)	12/9 (水)	12/10 (木)	12/11 (金)	12/12 (土)	12/13 (日)	12/14 (月)	12/15 (火)	12/16 (水)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	57.9	71.7	70.6	69.0	75.6	79.9	51.7	45.8	50.7	43.6	40.9	45.4	48.0	38.9	16.3	27.5
売り入札総量 a	97.4	102.9	106.4	116.6	94.9	95.9	100.5	99.9	100.8	100.0	100.0	91.1	91.1	106.2	106.6	109.3
GB高値買い入札量 b	24.5	16.3	20.8	32.6	12.8	9.4	33.5	38.8	34.7	41.0	43.7	39.2	36.6	51.7	74.6	65.7
間接オークション等売り入札量 (※2) c	15.0	15.0	15.0	15.0	6.5	6.5	15.3	15.3	15.4	15.4	15.4	6.5	6.5	15.6	15.6	16.1
②実質買い約定量 (GB及び間接オーバーの買い) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
買い約定量 a	45.8	69.4	69.9	70.5	34.5	37.0	72.4	71.3	68.5	69.0	70.7	64.4	69.5	74.1	83.0	75.6
GB買い約定量 b	38.5	62.1	62.6	63.2	31.2	33.8	65.1	64.0	61.2	61.7	63.4	61.1	66.2	66.8	75.7	68.2
間接オークション買い約定量 c	7.3	7.3	7.3	7.3	3.3	3.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	3.3	3.3	7.3	7.3	7.4
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	345.0	348.0	348.1	350.4	358.8	357.2	350.6	350.9	355.8	349.5	352.1	348.7	352.2	350.1	345.9	345.1
出力停止等	74.0	68.3	68.3	68.3	62.8	62.5	68.0	68.1	68.0	68.0	68.0	62.5	62.5	68.0	68.9	71.5
④自社小売需要等=a+b+c	238.5	234.7	236.2	239.5	220.6	211.4	237.5	243.3	243.6	239.4	243.7	220.5	212.8	259.9	284.9	288.1
需要見込み(自社小売分) a	216.1	212.7	214.6	218.1	209.0	197.4	216.1	222.8	220.6	219.0	223.8	209.6	199.7	240.6	261.6	263.0
需要見込み(他社卸分) b	15.6	15.5	15.5	15.6	6.9	6.8	15.8	15.9	15.9	15.9	15.9	7.1	6.8	16.1	16.3	16.7
需要 (揚水動力等) c	6.8	6.5	6.1	5.8	4.7	7.2	5.6	4.6	7.1	4.5	4.0	3.8	6.3	3.2	7.0	8.4
需要実績(自社小売分)	217.1	215.9	216.3	222.8	204.4	193.8	213.6	221.4	223.9	223.7	219.9	202.2	201.4	238.9	259.7	266.9
気温 ℃	11	11	12	11	9	10	11	11	10	11	12	12	10	7	4	5
⑤出力制約=a+b+c+d	53.5	41.1	40.5	41.3	63.4	66.0	61.2	61.7	61.2	66.4	67.4	82.7	91.3	51.2	44.7	29.3
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	16.0	17.7	16.6	17.9	18.9	17.8	16.3	18.5	18.0	18.4	19.4	19.5	17.1	17.0	15.9	16.4
その他制約 d	37.5	23.4	23.9	23.4	44.5	48.2	44.9	43.2	43.2	48.0	48.0	63.2	74.1	34.2	28.8	13.0
⑥予備力	0.0	0.6	0.7	0.6	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	53.1	71.7	70.6	69.0	74.8	79.9	51.7	45.8	50.7	43.6	40.9	45.4	48.0	38.9	16.3	27.5
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	-4.9	0.0	0.0	0.0	-0.8	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

九州電力

(単位 : GWh (気温を除く))

	12/17	12/18	12/19	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31
	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)	(金)	(土)	(日)	(月)	(火)	(水)	(木)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	46.6	26.7	40.5	45.2	24.5	27.6	30.3	15.5	29.4	4.7	0.0	1.6	0.4	0.0	2.3
売り入札総量 a	108.3	110.3	111.3	113.4	107.1	112.8	109.4	103.2	111.1	89.5	89.8	98.3	91.0	89.1	89.2
GB高値買い入札量 b	45.4	67.3	64.2	60.9	65.2	67.7	61.7	70.4	64.2	76.9	81.6	80.0	81.2	81.6	79.3
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	16.3	16.3	6.6	7.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	7.9	8.2	16.7	9.4	7.5	7.6
②実質買い約定量 (GB及び間接オーケションの買い) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.5	0.0	0.0	0.0	6.4	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0
買い約定量 a	69.3	80.7	80.3	73.9	80.2	81.4	74.7	80.7	83.9	87.9	85.7	87.8	84.6	84.6	84.6
GB買い約定量 b	61.9	73.3	77.0	70.6	71.9	73.5	67.3	73.3	76.5	78.1	81.6	81.2	81.6	81.6	81.6
間接オーケション買い約定量 c	7.4	7.4	3.3	3.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	3.3	3.3	6.7	3.0	3.0	3.0
③供給力(設備容量から出力停止等を控除したもの)	354.3	340.6	316.7	312.5	326.6	323.0	327.0	310.9	329.4	338.0	310.2	325.6	322.3	325.3	338.6
出力停止等	68.0	73.8	105.1	105.3	96.5	97.8	96.3	96.2	90.6	80.1	98.3	99.9	93.5	83.9	83.9
④自社小売需要等=a+b+c	287.7	292.9	258.3	249.7	279.2	280.3	272.1	265.8	274.2	243.9	233.7	239.3	223.3	232.4	241.6
需要見込み(自社小売分) a	261.5	267.3	244.0	236.0	253.8	255.2	245.8	244.0	247.6	228.3	223.6	215.9	206.1	223.5	226.5
需要見込み(他社卸分) b	17.0	17.1	7.0	7.9	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	8.5	9.0	17.8	10.2	8.3	8.5
需要(揚水動力等) c	9.2	8.5	7.3	5.8	7.2	6.9	8.1	3.6	8.4	7.1	1.1	5.6	7.0	0.6	6.6
需要実績(自社小売分)	259.0	255.5	231.6	226.6	245.2	245.4	241.0	239.9	236.6	229.7	221.2	196.2	196.5	218.2	230.0
気温 ℃	5	6	7	7	7	8	8	9	8	7	8	11	11	5	3
⑤出力制約=a+b+c+d	20.0	21.1	17.8	17.6	23.7	15.6	24.5	29.7	25.8	95.8	77.3	84.8	98.7	93.0	94.7
燃料制約(LNG) a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	78.1	58.0	64.8	77.9	73.8	77.2
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	16.4	15.6	17.2	17.3	16.0	15.6	15.4	19.4	16.6	17.6	19.3	20.0	20.8	19.2	17.5
その他制約 d	3.6	5.5	0.7	0.3	7.7	0.0	9.1	10.3	9.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑥予備力	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0							
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率)=③-④-⑤-⑥	46.6	26.7	40.5	45.2	23.7	27.2	30.3	15.5	29.4	-1.7	-0.9	1.5	0.4	-0.2	2.3
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.8	-0.5	0.0	0.0	0.0	-6.4	-0.9	0.0	0.0	-0.2	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

九州電力

(単位: GWh (気温を除く))

	1/1 (金)	1/2 (土)	1/3 (日)	1/4 (月)	1/5 (火)	1/6 (水)	1/7 (木)	1/8 (金)	1/9 (土)	1/10 (日)	1/11 (月)	1/12 (火)	1/13 (水)	1/14 (木)	1/15 (金)	1/16 (土)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	4.9	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	3.7	7.8
売り入札総量 a	89.7	89.7	89.8	97.5	98.9	99.0	99.1	99.1	90.2	90.1	90.1	99.6	99.6	99.6	99.6	90.7
GB高値買い入札量 b	81.6	81.6	76.7	81.2	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.0	77.9	73.8
間接オークション等売り入札量 (※2) c	8.1	8.1	8.2	15.9	17.3	17.4	17.5	17.5	8.6	8.5	8.5	18.0	18.0	18.0	18.0	9.1
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	14.4	19.3	7.1	9.6	27.5	17.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
買い約定量 a	85.2	85.2	84.9	88.0	94.4	103.5	108.4	96.2	95.0	113.0	102.7	89.5	89.2	88.6	87.3	82.8
GB買い約定量 b	81.6	81.6	81.3	81.5	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.6	81.0	79.7	78.6
間接オークション買い約定量 c	3.6	3.6	3.6	6.5	7.5	7.5	7.5	7.5	3.9	3.9	3.9	7.6	7.6	7.6	7.6	4.2
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	331.2	330.6	335.4	333.2	331.0	332.6	330.2	340.2	347.2	343.5	337.3	339.8	339.0	341.0	343.9	342.3
出力停止等	83.9	83.9	83.9	89.3	89.3	89.3	87.6	87.2	81.5	81.5	81.5	87.1	88.4	86.9	86.9	84.3
④自社小売需要等=a+b+c	234.9	230.6	230.4	251.5	259.7	275.4	288.8	302.5	287.6	270.8	262.5	288.5	280.7	275.3	265.4	240.0
需要見込み(自社小売分) a	220.8	216.8	214.3	229.5	241.3	253.3	265.7	281.7	275.8	257.4	252.8	266.4	255.5	247.0	238.6	222.8
需要見込み(他社卸分) b	8.9	8.9	9.0	17.0	18.4	18.6	18.8	18.7	9.7	9.7	9.7	19.4	19.5	19.5	19.5	10.2
需要(揚水動力等) c	5.2	4.9	7.1	5.0	0.0	3.5	4.3	2.1	2.1	3.7	0.0	2.7	5.7	8.8	7.3	7.0
需要実績(自社小売分)	207.8	208.3	206.4	214.9	234.6	257.1	288.9	304.3	284.5	263.0	267.8	267.8	259.5	236.2	224.9	203.9
気温 ℃	5	6	6	6	8	6	1	1	1	3	4	4	7	9	12	12
⑤出力制約=a+b+c+d	96.3	100.0	100.1	81.3	76.6	71.6	60.8	44.8	69.0	100.2	94.9	51.6	58.4	65.1	74.8	94.5
燃料制約(LNG) a	77.2	80.6	80.6	63.0	55.3	52.8	40.4	24.9	47.6	78.2	72.2	32.2	40.7	48.3	56.4	74.5
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	19.1	19.4	19.5	18.3	21.3	18.8	20.3	19.9	21.4	22.0	22.7	19.5	17.7	16.8	18.4	20.1
その他制約 d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	0.0	0.0	4.9	0.4	-5.3	-14.3	-19.3	-7.1	-9.5	-27.5	-20.1	-0.3	0.0	0.5	3.7	7.8
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	-5.3	-14.3	-19.3	-7.1	-9.5	-27.5	-20.1	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オークション等売入札量：間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成

	1/17 (日)	1/18 (月)	1/19 (火)	1/20 (水)	1/21 (木)	1/22 (金)	1/23 (土)	1/24 (日)	1/25 (月)	1/26 (火)	1/27 (水)	1/28 (木)	1/29 (金)	1/30 (土)	1/31 (日)
①売り入札量 (※1) =a-b-c	0.0	0.0	0.6	1.4	0.6	0.0	0.4	7.7	10.5	2.1	5.5	5.2	10.1	16.3	29.9
売り入札総量 a	90.6	99.8	99.8	99.8	99.8	99.8	90.8	90.7	99.8	99.8	99.6	99.2	99.8	90.6	97.5
GB高値買い入札量 b	81.6	81.6	81.0	80.2	81.0	81.6	81.2	74.0	71.1	79.5	76.1	76.5	71.5	65.3	59.2
間接オーケション等売り入札量 (※2) c	9.0	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	9.2	9.1	18.2	18.2	18.0	17.6	18.2	9.0	8.4
②実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) =a-b-c	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
買い約定量 a	85.8	90.4	89.8	89.2	89.9	90.4	85.7	80.5	87.3	90.2	90.3	90.4	89.1	83.9	85.2
GB買い約定量 b	81.6	81.6	81.0	80.3	81.0	81.6	81.4	76.2	78.4	81.4	81.5	81.6	80.3	79.6	80.9
間接オーケション買い約定量 c	4.2	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	4.3	4.3	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	4.3	4.3
③供給力 (設備容量から出力停止等を控除したもの)	337.0	332.6	350.5	350.4	342.8	330.2	327.9	334.6	347.8	316.9	329.8	332.6	357.2	364.9	365.2
出力停止等	84.3	85.0	81.2	81.3	81.1	81.0	76.3	76.3	82.4	93.8	95.3	93.8	69.9	64.3	64.3
④自社小売需要等=a+b+c	252.9	284.5	283.5	281.7	265.5	248.9	217.8	217.9	251.3	252.4	248.6	257.5	280.6	257.1	234.0
需要見込み(自社小売分) a	238.5	259.7	258.1	256.3	237.6	227.1	206.2	201.7	223.7	229.5	226.4	235.7	260.5	241.1	217.9
需要見込み(他社卸分) b	10.1	19.7	19.7	19.6	19.6	19.5	10.1	10.1	19.4	19.4	19.0	18.5	19.2	9.8	9.1
需要 (揚水動力等) c	4.3	5.1	5.7	5.8	8.3	2.3	1.5	6.1	8.2	3.5	3.2	3.3	0.9	6.2	7.0
需要実績(自社小売分)	208.3	253.6	244.4	244.6	234.0	209.7	199.4	194.8	211.2	220.7	209.4	225.0	253.9	234.5	206.9
気温 ℃	5	6	6	6	10	15	12	10	10	12	11	8	3	5	8
⑤出力制約=a+b+c+d	84.1	48.2	66.4	67.3	76.8	81.3	109.7	109.1	86.0	62.5	75.7	70.0	66.5	91.6	101.2
燃料制約(LNG) a	67.4	28.1	46.8	45.4	56.3	57.9	86.1	88.4	64.1	44.0	53.6	48.7	45.9	71.8	82.5
燃料制約(石油) b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
揚水制約 c	16.7	18.1	17.5	19.4	18.4	21.2	21.4	18.0	19.1	16.3	19.9	19.1	18.4	17.0	15.9
その他制約 d	0.0	2.0	2.2	2.5	2.2	2.2	2.2	2.8	2.8	2.2	2.2	2.2	2.8	2.9	
⑥予備力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
⑦入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	0.0	0.0	0.6	1.4	0.5	0.0	0.4	7.7	10.5	2.1	5.5	5.1	10.1	16.3	29.9
⑧入札可能量と売り入札量の差=⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※ 1 売り入札量：既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オーケションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※ 2 間接オーケション等売入札量：間接オーケション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。

※ 3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。

(出典) 各社提出データ、気象庁HPより事務局作成