

再エネ講座シンポジウム  
2023年12月15日

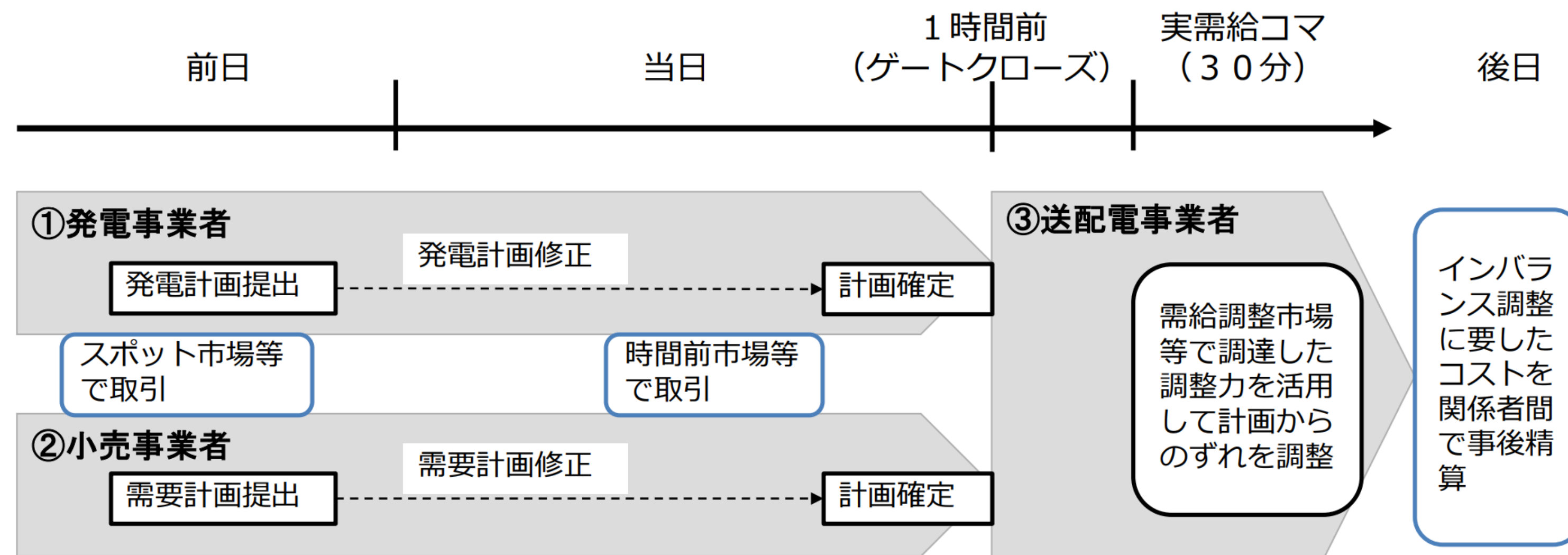
# 市場メカニズムの運用によるインバランス低減効果 -JEPX時間前市場を対象として-

京都大学大学院 経済学研究科  
再生可能エネルギー経済学講座 特定講師

杜 依濛・馬 騰

## 時間前市場の位置づけと取引方法

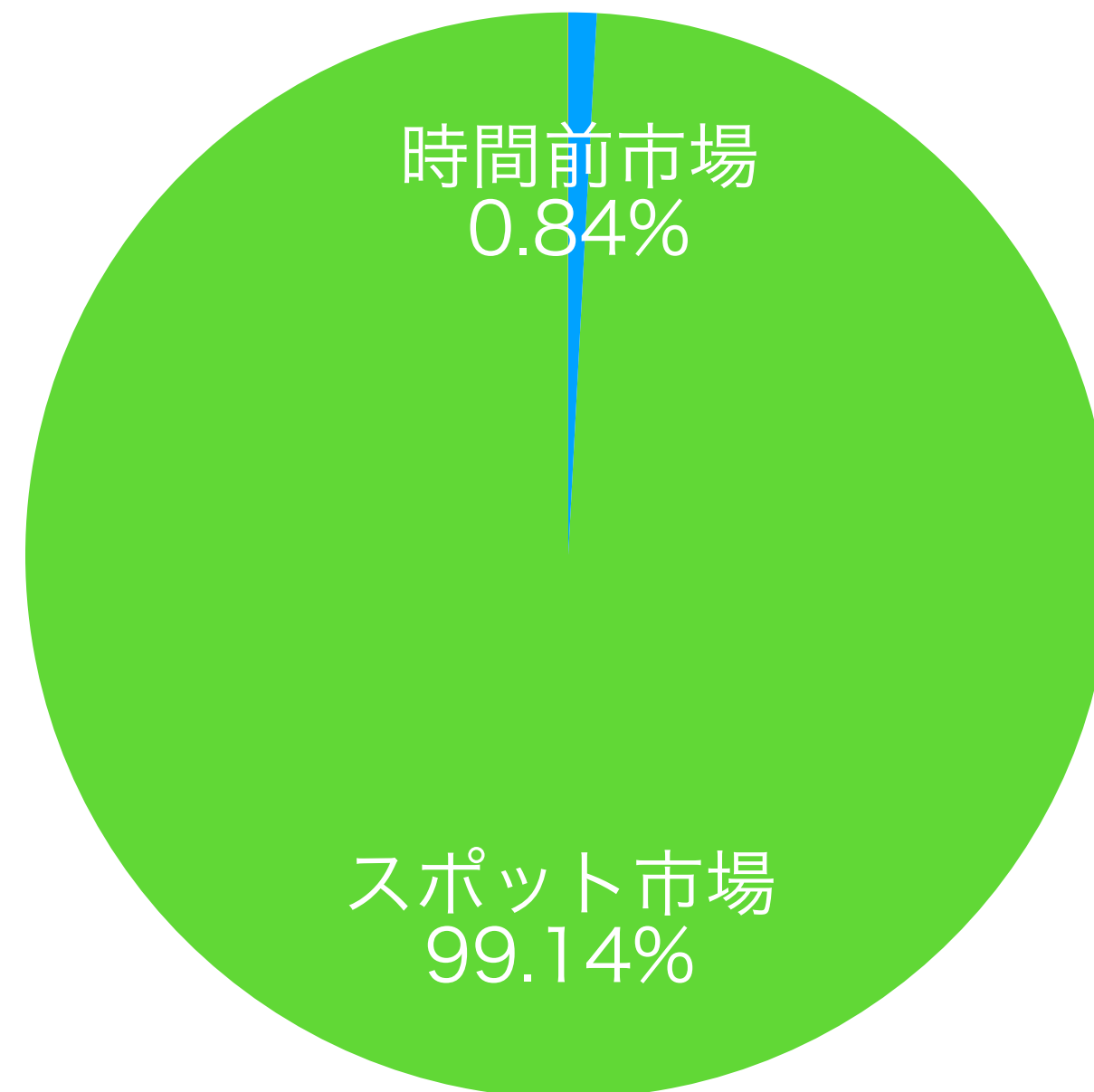
- ❖ 2016年度からの小売全面自由化後、新たに計画値同時同量制度が導入され、小売事業者と発電事業者は、30分単位のコマごとに需要計画と発電計画を作成し、実需給の1時間前までに需給を一致させる運用を行っている。そのため、時間前市場は、スポット市場後、バランスンググループが需給を極力一致させるために最終的な需給調整を行う場として位置づけられている。
- ❖ 30分単位の商品毎にザラ場方式で取引を行う。毎日17時から翌日の取引が開始され、各商品について受け渡しの1時間前まで取引が可能となる。ザラ場で価格条件があった後、連系線の託送可否判定を行い、託送可能な量について約定する。



# JEPX時間前市場の市場シェア

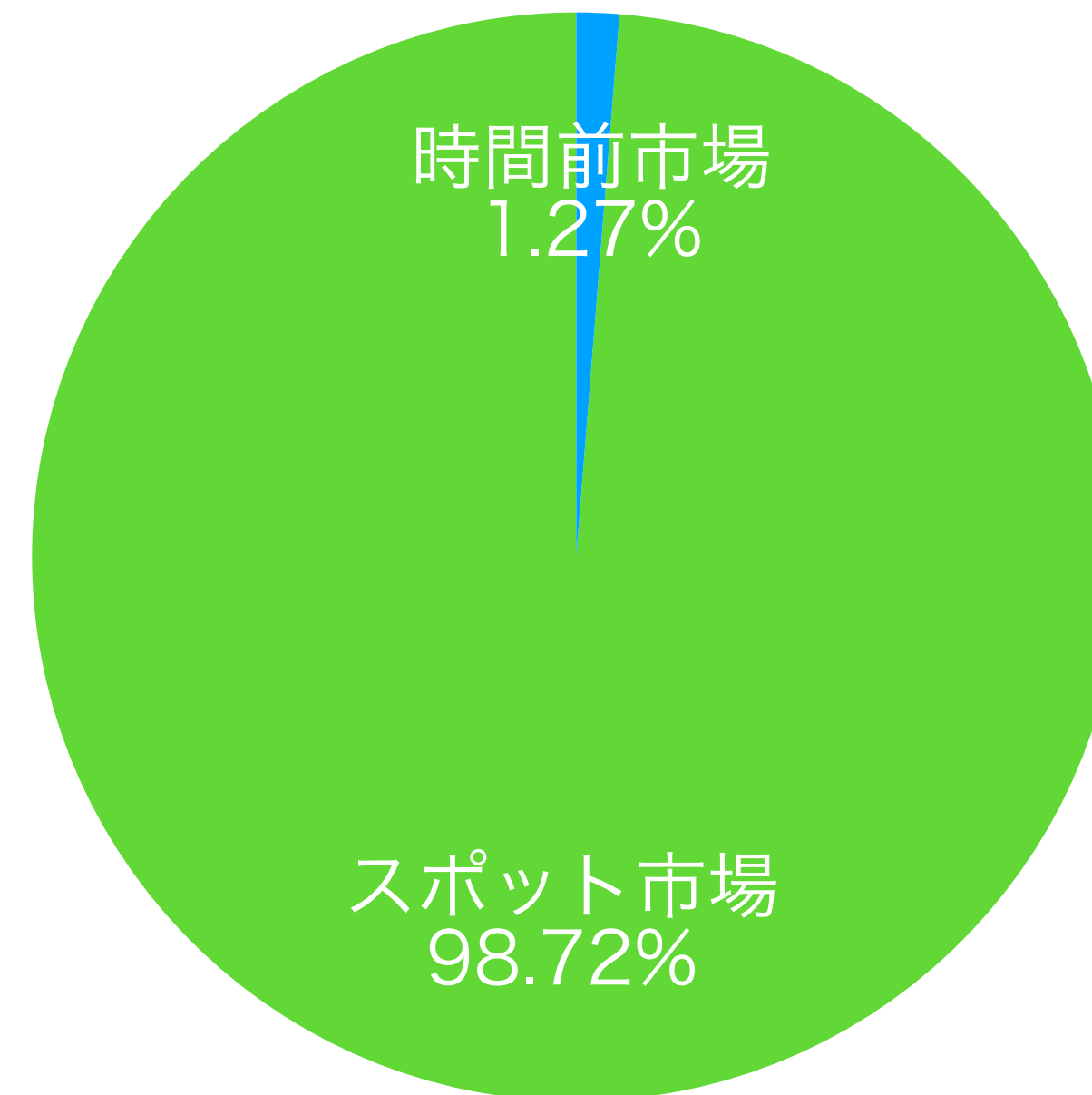
2019年度

卸電力取引所の販売電力量に対する割合：33.9%



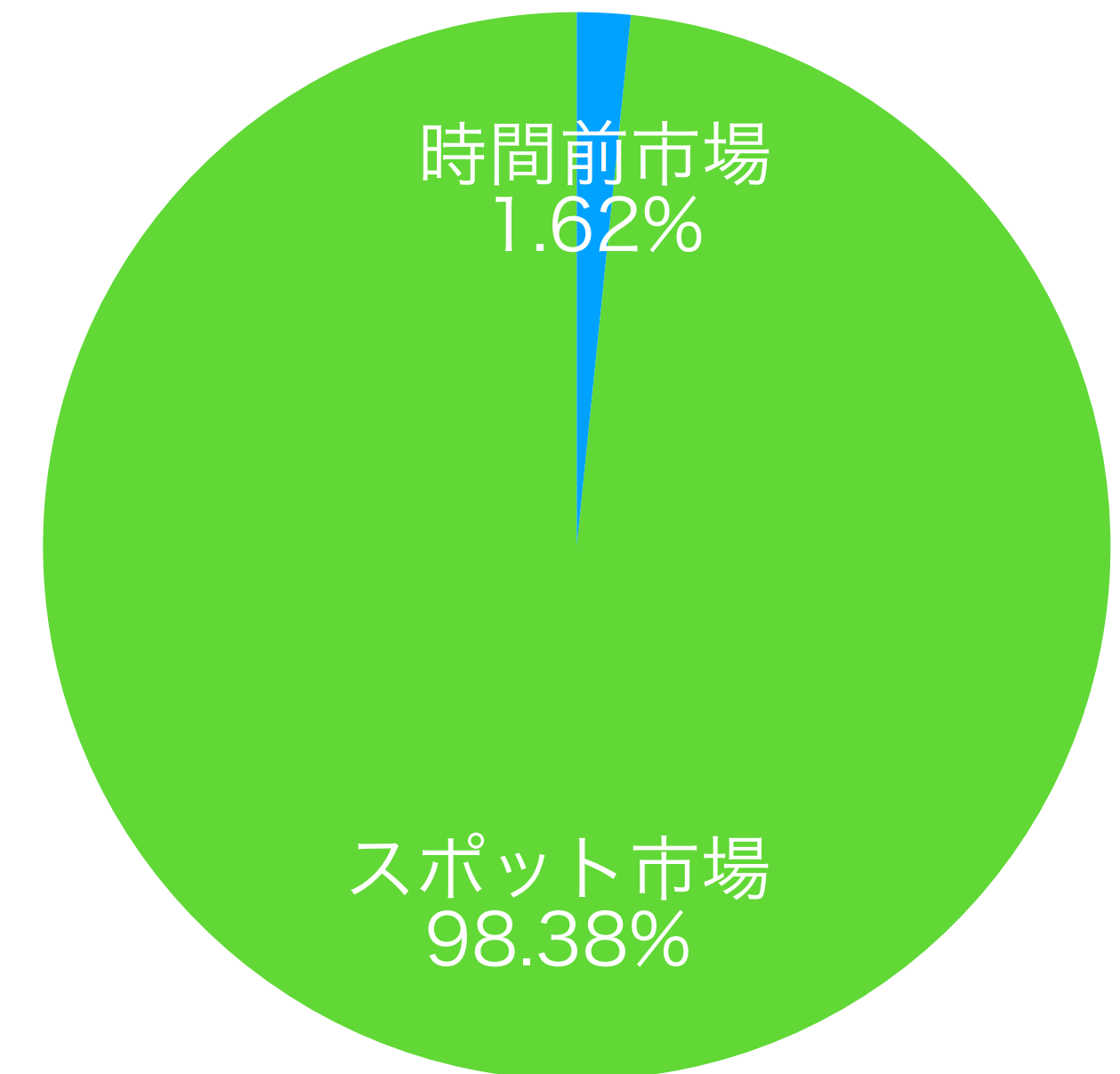
2020年度

卸電力取引所の販売電力量に対する割合：38.9%



2022年度第4四半期

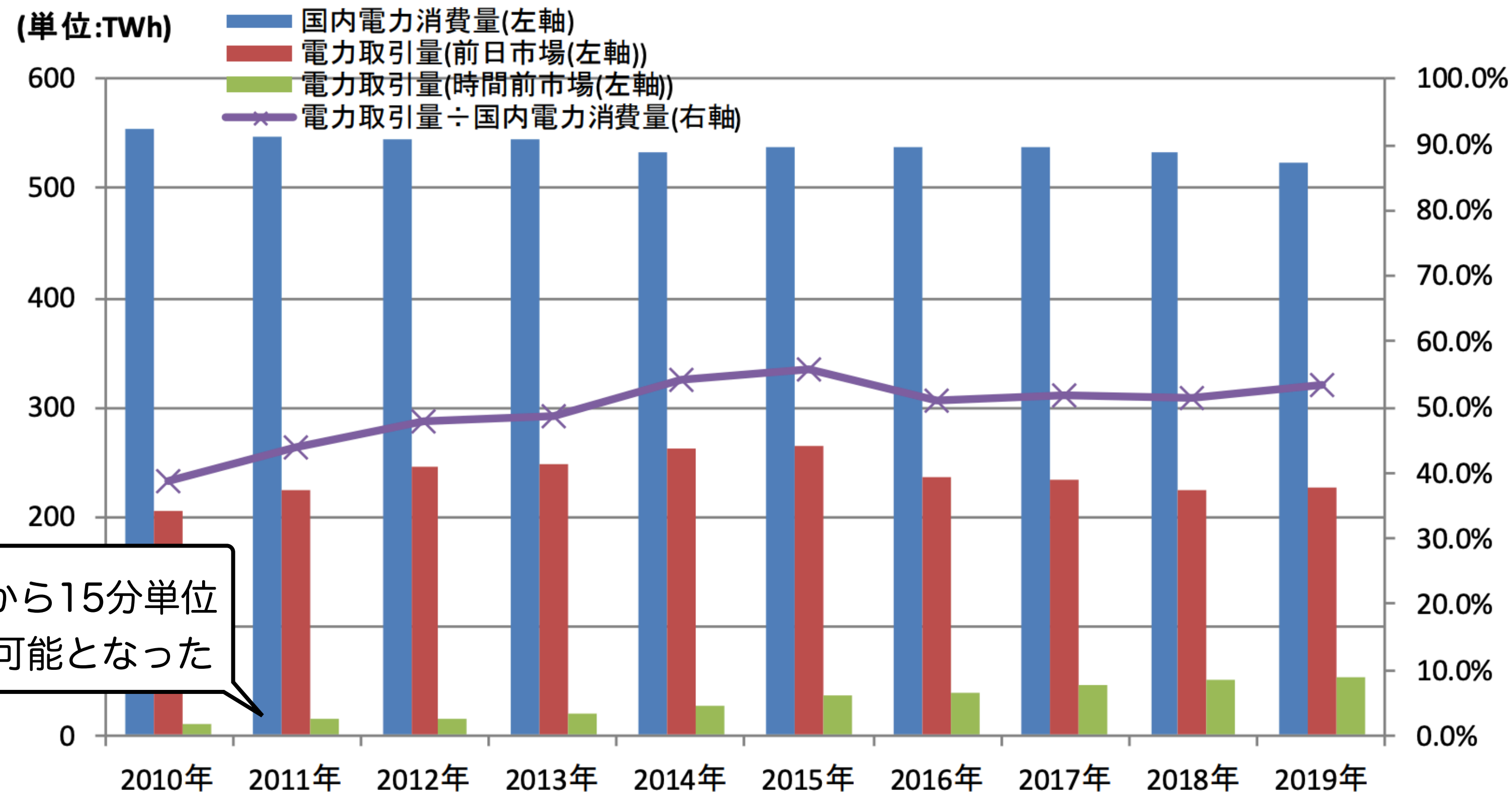
卸電力取引所の販売電力量に対する割合：40.4%



出典：電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合 ~自主的取組・競争状態のモニタリング報告~ (令和5年1月~令和5年3月期)

# ドイツEPEX SPOT時間前市場の市場シェア

❖EPEX SPOTのドイツにおける電力取引量は2019年において280.1TWh(内訳: 前日市場 226.4TWh、時間前市場 53.7TWh)となっており、国内電力消費量 524.3TWh の53%(内訳: 前日市場 43%、時間前市場10%)となっている。



図：ドイツにおける電力取引量（スポット市場・時間前市場）と国内電力消費量の推移

出典：『諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場に係る調査報告書』三菱UFJリサーチ&コンサルティング



# JEPX時間前市場の利用増加

❖2022年度からは新インバランス料金制度が開始することに伴い、インバランス精算でなく、時間前市場でゲートクローズまでの需給調整を行うインセンティブが増すことが想定される。

## ②インバランス料金制度の見直し (2022年4月～)

- インバランス対応のために用いられた調整力の限界的なkWh価格をインバランス料金に引用したうえで、需給ひっ迫時には停電リスク等を考慮したうえでインバランス料金が上昇する仕組みを導入。

❖更に、2022年度4月よりFIP制度が導入された。再エネ発電事業者も他の発電事業者と同様に、発電する電力量の計画値と実際に発電された実績値を一致させることが求められるため、計画値と実績値の差(インバランス)が発生することを回避するサービスのニーズが高まる。そのゆえ、スポット市場（前日市場）以降の時間帯に市場で売買して、発電計画や調達計画を変更するニーズが拡大することが見込まれる。

## ①再エネ 増加に伴う 変化

### FIP制度の導入 (2022年4月～)

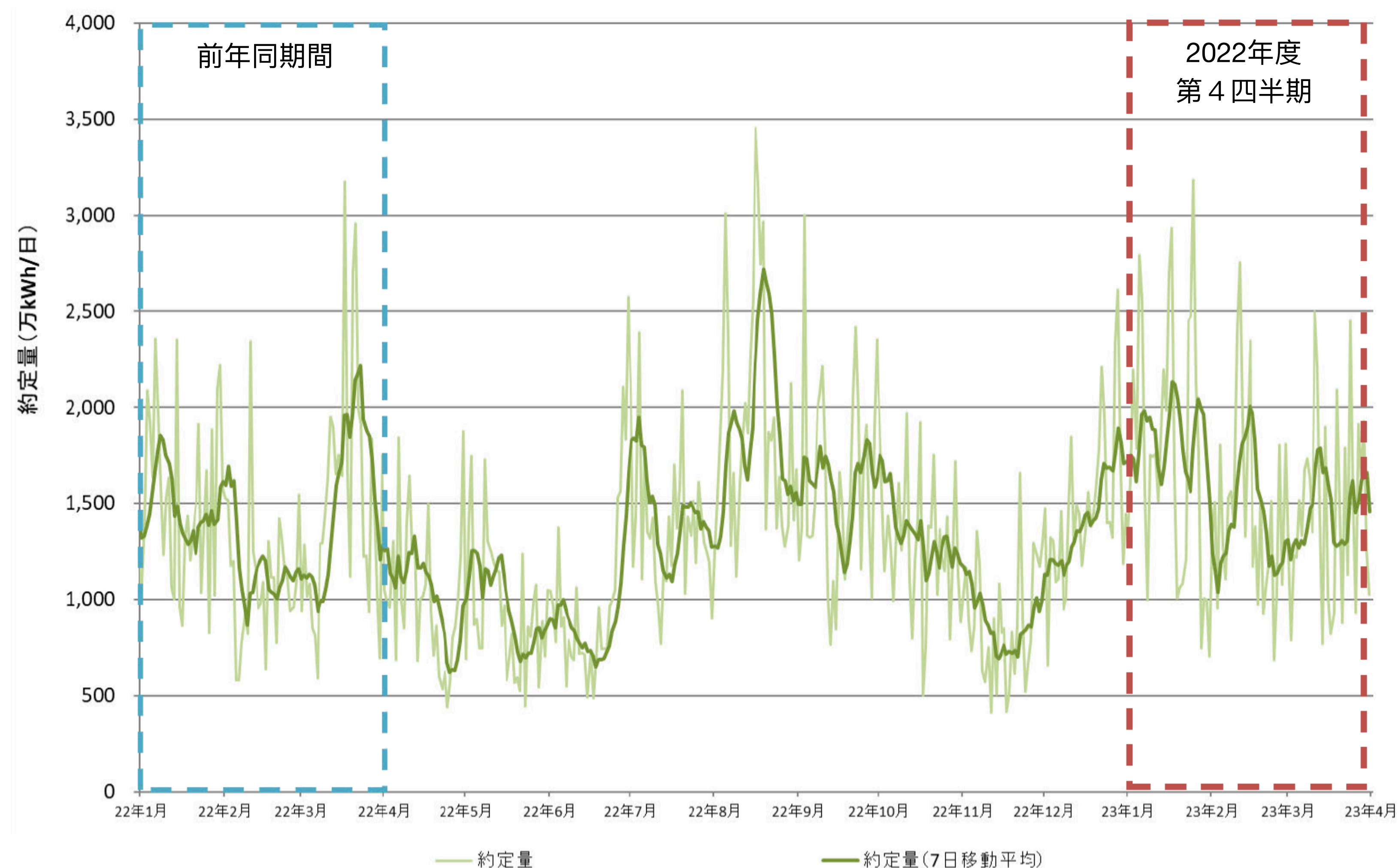
- FIP制度の導入により発電事業者やアグリゲーターが卸電力市場にて、直接市場取引を行うこととなるため、再エネ予測誤差等に対応するために時間前市場で取引を行うことが想定される。

### 家庭用太陽光発電 設備のFIT買取 期間の終了

- 2009年に余剰電力買取制度で導入された10kW未満の住宅用太陽光発電について、2019年11月からFIT買取期間が順次終了した卒FIT電源が増加。

# 時間前市場の約定量の推移

2022年1月1日～2023年3月31日



約定量  
(2023年1月～2023年3月)

14.1 億kWh

約定量の前年同期対比  
(対2022年1月～2022年3月)

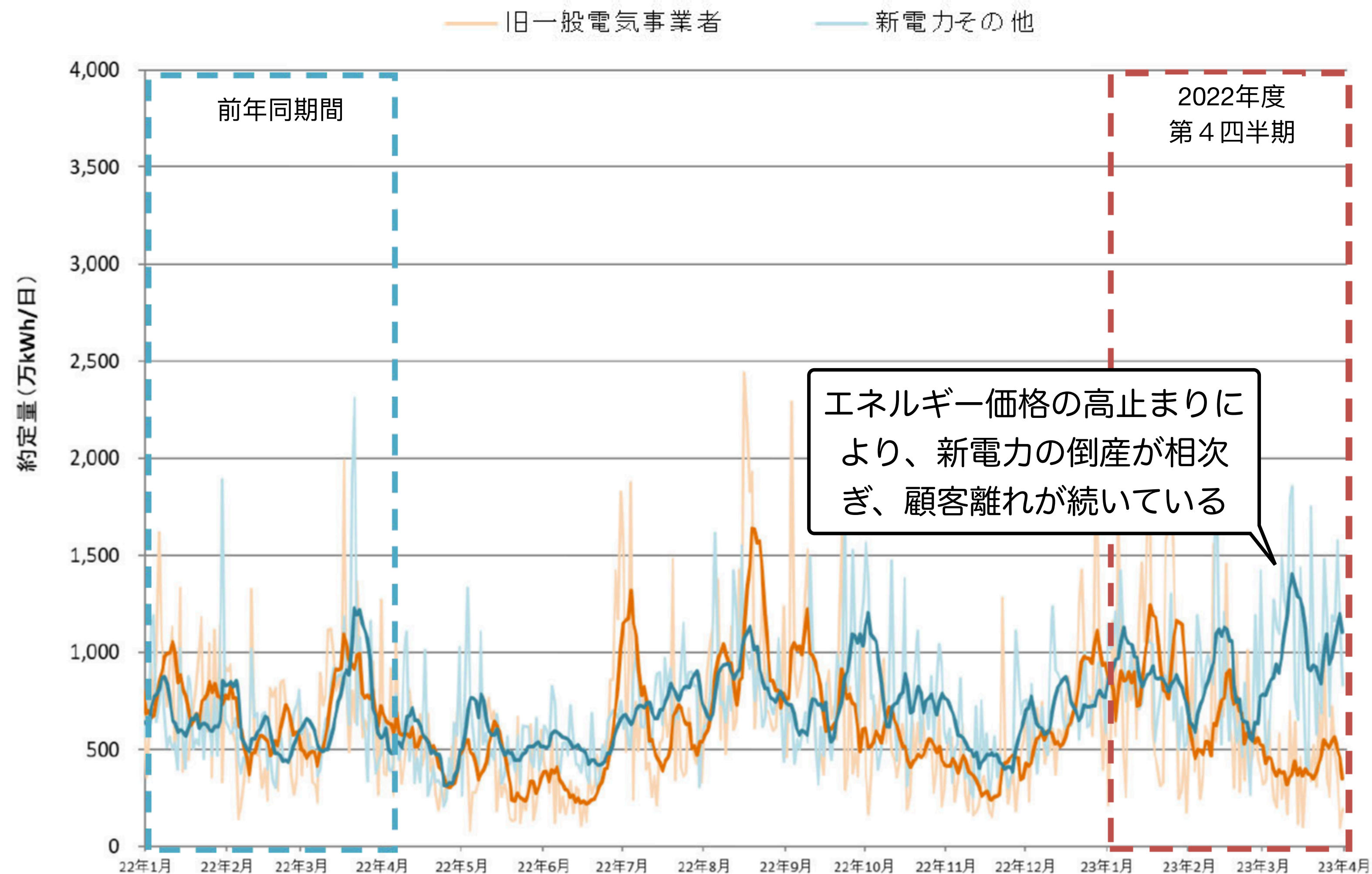
1.1 倍



# 事業者別の時間前市場売り約定量

2022年1月1日～2023年3月31日

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2023年1月～2023年3月)	5.8 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2022年1月～2022年3月)	0.9 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2023年1月～2023年3月)	8.4 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2022年1月～2022年3月)	1.4 倍

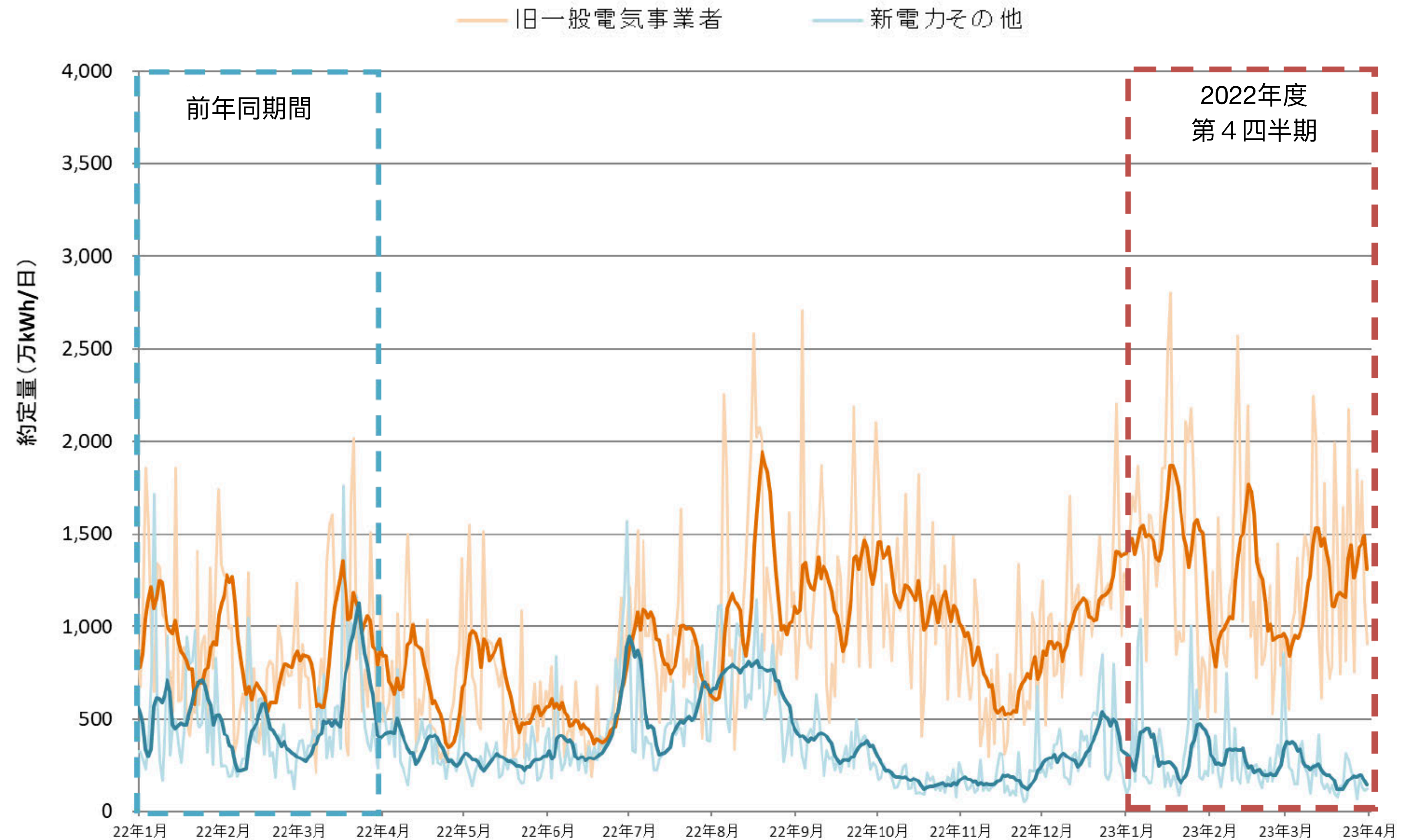




# 事業者別の時間前市場買い約定量

2022年1月1日～2023年3月31日

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2023年1月～2023年3月)	11.7 億kWh
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2022年1月～2022年3月)	1.5 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2023年1月～2023年3月)	2.4 億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2022年1月～2022年3月)	0.5 倍

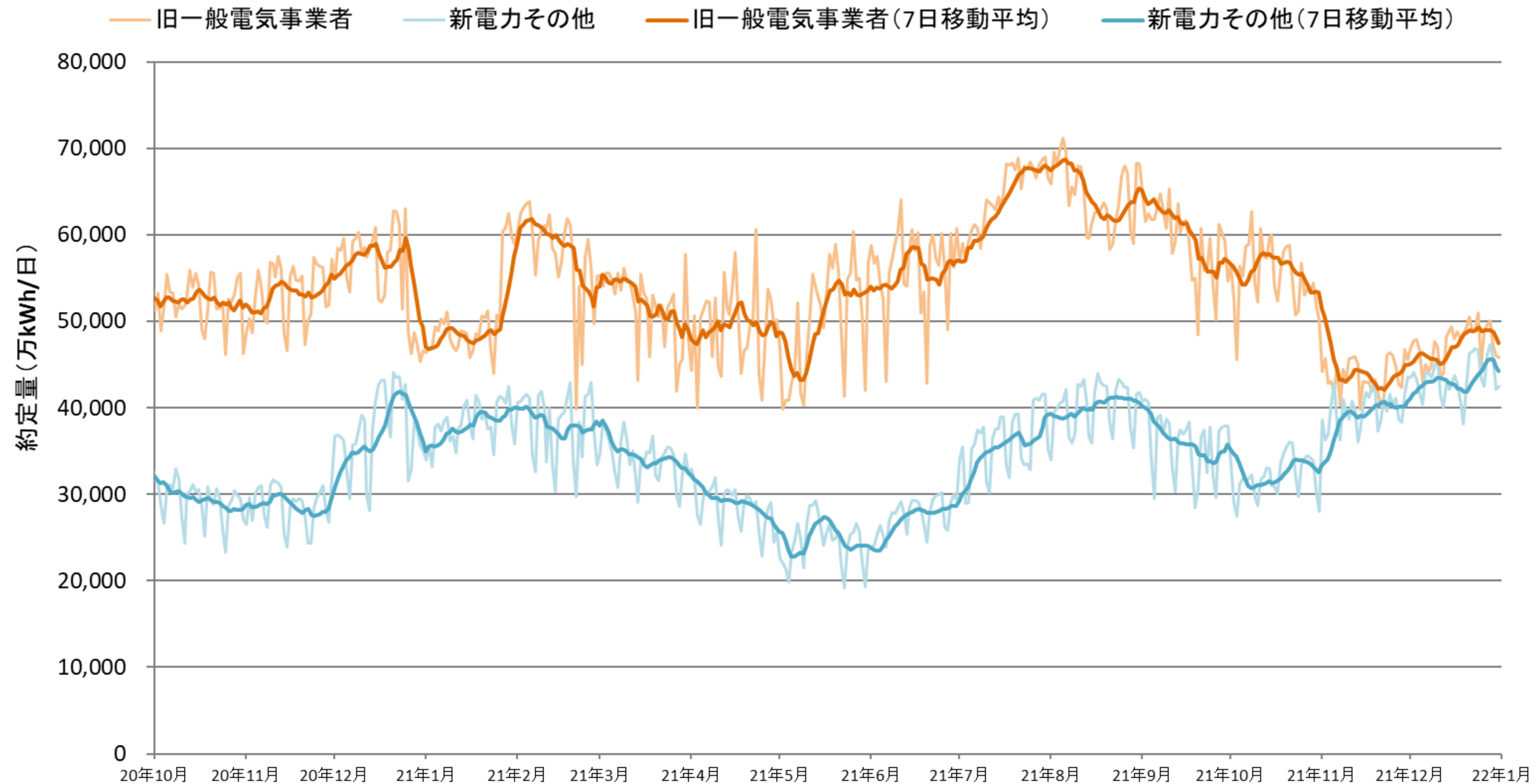




# 参考：事業者別のスポット市場売り約定量

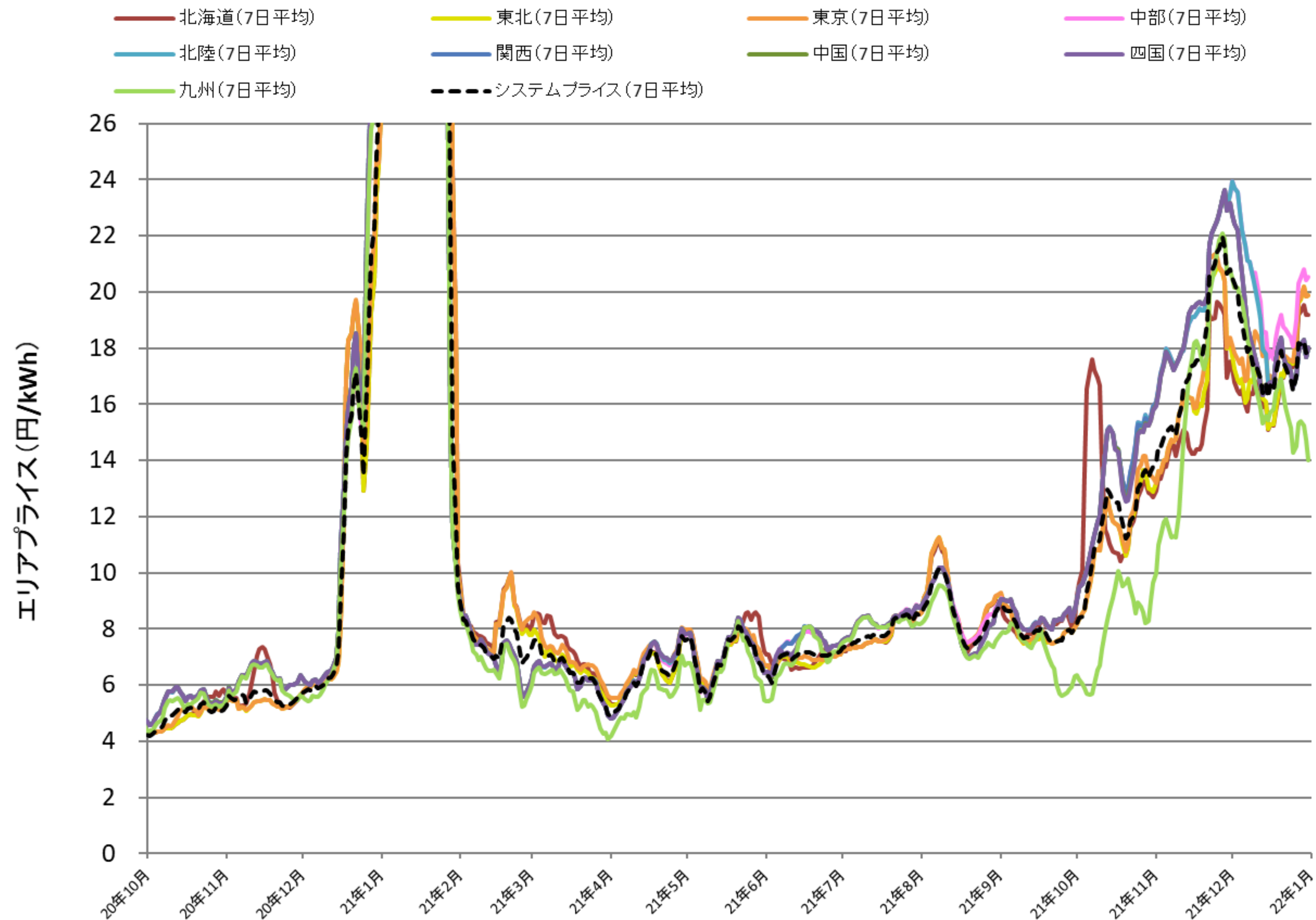
2020年10月1日～2021年12月31日

スポット市場 売り約定量の推移  
(2020年10月01日～2021年12月31日)



# 参考：スポット市場のエリアプライス

2020年10月1日～2021年12月31日





# 先行研究

---

## ❖ Koch and Hirth (2019) | German market

-The paper quantitatively explores one reason for reduced balancing needs: increased and improved short-term wholesale electricity trading on the intraday market.

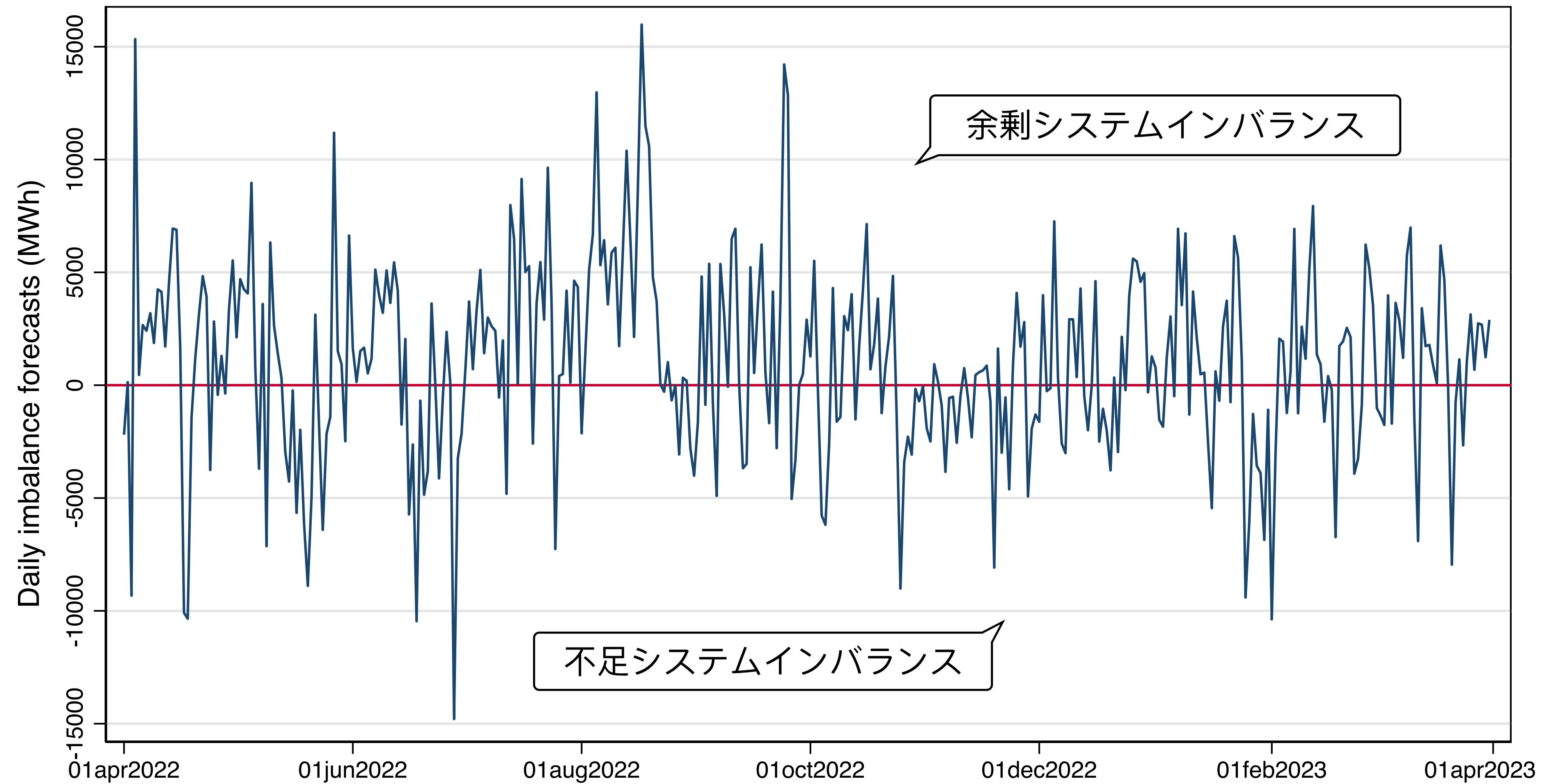
## ❖ Riddervold et al. (2021) | Nordic intraday market

-The imbalance cost for a power producer with both wind and hydropower assets can be reduced by internal balancing in combination with sales and purchase in a pay-as-bid intraday market.

## ❖ Bourry and Kariniotakis (2010) | Nordpool in Denmark

-The participation in an intraday market is formulated as a hedging method which aims to reduce the imbalance penalties. The participation in the intraday market can reduce the imbalance penalties by up to 18%.

# システムインバラン量 (実需給20分前想定値)





# 研究目的

---

- ❖ JEPX時間前市場の運用によるシステムインバランス、そして電力需要・供給のインバランスにもたらす低減効果を明らかにすること
- ❖ 連系線混雑が発生する場合、時間前市場の利用による影響の変化について検討を行うこと
- ❖ 再エネ発電の予測誤差によるインバランスが生じる場合、JEPX時間前市場の取引による調整が行われているかどうかについて検証すること

# モデルとデータ

## ❖ パネルデータ

- 9エリア（沖縄を除く）
- 2022年4月1日～2023年3月31日（2022年度）の時間当たりデータ

## ❖ 動学パネルモデル

$$\ln Imbalance_{it} = \beta_0 + \beta_1 \ln lag\_ Imbalance_{it} + \beta_2 Intraday_{it} + \beta_3 Congestion_{it} + \beta_4 Intraday \times Congestion_{it} + \beta_5 \ln Controls_{it} + \delta_i + \lambda_t + \epsilon_{it}$$

## ❖ システム・電力需要・供給のインバランス量

- 実需給20分前までに予測したシステムインバランス量（shortage imbalance & surplus imbalance）
- 実需給時の電力需要実際値（actual）と前日夕方の電力需要予測値（forecast）の差の絶対値
- 実需給時の電力供給実際値（actual）と前日夕方の電力供給予測値（forecast）の差の絶対値
- 実需給時の再エネ発電実際値（actual）と前日夕方の再エネ発電予測値（forecast）の差の絶対値

## ❖ 総電力需要に占める時間前市場の割合

- 時間前市場での取引量が電力総需要量に占める割合

## ❖ システム混雑

- 地域*i*の連系線上では空容量がゼロになる場合、1の値を取る

## ❖ コントロール変数

- 電力需要・火力・風力・太陽光発電量；気温、風力、日射量などを追加する予定

時間前市場の利用による  
インバランス量への影響

通常時：  $\beta_2$

混雑時：  $\beta_2 + \beta_4$



# 記述統計量

	Unit	N	Mean	Std.Dev.	Min	Max
ln_imbalance_system	%	78,325	1.7196	11.26	-15.000	15.000
ln_imbalance_demand	%	78,325	11.279	1.450	0.000	15.628
ln_imbalance_generation	%	78,325	12.121	1.369	0.000	17.052
ln_imbalance_RE	%	78,325	10.122	2.428	0.000	15.247
Intraday_share	%	78,325	8.778	8.641	0.031	49.993
congestion	0/1	78,325	0.264	0.441	0.000	1.0000
ln_demand	%	78,325	8.967	0.827	8.000	11.000
ln_thermal	%	78,325	8.665	0.797	6.000	11.000
ln_wind	%	78,122	0.081	0.561	0.000	5.5722
ln_solar	%	78,325	1.004	1.994	0.000	8.6163



# 分析結果1：システムインバランス

## ❖再エネ地域（電力余剰発生リスク高い）

- 混雑時：時間前市場の利用割合の1%増加により、約**0.282%**の余剰システムインバランスと**0.979%**の不足システムインバランスが緩和される
- 通常時：混雑時と同じ

再エネ地域においては、多くの時間前市場取引が地域内で行われる

## ❖その他地域（電力不足発生リスク高い）

- 混雑時：時間前市場の利用割合の1%増加により、約**0.287%**の余剰システムインバランスと**0.763%**の不足システムインバランスが緩和される
- 通常時：時間前市場の有意な効果なし

その他地域においては、多くの時間前市場取引が地域間で行われる

			Other areas	
	(1)	(2)	(3)	(4)
	Imbalance	Imbalance	InImbalance	InImbalance
	58**		0.062***	0.062***
Intraday Market	(5.830)	(5.610)	(9.250)	(9.150)
Over Supply	0.990**	0.979**	0.556	0.524
Congestion	(3.680)	(3.390)	(1.070)	(1.040)
Intraday × Over Supply × Congestion	21.44***	21.44***	21.35***	21.34***
	(52.08)	(51.93)	(23.91)	(23.92)
	-0.146	-0.152	-0.430*	-0.432*
	(-2.170)	(-2.330)	(-2.510)	(-2.490)
	0.134	0.137	-1.050*	-1.050*
	540)		(-2.340)	(-2.300)
	261*		-1.255	-1.249
	(10)		(-1.24)	(-1.25)
	177		0.751**	0.763**
	(060)		(3.130)	(3.310)
	0.262		0.802*	0.804*
Constant	(2.280)	(2.300)	(2.320)	(2.310)
	-10.47***	-9.419**	-10.58***	-8.116***
	(-37.06)	(-5.790)	(-18.69)	(-12.20)
Control Variables	No	Yes	No	Yes
Monthly Dummy	Yes	Yes	Yes	Yes
Sample Size	34368	34368	42872	42872
Adj.R2	0.978	0.978	0.981	0.981

Footnote: t statistics in parentheses, \* p<0.1, \*\* p<0.05, \*\*\* p<0.01.





## 分析結果 2 : 電力需要のインバランス

❖ 時間前市場の取引は、主に電力需要のインバランス調整に用いられる

- 時間前市場の利用割合の 1 % 増加により、約 **0.058%** の需要インバランスが解消される

❖ 連系線を容量いっぱいまで運用し、供給力の区域間調達・販売を行う時間前市場の取引が活用される場合

- 時間前市場の利用割合の 1 % 増加により、約 **0.074%** の需要インバランスが削減される

	ln_demand_imbalance	
	(1)	(2)
ln_demand_imbalance_1hourlag	-0.007* (0.003)	-0.006* (0.003)
<b>Intraday Market Share</b>	<b>-0.058***</b> <b>(0.001)</b>	<b>-0.058***</b> <b>(0.001)</b>
Congestion		-0.148*** (0.039)
<b>Intraday × Congestion</b>		<b>-0.016***</b> <b>(0.004)</b>
ln_wind	-0.214*** (0.010)	-0.211*** (0.010)
ln_solar	0.012*** (0.003)	0.012*** (0.003)
Constant	12.092*** (0.043)	12.087*** (0.043)
Monthly Dummy	Yes	Yes
Sample Size	74846	74846
Adj.R2	0.148	0.149

Footnote: t statistics in parentheses, \* p<0.1, \*\* p<0.05, \*\*\* p<0.01.

# 分析結果 3 : 電力生産のインバランス

❖ 時間前市場の取引は、電力生産のインバランスの調整にも用いられる

- 時間前市場の利用割合の 1 % 増加により、約 **0.032%** の電力生産のインバランスが解消される

❖ 系統混雑(空容量がゼロ)が発生する場合、時間前市場が電力生産の調整にもたらす緩和効果が減少 (電力生産の予測誤差は主に再エネの生産によるものなので)

- 時間前市場の利用割合の 1 % 増加により、約 **0.026%** の電力生産のインバランスが削減される

	ln_generation_imbalance	
	(3)	(4)
ln_generation_imbalance_1hourlag	0.019*** (0.004)	0.019*** (0.004)
<b>Intraday Market Share</b>	<b>-0.032***</b> <b>(0.001)</b>	<b>-0.032***</b> <b>(0.001)</b>
Congestion		0.183*** (0.034)
<b>Intraday × Congestion</b>		<b>0.006**</b> <b>(0.003)</b>
ln_wind	0.039*** (0.008)	0.037*** (0.008)
ln_solar	0.139*** (0.003)	0.139*** (0.003)
Constant	12.125*** (0.047)	12.125*** (0.047)
Monthly Dummy	Yes	Yes
Sample Size	74846	74846
Adj.R2	0.095	0.095

Footnote: t statistics in parentheses, \* p<0.1, \*\* p<0.05, \*\*\* p<0.01.

# 分析結果4：再エネ発電のインバランス

❖時間前市場の取引は、再エネ発電のインバランス調整にも用いられる

-時間前市場の利用割合の1%増加により、約**0.024%**の再エネ発電のインバランスが削減される

❖系統混雑(空容量がゼロ)が発生する場合、再エネ電力の地域を跨いだ送電ができなくなるため、時間前市場が再エネ発電のインバランス調整にもたらず緩和効果が減少

-系統混雑発生時、時間前市場の利用割合の1%増加により、約**0.015%**の再エネ発電のインバランスが削減される

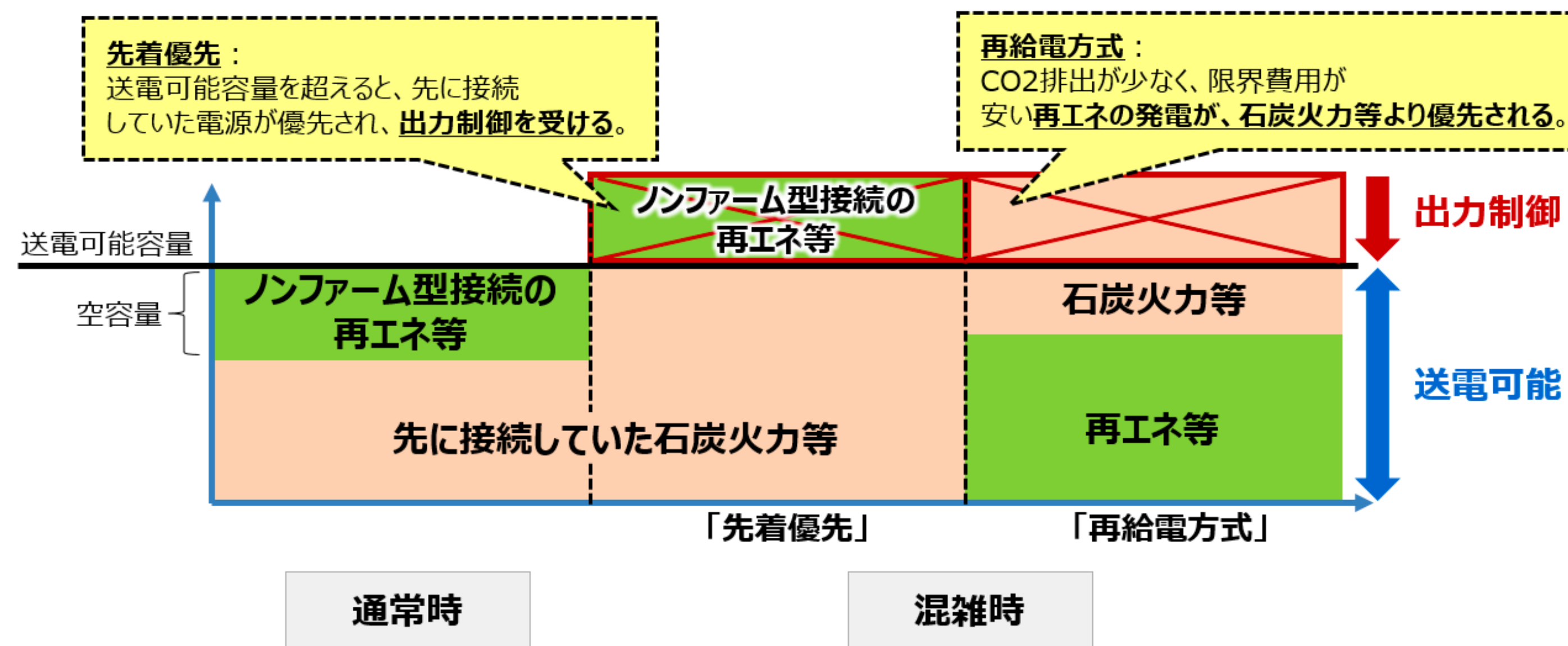
	ln_renewable_imbalance	
	(5)	(6)
ln_renewable_imbalance_1hourlag	0.228*** (0.004)	0.228*** (0.004)
<b>Intraday Market Share</b>	<b>-0.024***</b> <b>(0.001)</b>	<b>-0.024***</b> <b>(0.001)</b>
Congestion		-0.743*** (0.089)
<b>Intraday × Congestion</b>		<b>0.009*</b> <b>(0.006)</b>
ln_wind	-0.173*** (0.011)	-0.167*** (0.011)
ln_solar	0.082*** (0.004)	0.080*** (0.004)
Constant	8.081*** (0.043)	8.086*** (0.044)
Monthly Dummy	Yes	Yes
Sample Size	74846	74846
Adj.R2	0.069	0.072

Footnote: t statistics in parentheses, \* p<0.1, \*\* p<0.05, \*\*\* p<0.01.



# 連系線利用ルール

- ❖日本では送電線の利用は「先着順」で決定される。この制度では、例えば石炭火力発電所が、後から契約を結ぶ再エネ電源よりも優先されることになる。系統混雑が発生すると、後から契約を結ぶ電源に出力制限がかかる。これは、近年に再エネ出力抑制が増加している理由でもある。
- ❖メリットオーダーに従い出力制御する「再給電」方式は、2023年12月28日から実施する予定。「再給電」方式の下では、限界費用とCO2排出がより低い電源が優先的に系統接続される。政策改革により、再エネ出力抑制のリスクが軽減され、日本における再エネの導入が拡大することが期待できる。



出典：『再エネの導入拡大を実現する「系統制約」克服の取り組み』，METI (2022). [https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyoo/energykihonkeikaku2021\\_kaisetu05.html](https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyoo/energykihonkeikaku2021_kaisetu05.html)

## 分析結果のまとめ

- ❖ JEPX時間前市場の利用によるシステムインバランス、そして電力需要と供給インバランスへの低減効果が検証された。
- ❖ 連系線を利用する余剰電力の時間前市場取引が効率的に利用されていない；特に、再エネが多く導入されている地域（東北、四国、中国、九州）においては、エリアを跨いだ時間前市場の利用が比較的少ない；今後FIP電源の導入増加に伴い、再エネ電源の時間前市場の利用に変化が生じる可能性が高く、出力抑制の緩和にもつながるかもしれない。
- ❖ 時間前市場取引が主に電力需要のインバランス調整に用いられているが、電力供給（再エネ電力を含め）のインバランス調整にも適用されている。
- ❖ 連系線上において系統混雑が発生する場合、現状の「先着優先ルール」の下では、再エネ電源余剰電力の地域間調達ができず、時間前市場取引のインバランス緩和効果がうまく発揮できない；「再給電方式」への政策改革が新たな変化をもたらすことが期待される。