

最終保障供給原資のスポット市場調達による 社会的コストへの影響に関する分析・検討

2023年4月25日

送配電網協議会

1. 本日の報告について

- 前回の制度設計専門会合での分析結果等を踏まえ、第60回電力・ガス基本政策小委員会では、一般送配電事業者による最終保障供給原資のスポット市場調達は、社会的コストの抑制に向けて、電力・ガス取引監視等委員会と連携し、入札条件等について検討した上で、最終保障供給契約(LR)の推移を踏まえ、再開の是非を判断することが整理されています。
- 社会的コストへの影響分析の実施にあたり、一般送配電事業者によるLR供給原資（スポット市場調達・調整力調達）の調達コストを指標として詳細検討を実施しました。
- 前回のエリアプライス上位10コマを対象とした分析結果では、複数のエリアにおいて、一般送配電事業者が市場調達しなかった場合の追加調整力費用が、スポット市場の約定費用よりも低い（調達コストが増加する）コマがあることが確認されたため、この要因分析を行うとともに、対象コマを増やし取引期間を通じたトータルでの評価を行いました。
- 取引期間を通じた評価の結果、全エリアとも全ての月で調達コスト低減が確認されました。スポット入札時点で想定した上げ調整単価が、実需給までの再エネ出力増加や需要減少などにより下がるケースに対しては、引き続き、需給想定精度向上により解消に努めてまいります。
- また、一般送配電事業者は、LRのお客さまに対して小売電気事業者との契約切替を促す取組を能動的に実施しておりますが、それでも残る契約分については、今回の検討結果も踏まえ、調達コスト増を抑制するため、スポット市場の原資調達も活用できるようにしていただきたいと考えております。

(参考) 前回専門会合での影響分析結果

- 前回の分析結果では、**北海道・東北・北陸・四国エリアにおいて**、エリアプライス上位10コマにおいて、一般送配電事業者が市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマがあることが、確認されています。
- このため、**当該の4エリアにおいて調達コストが増加となった要因分析を実施しました。**

北海道NW				
①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））				
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）				
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）				
分析対象 コマ	①	②	②－①	
2022/12/24 00:00-00:30	228,756	708,702	479,946	
2022/12/26 07:00-07:30	▲ 25,520	—	—	
2022/12/26 07:30-08:00	▲ 31,088	370,290	401,378	
2022/12/27 15:30-16:00	▲ 39,623	4,323,573	4,363,196	
2022/12/29 07:30-08:00	▲ 278,852	—	—	
2022/12/26 11:00-11:30	▲ 25,730	2,641,723	2,667,453	
2022/12/24 00:30-01:00	▲ 185,680	0	185,680	
2022/12/24 09:30-10:00	▲ 109,715	0	109,715	
2022/12/26 06:30-07:00	13,750	436,176	422,426	
2022/12/26 10:00-10:30	▲ 125,171	3,354,750	3,479,921	

東北NW				
①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））				
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）				
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）				
分析対象 コマ	①	②	②－①	
2022/12/16 16:30-17:00	▲ 96,618	20,389,449	20,486,067	
2022/12/16 17:00-17:30	▲ 751,211	20,422,627	21,173,837	
2022/12/16 17:30-18:00	▲ 1,524,314	20,485,808	22,010,122	
2022/12/16 18:00-18:30	▲ 127,764	20,613,614	20,741,378	
2022/12/15 16:30-17:00	1,256	21,251,622	21,250,366	
2022/12/15 17:00-17:30	▲ 136,329	22,295,256	22,431,585	
2022/12/15 16:00-16:30	▲ 251,163	27,175,776	27,426,939	
2022/12/15 17:30-18:00	▲ 527,240	22,078,510	22,605,750	
2022/12/16 07:00-07:30	102,644	10,054,010	9,951,366	
2022/12/16 07:30-08:00	▲ 211,395	2,556,059	2,767,454	

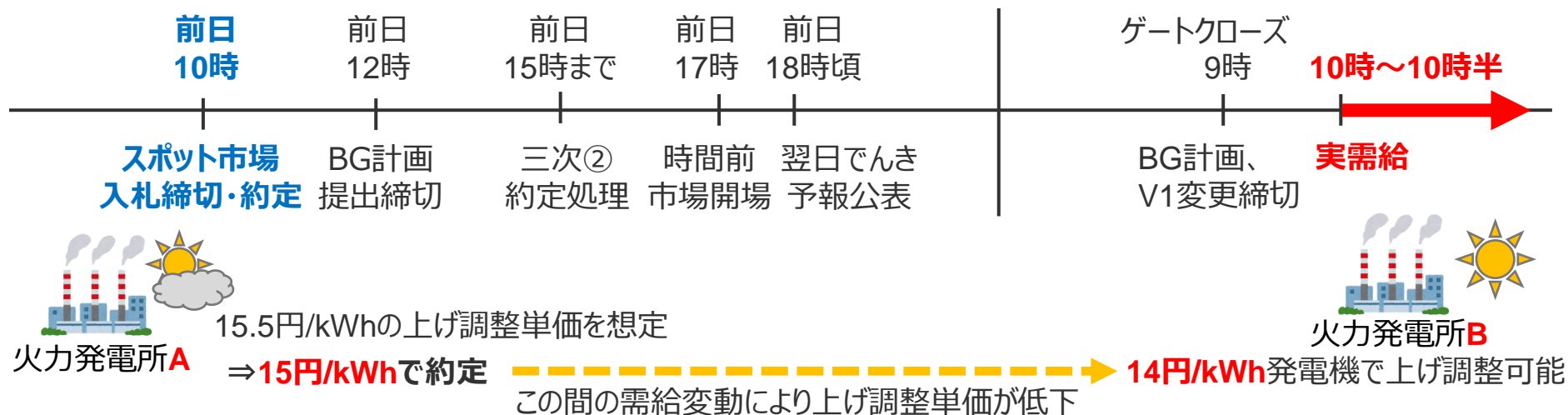
北陸送配電				
①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））				
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）				
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）				
分析対象 コマ	①	②	②－①	
2023/01/25 17:30-18:00	▲ 460	0	460	
2023/01/25 18:00-18:30	3,225	0	▲ 3,225	
2023/01/25 19:00-19:30	2,090	0	▲ 2,090	
2022/12/27 18:00-18:30	▲ 144,900	5,148,644	5,293,544	
2022/12/26 16:30-17:00	▲ 24,760	5,532,375	5,557,135	
2022/12/27 17:30-18:00	▲ 131,280	5,091,860	5,223,140	
2022/12/15 17:30-18:00	▲ 3,495	2,185,043	2,188,538	
2022/12/15 16:30-17:00	▲ 229,880	2,680,678	2,910,558	
2022/12/24 17:30-18:00	14,260	4,369,941	4,355,681	
2022/12/26 17:00-17:30	▲ 4,940	2,878,313	2,883,253	

四国送配電				
①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））				
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）				
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）				
分析対象 コマ	①	②	②－①	
2022/12/24 00:00-00:30	7,222	3,350,820	3,321,058	
2022/12/28 08:30-09:00	▲ 20,793	2,395,932	2,404,110	
2022/12/28 18:30-19:00	▲ 18,403	954,555	961,793	
2022/12/28 19:00-19:30	▲ 16,969	1,014,068	1,020,742	
2022/12/25 19:30-20:00	▲ 5,398	—	—	
2022/12/26 06:30-07:00	▲ 3,936	3,218,560	3,222,496	
2022/12/30 19:00-19:30	▲ 38,564	600,143	598,686	
2022/12/30 18:00-18:30	▲ 5,202	1,731,713	1,736,915	
2022/12/24 06:30-07:00	9,568	2,666,685	2,631,637	
2022/12/26 21:30-22:00	10,071	4,742,556	4,746,255	

2. 調整力費用がスポット約定費用よりも低いコマが発生する理由

- スポット調達では前日10時までに入札単価・入札量を決定する必要があり、一般送配電事業者がスポット調達する場合、原則として、起動が想定される確保済みの調整電源の上げ調整単価を想定して入札するものの、実需給までに、上げ調整単価が下がることもあります。
- エリアプライスが高い上位10コマでは、想定した上げ調整単価（≒スポット入札単価相当）と同程度のスポット約定単価となっており、実需給までの需給変動により上げ調整単価がスポット約定単価を下回りやすい状況にあり、市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット約定費用より低いこともあります。
- 今回の要因分析の結果、スポット入札時点から実需給までの間の「再エネ出力増加」、「需要減少」、「他エリアからの受電量増加」、「BG余剰インバランス」などの状況変化によって、上げ調整単価が想定より下がったことを確認しました。（5頁～8頁参照）

【例】 10時～10時半の実需給にて上げ調整単価が下がる場合



3. 要因分析結果（北海道エリア）

○北海道エリアでは、再エネ出力増加や需要減少、他エリアからの受電増加のため、上げ調整単価が想定より下がったコマがありました。その結果、実際に稼働した上げ調整力の単価がスポット約定価格を下回ることとなりました。

分析対象コマ	①一送負担分の減分費用 ※ 1	要因分析結果
12/24 00:00-00:30	228,756円	スポット約定価格 < 上げ調整単価のため、コストメリットがあった。
12/26 07:00-07:30	▲ 25,520円	需要が4.7%減少、他エリアからの受電が1.2%増加したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/26 07:30-08:00	▲ 31,088円	再エネが1.3%増加したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/27 15:30-16:00	▲ 39,623円	需要が5.9%減少、他エリアからの受電が10.3%増加したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/29 07:30-08:00	▲ 278,852円	再エネが5.5%増加したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/26 11:00-11:30	▲ 25,730円	再エネが7.4%増加、需要が7.3%減少したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/24 00:30-01:00	▲ 185,680円	再エネが0.8%増加、需要が3.9%減少したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/24 09:30-10:00	▲ 109,715円	再エネが1.5%増加、需要が5.5%減少したため、上げ調整単価が想定より下がった。
12/26 06:30-07:00	13,750円	スポット約定価格 < 上げ調整単価のため、コストメリットがあった。
12/26 10:00-10:30	▲ 125,171円	再エネが5.6%増加、需要が7.8%減少、他エリアからの受電が5.1%増加したため、上げ調整単価が想定より下がった。

※ 1 ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正）
 ※ 需給変動の割合(%)は、スポット入札金額を検討する際に用いた想定需要に対する割合
 ※ 12月実績平均では、再エネ-2%～3%程度の変動、需要-3%～5%程度の変動、他エリアからの受電-6%～+4%程度の変動

3. 要因分析結果（東北エリア）

- 東北エリアでは、当初（12/2～12/16）供給力確保を重視しスポット入札を実施した結果、実需給において、上げ調整力の実績単価がスポット約定価格を下回ることとなりました。
- その後、東北電力ネットワークにおいて取引実績を評価したところ、調達コスト増となるコマの発生を認識したため、12/17以降は上げ調整単価の想定方法を見直しました。

分析対象コマ	①一送負担分の減分費用 ※ 1		要因分析結果
12/15 16:00-16:30	▲251,163円	A	<p>A)エリア全域での降雪や低温の予報などに対して、懸念するほどの不足インバランスは発生しなかったため、想定していた高価格帯の調整力までは稼働に至らなかった。</p> <p>B)BG需要予測>実需要となり、余剰インバランスが発生し、高価格帯の調整力が稼働しなかった。</p> <p>【補足】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・12/15・16の両日は7県庁所在地の最高気温が平年差で▲3℃程度となる予報であったため、気温がさらに予報より下振れした場合は需給がタイトとなり最高値付近の調整力が稼働する不足インバランス量（最大50万kW程度：エリア需要の3%程度に相当）の発生もあり得ると想定。 ・実績の気温は予報よりもさらに0.5℃前後下振れしたが、不足インバランス量の実績が想定を大きく下回る、または余剰インバランスが発生した。
12/15 16:30-17:00	1,256円	—	
12/15 17:00-17:30	▲136,329円	B	
12/15 17:30-18:00	▲527,240円	B	
12/16 7:00- 7:30	102,644円	—	
12/16 7:30- 8:00	▲211,395円	A	
12/16 16:30-17:00	▲96,618円	B	
12/16 17:00-17:30	▲751,211円	B	
12/16 17:30-18:00	▲1,524,314円	B	
12/16 18:00-18:30	▲127,764円	B	

※ 1 ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正）

3. 要因分析結果（北陸エリア）

○北陸エリアでは、需要減少等により上げ調整単価が想定より下がったコマがありました。その結果、実際に稼働した上げ調整力の単価がスポット市場価格を下回ることとなりました。

分析対象コマ	①一送負担分の減分費用 ※	要因分析結果
1/25 17:30-18:00	▲460円	実需給断面において、上げ調整単価が、スポット約定単価を下回った。
1/25 18:00-18:30	3,225円	スポット約定単価 < 上げ調整単価のため、コストメリットがあった。
1/25 19:00-19:30	2,090円	同上
12/27 18:00-18:30	▲144,900円	実需給断面において、上げ調整単価が、スポット約定単価を下回った。
12/26 16:30-17:00	▲24,760円	同上
12/27 17:30-18:00	▲131,280円	同上
12/15 17:30-18:00	▲3,495円	同上
12/15 16:30-17:00	▲229,880円	同上
12/24 17:30-18:00	14,260円	スポット約定単価 < 上げ調整単価のため、コストメリットがあった。
12/26 17:00-17:30	▲4,940円	実需給断面において、上げ調整単価が、スポット約定単価を下回った。

※ ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

3. 要因分析結果（四国エリア）

- 四国エリアでは、再エネ出力増加や需要減少、他エリアへの送電減少等のため、上げ調整単価が想定より下がったコマがありました。その結果、実際に稼働した上げ調整力の単価がスポット市場価格を下回ることとなりました。

分析対象コマ	①一送負担分の減分費用 ※ 1	要因分析結果
12/24 00:00-00:30	7,222円	スポット約定単価 < 上げ調整単価のため、コストメリットがあった。
12/28 08:30-09:00	▲ 20,793円	需要が2%減少、再エネが6%増加したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/28 18:30-19:00	▲ 18,403円	需要が11%減少したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/28 19:00-19:30	▲ 16,969円	需要が11%減少したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/25 19:30-20:00	▲ 5,398円	他エリアへの送電が1%減少したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/26 06:30-07:00	▲ 3,936円	再エネが1%増加したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/30 19:00-19:30	▲ 38,564円	需要が2%減少、再エネが1%増加したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/30 18:00-18:30	▲ 5,202円	需要が2%減少、再エネが1%増加したため、実需給での上げ調整単価が想定より下がった。
12/24 06:30-07:00	9,568円	スポット約定単価 < 上げ調整単価のため、コストメリットがあった。
12/26 21:30-22:00	10,071円	同上

※ 1 ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用(負担が減少すると正)）

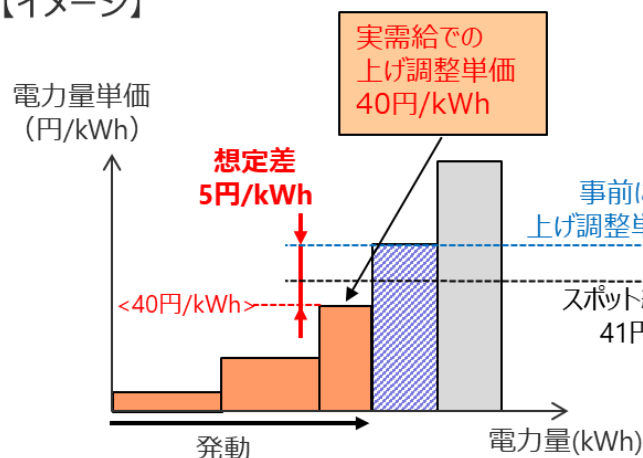
※ 需給変動の割合(%)は、スポット入札金額を検討する際に用いた想定需要に対する割合

※ 12月実績平均では、再エネ-13%~18%程度の変動、需要-13%~31%程度の変動、他エリアへの送電-24%~16%程度の変動

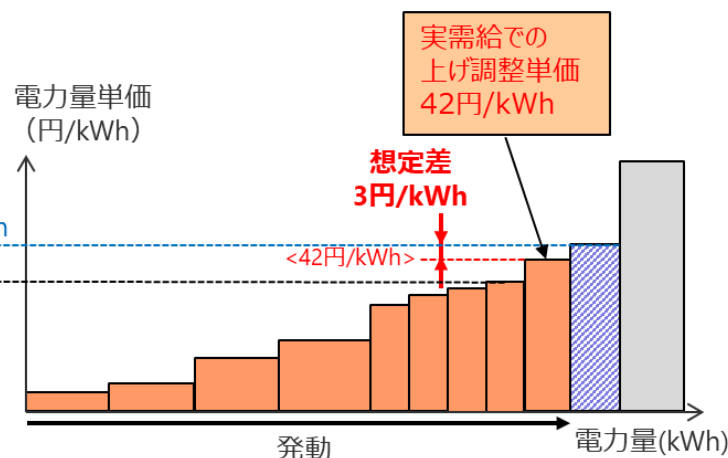
(参考) エリア間の差異に関する考察

- エリアによっては、降雪や低温の予報を受け供給力確保を重視したことや、BGによるV1登録単価変更などにより、実需給において上げ調整単価がスポット約定単価を下回り、調達コストの増加に至ったケースがありました。
- その他、今回、エリアプライス上位10コマでコストが増加していたエリアは、電源の台数が少ない傾向にあり、ユニット間で上げ調整単価の差が大きく、実需給までに需給が緩和した時に、エリア内の上げ調整単価がその差を受けて低下した結果、スポット約定単価を下回り、調達コストの増加に至ったことも考えられます。
- なお、電源の台数が多いエリアにおいても、需給が緩和した場合にコスト増加となることは考えられますが、今回のエリアプライス上位10コマの試算では、コスト増加は確認されていません。

【イメージ】



比較的電源の台数が少ないエリア



比較的電源の台数が多いエリア

- 発動した調整力
- 事前に発動を想定した調整力
- 発動しない調整力

仮に、需給が緩和しても約定単価(41¥/kWh)まで上げ調整単価が減少しない場合はコスト増加とならない

4. 期間を通じた評価

- 調達コストの評価にあたり、期間を通じたトータルで評価するという考え方もあります。
- この考え方により、各エリアの取引結果を分析したところ、全エリアとも全ての月で調達コストの低減が確認できました（手法は次頁参照）。
- また、調達コストが低減できたコマが大多数（8～10割）であることを確認できました。

エリア毎の月別調達コスト低減額と低減コマの割合（「コスト低減コマ数」を「約定コマ数」で除した値）

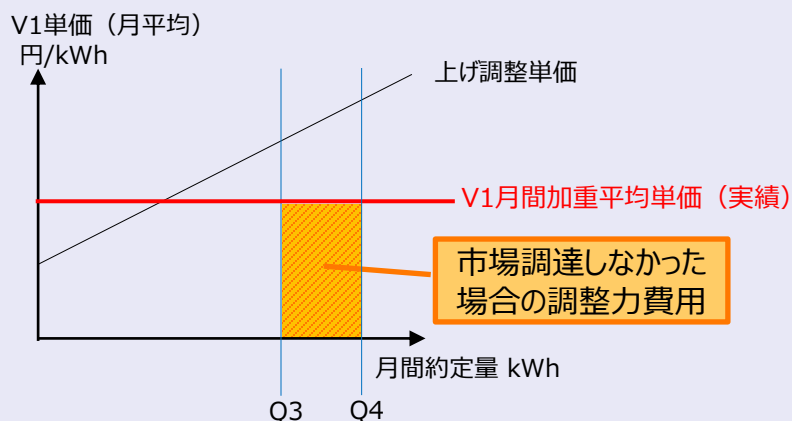
エリア	1 1月	1 2月	1月	2月
北海道	—	1.9億円 (81%)	3.6億円 (89%)	3.1億円 (95%)
東北	—	7.8億円 (98%)	6.0億円 (99%)	9.3億円 (100%)
東京	42.8億円 (96%)	125.0億円 (98%)	68.0億円 (98%)	52.8億円 (99%)
中部	13.1億円 (98%)	27.1億円 (96%)	12.3億円 (93%)	4.6億円 (76%)
北陸	—	2.1億円 (96%)	2.2億円 (100%)	3.0億円 (99%)
関西	—	7.2億円 (99%)	11.6億円 (99%)	9.4億円 (98%)
中国	—	6.5億円 (99%)	4.6億円 (98%)	4.0億円 (100%)
四国	—	0.1億円 (91%)	0.3億円 (100%)	0.2億円 (100%)

- 第60回基本政策小委の資料 4 にて示した調達コスト低減額は、月平均で評価を行ったものです。今回はコマ別で評価を行っているため、前者の調達コスト低減額とは異なった数値となっております。（一般的には、基本政策小委の評価方法の方が、控えめな評価となります）

基本政策小委資料 4 の評価イメージ（月平均）

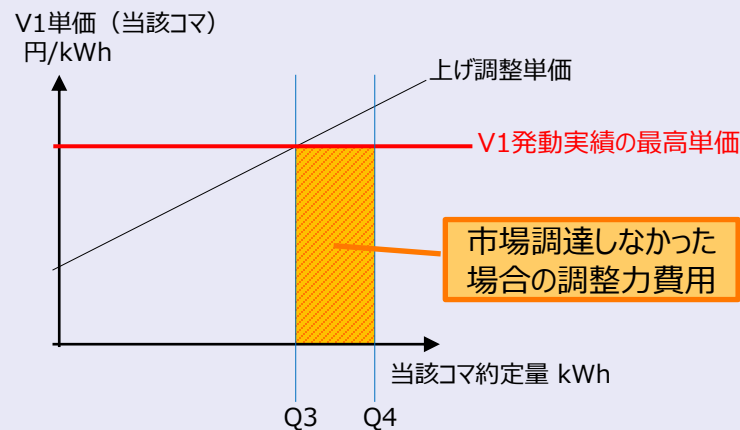
実際に発動されたV1の月間加重平均単価に月間約定量を乗じたものを、市場調達しなかった場合の調整力費用とみなし試算

（注）市場調達できなかったコマのV1と、LR以外の要因により発生したV1が混在。また、平均しているため、下図Q3の上げ調整単価よりも安価となる。



今回の評価イメージ（各コマ）

各コマにて、実際に発動されたV1のうち最も高価な単価（下図のQ3の上げ調整単価に相当）にLR量に乗じたものを、市場調達しなかった場合の調整力費用として試算



5. まとめ

- エリアプライス上位10点の約定コマにおいて、一般送配電事業者が市場調達しなかった場合の追加調整力費用が、スポット市場の約定費用よりも低いコマの要因を分析した結果、実需給までに「再エネ出力増加」、「需要減少」、「他エリアからの受電量増加」、「BG余剰インバランス」などの状況変化によって、上げ調整単価が想定より下がり、当該コマにおけるスポット調達が調達コストの増加となったことを確認しました。
- 上記の状況は、エリアプライスが高いコマにおいて、発電機台数の少ないエリアで発現する傾向があり、上位10コマの評価では調達コストが増加するコマが多いエリアがあったものの、期間全体としては調達コストが増加するコマは少数（0～2割）であることを確認しました。
- また、調達コストを期間を通じたトータルで評価する考え方にもとづき、各エリアの取引実績を分析したところ、全エリアとも全ての月で調達コストの低減が確認されたことから、引き続き、スポット市場でのLR原資調達も活用できるようにしていただきたいと考えております。
- 最終保障供給原資のスポット市場調達において、更なる調達コスト削減を実現するためには、再エネ出力予測や需要想定などの精度向上の取組みが必要です。予測精度の向上は、安定供給の確保や調整力費用の削減、適切な情報発信の観点からも重要であり、一般送配電事業者として引き続き積極的に取組んでまいります。

○ 一般送配電事業者は、再エネ予測精度誤差削減に向けた取り組みを行っています。

(参考) 一般送配電事業者における予測誤差削減への取組

(出所) 第43回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2022年7月13日) 資料2を更新

- 一般送配電事業者各社では、再エネ予測誤差削減に向けた取組が、現状、行われている。その代表的な取組は以下のとおり。
 - FIT特例①予測の前日6時再通知
 - 最新の気象情報の取り込み (気象庁初期時刻前々日21時の使用)
 - 複数の気象モデルを活用した出力予測の導入
- また、更なる予測誤差削減に向けた取組が、一般送配電事業者各社にて継続的に進められている状況である。

	今後の取組		今後の取組
北海道電力 NW	・細分化された予測地点 (メッシュ) ごとの日射量実績導入後の精度検証 ・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討	関西電力 送配電	・予測精度向上に向けた日射量から発電出力への換算係数の精緻化 (継続的取組) ・アンサンブル予報に基づく信頼度予測導入後の精度検証と適用方法の検討
東北電力 NW	・日射量予測および発電出力予測の機械学習モデル改良 ・予測外し時の気象状況分析による日射量予測の高度化検討 ・海外気象機関の数値予報更新頻度細分化	中国電力 NW	・発電実績を踏まえ出力予測に用いる出力換算係数を検証し、必要により見直しを実施 ・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東京電力 PG	・日射予測について気象会社の追加比較や予測方法の確認・検証 ・PV出力予測のメッシュ化を実装予定 (2024年度)	四国電力 送配電	・アンサンブル予報に基づく信頼度予測導入後の精度検証 ・発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施
中部電力 PG	・アンサンブル予測で複数パターンによる予測による誤差傾向を検証 ・発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施	九州電力 送配電	・複数の短時間予測モデルの内、過去類似日で好成績であったモデルを重視することによる予測精度向上 ・日射量予測メッシュの細分化 (LFM導入) による精度向上検討 ・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証
北陸電力 送配電	・複数の気象モデルを用いたSYNFOS-Solar統合版予測 (外部委託) の導入後の精度検証とチューニング ・日射量予測信頼度情報 (アンサンブル版) の導入後の精度検証 ・日射量計測値と発電実績との相関分析に基づく、出力換算係数の細分化や精緻化の検討	沖縄電力	・日射計を増設し、データ収集・分析等の検討を通して、PV発電出力推定実績の精度向上およびPV発電出力予測精度向上を図る ・日射量予測メッシュの細分化による精度向上の検討 ・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討

※更新箇所を下線で示している。

(参考) 予測精度向上に向けた取り組み

- 一般送配電事業者は、需要予測精度誤差削減に向けた取り組みを行っています。

需要の予測手法

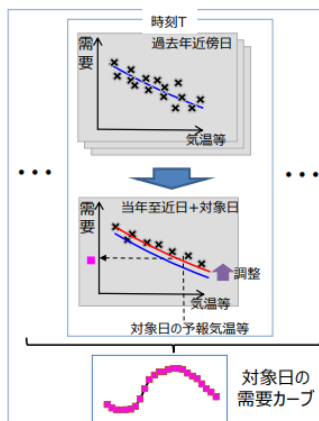
- ✓ 需要予測手法は蓄積した過去の気象実績（天候・気温等）および需要実績を基に、気象会社から配信される気象予測や想定日の暦等を考慮して重回帰モデルで予測。

1,各時刻毎の過去年実績から、暦も考慮しつつ、気象と需要の関係を重回帰によりモデル化

天候・気温・湿度・風速等
(気象会社データ：30分値)
関東主要都市の加重平均値を利用
予測対象日と同日±数十分

2,当年過去実績をふまえて、過去のモデルを調整。
予報気象をモデルに入力し、対象日の需要を予測。

当年度予測対象日の数十分前まで



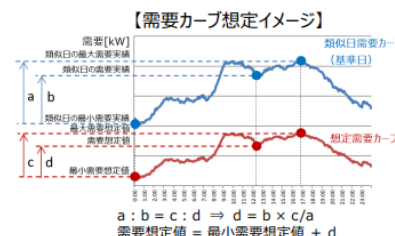
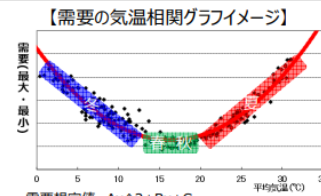
需要の予測手法

- エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定。

① 過去の需要実績と金沢市の平均気温実績を元に**最大需要・最小需要**の気温相関（気温感応度）を作成

② 翌日の気象データ（天候・気温など）から、**需要の気温相関**や過去の類似日を基に**最大需要・最小需要**を想定

③ 過去の類似日の需要カーブを、想定した**最大需要・最小需要**を基に補正し、24時間の需要カーブを想定



第31回
系統ワーキンググループ
(2021.9.30)

第32回
系統ワーキンググループ
(2021.10.28)

需要予測手法と予測精度向上



- 電力需要の予測は、中央給電指令所員が予測対象日の気象予測や過去の需要実績データ、気象データ、曜日差、大口需要家の操業状況等を個別に分析し需要を予測している。
- また、電力需要予測システムの開発を行い、2018年4月より運用を開始している。気温、湿度、不快指数、日射量等の気象データ（愛知・岐阜・三重・静岡・長野）並びに曜日データ等を基に、重回帰モデルにより電力需要を予測している。
- 人間系と需要予測システムによる予測を組み合わせ、需要予測精度向上を図っている。

(参考) 需要予測システムの予測計算

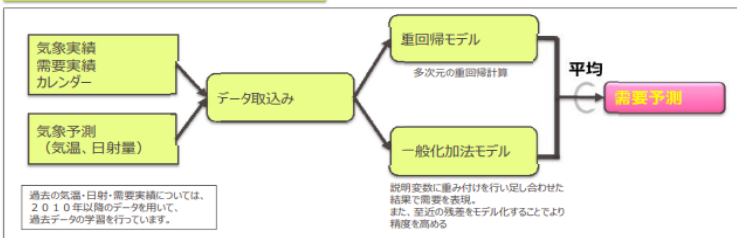


需要の予測手法

- 需要・気象等の実績情報を元に、重回帰分析モデル、一般化加法モデルを組み合わせることで予測を行う。

需要予測に用いる手法

- = 下記2種類の結果を平均
(1) 重回帰モデル
(2) 一般化加法モデル



過去の気温・日射・需要実績については、2010年以降のデータを用いて、過去データの学習を行っています。

説明変数に重み付けを行い足し合わせた結果で需要を表現。また、至近の残差をモデル化することで精度を高める

手法	概要
重回帰モデル 【重回帰分析】	需要、気温、日射量の実績情報を元に多次元の重回帰計算を実施。
一般化加法モデル 【重回帰分析】	需要、気象（気温、日射量）、日の特徴（平常日、特殊日）の情報を元に重み付けを行い足し合わせた結果で需要予測。また、至近の残差をモデル化することで精度を高める。

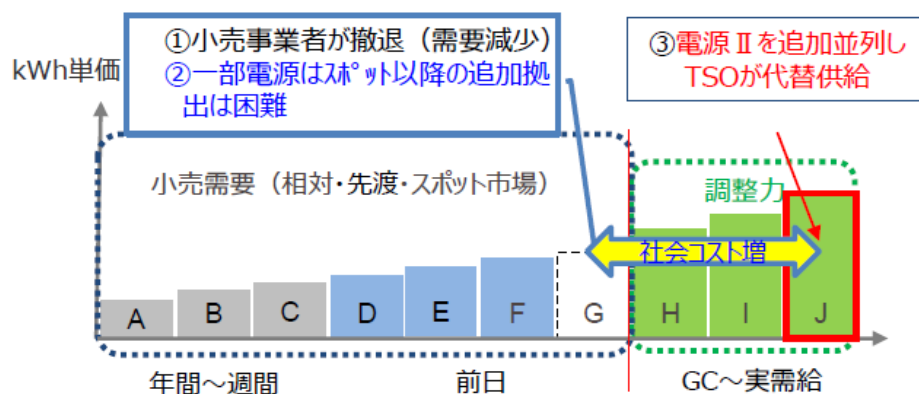
前回会合でのご意見を受けて

(参考) スポット市場からの調達を止めても問題なく対応できる理由

- 電源Ⅰや需給調整市場で調達する ΔkW の必要量には、最終保障供給契約に相当する量は含まれていませんが、一般送配電事業者は、電源Ⅰや需給調整市場で調達する ΔkW だけでなく、**電源Ⅱの余力も活用しながら、需給調整を行っております。**
- これまでは、平常時も一般送配電事業者は電源Ⅱ契約に基づき、余力電源の追加起動を行うこともできることから、**電源Ⅱの余力が期待できる現行制度において、安定供給上の問題は発生しておりません。**

第55回 電力・ガス基本政策小委員会
資料4-1 (2022.11.8) から作成

【スポット市場から調達していない場合】



【スポット市場から調達している場合】

