

再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

2022年2月14日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい内容

- 2021年12月の大量導入小委員会において、2021年4月から取引が開始された需給調整市場の実績見込み額を御報告させていただきつつ、2022年度のFIT交付金活用のあり方の論点について御議論いただいた。
- その後、2022年1月に電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合において、起動費の重複計上を含む市場取引額の精査及び今後の費用計上の考え方の整理が行われた。
- 本日は上記の議論を踏まえて2022年度のFIT交付金活用のあり方について御審議いただきたい。併せて、現在行われている調整力をめぐる取り組み等を踏まえて、今後の再エネ予測誤差に対応するための調整力確保のあり方についてもご議論いただきたい。

第38回大量導入小委でのご指摘事項

(調整力確保量について)

- ✓ 過渡期の状況において、調整力確保費用が本当に妥当なものなのかどうかという、まず**実態調査をしっかりといただき、作為的かつ不適切な入札に関しては、しっかりとした対応を取る**こともしっかりとやっていただく必要がある。

(調整力確保単価について)

- ✓ **北海道と中三社のうち中部、関西あるいは北陸など地域各社によってなぜが高いのかという点を、理由を調べる**ことが重要。

(インセンティブ設計について)

- ✓ かかった**コストを全部負担する**ということではなくて、**適正化するインセンティブを与える**ようなものにするという事務局の基本的な姿勢を支持する。
- ✓ 今後の**予測誤差の削減、特に需給予測の精緻化によってコストの削減をする**取り組みに**期待**をしている。やはり改善のポテンシャルがあるということかと思しますので、それを促していくインセンティブをしっかりと付けてほしい。

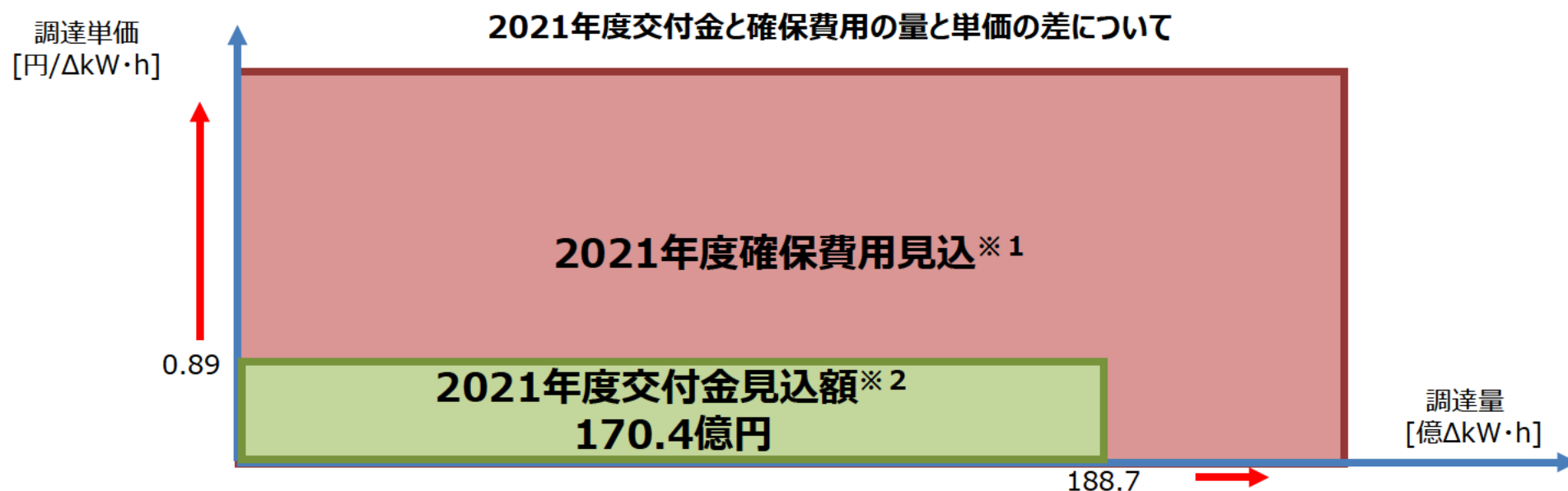
**1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保
費用算定の考え方**

2. 2022年度の調整力確保費用の金額水準
(案)

3. 今後の調整力確保をめぐる取り組みについて

2021年度交付金見込額と三次調整力②取引見込額の比較

- 2021年度の確保費用見込として、三次調整力②実績とFIT交付金を比較すると、調達単価・確保量はそれぞれ以下の要因により増えている状況。
 - 需給調整市場開設前であり、三次調整力②相当のコストの切り分けが困難であったため、2021年度交付金活用額算定時点では確実に発生する電源持ち替え費用にのみ限定して単価を算出したもの、需給調整市場開場後はガイドラインに則り起動費を含む追加的な固定費が計上された。
 - データ量の不足等により、2021年度交付金活用額算定時点ではFITインバランス特例①設備分のみを考慮した簡易的な手法にて調整力確保量を試算していたが、需給調整市場開場後は再エネ予測誤差(特例①・③)を元にした精緻な算定方法で調達した。



※1：2021年12月第68回制度設計専門会合資料4にて示された、送配電網協議会による試算値。(1,122.2億円)

※2：2020年12月第22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にて示した2021年度交付金見込額

三次調整力②における起動費重複計上に関して

- 本年1月の第69回制度設計専門会合にて、三次調整力②の取引期間(2021年4~12月)において計52.2億の重複計上が見込まれることが示された。

2022年1月 第69回制度設計専門回会合 資料4より抜粋

(参考) 起動費等の重複計上が見込まれるエリア別金額 (試算)

- 起動費等の重複計上が見込まれるエリア別金額 (試算) は以下のとおり。

【起動費等の重複計上が見込まれるエリア別金額 (試算)】

(億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
金額	0.1	3.6	1.8	16.7	2.2	16.8	9.3	0.2	1.6	52.2

※1 「エリア別金額」とは、電源属地エリア別における起動費等の重複計上の試算額を、広域調達の影響を考慮し、調達TSOエリア別に換算したものを。

※2 電源属地エリアごとの各調達TSOエリアへの広域調達の割合は、送配電網協議会の公表資料に基づき算出。

※3 起動費等の重複計上額の試算結果は、事業者による試算を踏まえたものであり、その算定方法は事業者によって異なる。

(事業者の試算根拠が充分と認められないものについては、事務局による試算。)

そのため、あくまで試算結果であり、実績額と異なる場合はありうる。

※4 2021年4月1日~12月31日分。

2021年12月 第68回制度設計専門会合 資料4

【三次調整力②調達費用 (2021年4月~11月の実績・2021年度見通し)】 ※送配電網協議会の試算

(億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
4~11月実績	76.7	67.5	46.4	193.0	18.6	168.6	65.4	34.9	112.6	783.6
2021年度見通し	107.1	106.4	65.2	289.1	25.2	236.9	86.4	46.9	158.9	1122.2

※12月~3月の必要量は広域機関にて検証済の必要量テーブル、12月~3月の調達単価は4月~11月の実績平均を横置きで算定。4~11月の追加調達分約10億円を除く。

- 適切に起動費等を計上するため、以下の考え方にしたがって入札を行うこととしてはどうか。

【適切な起動費等の計上・入札の在り方】

- ✓ 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- ✓ 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を監視委事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

※上記の在り方により計上された起動費等を含め、適切に計上されていると考えられる三次調整力②の調達費用については、FIT交付金の手当を検討していくべきではないか。

2022年度交付金活用の考え方①

- 2022年度再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準を見込むに当たり、**市場実績を可能な限り反映するために、2021年の実績を活用する**。そのため、最新の実績値が判明している**2021年12月から遡って1年間の数値(2021年1月～12月)**を用い算定をしたところ以下の通り。

2021年三次調整力②取引総額見込				—	起動費重複計上額		=	取引総額	
エリア	1～3月試算※	4～12月実績	合計		エリア	重複計上額		エリア	合計
北海道	14.8	82.8	97.6		北海道	0.1		北海道	97.5
東北	9.6	77.1	86.7		東北	3.6		東北	83.1
東京	10.4	55.9	66.3		東京	1.8		東京	64.5
中部	23.6	233.5	257.0		中部	16.7		中部	240.3
北陸	1.5	19.8	21.3		北陸	2.2		北陸	19.1
関西	33.6	185.4	218.9		関西	16.8		関西	202.2
中国	10.0	71.8	81.9		中国	9.3		中国	72.6
四国	6.0	37.1	43.2		四国	0.2		四国	42.9
九州	18.1	130.9	148.9		九州	1.6		九州	147.4
	127.5	894.4	1021.9			52.2			969.6

※ 1～3月の試算値については、実績期間(4～12月)の調達費用が最小となる月の実績値から、制度設計専門会合にて示された起動費重複計上金額を元に見込まれる重複計上額を差し引いて使用。

2022年度交付金活用の考え方②

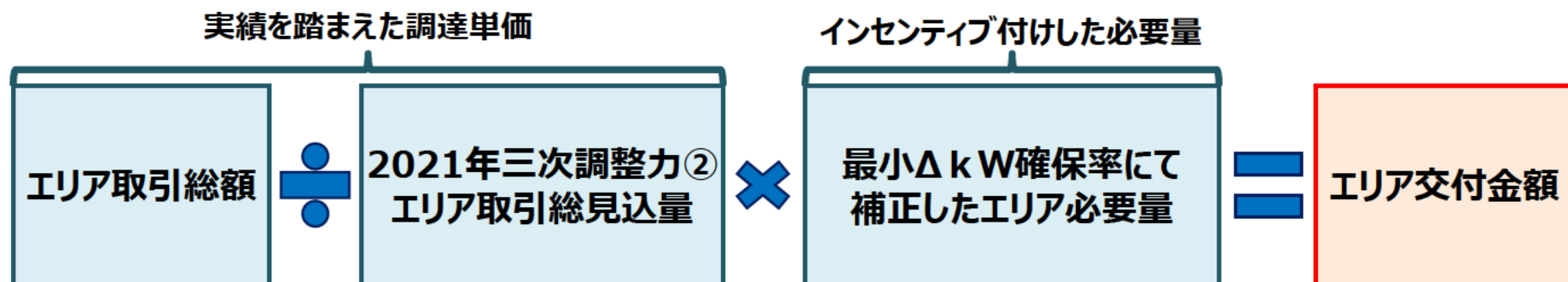
- 重複計上額を控除し算出した取引総額を、各エリアの三次調整力②の取引実績量※1で割ることで、エリア毎の実績を踏まえた調達単価を算定する。

※1 需給調整市場開設前の2021年1~3月分の三次調整力②取引量は、必要量テーブルより想定される量で推計。

- 一般送配電事業者に予測誤差削減に向けた取り組み等を促すため、必要量については過去の4年間の ΔkW 確保率※2の最小値とFIT設備量を基に算出した調整力確保量を必要量として設定。こうした必要量の算定に当たっては、2023年度以降は三次調整力②の取引実績が蓄積されていること等を踏まえ、インセンティブ設計を導入してはどうか。

※2 ΔkW 確保率 = 三次調整力②必要量 \div FIT設備量(特例①・③)

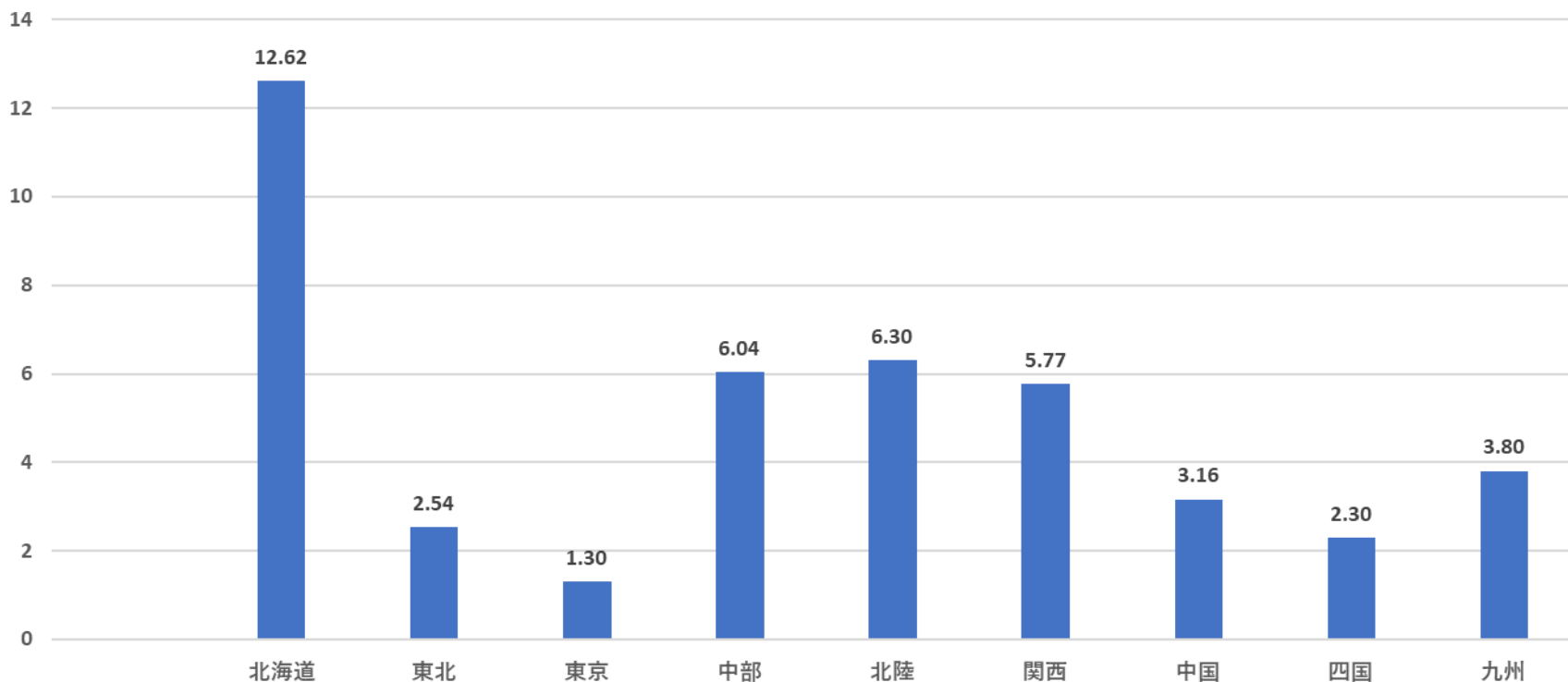
- 上記のエリア別調達単価を必要量に掛け合わせ、来年度の交付金をエリア毎に算出する。



実績を踏まえた調達単価の考え方

- 2021年度交付金算定時は広域調達により調達単価の平準化が見込まれるとして、全国一律単価を使用したが、2022年度交付金算定には電源構成の偏りによる燃料費高騰の影響度合いの差や、現行の需給調整市場の約定方法（自エリア優先紐付け）、市場の競争状況によりエリア間の差が生じていることを踏まえ、暫定的にエリア別単価を使用してはどうか。
- こうした約定方法の検証や、市場の状況について確認の上、単価が平準化するような市場の在り方を目指すこととしてはどうか。

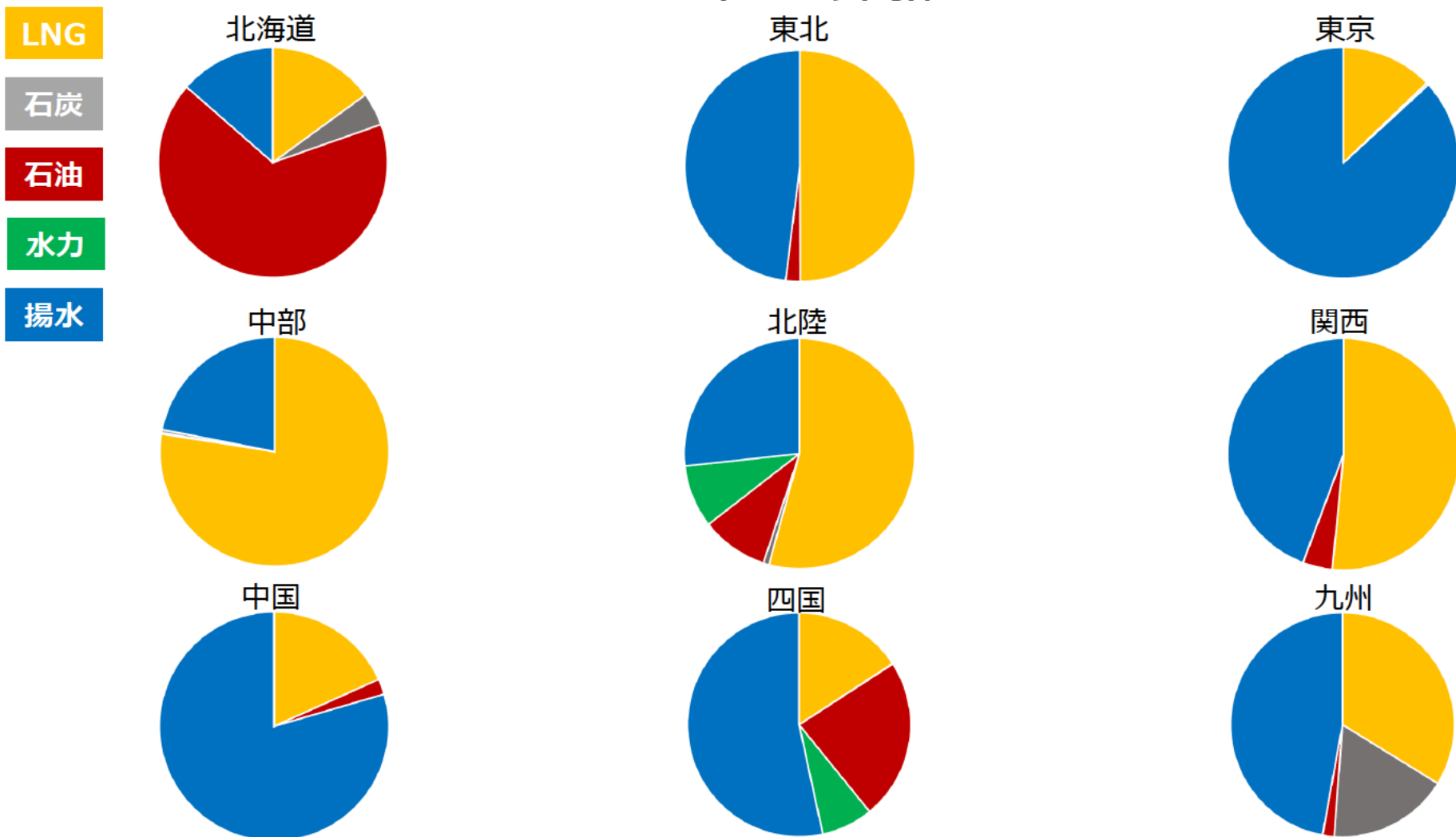
調達単価 [円/ Δ kw・h]



各エリアにおいて約定した調整力電源

- 約定方法においては、連系線への影響を勘案し自エリア優先で紐付けを実施。そのため、各エリアの調整電源の違いが調達単価のばらつきに大きな影響を与えていると考えられる。

2021年12月の取引状況



(参考)現状の三次調整力②約定方法に関して

- 現状、三次調整力②の調達においては、必要な調整力調達コストが低減するよう、全国からメリットオーダーに基づきΔkW必要量を確保し、各エリアに紐付けている。一方で、約定を行う際には、連系線の効率的な活用を考慮し自エリアに優先して紐付けを行っている。そのため、エリア毎に調達単価に差が出る状態となっている。
- こうした約定方法等について、最も効率的な調達手法となっているかという観点から、見直しの是非も含めて検討するべきではないか。

論点④-2 三次調整力②(広域調達)の紐づけ方法(例)

2018年2月 第1回需給調整市場検討小委員会 資料5より抜粋

直流連系

[円/ΔkW]	Aエリア 必要量30MW	Bエリア 必要量20MW	Cエリア 必要量50MW	Dエリア 必要量20MW	Eエリア 必要量40MW	
1.0		①自エリア優先 20		①自エリア優先 10		
1.5	①自エリア優先 10	必要量確保	①自エリア優先 10			
2.0	(10) 必要量確保	②隣接優先 30	(20)	10 必要量確保		
2.5	①自エリア優先 10					
3.0	②隣接優先 10		(10)	③交流優先 20	(20)	
3.5		②隣接優先 10	(10) 必要量確保		①自エリア優先 10	
4.0		②隣接優先 10			(10) 必要量確保	
約定量	30	←10 10→	50	←10→	20 30→	40

(参考)2022年度算定時の確保量の考え方

- 過去4年(2017~2020年)の ΔkW 最小確保率をもとに、2022年度交付金算定に使用する三次調整力②確保量を算定する。本手法による確保量の算定は今回限りとし、**2023年度以降は三次調整力②取引実績を踏まえたインセンティブ設計を導入する。**

直近4年間の ΔkW 確保率

2017年	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
ΔkW 確保量[億 $\Delta kW \cdot h$]	16.7	12.5	36.7	27	2.5	17.2	20.4	13.5	47.6	194.1
FIT設備量[MW]	1,681	4,447	12,344	7,216	932	4,744	3,969	2,352	8,120	45,805.0
ΔkW /設備量[%]	11.34%	3.21%	3.39%	4.27%	3.06%	4.14%	5.87%	6.55%	6.69%	4.84%
2018年	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
ΔkW 確保量[億 $\Delta kW \cdot h$]	20.49	31.198	54.87	24.38	4.95	21.65	36.25	18.26	36.37	248.4
FIT設備量[MW]	1,855	6,285	14,049	8,088	1,118	5,330	4,639	2,554	8,702	52,620.0
ΔkW /設備量[%]	12.61%	5.67%	4.46%	3.44%	5.05%	4.64%	8.92%	8.16%	4.77%	5.39%
2019年	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
ΔkW 確保量[億 $\Delta kW \cdot h$]	21.1	30.0	50.6	34.6	5.3	27.1	34.2	23.6	42.1	268.6
FIT設備量[MW]	2,286	6,847	15,000	8,875	1,147	5,706	5,010	2,603	9,746	57,219.9
ΔkW /設備量[%]	10.53%	4.98%	3.84%	4.44%	5.21%	5.41%	7.77%	10.31%	4.91%	5.34%
2020年	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
ΔkW 確保量[億 $\Delta kW \cdot h$]	6.9	26.3	53.4	46.6	3.5	36.4	18.9	22.0	34.0	248.0
FIT設備量[MW]	2,354	8,170	15,935	9,375	1,215	6,110	5,682	2,854	10,448	62,142.5
ΔkW /設備量[%]	3.33%	3.67%	3.83%	5.68%	3.27%	6.80%	3.79%	8.81%	3.71%	4.56%



[億 ΔkWh]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
ΔkW 最小確保率	3.33%	3.21%	3.39%	3.44%	3.06%	4.14%	3.79%	6.55%	3.71%	3.68%

※送配電網協議会提供の情報をもとに事務局にて作成。また、2017~2019年度分の ΔkW 確保量の算出については、データ量の不足等により現在の必要量テーブルに使用している再エネ予測誤差の算定式と同一ではない。

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保
費用算定の考え方

**2. 2022年度の調整力確保費用の金額水準
(案)**

3. 今後の調整力確保をめぐる取り組みについて

2022年度の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準(案)

- 2022年度の交付金活用については、2021年の取引実績（重複計上額を除く）を踏まえてた調達単価に、インセンティブ付けした必要量を掛けることで、エリア毎の交付金活用額を算出。

エリア別調達単価 [円/ΔkW・h]			補正後の必要量※ [億ΔkW・h]			2022年度交付金見込額※ [億円]	
北海道	12.6		北海道	7.3		北海道	91.6
東北	2.5		東北	23.7		東北	59.9
東京	1.3		東京	51.1		東京	66.4
中部	6.0		中部	29.9		中部	181.9
北陸	6.3	×	北陸	3.4	=	北陸	21.3
関西	5.8		関西	23.5		関西	135.8
中国	3.2		中国	20.6		中国	65.3
四国	2.3		四国	17.1		四国	39.2
九州	3.8		九州	36.8		九州	140.0
沖縄	1.4		沖縄	1.7		沖縄	2.4
平均	3.9		合計	215.0		合計	802.8

※実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で計算した交付金額を、エリアごとに2022年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定されるものであることに留意が必要。

※沖縄については需給調整市場が開場していないため、2021年度交付金算定時と同じ考え方のもと、交付金を算定する。

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保
費用算定の考え方
2. 2022年度の調整力確保費用の金額水準
(案)
3. **今後の調整力確保をめぐる取り組みについて**

インセンティブ設計（2023年度から導入）

- FIT交付金の活用を検討するにあたっては、国民負担によるものであることに鑑み、確保費用を自動的に全て補填する仕組みではなく、各一般送配電事業者の再エネ予測誤差削減に対するインセンティブが働く仕組みを講じる必要がある。
- 広域機関により2020年度から3次調整力②確保量の算定方法が精緻化されていることを踏まえ、インセンティブ設計は算定式変更後実績値の複数年度比較ができる2023年度交付金算定より導入する。
- 送配電の努力により改善が可能な確保量について、トップランナー水準を活用。ただし、確保率が大きく乖離している社については、早期の乖離の解消を目指すことを前提としつつ、暫定的にトップランナー水準と実績値の中間値を来年度の確保量とする。
- トップランナー水準は全体の達成状況を確認しながら今後引き下げていく。

※なお、気象状況等により必要な調整力は変動するものであるため、仮に実績とトップランナー水準が大きく乖離する場合には、その状況について検証し、必要な検討を行う。

<インセンティブ設計のイメージ（例）> ※2023年度交付金算定から導入

2020年度	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
ΔkW確保量[億ΔkW・h]	6.9	26.3	53.4	46.6	3.5	36.4	18.9	22.0	34.0	248.0
FIT設備量[MW]	2,354	8,170	15,935	9,375	1,215	6,110	5,682	2,854	10,448	62,142.5
ΔkW/設備量[%]	3.33%	3.67%	3.83%	5.68%	3.27%	6.80%	3.79%	8.81%	3.71%	4.56%



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
目標確保率	3.27%	3.27%	3.27%	4.48%	3.27%	5.04%	3.27%	6.04%	3.27%	3.75%

※2021年度分のΔkW確保量・FIT設備量は送配電網協議会による2022年1～3月分の試算値を含む値。実績値が確定する時期を勘案し、2023年度のインセンティブ検討には2020年度のΔkW・h確保率を使用、2024年度分のインセンティブには2021年度を使用する。

今後の調整力をめぐる取り組みについて

- 3次調整力②の確保費用については、再エネ特措法によるFITインバランス特例に対応する費用であることから適切に手当てされることが必要である一方、その費用については国民負担であるFIT交付金制度が活用されることに鑑み、継続的なコスト削減を行っていくことが必要。
- このため、来年度以降の調整力確保費用の削減に向けて、送配電事業者による気象予測精度の継続的な向上や共同調達開始等の需給調整市場に関する運用改善を着実に実施することや電力・ガス取引監視等委員会における精緻な市場分析・監視が必要。
- 2022年度から3次調整力①に関しても取引が開始されるなど、需給調整市場における対象商品は順次に拡大し、2024年度から1～3次の調整力が市場で取引される見込み。こうした取引方法が大きく変化する中でも、社会全体の調整力が最も効率的な調達となっているのかという観点から、需給調整市場の取引実績を含め電力・ガス取引監視等委員会において厳格に監視することが重要。資源エネルギー庁及び電力広域機関においてもDRを含めた新規参入を促す観点や、調整力確保量の適正化の検証を行うなど確保費用の削減のため需給調整市場や関連する制度のあり方を不断に見直すことが必要ではないか。

