

検討を深めるべき論点について (調整力コスト)

平成27年11月20日

経 済 産 業 省
電力取引監視等委員会事務局

(参考)各事業者の申請内容:託送料金原価及び単価への影響額

○調整力コストに関する各社の託送料金/単価への影響金額は以下のとおり

第7回電気料金審査
専門会合資料再掲

■ 制度変更に伴う変更項目 ■ 制度変更に伴う追加項目 ■ 省令に定められていない項目

項目		単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
周波数制御・需給バランス調整	A.固定費	億円/年	-9	+39	+91	+38	+8	+53	+23	+12	+33	+54
	B.可変費		+59	+67	+213	+67	+20	+126	+55	+19	+84	+40
その他	C.潮流調整		—	—	—	—	—	—	—	—	—	+1
	D.電圧調整		+0	—	+0	+0	—	—	—	—	+0.3	+30
	E.ポンプアップ		+1	—	+1	—	—	—	—	—	—	—
	F.ブラックスタート		+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0.2	+0	+0.1	+6
	G.本土連系離島バックアップ		—	—	—	+0	—	—	—	—	+10	—
託送料金原価への影響額合計			+52	+106	+305	+106	+28	+179	+78	+31	+127	+133
調整力コストの申請額		億円/年	125	209	626	231	67	346	139	67	212	151
託送料金単価への影響		円/kWh	+0.16	+0.13	+0.11	+0.08	+0.10	+0.12	+0.13	+0.11	+0.15	+1.71
年間流通対応需要		百万kWh	31,994	80,010	289,924	134,822	28,422	148,599	60,158	27,816	85,665	7,786

注1:「0」は算出したが有効数字未満 出所:第1,2回電気料金審査専門会合資料、各社ヒアリング結果より事務局作成

論点

需給バランス調整・周波数制御	①固定費	a. 偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対する7%)をすべて一般送配電事業者に必要な予備力とすることの妥当性
	②可変費	b. 各社の設定している電源の持ち替えパターンは実態を反映しているか i. 電源の持ち替えの判定条件である発電設備の稼働状態は、各発電機の調整運転が可能な出力帯を踏まえて設定されているか ii. 調整力の確保以外を目的とした出力の調整(物理的・経済的な制約等による出力の調整)による燃料費の増加分は除外されているか。 (例えば、調整力の確保以外にも、LNGの調達状況、ガスタンクの容量等に起因して出力を調整することがあり得る)
		c. 増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差はメリットオーダーを反映して設定されているか
		d. 増分燃料費の算定の前提となる調整電力量は適切か i. 調整電力量として流通対応需要の5% とすることは適切か ii. 一般送配電事業に必要な量と小売電気事業に必要な量を2分の1ずつ按分して、一般送配電事業にとって必要となる増分費用を算定することの妥当性
		③マストラン電源
④その他	f. 九州電力・中部電力の「本土連系離島バックアップ」を託送原価に算入することの妥当性	

論点	
需給バランス調整・周波数制御	①固定費 g. 周波数制御・需給バランス調整に必要なコストの算定は適切か i. 周波数制御・需給バランス調整に必要な設備容量の算定は適切か ii. 小売電気事業者が負担すべきコストは除外されているか
	②可変費 h. 増分燃料費の算定の前提となる調整電力量は適切か i. 調整電力量が適切に算定されているか ii. 小売電気事業に必要な量は除外されているか i. 増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差はメリットオーダーを反映して設定されているか
	③マストラン電源 j. マストラン電源を並列することによる燃料費の増加分を託送原価に算入することの妥当性 i. マストラン運転の目的は託送原価に算入することが適切なものであるか ii. 小売電源や周波数制御等の機能も同時に担っている場合をどのように扱うべきか
	④ブラックスタート k. ブラックスタートに必要となる発電設備に係る固定費の算定は適切か i. ガスタービン発電機について、小売電源や周波数制御等の目的での利用に相当する費用はブラックスタート費用から除かれているか

論点 a (固定費): これまでの議論結果(1/2)

偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対す7%)の一般送配電事業者が担う比率について、案1(7%)、案2(従来どおり)のいずれかに議論を収斂させていくこと、案2については北海道を分けるべきかどうか検討すべきというご意見を頂戴した

論点 a

偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対する7%)をすべて一般送配電事業者に必要な予備力とすることの妥当性

【第9回電気料金審査専門会合】

- 案1、2、3それぞれに理屈はあると思う。まず系統事業者の立場から見ると、確実に確保したい安定供給の発想からしたら案1はそうだと思う。また、案3も、これはこれで合理的。今後広域機関で議論することもある。良く分からないものを2分の1とすることを散々やってきたのだから、別にそこまでおかしくはない。このように、理論的に何が良いのか分からないという中で、現状を変えることが怖いので、現状維持の案Bも分かる。
- 今まで一般電気事業者は8%を安定供給のために確保した上でスポット市場に出している。そうすると、今まで5%は系統で年間確保していたのだから、その差分の3%は小売対応であったはず。そうだとしたら、全体で7%ということが打ち出されたのだから、7%から3%を差し引いて4%という案2'の考え方もありえる。安定供給を担ってきた、特に中給を管理している人の発想からすると7%というのは誠実なことだと思うが、一般電気事業者としてはどうなのかを考えて頂きたい。いままで、制度設計WGを含めて、小売部門のある種の供給力を確保しなければならないということを執拗に執拗に執拗に執拗に繰り返してきた。そして実際にそういう形になってきた。安定供給のために小売の責任も必要と主張し、ゼロというのは当然登録の部分で審査するとして、それを超える部分でも必要と一般電気事業者の専門委員が主張してきたのに、小売部門があてにならないからゼロというのはどうなのか。小売として一定程度確保するという発想は間違っていないと思う。現状を変えないという意味で5%という案2を現時点では支持する。しかし、現状を変える案である7%が正しいと主張するのであれば、案3も考えられる。
- 7%をどう分けるかについて、ロジカルにこれが正しいというのはない。ただ言えるのは、小売がゼロというのはおかしいと思う。小売だってそれ相応の努力はされるはず。従来の考え方の5%を踏襲して、5%と2%という方が7%と0%というよりは適正ではないか。
- 7%について、電事法上の義務は一般電気事業者として大きな括りで課せられてきた。今後は、発電事業者と小売事業者、一般送配電事業者の義務の担い手が特定される。仮に、一般送配電事業者の義務は周波数・電圧維持義務だが、小売の供給力確保義務も義務だが、義務の履行の仕方が曖昧。そのため、周波数維持義務について、小売事業者の義務を代替せざるを得ないと各事業者が考えているのではないかと理解した。

(中部電力からの説明)

- 系統運用者の立場で申せば、結果としてエリアの7%というのを小売と送配電で分担して維持出来るのかということが分からない以上、送配電事業者が持つしかないのではないかと。今般の制度改革では、計画値同時同量により、小売電気事業者とNWでそれぞれの安定供給の義務を果たすことが前提だが、多様な小売事業者、発電事業者が新規参入し、同時に再生可能エネルギーも入っているのであれば、今後、広域機関がエリア及び事業者の需給をチェックし、状況を見て負担を変えていくということだと思う。また、仮に一般送配電事業者の負担を5%とするなら残り2%を広域機関などで、事後チェックをする仕組みが必要。

論点 a (固定費): これまでの議論結果(2/2)

論点 a

偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対する7%)をすべて一般送配電事業者に
必要な予備力とすることの妥当性

【第9回電気料金審査専門会合(前頁から続き)】

(関西電力からの説明)

○ エリア調整義務をしっかりと果たしたい。広域機関でも検討中で、実績が出ていない中で、お客様に最終的に迷惑を掛けられないので、現時点では妥当なものとして申請案を認めて頂きたい。
→関西の発言について、広域機関で議論がなされているので、ということは主客が逆である。制度設計WGで議論を頂いた際には、この7%自体が昭和62年の古いルールであるため適切かという議論があったが、他方で、そうすると依って立つものがないため、まずはこれを基礎とするものの、広域機関が設立されたらすぐに見直しに着手し、それを追って見直すという整理であった。したがって、広域機関で議論しているので今の段階ではという議論ではない。

(北海道電力からの説明)

○ 北海道電力としては、実需給断面における需給変動は当社の場合7%であり、年間断面でも7%が適当と考えている。

- ここではコストの話をしているのであって、実際の運用の話をしているのではない。実際に沖縄で大電源により固定費の18%にあたるような多額のコストが発生したとしても、それをNWで全て負担するものではない。大電源にそれだけのメリットがあったのだから、その分はNWではなく小売で負担すべきということ。それから、7%というのは、調整するあらゆる電源の固定費の7%を織り込むということだが、例えば予備力を確保することだけを考えれば、固定費は安い可変費は高い石油であれば5%のコストでも7%の容量を確保することは十分できるはず。予備力として確保した電源を調整力としても活用するわけだから、非現実的であることは分かるが、だからといって、予備力の確保において電源構成と同じ割合で石炭とかが入っていないといけないのかとも思う。5%しかコストが認められないとしても、系統運用者が工夫をして7%を確保することがいけなくはないと言っているわけではない。
- 小売電気事業者が予備力を確保するということがあるのであれば、案2か案3でしか考えられない。取引慣例的原価計算をやっているなら、5%はある程度利用しているのではない。よって案2でもいいのではない。案3の1/2は、なにも分からないときにとる手法。
- 論点aは基本は案1or2のどちらかで議論を収斂させる。北海道、沖縄については根拠を考える必要。7%の根拠は事業者から説明があったが、私の理解としては義務の重複が発生せざるを得ない。電気事業法がわざわざ供給力確保義務を定めているということは、単なる民民の契約とは違うということを言っているのではない。というのは小売事業者とユーザとの間で供給義務があるのは当たり前の話。それは契約上の義務。一方で、契約上の義務の不履行は損害賠償をするということになる。つまり給付がなされないことが予め見込まれている。電気事業者が課している供給力確保義務というのは、ユーザに対する義務というだけでなく国家に対する義務のようなものであって、一義的に量を確保しなければいけないということ。一方で、小売事業者が確保しなくてはならない「予備力」があるならば一般送配電事業者に入らないのか。ここでの論点。山内先生はランザクションコストといったが、一社ではなければ重複が生じてしまうということがありうると個人的には認識。

【第7回電気料金審査専門会合】

○ 7%という数字は制度設計WGで出されたものであり、現在、広域機関で議論しているが、この場で我々が動かせるものではない。我々は7%のうち、どれだけを送配電で確保すべきか、という論点を議論するものと理解している

○ 7%という数字は法令で決まっているものではないが、制度設計WGで出されたもの。数字はそのままは動かさずに議論してはどうか。7%を全てNWで良いかということ
は論点として当然あり得ることである

論点 a (固定費): 対応方針

7%には小売電気事業としての予備力(※)と一般送配電事業としての予備力が混在していることから、一般送配電事業者が託送料金原価として織り込む部分については、例えば、以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

(※)第186回通常国会 衆議院 経済産業委員会(平成26年4月25日)での電気事業法等の一部を改正する法律案の審議において、小売電気事業者が確保する供給能力の中には予備力が含まれるという旨の答弁が行われている

対応オプション

(参考)

案1: 7%

案2: 従来どおり

案3: 7%の半分

(再掲) 論点a

偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対す7%)をすべて一般送配電事業者に必要な予備力とすることの妥当性

考え方

偶発的需給変動対応に必要な予備力7%の全てを一般送配電事業に必要とする考え方

①: 9社統一

偶発的需給変動対応に必要な予備力7%のうち、従来より事業者が設定している5%を一般電気事業者が必要とする考え方

②: 北海道考慮

北海道電力についても、今般の申請において偶発的需要変動対応として他8社と同様に7%に基づき計上されていたことを踏まえる

北海道電力については、「S62年中央電力協議会による供給予備力必要の検討結果で、偶発的重要変動対応が9%とされていたことを踏まえ、7%(=9%-2%)とする

可変費の調整電力量の算定(2分の1を一般送配電事業者負担分とする)に準じた考え方

留意点

小売りとして確保すべき偶発的需給変動対応に必要な予備力がゼロとなる

一定の実績評価がある

従来より各社が実績評価を行い設定していた比率(5%)を1.5%下回り、現在よりも確保する調整力が減少してしまう

論点 b- i (可変費):これまでの議論結果

論点 b- i

電源の持ち替えの判定条件である発電設備の稼働状態は、各発電機の調整運転が可能な出力帯を踏まえて設定されているか

【第9回電気料金審査専門会合】

- また、可変費については、運用実態に合わせればそれに越したことはないが、それにはあまりにコストがかかる。一つの基準値を作っていくこともあるのではないか。
- 機械的に同じ判定条件を用いることは極めてフィジブルではある。一方で、閾値を1%とするのか、3%とするのはどうか。各社によって合理的な説明ができれば良い。
- 今までの説明を聞く限りでは、各社バラバラにするほどの理由はない。ひとつの閾値でいいのでは。但し、一概にひとつでいいのかは今までの説明では分らない。
- 実態を反映するというのはありうる。
- できれば案2が良いと思う。ただし、手間がかかるのであれば案1でもいい。
- 一括の方が分かりやすい。

(中部電力からの説明)

- 当社はガス火力が多いので、月ごとの運転可能最大出力をベースに3%を下げており、定格出力を用いている各社とは違う。仮に、97%を95%にすると実際には持ち替え運転をしている電源が外れ、影響が大きい。違うやり方について配慮頂きたい。また、5%を使う場合でも、乖離を減らすために時間帯毎の評価など運転実態に近いものを考えたい。

【第7回電気料金審査専門会合】

- 持ち替えの判定要件について、部分負荷運転と部分負荷運転ならあてはめるという考え方なら、調整力のためとは言えないものまで含まれていると考えるべき。細かいものは個別審査で精査し、不必要なものがはじかれているかどうか確認しなければならない。
- LNGと石油の持ち替えについては、かなりの査定が入ることになる。また、LNGと石油の持ち替えで問題が発生するなら、LNGとLNGの持ち替えでも同じ問題が発生するのではないかという話を聞いたが、この点は整理をした上で考えたい

論点 b-i (可変費): 各社の閾値設定の概要

- 第9回電気料金審査専門会合では、発電設備の稼働状態の設定について、一括の設定でよいという御意見とともに、実態に合わせることが望ましいという御意見を頂いた
- また、事業者からは、実態に合った設定を行いたいという説明があった
- 下記のうち、閾値を設定をしていない会社や、最低出力としている会社については、閾値の設定が必要ではないか

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整運転の 上限値	定格出力 × 99%	H25,26: ユニット毎の LFCの 上限値 H24: ユニット毎 に設定	定格出力 × 95%	月別の 運転可能 最大出力 × 97%	設定なし (定格出力)	定格出力 × 95%	定格出力 －10MW	定格出力 －10MW	定格出力 × 99%	申請時: 設定無し 見直し案: 定格出力 × 95%
調整運転の 下限値	最低出力 ＋ 定格出力 × 1%	H25,26: ユニット毎の LFCの 下限値 H24: ユニット毎 に設定	最低出力 × 120%	LFC運転 可能な 最低出力 × 103%	設定なし	最低出力 (起動時など、 調整運転が できないもの を除外)	LFC運転 可能な 最低出力 ＋10MW	最低出力 ＋10MW	設定なし	申請時: 設定無し 見直し案: 最低出力 × 105%
季節変動等 考慮 ¹⁾	なし	あり	あり	あり	なし	あり	あり	なし	あり	なし

注1. LNG(コンバインドサイクル)は気温による出力値の変動幅が大きいため、定格出力値まで出力が上がらない季節がある
出所: 各社ヒアリング結果より事務局作成

(参考)調整運転の範囲

火力発電機は、どのような出力でも運転が可能ではなく、最低出力やLFCが可能な出力範囲が決まっており、ユニットによって異なる。以下は九州電力の例

ステップ5 回避措置（火力発電の抑制）

14

○ 自社火力については、安定供給の観点から、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

- ① 設備仕様(最低出力等)
- ② 安定供給に必要なLFC調整力※1として下げ代、上げ代ともに需要の2%を確保
- ③ ピーク需要に対応できる供給力の確保など

※1 数分～20分程度の短周期の周波数変動に対する調整力

【自社火力設備仕様】

(万kW)

発電所			認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力
石炭	松浦	1	70.0	28.0	10.5
		2	70.0	21.0	10.5
	荻田	1	70.0	21.0	10.5
		2	70.0	21.0	10.5
LNG	新小倉	1	36.0	14.4	10.8
		2	60.0	22.0	12.0
		3	60.0	22.0	12.0
	新大分	1	69.0 (11.5×6軸)	8.3 (1軸分)	3.5 (1軸分)
		2	87.0 (21.75×4軸)	10.8 (1軸分)	5.4 (1軸分)
		3	73.5 (24.5×3軸)	14.7 (1軸分)	6.1 (1軸分)
		4	48.0 (48.0×1軸)	19.2 (1軸分)	12.0 (1軸分)
		5			

(万kW)

発電所			認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力
石油	川内	1	50.0	25.0	13.0
		2	50.0	12.5	7.5
	豊前	1	50.0	17.0	13.0
		2	50.0	17.0	13.0
	相浦	1	37.5	22.0	7.5
		2	50.0	18.0	10.0
	荻田	1	37.5	21.0	7.5
		2	37.5	21.0	7.5

【火力機の運転範囲】



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従(動的運転)できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持(静的運転)できる出力範囲の下限

持ち替え区分を判定する場合の発電設備の稼働状態(調整運転とする出力帯の範囲)の設定については、例えば、以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

(再掲) 論点b-i

電源の持ち替えの判定条件である発電設備の稼働状態は、各発電機の調整運転が可能な出力帯を踏まえて設定されているか

	対応オプション		(参考) 申請内容
	案1: 統一の基準 (上限値、下限値)を設ける	案2: 発電所の運用実態に合わせる	
調整運転とする出力帯の範囲	原則、料金算定上は、以下に統一して設定(※) 【上限値】 定格出力値 × 95% (出力上限が気温により季節変動する場合等、運転可能な出力の変動も考慮) 【下限値】 最低出力値 × 105%	個々の発電所のスペック(GF,LFC)を踏まえ、調整運転が可能な出力帯を詳細に設定	事業者により異なる。上限値、下限値を設定していない事業者もあり(詳細次頁) 【上限値の例】 - 定格出力 × 97% - 定格出力 × 95% 等 【下限値の例】 - 最低運転 × 120% - 最低運転+10MW 等
メリット	料金審査の観点では、統一的な基準で公平に託送原価への算入額を定められる	発電所のユニットごとのスペック、各社の運用実態に近い	—
デメリット	調整電源の運用実態は会社やスペックにより異なるため、場合によっては運用実態と乖離する	判定条件の作りこみが煩雑であり、かつ、個々の発電所のスペックの検証は困難	—

(※) 個別の設定について、合理的な説明が可能な場合は認めることとしてはどうか

論点 C (可変費):これまでの議論結果

第9回電気料金審査専門会合では、増分燃料費算定に用いる単価について、事務局案2でよいという御意見を頂いた。他方で、事業者からは、複数のユニットで持ち替えを行っており、事務局案2については実態と乖離するという発言があった

論点c 増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差はメリットオーダーを反映して設定されているか

【第9回電気料金審査専門会合】

- 燃種が跨がっている場合は非常に大変だと思う。案2でよいのでは。
- スライド13については、各社の説明では石油の全部とLNG全体の持ち替えとの説明。それも1つの考えではある。
- 価格差については、フル運転のところは入れないということだと思っており、実態がそうだとしてみれないということ。事務局のイメージで言うならば案2。

【第7回電気料金審査専門会合】

- 事務局資料4スライド18、19について、たとえばスライド18では、単価の高い順にA①、A②、B③までが調整運転で、単価の安いB②がフル運転になっている。この場合、調整運転になっていないB②のユニットの単価まで、増分費用の計算をする単価に含まれる理由はどのように解釈をしたらいいのか。

(東京電力からの説明内容)

- 調整運転のA①②、B①、この三つの単価をベースに差分を計算するべき、フル運転のB②は関係ないのにB①②の平均とA①②の平均を比較して差分をとるのはどういうことなのかという指摘と理解。実際の動きとしては、一つの電源だけが必ず部分負荷ということは生じていない。それぞれの時間で様々な動きがある中ではどういう原因かを見極められない。様々なユニットをどう判断するのか、それを閾値の考え方として作ろうとする中で、今回、はこういう動き方をしていたら揚水と揚水、これだったら揚水と石油、これをモデルとして決めて、その中でどのグループに入るかを計算している。したがって複数のユニットで何らかの不経済運転が発生している中で割り切って計算している。

計算の簡便性のために、単価差の設定では1時間毎の発電所の稼働状況は考慮しておらず、年間ベースでの平均となっている

石油発電所⇄石油発電所で持ち替えが発生している状態(イメージ)

パターン	稼働状況	燃料単価
	☐ 持ち替え発生箇所	
石油発電所	A発電所①ユニット	調整運転 14.5円/kWh
	A発電所②ユニット	調整運転 14.0円/kWh
	B発電所①ユニット	調整運転 13.5円/kWh
	B発電所②ユニット	フル運転 13.0円/kWh
LNG(従来)発電所	C発電所①ユニット	フル運転 11.5円/kWh
	C発電所②ユニット	フル運転 11.0円/kWh
	D発電所①ユニット	フル運転 10.5円/kWh
	E発電所①ユニット	フル運転 10.0円/kWh

高

安

単価差: $b - c = 14.25 - 13.25 = 1.00$ (円/kWh)

石油発電所⇄LNG(従来型)発電所で持ち替えが発生している状態(イメージ)

パターン	稼働状況	燃料単価
	☐ 持ち替え発生箇所	
石油発電所	A発電所①ユニット	停止 14.5円/kWh
	A発電所②ユニット	最低運転 14.0円/kWh
	B発電所①ユニット	調整運転 13.5円/kWh
	B発電所②ユニット	調整運転 13.0円/kWh
LNG(従来型)発電所	C発電所①ユニット	調整運転 11.5円/kWh
	C発電所②ユニット	調整運転 11.0円/kWh
	D発電所①ユニット	フル運転 10.5円/kWh
	E発電所①ユニット	フル運転 10.0円/kWh

高

安

単価差: $a - d = 13.75 - 10.75 = 3.00$ (円/kWh)

持ち替えパターン毎の単価差の設定について、運用実態の反映、事務コストを勘案した上で、例えば以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

(再掲) 論点c

増分燃料費の算定に
用いている燃料間の単価
差はメリットオーダーを
反映して設定しているか

	対応オプション		
	案1: 申請どおり	案2: 他燃種間の 単価差の考え方を修正	案3: 1時間毎の 詳細分析
	フル運転 調整運転 停止/最低運転 高 安 石油 高値平均 安値平均	左記同様	石油 実際の稼働電源ごとに単価差を設定
	高 安 石油 全体平均 LNG(従来) 全体平均	石油 安値平均 LNG(従来) 高値平均	石油 LNG(従来)
運用実態の反映	△	案1よりも運用実態を反映 △	最も運用実態を反映 ○
事務コスト	○	軽微 (算定式のパラメータを変更するのみ) ○	膨大(1時間毎の電源の稼働状況を確認し、単価差を設定) △
単価差への影響	×	案1よりも低下 ○	電源の稼働状況(定検等)によっては単価差が増加する時間もある △

論点 g ～ j（沖縄電力）：これまでの議論結果

【第9回電気料金審査専門会合】

- 沖縄は今までに比べたらずいぶん説得力がある。基本的にはこのままで良い。ただ、LOLP分析の中身が良く分からない。これは沖縄が、吉の浦のような大きい電源を持っているからなのか、小さい電源であれば変わるのか、電源構成による違いを確認したい。例えば吉の浦のような大規模な電源がなくて、それ相応の電源だけで成り立っているならどうなるのかということを確認した上で、これを認めるかどうかを判断したい。
- 沖縄が他社と考え方を合わせたことは評価、この数字の妥当性は今後判断
- 沖縄電力について、前回明確に議論したと認識しているが、この小さな系統でこれだけ大きな電源を建てたことは、安定供給を考えるとともに、発電コストも考えたということのはず。電源を大きくすることで発電コストを下げたという効果まで考えれば、小さな系統に大きな発電設備を建てたことが合理的というのは分かるが、そのコストを系統側に寄せてはいけないと前回発言した。今回の18%強は上限ではあるかもしれないが、これほど高いものを認めてはいけぬ。沖縄電力は、この大きな電源が脱落すると安定供給に問題があるという説明をしたが、では何故こんな大きな電源を建てたのかということがわからない。ただ、建設したことを批判するということではなく、その結果として出てきたコストを託送料金に寄せることはいけないということ。従って全ての電源が小さかったならばどうなるか計算をやり直すべき。系統規模が小さいことと連系線が繋がっていないということだけを純粹に表したものでないとおかしい。
- 沖縄について、同じ土俵で特殊性を考慮したものと理解。ただ、仮定を置いて計算した場合に、実体的に予備力を確保出来るのかということがよくわからない。その問題がないのであれば、今回は同じ土俵の計算をしてきたということで良いのではないか。
- 沖縄はこれでよいと思っていたが、他の委員の意見を聴いて、計算についてもう少し考えたい。新規参入者の競争環境を整備する観点からは、従来の投資のメリットを新規参入者が享受できない取引条件は競争阻害要因になるのではないか。疑わしき新規参入者に有利にすることが原則と考えている。

（沖縄電力からの説明）

- LOLPの算定数値については、この数値で各社の7%と同じ土俵に乗せたと考えており、他社の7%の議論で変わるものと認識している。また、電源が当社系統規模に対して大きいのではないかとご意見を頂いているが、例えば他社と同じような系統規模に対する比率で発電所を建設したり、もしくは、電源が脱落しても停電が起こらないように発電所を作ると、2万～3万kW程度のものすごく小さな発電所を大量に持たないといけなくなる。地域の電気料金を下げるためにはこのような電源が必要だという点をご理解頂きたい。

論点 g (固定費): 対応方針

周波数制御・需給バランス調整のための固定費については、第9回電気料金審査専門会合でお示した案に加え、ご指摘を踏まえて沖縄電力が算定した案3を合わせてご検討頂きたい

算定方法

周波数制御・需給バランス調整業務を担う
水力発電設備・
火力設備の固定費¹⁾



偶発的需給変動対応に
必要な予備力



周波数調整機能を有する
発電所の認可出力

※周波数調整機能を有する
発電所の認可出力に対する、
必要な予備力の比率を算定

考え方

託送原価への 算入額

対応オプション

(参考) 申請内容

案1: 9社の水準+3%

小規模独立系統であることに鑑み、他社水準に加え、系統容量の3%²⁾を考慮(但し、合計は固定費相当予備力(7%)の一般送配電事業者負担分の検討結果により変動)

注2: 3%は電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針で規定されている、地域間連系線の融通期待量

- ・託送原価:
2,459百万円³⁾
- ・託送単価:
0.31円/kWh³⁾

案2: 9社と同様の 方法で算定

他の9事業者が申請にあたり採用した予備力(7%)の根拠である、昭和62年の中央電力協議会で行われた計算と同様の方法で、沖縄電力に必要な偶発的需給変動対応のための予備力を算定し、当該予備力に基づき固定費を計上

- ・託送原価:
4,600百万円³⁾
- ・託送単価:
0.59円/kWh³⁾

案3: 案2の方法に 電源構成の差異を考慮

案2の予備力の算定において、沖縄の電源構成を補正して算定。具体的には最大電源である吉の浦火力が金武火力発電所と同じ規模であったと仮定して、沖縄電力に必要な偶発的需給変動対応のための予備力を算定。

- ・託送原価:
4,300百万円³⁾
- ・託送単価:
0.54円/kWh³⁾

周波数制御・需給バランス調整業務に必要な予備力を、周波数調整機能を有する火力発電設備の容量と小売電源として確保する設備容量の差分から算定

- ・託送原価:
7,200百万円
- ・託送単価:
0.92円/kWh

注1. 「発電・送配電の設備区分見直し」考慮後

出所: 第1,2回電気料金審査専門会合資料、各社提示資料より事務局作成

注3. 偶発的需給変動対応に必要な予備力をすべて一般送配電事業の負担とした場合

第9回会合でのご指摘を受け、沖縄電力が、以下の条件で偶発的需給変動対応に必要な予備力の算定を実施

- ① 最大発電機(吉の浦火力発電所(251MW))を、金武火力発電所(220MW)に置き換えて計算
- ② 最大発電機を、牧港火力発電所(9号:125MW)に置き換えて計算
- ③ 最大発電機を、中三社(東京電力、中部電力、関西電力)の最大発電機の需要に対する比率に相当する容量に置き換えて計算(44.5MW)

入力項目	①金武に 置き換え	②牧港に 置き換え	③中三社に 置き換え	第9回会合提示 (3年平均)
電源[台]	14	18	44	13
計画外停止率[%]	2	2	2	2
最大3日平均電力(H3)[MW]※	1397	1397	1397	1397
LOLP[日/月]	0.3	0.3	0.3	0.3
予備力[MW]	247	209	144	263
予備率[%](H3に対する比率)	17.7	15.0	10.3	18.9
最大単機容量(送電端)[MW]	200	118	44	241

論点 h 及び i (可変費): 対応方針

周波数制御・需給バランス調整のための増分燃料費については、第9回電気料金審査専門会合でお示した案に加え、前回沖縄電力が算定した案3を見直した案4を合わせてご検討いただきたい

他9社の算定方法¹⁾

対応オプション

(参考)申請内容

1時間当たりの
平均調整電力量

※流通対応需要

× 5%(年間の調整電力比率)

÷ 8760時間

× 1/2(一般送配電事業負担分)

×

各持ち替え区分ごとの
年間時間数

※各年度の8760時間の
火力電源の稼働実績から、
持ち替え区分を判定して集計

×

持ち替え区分ごとの
単価差

注1)各社は平成24年～26年の
3年平均で計上

考え方 /内容

案1: 他社と同様の
方法で算定

- 他社と同様の算定方法で、増分燃料費を算定

- 平成24年～26年の3年の増分燃料費を算定し、3年平均で計上(他社と同様)

案2: 電源構成
の変化を考慮

- 他社と同様の算定方法で、増分燃料費を算定

- ただし、平成26年単年の増分燃料費のみで原価に織り込むことで、電源構成の変化を反映(吉の浦火力運開のメリットを一定程度託送料金にも反映)

案3: 調整電力量に
ついては、沖縄の
特殊事情を考慮

- 他社と同様の算定方法で増分燃料費を算定

- ただし、調整電力量については、沖縄において需給直前に必要となる予備力(日次の最大需要時の予備力)を考慮(予備力: 7.9%)

※案2同様、平成26年単年で算定

案4: 案3の調整
電力量を補正

- 他社と同様の算定方法で増分燃料費を算定

- ただし、案3の調整電力量について、日次の最大需要時の予備力に基づく算定から、日次の最小予備率に基づく算定に補正(予備力: 7.5%)

※案2同様、平成26年単年で算定

- 1時間ごとの需要実績と並列電源から持ち替え電力量を推定計算

託送原価への 算入額

- 託送原価: 1,925百万円
- 託送単価: 0.24円/kWh

- 託送原価: 1,739百万円
- 託送単価: 0.22円/kWh

- 託送原価: 2,700百万円
- 託送単価: 0.35円/kWh

- 託送原価: 2,563百万円
- 託送単価: 0.33円/kWh

- 託送原価: 4,035百万円
- 託送単価: 0.52円/kWh