

電力・ガス取引監視等委員会の活動状況 (令和2年9月～令和3年8月) について

(趣旨)

委員会の事務運営の透明性を確保し、公正な事務執行を担保するため、委員会は、毎年、その事務の処理状況を公表することとなっている。

今回で委員会発足後6度目となる活動状況の報告書(案)(令和2年9月～令和3年8月)の公表について、ご審議をいただく。

1. 報告書(案)の構成と概要(詳細は資料5-1を参照)

第1章 電力の小売市場・卸市場に関する取組

第1 小売取引の監視等

- ・ 小売電気事業及び小売供給の登録について審査した結果、令和3年8月末時点での登録件数は小売電気事業729件、小売供給30件となった。
- ・ 東京電力エナジーパートナー株式会社に対し、供給条件の説明義務違反に関する業務改善勧告を行った。
- ・ 電力の小売営業に関して、行政指導を実施した事例のうち、供給条件の説明等、小売電気事業者等の事業活動の参考になると考えられる事例を公表した。
- ・ 市場連動型料金メニューの契約前説明や契約後の情報提供の在り方に関して電力の小売営業に関する指針を改定することを経済産業大臣に建議した。
- ・ みなし小売電気事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者10社のうち、1社に所要の指導を行った。
- ・ 経過措置が講じられている小売規制料金の原価算定期間終了後の事後評価を実施した結果、対象事業者8社について、値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。

第2 卸電力取引の監視

- ・ 電力の適正な取引を確保するため、卸電力市場における取引の状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には指導等を行っているが、令和2年9月1日～令和3年8月31日までの期間については、業務改善勧告や文書指導に至るような事案はなかった。
- ・ 令和2年12月～令和3年1月にかけて、卸電力取引所スポット市場における取引価格が高騰する事象が発生したことを受け、令和3年2月に旧一般電気事業者及びJERAへ報告徴収を実施した。当該期間の全日・全コマにおいて入札行動等において問題となる事案はなかった。

第3 非化石価値の制度の変更に伴う環境価値の表示ルールに関する建議

- ・ 非化石証書の制度の変更(非FIT非化石証書の取引開始)に伴う環境価値の表示ルールに関して「電力の小売営業に関する指針」を改定することについて、経

済産業大臣に建議した。

第4 発電関連情報の公開に関する建議

- 令和2年度冬期のスポット市場価格高騰を受けて発電所の稼働状況や稼働見通しに関する情報公開の重要性が指摘されていたことを踏まえ、市場に影響を及ぼしうる出力低下の事象が漏れなく開示されるようにするために一層の措置を講じるべく、「適正な電力取引についての指針」を改定することについて、経済産業大臣に建議した。

第2章 送配電分野に関する取組

第1 送配電事業の監視

- 一般送配電事業者及び送電事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者13社について、「託送供給等に伴う禁止行為・体制整備等」及び「約款の運用等」を重点的に確認し、このうち4社に所要の指導を行った。
- 電力の適正な取引を確保するため、電気供給事業者からの情報提供等を端緒に、送配電事業者の業務実施状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には、指導等を行っているが、令和2年9月1日～令和3年8月31日の期間においては、業務改善勧告に至るような事案はなかった。

第2 配電事業制度の詳細設計（託送料金の運用等に係る事項）

- 令和4年度より導入予定の配電事業制度について、配電事業者の託送料金及び配電設備の貸与価格等の詳細について、検討を行った。

第3 配電事業者に係る行為規制に関する建議

- 配電事業者とその特定関係事業者に係る行為規制の詳細について、検討結果を取りまとめ、当該取りまとめを踏まえ経済産業省令等を改正することに関して経済産業大臣に建議した。

第4 電気事業託送供給等収支計算規則等の改正に関する建議

- 電気事業託送供給等収支計算規則等の改正について、経済産業大臣に建議した。

第5 一般送配電事業者の収支状況（託送収支）の事後評価

- 託送収支の事後評価を実施した。対象事業者10社について、認可料金に関する値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった旨を大臣に回答した。また、各社の経営効率化に向けた取組状況を確認した。

第6 調整力の調達・運用状況の監視及びより効率的な確保等に関する検討

- 一般送配電事業者が実施した調整力の公募調達結果、運用した調整力の電力量価格及び電力量について監視を行い、その内容を公表した。
- 調整力公募において入札対象外となっている逆流アグリゲーションについて、調整力公募への入札を認めるよう、調整力公募ガイドラインの改定案を取りまとめ、経済産業大臣に建議した。

- ・ 令和３年度から開設される需給調整市場について、監視及び価格規律の在り方の検討を行い、適正な電力取引についての指針の改定案及び需給調整市場ガイドラインの制定案を取りまとめ、経済産業大臣に建議した。
- ・ 令和３年度向けの三次調整力②の調達における連系線確保量の上限値を提示した。
- ・ 令和２年度冬季の需給ひっ迫を受けて、調整力の調達・運用の改善等について検討を行った。

第７ インバランス料金制度の運用状況の監視及び令和４年度以降のインバランス料金制度の詳細設計

- ・ 現行のインバランス料金制度の運用状況について、監視を行い、その内容を制度設計専門会合に報告した。
- ・ 令和４年度から開始予定の新たなインバランス料金制度について、インバランス収支の管理等の検討を行った。

第８ 再給電方式の費用負担等の検討

- ・ 系統混雑を解消するための混雑処理手法として導入される再給電方式について、費用負担の在り方及びインバランス料金への影響を踏まえた運用の在り方等の検討を行った。

第９ 新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度・発電側課金等）の詳細設計

- ・ 令和５年度より導入予定の新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）について、詳細設計を行った。
- ・ 発電側課金については、基幹送電線利用ルールの見直しと整合的な仕組みとなるよう検討を行った。
- ・ 需要地近接性評価割引制度については、令和５年４月までの２年間、本制度の割引対象地域等の更新を見送ることとした。

第３章 ガスの小売市場・卸市場に関する取組

第１ 小売取引の監視等

- ・ ガス小売登録について審査した結果、令和３年８月末時点での登録件数は１,３６９件となった。
- ・ 東京電力エナジーパートナー株式会社に対し、供給条件の説明義務違反に関する業務改善勧告を行った。
- ・ 旧一般ガスみなしガス小売事業者及びガス製造事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者２７社のうち、業務改善勧告や文書指導に至るような事項はなかった。
- ・ 経過措置が講じられているガスの小売規制料金の原価算定期間終了後の事後評価を実施し、対象事業者８社について、値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった旨、経済産業大臣に意見回答を行った。
- ・ ガス小売料金の特別な事後監視の結果、令和２年９月～令和３年８月においては、

文書指導に至るような事業者はいなかった。

第4章 ガス導管分野に関する取組

第1 ガス導管事業の監視

- ・ 一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者 225 社について、「託送供給収支」及び「財務諸表」を重点的に確認し、このうち 75 社に所要の指導を行った。
- ・ ガスの適正な取引を確保するため、ガス供給事業者からの情報提供等を端緒に、ガス導管事業者の業務実施状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には、指導等を行っているが、令和2年9月1日～令和3年8月31日の期間においては、業務改善勧告に至るような事案はなかった。

第2 ガス導管事業者の収支状況等の事後評価

- ・ 令和元年度のガス導管事業者の託送収支の事後評価を実施し、6社（うち1社においては2地区）については、令和元年度終了時点での超過利潤累積額が一定水準額を超過していることを確認した。また、26社については、平成29年度～令和元年度の想定単価と実績単価の乖離率が、変更命令の発動基準となる-5%を超過していることを確認した。さらに、追加的な分析・評価として、乖離率が-5%を超過した事業者の料金改定届出の内容等について詳細分析を行った。

第3 ガス託送料金の値下げ方法に関する建議

- ・ 乖離率が-5%を超過した事業者が、託送料金の認可後に総括原価方式での値下げを行っていない場合、次に届け出る託送料金の原価算定を総括原価方式で行わなければならない旨を経済産業省令に定めることについて、経済産業大臣に建議した。

第5章 熱供給事業に関する取組

- ・ 令和2年9月～令和3年8月の期間においては、熱供給事業者の新規の申請は1件であった。（令和3年8月末時点の登録事業者数は76社135地域）

第6章 紛争処理、広報等

第1 紛争処理

- ・ あっせん及び仲裁の申請、苦情の申出はなかった。

第2 広報の取組

- ・ 需要家を対象にした電気・ガス料金プランの切替え意向などに関するアンケート調査を行った。
- ・ 消費者庁・国民生活センターと連携し、需要家に対するトラブル事例の注意喚起等を行った。
- ・ 令和2年度冬期のスポット市場価格高騰に伴い、需要家向けに契約切替えの手続き方法の周知等を行った。

第3 電力・ガス取引監視等委員会の検証

- ・ 委員会の組織の在り方等を検証する専門会合において、取りまとめが行われた。

参考資料

- 1 電力・ガス取引監視等委員会 運営理念
- 2 電力・ガス取引監視等委員会における審議経過（令和2年9月～令和3年8月）
- 3 電力・ガス取引監視等委員会の建議など（令和2年9月～令和3年8月）
- 4 「2020年度冬期スポット市場価格の高騰について」 取りまとめ（令和3年6月改訂）
- 5 令和2年度電気事業監査結果
- 6 「電力の小売営業に関する指針」改定案 新旧対照表（令和2年12月建議分）
- 7 「適正な電力取引についての指針」改定案 新旧対照表（令和3年8月建議分）
- 8 「配電事業制度の詳細設計について～託送料金の運用等に係る事項～」取りまとめ（令和3年5月）
- 9 配電事業者に係る行為規制の詳細について（取りまとめ）（令和3年5月）
- 10 「電気事業託送供給等収支計算規則」改正案（令和2年9月建議分）
- 11 一般送配電事業者の2019年度収支状況等の事後評価取りまとめ（令和3年3月）
- 12 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置 取りまとめ（令和2年12月）
- 13 「需給調整市場ガイドライン」の制定案（令和3年3月建議分）
- 14 「適正な電力取引についての指針」改定案 新旧対照表（令和3年3月建議分）
- 15 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」改定案 新旧対照表（令和3年3月建議分）
- 16 令和2年度ガス事業監査結果
- 17 ガス導管事業者の2019年度収支状況等の事後評価取りまとめ（令和3年2月）
- 18 電力・ガス取引監視等委員会の検証結果の取りまとめ（令和2年11月）
- 19 電力市場における競争状況
- 20 ガス市場における競争状況

2. 公表方法

委員会 HP で公表

○参考条文

電気事業法（昭和三十九年法律第七十号）
（公表）

第六十六条の十六 委員会は、毎年、その事務の処理状況を公表しなければならない。

電力・ガス取引監視等委員会の活動状況
(令和 2 年 9 月～令和 3 年 8 月)

(案)

令和 4 年〇月

電力・ガス取引監視等委員会

電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）第 66 条の 16 の規定に基づき、令和 2 年 9 月 1 日から令和 3 年 8 月 31 日までの間における電力・ガス取引監視等委員会の事務の処理状況を公表する。

令和 4 年〇月〇日

電力・ガス取引監視等委員会
委員長 横山明彦

電力・ガス取引監視等委員会の活動状況

(令和2年9月～令和3年8月)

目次

第1章	電力の小売市場・卸市場に関する取組	5
第1	小売取引の監視等	5
第2	卸電力取引の監視	13
第3	非化石証書の制度の変更に伴う環境価値の表示ルールに関する建議	17
第4	発電関連情報の公開に関する建議	18
第2章	送配電分野に関する取組	19
第1	送配電事業の監視	19
第2	配電事業制度の詳細設計（託送料金の運用等に係る事項）	19
第3	配電事業者に係る行為規制に関する建議	23
第4	電気事業託送供給等収支計算規則等の改正に関する建議	24
第5	一般送配電事業者の収支状況（託送収支）の事後評価	25
第6	調整力の調達・運用状況の監視及びより効率的な確保等に関する検討	26
第7	インバランス料金制度の運用状況の監視及び令和4年度以降のインバランス料金制度の詳細設計	29
第8	再給電方式の費用負担等の検討	30
第9	新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度・発電側課金等）の詳細設計	31
第3章	ガスの小売市場・卸市場に関する取組	33
第1	小売取引の監視等	38
第4章	ガス導管分野に関する取組	38
第1	ガス導管事業の監視	38
第2	ガス導管事業者の収支状況等の事後評価	40
第3	ガス託送料金の値下げ方法に関する建議	41
第5章	熱供給事業に関する取組	42
第6章	紛争処理、広報等	43
第1	紛争処理	43
第2	広報の取組	44
第3	電力・ガス取引監視等委員会の検証	45

参考資料

- 1 電力・ガス取引監視等委員会 運営理念
- 2 電力・ガス取引監視等委員会における審議経過（令和2年9月～令和3年8月）
- 3 電力・ガス取引監視等委員会の建議など（令和2年9月～令和3年8月）
- 4 「2020年度冬期スポット市場価格の高騰について」 取りまとめ（令和3年6月改訂）
- 5 令和2年度電気事業監査結果
- 6 「電力の小売営業に関する指針」改定案 新旧対照表（令和2年12月建議分）
- 7 「適正な電力取引についての指針」改定案 新旧対照表（令和3年8月建議分）
- 8 「配電事業制度の詳細設計～託送料金の運用等に係る事項～」取りまとめ（令和3年5月）
- 9 配電事業者に係る行為規制の詳細について（取りまとめ）（令和3年5月）
- 10 「電気事業託送供給等収支計算規則」改正案（令和2年9月建議分）
- 11 一般送配電事業者の2019年度収支状況等の事後評価取りまとめ（令和3年3月）
- 12 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置 取りまとめ（令和2年12月）
- 13 「需給調整市場ガイドライン」の制定案（令和3年3月建議分）
- 14 「適正な電力取引についての指針」改定案 新旧対照表（令和3年3月建議分）
- 15 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」改定案 新旧対照表（令和3年3月建議分）
- 16 令和2年度ガス事業監査結果
- 17 ガス導管事業者の2019年度収支状況の事後評価取りまとめ（令和3年2月）
- 18 電力・ガス取引監視等委員会の検証結果の取りまとめ（令和2年11月）
- 19 電力市場における競争状況
- 20 ガス市場における競争状況

第1章 電力の小売市場・卸市場に関する取組

第1 小売取引の監視等

【本項目の概要】

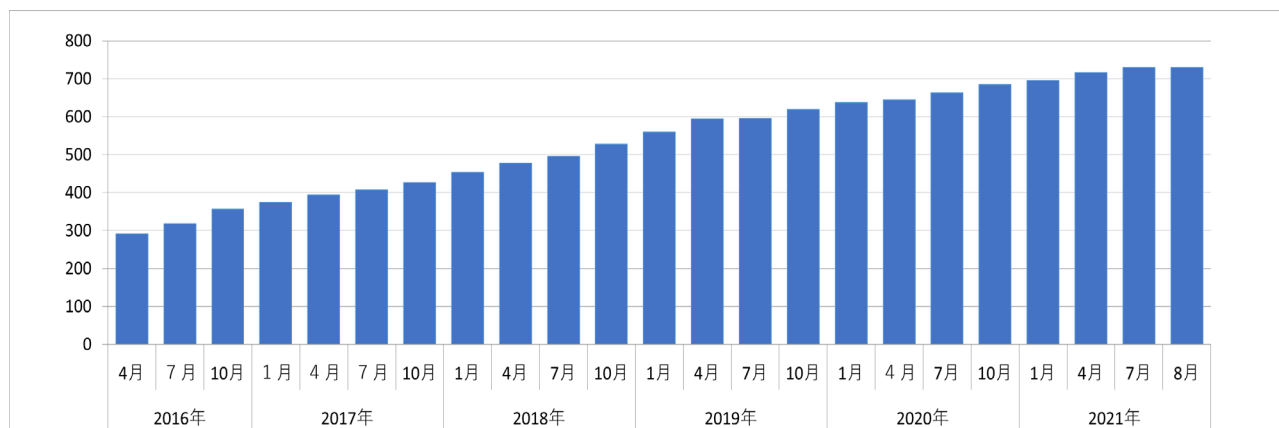
- 小売電気事業及び小売供給の登録について審査した結果、令和3年8月末時点での登録件数は小売電気事業729件、小売供給30件となった。
- 東京電力エナジーパートナー株式会社に対し、供給条件の説明義務違反に関する業務改善勧告を行った。
- 電力の小売営業に関して、行政指導を実施した事例のうち、供給条件の説明等、小売電気事業者等の事業活動の参考になると考えられる事例を公表した。
- 市場連動型料金メニューの契約前説明や契約後の情報提供の在り方に関して、電力の小売営業に関する指針に追加的な整備を行う方向性について取りまとめた。
- みなし小売電気事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者10社のうち、1社に所要の指導を行った。
- 経過措置が講じられている小売規制料金の原価算定期間終了後の事後評価を実施した結果、対象事業者8社について、値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。

1. 小売電気事業及び小売供給の登録申請に係る審査

小売電気事業及び小売供給の登録について、経済産業大臣が登録をしようとするとき、委員会に意見を聴くこととされている。委員会は、経済産業大臣からの意見聴取を受け、電気事業法に規定される登録拒否要件に該当しないかという視点（電気の利用者の利益の保護の視点等）で審査を行い、その結果を経済産業大臣へ回答している。

これらの審査の結果、令和3年8月末時点での登録件数は小売電気事業729件、小売供給30件となった。

○小売電気事業の登録件数の推移



	2016年			2017年				2018年				2019年				2020年				2021年			
	4月	7月	10月	1月	4月	7月	10月	1月	4月	7月	10月	1月	4月	7月	10月	1月	4月	7月	10月	1月	4月	7月	8月
登録件数	291	318	356	374	394	407	427	453	478	496	528	559	595	596	619	637	644	662	684	695	716	729	730
事業承継件数	0	3	3	3	6	6	8	10	18	22	24	28	32	55	59	61	67	72	82	84	94	96	97
事業廃止・解散件数	2	4	4	4	7	8	8	9	9	10	11	12	12	15	16	16	20	25	27	33	38	38	38

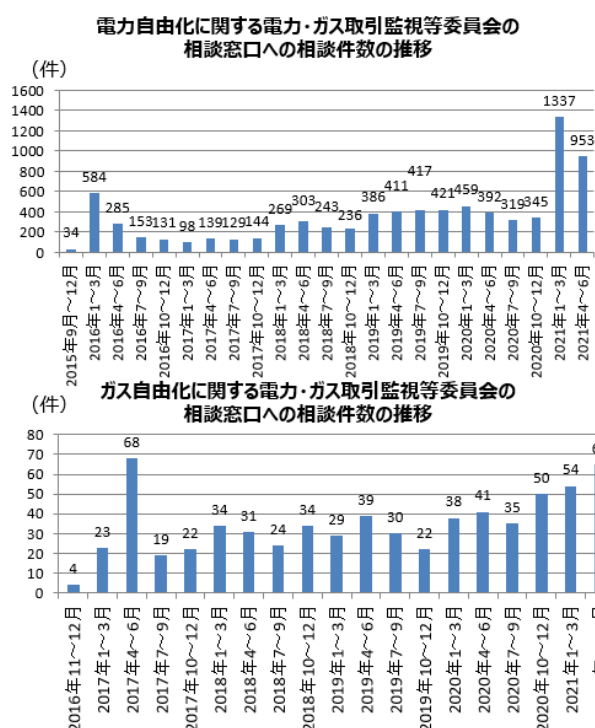
2. 各種の相談への対応

委員会は、相談窓口を設置し、電気の需要家等から寄せられた相談に対応し、質問への回答やアドバイス等を行った。令和2年9月～令和3年8月における相談件数は3,331件であった。

本相談において、不適切な営業活動などに係る情報があつた場合には、事実関係を確認し、必要な場合には小売電気事業者に対する指導等を行った。

また、独立行政法人国民生活センター及び消費者庁と共同で、電気・ガスの相談事例の紹介及びアドバイスについてプレスリリースを2回行い、消費者に対し情報提供を行った。

○相談窓口への相談件数（電気及びガス）の推移と相談事例



窓口寄せられた相談事例

- 新型コロナウイルス感染の流行に伴い、電気料金の支払猶予を受けようと契約している電力会社に問い合わせたが、断られてしまった。電力会社によって支払いの期限を延長してくれる場合としてくれない場合があるのか。
- ⇒ 経済産業省は、電力・ガス会社に対し、個人又は企業にかかわらず、新型コロナウイルス感染症の影響により、電気・ガス料金の支払いに困難な事情がある方に対しては、その置かれた状況に配慮し、料金の未払いによる供給停止の猶予や支払いの猶予について等、柔軟な対応を行うことを要請しております。電気・ガス料金の支払いにお悩みの方は、まずは一度、ご契約されている電力・ガス会社に御相談をお願いします。
- 事業者から現在契約している通信費についての値下げに関する連絡があり、その中で「ガスの請求も当社にまとまる」といった案内があった。気がついたら、ガス小売事業者の契約先が勝手に切り替わっていたが、ガス小売供給契約について詳細な説明はなかった。
- ⇒ 電力・ガス会社は、他の商材等とのセット販売の場合も含め、勧誘の際にプラン及び料金の算定方法について説明を行う義務があります。契約内容や料金の割引期間等の契約条件をよく説明をもらい、メリット・デメリットを把握したうえで契約をしましょう。また、電気・ガス料金が記載されている検針票等の料金の明細書は必ず確認するようにしましょう。

○プレスリリースの実施状況

第16回（令和2年12月22日）、第17回（令和3年8月13日）

3. 小売電気事業者に対する指導

委員会は、相談対応等を端緒として電気事業法上問題となる行為等を把握した場合には、勧告、文書指導や口頭指導により、それを是正するよう指導した。本期間において行った指導の例は以下のとおり。

（1）勧告

①東京電力エナジーパートナー株式会社に対する勧告（令和2年9月9日）

東京電力エナジーパートナー株式会社は、平成30年12月から令和2年1月までの間、電気の小売供給契約の締結を電話で勧誘する際に、少なくとも52件（ガスの小売供給契約の締結に係るものを含む。）の需要家について、電気の供給条件（小売供給契約の申込みの方法や小売供給に係る料金に関するもの）について不十分な説明や虚偽の説明をした。

このため、委員会は、電気事業法に基づき、当該社に対し、以下を求める業務改善勧告を行った。

（ア）今後、電気事業法の説明義務の規定に違反することがないように、法令違反の原因となり得る事象を早期に把握、是正する仕組みの構築、需要家に対する説明方法の改善、業務委託先に対する監督方法の抜本的な改善等必要な措置を講ずること

（イ）前記（ア）に基づいて講じた措置の内容を自社及び業務委託先の役員及び従業員に周知徹底すること

（ウ）前記（ア）に基づいて講じた措置並びに前記（イ）に基づいて実施した周知について、委員会に対し、文書で報告すること

（2）指導

①小売電気事業者A社に対する指導（令和2年9月）

A社は、平成30年3月から令和2年6月までの間に、電気の小売供給契約の締結をした際、少なくとも2,715件の小売供給契約について契約締結後交付書面を交付しなかった。当該行為は、書面交付義務という電気事業法上の重要な義務の違反に該当し、需要家の利益を害するものであることから、A社に対し、電力の適正な取引の確保を図るため、所要の改善措置を速やかに実施するように指導を行った。

②小売電気事業者B社に対する指導（令和3年2月）

B社は、令和2年7月から同年10月までの間に、電気の小売供給契約の締結をした際、少なくとも11件の小売供給契約について供給条件の説明を十分に実施しなかった。当該行為は、供給条件の説明義務という電気事業法上の重要な義務の違反に該当し、需要家の利益を害するものであることから、B社に対し、電力の適正な取引の確保を図るため、所要の改善措置を速やかに実施するように指導を行った。

4. 電力の小売営業に関する行政指導事例集の公表

令和元年度に行政指導を実施した事例のうち、供給条件の説明、契約締結時の書面交付、苦情等の処

理等に関し、小売電気事業者等の事業活動の参考になると考えられる事例を取りまとめ、公表した。

5. 小売市場重点モニタリング

委員会は、一定の価格水準を下回る小売契約について、競争者からの申告や公共入札の状況を踏まえ、取引条件等を含む実態を重点的に把握する小売市場重点モニタリングを令和元年9月から開始し、その調査結果を年2回程度の頻度で公表することとした。

(1) 背景

平成29年～平成30年頃、複数の新規参入事業者より、一部地域の旧一般電気事業者が、電気購入先の新規参入事業者への切替え（以下「スイッチング」という。）をしようとしている顧客や公共入札を行う顧客など特定の顧客に対してのみ、対価が非常に低い小売供給を提案している（当該対価は、水力や原子力等の可変費が非常に安い電源を利用しつつ、固定費は限定的に上乗せすることで可能となっている。）という具体的な営業事例について、当委員会への相談があった。旧一般電気事業者によるこのような行為は、一般的に、新規参入事業者の事業を困難とし、市場からの退出に至らせる等、将来の競争を減殺し、電気事業の健全な発達に支障を及ぼすおそれがあるため、第28回、第32回制度設計専門会合（平成30年3月、7月）において対応方針を検討した。その結果、「電力の小売営業に関する指針」を改定し、スイッチングの期間中における取戻し営業行為を問題となる行為に位置づけた。また、スイッチングプロセス以外における差別的な対価提供に関する規制の在り方については、競争状況を引き続きモニタリングし、必要に応じてさらなる検討を行うこととした。

その後、電気の経過措置料金に関する専門会合（以下、「経過措置料金専門会合」という。）の取りまとめ（平成31年4月23日）において、電気の小売規制料金の経過措置を解除するか否かを判断するに当たっての考慮要素の一つとして、「競争環境の持続性」が挙げられ、卸市場において市場支配力を有する事業者が社内の小売部門に対して不当な内部補助を行い、当該内部補助を受けた小売部門が廉売などの行為を行うことによって、小売市場における競争を歪曲し、結果として、小売市場における地位を維持、又は強化するおそれがあることが指摘された。加えて、①このような不当な内部補助を防止するためには、社内外取引の無差別性を実効性のある形で確保することが最も有力で現実的な手段であること、②また「不当な内部補助」が行われているかどうかを確認するにあたっては、廉売などの行為によって小売市場における競争の歪曲の有無を判断するため、具体的な小売価格についてモニタリングを行い、これらの状況を適切に把握する必要があることも指摘された。

これらの指摘を踏まえ、第38回、第40回制度設計専門会合（令和元年5月、7月）において小売市場重点モニタリングの実施方法等を検討し、それを踏まえ、令和元年9月から本取組を開始した。

○小売市場重点モニタリングの概要

取組概要	・小売市場における公正な競争を確保するため、競争者からの情報提供等を踏まえ、モニタリング対象事業者の小売契約のうち一定の価格水準を下回る小売契約につきヒアリングを実施し、小売契約内容の確認を通じて、小売市場の競争状況を把握する（※）。 ※差別的廉売について価格面に着目した一律の規制上の運用や措置等を行うことが趣旨ではないが、独占禁止法の不当廉売に該当する場合等には必要に応じて個別事案のエンフォースメントもありうる。
対象事業者の基準	・供給区域における、旧一般電気事業者及びその関係会社（出資比率20%以上） ・特別高圧/高圧/低圧のいずれかの電圧区分において、各供給区域内のシェア（契約口数ベース又は販売電力量ベース）が5%以上に該当する小売電気事業者
対象となる価格水準等	・モニタリング対象事業者の締結する小売契約のうち、小売価格が卸市場価格（※）を下回るもの。 ・モニタリングの対象は、申告時点において有効な（契約期間中の）小売供給契約。 ※卸市場価格は、当該小売契約開始月の前月から直近12か月間の取引所エリアプライス平均値（なお沖縄については便宜上システムプライスを参照することとした）
ヒアリング	・情報提供された案件等について、内容を精査した上で、対象事業者に対してヒアリングを実施する。（※） ・ヒアリングでは、卸市場価格以下に小売価格を設定することの経済合理性等を中心に確認する。 ※第40回制度設計専門会合の議論を踏まえ、公共入札のうちエリアプライス以下の落札案件についてもヒアリング対象とする。
結果の分析・公表	・モニタリングにより得られた情報に基づき、小売市場の競争状況等を整理。 ・加えて、半期に1回程度の頻度で、エリア・電圧区分ごとの申告件数・情報提供内容の要約等の情報を、HPで公表。

（２）調査結果

令和2年1月～令和2年12月に供給を開始した小売契約分について、調査の結果、個々の案件において法令上問題となるような事例（可変費を下回るような価格設定）は認められなかった旨を第51回制度設計専門会合（令和2年10月）及び第62回制度設計専門会合（令和3年6月）において報告し、その調査結果を公表した。

6．電力取引報の公表

委員会は、電力の適正な取引の確保を図るため、電気事業法第106条第3項の規定に基づく報告徴収を行い、電気の小売取引の監視に必要な情報を電気事業者及び卸電力取引所から定期的に収集しており、これらの収集した情報のうち販売電力量等の一部の実績については、毎月結果を公表した。

7．市場連動型料金メニューの説明・情報提供の在り方の検討

市場連動型料金メニューについては、令和2年度冬期のスポット市場価格高騰に伴い、電気料金が高額となる事象が発生し、当時、委員会の窓口には、需要家から多くの相談が寄せられた。これを踏まえ、市場連動型料金メニューを提供している小売事業者に対し、需要家への説明・情報提供の状況について実態把握を行ったところ、説明の分かりやすさは事業者によって差が見られる結果となった。需要家の理解促進の観点から、第63回、第64回制度設計専門会合（令和3年7月、8月）において市場連動型料金メニューの契約前説明や契約後の情報提供の在り方について議論を行い、電力の小売営業に関する指針に追加的な整備を行う方向性について以下のとおり取りまとめた。

（１）契約前説明について

- ・ メリットしか説明しないような誤解を招く説明は、「問題となる行為」であることの明確化を行う。
- ・ 過去の市場高騰例などを示して高騰リスクについてわかりやすく説明することを「望ましい

行為」として記載する。

(2) 契約後の情報提供について

- ・ 需要家が翌日の電気料金単価を確認できる仕組みを導入することなど、電気料金に関する情報提供の充実を「望ましい行為」として記載する。

※その後、令和3年9月15日、「電力の小売営業に関する指針」を改定することについて上記のとおり経済産業大臣に建議し、令和3年11月15日、同指針の改定が行われた。

8. みなし小売電気事業者の業務及び経理の監査

委員会は、電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号）（以下、「第2弾改正法」という。）附則第21条の規定に基づき、みなし小売電気事業者10社の令和元事業年度の業務及び経理について監査を行った。

○監査対象事業者

みなし小売電気事業者

北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力及び沖縄電力

監査の実施に当たっては、監査対象事業者から事前に報告徴収した監査資料に基づき、実地監査又は書面監査の方法により実施した。

令和2年度において実施した監査の結果、1社において1件の指摘事項があった。これについては、第2弾改正法附則第25条の6に基づく一般送配電事業者等に対する勧告及び第2弾改正法附則第25条の7に基づく経済産業大臣への勧告を行うべき事項は認められなかったが、所要の指導を行った（詳細は参考資料5を参照）。

○指摘事項の内訳

(単位：件)

指摘事項	件数
① 約款の運用等に関する監査	—
② 財務諸表に関する監査	—
③ 部門別収支に関する監査	1
合 計	1

9. 経過措置が講じられている電気の小売規制料金の原価算定期間終了後の事後評価

第2弾改正法附則の経過措置が講じられている電気の小売規制料金については、原価算定期間終了後に毎年度事後評価を行い、利益率が必要以上に高いものとなっていないかなどを経済産業省において確認し、その結果を公表することとなっている。

委員会は、経済産業大臣からの意見聴取を受けて、料金制度専門会合において、原価算定期間を終了しているみなし小売電気事業者 8 社（北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、中国電力、四国電力及び沖縄電力）の令和元年度分の状況について電気事業法等の一部を改正する法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（20160325 資第 12 号。以下「審査基準」という。）第 2（7）④に基づく評価及び確認を行い、令和 3 年 2 月、以下のとおり取りまとめた。

これを踏まえ、委員会は、経済産業大臣に対し、審査基準第 2（7）④に照らし、経過措置が講じられている電気の小売規制料金の値下げ認可申請の必要があると認められる事業者はいなかった旨回答した。

○料金制度専門会合取りまとめ（審査基準の適用結果）

- 原価算定期間終了後に料金改定を行っていないみなし小売電気事業者 8 社（関西電力・九州電力以外）について審査基準に基づく評価を実施した結果、料金変更認可申請命令発動の要否の検討対象となる事業者はいなかった。

（単位：％）

審査基準（ステップ1・2）の評価結果		北海道	東北	東京EP ※1	中部 ミライズ ※2	北陸	中国	四国	沖縄	10社
ステップ1	A 規制部門の電気事業利益率による基準									
	3カ年度平均① ※3	1.4%	3.6%	2.6%	2.4%	▲2.1%	1.9%	0.1%	2.7%	
	10社10カ年度平均②									1.8%
	10社10カ年度の平均を上回っているか。(①>②か)	No	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	
ステップ2	B 規制部門の超過利潤累積額による基準									
	2018年度末超過利潤累積額③ ※4		△285	△4,396	△1,007		△1,250		△188	
	2019年度末超過利潤④		△141	△1,016	△327		△184		△38	
	2019年度末超過利潤累積額⑤=③+④		△427	△5,413	△1,335		△1,434		△227	
	事業報酬額（一定水準額）⑥ ※5		342	1,268	423		237		59	
	一定水準額を上回っているか。(⑤>⑥か)		No	No	No		No		No	
	C 自由化部門の収支（※6）による基準									
	2018年度⑦		+366	+274	+769		+30		+20	
	2019年度⑧		+563	+41	+878		+301		+50	
	2年連続で赤字となっているか。(⑦<0かつ⑧<0か)		No	No	No		No		No	
評価結果	変更認可申請命令の対象となるか。 (A及びBがYes、又はA及びCがYesか。)									
		No	No	No	No	No	No	No	No	No

※1：2015年度以前は旧東京電力の数値、2016年度以降は東京電力エナジーパートナーの数値を基に算出。

※2：2019年度以前は旧中部電力の数値。

※3：各年度の規制部門の電気事業利益率（％）の単純平均。2017年4月から2020年3月までの3年間。

※4：2015年度までの超過利潤累積額の50％減額部分を除いた金額。

※5：規制部門（特定小売供給契約に係る分を除く）に相当する事業報酬額。

※6：自由化部門の収支：自由化部門の電気事業利益。

（出典：各事業会社の部門別収支計算書、各事業会社へのヒアリングにより当委員会事務局作成）

7

I. 審査基準に基づく評価

- 審査基準のステップ1「電気事業利益率による基準」では、個社の直近3カ年度平均の利益率が10社10カ年度平均の利益率を上回る会社は、東北電力、東京電力EP、中部電力ミライズ、中国電力及び沖縄電力の5社であった。
- ステップ1に該当した5社について、審査基準のステップ2「超過利潤累積額による基準」又は「自由化部門の収支による基準」では、2019年度末超過利潤累積額は一定水準額である事業報酬額を下回っており、直近2年連続で自由化部門の収支が赤字となっていなかった。
- 上記より、原価算定期間を終了しているみなし小売電気事業者8社（関西電力及び九州電力以外）について、審査基準に基づく評価を実施した結果、変更認可申請命令発動の要否の検討対象となる事業者はいなかった。

（結論）

- 以上を踏まえ、今回事後評価の対象となった事業者について、現行の料金に関する値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。

第2 卸電力取引の監視

【本項目の概要】

- 電力の適正な取引を確保するため、卸電力市場における取引の状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には指導等を行っているが、令和2年9月1日～令和3年8月31日までの期間については、電力卸取引において、業務改善勧告や文書指導に至るような事案はなかった。
- 令和2年12月～令和3年1月にかけて、卸電力取引所スポット市場における取引価格が高騰する事象が発生したことを受け、令和3年2月に旧一般電気事業者及びJERAへ報告徴収を実施した。当該期間の全日・全コマにおいて入札行動等において問題となる事案はなかった。

1. スポット市場の監視

委員会は、電力の適正な取引を確保するため、卸電力市場における取引の状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には指導等を行っている。

令和2年9月1日～令和3年8月31日までの期間について、卸電力取引において、業務改善勧告や文書指導に至るような事案はなかった。

令和2年12月～令和3年1月にかけて、卸電力取引所スポット市場における取引価格が高騰する事象が発生したことを受け、令和3年2月に旧一般電気事業者及びJERAへ報告徴収を実施した。当該期間の全日・全コマを対象として、以下6つの検証項目について監視・分析を行った（詳細は「参考資料4」を参照）。

- 検証①：余剰電力の全量市場供出について
- 検証②：自社需要の見積りの妥当性について
- 検証③：燃料制約の運用の妥当性について
- 検証④：買い入札価格・量の妥当性について
- 検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について
- 検証⑥：HJKS（発電情報公開システム）への情報開示について

スポット市場の価格高騰について、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。

また委員会は、四半期毎に、旧一般電気事業者の自主的取組や電力市場における競争状況を定期的に分析・検証した電力市場のモニタリングレポートを作成・公表している。第62回制度設計専門会合までに、制度設計ワーキング・グループでの報告も含め、累計で27回にわたりモニタリングレポートを作成・公表した。

○令和2年1月～3月の報告における主要指標

			今回の御報告内容 2021年1月～3月	参考		
				前年同時期 (2020年1月～3月)	2019年度 (2019年4月～2020年3月)	2018年度 (2018年4月～2019年3月)
卸電力取引所	スポット市場	入札 売り入札量前年同時期 対比	1.0倍	1.1倍	1.3倍	2.0倍
		入札 買い入札量前年同時期 対比	1.1倍	1.1倍	1.3倍	2.4倍
		約定量	809億kWh	768億kWh	2,925億kWh	2,086億kWh
		約定 約定量前年同時期対比	1.1倍	1.1倍	1.4倍	3.6倍
		平均約定価格 (システムプライス)	26.2円/kWh	6.8円/kWh	7.9円/kWh	9.8円/kWh
		東西市場分断発生率	65.6%	74.8%	77.4%	77.6%
	時間前 市場	約定 約定量	8.2億kWh	7.3億kWh	25.8億kWh	17.5億kWh
		平均約定価格	28.9円/kWh	7.0円/kWh	8.0円/kWh	9.7円/kWh
	販売電力量に対する割合		49.0%	35.5%	35.5%	24.8%
	(参考) ※1 小売市場	電力量 販売	2,258億kWh*2	2,206億kWh	8,309億kWh	8,497億kWh
		新電力	444億kWh	355億kWh	1,285億kWh	1,226億kWh

※出所：電力取引報

【令和2年9月～令和3年8月におけるモニタリングレポートの報告状況】

- 第50回 制度設計専門会合（令和2年9月8日）
- 第53回 制度設計専門会合（令和2年12月15日）
- 第59回 制度設計専門会合（令和3年4月16日）
- 第62回 制度設計専門会合（令和3年6月29日）

2. ベースロード市場の監視

委員会は、ベースロード市場における取引については、各大規模発電事業者の供出状況を詳細に分析するとともに、供出上限価格の設定方法等を事業者から聴取すること等により、ベースロード市場ガイドラインに基づく取組がなされていたかの確認を行った。監視の結果、各社の供出量は、いずれもベースロード市場ガイドラインで定める電力量を満たしており、また各社の供出上限価格は、ガイドラインに沿った方法により設定されており、各大規模発電事業者はそれ以下の価格で市場への供出を行っていた。

3. 容量市場の監視

委員会は、令和2年7月に電力広域的運営推進機関において実施された容量市場メインオークションについて、容量市場入札ガイドラインに基づき、市場支配力を有する事業者によって売り惜しみや価格釣り上げ等の問題となる行為がなかったかについて監視を行った。売り惜しみの監視では、応札しなかった電源又は期待容量を下回る電源について、その理由の説明を求めるとともに根拠となる資料の提出を求め合理性を確認したところ、問題となる事例は認められなかった。価格釣り上げの監視では、監視対象の電源に対して容量市場入札ガイドラインに沿った適切な維持管理コストで応札され

ているかを確認すべく、算定方法及び算定根拠の説明を求め、事実関係を確認した結果、問題となる事例は認められなかった。また、第42回、第43回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会（令和2年9月、10月）において、当該監視結果の報告を行うと共に、令和3年度に向けた検討事項として、経過措置及び逆数入札の在り方について検討を行うことが適当である旨、及び容量市場入札ガイドライン上は直ちに違反となるものではないが、監視を行う過程で合理性に疑義があると考えられる項目を列挙し、計算方法の在り方を整理し、ガイドライン等で示すことが適当である旨を公表した。

4. 日本卸電力取引所に対する市場機能等の体制強化

委員会は、令和元年6月に日本卸電力取引所に対して、市場監視業務等の中立性・独立性を確保しつつ、その機能を向上させるための体制を検討することを要請した。これを受け、令和2年10月14日に日本卸電力取引所から市場監視の中立性・独立性を確保するための業務規程等の見直しや、市場監視業務に係る体制の拡充等を実施する旨の回答を受領した。回答を踏まえ、令和2年10月21日付けで日本卸電力取引所より業務規程の変更認可申請が経済産業大臣に対して行われ、令和2年10月30日付けで経済産業大臣から委員会へ意見徴収が行われた。委員会は意見徴収に対して認可に異存はない旨、経済産業大臣へ回答した。

5. 発電・小売間の不当な内部補助防止策

旧一般電気事業者が電力の卸売において、社外・グループ外の小売電気事業者と比して、自社の小売部門にのみ有利な条件で卸売を行うこと等により、旧一般電気事業者の小売部門による不当な販売行為等、小売市場における適正な競争を歪曲する行為が生じること（不当な内部補助）への懸念があることから、委員会は、令和2年7月、旧一般電気事業者各社に対して、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等のコミットメントを要請し、各社よりコミットメントを行う旨の回答を受領した。

コミットメントについて各社の取組状況を確認するため、社内外・グループ内外の取引単価や個別の条件についてデータの提出及び説明を受ける形式で、令和3年6月にフォローアップを実施した。フォローアップにおける確認結果は以下の通り。

○第1回フォローアップ（令和3年6月）

- 小売部門から独立した部門が相対卸取引を行い、年度期中においても相対卸取引を受付けている等、体制を整備・運用していること
- 先渡市場、先物市場の利用状況は事業者によって差異があり、積極的利用を検討する余地があること
- 社内外・グループ内外の卸売単価の比較について、合理的な理由なく、社内・グループ内の取引価格が、社外・グループ外取引価格の平均水準よりも低くなっている事例がないこと
- 卸売の条件面について、特に変動数量契約の通告変更権の設定において、社外・グループ外向けの取引の条件との差異が存在する例があり、こうしたオプション価値については、必ずしも明確に定量化されておらず、内外の取引条件・価格が十分に比較できない課題があること

今後も、旧一般電気事業者各社のコミットメントの実施状況について引き続き注視することに加えて、内外無差別な卸売の実効性を高め、かつ取組状況を外部から確認できるための仕組みについても検討を継続していく。

第3 非化石証書の制度の変更に伴う環境価値の表示ルールに関する建議

【本項目の概要】

- 非化石証書の制度の変更（非F I T非化石証書の取引開始）に伴う環境価値の表示ルールに関して「電力の小売営業に関する指針」を改定することについて、経済産業大臣に建議した。

委員会は、令和2年12月、第52回制度設計専門会合（令和2年12月）での審議を踏まえ、需要家・消費者への電源構成等のあり方について以下の事項の改定が必要であると取りまとめ、第302回電力・ガス取引監視等委員会において、「電力の小売営業に関する指針」を改定することを経済産業大臣に建議した（詳細は「参考資料6」を参照）。

- 電源構成の開示だけでなく、非化石証書の使用状況についても情報開示するよう、それを望ましい行為に追加する。
- 非化石証書の使用による「再エネ」や「CO₂ゼロエミッション」の表示につき、電源に関して誤認を招かないよう必要な記載を整理する（F I T電気や、卸電力取引所調達・化石電源等の電気に関する記載内容について、それぞれ整理）。
- 小売電気事業者が、非化石証書を使用しないにも関わらず、あたかも「再エネ」や「CO₂ゼロエミッション」といった環境価値を有する電気であるとの印象を与えるような表示・訴求を行うことは、問題となる行為と整理する。
- 上記の考え方を踏まえた、電源構成表示及び非化石証書使用状況の表示例を記載する。

第4 発電関連情報の公開に関する建議

【本項目の概要】

- 令和2年度冬期のスポット市場価格高騰を受けて発電所の稼働状況や稼働見通しに関する情報公開の重要性が指摘されていたことを踏まえ、市場に影響を及ぼしうる出力低下の事象が漏れなく開示されるようにするために一層の措置を講じるべく、「適正な電力取引についての指針」を改定することについて、経済産業大臣に建議した。

令和2年度冬期のスポット市場価格高騰を受けて発電所の稼働状況や稼働見通しに関する情報公開の重要性が指摘されていたことを踏まえ、「適正な電力取引についての指針」（以下本項目において「本指針」という。）において定められている発電関連情報の公開のルールについて、令和3年8月20日の第340回電力・ガス取引監視等委員会において審議を行った。その結果、市場に影響を及ぼしうる出力低下の事象が漏れなく開示されるようにするために一層の措置を講じるべく、本指針を以下の通り改定することについて、委員会は経済産業大臣に建議した（詳細は参考7を参照）。

- インサイダー情報の開示の対象となる出力低下の要件を、現行の「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」から「継続する24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合」に変更する。
- インサイダー情報の開示の対象の例外となる「日常的な運用」について、卸電力市場の透明性を高める観点から、「日常的な運用」の意義及びそれによる不開示を許容する範囲についての明確化を行う。
- インサイダー情報の開示の対象となる出力低下を見込む期間について、市場参加者の見通しのために実態を反映した情報開示とする趣旨から、停止・出力低下が解消すると合理的に見込まれる時期を登録することが適切である旨を明記する。
- 現行の指針では開示の対象となる停止や出力低下の公表に当たり、その原因・理由の開示は任意とされているが、市場取引の公正性の観点から、インサイダー情報の開示の必須項目に「出力低下・停止の原因」を追加する。

第2章 送配電分野に関する取組

第1 送配電事業の監視

【本項目の概要】

- 一般送配電事業者及び送電事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者 13 社について、「託送供給等に伴う禁止行為・体制整備等」及び「約款の運用等」を重点的に確認し、このうち4社に所要の指導を行った。
- 電力の適正な取引を確保するため、電気供給事業者からの情報提供等を端緒に、送配電事業者の業務実施状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には指導等を行っているが、令和2年9月1日～令和3年8月31日の期間においては、業務改善勧告に至るような事案はなかった。

1. 一般送配電事業者及び送電事業者の業務及び経理の監査

委員会は、電気事業法第105条の規定に基づき、一般送配電事業者及び送電事業者（以下、本項目において「一般送配電事業者等」という。）13社（ライセンス数）の令和元事業年度の業務及び経理について監査を行った。

○監査対象事業者

①一般送配電事業者

北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電及び沖縄電力

②送電事業者

電源開発送変電ネットワーク、北海道北部風力送電及び福島送電

監査の実施に当たっては、監査対象事業者から事前に報告徴収した監査資料に基づき、実地監査又は書面監査の方法により実施した。

令和2年度監査においては、主な重点監査項目として、令和2年4月より、沖縄電力を除き各社とも一般送配電事業及び送電事業を分社化するとともに、行為規制に基づく体制整備等を行うこととした。また、親会社等が一般送配電事業者及び送電事業者に差別的取扱いを要求すること等が禁止されたことにより、これらが適切に実施されているかなど「託送供給等に伴う禁止行為・体制整備等」を重点的に確認した。また、一般送配電事業者においては、毎年、送配電業務に関連し、小売電気事業者や発電事業者との間における託送料金に係る誤算定、算定遅延や誤通知等の事案が発生し、原因究明、再発防止策等を各社が実施しているところ。再発防止の観点から、各対応策の実施状況など「約款の

運用等」を重点的に確認した。

令和２年度において実施した監査の結果、４社において６件の指摘事項があった。これらについては、電気事業法第６６条の１２に基づく一般送配電事業者等に対する勧告並びに電気事業法第６６条の１３に基づく経済産業大臣への勧告を行うべき事項は認められなかったが、所要の指導を行った（詳細は参考資料５を参照）。

○指摘事項の内訳

(単位：件)

指摘事項	件数
①約款の運用等に関する監査	－
②財務諸表に関する監査	１
③託送供給等収支に関する監査	３
④託送供給に伴う禁止行為に関する監査	１
⑤体制整備等に関する監査	１
合 計	６

２．送配電事業者の業務実施状況の監視

委員会は、必要に応じて電気事業法に基づく報告徴収を行い、送配電事業者の業務実施状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合にはその是正や再発防止をはかるよう指導している。

令和２年９月１日～令和３年８月３１日までの期間においては、工事費負担金の精算を適正に行うよう指導したといった事例があった。なお、送配電事業者の業務実施状況において、業務改善勧告に至るような事案はなかった。

第2 配電事業制度の詳細設計（託送料金の運用等に係る事項）

【本項目の概要】

- 令和4年度より導入予定の配電事業制度について、配電事業者の託送料金及び配電設備の貸与価格等の詳細について、検討を行った。

令和2年6月に成立・公布された「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」（令和2年法律第49号。以下「強靱化法」という。）により、配電事業者が電気事業法上に新たに位置付けられた。配電事業制度については、資源エネルギー庁の審議会（持続可能な電力システム構築小委員会）において、その詳細制度設計を検討したところ、このうち託送料金の運用等に係る事項については、電力・ガス取引監視等委員会において、検討を行うこととされた。これを受け、電力・ガス取引監視等委員会料金制度専門会合は、配電事業制度の詳細設計（託送料金の運用等に係る事項）について議論し、令和3年5月に取りまとめを行った（詳細は参考資料8を参照）。

（参考）配電事業制度の詳細設計について～託送料金の運用等に係る事項～取りまとめ（抜粋）

（1）「適正な水準」の具体的な基準の策定

強靱化法上、配電事業者の託送料金は、同一エリアの一般送配電事業者の託送供給等に係る料金に比較して適正な水準とすることとされ、それに該当しないと認められる場合には、経済産業大臣が変更を命ずることができることとされている。配電事業者と需要家の間には直接の契約関係がない一方で、需要家への十分な説明は重要であると考えられるため、変更命令の具体的な基準については、制度開始当初においては、以下に該当している場合、配電事業者の託送料金が適正な水準であると判断することが適当である。

【配電事業者の託送料金が適正な水準であると判断する基準】

- 一般送配電事業者の託送料金の個別需要家ごとの単価と比べて、配電事業者の託送料金の個別需要家ごとの単価の水準が年平均±5%以内であること。

（2）貸与価格等の算定方法のガイドライン策定

配電事業者が一般送配電事業者に支払う貸与価格等については、以下（ア）～（エ）を基本として、一般送配電事業者と配電事業者の協議により決定することが適当である。また、（ア）～（エ）の内容はガイドラインに記載する。

（ア）貸与価格等の金額の算定

配電事業者が一般送配電事業者に支払う貸与価格等については、以下の算定式を基本として、一般送配電事業者と配電事業者の協議により決定することが適当である。

- a. 貸与価格：「配電エリアの託送料金収入（過去実績 or 将来見込み）」
 - －「配電設備の維持運用費用（過去実績 or 将来見込み）」
- b. 譲渡価格（定期で支払うもの）：「配電エリアの託送料金収入（過去実績 or 将来見込み）」
 - －「配電設備の維持運用費用（過去実績 or 将来見込み）」
 - －「配電設備の減価償却費（簿価等）」

(イ) 貸与価格等の見直し時期

貸与価格等の金額は、配電事業者の効率化及び電化促進等のインセンティブ付与のため、原則として、一般送配電事業者の収入上限見直しと同タイミング（令和 5 年度、令和 10 年度、令和 15 年度・・・）で、5 年ごとに見直すこととする。

(ウ) 第 2 期以降の貸与価格等の算定方法

第 2 期以降の貸与価格等の金額は、前述（ア）を基本としつつ、配電事業者のインセンティブ確保の観点から、前期における配電事業者の成果（効率化及び電化促進等）の一部を引き継ぐよう工夫する。

(エ) 上位系統の設備増強回避等に資する潮流合理化等の取組のインセンティブ

配電事業者が上位系統の設備増強回避等に資する潮流合理化等の取組を進めることが重要なケースにおいては、そのインセンティブについても配慮する。

第3 配電事業者に係る行為規制に関する建議

【本項目の概要】

- 配電事業者とその特定関係事業者に係る行為規制の詳細について、検討結果を取りまとめ、当該取りまとめを踏まえ経済産業省令等を改正することに関して経済産業大臣に建議した。

強靱化法上、ネットワーク事業を担う配電事業者について一般送配電事業者同様に中立性を確保するため、一般送配電事業者に係る行為規制に関する規定が配電事業者に全て準用されており、行為規制の詳細は経済産業省令に定めることとされている。

そこで、委員会は、制度設計専門会合において、配電事業者等にかかる行為規制の詳細について検討を行い、第61回制度設計専門会合（令和3年5月）において「配電事業者に係る行為規制の詳細について（とりまとめ）」のとおり、その内容を取りまとめた（詳細は参考資料9を参照）。その後、委員会は、令和3年6月14日に、それらの内容を踏まえ経済産業省令等を改正することに関して経済産業大臣に建議した。

○取りまとめの内容（抜粋）

- （1）取締役等及び従業員の兼職に関する規律の詳細
 - ①取締役等の兼職禁止の例外について具体的に規定
 - ②兼職禁止の対象となる従業員の範囲を具体的に規定
 - （2）社名、商標、広告・宣伝等に関する規律
 - ①配電事業者及びグループ内の発電・小売事業者等については、お互いが同一視されるおそれのある社名、商標を用いることを原則禁止とする
 - ②配電事業者が、グループ内の発電・小売事業者等の事業活動を有利にする広告、宣伝その他の営業行為を行うことを禁止とする
 - （3）グループ内での取引に関する規律の詳細
取引規制の対象となる配電事業者と「特殊の関係のある者」を具体的に規定
 - （4）業務の受委託の禁止の例外
 - ①配電事業者がその特定関係事業者及びその子会社等に例外的に託送業務等を委託することができる要件
 - ②配電事業者がその特定関係事業者から発電・小売業務等を例外的に受託することができる要件
 - （5）情報の適正な管理のための体制整備等
 - ①配電事業者と発電・小売事業者等とが建物を共用する場合には、別フロアにするなど、物理的隔絶を担保し、入室制限等を行うこと
 - ②配電事業者は、自らの託送供給等業務の実施状況を適切に監視するための体制整備を行うこと
 - ③内部規程の整備、従業員等の研修・管理などの法令遵守計画を策定し、その計画を実施すること等
- ※一部の項目においては、一定の条件に該当する配電事業者に限る

第4 電気事業託送供給等収支計算規則等の改正に関する建議

【本項目の概要】

- ・ 電気事業託送供給等収支計算規則等の改正について、経済産業大臣に建議した。

一般送配電事業者等において、仮に不適切な工事発注等による不当な支出増があった場合には、規制料金（経過措置料金及び託送料金）における超過利潤を減少させ、ひいては値下げ余地の縮小につながる可能性がある。

規制料金における値下げ余地の縮小をより確実に防止するためには、以下のような仕組みを導入することが適当と考えられる。

- ①電気事業託送供給等収支計算規則（以下「計算規則」という。）を改正し、不適切な発注・契約による支出増については、託送料金に係る超過利潤の計算において費用として扱ってはならないことを明確にする（経過措置料金に係る超過利潤の計算も同様）。
- ②これまでも実施してきた監査及び事後評価において、今後は、改正された計算規則通り運用しているかどうかについても確認する。

これを踏まえ、委員会は、令和2年9月、関連する経済産業省令等を改正することを経済産業大臣に建議した（詳細は参考資料10を参照）。その後、令和2年12月に、経済産業省令等が改正された。

第5 一般送配電事業者の収支状況（託送収支）の事後評価

【本項目の概要】

- ・ 託送収支の事後評価を実施した。対象事業者 10 社について、認可料金に関する値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった旨を大臣に回答した。また、各社の経営効率化に向けた取組状況を確認した。

我が国の電力系統を取り巻く事業環境は、人口減少や省エネルギーの進展等により電力需要が伸び悩む傾向にある一方で、再生可能エネルギーの導入拡大による系統連系ニーズや経済成長に応じて整備されてきた送配電設備の高経年化への対応が増大するなど、大きく変化しつつある。

こうした事業環境の変化に対応しつつ、将来の託送料金を最大限抑制するため、一般送配電事業者においては、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制していくとともに再生可能エネルギーの導入拡大や将来の安定供給等に備えるべく、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

以上のような問題意識の下、委員会は、第7回料金制度専門会合（令和3年3月）において、託送料金の低廉化と質の高い電力供給の両立を促すべく、令和元年度の託送収支や経営効率化に向けた取組等を分析・評価し（全10社の状況を分析した上で、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク及び沖縄電力の4社からヒアリングを実施）、令和3年3月、その結果を取りまとめた（詳細は参考資料11を参照）。

この結果を踏まえ、委員会は、経済産業大臣に対し、電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（平成12・05・29資第16号）第2（14）に照らし、託送供給等約款の変更認可申請を命じることが必要となる事業者はいなかった旨回答した。

第6 調整力の調達・運用状況の監視及びより効率的な確保等に関する検討

【本項目の概要】

- 一般送配電事業者が実施した調整力の公募調達結果、運用した調整力の電力量価格及び電力量について監視を行い、その内容を公表した。
- 調整力公募において入札対象外となっている逆潮流アグリゲーションについて、調整力公募への入札を認めるよう、調整力公募ガイドラインの改定案を取りまとめ、経済産業大臣に建議した。
- 令和3年度から開設される需給調整市場について、監視及び価格規律の在り方の検討を行い、適正な電力取引についての指針の改定案及び需給調整市場ガイドラインの制定案を取りまとめ、経済産業大臣に建議した。
- 令和3年度向けの三次調整力②の調達における連系線確保量の上限値を提示した。
- 令和2年度冬季の需給ひっ迫を受けて、調整力の調達・運用の改善等について検討を行った。

1. 調整力公募等の結果及び調整力の運用状況の監視と情報公表

一般送配電事業者による調整力の公募調達は、発電事業者等の競争の結果として、コスト効率的な調整力の調達や電力市場全体としての調整力の増大を実現するための仕組みである。しかしながら、現状、調整力を提供可能な旧一般電気事業者以外が保有する電源等が多く存在しているとは言い難い。このような状況を改善し、競争を促進していくためには、公募調達が透明性をもって行われるとともに、潜在的な応札者に対して適切な情報提供を行うことで、発電事業者等の入札参加への円滑化と拡大を図ることが必要である。

このため、委員会は、調整力公募調達結果を分析し、旧一般電気事業者の入札行動に問題となる点がないか、また、一般送配電事業者による調整力の運用が、容量（kW）価格や電力量（kWh）価格に基づき適切に運用されているか監視を行った。

以上の調整力の公募調達結果及び調整力の運用状況（調整力の電力量価格及び電力量）について、制度設計専門会合にて検討するとともに、委員会のホームページに公表した。

2. 調整力公募ガイドラインにおける逆潮流アグリゲーションの取扱いの検討

調整力公募に関する基本的な考え方を整理した「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下「調整力公募ガイドライン」という。）では、電源は原則としてユニット単位で応札することとしており、複数の発電ユニットを組み合わせで応札することは認められていない。

他方、分散型リソース（蓄電池、コージェネレーション等）の普及や技術進歩を背景に、複数の電源等を組み合わせる逆潮流アグリゲーション¹を調整力として活用するニーズが拡大している。

¹ 逆潮流とは、発電設備等の設置者の構内から電力系統側へ向かう電力の流れのことをいう。逆潮流アグリゲーションとは、複数の逆潮流を集約するもの。

現状の調整力公募において、旧一般電気事業者以外からの応札が少ないことから、競争促進の観点からも、新たなリソースの参入を可能とすることは重要と考えられる。

以上を踏まえ、委員会は、第54回制度設計専門会合（令和3年1月）において、調整力公募ガイドラインにおける逆潮流アグリゲーションの取扱いについて議論を行い、ユニット単体の出力が最低入札容量以下であるものなどユニット単体では調整力公募への入札が困難なユニットのアグリゲーション及びこれらのユニットとネガワットのアグリゲーションについては入札を認めることとした。

委員会は、制度設計専門会合での議論結果を踏まえ、「調整力公募ガイドライン」の改定案を作成し、パブリックコメントを実施した。パブリックコメントでいただいた意見も踏まえ、「調整力公募ガイドライン」の改定案を取りまとめ、令和3年3月に経済産業大臣に建議した。

3. 需給調整市場の監視及び価格規律の在り方の検討

一般送配電事業者が調整力として活用する電源等は、これまで、各一般送配電事業者がエリア毎に公募を実施し調達を行っていたが、令和3年度以降は、需給調整市場が開設され、調整力は市場を通じ、エリア間をまたいだ広域での調達が段階的に行われることとなる。また、調整力の運用については、令和3年度から、実需給の前に予測されたインバランスに対して、9エリアの広域メリットオーダーに基づく調整力の広域運用が開始されている。

こうした状況を踏まえ、制度設計専門会合では、令和元年12月から令和2年12月まで8回にわたり、需給調整市場の監視及び価格規律の在り方について検討を行った。本検討では、需給調整市場において不適正な取引を防止するため、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置を講ずることに加え、市場支配力を有する可能性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請する事前的措置を講ずることとし、事前的措置の詳細については、別途、「需給調整市場ガイドライン」を制定することとした。また、これらについて「需給調整市場において適正な取引を確保するための措置について」として取りまとめを行った。

委員会は、制度設計専門会合での取りまとめを踏まえ、「適正な電力取引についての指針」の改定案及び「需給調整市場ガイドライン」の制定案を作成し、パブリックコメントを実施した。パブリックコメントでいただいた意見も踏まえ、「適正な電力取引についての指針」の改定案及び「需給調整市場ガイドライン」の制定案を取りまとめ、令和3年3月に経済産業大臣に建議した。

4. 三次調整力の調達における連系線確保量の上限を提示

令和3年度から開設された需給調整市場では、当初は一部商品（三次調整力②）のみの取引が行われ、令和4年度以降、段階的に商品が拡充する。調整力を広域調達するためには、調達した調整力が確実に活用できるよう地域間連系線の容量を確保する必要がある、その上限をどのように設定するか市場開始前に決めておく必要がある。また、上限値の設定に当たっては、卸電力市場への影響とバランスを考慮する必要がある。

このため、委員会は、第57回制度設計専門会合（令和3年3月）において、令和3年度における三次調整力②の連系線確保量の考え方を議論し、広域調達による三次調整力②への影響と卸電力市場（時間前市場）への影響について、両者の経済メリット等を評価して、社会コストが最小となるような三次調整力②の連系線確保量の最適値導出の考え方を整理した。

5. 令和2年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について

令和2年度冬季の需給ひっ迫を受けて、一般送配電事業者における当該期間の系統運用の状況やインバランス収支の状況等を調査、分析するため、委員会は、令和3年2月に一般送配電事業者に対し報告徴収を実施した。調査結果等については、第57～第59回制度設計専門会合（令和3年3月及び4月）で報告し、今後検討すべき課題等を整理した。その後、令和3年4月の制度設計専門会合において、インバランス収支の過不足については、託送料金等により広く系統利用者に還元・調整することなどを資源エネルギー庁に提言した。また、令和3年5月から7月の制度設計専門会合において、継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達方法や燃料不足が懸念される場合における調整力kWh価格の機会費用の考え方、燃料不足時において一般送配電事業者が発電事業者（調整力契約者）の設定した燃料制約を超過して調整力の稼働指令を行うことについての小売事業者の供給力確保義務と一般送配電事業者の周波数維持義務の責任と役割の在り方について議論した。

更に、令和3年4月に電力広域的運営推進機関が行った冬季の需給見通しにおいて、東京エリアの令和4年1月及び2月の予備率が3%を下回る見込みであるという分析結果を受けて、資源エネルギー庁では調整力公募の仕組みを活用した追加の供給力確保策が検討され、第37回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（令和3年7月）において公募概要が整理された。この結果を受けて、第63回制度設計専門会合（令和3年7月）において、委員会は公募における入札価格の考え方等を整理した。

第7 インバランス料金制度の運用状況の監視及び令和4年度以降のインバランス料金制度の詳細設計

【本項目の概要】

- 現行のインバランス料金制度の運用状況について、監視を行い、その内容を制度設計専門会合に報告した。
- 令和4年度から開始予定の新たなインバランス料金制度について、インバランス収支の管理等の検討を行った。

1. インバランス料金制度の運用状況の監視

計画値同時同量制度において、小売電気事業者と発電事業者は、1日を48コマに分割した30分単位のコマごとにそれぞれ需要と発電の計画を策定することとなっている。これらの計画と実績のずれ（インバランス）については、一般送配電事業者が発電事業者等から公募等により調達した電源等を用いて調整を行い、その費用については、小売電気事業者と発電事業者からインバランス料金として回収する。このように、インバランス料金は実需給における電気の過不足の精算価格となっているが、同時に卸電力取引における価格シグナルのベースにもなっている。

このため、委員会では、インバランス料金の動きを監視し、合理的でないと考えられる価格になった場合には、その原因等を分析し、必要に応じて制度改正等を提案している。令和2年9月～令和3年8月の期間においては、委員会は、以下の対応を行った。

- 令和3年1月のインバランス料金の確報値（平均78円/kWh）が、事前に公表されていた速報値（平均59円/kWh）から大きく上振れしたことを受けて、第58回制度設計専門会合（令和3年3月）において、その原因について、スポット市場で売り切れが多く発生したため、需要バランシンググループ（BG）の計画内不一致が多発したことなどを報告した。

2. 令和4年度以降のインバランス料金制度の詳細設計

令和4年度から開始予定の新たなインバランス料金制度における一般送配電事業者のインバランス収支管理の在り方等について、第50回制度設計専門会合（令和2年9月）において検討を行い、令和4年度以降の一般送配電事業者のインバランス収支の過不足については、託送収支に繰り入れ、託送料金を通じて調整することや、一般送配電事業者は需給調整業務の実施状況に関する情報を毎月、作成、公表すること等を整理した。

第8 再給電方式の費用負担等の検討

【本項目の概要】

- ・ 系統混雑を解消するための混雑処理手法として導入される再給電方式について、費用負担の在り方及びインバランス料金への影響を踏まえた運用の在り方等の検討を行った。

再エネの主力電源化に向け、基幹送電線の利用ルールを、「ノンファーム型接続＋メリットオーダーによる混雑処理」に速やかに変更すること、その混雑処理の方法は、速やかな実施の観点から、まずは「再給電方式」で対応することについて、資源エネルギー庁の審議会（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・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会合同会議）において整理された。また、同委員会において、再給電方式の実現に向けた検討課題のうち、その費用負担の在り方及びインバランス料金への影響を踏まえた運用の在り方等については、電力・ガス取引監視等委員会において、詳細を検討することとされた。これを受け、委員会は、制度設計専門会合において、令和3年2月から6月まで4回にわたって検討を行い、以下の通り整理した。

（1）再給電方式における費用負担の在り方について

- ・ 既存の類似制度及び将来の市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）との整合性や、価格シグナルにより効率的な電源投資を促進するという観点からは「再給電により、混雑地域の発電事業者がメリットを受けていると考え、これらの事業者が費用負担を求める」ことが合理的。
- ・ 一方で、この方式の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、社会全体の費用が多額となり、費用対効果の面で適当でない可能性が高いため、当面の間は当該方式の導入は見送ることとし、一般負担とすることが適当。
- ・ なお、再給電方式はあくまでも暫定的な措置であり、できるだけ速やかに市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）に移行するよう早急に検討を進めるべきであり、再給電費用の負担の方法は、いずれ市場主導型に移行することが前提。
- ・ また、仮に、再給電の運用期間の長期化や混雑の頻度・量に関する見通しの大幅増などにより、混雑地域の発電事業者が再給電費用を負担する仕組みを導入する便益がその社会全体へのコストを上回る見通しとなるなど、大きな状況変化があった場合には、その仕組みの導入も含め、あらためて再給電の費用負担の在り方を検討することが適当。

（2）再給電に用いる非混雑地域の上げ調整力について

- ・ 混雑対応によるインバランス料金への影響を回避すべきであること、インバランス料金への影響を回避しつつ広域運用調整力を活用する場合に必要とされるシステム改修が令和4年度から開始予定の新たなインバランス料金制度の導入に支障をきたすおそれがあることから、再給電導入当初はエリア内運用調整力のみを活用することが適当。

第9 新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度・発電側課金等）の詳細設計

【本項目の概要】

- 令和5年度より導入予定の新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）について、詳細設計を行った。
- 発電側課金については、基幹送電線利用ルールの見直しと整合的な仕組みとなるよう検討を行った。
- 需要地近接性評価割引制度については、令和5年4月までの2年間、本制度の割引対象地域等の更新を見送ることとした。

1. 新たな託送料金制度の詳細設計

第201回通常国会において、「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が成立し、新たな託送料金制度（収入上限を定期的に承認し、その範囲内で託送料金を設定するレベニューキャップ制度）が令和5年度より導入されることとなった。

新たな託送料金制度の詳細設計については、託送料金審査や事後評価を通じて専門的な知見を有する委員会が積極的に関与していくことが必要であるとの観点から、第5回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会持続可能な電力システム構築小委員会（令和2年7月）において、電力・ガス取引監視等委員会と資源エネルギー庁が連携して行うものとされた。それを踏まえ、委員会は、料金制度専門会合において令和2年7月より託送料金制度の詳細設計の議論を開始し、さらに、令和3年1月に料金制度専門会合の下に「料金制度ワーキング・グループ」を設置し、託送料金制度におけるより詳細な論点について効率的に検討を行った。この検討結果を踏まえ、令和3年11月頃をめどに料金制度専門会合で取りまとめを行った上で、制度導入に伴い必要となる省令改正等を進めていく。

2. 発電側課金の検討

発電側課金は、系統を効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実にを行うため、現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともに系統利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするものとして、平成27年秋以降、電力・ガス取引監視等委員会に設置した制度設計専門会合、及び送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループで議論を進め、平成30年6月、制度の骨子を取りまとめ、経済産業大臣に対して建議を行った。

その後、レベニューキャップ制度の導入に合わせ、令和5年度からの導入を目指し、詳細設計を進めていたところ、令和2年7月に経済産業大臣から、再エネの効率的な導入を促進するため、基幹送電線利用ルールの抜本的な見直しを行う方針が示されたことを踏まえ、発電側課金についても、それと整合的な仕組みとなるよう、見直しについて指示を受けた。これを受け、委員会は、第53回制度設計専門会合（令和2年12月）において、発電側課金の見直しに関する検討を開始した。事業者団体からのヒアリングをはじめ、丁寧に議論を進めながら、基幹送電線利用ルールの見直しと整合的な仕組

みとなるよう、以下のとおり、①課金方法の見直し（kWh 課金の一部導入）、②割引制度の拡充等について検討を実施した。

引き続き、委員会において、制度導入に向けた検討、必要となる法令の整備等を進めていく。

【主な見直し内容】

①課金方法の見直し（kWh 課金の一部導入）

- 基幹送電線利用ルール of 抜本見直しを踏まえると、今後、基幹系統の設備形成は、契約 kW に加え、設備の利用状況（kWh）も考慮した費用対便益評価に基づいて行われることを踏まえ、新たに kWh 課金を導入する。kW 課金と kWh 課金の比率は、再エネ大量導入による混雑系統の増加を踏まえた設備増強、送電線利用ルール of 抜本見直しの特別高圧系統への適用拡大など、将来の状況を先行的に考慮して、kWh 課金の比率の上積みを行うとの考え方の下、1：1 とする。

②割引制度の拡充

- 基幹送電線の利用ルール of 抜本見直しに伴い、系統混雑を前提とした系統利用が想定される中、発電側課金が送配電設備の整備費用に与える影響に応じた負担を求め、電源立地の最適化に必要な価格シグナルを出すことが更に重要となる。このため、基幹系統・特別高圧系統の双方に悪影響を与えないとみなされる割引範囲や電源に対する割引額の拡充をする。

3. 需要地近接性評価割引制度の取り扱い

需要地近接性評価割引制度は、小売電気事業者が潮流改善に資する地域に立地する電源を用いて託送供給を受ける場合に、託送料金の割引が受けられることができる託送料金制度で、平成 12 年から導入され、5 年ごとに割引対象地域等の更新を行うこととされている。

本制度については、卸電力取引市場への販売や一般送配電事業者のエリアを越えた取引等には適用されないことに加え、今後措置する発電側課金の割引制度と趣旨や割引の考え方が重複している面もあることから、制度設計専門会合の下に設置された送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループにおいて検討を行い、この結果を踏まえ、委員会は、発電側課金の導入に伴い廃止することを平成 30 年 6 月に決定した。

その後、委員会として発電側課金の制度検討を進める中、発電側課金の導入予定時期（当時令和 5 年度を想定）と需要地近接性評価割引の対象地域と割引単価の更新時期（令和 3 年 4 月）を踏まえ、第 54 回制度設計専門会合（令和 3 年 1 月）において、需要地近接性評価割引制度の割引対象地域等の更新時期について整理を行った。

具体的には、当初の予定どおりに令和 3 年 4 月に割引対象地域等の更新を行った場合、令和 5 年 4 月に本制度は廃止となる見込みであるところ、これは電源設置者の予見可能性の観点から避けるべきとされている頻繁な更新にあたりうること、平成 27 年 12 月に電気料金審査専門会合で取りまとめ、委員会が策定した「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」においても、割引対象地域等の更新について、「例えば、5 年」と例示にとどまっており、7 年後の更新も許容されていたこと、及び関係事業者に対応コストが生じることから、発電側課金の導入予定時期（当時令和 5 年度を想定）である令和 5 年 4 月までの 2 年間、本制度の割引対象地域等の更新を見送ることとした。

第3章 ガスの小売市場・卸市場に関する取組

第1 小売取引の監視等

【本項目の概要】

- ・ ガス小売登録について審査した結果、令和3年8月末時点での登録件数は1,369件となった。
- ・ 東京電力エナジーパートナー株式会社に対し、供給条件の説明義務違反に関する業務改善勧告を行った。
- ・ 旧一般ガスみなしガス小売事業者及びガス製造事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者27社のうち、業務改善勧告や文書指導に至るような事項はなかった。
- ・ 経過措置が講じられているガスの小売規制料金の原価算定期間終了後の事後評価を実施し、対象事業者8社について、値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった旨、経済産業大臣に意見回答を行った。
- ・ ガス小売料金の特別な事後監視の結果、令和2年9月～令和3年8月においては、文書指導に至るような事業者はいなかった。

1. ガス小売事業の登録申請に係る審査

ガス小売事業の登録について、経済産業大臣が登録をしようとするとき、委員会に意見を聴くこととされている。委員会は、経済産業大臣からの意見聴取を受け、ガス事業法に規定される登録拒否要件に該当しないかという視点（ガスの使用者の利益の保護の視点等）で審査を行い、その結果を経済産業大臣へ回答している。

これらの審査の結果、令和3年8月末時点での登録件数は1,369件となった。

2. 各種の相談への対応

委員会は、相談窓口を設置し、ガスの需要家等から寄せられた相談に対応し、質問への回答やアドバイス等を行った。令和2年9月～令和3年8月における相談件数は226件であった。

本相談において、不適切な営業活動などに係る情報があつた場合には、事実関係を確認し、必要な場合にはガス小売事業者に対する指導等を行った。

また、独立行政法人国民生活センター及び消費者庁と共同で、電気・ガスの相談事例の紹介及びアドバイスについてプレスリリースを2回行い、消費者に対し情報提供を行った。

3. ガスの小売取引の監視・ガス小売事業者等に対する指導

委員会は、相談対応等を端緒としてガス電気事業法上問題となる行為等を把握した場合には、勧告、文書指導や口頭指導により、それを是正するよう指導している。本期間において行った指導の例は以下のとおり。

(1) 勧告

東京電力エナジーパートナー株式会社に対する勧告（令和2年9月9日）

東京電力エナジーパートナー株式会社は、平成30年12月から令和2年1月までの間、ガスの小売供給契約の締結を電話で勧誘する際に、少なくとも52件（電気の小売供給契約の締結に係るものを含む。）の需要家について、ガスの供給条件（小売供給契約の申込みの方法や小売供給に係る料金に関するもの）について不十分な説明や虚偽の説明をした。

このため、委員会は、ガス事業法に基づき、当該社に対し、以下を求める業務改善勧告を行った。

- (ア) 今後、ガス事業法の説明義務の規定に違反することがないように、法令違反の原因となり得る事象を早期に把握、是正する仕組みの構築、需要家に対する説明方法の改善、業務委託先に対する監督方法の抜本的な改善等必要な措置を講ずること
- (イ) 前記(ア)に基づいて講じた措置の内容を自社及び業務委託先の役員及び従業員に周知徹底すること
- (ウ) 前記(ア)に基づいて講じた措置並びに前記(イ)に基づいて実施した周知について、委員会に対し、文書で報告すること

(2) 指導

ガス小売事業者A社に対する指導（令和3年2月）

A社は、令和2年7月から同年10月までの間に、ガスの小売供給契約の締結をした際、少なくとも38件の小売供給契約について供給条件の説明を十分に実施しなかった。当該行為は、供給条件の説明義務というガス事業法上の重要な義務の違反に該当し、需要家の利益を害するものであることから、A社に対し、ガスの適正な取引の確保を図るため、所要の改善措置を速やかに実施するように指導を行った。

4. ガス取引報の公表

委員会は、ガスの適正な取引の確保を図るため、ガス事業法第171条第1項の規定に基づく報告徴収を行い、ガスの小売取引の監視に必要な情報をガス事業者から定期的に収集している。

これらの収集した情報のうちガス販売量等の一部の実績については、毎月結果を公表した。

5. 旧一般ガスみなしガス小売事業者及びガス製造事業者の業務及び経理の監査

委員会は、電気事業法等の一部を改正する等の法律（平成27年法律第47号）（以下、「第3弾改正法」という。）附則第22条第4項の規定によりなおその効力を有するものとされた同法第5条の規定による改正前のガス事業法第45条の2の規定に基づき、旧一般ガスみなしガス小売事業者9社（ライセンス数）、及びガス事業法第170条の規定に基づき、ガス製造事業者18社（ライセンス数）の令和元事業年度の業務及び経理について監査を行った。

令和2年度において実施した監査の結果、第3弾改正法附則第37条第1項及びガス事業法第178条第1項の規定に基づく旧一般ガスみなしガス小売事業者等に対する勧告及び第3弾改正法附則第38条第1項及びガス事業法第179条第1項の規定に基づく経済産業大臣への勧告を行うべき事項は認められなかった（詳細は参考資料16を参照）。

6. 経過措置が講じられているガスの小売規制料金の事後評価及び特別な事後監視

ガスの小売料金については平成 29 年 4 月に自由化されたものの、競争が不十分であると認められた地域については、需要家利益の保護の観点から経済産業大臣が指定を行い、ガスの小売規制料金の経過措置を存続している。これらの経過措置が講じられているガスの小売規制料金については、原価算定期間終了後に毎年度事後評価を行い、利益率が必要以上に高いものとなっていないかなどを経済産業省において確認し、その結果を公表することとなっている。また、ガスの小売規制料金の経過措置が課されない、又はガスの小売規制料金の経過措置が解除されたみなしガス小売事業者のうち、旧供給区域等における都市ガス又は簡易ガスの利用率が 50%を超える事業者を対象として、当該旧供給区域等の料金水準について報告徴収を行い、ガス小売料金の合理的でない値上げが行われないか確認をする特別な事後監視を行っている。

(1) 経過措置が講じられているガスの小売規制料金の原価算定期間終了後の事後評価

第 3 弾改正法附則の経過措置が講じられているガスの小売規制料金については、原価算定期間終了後の事後評価を毎年度行い、利益率が必要以上に高いものとなっていないかなどを経済産業省において確認し、その結果を公表することとなっている。

委員会は、経済産業大臣及び経済産業局長からの意見聴取を受けて、料金制度専門会合において、原価算定期間が終了している旧一般ガスみなしガス小売事業者 8 社（東京ガス、東邦ガス、京葉ガス、京和ガス、日本ガス、熱海ガス、河内長野ガス及び南海ガス）について電気事業法等の一部を改正する等の法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（20170329 資第 5 号。以下「審査基準」という。）第 2（8）④に基づく評価及び確認を行い、令和 2 年 11 月、以下のとおり取りまとめた。

これを踏まえ、委員会は、経済産業大臣及び経済産業局長に対し、審査基準第 2（8）④に照らし、経過措置が講じられているガスの小売規制料金の値下げ認可申請の必要があると認められる事業者はいなかった旨回答した。

○料金制度専門会合の取りまとめ（審査基準の適用結果）

- 原価算定期間終了後、評価開始日までに料金改定を行っていない旧一般ガスみなしガス小売事業者8社（大阪ガス（※1）以外）について、審査基準に基づく評価を実施した結果、料金変更認可申請命令発動の要否の検討対象となる事業者はいなかった。

※1：大阪ガスは、原価算定期間（2018年10月～2021年9月）が終了していないため事後評価の対象外。

（単位：百万円）

審査基準（ステップ1・2）の評価結果		本省所管		地方局所管（地方局を評価）						9社	
		3月決算		12月決算			3月決算				
		東京 （東京地区等）	東邦	京葉	京和	熱海	日本 （関東・南 平谷地区）	河内 長野	南海		
ステップ1 共通	A 規制部門のガス事業利益率による基準										
	3か年度平均 ① ※2	1.9%	△4.3%	0.0%	5.6%	4.2%	△15.1%	2.3%	△2.8%	-	
	9社10か年度平均 ②									3.6%	
	9社10か年度の平均を上回っているか。（①>②か）	No	No	No	Yes	Yes	No	No	No	-	
ステップ2	B 規制部門の超過利潤累積額による基準										
	2018年度末超過利潤累積額③ ※3	-	-	-	91	△48	-	-	-	-	
	2019年度超過利潤④	-	-	-	4	△45	-	-	-	-	
	2019年度末超過利潤累積額⑤ = ③ + ④	-	-	-	95	△94	-	-	-	-	
	一定水準額（事業報酬または本支管投資額） ⑥	-	-	-	※4 253	※4 270	-	-	-	-	
	一定水準額を上回っているか。（⑤>⑥か）	-	-	-	No	No	-	-	-	-	
	C 自由化部門の収支（※5）による基準										
	2018年度⑦	-	-	-	+102	+154	-	-	-	-	
	2019年度⑧	-	-	-	+189	+157	-	-	-	-	
	2年連続で赤字となっているか。（⑦<0かつ⑧<0か）	-	-	-	No	No	-	-	-	-	
評価 結果	変更認可申請命令の対象となるか。 （A及びBがYes、又はA及びCがYesとなるか。）	No	No	No	No	No	No	No	No	-	

※2：各年度の規制部門のガス事業利益率（％）の単純平均

※3：2018年度までの超過利潤累積額のうち旧選択的取部分を除いた金額

※4：一定水準額として前年度供給区域等需要部門に係る本支管投資額（過去5年平均）を採用

※5：自由化部門の収支：自由化部門のガス事業損益

（出典：各事業者の部門別収支計算書、各事業者へのヒアリングにより当委員会事務局作成）

8

（評価の結果）

- 審査基準のステップ1「ガス事業利益率による基準」では、個社の直近3か年度平均の利益率が9社10か年度平均の利益率を上回る会社は、京和ガス及び熱海ガスの2社であった。
- ステップ1に該当した2社について、審査基準のステップ2「超過利潤累積額による基準」又は「自由化部門の収支による基準」では、2019年度末超過利潤累積額は一定水準額を下回っており、直近2年連続で自由化部門の収支が赤字となっていなかった。
- 上記より、原価算定期間を終了している旧一般ガスみなしガス小売事業者8社（大阪ガス以外）について、審査基準に基づく評価を実施した結果、変更認可申請命令発動の要否の検討対象となる事業者はいなかった。

（結論）

- 以上を踏まえ、今回事後評価の対象となった事業者について、現行の料金に関する値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。

（２）ガス小売料金の特別な事後監視

第 29 回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会ガスシステム改革小委員会（平成 28 年 2 月）において、ガスの小売規制料金の経過措置が課されない、又はガスの小売規制料金の経過措置が解除されたガス小売事業者のうち、旧供給区域等における都市ガス及び簡易ガス利用率が 50%を超える事業者については、特別な事後監視として、ガス小売料金の合理的でない値上げが行われないよう、当該供給区域等の料金水準（標準家庭における 1 ヶ月のガス使用料を前提としたガス料金）を、3 年間監視することとされた。これを受け、委員会においてはこれらの事業者の家庭向けの標準的な小売料金について、定期的に報告を受け、料金改定の状況等を確認している。

この結果、令和 2 年 9 月～令和 3 年 8 月においては、文書指導に至るような事業者はいなかった。

第4章 ガス導管分野に関する取組

第1 ガス導管事業の監視

【本項目の概要】

- 一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者の業務及び経理について監査を行った。対象事業者 225 社について、「託送供給収支」及び「財務諸表」を重点的に確認し、このうち 75 社に所要の指導を行った。
- ガスの適正な取引を確保するため、ガス供給事業者からの情報提供等を端緒に、ガス導管事業者の業務実施状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には、指導等を行っているが、令和2年9月1日～令和3年8月31日の期間においては、業務改善勧告に至るような事案はなかった。

1. 一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者の業務及び経理の監査

委員会は、ガス事業法第170条の規定に基づき、一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者（以下、本項目において「一般ガス導管事業者等」という。）225社の令和元事業年度の業務及び経理について監査を行った。

令和2年度監査においては、主な重点監査項目として、令和元年度監査において、本省及び地方局所管事業者とも、省令の理解不足、または単純ミスによる配賦計算誤り等の指摘事項があったことから、令和元年度に引き続き、託送供給収支に係る配賦計算誤り等による間違いがないか「託送供給収支」を重点的に確認した。また、内管工事が適正に管理されていないケースがあったことを踏まえ、令和元年度に引き続き、一般ガス導管事業者の内管工事に要した収益・費用が受注工事勘定をもって適切に整理しているか「財務諸表」を重点的に確認した。さらに、円滑なスイッチングを促進するために、実務の標準的な手続きを明確化した「ガススイッチング業務等に関する標準的な手続きマニュアル」が平成31年3月（令和2年1月変更）に策定され、これを踏まえて、平成31年4月以降、準備が整った事業者から託送供給約款の改正を行っている。これを踏まえ、ガスの適正な取引を確保する観点から、一般ガス導管事業者が託送供給約款及び本マニュアルに則ってスイッチング業務を実施しているかなど「託送供給等に伴う禁止行為」を重点的に確認した。

令和2年度において実施した監査の結果、75事業者において137件の指摘事項があった。これについては、ガス事業法第178条第1項及び同法第179条第1の規定に基づく勧告を行うべき事項は認められなかったが、所要の指導を行った（詳細は参考資料16を参照）。

○指摘事項の内訳

(単位：件)

指摘事項	件数
① 約款の運用等に関する監査	1
② 財務諸表に関する監査	35
③ 託送供給収支に関する監査	101
④ 託送供給等及びガス製造に伴う禁止行為に関する監査	—
合 計	137

2. ガス導管事業者の業務実施状況の監視

委員会は、ガスの適正な取引を確保するため、ガス供給事業者からの情報提供等を端緒に、ガス導管事業者の業務実施状況を把握・分析するとともに、問題となる行為等が見られた場合には指導等を行っている。

令和2年9月1日～令和3年8月31日までの期間について、ガス導管事業者の業務実施状況において、業務改善勧告に至るような事案はなかった。

第2 ガス導管事業者の収支状況等の事後評価

【本項目の概要】

- 令和元年度のガス導管事業者の託送収支の事後評価を実施し、6社（うち1社においては2地区）については、令和元年度終了時点での超過利潤累積額が一定水準額を超過していることを確認した。また、26社については、平成29年度～令和元年度の想定単価と実績単価の乖離率が、変更命令の発動基準となる-5%を超過していることを確認した。さらに、追加的な分析・評価として、乖離率が-5%を超過した事業者の料金改定届出の内容等について詳細分析を行った。

一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者（託送供給約款を定める必要がないものとして経済産業大臣の承認を受けた者を除く。以下、本項目において「ガス導管事業者」という。）は、事業年度毎に託送収支計算書を作成・公表することとされており、令和2年11月11日付けにて、経済産業大臣及び各経済産業局長等から、ガス導管事業者の令和元年度収支状況の確認について、委員会宛てに意見の求めがあった。

これを踏まえ、委員会は、第4回料金制度専門会合（令和2年11月）において、法令に基づく事後評価（ストック管理・フロー管理）を実施するとともに、追加的な分析・評価として、フロー管理において変更命令の発動基準に該当した事業者の料金改定届出の内容等について詳細分析を行い、第6回料金制度専門会合（令和3年2月）でその結果を取りまとめた（詳細は参考資料17を参照）。

事後評価の結果、対象事業者147社のうち6社（うち1社においては2地区）（JERA（四日市コンビナート）、南遠州PL、秋田県天然瓦斯輸送、小千谷市、中部電力ミライズ、関西電力（堺地区及び姫路地区））については、令和元年度終了時点での超過利潤累積額が、変更命令の発動基準となる一定水準額を超過したことを確認した。また、26社（東部ガス（秋田地区）、由利本荘市、熱海ガス、入間ガス、佐野ガス、静岡ガス、諏訪ガス、中遠ガス、野田ガス、袋井ガス、湯河原ガス、吉田ガス、ガスネットワーク吉田、犬山ガス、大垣ガス、福山ガス、JERA（四日市コンビナート地区）、小千谷市、小田原ガス、北日本ガス、東日本ガス、広島ガス、水島ガス、筑紫ガス、鳥栖ガス及び九州ガス圧送）については、平成29年度～令和元年度の想定単価と実績単価の乖離率が、変更命令の発動基準となる-5%を超過したことを確認した。

上記の事業者のうち、変更命令の対象外とした5社（犬山ガス、大垣ガス、福山ガス、広島ガス及び南遠州PL）以外の事業者については、期日までに託送供給約款の料金改定の届出が行われない場合、所管の経済産業局長から変更命令を行うことが適当であること並びに対象事業者全体の確認結果について、委員会は経済産業大臣及び経済産業局長等へ意見を回答した。

第3 ガス託送料金の値下げ方法に関する建議

【本項目の概要】

- 乖離率が-5%を超過した事業者が、託送料金の認可後に総括原価方式での値下げを行っていない場合、次に届け出る託送料金の原価算定を総括原価方式で行わなければならない旨を経済産業省令に定めることについて、経済産業大臣に建議した。

ガス託送料金の原価算定の方式について、乖離率が-5%を超過した事業者は、総括原価方式と届出上限値方式のいずれかを選択し、その選択した方式に沿って変更後の料金を算定することとされていた。

届出上限値方式の制度趣旨は、値下げ前の託送料金原価の適正性が十分に確認されている状況であれば、総括原価方式に比べ簡易である同方式を通じ、料金値下げの機動性向上が図られることにあった。しかしながら、第4回料金制度専門会合（令和2年11月）における事後評価の結果、各社の託送料金の原価については、一部の事業者で、簡易な原価算定方式が適用された費用項目において、「実績費用と想定原価との大きなずれ」が確認されており、本来制度が前提としていた状況に必ずしも当てはまらないケースが明らかになった。

こうしたことから、第6回料金制度専門会合（令和3年2月）において、乖離率が-5%を超過した事業者が料金値下げ届出を行おうとする場合、届出上限値方式により料金を算定することは適切ではないと考えられるため、こうした事業者については、より精緻に算定され、かつ、透明性が確保されと考えられる「総括原価方式での値下げ」を行う必要性が高いと整理された。

以上を踏まえ、乖離率が-5%を超過した事業者が、託送料金の認可後に総括原価方式での値下げを行っていない場合、次に届け出る託送料金の原価算定の方式を、選択制ではなく、総括原価方式で行わなければならない旨を経済産業省令に定めることについて、委員会は、経済産業大臣に建議し、その後、令和3年5月に経済産業省令が改正された。

第5章 熱供給事業に関する取組

【本項目の概要】

- 令和2年9月～令和3年8月の期間においては、熱供給事業者の新規の申請は1件であった。(令和3年8月末時点の登録事業者数は76社135地域)

1. 熱供給事業者の登録に係る審査

令和2年9月～令和3年8月の期間においては、熱供給事業者の新規申請1件、変更登録申請2件であった。

なお、審査に当たっては、法令に則り、資源エネルギー庁が熱の最大需要に応ずるために必要な供給能力を確保できる見込があるか、委員会が、「熱供給を受ける者の日常生活又は事業活動上の利便の確保を図る上で適切でないと認められる者」に該当しないか、それぞれ審査を行っている。

2. 指定旧供給区域熱供給区域の指定

上記熱供給事業者が供給する供給区域のうち、当該熱供給区域内の熱供給を受ける者が熱供給に代わる熱源機器を選択することが困難である等の事由により、当該供給区域内の熱供給を受ける者の利益を保護する必要性が特に高いと認められるものとして規制法附則の規定に基づき経済産業大臣が13事業者17供給区域を指定。これらの事業者は、従前通り供給義務と料金規制が課せられている。

第6章 紛争処理、広報等

第1 紛争処理

【本項目の概要】

- ・ あっせん及び仲裁の申請、苦情の申出はなかった。

1. あっせん及び仲裁

電気事業法の規定により、委員会は、電力取引に係る契約などについてのあっせん及び仲裁の申請があった場合には、不当な目的である場合などを除き、これを行うこととされている。

また、同様にガス事業法及び熱供給事業法の規定により、委員会は、ガスの取引に係る契約及び卸熱供給に関する契約などについてのあっせん及び仲裁を行うこととされている。

紛争処理は、あっせん委員及び仲裁委員を中心に行われる。あっせん委員及び仲裁委員は、委員会の委員その他の職員のうち委員会があらかじめ指定する者から、事件ごとに指名される（電気事業法第35条第3項及び第36条第3項）。令和3年8月31日時点におけるあっせん委員及び仲裁委員候補者は以下のとおりである。

（委員）

- ・ 稲垣 隆一
- ・ 北本 佳永子
- ・ 林 泰弘
- ・ 圓尾 雅則

（特別委員）

- ・ 小宮山 涼一
- ・ 田中 誠
- ・ 堤 あづさ
- ・ 西川 佳代
- ・ 村上 政博

令和2年9月～令和3年8月の期間において、あっせん及び仲裁の申請はなかった。

2. 苦情への対応

電気事業法、ガス事業法及び熱供給事業法の規定により、委員会は、電気、ガス及び熱供給の取引に係る苦情の申出を受け付け、それを処理することとされている。

令和2年9月～令和3年8月の期間において、委員会への苦情の申し出はなかった。

第2 広報の取組

【本項目の概要】

- ・ 需要家を対象にした電気・ガス料金プランの切替え意向などに関するアンケート調査を行った。
- ・ 消費者庁・国民生活センターと連携し、需要家に対するトラブル事例の注意喚起等を行った。
- ・ 令和2年度冬期のスポット市場価格高騰に伴い、需要家向けに契約切替えの手続き方法の周知等を行った。

委員会では、市場の監視や経済産業大臣へ意見・勧告・建議を行うほか、消費者に対しての広報活動や消費者保護対策も行ってきた。その理由は、電力・ガス小売全面自由化の実施に当たっては、消費者が、正しい情報を持つことで、ダブルに巻き込まれることなく、各々のニーズに合った適切な選択ができることが重要なためである。

消費者保護強化のため、委員会・消費者庁・独立行政法人国民生活センターが共同で、消費者から寄せられたトラブル事例やそれに対するアドバイスを公表するなどの取組を実施した。

また、電力・ガス取引監視等委員会相談窓口において、消費者の小売供給契約を結ぶ際のトラブル等の相談に応じている。

○電力・ガス小売全面自由化に伴う広報の取組例

- ・ アンケート調査の実施
令和3年2月に、消費者10,000人を対象に電力会社や都市ガス会社の料金プランの切替え意向などについてアンケート調査を実施した。また、アンケート回答者のうち電力会社や都市ガス会社又は料金プランを切替えた2,000人に対しては、切替え後の満足度など詳細な調査も実施した。
- ・ 消費者庁・独立行政法人国民生活センターとの連携
電力・ガス小売全面自由化に関して、消費者から寄せられる契約トラブルなどの情報を随時共有し、それに対するアドバイスを含め情報を共同で公表するとともに、全国の消費生活センターへ情報を発信した。
- ・ 電気の契約切替え手続き等を周知
令和2年度冬期のスポット市場価格高騰に伴い、「市場連動型料金メニュー」を契約している需要家の料金が高額となる可能性があったことから、委員会は、需要家向けの相談窓口を設置したほか、需要家に対して、契約内容の確認と契約の切換え方法等について、3度周知を行った。

第3 電力・ガス取引監視等委員会の検証

【本項目の概要】

- ・ 委員会の組織の在り方等を検証する専門会合において、取りまとめが行われた。

委員会は、一連のエネルギーシステム改革において、自由化される電力・ガス市場における取引の監視機能を強化し、電力・ガスの適正な取引の確保に万全を期すため、独立性と高度な専門性を有する新たな規制組織として平成27年9月に設立された。

委員会の設立から約5年が経過する中、多数の事業者が電力・ガス市場に新たに参入し、令和2年4月には発送電分離が実現するなど、委員会を巡る状況は大きく変化している。

また、第201回通常国会においては、令和元年の台風第15号等による大規模かつ長期間の停電等を踏まえ、「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が成立し、これによって委員会の業務に新たな託送料金制度や配電事業制度に係る業務が追加された。さらに、同法案の国会審議においては、関西電力におけるコンプライアンス違反事案等を踏まえ、委員会の組織の在り方についても議論があった。

これらの状況を踏まえ、以下について調査・審議するため、令和2年8月から11月にわたって、電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合を4回開催した。

（調査・審議事項）

- ・ 電力・ガスシステムの現状
- ・ これまでの委員会の活動、委員会が果たしてきた役割
- ・ 今後委員会が注力すべき課題
- ・ 課題に取り組むための委員会の組織の在り方等

この結果、令和2年11月に、以下のとおり、検証結果の取りまとめが行われた（詳細は参考資料18を参照）。

（参考）電力・ガス取引監視等委員会の検証結果取りまとめ（抜粋）

（1）組織の在り方等についての評価

これまで、電取委は期待された役割を適切に果たしてきていると評価され、またその活動が制限されるといったことは生じておらず、さらに、その意思決定において中立性・独立性が侵されたことはないと考えられる。こうしたことから、電取委の現行の法的位置づけや委員の任命の在り方等に問題はないと評価できる。

なお、関西電力の事案に対する電取委の対応に関連して、電取委の独立性が十分に確保されていないのではないかという指摘が国会審議の場で行われていた。こうしたことを踏まえると、電取委においては、今後とも中立性・独立性を確保し、全ての案件に公正・中立に対応することに加えて、その中立性・独立性について外部から疑念を持たれないようにすることにも努めるべきである。

（２） 今後留意すべき事項

① 電取委事務局の体制強化等について

今後、新たな託送料金制度の詳細設計・運用や、需給調整市場など複雑化する市場への対応など、電取委が取り組むべき課題は、量的にも質的にも拡大すると見込まれる。例えば、新たな託送料金制度においては、５年ごとに送配電事業者の事業計画と収入上限を審査することが予定されており、審査の頻度がこれまでより増えるとともに、それを適切に実施するには送配電設備や系統運用などに関する知見も必要になると考えられる。

したがって、電取委が今後ともその役割を適切に果たしていくためには、事務局の体制強化が必要であると考えられる。

電取委は現状においても、弁護士、公認会計士など多岐にわたる分野の専門人材を任期付職員として外部から確保しているが、こうした専門人材の確保・活用を今後さらに強化することが重要である。加えて、大学や研究機関などの外部専門家について、より効果的な参画・活用の方法を検討することも重要である。

また、事務局の専門的知見の向上には、外部専門家の活用に加えて、事務局職員全体の知見の向上も重要である。そのためには、各職員が有する知見、特に専門的知見を有する任期付職員の知見が、組織内に蓄積・継承されていくようにすることが重要であり、例えば、ナレッジマネジメントの強化や研修などを通じて各職員の知見を蓄積する、一部の職員については長期継続して電取委事務局において勤務するようにするといった工夫を検討すべきである。

事務局の体制に関して、独立性の観点から懸念されるのは、事務局職員が経済産業省の人事異動に組み入れられている点である。特に、資源エネルギー庁と電取委との双方向の異動が電取委の独立性を損なう要素になりうるという懸念がある。しかし、幅広い職務経験が職員の視野を拡大させ、能力開発に寄与することを考えると、現在の人事運用も否定的な面ばかりとはいえない。現行の運用を前提とするならば、独立性の確保に十分留意しながら、事務の遂行に当たることが期待される。

電力・ガスの分野においても IT の活用が重要となることから、今後は、電取委においても、IT 関連の専門的知見が求められると考えられる。事務局の強化に加えて、将来的には、委員に IT の専門家を任命することも考えられる。

②電取委のミッション及びその明確化について

これまで電取委は、競争を活性化して市場メカニズムが機能するようにする、市場への信頼を守る、NW部門が適正な運用を確保するといったことを重視して取組を進めてきたということであるが、こうした点は、今後とも電取委が注力すべき点としていずれも重要である。

電力・ガス市場を巡っては、再生可能エネルギーの導入拡大や有効活用、レジリエンスの強化といった課題を、いかにして効率的に実現していくかが、これからさらに重要になると考えられる。こうした課題についても、競争や市場メカニズムを通じた効率性の向上という観点から、電取委がその専門的知見を活用し、積極的に提言等を行っていくことが期待される。

現状、これらは必ずしも電取委のミッションとして法律等において明文化されていないが、継続性の観点から、将来的に何らかの形で明確化することの検討が望ましい。例えば、冒頭で論じたように電取委に期待される役割は法律に明記されていないものの、「適正な電力・ガスの取引の確保」が電取委の実

質的なミッションとなっていることに加えて、「公正な競争の促進」や「市場メカニズムを通じた効率性の向上」といったことを、電取委のミッションとして何らかの形で位置づけることが考えられる。

また、現状、どのような場合に電取委が制度設計に携わるのかが不明瞭なところがある。電力・ガス取引の分析等を通じて電取委が把握した既存制度の課題について改善策を検討するのは当然であるが、新たな制度の詳細設計についても、取引の実態について知見を有する電取委が貢献できることも多いと考えられる。したがって、電取委は、既存の制度の改善か新たな制度の設計かにかかわらず、その専門的知見を活用して貢献できる場合には積極的に検討し提案等をしていくべきであり、こうした役割を期待されていることについてもより明確にすることが望ましい。

③透明性のさらなる向上や広報の強化等について

電取委が引き続きその役割を果たしていくためには、一般消費者や電力・ガス等の取引に関与する事業者から公正・中立な機関として今後とも信頼されることが不可欠である。したがって、引き続き独立性・中立性を確保し、全ての案件に公正・中立に対応することに加えて、透明性を高めるなどにより、外部からの信頼を高めることも重要である。また、関西電力の事案に対する電取委の対応に関連して、電取委の独立性が十分に確保されていないのではないかという指摘があったことを踏まえると、外部から疑念を持たれることのないようにすることも重要である。具体的には、引き続き適切な情報公開に努めるとともに、電取委の取組についてよりスピーディかつわかりやすく情報発信することや、外部からどのように見えるかも含めてあらゆる観点からより一層中立性・独立性を高めることにも考慮すべきである。

また、電取委が「適正な取引の確保」を始めとする上述のような役割を果たしていく上では、消費者や各種の市場参加者が、正確な情報を得やすい環境を作っていくことが重要であるとともに、電取委が、これらの者から意見や情報を吸い上げることも重要である。したがって、電取委みずから、活動状況等についてわかりやすい情報発信に努めるとともに、消費者や各種の市場参加者から意見や情報を寄せやすい工夫を講じていくことが重要である。

また、競争を活性化し、より公正性の高い市場を作っていくための手法としては、制度改正やガイドラインの制定を提言するといった方法の他に、業務改善勧告などの法執行の具体的な事例を積み重ねることによって、透明で中立的なルールを実質的に確立していくというアプローチもあり得る。こうした観点から、引き続き個別事案にしっかりと対応することが重要である。

委員会が目指すエネルギーシステム（ミッション）

**すべての需要家に、低廉・安定・多様なエネルギーを
そのため、すべての事業者に、公平・多様な事業機会を**

市場メカニズムの適切な活用を通じ、需要者・供給者双方が、主体的かつ合理的に行動する結果として、
中長期的にも、経済性、安定性、環境適合性が図られる、効率的で強靱な電力・ガスシステムを築く
これらは、国民生活をより豊かにするとともに、エネルギー産業の競争力強化、国際化、健全かつ持続的な発展にもつながるもの

委員会が目指す組織の姿（ビジョン）

市場への信頼を守る

- 市場への信頼を損ねる行為を是正
- 適切に消費者の利益を保護
- 市場との対話、正確な情報

市場メカニズムを適切に活用する

- 将来あるべき電力・ガスシステムを見据え、市場とシステムが、全体として整合的に機能し、適切なメカニズムが働くよう、課題を明確化し、対応策を提言・実施

NWの適正性を確保する

- 地域独占であるNW部門の中立性、公平性、効率性を確保
- 新技術の出現も踏まえたNW性能やサービスレベルの向上

委員会が重視する価値観（バリュー）

独立性・専門性

独立した専門組織として設立された原点を重視

透明な運営

透明性を重視し、判断やその根拠データを積極発信

本質・未来志向

高い視座から全体構造や中長期のあるべき姿を見通し、課題を検討

データを重視

様々なデータを幅広く集積、客観的に分析し、小さな情報も見逃さない

実効ある行動

問題に対し、迅速に事実を解明し、ルールに則り毅然として対処

更なる高みへ

世界の動き・将来像も見据え、情報収集・発信し、更なる高みを目指す

1. 委員会の審議経過

第288回	令和2年9月2日	新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		専門会合の構成員の変更について	
		小売電気事業の登録について	
		電気及びガスの小売取引の監視について	非公開開催
		電気の小売取引の監視について	
第289回	令和2年9月14日	ガス小売事業の変更登録について	非公開開催
第290回	令和2年9月23日	一般送配電事業者からの報告について	書面開催
291回	令和2年9月28日	経済産業省令等の改正の建議について	公開開催
		令和元年度監査結果について	
		一般ガス導管事業者の託送供給約款の変更の認可について	
		託送供給等約款等以外の供給条件の認可及び承認について	
		小売電気事業及び小売供給の登録について	非公開開催
292回	令和2年10月12日	電気の小売取引の監視について	
		ガス小売事業の登録について	
		旧一般ガスみなしガス小売事業の指定旧供給区域等の変更認可について	
		熱供給事業の変更登録について	
		ベースロード市場の監視について	
293回	令和2年10月13日	容量市場2020年度メインオークションに係る監視の最終報告について	書面開催
294回	令和2年10月14日	一般ガス導管事業の供給区域及び旧一般ガスみなしガス小売事業の指定旧供給区域等の変更許可に関する意見聴取について	公開開催
		令和2年台風第14号に伴う災害に係る離島供給約款の特例承認について	
		新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	
		卸電力取引所の市場監視等の在り方について	
		電気及びガスの小売取引の監視について	非公開開催
295回	令和2年10月26日	小売電気事業の登録について	
		ガス小売事業の登録について	
		一般送配電事業者からの報告について	
		一般ガス導管事業の供給区域及び旧一般ガスみなしガス小売事業の指定旧供給区域等の変更認可について	書面開催
		日本卸電力取引所の業務規程変更認可申請について	公開開催
296回	令和2年11月4日	小売電気事業の登録について	
		ガスの小売取引の監視について	
		供給区域外に設置する電線路による供給の認可について	非公開開催
		一般送配電事業者からの報告について	
		ガス小売事業の変更登録申請について	書面開催
298回	令和2年11月18日	新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		ガス小売経過措置料金規制に係る経済産業省大臣からの意見の求めに関する検討について	
		原価算定期間終了後のガス小売経過措置料金の事後評価について	
		ガス導管事業者2019年度託送収支の事後評価について	
		小売電気事業の登録について	非公開開催
299回	令和2年12月7日	電力の小売営業に関する行政指導事例集について	
		電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合の取りまとめについて	公開開催
		ガス小売経過措置料金に係る原価算定期間終了後の事後評価について	
		ガス導管事業者の2019年度託送収支の事後評価について	
		小売電気事業の登録について	非公開開催
300回	令和2年12月10日	一般送配電事業者からの報告について	書面開催
301回	令和2年12月18日	ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催
302回	令和2年12月21日	一般ガス導管事業の供給区域及び旧一般ガスみなしガス小売事業の指定旧供給区域等の変更認可について	公開開催
		料金制度ワーキンググループの設置等について	
		新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	
		「電力の小売営業に関する指針」の改定の建議について	
		建議について	
303回	令和2年12月22日	ガス小売経過措置料金規制に係る経済産業大臣からの意見の求めに対する回答について	非公開開催
		小売電気事業及び小売供給の登録について	
		ガス小売事業の登録について	
		熱供給事業の登録について	
		令和2年12月16日からの大雪による災害に係る特定小売供給約款の特例認可等について	書面開催
304回	令和3年1月12日	令和3年1月7日からの大雪による災害に係る特定小売供給約款の特例認可について	書面開催
305回	令和3年1月13日	令和3年1月7日からの大雪による災害に係る特定小売供給約款等の特例認可について	書面開催
306回	令和3年1月15日	託送供給約款以外の供給条件の認可について	書面開催
307回	令和3年1月20日	ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催
308回	令和3年1月22日	新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		令和2年7月3日からの大雨による災害に係る特定小売供給約款の特例認可について	
		電力・ガス取引監視等委員会の活動状況(令和元年9月～令和2年8月)について	
		「適正な電力取引についての指針」の改定に係るパブリックコメントの募集について	
		電気小売経過措置料金に係る原価算定期間終了後の事後評価について	非公開開催
309回	令和3年2月1日	スポット市場価格の動向等について	
		ガス及び電気の小売取引の監視について	
		ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催
		「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の改定に係るパブリックコメント募集について	
		電気小売経過措置料金に係る原価算定期間終了後の事後評価について	公開開催
310回	令和3年2月8日	ガス導管事業者の2019年度託送収支の事後評価について	
		スポット市場価格の動向等について	
		電気の小売取引の監視について	非公開開催
		一般ガス導管事業者からの報告について	
		託送供給等約款以外の供給条件の認可及び再生可能エネルギー電気卸供給約款以外の供給条件の承認について	公開開催
311回	令和3年2月12日	小売電気事業の登録について	非公開開催
312回	令和3年2月17日	令和3年福島県沖に震源とする地震に係る特定小売供給約款の特例認可等について	書面開催
313回	令和3年2月24日	新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		一般送配電事業者の2019年度収支状況等の事後評価について	
		日本卸電力取引所の業務規程変更認可について	
		小売電気事業の登録について	
		特定供給の認可について	非公開開催
314回	令和3年3月2日	ガスの特別な事後監査について	
		一般ガス導管事業者たる法人の分割の認可について	
		令和3年栃木県足利市における大規模火災に係る特定小売供給約款の特例認可等について	書面開催
		令和3年新潟県糸魚川市における地滑りに係る特定小売供給約款等の特例認可について	書面開催
		新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
316回	令和3年3月15日	一般送配電事業者の託送供給約款の変更認可について	
		広域運営推進機関の2021年度予算及び事業計画の認可について	
		一般送配電事業者の2019年度収支状況の事後評価について	
		「適正な電力取引についての指針」の改定等の建議について	
		日本卸電力取引所の2021年度事業計画及び収支予算の認可について	
317回	令和3年3月19日	小売電気事業の登録について	非公開開催
		ガス小売事業の登録について	
		ガスの特別な事後監査について	
		熱供給事業の変更登録について	
		供給区域外に設置する電線路による供給の認可について	
318回	令和3年3月24日	一般送配電事業者からの報告について	書面開催
		小売電気事業者の監視について	
		託送供給約款以外の供給条件の認可及び再生可能エネルギー電気卸供給約款以外の供給条件の承認に関する意見聴取について	書面開催
		ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催
		小売電気事業者の監視について	書面開催
319回	令和3年3月25日	一般送配電事業者の2019年度収支状況等の事後評価について(報告)	公開開催
		「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の改定の建議について	
		小売電気事業の登録について	非公開開催
		令和3年3月29日	

321回	令和3年4月7日	島根県松江市における大規模火災に係る特定小売供給約款等の特例認可について	書面開催
322回	令和3年4月12日	日本電力取引所の業務規程変更認可申請について	公開開催
		広域運営推進機関の業務規程及び送配電等業務指針の変更認可について	
		小売電気事業の登録について	非公開開催
		一般送配電事業者の離島供給約款以外の供給条件の承認について	
323回	令和3年4月20日	一般送配電事業者からの報告について	
324回	令和3年4月23日	ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催
		新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		小売電気事業の登録について	非公開開催
325回	令和3年05月12日	経済産業局長等に委任された事務の実績に係る定期報告	
		新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		小売電気事業の登録について	非公開開催
326回	令和3年5月21日	特定供給の認可について	
		一般ガス導管事業の供給区域及び旧一般ガスみなしガス小売事業の指定供給区域等の変更許可について	書面開催
327回	令和3年5月28日	ガス小売経過措置料金規制に係る経済産業大臣からの意見の求めに対する回答について	公開開催
		小売電気事業の登録について	非公開開催
328回	令和3年6月7日	令和2年度監査結果について	
		一般ガス導管事業の供給区域及び旧一般ガスみなしガス小売事業の指定供給区域等の変更許可について	書面開催
329回	令和3年6月14日	新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款の特例認可等について	公開開催
		配電事業に係る行為規制の詳細について	
		広域的運営推進機関の業務規程及び送配電業務指針の変更認可について	
		監査規程の改正について	
		令和3年度監査計画等	
		小売電気事業の登録について	非公開開催
330回	令和3年6月24日	電気の小売取引の監視について	
		ガスの特別な事後監査について	
		ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催
331回	令和3年6月28日	日本卸電力取引所の業務規程変更認可申請について	
		広域的運営推進機関の2020年度財務諸表等の承認について	公開開催
		令和2年度監査結果について	
332回	令和3年7月8日	小売電気事業の登録について	非公開開催
333回	令和3年7月12日	令和3年7月1日からの大雨による災害に係る特定小売供給約款の特例認可等について	書面開催
334回	令和3年7月13日	令和3年7月1日からの大雨による災害に係る特定小売供給約款の特例認可等について	書面開催
335回	令和3年7月14日	新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款等の特例認可等について	公開開催
		一般送配電事業者の託送供給等約款の変更の認可の一部の取消しについて	
		小売電気事業の登録について	
		電気の小売取引の監視について	非公開開催
336回	令和3年7月27日	一般ガス導管事業の供給区域の変更の許可及び旧一般ガス小売事業の指定供給区域等の変更の認可について	書面開催
337回	令和3年7月28日	小売電気事業の登録について	
		ガス小売事業の登録について	非公開開催
338回	令和3年8月13日	台風9号から変わった温帯低気圧に伴う大雨による災害に係る特定小売供給約款等の特例認可について	書面開催
339回	令和3年8月18日	令和3年8月11日からの大雨による災害に係る特定小売供給約款等の特例認可について	書面開催
		新型コロナウイルス感染症の影響に係る特定小売供給約款等の特例認可等について	公開開催
340回	令和3年8月20日	「適正な電力取引についての指針」の改定の建議について	
		電気の小売取引の監視について①	
		電気の小売取引の監視について②	非公開開催
		一般送配電事業者からの報告について	
341回	令和3年8月20日	令和3年8月11日からの大雨による災害に係る特定小売供給約款等の特例認可について	書面開催
342回	令和3年8月25日	ガス小売事業の変更登録に関する意見聴取について	書面開催

2. 料金制度専門会合の審議経過

第2回	令和2年9月14日	託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細設計について
第3回	令和2年10月28日	託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細設計について
第4回	令和2年11月30日	ガス小売経過措置料金に係る原価算定期間終了後の事後評価について
		ガス導管事業者の2019年度託送収支の事後評価について
第5回	令和2年12月14日	託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細設計について
		託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細設計について
第6回	令和3年2月1日	配電事業制度の詳細設計について
		電気小売経過措置料金に係る原価算定期間終了後の事後評価について
		ガス導管事業者の2019年度託送収支の事後評価について
		次世代スマートメーターの仕様の検討状況について
第7回	令和3年3月8日	配電事業制度の詳細設計について
		次世代スマートメーターの仕様の検討状況について
		一般送配電事業者の2019年度託送収支の事後評価について
第8回	令和3年10月13日	託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細設計について
		ガス導管事業者の2019年度託送収支の事後評価について
第9回	令和3年10月28日	balancingグループ内のインバランス料金の連帯債務について
		託送料金制度（レベニューキャップ）の詳細設計について

3. 制度設計専門会合の審議経過

第50回	令和2年9月8日	非化石証書制度の変更を踏まえた小売営業ガイドラインの改定について 需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について 新たなインバランス料金制度を踏まえた収支管理のあり方等について 発電・小売間の不当な内部補助防止策について④ モニタリングレポート(令和2年4月～6月期)
第51回	令和2年10月20日	需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について 小売市場重点モニタリングについて 非化石証書制度の変更を踏まえた小売営業ガイドラインの改定について 時間前市場の活性化について
第52回	令和2年12月1日	ガス大手3者の小売経過措置料金規制に関する検討について 非化石証書制度の変更を踏まえた小売営業ガイドラインの改定について 需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について 2024年度向けブラックスタート機能公募結果の監視について
第53回	令和2年12月15日	需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について 発電側基本料金の見直しについて モニタリングレポート(令和2年7月～9月期)
第54回	令和3年1月25日	調整力公募ガイドラインにおける逆潮流アグリケーションの取扱いに 発電側基本料金の見直しについて 需要地近接性評価割引の対象地域等の更新時期について スポット市場価格の動向等について
第55回	令和3年2月5日	再給電方式における費用負担のあり方について スポット市場価格の動向等について
第56回	令和3年2月25日	スポット市場価格の動向等について
第57回	令和3年3月2日	三次調整力②向け連系線容量の確保量について 発電側基本料金の見直しについて スポット市場価格の動向等について
第58回	令和3年3月24日	スポット市場価格の動向等について 先物・先渡市場等の活用について 再給電方式の費用負担の在り方について 一般送配電事業者に2021年度調整力公募結果について
第59回	令和3年4月16日	調整力公募における簡易指令システム工事の改善について スポット市場価格の動向等について 発電側課金の詳細設計について 自主的取組・競争状態のモニタリング報告(令和2年10月～12月期)
第60回	令和3年4月27日	旧一般電気事業者の内外無差別な卸売に関する今後の検討について スポット市場価格高騰の分析のとりまとめについて 小売電気事業者による環境負担の情報開示のあり方について 再給電方式における費用負担等のあり方について 発電側課金の詳細設計について
第61回	令和3年5月31日	2020年度冬期スポット市場価格高騰を踏まえた検討について 需給調整市場(三次調整力②)の運用状況について 今年度実施する調整力公募調達等について 配電事業に係る行為規制の詳細について 発電側課金の詳細設計について
第62回	令和3年6月29日	「2020年度冬期スポット市場価格の高騰について」の報告書に関する 意見公募の結果について 旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策について 旧一般電気事業者のスポット市場における自主的取組について 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等に 時間前市場等のあり方について 需給調整市場(三次調整力②)の運用状況について 再給電方式における費用負担等のあり方について 自主的取組・競争状態のモニタリング報告(令和3年1月～3月期)
第63回	令和3年7月30日	需給調整市場(三次調整力②)の運用状況について 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等に 発電関連情報の公開について 市場連動型小売電気料金の説明・情報提供について 東京エリアにおける2021年度冬季の追加供給力の確保に向けた公募に クロス・ビディングについて
第64回	令和3年8月31日	市場連動型小売電気料金の説明・情報提供について②

4. 電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合の審議経過

第1回	令和2年8月4日	電力・ガス取引監視等委員会の検証について
		電力システム改革の進捗と委員会の取組について
第2回	令和2年9月18日	電力システム改革の進捗と委員会の取組について
		関西電力における金品受領問題等への対応について
第3回	令和2年10月27日	ガスシステム才覚の進捗と委員会の取組について
		委員会のこれまでの活動の振り返り（八田委員長）
		電力・ガス取引監視等委員会の組織及び運営について
		これまでの議論の振り返り
第4回	令和2年11月25日	電力・ガス取引監視等委員会の検証結果とりまとめについて

(参考資料3) 電力・ガス取引監視等委員会の建議など(令和2年9月～令和3年8月)

<勧告・建議>

	令和2年9月 ～令和3年8月	
	件数	内訳
事業者勧告 【第66条の12第1項】	1	・東京電力エナジーパートナー株式会社に対する供給条件の説明義務違反等に関する業務改善勧告
建議 【第66条の14第1項】	3	・「経済産業省令等」の改正に関する建議 ・「電力の小売営業に関する指針」の改定に関する建議 ・「適正な電力取引についての指針」の改定に関する建議

<経済産業大臣からの意見聴取への回答>

(1) 電気

	令和2年9月 ～令和3年8月
小売電気事業登録 【第2条の2】	73
小売供給登録 【第27条の15】	2
特定供給の許可 【第27条の30第1項】	2
卸電力取引所業務規程変更認可 【第99条第1項】	4
卸電力取引所事業計画・収支予算認可 【第99条の6】	1
離島供給に係る約款以外の供給条件の承認 【第21条第2項ただし書】	91
電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針の変更認可 【第28条の46第1項】	2
電力広域的運営推進機関の業務規程の変更の認可 【第28条の41第3項】	2

電力広域的運営推進機関の予算及び 事業計画の認可 【第 28 条の 48】	1
電力広域的運営推進機関の財務諸表等の承認 【第 28 条の 49】	1
供給区域外に設置する電線路による供給の許可について 【第 24 条第 1 項】	2
特定小売供給約款以外の供給条件の認可 【第 2 弾改正法附則第 16 条第 3 項により なおその効力を有する旧法第 21 条第 1 項ただし書】	148
最終保障供給に係る約款以外の供給条件の承認 【第 20 条第 2 項ただし書】	5
託送供給等約款以外の供給条件の認可について 【第 2 弾改正法附則第 16 条第 3 項により なおその効力を有する旧法第 18 条第 2 項ただし書】	179
原価算定期間に相当する年数が経過した後に 経済産業省毎年行う定期的な評価について 【第 2 弾改正法附則第 16 条第 3 項により なおその効力を有する旧法第 23 条第 1 項】	1 (※ 1)
一般送配電事業者の収支状況の事後評価 【第 19 条第 1 項】	10 (※ 1)
託送供給等約款の変更の認可 【第 18 条 1 項】	10
託送供給等約款の変更の認可の取消し 【第 18 条 1 項】	1
再生可能エネルギー電気卸供給特例承認申請 【再エネ特措法第 18 条第 2 項ただし書】	20

(2) ガス

	令和 2 年 9 月 ～令和 3 年 8 月
ガス小売事業登録 【第 3 条】	8
ガス小売事業変更登録 【第 7 条第 1 項】	38

指定旧供給区域等小売供給約款以外の供給条件の認可 【第3弾法附則第22条第4項によりなおその効力を有する旧法第20条但し書】	36
一般ガス導管事業の供給区域の変更許可 【第40条第1項】	22
旧一般みなしガス小売事業者の 指定旧供給区域等の指定の解除 【第2弾改正法附則第22条第2項】	2（うち1（※1））
旧一般みなしガス小売事業者の 指定旧供給区域の変更許可 【第2弾改正法附則第23条第1項】	16
原価算定期間又は原資算定期間終了後に 経済産業省が毎年度行う定期的な評価について 【第3弾法附則第22条第4項により なおその効力を有する旧法第18条第1項】	1（※1）
託送供給約款の変更認可 【第48条第2項】	1
一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者の収支状況 の事後評価 【第49条第3項、第50条第1項、第76条第4項及び第 77条第3項】	1（※1）
託送供給約款以外の供給条件の認可 【第48条第3項ただし書】	61
一般ガス導管事業者たる法人の分割の認可 【第42条第2項】	1

（3）熱

	令和2年9月 ～令和3年8月
熱供給事業登録 【第3条】	1
熱供給事業変更登録 【第7条第1項】	2

<地方経済産業局長等からの意見聴取への回答>

(1) 電気

	令和2年4月 ～令和3年3月
特定供給の許可 【第27条の31第1項】	27 (※2)

	令和3年4月 ～令和3年8月
特定供給の許可 【第27条の31第1項】	17 (※2)

(2) ガス

	令和2年4月 ～令和3年3月
ガス小売事業者の登録 【第3条】	4 (※2)
ガス小売事業の変更登録 【第7条第1項】	37 (※2)
指定旧供給区域等小売供給約款以外の特例認可 【第3弾法附則第22条第4項、旧ガス事業法第20条ただし書】	10 (※2)
指定旧供給区域等の変更の許可 【第3弾法附則第23条第1項】	2 (※2)
指定旧供給区域等小売供給約款の変更の認可 【第3弾法附則第24条第1項】	1 (※2)
指定旧供給地点の指定解除 【第3弾法附則第28条第2項】	118 (※2)
指定旧供給地点小売供給約款以外の特例認可 【第3弾法附則第28条第4項、旧ガス事業法第37条の6第2項ただし書】	135 (※2)
指定旧供給地点の変更の許可 【第3弾法附則第29条第1項】	70 (※2)
指定旧供給地点小売供給約款の変更の認可 【第3弾法附則第30条第1項】	12 (※2)

一般ガスの託送供給約款の制定不要承認 【第 48 条第 1 項ただし書】	10 (※ 2)
託送供給約款の変更認可 【第 48 条第 2 項】	3 (※ 2)
託送供給約款の特例認可 【第 48 条第 3 項ただし書】	53 (※ 2)
最終保障供給の特例承認 【第 51 条第 2 項ただし書】	5 (※ 2)
特定ガス託送供給約款の制定不要承認 【第 76 条第 1 項ただし書】	4 (※ 2)
旧簡易ガスみなし小売事業の譲渡し及び 譲受けの認可 【第 3 弾法附則第 28 条第 4 項によりなおその効力を 有する旧ガス事業法第 37 条の 7 第 1 項が 準用する第 10 条第 1 項】	5 (※ 2)
旧簡易ガスみなし小売事業たる法人の合併の 認可 【第 3 弾法附則第 28 条第 4 項によりなおその効力を 有する旧ガス事業法第 37 条の 7 第 1 項が 準用する第 10 条第 2 項】	7 (※ 2)
一般ガス導管事業の供給区域等の変更認可 【第 40 条第 1 項】	88 (※ 2)
一般ガス導管事業の譲渡し及び譲受けの認可 【第 42 条第 1 項】	1 (※ 2)
一般ガス導管事業者の合併及び分割の認可 【第 42 条第 2 項】	1 (※ 2)
原価算定期間又は原資参入期間終了後に経済産業省が毎年度 行う定期的な評価について	242 (※ 1)
一般ガス導管事業者の収支状況の事後評価 【第 49 条第 3 項及び第 50 条第 1 項】	2 (※ 1)
一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者の収支状況の事 後評価 【第 49 条第 3 項、第 50 条第 1 項、第 76 条第 4 項及び第 77 条第 3 項】	8 (※ 1)

	令和3年4月 ～令和3年8月
ガス小売事業者の登録 【第3条】	5（※2）
ガス小売事業の変更登録 【第7条第1項】	18（※2）
指定旧供給区域等小売供給約款以外の特例認可 【第3弾法附則第22条第4項、旧ガス事業法第20条ただし書】	1（※2）
指定旧供給地点の小売供給約款の特例変更の認可 【旧ガス事業法第37条の6第2項ただし書】	6（※2）
指定旧供給地点の指定解除 【第3弾法附則第28条第2項】	18（※2）
指定旧供給地点小売供給約款以外の特例認可 【第3弾法附則第28条第4項、旧ガス事業法第37条の6第2項ただし書】	25（※2）
指定旧供給地点の変更の許可 【第3弾法附則第29条第1項】	15（※2）
指定旧供給地点小売供給約款の変更の認可 【第3弾法附則第30条第1項】	2（※2）
託送供給約款の変更認可 【第48条第2項】	1（※2）
託送供給約款の特例認可 【第48条第3項ただし書】	12（※2）
特定ガス託送供給約款の制定不要承認 【第76条第1項ただし書】	1（※2）
旧簡易ガスみなし小売事業の譲渡し及び 譲受けの認可 【第3弾法附則第28条第4項によりなおその効力を 有する旧ガス事業法第37条の7第1項が 準用する第10条第1項】	1（※2）
一般ガス導管事業の供給区域等の変更認可 【第40条第1項】	33（※2）

（※1）任意の意見聴取に対して回答している。

（※2）電気事業法に基づく電気の特定期間の許可、及びガス事業法に基づくガス事業の許

認可等のうち、経済産業大臣から各経済産業局長に権限委任されているものの一部については、電力・ガス取引監視等委員会に対する意見聴取への回答に係る事務も委員会委員長から経済産業局長へ事務委任している。当該事務の実績について、電力・ガス取引監視等委員会が事務局から報告を受けた内容（令和2年4月～令和3年3月までの実績及び令和3年4月～令和3年8月）を記載している。

【注記】

複数件の申請に対し1件の回答を行っているものについては、複数件として数えている。

(参考資料4)「2020年度冬期スポット市場価格の高騰について」

取りまとめ（令和3年6月改訂）

2021年4月28日

2021年6月14日改訂

電力・ガス取引監視等委員会

制度設計専門会合

序

2020年12月から2021年1月にかけて、卸電力取引所（以下「JEPX」という。）スポット市場における取引価格が高騰する事象が発生した。

これを受けて、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合は、7回にわたり会合を開催し、事務局による調査結果の分析や関係各社からのヒアリングを行い、今冬¹のスポット市場価格の高騰に関し、以下について分析・検討を進めてきた。本取りまとめは、その分析・検討の結果について報告するものである。

- I. 市場支配力のある事業者の入札行動等において問題となる行為がなかったかどうか
- II. 今冬のスポット市場価格の高騰が発生した期間において起きた事象と電力の適正な取引の確保を図る観点での評価
- III. 今後検討すべき事項

¹ 本報告書において「今冬」と表記する際は、2020年度冬期（2020年12月～2021年1月）を指すものとする。

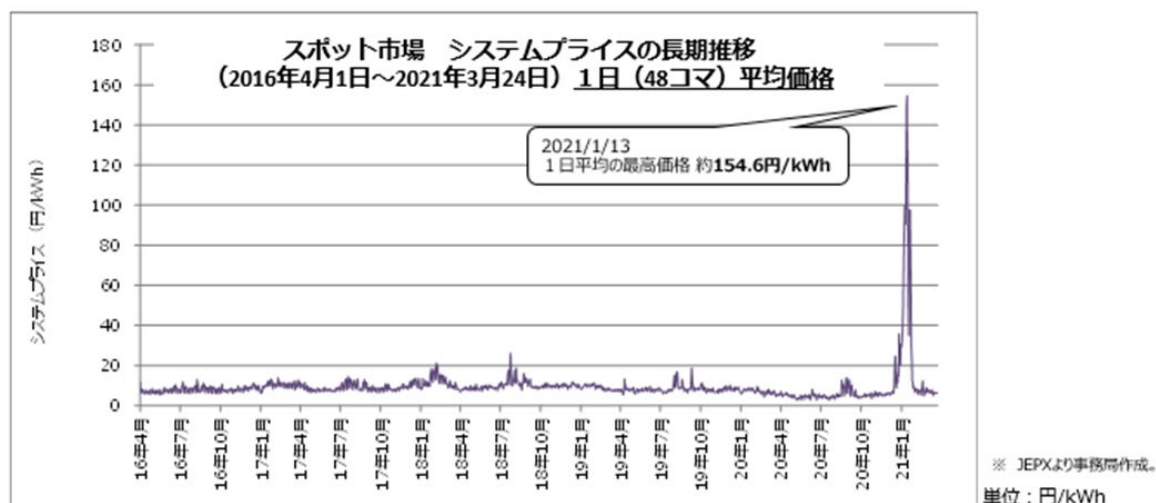
I 市場支配力のある事業者の入札行動等において問題となる行為がなかったかどうか

1. スポット市場の動き

1) スポット市場価格の動き

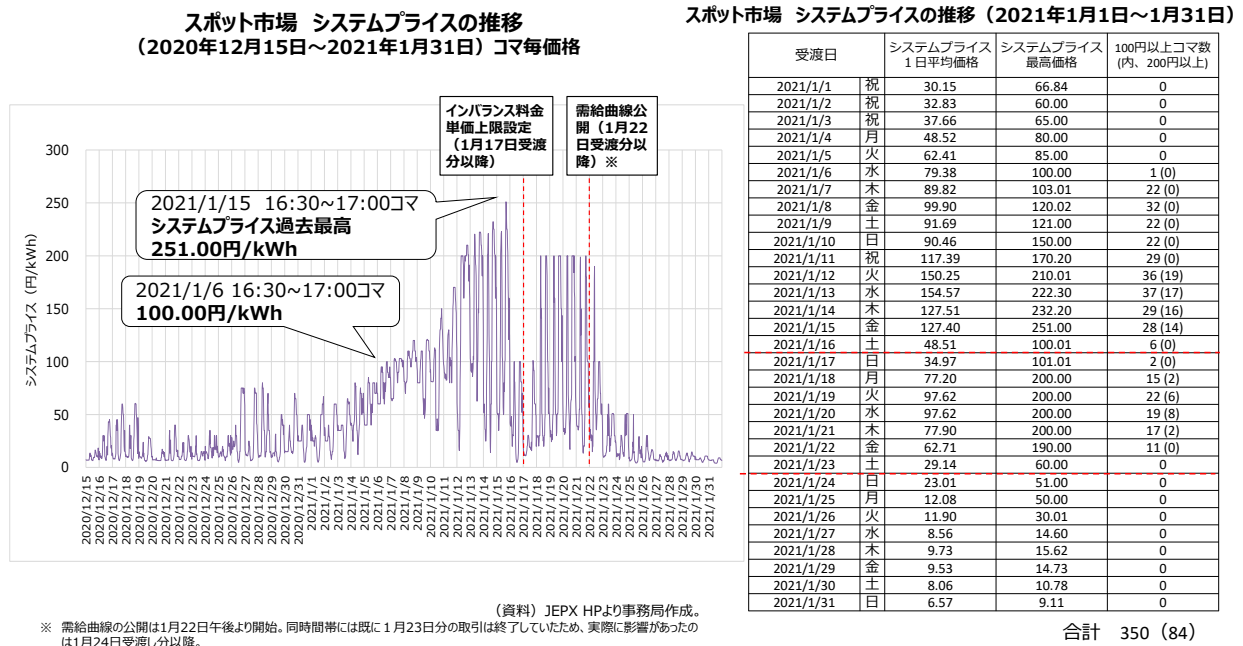
今冬においては、JEPX のスポット市場価格が、2020 年 12 月中旬以降、平時よりも高い水準で推移した。2021 年 1 月以降、システムプライスの 1 日平均が 100 円/kWh を超える日も出るようになり、さらに、1 月 13 日（水）には 1 日の平均価格が約 154.6 円 /kWh となり、スポット市場の 1 日平均価格として最高を記録した（図 I -1、2）。

図 I -1 スポット市場システムプライスの長期推移



	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
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	11.2
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

図 I -2 スポット市場価格（システムプライス）の推移

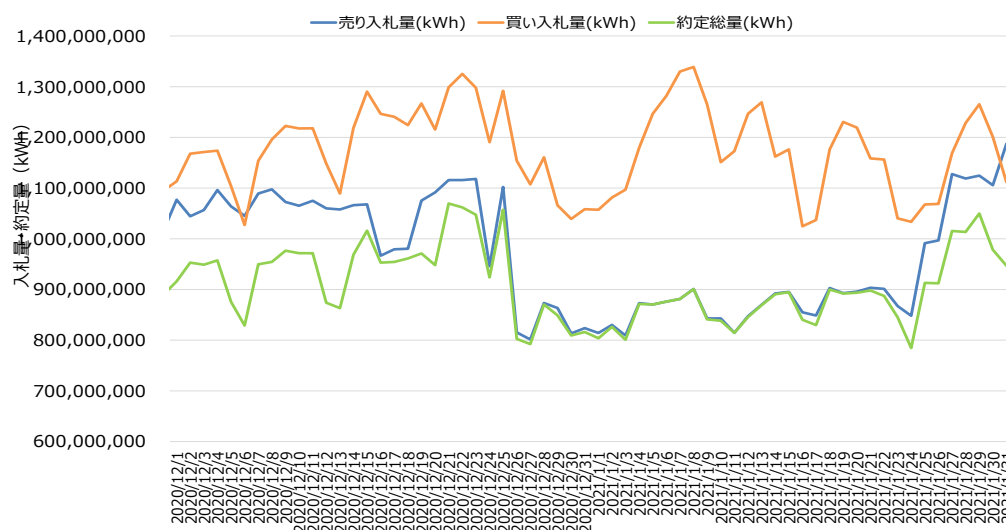


1 コマごとのスポット市場価格（システムプライス）の詳細を確認すると（図 I -2）、2021 年 1 月 6 日（水）の夕方（16:30-17:00）に 100 円/kWh を超えるコマがあらわれ、1 月 15 日（金）にはコマごとの最高価格である 251.00 円/kWh を記録するなど、高い水準で推移した。その後、1 月 17 日（日）受渡し分より、インバランス料金等単価の上限を 200 円/kWh とする措置を適用すると、コマ別の価格は 200 円/kWh 以下の水準で推移するようになり、需給曲線の公開の影響を受けた 1 月 24 日（日）受渡し分以降、さらに価格が低下した。その後、1 月末にかけて、徐々に平時の水準に戻っていった。この期間、スポット市場価格が 100 円/kWh を超えたコマは、合計 350 コマにのぼった。

2) スポット市場における入札量及び約定量の動き

今冬においては、12 月下旬から 1 月下旬にかけて、スポット市場における売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生していた（図 I -3）。

図 I -3 スポット市場の入札・約定量の推移

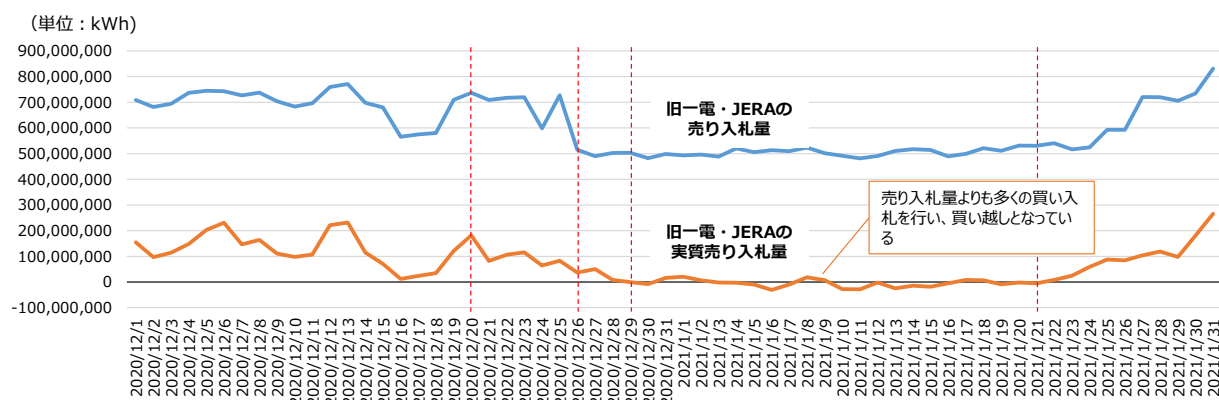


このように売り切れの発生していた時期について、スポット市場における主な売り手である旧一般電気事業者（沖縄電力株式会社を除く。以下「旧一電」という。）及び株式会社 JERA（以下「JERA」という。）の売り入札を確認すると、12 月中旬から徐々に減少し、12 月 26 日頃からさらに減少していた。また、旧一電及び JERA の実質売り入札量²の推移を見たところ、12 月中旬頃から減少が始まり、12 月 29 日から 1 月 21 日までの間、買い約定量が売り入札量を上回り、買越しとなっていた（図 I -4）。

以上の分析から、旧一電及び JERA の売り入札量の減少及び買い約定量の増加が、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。これを踏まえて、これらの事業者が、入札価格の引き上げや出し惜しみ等、市場相場を変動させることを目的とした問題となる取引を行っていなかったかどうかを中心として確認を行っていくこととした。

² ここでは、各日の売り入札総量から買い入札の約定総量を控除したものを「実質売り入札量」とする。

図 I -4 旧一電・JERA の売り入札量及び実質売り入札量の推移



2. 調査対象

1) 調査対象事業者

本監視・分析にかかる調査は、スポット市場における主な売り手である旧一電及びJERAを対象として実施した。

2) 調査対象期間

スポット市場価格の推移に鑑み、2020年12月～2021年1月の2ヶ月間を調査対象とし、本報告書においても、主に当該2ヶ月間に関する記載を行っている。

3. 調査方法

1) 監視・分析に当たり前提としたデータ

監視・分析に当たっては、以下①～④のデータ及びヒアリング結果を基に、旧一電及びJERAの対象期間における全日、全コマの取引行動の確認を行った。

- ①旧一電及びJERAを対象とし、12月、1月の全日、全コマ分の入札可能量及びその決定諸元、燃料制約等にかかる、電気事業法に基づく報告徴収³により各社から提出を受けたデータ
- ②各社のJEPXにおける売買入札データ
- ③発電情報公開システム（以下「HJKS」という。）への登録データ
- ④対象事業者への公開ヒアリング（2021年2月25日開催）における各社の説明

³ 電気事業法に基づき、電力・ガス取引監視等委員会より2月8日付けで実施。

なお、各種分析データ、公開ヒアリングの様様については、電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて公開した。

2) 検証項目

上記 3.1) のデータを前提とし、12 月、1 月の全日・全コマを対象として、以下の 6 つの検証項目について監視・分析を実施した。

検証①：余剰電力の全量市場供出について

検証②：自社需要の見積りの妥当性について

検証③：燃料制約の運用の妥当性について

検証④：買い入札価格・量の妥当性について

検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

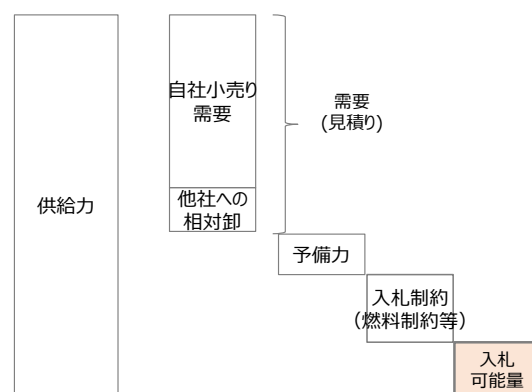
検証⑥：HJKS への情報開示について

4. 各検証項目の監視・分析結果

1) 検証①：余剰電力の全量市場供出について

旧一電は、自主的取組により、スポット市場入札時点での余剰電力の全量（入札可能量）（図 I -5 参照）を、限界費用ベースで市場に供出することとなっている。

図 I -5 入札可能量の考え方

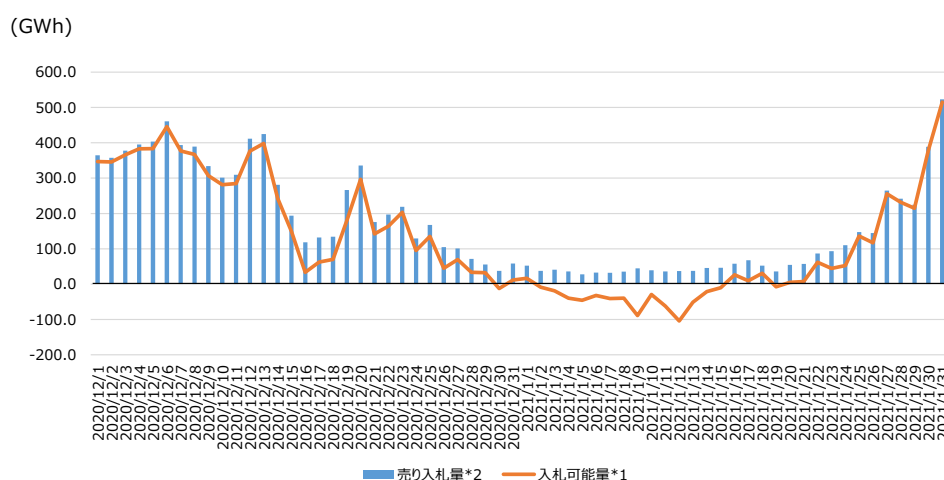


これを踏まえ、調査対象期間の全日・全コマについて、旧一電及び JERA への報告徴収に基づく、売り入札量の根拠となる諸元データ及び実際の JEPX 売買入札データにより、各社の入札可能量と実際の売り入札量に齟齬がないかを分析し、スポット市場入札

時点での余剰電力の全量が市場に供出されているかどうかを確認した。

その結果、対象期間中、各社の入札可能量と実際の各社の売り入札量は整合が取れており、スポット市場入札時点（前日午前 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が確認された（図 I -6）。なお、事業者ごと・日ごとの数値は電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて全て公開の上、分析を行っている⁴。

図 I -6 旧一電及び JERA の入札可能量と売り入札量の推移



- * 1 入札可能量=「供給力」-「自社需要見積み（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（クロス・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。

また、調査対象期間中、特に 12 月中旬から 1 月中下旬にかけては、旧一電及び JERA の実質売り入札は平時よりも少ない水準で推移していた（図 I -7）。

各社からは、この要因について、i）この期間の前半は、主に LNG 燃料制約等によって生じる発電機の出力量の増加によるもの⁵、ii）後半は主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加によるものとの説明があった（表 I -8）。このため、入札可能量を構成する諸元のうち、特に、自社需要見積りの妥当性と燃料制約の実施の妥当性について、詳細に検証を行った。（検証②、③）

⁴ 各社の諸元データは別冊参考資料参照。

⁵ 今冬の旧一電各社の燃料調達の状況については、資源エネルギー庁において調査・分析が行われ、電力・ガス基本政策小委員会に報告されていることから、本会合としては詳細な分析は行っていない。

図 I -7 旧一電・JERA の自社需要の増加・燃料制約の増加

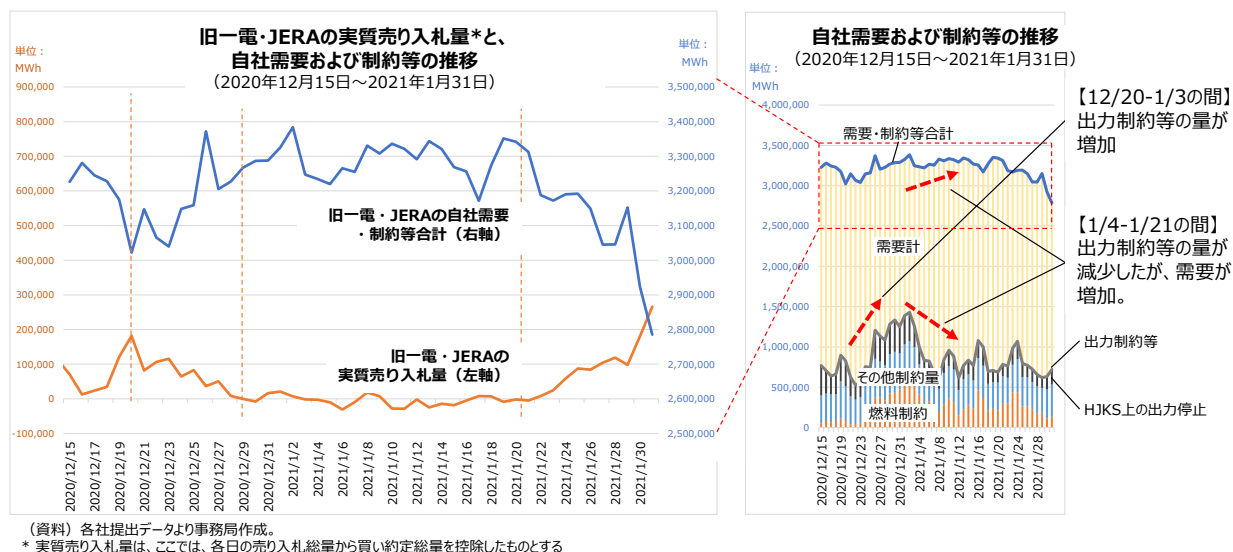


表 I -8 売り入札減少の要因に関する各社の説明

	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	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。	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）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。	- 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。	- 期間を通じて、グロスビディングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。 - グロスビディ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。	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。
	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	- 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ビディングを取り止めていたことにより売り入札量が減少（同時に買入札量も減少）。	12月以降、LNG船の着岸遅延や、調整力供出増、渇水・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。 - グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少。	12月中旬から、寒波による需要増により売り入札可能量（間接オーク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、渇水による水力発電の発電量減少により燃料在庫底の可能性を認識したため、供給力確保や燃料在庫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、売り入札可能量はほとんどなかった。	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。	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。

2）検証②：自社需要の見積りの妥当性について

自社需要の見積りの妥当性については、旧一電各社のスポット市場入札時点での自社需要の見積りと、需要実績との乖離について、各社からデータの提出を受け、その結果を公表するとともに、乖離の生じた理由について、公開ヒアリングにおいて聴取を行っ

た。

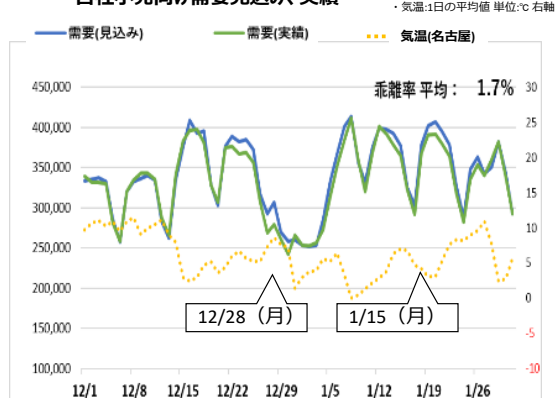
その結果、各社は、概ね最新の気象予報に加えて、近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定しており（図 I -9、表 I -10）、意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった⁶。

なお、自社需要の見積りと実績との乖離が比較的大きかった日については、電力・ガス取引監視等委員会事務局として、需要見積りが過剰とならないよう、より正確な予測に努めるよう旧一電に対し指導を行った⁷。

図 I -9 自社需要の見積りに関する各社取組の例

（例）中部電力ミライズ

自社小売向け需要見込み、実績



「自社小売向け需要」：他社部分は含まない。
「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。

【中部電力による特定日の説明】

■12月28日（月）【スライド8参照】

- ✓ 前週同曜日の**12/21の需要実績をベースとし、年末年始特殊期間**に当たることから、**顧客の休業調査や過去の年末年始の需要減少量を考慮**して計画していた。
- ✓ 朝方までの**降雨が少なく、気温低下影響が小さかったこと**に加えて、**天候の回復が早く推移**したことで需要が減少。
- ✓ **聞き取り調査により想定したよりも休業する顧客が増加**。

■1月15日（金）

- ✓ **低気温が継続していたことによる累積効果から、気象予測ほどの需要の緩みは無いと判断**。前々日実績並の需要および曜日補正を見込んで計画していた。
- ✓ **前日に気温が13℃程度まで上昇したことから、暖房需要が深夜帯より減少**。

【参考】12～1月の乖離率（全社平均）

	需要 (見込み)	需要 (実績)	見込み - 実績	乖離率
上記期間平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%

	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
特定日における乖離率	7.2%	7.0%	2.9%	4.6%	5.4%

⁶ なお、12月及び1月における旧一電各社合計の乖離率は+1.1%だった。

⁷ スポット市場価格が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ったことや、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、電力・ガス取引監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積りにならないようより正確な予測に努めるよう、旧一電に対し指導を行ったところである。

表 I -10 自社需要の増加理由、見積り方法等に関する各社の説明

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
自社需要の増加理由	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。
自社需要の見積り方法	- 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。 - 代表時間帯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。	-

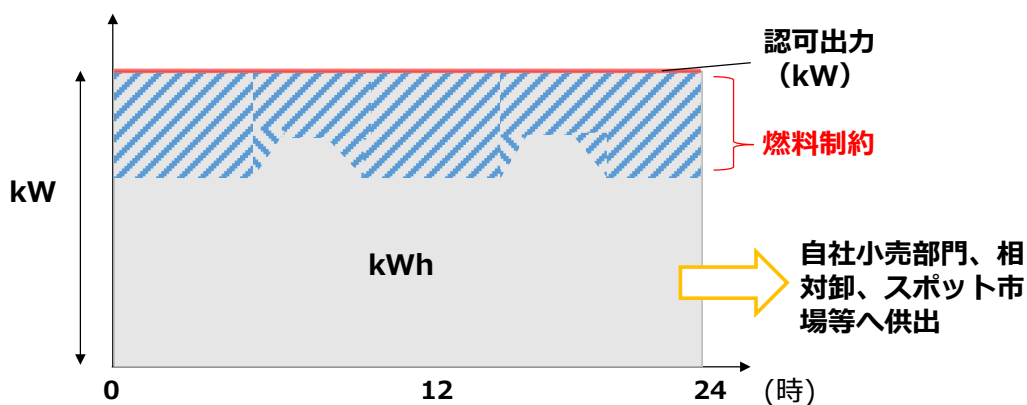
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
自社需要の増加理由	12月中旬以降、断続的な寒波の影響により需要が高めに推移。	燃料調達時の計画と比較して、12月後半から寒波による低気温により、自社小売需要が増加。	12月中旬以降、中国地方に寒気が流入し、気温が平年より大幅に下回ったため、小売需要が計画値より増加。	寒波が襲来したことで、12月中旬および1/7～1/11に、自社需要が想定より増加。	12月中旬以降の寒波等の影響により、12月中旬～1月中旬における自社需要が増加。
自社需要見積り方法	入札日前日の夕方および入札日当日の朝までに、それぞれ直近の天気予報をベースに実施。	- 需要と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℃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。

3）検証③：燃料制約の運用の妥当性について

12月中旬以降の旧一電等の売り入札減少の原因については、各社から、火力発電所において LNG・石油燃料在庫の減少等により燃料を節約せざるを得ず、発電容量（kW）に余力がある場合においても、発電電力量（kWh）について上限を設けざるを得ない、すなわち、燃料制約を実施せざるを得ないという事象が生じていたという説明があった（図 I -11 参照）。

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ると考え、各社における燃料制約の考え方や、運用の妥当性について、特に注力して調査を行った。

図 I -11 発電機 1 ユニットにおける 1 日の発電容量 (kW) と発電電力量 (kWh) のイメージ



具体的には、公開ヒアリングにおいて、各社から、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し等）を基にした実際の運用にかかる説明を聴取した⁸。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）を確認するとともに、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を分析した。

この結果、各社は、タンクの運用下限⁹を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方にに基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

⁸ なお、報告徴収データに基づく各社の日ごとの LNG・石油の燃料制約量を公開ヒアリング時の資料として併せて公開している。

電力・ガス取引監視等委員会ホームページ 第 56 回制度設計専門会合 資料 3-1

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/056_03_01.pdf

⁹ 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、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。また、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を指す。

図 I -12 燃料制約の妥当性の確認内容

【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。

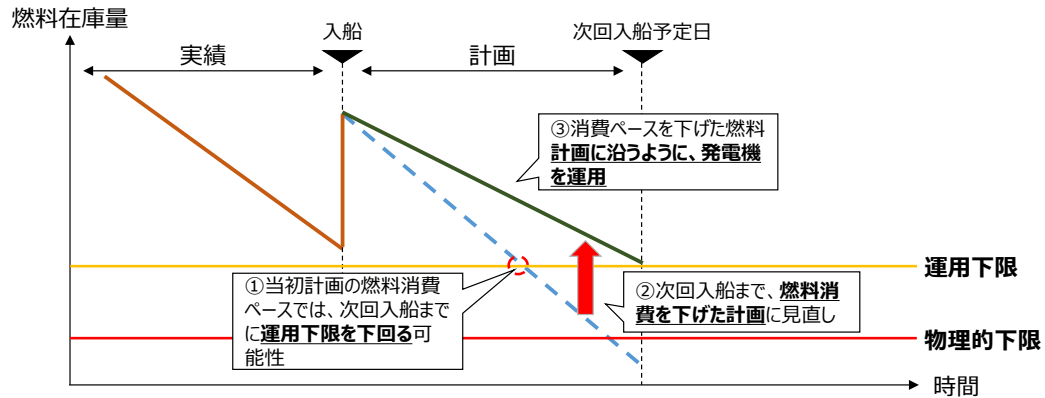


図 I -13 公開ヒアリングにおける各社からの説明（抜粋）

■九州電力・燃料制約設定の例（大分LNG基地）

- 荒天のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ、12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため、12/11～18の期間、消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日)を行った。

【情勢変化】

- 12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加（消費計画減）

【見直し概要】

- 入船予定日を踏まえ、物理的下限を下回らないように燃料制約を実施

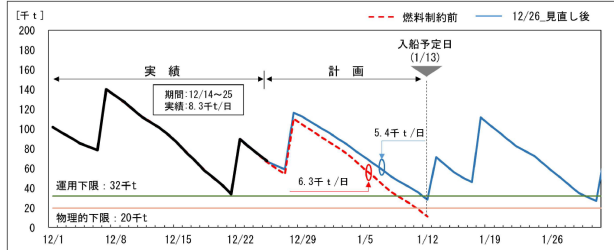
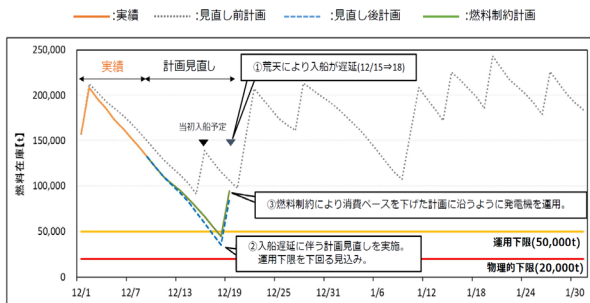


表 I -14 燃料制約の実施に関する各社の説明

	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	- 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。	- 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見直しを確認。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 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。	- 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 タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(石狩湾新港基地) ○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 ・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) ※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。	(日本海LNG新潟基地の例) ○物理的下限 2万t ○運用下限 5万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延リスク(2日分) ※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。 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	(富津基地の例) ○物理的下限 6万t ○運用下限 18万t ○運用下限の考え方 ・基地に複数あるタンクの一部分が払出不能になり、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) 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	(富山新港LNG基地) ○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 ・入船遅延リスク(消費量3日分相当) 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
12月～1月における燃料制約実施時期	(LNG燃料制約なし)	・12/1～1/31(12/4,12/5除く)	・12/5～12/10 ・12/23～1/29	・12/8～12/9 ・12/29～1/3 ・1/16 ・1/22～1/27
石油タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(伊達発電所の例) ○物理的下限 1.8万kℓ (※運用下限は、北電所有の石油機全体で、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。) 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。	(秋田火力発電所) ○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 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。	(石油機なし)	(福井基地の例) ○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 ・電源脱落リスク(250MW＊10日分相当) 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。
12月～1月における燃料制約実施時期	・12/27 ・12/30 ・1/1～1/17(1/12除く) ・1/23～1/30	・12/24～1/3(12/26,12/30.12/31除く) ・1/7～1/31	(石油機なし)	・12/28～1/6 ・1/14～1/15 ・1/22～1/27

	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	- 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。	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。	- 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。	- 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 タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(堺基地の例) ○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 ・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～) 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：堺基地 12/17実績 3.1万t	(柳井基地の例) ○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 ・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) 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	(坂出LNG基地) ○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 ・自治体との公害防止協定上必要量(消費量2日分) 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。	(大分LNG基地の例) ○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 ・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) 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
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
石油タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(関電所有石油3基地合計) ○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しも含む) ○運用下限 10.4万kℓ ○運用下限の考え方 ・3基地合計で電源トラブルリスク(2億kWh相当)を考慮。 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	(下関基地の例) ○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 ・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。 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。	(坂出石油基地の例) ○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 ・タンクミキサの運転可能範囲 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。	(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)

4) 検証④：買入札価格・量の妥当性について

続いて、買入札価格及び量の妥当性について分析を実施した。

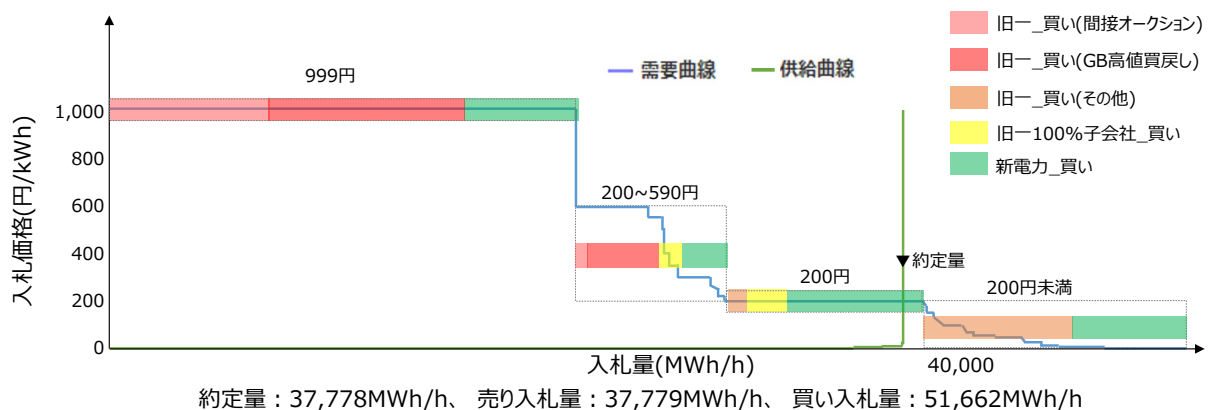
まず、買入札の価格を確認するため、価格高騰時の需給曲線上における買入札の分布を見ると、旧一電、小売電気市場への新規参入者（以下「新電力」という。）の双方から 999 円など 200 円を超える高値の入札が行われていた。これについて、2021 年 1 月 18 日の需給曲線を例にとりて旧一電の 200 円超の買入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻しであり、価格のつり上げを意図したものは確認されなかった（図 I -15）。

同様に、平時における買入札を分析したところ、高騰時とほぼ変わらない比率で旧一電・新電力による 999 円台の入札が行われている（図 I -16）。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。

これらの確認結果からは、旧一電の買入札価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

図 I -15 【高騰時】旧一電及び新電力の買入札状況（需給曲線上における分布）

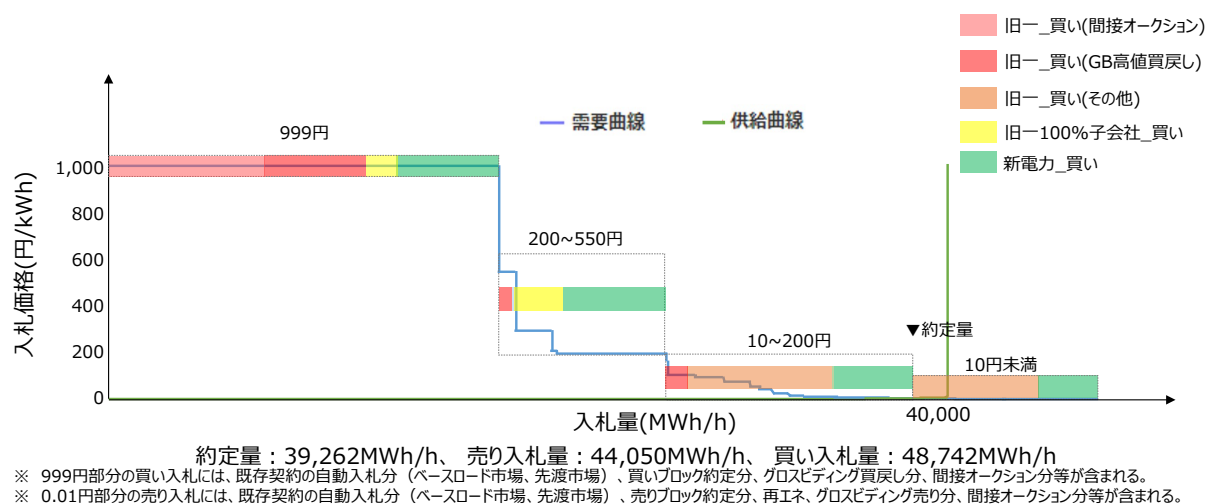
2021 年 1 月 18 日 17:00-17:30 コマの例 システムプライス 200.0 円/kWh



※ 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、グロスビディング買戻し分、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、グロスビディング売り分、間接オークション分等が含まれる。

図 I -16 【平時】旧一電及び新電力の買入札状況（需給曲線上における分布）

2021 年 2 月 16 日 17:00-17:30 コマの例 システムプライス 10.0 円/kWh



また、買い越しの生じていた旧一電について、実質買い約定量¹⁰と自社需要、入札可能量に乖離が見られる理由をヒアリングしたところ、以下の理由であったことが確認され、価格釣り上げ等を目的とした行為は見られなかった。

- ①1月上旬以降、スポット市場価格が高騰したことにより一部買い約定ができず、時間前市場での買い入札等の実施により、入札可能量不足分に対応したものの。
- ②一部事業者は、1日平均のスポット市場価格が高い日においても、一部スポット市場価格が低いコマが存在し、そういったコマで経済差し替え¹¹が発生したことにより、入札可能量の不足分以上に買い札が約定したものの。

¹⁰ 実質買い約定量とは、ここでは、旧一電によるグロス・ビディング及び間接オークション分を除いた、市場からの実質的な買い約定の量を指す。

¹¹ 経済差し替えとは、当該コマにおいて、自社電源の発動コストよりも、卸市場調達価格の方が安価な場合に、自社電源の発動を中止し、そのコマで必要な需要を卸市場からの調達により供給する行為。

表 I -17 実質買い約定量の増減が自社小売需要と合っていない理由、
入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致していない理由に関する各社の説明

	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ったため。	市場価格高騰により、必要量が調達できなかったため（1/1～24）。	1月前半は、市場価格高騰により、エリア外での小売需要に対して、スポットで調達することができなかった。 エリア外の小売需要については、不足分を時間前市場で調達。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っているため、常に買い約定量が生じる。	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。
	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力
入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致しない理由	経済差し替えが起こるよう限界費用相当での買い入札を実施しており、1日平均のスポット価格が高かった12月下旬、1月下旬においても、深夜帯等のエリアプライスが低いコマで、経済差し替えによる買い約定が発生。	12月中旬の入札可能量不足分を上回る買い約定量については、スポット市場価格が自社電源より安い場合に発生した経済差し替えによるもの。買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用で対応。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っており、常に買い約定量が生じるため。	週間断面で設定した燃料制約量を、日々調整して達成するため、入札可能量の不足分を上回る買い入札を行った。 1月中旬に実質買い約定量が入札可能量の不足分を下回ることについては、買い入札を行ったが、結果として約定しなかったため。	12月、1月下旬については、主に太陽光が出ない夜間帯に発生した経済差し替えを実施。 買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用や揚水発電の運用で対応。

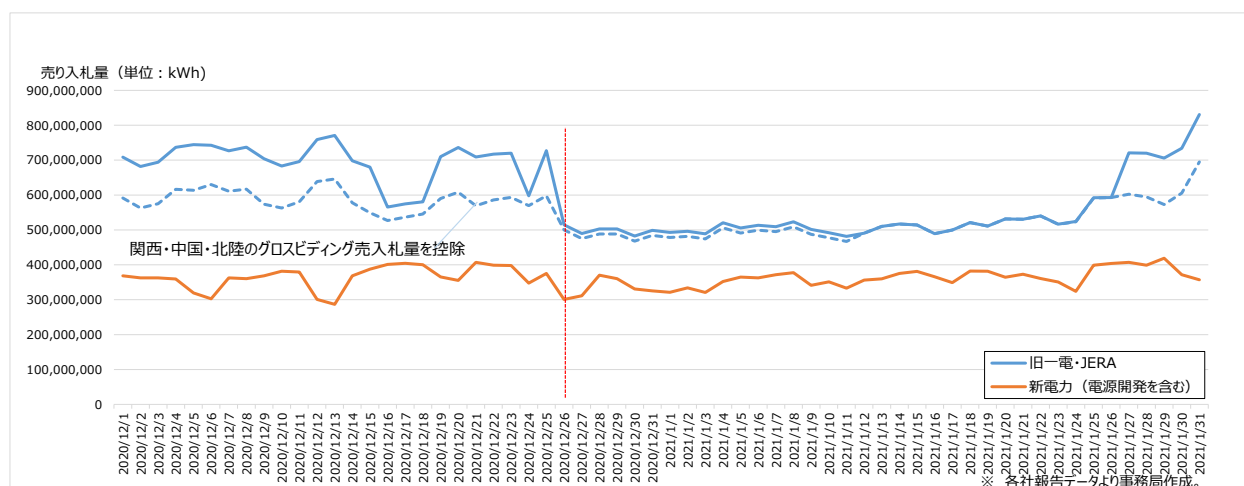
表 I -18 買い約定量増加の要因に関する各社の説明

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
買い約定量の増加の要因	・当社では買い約定量は増加していない。	・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。	・（上記に含む）	・他社（調達先の太宰を占める事業者）との電力供給契約において、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。	・買い約定量は増加していない。
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
買い約定量の増加の要因	・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い入札を実施。 ・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取入により市場価格が安価な時間帯を中心に買い入札を実施。	・買い約定は、グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少した。 ・なお、間接オークションによる他社受電分の買約量が常に一定程度存在するため、総じて、買約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。	・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ビディングを中止する場合は、グロスビディングの売り入札量と買い入札量を同量減らしている。	・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い入札が増加。	・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、買い約定量が増加。

5) 検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

12 月下旬以降、旧一電及び JERA の売り入札量が減少した要因の一つとして、同時期から一部の旧一電が、自主的取組として行っていたグロス・ビディング¹²による売買入札を取りやめていたことも挙げられる。具体的には、12 月中旬以降、関西電力株式会社、中国電力株式会社、北陸電力株式会社の 3 社が一定期間グロス・ビディングを取りやめている。この期間グロス・ビディングを取りやめていた理由については、各社より、市場価格の高騰や需要の増加により買い戻しできなかった場合には供給力不足につながるおそれがあった、需給ひっ迫に伴いシステム対応からハンド対応に切り替えていたところグロス・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、等の説明があった。

図 I -19 スポット市場への売り入札量の変遷

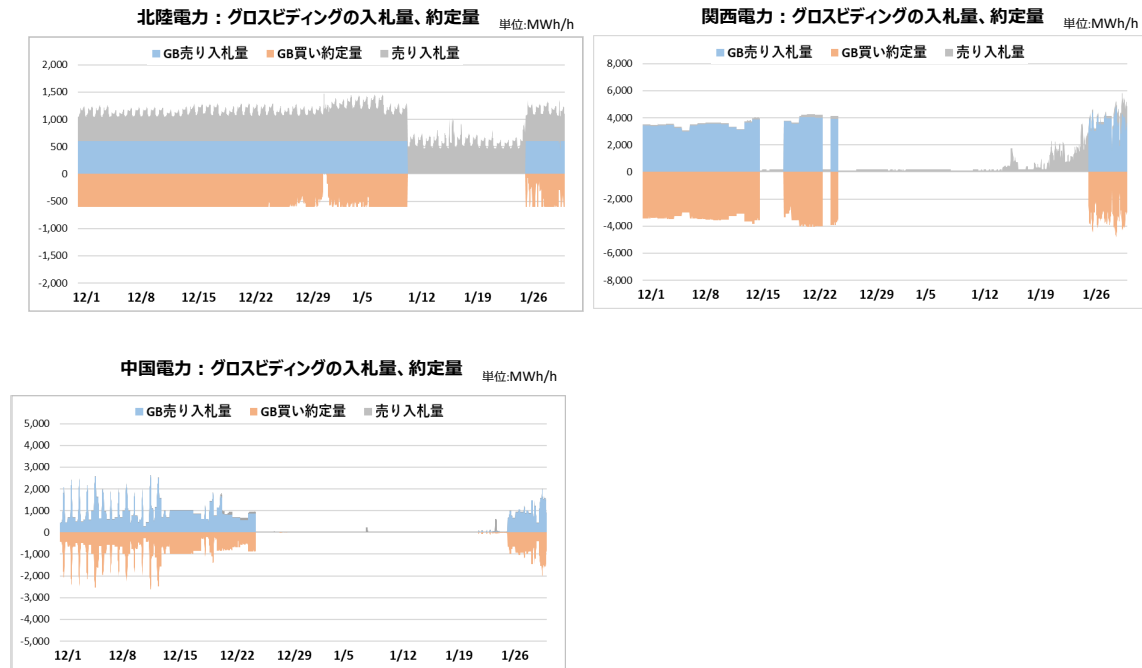


しかしながら、これら 3 社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしていたことから（図 I -20）、ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる¹³。

¹² 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。

¹³ なお、グロス・ビディングは、必要量を買い戻せることを前提として行われているため、必要量を買い戻せない恐れがあると考えた事業者がこれを取りやめたことが直ちに問題となるものではない。

図 I -20 3 社のグロス・ビディングの実施状況について



6) 検証⑥：HJKS への情報開示について

これらの事業者の HJKS における発電情報の開示が、「適正な電力取引についての指針」（以下「ガイドライン」という。）上のルール¹⁴に基づいて適切に行われていたかどうかについて、公開ヒアリングにおいてその実施状況を聴取するとともに、各社から提出されたデータと整合的かどうか確認し¹⁵、分析した。

¹⁴ガイドラインにおいては、計画停止及び計画外停止、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。

¹⁵ 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）。

その結果、一部事業者の解釈誤り¹⁶や人為的ミスによる登録漏れ・登録の誤りの存在が確認されたが、それ以外では、現行のガイドラインに沿った開示が行われていた。

表 I -21 HJKS への登録状況に関する各社の説明

	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	下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。 ● 伊達2号（石油） ・ 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	下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。 ● 東新湯火力1,3,4号（ガス） ・ 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） ・ 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）	GLに沿って対応した。	GLに沿って対応した。
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか	下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。 ● 富山新港火力2号（石油・ガス混焼） ・ 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	下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。 ● 相生1・3号（ガス） ・ 対象期間：12/12 0:00～12/13 23:59 ・ 最大制約量： 1号：362MW 3号：357MW ・ 原因：人的ミス ● 相生3号（ガス） ・ 対象期間：12/20 0:00～23:59 ・ 最大制約量：357MW ・ 原因：人的ミス	適取GL解釈誤りにより、下記登録漏れがあった。 ● 水島3号（ガス） ・ 対象期間：12/30 22:00～1/4 5:29 ・ 最大制約量：323MW ● 玉島1号（ガス） ・ 対象期間：12/29 21:30～1/3 17:59 ・ 最大制約量：339MW ● 柳井2号3軸（ガス） ・ 対象期間：12/26 0:00～23:59 ・ 最大制約量：126MW ● 玉島3号（石油） ・ 対象期間； ・ 12/28 0:00～23:59、 ・ 12/30 3:00～1/4 16:59 ・ 最大制約量：382MW ● 下関2号（石油） ・ 対象期間； ・ 12/27 4:00～12/28 16:29、 ・ 12/28 21:30～12/30 15:59、 ・ 12/30 22:30～1/4 16:29 ・ 最大制約量：338MW	GLに沿って対応した。	GLに沿って対応した。

¹⁶ 中国電力株式会社では、12/26～1/4の期間において、発電ユニットの10万kW以上の出力低下が24時間以上継続していたにもかかわらず、HJKSには登録が行われていないケースが確認された。この点、中国電力からは、

1) 12/26～1/4の期間については、燃料消費抑制のために市場への供出を抑制していたものの、①調整力や自社需要には上限を設定していなかった、②具体的な見通しがあったわけではないが、一般送配電事業者からの起動指令等があれば出力増を行う準備があり、24時間以上の低下が合理的に見込まれる「出力低下」の要件にあたらなと判断したため、HJKSに登録しなかった。

2) 上記以外の期間（例：1/10以降）は、調整力や自社需要に割り当てる分を含めて燃料制約による利用率の上限をかけており、HJKSに登録していた。

との説明があった。この説明に対し、事務局からは、一般送配電事業者からの起動指令等の具体的な見通しがなかったことにより、ガイドラインで定める要件に照らし、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ている点を指摘し、厳正な指導を実施。中国電力株式会社からは、ガイドラインの解釈に問題があったとして、今後の運用を改める旨の回答があった。

7) 検証①～⑥の総括

前述のとおり、今冬の価格高騰に際しては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。そこで、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、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い約定量の増加が、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。

以上の状況を踏まえ、3. 1) に示したデータやヒアリング結果等を前提として、旧一電及び JERA を対象とし、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を行った。

(検証①：余剰電力の全量市場供出について)

各社における実質的な売入札量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（すなわち、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。

さらに、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。

(検証②：自社需要の見積りの妥当性について)

入札可能量の計算に用いられた諸元のうち、自社小売需要については、ヒアリングの結果、各社は、概ね最新の気象予報に加えて、近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定しており、意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった。

(検証③：燃料制約の実施の妥当性について)

燃料制約については、各社ともタンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方にに基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

なお、自社需要見積り、燃料制約以外の入札可能量の計算諸元については、以下のとおりの状況を確認している。

ア) 供給力、出力停止等

各社から提出された供給力の内訳（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）に基づき分析した。各社の供給力変動については、①定期検査等による電源の停止・出力低下、②起動・停止時の起動カーブによる供給力減少、③水力・太陽光など再エネ電源の変動等が主な理由であるとの説明があった（詳細は別冊各社参考資料参照）。

イ) その他制約

「その他制約」について、揚水制約の数量及び算定方法、それ以外の制約の内訳（段差制約、供給力変動リスク等）及び変動理由の提出を受け、不合理な点は無いかを確認した（詳細は別冊各社参考資料参照）。

ウ) 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。

（検証④：買入札価格・量の妥当性について）

買入札価格及び量の妥当性については、旧一電の買入札価格・量が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

（検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について）

12月下旬以降、3社（関西電力株式会社、中国電力株式会社、北陸電力株式会社）が、一定期間グロス・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。

（検証⑥：HJKSへの情報開示について）

停止・出力低下について、適切にHJKSへの情報開示が行われていたかについては、一部事業者の登録漏れが確認されたものの、それ以外では現行ガイドラインに沿った開示が行われていた。

以上のとおり、これまでに入手した旧一電及びJERAからの提出データや公開ヒアリング結果（詳細は3.1参照）を前提とした監視・分析によれば、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一電及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為があったとの事実は確認されなかった。

Ⅱ 2020 年度冬期のスポット市場価格の高騰が発生した期間において起きた事象と電力の適正な取引の確保を図る観点での評価

1. スポット市場価格が高騰した要因

1) 価格高騰のメカニズム

I において確認したとおり、この期間の価格高騰コマにおいては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり（図 I -3 参照）、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。すなわち、今回の価格高騰の直接的な要因は、売り入札価格が上昇したためではなく、売り切れの発生と買い入札価格の上昇であった（図 II -1）。

図 I -3 スポット市場の入札・約定量の推移【再掲】

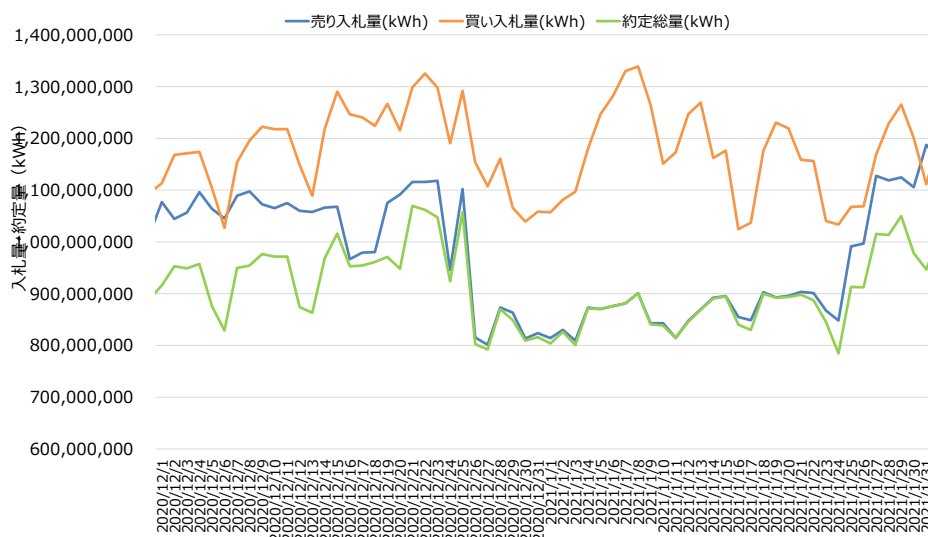
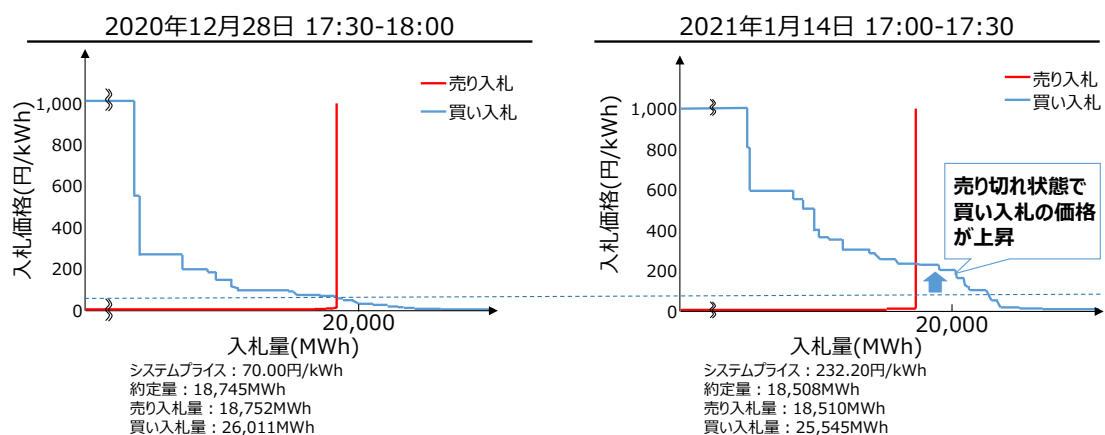


図 II -1 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム



※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。

※ 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、グロスビディング高値買戻し分等が含まれる。

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、グロスビディング売戻し分等が含まれる。

この間の推移をみると、エリアによって差はあるものの、概ね 12 月中旬から売り切れコマが発生し始め、特に、12 月 26 日から 1 月 22 日にかけて、多くのコマにおいて、売り切れ状態（売れ残り量が 1 % 以下）となった（図Ⅱ-2）。この間、買い入札価格によって約定価格が決定される状況となっていたところ、12 月下旬ごろから買い入札価格が徐々に上昇し、それによって約定価格も上昇、1 月 11 日には一日平均のスポットシステムプライスが 100 円を超える水準に至った（図Ⅱ-3）。

このように、今回のスポット市場価格の高騰は、①売り切れが継続して発生し買い入札価格で価格が決定される状況において、②買い入札価格が徐々に上昇したことが直接的な原因であったといえる。

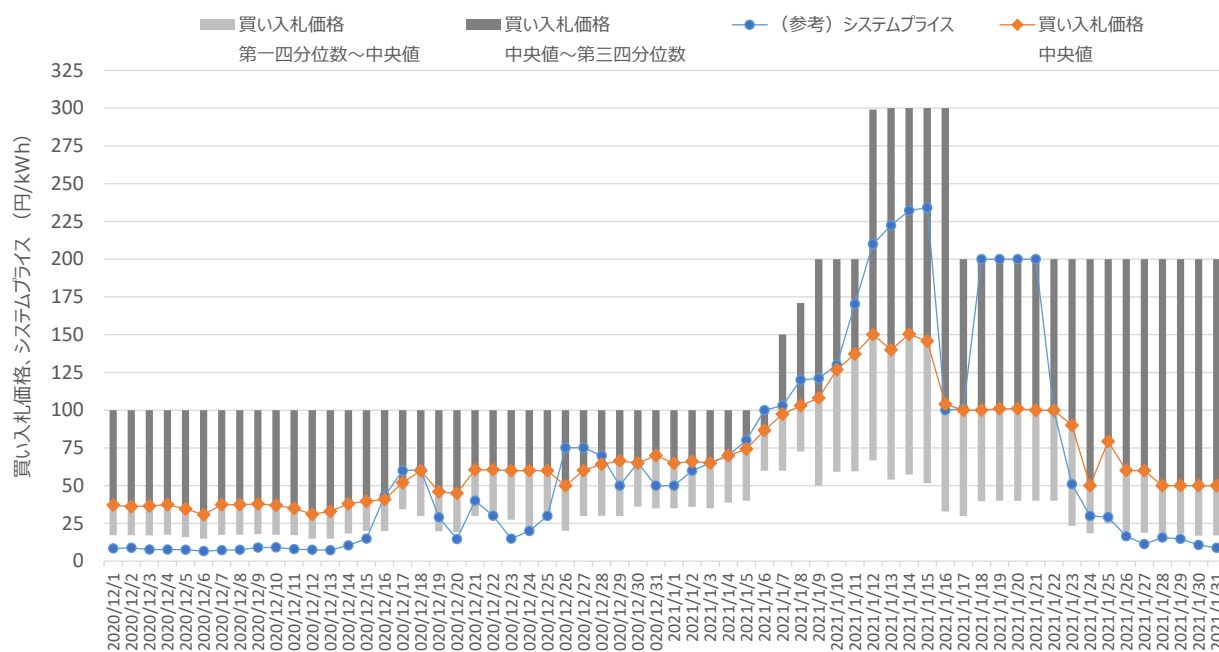
図Ⅱ-2 今冬において売り札切れとなったコマ数等の状況

受渡日		(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下の コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
12/1	火	0	0	5.8	8.5
12/2	水	0	0	6.3	9.0
12/3	木	0	0	6.1	7.7
12/4	金	0	0	6.1	7.7
12/5	土	0	0	6.1	7.6
12/6	日	0	0	5.1	6.7
12/7	月	0	0	5.7	7.3
12/8	火	0	0	6.0	7.5
12/9	水	0	0	6.9	9.1
12/10	木	0	0	7.0	9.1
12/11	金	0	0	6.6	8.0
12/12	土	0	0	6.5	8.1
12/13	日	0	0	5.9	8.4
12/14	月	0	0	7.5	11.1
12/15	火	0	0	9.7	18.4
12/16	水	8	23	20.4	45.3
12/17	木	0	13	24.3	60.0
12/18	金	6	17	24.7	60.5
12/19	土	0	0	13.7	29.1
12/20	日	0	0	8.8	17.3
12/21	月	0	1	14.7	40.0
12/22	火	0	0	13.4	30.1
12/23	水	0	2	11.5	30.0
12/24	木	0	4	17.3	35.1
12/25	金	3	8	14.7	30.1
12/26	土	13	29	35.8	75.1
12/27	日	13	36	25.8	75.1
12/28	月	4	42	30.8	80.0
12/29	火	0	34	20.2	50.0
12/30	水	14	38	29.4	70.0
12/31	木	23	39	28.7	50.0

受渡日		(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下の コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
1/1	祝	22	35	30.1	66.8
1/2	祝	20	41	32.8	60.0
1/3	祝	0	37	37.7	65.0
1/4	月	9	47	48.5	80.0
1/5	火	35	48	62.4	85.0
1/6	水	47	48	79.4	100.0
1/7	木	36	48	89.8	103.0
1/8	金	19	48	99.9	120.0
1/9	土	41	44	91.7	121.0
1/10	日	28	38	90.5	150.0
1/11	祝	37	48	117.4	170.2
1/12	火	7	45	150.3	210.0
1/13	水	19	46	154.6	222.3
1/14	木	6	46	127.5	232.2
1/15	金	3	48	127.4	251.0
1/16	土	0	32	48.5	100.0
1/17	日	0	17	35.0	101.0
1/18	月	0	42	77.2	200.0
1/19	火	2	48	97.6	200.0
1/20	水	5	45	97.6	200.0
1/21	木	15	40	77.9	200.0
1/22	金	1	28	62.7	190.0
1/23	土	2	11	29.1	60.0
1/24	日	0	0	23.0	51.0
1/25	月	0	0	12.1	50.0
1/26	火	0	0	11.9	30.0
1/27	水	0	0	8.6	14.6
1/28	木	0	0	9.7	15.6
1/29	金	0	0	9.5	14.7
1/30	土	0	0	8.1	10.8
1/31	日	0	0	6.6	9.1

図Ⅱ-3 今冬における買い入札価格の推移

(各日の 17:30-18:00 コマの第一四分位、中央値、第三四分位)¹⁷



2) 買い入札価格が上昇した要因

この期間において買い入札価格が徐々に上昇した理由については、以下のように、インバランス料金がスポット市場価格を大きく上回る状況が継続的に発生したことを受けて、不足インバランスを避けたい小売事業者が売り切れ状態の中で限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット市場価格・インバランス料金の上昇をもたらすという、スパイラル的な高騰が発生したものと考えられる（図Ⅱ-1 参照）。

- ・ 12月16日から17日にかけて、インバランス料金（速報値）がスポット市場価格を10円以上上回るコマが数多く発生。その後、少し落ち着きを取り戻すが、12月30日から再びインバランス料金がスポット市場価格を大きく上回るコマが多く発生するようになった（図Ⅱ-4 参照）。

¹⁷ 各日の 17:30-18:00 コマについて、買い札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から 25%にあたる水準（第一四分位）、中央値、75%にあたる水準（第三四分位）の推移を記載したもの。高価格の買い札は 999 円、300 円などの水準に集中する傾向があるため（需給曲線参照）、第三四分位も 100 円、200 円、300 円などの値が継続する形で推移している。

- ・ このようなコマにおいて不足インバランスを発生させた場合には、スポット市場価格より高額なインバランス料金を支払うこととなる。
- ・ したがって、こうした状況をみた買いポジションの市場参加者は、できる限りスポット市場で十分な量を調達して不足インバランスを出さないよう、前日より高い価格で買い入札するという行動があったものと推察される。（スポット市場では売り切れ状態が発生していたことから、買い入札価格が十分に高くないと買いそびれる状況となっていた。）¹⁸

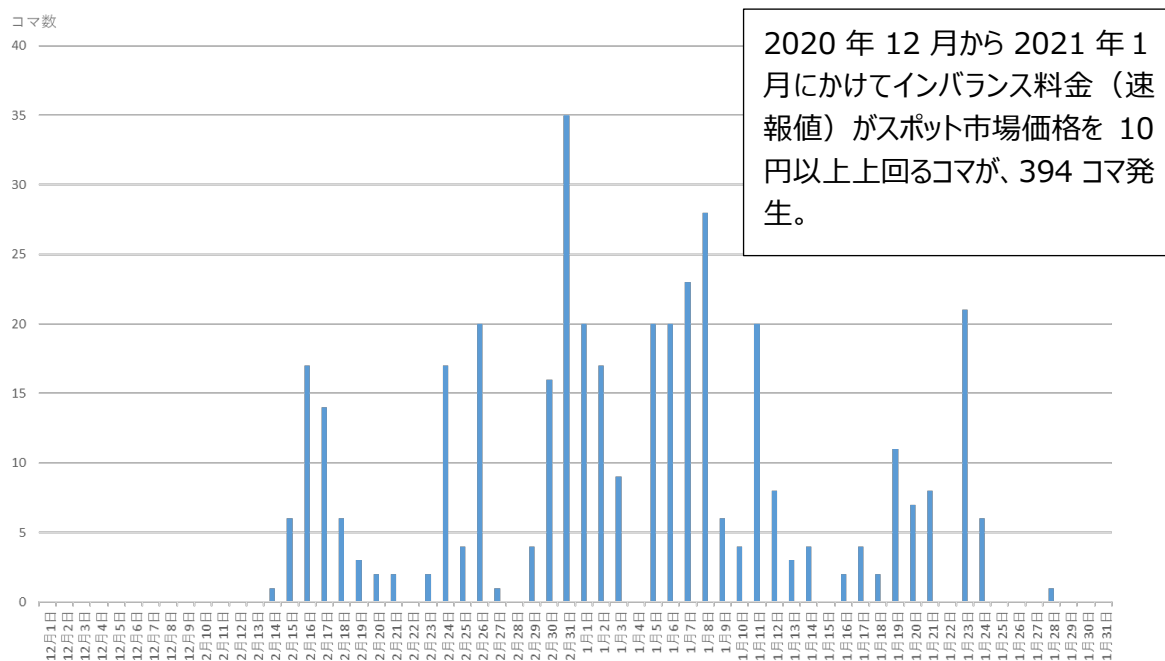
（注）

この期間においてインバランス料金がスポット市場価格を大きく上回る状況が多く発生した理由は以下のとおり。

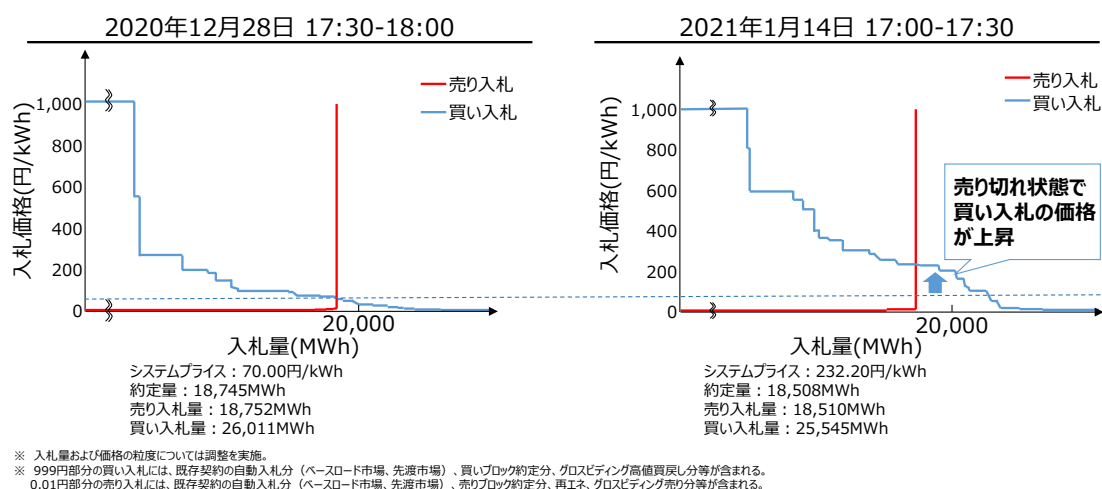
- ・ スポット市場において売り切れ状態となったため、電源調達をスポット市場に依存する多くの新電力が不足インバランスとなり、系統全体が不足となるコマが多かった。
- ・ 現行、インバランス料金は、スポット市場の入札曲線から決定することとされており、エリアインバランス（系統全体のインバランス）が不足となったコマについては、スポット市場価格よりインバランス料金が高くなる仕組みとなっている。

¹⁸ なお、第 59 回制度設計専門会合においては、「計画値同時同量を達成すべきという要請があったことも小売電気事業者の高値買いにつながったのではないか」という旨の指摘があった。今冬のように全国的に市場調達が困難となる中での供給能力確保義務の適用の在り方を含め、電力システム改革が進展する中での各電気事業者の責任・役割の在り方等について、資源エネルギー庁の審議会においても検討の必要性が指摘されているところであり、電力・ガス取引監視等委員会としては、その状況をフォローし、必要に応じて意見していくことが適当である。

図Ⅱ-4 インバランス料金単価（速報値）がスポット市場価格（システムプライス）を10円以上上回るコマ数



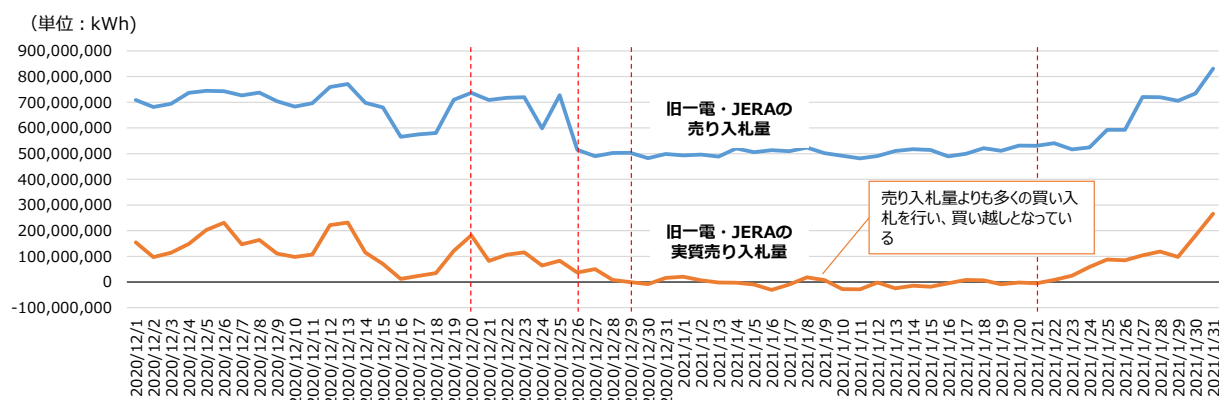
図Ⅱ-1 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム【再掲】



2. 売り切れが継続した理由

スポット市場において、12月中旬から1月中下旬まで売り切れコマが継続した要因としては、通常時においては主な売り手である旧一電及びJERAの実質的な売入札量が通常より少ない量となり、中には買いポジションとなった者もあったことが挙げられる（図Ⅰ-4）。

図 I -4 旧一電・JERA の売り入札量及び実質売り入札量の推移【再掲】



旧一電及び JERA の売り入札量の減少等については、前述のとおり、以下が主な要因であった。

- ① 期間の前半については、主に LNG 燃料制約等によって生じる発電機の出力制約の増加
- ② 後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加
- ③ その他、石炭火力のトラブル等

このように、燃料不足懸念及び需要増によって系統全体の需給がタイトになったことの影響が、余剰電力が取引されるスポット市場において売り切れが継続するという形で現れたものと考えられる。

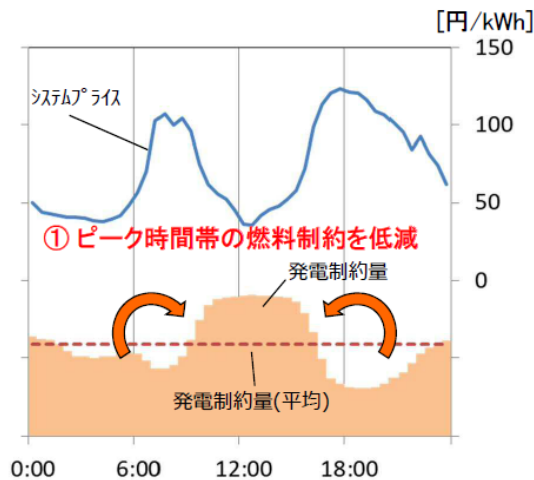
注) 需要が減少した日や時間帯においても売り切れが継続したことについて

今回の売り切れの継続は、需要が比較的少ない日や時間帯においても継続して発生していた。

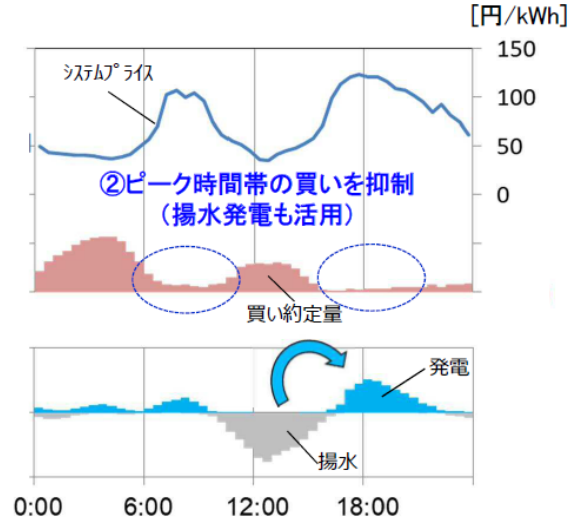
これは、発電事業者の燃料制約の運用において、次の燃料到着まで持たせることが目的であることから、需要が大きい日や時間帯は制約を小さくし、需要が小さい日や時間帯においては制約を増やすことにより、市場への影響を考慮しつつ、燃料を節約する運用をしていたためである（図 II -5）。

図Ⅱ-5 時間帯毎の燃料制約量の設定の例（中国電力の例）

＜市場影響を考慮した燃料制約量の設定＞



＜市場影響を考慮した買い入れ＞



※ 集計期間：2020/12/26-2021/1/22（システムプライスが日平均30円/kWh以上の期間）
 ※ 買い約定量：間接オークション，B・L・先渡し分は控除，売り買い約定量相殺後の値

3. 売り切れが継続した期間における系統運用の状況

1) インバランスの発生状況

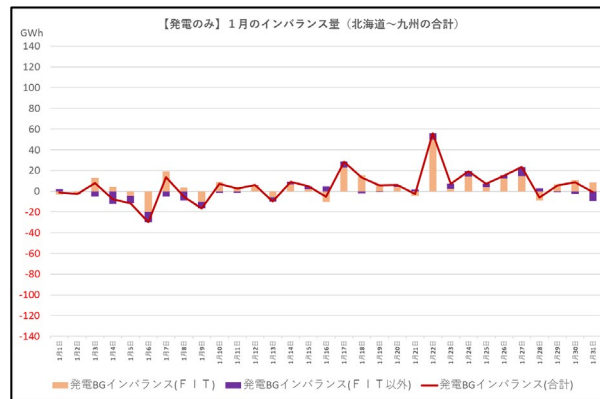
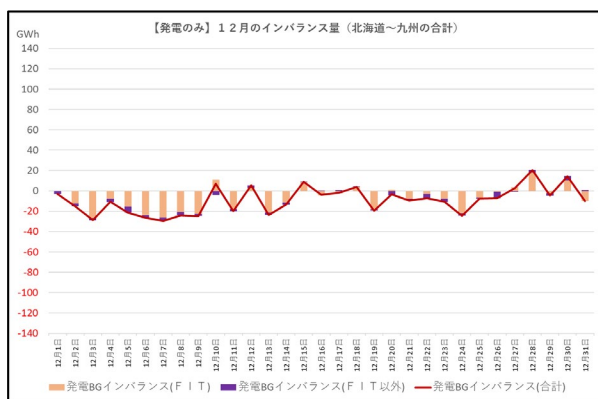
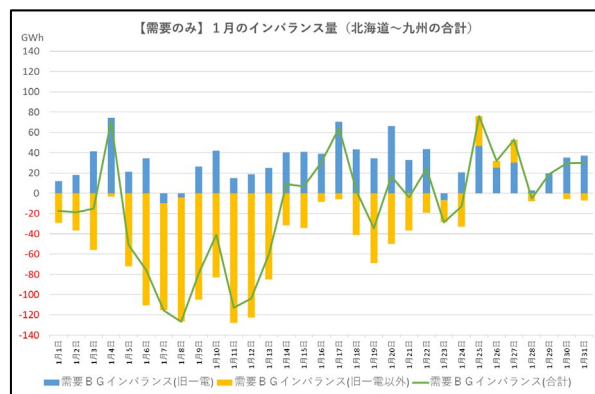
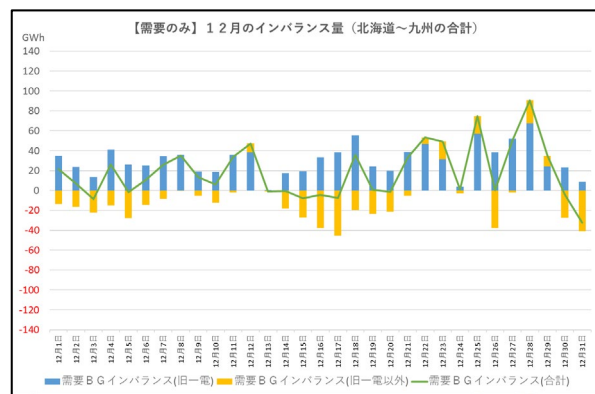
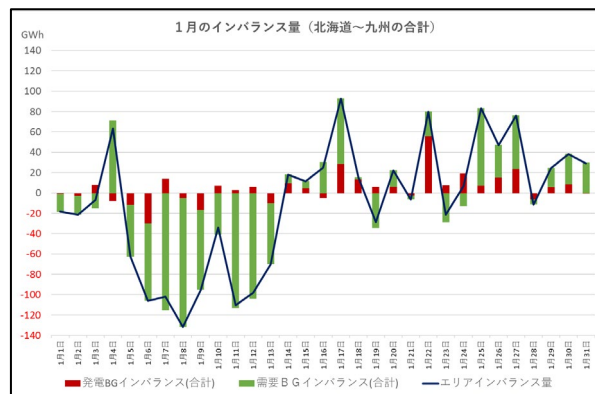
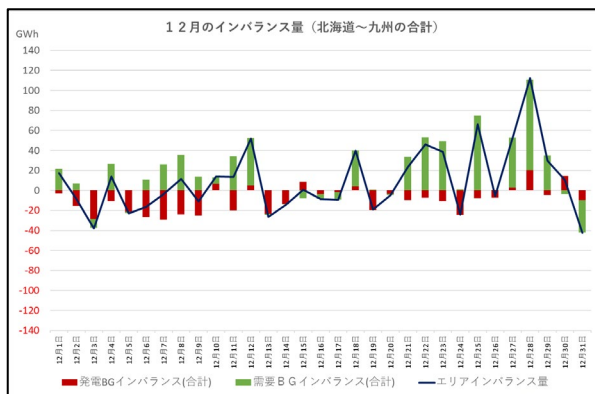
スポット市場において売り切れが継続していた期間のエリアインバランスの発生状況は、以下のとおりであった。

全国大でみると1月5日から13日まで多くの不足インバランスが発生したが、それ以外の期間は、余剰インバランスが発生した日の方が多かった。（平均すると、対H3需要比率で約0.4%¹⁹であった。）

需要・発電それぞれのバランシンググループ（以下「BG」という。）別にみると、需要BGのインバランス量の方が多く、1月5日から13日までにおいては、旧一電以外のBGに多くの不足インバランスが発生していた。また、発電BGのインバランスの発生状況は、以下のとおりであった。発電BGのインバランスはFITを含め総じて少なかった。

¹⁹ 北海道から九州までの9エリアのH3需要合計値の1/2の値に対する各エリアのコマごとの9エリアのインバランス量合計値の割合の平均

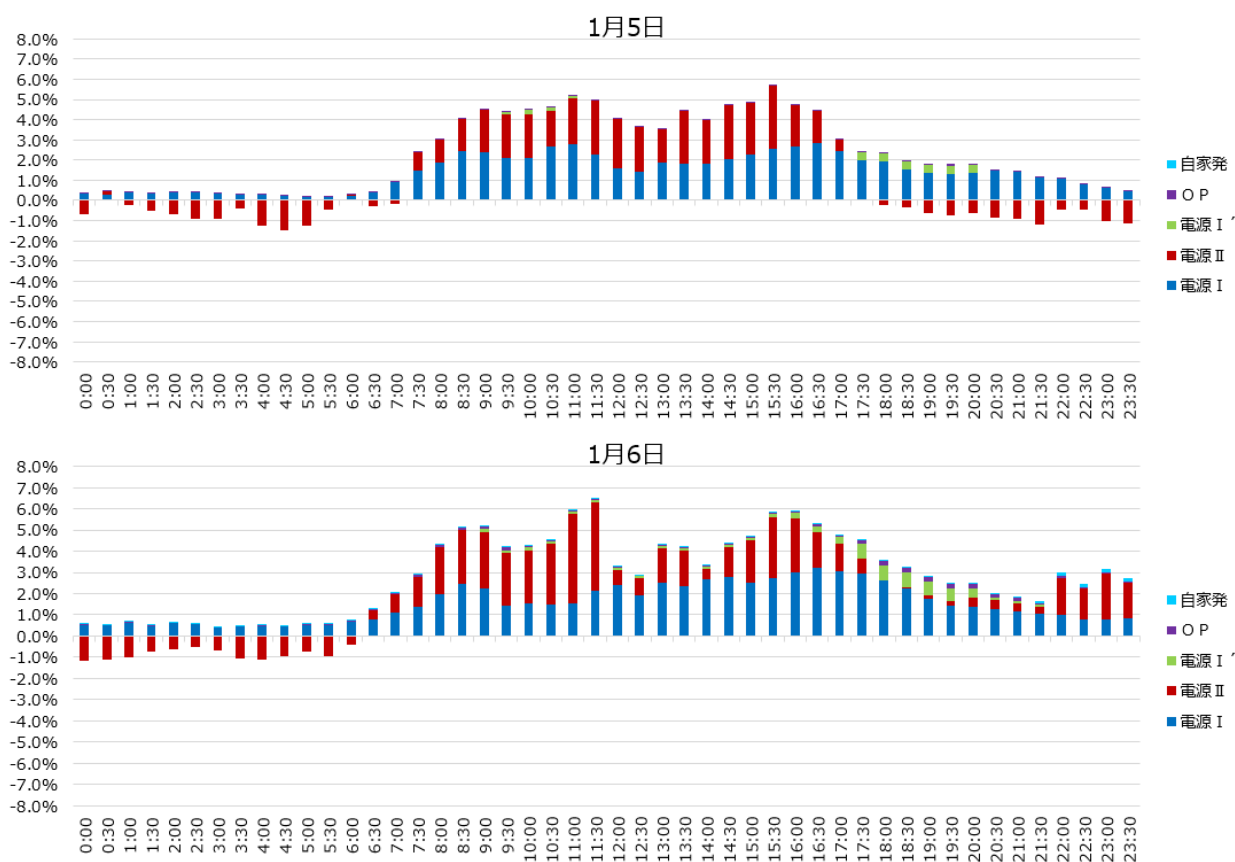
図Ⅱ-6 2020年12月、2021年1月のインバランス量



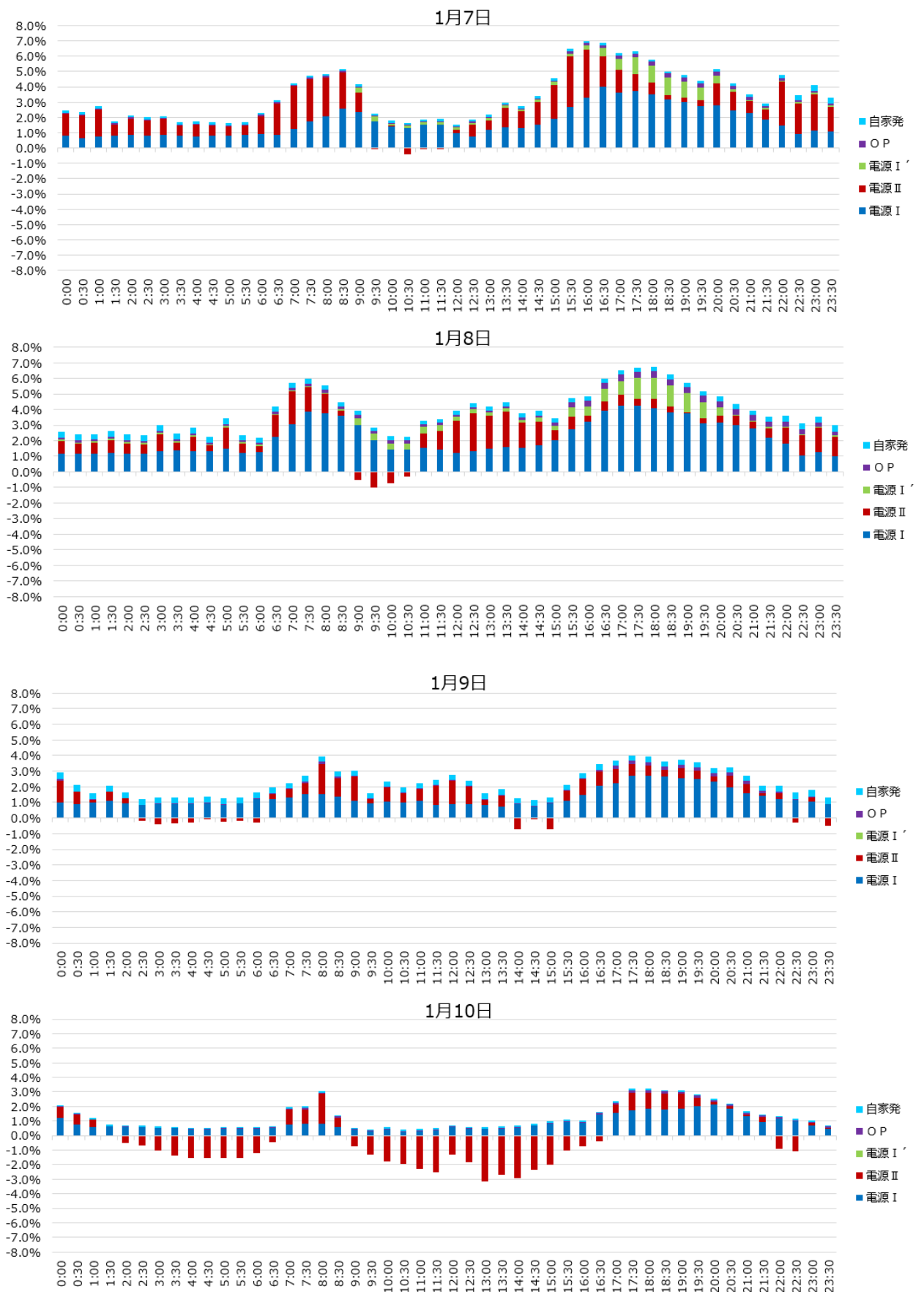
2) 調整力の稼働状況

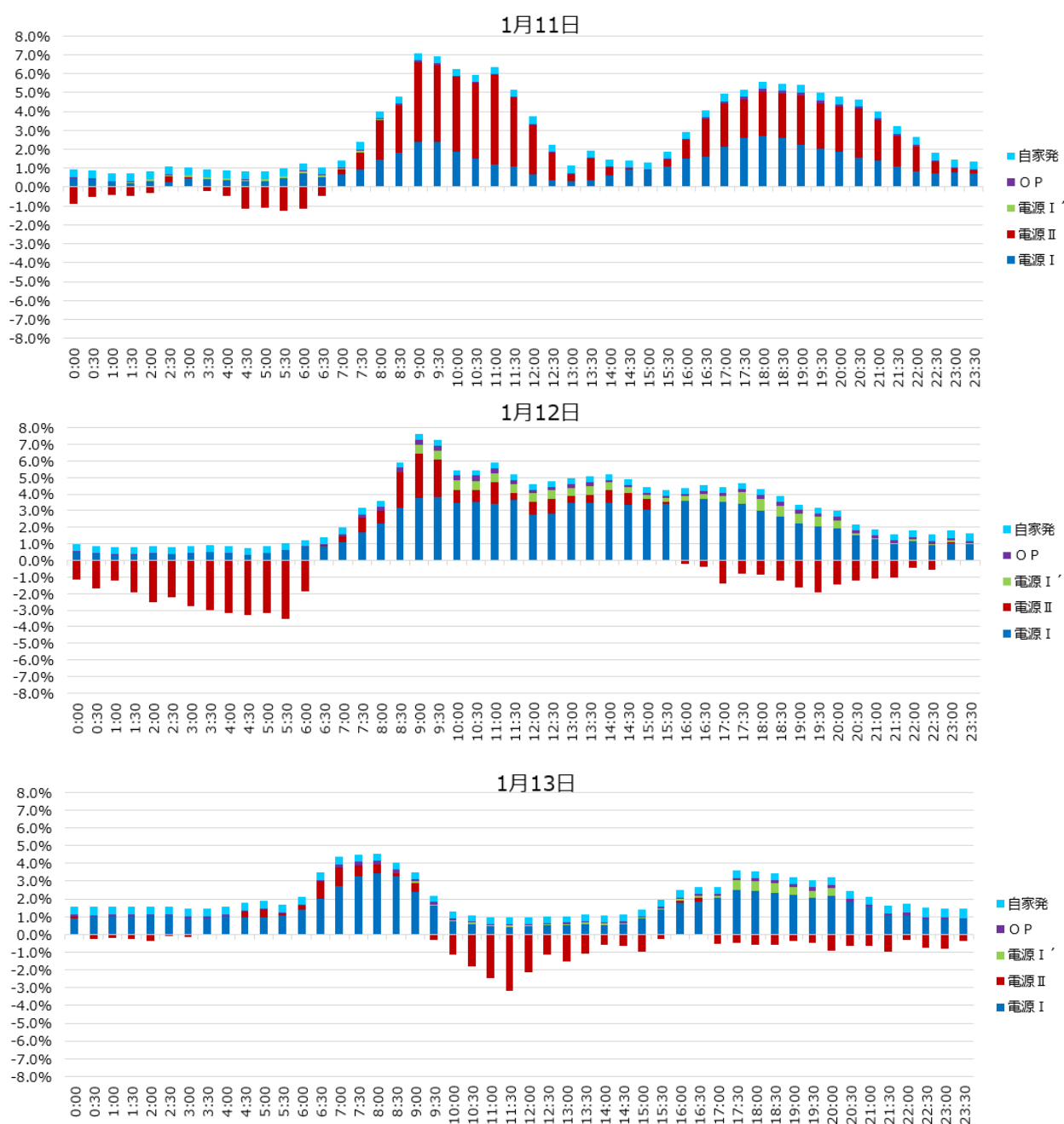
こうした時間帯の調整力の稼働状況がどうであったかを確認したところ、一般送配電事業者の専用電源である電源Ⅰが主に稼働していたが、それに加えて、多くの時間帯において、緊急的な供給力として電源Ⅰ'やオーバーパワー運転²⁰、自家発電設備も活用されていた。また、発電事業者の電源の余力を一般送配電事業者が調整力として活用する電源Ⅱが、スポット市場で売り切れが多く発生していたにも関わらず、多くの時間帯で活用されていた。

図Ⅱ-7 調整力の稼働状況（2021年1月5～13日）



²⁰ 発電設備の定格出力値を超えた発電のこと。





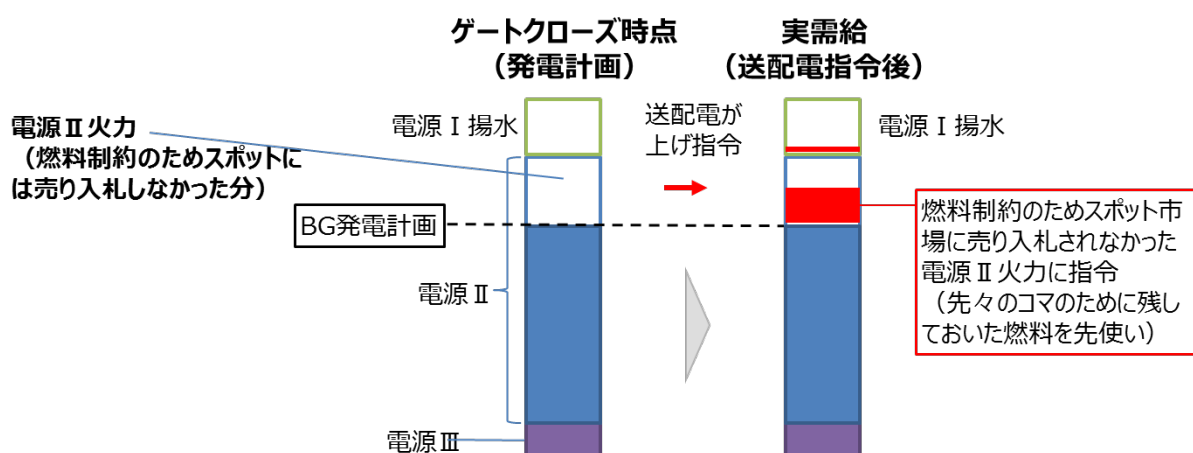
参考 1) スポット市場で売り切れが発生しているにも関わらずなぜ電源Ⅱが稼働できたのか

発電事業者が燃料不足懸念から発電電力量を抑制し、スポット市場において売り切れが発生していた状況では、電源Ⅱについても余力は限定的であった。このような状況においても、一般送配電事業者が電源Ⅱに指令していたのは、以下のようなケースであった。

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として電源Ⅱの火力電源に、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力電源に、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

このように、発電事業者が燃料制約として抑制した（売り入札しなかった）部分への指令であったため、売り切れコマであったにもかかわらず電源Ⅱが稼働していた。

図Ⅱ-8 上記①の指令のイメージ



このような電源Ⅱへの指令について、スポット市場への影響を分析した。

今回のような発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過した（燃料の先使いをした）電源Ⅱへの火力電源の指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられる。（スポット市場前の電源Ⅱ事前予約を除く。）

他方で、こうした指令は先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、翌日以降のスポット市場投入可能量に影響を与えたと考えられる。

これについて、上述①のケースについては、仮に電源Ⅱに指令せず電源Ⅰの揚水発電に指令した場合には、いずれ上池の水量を回復するための水のくみ上げ（ポンプアップ）が必要となり、揚水ロス²¹を考慮すると、先々のコマにおけるスポット市場投入可能量

²¹ 揚水発電は、水のポンプアップから発電までの間に、ポンプ等の機器効率等の要因によりエネルギーロス（揚水ロス）が発生し、ポンプアップのために必要な電力に対し、発電時の出力は約3割程度ロスする。

はさらに減少したと考えられる。すなわち、先々のコマのスポット市場への影響は、電源Ⅰに指令する場合より、この電源Ⅱへの指令の方がむしろ小さかったと言える。²²

また、上述②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、その後のスポット市場投入可能量に影響があったとしても、致し方ないものと言える。

なお、関西送配電では、燃料制約の水準を超過した調整力の指令を電源Ⅱ事前予約の準用と称して実施し、その予約量については、ホームページ上で公表を行っていた。

参考 2) 一般送配電事業者のスポット市場等からの調達について

一般送配電事業者は、日本卸電力取引所の取引規程上、卸電力市場での電気の取引は基本的には認められておらず、FIT 送配電買取分の売り入札など、限られたケースでのみ市場取引が認められている。また、電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを一般送配電事業者が行う契約となっている場合、通常は電源Ⅱの調整力を用いるが、エリア内の電源Ⅱの余力が減少しポンプアップが十分にできない場合には、調整力を提供する発電事業者又は小売事業者（以下「調整力提供者」という。）に対し時間前市場等を活用してエリア外から電気を調達しポンプアップすることを依頼することができることとされている。

12月～1月において、一般送配電事業者が、スポット市場及び時間前市場からの調達を依頼したかどうかについて確認したところ、東京電力パワーグリッド株式会社及び関西電力送配電株式会社が、調整力提供者に代理調達を依頼していたことが確認された（これらの2者以外は未実施）。

調達量は、日ごとのスポット市場等の約定総量に占める割合が2%を超えたケースも2日あった。

²² 電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを発電事業者が行うこととされている契約の場合、①の電源Ⅱの稼働は、契約に基づく電源Ⅰ揚水のポンプアップを履行したこととして扱われる。

図Ⅱ-9 一般送配電事業者によるスポット市場等からの調達状況

日にち	TSOのスポット市場等からの調達量(GWh)	総約定量(GWh)	総約定量に占める割合	日にち	TSOのスポット市場等からの調達量(GWh)	総約定量(GWh)	総約定量に占める割合
12月29日	0.5	871	0.05%	1月12日	5.5	860	0.64%
12月31日	0.3	824	0.03%	1月13日	0.8	882	0.09%
1月1日	0.6	813	0.07%	1月14日	5.7	911	0.63%
1月2日	0.6	832	0.07%	1月15日	2.8	908	0.31%
1月3日	17.1	807	2.12%	1月16日	16.2	850	1.90%
1月4日	13.9	888	1.56%	1月17日	7.1	842	0.84%
1月5日	6.9	886	0.78%	1月18日	0.5	910	0.05%
1月6日	2.4	885	0.27%	1月19日	1.1	901	0.12%
1月7日	7.6	892	0.85%	1月20日	0.2	910	0.02%
1月8日	12.8	916	1.39%	1月21日	7.1	907	0.78%
1月9日	8.2	854	0.96%	1月22日	1.9	894	0.21%
1月10日	21.1	855	2.47%	1月23日	5.9	849	0.70%
1月11日	4.1	834	0.49%	1月24日	0.2	792	0.03%

スポット市場及び時間前市場からの調達を行った2者（東京電力パワーグリッド株式会社及び関西電力送配電株式会社）に説明を求めたところ、電源Ⅰの揚水発電の水量を確保するため、調整力提供者に依頼し、スポット市場等を活用してポンプアップ原資を調達したもののことであった。

この期間においては、エリア内の電源Ⅱに余力がなかったことから、一般送配電事業者が電源Ⅰの揚水発電のポンプアップのため、スポット市場等を活用した電気の調達を依頼することは致し方ないものであり、問題となるものではなかったと考えられる。

3) 系統運用の全体像

上述の状況を踏まえると、この期間における系統運用は全体として以下のような状況であったと推察される。

- ① 多くの発電事業者において燃料不足となる懸念が発生。これらの事業者は、次の燃料到着まで在庫量を持たせるため、各日の発電電力量を一定以下に抑制することを決定。それにより、スポット市場への売り札が減少し、売り切れが発生。
- ② その結果、多くの新電力が需要に応じた量の電気を調達できなくなり、不足インバランスが発生。
- ③ これらの不足インバランスを解消するため、一般送配電事業者は調整力を用いて上げ調整を行う必要があった。電源Ⅱの余力が限定的であったため、主に電源Ⅰを活用していたが、電源Ⅰも次の燃料到着までの燃料枯渇リスクの懸念があったため、これを可能な限り軽減するため、以下のような工夫を組み合わせ対応していた。

【一般送配電事業者が行った需給対策】

- i. 電源Ⅰ' の活用
- ii. 電源Ⅱのオーバーパワー運転
- iii. 緊急的に、電源Ⅲや自家発電設備の増発稼働を依頼
- iv. 比較的余裕のある他のエリアの電源Ⅰを活用して融通受電
- v. 発電事業者が燃料不足懸念から抑制していた電源Ⅱの火力電源を活用
- vi. 揚水発電のポンプアップに必要な電気を市場から調達

今回の事象の特徴は、燃料不足が主要因の一つであったため、燃料到着までに燃料在庫が枯渇するリスクという観点では余力はなかったが、その瞬間だけ（あるいは数時間だけ）乗り切るという観点では十分に余力があったという状況が生じていた点にある。

したがって、その時点だけでみた発電余力（いわゆる kW）はどのコマもあったが、持続力（kWh）に懸念があったため、売り切れが継続し、一般送配電事業者の需給調整も困難を強いられていた。

4. 電気の適正な取引の確保を図る観点の評価

1) 売り切れが継続したことについて

今回の高騰に関して、kW に余力があったにも関わらず売り切れ状態が継続したことをもって、市場制度の欠陥であるといった指摘もある。しかしながら、燃料不足の懸念等により系統全体の実質的な供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。

今冬においては、前述のとおり、燃料不足の懸念等による供給力の減少と、寒波による需要の増加により需給がタイトになり、売り切れ状態が継続的に発生した。もちろん、安定供給の観点から、そのような状況が長期間にわたって発生することは望ましいことではなく、そのようなことが再び発生しないよう、今回なぜそのようなことが生じたのかを分析し、必要な政策的対応をとることが求められる。これについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において分析・検討が進められているところであり、市場機能という観点から電力・ガス取引監視等委員会としても積極的に検討し、必要に応じて資源エネルギー庁に対して意見していくことが適当である。

他方で、市場機能という観点では、論点とすべきは、スポット市場において売り切れ状態が継続的に発生したことではなく、売り切れ状態であったコマも含めて、スポット

市場価格の水準がどうであったかであると考えられる。こうした観点から、以下、分析を行った。

2) この期間のスポット市場価格の水準について

前述のとおり、今冬におけるスポット市場価格の高騰は、売り切れ状態の継続により、限られた電力を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット市場価格・インバランス料金の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。

この期間のスポット市場価格の水準が合理的なものであったかどうかを評価するにあたっては、それがそのコマにおける電気を供給するコストや需給の状況を表すものとなっていたかどうかという視点から評価すべきと考えられる。すなわち、そのコマにおいて追加的に1単位の電気を消費した場合の社会的なコストを反映する価格になっていたかどうかという視点で分析をすることが重要である。

これについて、今回のスポット市場価格の高騰時には、調整力として、電源Ⅰ'に加えて、自家発電設備の稼働要請や、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱなども活用されていた。これらは通常の調整力よりは大きな費用を生じさせるものと考えられることから、これらが稼働していた時間帯における電気のコスト（燃料の先使いによる機会費用も含む。）は通常よりも高まっていたと考えられ、スポット市場価格が上昇したことは合理的なものであったとも言える。²³

他方で、この期間のスポット市場価格の動きを見ると、市場における売りと買いが約定した結果であるものの、以下のように、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと考えられる。

- ・ 売り切れ状態は12月下旬から始まり、電源Ⅰ'の稼働は1月上旬から本格化していたが、スポット市場価格は尻上がりに上昇していたこと。

²³ これらの調整力は、以下のように、通常の調整力 kWh 単価よりもかなり高いと考えられる。こうしたことを考慮すると、スポット市場価格 200 円超という水準は、まったく不合理な水準とはいえないのではないかと考えられる。

- ・ 電源Ⅰ'の kWh 単価は平均で 45 円程度。また、自家発電設備を追加的に調達し稼働させるにはそれ以上の社会的コストが生じていると考えられる。
- ・ 燃料制約のある電源Ⅱを稼働することは先々のコマにおける燃料枯渇のリスクを高めていたと考えられる。
- ・ さらに、2022 年度に導入される新たなインバランス料金の需給ひっ迫時料金の議論においては、真にひっ迫した際のコストは 600 円/kWh と見積もられていた。

- ・ 電源 I' の稼働が少なくなった 1 月 19 日以降も、スポット市場価格は 200 円近い水準の日が 1 月 22 日まで続いていたこと。

3) 2022 年度に導入される新たなインバランス料金制度の効果

前述のとおり、今冬においては、スポット市場価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。

今後も需給がタイトになった場合には、スポット市場で売り切れ状態が発生することがあり得ることを考慮すると、こうした場合にもスポット市場価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況を反映する仕組みが重要である。

この点、2022 年度に導入される新たなインバランス料金制度においては、スポット市場価格に関係なく実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する仕組みとなる。すなわち、スポット市場価格の状況によらず、インバランス料金はそのコマにおける電気の価値を反映するようになる。

スポット市場価格もインバランス料金水準に影響を受けることから、2022 年度以降は、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられる。

4) 現状の市場関連制度についての評価と追加的対策の在り方

以上のとおり、現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022 年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改革の途上で生じたものであったと考えられる²⁴。

こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、2022 年度からの需給ひっ迫時のインバランス料金の上限 200 円/kWh を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じられたところである。

現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリス

²⁴ 諸外国の例を見ても、自由化による新規参入を進めながら、段階的に、より適切な市場の形成に向け、不断の見直しを行っていくことが一般的。

クを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遡及的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。

他方で、今回のスポット市場価格の高騰は、100円を超えるコマが350コマにものぼるなど長期間にわたって発生したものであったため、小売事業者にとって十分に事前の対策を講じることは必ずしも容易ではなかったと考えられ、事前に対策を講じていた事業者もあったものの、一部の小売事業者は大きな影響を受けたことは確かである。また、小売事業者の一部により提供されている市場連動型の電気料金メニューにおいては、今回のスポット市場価格の高騰は長期間にわたったものであったため、その小売電気料金が高くなる期間も長くなり、需要家が選択したものであったとはいえ、その影響が懸念された。

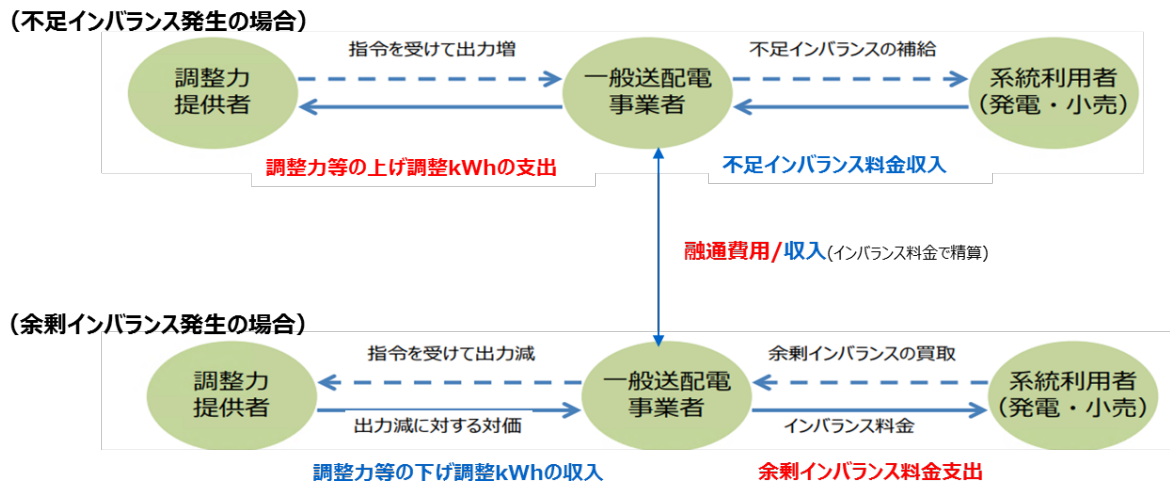
このため、小売事業者等のモラルハザードとならない範囲で、それらの需要家への影響を緩和にするための措置を講じることが適当であり、すでに、インバランス料金の分割払い等の措置が講じられているところである。

さらに、後述のとおり、今冬のスポット市場価格の高騰においてはインバランス料金も高騰したため、一般送配電事業者のインバランス収支に大きな黒字が発生した。これについては、後述のとおり、できる限り速やかに系統利用者に還元することが適当である。

5. 一般送配電事業者のインバランス収支について

一般送配電事業者は、発電・小売事象者が発生させたインバランスを埋めるために要した調整力の kWh コストとインバランス料金の収入・支出を合算し、インバランス収支として管理している。

図Ⅱ-10 インバランス収支（インバランス・調整力の精算）の流れ



今冬のスポット市場価格の高騰期間を含む 2020 年 12 月～2021 年 1 月（2 ヶ月間）の一般送配電事業者のインバランス収支は、現時点（2020 年 4 月）における推計としては、10 社計約 1,300 億円～1,400 億円の黒字となる見込みであるが、既に会社更生法の開始決定を受けた小売事業者もあるなど今後貸倒損が発生する可能性（約 200 億円）を勘案すると、1,100 億～1,200 億円規模の黒字となる見込みである。²⁵（図Ⅱ-11）

なお、2016 年度の制度開始以降 2019 年度まで、一般送配電事業者 10 社のインバランス収支は累積赤字が積み上がっていた。これらと本年度 1 月までの収支を合算すると、2016 年度から 2021 年 1 月までのインバランス収支累積（10 社合計）は、370 億～460 億円規模の黒字となる見込みである。（図Ⅱ-12）

²⁵ 1 月分インバランス料金支払期日である 4 月 5 日に入金がなかったインバランス料金、分割払対象事業者については、4 月 5 日までに入金があれば全額支払、4 月 5 日までに入金がなければ全額不払と仮定し、これらを合算すると、約 200 億円の貸倒損が発生する可能性がある。なお、4 月 5 日時点で一般送配電事業者を支払われていない 1 月分インバランス料金は 10 社合計で約 1,260 億円（支払期限日までの未入金額及び分割特措による支払期限日以前の金額の合計額（貸倒損発生の可能性として想定している 200 億円を含む））。

図Ⅱ-11 一般送配電事業者の需給ひっ迫対応に係るインバランス収支
(2020年12月、2021年1月試算値)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計	(億円) 貸倒損を勘案した収支
収支	55.6	195.7	293.5 ~391.7	193.1	72.3	192.5	149.3	44.5	107.2	10.4	1,314.1 ~1,412.3	1,114.1 ~1,212.3
収入												
不足インバランス料金収入	168.9	469.8	1,407.8	585.3	129.4	908.5	433.5	174.8	449.1	27.6	4,754.5	4,554.5
下げ調整kWh収入	12.5	21.9	31.7	27.4	8.5	20.4	22.9	11.6	24.1	0.5	181.3	貸倒が発生すれば数値は減少
地帯間購入電源料等	27.9	913.5	1,011.5	210.9	36.9	178.1	34.9	24.7	27.6	0.0	2,465.9	-
費用												
余剰インバランス料金支出	119.9	324.5	879.5	308.4	59.7	234.9	192.8	104.6	318.8	15.2	2,558.3	-
上げ調整kWh支出	24.5	24.4	284.5 ~382.7	236.3	15.7	315.2	21.2	19.4	23.1	2.4	966.7 ~1,064.8	-
地帯間購入電源費等	9.2	860.6	895.3	85.6	27.1	364.4	127.9	42.6	51.7	-	2,464.4	-
(参考) 2019年営業収益	2,099.9	5,949.6	16,333.1	6,772.5	1,470.4	7,246.5	3,106.6	1,651.7	4,932.6	686.8	-	-

(出典) 報告徴収回答を含む各社提出資料等により事務局作成。

(注1) 託送収支計算規則インバランス収支計算書上の扱いが明らかでない「一般送配電事業者の代理で調整力契約事業者が卸電力市場から調達した電気に係る支出」「自家発電の稼働要請に係る支出」「上げ調整力OP追加費用」「燃料制約超過分の上げ調整kWh支出」については、ひっ迫対応に必要であった費用として「上げ調整kWh支出」に算入した。

(注2) 沖縄エリアにおいては需給ひっ迫は発生していないが、インバランス料金単価の算定にJEPXスポット価格を参照しているため、12月及び1月のインバランス収支が通常よりも大きくなっている。

図Ⅱ-12 2016年度から2021年1月までのインバランス収支累積試算値

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年4月 ~2021年11月	2020年12月 ~2021年1月	合計	(億円) 貸倒損を勘案した収支累積
北海道電力NW	8.1	-27.9	-2.9	16.1	12.1	55.6	61.1	-
東北電力NW	14.3	-14.7	-22.2	26.2	35.7	195.7	235.0	
東京電力PG	-409.4	-81.6	-15.7	-31.4	-23.9	293.5~391.7	-268.5~-170.3	
中部電力PG	-20.7	7.4	-2.2	18.8	23.0	193.1	219.4	
北陸電力送配電	-0.8	0.1	5.8	7.9	6.8	72.3	92.1	
関西電力送配電	17.0	-91.9	-53.1	-29.7	-14.0	192.5	20.8	
中国電力NW	4.6	-28.2	-16.9	-4.6	17.9	149.3	122.0	
四国電力送配電	-4.2	-9.9	-17.7	-6.8	3.0	44.5	8.9	
九州電力送配電	34.3	-22.0	-28.0	-23.1	5.1	107.2	73.5	
沖縄電力	0.1	-2.6	-3.1	-2.9	-1.1	10.4	0.8	
10社計	-356.8	-271.3	-155.9	-29.4	55.2	1,314.1 ~1,412.3	565.2~663.3	365.2~463.3

(出典) 各社HP及び提出資料により事務局作成。

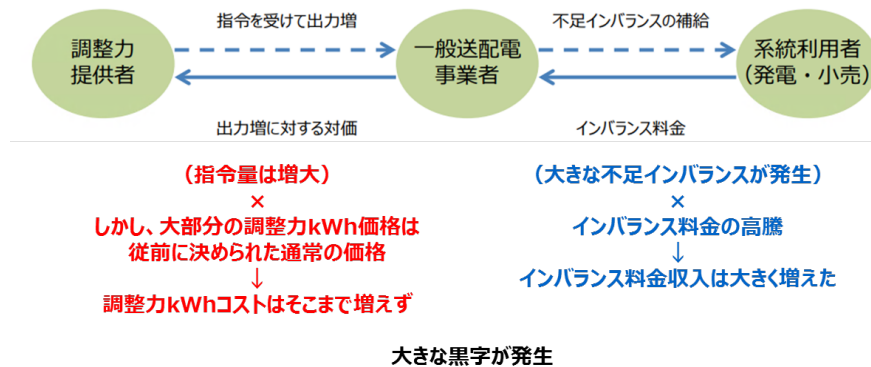
貸倒が発生すれば
黒字額は減少。

上述のように、今冬のスポット市場価格の高騰の期間における一般送配電事業者のインバランス収支は大きな黒字となる見通しであるが、その要因は以下と考えられる。

- ① 1月上旬から中旬にかけて大きな不足インバランスが発生。また、この期間はスポット市場価格が高騰し、これに伴いインバランス料金も高騰したことにより大きな不足インバランス収入が発生した。
- ② 他方で、その不足インバランスを埋めるために用いた調整力（電源Ⅰ等）の大部分のkWh価格は、燃料不足が懸念される状況にあったにもかかわらず、従前に決

められた通常時の価格（いわゆる限界費用ベース）であったため、調整力コストの上昇はそこまで大きくなかった。

図Ⅱ-13 インバランス収支に黒字が見込まれる要因



このように、今冬は、インバランス料金が調整力のコストや需給状況から離れて上昇した面が一部にあったこと、及び、調整力 kWh 価格がそのコマの需給状況を反映せず安価に据え置かれていたこと、といった要因により収入が費用を上回り、収支が黒字となった。

インバランス収支は、外生的な要因で決まり、一般送配電事業者の収支改善の努力が及ばないことから、制度導入当初から、収支に過不足が生じた場合には別途調整する仕組みを講じることが適当とされていたところであり、今冬の収支の黒字についても、その還元・調整の在り方について検討が必要となる。

これについて、本会合における議論では、一般送配電事業者 10 社のインバランス収支は累積赤字が積み上がっており、収支の過不足の還元・調整を検討する際には、今冬の黒字についてのみ評価するのではなく、過去の累積赤字も含めて検討すべきという意見が多かったが、他方で、これまでの累積赤字が発生した要因や今冬の黒字が発生した要因を踏まえると、過去の累積赤字と今冬の黒字を同一に扱うべきでないという意見も複数あった。また、インバランス収支の過不足については、例えば託送料金等により広く系統利用者に還元・調整するのが適当という意見が多かったが、今回、大きな影響を受けた事業者等が主に裨益するよう還元・調整を行うのが適当という意見も複数あった。こうしたことから、いずれについても、引き続き丁寧な議論が必要である。

インバランス収支の過不足の取扱いについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において検討されることとなっており、本会合における議論も参考に検討

が進められるよう引き続き状況を注視していく。²⁶

²⁶ なお、インバランス収支の取扱いについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において、分割支払措置等の影響も考慮しつつ、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を検討する方向で議論が進められているところである。このため、本専門会合での議論についても、第33回電力・ガス基本政策小委員会（2021年4月20日）に報告した。

Ⅲ. 今後検討すべき事項

1. 今冬の事象から得られた示唆

今冬のスポット市場価格の高騰においては、前述のとおり、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されていない。しかしながら、多くの市場参加者から、市場取引の予見性を高めるための情報公開の充実を求める声があった。また、電源の大半を有する旧一般電気事業者や JERA によるスポット市場への売り入札の透明性の確保や、売り入札量に影響を及ぼす社内・グループ内取引についての内外無差別性の確保を徹底するべきとの指摘もあった。

競争と市場メカニズムを通じた効率的な電力システムを実現していく上で、市場の公正性・透明性に対する信頼は極めて重要である。したがって、市場の公正性・透明性をより一層高めるため、今回の事象を通じて浮き彫りになった課題を整理し、速やかに検討を加え、制度的・政策的対応を講じていくべきである。

また、前述したとおり、今冬のスポット市場価格の高騰においては、一部において、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット市場価格が上昇した局面があったと考えられる。

電力システムにおいて、スポット市場は以下のように大きな役割を担っており、公正性・透明性をより一層高めることに加えて、売り切れ時を含め、常にその時間帯における電気の価値（発電コストや需給ひっ迫の状況）の前日時点での評価を反映する価格形成が行われるよう、関連諸制度の運用改善等をしていくことが重要である。

（スポット市場の役割）

- ・ 発電／小売間の円滑な卸取引を実現（小規模な事業者でも参加できる透明性の高い取引の場）
- ・ 広域的な発電の効率化（広域メリットオーダー）を促進
- ・ 地域間連系線の最適利用を促進
- ・ 前日時点での価格シグナルの発信

また、これら以外にも、今回のスポット市場価格の高騰の事象を通じて、より望ましい市場関連制度の構築に向けた示唆がいくつか得られている。

これらを踏まえ、現時点において、速やかに検討すべきと考えられる課題及びその検討の方向性について、2. 以降に記載した。

注）なお、今冬の事象からは、安定供給の確保のための制度の在り方についても多くの

示唆が得られているが、それらについては資源エネルギー庁の審議会で検討が進められているため、本取りまとめには記載をしていない。それらの中には、電力の取引に影響を及ぼすものがあることから、電力・ガス取引監視等委員会としてもその検討状況をフォローし、必要があれば意見することとしたい。

2. 市場支配力を有する事業者の売り入札等の透明性を高める仕組み

今冬のスポット市場価格の高騰においては、前述のとおり、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されていない。しかしながら、多くの市場参加者から、旧一般電気事業者や JERA によるスポット市場への売り入札の透明性の確保や、売り入札量に大きな影響を及ぼす社内・グループ内取引についての内外無差別性の確保を徹底するべきとの指摘もあった。

この背景には、発電分野においては、旧一般電気事業者や JERA が電源の大半を有しており、市場分断の発生状況も考慮すると、一部の事業者が高い市場シェアを有するケースが生じうる市場構造となっていることがある。

したがって、市場の公正性・透明性をさらに高めていくためには、市場支配力を有する発電事業者のスポット市場等における入札の透明性を高めること、また自社の小売部門を不当に優遇した卸売を行うことで小売市場の競争を歪曲しないことを確保し、また、それが透明性をもって示される仕組みを構築していくことが急務であると考えられる。

このため、以下について検討し、必要な措置を講じることが必要である。

1) 旧一般電気事業者の内外無差別な卸取引の実効性の確保

卸電力市場の公正性・透明性を高め、また、小売電気市場における公正な競争をより確実に確保する観点からは、旧一般電気事業者が、自社及びグループ内の小売とそれ以外の小売とを差別せず内外無差別に卸売を行うことについて、その実効性・透明性を確保することが重要である。

これについて、電力・ガス取引監視等委員会は、2020 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²⁷。特に、

²⁷ 内外無差別に卸売を行うことの合理性については、コミットメントの要請に際して、制度設計専門会合の議論において、「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、中長期的な視点も踏まえて利潤最大化を目指

発電部門と小売部門が一体となっている各社からは、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。

電力・ガス取引監視等委員会においては、各事業者のコミットメントや公開ヒアリングにおける回答を踏まえ、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、公表していくべきである。

また、今冬のスポット市場価格の高騰に関する議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方についての検討を進めるべきである。具体的には、旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発電分離等）について、総合的に検討していくことが必要である。

2) スポット市場への売り入札の透明性の向上等

①相場操縦となる行為のさらなる明確化

相場操縦行為に関してはガイドラインにおいてすでに一定の定めがあるものの、今冬の事象を踏まえ、燃料不足が生じた場合の相場操縦に当たる行為の例の追加を含め、相場操縦となる行為のさらなる明確化等に向けた検討を進める²⁸。

②燃料制約及び揚水制約の運用基準の策定

現状、燃料不足懸念がある場合のLNG・石油発電所等の燃料制約の運用について明確な基準が定められていない。これについて、透明性を高め売り惜しみ等の問題となる行為をより確実に防止するため、燃料制約及び揚水制約の運用に係る統一的な基準の策定を検討する²⁹。（その際、後述3. 3）で記載する、「一般送配電事業

して行動することが合理的アプローチ」であるとの整理を行っている（第48回制度設計専門会合資料3参照）。

²⁸ 今冬は、燃料不足が大きな要因の一つとなって長期にわたりスポット市場価格が高騰した。燃料調達については、発電事業者に法律に基づく義務等はなく、各社の経営判断に委ねられるものであるが、今後、発電事業者がスポット市場等の価格高騰を狙って意図的に燃料の調達を薄くし、これによりスポット市場価格の高騰等を生じさせたと認められる場合には、それは問題となる行為に当たると考えられる。

²⁹ なお、燃料の調達に関しては、資源エネルギー庁において別途、燃料ガイドラインの作成が検討されている。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/032_06_00.pdf#page=8

者による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方」の見直しの方針も踏まえて検討。）

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

現状、スポット市場においては旧一電の自主的取組により余剰電力の全量が限界費用ベースで市場に供出されている。これについて、燃料不足が懸念される場合においては、プライステイカーとしても機会費用での入札が合理的な行動であり、また、その時点での電気の価値を価格シグナルとして発信し、燃料不足下における系統利用者の適切な行動を促すことが適当であることから、機会費用での入札が適当であるともいえる。こうしたことから、機会費用の考え方に基づく具体的な入札の在り方について、検討を進める。（セーフハーバーとして明確化すること等を検討）

④自社需要予測の透明性向上

旧一電によるスポット入札時点での自社小売需要予測の透明性を高めるため、スポット市場価格の高騰時には需要予測値と実績値を公表するなどの仕組みを検討する。

また、時間前市場における売入札の透明性を高めるため、旧一電各社の当日断面における需要予測の見直し及び時間前市場での入札の在り方について整理するなどの対応を検討する。

⑤グロス・ビディングの在り方の見直し

今般の価格高騰に関し、旧一電のグロス・ビディングについて、一部から、現状のグロス・ビディングは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で、売り札と買い札の双方を入札しているため、透明性が確保されていないとの指摘があった。

上記の指摘も踏まえ、今後のスポット市場への売り札については、原則として発電部門が行うことなど、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にし、かつその透明性を高めるための仕組み³⁰の構築に向けて、検討を進める。あわせて、グロス・ビディングの在り方について、その必要性を含め、検討する。

³⁰ 小売部門が契約に基づき受け取った供給力の余剰分について小売部門が販売するこ

3. 情報開示の充実

スポット市場等の電力卸取引市場において、その公正性・透明性を確保し、また系統の状況等を反映した適切な価格形成が図られるようにしていくためには、市場参加者ができるだけ多くの関連情報にアクセスできるようにすることが重要である。

こうした観点から、これまでも、発電情報公開システム（HJKS）の整備など、関連情報が適時適切に公開される仕組みを整備してきたところであるが、今冬のスポット市場価格の高騰においては、多くの市場参加者から、公開されている情報が不十分で今何が起きているかわからない、公開されている情報と実態があっていない、今後の見通しが見えない、といった声が多くあったところである。

発電関連情報などスポット市場に関連する情報をどこまで公開するかについては、これらの情報が個社の経営情報に当たり得ること、またその公開が相場操縦を誘発するおそれがあることなどを考慮して決めてきたところであるが、今冬の事象を踏まえ、より公開する量を増やす方向で見直しを行うことが適当と考えられる。

具体的には、以下について、その情報公開の在り方を検討することが必要である。

1) 発電関連情報の公開の充実

新電力から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要望があったことも踏まえ、市場の透明性、市場参加者の予見性向上に向けて発電に係る情報開示の在り方について引き続き検討を進める。

2) 日本卸電力取引所（JEPX）の需給曲線の公開

JEPX スポット市場の需給曲線は市場参加者にとって有益な情報であり、制度設計専門会合においても、JEPX において継続的に公開すべきという意見が大勢を占めていたことを受けて、2021 年 2 月 27 日より、2020 年 12 月分以降全日・全コマの需給曲線（入札カーブ）の公開が開始されている。

とを妨げるものではない。

3) 一般送配電事業者による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方

今冬のスポット市場価格の高騰期間において、一般送配電事業者が「でんき予報」で公表する予備率が比較的高いにも関わらず、スポット市場では売り切れが発生していたコマがあった。

これは、一般送配電事業者における予備率の計算において、揚水発電の現実的な活用可能量や火力発電の燃料制約が十分に考慮されておらず、実際の上げ余力よりも予備率が大きく計算されていたことが要因であった。

より正確な情報を系統利用者に提供する観点から、一般送配電事業者は、予備率の計算方法について精査するなど、燃料（kWh）の余力の状況も含めて需給の状況がより適切に情報発信される仕組みを検討することが適当であると考えられる。これについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会においても、「各社HPのでんき予報の情報拡充」として課題として位置づけられ、今後、資源エネルギー庁及び広域機関において検討が進められることとされていることから、その動きをフォローし、必要があれば電力・ガス取引監視等委員会からも意見を述べることも適当である。

4) 価格高騰時における電力・ガス取引監視等委員会の監視及び情報提供の在り方

スポット市場等の価格高騰時に電力・ガス取引監視等委員会がよりタイムリーに情報発信を行うことができるよう、監視・公表の仕組みについて今後検討を進める。

4. 調整力の調達・運用の改善

1) 燃料不足が懸念される場合における調整力 kWh 価格の登録の在り方

本会合は、2019年12月から2020年12月にかけて、2021年度以降の需給調整市場の価格規律の在り方について検討し、経済産業大臣に建議したが、その中で、燃料制約のある火力電源の kWh 価格については、調整力提供者は機会費用で kWh 価格を登録することが適当であると整理した。

その機会費用を具体的にどのように算定するかについては、本会合においては詳細に議論をしていないところであるが、今冬のスポット市場価格の高騰を通じて、インバランス料金に引用される調整力 kWh 価格の重要性があらためて認識されたことを踏

まえ、各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、その具体的な算定方法について考え方を整理することが適当である。³¹

2) 自家発電設備に対する稼働要請の透明性の向上

今冬の需給ひっ迫において、一般送配電事業者は、供給力確保の必要性から自家発電設備保有者に対して稼働要請を行ったが、緊急的な要請であったため、その精算価格については事後の協議となったケースが多く見られた。また、今回稼働した自家発電設備の中には、電源Ⅰ'のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ'の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において、事後的に調整が発生したケースもみられた。

需給ひっ迫時に一般送配電事業者が自家発電設備に稼働要請を行うことは今後もあり得ると考えられるが、できるだけ透明性を確保しつつ迅速に実施できるようにしておくことが望ましい。したがって、一般送配電事業者においては、緊急時における自家発電設備の稼働要請について、事前に契約をしておく、あるいは、約款等の規程類を整備など、その運用・精算に関するルールを整備することが適当である。

3) kWh 不足に対応するための調整力の確保についての検討

現在、一般送配電事業者は、夏期（7～9月）、冬期（12月～2月）の厳気象期における供給力（kW）不足に対応するための調整力として電源Ⅰ'を公募で調達している。

電源Ⅰ'は、主にデマンドリスポンス（以下「DR」という。）や石油火力等であるが、今冬においては、燃料制約による継続的な kWh 不足に対応するため、一般送配電事業者は電源Ⅰ'を1日複数回及び連日発動の指令を行った。特に DR においては、1週目の対応は可能であったが、2週目については継続して指令に応動するのが難しいケースが見られた。

燃料制約等により電源が十分に稼働できない局面においては、DRは追加的な供給力確保の切り札となる。したがって、今冬の需給ひっ迫を踏まえ、継続的な kWh 不足に

³¹ 今冬の需給ひっ迫期間においても、前述のとおり、一般送配電事業者は、燃料枯渇リスクに対応した調整力の運用として、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して指令を行っていたが、この部分の指令については、その精算価格については事前の取り決めがなかったため、一般送配電事業者と発電事業者との事後的な協議により決定されたという例もあった。

対応するための調整力の確保についても検討することが適当と考えられる。これについては、広域機関においても検討が進められることとされていることから、その動きをフォローしつつ、検討していくことが適当である。

4) 揚水発電のポンプアップの実施主体

現在、一般送配電事業者が調整力として活用する揚水発電について、上池への水のくみ上げ（ポンプアップ）は、一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供者が行うエリアがある。前者は、今冬の需給ひっ迫において、燃料不足によりポンプアップに必要な電源Ⅱの火力電源の稼働が抑制されたため、調整力提供者を通じて卸電力市場からポンプアップに必要な電気を調達した。この対応自体はルールに則ったものであり、電源Ⅱに余力がなかったことから、致し方ないものであり問題となるものではなかったと考えられるが、今回の対応を踏まえ、揚水発電のポンプアップについて、どちらが行うのが適切か、議論する必要がある。

5. インバランス料金制度の改善

1) 現行のインバランス料金制度の改善

前述したとおり、今冬のスポット市場価格の高騰においては、一部において、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット市場価格が上昇した局面があったと考えられるが、これは、現行のインバランス料金が、スポット市場の入札曲線をベースに決める仕組みとなっているため、スパイラル的な高騰が発生したためと考えられる。

この点、2022年度以降の新インバランス料金制度においては、そのコマで用いられた調整力のkWh 価格や需給ひっ迫度合いをもとにインバランス料金が決定される仕組みとなり、スポット市場価格もインバランス料金水準に影響を受けることから、2022年度以降は、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れてスポット市場価格が上昇することはなくなる。

他方、2021年度までの現行のインバランス料金においては、今冬発生したように、売り切れ時にスパイラル的に価格が上昇する可能性があり、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット市場価格が上昇する可能性がある。

これへの対策については、資源エネルギー庁において、2022年度以降の補正インバランス料金の考え方にに基づき、「予備率に基づいて一定の適用条件を設けた上で暫定的

なインバランス料金の上限を設定」する方向で、対策の検討が進められているところである。

2) 2022 年度から導入する新インバランス料金が適当であることの検証

2022 年度から導入される新インバランス料金制度は、インバランス料金がそのコマの電気の価値を反映したものとなるよう、調整力の kWh 単価や需給ひっ迫度合いをもとに決定される仕組みとなる。その新インバランス料金制度における需給ひっ迫時補正インバランス料金は、コマ毎の上げ余力を一定の方法で評価した「補正インバランス料金算定インデックス」を用いて計算することとされている。

前述のとおり、今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この需給ひっ迫時補正インバランス料金を今回のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の案で適当であるかどうか分析を行うことが必要である。

なお、現行案の需給ひっ迫時補正インバランス料金は、kWh 不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があり、前述の分析を踏まえ、これについて現行案のままで良いのかあるいは変更する必要があるかについて検討する必要がある。（その際、上述 3. 3）で記載した、「一般送配電事業者による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方」の見直しの方針も踏まえて検討。）

6. 市場機能の高度化（先物・先渡市場等の活性化）

今冬のスポット市場価格の高騰は、電力の調達に占める相対取引や先渡等の割合が小さく、スポット市場・時間前市場から調達する割合が大きかった小売事業者に、大きな影響があった。また、FIT 特定卸契約による調達の割合が大きかった小売事業者にも、その精算価格がスポット市場価格に連動することから、大きな影響があった。

今冬のスポット市場価格の高騰も踏まえると、今後は、各小売事業者が、それぞれの判断により、先物・先渡といったヘッジ手段も活用することにより、適当な水準にリスクを管理することが重要である。³²

また、今冬のスポット市場価格の高騰の原因の一つは、LNG・石油燃料在庫が減少し、

³² FIT 特定卸の価格変動についても、先物を活用すること等によってそのリスクをヘッジすることができる。

燃料不足の懸念が発生したことであった。他方で、過去には、LNG の在庫が過剰となったケースもあった。

発電事業者とすれば、電気の卸売りにおいて確定数量契約の割合が高くないため、必要となる燃料の量の予測が立てにくいという面もある。こうした燃料調達に係る難しさについても、先物・先渡の普及によって、数週間～数ヶ月後に供給すべき量の確度が高まれば、改善されると期待される。

このように、先物市場・先渡市場・ベースロード市場などは、小売事業者・発電事業者双方によってリスクを低減する有用な手段であり、またその普及は価格シグナルの発信など市場機能の高度化に寄与するものと考えられる。こうしたことから、これらの利用拡大が進むよう、政策的にどのような取組を行うべきかについて、引き続き検討を進める。

7. 小売電気事業者における需要家への対応の在り方

1) 市場連動型料金等の説明・情報提供の在り方

2016 年度の小売全面自由化により、電気料金に関する規制は原則撤廃され、小売電気事業者は自由に料金を設定して提供できるようになり、また、需要家はその中から自らの意思で選択できるようになった。

その後実際に、多くの事業者が小売電気事業に参入し、さまざまな料金メニューが提供されるようになっているが、その中には、スポット市場価格に連動して小売電気料金変動する料金メニューもあり、一部の需要家はこうしたメニューを選択していた。

今冬のスポット市場価格が高騰した期間においては、こうした市場連動型料金メニューにおける小売電気料金は高額となったが、これについて、事前に十分な情報提供がなかったなどの需要家からの相談が電力・ガス取引監視等委員会にも多くあったところである。

こうしたことを踏まえ、小売事業者による需要家への説明・情報提供の状況について実態把握を行い、それを踏まえて指針の改定等の追加的な対策の必要性について検討を行う。³³

³³ 電気事業法では、小売電気事業者が料金の算出方法について説明することが義務付けられており、「電力の小売営業に関する指針」においては、需要家の誤解を招く情報提供等が問題となる行為と整理されている。

2) スポット市場からの価格シグナルを踏まえた小売事業者による需要家への節電の働きかけの促進

今冬のスポット市場価格の高騰期間においては、小売電気事業者が需要家に対して消費電力量の抑制を依頼するといった動きも見られたが、その中には、節電量に応じて電気料金を割り引くといった独自の工夫を行った事業者もあった。

電力システム改革の一つの狙いは、価格シグナルを通じて需要抑制が行われる仕組みを実現していくことであったことを考慮すると、こうした取組をより一層普及していくことが重要である。

こうしたことを踏まえ、今冬においてどのような取組があったかを把握し、そのさらなる普及に向けた政策的対応について検討する。

(以上)

【2020 年度冬期スポット市場価格の高騰に関する制度設計専門会合開催実績】

第 54 回制度設計専門会合	2021 年 1 月 25 日開催
第 55 回制度設計専門会合	2021 年 2 月 5 日開催
第 56 回制度設計専門会合	2021 年 2 月 25 日開催（各社公開ヒアリング）
第 57 回制度設計専門会合	2021 年 3 月 2 日開催
第 58 回制度設計専門会合	2021 年 3 月 24 日開催
第 59 回制度設計専門会合	2021 年 4 月 16 日開催
第 60 回制度設計専門会合	2021 年 4 月 27 日開催

【制度設計専門会合の体制³⁴】

（座長・委員）

稲垣 隆一 稲垣隆一法律事務所 弁護士

（委員）

林 泰弘 早稲田大学大学院 先進理工学研究科 教授

圓尾 雅則 S M B C 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

（専門委員）

安藤 至大 日本大学 経済学部 教授

岩船 由美子 東京大学 生産技術研究所 特任教授

大橋 弘 東京大学公共政策大学院 院長

草薙 真一 兵庫県立大学 国際商経学部 教授

新川 麻 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士

武田 邦宣 大阪大学大学院 法学研究科 教授

松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

村上 千里 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会
環境委員長

山内 弘隆 武蔵野大学経営学部 特任教授

³⁴ なお、オブザーバーとして、中部電力ミライズ株式会社、一般社団法人日本電力取引所、株式会社エネット、電力広域的運営推進機関、SB パワー、関西電力送配電株式会社、九州電力株式会社、公正取引委員会、消費者庁、資源エネルギー庁電力基盤整備課、電力産業・市場室が参加した。また、事務局は電力・ガス取引監視等委員会事務局が担当した。

(参考資料5) 令和2年度電気事業監査結果

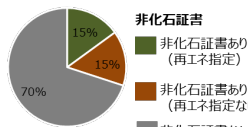
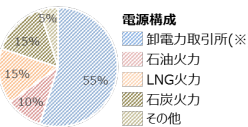
No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
1	財務諸表	諸費の計上区分(変電費と送電費)誤り	諸費の下水道事業受益者負担金の納付額を「変電費」に整理すべきところ「送電費」に整理されていた。	変電に係る費用であることから「変電費」に整理すべき。なお、この誤りにより、託送収支・部門別収支について修正を要する。	電気事業会計規則 別表第一
2	託送収支	他社購入電源費(離島供給費用)の算定誤り	離島供給費用における他社購入電源費の算定において、再エネ特措法交付金相当額の算定を誤っていた。なお、平成30年度の計算書においても同様の算定方法となっていることが確認された。	適正な算定方法で整理すべきである。また、諸元の確認を入念に行い算定すべきである。	電気事業託送供給等収支計算規則 別表第12.(1)等
3	託送収支	インバランス収支等における調整力単価の算定誤り	インバランス収支等(インバランス対応相当額取引費用等)における調整力単価の算定において、揚水発電に係る費用の計上漏れ等があった。	適正な算定方法で整理すべきである。また、諸元の確認を入念に行い算定すべきである。	電気事業託送供給等収支計算規則 別表第13.(2)①イ等
4	託送収支	他社購入電源費(離島供給費用)の算定誤り	離島供給費用における他社購入電源費の算定において、再エネ特措法交付金相当額の算定を誤っていた。なお、令和元年度以前の計算書においても同様の算定方法となっていることが確認された。	適正な算定方法で整理すべきである。	電気事業託送供給等収支計算規則 別表第12.(1)等
5	部門別収支	誤った部門別収支計算書の公表	省令等に基づく適切な計算が行われていない部門別収支計算書(2018年度)が提出されていたことを、昨年度の監査終了後に事業者が自ら検出し、当委員会に自己申告した。その内容は以下のとおりである。 ネットワーク関連費用のうち固定費部分を、規制部門と自由部門に配賦するための比率の算定が誤っていた。	みなし小売電気事業者部門別収支計算規則に基づく適切な計算を改めて行い、提出済みの部門別収支計算書の修正・差し替えを行うべきである。(令和2年9月30日修正再提出済み)	みなし小売電気事業者部門別収支計算規則第4条
6	託送供給に伴う禁止行為	広告、宣伝規制の違反	一般送配電事業者が、グループ内みなし小売電気事業者のパンフレット備付業務を実施しており、その態様からして、一般送配電事業者の信用力・ブランド力を活用した広告宣伝規制と評価されるものである。	当該行為を中止するべきである。	電気事業法施行規則第33条の7第3号
7	体制整備等	情報管理システムの不整備	非公開情報を管理することができるシステムを構築していなかった。	非公開情報を管理することができるシステムを構築するべきである。	電気事業法施行規則第44条の13第1項第2号ハ

(参考資料6) 「電力の小売営業に関する指針」改訂案 新旧対照表 (令和2年12月建議分)

改 定 案	現 行
序 電力の小売営業に関する指針の必要性等 (略) 1 需要家への適切な情報提供の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1)・(2) (略) (3) 電源構成等 <u>や非化石証書の使用状況</u> の適切な開示の方法 ア 電源構成等 <u>や非化石証書の使用状況</u> の開示に関する考え方 小売電気事業者が電源構成等（電源構成のほか、発電所の立地地域等を含む。以下同じ。）<u>や非化石証書の使用状況</u> の情報を開示した場合には、需要家が小売電気事業者や電気料金メニューを選択するに当たって、価格に加え、<u>これら</u> 他の要素も比較した上で選択することが可能となる。また、<u>これらの情報</u> の開示が行われると、価格以外の特性を差別化要素とした競争が生じ、より競争的な電力市場の実現に資することが期待される。さらに、平成30年7月に策定された「エネルギー基本計画」においては、需要家が多様な選択肢から自由にエネルギー源を選ぶことで、エネルギー供給構造がより効率化されることが期待されるとともに、供給側においても供給構造の安定性がより効果的に発揮されることにつながるという考え方が示されている。これらを踏まえると、供給側が電源構成等や <u>非化石証書の使用状況</u> の情報を開示し、需要家が小売電気事業者の選択を通じて積極的に電気の選択を行うことには一定の意義があると考えられる。 他方、<u>これら</u> の情報については、需要家の誤認を招く方法で開示される場合や明確な根拠なく算定される場合には、需要家の利益を損ねるとともに、事業者間の競	序 電力の小売営業に関する指針の必要性等 (略) 1 需要家への適切な情報提供の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1)・(2) (略) (3) 電源構成等の適切な開示の方法 ア 電源構成等の開示に関する考え方 小売電気事業者が電源構成等（電源構成のほか、発電所の立地地域等を含む。以下同じ。）の情報を開示した場合には、需要家が小売電気事業者や電気料金メニューを選択するに当たって、価格に加え、<u>電源構成など</u> 他の要素も比較した上で選択することが可能となる。また、<u>電源構成等</u> の開示が行われると、価格以外の特性を差別化要素とした競争が生じ、より競争的な電力市場の実現に資することが期待される。さらに、平成30年7月に策定された「エネルギー基本計画」においては、需要家が多様な選択肢から自由にエネルギー源を選ぶことで、エネルギー供給構造がより効率化されることが期待されるとともに、供給側においても供給構造の安定性がより効果的に発揮されることにつながるという考え方が示されている。これらを踏まえると、供給側が電源構成等の情報を開示し、需要家が小売電気事業者の選択を通じて積極的に電気の選択を行うことには一定の意義があると考えられる。 他方、<u>電源構成等</u> の情報については、需要家の誤認を招く方法で開示される場合や明確な根拠なく算定される場合には、需要家の利益を損ねるとともに、事業者間の競争条件を歪める可能性がある。このため、本指針において問題となる算定や開

改 定 後	現 行
争条件を歪める可能性がある。このため、本指針において問題となる算定や開示の方法などについて示すことで、<u>適正な情報の</u> 開示を図り需要家による選択を確保することとする。 イ 望ましい行為及び電源構成等 <u>や非化石証書の使用状況</u> の算定や開示を行う場合の具体例 i) 電源構成 <u>及び非化石証書の使用状況</u> の開示 小売の全面自由化後の電力市場においては、需要家が自ら選択を行い、そのニーズに応じて小売電気事業者が必要な情報を開示するといった取組が、需要側及び供給側の双方で進んでいくことが期待される。電源構成の開示については、①小規模な事業者にとって負担となること、②小売電気事業者が開示するためには発電事業者から小売電気事業者に対して電源種別に関する情報提供が必要となることなどについて留意が必要であるが、供給側が電源構成の情報を開示し、需要家が小売電気事業者の選択を通じて積極的に電気の選択を行うことには意義があることから、需要側による選択の取組の成熟と併せ、小売電気事業者が、後述の 1 (3) イ iii) の「望ましい算定や開示の方法」や 1 (3) ウの「問題となる行為」の記述を踏まえつつ、ホームページやパンフレット、チラシ等を通じて需要家に対する電源構成の情報の開示を行うこと（その際には、需要家にとって分かりやすい形で掲載・記載すること）が望ましい。 <u>また、後述のとおり非 F I T 非化石証書に係る制度導入により、小売電気事業者の非化石電源比率は電源構成ではなく非化石証書の使用量に基づき定まるものとなったことから、需要家の選択の観点から、小売電気事業者は電源構成の開示に加えて非化石証書の使用状況についても情報を開示することが望ましい。</u>	示の方法などについて示すことで、<u>電源構成等の適正な</u> 開示を図り需要家による選択を確保することとする。 イ 望ましい行為及び電源構成等の算定や開示を行う場合の具体例 i) 電源構成の開示 小売の全面自由化後の電力市場においては、需要家が自ら選択を行い、そのニーズに応じて小売電気事業者が必要な情報を開示するといった取組が、需要側及び供給側の双方で進んでいくことが期待される。電源構成の開示については、①小規模な事業者にとって負担となること、②小売電気事業者が開示するためには発電事業者から小売電気事業者に対して電源種別に関する情報提供が必要となることなどについて留意が必要であるが、供給側が電源構成の情報を開示し、需要家が小売電気事業者の選択を通じて積極的に電気の選択を行うことには意義があることから、需要側による選択の取組の成熟と併せ、小売電気事業者が、後述の 1 (3) イ ii) の「望ましい算定や開示の方法」や 1 (3) ウの「問題となる行為」の記述を踏まえつつ、ホームページやパンフレット、チラシ等を通じて需要家に対する電源構成の情報の開示を行うこと（その際には、需要家にとって分かりやすい形で掲載・記載すること）が望ましい。

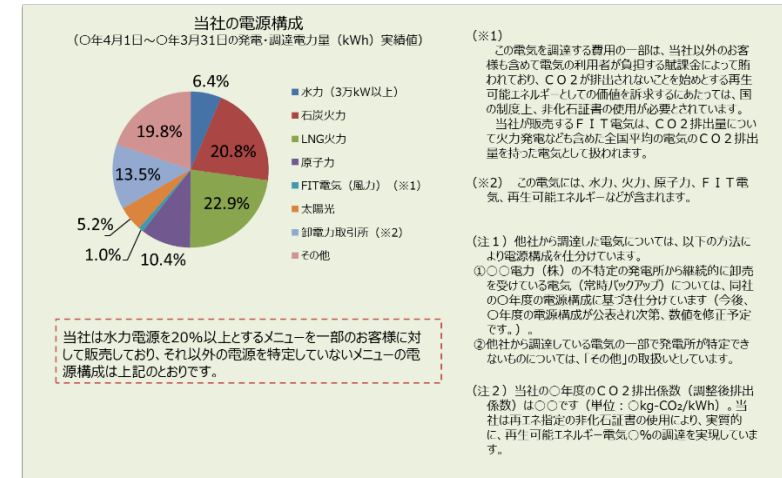
改 定 後	現 行
その際には、地球温暖化対策の推進に関する法律（平成１０年法律第１１７号）に基づく二酸化炭素排出係数（調整後排出係数（注７））を併せて記載することが望ましい。 （注７）経済産業省産業技術環境局長ほか「電気事業者ごとの基礎排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」（<u>令和２年７月１０日。以下「排出係数算定通達」という。</u>）に基づいて算出される調整後排出係数をいう。	<u>また、</u>その際には、地球温暖化対策の推進に関する法律（平成１０年法律第１１７号）に基づく二酸化炭素排出係数（調整後排出係数（注７））を併せて記載することが望ましい。 （注７）経済産業省産業技術環境局長ほか「電気事業者ごとの基礎排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」（<u>平成３０年５月２８日</u>）に基づいて算出される調整後排出係数をいう。
ii) <u>電源構成及び非化石証書の使用状況の開示を行う場合の具体例</u> 後述の１（３）イ iii) 及び１（３）ウで述べる、<u>電源構成等や非化石証書の使用状況の開示に関する望ましい方法及び問題となる方法を踏まえ、これらの情報を開示する場合の具体例を以下に示す。</u> <u>前記のように、小売電気事業者は電源構成に加えて非化石証書の使用状況の情報も開示することが望ましい。このことを踏まえて、電源構成と非化石証書の情報を一つのグラフ内で示す例と、二つのグラフを併記する例の２例を示す。</u> いずれの場合においても、注釈については、電源構成の表示と近接した箇所に<u>分かりやすく表示することが望ましい。近接した箇所の分かりやすい表示と言えるためには、媒体に応じて、見やすい文字の大きさとし（注８）、注釈元の表示と同じ視野に入るなど注釈の対応関係が明瞭に認識できる箇所（注９）に記載するものとする（以下同じ）。</u> <u>（注８）例えば、手に取って見る印刷物の場合には日本産業規格Ｚ ８ ３ ０ ５に規定する８ポイント未満の文字では十分ではなく、注釈元の表示の大きさととのバランス等によってはこれよりも大きい文字とすることも必要となり得る。</u>	ii) <u>算定や</u>開示を行う場合の具体例 後述の１（３）イ iii) 及び１（３）ウで述べる、電源構成等<u>の算定や開示に関する望ましい方法及び問題となる方法を踏まえ、電源構成を算定し、</u>開示する場合の具体例を以下に示す。 いずれの場合においても、注釈については、電源構成の表示と近接した箇所に<u>記載し、かつ見やすい文字の大きさにすることが望ましい。</u> （新設）

改 定 後	現 行
(以下、注釈番号が変更される。) (注9) 例えば、パソコンでのホームページの表示の場合にはスクロールを要しない箇所などをいう。 例1. 一つのグラフで示す例 当社の電源構成・非化石証書使用状況 令和元年4月1日～令和2年3月31日供給電力分実績値 (内側円：電源構成 外側円：非化石証書)  (※) この電気には、水力、火力、原子力、F I T 電気、再生可能エネルギーなどが含まれます。 ↑取引所で調達した電気の特性を明示 当社は水力電源を 20%以上とする 20%再エネメニューを一部のお客様に対して販売しており、それ以外のメニューの電源構成及び非化石証書使用状況は上記のとおりです。 ↑電源特定メニュー・再エネメニューの販売がある場合には、それらメニュー分を控除して算出したものを記載することが望ましい【※】 【※ 控除しない場合にはそれらメニューでの販売電力量が含まれることの注釈を付す。】 例. 当社は水力電源を 20%とする 20%再エネメニューを一部のお客様に対して販売しており、表示されている電源構成割合は、全販売電力量 (〇 kWh) のうち、このメニューによる販売電力量 (〇 kWh) 及び非化石証書使用量を含んだ数値です。(令和元年度(令和元年4月1日～2年3月31日)の実績値) (注1) 他社から調達した電気については、以下の方法により電源構成を仕分けています。 ①〇〇電力(株)の不特定の発電所から継続的に卸売を受けている電気(常時バックアップ)については、同社の平成30年度の電源構成に基づき仕分けています(今後、令和元年度の電源構成が公表され次第、数値を修正予定です。) ②他社から調達している電気の一部で発電所が特定できないものについては、「その他」の取扱いとしています。 ↑他社から調達した電気の電源構成の仕分けの考え方を明示 (注2) 当社の〇年度のCO₂排出係数(調整後排出係数)は〇〇です(単位: 〇kg-CO₂/kWh)。 当社は再エネ指定の非化石証書の使用により、実質的に、再生可能エネルギー電気〇%の調達を実現しています。 ↑電源構成と併せてCO₂排出係数(調整後排出係数)を明示 例2. 二つのグラフを併記する例 当社の非化石証書使用状況 令和元年4月1日～令和2年3月31日 供給電力分実績値  当社の電源構成 令和元年4月1日～令和2年3月31日 供給電力分実績値  (※) この電気には、水力、火力、原子力、F I T 電気、再生可能エネルギーなどが含まれます。 ↑取引所で調達した電気の特性を明示	(新設) (新設) (新設)

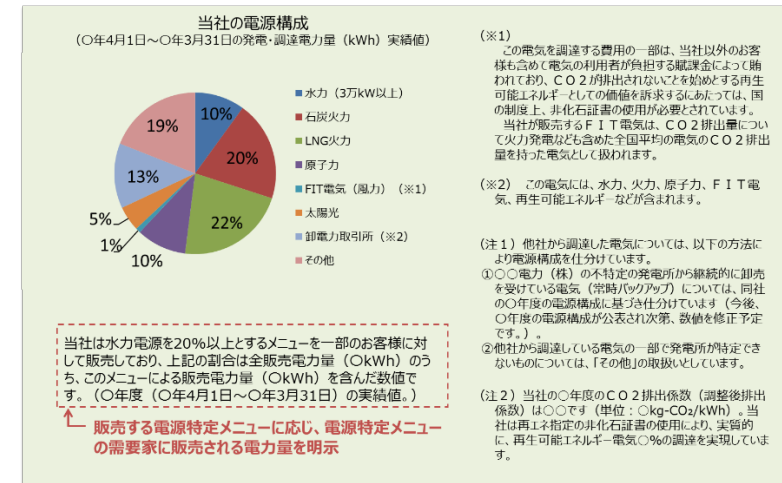
改 定 後

現 行

(削る)



③ 電源特定メニューを提供する場合(電源構成として、電源特定メニューに係る販売電力量を控除せずに表示する場合)



(削る)

後述の1(3)ウi)⑨のとおり、電源特定メニューを提供する小売電

改 定 後	現 行
iii) 望ましい算定や開示の方法 ① 開示対象の情報の算定の期間 小売電気事業者が電源構成等を開示する場合（電源構成等を小売供給の特性とする場合を除く。）は、前年度実績値（前年度実績値の数値が確定する前においては前々年度実績値。以下同じ。）又は当年度計画値として算定することが望ましい。また、実績値がない新規参入の小売電気事業者の場合には、供給開始後数ヶ月間の直近実績値をもって開示することもあり得る。<u>非化石証書の使用状況については、使用対象となる電源の期間に基づいて開示することが適切である（非化石電源比率及び排出係数の算定上、電気を供給する年度（当年の４月から翌年の３月まで）に対しては、当年１月から１２月発電分の非化石証書が対応するため、非化石証書は１月から１２月までの発電分のものの使用状況を開示することになる。）。</u> <u>小売電気事業者が電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性とする場合には、後述の１（３）ウiv）①のとおり、過去の実績値などをもって電源の割合を示すことは適当ではなく、当年度計画値に基づき電源の割合を示すことが求められる。</u>なお、「小売供給の特性とする場合」とは、ある特性が小売供給の供給条件とされている場合を意味する。典型的には、電源特定メニュー（「水力電源１００％」等、特定の電源種で発電された電気を供給することを供給条件とするメニューのほか、特定の電源種のみでない場合であっても、「水力と太陽光の合計を一	<u>気事業者が、電源構成の開示に際して当該電源特定メニューの販売電力量を控除しない場合に、当該電源特定メニューでの販売電力量が含まれることを明示しないことは問題となる。</u> iii) 望ましい算定や開示の方法 ① 開示対象の情報の算定の期間 小売電気事業者が電源構成等を開示する場合（電源構成等を小売供給の特性とする場合を除く。）は、前年度実績値（前年度実績値の数値が確定する前においては前々年度実績値。以下同じ。）又は当年度計画値として算定することが望ましい。また、実績値がない新規参入の小売電気事業者の場合には、供給開始後数ヶ月間の直近実績値をもって開示することもあり得る。 なお、「小売供給の特性とする場合」とは、ある特性が小売供給の供給条件とされている場合を意味する。典型的には、電源特定メニュー（「水力電源１００％」等、特定の電源種で発電された電気を供給することを供給条件とするメニューのほか、特定の電源種のみでない場合であっても、<u>「再生可能エネルギーを一定割合以上含む電源構成で供給するメニュー」や「水力と太陽光の合計を一定割合以上とする電源構成で供給するメニュー」</u>等、小売電気事業者が供給する電気が特定の電源比率が一定の水準以上の電気であること等を供給条件とするメニューがこれに含まれる。）が

改 定 後	現 行
定割合以上とする電源構成で供給するメニュー」等、小売電気事業者が供給する電気が特定の電源比率が一定の水準以上の電気であること等を供給条件とするメニューがこれに含まれる（注１０）。）や非化石証書の使用による環境価値を約したメニュー（「再生可能エネルギーを一定割合以上含むメニュー」等）がこれに該当する。 また、小売電気事業者が電源構成等を開示する場合（小売供給の特性とする場合を含む。）において、年度単位以外の情報（月単位など）を示すことは否定するものではないが、誤解を招かないよう、年度単位の情報を併記することが望ましい。 （注１０）なお、これらのメニューに関し、非化石証書の使用の有無により別途一定の記載・注釈が必要になることは後述１（３）ウ i）を参照。 ②・③ （略） ④ 電源特定メニューや再エネメニュー等 を提供する場合は電源構成 及び非化石証書の使用状況 の算定方法（当該特定メニュー分の控除） 小売電気事業者が電源特定メニューや非化石証書の使用による再エネメニュー、ＣＯ２ゼロエミッションメニュー等（以下、これらを併せて「特定メニュー」という。）により電気を供給する場合において、電源構成や非化石証書の使用状況を開示するときは、特定メニュー以外のメニューにより電気を購入する需要家の誤認を防ぐ見地から、当該小売電気事業者が調達する全ての電源構成から特定メニューによる販売電力量及び非化石証書使用量を控除して算出した電源構成等及び非化石証書の使用状況を記載することが望ましい。	これに該当する。<u>小売電気事業者が電源構成等を小売供給の特性とする場合には、後述の１（３）ウ ii）①のとおり、過去の電源構成等の実績値などをもって電源の割合を示すことは適当ではなく、当年度計画値に基づき電源の割合を示すことが求められる。</u> また、小売電気事業者が電源構成等を開示する場合（<u>電源構成等を小売供給の特性とする場合を含む。</u>）において、年度単位以外の情報（月単位など）を示すことは否定するものではないが、誤解を招かないよう、年度単位の情報を併記することが望ましい。 （新設） ②・③ （略） ④ 電源特定メニューを提供する場合の電源構成の算定方法（当該 <u>電源</u> 特定メニュー分の控除） 小売電気事業者が電源特定メニューにより電気を供給する場合において、電源構成を開示するときは、<u>電源特定メニュー以外のメニューにより電気を購入する需要家の誤認を防ぐ見地から、以下の算定例に従い（注８）、当該小売電気事業者が調達する全ての電源構成から電源特定メニューによる販売電力量を控除して算出した電源構成等を記載することが望ましい。</u>

改 定 後	現 行
<u>電源構成の控除の算定例を以下に示す（注１１）。</u>控除に当たっては、各電源から調達した電力量を前年度実績値に基づき算定する場合には、特定メニューの販売電力量も前年度実績値を用い、各電源から調達した電力量を当年度計画値に基づき算定する場合には、特定メニューの販売電力量も当年度計画値を用いることが望ましい。ただし、各電源から調達した電力量を前年度実績値に基づき算定する場合であっても、特定メニューの前年度実績値が存在しない場合には、当該特定メニューの前年度実績値が存在しない旨を付記した上で、当該特定メニューの当年度計画値を用いて控除を行うことも許容される。 （削る） <u>（注１１）ただし、小売電気事業者の実情に応じて、他の合理的な算出の方法により、特定メニューで販売する各電源の電力量を特定することは妨げられない。この場合においても、後述の１（３）ウ i）⑦のとおり、電力量の「二重計上」を行うことは、問題となる点に留意が必要である。</u> ＜算定例＞ 前年度調達実績（全体） 合計１００００ｋＷｈ 水力：１０００ｋＷｈ、石炭火力：２０００ｋＷｈ、ＬＮＧ火力：２２００ｋＷｈ、原子力：１０００ｋＷｈ、ＦＩＴ電気（風力）：１００ｋＷｈ、太陽光：５００ｋＷｈ、卸電力取引所：１３００ｋＷｈ、その他：１９００ｋＷｈ	控除に当たっては、各電源から調達した電力量を前年度実績値に基づき算定する場合には、<u>電源</u>特定メニューの販売電力量も前年度実績値を用い、各電源から調達した電力量を当年度計画値に基づき算定する場合には、<u>電源</u>特定メニューの販売電力量も当年度計画値を用いることが望ましい。ただし、各電源から調達した電力量を前年度実績値に基づき算定する場合であっても、<u>電源</u>特定メニューの前年度実績値が存在しない場合には、当該<u>電源</u>特定メニューの前年度実績値が存在しない旨を付記した上で、当該<u>電源</u>特定メニューの当年度計画値を用いて控除を行うことも許容される。 <u>（注８）ただし、小売電気事業者の実情に応じて、他の合理的な算出の方法により、電源特定メニューで販売する各電源の電力量を特定することは妨げられない。この場合においても、後述の１（３）ウ i）⑦のとおり、電力量の「二重計上」を行うことは、問題となる点に留意が必要である。</u> （新設） ＜算定例＞ 前年度調達実績（全体） 合計１００００ｋＷｈ 水力：１０００ｋＷｈ、石炭火力：２０００ｋＷｈ、ＬＮＧ火力：２２００ｋＷｈ、原子力：１０００ｋＷｈ、ＦＩＴ電気（風力）：１００ｋＷｈ、太陽光：５００ｋＷｈ、卸電力取引所：１３００ｋＷｈ、その他：１９００ｋＷｈ

改 定 後	現 行
水力電源 20%以上メニュー：前年度販売実績 2000kWh (うち水力 25%) ① 特定メニューでの販売電力量を特定する (2000kWh) ② ①の販売電力量を、当該特定メニューの供給割合に応じて各電源に割り当てる (水力：25%＝500kWh、残りの1500kWhを石炭火力：LNG火力：原子力：FIT電気(風力)：太陽光：卸電力取引所：その他＝20:22:10:1:5:13:19の割合で割り当てる。) ③ 調達した電力量の全体から②で算定した特定メニューでの各電源の販売電力量を電源ごとに控除し、各電源について、調達した電力量の合計(10000kWh)から①の販売電力量(2000kWh)を控除したもの(8000kWh)で除す(水力の場合、$(10000kWh - 500kWh) \div (10000kWh - 2000kWh) = 6.25\%$)	水力電源 20%以上メニュー：前年度販売実績 2000kWh (うち水力 25%) ① <u>電源</u>特定メニューでの販売電力量を特定する (2000kWh) ② ①の販売電力量を、当該<u>電源</u>特定メニューの供給割合に応じて各電源に割り当てる (水力：25%＝500kWh、残りの1500kWhを石炭火力：LNG火力：原子力：FIT電気(風力)：太陽光：卸電力取引所：その他＝20:22:10:1:5:13:19の割合で割り当てる。) ③ 調達した電力量の全体から②で算定した<u>電源</u>特定メニューでの各電源の販売電力量を電源ごとに控除し、各電源について、調達した電力量の合計(10000kWh)から①の販売電力量(2000kWh)を控除したもの(8000kWh)で除す(水力の場合、$(10000kWh - 500kWh) \div (10000kWh - 2000kWh) = 6.25\%$)
ウ 問題となる行為 上記のとおり、小売電気事業者が<u>電源構成等</u>や<u>非化石証書の使用状況</u>の情報を開示する際に、明確な根拠なく算定することや、需要家の誤認を招きかねない方法で開示することは、需要家の混乱を招くとともに、事業者間の競争条件を歪める可能性がある。 このため、<u>これら</u>の情報の開示を行う場合には、小売電気事業者は適切な方法で開示することが求められる。 小売電気事業者によっては、<u>電源構成等</u>や<u>非化石証書の使用による環境価値</u>を小売供給の特性としない事業者もいる一方で、例えば「再生可能エネルギーを一定割	ウ 問題となる行為 上記のとおり、小売電気事業者が<u>電源構成等</u>の情報を開示する際に、明確な根拠なく算定することや、需要家の誤認を招きかねない方法で開示することは、需要家の混乱を招くとともに、事業者間の競争条件を歪める可能性がある。 このため、<u>電源構成等</u>の情報の開示を行う場合には、小売電気事業者は適切な方法で開示することが求められる。 小売電気事業者によっては、<u>電源構成等</u>を小売供給の特性としない事業者もいる一方で、例えば「再生可能エネルギーを一定割合以上含む電源構成で供給するメニュー」など、<u>電源構成等</u>を小売供給の特性とするメニューを提供する事業者も存在

改 定 後	現 行
合以上含む電源構成で供給するメニュー」など、<u>これら</u>を小売供給の特性とするメニューを提供する事業者も存在する。こうした差異があることを踏まえ、以下、<u>i) 環境価値の訴求や非化石証書に関する情報開示において問題となるもの、ii) 電源構成等の開示において一般的に問題となるもの、iii) F I T電気（注１２）を含む電源構成を表示する場合に問題となるもの、iv) 電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるもの、v) 各種電力メニュー等に関する表示例、vi) 「〇〇地域産電力」や「地産地消」等、発電所の立地地域を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるものの別に規定している。</u> （注１２）（略）	する。こうした差異があることを踏まえ、以下、<u>i) 一般的に問題となるもの（電源構成等を小売供給の特性としないものの電源構成等の情報を開示する場合を含む。）、ii) 電源構成等を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるもの、iii) F I T電気（注９）を販売しようとする場合においてその説明を行うときにのみ問題となるもの、iv) 非化石証書を使用した場合においてのみ問題となるもの、v) 「〇〇地域産電力」や「地産地消」等、発電所の立地地域を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるものの別に規定している。</u> （注９）（略）
<u>i) 環境価値の訴求や非化石証書に関する情報開示において問題となるもの</u> <u>非F I T非化石証書に係る制度導入に伴い、非化石電源から発電された小売事業の用に供する電気の非化石価値は、全て証書化されることとなった（注１３）。このことを踏まえ、小売電気事業者等が需要家へ環境価値を訴求する際や、非化石証書（注１４）の情報開示に関して留意すべき事項は以下のとおりである。</u> <u>（注１３）総合エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会「第二次中間とりまとめ」（令和元年７月）１２頁、１７頁参照。非化石証書の取引としては、卸電力取引所の下で開設される非化石価値取引市場におけるオークション取引（市場取引）と相対取引が存在する。</u> <u>（注１４）再生可能エネルギーや原子力に由来する電気の非化石価値を顕在化し、取引を可能にするため当該非化石価値を化体した証書。再生可能エネルギー由来の非化石証書については「再生可能エネルギ</u>	（新設） （新設） （新設）

改 定 後	現 行
<u>一指定」の非化石証書として販売することが可能である。再生可能エネルギーや原子力に由来する電気の持つ環境価値としては、①非化石価値（エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（平成21年法律第72号）において非化石比率算定時に非化石電源として計上することが許容されている価値）のほか、②CO₂ゼロエミッション価値（地球温暖化対策の推進に関する法律（平成10年法律第107号）上の二酸化炭素排出係数が0kg-CO₂/kWhであることの価値）や③環境表示価値（小売電気事業者が需要家に対し当該電気の環境価値を表示・主張する権利）が主なものとして挙げられている。詳細については、経済産業省総合資源エネルギー調査会基本政策分科会「電力システム改革貫徹のための政策小委員会「中間取りまとめ」（平成29年2月）参照。</u> ① <u>非化石証書を使用せずに環境価値を訴求すること</u> <u>上記のとおり、非化石電源から発電された小売事業の用に供する電気の非化石価値は全て証書化され、非化石証書に化体されることとなった。これに伴い、小売電気事業者がその販売する電気につき再生可能エネルギーやCO₂排出量が少ないことといった環境価値を主張するには、その主張に対応した非化石証書を取得し使用する必要がある、非化石電源から発電された電気を含め、小売電気事業者が電気を販売する際には、非化石証書の使用によりその価値が証される場合を除き、その発電に伴って二酸化炭素が排出されない電気であるという価値を訴求しない方法により説明をする必要があるものとされている（施行規則第3条の12第2項）。</u> <u>このため、小売電気事業者が、必要な非化石証書を使用せずに、「再エ</u>	(新設)

改 定 後	現 行
<u>ネ」や「ＣＯ２ゼロエミッション」といったあたかも環境価値を有する電気であるとの印象を与えるような表示や訴求を行うことは、需要家の誤認を招くものとして問題となる。</u> <u>例えば、小売電気事業者が非化石証書を使用しないにもかかわらず非化石電源・再生可能エネルギー電源である旨のメニュー（例．水力電源●●％メニュー、ＦＩＴ電気●●％メニュー）として販売し環境価値を有する電気との印象を需要家に与えると考えられる場合はこれに含まれる。「グリーン電力」、「クリーン電力」、「きれいな電気」その他これらに準ずる用語を、個別メニューや事業者の電源構成の説明に用いることもこれに含まれる（注１５）。</u> <u>上記のような販売方法ではない場合も、電源構成として非化石電源の電源種（注１６）を表示しながら非化石証書の使用がない場合や、電源構成として再生可能エネルギー電源の電源種を表示しながら再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用がない場合に、それぞれ、ＣＯ２ゼロエミッション価値がない旨や、再生可能エネルギー電源としての価値がない旨の注釈を行わないことは、販売される電気が環境価値を有する電気であるとの需要家の誤認を招くものとして問題となる。したがって、例えば水力発電による電気として表示する場合、当該電気の販売電力量に相当する非化石証書の使用がない場合にはＣＯ２ゼロエミッション価値や再生可能エネルギー電源としての価値がなく火力発電による電気等も含めた全国平均のＣＯ２排出量を持った電気として扱われることの注釈が必要であり、再生可能エネルギー指定ではない非化石証書を使用している場合には、再生可能エネルギー電源としての価値がないことの注釈が必要となる。</u> <u>（注１５）なお、後記１（３）ウii）①のように需要家が供給を受ける電気の質自体が変わるとの誤認を招くような表示の場合にも問題となる。</u>	（新設）

改 定 後	現 行
<u>(注 1 6) 再生可能エネルギー電源の電源種を含む。したがって、本文の水力発電の例のように、再生可能エネルギー電源の電源種を表示しながら非化石証書の使用がない場合には、再生可能エネルギーとしての価値がないこととＣＯ２ゼロエミッション価値がないことの双方の注釈を付す必要がある。</u>	(新設)
② <u>非化石証書を使用したことをもって電源構成等に関して誤認を招く表示をすること (注 1 7)</u>	(新設)
<u>(注 1 7) 実績値の算定との関係では非化石証書を使用したこと、計画値の算定との関係では非化石証書を使用する計画であることが必要となるが、以下、計画値の場合も含めて「使用した」との記載で代表させる。</u>	(新設)
<u>電源と同等の非化石証書を使用した上でそれに応じた表示を行うことは需要家の誤認を招くおそれはないことから、再生可能エネルギー電気の販売に際してこれと同量の再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用した場合に、再生可能エネルギーによる電気を供給している旨を表示することは差し支えない。また、非化石電源による電気の販売に際してこれと同量の非化石証書を使用した場合に二酸化炭素排出量がゼロの電源（いわゆる「ＣＯ２ゼロエミッション電源」）である旨を表示することも、差し支えない。（なお、ＦＩＴ電気を含む電源構成を表示する際には、後記 1 (3) ウ iii) に留意すること。）</u>	(新設)
<u>非化石証書が化体する非化石価値は「小売供給を行うために発電・調達する電気」に関する電源構成そのものとは異なること（前述の序（3）参照）等から、非化石証書を使用したとしても小売電気事業者の電源構成には影響しない。このため、小売電気事業者が再生可能エネルギー電源によ</u>	

改定後	現行
<u>らない電気を調達しているにもかかわらず再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用したことを理由として「再生可能エネルギー電気１０％」と表示するなど再生可能エネルギー電源による電気を調達しているものとの需要家の誤認を招くような表示を行うことは問題となる。同様に、化石燃料（注１８）を利用する電源による電気を調達しているにもかかわらず、非化石証書を使用したことを理由として「ＣＯ２ゼロエミッション電源」の旨表示するなど、実際に二酸化炭素を排出しない電源（非化石電源）による電気を調達しているものとの需要家の誤認を招くような表示を行うことは問題となる。</u> <u>ただし、再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用した小売電気事業者が「再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用により、実質的に、再生可能エネルギー電気●●％の調達を実現している」などと訴求することは、当該訴求と近接した箇所に、電源構成の表示又は主な電源種の表示を分かりやすく行い、かつ前記非化石証書の使用によるという意味であることを明確に説明している限りにおいては、再生可能エネルギー電気を調達しているとの誤認を招くような表示には当たらず、問題とならない。同様に、非化石証書を使用した小売電気事業者が「非化石証書の使用により、実質的に、二酸化炭素排出量がゼロの電源（いわゆる「ＣＯ２ゼロエミッション電源」）●●％の調達を実現している」などと訴求することは、当該訴求と近接した箇所に、電源構成の表示又は主な電源種の表示を分かりやすく行い、かつ非化石証書の使用によるという意味であることを明確に説明している限りにおいては、非化石電源による電気を調達しているとの誤認を招くような表示には当たらず、問題とならない（注１９）。</u> <u>（注１８）高度化法第２条第２項に規定する化石燃料をいう。</u> <u>（注１９）また、需要家との契約の中で、販売する電気に係る調整後排出係数がゼロであることを約している場合においては、排出係数算定</u>	(新設) (新設)

改 定 後	現 行
<u>通達に基づき、当該電気の販売期間（年度）における調整後排出係数がゼロとなる必要がある。</u> ii) <u>電源構成等の開示において 一般的に問題となるもの</u> 電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性としない場合を含め、一般的に、小売電気事業者が以下のような電源構成等の開示等を行うことは、これにより需要家の混乱や誤認を招き、又は事業者間の競争条件を歪めることとなる場合には問題となる。なお、媒介・取次・代理業者が上記の問題となる行為をしたときであっても、小売電気事業者による指導・監督が適切でない場合には、小売電気事業者自身の行為が問題となる <u>(注 2 0)</u>。 (削る) <u>(注 2 0) なお、小売電気事業者が発電事業も行っている場合に、その発電構成を表示することや、例えば、太陽光発電を行っている小売電気事業者が販売電力量以上の発電を行っている場合に「当社は販売電力量の 1 0 0 %に『相当』する量の太陽光発電を行っている。」旨を表示することは直ちに問題となるものではないが、いずれについても、小売供給に係る電源構成と異なることについて誤認を招かない表示である必要があり、特に需要家に供給する電気につき小売電</u>	i) 一般的に問題となるもの 電源構成等を小売供給の特性としない場合を含め、一般的に、小売電気事業者が以下のような電源構成等の開示等を行うことは、これにより需要家の混乱や誤認を招き、又は事業者間の競争条件を歪めることとなる場合には問題となる。なお、媒介・取次・代理業者が上記の問題となる行為をしたときであっても、小売電気事業者による指導・監督が適切でない場合には、小売電気事業者自身の行為が問題となる。 <u>なお、小売電気事業者が発電事業も行っている場合に、その発電構成を表示することや、例えば、太陽光発電を行っている小売電気事業者が販売電力量以上の発電を行っている場合に「当社は販売電力量の 1 0 0 %に『相当』する量の太陽光発電を行っている。」旨を表示することは問題と</u> <u>ならない。ただし、いずれについても、小売供給に係る電源構成と異なることについて誤認を招かない表示である必要がある。</u> (新設)

改 定 後	現 行
<u>気事業者として再エネ指定の非化石証書を使用していない場合には、発電構成として再生可能エネルギー電源による発電であることを表示することは需要家の誤認の問題を招き得る（後述 1（3）ウ ii） iii）参照）。</u> ① （略） ② 開示している電源構成等の情報が、特定の算定期間における実績又は計画であることを明示しないこと。 小売電気事業者の電源構成は時々刻々と変化するものであることから、開示される電源構成について、どの算定期間におけるものであるのかを明示する必要がある。<u>なお、非化石証書については上記算定期間の電源に対して使用されたものを記載する。（前記のとおり、年度（当年の4月から翌年の3月まで）の期間の電気に対しては、当年1月から12月発電分の非化石証書が使用される。）</u> ③ 電源構成等の情報について、割合等の算定の明確な根拠なく、又は、割合等の数値及びその算定の具体的根拠（例えば、他者から電気の卸売を受けている場合における前述の1（3）イ ii）の具体例「注1」のような説明）を示さずに、情報の開示を行うこと。 電源構成の割合の数値は、他の小売電気事業者の電源構成と比較する際の基本的な情報であるため、電源構成を開示するのであれば、合理的な根拠に基づき算定し、かつ、単にイメージ図を掲載するといった方法ではなく、具体的な数値を示す必要がある。また、他者から調達した電気（連系	① （略） ② 開示している電源構成等の情報が、特定の算定期間における実績又は計画であることを明示しないこと。 小売電気事業者の電源構成は時々刻々と変化するものであることから、開示される電源構成について、どの算定期間におけるものであるのかを明示する必要がある。 ③ 電源構成等の情報について、割合等の算定の明確な根拠なく、又は、割合等の数値及びその算定の具体的根拠（例えば、他者から電気の卸売を受けている場合における前述の1（3）イ ii）の具体例「注1」のような説明）を示さずに、情報の開示を行うこと。 電源構成の割合の数値は、他の小売電気事業者の電源構成と比較する際の基本的な情報であるため、電源構成を開示するのであれば、合理的な根拠に基づき算定し、かつ、単にイメージ図を掲載するといった方法ではなく、具体的な数値を示す必要がある。また、他者から調達した電気（連系線を利用して電気を調達する場合を含む。以下同じ。）については、過去

改 定 後	現 行
線を利用して電気を調達する場合を含む。以下同じ。)については、過去の実績値等一定の仮定を置いて電源構成を仕分けていることから、仕分け方法を明示するなど、算定の具体的根拠を示す必要がある。 電源構成等を小売供給の特性としない場合であっても、調達の計画値又は実績値などの合理的根拠がないにもかかわらず、特定の電源構成等が供給条件であるかのような表示をすることは、需要家の誤認を招く可能性があり問題となる。また、「水力電源を含む」と表示するなど、特定の電源の電気が含まれることを開示する場合には、その根拠として、当該電源により発電された電気（日本卸電力取引所から調達した電気として表示しなければならない電気に含まれ得るものを除く。）を調達する計画が必要となる。「<u>水力電源〇%以上を目指す</u>」等の目標値の表示も、調達計画と著しく異なるにもかかわらず供給する電気の電源構成が当該目標値のとおりであると需要家を誤認させる場合には、問題となる。 また、小売電気事業者が、供給地域の電線路と電氣的に接続されていない地域で発電された電気を供給する旨の表示を行うことは、根拠を欠くものであり、問題となる。 ④ 以下の（ア）から <u>（ス）</u> までの電源の区分けについて、需要家の混乱や誤認を招く方法で開示すること。 （ア） 水力発電所（注２２）（出力３万kW以上）により発電された電気 （イ） 火力発電所により発電された電気のうち、石炭を燃料種とするもの （ウ） 火力発電所により発電された電気のうち、ガスを燃料種とするもの （エ） 火力発電所により発電された電気のうち、石油その他を燃料種と	の実績値等一定の仮定を置いて電源構成を仕分けていることから、仕分け方法を明示するなど、算定の具体的根拠を示す必要がある。 電源構成等を小売供給の特性としない場合であっても、調達の計画値又は実績値などの合理的根拠がないにもかかわらず、特定の電源構成等が供給条件であるかのような表示をすることは、需要家の誤認を招く可能性があり問題となる。また、「水力電源を含む」と表示するなど、特定の電源の電気が含まれることを開示する場合には、その根拠として、当該電源により発電された電気（日本卸電力取引所から調達した電気として表示しなければならない電気に含まれ得るものを除く。）を調達する計画が必要となる。「<u>再生可能エネルギー〇%以上を目指す</u>」等の目標値の表示も、調達計画と著しく異なるにもかかわらず供給する電気の電源構成が当該目標値のとおりであると需要家を誤認させる場合には、問題となる。 また、小売電気事業者が、供給地域の電線路と電氣的に接続されていない地域で発電された電気を供給する旨の表示を行うことは、根拠を欠くものであり、問題となる。 ④ 以下の（ア）から <u>（ケ）</u> までの電源の区分けについて、需要家の混乱や誤認を招く方法で開示すること。 （ア） 水力発電所（注１１）（出力３万kW以上）により発電された電気 <u>（注１２）</u> （イ） 火力発電所により発電された電気のうち、石炭を燃料種とするもの （ウ） 火力発電所により発電された電気のうち、ガスを燃料種とするもの （エ） 火力発電所により発電された電気のうち、石油その他を燃料種とするもの

改 定 後	現 行
するもの (オ) 原子力発電所により発電された電気 (カ) <u>太陽光発電所により発電された電気</u> (キ) <u>風力発電所により発電された電気</u> (ク) <u>水力発電所（出力合計 3 万 k W 未満のもの）により発電された電気</u> (ケ) <u>地熱発電所により発電された電気</u> (コ) <u>バイオマス発電所により発電された電気</u> <u>（（カ）～（コ）はいずれも F I T 電気を除く。なお、前記の 1（3）ウ i）②のとおり再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用した場合には、（カ）～（コ）につき再生可能エネルギー発電所による電気としてまとめて記載することも認められる（注 2 3）（注 2 4）。）</u> (サ) F I T 電気（具体的な説明の方法については、後述の 1（3）ウ iii）参照。） (シ) 日本卸電力取引所から調達した電気（※） (ス) その他 <u>（注 2 2）揚水発電については、高度化法の非化石電源比率の算定上で除かれる部分は水力発電所の区分からは除くものとする。当該部分は、揚水発電所の区分で開示する、又は「その他」に含める等の対応が可能。</u> （削る） （削る）	(オ) 原子力発電所により発電された電気 (カ) <u>再生可能エネルギー発電所（注 1 3）により発電された電気（F I T 電気を除く。）</u> (キ) F I T 電気（具体的な説明の方法については、後述の 1（3）ウ iii）参照。） (ク) 日本卸電力取引所から調達した電気（※） (ケ) その他 （注 1 1）<u>揚水発電所を含む。</u> <u>（注 1 2）出力 3 万 k W 未満の水力発電所により発電された電気は、分類に従い、（カ）又は（キ）に区分けする。</u> <u>（注 1 3）以下の発電所をいう。</u> <u>①太陽光発電所、②風力発電所、③水力発電所（出力合計 3 万 k W 未満のもの）、④地熱発電所、⑤バイオマス発電所（バイオマスを電気に変換する発電所をいう。）</u>

改 定 後	現 行
<u>(注 2 3) (ア) についても、再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用した場合には再生可能エネルギー発電所により発電された電気に含めることも認められる。</u> <u>(注 2 4) 前記の 1 (3) ウ i) ①のとおり、電源構成として非化石電源の電源種を表示しながら非化石証書の使用がない場合や、電源構成として再生可能エネルギー電源の電源種 (上記 (ア) 及び (カ) ～ (コ)) を表示しながら再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用がない場合に、それぞれ、C O 2 ゼロエミッション価値がない旨や、再生可能エネルギー電源としての価値がない旨の注釈を行わないことは、問題となる。</u> なお、上記の区分けに加え、例えば、火力発電所の中でも高効率かどうかや石炭・ガスの中でもどのような燃料かといった点を踏まえた分類をする等、事業者が様々な工夫の中で詳細な説明をすることは妨げられるものではない。また、上記の区分けを表示した上で、<u>共通の特徴をもつ電源をまとめて表示することも、需要家の混乱や誤認を招かない方法であれば問題とならない。</u> (※) 間接オークションを用いた調達の場合 (略) ⑤ 電源構成に関する情報が利用可能な電気の卸売 (常時バックアップを含む。) を受けている際に、<u>その</u> 情報を踏まえて電源構成等を仕分けずに電源構成等の開示を行うこと。	(新設) (新設) なお、上記の区分けに加え、例えば、火力発電所の中でも高効率かどうかや石炭・ガスの中でもどのような燃料かといった点を踏まえた分類をする等、事業者が様々な工夫の中で詳細な説明をすることは妨げられるものではない。また、上記の区分けを表示した上で、<u>原子力、水力、再生可能エネルギー (非化石証書の裏付けのない F I T 電気を除く。)</u> 等を二酸化炭素排出量がゼロの電源 (いわゆる「C O 2 ゼロエミッション電源」) であるとしてまとめて表示する場合でも、<u>需要家の混乱や誤認を招かない方法であれば問題とならない。</u> (※) 間接オークションを用いた調達の場合 (略) ⑤ <u>過去の実績情報等を含む</u> 電源構成に関する情報が利用可能な電気の卸売 (常時バックアップを含む。) を受けている際に、<u>当該卸売を受けている電気に係る電源構成等の</u> 情報を踏まえて電源構成等を仕分けずに電源構成等の開示を行うこと。

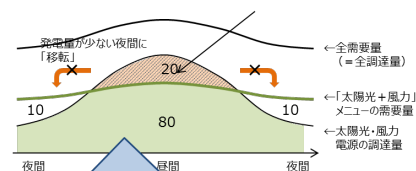
改 定 後	現 行
(※) 常時バックアップについては、資源エネルギー庁が集計している電力調査統計において公表される旧一般電気事業者の発電部門の電源種別の発電実績（ただし、当該旧一般電気事業者がウェブサイト等で電源構成を公表している場合は当該数値）に基づき仕分ける必要がある（この場合、前述の１（３）イ ii）の具体例「<u>注 1</u>」のような説明を示す必要がある。）。 (略) ⑥・⑦ (略) ⑧ 例えば昼間に発電・調達した電気を夜間に供給する電気とみなすなど、異なる時点間で発電・調達した電力量を移転する取扱いを行った上で電源構成等の算定を行うこと（下図参照）。 太陽光発電所で発電する場合などにおいて、夜間は物理的に発電しない時間帯があるにもかかわらず、昼間に発電した電気を夜間に供給する電気とみなすことや、特定の時間帯に発電・調達した電気を別の日の同じ時間帯に供給する電気とみなすことなど、異なる時点間で電力量を移転する取扱いを行うことは、電気の供給実態と著しく乖離していること、時間帯によって電気の価値が異なる点を見逃していることから、問題となる。 ただし、蓄電池を用いて太陽光発電所で発電した電気などを供給する場合については、異なる時点間で実際に電気の充電・放電が行われているため、開示に当たって電力量が移転したとして算定することに問題は無い。 (削る)	(※) 常時バックアップについては、資源エネルギー庁が集計している電力調査統計において公表される旧一般電気事業者の発電部門の電源種別の発電実績（ただし、当該旧一般電気事業者がウェブサイト等で電源構成を公表している場合は当該数値）に基づき仕分ける必要がある（この場合、前述の１（３）イ ii）の具体例「<u>※ 3</u>」のような説明を示す必要がある。）。 (略) ⑥・⑦ (略) ⑧ 例えば昼間に発電・調達した電気を夜間に供給する電気とみなすなど、異なる時点間で発電・調達した電力量を移転する取扱いを行った上で電源構成等の算定を行うこと（下図参照）。 太陽光発電所で発電する場合などにおいて、夜間は物理的に発電しない時間帯があるにもかかわらず、昼間に発電した電気を夜間に供給する電気とみなすことや、特定の時間帯に発電・調達した電気を別の日の同じ時間帯に供給する電気とみなすことなど、異なる時点間で電力量を移転する取扱いを行うことは、電気の供給実態と著しく乖離していること、時間帯によって電気の価値が異なる点を見逃していることから、問題となる。 ただし、蓄電池を用いて太陽光発電所で発電した電気などを供給する場合については、異なる時点間で実際に電気の充電・放電が行われているため、開示に当たって電力量が移転したとして算定することに問題は無い（<u>注 1 8</u>）。 <u>(注 1 8) なお、揚水発電所を用いる場合については、揚水を行った電源の種類にかかわらず、前述の１（３）ウ i) ④の区分けに従い、そ</u>

改 定 後

異なる時点間の移転の具体例（「太陽光＋風力電源」メニューを例に）

<具体例①>

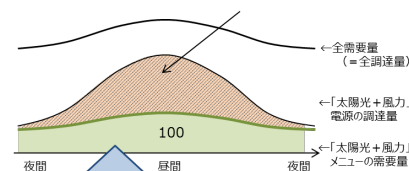
この場合、この部分の電気は昼間に他のメニューにおいて実際に使用されており、それを夜間帯に「移転」することは不適当。



- ◆ 上記のような「移転」する取扱いをしている場合、例えば「太陽光＋風力メニューは太陽光と風力で100%」、「夜間も含め太陽光と風力で供給している」、などといった説明をすることは不適当。
- ◆ 他方、「太陽光＋風力」メニューの供給量（100）から夜間時間帯に他の電源より供給された量（20）を控除し、「太陽光＋風力メニューは太陽光と風力で80%」という説明をすることは問題が無い。

<具体例②>

この場合、昼間は自社の「太陽光＋風力」メニュー需要量を大きく超えて太陽光・風力電源を調達しているため、この部分を他のメニューにおいて使用しても「移転」は生じない。



- ◆ 上記の場合、「移転」する取扱いを行っていないため、「太陽光＋風力メニューは太陽光と風力で100%」、「夜間も含め太陽光と風力で供給している」、などといった説明をしても問題は無い。

- ⑨ 特定メニューを提供する小売電気事業者が、電源構成の開示に際して当該特定メニューの販売電力量や非化石証書使用量を控除しない場合に、当該特定メニューでの販売電力量が含まれることを明示しないこと。

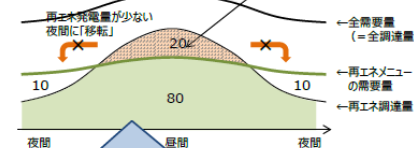
小売電気事業者が需要家に対して特定メニュー（電源特定メニューや非化石証書の使用による再エネメニュー、CO₂ゼロエミッションメニュー等）により電気の販売を行う場合、電源構成の開示に際して当該特定メニューでの販売電力量や非化石証書使用量を控除せずに算定した電源構成

現 行

の発電所の出力が3万kW以上であるかによって、（ア）水力発電所（出力3万kW以上）により発電された電気又は（カ）再生可能エネルギー発電所により発電された電気（FIT電気を除く。）として分類する必要がある。

<具体例①>

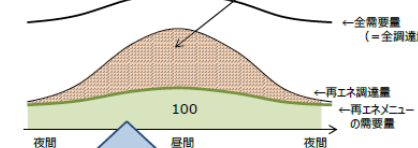
この場合、この部分の電気は昼間に「非再エネメニュー」において実際に使用されており、それを夜間帯に「移転」することは不適当。（これは、「再エネメニュー」と「非再エネメニュー」を仮想的に2つの異なる小売電気事業者であると仮定した場合における取扱いと同様）



- ◆ 上記のような「移転」する取扱いをしている場合、例えば「再エネメニューは再エネ100%」、「夜間も含め再エネで供給している」、などといった説明をすることは不適当。
- ◆ 他方、再エネ調達量（100）から昼間時間帯に「非再エネメニュー」に使用された量（20）を控除し、「再エネメニューは再エネ80%」という説明をすることは問題が無い。

<具体例②>

この場合、昼間は自社の再エネメニュー需要量を大きく超えて再エネを調達しているため、この部分を再エネ電気として他の小売電気事業者に販売することは可能。（ただし、その分「非再エネメニュー」向けの電源の調達が必要となる）



- ◆ 上記の場合、「移転」する取扱いを行っていないため、「再エネメニューは再エネ100%」、「夜間も含め再エネで供給している」、などといった説明をしても問題は無い。

- ⑨ 電源 特定メニューを提供する小売電気事業者が、電源構成の開示に際して当該 電源 特定メニューの販売電力量を控除しない場合に、当該 電源 特定メニューでの販売電力量が含まれることを明示しないこと。

小売電気事業者が需要家に対して電源特定メニューにより電気の販売を行う場合、電源構成の開示に際して当該電源特定メニューでの販売電力量を控除せずに算定した電源構成を開示する場合には、下記のように、電源特定メニューによる販売電力量を含んだ電源構成割合であることに關する適切な注釈を付す必要がある。このような注釈を付さないことは、電

改 定 後	現 行
を開示する場合には、下記のように、特定メニューによる販売電力量や<u>非化石証書使用量</u>を含んだ<u>情報</u>であることに関する適切な注釈を付す必要がある。このような注釈を付さないことは、特定メニュー以外のメニューにより電気を購入する需要家の誤認を招きかねず、問題となる。 例（水力電源を２０％とする電源特定・<u>再エネ</u>メニューを販売している場合） 当社は水力電源を２０％とする<u>２０％再エネ</u>メニューを一部のお客様に対して販売しており、表示されている電源構成割合<u>及び非化石証書の使用状況</u>は、全販売電力量（○ｋＷｈ）のうち、このメニューによる販売電力量（○ｋＷｈ）<u>及び非化石証書使用量</u>を含んだ数値です。（○年度（○年４月１日～○年３月３１日）の実績値） （削る）	<u>源</u>特定メニュー以外のメニューにより電気を購入する需要家の誤認を招きかねず、問題となる。 例（水力電源を２０％とする電源特定メニューを販売している場合） 当社は水力電源を２０％とするメニューを一部のお客様に対して販売しており、表示されている電源構成割合は、全販売電力量（○ｋＷｈ）のうち、このメニューによる販売電力量（○ｋＷｈ）を含んだ数値です。（○年度（○年４月１日～○年３月３１日）の実績値） ii) <u>電源構成等を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるもの</u> <u>電源構成等を小売供給の特性とする場合には、説明義務・書面交付義務の内容として、当該特性の内容及び根拠を説明し、契約締結前・締結後交付書面に記載する必要がある（電気事業法第２条の１３及び第２条の１４並びに施行規則第３条の１２第１項第２３号及び第８項並びに第３条の１３第２項）。例えば、小売電気事業者等による下記のような行為は問題となる。</u> ① <u>電源構成等を供給する電気の特性として需要家に供給する小売電気事業者が、当該需要家に対し、販売する当該年度の電源の割合の計画を示すことなく、過去の電源構成等の実績値のみをもって電源の割合を示すこと。</u> <u>小売電気事業者が供給する電気に係る電源構成等は、時々刻々と変化し</u>

改 定 後	現 行
iii) F I T電気を <u>含む電源構成を表示する場合に</u> 問題となるもの (削る)	<u>ていくものであること、また、例えば太陽光発電や風力発電など天候により発電量が左右される電源があることから、各供給時点における電源構成等を厳密に把握することは困難であり、また現実的ではない。しかしながら、小売電気事業者等は、需要家に対して実際に供給する電気の特性を説明すべきことから、過去の実績値のみを使用して電源構成等の説明を行うのではなく、将来の計画を示して説明を行うべきである。</u> <u>この際、計画の対象となる電源構成等の算定期間は、電気を供給する年度(4月1日から翌年の3月31日まで)を単位とすることを基本とする。ただし、年度の途中で、電源構成等を小売供給の特性として電気の販売を開始する場合にあっては、当該算定期間は、当該販売を開始した日から当該販売を開始した日が属する年度の末日(3月31日)までとする。</u> ② <u>電源構成等を供給する電気の特性として需要家に供給する小売電気事業者が、当該需要家に対して、電源構成等の実績値について事後的な説明を行わないこと。</u> <u>上記のとおり、小売電気事業者等が説明する電源構成等は販売する年度を単位とするため、販売時点においては計画値となる。したがって、小売電気事業者等は、需要家に対して、事後的に当該計画値と実績値がどの程度整合しているかどうかについて、適切に説明をすることが必要となる。</u> iii) F I T電気を <u>販売しようとする場合においてその説明を行うときにのみ</u> 問題となるもの <u>小売電気事業者がF I T電気を販売しようとする場合に、小売電気事業者等が当該電気について説明する際に留意すべき事項は以下のとおりで</u>

改 定 後	現 行
<u>F I T 電気については、賦課金を通じた国民全体の負担及び非化石価値取引市場における非化石証書の売却収入により賄われており、費用負担が他の再生可能エネルギー電源で発電した電気と異なる。</u>再生可能エネルギーの発電事業者から F I T 電気を調達している電気事業者が、再エネ特措法第 28 条第 1 項の交付金の形で費用補填を受けている場合、発電された電気の二酸化炭素を排出しないという特性・メリットは、当該電気の供給を受けた特定の需要家に帰属するのではなく、非化石証書の購入分について購入者に帰属するほかは、費用を負担した全需要家に薄く広く帰属することとされている（注 29）。<u>このことを踏まえ、小売電気事業者が F I T 電気を含む電源構成を表示する場合に留意すべき事項は以下のとおりである。</u> （注 29）総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会・電気事業分科会 買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」買取制度小委員会報告書（平成 23 年 2 月 18 日）17 頁、<u>総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ 資料 6-4（平成 27 年 7 月 28 日）26～27 頁及び総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会 市場整備ワーキンググループ 資料 3（平成 28 年 11 月 9 日）17 頁参照。</u> ① <u>非化石証書を使用せずに環境価値を訴求すること</u>	<u>ある。</u> 再生可能エネルギーの発電事業者から F I T 電気を調達している電気事業者が、再エネ特措法第 28 条第 1 項の交付金の形で費用補填を受けている場合、発電された電気の二酸化炭素を排出しないという特性・メリットは、当該電気の供給を受けた特定の需要家に帰属するのではなく、非化石証書の購入分について購入者に帰属するほかは、費用を負担した全需要家に薄く広く帰属することとされている（注 19）。<u>この点を踏まえると、小売電気事業者が F I T 電気を販売する際には、当該電気の販売に応じて、その電気に係る調整後二酸化炭素排出量に相当する二酸化炭素削減相当量を基礎づける量の非化石証書を使用（非化石証書を償却（費用化）することを用いる。以下同じ。）する場合を除き、当該電気について二酸化炭素が排出されない電気であることの付加価値を訴求しない方法により説明をする必要がある（施行規則第 3 条の 12 第 2 項）。</u> （注 19）総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会・電気事業分科会 買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」買取制度小委員会報告書（平成 23 年 2 月 18 日）17 頁及び<u>総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会「非化石価値取引市場について」（2017 年 12 月）参照。</u> （新設）

改 定 後	現 行
<u>上記１（３）ウ i）に記載したとおり、F I T 電気についても、小売電気事業者が、必要な非化石証書を使用しないにもかかわらず、あたかも「再エネ」や「C O 2 ゼロエミッション」といった環境価値を有する電気であるとの印象を与えるような表示や訴求を行うことは、需要家の誤認を招くものであり問題となる。「グリーン電力」、「クリーン電力」、「きれいな電気」その他これらに準ずる用語を、個別メニューや事業者の電源構成の説明に用いることもこれに含まれる（このような説明は、下記の３要件を全て満たしていたとしても、需要家の誤認を招く行為として問題となる。）（注３０）。</u> <u>上記のような販売方法ではない場合も、電源構成としてF I T 電気を表示しながらその販売電力量に相当する非化石証書の使用がない場合には、C O 2 ゼロエミッション価値や再生可能エネルギー電源としての価値がなく火力発電による電気等も含めた全国平均のC O 2 排出量を持った電気として扱われることの注釈が必要であり、再生可能エネルギー指定ではない非化石証書を使用している場合には、再生可能エネルギー電源としての価値がないことの注釈が必要となる。</u> <u>また、F I T 電気については、他の再生可能エネルギー電源との費用負担の相違に鑑み、（ア）「F I T 電気」である点について誤解を招かない形で説明すること、（イ）当該小売電気事業者の電源構成全体又は特定のメニューに占める割合を説明すること、及び（ウ）F I T 制度の説明をすること（※）、という３要件を満たす必要もあり、これらの説明はF I T 電気の表示と近接した箇所に分かりやすく示す必要がある。</u> <u>（※）F I T 電気の調達費用の一部は需要家の負担する賦課金により賄われていることに関する適切な注釈を付すことが必要である。（上記の環境価値がないことの注釈と併せて、後記の表示例を参照。）</u>	

改 定 後	現 行
<u>(注 3 0) なお、前記 1 (3) ウ ii) ①のように需要家が供給を受ける電気の質自体が変わるとの誤認を招くような表示の場合にも問題となる。</u> <u>② 非化石証書を使用した場合に、F I T 電気に関して必要な説明をしないこと</u> <u>小売電気事業者が F I T 電気の販売電力量に相当する再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用した場合に再生可能エネルギーによる電気を供給している旨を表示することや、F I T 電気の販売電力量に相当する非化石証書を使用した場合に二酸化炭素排出量がゼロの電源（いわゆる「C O 2 ゼロエミッション電源」）である旨を表示することは差し支えない。ただし、これらの非化石証書を使用する場合であっても、F I T 電気を表示する際には、他の再生可能エネルギー電源との費用負担の相違に鑑み、（ア）「F I T 電気」である点について誤解を招かない形で説明すること、（イ）当該小売電気事業者の電源構成全体又は特定のメニューに占める割合を説明すること、及び（ウ）F I T 制度の説明をすること（※）、という 3 要件を満たすことが必要である。また、これらの説明は再エネや C O 2 排出量が少ないことといった環境価値の表示と近接した箇所に分かりやすく示すことが必要である。</u> <u>(※) F I T 電気の調達費用の一部は需要家の負担する賦課金により賄われていることに関する適切な注釈を付すことが必要である。</u>	(新設) <u>小売電気事業者が販売する F I T 電気の量に相当する量の非化石証書を当該電気の販売に応じて使用しない場合、二酸化炭素が排出されない電気であることの付加価値を訴求しない方法による説明といえるためには、需要家にとっての分かりやすさの観点から、（ア）「F I T 電気」である点について誤解を招かない形で説明すること、（イ）当該小売電気事業者の電源構成全体又は電源を特定しないメニューに占める割合を説明すること、及び（ウ）F I T 制度の説明をすること（※）、という 3 要件を満たす必要がある。</u> <u>(※) F I T 電気については、賦課金を通じた国民全体の負担及び非化石価値取引市場における非化石証書の売却収入により賄われているものであり、費用負担や二酸化炭素排出係数の取扱いが他の再生可能エネルギー電源で発電した電気と異なり、火力発電による電気なども含めた全国平均の電気の C O 2 排出量を持った電気として扱われるなど、非化石電源としての価値は有さないことに関する適切な注釈を付す必要がある。</u>

改 定 後	現 行
③ <u>その他、3要件に関わる留意点</u> 例えば、小売電気事業者等が下記のような行為を行う場合は、問題となる。 ● <u>上記3要件のいずれか1つでも満たさない説明を行うこと（このうちF I T制度の説明については、非化石証書の使用の有無に応じて、前記①又は②に基づき説明すること）</u>。なお、3要件を全て満たした上で、「<u>風力</u>」や「<u>太陽光</u>」などといった契約上の電源種別の事実を表示・説明するなど、<u>電源の調達に関する中立的な事実関係を追加的に表示・説明することは可能であるが、必要な非化石証書を使用しないにもかかわらず、あたかも「再エネ」や「CO2ゼロエミッション」といった環境価値を有する電気であるとの印象を与えるような表示や訴求を行うことは、前述のとおり問題となる。</u> (削る)	<u>ただし、当該小売電気事業者が、販売するF I T電気の量に相当する量の再生可能エネルギー指定の非化石証書を当該電気の販売に応じて使用する場合には、再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用により実質的に再生可能エネルギーによる電気を供給している旨の注釈を付記することも認められる。</u> 例えば、小売電気事業者等が下記のような行為を行う場合は、<u>二酸化炭素が排出されない電気であることの付加価値を訴求しているものと考えられ、問題となる。</u> ① <u>上記3要件のいずれか1つでも満たさない説明を行うこと。なお、3要件を全て満たした上で、「再エネ」や「太陽光」などといった契約上の電源種別の事実を表示・説明すること、「再エネ発電事業者から調達した電気」といった中立的な事実関係を追加的に表示・説明することは問題とならない。</u> ② <u>F I T電気を販売している場合において、「グリーン電力」、「クリーン電力」、「きれいな電気」その他これらに準ずる用語を、個別メニューや事業者の電源構成の説明に用いること。</u> <u>(※) このような説明は、上記3要件を全て満たしていたとしても、</u>

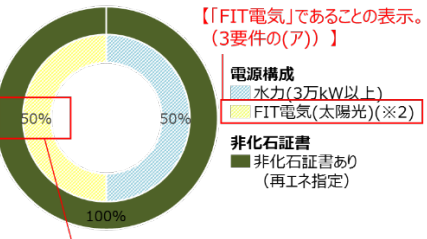
改 定 後	現 行																
● F I T 電気について、「F I T 電気」以外の曖昧な用語や需要家の誤認を招く用語を用いること。 (※) 需要家の混乱を回避する観点から、「F I T 電気」は一語として表示・説明することが求められ、これに反する表示・説明は問題となる（問題となる例：「F I T (風力／太陽光) 電気」という表示に、割合の表示やF I T制度の説明を付記する場合等)。 <u>(参考) 前記の「再エネ」表示、「CO2ゼロエミッション」表示の整理</u> <u>「再エネ」表示の整理</u> <table><tr><th>①再エネ指定証書 ＋非FIT再エネ電源</th><th>②再エネ指定証書 ＋FIT電気</th><th>③再エネ指定証書 ＋①②以外の電源の電気 (JEPX調達・化石電源等)</th><th>④証書使用なし</th></tr><tr><td>再エネ</td><td>再エネ (＋FIT電気の説明)※1</td><td>実質再エネ (＋調達電源の説明)※2</td><td>訴求不可</td></tr></table> ※1 FIT 電気については、3 要件((ア)「FIT 電気」であること、(イ)FIT 電気の割合、(ウ)FIT 制度の各説明)が必要。 ※2 環境価値の表示・訴求と近接する分かりやすい箇所に、電源構成や主な電源の表示を行い、これに再エネ指定の非化石証書を使用している旨の説明を行うことを前提とする。 <u>「CO2ゼロエミッション」表示の整理</u> <table><tr><th>① 非化石証書 ＋非FIT非化石電源</th><th>② 非化石証書 ＋FIT電気</th><th>③ 非化石証書 ＋①②以外の電源の電気 (JEPX調達・化石電源等)</th><th>④証書使用なし</th></tr><tr><td>CO2ゼロエミ</td><td>CO2ゼロエミ (＋FIT電気の説明)※1</td><td>実質CO2ゼロエミ (＋調達電源の説明)※2</td><td>訴求不可</td></tr></table> ※1 上表の※1に同じ。 ※2 環境価値の表示・訴求と近接する分かりやすい箇所に、電源構成や主な電源の表示を行い、これに非化石証書を使用している旨の説明を行うことを前提とする。	①再エネ指定証書 ＋非FIT再エネ電源	②再エネ指定証書 ＋FIT電気	③再エネ指定証書 ＋①②以外の電源の電気 (JEPX調達・化石電源等)	④証書使用なし	再エネ	再エネ (＋FIT電気の説明)※1	実質再エネ (＋調達電源の説明)※2	訴求不可	① 非化石証書 ＋非FIT非化石電源	② 非化石証書 ＋FIT電気	③ 非化石証書 ＋①②以外の電源の電気 (JEPX調達・化石電源等)	④証書使用なし	CO2ゼロエミ	CO2ゼロエミ (＋FIT電気の説明)※1	実質CO2ゼロエミ (＋調達電源の説明)※2	訴求不可	<u>需要家の誤認を招く行為として問題となる。</u> ③ F I T 電気について、「F I T 電気」以外の曖昧な用語や需要家の誤認を招く用語を用いること。 (※) 需要家の混乱を回避する観点から、「F I T 電気」は一語として表示・説明することが求められ、これに反する表示・説明は問題となる（問題となる例：「F I T (再エネ／太陽光) 電気」という表示に、割合の表示やF I T制度の説明を付記する場合等)。 (新設) (新設) (新設) (新設)
①再エネ指定証書 ＋非FIT再エネ電源	②再エネ指定証書 ＋FIT電気	③再エネ指定証書 ＋①②以外の電源の電気 (JEPX調達・化石電源等)	④証書使用なし														
再エネ	再エネ (＋FIT電気の説明)※1	実質再エネ (＋調達電源の説明)※2	訴求不可														
① 非化石証書 ＋非FIT非化石電源	② 非化石証書 ＋FIT電気	③ 非化石証書 ＋①②以外の電源の電気 (JEPX調達・化石電源等)	④証書使用なし														
CO2ゼロエミ	CO2ゼロエミ (＋FIT電気の説明)※1	実質CO2ゼロエミ (＋調達電源の説明)※2	訴求不可														

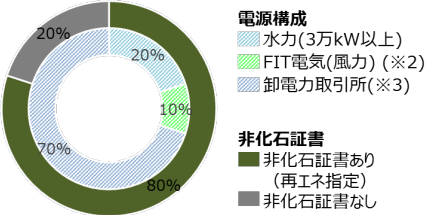
改 定 後	現 行
iv) <u>電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるもの</u> <u>電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性とする場合には、説明義務・書面交付義務の内容として、当該特性の内容及び根拠を説明し、契約締結前・締結後交付書面に記載する必要がある（電気事業法第2条の13及び第2条の14並びに施行規則第3条の12第1項第23号及び第8項並びに第3条の13第2項）。例えば、小売電気事業者等による下記のような行為は問題となる。</u> ① <u>電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を供給する電気の特性として需要家に供給する小売電気事業者が、当該需要家に対し、販売する当該年度の計画を示すことなく、過去の実績値のみをもって電源の割合を示すこと。</u> <u>小売電気事業者が供給する電気に係る電源構成等は、時々刻々と変化していくものであること、また、例えば太陽光発電や風力発電など天候により発電量が左右される電源があることから、各供給時点における電源構成等を厳密に把握することは困難であり、また現実的ではない。しかしながら、小売電気事業者等は、需要家に対して実際に供給する電気の特性を説明すべきことから、過去の実績値のみを使用して電源構成等の説明を行うのではなく、将来の計画を示して説明を行うべきである。また、非化石証書の使用による環境価値（再エネとしての価値及び非化石電源としての価値）を小売供給の特性とする場合についても同様に、将来の計画を示して説明を行うべきである。</u>	(新設)

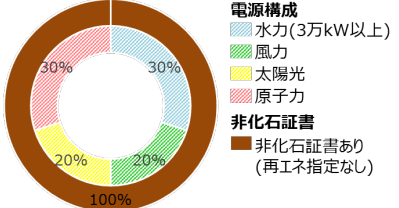
改 定 後	現 行
<u>この際、計画の対象となる電源構成等の算定期間は、電気を供給する年度（当年の４月１日から翌年の３月３１日まで）を単位とすることを基本とする。この期間の電気の供給に対しては、当年１月から１２月発電分の非化石証書を使用する（注３１）。ただし、年度の途中で、電源構成等を小売供給の特性として電気の販売を開始する場合にあっては、電源構成等の算定期間は、当該販売を開始した日から当該販売を開始した日が属する年度の末日（３月３１日）までとする。</u> <u>（注３１）高度化法上の非化石電源比率及び温対法上の排出係数の算定スケジュールとの関係による。なお、翌年１月から３月発電分の非化石証書については、翌年度の電気の供給に対し使用することができる。</u> ② <u>電源構成等や非化石証書の使用による環境価値を供給する電気の特性として需要家に供給する小売電気事業者が、当該需要家に対して、それらの実績値について事後的な説明を行わないこと。</u> <u>上記のとおり、小売電気事業者等が説明する電源構成等や非化石証書の使用による環境価値は販売する年度を単位とするため、販売時点においては計画値となる。したがって、小売電気事業者等は、需要家に対して、事後的に当該計画値と実績値がどの程度整合しているかどうかについて、適切に説明をすることが必要となる。</u> (削る)	(新設) (新設) iv) <u>非化石証書を使用した場合においてのみ問題となるもの</u> <u>小売電気事業者が非化石証書（注２０）を購入した場合に、小売電気事業者等が当該証書に基づき需要家へ訴求をする際に留意すべき事項は以下のとおりである。</u> <u>非化石価値取引市場について、非化石証書が化体する非化石価値は「小売供給を行うために発電・調達する電気」に関する電源構成そのものとは</u>

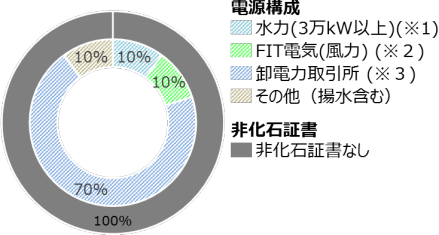
改 定 後	現 行
(削る)	異なること（前述の序（３）参照）等から、非化石証書を使用したとしても小売電気事業者の電源構成には影響しない。このため、小売電気事業者が再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用したことを理由として「再生可能エネルギー電気を１００％発電・調達している」と表示するなど、実際に小売供給を行うために再生可能エネルギー電気を発電・調達しているものとの需要家の誤認を招くような表示を行うことは問題となる。 ただし、再生可能エネルギー指定の非化石証書を電気の販売に応じて使用した小売電気事業者が「再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用により、実質的に、再生可能エネルギー電気●●％の調達を実現している」などと訴求することや、非化石証書を電気の販売に応じて使用した小売電気事業者が「非化石証書の使用により、実質的に、二酸化炭素排出量がゼロの電源（いわゆる「ＣＯ２ゼロエミッション電源」）●●％の調達を実現している」などと訴求することは、当該事業者が同証書の使用により環境価値の訴求が可能となることから、実際の電源構成の表示を併せて行うなど、小売供給に係る電源構成と異なることについて誤認を招かない表示である限りにおいては、問題とならない。 （注２０）再生可能エネルギーや原子力に由来する電気の非化石価値を顕在化し、取引を可能にするため当該非化石価値を化体した証書。再生可能エネルギー由来の非化石証書については「再生可能エネルギー指定」の非化石証書として販売することが可能である。再生可能エネルギーや原子力に由来する電気の持つ環境価値としては、①非化石価値（エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（平成２１年法律第７２号）において非化石比率算定時に非化石電源として計上することが許容されている価値）のほか、②ＣＯ２ゼロエミッション価値（地球温暖化対策の推進に関する法律（平成１０年法律

改 定 後	現 行
v) <u>各種電力メニュー等に関する表示例</u> <u>上記を踏まえ、各種の電源メニュー等における、非化石証書やF I T電 気等の表示の具体例を示すと次のとおり。</u> ① <u>再エネメニューの表示例（例．「再エネ１００％」メニュー）</u>	<u>第１０７号）上の二酸化炭素排出係数が0kg-CO₂/kWhであることの 価値）や③環境表示価値（小売電気事業者が需要家に対し当該電気 の環境価値を表示・主張する権利）が主なものとして挙げられてい る。詳細については、経済産業省総合資源エネルギー調査会基本政 策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会「中間取り まとめ」（平成２９年２月）参照。</u> （新設） （新設）

改 定 後	現 行
再エネ100%メニュー(※1) 本メニューの電源構成・非化石証書使用状況 令和元年4月1日～令和2年3月31日供給電力分実績値 (内側円：電源構成 外側円：非化石証書)  【「FIT電気」であることの表示。 (3要件の(ア))】 電源構成 水力(30kW以上) FIT電気(太陽光)(※2) 非化石証書 非化石証書あり (再エネ指定) 【FIT電気の割合を示す。 (3要件の(イ))】 (※1) FIT 電気を含みます。(※2 参照) (※2) この電気を調達する費用の一部は、当社以外のお客様も含めて電気の利用者が負担する賦課金によって賄われています。 ↑ 証書ありの場合の FIT 電気の注釈。 再エネ指定証書を使用する場合であっても、FIT 制度の説明が必要。(3 要件の(ウ)) この説明は、再エネの旨の訴求の記載と近接した箇所に分かりやすく示す必要があり、媒体に応じ、注釈元の表示とのバランスも踏まえた見やすい文字の大きさとし、同じ視野に入るなど注釈の対応関係が明瞭に認識できる箇所に記載するものとする。 <u>再エネメニューについては、電源構成及び非化石証書の使用による環境価値をととも小売供給の特性とするものであるため、前記 1 (3) ウ iv) で求められる説明を行わないことは問題となる。また、F I T 電気については、前記 1 (3) ウ iii) で求められる必要な説明を行わないことは問題となる。</u>	(新設)

改 定 後	現 行
② 実質再エネメニューの表示例（例、「実質再エネ80%」メニュー） 実質再エネ80%メニュー（※1） 本メニューの電源構成・非化石証書使用状況 令和元年4月1日～令和2年3月31日供給電力分実績値 (内側円：電源構成 外側円：非化石証書)  電源構成 - 水力(3万kW以上) - FIT電気(風力) (※2) - 卸電力取引所(※3) 非化石証書 - 非化石証書あり (再エネ指定) - 非化石証書なし (※1) 本メニューの電源は左記のとおりですが、これに再エネ指定の非化石証書を使用することにより、実質的に再生可能エネルギー電気 80%の調達を実現しています。 ↑再エネ電源(FIT 電気含む。)以外の電気に非化石証書を使用して非化石証書の訴求をする場合、それと近接した箇所に電源構成表示又は主な電源種の説明を分かりやすく行う必要があり、媒体に応じ、注釈元の表示とのバランスも踏まえた見やすい文字の大きさとし、同じ視野に入るなど注釈の対応関係が明瞭に認識できる箇所に記載するものとする。 (※2) この電気を調達する費用の一部は、当社以外のお客様も含めて電気の利用者が負担する賦課金によって賄われています。 (※3) この電気には、水力、火力、原子力、F I T 電気、再生可能エネルギーなどが含まれます。 <u>再生可能エネルギー電源によらない電気を調達している場合、前記 1 (3) ウ i) ②のとおり、小売電気事業者が再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用したことを理由として再生可能エネルギー電源による電気を調達しているものとの需要家の誤認を招くような表示をすることは問題となる。ただし、近接した箇所に電源構成の表示又は主な電源種の表示を分かりやすく行い、かつ非化石証書の使用によるという意味であることを明確に説明している限りにおいては、実質再エネの表示は問題とならない。また、実質再エネメニューは非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性とするものであるため、前記 1 (3) ウ iv) で求められる説明を行わないことは問題となる。</u> <u>なお、F I T 電気については、前記 1 (3) ウ iii) で求められる必要な説明を行わないことは問題となる。</u>	(新設)

改 定 後	現 行
③ CO₂ゼロエミメニューの表示例 (例.「CO₂ゼロエミ100%」メニュー) CO₂ゼロエミ100%メニュー 本メニューの電源構成・非化石証書使用状況 令和元年4月1日～令和2年3月31日供給電力分実績値 (内側円：電源構成 外側円：非化石証書)  電源構成 - 水力(3万kW以上) - 風力 - 太陽光 - 原子力 非化石証書 - 非化石証書あり (再エネ指定なし) なお、「実質 CO₂ ゼロエミ」のメニューの場合の注釈の例は以下のとおり。 (※) 本メニューの電源は左記のとおりですが、これに非化石証書を使用することにより、実質的にCO₂ ゼロエミッション電源〇%以上の調達を実現しています。 CO₂ゼロエミメニューについては、電源構成及び非化石証書の使用による環境価値をともに小売供給の特性とするものであるため、前記1(3)ウiv)で求められる説明を行わないことは問題となる(注32)。 また、非化石電源によらない電気を調達している場合については、上の②の例と同様であり、前記1(3)ウi)②のとおり、小売電気事業者が非化石証書を使用したことを理由としてCO₂ゼロエミッションの電気を調達しているものとの需要家の誤認を招くような表示は問題となる。ただし、近接した箇所に電源構成の表示又は主な電源種の表示を分かりやすく行い、かつ非化石証書の使用によるという意味であることを明確に説明している限りにおいては、実質CO₂ゼロエミの表示は問題とならない。実質CO₂ゼロエミメニューは非化石証書の使用による環境価値を小売供給の特性とするものであるため、前記1(3)ウiv)で求められる説明を行わないことは問題となる。 (注32) また、本例には含んでいないが、FIT電気を表示する際には、上の①②の例と同様、前記1(3)ウiii)で求められる必要な説明を	(新設)

改 定 後	現 行
<u>行わないことは問題となる。</u> ④ 非化石証書を使用しない場合の説明 当社の電源構成・非化石証書使用状況 令和元年4月1日～令和2年3月31日供給電力分実績値 (内側円：電源構成 外側円：非化石証書)  電源構成 - 水力(30kW以上)(※1) - FIT電気(風力)(※2) - 卸電力取引所(※3) - その他(揚水含む) 非化石証書 - 非化石証書なし (※1) この電気には非化石証書を使用していないため、再生可能エネルギーとしての価値や CO2 ゼロエミッション電源としての価値は有さず、火力電源などを含めた全国平均の電気の CO2 排出量を持った電気として扱われます。 ↑再エネ電源や非化石電源に対応する非化石証書を使用していない場合、再エネ電源や非化石電源としての価値がないことの説明が必要。電源の表示と近接した箇所に分かりやすく示す必要があり、媒体に応じ、注釈元の表示とのバランスも踏まえた見やすい文字の大きさとし、同じ視野に入るなど注釈の対応関係が明瞭に認識できる箇所に記載するものとする。 (※2) この電気を調達する費用の一部は、当社以外のお客様も含めて電気の利用者が負担する賦課金によって賄われています。 この電気には非化石証書を使用していないため、再生可能エネルギーとしての価値や CO2 ゼロエミッション電源としての価値は有さず、火力電源などを含めた全国平均の電気の CO2 排出量を持った電気として扱われます。 ↑FIT 電気の注釈(証書使用なし)。 (※3) この電気には、水力、火力、原子力、FIT電気、再生可能エネルギーなどが含まれます。 前記 1 (3) ウ i) ①及びiii) ①のとおり、小売電気事業者が、必要な非化石証書を使用しないにも関わらず、「再エネ」や「CO2ゼロエミ」といった環境価値を有する電気であるとの印象を与えるような表示や訴求を行うことは需要家の誤認を招くものとして問題となるものであり、電源構成として再生可能エネルギー電源や非化石電源を表示しながら必要な非化石証書の使用がない場合には、販売される電気に環境価値がないこととの注釈が必要となる。 vi) 「〇〇地域産電力」や「地産地消」等、発電所の立地地域を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるもの (略)	v) 「〇〇地域産電力」や「地産地消」等、発電所の立地地域を小売供給の特性とする場合においてのみ問題となるもの (略) 2～6 (略) 7 本指針の適用 (1) 令和2年9月29日の改定後の本指針は、同日から適用する。 (2) 1 (3) イ ii) ②及び③、1 (3) イ iii) ④並びに1 (3) ウ i) ⑨は、平成31年度以後の開示(平成31年3月31日以後に終了する年度(1年に満たない期間を用いて算定する場合、当該期間を含む。以下同じ。)に係る実績値又は平成31年4月1日以後に開始する年度に係る計画値に基づく開示をいう。以下同じ。)に適用し、平成30年度以前の開示(平成31年度以後の開示に該当しないものをいう。以下同じ。)については、1 (3) イ ii) 中「① 電源特定

改 定 後	現 行
2～6 (略) (削る) 【参考：供給条件の説明義務・書面交付義務の解説】 1 供給条件の説明 (1)・(2) (略) (3) 説明すべき事項 ア (略) イ 説明事項の一部省略が認められる場合	<u>メニューによる電気の販売を行わない場合」とあるのは「【具体例】」と読み替えるものとする。</u> <u>なお、平成30年度以前の開示であって、改定後の本指針の適用日以後最初に終了する年度の実績値の確定後、算定に必要な期間に鑑みて合理的期間内に更新を行う予定のないものは、平成31年4月1日以後は、平成31年度以後の開示とみなして適用する。</u> 【参考：供給条件の説明義務・書面交付義務の解説】 1 供給条件の説明 (1)・(2) (略) (3) 説明すべき事項 ア (略) イ 説明事項の一部省略が認められる場合 i) (略) ii) 軽微な変更以外の契約の変更の場合 (略) なお、需要家の理解の形成を図るとの説明義務の趣旨に鑑みれば、小売供給に係る料金の値上げなどの供給条件の変更の場合には、需要家が当該変更しようとする事項についての説明であると認識しやすい方法で伝達する必要がある、例えば、検針票・請求書の裏面に小さな文字（日本工業規格 Z 8305 に規定する 8 ポイント未満の文字）で当該変更しようとする事項を記載するだけの方法では十分な「説明」がなされたとは言えないと解される。

改 定 後	現 行
i) (略) ii) 軽微な変更以外の契約の変更の場合 (略) なお、需要家の理解の形成を図るとの説明義務の趣旨に鑑みれば、小売供給に係る料金の値上げなどの供給条件の変更の場合には、需要家が当該変更しようとする事項についての説明であると認識しやすい方法で伝達する必要があり、例えば、検針票・請求書の裏面に小さな文字（<u>日本産業規格 Z 8 3 0 5</u>に規定する 8 ポイント未満の文字）で当該変更しようとする事項を記載するだけの方法では十分な「説明」がなされたとは言えないと解される。 iii)・iv) (略) 2・3 供給条件の説明 (略)	iii)・iv) (略) 2・3 供給条件の説明 (略)

(参考資料 7) 「適正な電力取引についての指針」改定案 新旧対照表 (令和 3 年 8 月建議分)

改 定 案	現 行
第一部 適正な電力取引についての指針の必要性と構成 (略) 第二部 適正な電力取引についての指針 I 小売分野における適正な電力取引の在り方 (略) II 卸売分野等における適正な電力取引の在り方 1 考え方 (略) 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1)・(2) (略) (3) 卸電力市場の透明性 ア (略) イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為 ① インサイダー取引 一部の電気事業者のみが、インサイダー情報(注)を入手し、これに基づいて取引を行うことができるとすれば、当該情報を知る電気事業者のみが当該情報に	第一部 適正な電力取引についての指針の必要性と構成 (略) 第二部 適正な電力取引についての指針 I 小売分野における適正な電力取引の在り方 (略) II 卸売分野等における適正な電力取引の在り方 1 考え方 (略) 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1)・(2) (略) (3) 卸電力市場の透明性 ア (略) イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為 ① インサイダー取引 一部の電気事業者のみが、インサイダー情報(注)を入手し、これに基づいて取引を行うことができるとすれば、当該情報を知る電気事業者のみが当該情報に

改 定 案	現 行
基づいた取引により卸電力市場で利益を得て、他方で当該情報を知らない電気事業者が損失を被るおそれがある。このように、インサイダー情報を知る一部の電気事業者のみがインサイダー情報を知って取引を行うことは、卸電力市場における健全性と公正性を損なうおそれがあることから、電気事業法に基づく業務改善命令又は業務改善勧告の対象となり得る。 (注) インサイダー情報とは、電気の卸取引に関係があり、卸電力市場（相対契約を含む。）の価格に重大な影響を及ぼす以下の事実等をいう。 (a) 認可出力 1 0 万 <u>kW</u> 以上の発電ユニットの計画外停止に係る事実（停止日時、ユニット名、当該発電ユニットが所在するエリア及び発電容量） (b) 上記 (a) の発電ユニットを保有する発電事業者が合理的に推測する当該ユニットの停止原因及び復旧見通し (c) 認可出力 1 0 万 <u>kW</u> 以上の発電ユニットの計画停止を決定した場合における当該決定の事実 (d) 上記 (c) の決定を変更する決定を行った場合における当該変更決定の事実（当該変更決定を更に変更する場合も含む。） (e) 上記 (a) 又は (c) の発電ユニットの復旧予定日を決定した場合における当該決定の事実 (f) 認可出力 1 0 万 <u>kW</u> 以上の発電ユニットにおいて<u>継続する 2 4 時間以内に</u>における合計 2 4 0 万 kWh 以上の出力低下が合理的に見込まれる場合（当該出力低下を決定した場合を含む。）における当該事実（出力低下日時、ユニット名、当該発電ユニットが所在するエリア及び出力低下量）。ただし、自然変動電源（例えば太陽光発電や風力発電など）において、設備など発電能力に問題がなく単に未来の気候条件により発電量の低下が見込まれる場合はこの限りでない（注）。 (g) 上記 (f) により開示された見込みに変更が生じた場合における当該変更後の見込み（当該変更後の見込みを更に変更する場合も含む。） (h) 広域機関の系統情報公開サイト（広域機関システム）において公表することとされる送電設備の運用容量や使用状況に関する事実等 なお、上記 <u>(a) ～ (c)</u> にいう発電ユニットの「停止」とは、発電ユニットが電力系統から解列することを指し、そのうち「計画停止」とは発電事業者が意図して行うものをいい、「計画外停止」とは発電事業者の意図とは無関係に起こるも	基づいた取引により卸電力市場で利益を得て、他方で当該情報を知らない電気事業者が損失を被るおそれがある。このように、インサイダー情報を知る一部の電気事業者のみがインサイダー情報を知って取引を行うことは、卸電力市場における健全性と公正性を損なうおそれがあることから、電気事業法に基づく業務改善命令又は業務改善勧告の対象となり得る。 (注) インサイダー情報とは、電気の卸取引に関係があり、卸電力市場（相対契約を含む。）の価格に重大な影響を及ぼす以下の事実等をいう。 (a) 認可出力 1 0 万 <u>キロワット</u> 以上の発電ユニットの計画外停止に係る事実（停止日時、ユニット名、当該発電ユニットが所在するエリア及び発電容量） (b) 上記 (a) の発電ユニットを保有する発電事業者が合理的に推測する当該ユニットの停止原因及び復旧見通し (c) 認可出力 1 0 万 <u>キロワット</u> 以上の発電ユニットの計画停止を決定した場合における当該決定の事実 (d) 上記 (c) の決定を変更する決定を行った場合における当該変更決定の事実（当該変更決定を更に変更する場合も含む。） (e) 上記 (a) 又は (c) の発電ユニットの復旧予定日を決定した場合における当該決定の事実 (f) 認可出力 1 0 万 <u>キロワット</u> 以上の発電ユニットにおいて <u>1 0 万キロワット以上の出力低下が 2 4 時間以上継続することが合理的に見込まれる場合</u>（当該出力低下を決定した場合を含む。）における当該事実（出力低下日時、ユニット名、当該発電ユニットが所在するエリア及び出力低下量）。ただし、自然変動電源（例えば太陽光発電や風力発電など）において、設備など発電能力に問題がなく単に未来の気候条件により発電量の低下が見込まれる場合はこの限りでない（注）。 (g) 上記 (f) により開示された見込みに変更が生じた場合における当該変更後の見込み（当該変更後の見込みを更に変更する場合も含む。） (h) 広域機関の系統情報公開サイト（広域機関システム）において公表することとされる送電設備の運用容量や使用状況に関する事実等 なお、上記にいう発電ユニットの「停止」とは、発電ユニットが電力系統から解列することを指し、そのうち「計画停止」とは発電事業者が意図して行うものをいい、「計画外停止」とは発電事業者の意図とは無関係に起こるものをいう。<u>DSS</u>

改 定 案	現 行
のをいう。<u>需要が低いときに行う停止であって、速やかに認可出力までの出力増が可能であり、市場価格やインバランス料金に影響を与えない日常的な運用（注）による停止については、公表対象となる発電ユニットの「計画停止」には含まれない。</u> <u>（注）DSS（日々停止：Daily Start and Stop（電力需要の低い夜間に停止し、翌日の朝方に起動する運用））、バランス停止、ユニット差替え、揚水式水力発電における水量管理のためのポンプアップなどの運用（ただし、市場価格に影響を与えない時間帯に行うものに限る。）等による停止。</u> また、上記（f）にいう「出力低下」とは、発電ユニットが、停止（解列）には至らないものの電力系統に認可出力のうちの一部の容量分の電力を供給できないことを指し、例えば、設備の清掃・点検や不具合・故障等に伴う場合及び燃料制約（水力発電（流込式を除く。）の貯水量不足の場合もこれに同じ。以下本節において同様。）や公害防止協定等の入札制約による場合は「出力低下」に含まれ、<u>継続する24時間以内における合計240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合には公表対象となる。</u>他方で、<u>需要が低いときに行う出力抑制であって、速やかに認可出力までの出力増が可能であり、市場価格やインバランス料金に影響を与えない日常的な運用は、上記の「計画停止」と同様、ここでいう「出力低下」には含まれない。</u> <u>なお、公表対象外となる日常的な運用は、需要が低いときに行うもので、速やかに認可出力までの出力増が可能であり、市場価格やインバランス料金に影響を与えない場合に限る。そのため、燃料制約の対象に含まれる電源のDSSやバランス停止、ユニット差替え等の場合は公表対象外となる日常的な運用には該当しない。また、停止や出力低下の原因として日常的な運用と他の理由が併存する場合は、一部の理由が日常的な運用であることをもって、公表対象外とすることは認められない。同様に、24時間以内における240万kWh以上の出力低下の基準の算定との関係で、時間的に継続する出力低下について一部の時間を日常的な運用、その他の時間を他の理由を原因とするものとして、当該日常的な運用の時間を控除して算定することは認められない。</u> （注）例えば天災による設備の故障や生物発生による発電能力の制約等の場合は、単に未来の気候条件により発電量が低下する状況とは異なるため上記のただし書に該当せず、<u>継続する24時間以内における合計240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合には公表対象となる。</u>	<u>（日々停止：Daily Start and Stop（電力需要の低い夜間に停止し、翌日の朝方に起動する運用））、ユニット差替え等の日常的な運用停止については、公表対象となる発電ユニットの「計画停止」には含まれない。</u>また、上記にいう「出力低下」とは、発電ユニットが、停止（解列）には至らないものの電力系統に認可出力のうちの一部の容量分の電力を供給できないことを指し、例えば、設備の清掃・点検や不具合・故障等に伴う場合及び燃料制約（燃料の残量により10万キロワット以上の出力の抑制が見込まれる場合に限る。）や公害防止協定等の入札制約による場合は「出力低下」に含まれ、<u>24時間以上の継続が合理的に見込まれる場合には公表対象となる。</u>他方で、<u>出力は可能であるが需要が低いこと等により出力を抑制する日常的な運用は、上記のDSS等と同様、ここでいう「出力低下」には含まれない。</u> （注）例えば天災による設備の故障や生物発生による発電能力の制約等の場合は、単に未来の気候条件により発電量が低下する状況とは異なるため上記のただし書に該当せず、<u>出力低下の24時間以上の継続が合理的に見込まれる場合には公表対象となる。</u>

改 定 案	現 行
(略) ② インサイダー情報の公表を行わないこと 卸電力市場の健全性と公正性を確保するためには、卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼすインサイダー情報について、適時に公表を行うことが重要である。 インサイダー情報のうち、(h) 広域機関の系統情報公開サイト（広域機関システム）において公表することとされる送電設備の運用容量や使用状況に関する事実等については、市場参加者は、同サイトを閲覧することにより卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼす事実等を知ることが可能である。 他方、インサイダー情報のうち (a) ないし (g)（認可出力 10 万 kW 以上の発電ユニットの計画外停止及び計画停止並びに<u>継続する 24 時間以内における合計 240 万 kWh 以上の出力低下に関する事実等</u>）については、一般に市場参加者が知り得る情報ではないため、停止又は出力低下する発電ユニットを保有する発電事業者が、以下に記載の時期及び方法等に従って、当該情報を公表することが適切である。 (略)	(略) ② インサイダー情報の公表を行わないこと 卸電力市場の健全性と公正性を確保するためには、卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼすインサイダー情報について、適時に公表を行うことが重要である。 インサイダー情報のうち、(h) 広域機関の系統情報公開サイト（広域機関システム）において公表することとされる送電設備の運用容量や使用状況に関する事実等については、市場参加者は、同サイトを閲覧することにより卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼす事実等を知ることが可能である。 他方、インサイダー情報のうち (a) ないし (g)（認可出力 10 万 <u>キロワット</u> 以上の発電ユニットの計画外停止及び計画停止並びに <u>10 万キロワット以上の出力低下に関する事実等</u>）については、一般に市場参加者が知り得る情報ではないため、停止又は出力低下する発電ユニットを保有する発電事業者が、以下に記載の時期及び方法等に従って、当該情報を公表することが適切である。 (略)

改 定 案

i 公表内容とその時期

《計画外停止の場合》

公表内容	公表時期
計画外停止に関する速報 ● 発電事業者名 ● 停止した発電ユニットの名称・容量、当該発電ユニットが所在するエリア ● 停止の日時 ● <u>停止の原因（不明である場合はその旨）</u>	計画外停止の発生後 1 時間以内
計画外停止に関する詳報 ● 停止原因（不明である場合はその旨） ● 復旧見通し（見通しが立たない場合はその旨）	計画外停止の発生後 4 8 時間以内 （公表した情報に変更・更新がある場合は、変更・更新についての決定後速やかに）
復旧時期の公表	復旧時期の決定後速やかに

現 行

i 公表内容とその時期

《計画外停止の場合》

公表内容	公表時期
計画外停止に関する速報 ● 発電事業者名 ● 停止した発電ユニットの名称・容量、当該発電ユニットが所在するエリア ● 停止の日時	計画外停止の発生後 1 時間以内
計画外停止に関する詳報 ● 停止原因（不明である場合はその旨） ● 復旧見通し（見通しが立たない場合はその旨）	計画外停止の発生後 4 8 時間以内 （公表した情報に変更・更新がある場合は、変更・更新についての決定後速やかに）
復旧時期の公表	復旧時期の決定後速やかに

改 定 案

《計画停止の場合》

公表内容	公表時期
計画停止の予定 ● 発電事業者名 ● 停止を予定する発電ユニットの名称・容量、当該発電ユニットが所在するエリア ● <u>停止の開始時期</u> ● <u>停止からの復旧予定時期</u> ● <u>停止の原因</u>	計画停止の決定後速やかに
計画停止の予定の変更	変更についての決定後速やかに
復旧時期の公表（公表済みの計画停止の予定どおりに復旧が行われる場合は不要）	復旧が行われる 4 8 時間前まで

現 行

《計画停止の場合》

公表内容	公表時期
計画停止の予定 ● 発電事業者名 ● 停止を予定する発電ユニットの名称・容量、当該発電ユニットが所在するエリア ● <u>停止を予定する期間</u>	計画停止の決定後速やかに
計画停止の予定の変更	変更についての決定後速やかに
復旧時期の公表（公表済みの計画停止の予定どおりに復旧が行われる場合は不要）	復旧が行われる 4 8 時間前まで

改 定 案	現 行			
《出力低下の場合》	《出力低下の場合》			
<table><tr><th>公表内容</th><th>公表時期</th></tr><tr><td>出力低下の見込み ● 発電事業者名 ● 出力低下を見込む発電ユニットの名称・容量、見込まれる出力低下量（注）、当該発電ユニットが所在するエリア <u>（注）期間中に見込まれる出力低下量に幅がある場合には、その最大値、最小値及び平均値</u> ● <u>出力低下の開始時期</u> ● <u>出力低下の解消時期の見込み（注）</u> <u>（注）例えば燃料制約の場合、発電事業者がある時点の情報（燃料在庫、配線計画、今後の需要見通し）に基づき燃料制約の実施を決定する際には、この燃料制約量が出力低下の開示要件に該当する状況が解消すると見込まれる時期を登録するものとする。</u> ● <u>出力低下の原因</u> <u>公表された出力低下の見込みの変更（出力低下の解消時期の変更を含む。）</u> <u>（削る）</u></td><td> <</td></tr></table>	公表内容	公表時期	出力低下の見込み ● 発電事業者名 ● 出力低下を見込む発電ユニットの名称・容量、見込まれる出力低下量（注）、当該発電ユニットが所在するエリア <u>（注）期間中に見込まれる出力低下量に幅がある場合には、その最大値、最小値及び平均値</u> ● <u>出力低下の開始時期</u> ● <u>出力低下の解消時期の見込み（注）</u> <u>（注）例えば燃料制約の場合、発電事業者がある時点の情報（燃料在庫、配線計画、今後の需要見通し）に基づき燃料制約の実施を決定する際には、この燃料制約量が出力低下の開示要件に該当する状況が解消すると見込まれる時期を登録するものとする。</u> ● <u>出力低下の原因</u> <u>公表された出力低下の見込みの変更（出力低下の解消時期の変更を含む。）</u> <u>（削る）</u>	 <
公表内容	公表時期			
出力低下の見込み ● 発電事業者名 ● 出力低下を見込む発電ユニットの名称・容量、見込まれる出力低下量（注）、当該発電ユニットが所在するエリア <u>（注）期間中に見込まれる出力低下量に幅がある場合には、その最大値、最小値及び平均値</u> ● <u>出力低下の開始時期</u> ● <u>出力低下の解消時期の見込み（注）</u> <u>（注）例えば燃料制約の場合、発電事業者がある時点の情報（燃料在庫、配線計画、今後の需要見通し）に基づき燃料制約の実施を決定する際には、この燃料制約量が出力低下の開示要件に該当する状況が解消すると見込まれる時期を登録するものとする。</u> ● <u>出力低下の原因</u> <u>公表された出力低下の見込みの変更（出力低下の解消時期の変更を含む。）</u> <u>（削る）</u>	 <			

改 定 案	現 行
(略) ii 公表方法 (略) ③ 相場操縦 (略) (４)・(５) (略) Ⅲ ネガワット取引分野における適正な電力取引の在り方 (略) Ⅳ 託送分野等における適正な電力取引の在り方 (略) Ⅴ 他のエネルギーと競合する分野における適正な電力取引の在り方 (略) 附則 本指針の適用 <u>令和３年１１月５日の改定後の本指針は、同日から適用する。</u>	(略) ii 公表方法 (略) ③ 相場操縦 (略) (４)・(５) (略) Ⅲ ネガワット取引分野における適正な電力取引の在り方 (略) Ⅳ 託送分野等における適正な電力取引の在り方 (略) Ⅴ 他のエネルギーと競合する分野における適正な電力取引の在り方 (略) 附則 本指針の適用 <u>令和３年６月１４日の改定後の本指針は、同日から適用する。</u>

1 (参考資料 8) 配電事業制度の詳細設計について

2 ～託送料金の運用等に係る事項～

3 取りまとめ

4
5 令和 3 年 5 月 19 日

6 電力・ガス取引監視等委員会料金制度専門会合

7
8 1. はじめに

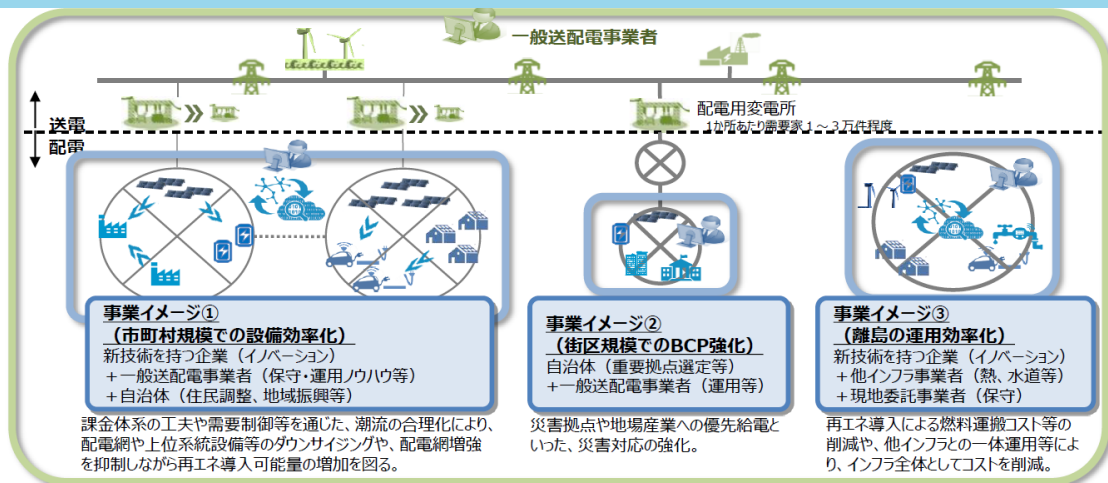
9 2020 年 6 月に成立・公布された「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を
10 図るための電気事業法等の一部を改正する法律」により、電気事業法が改正さ
11 れ、特定の区域において、一般送配電事業者等の送配電網を活用して、新たな
12 事業者が配電事業を行うことができる制度（配電事業制度）が創設された
13 （2022 年 4 月施行）。

14 配電事業制度については、資源エネルギー庁の審議会（持続可能な電力シス
15 テム構築小委員会）において、その詳細制度設計を検討しているところ、この
16 うち託送料金の運用等に係る事項については、電力・ガス取引監視等委員会に
17 おいて、検討を行うこととされた。

18 これを受け、電力・ガス取引監視等委員会料金制度専門会合は、配電事業制
19 度の詳細設計（託送料金の運用等に係る事項）について議論し、以下のとおり
20 とりまとめを行った。

【図 1】 配電事業の概要

- レジリエンス強化等の観点から、特定の区域において、一般送配電事業者の送配電網を活用して、新たな事業者がAI・IoT等の技術も活用しながら、自らの面的な運用を行うニーズが高まっているため、安定供給が確保できることを前提に、配電事業者を電気事業法上に新たに位置付け。
- 例えば、自治体や地元企業が高度な技術を持つIT企業と組んだ上で配電事業を行い、災害時には特定区域の配電網を切り離して、独立運用するといったことが可能になることが期待される。
⇒電力供給が継続でき、街区規模での災害対応力が強化
- また、新規事業者によるAI・IoT等の技術を活用した運用・管理が進展する事が期待される。
⇒設備のダウンサイジングやメンテナンスコストの削減



(出所：第5回持続可能な電力システム構築小委員会資料1より抜粋)

2. 託送料金の運用等に係る事項

託送料金の運用等に係る事項として、以下2点について検討を行った。

I. 「適正な水準」の具体的な基準の策定

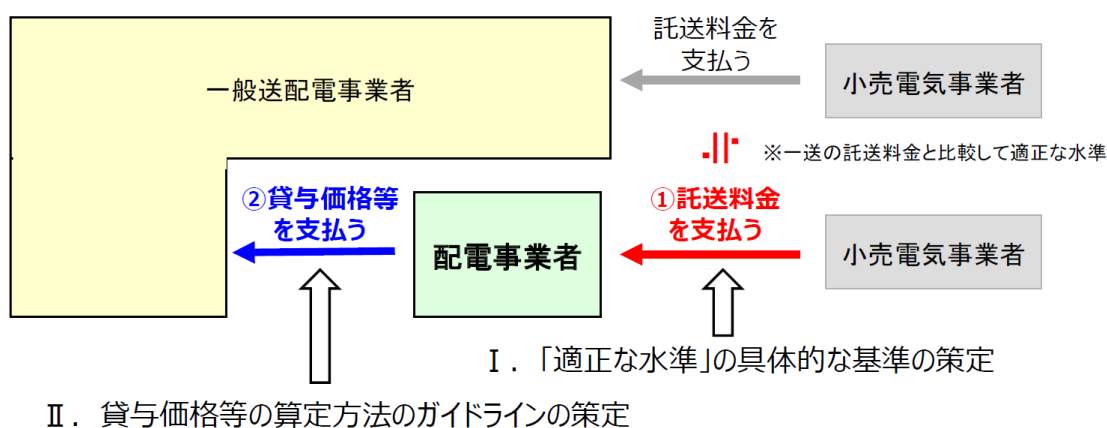
改正電気事業法では、配電事業者の託送料金は、そのエリアの一般送配電事業者の託送料金と比較して適正な水準とすることとされているところ、その具体的な基準を策定する。(配電事業者の託送料金が適正な水準でない場合には、経済産業大臣が変更を命ずることができることとされている。)

II. 貸与価格の算定方法のガイドライン策定

配電事業者は、一般送配電事業者に対し、配電設備の貸与や送電系統への接続を依頼し、その対価を支払うこととなるが、その価格や見直しの

34 周期等について「分散システム導入プラン（仮称）」（以下、「ガイドライ
35 ン」という。）の中で記載する。（配電事業者と一般送配電事業者が共同で
36 作成する引継計画（経済産業大臣が承認）において貸与価格等を記載する
37 こととされているところ、ガイドラインにおいてその算定方法等を明確化
38 する。）

【図2】配電事業者の託送料金の位置づけ



39 （１）「適正な水準」の具体的な基準の策定

41 ア 適正な水準であることの判断基準

43 改正電気事業法上、配電事業者の託送料金は、同一エリアの一般送配電事業
44 者の託送供給等に係る料金に比較して適正な水準とすることとされ、それに該
45 当しないと認められる場合には、経済産業大臣が変更を命ずることができるこ
46 ととされている。配電事業者と需要家の間には直接の契約関係がない一方で、
47 需要家への十分な説明は重要であると考えられるため、変更命令の具体的な基
48 準については、制度開始当初においては、以下に該当している場合、配電事業
49 者の託送料金が適正な水準であると判断することが適当である。

【配電事業者の託送料金が適正な水準であると判断する基準】

- 一般送配電事業者の託送料金の個別需要家ごとの単価と比べて、配電事業者の託送料金の個別需要家ごとの単価の水準が年平均±5%以内であること。^{1, 2, 3, 4, 5}

また、配電事業者から託送料金の届出（変更届出を含む）があった際には、国が上記の変更命令基準に該当するかどうかを判断する必要がある。このため、配電事業者は「一般送配電事業者の託送供給等に係る料金に比較して適正な水準であることの説明書」の提出を義務付けるとともに、基準を満たしていることの算定根拠となる書類も添付させる。国は、当該説明書及び算定根拠となる書類を基に、配電事業者と一般送配電事業者の料金水準を比較し、適正な水準になっているかを審査する。⁶

なお、同一エリアの一般送配電事業者が託送料金を変更した場合にも、国が報告徴収を行った上で、配電事業者と一般送配電事業者の料金水準を比較し、適正な水準になっているかを審査する。

¹ 一般送配電事業者の託送料金の電圧別（特高・高圧・低圧）需要ごとの平均単価と比べて、配電事業者の託送料金の電圧別（特高・高圧・低圧）需要ごとの平均単価の水準が+0%を超える場合は、配電エリアの需要家にレジリエンス強化等のメリットがあるなど、その説明が合理的と認められる場合に限るとともに、当該配電エリアの需要家に十分説明がなされていること。

² 例えば、個別需要家ごとの単価の水準は、季節別や時間帯別にすべて±5%以内になっている必要はなく、年間での平均単価の水準が±5%以内であればよいと考えられる。

³ 配電事業者の託送料金において、一般送配電事業者の託送料金と同一料金メニューとし、当該料金メニューの単価のみを±5%以内で設定した場合には、国は個別需要家ごとの単価の比較や詳細な確認は不要と考えられる。

⁴ 一般送配電事業者の託送料金に係る変更認可申請命令の発動基準であるフロー管理（想定単価と実績単価との比較）においても、乖離率が-5%以内であれば、当該命令を発動しないこととしている。

⁵ 配電事業者の託送料金のうち発電側基本料金の変更命令基準についても、これと同様とする。

⁶ 「一般送配電事業者の託送供給等に係る料金に比較して適正な水準であることの説明書」として、個別需要家ごとの単価が±5%以内となっていること（一般送配電事業者の託送料金と同一料金メニューとし、当該料金メニューの単価のみを±5%以内で設定した場合には、個別需要家ごとの比較は不要）及び電圧別需要ごとの平均単価も±5%以内であることを記載するとともに、その算定根拠となる書類も添付する。また、電圧別需要ごとの平均単価が+0%を超える場合には、配電エリアの需要家に対して十分な説明がなされていることを記載することが考えられる。なお、配電事業者は、原価を積み上げるのではなく、同一エリアの一般送配電事業者の託送料金と同程度の水準となるよう、託送料金を設定することから、原価を積み上げて算定する託送料金算定規則は定める必要はないと考えられる。

イ 配電事業者の託送料金を設定するためのデータの整備・提供

前述（１）アの基準を満たす託送料金を設定するにあたっては、過去の実績値のデータが必要となる。配電事業開始時の配電事業者の託送料金の設定に必要なデータは、一般送配電事業者が有していると考えられることから、配電事業者から提供の依頼があった場合、一般送配電事業者が提供することが必要である。これについては、配電事業者から提供の依頼があった場合、一般送配電事業者は当該データについて過去の実績値⁷（例えば、直近１年間）を提供することをルール化する⁸。

また、配電事業者は、同一エリアの一般送配電事業者が託送料金を変更した場合、変更後の託送料金と比較しても、適正な水準であることを確認することが必要である。当該確認のために必要なデータは、配電事業者が有していると考えられることから、配電事業者は、過去の実績値に、公表されている一般送配電事業者の託送料金を適用した場合の平均単価等を算定し、確認する。⁹（必要に応じて、託送料金の変更届出を行う。）

（２）貸与価格等の算定方法のガイドラインの策定

ア 配電事業者の貸与価格等の算定方法

配電事業者が一般送配電事業者に支払う貸与価格等（下図３の②）については、クリームスキミングの防止¹⁰と、配電事業者による電化の促進やコスト効

⁷ 個別需要家ごとの実績需要量（アンペア、kW、kWh 等）や託送料金収入（算定根拠を含む）等

⁸ 一般送配電事業者から配電事業を営もうとする者への情報提供については、資源エネルギー庁の審議会において、一般送配電事業者と情報の目的外使用の禁止を含む秘密保持契約等を締結した上で、以下の情報提供を受けられる等と整理された。

- ・ 参入予定エリアの総需要や時間帯別の需要などの統計情報
- ・ 設備の譲渡価格・貸与価格や一般送配電事業者への委託料の見積もり金額
- ・ その他競争関係を阻害しない情報であって配電事業の検討に必要な情報

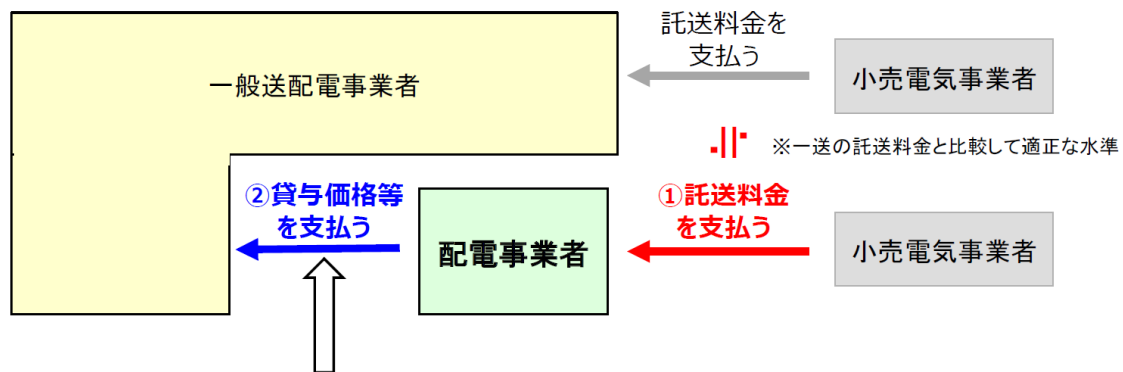
また、参入許可の取得後、配電事業者は、一般送配電事業者から、個別の電気供給事業者や電気工作物等に関する情報について提供を受けられると整理された。

⁹ 国が配電事業者に対し、報告徴収により上記の算定結果の提出を求め、配電事業者と一般送配電事業者の料金水準を比較し、適正な水準になっているかを審査する。

¹⁰ 資源エネルギー庁の審議会では、クリームスキミング防止の観点から、配電事業者から一般送配電事業者に払う貸与価格等は、「託送料金期待収入」から「配電設備の維持運用費用」を除いて算定することが適当と考えられると指摘されている。

89 率化を促すインセンティブの付与の2点を考慮して、国が一定の考え方を示す
90 必要がある。（貸与価格等の算定方法のガイドラインを策定する。）

【図3】配電事業者の貸与価格等の位置づけ



Ⅱ. 貸与価格等の算定方法のガイドラインの策定

91 上記2点の考慮事項を踏まえ、また、エリアごとに事情が異なることも考慮
92 し、配電事業者が一般送配電事業者に支払う貸与価格等については、以下
93 (ア)～(エ)を基本として、一般送配電事業者と配電事業者の協議により決
94 定することが適当である。また、(ア)～(エ)の内容はガイドラインに記載
95 する。

96 (ア) 貸与価格等の金額の算定

97 配電事業者が一般送配電事業者に支払う貸与価格等については、以下の算定
98 式を基本として、一般送配電事業者と配電事業者の協議により決定¹¹するこ
99 とが適当である（下図4参照）。
100

101

102 a. 貸与価格：

103 「配電エリアの託送料金収入（過去実績 or 将来見込み）」

104 － 「配電設備の維持運用費用（過去実績 or 将来見込み）」

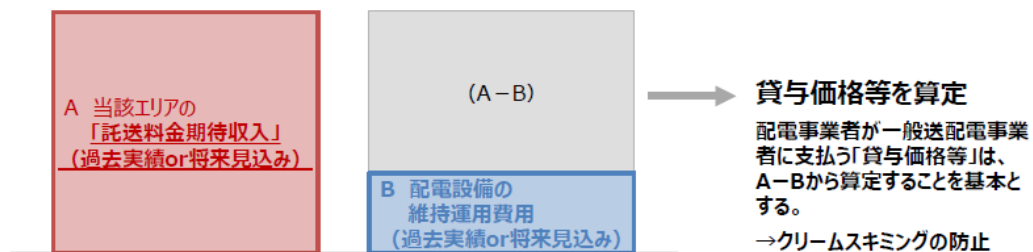
105

106

¹¹ 必要に応じて、電力・ガス取引監視等委員会のあっせん・仲裁の仕組み等を活用すること
とも考えられる。

- 107 b. 譲渡価格（定期で支払うもの）¹²：
- 108 「配電エリアの託送料金収入（過去実績 or 将来見込み）」
- 109 ー 「配電設備の維持運用費用（過去実績 or 将来見込み）」
- 110 ー 「配電設備の減価償却費（簿価等）」

【図 4】 事業開始前の貸与価格等の算定方法のイメージ



→ 事業開始前は、ABのデータが整備されていないが、以下のような推計により、ある程度、正確に算定することが可能ではないか。

A 配電エリアの需要地点毎に、過去の託送料金収入を用いて算定する（過去実績のケース）

B 一送のエリア全体の設備数等（電柱本数、電線延長数等）に係る維持運用費用の過去の実績費用を用いて、配電エリアの設備数等の比率で按分して算定する（過去実績のケース）

111 （イ）貸与価格等の見直し時期

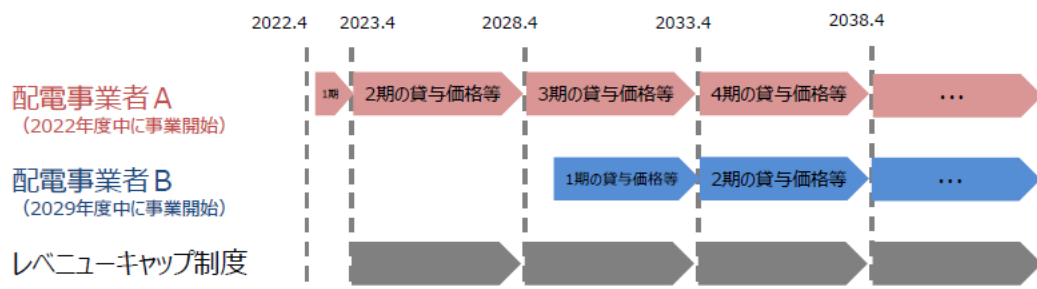
112 貸与価格等の金額は、配電事業者の効率化及び電化促進等のインセンティブ

113 付与のため、原則として、一般送配電事業者の収入上限見直しと同タイミング

114 （2023 年度、2028 年度、2033 年度・・・）で、5 年ごとに見直すこととする。

【図 5】 貸与価格等の見直し周期

（レベニューキャップ制度が 2023 年 4 月に開始する場合のイメージ）



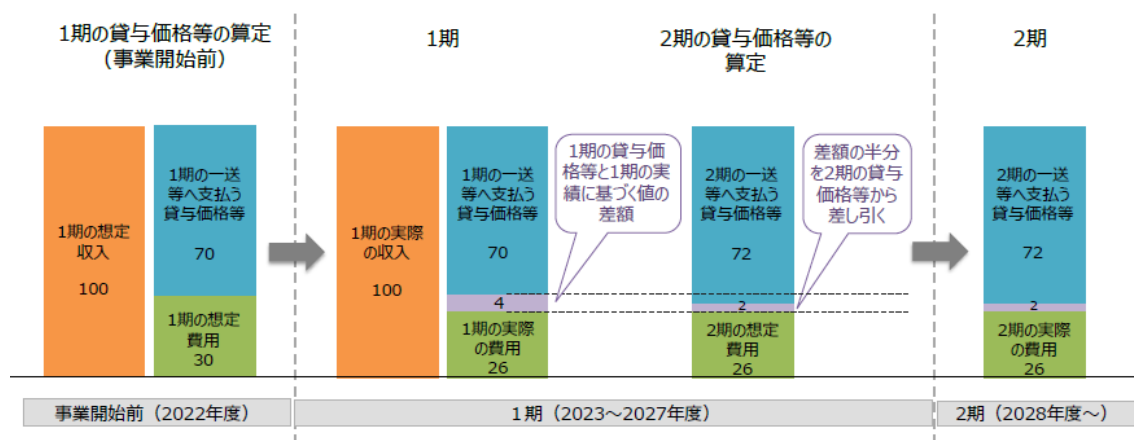
¹² 配電事業者が一般送配電事業者から設備を譲り受ける場合、一般送配電事業者の設備である上位系統への接続料等として、一般送配電事業者に定期的に支払う費用のことであり、当該譲り受けた設備の対価（譲渡設備の簿価等）ではない。

その5年間に於いて、実際の「配電エリアの託送料金収入」や「配電設備の維持運用費用」は、前述（ア）で用いた値から乖離することがあり得るが、期中で貸与価格等を見直すことはせず、この差額は配電事業者に帰属することとする（配電事業者の利益又は損失となる）。ただし、例えば、収入については外生要因によっても変動する可能性があるため、最初の期の貸与価格等を決定する際に、配電事業者と一般送配電事業者の間で、差額を事後的に調整する仕組みを取りきめておくことも考えられる。

（ウ）第2期以降の貸与価格等の算定方法

第2期以降の貸与価格等の金額は、前述（ア）を基本としつつ、配電事業者のインセンティブ確保の観点から、前期における配電事業者の成果（効率化及び電化促進等）の一部を引き継ぐよう工夫する。その際、引継割合については事前に協議にて合意しておくことが望ましい。

【図6】第2期以降の貸与価格等の算定方法のイメージ
（第2期に配電事業者の成果の半分を引き継ぐとした場合）



※収入を一定とした場合。

※2023年4月から配電事業を開始したケース。

（エ）上位系統の設備増強回避等に資する潮流合理化等の取組のインセンティブ

配電事業者が上位系統の設備増強回避等に資する潮流合理化等の取組を進めることが重要なケースにおいては、そのインセンティブについても配慮する。具体的には、エリアによっては、配電事業者が上位系統の設備増強回避等に資する潮流合理化の取組を進めることが重要なケースもあると考えられる。こう

したケースにおいては、一般送配電事業者と配電事業者の協議による合意の上で、以下 a. b. のような工夫をすることも考えられる。

a. 一般送配電事業者と配電事業者が共同で作成する引継計画において、上位系統の設備増強回避等に寄与する取組を進めることを記載する。

b. あわせて、その貢献分の一部を事前に当期の貸与価格等に反映する、もしくは事後的に翌期の貸与価格等に反映することを合意する。

したがって、ガイドラインにおいて、配電事業者が上位系統の設備増強回避等に寄与する取組を進めることが重要なケースにおいては、そのインセンティブについても配慮する旨を記載することが適当である。(なお、本インセンティブの一般送配電事業者のレベニューキャップ上の取り扱いについては別途検討することとする。)

イ 貸与価格等の算定に必要なデータの整備・提供

前述（２）アの算定方法に基づき配電事業者と一般送配電事業者の協議により貸与価格等を決定するにあたっては、過去の実績値等のデータが必要となる。両者が適切に協議を行うことができるよう、また国がその適切性を確認できるよう、以下のようにデータの透明性を確保することが適当である。

a. 配電事業開始時の貸与価格等の算定に必要なデータは、一般送配電事業者が有していると考えられることから、一般送配電事業者が提供することが必要であり、配電事業者から提供の依頼があった場合、一般送配電事業者は当該データについて過去の実績値等¹³（少なくとも例えば、過去３年間）を提供することをルール化する¹⁴。

b. 翌期の貸与価格等の算定に必要なデータは、配電事業者が有していると考えられることから、配電事業者が提供することが考えられるため、配電事業者の会計整理において、配電事業者の配電に係る実績費用や実績収入を確認できる情報が整理されていることが必要である。このため、配電部門収支計算書（当期純利益まで）のほか、社内取引明細書、固定資産明細表及びインバランス収支計算書の４つの様式の作成及び公表を義務付ける。

¹³ 例えば、設備保全台帳等の情報やスマメデータ。

¹⁴ 脚注 8 参照。

- 167 (参考) これまでの審議経過
- 168 令和3年2月1日 第6回料金制度専門会合
- 169 令和3年3月8日 第7回料金制度専門会合

(参考資料 9) 配電事業者に係る 行為規制の詳細について (取りまとめ)

2021 年 5 月

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合

2020 年 6 月に成立・公布された「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」(以下「改正電気事業法」という。)により、レジリエンス強化等の観点から、特定の区域において、一般送配電事業者の送配電網を活用して、新たな事業者が AI・IoT 等の技術も活用しながら、自ら面的な運用を行うニーズが高まっているため、安定供給が確保できることを前提に、配電事業者が電気事業法上に新たに位置付けられた。

改正電気事業法上、一般送配電事業者同様にネットワーク事業を担う配電事業者の中立性の確保による、電気供給事業者間の適正な競争関係の確保のため、一般送配電事業者に係る行為規制が配電事業者に全て準用されている。これらの行為規制については、その運用の詳細を省令で定めることとされているところ、資源エネルギー庁の審議会において、その詳細検討は、電力・ガス取引監視等委員会で行うこととされた。

電力・ガス取引監視等委員会は、その省令その他の必要と考えられる事項について、配電事業に参入する事業者の事情を踏まえて検討を進め、以下の通り結論を得た。

なお、以下の結論については、制度開始前時点において得られる情報から検討を行ったものであり、今後、配電事業者を取り巻く環境に大きな変化があった場合や、その中立性に疑念が生じた場合には、速やかに、見直しを検討することとする。

I. 配電事業者に係る行為規制の詳細について

1. 兼職(取締役等及び従業者)に関する規律

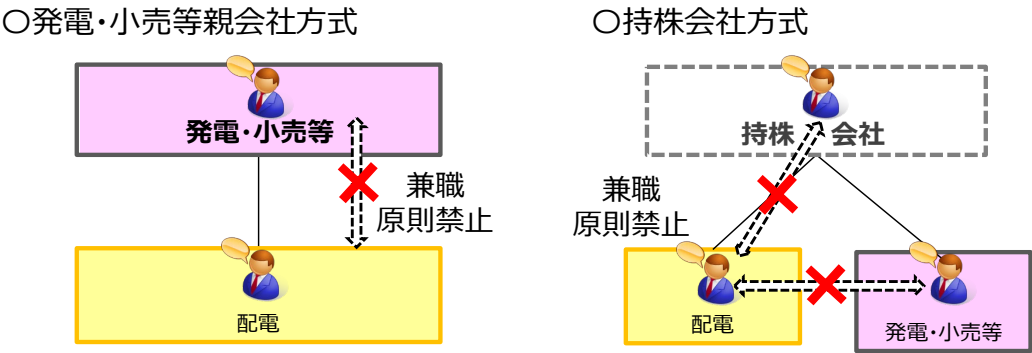
改正電気事業法においては、以下の表のように配電事業者とグループ内の発電・小売事業者等との兼職規制が規定されている。その対象となる従業者の範囲(②及び③)や、禁止の例外(①及び④)について、省令で規定することとされているところ、以下のようにすることが適当である。

改正電気事業法の兼職禁止規定の概要

		特定関係事業者		
		取締役等※2	重要な役割を担う 従業者③	その他の従業者
配電 事業者	取締役等※1	原則禁止 (例外あり①)		
	特定送配電等業務に 従事する従業者②			
	その他の従業者			
			原則禁止 (例外あり④)	禁止されない
			禁止されない	禁止されない

①・④電気供給事業者の間の適正な競争関係を阻害するおそれがない場合として経済産業省令で定める場合
②電気供給事業者間の適正な競争関係の確保のためその運営における中立性の確保が特に必要な業務として経済産業省令で定める業務に従事する者
③発電・小売事業等の業務の運営において重要な役割を担う従業者として経済産業省令で定める要件に該当するもの
※1 配電事業者における取締役等：取締役、執行役（委員会設置会社における執行役をいい、執行役員とは異なる。）
※2 グループ内の発電・小売電気事業者等における取締役等：取締役、執行役、その他業務を執行する役員（組合における理事など。執行役員とは異なる。）

30 【取締役等の兼職規制】



32 (1) 取締役等の兼職禁止の例外（表①）

33 取締役等の兼職禁止の例外は、中立性阻害行為を誘発する兼職に該当しないことが
34 確保されている場合とし、具体的には以下Ⅰ又はⅡの場合とする。

- 35 Ⅰ) 配電事業者のポストにおいて、発電・小売事業等に影響を及ぼし得る、配電事
36 業者が有する公表されていない情報（非公開情報）を知り得ず、かつ、発電・小売
37 事業等に影響を及ぼし得る配電業務に関与できないことが確保されている場合
38 Ⅱ) 発電・小売事業者等のポストにおいて、発電・小売事業等の業務運営における
39 重要な意思決定に関与できないことが確保されている場合

40 ○「確保されている場合」とは、以下のような仕組みが講じられている場合をいう

配電事業者のポスト（Ⅰ）の場合	発電・小売等のポスト（Ⅱ）の場合
・社内規程等で、兼職者が配電事業者が持つ発電・小売事業等の非公開情報を入手することを禁止する ・社内規程等で、兼職者に配電事業者が持つ発電・小売事業等の非公開情報を提供することを禁止する。 ・システム上、兼職者が配電事業者が持つ発電・小売事業等の非公開情報にアクセスできないようにする ・社内規程等で、兼職者が配電事業者の個別的な業務に関与することを禁止する ・兼職者が配電事業者が持つ発電・小売事業等の非公開情報を入手していないこと、情報提供を受けていないこと、配電事業者の個別的な業務に関与していないことを監視・検証する体制を整備し、運用する (議事録・メール等の保存・確認) 等	・社内規程等で、兼職者が発電・小売事業等に関する審議・議決へ参加することを禁止する（オブザーバー等としての参加を含む） ・兼職者が発電・小売事業等の意思決定に関与していないことの監視・検証を行う体制を整備し、運用する (議事録・メール等の保存・確認) 等

（２）兼職禁止の対象となる従業者の範囲（表②、③）

配電事業者の従業者とグループ内の発電・小売事業者等との従業者の兼職についても、中立性阻害行為を誘発すると考えられる兼職が禁止されるよう、その規制対象を規定することが適当である。

こうしたことから、法で規定される配電事業者が営む配電事業の業務その他変電及び配電に係る業務のうち、電気供給事業者間の適正な競争関係の確保のためその運営における中立性の確保が特に必要な業務（以下「特定配電等業務」という。）に従事する従業者（表②）及び発電・小売事業等の業務の運営において重要な役割を担う従業者（表③）については、それぞれ以下のとおりとする。

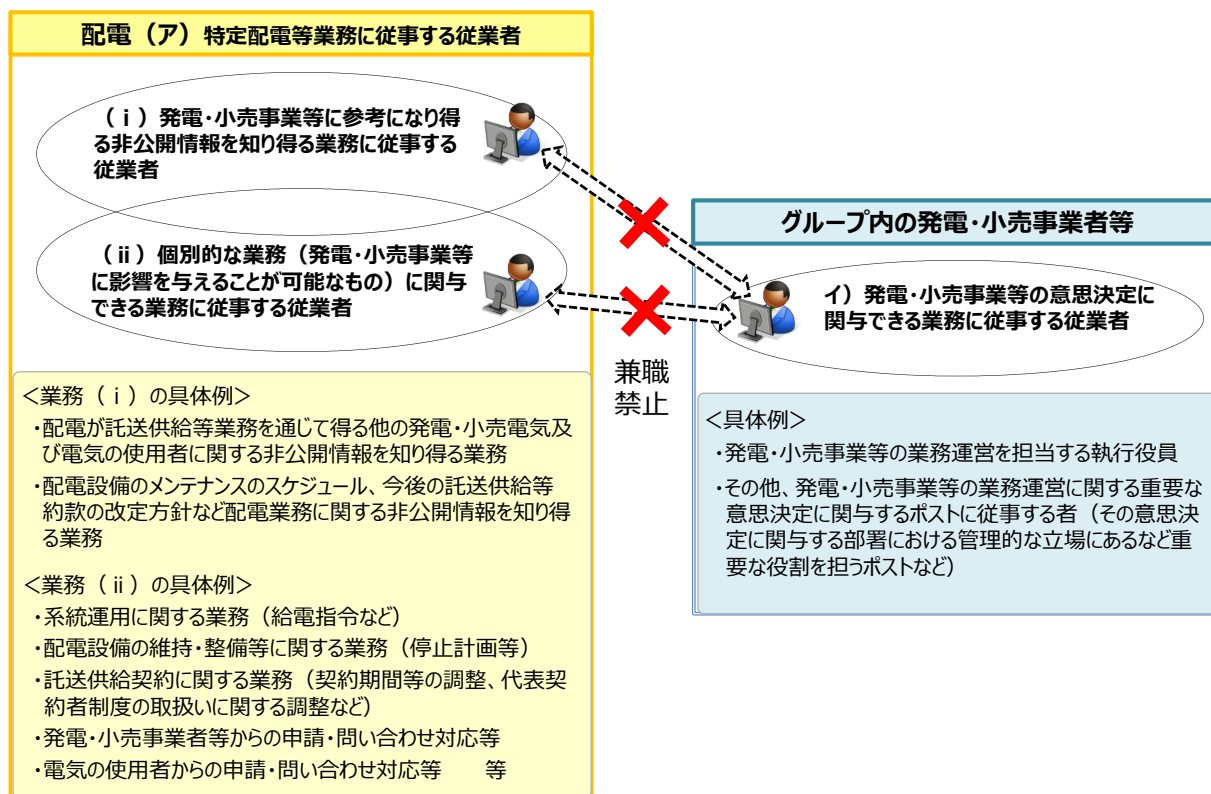
ア）特定配電等業務に従事する従業者（表②）

配電事業者において、発電・小売事業等に影響を及ぼし得る、配電事業者が有する公表されていない情報（非公開情報）を知り得る業務に従事する従業者（i）及び発電・小売事業等に影響を及ぼし得る配電業務に従事する従業者（ii）

イ）発電・小売事業等の業務の運営において重要な役割を担う従業者（表③）

発電・小売事業者等において、発電・小売事業等の事業運営における重要な決定に関与できるポストにある従業者

【従業者の兼職規制の範囲】



（３）事業者の説明責任について

配電事業者とグループ内の発電・小売事業者等とを兼職する者がいる場合には、各事業者は以下のような事項を事前に電力・ガス取引監視等委員会に説明するとともに、対外的にも公表することが適当である。

＜配電事業者及びグループ内の発電・小売事業者等が行う説明の内容の例＞

- ・全ての兼職者の業務内容、ポスト、必要性
- ・中立性阻害行為が発生しないと考える根拠
- ・中立性阻害行為の発生を防ぐ仕組みとその実施状況（年一回程度） 等

２．社名、商標、広告・宣伝等に関する規律

改正電気事業法においては、情報の目的外利用・提供の禁止や差別的取扱いの禁止に加えて、その他適正な競争関係を阻害する行為（省令で定めるもの）を禁止することとされている。

グループ内の発電・小売事業者等が配電事業者の信用力を活用してグループ内の発電・小売事業者等の営業活動を有利にすることは、電気供給事業者間の適正な競争関係を阻害するものであり、本規定により、社名、商標、広告・宣伝等について一定の規制を行うべきと考えられる。具体的には、以下の規制を行うことが適当である。

（１）社名（認可配電事業者は除く。）

配電事業者及びグループ内の発電・小売事業者等については、お互いが同一視されるおそれのある社名を用いることは、適正な競争関係を阻害する行為にあたるものであり、禁止する。

なお、配電事業者が社名の一部にグループ名称を使用している場合においても、その社名の中に配電事業者であることを示す文言を含む場合には、禁止される社名には該当しない。

(2) 商標（認可配電事業者は除く。）

配電事業者及びグループ内の発電・小売事業者等については、お互いが同一視されるおそれのある商標を用いることは、適正な競争関係を阻害する行為にあたるものであり、禁止する。

グループ内の発電・小売事業者等がグループ商標を使用している場合において、配電事業者が当該グループ商標を使用することについては、通常、「お互いが同一視されるおそれのある商標を用いること」に該当すると考えられ、禁止される。

ただし、以下の場合については、適正な競争関係を阻害しないと考えられることから、許容されることとする。

◇ 配電事業者が、配電事業者の独自商標と併せてグループ商標を用いる場合

(3) 広告・宣伝等

配電事業者（認可配電事業者においては当該配電事業者の託送供給等業務を行う部門をいう。）が、グループ内の発電・小売事業者等（認可配電事業者においては当該配電事業者の発電・小売事業等に係る業務を営む部門を含む。）の事業活動を有利にする広告・宣伝等を行うことは、適正な競争関係を阻害する行為にあたるものであり、禁止する。

また、グループ内の発電・小売事業者等が、配電事業者の信用力を利用して、グループ内の発電・小売事業等を有利にする広告・宣伝等を行うことについても、適正な競争関係を阻害する行為にあたるものであり、禁止する。

3. グループ内での取引に関する規律

(1) 「通常の取引の条件とは異なる条件であって適正な競争関係を阻害するおそれのある条件」の具体的な判断基準

改正電気事業法においては、不適正な利益移転等を防止するため、配電事業者とグループ内の発電・小売事業者等（配電事業者と特殊の関係のある者を含む。以下本項目において同じ。）との間の取引は「通常の取引の条件とは異なる条件であって適正な競争関係を阻害するおそれのある条件」で行ってはならないこととされている。その具体的な判断基準は、以下とすることが適当である。

「通常の取引の条件」の判断基準は、グループ会社以外の会社と同種の取引を行う場合に成立するであろう条件と同様の条件かどうかとする。

112 なお、より具体的な判断基準を示すことについては、対象となる取引は多種多様で
113 あり、事前に類型化し具体的な基準を示すことは困難であるため、今後、事務局によ
114 る監視や事業者からの相談等を通じて、整理が必要なケースが出てきた際に、あらた
115 めて議論することとする。

116 (2) 規制の対象となる配電事業者と「特殊の関係のある者」の範囲

117 本規制については、別会社との取引を利用した不適正な利益移転等も防止する観点か
118 ら、グループ内の発電・小売事業者等に加えて、配電事業者と「特殊の関係のある者」
119 も規制の対象に含めることとされている。その具体的な範囲については省令で規定する
120 こととされているところ、以下のようにすることが適当である。

121 以下①及び②の者については、不適正な利益移転等に資する取引に関与するおそれ
122 があることから、配電事業者と「特殊の関係のある者」として、本規制の対象とす
123 る。

124 ① グループ内の発電・小売事業者等の子会社等及び関連会社¹

125 ② グループ内の発電・小売事業者等の主要株主²

¹「関連会社」の定義は、会社法、会社計算規則による。

²「主要株主」の定義は、銀行法及び銀行法施行規則並びに金融商品取引法及び金融商品取引業等に関する内閣府令と同様。

127 **4. 業務の受委託等に関する規律**

128 (1) 例外として許容される業務委託の内容（配電→発電・小売等）

129 改正電気事業法においては、配電事業者がグループ内の発電・小売事業者等及びそ
130 の子会社等³に配電業務を委託することを原則として禁止している。

131 その禁止の例外について省令で規定することとされているところ、以下のようにする
132 ことが適当である。

133 以下の①～④については、適正な競争関係を阻害するおそれがないと考えられ、禁
134 止の例外とする。

135 ① 以下ア～ウのいずれにも該当しない業務委託

136 ア 配電事業者のみが知り得る非公開情報（発電・小売事業等に影響を及ぼし得る
137 もの）を取扱う業務の委託

138 イ 業務の実施方法等に受託者に一定の裁量があり、発電・小売事業者等の競争条
139 件に影響を与えることができる業務の委託

140 ウ 合理的な理由がないにもかかわらず、公募をせずに実施する委託

141 ② 災害時の復旧対応など頻度が少なくまた期間が短い業務委託であって、その頻度
142 及び期間並びに業務の内容を踏まえて、適正な競争関係の阻害のおそれがないと
143 考えられる業務委託

144 ③ 配電事業者の子会社等（配電事業者を通じての支配以外では、グループ内の発
145 電・小売事業者の支配がない会社に限る。）への業務委託

146 ④ 以下ア、イのいずれの場合にも該当する業務委託

147 ア 一般送配電事業者へ業務を委託する場合

148 イ 配電事業者において、一般送配電事業者が委託を受けた業務で知り得た情報を
149 当該業務以外の目的のために利用・提供しないことを確保するための措置を講じ
150 ている場合⁴

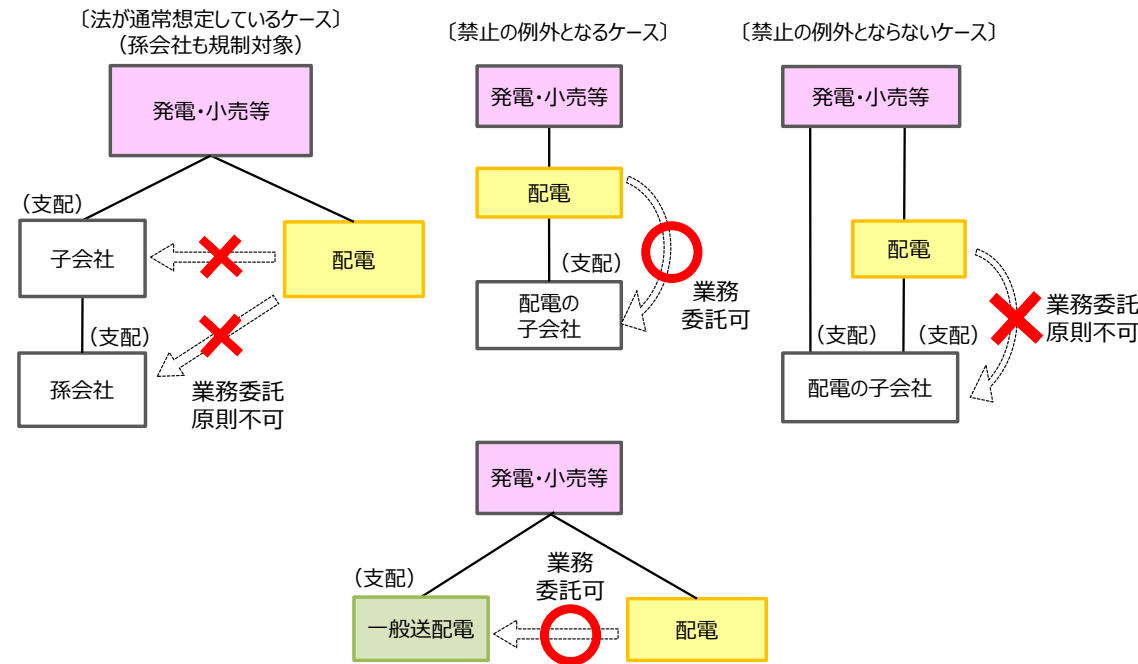
151

³ 「子会社等」の改正電気事業法の定義は、会社法第二条第三号の二に規定する子会社等と同様。

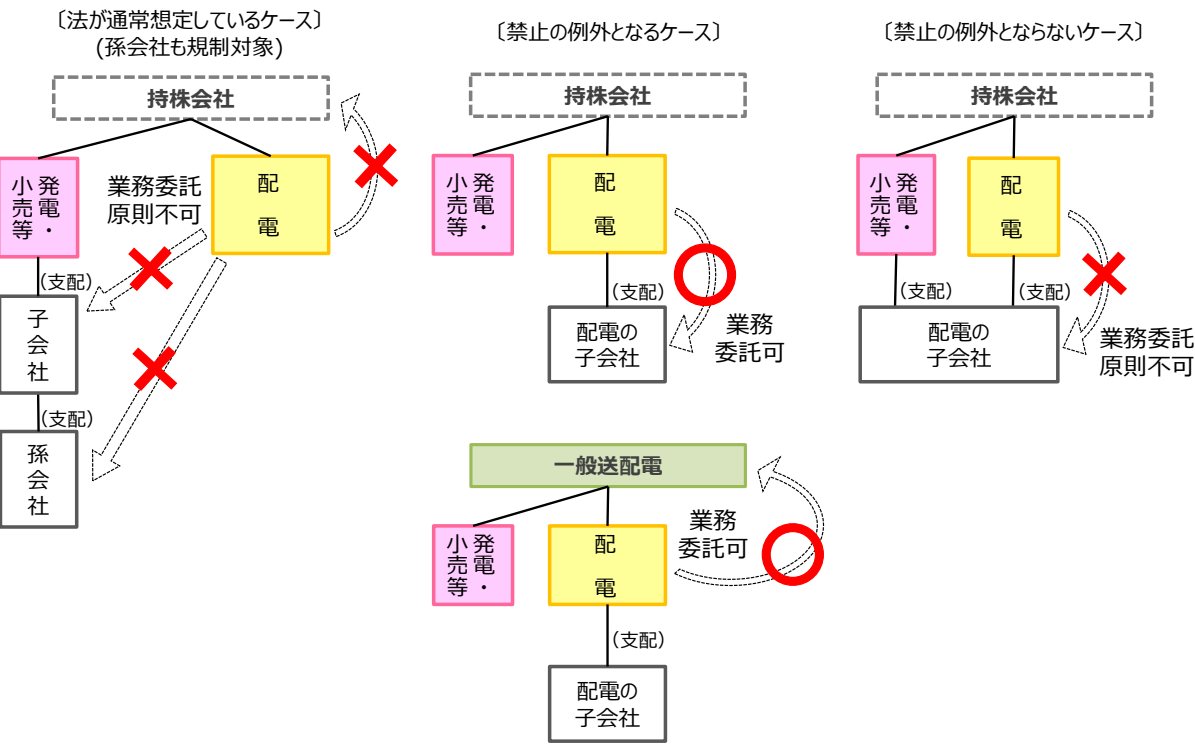
⁴ 例えば、配電事業者が、一般送配電事業者との間において、委託業務に関して秘密保持契約を締結することなどが考えられる。

【発電・小売事業者等の子会社・孫会社への業務委託の取扱い】

○発電・小売等親会社方式



○持株会社方式



（２）例外として許容される業務受託の内容（発電・小売等→配電）

改正電気事業法においては、配電事業者がグループ内の発電・小売事業者等から発電・小売事業等の業務を受託することを原則として禁止している。

それらの禁止の例外について省令で規定することとされているところ、以下のようになすることが適当である。

以下①及び②については、適正な競争関係の阻害のおそれがない場合として、禁止の例外とする。

① 以下ア及びイのいずれにも該当しない業務受託

ア 配電事業者のみが知り得る情報や配電事業者の人的・物的資源を不当に活用して、あるいは、関連する配電業務の実施を変更・調整するなどして受託した業務の成果を高めることができる業務

イ 合理的な理由なくグループ内の発電・小売事業者等以外からは受託しないなど、グループ内外で条件等に不当に差を設けた業務

② 災害時の復旧対応など頻度が少なくまた期間が短い業務委託であって、その頻度及び期間並びに業務の内容を踏まえて、適正な競争関係の阻害のおそれがないと考えられる場合

５．情報の適正な管理のための体制整備等

改正電気事業法においては、配電事業者が以下の体制整備等を行うこととされている。

（１）情報を適正に管理するための体制の整備

（２）業務の実施状況を適切に監視するための体制の整備

（３）その他適正な競争関係を確保するために必要な措置

その措置の具体的な内容について省令で規定することとされているところ、以下のようになすることが適当である。

（１）情報を適正に管理するための体制の整備

配電事業者は、配電業務に関する情報が発電・小売事業者等（発電事業者、小売電気事業者、及び、特定卸供給事業者をいう。以下同じ。）（発電・小売事業等（発電事業、小売事業、及び特定卸供給事業をいう。以下同じ。）と兼業が認められた配電事業者（以下「認可配電事業者」という。）においては当該配電事業者の発電事業・小売事業等に係る業務を営む部門を含む。本項目において同じ。）等に流出することを適確に防止するため、以下①～⑤の措置を講じることとする。

①建物を発電・小売事業者等と共用する場合には、別フロアにするなど、物理的隔絶を担保し、入室制限等を行うこと

②情報システムを発電・小売事業者等と共用する場合には、アクセス制限、アクセ

ス者の識別等の措置を講ずること（情報システムの論理的分割等）。なお、共用しない場合でも、アクセス者の識別等の措置を講ずること

③情報の適正な管理に係る規程を整備すること

④情報管理責任者を設置すること

⑤取締役等及び従業員の研修を実施すること

（２）業務の実施状況を適切に監視するための体制の整備

配電事業者は、自らの託送供給及び電力量調整供給の業務（以下「託送供給等業務」という。）の実施状況を適切に監視するための体制整備として、以下①及び②の措置を講じることとする。

①託送供給等業務における発電・小売事業者等との取引及びその他の連絡・調整（軽微なものを除く。）の内容及び経緯を記録し保存すること

②託送供給等業務の実施状況を監視する監視部門を託送供給等業務を行う部門と別に⁵置くこと

（３）その他適正な競争関係を確保するために必要な措置

配電事業者は、（１）・（２）に加えて、適正な競争関係を確保するため、以下①～③の措置を講じることとする。

①法令等を遵守するための体制確保に係る責任者（法令遵守責任者）を設置すること

②託送供給等業務が法令等に適合することを確保するための規程、計画を整備すること

③法令遵守責任者により監視を実施すること

※（１）①執務室の物理的隔絶及び②システムの論理的分割並びに（２）②監視部門の設置については、需要家軒数５万軒以上の配電事業者に対しては、法令に基づき義務付け、それ以外の配電事業者に対しては、ガイドライン上の望ましい行為と位置付ける。

⁵「別に」とは、託送供給等業務の執行部門と別の指揮系統の下にあること及びグループ内の発電・小売事業者等からの影響を受けないこと（兼職をしない等）をいう。

218 II. その他必要と考えられる事項について

219 1. 人事交流について

220 改正電気事業法は、配電事業者とグループ内の発電・小売事業者等との間の人事交流
221 (出向、転籍等) を規制する規定を設けていないものの、配電事業者の実質的な中立性
222 を確保するため、以下のようにすることが適当である。

223 (1) 「適正な電力取引についての指針」に規定する事項

224 配電事業者とグループ内の発電・小売事業者等との人事交流については、各社が自
225 主的にその方針を検討し、適切に取り組むことが重要であることから、「適正な電力取
226 引についての指針」を改定し、以下の事項を望ましい行為として規定する。

- 227 ♪ 配電事業者が、グループ内の発電・小売事業者等との間での人事交流について、
228 情報の目的外利用の禁止及び差別的取扱い禁止の確実な確保の観点から、行動規
229 範を作成し、それを遵守すること
- 230 ♪ グループ内の発電・小売事業者等が、配電事業者との間での人事交流について、
231 配電事業者における情報の目的外利用の禁止及び差別的取扱いの禁止の確実な確
232 保の観点から、行動規範を作成し、それを遵守すること

233 (2) 配電事業者及びグループ内の発電・小売事業者等が策定する行動規範に含むこと 234 が望ましい事項

235 配電事業者及びグループ内の発電・小売事業者等は、その事業を開始するまでに、
236 例えば、以下の措置を含む行動規範を策定することが望ましい。

237 ①従業者の人事交流に関する措置 (例)

238 情報の目的外利用をより確実に防ぐため、配電事業者において発電・小売事業等
239 に参考になり得る非公開情報を知り得るポストに従事している者が、グループ内の
240 発電・小売事業者等における非公開情報を活用できるポスト (小売の営業部門等)
241 に直接異動する人事交流は行わないこと。

242 ②取締役等の人事交流に関する措置 (例)

243 情報の目的外利用に加え、差別的取扱いをより確実に防ぐため、配電事業者にお
244 いて会社の業務執行を決定し中立性確保に責任を有する立場にある取締役及び執行
245 役が、上記①に加えて、グループ内の発電・小売事業者等の取締役等に異動 (一定
246 期間を経過せずに当該ポストに就任することを含む。) する人事交流は行わないこ
247 と。

248 ※改正電気事業法に基づく禁止の例外とされた配電の取締役及び執行役について
249 は、本措置の対象とする必要はないと考えられる。

250 ③透明性の確保のための措置 (例)

251 配電事業者において上記①又は②に該当する人事交流を行う場合には、その内容
252 について、対外的に公表すること。

(参考資料 10)「電気事業託送供給等収支計算規則」等 新旧対照法

新	旧
別表第 1 (第 2 条関係) <u>事業者に係る託送供給等収支配分基準</u> 1～7 (略) 8. 6. の規定により作成された送配電部門収支計算書を基に、様式第 1 第 5 表により超過利潤計算書を作成すること。ただし、<u>税引前送配電部門当期純利益 (又は税引前送配電部門当期純損失) については、6. の規定により整理された税引前送配電部門当期純利益 (又は税引前送配電部門当期純損失) に、超過契約額 (委任又は請負契約に係る手続について正当な理由なく透明性又は公平性が確保されていない場合であって、当該契約について合理的な金額を超えて支出した場合におけるその超えた部分の額をいう。以下第 6 表において同じ。) を加算した額とし、特別損益については、6. の規定により整理された特別利益から 6. の規定により整理された特別損失 (災害に伴う特別損失を除く。) を控除した額とすること。</u> 9～14 (略)	別表第 1 (第 2 条関係) <u>事業者に係る託送供給等収支配分基準</u> 1～7 (略) 8. 6. の規定により作成された送配電部門収支計算書を基に、様式第 1 第 5 表により超過利潤計算書を作成すること。ただし、特別損益については、6. の規定により整理された特別利益から 6. の規定により整理された特別損失 (災害に伴う特別損失を除く。) を控除した額とすること。 9～14 (略)

◎「電気事業託送供給等収支計算規則」（平成１８年経済産業省令第２号）②

新	旧																																				
第6表	第6表																																				
超過利潤累積額管理表	超過利潤累積額管理表																																				
年 月 日から	年 月 日から																																				
年 月 日まで	年 月 日まで																																				
(単位 百万円)	(単位 百万円)																																				
<table><tr><th>項 目</th><th>金 額</th><th>備 考</th></tr><tr><td>前期超過利潤累積額（又は前期欠損累積額）(①)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>(中略)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>当期超過利潤累積額（又は当期欠損累積額）(④＝①＋②－③)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>一定水準額 (⑤)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>一定水準超過額 (⑥＝④－⑤)</td><td></td><td></td></tr></table>	項 目	金 額	備 考	前期超過利潤累積額（又は前期欠損累積額）(①)			(中略)			当期超過利潤累積額（又は当期欠損累積額）(④＝①＋②－③)			一定水準額 (⑤)			一定水準超過額 (⑥＝④－⑤)			<table><tr><th>項 目</th><th>金 額</th><th>備 考</th></tr><tr><td>前期超過利潤累積額（又は前期欠損累積額）(①)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>(中略)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>当期超過利潤累積額（又は当期欠損累積額）(④＝①＋②－③)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>一定水準額 (⑤)</td><td></td><td></td></tr><tr><td>一定水準超過額 (⑥＝④－⑤)</td><td></td><td></td></tr></table>	項 目	金 額	備 考	前期超過利潤累積額（又は前期欠損累積額）(①)			(中略)			当期超過利潤累積額（又は当期欠損累積額）(④＝①＋②－③)			一定水準額 (⑤)			一定水準超過額 (⑥＝④－⑤)		
項 目	金 額	備 考																																			
前期超過利潤累積額（又は前期欠損累積額）(①)																																					
(中略)																																					
当期超過利潤累積額（又は当期欠損累積額）(④＝①＋②－③)																																					
一定水準額 (⑤)																																					
一定水準超過額 (⑥＝④－⑤)																																					
項 目	金 額	備 考																																			
前期超過利潤累積額（又は前期欠損累積額）(①)																																					
(中略)																																					
当期超過利潤累積額（又は当期欠損累積額）(④＝①＋②－③)																																					
一定水準額 (⑤)																																					
一定水準超過額 (⑥＝④－⑤)																																					
(記載注意)	(記載注意)																																				
1～3 (略)	1～3 (略)																																				
4 一定水準額は、送配電部門に係る固定資産の期首と期末における帳簿価額（超過契約額に係る帳簿価額を除く。）を平均した額（以下「平均帳簿価額」という。）に託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率（(中略)）を乗じて算定すること。	4 一定水準額は、送配電部門に係る固定資産の期首と期末における帳簿価額を平均した額（以下「平均帳簿価額」という。）に託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率（(中略)）を乗じて算定すること。																																				
5～9 (略)	5～9 (略)																																				

附 則

この省令は、公布の日から施行し、この省令による改正後の電気事業託送供給等収支計算規則の規定は、この省令の施行の日以後に終了する事業年度に係る一般送配電事業の業務その他変電、送電及び配電に係る業務に関する会計の整理について適用する。

◎「電気事業法等の一部を改正する法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」（平成２８年３月２８日）

新	旧
第１ 審査基準 （１）改正法附則第１６条第４項の規定によりなおその効力を有するものとして読み替えて適用される改正法第１条の規定による改正前の電気事業法（以下「特定旧法」という。）第７条第３項の規定による指定期間の延長 特定旧法第７条第３項の規定による指定期間の延長に係る審査基準については、例えば、次のような正当な理由がある場合とする。 ①・② （略） 第２ 処分の基準 （７）特定旧法第２３条第１項の規定による特定小売供給約款等の変更の認可の申請命令 特定旧法第２３条第１項の規定による<u>特定小売供給約款等の変更の認可の申請命令</u>については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、改正法附則第１８条第１項の認可を受け、又は特定旧法第１９条第４項若しくは第７項の規定により届け出られた特定小売供給約款が、<u>認可を受け、又は届け出られた当時は合理的なものであったとしても、例えば物価の大幅な変動や需要構成の著しい変化があるなど「社会的経済的事情の変動」により「著しく不相当となり、公共の利益の増進に支障がある」と認められる場合とする。</u>	第１ 審査基準 （１）改正法附則第１６条第３項の規定によりなおその効力を有するものとして読み替えて適用される改正法第１条の規定による改正前の電気事業法（以下「特定旧法」という。）第７条第３項の規定による指定期間の延長 特定旧法第７条第３項の規定による指定期間の延長に係る審査基準については、例えば、次のような正当な理由がある場合とする。 ①・② （略） 第２ 処分の基準 （７）特定旧法第２３条第１項の規定による特定小売供給約款等の変更の認可の申請命令 特定旧法第２３条第１項の規定による<u>特定小売供給約款等の変更の認可の申請命令</u>については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、改正法附則第１８条第１項の認可を受け、又は特定旧法第１９条第４項若しくは第７項の規定により届け出られた特定小売供給約款が、<u>認可を受け、又は届け出られた当時は合理的なものであったとしても、例えば物価の大幅な変動や需要構成の著しい変化があるなど「社会的経済的事情の変動」により「著しく不相当となり、公共の利益の増進に支障がある」と認められる場合とする。</u>

なお、その判断に当たっては、次の情報を勘案することとする。

①～③ (略)

④ 改正法附則第18条第1項の認可を受け、又は特定旧法第19条第4項若しくは第7項の規定により届け出られた特定小売供給約款における料金について、当該特定小売供給約款の実施日の属する年度の4月1日から起算して当該料金（中略）を算定した際に定められた原価算定期間に相当する年数が経過した後に経済産業大臣が毎年度行う定期的な評価において、みなし小売電気事業者の財務の状況が次のいずれかに該当すると認められることにより値下げ認可申請の必要があると評価した場合であって、当該みなし小売電気事業者が当該認可申請の準備に着手しない場合にあつては、当該定期的な評価の結果及びその過程で得られた情報。ただし、当該認可申請の可否を評価するに当たっては、部門別収支計算規則に基づいて整理された特定需要・一般需要外部部門の災害その他特別の事情による純損失の有無を考慮するものとする。

イ 部門別収支計算規則に基づいて整理された特定需要部門の電気事業収益から電気事業費用を減じて得た額の当該電気事業収益に対する割合（以下「電気事業利益率」という。）及び部門別収支計算規則附則第2条の規定による廃止前の一般電気事業部門別収支計算規則（平成18年経済産業省令第3号。以下「旧部門別収支計算規則」という。）に基づいて整理された一般需要部門の電気事業利益率の直近3年度間の平均値（中略）が全てのみなし小売電気事業者の直近10年度間の部門別収支計算規則に基づいて整理された特定需要部門の電気事業利益率及び旧部門別収支計算規則に基づいて整理された一般需要部門の電気事業利益率の平均値を上回っており、

なお、その判断に当たっては、次の情報を勘案することとする。

①～③ (略)

④ 改正法附則第18条第1項の認可を受け、又は特定旧法第19条第4項若しくは第7項の規定により届け出られた特定小売供給約款における料金について、当該特定小売供給約款の実施日の属する年度の4月1日から起算して当該料金（中略）を算定した際に定められた原価算定期間に相当する年数が経過した後に経済産業大臣が毎年度行う定期的な評価において、みなし小売電気事業者の財務の状況が次のいずれかに該当すると認められることにより値下げ認可申請の必要があると評価した場合であって、当該みなし小売電気事業者が当該認可申請の準備に着手しない場合にあつては、当該定期的な評価の結果及びその過程で得られた情報。ただし、当該認可申請の可否を評価するに当たっては、部門別収支計算規則に基づいて整理された特定需要・一般需要外部部門の災害その他特別の事情による純損失の有無を考慮するものとする。

イ 部門別収支計算規則に基づいて整理された特定需要部門の電気事業収益から電気事業費用を減じて得た額の当該電気事業収益に対する割合（以下「電気事業利益率」という。）及び部門別収支計算規則附則第2条の規定による廃止前の一般電気事業部門別収支計算規則（平成18年経済産業省令第3号。以下「旧部門別収支計算規則」という。）に基づいて整理された一般需要部門の電気事業利益率の直近3年度間の平均値（中略）が全てのみなし小売電気事業者の直近10年度間の部門別収支計算規則に基づいて整理された特定需要部門の電気事業利益率及び旧部門別収支計算規則に基づいて整理された一般需要部門の電気事業利益率の平均値を上回っており、かつ、部門

かつ、部門別収支計算規則に基づいて整理された<u>特定需要部門の超過利潤</u>（特定需要部門の税引前当期純利益又は純損失に<u>支払利息及び超過契約額</u>（委任又は請負契約に係る手続について正当な理由なく透明性又は公平性が確保されていない場合であって、当該契約について合理的な金額を超えて支出した場合におけるその超えた部分の額をいう。以下同じ。）を加え、法人税等、財務収益（預金利息を除く。）及び事業報酬額を減じて得た額をいう。）及び旧部門別収支計算規則に基づいて整理された<u>一般需要部門の超過利潤</u>（一般需要部門の税引前当期純利益又は純損失に<u>支払利息及び超過契約額</u>を加え、法人税等、財務収益（預金利息を除く。）及び事業報酬額を減じて得た額をいう。）の<u>累積額が事業報酬額</u>（算定規則第4条第2項第1号若しくは同条第3項第1号に掲げる額又は旧算定規則第4条第2項の規定により算出された額をいう。）のうち<u>特定需要に係る額を超過していること</u>。（中略） ロ （略）	別収支計算規則に基づいて整理された<u>特定需要部門の超過利潤</u>（特定需要部門の税引前当期純利益又は純損失に<u>支払利息を加え</u>、法人税等、財務収益（預金利息を除く。）及び事業報酬額を減じて得た額をいう。）及び旧部門別収支計算規則に基づいて整理された<u>一般需要部門の超過利潤</u>（一般需要部門の税引前当期純利益又は純損失に<u>支払利息を加え</u>、法人税等、財務収益（預金利息を除く。）及び事業報酬額を減じて得た額をいう。）の<u>累積額が事業報酬額</u>（算定規則第4条第2項第1号若しくは同条第3項第1号に掲げる額又は旧算定規則第4条第2項の規定により算出された額をいう。）のうち<u>特定需要に係る額を超過していること</u>。（中略） ロ （略）

附 則（2020〇〇〇〇資第△△号）
この訓令は、令和3年4月1日から施行する。

(参考資料 11) 一般送配電事業者の 2019 年度収支状況等の事後評価

取りまとめ

2021 年 3 月 29 日

電力・ガス取引監視等委員会料金制度専門会合

1. はじめに

我が国の電力系統を取り巻く事業環境は、人口減少や省エネルギーの進展等により電力需要が伸び悩む傾向にある一方で、再生可能エネルギーの導入拡大による系統連系ニーズや経済成長に応じて整備されてきた送配電設備の高経年化への対応が増大するなど、大きく変化しつつある。

こうした事業環境の変化に対応しつつ、将来の託送料金を最大限抑制するため、一般送配電事業者においては、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制していくとともに、再生可能エネルギーの導入拡大や将来の安定供給等に備えるべく、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

以上のような問題意識の下、電力・ガス取引監視等委員会の料金制度専門会合は、託送料金の低廉化と質の高い電力安定供給の両立を促進すべく、一般送配電事業者の収支状況等の事後評価を実施するとともに、この中で、2023 年度より導入する新託送料金制度（レベニューキャップ制度）の設計・運用の参考とする観点から、各社の事業状況（経営効率化や高経年化対策等）について議論した。

なお、今回の事後評価に際しては、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力 NW、沖縄電力、関西電力調達等審査委員会、東京電力 HD からヒアリングを実施した。

2. 2019 年度の収支状況等の事後評価の結果概要

(1) 託送収支の状況¹（全 10 社）

① 法令に基づく事後評価

2019 年度の当期超過利潤累積額について、変更認可申請命令(値下げ命令)の発動基準となる一定の水準を超過した事業者はいなかった(ストック管理)。また、想定単価と実績単価の乖離率について、変更認可申請命令の発動基準となる一定の比率を超過した事業者はいなかった(フロー管理)。東京電力 PG については、2017 年度収支から廃炉等負担金を踏まえて厳格な基準が適用されることとなったが、当該基準に達していなかった。

② 収支全体について

収入面については、節電・省エネ等により電力需要が減少したため、沖縄を除く 9 社におい

¹ 2021 年 1 月時点で各社が公表していた託送収支計算書等に基づく評価。なお、今後、電気事業監査の指摘等により変更の可能性がある。

て、実績収入が想定原価を下回った。特に、北海道、関西、四国は 5%以上減少となった。

費用面については、北海道、東北、北陸、沖縄の 4 社において、主に人件費・委託費等の増加により、実績費用が想定原価を上回った一方で、東京、中部、関西、中国、四国、九州の 6 社においては、主に設備関連費の減少により、実績費用が想定原価を下回った。

この結果、2019 年度の託送収支においては、中部、九州を除く 8 社で当期超過利潤がマイナス（当期欠損）となった。

なお、実績費用が増加した 4 社中 2 社(北海道、北陸)においても、設備関連費は想定原価を下回っている。一般送配電事業者は、収入が減少又は横ばいとなる中で、総じて人件費・委託費が維持・増加し、設備関連費が減少している。

③ 人件費・委託費等について（OPEX:運営的費用）

人件費・委託費等には、給料手当、システム開発に係る委託費等の費目が含まれる。

2019 年度は、前年度と同様、東京を除く 9 社で実績費用が想定原価を上回り、このうち、東北、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄の 7 社については、主に給料手当水準の差による給料手当の増加や、それに伴う厚生費の増加、システム改修に伴う委託費の増加等により、想定原価から 10%以上上回っていた。

人件費・委託費等については、こうした上昇要因を踏まえると単価の大幅な引き下げは難しいと考えられるが、そうした状況においても引き続き効率化を追求していくべきである。

④ 設備関連費について（CAPEX：資本的支出）

設備関連費には、修繕費、減価償却費等の費目が含まれる。

2019 年度は、前年度と同様、東北、沖縄を除く 8 社で実績費用が想定原価を下回り、このうち、東京、中部、関西、中国、九州については、修繕費や減価償却費の減少により想定原価から 10%以上下回っていた。

修繕費については北陸、四国、沖縄を除く 7 社で、減価償却費については東北を除く 9 社で、想定原価を下回っていた。なお、北海道、北陸、関西、中国の 4 社においては、減価償却方法を定率法から定額法に変更したことによる減価償却費の減少が見られたが、効率化施策による費用削減の効果と峻別するためにも、各社切り分けて検証することが望ましい。

各社においては、引き続き、調達合理化や延伸化措置等によるコスト削減に取り組みつつも、費用削減のみを目的として、再生可能エネルギーの導入拡大やレジリエンス、安定供給等に必要となる設備投資が繰り延べられるようなことがあってはならない。

(2) レベニューキャップ制度導入を見据えた取組状況（４社）

一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、再エネ主力電源化やレジリエンス強化等を図ることができるよう、現在、資源エネルギー庁と電力・ガス取引監視等委員会において、レベニューキャップ制度の詳細設計が進められている。

レベニューキャップ制度においては、規制期間開始時に、一般送配電事業者は、国が示した指針に沿って、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画の策定や収入上限の算定を行うこととなる。また、規制期間終了時には、事業計画の達成目標の状況を評価、規制期間中の収入上限と実績収入及び実績費用の差額を調整すること等により、翌期規制期間の収入上限の算定を行うなど、詳細設計の検討が進んでいるところ。

今回の事後評価では、レベニューキャップ制度の導入を見据え、その設計・運用の参考とする観点から、４つのヒアリング項目を設定し、４社（北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力NW、沖縄電力）からヒアリングを実施した。

① 中長期の設備投資計画と設備投資費用イメージ

●ヒアリング趣旨

レベニューキャップ制度においては、レジリエンス向上や再エネ主力電源化の観点から、必要な投資を着実にを行うことを制度の狙いとしている。それを踏まえ、今後中長期的に各社が計画している設備投資について、費用見通しを確認した。

●ヒアリング結果

各社の主要５品目（鉄塔、架空送電線、地中ケーブル、変圧器、コンクリート柱）における中長期（１０年）の設備投資計画（拡充及び改良）について確認をしたところ、拡充投資については、今後、再エネ導入の拡大が進む一方で、需要の伸びの鈍化の影響もあり、レベニューキャップ制度が導入される２０２３年度以降も各社横ばいの傾向にあった。また、改良投資については、高経年化対応による改良工事物量が増加することに伴い、各社いずれも増加傾向にあった。

一般送配電事業者においては、現在、電力広域的運営推進機関で議論されている設備毎の故障確率や故障影響度を考慮したリスク評価を行うアセットマネジメントシステムを導入し、高経年化に伴う改良物量の増加や施工力の平準化を加味して中長期の設備投資計画を策定することで、工事物量の平準化やコスト最適化を図りながら、合理的な設備投資を行うことが求められる。

また、合理的な設備投資の実現に当たっては、施工力の確保も重要な課題。北陸電力送配電からは、北陸エリアの送配電工事会社と「Ｅリーグ北陸」という企業グループを立ち上げ、インターンシップや就職説明会の場で、パンフレットや映像等を活用して説明するとともに、若手従事者を対象に「キャリアアップ研修会」を開催することで従業員間の連帯感を深

めるなど、送配電工事従事者の確保・定着に向けた活動を行っており、この取組の成果として「Eリーグ北陸」の発足前と比較して、工事従事者数が1割程度増加していることが紹介された。一般送配電事業者としても、引き続き、業界全体としての施工力確保の取組に貢献していくことが望まれる。

レベニューキャップ制度では、一般送配電事業者において、達成すべき目標を明確にした設備投資計画の実施に必要な費用を見積もって収入上限を算定し、国がその見積費用の適正性を査定することになる。この査定にあたっては、再生可能エネルギーの拡大やレジリエンス、安定供給の観点から、必要な投資量が確保されているかの確認に加え、コスト効率化の観点から、統計査定なども用いて事業者間比較などによる効率的な単価・費用の算定を行うことができるよう、必要な制度設計を進めていくことが求められる。

② 設備投資計画の実施状況

●ヒアリング趣旨

レベニューキャップ制度においては、外生的な要因による費用変動や、一般送配電事業者が計画した投資量に未達成があった場合、翌規制期間の収入上限において当該費用を調整する方向で検討を進めている。それを踏まえ、過去3年間において、設備拡充投資及び設備改良投資について、各年度の計画と実績がどのような要因で、どの程度乖離したかを確認した。

●ヒアリング結果

過去3年間における各社の拡充投資については、設備投資額の実績値が当初計画値を下回る傾向であった。ただし、その要因は、用地交渉等の難航や、供給申込の延期・中止等、一般送配電事業者にとっては外生的な要因によるものが多いことが示された。

また、改良投資についても同様に、外生的な要因により、全体では設備投資額の実績値が当初計画値を下回る傾向にあった。

他方で、設備によっては、その劣化状況や工事会社の施工力を踏まえつつ、後年工事の効率化も見据え、必要な工事の前倒しを実施するケースもあるなど、設備投資量の実績が計画を上回るケースも見られた。

レベニューキャップ制度においては、期初において精緻な計画策定を求めるとともに、効率化に資する設備投資の前倒しなどについても、計画変更を通じて柔軟に収入上限に反映出来るよう、制度設計を進めていくことが求められる。

③ 経営効率化の実施状況

●ヒアリング趣旨

レベニューキャップ制度導入後においても同様に、一般送配電事業者は託送料金の低

廉化を促進すべく、不断な経営効率化に取り組む必要があることから、調達の工夫や、工法の工夫等の各社の取組状況を確認した。

●ヒアリング結果

ヒアリング対象事業者4社における経営効率化の取組状況を確認したところ、物量と単価の両面から費用を抑えるという基本的な考えが示され、その具体的な取組事例が紹介された。具体的には、

- ・RPA（ロボティック・プロセス・オートメーション）²の導入により、業務量を削減
- ・インターネットを用いたリアルタイム映像中継システム導入により、送電線工事現場の確認検査のための現地出勤回数を低減
- ・他社と多くの品目について共同調達を積極的に行うことによる、調達の効率化取組などの効率化取組が多く紹介された。こうした各社の費用削減に向けた取組はコスト効率化の観点から一定の評価ができ、一般送配電事業者においては、今回紹介された新たな取組事例も参考に、更なる効率化やコスト削減に向けて様々な取組を進めていくことを期待する。

また、今回の事後評価では、各社の経営効率化に向けた体制や方向性が示され、例えば、中国電力 NW からは「全社的な経営目標（経営ビジョン 2030）」について説明があり、「送配電事業の強化」、「新規事業の展開」、「地域活性化への貢献」の3つの柱に取り組むことにより、地域社会とともに発展する企業を目指すということが示され、関西電力送配電からもアンケートによる顧客満足度調査等を実施し、地域社会の皆様の声を吸い上げながら事業を行っていることが紹介された。一般送配電事業者においては、社会に対して果たすべき役割を意識しながら、広い視点で取り組むことが期待される。

今後、再生可能エネルギー電源等の系統連系ニーズの増加や高齢化への対応など、送配電設備に関する費用上昇が見込まれる。今回は、送配電部門全体としての効率化の実績や見通し・目標について定量的に示した事業者は関西電力送配電と中国電力 NW に限られたが、一般送配電事業者においては、公共性のある財・サービスの提供を独占的に担う立場から、中長期的なコスト削減目標を掲げて、効率化に向けた自社の対応や取組の全体像を具体的かつ定量的に説明していくことが期待される。

④ レベニューキャップ制度における設定目標に対する取組

●ヒアリング趣旨

現在、レベニューキャップ制度においては、一般送配電事業者が社会的便益の最大化を目指す観点から一定期間に達成すべき『目標』の設定に向けて、検討が進んでいる。これを踏まえ、レベニューキャップ制度における設定目標（「安定供給」、「再エネ導入拡大」、「サ

² 人間が手作業で行っている業務を繰り返し実行するコンピュータソフトウェア。

ービスレベルの向上」、「広域化」、「デジタル化」、「安全性・環境性への配慮」などを予定)について、ヒアリング事業者の現状を聴取し、実態把握を行った。

●ヒアリング結果

「安定供給」の指標の1つである停電回数・停電時間について確認したところ、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力NWの停電回数・停電時間は、大規模災害といった要因を除くと低水準で安定していた。一方で、沖縄電力は台風常襲地域のため、災害に起因する停電回数・停電時間が多いが、停電量低減に向けた取組として、自治体を含む関係者との連携による迅速な復旧体制の構築、一般送配電事業者共同の連携訓練を実施していること等が紹介された。また、関西電力送配電からは、災害時連携計画を策定し、10社共同訓練において、被災エリアの資材を用いて「仮復旧工法」の実効性を確認したとの紹介があった。一般送配電事業者においては、災害時における電力の早期復旧を果たすことはもちろん重要であるが、設備の仕様統一化にも併行して取り組むことが求められる。

「再エネ導入拡大」に向けては、発電予測精度向上を目的とし、気象モデルの活用に係る社内検討会が行われており、また、新規再エネ電源の早期かつ着実な連系に向けて、回答期限の日程管理のシステム化や、マニュアル整備といった取組が紹介された。

「サービスレベルの向上」に向けては、アンケートを用いて顧客満足度を調査して更なる満足度向上を図っており、また、停電情報自動応答システム導入等により、停電時のタイムリーな情報提供を通じた顧客サービスレベルの向上といった取組が紹介された。

「広域化」に向けては、架空送電線、ガス遮断器、地中ケーブルについて、仕様統一化や調達改革に向けた調達改革ロードマップを策定し、全10社による仕様統一化に向けた調整が完了したこと、さらに、ガス遮断器については共同調達を実施したことが報告された。

「デジタル化」に向けては、作業効率化の観点から、ドローンを用いた送配電設備の巡視・点検の実装に向けた実証が進められており、また、電圧・電流等の計測を可能とするセンサー開閉器の導入を進めることで、適正電圧維持の高度化を進めていることなどが紹介された。

「安全性・環境性への配慮」に向けては作業員の安全性向上のための器具等の開発・導入事例や、環境対策に向けた各種取組（PCB廃棄物の処理方法、SF6ガス絶縁機器の導入によるSF6ガス漏出量の低減など）が紹介された。施工力確保の観点からも、一般送配電事業者においては、作業員の安全性の確保に、より一層取り組む必要がある。

以上のことから、新託送料金制度において設定が見込まれる各種目標に対して、現時点において、各社ともに、問題意識をもって主体的に取り組んでいることが確認できた。

(3) 関西電力調達等審査委員会の活動状況

関西電力の社内に設置された調達等審査委員会の活動状況を確認したところ、関西電力は、工事の発注・契約手続き等の適切性、透明性確保のため、外部の専門家で構成される「調達等審査委員会」を設置し、社内規程に基づき業務が適切に執行されているかの審査を行い、必要に応じて業務所管部門へ指導・助言するとともに、審査概要を公開していることを確認した。

また、調達等審査委員会における取組内容や評価結果に対する理解促進のため、本委員会の審議結果について、補足・解説を加え、関西電力及び関西電力送配電の社内サイトに掲載し、全従業員に対する周知を行っていることも確認した。

さらに、関西電力及び関西電力送配電の全従業員を対象に、工事の発注・契約手続き等に係る社内規程の制定・改正内容の理解促進等を目的として、eラーニングを実施していることも確認した。

以上のような取組を継続・深化することにより、工事の発注・契約手続き等に係る不適切な運用を二度と起こすことがないよう、期待したい。

なお、他の一般送配電事業者においては、今回説明された調達等審査委員会の活動状況を参考に、望ましい取組として、取り入れられるものは取り入れていただくことを期待したい。

3. おわりに

今回の事後評価の結果を踏まえ、①一般送配電事業者においては、再生可能エネルギーの拡大や安定供給の確保など、将来に向けた投資をしっかりと確保すると同時に、更なるコスト削減を促進することが重要となる。また、②資源エネルギー庁と電力・ガス取引監視等委員会においては、一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、再生可能エネルギー主力電源化やレジリエンス強化等を図ることができるよう、レベニューキャップ制度の詳細設計を進めていくべきである。

以上

(参考資料 12) 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置について
(取りまとめ)

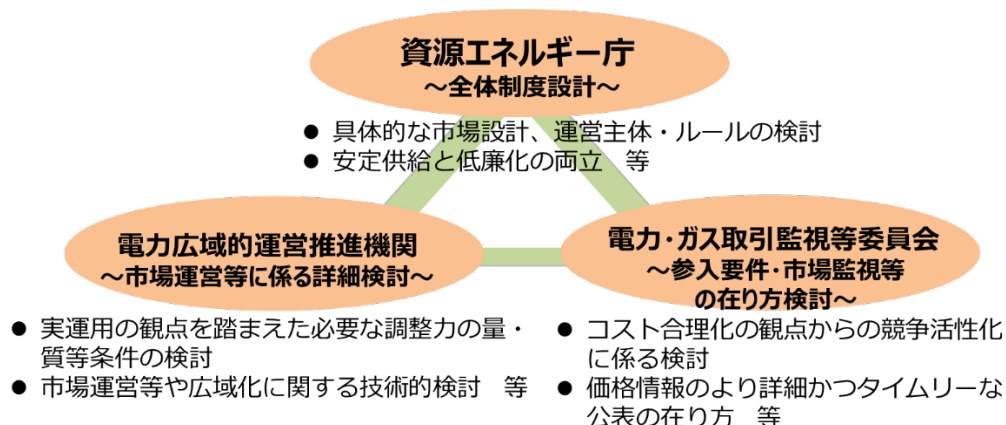
令和 2 年 1 2 月 1 5 日

電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合

資源エネルギー庁の審議会（制度検討作業部会）において、2021 年度から需給調整市場を開設する方針が示され、需給調整市場の詳細な監視のあり方等については、電力・ガス取引監視等委員会において、検討を行うこととされた。

これを受け、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合は、2019 年 12 月より、需給調整市場の価格規律と監視のあり方について議論を積み重ね、以下の通り結論を得た。

【図表 1】 需給調整市場における検討の枠組み



1. 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置について

一般送配電事業者は、現状、原則としてエリア毎に調整力を調達・運用しているが、2021 年度から、エリアをまたいで全国的に調整力の調達・運用を行う需給調整市場が段階的に開始される。これにより、調整力の調達・運用においても、エリアを越えた発電事業者間の競争が発生し、それを通じて、全国大のメリットオーダーに基づく最適な調整力の調達・運用がなされるようになることが期待される。

しかしながら、当面は、以下の理由から、競争が限定的となり市場支配力を行使した価格釣り上げ等¹が可能な状況が多く発生すると考えられる。

¹ 本稿において、「価格釣り上げ等」とは、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げること等を言う。

・いくつかの地域間連系線において、高い頻度で空き容量がない状況が発生すると見込まれ、その場合には、市場分断が発生すること。

・現状、各エリアにおいて調整力を提供する事業者が限定されているため、市場分断が発生した場合には、競争が限定的なエリアが発生すること。

需給調整市場における調整力の価格が、コストや需給状況を適切に反映したものであることは、調整力の適切な運用を確保する上で極めて重要であり、また、2022年度以降は調整力の限界的な kWh 価格をインバランス料金に引用することから、インバランス料金の公正性という観点からも重要である。

電気事業法においては、電力の取引全般において、市場支配力を行使した価格のつり上げ等の行為について、電気の使用者の利益の保護等に支障が生じるおそれがあると認めるときには、経済産業大臣が業務改善命令や業務改善勧告の措置を講じ、その是正を図ることとされている。

上述のとおり、需給調整市場については、当分の間は競争が限定的なケースが多く発生すると見込まれること、また、調整力の適切な価格形成が行われることが重要であることから、より確実に不適正な取引を防止する必要がある。こうしたことから、需給調整市場において適正な取引を確保するための措置については、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置に加えて、上乗せ措置として、市場支配力を有する可能性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることが適当である。²

【図表 2】需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乗せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

² 現状、スポット市場における市場支配力を行使した価格のつり上げ等の不適正な取引については、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置によりその是正を図ることとしつつ、これに加えて、旧一般電気事業者は、自主的な措置として、余剰電力の全量を限界費用相当額で売り入札することとしている。

【参考1】電気事業法関連条文抜粋

(業務改善命令)

第二十七条 経済産業大臣は、事故により電気の供給に支障が生じている場合に一般送配電事業者がその支障を除去するために必要な修理その他の措置を速やかに行わないとき、その他一般送配電事業者の運営が適切でないため、電気の使用者の利益の保護又は電気事業の健全な発達に支障が生じ、又は生ずるおそれがあると認めるときは、一般送配電事業者に対し、電気の使用者の利益又は公共の利益を確保するために必要な限度において、その一般送配電事業の運営の改善に必要な措置をとることを命ずることができる。

2 (略)

(準用)

第二十七条の二十九 第二条の七第一項本文及び第二項、第二十七条第一項、第二十七条の二、第二十七条の三並びに第二十七条の二十五の規定は、発電事業者に準用する。この場合において、同条第一項中「事業の全部又は一部」とあるのは、「事業」と読み替えるものとする。

(勧告)

第六十六条の十二 委員会は、第百十四条第一項又は第二項の規定により委任された第百五条、第百六条第三項から第五項まで、第七項若しくは第九項又は第百七条第二項、第三項、第六項若しくは第八項の規定による権限を行使した場合において、電力の適正な取引の確保を図るため必要があると認めるときは、電気事業者に対し、必要な勧告をすることができる。ただし、次条第一項の規定による勧告をした場合は、この限りでない。

2 委員会は、前項の規定による勧告をした場合において、当該勧告を受けた電気事業者が、正当な理由がなく、その勧告に従わなかつたときは、その旨を経済産業大臣に報告するものとする。

第六十六条の十三 委員会は、第百十四条第一項又は第二項の規定により委任された第百五条、第百六条第三項から第五項まで、第七項若しくは第九項又は第百七条第二項、第三項、第六項若しくは第八項の規定による権限を行使した場合において、電力の適正な取引の確保を図るため特に必要があると認めるときは、経済産業大臣に対し、必要な勧告をすることができる。ただし、前条第一項の規定による勧告をした場合は、この限りでない。

2 委員会は、前項の規定による勧告をしたときは、遅滞なく、その内容を公表しなければならない。

3 委員会は、第一項の規定による勧告をした場合には、経済産業大臣に対し、当該勧告に基づいてとつた措置について報告を求めることができる。

2. 電気事業法に基づく措置（事後的措置）について

現状、卸電力市場（スポット市場等）において不当な価格つり上げ等をもたらす行為については、適正な電力取引についての指針（以下「適正取引ガイドライン」という。）において、電気事業法に基づく業務改善命令等の対象となり得ると整理されている。³

需給調整市場における不当な価格つり上げ等をもたらす行為についても、これらと同様に電気事業法に基づく業務改善命令等の対象になり得ると考えられる。したがって、それを明確化するため、適正取引ガイドラインを改定することが適当である。⁴

現行の適正取引ガイドラインでは、卸電力市場における取引について、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」が業務改善命令等の対象となり得ることと整理されている。これを踏まえ、需給調整市場についても、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」を、業務改善命令等の対象となり得ることとして明確化することが適当である。

具体的には、以下のような記載とすることが適当である。

需給調整市場において問題となる行為（案）

① 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと。具体的には以下のものがある。

（ア）市場分断の傾向の分析や事前に入手した連系線の点検情報等により、市場分断が起こることを予測した上で、継続的高値での入札（下げ調整の場合は、継続的安値での入札）や売惜しみ等を行って市場相場を変動させること

（イ）インバランス料金やその他の電力に関係した取引を自己に有利なものとするを目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させる行為

（ウ）その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げる（下げ調整の場合は、つり下げる）ため売惜しみをするなど）

② 市場相場を変動させることを目的として需給調整市場の需給・価格について誤解を生じさせるような情報を広めること。

³ 適正取引ガイドラインにおいて、どのような行為が業務改善命令等の対象になるかが具体的に記載されている。

⁴ 独禁法との関係については、公正取引委員会において整理の必要性の有無が検討され、必要な場合は、同委員会において議論が行われる。

【参考2】適正取引ガイドライン（卸売分野等の抜粋）

Ⅱ 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

（3）卸電力市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

○ 法令遵守体制の構築

イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為

③ 相場操縦

卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

○ 市場相場を変動させることを目的として卸電力市場の需給・価格について誤解を生じさせるような偽装の取引（仮装取引（自己取引等の実体を伴わない取引）、馴合取引（第三者と通謀して行う取引）、又は真に取引する意思のない入札（先渡し掲示板における取引の申込みを含む。）のことをいう。）を行うこと

○ 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと

○ 市場相場を変動させることを目的として卸電力市場の需給・価格について誤解を生じさせるような情報を広めること（例えば、市場相場が自己又は第三者の操作によって変動する旨を流布すること等）

上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものがある。

○ 市場の終値を自己に有利なものとすることを目的として市場が閉まる直前に行う大量の取引

○ 取引価格の高値又は安値誘導によりインバランス料金を自己に有利なものとすることを目的として変動させる行為

○ 他の電力に関係した取引（例えば、先物電力取引など）を自己に有利なものとすることを目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させる行為

○ 市場相場をつり上げる又はつり下げを目的として市場取引が繁盛であると誤解させるような取引を行うこと（例えば、濫用的な買い占めや大量の買い入札により市場相場をつり上げる場合等）

○ 市場分断の傾向の分析や事前に入手した連系線の点検情報等により、市場分断が起こることを予測した上で、継続的高値での入札や売惜しみ等を行って市場相場を変動させること

○ その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをする事）

3. 事前的措置（上乗せ措置）について

事前的措置としては、大きな市場支配力を有する事業者（連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む）に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当と考えられる。また、このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましいものと考えられる。

したがって、適正取引ガイドラインにおいて、需給調整市場における「望ましい行為」として以下の内容を規定し、その詳細を記載した「需給調整市場ガイドライン」を別途制定するとともに、大きな市場支配力を有する事業者に対して、それを遵守するように要請することが適当である。⁵

（「需給調整市場ガイドライン」の詳細及び、その遵守を要請する対象となる市場支配力を有する事業者の詳細については、以下4．以降において記述）

需給調整市場において望ましい行為（案）

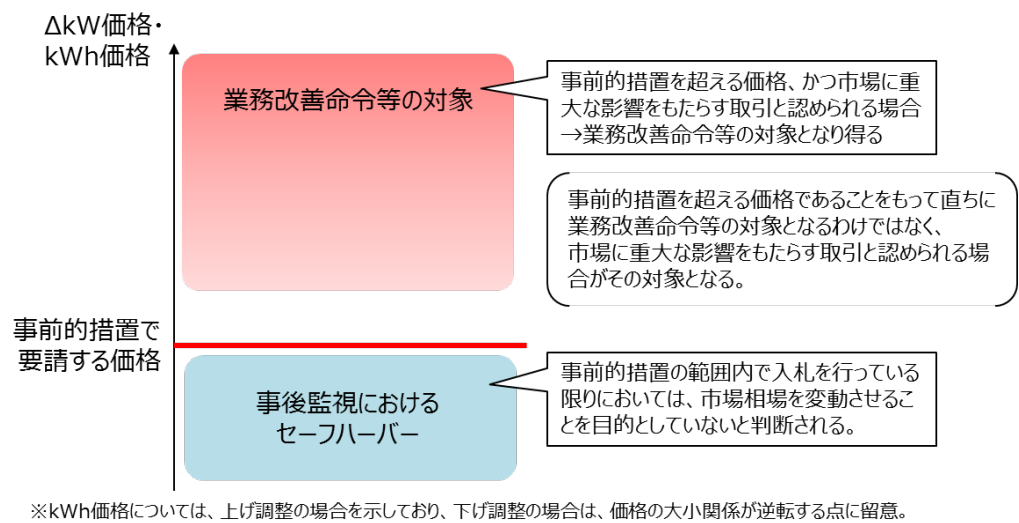
- 需給調整市場に対する信頼を確保する観点から、市場相場を人為的に操作する行為を確実に防止することが重要であり、各事業者は、調整力のΔkW 価格及び kWh 価格の入札（登録）においては、競争的な市場において合理的な行動となる価格で入札（登録）を行うことが望ましい。
なお、その詳細については、需給調整市場ガイドラインを参考とすること。

なお、望ましい行為として規定する「競争的な市場において合理的な行動」は、市場相場を変動させることを目的としていないとみなされることから、それを遵守している限りにおいては、確実に、業務改善命令等の対象とはならない。すなわち、セーフハーバーとなる。

他方で、事前的措置を遵守しなかったことをもって直ちに業務改善命令等の対象となるものではなく、上述で整理した業務改善命令等の対象となり得る行為（市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと）を踏まえ、それに該当するかどうか等を考慮した上で判断されることとなる。

⁵ 適正取引ガイドラインの卸売分野等のうちベースロード市場、容量市場についても、入札の実施に関する詳細を「ベースロード市場ガイドライン」、「容量市場における入札ガイドライン」として別途整理している。

181 【図表 3】 事前的措置・セーフハーバーと業務改善命令等との関係性について



183
184 **4. 事前的措置の詳細について**

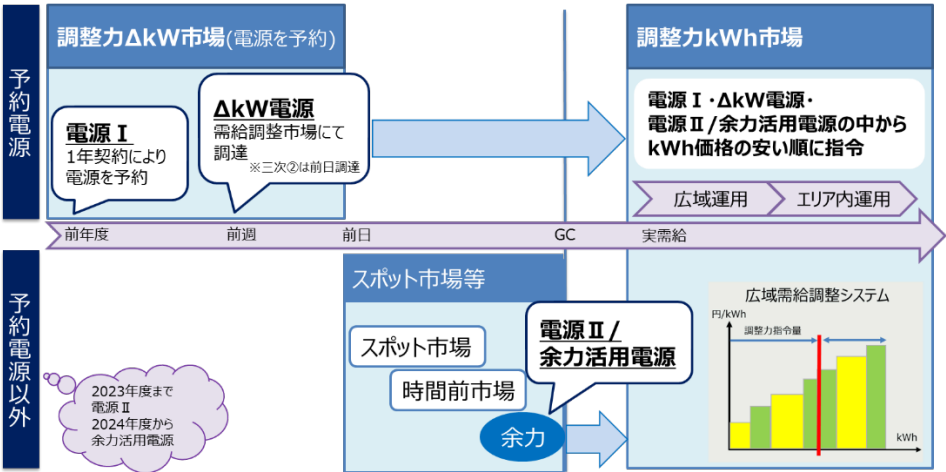
185 需給調整市場では、発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力と
186 して最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）する（当面は、調整力公募による電
187 源Ⅰの調達も併存）。（調整力ΔkW市場）

188 その後、実需給断面において、予約確保した電源等に加え、スポット市場等で約定し
189 なかった余力活用電源⁶（当面は電源Ⅱ）も含めた中から、kWh 価格の安い順に稼働指令
190 される。（調整力kWh市場）

191 以上のように、需給調整市場には調整力の調達と運用の2つの市場があるため、需給
192 調整市場の事前的措置の詳細については、調整力ΔkW市場（調達）と調整力kWh市場（運
193 用）のそれぞれについて、整理を行う必要がある。

⁶ 余力活用電源には、容量市場でkW 価格の支払いを受けるリクワイアメントとして、GC 後の余力を一般送配電事業者が活用できることとする「余力活用契約」を締結する電源等が含まれる。

195 【図表 4】 調整力 ΔkW 市場と調整力 kWh 市場の全体像



197
198 4-1. 調整力 kWh 市場における事前的措置の詳細

199 (1) 調整力 kWh 市場の概要

200 調整力 kWh 市場は、ゲートクローズ後（実需給 60 分前、以下「GC 後」という。）に
201 一般送配電事業者が、時間内変動やインバランスに対応するため、メリットオーダー
202 で調整力を運用する市場である（pay as bid 方式のため、発電事業者等が GC までに
203 登録した kWh 価格が精算単価となる）。

204 調整力 kWh 市場での調整力の運用には、一般送配電事業者が事前に確保した予約電
205 源と GC 後の余力を活用する余力活用電源（当面は電源Ⅱ）が用いられ、2021 年度以
206 降、以下のような運用が行われる。

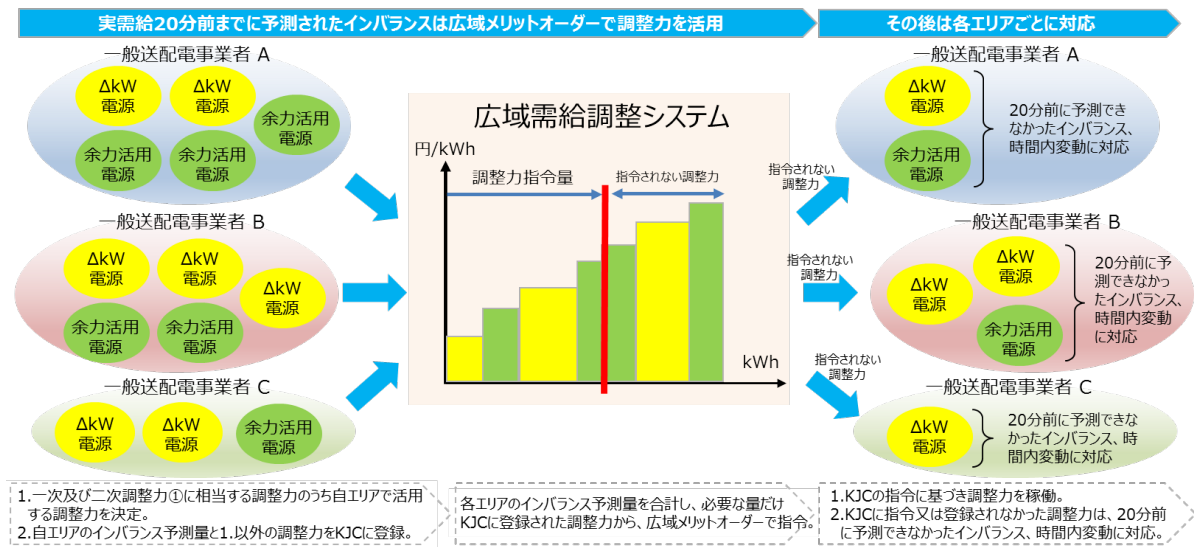
207
208 【2021 年度以降の調整力の運用について】

209 ①各一般送配電事業者が実需給の 20 分前までに予測したインバランス量について
210 は、広域需給調整システム（以下「KJC」という。）により北海道から九州まで
211 の 9 エリア分⁷が集計され、全エリアの調整力を kWh 価格の安いものから活用し
212 て対応。（広域メリットオーダー）⁸

213 ②その後、実需給断面における、20 分前に予測できなかったインバランスや時間
214 内変動への対応は、各エリアごとに自エリアの調整力を用いて対応。（エリアご
215 とのメリットオーダー）

7 沖縄は系統が独立しているため、調整力の広域運用は行われない。

8 2022 年度以降のインバランス料金は、基本的に KJC で指令された調整力の限界的な kWh 価格が引用される。



このように、2021 年度以降の調整力の運用では、地域間連系線に空きがある状況においては、9 エリアから登録された調整力を kWh 価格の安い順に稼働させる（広域メリットオーダー）。すなわち、こうした場合には、旧一般電気事業者（発電・小売）（以下「旧一電」という。）を中心に、調整力 kWh 価格による競争が期待される。

ただし、一部のケースでは、以下のように、競争が限定的となる場合も引き続き発生する。

- ・ いくつかの地域間連系線において、高い頻度で空き容量がない状況が発生すると見込まれ、その場合には、それをまたいだ調整力の広域運用は行われない。
- ・ KJC で対応できなかったインバランスへの対応や時間内変動への対応については、各エリアごとにエリア内の調整力で対応される。

(2) 調整力 kWh 市場の事前的措置の詳細

上述のとおり、調整力 kWh 市場では、2021 年度以降も、競争が限定的となる場合が発生すると見込まれ、こうした場合における市場支配力を行使した価格つり上げ等をより確実に防止することが必要である。そのため、前述のとおり、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者に対し、競争的な市場において合理的な行動となる価格で調整力 kWh 価格を登録するよう求めることが適当と考えられる。

この措置を実効性のあるものとするためには、どのような価格が「競争的な市場において合理的な行動となる価格」となるかを明確化することが重要となるが、調整力 kWh 価格の精算は、pay as bid 方式とされていることから、それを一義的に決めることは難しい。

したがって、具体的な措置としては、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者に対し、以下を要請することが適当である。

各電源等の kWh 価格の登録は、次の式を満たすようにすること

上げ調整の kWh 価格 $\leq$ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用 - 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 $\times$ 一定割合）

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りである。

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

－ 「機会費用を含めた限界費用」とする。

限界費用には、揚水運転や一般水力における貯水の減少による火力の炊き増し等の代替電源の稼働コストを含む。

「機会費用」とは、貯水の制約による市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等があり得る。

－ その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。

－ 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を行う。（事前・事後）

②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとする。

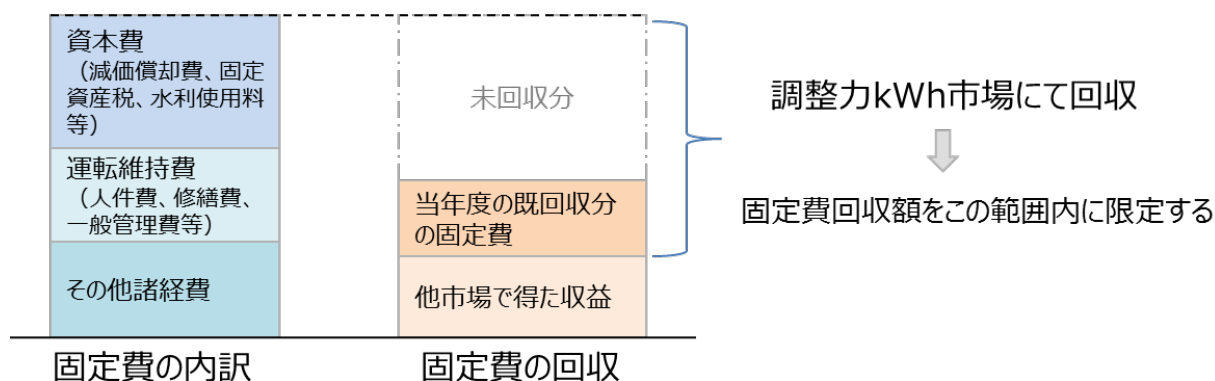
固定費回収のための合理的な額 (円/kWh)

= { ①電源等の固定費 (円/kW・年) - ②他市場で得られる収益 (円/kW・年) }

÷ ③想定年間稼働時間 (h)

なお、不自然な入札価格があれば、当該事業者の固定費回収額の考え方や稼働見込みを聴取し、その後の入札価格を定期的にモニタリングし、不整合がないかの監視を行う。

【図表 6】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録することを求めることとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

(3) 事前的措置の対象とする事業者の範囲

後述①～③に記載した考え方にに基づき、2021 年度においては、以下に該当する事業者を事前的措置の対象とする。

- 以下の各市場において、2020 年度の電源 I・II の発電容量を基に算出した市場シェアが 20%以上である事業者

6～9 月：a.北海道

b.東京、東北

c.中部、北陸、関西、中国、四国、九州

10～5 月：a.北海道

b.東京、東北

c.中部、北陸、関西、中国、四国

d.九州

なお、2022 年度以降については、需給調整市場の取引状況や KJC の運用状況等を踏まえ、改めて検討を行う。

297
298 **①考え方**
299 地域間連系線の分断状況など調整力 kWh 市場の状況はコマごと・日ごと・季節ごと
300 に変化することから、事前的措施の対象となる事業者をどのような期間ごとに特定す
301 るかが論点となるが、事前的措施はあくまで上乘せ措置であること及びその実務的な
302 負担を考慮すると、当面は、月単位で対象事業者を特定することが合理的と考えられ
303 る。また、季節ごとの連系線の分断状況については、1～2年で大きく変化すること
304 はないと考えられることから、月単位で対象事業者を特定することとした場合には、
305 直近の年度の分断実績等を用いてその事業者を特定することで十分な合理性がある
306 と考えられる。

307 この考えにより、2021 年度において事前的措施の対象とする事業者については、直
308 近の年度における月単位の市場分断や市場シェアの実績に基づき、2021 年度の需給調
309 整市場において大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象
310 とすることが適当である。具体的には、以下②及び③のとおり整理する。

311
312 **②市場（地理的範囲）の画定**

313 調整力 kWh 市場では、運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力
314 の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、大きな市場支配力
315 の有無を評価するための市場（地理的範囲）の画定は、本来は KJC の運用時点におけ
316 る市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。しかしながら、KJC の 9 エ
317 リア本格運用は 2021 年度からであるため、現時点ではそのデータが存在しない。この
318 ため、2021 年度は GC 時点における分断の実績を用いて評価することとする。

319 直近のデータとして 2019 年度の分断実績を月別に整理したところ、図表 7 のとお
320 りであった。北海道－東北間及び東京－中部間は年間を通して分断発生割合が高いこ
321 とを踏まえると、市場（地理的範囲）の画定は、東日本エリアと西日本エリアを区分
322 し、更に北海道は単独エリアとするのが適当である。また、九州から中国方向につい
323 て、太陽光発電の高稼働や需要の季節変動の影響により、秋から春にかけて分断発生
324 割合が高いことから、九州については、6～9 月は西日本と一体とし、それ以外は九
325 州単独とするのが適当である。

326 以上を踏まえ、2021 年度における事前的措施の対象を検討するための市場画定（地
327 理的範囲）は図表 8 のとおりとする。⁹

⁹ 連系線の方法も考慮した地理的範囲の画定を行うことも考えられるが、今回の予約電源以外の

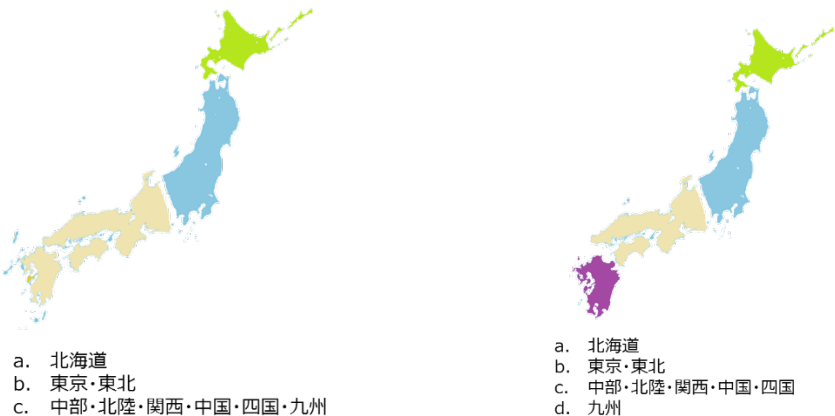
328 【図表 7】 2019 年度の GC 時点における月別の地域間連系線の分断割合

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道→東北	0.3%	3.4%	1.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.5%
東北→北海道	30.0%	1.6%	22.6%	69.1%	17.3%	89.0%	27.4%	42.6%	54.4%	74.1%	74.9%	63.8%	47.1%
東北→東京	1.0%	0.0%	3.1%	5.4%	1.7%	0.0%	1.1%	3.3%	0.8%	0.7%	6.1%	27.2%	4.2%
東京→東北	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
東京→中部	3.4%	3.4%	2.4%	0.3%	0.0%	0.0%	2.1%	2.9%	0.9%	0.7%	0.4%	7.5%	2.0%
中部→東京	74.7%	66.9%	66.0%	67.7%	88.7%	68.5%	69.8%	68.1%	64.0%	51.5%	60.7%	92.9%	70.0%
中部→関西	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.2%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%
関西→中部	0.0%	2.6%	1.0%	0.2%	0.0%	0.3%	1.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.1%	0.6%	0.5%
中部→北陸	0.0%	0.3%	0.6%	0.0%	0.1%	0.9%	43.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.8%
北陸→中部	0.0%	4.4%	4.4%	0.0%	0.0%	0.8%	43.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	4.5%
北陸→関西	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
関西→北陸	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
関西→中国	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
中国→関西	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
関西→四国	2.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	1.7%	0.3%
四国→関西	0.0%	0.0%	60.8%	89.2%	98.5%	96.1%	91.1%	94.9%	83.2%	39.1%	37.6%	27.4%	59.9%
中国→四国	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
四国→中国	0.0%	1.7%	0.8%	2.4%	3.0%	0.3%	0.3%	5.8%	1.9%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%
中国→九州	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
九州→中国	10.3%	10.1%	0.5%	2.4%	11.0%	5.9%	19.2%	25.6%	16.2%	37.0%	25.5%	31.3%	16.3%

※四国→関西は、分断発生割合が高いが、フェンス潮流が機能するため、地理的範囲の検討において、四国エリアを西日本と切り離し別エリアとすることは不要と考えられる。中部⇄北陸の10月の分断発生割合が高いのは、連系線の点検工事等の影響によるもの。

334 【図表 8】 2021 年度の事前措置の対象を検討するための市場画定（地理的範囲）

335 6～9月：北海道/東日本/西日本 10～5月：北海道/東日本/西日本/九州



338 ③事前措置の対象とする事業者の範囲

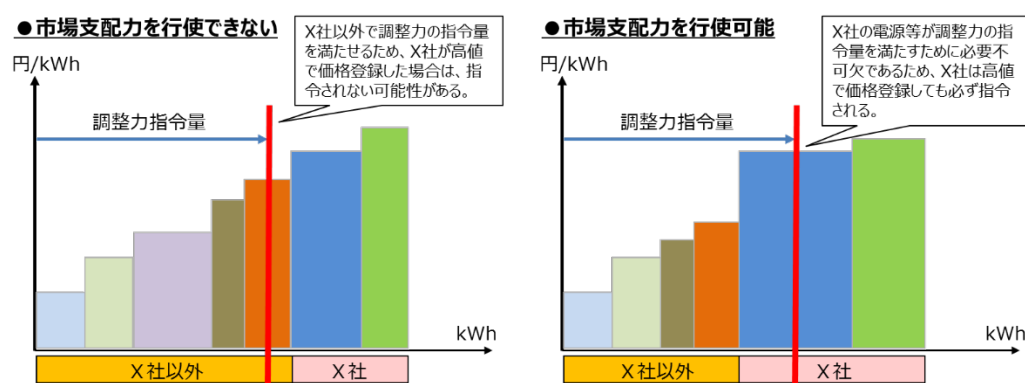
339 諸外国の例を見ると、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定する方
340 法として、市場シェアから判断する方法と Pivotal Supplier Index（以下「PSI」と
341 いう。）を用いて判断する方法が適用されている。

kWh 価格の事前措置は、上げ調整力と下げ調整力を互に関連させた措置として捉えている。例えば、固定費回収が済んだ電源等に「限界費用×一定割合」の上乗せを措置しているのは、固定費回収後は限界費用での入札となり、基本的にそれ以上の利潤を得ることができなくなることを理由にしている。このため、上げ調整価格と下げ調整価格のいずれかで自由な価格登録が可能であるなら、当該電源等上記の上乗せを措置する合理性はなくなる。したがって、今回の地理的範囲の検討においては、連系線の方法は考慮しない方が制度運用上わかりやすいものとする。

- 諸外国のうち、PJM（米国）、CAISO（米国）では、リアルタイム市場（調整力 kWh 市場）において入札価格上限規制を導入しており、その適用においては Three Pivotal Supplier Test を実施している。また、ERCOT（米国）では、発電容量ベースで 20%以上のシェアをもつ事業者に対して、設備の所有制限及び市場支配力抑制計画の策定を義務づけている。ERCOT における市場シェア 20%の基準は、FERC（米国連邦エネルギー規制委員会）が示した基準を引用しているものと考えられる。
- FERC の order816（2015 年 10 月公表）では、市場支配力を測る指標として、市場シェアと PSI を用いている。市場シェア 20%以上又は年間ピーク需要に対し pivotal であることのいずれかに該当する事業者は、市場支配力を有すると認定され、コストベースでの入札が求められる。また、認定された事業者は FERC により公表される。
- 欧州（EU 加盟国）においては、需給調整市場における不適正な取引の防止については、REMIT¹⁰及び各国の国内法に基づき、ACER（エネルギー規制機関協力庁）及び各国の国家規制機関（NRA）による事後的規制で対応されており、事前的措施を設定している事例は確認できなかった。

【参考 3】Pivotal Supplier Index について

- PSI は、需要を満たすために、ある発電事業者等の供給力が不可欠かどうかを測る指標。ある発電事業者等の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要よりも小さい場合、当該事業者は高値入札を行っても確実に限界電源となることができるため、価格操縦が可能となる。



¹⁰ Regulation on Energy Market Integrity and Transparency. 2011 年 10 月に EU が制定したエネルギー市場における価格透明性や市場監視の枠組みを整備する規制。ACER が詳細設計を行っている。

需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力を行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の方が精緻な分析が可能と考えられるが、事前的措置はあくまで上乘せ措置であり、2021 年度については過去の分断状況等を踏まえて月ごとに対象事業者を特定することとしたことを踏まえると、市場シェアに基づいて特定する方法が適当であると考えられる。

以上を踏まえ、2021 年度においては、事前的措置の対象とする事業者の範囲として設定する評価指標には市場シェア¹¹を用いることとし、その基準値については、米国の事例を参考に調整力の市場シェア 20%を基準とする（図表 9 参照。赤枠が事前的措置の対象外となる事業者）。

なお、2022 年度以降の事前的措置の対象とする事業者の範囲については、需給調整市場の取引状況や KJC の運用状況等を基に、改めて今後検討を行う。

【図表 9】2020 年度の電源 I・II の市場シェア（地理的範囲別）

6月～9月：

- a. 北海道
- b. 東京・東北
- c. 中部・北陸・関西・中国・四国・九州

	事業者	シェア
a	北海道電力	100%
b	東京電力	70.0%
	東北電力	23.1%
	電源開発	6.5%
	その他	0.4%
c	中部電力	33.0%
	関西電力	26.6%
	九州電力	16.4%
	中国電力	10.9%
	北陸電力	6.8%
	四国電力	5.1%
	電源開発	1.1%
	その他	0.1%

10月～5月：

- a. 北海道
- b. 東京・東北
- c. 中部・北陸・関西・中国・四国
- d. 九州

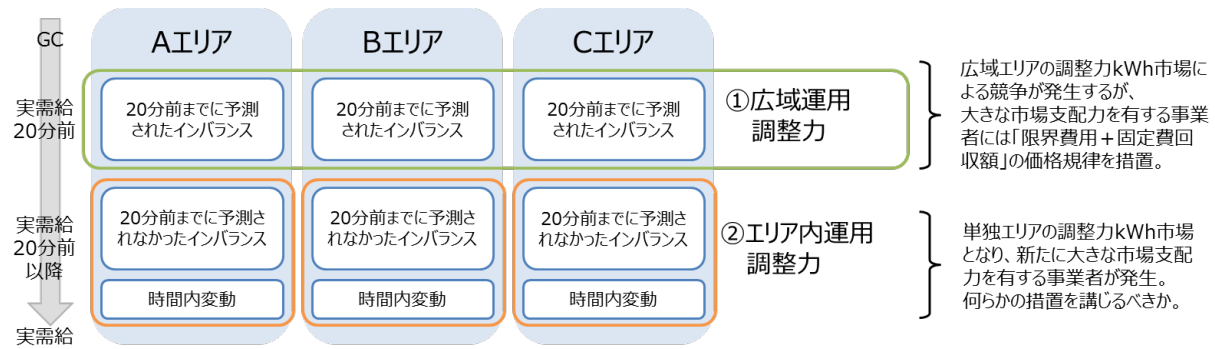
	事業者	シェア
a	北海道電力	100%
b	東京電力	70.0%
	東北電力	23.1%
	電源開発	6.5%
	その他	0.4%
c	中部電力	39.5%
	関西電力	31.9%
	中国電力	13.0%
	北陸電力	8.2%
	四国電力	6.1%
	電源開発	1.3%
	その他	0.1%
d	九州電力	100%

（４）調整力のエリア内運用における価格つり上げ等への対応について

先述のとおり、調整力の運用において、KJC で対応できなかったインバランス予測誤差や時間内変動については、各一般送配電事業者のエリア毎に、エリア内の調整力（KJC に登録及び指令されなかった調整力）を用いて対応することとされている（エリア内運用）。このため、広域運用では大きな市場支配力を有しなかった事業者が、エリア内運用では大きな市場支配力を有することがあり得る。

¹¹ 市場シェアの分析に当たっては、ERCOT のケースと同様に発電容量で評価をすることとし、具体的には、調整力 kWh 市場は、2021 年度は、電源 I・II、三次調整力②が参入することから、2020 年度の電源 I・II の発電容量を基に分析する（2020 年度時点では三次調整力②は存在しない）。

389 【図表 10】 調整力のエリア内運用における大きな市場支配力の発生



391 このため、広域運用において大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に加え
392 て、各一般送配電事業者のエリアにおいて大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事
393 業者についても事前的措置を適用すべきという考え方もあり得る。

394 しかしながら、実需給 20 分前までのインバランスの予測精度が高ければ、エリア内
395 運用調整力の稼働量は小さい¹²。また、エリア内で稼働した調整力については、2022
396 年度以降のインバランス料金の算定には引用されないこととされており、その価格が
397 系統利用者に与える影響は限定的である。

398 こうしたことから、調整力のエリア内運用における市場支配力を行使した価格つり
399 上げ等の防止については、当面は事前的措置とせず事後監視で対応することとし、事
400 前的措置を適用すべきかどうかは、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて検討す
401 ることとする。

402
403 **(5) 予約電源の kWh 価格の登録について**

404 予約電源については、事前に調整力 Δ kW 市場を通じて調達され、既に Δ kW の収入を
405 得ているものであることなどから、当面は、上述（2）にかかわらず、全ての事業者
406 について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当であ
407 り、 Δ kW の契約においてそれを明確化することとする。¹³

408 なお、予約電源の登録 kWh 価格に引用する市場価格については、電気の価値を反
409 映するという観点では、実需給に近い時間前市場の価格を引用するのが適当である
410 が、取引価格のぶれや価格操作を抑制できる方が望ましいことや、需給調整市場の

¹² 特に 2023 年度以降は、KJC の演算周期が 15 分周期（実需給 20 分前までのインバランス予測）から、5 分周期（実需給 11 分前までのインバランス予測）に精緻化されるため、エリア内運用調整力の稼働量が減ることとなる。

¹³ その他、調整力 Δ kW 市場と調整力 kWh 市場の両方の価格設定を自由とした場合、入札行動が複雑となり事後監視のコストが増大することといった理由がある。また、このような仕組みとすることにより、 Δ kW 価格に薄い利潤だけ乗せ、固定費回収という名目で最初から高い kWh 価格を登録し続ける（運用に貢献しない）行為を防止可能となる。

取引参加者にとって参照が容易であることなどを踏まえ、「時間前市場の約定価格の
平均値」¹⁴を参照して、市場価格の登録を行う¹⁵。

4－2．調整力ΔkW 市場における事前的措施の詳細

（1）調整力ΔkW 市場の概要

需給調整市場における調整力ΔkW 市場においては、応動時間等の要件毎に、一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①及び三次調整力②の5つの商品が設けられ、三次調整力②以外は週間調達により週一回の入札、三次調整力②は前日調達により毎日入札が行われ、全国大¹⁶でΔkW 価格が安い入札から順に約定される（pay as bid 方式のため、入札価格が約定価格となる）。

2021 年度以降、三次調整力②から需給調整市場による広域調達が開始されることから、調整力ΔkW 市場においても、旧一電を中心とする複数の参加者による競争が期待されるが、以下のように、競争が限定的となる場合も多く発生すると見込まれる。

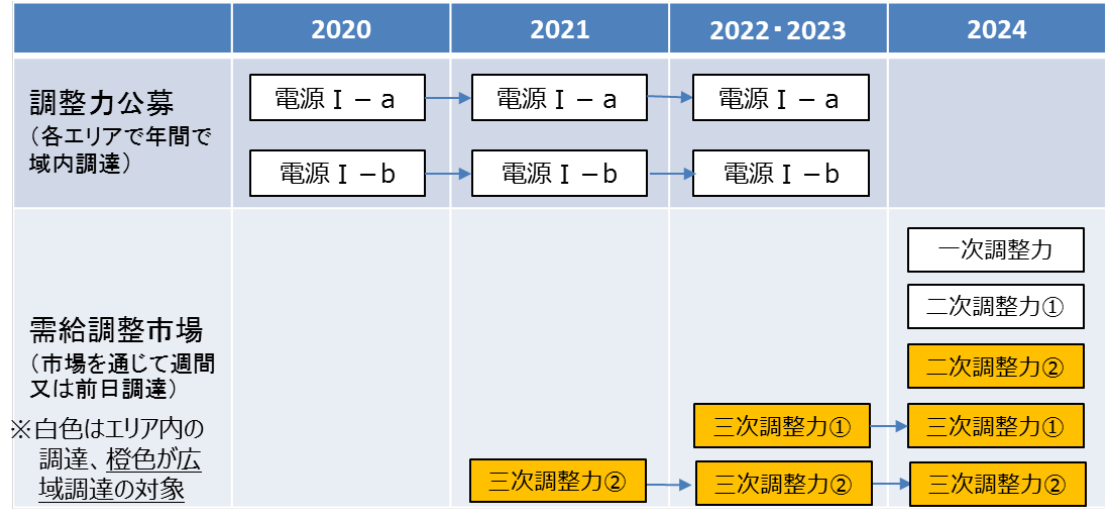
- ・ 当面（少なくとも 2023 年度まで）、各一般送配電事業者がそのエリアごとに調達する電源 I 公募の仕組みが継続されること。
- ・ 三次調整力②から順次調整力の広域調達が開始されるが、それに割り当てられる連系線の容量はスポット市場への影響を考慮して設定されることから、空き容量の小さい連系線において、調整力ΔkW 市場の市場分断が発生すると見込まれること。

¹⁴ 時間前市場では、取引参加者は常時、最高価格、最低価格、平均価格（取引量による加重平均）等を確認でき、これらは約定が発生する毎に更新される。ただし、全国大での情報のため、分断が発生している場合に分断エリア毎の情報が確認できるわけではない。

¹⁵ 時間前市場と調整力 kWh 市場のいずれも取引（登録）期限が GC までであり、参照する市場価格は見込みにならざるを得ないため、市場価格の登録が適切かどうかは、事後的に確認する。

¹⁶ 地域間連系線が分断した場合は、分断したエリア毎の調達となる。

431 【図表 11】 調整力公募から需給調整市場への移行



433 【参考 4】 需給調整市場における商品の要件

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。
※2 事後に数値データを提供する必要あり (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。
※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。
※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。
※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

(2) 電源 I の公募における事前的措置

現状、調整力公募における電源 I の入札では、旧一電各社は、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定している。

2021 年度以降も、一般送配電事業者のエリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電以外の参加者は限定的と考えられる。こうしたことから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入

札価格を設定するよう要請する。

(3) 調整力 ΔkW 市場における事前的措施

上述のとおり、2021 年度以降開始される需給調整市場の調整力 ΔkW 市場においても、競争が限定的となる場合が発生すると見込まれる。こうした場合における市場支配力を行行使した価格のつり上げ等をより確実に防止するため、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者に対し、競争的な市場において合理的な行動となる価格で調整力 ΔkW 価格を登録するよう求めることが適当と考えられる。

具体的な措置としては、調整力 ΔkW 市場も調整力 kWh 市場と同様 pay as bid 方式であることを踏まえ、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者に対し、以下を要請することが適当である。

各電源等の ΔkW 価格の登録は、次の式を満たすようにすること

$$\Delta kW \text{ 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

なお、この式において、「逸失利益（機会費用）」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りとする。

①「逸失利益（機会費用）」について

ΔkW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されることが考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする¹⁷。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

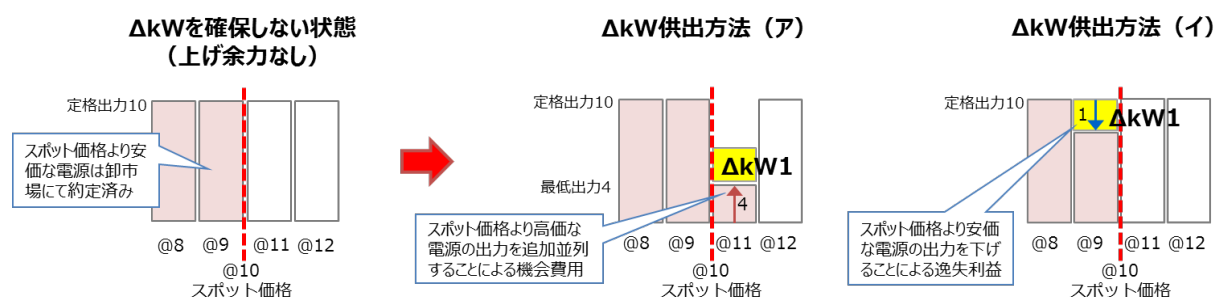
（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

→この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

¹⁷ 監視において限界費用や予想した卸電力市場価格等の根拠資料の提出を求め、 ΔkW 価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応をする。

(イ)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合
 →この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量 (kWh) について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表 12】 調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力 kWh 市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引いた分とする。

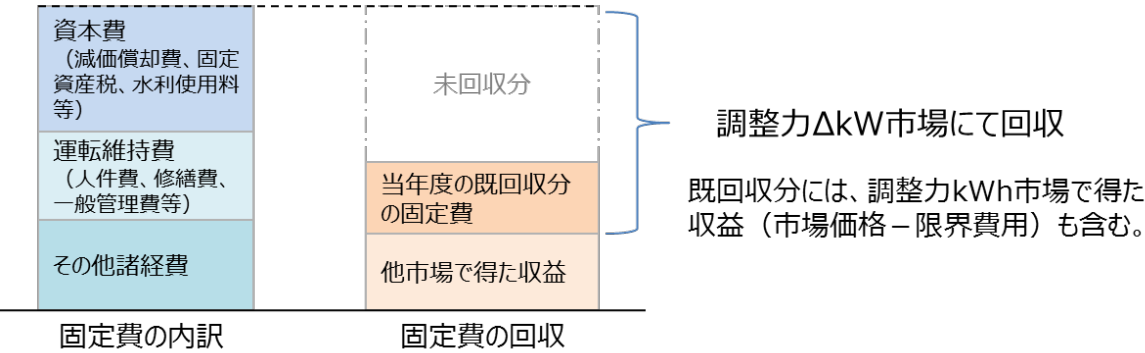
$$\begin{aligned} & \text{固定費回収のための合理的な額 (円/} \Delta kW) \\ &= \{ \text{①電源等の固定費 (円/kW} \cdot \text{年)} - \text{②他市場で得られる収益 (円/kW} \cdot \text{年)} \} \\ & \quad \div \text{③想定年間約定ブロック数} \end{aligned}$$

$$\text{想定年間約定ブロック数} = \text{想定年間予約時間} \div 3 \text{ 時間}$$

また、予約電源が、調整力 kWh 市場において、kWh 価格を市場価格で登録することにより、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当年度分の固定費の既回収分とする。

なお、不自然な入札価格があれば、当該事業者の固定費回収額の考え方等を聴取し、その後の入札価格を定期的にモニタリングし、不整合がないかの監視を行う。

494 【図表 13】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



496
497 **③「一定割合」について**

498 当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 ΔkW 市場に供出するイン
499 センティブの確保等を考慮し、逸失利益（機会費用）に、予約電源の想定稼働率を踏
500 まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で ΔkW 価格を登録することを
501 求める。

502 なお、当該一定額の割合については、調整力 kWh 市場と同様に市場開始後の状況を見
503 ながら必要に応じて見直しを検討する。

504 一定額(円/ ΔkW) = 限界費用(円/kWh) × 10% × ΔkW 約定量 × 電源 I の平均稼働率
505 (5%) × 約定ブロック (3 時間)

506 ※限界費用が市場価格より高く、ΔkW 価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動
507 費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、ΔkW 価格を卸電力市場との逸失利益
508 で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか
509 高い方を上限とする。

510
511 **④DR の入札価格について**

512 DR については、これまでの調整力公募（電源 I'）結果の分析によると、応札価格
513 (kW 価格) の考え方として、DR の体制整備に係る人件費、システム構築費用、需要抑
514 制指令に対応するための需要家の待機費用等を基に算定しているケースがあったが、
515 事業者によって考え方が異なるため、一律に整理することが困難な面がある。

516 他方で、上記のケースを今回の調整力 ΔkW 市場における価格規律に当てはめると、
517 人件費、システム構築費用等が固定費、需要家の待機費用等が逸失利益に相当するも
518 のと考えることができる。

519 したがって、調整力 ΔkW 市場における DR の入札価格については、この考え方を基
520 本としつつ、監視において根拠資料の提出を求め、入札価格が合理的でない場合は、

521 修正を求めるなどの対応を行う。(事前・事後)

522

523 **(4) 事前的措置の対象とする事業者の範囲について**

524 調整力 ΔkW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じ
525 と考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、
526 調整力 ΔkW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措置の対象とする事業者が同じである方
527 が、運用上もわかりやすい。

528 こうしたことを踏まえ、調整力 ΔkW 市場における事前的措置の対象とする事業者は、
529 前述した調整力 kWh 市場の事前的措置の対象と同一とすることが適当である。

530 **5. 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置のまとめ**

531 上記 1. ～ 4. までの内容を整理すると下表のとおりであり、これらの詳細をまとめ
 532 た需給調整市場ガイドラインの概要については、以下のとおりとなる。

対象事業者	法的措置	上乘せ措置
大きな市場 支配力を有 する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等で是正する（事後的措置）。 これを明確化するため、適正取引ガイドラインに上述の行為が問題となる行為に該当することを明記する。	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）。 具体的には、適正取引ガイドラインにおいて、「競争的な市場において合理的な行動となる価格で登録すること」を望ましい行為として記載した上で、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者にはそれを遵守することを要請する。 その詳細は、需給調整市場ガイドラインに明記。 ●事前的措置の対象とする事業者の範囲 2021 年度の事前的措置の対象となる事業者の範囲は、以下の各地理的範囲内において、電源 I、II の 2020 年度市場シェア 20%以上となる事業者を対象 【地理的範囲】 6 ～ 9 月：北海道/東日本/西日本 10 ～ 5 月：北海道/東日本/西日本/九州 ※2022 年度以降については、直近の需給調整市場の取引状況や KJC の運用状況等を基に改めて今後検討を行う。 ●事前的措置の概要 【調整力 kWh 市場】 ①上げ調整 kWh 価格 $\leq$ 当該電源等の限界費用 + 一定額 ②下げ調整 kWh 価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用 - 一定額 【調整力 Δ kW 市場】 ・ Δ kW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額 ※一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）
その他の 事業者		適正取引ガイドラインにおいて、「競争的な市場において合理的な行動となる価格で登録すること」を望ましい行為として記載し、それを促す。

533 ※予約電源の登録 kWh 価格は限界費用又は市場価格以下とする。

534 電源 I 公募の入札価格は、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として設定する。

需給調整市場ガイドライン概要（案）

1. 調整力 kWh 市場

（1）予約電源

- ・予約電源については、事前に市場を通じて調達され、既に ΔkW の収入を得ているものであることなどから、当面は、事前的措置の内容にかかわらず、全ての事業者についてその登録 kWh 価格は限界費用又は市場価格以下とし、 ΔkW の契約においてそれを明確化する。

※限界費用が明確でない電源等の限界費用の考え方、市場価格の考え方等も明記

（2）予約電源以外

- ・調整力 kWh 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格 $\leq$ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用 - 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 $\times$ 一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならない。

- ・後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

※固定費回収のための合理的な額の考え方、一定割合の考え方等も明記。

2. 調整力 ΔkW 市場

（1）電源 I

- ・2021 年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電（発電・小売）以外の参加者は限定的と考えられることから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費 + 事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定するよう要請する。

（2） ΔkW 電源

- ・調整力 ΔkW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の ΔkW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 $\times$ 一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならない。

- ・後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の Δ kWh 価格で登録することを要請する。
- ※固定費回収のための合理的な額の考え方、一定割合の考え方等も明記。

3. 大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者として前述 1. (2) 及び 2. (2) の事前的措置の対象とする事業者の範囲

(1) 地理的範囲の画定

- ・地理的範囲の画定方法の考え方を明記。

(2) 事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する基準

- ・事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する分析手法及び基準の考え方を明記。

なお、需給調整市場開始後、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計専門会合で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

6. 中長期的な検討事項等について

・需給調整市場における約定方式のあり方の検討

調整力 kWh 市場の約定方式については、当面、低廉な需給運用を実施する観点から、入札価格を落札価格として精算する方式 (pay as bid 方式) が採用されることとされている。

他方で、2022 年度以降のインバランス料金は、そのコマの電気の価値を表すものとしてすることが適当であるという考え方から、原則、広域運用で指令した調整力の限界的な kWh 価格を引用する (pay as cleared 方式) こととされている。

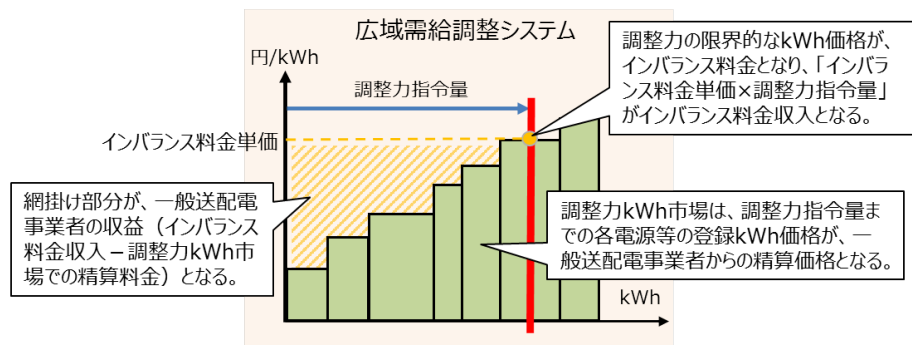
調整力の kWh 価格についても、本来は、全ての電源がそのコマの電気の価値で精算されるべきであり、また、インバランス料金と整合的であるべきであることから、pay as cleared 方式が適当という考え方もある。¹⁸

需給調整市場の全商品が取引開始されるのは少なくとも 2024 年度以降であり、また、その運用に必要なシステムは既に開発が進んでいるとのことである。以上のことから、需給調整市場の取引状況や新たなインバランス料金の運用状況を注視し、調整力 kWh 市場の約定方式のあり方の検討を進めることとする。¹⁹

¹⁸ 例えば、あるコマの一般送配電事業者による上げ調整力の稼働と、BG による余剰インバランスは、その時間、系統に同じ電気を流していることから、両者の電気の価値は等しくあるべきである。

¹⁹ 調整力 Δ kWh 市場の約定方式についても、本来、 Δ kWh の価値は電源等の種別によらず同じという考え方もあり得ることから、pay as cleared 方式の導入を検討する余地があるのではないかと。

604 【図表 14】 調整力 kWh 市場の精算価格とインバランス料金との関係



606

607 (参考) これまでの審議経過

608	令和元年 12 月 17 日	第 44 回制度設計専門会合
609	令和 2 年 2 月 10 日	第 45 回制度設計専門会合
610	令和 2 年 5 月 18 日	第 47 回制度設計専門会合
611	令和 2 年 6 月 30 日	第 48 回制度設計専門会合
612	令和 2 年 9 月 8 日	第 50 回制度設計専門会合
613	令和 2 年 10 月 20 日	第 51 回制度設計専門会合
614	令和 2 年 12 月 1 日	第 52 回制度設計専門会合

615

I. 本文書の位置づけ

2021 年度から開設される需給調整市場において、その適正な取引を確保するための措置については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の事後的な措置に加えて、上乘せ措置として、市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることとされた。

この事前的措置の考え方については、大きな市場支配力を有する事業者（地域間連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む。）に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当とされ、また、このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましいものであるとされた。

以上を踏まえ、「適正な電力取引についての指針（以下「適取ガイドライン」という。）」において、需給調整市場における「望ましい行為」として、上記の考え方を規定し、その詳細について、本文書を策定し参考とすることとされた。

本文書は、需給調整市場における事前的措置の考え方の詳細を示すことで、需給調整市場の適切な運営を目指すものである。

【図表 1】 需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乘せ措置
大きな市場支配力を 有する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等で是正 (事後的措置)	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

II. 需給調整市場の概要

需給調整市場には、

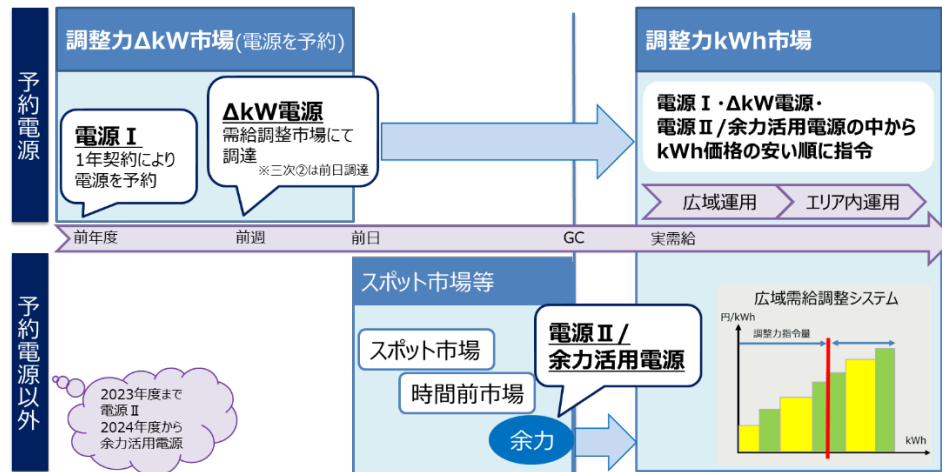
調整力 Δ kW 市場：発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場
(なお、当面は、調整力公募による電源 I の調達も併存)

調整力 kWh 市場：実需給断面において、予約確保した電源等（以下「予約電源」という）に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源（当面は

電源Ⅱ) も含めた中から、一般送配電事業者が kWh 価格の安い順に稼働指令を行う市場

の2つの市場が存在するため、需給調整市場における「望ましい行為」の詳細については、調整力 ΔkW 市場（調達）と調整力 kWh 市場（運用）のそれぞれについて整理する。

【図表 2】 調整力 ΔkW 市場と調整力 kWh 市場の全体像



Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

1. 調整力 kWh 市場

(1) 予約電源以外

調整力 kWh 市場の予約電源以外における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格 ≤ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 ≥ 当該電源等の限界費用 - 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りである。

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれている場合があることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合の kWh 価格の登録については、「代替電源等の限界費用＋一定額」or「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる）。

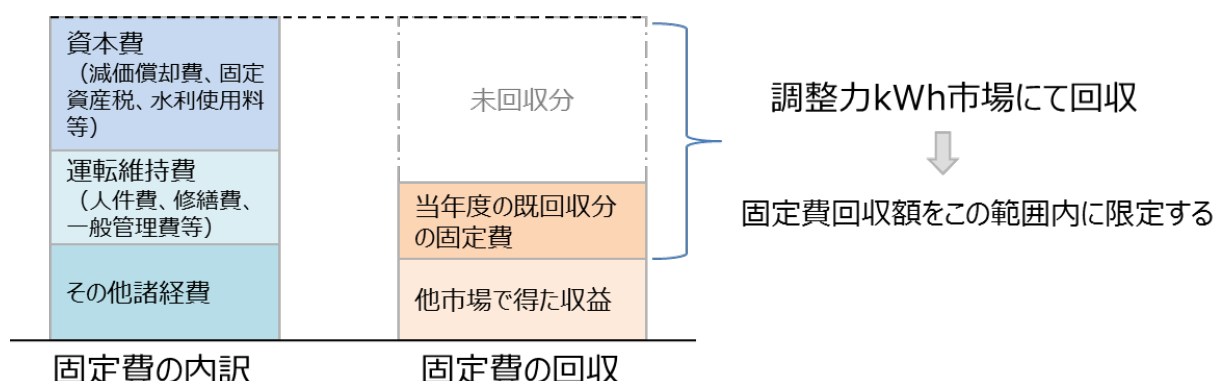
②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとする。

固定費回収のための合理的な額(円/kWh)

$$= \{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \} \\ \div \text{③想定年間稼働時間(h)}$$

【図表 3】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③ 「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

(2) 予約電源

予約電源については、事前に調整力 Δ kW 市場を通じて調達され、既に Δ kW の収入を得ているものであることなどから、当面は、上述(1)にかかわらず、全ての事業者について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当であり、 Δ kW の契約においてそれを明確化することとする。

なお、予約電源の登録 kWh 価格に引用する市場価格については、電気の価値を反映するという観点では、実需給に近い時間前市場の価格を引用するのが適当であるが、取引価格のぶれや価格操作を抑制できる方が望ましいことや、需給調整市場の取引参加者にとって参照が容易であることなどを踏まえ、「時間前市場の約定価格の平均値」を参照して、市場価格の登録を行う。

2. 調整力 Δ kW 市場

(1) Δ kW 電源

調整力 Δ kW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の Δ kW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta \text{ kW 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

上式に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の ΔkW 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「逸失利益（機会費用）」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りとする。

①「逸失利益（機会費用）」について

ΔkW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されることが考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

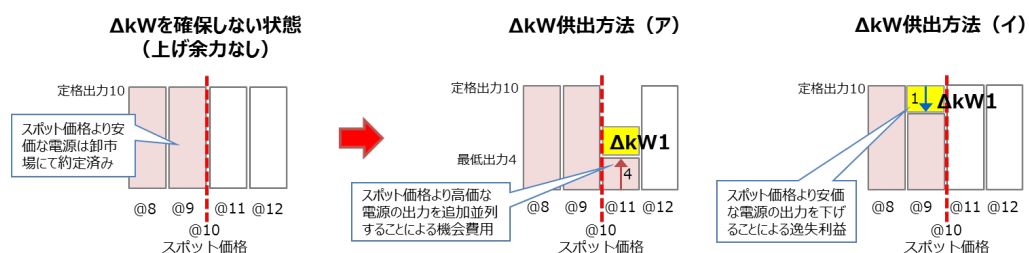
（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げ ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表 4】調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



②「固定費回収のための合理的な額」について

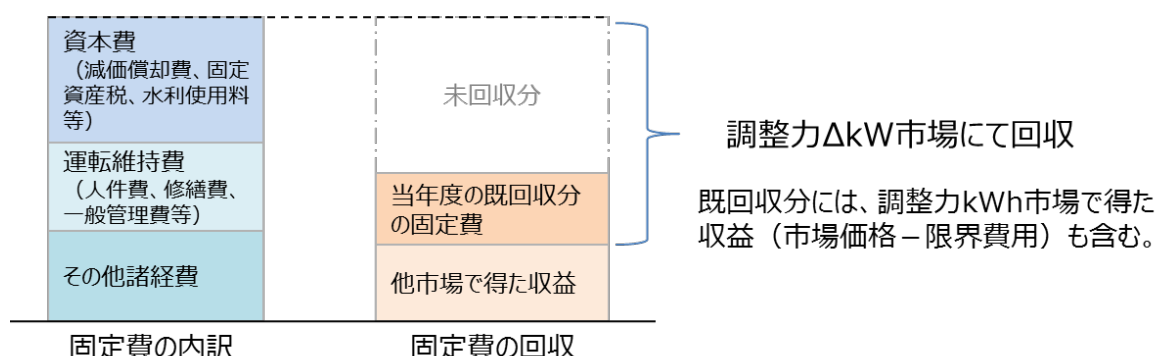
固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力 kWh 市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引いた分とする。

$$\text{固定費回収のための合理的な額 (円/ΔkW)} \\ = \{ \text{①電源等の固定費 (円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益 (円/kW・年)} \} \\ \div \text{③想定年間約定ブロック数}$$

$$\text{想定年間約定ブロック数} = \text{想定年間予約時間} \div 3 \text{ 時間}$$

また、予約電源が、調整力 kWh 市場において、kWh 価格を市場価格で登録することにより、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当年度分の固定費の既回収分とする。

【図表 5】需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 ΔkW 市場に供出するインセンティブの確保等を考慮し、逸失利益（機会費用）に、予約電源の想定稼働率を踏まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で ΔkW 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、調整力 kWh 市場と同様に市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

$$\text{一定額 (円/ΔkW)} = \text{限界費用 (円/kWh)} \times 10\% \times \Delta\text{kW 約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率 (5\%)} \times \text{約定ブロック (3 時間)}$$

※限界費用が市場価格より高く、ΔkW 価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、ΔkW 価格を卸電力市場との逸失利益で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか高い方を上限とする。

(2) 電源 I

2021 年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電（発電・小売）以外の参加者は限定的と考えられることから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に對

し、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定するよう要請する。

3. 事前的措施の対象とする事業者の範囲について

(1) 調整力 kWh 市場

①地理的範囲の画定

事前的措施の対象とする事業者については、調整力 kWh 市場において、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象とすることが適当である。そこで、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価するためには、まず第一に、市場（地理的範囲）の画定が必要となる。

調整力 kWh 市場では、調整力の運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、市場（地理的範囲）の画定は、広域需給調整システムの運用時点における市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。その上で、市場分断の状況は、コマごと、日ごと、季節ごとに変化することから、どのような期間ごとに市場（地理的範囲）の画定を行うかが論点となる。事前的措施はあくまで上乘せ措置であること及びその実務的な負担を考慮すると、当面は月単位で市場（地理的範囲）の画定を行うことが合理的と考えられる。

②事前的措施の対象とする事業者の範囲を設定する基準

市場（地理的範囲）を画定すると、当該市場に基づき、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価することとなるが、どのような評価指標を用いるかが論点となる。具体的には、市場シェア、HHI (Herfindahl Hirschman Index)、PSI

(Pivotal Supplier Index) 等の指標を用いた分析があり得るが、需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力が行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の方が精緻な分析が可能とも考えられるが、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要。

評価指標を確定すると、当該評価指標に基づき分析することとなるが、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価する基準値をどのように設定するかが論点となる。これについても、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要。

(2) 調整力 Δ kW 市場

調整力 Δ kW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じと考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、調整力 Δ kW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措施の対象とする事業者が同じである方が、運用上も分かりやすい。

こうしたことを踏まえ、調整力 Δ kW 市場における事前的措施の対象とする事業者は、前述した調整力 kWh 市場の事前的措施の対象と同一とすることが適当である。

IV. 本文書の見直しについて

需給調整市場開始後、電力・ガス取引監視等委員会においては、需給調整市場において適正な取引を確実に確保するため、市場開始後の取引の状況をモニタリングし、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計専門会合で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

以上

(参考資料 14)「適正な電力取引についての指針」改定案 新旧対照表 (令和 3 年 3 月建議分)

改 定 案	現 行
第一部 適正な電力取引についての指針の必要性と構成 1・2 (略) 第二部 適正な電力取引についての指針 I 小売分野における適正な電力取引の在り方 1 考え方 (略) 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1) 小売供給 ① 小売料金の設定及び小売供給に関する行為 ア (略) イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為 i ～ vi (略) vii 不当な違約金・精算金の徴収等 需要家との契約期間の設定や契約期間中における解約に係る違約金・清算金の設定をどのように行うかは、原則として事業者の自主的な経営判断に委ねられている。 しかしながら、区域において一般電気事業者であった小売電気事業者が、例え	第一部 適正な電力取引についての指針の必要性と構成 1・2 (略) 第二部 適正な電力取引についての指針 I 小売分野における適正な電力取引の在り方 1 考え方 (略) 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1) 小売供給 ① 小売料金の設定及び小売供給に関する行為 ア (略) イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為 i ～ vi (略) vii 不当な違約金・精算金の徴収 需要家との契約期間の設定や契約期間中における解約に係る違約金・清算金の設定をどのように行うかは、原則として事業者の自主的な経営判断に委ねられている。 しかしながら、区域において一般電気事業者であった小売電気事業者が、例え

改 定 案	現 行
ば以下のような行為を行うことは、需要家が当該小売電気事業者との契約を実質的に解約できず、他の小売電気事業者との取引を断念せざるを得なくさせるおそれがあることから、独占禁止法上違法となるおそれがある（私的独占、拘束条件付取引、排他条件付取引、取引妨害等） ○ 特定期間の取引を条件として料金が安くなる契約において、当該契約期間内に需要家が解約する場合に、不当に高い違約金・清算金（注）を徴収すること。 （注）不当に高い違約金・清算金であるかどうかは、需要家が解約までに享受した割引総額、当該解約による区域において一般電気事業者であった小売電気事業者の収支への影響の程度、割引額の設定根拠等を勘案して判断される。 ○ 需要家との間で付随契約（例えば、週末の料金を安くする特約等）を締結する際、主契約と異なる時期に一方的に契約更改時期を設定することにより、当該需要家が他の小売電気事業者と契約を切り替える場合に違約金・清算金を支払わざるを得なくさせること。 ○ <u>小売電気事業者が、需要家との間で、複数の需要場所への小売供給を条件として電気料金の割引を行うことを約する契約（以下「包括契約」という。）を締結するに当たり、需要家に対し、不当に、他の小売電気事業者との小売供給契約に切り替えると金銭的負担が生じるような取引条件（需要家が包括契約の期間中に各需要場所向け小売供給契約を一つでも中途解約する場合は全ての需要場所について、契約開始から中途解約までの間に割り引いた額の全額を返戻させる旨の条件等）を課すこと。</u>	ば以下のような行為を行うことは、需要家が当該小売電気事業者との契約を実質的に解約できず、他の小売電気事業者との取引を断念せざるを得なくさせるおそれがあることから、独占禁止法上違法となるおそれがある（私的独占、拘束条件付取引、排他条件付取引、取引妨害等） ○ 特定期間の取引を条件として料金が安くなる契約において、当該契約期間内に需要家が解約する場合に、不当に高い違約金・清算金（注）を徴収すること。 （注）不当に高い違約金・清算金であるかどうかは、需要家が解約までに享受した割引総額、当該解約による区域において一般電気事業者であった小売電気事業者の収支への影響の程度、割引額の設定根拠等を勘案して判断される。 ○ 需要家との間で付随契約（例えば、週末の料金を安くする特約等）を締結する際、主契約と異なる時期に一方的に契約更改時期を設定することにより、当該需要家が他の小売電気事業者と契約を切り替える場合に違約金・清算金を支払わざるを得なくさせること。 <u>（新設）</u>
viii～x （略）	viii～x （略）
② （略）	② （略）
（２） （略）	（２） （略）
Ⅱ 卸売分野における適正な電力取引の在り方	Ⅱ 卸売分野における適正な電力取引の在り方
１ 考え方	１ 考え方

改 定 案	現 行
(略) (1) ～ (4) (略) (5) 需給調整市場の透明性 <u>需給調整市場は、一般送配電事業者が供給区域内の需給バランス・周波数調整を行うために必要な調整力を、区域をまたいで全国的に調達し運用するための仕組みである。需給調整市場の開設により、調整力の分野においても区域を越えた発電事業者等の競争が発生し、それを通じて、全国大のメリットオーダーに基づく最適な調整力の調達、運用が実現することが期待される。</u> <u>需給調整市場における公正かつ有効な競争を通じ、調整力の価格がコストや需給状況を適切に反映したものとなることは、調整力の適切な運用を確保する上で極めて重要であり、また、令和4年度以降は調整力の限界的な kWh 価格をインバランス料金に引用することから、インバランス料金の公正性という観点からも重要である。</u> <u>しかしながら、需給調整市場においては、当面、以下の理由から、競争が限定的となる場合が多く発生すると考えられる。</u> ○ <u>いくつかの地域間連系線において、高い頻度で空き容量がない状況が発生すると見込まれ、その場合には、市場分断が発生すること。</u> ○ <u>現状、各区域において調整力を提供する事業者が限定されているため、市場分断が発生した場合には、競争が限定的な区域が発生すること。</u> <u>したがって、需給調整市場の適正な価格形成を確保するため、需給調整市場において相場操縦を行うことは電気事業法上問題となり得ることを明らかにする。</u> <u>また、市場支配力を有する可能性の高い事業者においては、適正な価格形成をより確実に確保するため、競争的な市場であった場合に合理的となる行動を常にとるよう配慮することが適当である。</u> 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1) ～ (4) (略) (5) 需給調整市場の透明性 <u>ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為</u>	(略) (1) ～ (4) (略) <u>(新設)</u> 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為 (1) ～ (4) (略) <u>(新設)</u>

改 定 案	現 行
<u>需給調整市場における適正な価格形成を確保する観点から、市場相場を人為的に操作する行為を確実に防止することが重要であり、各事業者は、調整力の応札価格及び調整電力量料金に適用する単価の登録においては、競争的な市場において合理的な行動となる価格で入札（登録）を行うことが望ましい。</u> <u>なお、その詳細については、需給調整市場ガイドラインを参考とすること。</u> <u>イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為</u> <u>○ 相場操縦</u> <u>需給調整市場における適正な価格形成を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。</u> <u>① 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと。具体的には以下のものがある。</u> <u>（a）市場分断の傾向の分析や事前に入手した地域間連系線の点検情報等により、市場分断が起こることを予測した上で、継続的高値での入札（下げ調整の場合は、継続的安値での入札）や売惜しみ等を行って市場相場を変動させること</u> <u>（b）インバランス料金その他電力に関係した取引を自己に有利なものとすることを目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させること</u> <u>（c）その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げる（下げ調整の場合は、つり下げる）ため売惜しみをすること）</u> <u>② 市場相場を変動させることを目的として需給調整市場の需給・価格について誤解を生じさせるような情報を広めること。</u> Ⅲ～Ⅴ （略） <u>附則 本指針の適用</u> <u>令和３年●月●日の改定後の本指針は、同日から適用する。</u>	Ⅲ～Ⅴ （略） <u>附則 本指針の適用</u> <u>令和２年１０月７日の改定後の本指針は、同日から適用する。ただし、第二部のⅡの２（３）イの①及び②の改定については、令和２年１０月１２日から適用する。</u>

(参考資料 15) 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」改定案 新旧対照表 (令和 3 年 3 月建議分)

改 定 案	現 行
1. ～ 3. (略) 4. 公募調達実施時 (1) ～ (2) (略) (3) 募集単位に関連する事項 ① 募集単位について (電源Ⅰ) 調整力として活用する電源等の募集単位については、発電機等のユニット単位や、ユニットを特定した上で容量単位(電源等のうち一定容量の切り出し)が考えられる。調整力の公募調達においては、発電事業者等の参入を容易とすることが競争の促進に資するが、ユニット単位とした場合には、保有する電源の少ない事業者は参入が困難となる可能性がある。また、ユニット単位の場合、ユニットの固定費が全て容量(kW) 価格に反映されるため、費用面からも増加する可能性がある。加えて、将来的に調整力を市場調達する仕組みに移行する場合、市場参加者は電源等の空き容量を市場に入札する仕組みが想定される。これらの点からは、電源を特定した上で、容量単位で入札を可能とすることが望ましいと考えられる。 これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。 ■ 電源Ⅰの公募要領等において、原則としてユニットを特定した上で容量単位による応札を受け付ける。ただし、例外として最低入札容量以下であるものなど単体では応札困難なユニットのアグリゲーション及びこれらのユニットとネガワットのアグリゲーションについては、応札を受け付ける。 (電源Ⅱ) 電源Ⅱについては、ゲートクローズ後の電源等の余力のみを活用するため、事前に活用可能な容量(kW) を定めることは不要であり、原則としてユニット単位で募集することとなる。 これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。	1. ～ 3. (略) 4. 公募調達実施時 (1) ～ (2) (略) (3) 募集単位に関連する事項 ① 募集単位について (電源Ⅰ) 調整力として活用する電源等の募集単位については、発電機等のユニット単位や、ユニットを特定した上で容量単位(電源等のうち一定容量の切り出し)が考えられる。調整力の公募調達においては、発電事業者等の参入を容易とすることが競争の促進に資するが、ユニット単位とした場合には、保有する電源の少ない事業者は参入が困難となる可能性がある。また、ユニット単位の場合、ユニットの固定費が全て容量(kW) 価格に反映されるため、費用面からも増加する可能性がある。加えて、将来的に調整力を市場調達する仕組みに移行する場合、市場参加者は電源等の空き容量を市場に入札する仕組みが想定される。これらの点からは、電源を特定した上で、容量単位で入札を可能とすることが望ましいと考えられる。 これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。 ■ 電源Ⅰの公募要領等において、原則としてユニットを特定した上で容量単位による応札を受け付ける。 (電源Ⅱ) 電源Ⅱについては、ゲートクローズ後の電源等の余力のみを活用するため、事前に活用可能な容量(kW) を定めることは不要であり、原則としてユニット単位で募集することとなる。 これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

改 定 案		現 行	
■ 電源Ⅱの公募要領等において、原則としてユニット単位で募集する。ただし、<u>例外として最低入札容量以下であるものなど単体では応札困難なユニットのアグリゲーション及びこれらのユニットとネガワットのアグリゲーションについては、応募を受け付ける。</u>		■ 電源Ⅱの公募要領等において、原則としてユニット単位で募集する。	
② （略）		② （略）	
(４) ～ (１１) （略）		(４) ～ (１１) （略）	
５． ～ ９． （略）		５． ～ ９． （略）	

(参考資料16) 令和２年度ガス事業監査結果

No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
1	託送収支	地域別託送収支算定方法の誤り	地域別に託送収支を算定する際、営業外収益・費用、事業税について「取付メーター数比」により地域別に按分したうえで託送収支計算書を作成していた。	営業外収益・費用、事業税について「取付メーター数比」を配賦基準とすることの合理性はなく、省令どおり、事業税(収入金課税分)は、実際に計算された税額を各地域に計上する必要がある。また、資金運用収益については「料金収入比」、資金調達費用については「固定資産金額比」等の合理的な配賦基準により地域別に配賦する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. 3.
2	託送収支	超過利潤累積額管理表の記載誤り	超過利潤累積額管理表のうち、前期乖離額累積額の金額が誤って記載されていた。	正しい金額を記載するべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 2. (5)
3	託送収支	営業外収益、営業外費用の計上金額誤り	営業外収益のうち、資金運用に計上すべきでない金額が含まれていた。また、その他に計上すべき金額が資金運用に一部含まれていた。 また、本来営業外収益、営業外費用として計上すべきものが計上されていなかった。	省令に基づき適切に算定するべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3. (1)、(3)、(7)
4	託送収支	資金運用の算定誤り	営業外収益の資金運用の算定において、料金収入比の算定に用いたデータの入力誤りにより配賦比率を誤って算出していた。	適切な配賦比率を用いて算定するべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3. (1)
5	託送収支	自社託送収益の算定誤り	自社託送収益の算定において、契約最大払出量の誤り等により流量基本料金を誤って算出していた。	託送供給約款に基づき適切に算定するべきである。また、諸元の確認を入念に行い算定するべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 1. (2)
6	託送収支	補償料等収入の算定誤り	過不足ガス量精算料の算定において、託送供給約款に定める算式に基づいて算定されていなかった。	託送供給約款に基づき適切に算定するべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 1. (6)
7	託送収支	運転資本の算定誤り	託送資産明細書の運転資本の算定において、固定資産除却損に導管費用以外の売上原価が含まれていた。	省令に基づき適切に算定するべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
8	託送収支	託送収支計算書の作成誤り	託送収支計算書の作成において、供給販売費に整理する委託作業費及び租税課金に未計上の費用があり、営業費用等の算定に誤りがあった。	費用計上について、誤入力がないか十分に確認して算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (2)
9	約款の運用	様式の未整備	託送供給検討において、検討申込や検討回答の様式を定めていない。	託送供給約款に従い、様式を定めるべきである。	託送供給約款Ⅱ－8. 検討の申込み、9. 託送供給の可否の検討及び通知
10	託送収支	託送資産明細書の作成誤り	運転資本算定の算定項目、控除項目の算定誤りにより、様式第2(第4条関係)託送資産明細書の記載内容(運転資本、託送資産合計)に誤りがあった。	ガス事業託送供給収支計算規則第4条(託送資産明細書の作成)に基づく様式第2(第4条関係)託送資産明細書の作成に当たって、誤記入がないよう算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
11	託送収支	超過利潤計算書の作成誤り	様式第3(第5条関係)第1表超過利潤計算書が改正前の様式となっていた。	公表様式の誤りが無いよう作成すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 1.
12	託送収支	内部留保相当額管理表の作成誤り	内部留保相当額管理表の作成にあたって、還元義務額残高に前期末内部留保相当額の値を代入していた。	内部留保相当額管理表の作成に当たって、誤算定が無いよう作成すべきでる。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 4. (3)
13	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
14	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (1)
15	財務諸表	勘定科目の誤り	ガスが基ガスメーターを経て最初に貯蔵されるまでにあるガスホルダーが、製造設備ではなく供給設備に計上されていた。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則取扱要領第32
16	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
17	財務諸表	勘定科目の誤り	供給販売費/租税課金として整理すべき道路占用料等の公課が供給販売費/賃借料として整理されていた。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
18	託送収支	当期欠損累積額、当期乖離額累積額の補正誤り	年度途中で料金改定したために必要となる当期欠損累積額及び当期乖離額累積額の補正において、誤りがあった。	適正に当期欠損累積額及び当期乖離額累積額を補正すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 2. (2)及び(7)
19	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (4)
20	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.

(参考資料16) 令和2年度ガス事業監査結果

No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
21	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。また、製造費に配賦すべき費用が混在していた。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。また、適正な科目で整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
22	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)
23	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
24	財務諸表	受注工事費用の計上誤り	受注工事に係る気密試験の立ち合いは、全て自社現場担当者が行っているが、受注工事費用への労務費の振替が行われていなかった。	受注工事に要した費用は適切に受注工事勘定に振り替えるべきである。	ガス事業会計規則第11条
25	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
26	託送収支	乖離率計算書の作成誤り	実績費用及び実績需要量は、原価算定期間(平成29年から3年)の年数に対応した直近の事業年度(平成29年から3年)の合計とするべきだが、直近の事業年度(1年)のみで作成されていた。	省令に基づき適切に作成すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 5.(6)
27	託送収支	超過利潤計算書の作成誤り	超過利潤計算書の作成にあたり、公表様式に誤りがあった。	改正前の様式で作成されているが、改正後の様式で作成すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 1.
28	託送収支	乖離率計算書の作成誤り	乖離率計算書の作成にあたり、公表様式に誤りがあった。	乖離率計算書の下部に期間を記載すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 5.
29	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
30	託送収支	供給販売費の機能別原価への配分誤り	供給販売費の機能別原価への配分にあたり、使用する機能別配賦係数が誤っていた。	各費用に応じた適切な配賦係数により配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 第1表
31	財務諸表	勘定科目の誤り	営業雑費用/その他営業雑費用として整理すべき「レンタルリース物件修繕費」を供給販売費/修繕費として整理する等、勘定科目の誤りが多数あった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
32	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
33	財務諸表	勘定科目の誤り	製造費/賃借料として整理すべき「ガスクロマトグラフのリース料」を供給販売費/修繕費として整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
34	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
35	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額により整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)
36	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
37	財務諸表	勘定科目の誤り	営業雑費用/その他営業雑費用として整理すべき「レンタル用ガストーブの清掃費用」を供給販売費/修繕費で整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
38	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)
39	財務諸表	勘定科目の誤り	営業雑費用/その他営業雑費用として整理すべき「レンタルファンヒーターに係る費用(賃借料、委託作業費等)」を供給販売費として整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
40	託送収支	供給販売費の機能別展開における配賦係数の誤り	法定福利費、厚生福利費については、嘱託職員は対象外になっているが、嘱託職員も含めた総人員比で配賦していた。	適正な配賦係数を使用すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 第1表
41	財務諸表	勘定科目の誤り	営業雑費用/その他営業雑費用として整理すべき「器具販売に係る費用(クレジット手数料)」を、供給販売費/雑費として整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
42	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)

（参考資料16）令和２年度ガス事業監査結果					
No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
43	財務諸表	受注工事費用の計上誤り	受注工事に係る気密試験の立ち合いは、全て自社現場担当者が行っているが、受注工事費用への労務費の振替が行われていなかった。	受注工事に要した費用は適切に受注工事勘定に振り替えるべきである。	ガス事業会計規則第11条
44	託送収支	内部留保相当額管理表の作成の誤り	内部留保相当額管理表において、前期・当期内部留保相当額が誤って記載され、還元義務額残高が発生していたにもかかわらず、記載されていなかった。	省令に基づき適切に作成すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 4.(1)(3)
45	託送収支	供給販売費の機能別項目への配賦誤り	供給販売費の租税課金を全て人員比で配賦していた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、適正に供給販売費の機能別項目への配賦を行うべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(2)①
46	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)
47	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定を誤っていた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
48	財務諸表	勘定科目の誤り	供給販売費で整理すべき「ハンディーターミナルの保守料」を一般管理費として整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
49	財務諸表	勘定科目の誤り	製造費で整理すべき「ガスクロマトグラフ定期点検」や「LNGサテライト制御用パソコン2台保守契約」に係る費用を供給販売費で整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
50	託送収支	営業外収益、営業外費用の算定誤り	営業外収益、営業外費用として計上するべきものが計上されていなかった。	省令に基づき適切に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3.
51	託送収支	運転資本の算定誤り	託送資産明細書の運転資本の算定において、固定資産除却損が控除されていなかった。	省令に基づき適切に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
52	財務諸表	勘定科目の誤り	製造費として整理すべき、都市ガス製造に使用しているパソコンリース料を供給販売費で整理していた。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
53	託送収支	供給販売費の機能別原価への配分誤り	供給販売費の機能別展開において、修繕費にかかる配賦係数が誤っていた。	省令に基づき適切に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 第1表
54	託送収支	託送資産の算定誤り	託送資産の算定において、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきところ、期末残高により算定していた。	託送資産の算定については、帳簿価額の期首期末平均、又は期央残高により算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
55	財務諸表	勘定科目の誤り	供給販売費として整理すべき「ガス料金収納事務」委託作業費について、一般管理費として整理していた。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
56	託送収支	託送資産明細書の作成誤り	託送資産明細書の作成にあたり、運転資本の金額を誤って作成していた。	省令に基づき適切に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 2.
57	財務諸表	勘定科目の誤り	営業雑費用/その他営業雑費用として整理すべき「警報器の撤去・取付費用」を供給販売費/雑費として整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
58	財務諸表	勘定科目の誤り	供給販売費/委託作業費で整理すべき「ハンディーターミナル(ハードウェア)年間保守契約料」を一般管理費/雑費として整理する等の、勘定科目の誤りがあった。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
59	財務諸表	勘定科目の誤り	製造費として整理すべき「付臭ポンプ分解整備」に係る費用が、供給販売費及び一般管理費で整理されていた。	適正な科目で整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条第1項、別表第1
60	託送収支	一定水準額の算定誤り	ガス事業託送供給収支計算規則において、一定水準額の算定方法については、每期継続して適用し、みだりにこれを変更しないこととされているところ、理由なく変更していた。	省令に基づき適切に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 2.(3)
61	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
62	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)
63	託送収支	供給販売費の機能別展開の誤り	供給販売費の機能別展開において、ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきだが、されていなかった。	ガス事業に係る費用のうち、託送費用として特定できるものは、直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
64	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	託送費用算定時、事業税の集計を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(4)
65	託送収支	託送資産明細表の誤計算	託送資産明細表の建設仮勘定を算定する際、建設仮勘定の期末の金額があるにもかかわらず、0円としていた。	託送資産明細表の建設仮勘定を算定する際には、期首期末平均又は期央残高の額とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 託送資産の算定方法 2.

(参考資料16) 令和２年度ガス事業監査結果

No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
66	託送収支	超過利潤計算書の誤計算	超過利潤計算書の調整後税引前託送供給関連部門当期純利益に係る法人税等は、零を下回る場合、零とすること定められているが、誤ってマイナスの実数を計上していた。	調整後税引前託送供給関連部門当期純利益に係る法人税等は、零を下回っているため、零とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 1.(3)
67	託送収支	託送資産明細表の誤計算	託送資産明細表の繰延資産を算定する際、繰延税金資産を誤って計上していた。	託送資産明細表の繰延資産を算定する際には、期首期末平均又は期央残高の額とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 託送資産の算定方法 2.
68	託送収支	託送資産明細表の誤計算	託送資産明細表の託送資産を算定する際、託送資産以外に直課して整理した資産を、誤って託送資産に計上していた。	託送資産明細表の託送資産を算定する際、託送資産として特定できるものは直課し、それ以外は直課した固定資産金額比で配賦すべきであり、託送資産以外に直課したものは、除外すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 託送資産の算定方法 1.
69	託送収支	託送供給収支の営業費用（一般管理費）算定方法の誤り	託送供給収支の営業費用（一般管理費）を算定するにあたり、事業税を除いて算定しなければいけないところ、事業税を含めて展開してしまっていた。	託送供給収支の営業費用（一般管理費）を算定する際には、事業税を除いて算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (2)
70	託送収支	事業税の算定方法の誤り	事業税の算定にあたり、旧一般ガスみなしガス小売事業者、ガス製造事業者ではないが、課税標準となる収入に対する託送収益の比によって配賦していた。	事業税は、地方税法の定めるところにより、算定した額とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (4)
71	託送収支	託送資産明細表の誤計算	託送資産明細表の設備勘定（有形）及び無形固定資産を算定する際、誤って確定前の財務諸表の数値を使用して計上していた。	託送資産明細表の設備勘定（有形）及び無形固定資産を算定する際には、期首期末平均又は期央残高の額とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2 託送資産の算定方法 2.
72	託送収支	事業税の算定誤り	地方税法の定めにより算出した収入課税（＝一般ガス導管事業分）の金額を計上すべきところ、誤った算定方法（「ガス製造事業者」又は「小売経過措置料金規制対象事業者」が採用すべき算定方法）による金額を計上していた。	事業税は、地方税法の定めるところにより、算定した額とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (4)
73	財務諸表	特別利益の算定誤り	貸倒引当金戻入285千円を特別利益として計上すべきところ、未計上であった。	財務諸表様式第7より貸倒引当金戻入285千円と思われ、特別利益として整理すべきである。	ガス事業会計規則 第2条、第13条
74	託送収支	託送供給関連収益の算定誤り	誤った数値（税引後の託送供給関連部門当期純利益を記載）を用いて前期超過利潤累積額を計上していた。	本記載欄は、税引前託送供給関連部門当期純利益を記載すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 2. (1)
75	託送収支	事業税の算定方法の誤り	事業税の算定にあたり、旧一般ガスみなしガス小売事業者、ガス製造事業者ではないが、課税標準となる収入に対する託送収益の比によって配賦していた。	事業税は、地方税法の定めるところにより、算定した額とすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2. (4)
76	託送収支	運転資本の算定誤り	託送資産明細書の運転資本金額の整理において、退職給付引当金の純増額ではない部分を含めて機能別に配賦し、営業費等を算定している。	退職給付引当金についてはその純増額を控除すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第2
77	財務諸表	営業費明細表の算定誤り	事業別売上高の誤った数値を用いて営業費振替処理を行ったことから営業費明細表が適正に作成されていない。また、これにより損益計算書も適正に作成されていない。	事業別売上高の適正な数値を用いて営業費振替処理を行い営業費明細表を適正に作成すべきである。	ガス事業会計規則第2条 第4項第4号
78	託送収支	供給販売費の算定誤り	供給販売費の労務費（厚生福利費及び退職手当を除く。）整理において、前年度にも同様の誤りが生じていたにも係わらず、算定の根拠となるデータの十分なチェック体制が取られておらず、不適正な営業費振替処理で算定された営業費明細表の数値を用いていることから、機能別原価項目に整理し算定された供給販売費の託送費用に誤りがある。これに伴い、一般管理費の整理に於いて、配賦に用いる機能別原価項目金額比が一部誤った供給販売費を用いて算定されていることから、一般管理費の託送費用が誤っている。また、その他の営業外収益、その他の営業外費用及び特別損失の整理においても、供給販売費及び一般管理費の機能別原価項目金額比を用いて算定しているが、算定の根拠となった供給販売費の託送費用に誤りがあることから不適正な機能別原価項目金額比により算定されている。	前年度に誤りが生じていた算定の根拠となるデータについては、十分なチェック体制を確保し、前年度と同様の誤りは生じないようにすべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (1) 及び(2)①
79	託送収支	事業税の算定誤り	一般管理費の事業税の整理において、ガス製造事業者又は電気事業法等の一部を改正する等の法律（平成27年法律第47号）附則第22条第1項に規定する旧一般ガスみなしガス小売事業者（同項の義務を負う者に限る。）を兼ねる事業者ではないにも係らず、課税標準となる収入に対する託送収益の比によって事業税を配賦することは不適正であり、規則改正への対応が十分に検討できていない。	一般管理費の事業税など、規則改正により整理方法に変更があった場合には、規則改正への対応を十分に検討すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (4)
80	託送収支	その他の営業外収益、特別損失の算定誤り	その他の営業外収益の整理において、賃貸物件スイッチングに伴う供給設備等の他社への売却益など附帯事業のLPガス事業における営業外収益を含めて整理した機能別原価項目金額比を算定に用いているため、その他の営業外収益に誤りがある。また、特別損失も誤った機能別原価項目金額比を用いて算定しているため、誤りがある。	賃貸物件スイッチングに伴う供給設備等の他社への売却益など附帯事業のLPガス事業における営業外収益を含めて整理しているが、附帯事業に係る収益は除いて整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3 (3)
81	託送収支	供給販売費の算定誤り	供給販売費の固定資産除却費の整理において、託送費用として特定できるものを含めて固定資産金額比を用いて配賦している。	供給販売費の固定資産除却費の整理において、固定資産金額比を用いて配賦しているが、託送費用として特定できるものは直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (1) 及び(2)①
82	託送収支	事業税の算定誤り	課税標準となる収入金額に附帯事業の太陽光売電収入を含んで算定した申告事業税を、事業税と整理している。	課税標準となる収入金額に附帯事業の太陽光売電収入を含んで算定した申告事業税を、事業税と整理しているが、附帯事業相当分の事業税は除くべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (4)

(参考資料16) 令和２年度ガス事業監査結果

N o .	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
83	託送収支	一般管理費の算定誤り	一般管理費の整理において、過去に発生した埋設廃棄物の処分及び埋め戻し費用を、一般管理人員比を用いて、全てのコストプールに配賦し、その後、コストプール毎に機能別原価項目に展開し、コストプール毎の託送費用を算定しているため、一般管理費の託送費用が適正に算定されていない。	設定しているコストプール毎の業務内容に区分できない費用は、その他業務内容が明らかでない「一般管理」項目に直接区分すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (2)②
84	託送収支	その他の営業外収益の算定誤り	その他の営業外収益の整理において、直接配賦できる貸倒引当金戻入額を含めて機能別原価項目金額比により整理している。	直接配賦できるものについては発生の主たる要因に応じて直接配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3 (3)
85	託送収支	一般管理費の算定誤り	一般管理費の整理において、事業税を含む租税課金を、土地を含んだ固定資産帳簿価額比を用いて算定していることから一般管理費に誤りがある。附帯事業の固定資産帳簿価額については、毎年度、土地を除いているところ、当年度においては、土地を含んだ固定資産帳簿価額を用いて固定資産帳簿価額比を算定しており、適正に算定されていない。	固定資産帳簿価額比の算定は、適正な土地を除いた固定資産帳簿価額を用いて計算すべきである。また、租税課金の算定は、事業税を除いて算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (2)②
86	託送収支	自社託送収益の算定誤り	自社託送収益の整理において、算定に用いる一般管理費に誤りがあること、また、ガス事業に係る費用に事業税が含まれていることから自社託送収益が適正に算定されていない。	ガス事業に係る費用から事業税を除き正しく算定された一般管理費を用いて自社託送収益を適正に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 1 (2)
87	託送収支	事業税の算定誤り	事業税の整理において、ガス事業託送供給収支計算規則改正前の算定方法を用いて事業税を算定していることから事業税が適正に算定されていない。	規則改正後の算定方法を用いて事業税を適正に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2 (4)
88	託送収支	資金運用の算定誤り	資金運用に係る営業外収益の整理において、人員比及び料金収入比を用いて二重に整理している。	資金運用に係る営業外収益の整理は、規則に従い料金収入比で算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3 (1)
89	託送収支	雑収入の算定誤り	雑収入の整理において、一般管理費を含まない不適正な機能別原価項目金額比を用いて算定しているため雑収入が適正に算定されていない。また、賃貸借等の事業報酬算定の基礎となった資産から生じたものものではない収益を雑収入としている。	雑収入の整理は、一般管理費を含めた機能別原価項目金額比を用いて適正に算定すべきである。また、賃貸借等の事業報酬算定の基礎となった資産から生じたものものではない収益はその他の営業外収益に整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3 (2)
90	託送収支	特別損失の算定誤り	特別損失の整理において、届出なく規則に拠らない固定資産金額比を用いて算定している。	特別損失の整理は、規則に基づき発生の主たる要因によって直接配賦し、これにより難い場合にあっては機能別原価項目の金額比を用いて算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3 (8)
91	財務諸表	建設仮勘定の費用の算出誤り	令和元年度の本支管工事の中にガス事業法で要求されている保安(概略設計、工程管理、竣工検査等の工事の監督に関わるもの)に係る社員の労務費振替を行っていないものがあつた。	建設仮勘定に係る費用は適切に算出すべきである。	ガス事業会計規則第5条
92	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
93	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
94	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
95	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
96	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
97	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
98	託送収支	事業税の算定誤り	託送収支計算書における「事業税」について、ガス製造事業を営む事業者又は小売経過措置料金規制の対象事業者の算出方法(課税対象となる収入に対する託送収益の比)によって算定する誤りがあつた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (4)
99	託送収支	託送収益の算定誤り	その他託送供給関連収益の算定において、自社需要家に係る社内取引分以外の値を含めて算定していた。	省令に基づき、正しく算定する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 1. (5)
100	託送収支	託送費用の算定誤り	ガス事業にかかる費用の整理において、ガス事業以外の費用が含まれていた。	省令に基づき、正しく算定する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2. (2)
101	託送収支	実績費用の算定誤り	実績費用の算出にあたり、平成29年度の「その他調整額のうち法人税等補正額」の計上がもれていた。	省令に基づき正しく計上する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 5. (3)

(参考資料16) 令和２年度ガス事業監査結果

No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
102	託送収支	営業外収益(雑収入)、(その他)の算定誤り	営業外収益(雑収入)の算定において、直近の料金改定時に控除項目として扱われなかったものが雑収入に計上されていた。また、(その他)への算入もれがあった。	営業外収益の算定において、直近の料金改定時に控除項目として扱われていないものは「資金運用」もしくは「その他」に適正に整理する必要がある。また、省令に基づき正しく算入する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3.(2)
103	託送収支	営業外費用(雑支出等)、(その他)の算定誤り	営業外費用(雑支出等)の算定において、直近の料金改定時に料金原価に織り込まれなかったものが雑支出等に計上されていた。また、(その他)への算入もれがあった。	営業外費用の算定において、直近の料金改定時に料金原価に織り込まれていなかったものは「資金調達」もしくは「その他」に適正に整理する必要がある。また、省令に基づき正しく算入する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3.(6)
104	託送収支	実績費用の算定誤り	実績費用の算定において、直近事業年度1年度分で算定していた。	実績費用は、原価算定期間等の年数に対応した直近3事業年度の合計とする必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 5.(6)
105	託送収支	実績費用の算定誤り	実績費用の算定において、直近事業年度1年度分で算定していた。	実績費用は、原価算定期間等の年数に対応した直近3事業年度の合計とする必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第3 5.(6)
106	託送収支	営業外収益(雑収入)の算定誤り	営業外収益(雑収入)の算定において、直近の料金改定時に控除項目として扱われなかったものが雑収入に計上されていた。	営業外収益の算定において、直近の料金改定時に控除項目として扱われていないものは「資金運用」もしくは「その他」として整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3.(2)
107	託送収支	営業外費用(雑支出等)の算定誤り	営業外費用(雑支出等)の算定において、直近の料金改定時に料金原価に織り込まれなかったものが雑支出等に計上されていた。	営業外費用の算定において、直近の料金改定時に料金原価に織り込まれていないものは「資金調達」もしくは「その他」に整理する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 3.(6)
108	託送収支	供給販売費の計上誤り	供給販売費(修繕費)について、地域別に直接配賦するにあたり、誤った地域に配賦していた。	正しく配賦する必要がある。	ガス事業託送供給収支計算規則 別表第1 2.(1)
109	財務諸表	勘定科目の分類誤り	事業者間精算費を当期製品仕入高として分類していた。	省令に基づき正しく分類する必要がある。	ガス事業会計規則 別表第1
110	財務諸表	受注工事勘定の整理誤り	内管工事に係る収益を「その他附帯事業売上」として整理していた。	ガス事業会計規則に基づき、受注工事にかかる損益は適切に受注工事勘定に振り替える必要がある。	ガス事業会計規則 第11条
111	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費、消耗品費について、内管工事に関係がない給湯器取付工事や水道工事の費用が含まれていた。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。また、内管工事以外は、その他営業雑収益・費用に整理するべきである。	ガス事業会計規則第11条
112	託送収支	託送資産(建設仮勘定)の計上誤り	供用開始しなかった託送資産の一部を建設仮勘定に計上していなかった。	建設仮勘定に適正に計上すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第2 2
113	財務諸表	勘定科目の整理誤り	ソフトウェアの保守関係において費用の整理誤りがあった。	供給販売費／賃借料、委託作業費として整理するべきである。	ガス事業会計規則第11条
114	託送収支	事業税の算定誤り	事業税について、ガス事業売上金額の1.3%を計上していた。	ガス事業収入の9/1000を事業税、事業税の432/1000を地方税として算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2.(4)
115	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費について、受注工事費用勘定に振替計上していなかった。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。また、受注工事費用勘定に計上すべきである。	ガス事業会計規則第11条
116	財務諸表	勘定科目の整理誤り	ガス事業以外の事業(附帯事業)に係る費用を供給販売費／賃借料、委託作業費として整理していた。	ガス事業以外の事業(附帯事業)は供給販売費として整理するべきではない。	ガス事業会計規則第12条、第13条
117	託送収支	補償料収入の未計上	契約最大払出ガス量の超過があったにもかかわらず、小売供給約款上免責事項に該当し補償料を取らなかったため、補償料収入を計上していなかった。	託送供給約款には免責事項はないので、補償料収入を計上すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 1.(6)
118	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費について、一部を受注工事費用勘定に振替計上していなかった。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。	ガス事業会計規則第11条
119	託送収支	託送資産明細書の作成誤り	設備勘定(有形)のガスホルダー及び供給販売設備の直課不能分の算定を誤っていた。	固定資産台帳との突合確認を行い、適正に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第2
120	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費について、一部を受注工事費用勘定に振替計上していなかった。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。	ガス事業会計規則第11条
121	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費について、受注工事費用勘定に振替計上していなかった。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。また、受注工事費用勘定に計上すべきである。	ガス事業会計規則第11条
122	託送収支	運転資本の算定誤り	運転資本の算定における固定資産除却損について、固定資産除却費用の中に撤去費用が含まれていたにもかかわらず控除していなかった。また、減価償却費について、直課分が含まれているにもかかわらず、全額「帳簿価額比」にて配賦していた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、固定資産除却損及び減価償却費を適正に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第2
123	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費について、一部を受注工事費用勘定に振替計上していなかった。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。	ガス事業会計規則第11条

(参考資料16) 令和2年度ガス事業監査結果

No.	監査項目	件名	検出事項の概要		根拠規定
			発見された事実	指導内容	
124	託送収支	営業外収益の計上誤り	雑収入及びその他への計上額を誤っていた。	適正に計上すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 3
125	託送収支	託送費用の算定誤り	ガスメーター等の直課すべき経費が、人員比で配賦されていた。	消耗品費(ガスメーター)、通信費(郵送料)、委託作業費(集金検針手数料)、租税課金(料金印紙税、自動車税)、需要開発費(ガス展費用) は直課配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2.(1)
126	財務諸表	受注工事費用の整理誤り	内管工事の労務費について、一部を受注工事費用勘定に振替計上していなかった。	内管工事の労務費を適正に算定すべきである。	ガス事業会計規則第11条
127	託送収支	供給販売費(保険料)の配賦誤り	主に製造設備を対象とした火災保険について、共通経費に計上し有形固定資産(取得価額)比で供給販売費に配賦していた。	火災保険対象資産額比にて直課配賦すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2.(1)
128	託送収支	想定原価と実績費用との乖離額の未記載	想定原価と実績費用との乖離額が記載されていなかった。	託送供給収支計算規則に基づき想定原価と実績費用との乖離額を記載すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第3 1.(6)
129	託送収支	機能別配賦係数の算定誤り	託送収支計算書用業務別人数比(社員比)を誤った比率にて算定していた。	実態どおり業務別人数比(社員比)を適正に算定すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2.(2)
130	財務諸表	勘定科目の分類誤り	一般管理費の租税課金に計上する事業税は、収入金額を課税標準とするものに限られるが、利益に関連する金額を課税標準とするものを含めていた。(但し、託送収支計算書の一般管理費の事業税については、収入金額を課税標準とする金額のみが適正に計上されている。)	ガス事業会計規則に基づき、事業税(収入金額を課税標準とするものに限る)は一般管理費の租税課金に計上すべきである。また、利益に関連する金額を課税標準とするものは損益計算書の法人税等に整理すべきである。	ガス事業会計規則第2条別表第一
131	財務諸表	勘定科目の分類誤り	一般管理費の租税課金に計上する事業税は、収入金額を課税標準とするものに限られるが、利益に関連する金額を課税標準とするものを含めていた。(結果として託送収支計算書の一般管理費の租税課金に計上する事業税は、収入金額を課税標準とするものに限られるが、利益に関連する金額を課税標準とするものも含まれていた。)	ガス事業会計規則に基づき、事業税(収入金額を課税標準とするものに限る)は一般管理費の租税課金に計上すべきであり、利益に関連する金額を課税標準とするものは損益計算書の法人税等に整理すべきである。また、ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業会計規則第2条別表第一 ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2(4)
132	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	供給販売費を配賦基準に従い、配賦する際に、配賦の根拠となる固定資産金額を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、配賦基準によって供給販売費を配賦し、託送費用を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2(2)
133	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	供給販売費を配賦基準に従い、配賦する際に、配賦の根拠となる総人員比、固定資産金額比の算定を誤っていた。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、配賦基準によって供給販売費を配賦し、託送費用を整理すべきである。	ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2(2)
134	託送収支	託送収支計算書の託送費用算定誤り	一般管理費の租税課金に計上する事業税は、収入金額を課税標準とするものを計上すべきところ、収入割に係る地方法人特別税額を加算していなかった。	ガス事業託送供給収支計算規則に基づき、事業税は地方税法の定めるところにより算定した額を整理すべきである。	ガス事業会計規則第2条別表第一 ガス事業託送供給収支計算規則別表第1 2(4)
135	財務諸表	勘定科目の分類誤り	収入金額を課税標準とする事業税は、一般管理費に整理すべきところ、損益計算書の法人税等に計上されている。(損益計算書の法人税等に計上する事業税は利益に関連する金額を課税標準とするものに限る。)	ガス事業会計規則に基づき、事業税(収入金額を課税標準とするものに限る)は一般管理費の租税課金に計上すべきである。	ガス事業会計規則第2条別表第一
136	財務諸表	勘定科目の分類誤り	附帯事業費用に計上すべき小売り電気取り次ぎ費用を供給販売費に計上していた。	ガス事業会計規則に基づき、供給販売費は、ガスの供給販売に直接又は間接に要した費用のみを計上し、ガスの供給販売に要しない費用については附帯事業費用で整理すべきである。	ガス事業会計規則第2条別表第一、第12条
137	財務諸表	勘定科目の分類誤り	下水道工事移設補償金を修繕工事費と相殺し、修繕費に計上しており、移設補償金を区分して、営業外収益に整理していない。	ガス事業会計規則に基づき、通常の取引以外の取引によって発生した収益のため、営業外収益に整理すべきである。	ガス事業会計規則第2条別表第一

(参考資料 17) ガス導管事業者の 2019 年度託送収支の事後評価

取りまとめ

2021 年 2 月 1 日

電力・ガス取引監視等委員会 料金制度専門会合

1. 背景

2017 年度から施行されたガスシステム改革関連の制度改正により、ガス事業にライセンス制が導入され、ガス小売事業が全面自由化され、ガス導管事業は中立的なネットワーク部門として引き続き地域独占とすることとされた。これを踏まえ、各一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者（以下「ガス導管事業者」という。）は新たな託送供給約款を策定して 2017 年 4 月から実施、その後、事業年度毎に託送収支計算書が公表されている。これを踏まえ、2020 年 11 月 11 日付にて、経済産業大臣及び各経済産業局長等から、ガス導管事業者の 2019 年度収支状況の確認について本委員会宛てに意見の求めがあった。

これを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会料金制度専門会合において、法令に基づく事後評価（ストック管理・フロー管理）を実施するとともに、追加的な分析・評価として、フロー管理において変更命令の発動基準に該当した事業者の料金改定届出の内容等について詳細分析を行った。

2. ガス導管事業者の 2019 年度託送収支の法令に基づく事後評価の結果

2019 年度に事業を実施した全国のガス導管事業者（220 社）のうち、託送供給約款を策定している等の事業者（147 社）について、2019 年度の収支状況を評価した。

- 6 社（うち 1 社においては、2 地区）（JERA（四日市コンビナート）、南遠州 PL、秋田県天然瓦斯輸送、小千谷市、中部電力ミライズ、関西電力（堺地区）及び関西電力（姫路地区））については、2019 年度終了時点での超過利潤累積額が、変更命令の発動基準となる一定水準額を超過した。
- 26 社（東部ガス（秋田地区）、由利本荘市、熱海ガス、入間ガス、佐野ガス、静岡ガス、諏訪ガス、中遠ガス、野田ガス、袋井ガス、湯河原ガス、吉田ガス、ガスネットワーク吉田¹、犬山ガス、大垣ガス、福山ガス、JERA（四日市コンビナート地区）、小千谷市、小田原ガス、北日本ガス、東日本ガス、広島ガス、水島ガス、筑紫ガス、鳥栖ガス及び九州ガス圧送）については、2017～2019 年度の想定単価と実績単価の乖

¹ ガスネットワーク吉田は、鈴与商事に 2021 年 1 月に吸収合併されている。以下同じ。

離率が、変更命令の発動基準となる▲5%を超過した。

これらの事業者については、それぞれ、以下のとおり対応することが適当である。

- ① 以下②の4社及び③の1社を除く事業者（25社（うち1社においては、2地区））については、期日²までに託送供給約款の料金改定の届出が行われない場合、経済産業大臣及び所管の経済産業局長から変更命令を行う。
- ② 想定単価と実績単価の乖離率が、変更命令の発動基準となる▲5%を超過した事業者のうち、犬山ガス、大垣ガス、福山ガス及び広島ガスについては、現行の託送供給約款料金の水準維持の妥当性について合理的な説明がなされたため、変更命令の対象外とする。
- ③ 当期超過利潤累積額が一定水準額を超過した事業者のうち、南遠州 PL については、工事負担金収入額を当期に一括して整理せず、耐用年数により分割して整理する旨の事業者ルール³を設定した上で、再公表された託送収支において、当期超過利潤累積額が一定水準額を超過しないことを確認したため、変更命令の対象外とする。

（注）南遠州 PL（特定ガス導管事業者）の託送収支計算書を確認したところ、当期超過利潤額が一定水準額を超過した理由は以下の通りであった。

- 工事負担金収入を当期に一括して託送収支計算書の収益に計上し、工事負担金収入が当期純利益に算入した結果、その当期純利益をもとに算出された当期超過利潤額が一定水準額を超過したため。

これは、特定ガス導管事業者については、一般ガス導管事業者と異なり、託送収支計算書に工事負担金収入を耐用年数で分割して整理する制度的措置がないことによるものである。

こうした事象は、特定ガス導管事業者の収支を正しく表していないと考えられることから、特定ガス導管事業者においても、一般ガス導管事業者と同様に、託送収支計算書に工事負担金収入を耐用年数で分割して整理することができる制度的措置を速やかに講じることが適当である。（その旨、2020年12月7日に、電力・ガス取引監視等委員会から経済産業大臣へ建議済み。）

なお、南遠州 PL の 2019 年度の託送収支については、上記の制度的措置を遡って

² 2021年1月1日：東部ガス（秋田地区）、熱海ガス、入間ガス、佐野ガス、静岡ガス、諏訪ガス、中遠ガス、野田ガス、袋井ガス、吉田ガス、湯河原ガス及びガスネットワーク吉田
2021年4月1日：JERA（四日市コンビナート地区）、小千谷市、中部電力ミライズ、由利本荘市、小田原ガス、北日本ガス、東日本ガス、水島ガス、九州ガス圧送、筑紫ガス及び鳥栖ガス

2022年4月1日：秋田県天然瓦斯輸送、関西電力（堺地区）及び関西電力（姫路地区）

³ ガス事業託送供給収支計算規則第6条により、事業者は、事業実施に係る特別な事情が存在し、当該事情を勘案せずに託送供給収支を整理することが合理的でない場合に、適正かつ合理的な範囲内で、規定とは異なる算定方法を定めることができる。

適用することができないため、工事負担金収入額を当期に一括して整理せず、耐用年数により分割して整理する旨の事業者ルールを設定し、再提出された託送収支において、当期超過利潤額が一定水準額を超過しないことを確認した。

3. 変更命令の発動基準に該当した事業者の追加分析

(1) 料金改定の届出状況

上記2. ①の事業者のうち、1月～12月の会計年度を採用している12社については、2020年12月中に託送供給約款料金の改定の届出が行われ、ガス事業託送供給約款料金算定規則の規定に従って、託送供給約款届出料金が適切に算定されていることを確認した。

また、4月～3月の会計年度を採用している13社（14地区）に対応方針を聴取したところ、全社期日までに料金改定を実施予定であるとの回答であった。

(2) 2017～2019年度の乖離率が▲5%を超過した事業者の料金値下げ届出内容の確認

(1) のとおり、2021年1月1日が期日とされていた12社については経済産業大臣及び所管の経済産業局長に対して、2021年1月1日を実施日とする託送供給約款の変更（料金値下げ）の届出が行われたため、新料金の妥当性の確認を行った。具体的には、新料金における需要量と費用の想定が、2017～2019年度の実績や今後の見込みを考慮した数字となっているか確認した。

①需要量

事業者から聴取した情報をもとに分析したところ、全12社において、2017～2019年度の想定需要を実績需要が上回っていたが、このうち8社については、新料金の想定需要が2020年度の実績需要見込みを上回る等の理由から妥当な想定需要と考えられる。他方で、4社（熱海ガス、中遠ガス、袋井ガス及び吉田ガス）においては、新料金の想定需要を2017～2019年度の想定需要に据え置いていることから、今後の需要見込みを新料金における想定需要に反映できていない可能性があるため、想定需要の合理性について4社から聴取した。4社からは、主に、以下の説明があった。

- 2017～2019年度の需要増の要因となった事象は今後も継続するものであるが、2020年度は新型コロナウイルス感染症の影響により2019年度と比較して実績需要が減少する見込み。
- 2021年度以降も、新型コロナウイルス感染症の影響による2020年度の需要減を考慮し、新料金の想定需要を2017～2019年度の想定需要に据え置いた（又は、新型コロナウイルス感染症の影響の不確実性が大きく需要量を見通しがたい）。

これらの確認の結果、全 4 社（熱海ガス、中遠ガス、袋井ガス及び吉田ガス）について、新型コロナウイルス感染症の影響による 2020 年度の需要減を考慮し、新料金の想定需要を 2017～2019 年度の想定需要に据え置いたと説明しているが、2020 年度実績需要見込みには、新型コロナウイルス感染症の影響も含まれていると考えられるところ、それをも下回る 2017～2019 年度の想定需要を据え置く新料金の想定需要は妥当とは言い切れないと判断した。

②費用

事業者から聴取した情報をもとに分析したところ、全 12 社のうち、2 社においては、総括原価方式での値下げを行ったため、新料金の想定原価は、より精緻に算定され、かつ、透明性が確保されたと考えられる。また、6 社においては、2017～2019 年度の想定原価を実績費用が下回り、新料金の想定原価が 2017～2019 年度の実績費用と同程度である等の理由から妥当な想定原価と考えられる。他方で、4 社（東部ガス、熱海ガス、諏訪ガス及び中遠ガス）においては、2017～2019 年度の想定原価を実績費用が下回り、且つ、新料金の想定原価は、2020 年度実績見込みを上回ることから、今後の費用見込みを新料金における想定原価に反映できていない可能性があるため、これら 4 社については、更にその詳細を確認した。

4 社については、いずれも届出上限値方式を選択し、値下げを行った。同方式を選択した場合、変更前料金収入額（＝変更前想定原価）から、料金値下げ原資を差し引き、新料金の想定原価を算出するため、料金値下げ原資が小さい場合には、新料金において、引き続き、想定原価が適正化されない可能性がある。そこで、4 社の料金値下げ原資が適切かどうかを確認するため、旧料金のずれ（想定原価－実績費用）と料金値下げ原資を比較した。その結果、1 社（東部ガス）については、旧料金のずれに比べ、今回の料金値下げ原資が大きいことを確認した。他方で、3 社（熱海ガス、諏訪ガス及び中遠ガス）において、旧料金のずれに比べ、今回の料金値下げ原資が小さいことが確認されたため、その合理性について聴取した。3 社からは、主に以下の説明があった。

- 事業者間精算費は、旧料金の想定原価には 2017～2019 年度の 36 か月分が織り込まれているが、2017 年 4 月以降の制度改正前のため、実績費用には 2017 年 1 月～3 月分が存在せず、実績費用は 33 か月分になっていることが要因となり、旧料金の想定原価と実績費用に乖離が発生した。当該 2017 年 1 月～3 月の事業者間精算費の実績相当額分を除いて料金引下げ原資を算定した。（諏訪ガス）
- 2017～2019 年度の想定原価は、2017 年度に限り適用された簡易な方式により算定することとされた。想定原価と実績費用の比較では、簡易な方式を用いた項目において乖離が発生している。その主な要因は減価償却費の乖離だが、2020 年までに実施した投資により託送資産が増加していることから、2017～2019 年度実績と比較して、2021

～2023 年度は減価償却費の増加を見込んでいる。こうした中、修繕費等、将来に見込まれる原価低減分を値下げ原資とした。（中遠ガス）

- 2017～2019 年度の想定原価と実績費用の比較では乖離が発生しているが、今回の値下げ届出の原資算定期間である 2021～2023 年度以降の費用を想定すると、①労務費、②減価償却費及び③修繕費において 2017～2019 年度実績費用から増加する見込みであるため、今回届出の料金引下げ原資は適切であると認識している。（熱海ガス）

これらの確認の結果、諏訪ガスについては、旧料金のずれから 2017 年 1 月～3 月の事業者間精算費の実績相当額分を差し引いた額を料金値下げ原資としたことは合理的であり、妥当な想定原価であると判断した。他方で、熱海ガス及び中遠ガスについては、旧料金のずれに比べ、今回の料金値下げ原資が小さい理由について、減価償却費等が今後増加する見込みであるためと説明しているが、直近数年間、実績費用が想定原価を大きく下回っていた中、それに比べて明らかに過小である料金値下げ原資は妥当ではなく、新料金の想定原価は妥当とは言い切れないと判断した。

③本項目のまとめ

上記①のとおり、新料金の想定需要が妥当とは言い切れない熱海ガス、中遠ガス、袋井ガス及び吉田ガス並びに、上記②のとおり、新料金の想定原価が妥当とは言い切れない熱海ガス及び中遠ガスについては、今般の料金値下げが妥当とは言い切れないと判断した。

（３）料金値下げ届出内容の確認結果を踏まえた対応

（２）の確認結果を踏まえ、以下のとおり対応することが適当である。

- ① 今般の料金値下げが妥当とは言い切れない事業者（熱海ガス、中遠ガス、袋井ガス及び吉田ガス）については、「2021 年度期中に、事業者自ら需要量や費用の状況を評価し、想定と実績が乖離する場合には、2022 年度の事業開始までに合理的な値下げをすること。」を要請する。
- ② ガス託送料金の原価算定の方式は、現行制度上、超過利潤累積額が一定水準額を超過した場合⁴を除き、総括原価方式と届出上限値方式のいずれかを選択することとされており、その選択した方式に沿って変更後の料金を算定することとされている。今般の値下げ届出においては、届出上限値方式を選択した事業者が多くみられた（10 社）が、そのうち、4 社において、今般の料金値下げが妥当とは言い切れないと判断された。

⁴ 超過利潤累積額が一定水準額を超過した事業者のうち、一度総括原価方式によって値下げ届出（あるいは値上げ認可申請）を行った事業者は除く。

届出上限値方式の制度趣旨は、値下げ前の託送料金原価の適正性が十分に確認されている状況であれば、総括原価方式に比べ簡易である同方式を通じ、料金値下げの機動性向上が図られることにある。しかしながら、これまで本会合で事後評価を行ってきたとおり、新制度に基づく各社の託送料金（2017年4月実施）の原価については、一部の事業者で、今回限り認められた簡易な原価算定方式が適用された費用項目において、「実績費用と想定原価との大きなずれ」が確認されており、本来制度が前提としていた状況に必ずしも当てはまらないケースがありうる。

こうしたことから、新料金に基づく託送料金（2017年4月実施）の認可を受けた事業者で、乖離率が▲5%を超過し、料金値下げ届出を行おうとする場合、届出上限値方式により料金を算定することは適切ではないと考えられる。したがって、こうした事業者については、より精緻に算定され、かつ、透明性が確保されと考えられる「総括原価方式での値下げ」を行う必要性が高いと考えられる。以上を踏まえ、こうした事業者が次に料金値下げ届出を行おうとする場合、選択制ではなく、総括原価方式で行わなければならない旨の制度的措置を速やかに講じる⁵。

⁵ 一度総括原価方式によって値下げ届出（あるいは値上げ認可申請）を行った後は、託送料金原価は適正化されたと考えられることから、それ以降は、通常のルールに基づき、総括原価方式と届出上限値方式の選択制を認める。

(参考 1)

**電力・ガス取引監視等委員会 料金制度専門会合
開催実績**

第 1 回 (2020/11/30)

・法令に基づく事後評価

第 2 回 (2021/2/1)

・追加的な分析・評価、とりまとめ

(参考2)

**電力・ガス取引監視等委員会 料金制度専門会合
委員等名簿**

＜座長＞

山内 弘隆 一橋大学大学院経営管理研究科 特任教授

(敬称略)

＜委員＞

北本 佳永子 EY 新日本有限責任監査法人 シニアパートナー 公認会計士

圓尾 雅則 SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

(敬称略・五十音順)

＜専門委員＞

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授

男澤 江利子 有限責任監査法人トーマツ パートナー

梶川 融 太陽有限責任監査法人 代表社員 会長

川合 弘造 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士

東條 吉純 立教大学法学部 教授

華表 良介 ポストンコンサルティンググループ マネージング・ディレクター
& パートナー

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

村上 千里 公益社団法人 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談
員協会 環境委員長

(敬称略・五十音順)

(オブザーバー)

河野 康子 全国消費者団体連絡会 前事務局長

石井 照之 日本商工会議所 産業政策第二部 課長

下堀 友数 資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課ガス市場整備室長

(敬称略)

(参考資料 18) 電力・ガス取引監視等委員会の検証結果 取りまとめ

2020 年 11 月 27 日

電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合

1. 検証の背景

電力・ガス取引監視等委員会（以下「電取委」という。）は、一連のエネルギーシステム改革において、自由化される電力・ガス市場における取引の監視機能を強化し、電力・ガスの適正な取引の確保に万全を期すため、独立性と高度な専門性を有する新たな規制組織として 2015 年 9 月に設立された。

電取委の設立から約 5 年が経過する中、多数の事業者が電力・ガス市場に新たに参入し、2020 年 4 月には発送電分離が実現するなど、電取委を巡る状況は大きく変化している。

また、先の第 201 回通常国会においては、2019 年の台風第十五号等による大規模かつ長期間の停電等を踏まえ、「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が成立し、これによって電取委の業務に新たな託送料金制度や配電事業制度に係る業務が追加された。さらに、同法案の国会審議においては、関西電力におけるコンプライアンス違反事案等を踏まえ、電取委の組織の在り方についても議論があった。

これらの状況を踏まえ、本会合は、以下の事項について検証を行った。

(検証事項)

- 電力・ガスシステム改革の現状
- これまでの電取委の活動、電取委が果たしてきた役割
- 今後電取委が注力すべき課題
- 課題に取り組むための電取委の組織の在り方等

2. 検証の進め方

本会合は、上記の背景を踏まえ、特に電取委と関連する以下の分野について、電力・ガスシステム改革の狙いに立ち返り（参考 1、2）、その進展状況を評価するとともに、それについて電取委が果たしてきた役割を評価した。また、それを通じて、今後電取委が注力すべき課題の有無を明らかにし、その課題に取り組むための電取委の組織の在り方等についても評価した。

- 電力システム改革

- (1) 電力小売全面自由化
- (2) 卸電力市場の公正性の確保及び取引の活性化
- (3) 送配電関連分野の制度改革
- ガスシステム改革

(参考1) 電力システム改革の狙い

電力システム改革専門委員会報告書(2013年2月) [抜粋]

電力システム改革を貫く考え方

- ・ これまで料金規制と地域独占によって実現しようとしてきた「**安定的な電力供給**」を、国民に開かれた電力システムの下で、**事業者や需要家の「選択」や「競争」を通じた創意工夫によって実現する**方策が電力システム改革である。
- ・ 競争環境を整備することにより、**競争によるメリットを最大限引き出していく**。
- ・ **発電部門における競争**は、燃料調達や発電所建設における効率の追求や、最も**競争力のある電力から順番に使用**することによる**発電の最適化(メリットオーダー)**が進展する結果として、卸価格の低減やエネルギー産業の国際競争力向上に寄与することとなる。
- ・ **小売市場における競争**のメリットは、**新たなサービス・料金メニューの提供や、低廉な小売価格**という形で生み出されることとなる。
- ・ このような産業構造の変化と新たなサービスへの需要増大により、エネルギー関連分野において、**革新的な技術やサービスが生み出されていくことが期待される**。
- ・ 電力供給の効率性と安定性の両立を図るためには、**競争を徹底することに加え、価格シグナルを通じた需要抑制を図ることのできる電力システムに転換**することで、電力選択や節電意識といった国民の考え方の変化を最大限活かせる仕組みを作り上げていくことが有効である。
- ・ **節電や省エネにより生み出される供給余力の活用**(ネガワット取引)、**需給ひっ迫の状況に応じた電力需要の削減**(ディマンドレスポンス)などにより**企業や個人の力を活用**することで、安定供給を確保しつつ、供給コストの低減を実現していく。

(参考2) ガスシステム改革の狙い

ガスシステム改革小委員会報告書(2015年1月) [抜粋]

ガスシステム改革の必要性

- ・ 都市ガスの将来性を現実のものとするためには、需要家や事業者の潜在的なニーズを引き出すよう、生活様式や事業形態、利用目的・用途に応じ、需要家や事業者に分かり易い形で料金メニューなど多様な選択肢が事業者から提案されることが必要である。
- ・ 電力など他のエネルギー供給、さらにはエネルギー以外のサービスと組み合わせた形で提案することも選択肢の多様性を拡大し、需要家の便益を増やすことに資する。
- ・ 従来にない新たな提案がなされるためには、異分野からの参入を含め、新たな事業者の参入が活発に行われ、サービスの内容を競い合う環境が必要である。
- ・ こうした新たな多様なエネルギーサービスが需要家の支持を獲得するためには、都市ガスの供給がより低廉で安定的に行われることが大前提であるが、それも競争の活性化及び事業者の効率化努力を通じて実現される。

3. 電取委について

3-1. 電取委が設置された経緯

2013年に閣議決定された「電力システムに関する改革方針」において、電力市場の全面自由化などを進めることが決定されたが、その中で、独立性と高度な専門性を有する新たな規制組織を設けることが掲げられた。

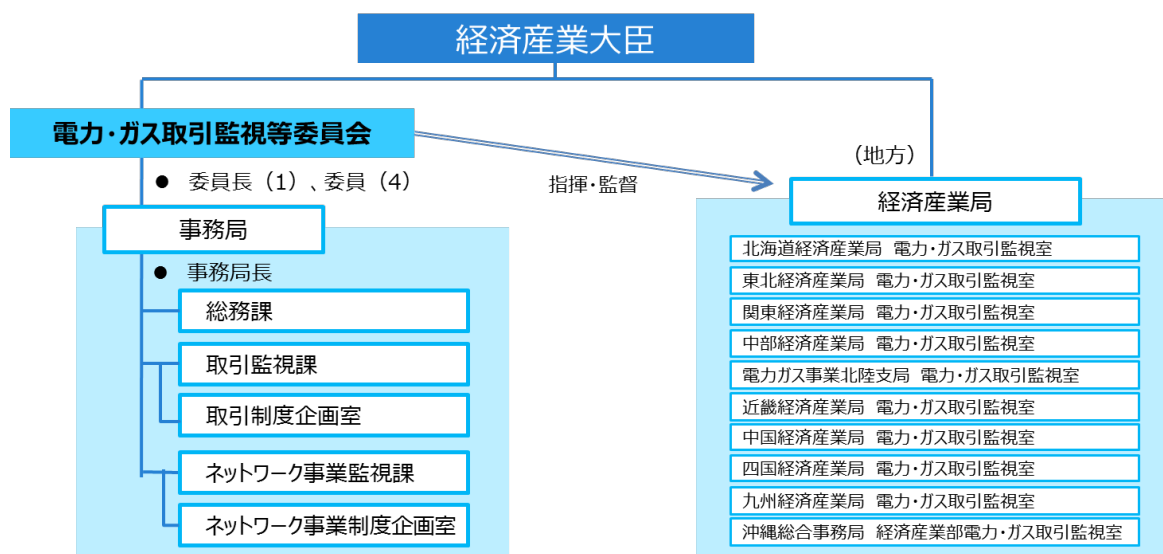
その後、2015年に成立した電気事業法改正法において、正式に、電力取引監視等委員会の設立が決定され、同年9月に設立された（2016年4月に電力・ガス取引監視等委員会に改称）。

3-2. 電取委の概要

1) 組織・体制

電取委は、電力・ガスの自由化に当たり、市場の監視機能等を強化し、健全な競争を確保するために、経済産業大臣直属の組織として設置された。電取委は、委員長及び委員4名で構成されており、事務局は、本省約70名、地方局約50名の職員が配置されている。

(参考3) 電取委の組織・体制



2) 委員長及び委員

電取委の委員は、法律、経済、金融又は工学の専門的な知識と経験を有し、その職務に関し、公正かつ中立な判断をすることができる者のうちから、経済産業大臣が任命することとされている。なお、委員の任期は、3年である。

(参考4) 委員長及び委員 (2020 年 11 月現在)

八田 達夫
(委員長)



稲垣 隆一
(委員長代理)



北本 佳永子



林 泰弘



圓尾 雅則



【経済】

大阪大学 名誉教授
アジア成長研究所 所長

【法律】

稲垣隆一法律事務所
弁護士

【会計】

EY新日本有限責任監査法
常務理事
シニアパートナー
公認会計士

【工学】

早稲田大学大学院
教授

【金融】

SMBC日興証券
マネージングディレクター

3) 電取委の役割

電取委は、電気事業法（昭和三十九年法律第百七十号）、ガス事業法（昭和二十九年法律第五十一号）、熱供給事業法（昭和四十七年法律第八十八号）及び電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成二十三年法律第百八号）の規定により、その権限に属させられた事項を処理することとされている。これらの法律に基づき電取委が処理することとされている事務の概要は、以下のとおり¹。

- 意見回答（規制料金の審査を含む）

経済産業大臣は、電気事業法やガス事業法に基づく処分（登録、命令、認可等）をしようとするときは、あらかじめ、電取委の意見を聴かなければならない。

- 報告徴収、立入検査

電取委は、経済産業大臣から報告徴収・立入検査について権限委任を受けており、電力・ガス事業者に対して報告徴収・立入検査をすることができる。

- 監査

電取委は、経済産業大臣から監査について権限委任を受けており、毎年、一般送配電事業者や一般ガス導管事業者に対して監査をしなければならない。

- 事業者への業務改善勧告、経済産業大臣への勧告

電取委は、監査、報告徴収、立入検査の結果、電力・ガスの適正な取引の確保を図るため必要があると認めるときは、電力・ガス事業者又は経済産業大臣に対し、

¹ ここでは、電気事業法及びガス事業法に基づく事務のみを記載

必要な勧告をすることができる。

- 建議

電取委は、この法律の規定によりその権限に属させられた事項に関し、電力・ガスの適正な取引の確保を図るため必要があると認めるときは、電力・ガス事業に関し講ずべき施策について経済産業大臣に建議することができる。また、建議に基づいて講じた施策について報告を求めることができる。

- あっせん、仲裁

電取委は、電力・ガス事業者から契約等に関する協議不調等を理由とするあっせん・仲裁の申請があった場合、あっせん・仲裁を行う。

- 苦情の処理

電取委は、電力・ガス事業者の電気やガスの供給に関して苦情の申し出があった場合、苦情を処理する。

このように、電取委は、その専門的知見を活用し、経済産業大臣の処分の内容について、経済産業大臣に意見することとされている。

また、電取委は、その専門的知見を活用し、経済産業大臣に代わって、電気事業者やガス事業者に対し、報告徴収、立入検査及び監査を行うこととされている。

さらに、電取委は、その専門的知見を活用し、電力・ガスの適正な取引の確保を図るため必要があると認めるときは、電力・ガス事業者に対して業務改善勧告を実施したり、経済産業大臣に建議したりすることができることとされている。

これらをまとめると、電取委の役割は、法律に明記されていないものの、その専門的な知見を活用し、経済産業大臣に意見等することによって、電力・ガスの適正な取引の確保を図ることが主目的であると言える。

4. 電力システム改革の進捗と電取委の取組

4-1. 電力小売全面自由化

1) 電力システム改革が当初狙っていたこと

電力システム改革においては、小売市場への参入や料金を自由化し、競争を通じた効率化を促進するとともに、価格メカニズムによって需給が厳しい時に需要が調整される仕組みの導入などを可能にしていくこととされていた。

その際、需要家がどの小売事業者からも電力の供給が受けられない事態や、電気料金が不当に高額になるといった事態が生じないように、最終保障サービスを講ずるとともに、料金設定や消費者への情報提供に関し、必要な需要家保護策を措置することとされていた。

2) 現在の状況の評価

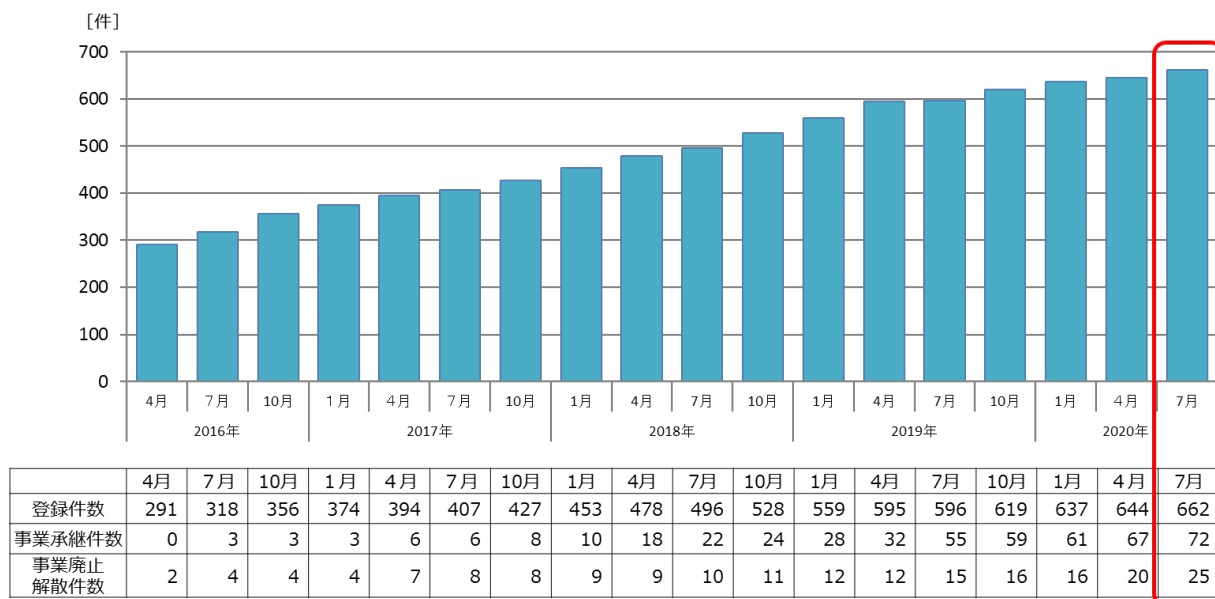
電力小売全面自由化の現状は以下のとおりであり、新規参入者のシェアが増加し、多様な料金メニューの登場により需要家の選択肢は拡大するなど、電力システム改革は着実に進んでいると言える。

- 小売電気事業への新規参入は、2020年7月1日時点で662者が参入しており（参考5）、総販売電力量に占める新規参入者のシェア²は、2020年3月時点で約16%まで増加している（参考6）。また、旧一般電気事業者によるエリアを越えた競争も活発化している（参考7）。しかしながら、電気の小売規制料金の経過措置を解除できるところまでは至っていない。
- 需要家における小売全面自由化に対する認知は、聞いたことがある者まで含めると約80%（2019年度）となっている（参考8）。また、電気購入先を新規参入者へ切り替えたケースは約15%となっており、増加している（参考9）。一方で、消費者から独立行政法人国民生活センターに寄せられた相談件数でみると、携帯電話等他の分野と比較して、電気に関する相談の件数は少ない（参考10）。
- 小売全面自由化後、市場価格連動型、完全従量制、特定時間帯無料等の多種多様な料金メニューが登場し（参考11）、電気料金から燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除いた単価は低下傾向にある³（参考12）。
- なお、電力システム改革が当初期待していた、需給ひっ迫時に価格シグナルに応じて需要を抑制するといった契約は未だ広く普及するには至っていない。

²旧一般電気事業者の子会社を含む。

³燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を含めた電気料金単価は、電力小売全面自由化以降、上昇している（2020年1月時点）。

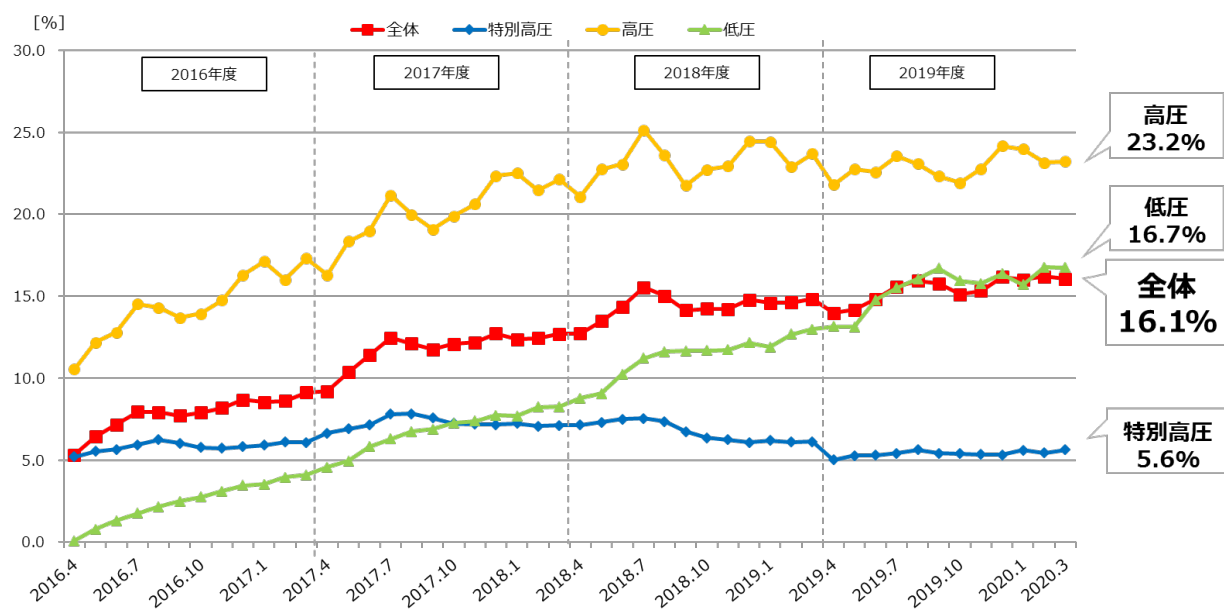
(参考5) 小売電気事業者の登録数



※上記件数は、7月1日までに登録や届出等があった件数。

(出所) 資源エネルギー庁調べ

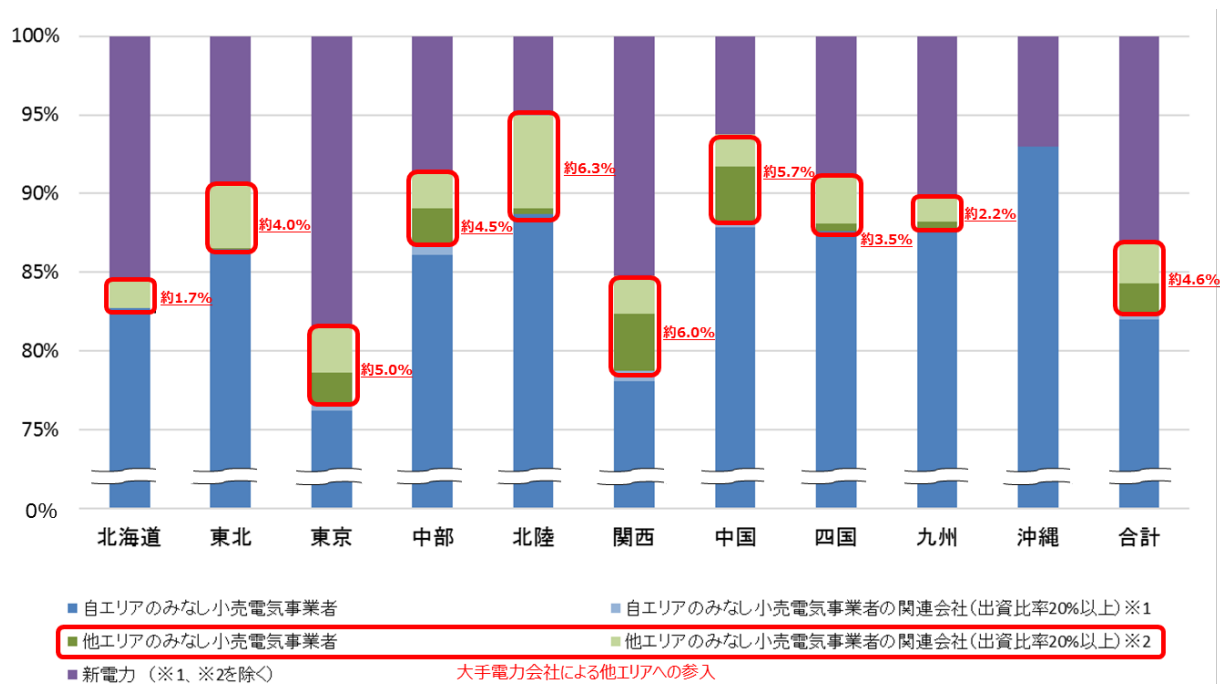
(参考6) 新規参入者のシェアの推移



※上記「新電力」には、供給区域外の大手電力（旧一般電気事業者）を含まず、大手電力の子会社を含む。
※シェアは販売電力量ベースで算出したもの。

(出所) 電力取引報

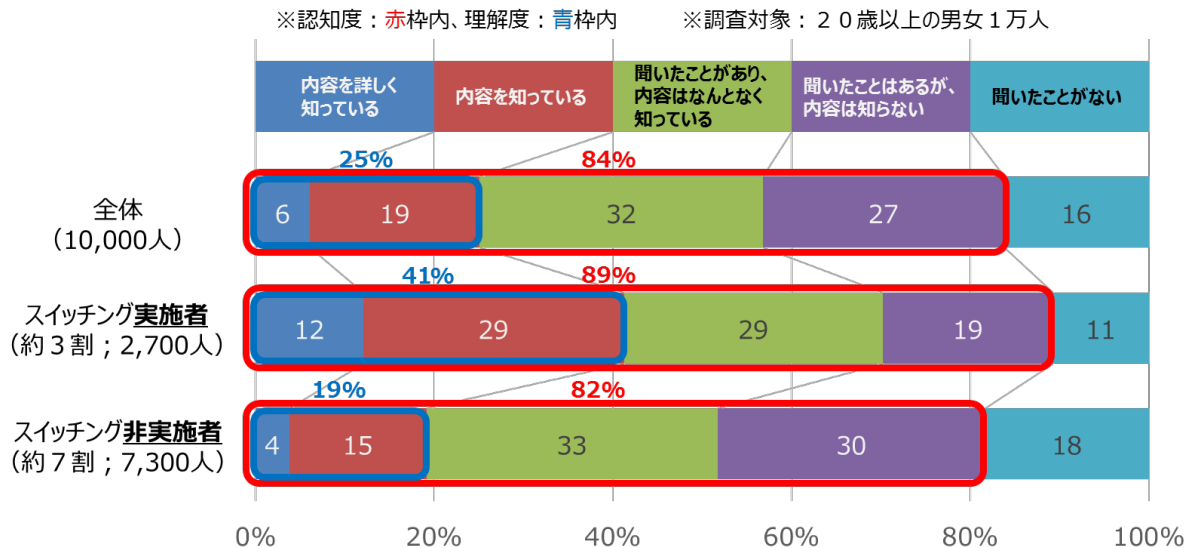
(参考7) 旧一般電気事業者による他エリアへの参入状況



出所：電力取引報

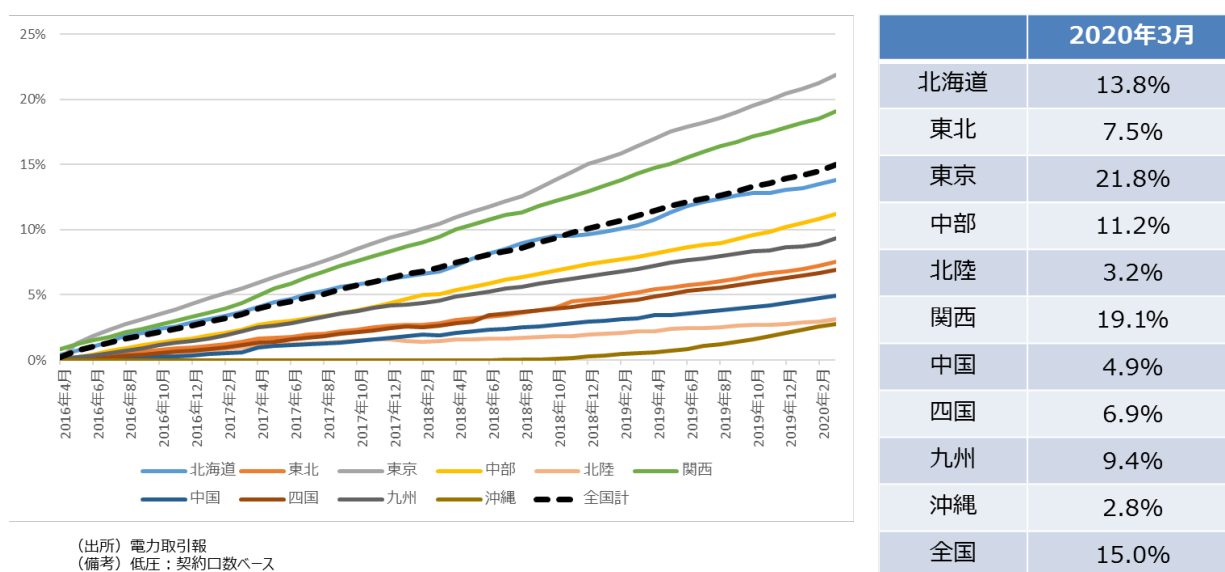
※2020年3月時点 販売電力量[kWh]の割合

(参考8) 家庭用電力の小売自由化に関する認知状況



(出所) 電力・ガス取引等監視委員会「令和元年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等委託事業」調査報告書より作成

(参考9) 各エリアの旧一般電気事業者から電気購入先を変更した割合



(参考10) 消費者からの独立行政法人国民生活センターへの相談件数

(2018年度)

	相談件数 (件)	需要家数 (件)	需要家数に対する 相談件数の割合
インターネット接続回線 (ブロードバンド契約)	32673	約4025万	0.081%
移动通信サービス (4世代携帯電話)	23595	約1億3664万	0.017%
四輪自動車	12840	約6154万 ※自家用車保有台数	0.021%
電気	11742	約5853万 ※世帯数	0.020%

(出所) 国民生活センター「2018年度のPIO-NETにみる消費生活相談の概要」、総務省「情報通信白書(令和元年)」、
一般財団法人自動車検査登録情報協会「自家用乗用車(登録車と軽自動車)の世帯当たり普及台数(令和元年8月)」

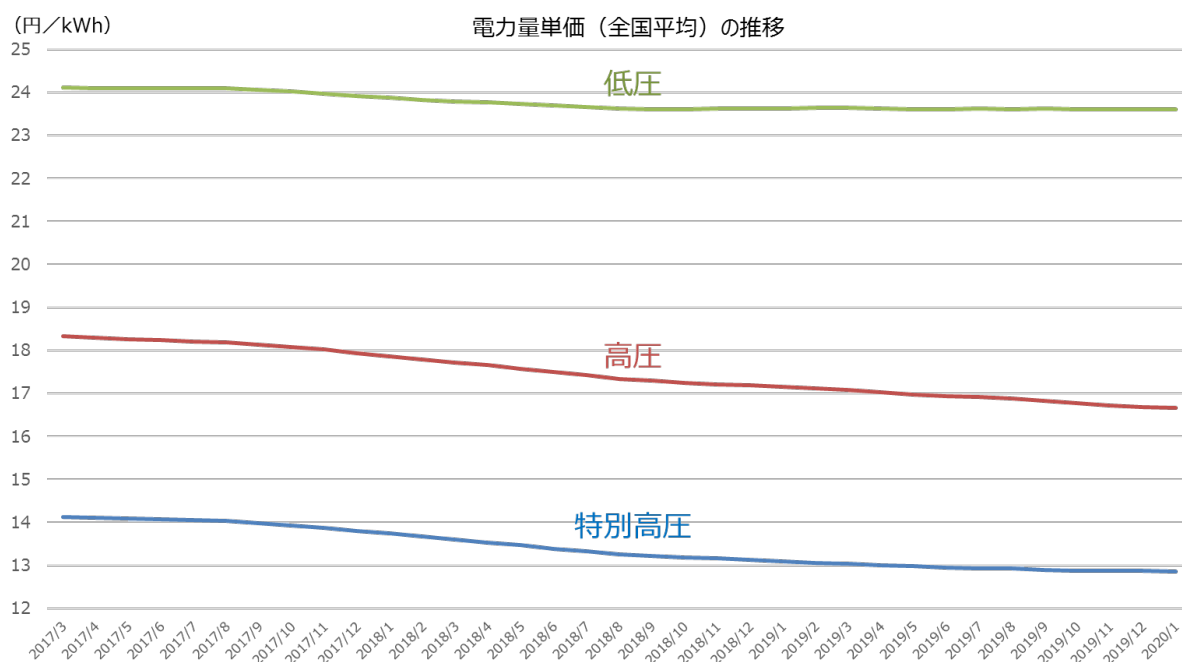
（参考 11）多様化する新規参入者の料金メニュー

※一部の特徴的な料金メニューを例示。

再エネ特化型 ・再生可能エネルギーを100%提供する料金メニュー。FIT電気での提供や、非化石証書を活用したものもある。トドック電力やネクストエナジー・アンド・リソースなどが提供。	完全従量料金 ・基本料金を0円とし、完全従量制の電気料金メニュー。LoopやSBパワー、TRENDEなどが提供。
発電所(者)特定型 ・ブロックチェーンにより発電所と需要家をマッチングさせて提供するもの。みんな電力が提供。 ・需要家自らが小売事業者の取次店となり、発電者と取引するものもある。デジタルグリッドが提供。	一段階料金 ・消費者にとっての分かりやすさを重視し、一段階料金のメニューを提供。オペテージやF-Powerなどが提供。
市場連動型 ・実際にスポット市場価格(コマごと)をもとに電気料金を計算するメニュー。自然電力が提供。	時間帯別料金 ・家庭で電気をよく使用する夜間の時間帯（例えば、夜8時から翌朝7時まで）で割安な料金を設定。出光興産やシン・エナジー、みやまスマートエネルギーなどが提供。
確定数量型 ・一定の使用量までは、定額制の電気料金メニュー。F-Powerや日本瓦斯・Loopなどが提供	特定時間帯無料 ・特定の時間帯（例えば朝6時～8時）の電気料金（従量分）を無料にする。HTBエナジーが提供。
EV向け割引 ・EV充電設備を設置しており、かつEVを所有している者に対して通常のプランから割引くもの。Loopなどが提供。	歩数連動割引 ・歩いた歩数に応じて電気料金を割引くサービス。イーレックスが提供。

（出所）各社ホームページ

（参考 12）電力量単価（燃料費調整単価、FIT 賦課金及び消費税を除く全国平均）の推移



※燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く・12ヶ月移動平均（電力小売全面自由化以降のデータを用いて計算）。なお、燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を含む電気料金単価は、この間、上昇していることに留意。

※燃料費調整単価（円／kWh）については、旧一般電気事業者のHPに掲載されている数値を用いて計算。

（出所）電力取引報から電取委事務局作成

3) 電取委のこれまでの取組についての評価

電取委は、電力小売分野に関して、その専門的知見を活用して、取引の状況を把握・分析し、問題のある行為があればそれを是正するなどにより、電力の適正な取引を確保することが期待されている。さらに電取委は、専門的知見を活用して、電力の小売取引の状況を分析し、制度面で改善すべき点などがあれば、その改正を経済産業大臣に建議することなどが期待されている。

こうした観点から、当分野におけるこれまでの電取委の取組を評価すると以下のとおりである。

- 電取委は、小売の全面自由化に伴い様々な事業者が電気事業に参入することを踏まえ、需要家保護の観点から、電気事業法に照らして小売事業者が遵守すべき事項等を具体的に記載した「電力の小売営業に関する指針」を策定した（案を作成した上で経済産業大臣に建議（参考 13））。
- 電取委は、相談窓口を設置し、これまで 5,000 件以上もの需要家からの相談にきめ細かく対応してきた（参考 14）。また、国民生活センター・消費者庁と共同で、相談事例や消費者へのアドバイスを掲載した資料を毎年数回作成し公表している。
- また、電取委は、その相談対応等を端緒として小売電気事業者における不適正な営業行為等を把握した場合には、業務改善勧告や文書指導・口頭指導により、それを是正するよう指導している（小売事業者に対する業務改善勧告、計 8 件（参考 15））。
- こうした取組に加えて、電取委においては、経済産業大臣からの意見聴取を受け、電気の小売規制料金の経過措置を解除する基準について、各エリアの、①消費者等の状況、②競争圧力（シェア 5 % 以上の有力な競争者が 2 社以上等）、③競争の持続性、を総合的に判断することとすると整理し、2020 年 4 月時点ではすべての地域において電気の小売規制料金の経過措置を存続させることが適当と判断することも行っている。

前述のとおり、電力の小売市場については、新電力のシェアも年々拡大し、旧一般電気事業者間の競争も活発化している。他方で、消費者トラブルが急増するといった状況は見られていない。このような市場の状況も踏まえると、電取委がこれまで講じてきた取組は、十分に効果をあげてきたと考えられる。

このように電力の小売市場の分野において、これまでのところ、電取委は十分に期待された役割を果たしてきていると評価できる。

(参考 13) 小売事業者が遵守すべきルール「電力の小売営業に関する指針」の明確化

「電力の小売営業に関する指針」の目次

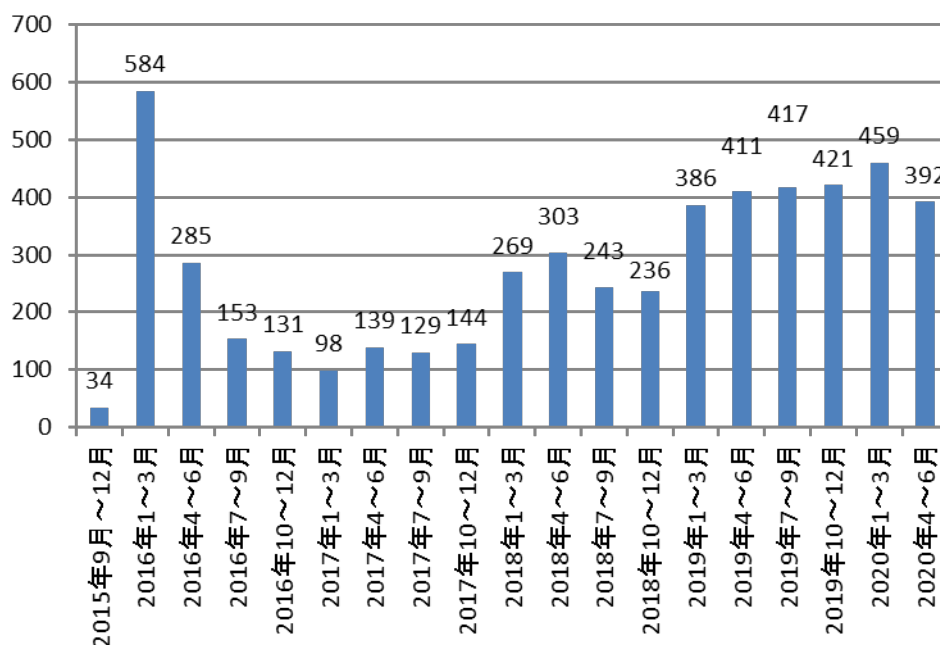
1. 需要家への適切な情報提供 (1) 一般的な情報提供 (2) 契約に先だって行う説明や書面交付 (3) 電源構成等の適切な開示の方法 2. 営業・契約形態の適正化 (1) 電事法上問題となる営業・契約形態 (2) 小売電気事業者の媒介・取次ぎ・代理 (3) 高圧一括受電や需要家代理モデル (4) 小売電気事業者による業務委託 3. 契約内容の適正化 (1) 不明確な電気料金の算出方法 (2) 小売供給契約の解除 (3) 競合相手を市場から退出させる目的での不当に安い価格での小売供給	4. 苦情・問合せへの対応の適正化 (1) 苦情・問合せへの対応 (2) 停電に関する問合せ対応 5. 契約の解除手続の適正化 (1) 需要家からの契約解除時の手続 (2) 小売電気事業者からの契約解除時の手続 6. 災害時連携 【参考：供給条件の説明義務・書面交付義務の解説】

「電力の小売営業に関する指針」の制定及び改正に係る建議の実績

日付	件名	概要
2016年 1月22日	「電力の小売営業に関する指針」の制定に関する建議について	小売電気事業者による需要家への適切な情報提供や営業方法等について、小売電気事業者が電気事業法及びその関係法令を遵守するよう促す指針を定める旨を建議するもの
2016年 7月13日	「電力の小売営業に関する指針」の改定に関する建議について	小売事業者が業務提携する取次・代理業者等を自己のホームページ等において“分かりやすく”公表することが望ましい旨を同指針に追記するなどを建議するもの
2017年 5月29日	「電力の小売営業に関する指針」の改定に関する建議について	非化石価値取引市場の導入に伴い、非化石証書を購入した小売事業者が「再エネ100%の発電・調達を実施」などの誤認を招く紹介を行わないよう具体的な電源構成の開示方法に関する規定を本指針に追加する等の建議をするもの
2018年 9月20日	「電力の小売営業に関する指針」の改定に関する建議について	連系線の利用により、卸電力取引所を介して調達した電気の電源構成等算定ルール（例えば、当該電気は原則として「卸電力取引所」として区分されるが、電源構成等を特定した契約を締結している等の一定要件を満たす場合には当該契約に定められた電源構成で調達したとみなしても良い）等を同指針に追記する旨を建議するもの
2018年 12月6日	「電力の小売営業に関する指針」の改定に関する建議について	需要家が小売電気事業者のスイッチングを行う際に起きる「取戻し営業行為」の類型等を同指針に追記するなどを建議するもの

(参考 14) 電力自由化に関する電取委相談窓口への相談件数の推移

(件)



(参考 15) 問題のある行為を行った事業者に対する指導（業務改善勧告）の実績

日付	対象事業者	概要
2020年 9月9日	東京電力エナジーパートナー(株)	電気及びガスの小売供給契約の締結を電話で勧誘する際に、電気及びガスの供給条件について不十分な説明や虚偽の説明をした。
2020年 7月8日	中部電力ミライズ(株)	電気の小売供給契約締結の際、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結前交付書面及び契約締結後交付書面の需要家への交付を行わなかった。
2019年 12月25日	あくびコミュニケーションズ(株)	多数の需要家に対し、電気料金の支払方法の変更に際して法に規定する説明義務及び書面交付義務を果たさなかった。また、電気料金が請求済みであったにもかかわらず、一部の需要家について口座引落しのための決済処理を行い、電気料金の過大徴収を多数発生させた。
2019年 8月21日	関西電力(株)	電気及びガスの小売供給契約締結の際、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結前交付書面及び契約締結後交付書面の需要家への交付を行わなかった。
2018年 10月11日	東京電力エナジーパートナー(株)	電気及びガスの小売供給契約締結の際、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結後交付書面の需要家への交付を行わなかった。
2018年 8月2日	(株)F-Power	多数の需要家に対し、説明が不十分なままに中途解約に伴う違約金の適用範囲等を変更し、小売供給契約の変更に際して法に規定する説明義務を果たさなかった。
2018年 3月2日	東京電力エナジーパートナー(株)	電気及びガスの訪問営業及び電話営業において、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結前交付書面の需要家への交付を行わなかった。
2016年 11月17日	東京電力エナジーパートナー(株)	取引所において、約定価格を上昇させる不適切な入札行動という市場相場に重大な影響をもたらす取引を行い、市場の信頼を害した。

4) 電取委が今後注力すべき事項

小売分野におけるさらなる競争の促進には、消費者が正確な情報を得やすいことが重要である。したがって、電取委は、小売事業者における電源構成等の情報提供の充実や、料金の比較サイトの公平性・中立性の確保などについて、引き続き注力していくべきである。また、電取委自らも、消費者向けの広報を充実させることが重要である。

なお、小売分野においては、料金メニューがさらに多様化する中で、他の商品とのセット割引において複雑な解約手続きとするなど、これまでになかった競争制限的な行為が生じることもありえる。電取委は、引き続き取引の状況を把握・分析し、こうしたものも含めて、不適正な営業行為等があれば、迅速に対応することが重要である。

また、電力システム改革が当初期待していた、需給ひっ迫時に価格シグナルに応じて需要を抑制するといったデマンドレスポンスの取組は未だ広く普及するには至っていない。卸電力市場においては徐々に適切な価格シグナルが発信されるようになってきていることから、今後は小売事業者等においてこうした取組が広がることが期待される。電取委においても、こうしたデマンドレスポンスの取組拡大に向けて、より積極的な役割を果たすことが期待される。

4－2．卸電力市場の公正性の確保及び取引の活性化

1) 電力システム改革が当初狙っていたこと

電力システム改革においては、小売全面自由化と併せて、卸電力市場の取引の活性化を進めることで、経済合理的な電力供給体制と競争的な市場を実現することとされていた。

(参考 16) 電力システム改革専門委員会報告書（2013 年 2 月）抜粋

- **卸電力市場の活性化は、経済合理的な電力供給体制の実現と、競争的な市場の実現の双方にとって非常に重要である。**

(経済合理的な電力供給体制の実現)

- ・ 卸電力市場の活用により、最も効率的で価格競争力のある電源から順番に使用するという**発電の最適化**を、**事業者やエリアの枠**を超えて実現することが可能となる（**広域メルリットオーダー**）。
- ・ また、各電気事業者が定期点検などに備えて保有する電源の容量を削減し、必要に応じ卸電力市場から柔軟に調達することが可能となる。
- ・ これまでは自社の需要家への供給や、長期相対契約を結んでいる卸供給先への供給などに限られていた**売り先が多様化**することで、**発電部門の競争促進**が生じ、**効率化が促進**される。

(競争的な市場の実現)

- ・ また、新電力等の新規参入者が小売市場における競争に参加しやすくするためには、自社電源のほか、必要な供給力を卸電力市場から確保できる環境整備も必要。
- ・ **卸電力市場の厚みが増す**ことにより、新電力にとっては**供給元が多様化**するとともに、電源トラブルなどを契機にたびたび高騰している**取引所価格の安定化**が期待される。
- ・ 加えて、**卸電力市場の厚みの向上は、透明性・客観性の高い電力価格指標の形成にも資するため**、電力取引の活性化や、発電における投資回収の見通し向上といった効果も期待される。

2) 現在の状況の評価

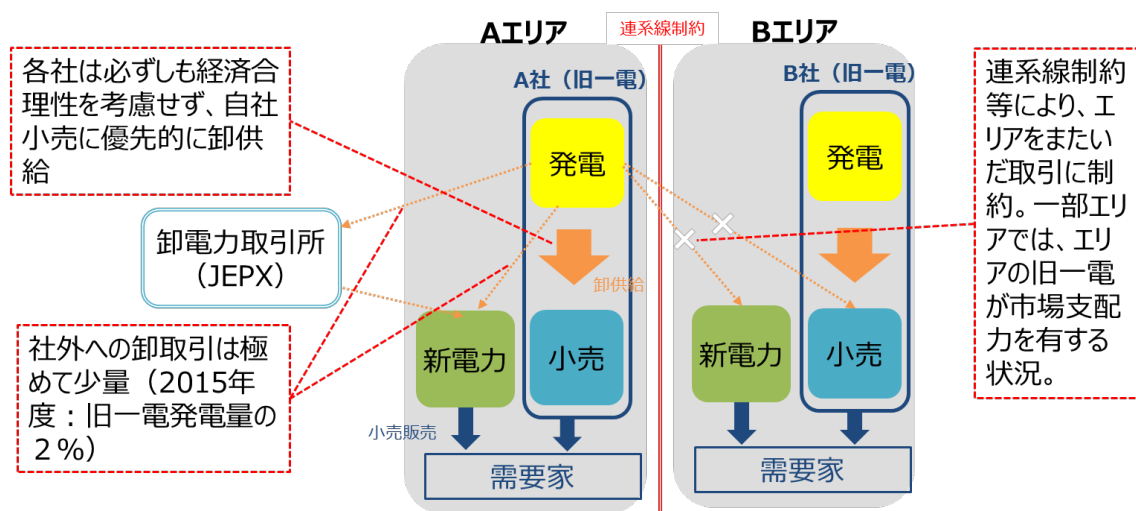
小売全面自由化当初の卸電力市場の状況は、旧一般電気事業者が電源の大部分を保有しており、各社は社外に卸売を行えばより高く売れる場合であってもそれを比較・考慮せず、発電した電気を自社小売に優先的に供給していた。このため、2015 年度時点の卸電力市場における取引量は旧一般電気事業者の発電量の約 2 % となっており、極めて少量であった（参考 17）。

また、連系線の制約により、エリアを越えた取引が制約されるため、一部のエリアにおいては旧一般電気事業者が市場支配力を有する状況となっていた⁴（参考 18）。

こうした状況であったため、電力システム改革を進めるためには、卸電力市場の公正性の確保と取引量の拡大（市場活性化）が重要となっていた。

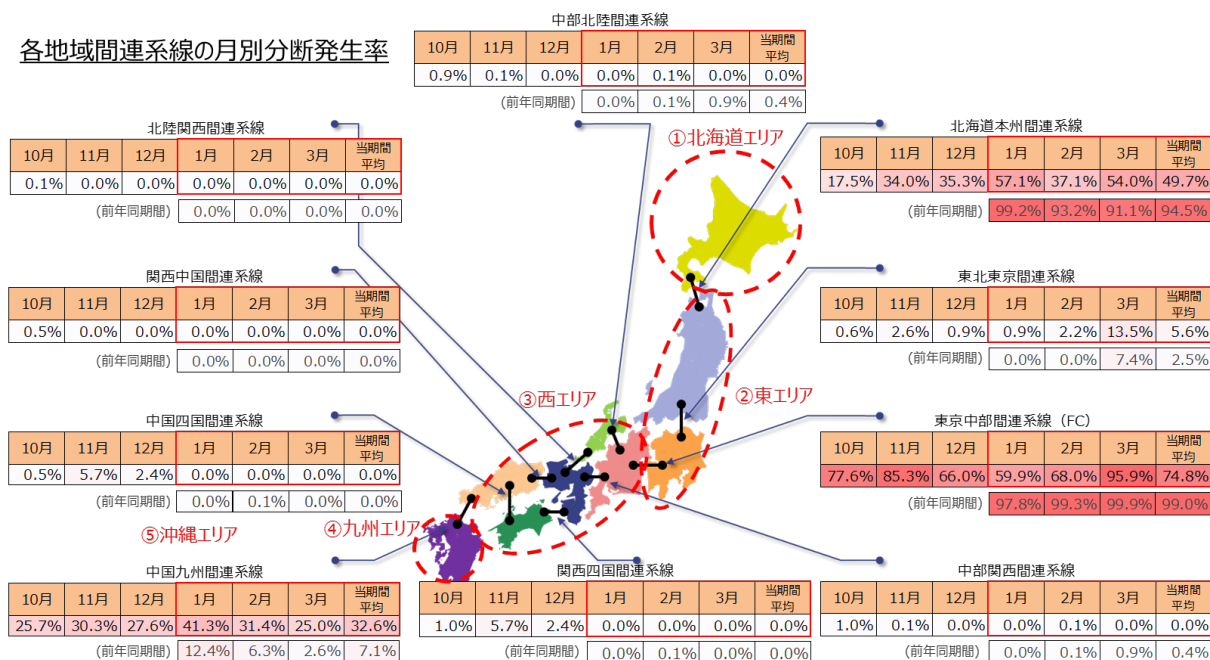
⁴ この状況は、現在も継続している。

(参考 17) 小売全面自由化当初の卸電力市場の状況



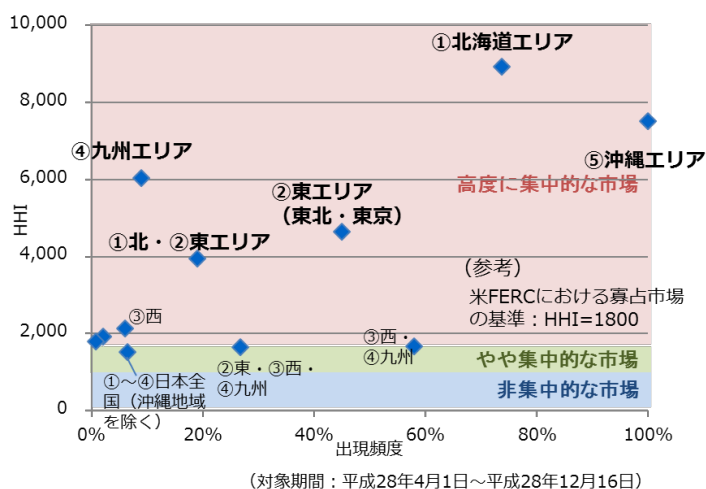
(参考 18) 地域間連系線の分断による寡占的な単一市場の発生頻度とその HHI 指数

各地域間連系線の月別分断発生率



※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日×日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
 ※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

- ①北海道エリア、②東エリア、①北・②東エリア、④九州エリア、⑤沖縄エリアは、単一卸電力市場の出現頻度、HHI値が高く、寡占的な単一卸電力市場となっている。



※HHI (ハーフィンダール・ハーシュマン指数: Herfindahl-Hirschman Index) は、市場の独占度合いを測定する指標の一つ。各事業者が市場で有するシェアを二乗し、それを加算して算出する。HHIは、0に近いほど、完全競争状態に近く、最大値の10,000 (完全独占) に近づくほど、市場集中度が高いことを示す。

$$HHI = \sum_{i=1}^n C_i^2$$

(C_i : i番目の事業者の事業分野占拠率
n: 事業者数)

卸電力市場の現状は以下のとおりであり、スポット市場における取引量が 2020 年 3 月時点で電力需要全体の約 35%に達するなど、新規参入の小売事業者が卸市場を通じて必要な供給力を確保できる環境が実現しつつある。また、スポット市場等による取引を通じ、広域メリットオーダーによる発電計画の最適化が図られるようになるとともに、適切な価格シグナルが発信されるようになってきている。このように、卸電力市場の改革は着実に進んでいると言える。

- 小売全面自由化以降、電力の卸取引量は年々増大している。例えば、スポット市場における取引量は 2015 年度から 2019 年度までの 5 年間で約 19 倍となり、2020 年 3 月時点で電力需要の約 35%を占めるに至っている。また、先物市場やベースロード市場の創設など、商品の多様化も進んでいる。さらに、相対取引についても拡大している (参考 19)。
- 限界費用ベースでの売り入札が行われ、エリアを越えた取引も拡大しており (参考 20)、連系線の制約による市場分断は引き続き発生しているものの、全国大での発電最適化 (メリットオーダー) が徐々に実現されている。
- 太陽光が出力制御される時間帯においてはエリアプライスが 0.01 円になるなど、適切な価格シグナルが発信されるようになってきている (参考 21)。

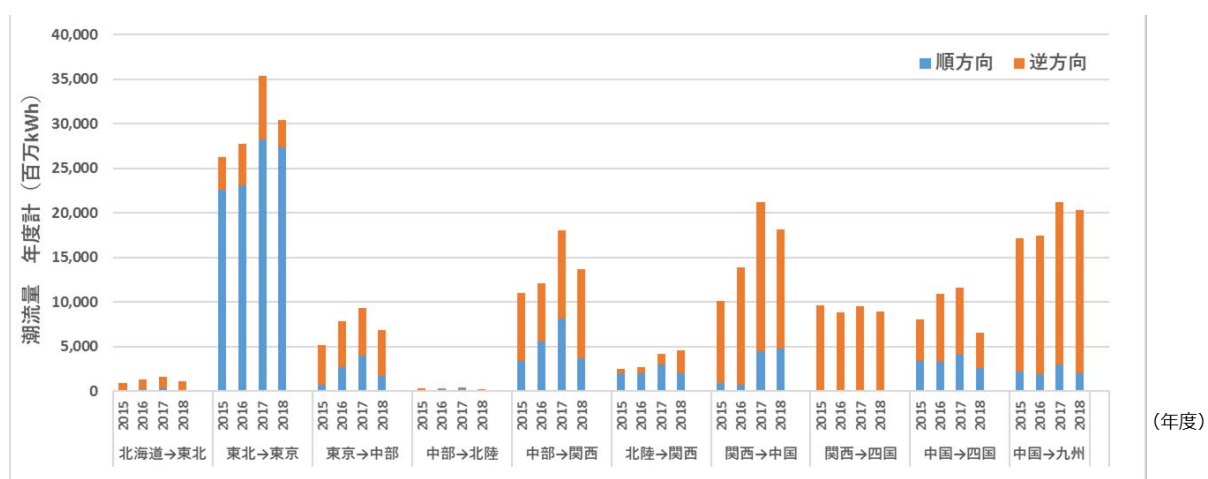
(参考 19) 各市場における約定量の推移

単位：百万kWh

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2015 →2019
スポット市場	15,326	22,962	58,593	208,642	292,510	19倍
時間前市場	1,313	1,660	2,226	1,747	2,580	2倍
先渡市場	70	102	47	70	51	横ばい
ベースロード市場	—	—	—	—	4,680	新設
(参考) JEPX会員数	130者	124者	135者	163者	184者	1.4倍
旧一電からの相対取引	— (※)	2,055	11,104	35,109	34,676	16倍
常時バックアップ	6,943	11,037	13,735	10,804	2,276	0.3倍
先物市場	—	—	—	—	185	新設

(※) 旧一電からの相対取引量については2016年より調査を開始しているため、2015年まではデータ無し。

(参考 20) 年度別連系線利用状況



出所 電力広域的運営推進機関 電力需給及び電力系統に関する概況
※2019年度分流量データについては、2020年8月中旬頃公表予定

(参考 21) 九州エリアにおけるエリアプライス 0.01 円の実績

対象期間	太陽光出力抑制 実施日数(日)	出力抑制日の内、 エリアプライス 0.01円 コマが存在した日 数(日)	0.01円コマ 存在日の割合 (%)	太陽光出力抑制 実施コマ数	出力抑制コマの内、 エリアプライス 0.01円の コマ数	0.01円コマの 割合(%)
2018年 10~12月	8	0	0%	112	0	0%
2019年 1~3月	18	8	44%	252	39	15%
2019年 4~6月	30	17	57%	480	121	25%
2019年 7~9月	0	0	-	0	0	-
2019年 10~12月	13	13	100%	208	95	46%
2020年 1~3月	31	29	94%	487	297	61%

※九州エリアにおいて、出力抑制対象に「九州本土」が含まれる日に関する集計値(諸島部のみが抑制対象の日は含まない)。

3) 電取委のこれまでの取組についての評価

電取委は、卸電力取引分野についても、専門的知見を活用して、取引の状況を把握・分析し、問題のある行為があればそれを是正するなどにより、適正な取引を確保することが期待されている。また、電取委は、専門的知見を活用して、卸電力取引の状況を分析し、制度面で改善すべき点などがあれば、その改正を経済産業大臣に建議することなどが期待されている。

こうした観点から、当分野におけるこれまでの電取委の取組を評価すると以下のとおりである。

- 電取委は、卸電力市場を競争的に機能させていく上で望ましいと考えられる行為や問題となる行為（相場操縦など）を改めて整理し、事業者の業務の実情に照らしてより具体的な記載となるよう、「適正な電力取引についての指針」（電力適正取引ガイドライン：電気事業法及び独占禁止法に照らして事業者が遵守すべき事項等を明確化した指針）の改定を建議した（参考 22）。
- 電取委は、卸電力取引の状況を把握・分析し、高値でスポット市場に売り入札を行っていた東京電力エナジーパートナー（東電 EP）に対して業務改善勧告を行うなど、問題のある行為については是正を指導した（参考 23）。
- 電取委は、スポット市場における公正性の確保と取引拡大の観点から、旧一般電気事業者が余剰電力の全量を限界費用ベースで売り入札している限りにおいては相場操縦に当たらないことを明確化するとともに、旧一般電気事業者の社内取引の取引所を介した売買（グロスビディング）を促進するなどの取組も実施した。また、旧一般電気事業者等が買い取った FIT の余剰分（自社需要を上回る分）は、全量スポット市場に売り入札するとともに、その価格は 0.01 円／kWh とすることが合理的であると整理した。

- 電取委は、旧一般電気事業者における発電・小売間の不当な内部補助を防止するため、各社に対して内外無差別に電力卸売を行うことをコミットするよう要請した。
- さらに、電取委は、2020年7月に電力広域的運営推進機関において実施された容量市場のメインオークションについて、市場支配力を有する事業者による売り惜しみや価格釣り上げ等の問題となる行為がなかったかどうかを確認するとともに、その分析を通じ、小売事業者の負担緩和策として導入された経過措置等の在り方について、来年度に向けて改めて検討を行うことが適当であることを指摘した。
- こうした電取委の取組の多くは、前述したような旧一般電気事業者が電源の大部分を保有するという市場構造の中で、スポット市場等の卸電力市場における公正性を確保しつつ取引量を増加させ、市場メカニズムが機能するようにしていくという面において、実際に効果を発揮しており、時宜を得た適切なものであったと言える。

このように卸電力市場の分野においても、これまでのところ、電取委は期待された役割を果たしてきていると考えられる。

(参考 22) 電力適正取引ガイドラインの改定

● 2016年のガイドライン改定で追加した内容

① 相場操縦規制

卸電力市場への信頼確保の観点から、市場相場を人為的に操作する行為を規制するもの。(i)偽装の取引、(ii)市場相場に重大な影響をもたらす取引、(iii)市場の需給・価格に誤解を生じさせる情報の流布行為を規制。

② インサイダー取引規制

一部の事業者のみが卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼすインサイダー情報に基づき取引することを防止するため、10万kW以上の発電ユニットの計画停止及び計画外停止等の事実を「インサイダー情報」として、(i)そのような事実が生じた場合には適時公表を求めるとともに、(ii)情報公表前のインサイダー取引行為を規制するもの。

● 直近（2020年6月）においては、次の点のガイドライン改定を建議。

- ・ 電力先物市場の取引開始を踏まえ、市場間相場操縦行為を問題となる行為の例に追加。
- ・ 停止に至らない発電ユニットの出力低下の情報も適時公表の対象に含めるべく、10万kW以上の出力低下（24時間以上の継続が合理的に見込まれる場合）を「インサイダー情報」の定義に追加。

（参考 23）相場操縦行為を行った事業者に対する指導（業務改善勧告）の実績

東電EPの行為（2016年4月～8月）

- 東電EPは、各入札コマにおける限界可変費と「閾値」※のうち高い方を入札。
※ 小売料金の原価と同等の月毎の固定価格
- 総入札コマ数のうち、約3割のコマ（平日昼間）において「閾値」で入札。
- 「閾値」で入札したコマのうち、約6割において約定価格が上昇し（相場のつり上げ）、約定量も減少
→ 仮に、限界可変費で入札していた場合、約定価格が下落し、約定量が増加する



委員会の業務改善勧告（2016年11月17日）

- (1) 「閾値」を用いた売り入札価格の設定を以後行わないこと
- (2) 上記(1)の社内の周知徹底、及び遵守のための社内体制整備
- (3) 上記(2)のために取った具体的な措置の委員会への報告

4）電取委が今後注力すべき事項

卸電力市場については、スポット市場の取引量の増大などにより市場メカニズムが機能するようになってきているものの、前述のとおり、連系線の制約によりエリアを越えた取引が制約されるため、一部のエリアにおいては旧一般電気事業者が市場支配力を有する状況となっている。したがって、電取委が、引き続きエリア毎の市場の状況を分析し、必要に応じて積極的に措置を講じ、その公正性を維持するとともに、競争を活性化していくことが重要である。

その際、卸電力市場を巡っては、今後、需給調整市場の本格運用、容量市場の実需給期間の開始、FIP 制度の開始による再エネの市場統合の進展等、関連制度の大きな変更が予定されており、これらの仕組みが、全体として公正かつ効率的に機能するようにしていくことが重要である。

具体的には、電取委は、複数の市場をまたいだ相場操縦を含めて、適正でない取引を確実に防止するよう監視体制を強化するとともに、旧一般電気事業者における発電部門＝小売部門間の不当な内部補助の防止や容量市場の監視など、引き続き市場の公正性の確保に注力していくべきである。

さらに、制度改善や制度設計についても、容量市場の改善など、取引の実態に関する知見を有する電取委が貢献できることも多いと考えられ、電取委は、制度面での対応が必要と考えられるものがあつた場合には、積極的に検討し、提案等をしていくことが望ましい。その際、社会全体の取引費用を下げるという観点にも留意することが重要である。

4－3．送配電関連分野の制度改革

1) 電力システム改革が当初狙っていたこと

電力システム改革においては、低圧分野における電力小売への参入を可能とするため、一般送配電事業者を中立化し低圧託送制度を整備するとともに、スマートメーターを設置して 30 分毎の計量を行うこととされた。

あわせて、旧一般電気事業者と新電力のイコールフットイングを図るため、計画値同時同量制度を導入することとされた。

また、送配電事業者が最も効率的な電源を市場から調達して需給調整を行う仕組みを確立し、併せてその価格（コスト）をインバランス精算に用いることとされた。

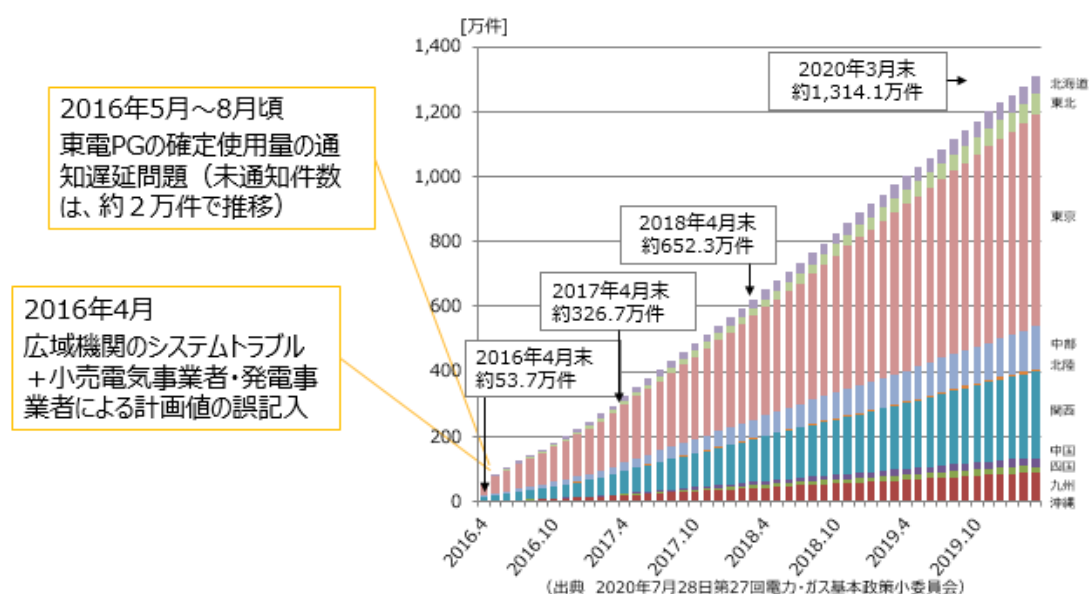
さらに、送配電部門を別会社化するとともに（法的分離）、行為規制を導入することで、送配電部門の中立性・独立性をより確実に確保することとされた。

2) 現在の状況の評価

送配電関連分野の制度改革は、以下のとおり、着実に進んでいる。

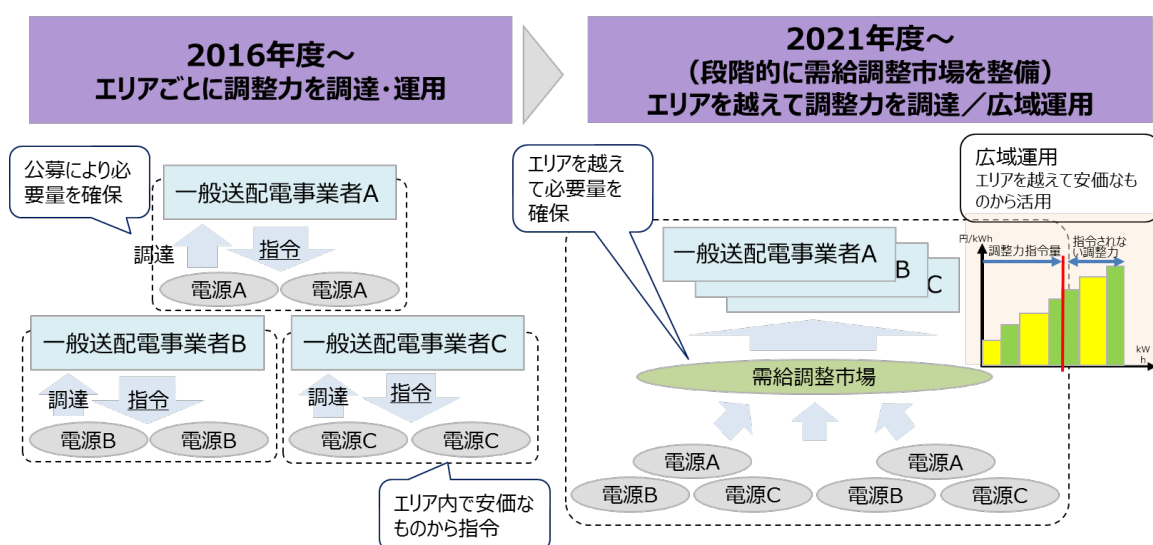
- 低圧託送制度及び計画値同時同量制度は、当初、スマートメーターで計量した使用電力量が小売電気事業者に通知されない、送配電事業者が発電事業者や小売電気事業者の計画値を授受できない、といったシステムトラブルが一部で発生したが、その後運用も安定。現在では、低圧分野において新規参入者等に電気購入先を変更した件数は総計 1,300 万件以上に達しているが、大きな問題なく運用されている（参考 24）。
- 一般送配電事業者の中立化に伴い、需給調整の新たな仕組みとして、2016 年度から、一般送配電事業者がエリア内の電源を広く活用して需給調整を行う仕組み（調整力の公募調達）が開始された。また、2021 年度から、全国大で調整力を調達・運用する仕組み（需給調整市場）を段階的に導入し、2022 年度から、需給調整のコストをインバランス料金に反映する仕組みが開始されることとなっている（参考 25）。
- 送配電部門の中立性をより確実に確保するため、2020 年度までに沖縄電力を除く全ての送配電事業者が分社化（法的分離）され、あわせて、送配電事業者における人事や受委託に関する行為規制が導入された（参考 26）。

(参考 24) 新規参入者等へ電気購入先を変更した件数の推移と託送制度の運用状況



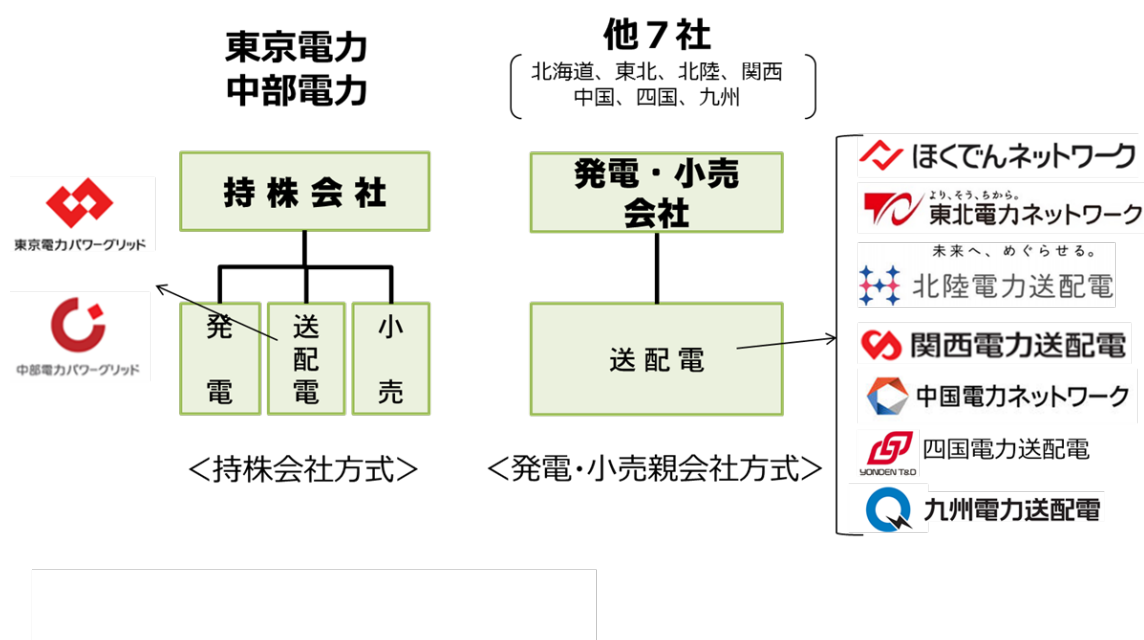
※「新規参入者等」とは、新規参入者（大手電力（旧一般電気事業者）の子会社を含む。）及び供給区域外の手電力を指す。

(参考 25) 需給調整市場及びインバランス料金制度の整備状況



	インバランス料金	備考
2000年～2016年3月 第三者アクセス制度	新規参入者のみを対象とする ペナルティ的なインバランス料金	一般電気事業者は対象外
2016年4月～ (計画値同時同量制度の導入に合わせた改正)	前日スポット市場の価格をベースに インバランス料金を算定	全国合計の系統の不足・余剰を反映。必ずしもエリア毎の状況を反映しないという課題あり。
2022年4月～ (調整力広域運用の2021年度開始を踏まえた改正) 【当委員会が詳細設計】	エリア毎に需給調整に用いた調整力の kWh価格からインバランス料金を算定	コマごと・エリアごとの電気の価値をより正確に反映。 タイムリーな情報公表も実施。

(参考 26) 送配電事業者の分社化（法的分離）の状況



3) 電取委のこれまでの取組についての評価

送配電事業は地域独占であるため、国の認可を得た託送料金や託送供給等約款に基づき業務を実施することとされている。また、送配電事業者は、中立的に業務を実施することとされ、特定の小売・発電事業者を差別して取り扱うことが禁止されている。

電取委は、送配電事業者がこうした規制に則り適正かつ効率的に託送供給業務を実施することを確保するため、その専門的知見を活用し、経済産業大臣の求めに応じ託送料金の審査を行う、送配電事業者の業務を監視し問題があれば是正する、といったことが期待されている。

こうした点について、これまで電取委は以下の取組を行っており、期待された役割を果たしてきていると言える。

- 電取委は、経済産業大臣の求めに応じ、一般送配電事業者から申請された託送料金の審査を適切に実施した（参考 27）。また、託送料金の事後評価を実施し、それが適正な水準であることを確認するとともに、各社の効率化に向けた取組を促進した（参考 28）。
- 電取委は、一般送配電事業者が行う託送供給業務等の実施状況を把握・分析し、問題のある行為があれば、それを速やかに是正するよう勧告等を行った（東電 PG に対する業務改善勧告など（参考 29））。
- 電取委は、2020 年度の送配電部門の法的分離と併せて導入される行為規制の詳細について検討・具体化し、経済産業大臣に建議した（参考 30）。

また、電取委は、専門的知見を活用して、送配電事業者が行う電力の取引の状況を

分析し、制度面で改善すべき点などがあれば、その改正を経済産業大臣に建議することなどが期待されている。

これに関して、電取委は、以下のように、調整力の調達・指令やインバランス精算など一般送配電事業者が行う電力取引の実情を分析することを通じて、より効率的な市場を実現する観点から制度面で改善すべき点を把握し、積極的に検討を加え、改善策の提言等を行ってきた。

- 電取委は、調整力の公募調達に関するガイドラインの策定を建議し、その後の運用を監視した。また、2021年度から開始される需給調整市場の価格規律のあり方についても検討している。
- 電取委は、計画値同時同量制度の運用状況を分析し、託送供給約款における送電ロス率の改定などを提言した。
- 電取委は、現行のインバランス料金の動きを分析し、それを踏まえて、複数回にわたり制度の改正を提言した。また、電取委は、2022年度以降の新たなインバランス料金の詳細設計を行い、それを提言した。(参考 31)

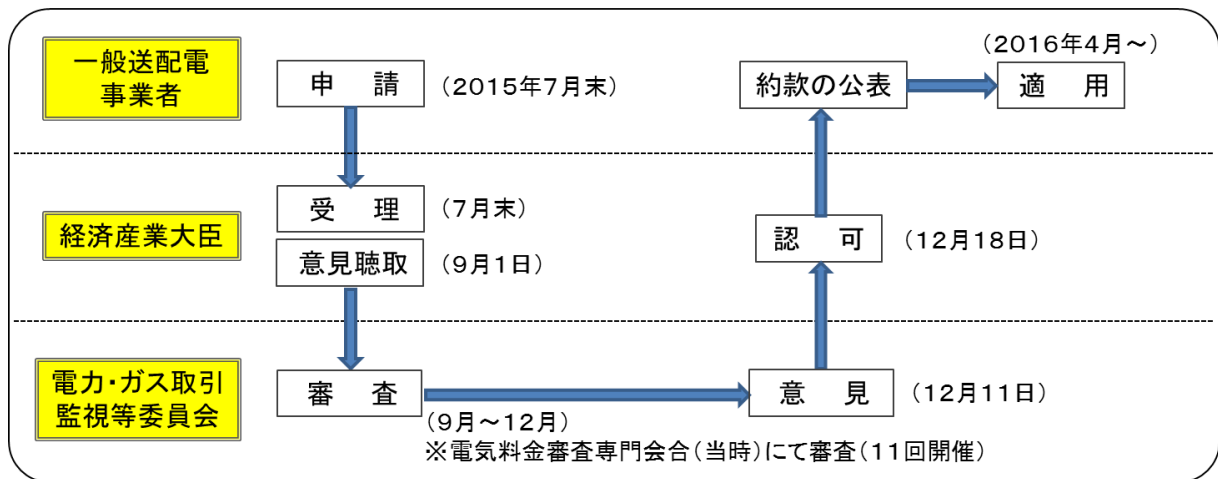
特に、送配電部門が行う需給調整については、発電部門から分離・中立化した後も引き続き電源への指令が確実にできるようにしつつ、広域的に安価な電源から順に用いる仕組みを実現するとともに、その時間帯の需給調整のコストをインバランス料金に反映し、起因に応じた負担と適切な価格シグナルの発信を実現することが重要であると考えられるところ、電取委のこれまでの取組は、この実現に大きく貢献していると言える。

こうした仕組みは、送配電部門の効率化にとどまらず、小売・発電部門における競争の活性化や、価格シグナルを通じた需要抑制などといった、電力システム改革の狙いを実現していく上でも極めて重要なものであり、その意義は大きいと考えられる。

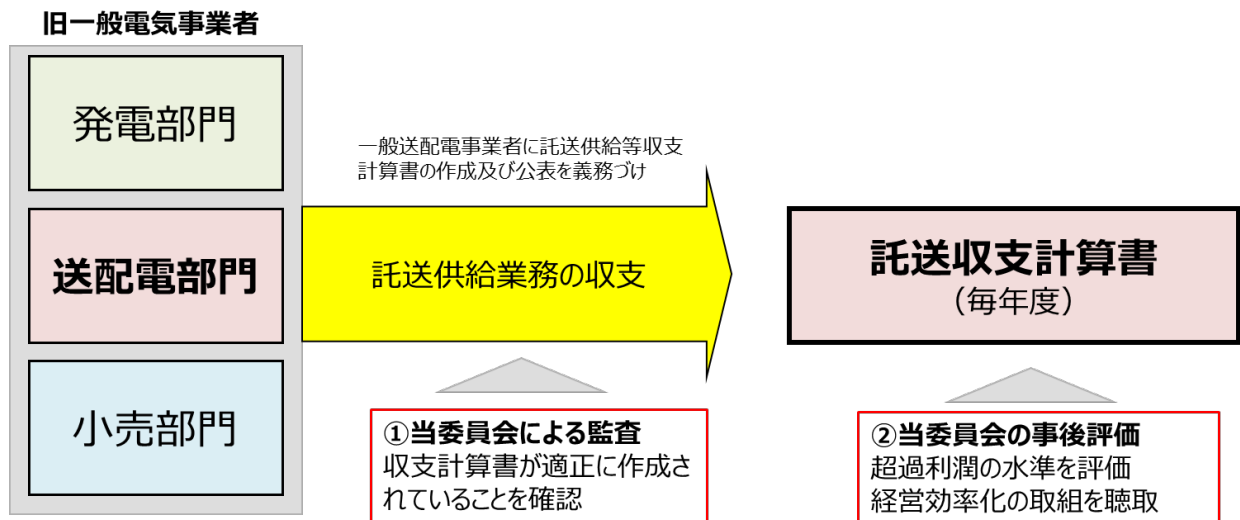
このように送配電関連の分野においても、これまでのところ、電取委は期待された役割を果たしてきていると考えられる。

(参考 27) 託送料金の認可プロセス

(※日程は2015年の託送料金審査時の実績)



(参考 28) 託送料金の事後評価の仕組み



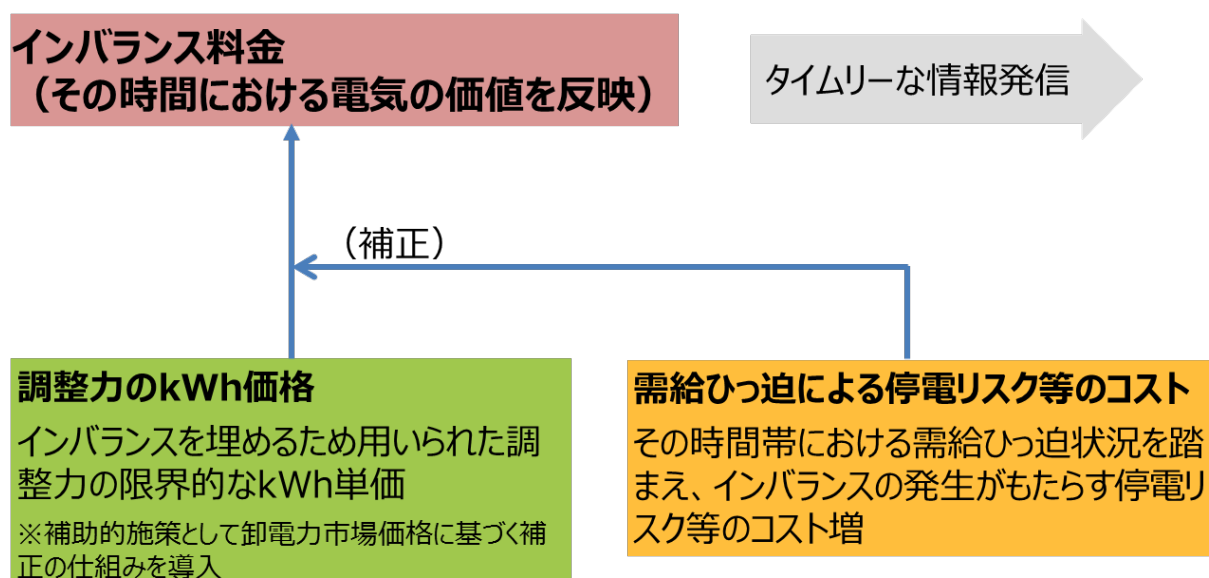
(参考 29) 送配電事業者に対する業務改善勧告の実績

日付	対象事業者	事業	概要
2016年 6月17日	東京電力パワーグリッド(株)	送配電	小売電気事業者への電気使用量の通知遅延により、小売電気事業者から多数の需要家への電気代の請求遅延を招く等の影響が出るなど、電力の適正な取引を阻害した。(未通知件数は、同年5月から8月の間、約2万件で推移。)
2018年 5月16日	東北電力(株)	送配電	認可された託送供給等約款に定められているにもかかわらず、長期かつ反復・継続的に <u>工事費負担金の算定方法を誤り</u> 、系統接続する発電事業者等への過大請求を多数(約72件)発生させた。

(参考 30) 送配電部門の法的分離と併せて導入される行為規制の詳細(主なもの)

- 一般送配電事業者の取締役等が、特定関係事業者の取締役等及び従業者を兼職することは原則禁止となるが、一般送配電事業者のポストにおいて、非公開情報を知り得ず、かつ、小売・発電事業の業務運営における重要な意思決定に関与できないことが確保されている場合は兼職規制の例外とする
- 電気供給事業者間の適正な競争関係を阻害するものとして経済産業省令で定める一般送配電事業者の禁止行為は、一般送配電事業者が、その特定関係事業者たる小売・発電事業者に対する需要家等の評価を高める広告等を行うこととする
- 一般送配電事業者が、託送供給業務等をその特定関係事業者及びその子会社に委託することは原則禁止となるが、災害その他非常の場合において、やむを得ない一時的な委託等についてはその例外とする
- 情報を適正に管理するための体制整備として経済産業省令に定めるものは、一般送配電事業者が、建物を特定関係事業者と共用する場合には物理的隔離を行うこと等とする

(参考 31) 2022 年度以降の新たなインバランス料金の概要



4) 電取委が今後注力すべき事項

送配電事業については、再生可能エネルギーの導入拡大への対応やレジリエンス対応といった新たな課題が顕在化しており、それに対応するため、新たな託送料金制度を導入すべく電気事業法の改正が行われたところである。また、基幹送電線利用ルールの抜本的な見直しを行う方針も示されている。こうした新たな制度が適切に機能するようにしていくためには、その制度の詳細を適切に設計するとともに、適切に運用することが重要である。

新たな託送料金制度においては、国が示した指針に沿って、5年ごとに一般送配電事業者が事業計画を策定し、その実施に必要な費用を基に算定した収入上限（レベニューキャップ）を経済産業大臣が承認する仕組みを導入することが予定されているが（参考 32、33）、それがより効果的に機能するためには、一般送配電事業者が停電時間を低減する等のサービスレベルの向上を図り、同時にコスト効率化を進めることを促すよう、適切にインセンティブが働く制度とすることが重要である。また、5年ごとに行う各社の事業計画と収入上限の審査を適切に実施することが重要である。

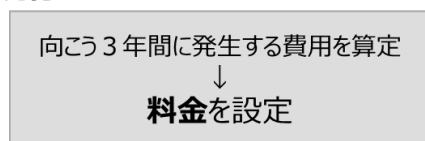
本制度は今後の送配電インフラ整備の要となるものであり、その詳細設計と料金審査を担う電取委の役割は大きい。これまで、規制料金の審査は電気事業者から値上げ申請等があった場合のみしか実施していないため、電取委における料金審査の体制は必ずしも充実しているとは言えない。新制度においては5年ごとに収入上限等の審査を行うようになることを考慮し、電取委においては、送配電設備の整備・維持・運用や系統運用などについて専門的知見を有する者を確保するなど、必要な体制を整備し、その設計と運用を適切に進めることが重要である。

また、新たな託送料金と併せて導入することが予定されている発電側基本料金については、負担の公平性や適切な発電立地の促進等を通じた送配電費用の抑制の観点から重要な制度である。電取委は、基幹送電線利用ルールの抜本的見直しの内容を踏まえつつ、適切な制度となるよう、詳細設計を行うべきである。

さらに、基幹送電線利用ルールの抜本的見直しについても、費用を抑制しつつ、再生可能エネルギー等の導入を拡大する仕組みとしていくことが重要であり、電取委は、新たな混雑管理手法やその費用負担が適切なものとなるよう、具体的な提言をすべきである。

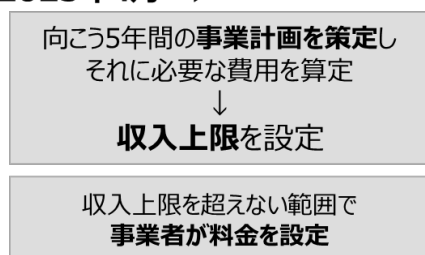
(参考 32) 新たな託送料金制度における料金設定の仕組み

<現行>



事業者から申請がなされない
限り改定されず

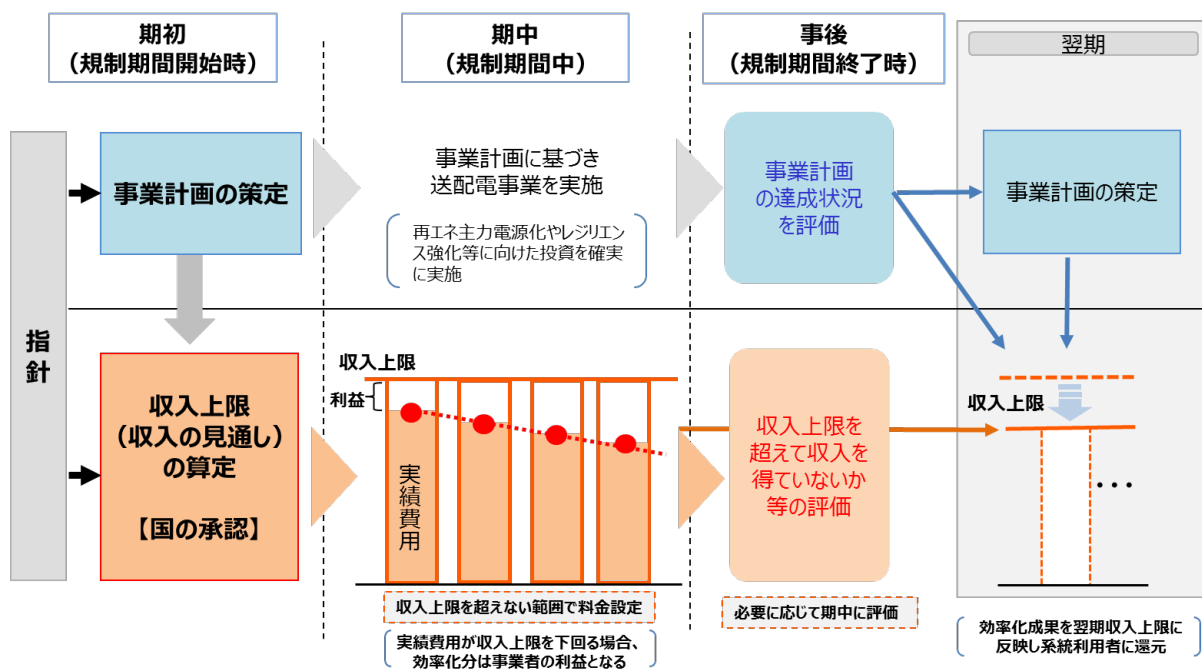
<2023年4月～>



5年ごとに収入上限を設定
・事業計画が未達の場合は翌期の収入を減額
・効率化の成果を5年ごとに反映

制度の詳細設計を当委員会が担当

(参考 33) 新たな託送料金制度のイメージ



5. ガスシステム改革の進捗と電取委の取組

1) ガスシステム改革が当初狙っていたこと

ガスシステム改革においては、選択の自由を全ての需要家にもたらし、競争によるサービスの質の向上や料金の低廉化を実現するため、小売市場への参入を自由化するとされた。

その際、ガスを供給する側より情報や交渉力が不足する需要家の利益を害することのないように留意するなど、需要家保護には万全を期すこととされていた。

また、導管部門については、地域独占を認めた上で、託送供給料金等の条件の適切性等を国が厳格に確認することとされ、ガス小売事業に参入する者が公平かつ透明性の高い条件の下で導管網を利用できる環境を整備していくこととされていた。

2) 現在の状況の評価

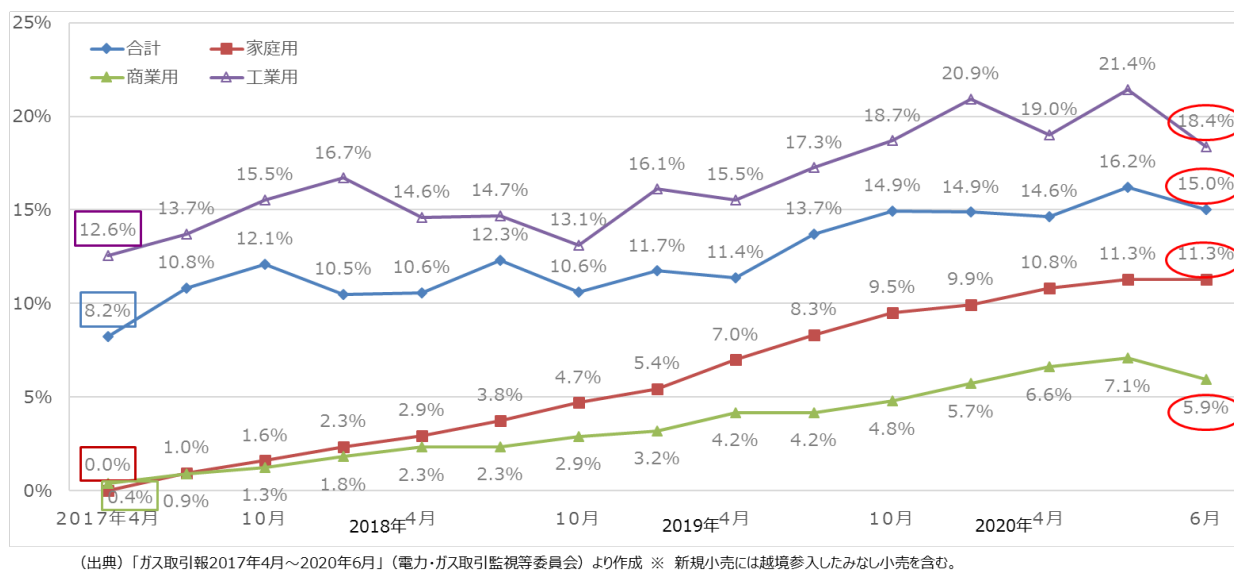
ガス市場の現状は以下のとおりであり、新規参入者のシェアが増加し、また、新規参入者から多様な料金メニューが提供されるようになっており、ガスシステム改革は着実に進んでいると言える。

- 2020 年 10 月 20 日時点で、82 者が新たにガス小売事業に参入しており（参考 34）、総ガス販売量に占める新規参入者のシェアは、2020 年 6 月時点で約 15% にまで増加している（全国の一般ガス導管事業者 194 者のエリアのうち、31 のエリアの家庭用事業においてガス小売事業者の新たな参入があった。また、家庭用の販売量における新規小売の割合は約 11.3%（特に伸びている近畿では約 17.1%）となっている（参考 35、36）。）。
- 需要家における小売全面自由化に対する認知は、聞いたことがある者まで含めると約 70%（2019 年度）となっている（参考 37）。
- 新規参入者を中心にポイントサービス、セット割引、見守りサービス等の多様な料金メニューが登場し（参考 38）、新規参入者の料金は規制料金に比して安価となっている。

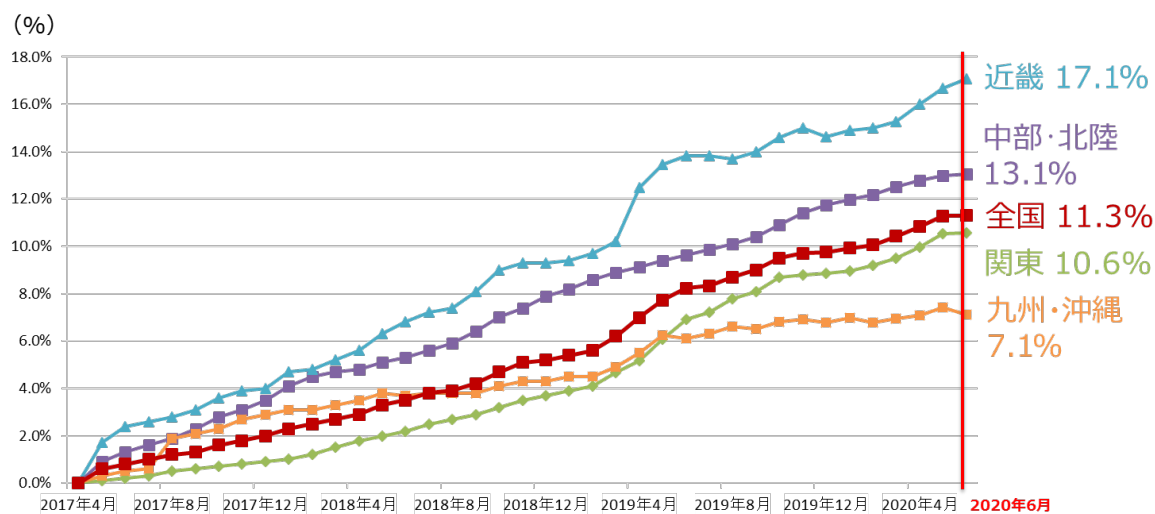
(参考 34) 小売全面自由化後のガス小売事業者の登録状況

電気事業者 (7者) ・東北電力 ・東京電力エナジーパートナー ※ 1 ・中部電力ミライズ ※ 1 ・関西電力 ※ 1 ・四国電力 ・九州電力 ※ 1 ・北海道電力 ※ 1	旧大口ガス事業者 ※ 2 (20者) ・朝日ガスエナジー ・岩谷産業 ・三菱ケミカル ・テツゲン ・仙台プロパン ・ネクストエネルギー ・上越エネルギーサービス ・東京ガスエンジニアリングソリューションズ ・北陸天然瓦斯興業 ・合同資源 ・鈴与商事 ・鈴興 ・富山グリーンフードサイクル ・甲賀エナジー ・近畿エア・ウォーター ・小倉興産エネルギー ・熊本みらいエル・エム・ジー ・日本製鉄 ・プログレッシブエナジー ・りゅうせき ※ 1	旧ガス導管事業者 ※ 3 (9者) ・ENEOS ※ 1 ・石油資源開発 ・国際石油開発帝石 ・三菱石油 ・南遠州パイプライン ・エア・ウォーター ・東北天然ガス ・エネロップ ・筑後ガス圧送
旧一般ガス事業者 (5者) ・東京ガス ※ 1 ・日本瓦斯 ※ 1 ・東彩ガス ※ 1 ・東日本ガス ※ 1 ・北日本ガス ※ 1		その他の事業者 (24者) ・日本ファシリティ・ソリューション ・豊富町 ・ファミリーネット・ジャパン ※ 1 ・HTBエナジー ※ 1 ・イーレックス ※ 1 ・中央電力 ※ 1 ・CDエナジーダイレクト ※ 1 ・関電エネルギーソリューション ・PinT ※ 1 ・エフビットコミュニケーションズ ※ 1 ・アストマックス・トレーディング ※ 1 ・イーエムアイ ※ 1 ・CSエナジーサービス ・びわ湖ブルーエナジー ※ 1 ・島原Gエナジー ※ 1 ・ひむかエルエヌジー ・アースインフィニティ ※ 1 ・JERA ・デコカスターサービス ・グローバルエンジニアリング ※ 1 ・T&Tエナジー ※ 1 ・東京エナジーアライアンス ※ 1 ・ミツウロコグリーンエネルギー ※ 1 ・伊藤忠エネクス
LPガス事業者 (17者) ・河原実業 ※ 1 ・レモンガス ※ 1 ・サイサン ※ 1 ・イワタニ長野 ・赤間商会 ・ガスバル ※ 1 ・グリーンガス金沢 ・有限会社ファミリーガス ・有限会社神崎ガス工業 ・エネックス ※ 1 ・ミツ輪商会 ・藤森プロパン商会 ・日東エネルギー ※ 1 ・丸石プロパンガス ・宮崎商事 ・いちたかガスワン ※ 1 ・丸新	(注 1) 旧一般ガス事業者及び旧簡易ガス事業者のうち、みなしガス小売事業者は除く。 (注 2) 事業譲渡の場合は除く。 ※ 1 越境販売を含め新たに一般家庭へ供給 (予定を含む) ※ 2 旧大口ガス事業者 年間ガス供給量 10万m³以上の大口需要家へのガスの供給を行う者で、一般ガス事業者、簡易ガス事業者、ガス導管事業者に該当する者を除いた者 ※ 3 旧ガス導管事業者 自らが維持し、及び運用する特定導管により、卸供給及び大口供給の事業を行う者のうち、一般ガス事業者や簡易ガス事業者に該当する者を除いた者	

(参考 35) 販売量に占める新規参入者の割合



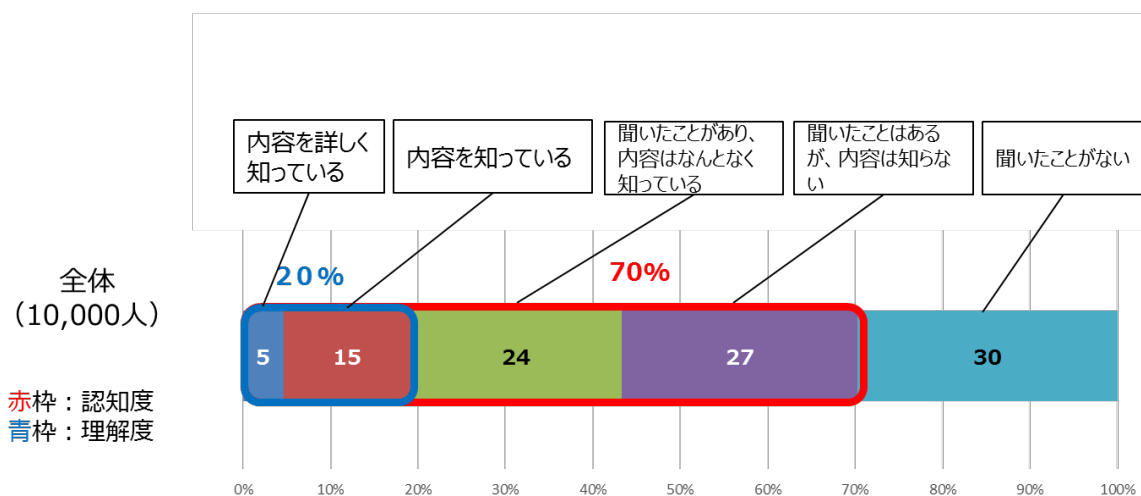
(参考 36) 家庭用の販売量に占める新規参入者の割合 (地域別)



(出典) 「ガス取引報 (2017年4月～2020年6月)」 (電力・ガス取引監視等委員会) より作成

(注) その他エリアの新規小売の割合は北海道は0.0%、東北は0.4%、中国・四国は0.0%となっている。

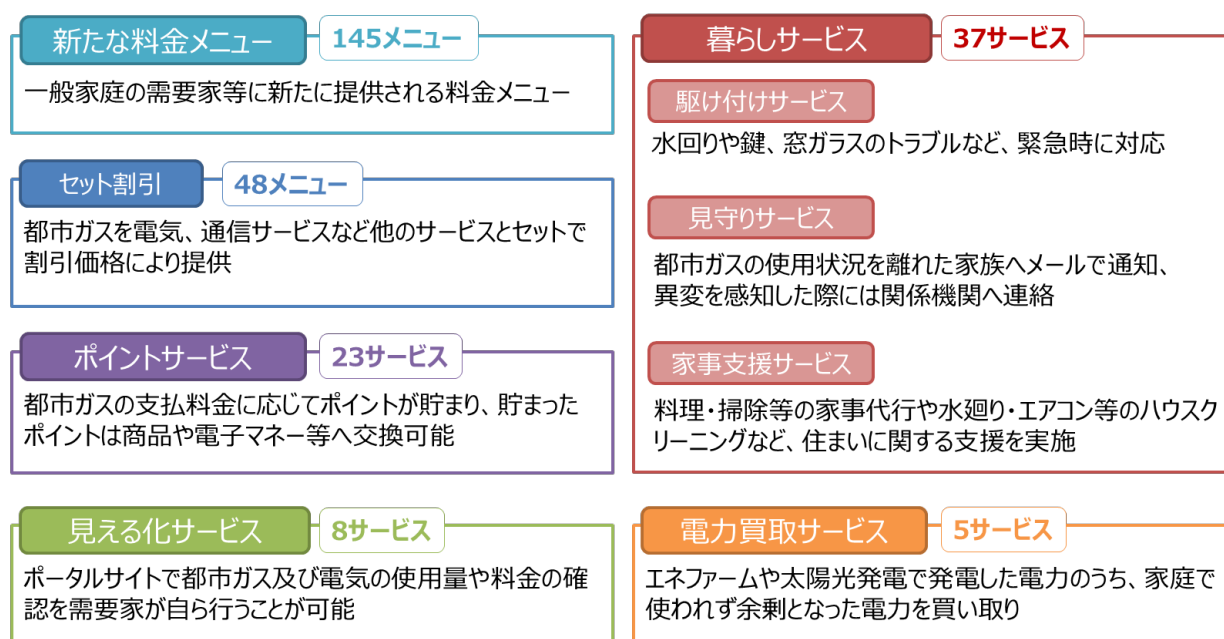
(参考 37) 家庭用ガスの小売自由化に関する認知状況



(注) 都市ガスを利用してないと回答した者も含まれている (約4,700人)。

(出典) 電力・ガス取引等監視委員会「令和元年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等委託事業」調査報告書より作成

（参考 38）多様化する新規参入者の料金メニュー



※1社が複数のメニュー・サービスを提供する場合、それぞれをカウント。

3）ガス分野における電取委のこれまでの取組の評価

電取委は、ガス市場分野に関して、その専門的知見を活用して、託送料金の審査を行うとともに、取引の状況を把握・分析し、問題のある行為があればそれを是正するなどにより、ガスの適正な取引を確保することが期待されている。

さらに電取委は、専門的知見を活用して、ガスの取引の状況等を把握・分析し、競争活性化等の観点から制度面で改善すべき点などがあれば、その改正を経済産業大臣に建議することなどが期待されている。

こうした観点から、当分野におけるこれまでの電取委の取組を評価すると以下のとおりである。

- 電取委は、相談窓口を設置しガスの需要家等からの相談にきめ細かく対応してきた。また、需要家保護や公正な競争を確保する観点で小売事業者が遵守すべきルールを明確化した上で、ガス小売事業者の問題となる行為等が見られた場合には、それを是正するよう指導等を行った。
 - 相談窓口を設置しガスの需要家等からの相談に対応
 - 国民生活センター・消費者庁と共同で、相談事例等を作成し公表
 - ガス事業法に基づき需要家への情報提供や営業方法等について小売事業者が遵守すべき事項等を記載した「ガスの小売営業に関する指針」の制定を建議（参考 39）
 - ガス小売事業者の不適正な行為について、業務改善勧告を4件行うなど、是

正・再発防止を指導（参考 40）

- 小売料金の規制が撤廃された地域について、その後 3 年間料金の動きを確認し、合理的でない値上げについて適正化するよう指導
- 電取委は、経済産業大臣の求めに応じ、一般ガス導管事業者から申請された託送料金の審査を適切に実施した。その後、託送料金の事後評価を毎年実施し、それが適正な水準であることを確認するとともに、各社の効率化に向けた取組を促進した。
- これらに加えて、電取委は、ガス市場の特徴⁵を踏まえ、競争活性化に向けて、特にガス供給源の拡大や小売事業者がガス供給源にアクセスしやすい環境作りなどに取り組んだ。
 - 新規参入者のガス製造設備の系統接続についてガス導管事業者が適切に対応するよう指導し接続を円滑化、逆流連結託送を実現
 - LNG 基地の第三者利用制度を改善（ガイドラインの改正の建議等）
 - 大手事業者の卸供給の取引条件等について競争阻害的なものにならないよう要請
 - スwitchングの際にガス導管事業者が小売事業者に求める手続について各社の様式等を標準化

こうした電取委の取組の多くは、小売全面自由化されたガス市場において適正な取引を確保し、また競争を活性化していく上で、実際に効果を発揮しており、時宜を得た適切なものであったと言える。

また、これらはいずれも、ガスの取引の実態やガス事業者の実情を踏まえた取組であり、電取委がその専門的知見を活かした取組であった。

このようにガス市場の分野においても、これまでのところ、電取委は期待された役割を果たしてきていると考えられる。

⁵ ガス市場の特徴：

- 1) 都市部を中心に導管網が整備されているが、各エリア間がつながっていない。
- 2) 各エリアにおける LNG 基地の数が少なく、それを所有している事業者の数が少ない。（各エリアとも製造部門の競争が限定的、小売に参入する場合もガスの供給源が限られる。）
- 3) 他方で、他のエネルギーとの競争がある。（オール電化、LPG など）

（参考 39）小売事業者が遵守すべきルール「ガスの小売営業に関する指針」の明確化

【ガスの小売営業に関する指針（目次）】

1. 需要家への適切な情報提供 （１）一般的な情報提供 （２）契約に先だて行う説明や書面交付 2. 営業・契約形態の適正化 （１）ガス事業法上許容されない営業・契約形態 （２）ガス小売事業者の媒介・取次ぎ・代理 （３）ガス小売事業者のワンタッチ供給 （４）ガス小売事業者による業務委託 3. 契約内容の適正化 （１）不明確なガス料金の算出方法 （２）小売供給契約の解除 （３）競合相手を市場から退出させる目的での不当に安い価格での小売供給	4. 苦情・問合せへの対応の適正化 （１）苦情・問合せへの対応 （２）災害等によりガスの供給に生じた支障に関する問合せ対応 5. 契約の解除手続等の適正化 （１）需要家からの契約解除時の手続 （２）ガス小売事業者からの小売供給契約解除時の手続 （３）ガス小売事業者による小売供給契約解除を伴わない供給停止時の手続 （４）ガス導管事業者による託送供給契約解除時の手続
- 【参考：供給条件の説明義務・書面交付義務の解説】

（参考 40）問題のある行為を行った事業者に対する指導（業務改善勧告）の実績

日付	対象事業者	概要
2020年 9月9日	東京電力エナジーパートナー（株）	電気及びガスの小売供給契約の締結を電話で勧誘する際、継続的に、不十分な説明や虚偽の説明を行い、法に規定する説明義務を果たさなかった。
2019年 8月21日	関西電力（株）	電気及びガスの小売供給契約締結の際、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結前交付書面及び契約締結後交付書面の需要家への交付を行わなかった。
2018年 10月11日	東京電力エナジーパートナー（株）	電気及びガスの小売供給契約締結の際、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結後交付書面の需要家への交付を行わなかった。
2018年 3月2日	東京電力エナジーパートナー（株）	電気及びガスの訪問営業及び電話営業において、多数かつ継続的に、法に規定する契約締結前交付書面の需要家への交付を行わなかった。

4）ガス分野において電取委が今後注力すべき事項

ガス市場については、電力市場と異なり、各エリアともガス製造設備を有している事業者の数が少なく、また各エリア間が繋がっていないことから、特に卸市場における競争が未だに限定的である。

電取委においては、引き続き、こうした実情を十分に踏まえた上で、ガス市場における公正な取引の確保と競争の活性化に向けた取組を進めることが重要である。

そのため、各エリアにおけるガス供給源が拡大するよう、ガス製造関連設備の第三者利用の円滑化等に取り組むことが重要である。また、ガス供給源が限られている現状において小売部門における競争を活性化するためには、大手事業者が、製造したガスにつき自社小売部門での販売に供する場合に比して不利な条件・価格で他社へ卸供給を行うこと（自社小売部門の優遇）がないように、内外無差別な卸売供給を行うよ

うにしていくことが重要となる。当面は、新規参入の小売事業者がガス供給源へのアクセスを円滑化するため、高額な違約金を取る長期契約の是正を図るとともに、新たに開始されたスタートアップ卸⁶の取組について、それが有効に機能しているかを分析し、課題がある場合には改善を求めていくことが重要である。

なお、ガス市場の実態を把握・分析するにあたっては、関連する市場として、LP ガス市場についても併せて分析することも考慮すべきである。

⁶ 特に一般家庭向けガス小売事業への新規事業者の参入促進を目的とした、一定の市場規模がある供給区域の旧一般ガス事業者9社による自主的取組。旧一般ガス事業者の標準メニューのうち最も低廉な小売料金から一定の経費を控除し算定した上限卸価格を定めた上で、新規小売事業者に対してガス卸を行うこととしたもの。

6. 関西電力における金品受領問題等への対応

6-1. 関西電力における金品受領問題への対応

本会合では、2019年9月に明らかとなった関西電力における金品受領問題に対する電取委の対応についても評価した。

(参考 41) 関西電力における金品受領問題に対する経済産業大臣及び電取委の対応

関西電力における事案（関西電力調査結果より）

- ① 関西電力等の役職員による森山氏等からの多額の金品受領
 - ② 森山氏からの要求に沿った事前情報提供及び事前発注約束
 - ③ 問題発覚後の関西電力の対応



2019年9月27日	新聞報道により事案が発覚 ※委員会はこの際に本事案を把握
同日	経済産業大臣が関西電力に報告徴収を発出
2020年3月14日	関西電力が経済産業大臣に報告書を提出
同月16日	経済産業大臣が関西電力に業務改善命令を発出 ※発出手続の瑕疵により、同月29日に再発出 ※委員会は命令の内容について異存のない旨を経済産業大臣に回答
同月30日～	関西電力が業務改善計画を提出し、実施中 (6月29日に業務改善計画の実行状況等を報告)

1) 事案を把握した後の対応についての評価

前述のとおり、電取委に期待される役割は電力等の適正な取引の確保であり、経過措置が講じられている小売規制料金や託送料金への影響なども含め、電力等の適正な取引の確保の観点から問題となる行為があった場合には、電取委はその実態を把握し、是正や再発防止を求めるなどの対応を取ることが求められている。

この点に関して、関西電力が経済産業大臣に提出した第三者委員会の報告書（2020年3月14日）によれば、本事案は、電力取引とは直接関係のないコンプライアンス違反事案である。

本事案によって関西電力の工事発注金額が不当に増大し、それによって電気料金への影響があったのではないかと指摘もあるが、以下の理由から、今回の事案によって電気料金に何らかの影響があったとは考え難い。

- ✧ 関西電力の第三者委員会からの報告によれば、今回の事案によって、工事発注金額が不当に高くなった等の事実はなかったと報告されている。
- ✧ 仮に工事発注金額が不当に高くなっていても、小売電気料金については、小売全面自由化によりかなり厳しい価格競争が発生しており、それを電

電気料金に転嫁できる状況ではなかったと考えられる。実際に、関西電力が販売する電気の約8割は競争の中で料金を設定する自由料金であり、また、残り2割の小売規制料金についても、2017年、2018年の2回にわたって値下げしており、その際の値下げ幅は、自主的に、原子力発電所の再稼働によるコスト減を上回るより踏み込んだ値下げを行っている。また、託送料金については、今回の事案に関連のあった工事発注は主に原子力発電所関連の工事であることから、託送料金に影響があるものではなかったと考えられる。⁷

このように、本事案は、電気料金への影響も含めて電力の取引において問題があったものではなく、適正な取引の確保の観点から、電取委がその専門的知見を活用して、事業者には業務改善勧告を実施したり、経済産業大臣に建議・意見したりするような事案ではなかったと評価できる。

したがって、前述の通り、電取委に期待される役割はその専門的知見を活用して電力等の適正な取引を確保することであることを踏まえると、本事案に対する電取委の対応（電力の取引において問題があったものではないとして自ら調査をしなかったこと等）については、特に問題となるものではなかったと考えられる。

2) 報道で明らかになるまで電取委が本事案を把握できなかったことについて

前述のとおり、電取委の役割は、電力等の適正な取引の確保である。したがって、電力の取引における不正や、市場支配力のある事業者による電気料金のつりあげなどの事案については、できるだけ速やかにそれを把握し、是正することが期待されている。

しかしながら、今回の関西電力の事案は、上述のとおり、役員等が金品を受領していたといった事案であり、電力の取引において問題があったものではなかったことから、報道で明らかになるまで電取委が本事案を把握できなかったことについて、特に問題となるものではないと考えられる。

なお、電取委は、旧一般電気事業者に対し毎年監査を行っていることから、もっと早期に本事案を把握すべきだったのではないかという指摘もある。これについては、電気事業法に基づく監査は、一般送配電事業者等が電気事業法に基づいて適正に業務及び経理を行っているかどうかを確認するものであることから、電取委が役員等による金品受領の有無や工事発注の事前約束の有無を監査の調査対象とせず、結果として

⁷ さらに、託送料金については、公開のプロセスを通じて、厳格な審査を行った上で経済産業大臣が認可しており、費用が過大に計上されたとは考えにくい。実際に、関西電力の託送収支における超過利潤は負の値（マイナス）が続いていることから、少なくとも現状の託送料金が不当に高止まりしていることはないと考えられる。

本事案を把握することができなかったことは、特に問題があったとは言えない。⁸

また、電取委の相談窓口に情報提供がなかったことを問題視する意見もあるが、電取委の相談窓口は、電力等の取引に関する相談をする窓口として設置され広報されており、本件事案について情報提供がなかったことは不自然なことではない。⁹

したがって、電取委が本事案を報道で明らかになるまで把握できなかったことについては、特に問題となるものではないと言える。

3) 今後講ずべき措置について

電力会社の小売電気料金については、小売全面自由化以降、原則として競争の中で料金が自由に設定される仕組みとなっており、経過措置が講じられている小売規制料金においても、自主的に踏み込んだ値下げが行われている。

他方で、託送料金については競争がなく、また、現行制度においては定期的な洗い替えがない。したがって、仮に今後一般送配電事業者において工事発注金額の水増し等によって不当な支出増があった場合には、託送料金の値上げにつながるものではないものの、託送収支の超過利潤が減ることを通じて、託送料金の将来の値下げを遅らせることにつながる可能性はある。

現行制度下でも、電気事業者における工事代金等のコストが増大すれば自社の利益は減ることになるため、意図的にそのような工事発注金額の水増し等を行うとは考えがたいが、今後、こうした事案の発生やそれによる託送料金の値下げ余地への影響をより確実に回避するため、一般送配電事業者における不適切な発注等による支出増については、託送料金に係る超過利潤の計算において費用として扱ってはならないことを明確にするといった制度的な工夫を検討すべきである。また、電取委は監査等において、各社がこれを適正に実施しているかどうか継続的に確認していくべきである。

6-2. 電取委への意見聴取なく業務改善命令が発出された事案への対応について

今回の関西電力における金品受領問題への対応においては、経済産業大臣が3月16日に関西電力に業務改善命令を発出した際、法律上事前に行うこととされている電取委への意見聴取を行わず発出したという事象が発生した。

⁸ 電取委は、電気事業法に基づき、2015年以降毎年、関西電力を含む全ての旧一般電気事業者の業務及び経理について監査を実施している。本監査は、一般送配電事業者等が電気事業法に則って業務及び経理を適正に行っているか等を確認するものであり、例えば、約款どおり対応しているか、託送収支計算書を適正に作成しているか等を確認している。役員の金品受領の有無等については、電気事業法とは直接の関係はないため、監査において調査はしておらず、関西電力における事案を把握するには至らなかった。

⁹ 電取委は、相談窓口を設置し、質問・相談等を受け付けている（2015年～2019年までの4年間で、4,800件程度の相談に対応）。本相談窓口も含め、電取委事務局が関西電力の事案について情報提供や通報を受けることはなかった。

その際、電取委の対応は以下のとおりであった。

- 電取委は、経済産業大臣が関西電力に発出した業務改善命令（2020 年 3 月 16 日）について、あらかじめ電取委への意見聴取が行われていなかったことに気がついた際、手続に瑕疵がある旨を資源エネルギー庁に知らせた。
- その後、事後的に行われた経済産業大臣からの意見の求めについて、意見を回答するため、当該処分の内容を精査した。その内容に問題があれば当該処分の修正を求めることもあり得たが、内容を精査した結果、特段の意見すべき点はないと判断し、異存のない旨を回答し、当該処分の撤回を求めることはしなかった。

こうした電取委の対応について、法執行に関与する機関として手続きの適正性は重要であり、電力・ガスの取引の適正性や市場の公正性を確保する役割を担う電取委が、手続きの瑕疵について甘い対応をするのは、行政の信頼性を損なうおそれがある。特にこのような重要性の大きい案件については、アカウントビリティの確保や手続の透明性の確保は重要である。したがって、本事案への電取委の対応としては、資源エネルギー庁に対してまずは業務改善命令の撤回を求め、その上で処分内容を精査すべきであった。

今後、電取委は、経済産業大臣が業務改善命令等の処分を行う際には、必ず事前に電取委に意見聴取を行うよう、資源エネルギー庁に対して常に求めていくようにすべきである。また、万が一今回と同様の事象が発生した場合には、内容の如何にかかわらず、まずは経済産業大臣に対し、処分の撤回を求めるべきである。

（参考 42）電取委への意見聴取を行わずに業務改善命令が発出された際の経緯

- i. 関西電力の金品受領問題に関し、経済産業大臣から関西電力に対する電気事業法に基づく業務改善命令について 2020 年 3 月 15 日（日）中に資源エネルギー庁において決裁がなされ、3 月 16 日（月）朝に、同命令が発出された。
- ii. 電気事業法上は、業務改善命令を発出する際には、経済産業大臣は、あらかじめ、電取委の意見を聴かなければならないとされているが、事務を担う資源エネルギー庁及び電取委事務局の職員は、この手続が必要であることに気がつかず、上記「i.」の発出の事前には、意見聴取の手続が取られなかった。
- iii. 上記「i.」の発出後に、意見聴取の手続が取られていないことに電取委事務局の職員が気づき、同事務局内の上司に報告するとともに、資源エネルギー庁の担当部局に対し、意見聴取の手続が必要であることを告げた。

iv. これを受け、電取委事務局と資源エネルギー庁の間で、3月16日に電取委に意見聴取する手続を進めることが確認され、同日中に電取委に対する意見聴取が行われた。(※)

v. これを受け、電取委は委員会を開催し、同日中に資源エネルギー庁に対して、業務改善命令に意見がない旨を回答した。

※この手続の際に、資源エネルギー庁が日付を遡って意見聴取に係る文書を作成するという不適切な手続が発生した。

vi. その後、資源エネルギー庁は、3月29日（日）に、電取委への意見聴取を改めて実施した上で、業務改善命令を改めて発出することを決定し、実施した。

7. 電取委の組織及び運営

1) 電取委の法的位置付け等について

- 電取委は、電気事業法に基づき、合議制の機関として、資源エネルギー庁とは別に経済産業省に置かれ、電気事業法等の関係法令の規定によりその権限に属せられた事項を処理することとされている。電取委は、あくまでエネルギー政策の枠組みの中で独立性と専門性を持って電力・ガスの取引の監視や行為規制を実施する機関とすることが適当であるとの考えにより、国家行政組織法第3条に基づく委員会ではなく、同法第8条に基づく合議制の機関（8条委員会）として経済産業省に設置された。
- 電取委は、自らの判断により、電気事業者等に対する報告徴収、立入検査及び監査をできることとされている。また、自ら電気事業者等に対する業務改善勧告を実施したり、経済大臣に対して制度改正等の建議をしたりすることができるとされている。他方、法令上は、電取委は、事業者に対して業務改善命令を発出したり、省令・告示を制定・改正したりする権限は有していない。
- 委員長及び委員は法律、経済、金融又は工学に関して専門的な知識と経験を有し、その職務に関し公正かつ中立な判断をすることができる者のうちから、経済産業大臣が任命することとされている（国会の同意人事はなし。）。

2) 電取委の組織の在り方等についての評価

電取委は、必要に応じ、法に基づく報告徴収を行うなどにより、電力及びガスの取引の実情を把握・分析し、問題となる行為等があった場合には、事業者に対し是正措置や再発防止を講じるよう勧告を行うなどの措置を講じている。これまでのところ、電取委は必要な取組を中立的かつ適切に講じており、また、それらによって事業者の問題となる行動は是正されており、効果を上げていると言える。さらに、電取委がこれらの措置を講じるにあたって、意図していた措置が実施できない等の不都合が生じているといった事象は生じていないと考えられる。

また、これまで電取委は、経済産業大臣に 23 件の建議を行うなど、制度改正等についての提言も積極的に行ってきたおり、電取委がこうした取組を進めることが妨げられているといった事象は発生していないと言える。また、建議したものも、そのほぼ全て（23 件中 21 件）が制度改正に結びつき、残りも現在制度化に向けた作業中であり、提言の実効性という観点からも、特に問題は生じていないと言える。

さらに、八田委員長自身も、これまで電取委が行ってきた建議等の意思決定において電取委の中立性・独立性が侵されたことはないと述べている。

このように、これまで、電取委は期待された役割を適切に果たしてきていると評価

され、またその活動が制限されるといったことは生じておらず、さらに、その意思決定において中立性・独立性が侵されたことはないと考えられる。こうしたことから、電取委の現行の法的位置づけや委員の任命の在り方等に問題はないと評価できる。

なお、関西電力の事案に対する電取委の対応に関連して、電取委の独立性が十分に確保されていないのではないかと指摘が国会審議の場でも出されていた。こうしたことを踏まえると、電取委においては、今後とも中立性・独立性を確保し、全ての案件に公正・中立に対応することに加えて、その中立性・独立性について外部から疑問を持たれないようにすることにも努めるべきである。

3) 今後留意すべき事項

①電取委事務局の体制強化等について

今後、新たな託送料金制度の詳細設計・運用や、需給調整市場など複雑化する市場への対応など、電取委が取り組むべき課題は、量的にも質的にも拡大すると見込まれる。例えば、新たな託送料金制度においては、5年ごとに送配電事業者の事業計画と収入上限を審査することが予定されており、審査の頻度がこれまでより増えるとともに、それを適切に実施するには送配電設備や系統運用などに関する知見も必要になると考えられる。

したがって、電取委が今後ともその役割を適切に果たしていくためには、事務局の体制強化¹⁰が必要であると考えられる。

電取委は現状においても、弁護士、公認会計士など多岐にわたる分野の専門人材を任期付職員として外部から確保しているが、こうした専門人材の確保・活用を今後さらに強化することが重要である。加えて、大学や研究機関などの外部専門家について、より効果的な参画・活用の方法を検討することも重要である。

また、事務局の専門的知見の向上には、外部専門家の活用に加えて、事務局職員全体の知見の向上も重要である。そのためには、各職員が有する知見、特に専門的知見を有する任期付職員の知見が、組織内に蓄積・継承されていくようにすることが重要であり、例えば、ナレッジマネジメントの強化や研修などを通じて各職員の知見を蓄積する、一部の職員については長期継続して電取委事務局において勤務するようにするといった工夫を検討すべきである。

事務局の体制に関して、独立性の観点から懸念されるのは、事務局職員が経済産業省の人事異動に組み入れられている点である。特に、資源エネルギー庁と電取委との双方向の異動が電取委の独立性を損なう要素になりうるという懸念がある。しかし、幅広い職務経験が職員の視野を拡大させ、能力開発に寄与することを考える

¹⁰ 電取委事務局の職員数は、英国、米国等の諸外国の規制機関と比べて少ない。(参考 43)

と、現在の人事運用も否定的な面ばかりとはいえない。現行の運用を前提とするならば、独立性の確保に十分留意しながら、事務の遂行に当たることが期待される。

電力・ガスの分野においても IT の活用が重要となることから、今後は、電取委においても、IT 関連の専門的知見が求められると考えられる。事務局の強化に加えて、将来的には、委員に IT の専門家を任命することも考えられる。

(参考 43) 電取委と海外の規制機関との比較

	日本	英国	米国
規制機関	電力・ガス取引監視等委員会	ガス・電力市場委員会 (GEMA)	連邦エネルギー規制委員会 (FERC)
組織の位置付け	経産省内の独立規制機関	政策当局 (ビジネス・エネルギー産業戦略省) の外部に置かれた規制機関	政策当局 (連邦エネルギー省) 内の独立規制機関
設立時期	2015年 (9月～)	2000年 (11月～)	1977年 (10月～)
委員数	5名	10名	5名
任期	3年	5年以上7年以下	5年
委員の任命条件	・法律、経済、金融又は工学に関して専門的な知識と経験を有し、その職務に関し公正かつ中立な判断をすることができる者。	・委員長・委員は、規制機関としての独立性や中立性を害する行為をとってはならない。 ・経済、金融、エネルギー問題への知見等に関する専門性が求められる。	・非能率、義務の怠慢、不正行為の場合に限り、大統領により解任される場合がある。 ・能力、経歴、経験等により、連邦エネルギー政策の影響を受ける全てのニーズと懸念を評価する特別な資格を持つ者。
委員再任の可否	10年を超えない範囲で可	一度のみ可	可
任命権	経済産業大臣	ビジネス・エネルギー・産業戦略大臣	大統領 (上院の助言と同意が必要)
人員数	約120名	約800名	約1400名
外部人材の登用	・弁護士、公認会計士、金融機関等の様々な分野の外部人材を配置	・エコノミストが多い。 ・送電会社 (National Grid) などの電力会社からの転籍も多数。	会計、エンジニアリング、経済、金融、法務、IT等の専門家で構成。

②電取委のミッション及びその明確化について

これまで電取委は、競争を活性化して市場メカニズムが機能するようにする、市場への信頼を守る、NW 部門が適正な運用を確保するといったことを重視して取組を進めてきたということであるが、こうした点は、今後とも電取委が注力すべき点としていずれも重要である。

電力・ガス市場を巡っては、再生可能エネルギーの導入拡大や有効活用、レジリエンスの強化といった課題を、いかにして効率的に実現していくかが、これからさらに重要になると考えられる。こうした課題についても、競争や市場メカニズムを通じた効率性の向上という観点から、電取委がその専門的知見を活用し、積極的に提言等を行っていくことが期待される。

現状、これらは必ずしも電取委のミッションとして法律等において明文化されていないが、継続性の観点から、将来的に何らかの形で明確化することの検討が望ましい。例えば、冒頭で論じたように電取委に期待される役割は法律に明記されていないものの、「適正な電力・ガスの取引の確保」が電取委の実質的なミッションとな

っていることに加えて、「公正な競争の促進」や「市場メカニズムを通じた効率性の向上」といったことを、電取委のミッションとして何らかの形で位置づけることが考えられる。

また、現状、どのような場合に電取委が制度設計に携わるのかが不明瞭なところがある。電力・ガス取引の分析等を通じて電取委が把握した既存制度の課題について改善策を検討するのは当然であるが、新たな制度の詳細設計についても、取引の実態について知見を有する電取委が貢献できることも多いと考えられる。したがって、電取委は、既存の制度の改善か新たな制度の設計かにかかわらず、その専門的知見を活用して貢献できる場合には積極的に検討し提案等をしていくべきであり、こうした役割を期待されていることについてもより明確にすることが望ましい。

③透明性のさらなる向上や広報の強化等について

電取委が引き続きその役割を果たしていくためには、一般消費者や電力・ガス等の取引に関与する事業者から公正・中立な機関として今後とも信頼されることが不可欠である。したがって、引き続き独立性・中立性を確保し、全ての案件に公正・中立に対応することに加えて、透明性を高めるなどにより、外部からの信頼を高めることも重要である。また、前述のとおり、関西電力の事案に対する電取委の対応に関連して、電取委の独立性が十分に確保されていないのではないかという指摘があったことを踏まえると、外部から疑念を持たれることのないようにすることも重要である。具体的には、引き続き適切な情報公開に努めるとともに、電取委の取組についてよりスピーディかつわかりやすく情報発信することや、外部からどのように見えるかも含めてあらゆる観点からより一層中立性・独立性を高めることにも考慮すべきである。

また、電取委が「適正な取引の確保」を始めとする上述のような役割を果たしていく上では、消費者や各種の市場参加者が、正確な情報を得やすい環境を作っていくことが重要であるとともに、電取委が、これらの者から意見や情報を吸い上げることも重要である。したがって、電取委みずからが、活動状況等についてわかりやすい情報発信に努めるとともに、消費者や各種の市場参加者から意見や情報を寄せやすい工夫を講じていくことが重要である。

また、競争を活性化し、より公正性の高い市場を作っていくための手法としては、制度改正やガイドラインの制定を提言するといった方法の他に、業務改善勧告などの法執行の具体的な事例を積み重ねることによって、透明で中立的なルールを実質的に確立していくというアプローチもあり得る。こうした観点から、引き続き個別事案にしっかりと対応することが重要である。

おわりに

本会合では、電力・ガスシステム改革の狙いに立ち返り、その進展状況を評価するとともに、それについて電取委が果たしてきた役割を評価した。また、それを通じて、今後電取委が注力すべき課題の有無を明らかにし、その課題に取り組むための電取委の組織の在り方等についても評価した。

前章までに分析したとおり、電取委はこれまで、不適正な取引行為に対して業務改善勧告等を通じて是正するなど、電力・ガスの適正な取引を確保してきている。また、ガイドラインの制定等の提言や旧一般電気事業者等への働きかけを行い、市場の公正性を確保し競争を活性化してきている。これらにより、電力・ガスシステム改革は着実に進展しており、電取委は、期待された役割を適切に果たしてきていると言える。

しかしながら、電力・ガスシステム改革は道半ばであり、依然として課題も多い。加えて、再生可能エネルギーの導入拡大やレジリエンスの強化など、新たな課題への対応も求められている。

こうした中で、電力・ガスの取引等に関して専門的知見を有する電取委が果たすべき役割はさらに拡大している。

電取委においては、本報告書が指摘した事項を真摯に受け止め、今後重点的に取り組む課題を改めて整理し、引き続き、求められる役割を適切に果たしていくことを期待したい。

電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合 委員一覧

(敬称略、五十音順)

(座長)

山地 憲治 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 副理事長・研究所長

(専門委員)

武田 邦宣 大阪大学 大学院法学研究科 教授

田中 誠 政策研究大学院大学 教授

藤田 由紀子 学習院大学 法学部 教授

丸山 絵美子 慶應義塾大学 法学部 教授

電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合 開催実績

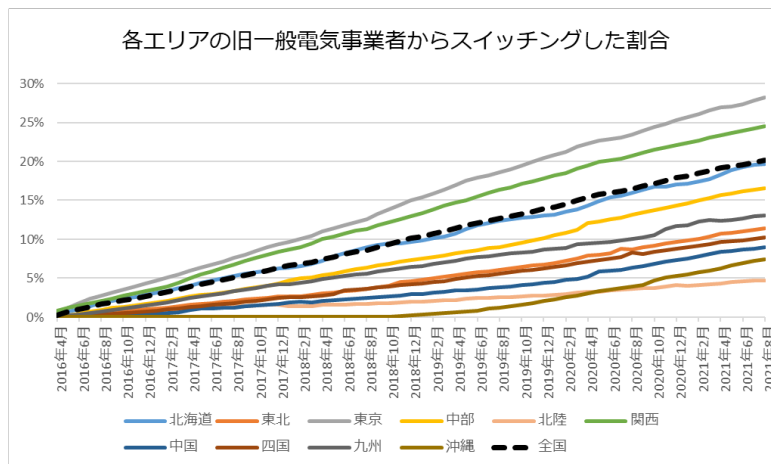
2020 年

第 1 回（8 月 4 日）	電力・ガス取引監視等委員会の検証について 電力システム改革の進捗と委員会の取組について
第 2 回（9 月 18 日）	電力システム改革の進捗と委員会の取組について 関西電力における金品受領問題等への対応について
第 3 回（10 月 27 日）	ガスシステム改革の進捗と委員会の取組について 委員会のこれまでの活動の振り返り（八田委員長） 電力・ガス取引監視等委員会の組織及び運営について これまでの議論の振り返り
第 4 回（11 月 25 日）	電力・ガス取引監視等委員会の検証結果取りまとめについて

(参考資料 19) 電力市場における競争状況

(1) 新電力へのスイッチング実績

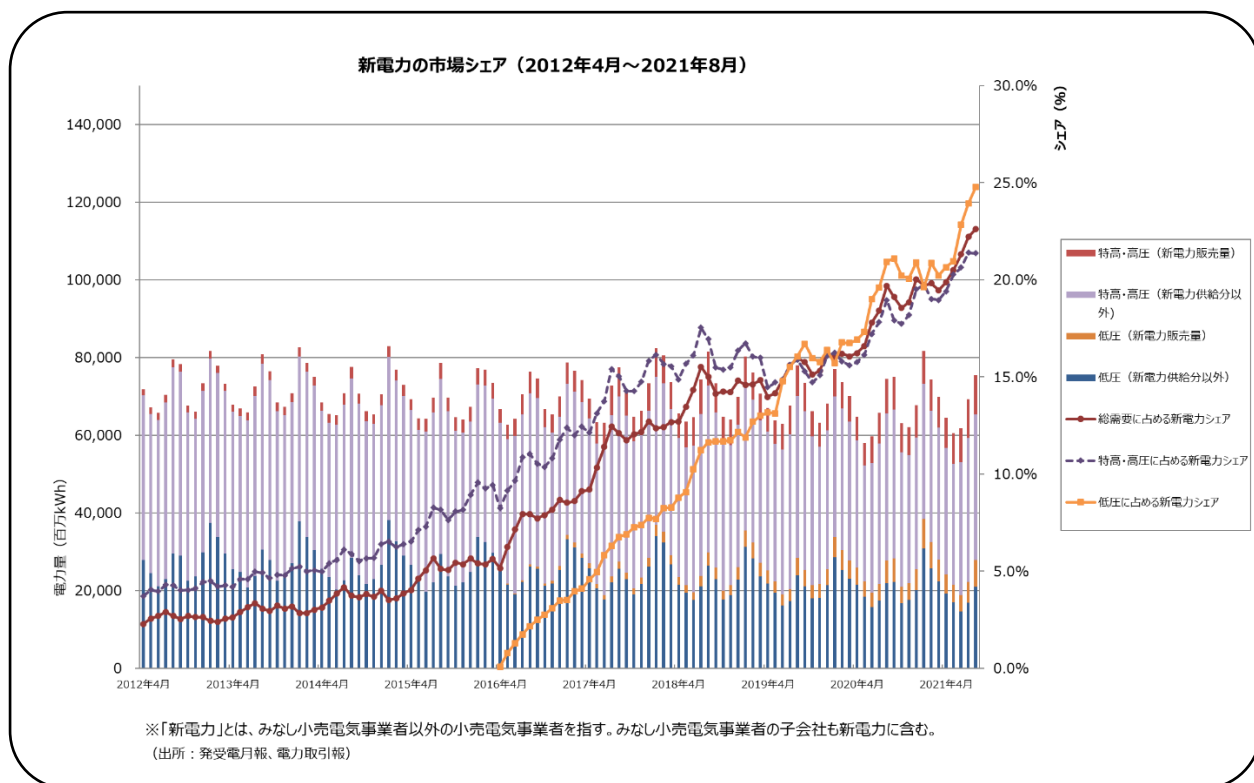
令和3年8月の電力取引報によると、電力の小売全面自由化で新たに自由化された低圧部門の市場において、各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）への契約切替えを選択した需要家は契約口数ベースで全国約20.2%となった。



(出所) 電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

	2021年8月
北海道	19.7%
東北	11.4%
東京	28.2%
中部	16.6%
北陸	4.7%
関西	24.5%
中国	9.0%
四国	10.2%
九州	13.0%
沖縄	7.5%
全国	20.2%

また、小売全面自由化後、特高・高圧部門における新電力のシェアも増加しており、総需要に占める新電力のシェアは販売電力量ベースで全国約 22.6% となった。



(2) メニューの多様化

小売電気事業者の提供する料金メニューを見ると、基本料金と従量料金の二部料金制とした上で、燃料費の変動を調整するなど、既存の料金メニューに準じた料金設定が多く見られた。

他方、一部では、完全従量料金、定額料金制、スポット市場価格をもとに料金を計算する市場連動型など、新しい料金メニューも提供されるようになった。

また、再生可能エネルギーなどの電源構成や、地産地消型の電気であることを訴求ポイントとして顧客の獲得を試みる小売電気事業者の参入も見られ、特色のある小売電気事業者も存在している。

さらに、電力消費の見える化（電気の使用状況の可視化）や、電気の使用状況などの情報を利用した家庭の見守りサービスなども提供されている。応援するスポーツチームとの繋がりや里山の景観保存など、需要家の好みや価値観に訴求するサービスも提供されている。

多様化する料金メニューの一部

再エネ特化型

・再生可能エネルギーを100%提供する料金メニュー。FIT電気での提供や、非化石証書を活用したものもある。トドック電力やネクストエナジー・アンド・リソースなどが提供。

発電所(者)特定型

・ブロックチェーンにより発電所と需要家をマッチングさせて提供するもの。みんな電力が提供。
・需要家自らが小売事業者の取次店となり、発電者と取引するものもある。デジタルグリッドが提供。

市場連動型

・実際にスポット市場価格(コマごと)をもとに電気料金を計算するメニュー。自然電力が提供。

確定数量型

・一定の使用量までは、定額制の電気料金メニュー。F-Powerや日本瓦斯・Loopなどが提供

EV向け割引

・EV用充電設備を設置しており、かつEVを所有している者に対して通常のプランから割引くもの。Loopなどが提供。

完全従量料金

・基本料金を0円とし、完全従量制の電気料金メニュー。LoopやSBパワー、TRENDEなどが提供。

一段階料金

・消費者にとつての分かりやすさを重視し、一段階料金のメニューを提供。オブテージやF-Powerなどが提供。

時間帯別料金

・家庭で電気をよく使用する夜間の時間帯（例えば、夜8時から翌朝7時まで）で割安な料金を設定。出光興産やシン・エナジー、みやまスマートエネルギーなどが提供。

特定時間帯無料

・特定の時間帯（例えば朝6時～8時）の電気料金（従量分）を無料にする。HTBエナジーが提供。

歩数連動割引

・歩いた歩数に応じて電気料金を割引くサービス。イーレックスが提供。

出所：第1回 電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合の資料から抜粋

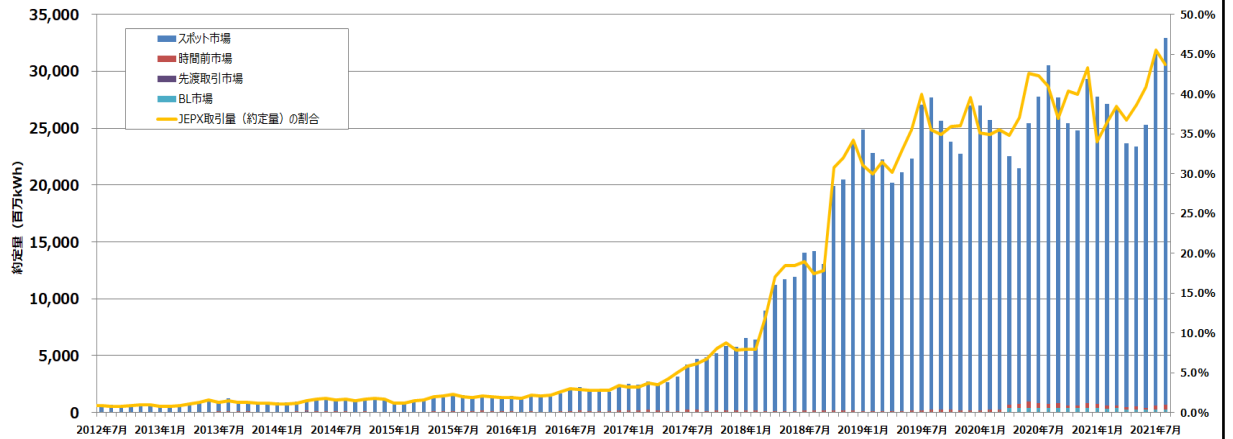
（３）卸電力市場の状況

日本卸電力取引所（以下「JEPX」という。）における取引量は一貫して増加しており、我が国電力需要に占めるシェアは令和３年８月末で 43.7%に到達している。

JEPXのスポット市場における取引量増加の背景は、旧一般電気事業者による自主的取組の進展により新電力の調達環境が改善したことに加え、旧一般電気事業者の社内取引の一部を市場経由で行うグロス・ビディングの進展、連携線利用ルールの見直しが挙げられる。前者のグロス・ビディングについては、例えば令和３年４月～令和３年６月における事業者別の買い入札量を見ると、旧一般電気事業者は 531 億 kWh、新電力その他の事業者は 358 億 kWh であり、スポット市場の買い入札量の大部分（60.5%）が旧一般電気事業者によるものとなっている。また、後者の連系線運用の見直しについては、卸電力市場の取引量増加を図るため、現行連系線利用ルールを「先着優先」から、市場原理に基づきスポット市場を介して行う「間接オークション」へと変更することを軸にルールの見直しを行うこととされ、平成 30 年 10 月から間接オークションが実施された。また、令和元年 8 月よりベースロード市場取引が開始された。

新電力の電力調達の状況（平成 24 年 9 月～令和 3 年 8 月）からも分かるとおり、グロス・ビディング及び間接オークションにより取引量のシェアが増大しているが、同一コマにおける自社売買取引を相殺した実質買い越し量の比率が半数を占めている。

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率
（2012年4月～2021年8月）



	2012 年 4 月	2013 年 4 月	2014 年 4 月	2015 年 4 月	2016 年 4 月	2017 年 4 月	2018 年 4 月	2019 年 4 月	2020 年 4 月	2021 年 4 月	2021 年 8 月
JEPX 取引量 の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	41.0%	43.7 %
(内スポット市 場の割合)	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	40.0%	42.8 %
(内時間前市 場の割合)	0.001 %	0.1%	0.1%	0.1%	0.004 %	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.5%	0.6%
(内 BL 市場の 割合)	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.5%	0.3%

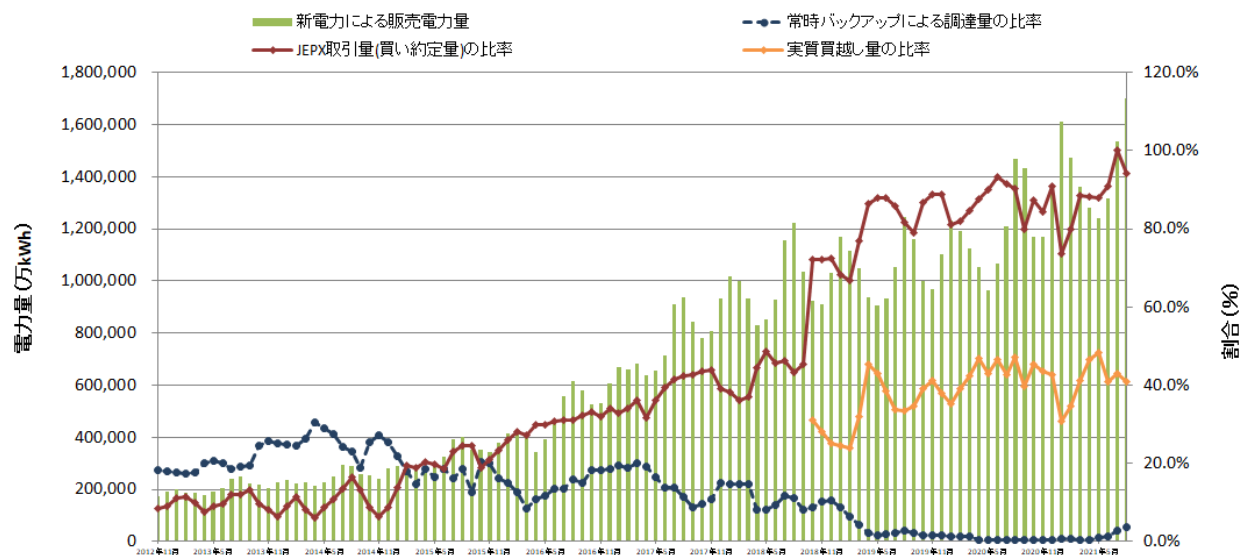
新電力の電力調達状況を見ると、令和 3 年 8 月において、新電力による販売電力量に対する J E P X 買い約定量(スポット、時間前、先渡、BL 市場の買い約定量合計※ 1)の比率は 94.1%、実質買越し量※ 2 の比率は 40.9%となっている。常時バックアップによる調達量の比率は 3.8%となっている。

※ 1 同じ電力が実需給までに複数回取引される場合には、100%を超えることがある。スポット市場における買い約定量には、平成 30 年 10 月より開始された間接オークションによる買い約定分（①他社・他エリアからの調達分、②一部エリアで調達した電源や自社電源を他のエリアで使用するための自社売買相当分）が含まれる。

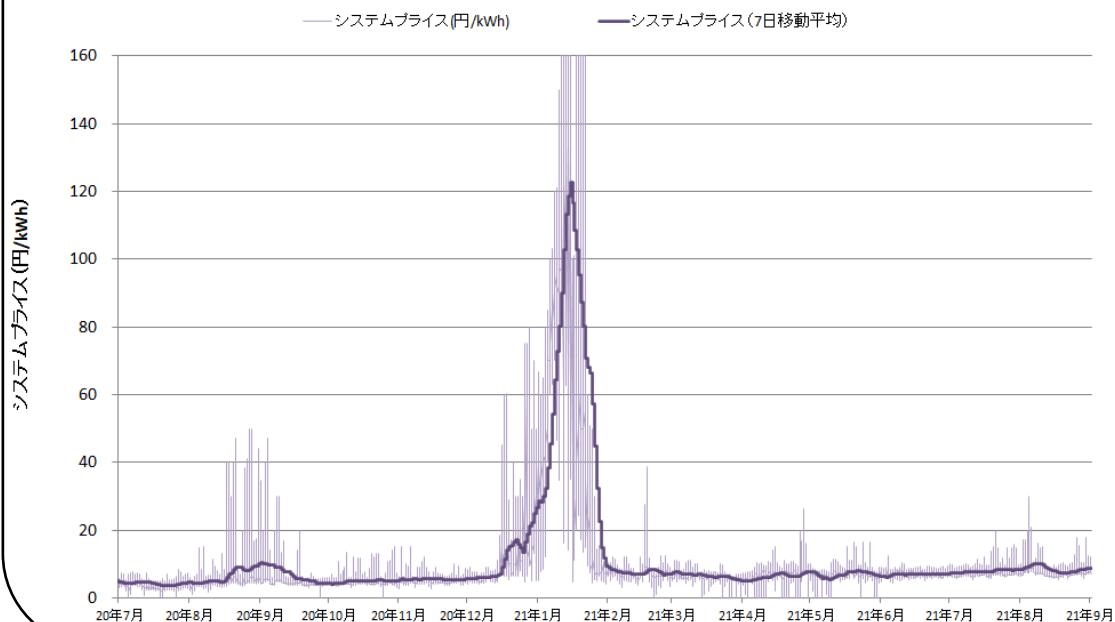
※ 2 実質買越し量とは、「JEPX での買い約定のうち同一コマにおける自社売買取引を相殺した数値」として算出したもの。実質的な市場調達に該当しないと言える上記②の自社売買による買い約定分を、減じる調整を実施した。

JEPXのスポット市場のシステムプライスについては、令和2年9月～令和3年8月の平均価格は12.17 円/kWh であり、前年の同時期の6.63 円/kWh と比較して、上昇した。

新電力の電力調達の状況（2012年10月～2021年8月）



スポット市場 システムプライスの推移
(2020年07月01日～2021年08月31日)



出所：第 68 回制度設計専門会合資料から抜粋

(参考資料 20) ガス市場における競争状況

(1) 新規小売の販売状況

令和3年8月のガス取引報によると、ガス小売全面自由化で新たに自由化された都市ガス市場において、新規に登録したガス小売事業者（以下「新規ガス小売」という。）との契約を選択した需要家が全国で約16.9%となった。

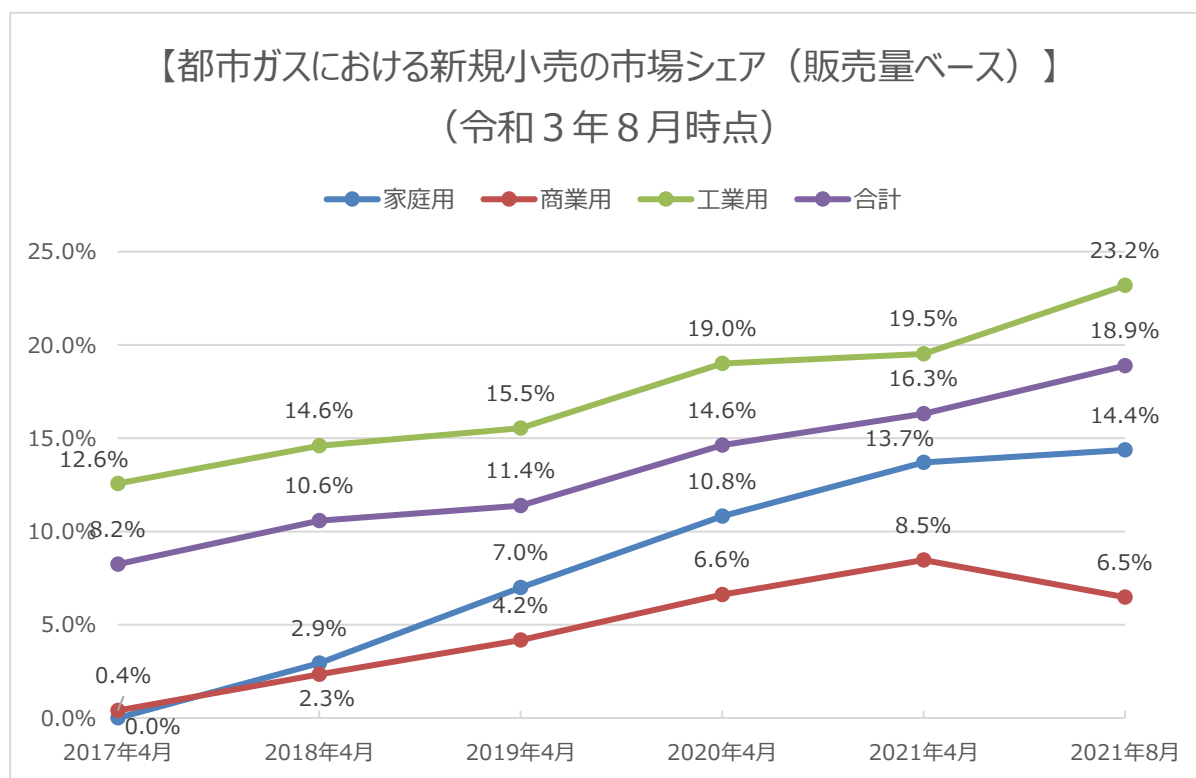
【都市ガス（家庭用）におけるガス新規小売の販売実績（令和3年8月時点）】

地域	新規小売の契約件数(件)					総契約件数における新規小売の契約件数の割合				
	家庭用	商業用	工業用	その他用	地域計	家庭用	商業用	工業用	その他用	地域計
北海道	7,019	42	21	6	7,088	1.0%	0.1%	2.4%	0.1%	1.0%
東北	4,457	217	17	119	4,810	0.7%	0.6%	3.5%	1.2%	0.7%
関東	2,137,839	52,038	381	1,775	2,192,033	15.5%	11.0%	2.0%	1.6%	15.3%
中部・北陸	417,445	15,932	543	775	434,695	16.7%	24.5%	13.2%	3.1%	16.8%
近畿	1,582,060	75,999	2,215	8,006	1,668,280	24.6%	33.2%	17.4%	17.7%	24.8%
中国・四国	0	0	6	0	6	0.0%	0.0%	0.8%	0.0%	0.0%
九州・沖縄	342,284	10,411	335	3,251	356,281	23.7%	18.6%	26.1%	19.4%	23.5%
その他	0	1	47	0	48	—	100.0%	100.0%	—	100.0%
全国計	4,491,104	154,640	3,565	13,932	4,663,241	17.0%	16.6%	9.1%	6.1%	16.9%

出所：電力・ガス取引監視等委員会 ガス取引報（令和3年8月実績）

※新規小売には越境参入したみなしガス小売事業者を含む。

また、家庭用だけでなく、工業用、商業用においても新規ガス小売のシェアも増加し、販売量ベースのシェアも令和3年8月には18.9%（全面自由化した平成29年4月と比較して+10.7ポイント）となった。



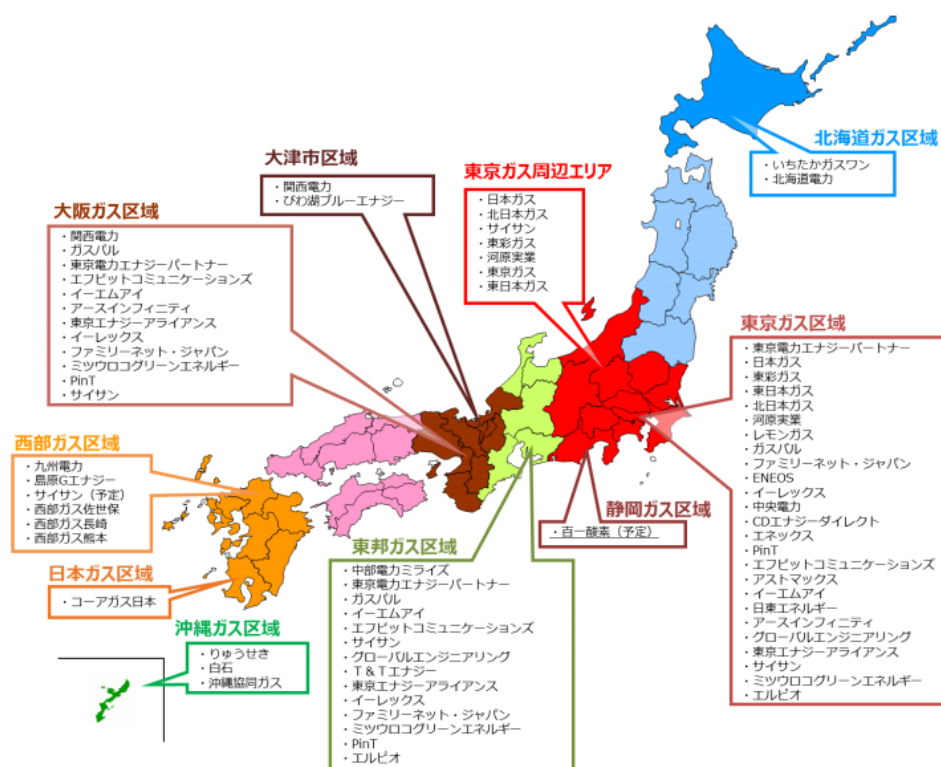
出所：電力・ガス取引監視等委員会 ガス取引報（平成29年4月～令和3年8月）

※ 新規小売には越境参入したみなし小売を含む。

(2) 新規参入（越境を含む）の状況

新規参入（越境を含む）が進んだエリアは 31 で、関東地域での新規参入が多くを占めている。また、一定規模以上の製造設備を有するガス事業者が令和 2 年 3 月から自主的取り組みとして行っているスタートアップ卸を活用した参入も実績がでている。

【自由化後の小売事業者の登録状況】



※第 37 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会配布資料

(3) メニュー・サービスの多様化

平成 29 年 4 月の全面自由化以降、特色のある料金メニューや他商材とのセット割引など、ガス小売事業者の創意工夫により、料金メニュー・サービスの多様化が図られてきた。

【メニュー・サービスの概要】

新たな料金メニュー

145メニュー

一般家庭の需要家等に新たに提供される料金メニュー

セット割引

48メニュー

都市ガスを電気、通信サービスなど他のサービスとセットで割引価格により提供

ポイントサービス

23サービス

都市ガスの支払料金に応じてポイントが貯まり、貯まったポイントは商品や電子マネー等へ交換可能

見える化サービス

8サービス

ポータルサイトで都市ガス及び電気の使用量や料金の確認を需要家が自ら行うことが可能

暮らしサービス

37サービス

駆け付けサービス

水回りや鍵、窓ガラスのトラブルなど、緊急時に対応

見守りサービス

都市ガスの使用状況を離れた家族へメールで通知、異変を感知した際には関係機関へ連絡

家事支援サービス

料理・掃除等の家事代行や水廻り・エアコン等のハウスクリーニングなど、住まいに関する支援を実施

電力買取サービス

5サービス

エネファームや太陽光発電で発電した電力のうち、家庭で使われず余剰となった電力を買い取り

※ 1社が複数のメニュー・サービスを提供する場合、それぞれをカウント。

出所：第 1 4 回 ガス事業制度検討ワーキンググループ配布資料から引用