

【論文】

## 原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用と託送料金

### Compensation/Decommissioning Costs relating to Nuclear Power Operators and Third-Party Wheeling Charges

高野 学  
Takano Manabu

<目次>

1. はじめに
2. 託送料金の概要と算定方法
  - (1) 電力自由化と託送料金
  - (2) 託送料金原価の算定方法
  - (3) 需要種別の託送料金の算定方法
3. 福島第一原発事故の損害賠償と託送料金による負担
  - (1) 現行の損害賠償の負担方法と電力小売全面自由化
  - (2) 「過去分」の概念とその負担方法
  - (3) 「過去分」の負担方法に対する問題点
4. 福島第一原発の廃炉費用と託送料金
  - (1) 福島第一原発の廃炉費用
  - (2) 託送取支の事後評価とその見直し
    - ①ストック管理方式による超過利潤の管理
    - ②想定単価と実績単価の乖離率
  - (3) 託送取支の事後評価と見直し案の問題点
5. 計画より早期に廃炉となった原発の廃炉費用と託送料金による負担
  - (1) 廃炉費用に係る会計制度
    - ①原子力発電設備の減価償却・償却制度の変更
    - ②解体引当金制度の変更
  - (2) 廃炉費用と託送料金
6. おわりに

(要旨)

福島第一原発事故以後に発生した原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用は現在、小売料金算定のための総括原価方式に算入され、小売料金に上乗せすることによって原子力事業者の需要家から回収している。しかし、2016年4月から実施された電力小売全面自由化により、原子力事業者から新電力へと契約を切り替えた需要家が発生したため、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を負担しない需要家が現れることとなった。また、電力小売全面自由化に伴い、小売料金算定のための総括原価方式は2020年以降に撤廃される予定

であり、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を小売料金に上乗せして需要家に負担を求められなくなるとともに、その問題点を明らかにしている。

本稿では、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を託送料金によって負担する方法を検討するとともに、その問題点を明らかにしている。

## 1. はじめに

東日本大震災による福島第一原子力発電所（以下、福島第一原発とする）の事故以後、福島第一原発事故に伴う損害賠償、福島第一原発の廃炉費用、計画より早期に廃炉となった原発の廃炉費用が発生することとなった。こうした原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用は現在、小売料金算定のための総括原価方式の中に算入され、小売料金に上乗せする形で原子力事業者の需要家に負担を求めている。しかし、2016年4月の電力小売全面自由化により、新規事業者である新電力が電力市場に参入し、原子力事業者から新電力へと契約を切り替える需要家が発生したため、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を負担しない需要家が現れることとなった。また、電力小売全面自由化に伴い、小売料金算定のための総括原価方式は2020年以降に撤廃される予定であり、現行のように原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を小売料金に含め、需要家から負担を求められなくなるとともに、その問題点を明らかにしている。

こうした電気事業を取り巻く環境が変化するなか、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を着実に回収する措置が検討されることになり、2017年2月に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から「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ」（以下、「中間とりまとめ」とする）が公表されることとなった。この「中間とりまとめ」では、2020年以降も総括原価方式の規制が残る託送料金を利用し、原子力事業者のみならず、新電力に対しても原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用の負担を求める方法が提示された。

そこで本稿では、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を託送料金によって回収しようとする「中間とりまとめ」において提示された負担方法について検討する。原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を託送料金によって回収する方法についての先行研究としては、醍醐（2016）および金森（2017）で触れているものの、十分な検討はなされていない。また、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用の負担方法について、「中間とりまとめ」に基づく先行研究は現時点で確認できないため、本稿において「中間とりまとめ」で提示された負担方法を検討し、その問題点について指摘したい。

## 2. 託送料金の概要と算定方法

### (1) 電力自由化と託送料金

電力は図表1に示されるように、発電所で発電した電気を送電線によって変電所に送り、変電所で工場や一般家庭などで使用できる電圧に変換してから配電線を用いて需要家へと供給される。こうした発電事業、送配電事業、小売事業から構成される電力供給システム

は、旧一般電気事業者によって一体的に行われていたが<sup>1)</sup>、1995年から始まった電気事業制度改革によって発電事業、小売事業が順次自由化されることとなった。

図表1 電力供給の流れ



(出所) 資源エネルギー庁、2016a, p. 6をもとに筆者作成。

電気事業制度改革は、1995年に第一次制度改革として競争入札による電源入札制度が創設され、独立発電事業者による発電事業への新規参入が認められた。また、発電・送配電設備を有する事業者による特定供給地点への小売事業の参入も認められた。1999年の第二次制度改革から小売事業の自由化が本格化し、契約電力2000kWh以上の特別高圧需要家（大規模工場、オフィスビル、デパート）を対象とした部分自由化が導入され、翌2000年から実施された。2003年の第三次制度改革では、高圧需要家まで部分自由化が拡大され、2004年に契約電力500kWh以上2000kWh未満の高圧大口需要家（中規模工場・ビル、スーパー）の自由化が、2005年には契約電力50kWh以上500kWh未満の高圧小口需要家（小規模工場・ビル）の自由化が実施された。2008年の第四次制度改革では、小売事業の自由化の範囲は拡大しなかったものの、2015年の第五次制度改革により契約電力50kWh未満の低圧需要家（一般家庭、商店）を対象とした自由化が導入され、2016年4月に電力小売全面自由化が実現されることとなった（公益事業学会学術研究会・国際環境経済研究所、2015, pp.31-33；電力取引監視等委員会、2016, p.30）。

このような小売事業の自由化に伴い、旧一般電気事業者の地域独占にあった電力市場に新規事業者である新電力が参入することとなった。新電力が需要家に電力を供給するためには、発電事業者から電力を購入し、送配電ネットワークを利用することによって需要家まで電力を届けることになる。発電事業ならびに小売事業は自由化が実施されたものの、送配電事業については旧一般電気事業者が送配電線を独占しているため、新電力が電力を供給するには旧一般電気事業者の所有する送配電ネットワークを利用する必要がある。この送配電ネットワークを利用する対価として、新電力が旧一般電気事業者に支払う利用料のことを託送料金という。

託送料金は小売事業の自由化に伴い、特別高圧託送料金、高圧託送料金の順に設定され、2016年の電力小売全面自由化に際して低圧託送料金が設定された。図表2には、2016年の電力小売全面自由化に際して認可された需要種別の託送料金を示している。低圧託送料金については、旧一般電気事業者10社の平均が8.68円/kWhであり、多くの離島を抱える沖縄電力が9.93円/kWhと一番高く、積雪による配電不要地のある北陸電力と人口密度の低い関西電力が7.81円/kWhと一番低くなっている（井手、2016, p.72）。また、低圧託送料金は特別高圧託送料金、高圧託送料金と比較して高くなっているが、これはより多くの

送配電線、変電所を経由しなければ低圧需要家まで電力を届けることができないためである。この低圧託送料金は、旧一般電気事業者の送配電ネットワークを利用する旧一般電気事業者の小売事業者、新電力ともに同じ金額を負担しており、電気料金に占める託送料金の割合は30～40%にも上るため、低圧託送料金をはじめとする託送料金算定の適正性を確保することは電気料金の低廉化、電気事業の競争促進につながり、ひいては需要家の利益にも大きな影響を及ぼす（消費者委員会公共料金等専門調査会・電力託送料金に関する調査会、2016、p.10；谷江、2017、p.161）。

図表2 2016年4月の電力小売全面自由化に際して認可された需要種別の託送料金  
(円/kWh)

旧一般電気事業者	特別高圧託送料金	高圧託送料金	低圧託送料金
北海道電力	1.85	4.17	8.76
東北電力	1.98	4.50	9.71
東京電力	1.98	3.77	8.57
中部電力	1.85	3.53	9.01
北陸電力	1.83	3.77	7.81
関西電力	2.02	4.01	7.81
中国電力	1.62	3.99	8.29
四国電力	1.79	4.04	8.61
九州電力	2.09	3.84	8.30
沖縄電力	3.01	5.20	9.93
10社平均	2.00	4.08	8.68

(出所) 経済産業省、2015、p. 2をもとに筆者作成。

この託送料金は後述するように、旧一般電気事業者の送配電事業を担う一般送配電事業者が総括原価方式に基づいて算定し、経済産業大臣の認可を受けて決定される<sup>2)</sup>。小売料金についても電力小売全面自由化により自由化されたものの、需要家が従来からの料金規制に基づく料金を選択できるよう経過措置として総括原価方式が維持されている。しかし、小売料金算定のための総括原価方式は、2020年以降に撤廃される予定である。他方、託送料金は送配電ネットワークを一般送配電事業者が独占しているため、2020年以降も引き続き総括原価方式による料金規制が維持される<sup>3)</sup>。

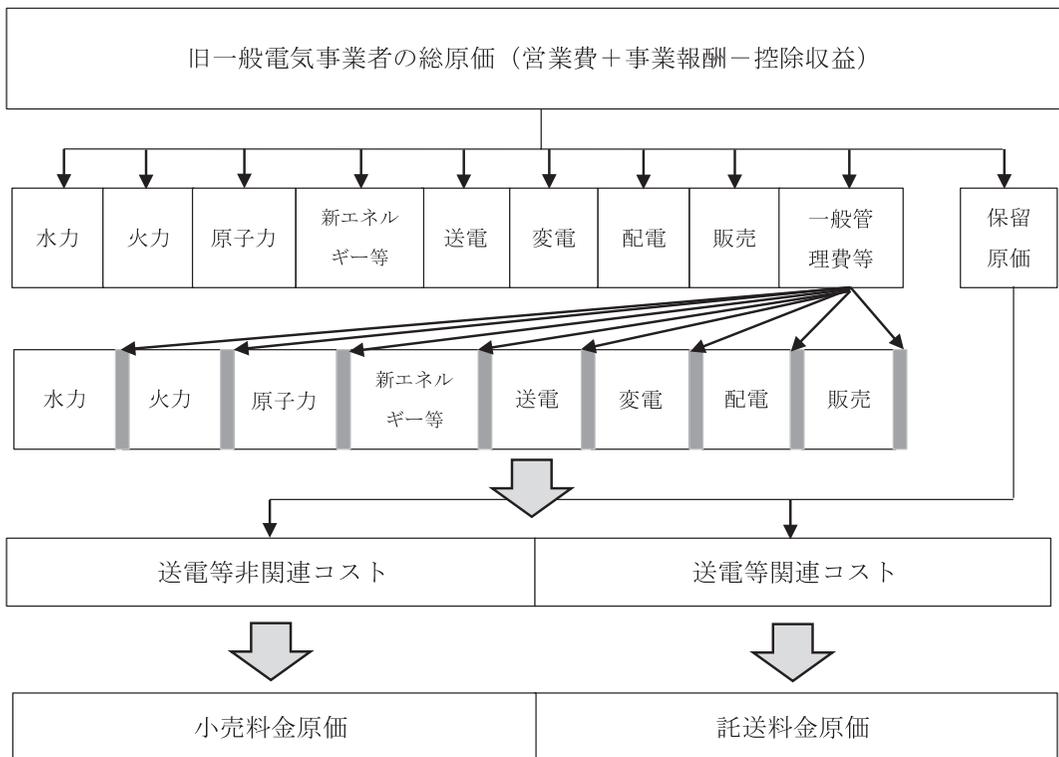
## (2) 託送料金原価の算定方法

図表2に示した需要種別の託送料金は、旧一般電気事業者の総括原価方式から抽出される託送料金原価に基づいて決定されるため、ここでは託送料金原価の算定方法ならびにその構成要素についてみていく。

託送料金原価は、図表3に示されるように旧一般電気事業者の料金総収入を表す総原価をもとに算定される<sup>4)</sup>。総原価はまず、原価の発生原因によって水力発電部門、火力発電部門、原子力発電部門、新エネルギー等発電部門、送電部門、変電部門、配電部門、販売部門、一般管理費等部門の9つの事業部門と保留原価に整理される。次に、一般管理費等部門に集計された原価は、活動基準原価計算（Activity-Based Costing;以下、ABCとする）

を用いて水力発電部門から販売部門までの8つの事業部門に割り当てられる。ここでの原価の割り当ては、原価の発生原因が特定できるものを当該事業部門に直課し、それ以外の原価は直課後の各部門の人員数比、各部門業務用建物床面積比などのコスト・ドライバーによって各事業部門に配分される（東京電力株式会社，2012，pp.13-15）。続いて，8つの事業部門に集約された原価ならびに保留原価は，費目ごとに託送に関連する送電等関連コストと託送に関連しない送電等非関連コストに分類され，託送に関連する送電等関連コストのみを集計して託送料金原価が算定される（電力取引監視等委員会，2015，p.104）。

図表3 託送料金原価算定のフロー図



(出所) 電力取引監視等委員会，2015，p.104をもとに筆者作成。

この総原価から抽出された託送料金原価は，一般送配電事業等を運営するにあたって必要と見込まれる営業費に事業報酬を加え，さらに地帯間販売電源料，他社販売電源料，電気事業雑収益等の控除収益を差し引いて算定した金額に相当する（「一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則」第3条）。すなわち，託送料金原価は総括原価方式に基づいて算定された金額となる。また，託送料金原価の原価算定期間は総原価と同じく3年であり，向こう3年間に見積られる原価は過去の実績原価のみを勘案するのではなく，経営効率化計画等をもとに将来発生が見込まれる費用を推定するフォワード・ルッキング・コストに基づいて計算される。

託送料金原価を構成する営業費の内容については，「一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則」第4条第1項および第2項に列举されており，図表4にこれらの営業費項目

を示している。営業費は、人件費、燃料費、修繕費、減価償却費、購入電力料、公租公課、原子力バックエンド費用、その他経費からなり、一般送配電事業等を運営するのに必要な費用とされる。しかし、公租公課の電源開発促進税ならびに原子力バックエンド費用の使用済燃料再処理等既発電費については、一般送配電事業の運営に必要な費用とはいえない。電源開発促進税は、原子力発電、水力発電等の発電施設の設置および利用の促進、運転の円滑化を図るために課される税である。他方、使用済燃料再処理等既発電費は、原子力発電によって発生した使用済燃料の再処理等のために義務付けられている費用ならびに使用済燃料の輸送費のことである。これらの費用は、発電事業に関わる費用であり、一般送配電事業に要する費用ではないため、託送料金原価の営業費に算入することは問題があるといえる。また、託送料金原価に占める電源開発促進税の割合は7.5%、使用済燃料再処理等既発電費の割合は2.2%となっており（消費者委員会公共料金等専門調査会・電力託送料金に関する調査会、2016、p.10）、2つの費用を合わせると託送料金原価の約10%を占めるため、無視できない割合となっている。

図表4 託送料金原価を構成する営業費の内容

営業費目	営業費項目
人件費	役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給
燃料費	燃料費
修繕費	修繕費
減価償却費	減価償却費
購入電力料	地帯間購入電源費、地帯間購入送電費、他社購入電源費、他社購入送電費
公租公課	水利使用料、固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税、法人税等
原子力バックエンド費用	使用済燃料再処理等既発電費
その他経費	廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、託送料、事業者間精算費、委託費、損害保険料、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費、貸倒損、固定資産除却費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、振替損失調整額、建設分担関連費振替額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）、開発費、開発費償却、電力費振替勘定（貸方）、株式交付費、株式交付費償却、社債発行費、社債発行費償却

（出所）「一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則」第4条第1項および第2項をもとに筆者作成。

他方、託送料金原価を構成する事業報酬は、一般送配電事業における設備投資等の資金調達に要するコストであり、銀行等からの借入金や社債に対する支払利息、株式に対する配当金等を賄うものである。一般送配電事業者は、送電、変電、配電等の設備の建設・維持に巨額の資金を要するため、この資金調達コストを託送料金によって回収できるよう事業報酬が認められている（電力取引監視等委員会、2015、p.26およびp.46）。事業報酬は、能率的な経営のために必要かつ有効な事業資産の価値であるレートベースに資本コストである報酬率を乗じて算定する。レートベースは、特定固定資産、建設中の資産、特定投資、

運転資本，繰延償却資産からなる。また，報酬率については図表5に示されるように，自己資本報酬率および他人資本報酬率を計算し，自己資本と他人資本の比率を30%対70%と仮定して加重平均することにより算定する。自己資本報酬率は，一般送配電事業者を有する旧一般電気事業者を除いた全産業の自己資本利益率の実績率に $\beta$ 値を乗じた率と国債，地方債等の公社債利回りの実績率に $(1 - \beta)$ 値を乗じた率とを合算して算定する。 $\beta$ 値とは，市場全体の株式価格が1%上昇する際の旧一般電気事業者の株式平均上昇率のことであり，旧一般電気事業者の事業経営リスクを表す。一方，他人資本報酬率は，直近5年間における公社債利回りの実績率の平均値に東日本大震災前の旧一般電気事業者におけるリスクプレミアムの平均値を加えて算定する。リスクプレミアムとは，旧一般電気事業者の有利子負債利率から公社債利回りの実績率を控除した値のことである（「一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則」第5条；電力取引監視等委員会，2015，pp.46-47）。

図表5 託送料金原価を構成する報酬率の算定方法

$$\text{報酬率} = \text{自己資本報酬率} \times 30\% + \text{他人資本報酬率} \times 70\%$$

$$\text{自己資本報酬率} = \text{全産業（旧一般電気事業者を除く）の自己資本利益率の実績率} \times \beta + \text{公社債利回りの実績率} \times (1 - \beta)$$

$$\text{他人資本報酬率} = \text{公社債利回りの実績率の平均値} + \text{旧一般電気事業者のリスクプレミアムの平均値}$$

（出所）「一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則」第5条；電力取引監視等委員会，2015，pp.46-47をもとに筆者作成。

2016年4月の電力小売全面自由化に際して算定された託送料金原価の報酬率については，図表6に示している。自己資本報酬率の算定に用いる $\beta$ 値は，東日本大震災前7年間における旧一般電気事業者の平均値である0.41とし，この $\beta$ 値を用いて算定した7年間の自己資本報酬率の平均は3.47%と計算された。また，他人資本報酬率は，公社債利回りの実績率の平均値である0.86%に旧一般電気事業者におけるリスクプレミアムの平均値である0.31%を加えて1.17%とされた。この自己資本報酬率3.47%と他人資本報酬率1.17%を30%対70%の比率で加重平均することにより，報酬率は1.9%に設定された。

図表6 2016年4月の電力小売全面自由化に際して算定された託送料金原価の報酬率

	資本構成	報酬率
自己資本報酬率	30%	3.47%
他人資本報酬率	70%	1.17%
報酬率	100%	1.9%

(1) 自己資本報酬率 (%)

	ウェイト	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	平均
自己資本利益率	0.41	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	9.35	-
公社債利回り	0.59	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	0.81	0.70	-
自己資本報酬率	1.00	4.46	2.84	2.79	3.55	3.05	3.33	4.25	3.47

(2) 他人資本報酬率 (%)

公社債利回りの実績率の平均値(a)	0.86
旧一般電気事業者のリスクプレミアムの平均値(b)	0.31
他人資本報酬率(a)+(b)	1.17

① 公社債利回りの実績率の平均値 (%)

	2010	2011	2012	2013	2014	平均値
公社債利回り	1.18	1.08	0.81	0.70	0.51	0.86

② 旧一般電気事業者のリスクプレミアムの平均値 (%)

	2006	2007	2008	2009	2010	平均値
有利子負債利率(a)	2.06	1.93	1.92	1.72	1.61	-
公社債利回り(b)	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	-
(a)-(b)	0.21	0.24	0.37	0.31	0.43	0.31

(出所) 電力取引監視等委員会, 2015, p.47をもとに筆者作成。

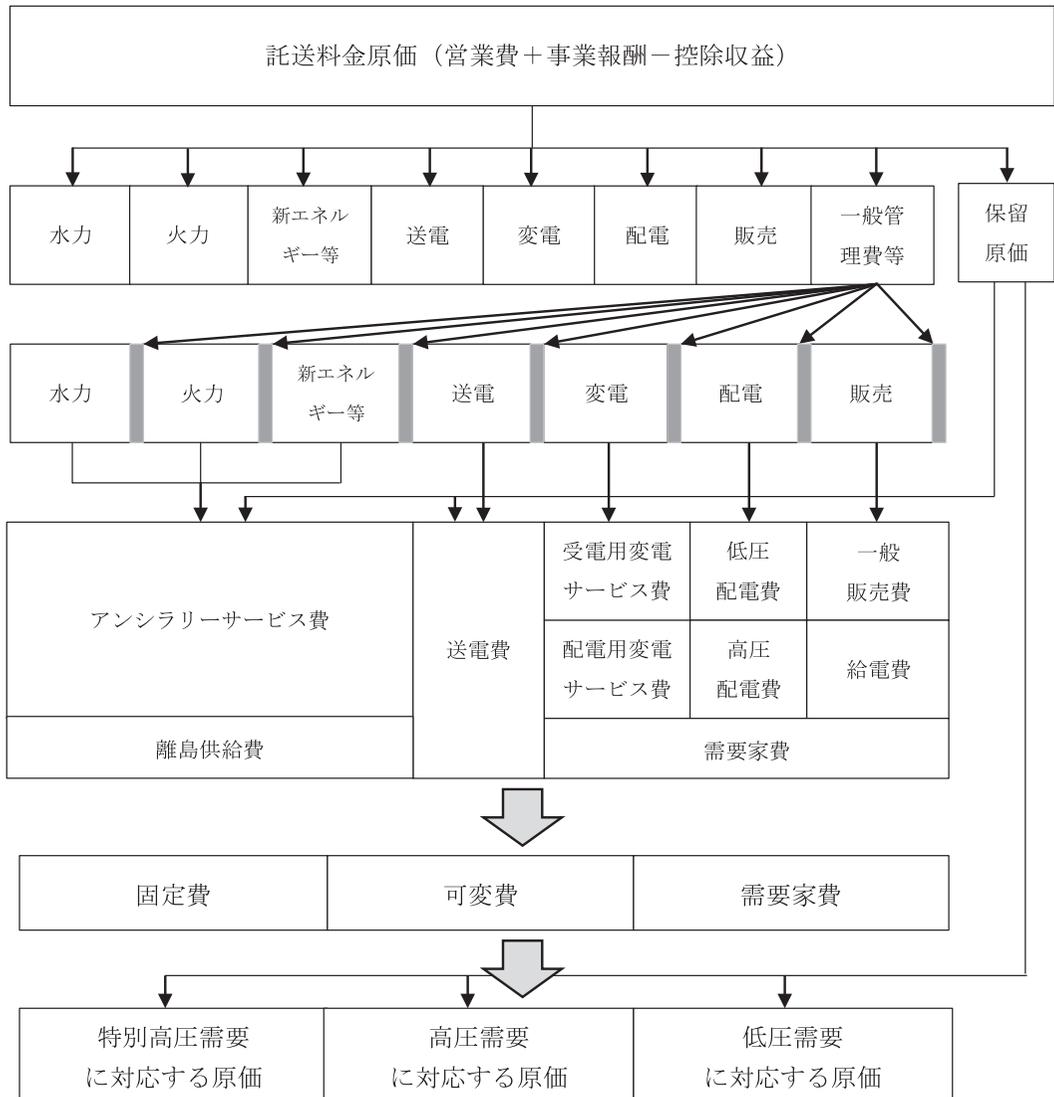
(3) 需要種別の託送料金の算定方法

図表3に示した旧一般電気事業者の総原価から抽出された託送料金原価に基づき、特別高圧託送料金、高圧託送料金、低圧託送料金といった需要種別の託送料金が設定される。図表7は、需要種別の託送料金算定のフロー図を示している。

図表7に示されるように、託送料金原価はまず、営業費等の費目ごとに発生原因を勘案して水力発電部門から一般管理費等部門までの8事業部門と保留原価に整理される。続いて、一般管理費等部門に整理された原価は、ABCによって水力発電部門から販売部門の7事業部門に割り当てられる。ここでも、前述のように原価の発生原因が特定できるものは当該事業部門に直課し、それ以外の原価はコスト・ドライバーに基づき各事業部門に割

り当てられる。7事業部門に割り当てられた原価は、送電費、受電用・配電用変電サービス費<sup>5)</sup>、高圧・低圧配電費、アンシラリーサービス費<sup>6)</sup>、離島供給費、給電費<sup>7)</sup>、需要家費<sup>8)</sup>、一般販売費といった機能や性質に応じて配分される。また、保留原価の一部は送電費、アンシラリーサービス費、離島供給費に配分される。それぞれの機能別に配分された原価はさらに、固定費、可変費、需要家費に整理され、特別高圧需要、高圧需要、低圧需要に対応する原価に割り当てられる。保留原価の残りの部分についても、保留原価を固定費、可変費、需要家費に分類した上、特別高圧需要、高圧需要、低圧需要に対応する原価に配分される（中国電力株式会社，2015，pp.4-8）。

図表7 需要種別の託送料金算定のフロー図



(出所) 東京電力パワーグリッドホームページ；中国電力株式会社，2015，pp.4-8をもとに筆者作成。

こうして算定された特別高圧需要、高圧需要、低圧需要に対応する原価を原価算定期間における想定需要量で除することにより、図表2に示した旧一般電気事業者における需要種別の託送料金が算定される。さらに、需要種別の原価と原価算定期間の料金収入が一致するよう基本料金単価、電力量料金単価といった需要種別の託送料金における各種の料金単価が設定されることになる。

### 3. 福島第一原発事故の損害賠償と託送料金による負担

#### (1) 現行の損害賠償の負担方法と電力小売全面自由化

福島第一原発事故により、東京電力は当初、被害者に対して約5.4兆円もの損害賠償責任を負うこととなった。原子力損害賠償の基本的な枠組みを定める「原子力損害の賠償に関する法律」（以下、「原賠法」とする）では、原子力損害を起こした原子力事業者に対して無限責任を課し、一原発当たり1,200億円を上限とする損害賠償措置額を規定している（「原賠法」第7条第1項）。しかし、この損害賠償措置額だけでは、福島第一原発事故に係る巨額の損害賠償を支払うことができない。また、東京電力一社が損害賠償を負担することになると債務超過に陥り、被害者に対する損害賠償の支払いが滞るおそれがあった。そこで、政府は2011年8月に施行し、2014年8月に改正した「原子力損害賠償・廃炉等支援機構法」（以下、「機構法」とする）により、原子力損害に対する損害賠償支援の新たな枠組みを策定した。

「機構法」の下、政府と原子力事業者11社（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、日本原子力発電、日本原燃）の共同出資によって、原子力損害賠償・廃炉等支援機構（以下、支援機構とする）が設立され、支援機構を通じて東京電力への損害賠償に対する資金援助が行われることとなった。この損害賠償資金の原資は、東京電力のみが支援機構に納付する特別負担金、東京電力を含む原子力事業者11社が支援機構に納付する一般負担金からなる。一般負担金については、各原子力事業者の収支状況等を踏まえた一般負担金の年間総額を各原子力事業者が保有する原発の設備容量に基づいて按分することにより、一般負担金の金額が決定される。この一般負担金は、各原子力事業者が支援機構に納付するものの、小売料金算定のための総括原価方式に含めることによって小売料金に上乗せされているため、原子力事業者の多くは小売料金を通じて需要家から一般負担金を徴収している<sup>9)</sup>。

このように、損害賠償資金の原資となる一般負担金は、小売料金算定のための総括原価方式に算入され、原子力事業者の需要家に負担を求める形となっている。しかし、2016年4月の電力小売全面自由化に伴い、一般負担金を負担しない需要家が現れることとなった。新規参入事業者の新電力は、総括原価方式による料金規制が課せられないため、原子力事業者から新電力へ契約を切り替えた需要家は一般負担金を負担せず、原子力事業者の需要家のみが一般負担金を負担することになる。そこで経済産業省は、こうした新電力に切り替えた需要家に対しても福島第一原発事故の損害賠償を負担するよう、需要家間の公平性等の観点から福島第一原発事故に係る損害賠償の負担の在り方について検討を行った。その結果、経済産業省は需要家間の負担の公平性を確保するため、「過去分」という新たな概念を打ち出すとともに、その「過去分」の一部を託送料金によって特定の供給区域内の全ての需要家に一律に負担を求める方法を提示した（総合資源エネルギー調査会基本政策

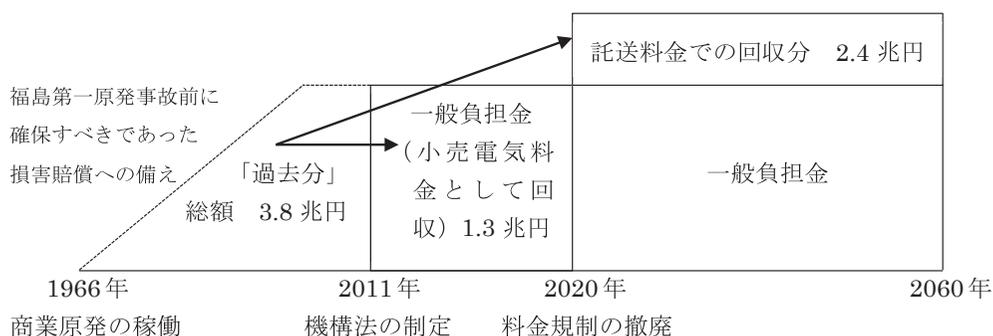
分科会・電力システム改革貫徹のための政策小委員会，2017，p.19)。

## (2) 「過去分」の概念とその負担方法

経済産業省が新たに打ち出した「過去分」とは、商用原発が稼働した1966年から「機構法」が制定される前の2010年までに確保すべきであった原発事故に係る損害賠償への備えのことをいう。この「過去分」は、「機構法」が制定されていなかったがために積み立てられなかった損害賠償の備えであり、その金額については現行の損害賠償の原資となる一般負担金の算出方式を前提として算定する。

「過去分」の算定に際しては、まず一般負担金のkW当たり単価を計算する。一般負担金のkW当たり単価は、日本原燃を除いた10社の原子力事業者の2015年度における一般負担金の合計1,600億円を10社の原子力事業者の設備容量の合計1.5億kWで除することにより、約1,070円と計算する。次に、この一般負担金のkW当たり単価1,070円に1966年度から2010年度までの全原子力事業者における原発の累積設備容量である約35億kWを乗じることにより、「過去分」の総額は約3.8兆円と算定される（資源エネルギー庁，2016d，p.12）。この「過去分」の中には、2011年の「機構法」の制定から納付されることになった一般負担金も含まれている。一般負担金は、前述のように小売料金算定のための総括原価方式に算入され、小売料金に上乗せする形で需要家から回収されているが、この総括原価方式は2020年以降に撤廃される予定である。そのため、小売料金算定のための総括原価方式によって一般負担金が回収されるのは、2011年から2019年までとなり、その累計額は約1.3兆円と想定される。2020年以降は、図表8に示されるように「過去分」の総額である約3.8兆円から一般負担金の累計額である約1.3兆円を控除した約2.4兆円（四捨五入の関係で小数点以下は一致しない）を託送料金によって全ての需要家から一律に負担を求める方法が「中間とりまとめ」において提示されることとなった（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，2017，pp.20-21）。

図表8 「過去分」の回収方法

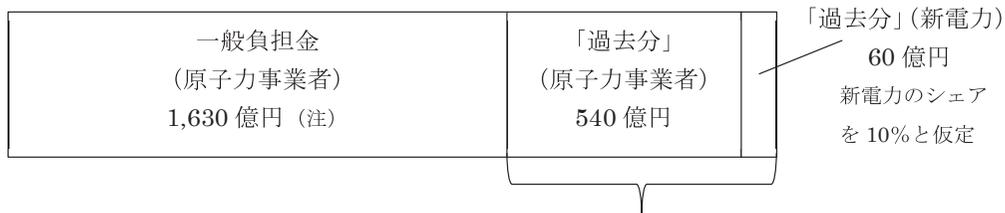


(出所) 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会・電力システム改革貫徹のための政策小委員会，2017，p.20をもとに筆者作成。

「中間とりまとめ」では、この約2.4兆円の「過去分」を託送料金によって全需要家から回収する場合、単年度当たりの需要家の負担を最大限抑制しつつ、将来世代に過大な負担を課さない必要があるとしている。そこで、国内の商用原発が稼働した1966年から「機構

法」の制定された2011年までの期間が45年であること、また原発の稼働期間が原則40年であることを踏まえ、「過去分」の回収期間は40年とされた。この回収期間の設定により、託送料金による「過去分」の年間回収額は約600億円（約2.4兆円÷40年）となり、1 kWh当たりの負担額は0.07円となる（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、2017、p.21）<sup>10</sup>。「過去分」を含む2020年以降の新制度導入時における単年度の損害賠償に係る負担額については、図表9に示している。原子力事業者は引き続き一般負担金を負担するとともに、「過去分」の金額が上乗せされる。また、新電力についてもシェアを10%と仮定した場合、「過去分」を約60億円負担することとなる。

図表9 2020年以降の新制度導入時の単年度総額（想定）



託送料金への上乗せ額は1 kWh 当たり 0.07 円  
標準家庭（260kWh）では、月平均 18 円に相当

（筆者注）1,630億円は、2015年度と同条件で一般負担金が設定された場合の金額である。

（出所）資源エネルギー庁、2016d、p.14をもとに筆者作成。

### （3）「過去分」の負担方法に対する問題点

「過去分」という新たな概念が打ち出され、その一部を託送料金によって全需要家から負担を求める損害賠償の新たな負担方法については、以下のような問題点を指摘することができる。

第一に、福島第一原発事故の損害賠償は、発電事業の事故によって発生した費用であるため、発電事業に係る費用を送配電事業の費用に付け替えるべきではない点である。損害賠償費用を送配電事業に付け替え、託送料金によって回収することになれば、新電力も福島第一原発事故に伴う損害賠償を負担することになる。新電力は2016年の電力小売全面自由化に伴って新規参入した事業者であり、新規参入以前に発生した福島第一原発事故に伴う損害賠償の一部を新電力が肩代わりする新たな負担方法は問題があるといえる。本来、福島第一原発事故に伴う損害賠償は東京電力が負担する費用であり、福島第一原発事故と関係のない新電力に対して負担を求めるべきではないであろう。

第二に、「過去分」は後付けで考案された概念であり、通常の商取引では考えられない方法によって負担を求める点である。「過去分」の概念が打ち出されたのは、福島第一原発事故に伴う損害賠償の見積りが当初の約5.4兆円から約8兆円に上振れするとともに（東京電力改革・1F問題委員会、2016、p.4）、電力小売全面自由化によって福島第一原発事故の損害賠償を負担しない需要家が現れたことが要因であり、これらの要因に対応するために後付けで考案された概念といえる。また、「過去分」の概念は、販売時に原価の一部

を含めていなかったため、その原価の一部を遡及して回収しようというものであり、通常では考えられない商取引の方法であるといえよう（「朝日新聞」2016年12月14日朝刊7面）。

第三に、「過去分」の負担方法は、需要家の世代間の公平性が保たれていない点である。現在の需要家は、原発の稼働によって安価な電力を使用していた一方、本来積み立てておくべきであった損害賠償を負担していなかったため、「過去分」の負担を求める方法が提示された。しかし、「過去分」の託送料金への上乗せは2020年から40年続くため、福島第一原発事故後に生まれた需要家は、原発の稼働による安価な電力を享受することなく「過去分」の負担だけが課せられ、需要家の世代間の公平性は保たれないことになる（「朝日新聞」2017年1月5日朝刊12面）。

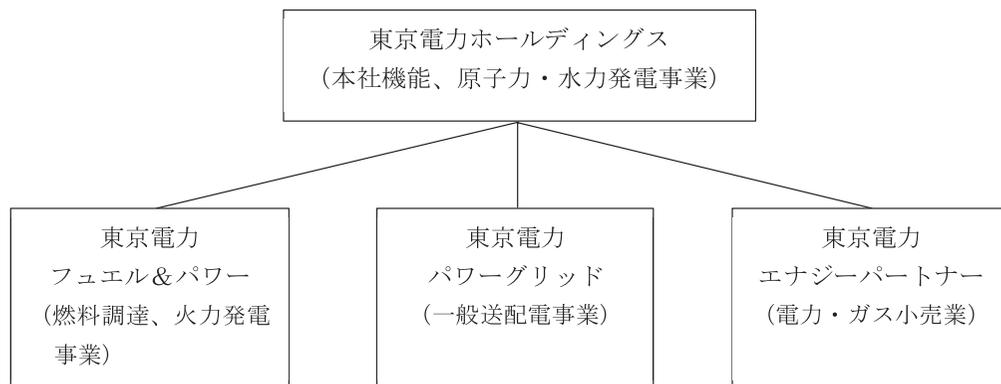
#### 4. 福島第一原発の廃炉費用と託送料金

##### (1) 福島第一原発の廃炉費用

福島第一原発の廃炉については、事故収束対応費用として充当している2兆円のほか、燃料デブリの取り出しを実行する過程で6兆円程度の追加的な費用が発生し、合計8兆円程度の費用を要する（東京電力改革・1F問題委員会，2016，p. 4）。この8兆円にも及ぶ福島第一原発の廃炉費用は、東京電力グループ全体で総力を挙げて捻出することとされ、東京電力は福島第一原発の廃炉費用だけでも年間3,000億円程度の資金が必要となる（東京電力改革・1F問題委員会，2016，p. 4およびp. 6）。

東京電力は「新・総合特別事業計画」に基づき2016年4月に会社分割を行い、ホールディングカンパニー制に移行した。図表10に示されるように、本社機能、原子力・水力発電事業を担う東京電力ホールディングスが親会社となり、その傘下に燃料調達、火力発電事業を担う東京電力フュエル&パワー、一般送配電事業を担う東京電力パワーグリッド、電力・ガス小売事業を担う東京電力エナジーパートナーを擁する。この中で、東京電力フュエル&パワーおよび東京電力エナジーパートナーについては、経営合理化努力による利益を親会社の東京電力ホールディングスへ配当するなどして福島第一原発の廃炉費用に充当することが可能である。しかし、東京電力パワーグリッドについては、後述する託送収支の事

図表10 ホールディングカンパニー制に移行した東京電力



(出所) 資源エネルギー庁，2016c，p. 3をもとに筆者作成。

後評価が存在するため、一般送配電事業での経営合理化による利益を東京電力ホールディングスに還元できず、福島第一原発の廃炉費用に充当することはできない。そこで、東京電力パワーグリッドの経営合理化努力による利益を福島第一原発の廃炉費用に充当できるよう、託送収支の事後評価の見直しが検討されることとなった。

## (2) 託送収支の事後評価とその見直し

一般送配電事業では、事業報酬以上の超過利益が生じた場合、その超過利益を託送料金の値下げによって需要家に還元すべきとの考えから、託送収支の事後評価の規定が設けられている。この託送収支の事後評価の規定として、①ストック管理方式による超過利潤の管理、②想定単価と実績単価の乖離率の2つがある。

### ①ストック管理方式による超過利潤の管理

ストック管理方式による超過利潤の管理とは、託送収支において生じた超過利潤または欠損額の累積額を毎年度管理し、超過利潤の累積額が「一定の水準」を超過した場合、現行料金の根拠とした想定原価または想定需要が妥当性を失ったとして、料金の変更命令を発動し、超過利潤を需要家に還元する規定である（資源エネルギー庁、2016b, p.6）。託送収支において生じた超過利潤とは、一般送配電事業の託送供給によって得た託送料金収入から託送料金原価、事業報酬を控除した金額のことである。また、「一定の水準」とは、一般送配電事業者の固定資産の平均帳簿価額に報酬率を乗じて算定した金額のことである。図表11には、ホールディングカンパニー制移行前の東京電力におけるストック管理方式による超過利潤の管理について示している。東京電力における2014年度末の託送収支の超過利潤累積額は179億7,500万円であったが、2015年度は440億3,200万円の欠損額が生じたため、2015年度末の欠損累積額は260億5,700万円となった。この金額は、「一定の水準」額である1,335億8,600万円を下回るため、東京電力に対して託送料金値下げの変更命令は発動されなかった。

図表11 東京電力におけるストック管理方式による超過利潤の管理  
(単位：百万円)

2014年度末の超過利潤累積額	17,975
2015年度の欠損額	△44,032
2015年度末の欠損累積額	△26,057
「一定の水準」額（報酬率 2.9%）	133,586

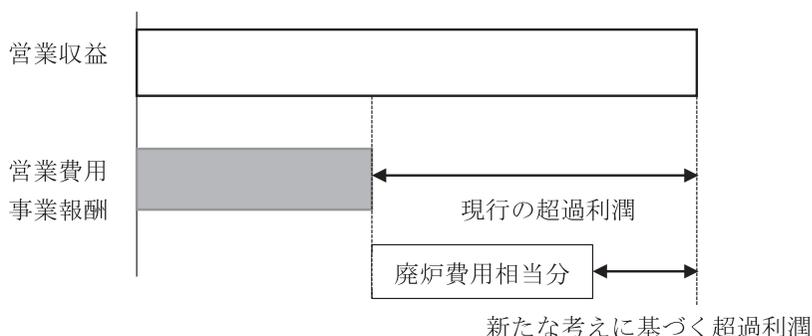
(筆者注) 2016年4月以前の託送収支を表しているため、報酬率は2.9%となっている。

(出所) 資源エネルギー庁、2016b, p.6をもとに筆者作成。

現行のストック管理方式による超過利潤の管理では、一般送配電事業を担う東京電力パワーグリッドが継続的な経営合理化を行い、超過利潤累積額が「一定の水準」を超過した場合、その超過利潤を託送料金の値下げによって需要家に還元しなければならない。そのため、東京電力パワーグリッドが経営合理化によって超過利潤を獲得しても、その超過利潤を福島第一原発の廃炉費用に充てることはできない。そこで、図表12に示されるように、

東京電力パワーグリッドの経営合理化による超過利潤の一部を「廃炉費用相当分」として福島第一原発の廃炉費用に充当でき、その「廃炉費用相当分」を東京電力パワーグリッドの託送費用の実績の中に算入する措置が「中間とりまとめ」において提示された（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，2017，pp.23-24）。この措置により、東京電力パワーグリッドは経営合理化による超過利潤を需要家に還元するのではなく、その一部を福島第一原発の廃炉費用に充当することが可能となる。なお、「中間とりまとめ」において、福島第一原発の「廃炉費用相当分」をどのように算定するかについては示されていない。

図表12 スtock管理方式による超過利潤の管理の見直し案



（出所）資源エネルギー庁，2016c，p.6；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，2017，p.24をもとに筆者作成。

## ②想定単価と実績単価の乖離率

想定単価と実績単価の乖離率とは、一般送配電事業者における託送料金の見積りの単価である想定単価（想定原価÷想定需要量）と実際の単価である実績単価（実績費用÷実績需要量）とを比較し、実績単価が想定単価よりも5%超低い水準になった場合には、一般送配電事業者から現行託送料金の妥当性の説明を求め、その説明に合理性が認められないと判断された際には、託送料金の値下げを要請する規定である（資源エネルギー庁，2016b，p.7）。東京電力の2012年度から2015年度における想定単価と実績単価の乖離率の推移は、図表13に示している。東京電力の実績単価が想定単価よりも低かったのは2013年度のみであり、その乖離率は2.24%と5%を超える水準ではなかったため、託送料金の値

図表13 東京電力における想定単価と実績単価の乖離率の推移

	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
東京電力	3.28%	△2.24%	4.35%	2.53%

（筆者注）想定単価と実績単価の乖離率は、 $(\text{実績単価} \div \text{想定単価} - 1) \times 100$ で算定するため、実績単価が想定単価よりも低くなった場合、乖離率はマイナスとなる。

（出所）資源エネルギー庁，2016b，p.7をもとに筆者作成。

下げは要請されなかった。

現行の想定単価と実績単価の乖離率による事後評価は、東京電力パワーグリッドが経営合理化努力を行うことによって実績単価が下がり、その実績単価が想定単価よりも5%超低い水準となった場合には、託送料金を引き下げなければならない。先のストック管理方式による超過利潤の管理の見直し案では、福島第一原発の「廃炉費用相当分」を東京電力パワーグリッドの託送費用の実績に算入することが示されたが、その見直し案と整合させるため想定単価と実績単価の乖離率の規定についても「中間とりまとめ」において見直しが提示された。「中間とりまとめ」では、実績単価の算定に際して用いる実績費用に福島第一原発の「廃炉費用相当分」を含めることが提示された（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, 2017, p.23）。この措置により、東京電力パワーグリッドが経営合理化を行っても実績単価は低くなりにくくなり、結果として東京電力パワーグリッドの託送料金は従来よりも値下げ機会を失うことになる。

### (3) 託送収支の事後評価と見直し案の問題点

現行のストック管理方式による超過利潤の管理および想定単価と実績単価の乖離率による託送収支の事後評価は、一般送配電事業者が経営合理化を行うことによって実績費用を低く抑え、超過利潤累積額ならびに実績単価が規定の水準に達すれば、需要家は託送料金の値下げの恩恵を受けることができる仕組みとなっている。しかし、一般送配電事業者にとっては、経営合理化を行うことにより営業収益に関わる託送料金の値下げにつながるため、現行の2つの託送収支の事後評価は一般送配電事業者に経営合理化のインセンティブをもたらさないと考えられる<sup>11)</sup>。

一方、「中間とりまとめ」において、東京電力パワーグリッドの経営合理化分を福島第一原発の廃炉費用に充当する見直し案が提示されたが、福島第一原発の「廃炉費用相当分」を託送費用の実績費用に含めることにより、東京電力パワーグリッドの託送収支の超過利潤累積額、想定単価と実績単価の乖離率が値下げ要請の基準に達しなくなり、託送料金の値下げ機会が損なわれる可能性がある。そこで、「中間とりまとめ」では、東京電力パワーグリッドの託送収支の超過利潤累積額、想定単価と実績単価の乖離率の代わりに、他の一般送配電事業者の効率化達成状況によって託送料金の値下げ命令の可否を判断することも併せて提示している（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, 2017, p.24）。具体的には、他の一般送配電事業者の想定単価と実績単価の乖離率の平均が一定の基準を超えている場合、あるいは他の一般送配電事業者の多くが経営効率化に伴う託送料金の値下げ届出を行った場合には、東京電力パワーグリッドにおいても経営効率化によって値下げを行い得る状況にあると判断し、ヒアリングを行った上で託送料金の値下げ命令を出すことを想定している（資源エネルギー庁, 2016c, p.8）。しかし、前述のように経営効率化を行うことによって、一般送配電事業者の収益に直結する託送料金の値下げが要請されるのであれば、他の一般送配電事業者においても経営効率化を実行しようというインセンティブは働かず、積極的に経営効率化を実施しないことも考えられるため、値下げ機会が確保されない可能性がある。その結果、東京電力パワーグリッドの託送料金は高止まりすることになり、東京電力管内の新電力は電気料金を引き下げることができないおそれがある。また、福島第一原発の「廃炉費用相当分」は、東京電力パワーグリッドの経営合理化分から捻出することが提示されたが、東京電力

パワーグリッドの経営合理化が進まない場合、経営合理化分にかかわらず一定額の「廃炉費用相当分」が託送費用の実績の中に算入されることも危惧される。仮にそのような措置が採られた場合、東京電力パワーグリッドの託送料金が値上げされる可能性があるとともに、新電力も託送料金を通じて実質的に「廃炉費用相当分」を負担することになるため、見直し案の実施後の動向も注視していく必要がある。

## 5. 計画より早期に廃炉となった原発の廃炉費用と託送料金による負担

### (1) 廃炉費用に係る会計制度

福島第一原発の事故後、原発のより厳しい安全対策を義務づける新規制基準が2013年7月に施行されるとともに、原発の運転期間を原則40年に制限する制度も同時に導入された（「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第43条の3の32第1項）。この新規制基準を満たさない原発は計画より早期に廃炉となり、従前の会計制度では原子力発電設備の残存簿価を除却損として一括費用計上し、その除却損を小売料金算定のための総括原価方式に算入することはできなかった。また、原子力発電施設解体引当金（以下、解体引当金とする）についても、未引当相当額を特別損失として一括費用計上し、その費用を小売料金算定のための総括原価方式に算入できないことになっていた。しかし、新規制基準を満たさず、計画より早期に原発が廃炉となった場合、原子力事業者はこうした廃炉費用を一括計上し、その費用は巨額となるため、円滑かつ安全な廃炉の実施に支障をきたすおそれがあった。そこで、原子力発電設備の減価償却・償却制度、解体引当金制度が変更されることとなった。

#### ①原子力発電設備の減価償却・償却制度の変更

従前の制度では、計画より早期に原発が廃炉となった場合、廃炉後に原子力発電設備の減価償却は認められなかったが、2013年9月に資源エネルギー庁から公表された報告書（以下、2013年報告書とする）により、廃炉後においても一部の原子力発電設備の減価償却が認められることとなった。2013年報告書では、原子力発電設備を「廃止措置中も電気事業の一環として事業の用に供される設備」と「発電のみに使用する設備」に分け、「廃止措置中も電気事業の一環として事業の用に供される設備」については廃炉後も減価償却の実施を認め、さらにその減価償却費を小売料金算定のための総括原価方式に算入することが可能となった（資源エネルギー庁、2013、p.9）。「廃止措置中も電気事業の一環として事業の用に供される設備」は、原子炉格納容器や原子炉容器など廃炉後も一定期間にわたって放射性物質の施設外への拡散防止や遮へいなどの安全機能の維持が必要となる設備であり、廃炉が着実に行われることが原発による電力供給の大前提になるとの考えから発電と廃炉を一体の事業とみなし、減価償却が認められることとなった（資源エネルギー庁、2013、pp.3-5およびpp.7-8）。

2013年報告書により、原子力発電設備の減価償却制度が変更されることになったが、この会計制度の変更によっても原子力事業者が廃炉を判断した場合、1基当たり210億円程度<sup>12)</sup>の多額の除却損が発生し、原子力事業者の財務状況が悪化するおそれがあった（資源エネルギー庁、2015、p.5）。そのため、原子力事業者は財務会計上の理由から廃炉の判断を先送りにし、廃炉が円滑に進展しない可能性があった。また、廃炉によって除却損を

一括費用計上することによって事業の継続が困難となり、廃炉の着実な遂行や電力の安定供給に支障をきたすおそれもあった（資源エネルギー庁、2015、p.5）。そこで、2015年9月に資源エネルギー庁から廃炉を円滑に進めるための報告書（以下、2015年報告書とする）が公表された。2015年報告書では、2013年報告書において減価償却の対象とされなかった「発電のみに使用する設備」、そして核燃料を資産の新勘定である「原子力廃止関連仮勘定」に振り替え、10年間の定額償却を認めるとともに、その償却費を小売料金算定のための総括原価方式に算入することが可能になった（資源エネルギー庁、2015、pp.6-9）。

このように、2013年報告書および2015年報告書による原子力発電設備の減価償却・償却制度の変更により、計画より早期に廃炉となった原発の原子力発電設備は廃炉後においても引き続き減価償却・償却が可能となり<sup>13)</sup>、原子力事業者はその減価償却費および償却費を小売料金算定のための総括原価方式に算入し、小売料金に含めることによって需要家に負担を求めている。

## ②解体引当金制度の変更

解体引当金制度は1989年5月に創設され、当初は原発1基毎の廃炉に要する総見積額を算定し、それを原子力発電による発電電力量に基づいて当年度の積立額を決定する生産高比例法によって解体引当金の引き当てが行われていた。しかし、この従来の解体引当金制度の下、新規制基準を満たさず長期間運転を停止することになった原発では、発電が行われないため、解体引当金を引き当てることができない。また、計画より早期に廃炉となった原発では、解体引当金の積立不足が生じることとなる。そのため、原発の円滑かつ安全な廃炉の実施に支障をきたすおそれがあった。そこで、2013年報告書では、原発の稼働状況にかかわらず着実に解体引当金の引き当てを進め、各期の引当額を平準化する観点から引当方法を生産高比例法から定額法へと変更し、引当期間を原発の運転期間である40年に安全貯蔵期間の10年を加えた50年とした（資源エネルギー庁、2013、p.10）<sup>14)</sup>。この解体引当金制度の変更により、原発の運転停止中、そして廃炉後においても一定期間、解体引当金を引き当てることができ、その費用を小売料金算定のための総括原価方式に算入することが可能となった。

一方、「中間とりまとめ」では、解体引当金の引当期間および総見積額の見直しが提示されることとなった。引当期間については、安全貯蔵期間に入る前、すなわち廃炉前に解体引当金の引き当てが完了していることが廃炉を円滑に実施する上で適切と考え、原則50年とした引当期間を原則40年に短縮することが適当であるとしている（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、2017、p.26）。これに伴い、2013年報告書に基づいて解体引当金制度が改正された後に廃炉を決定した原発、計画より早期に廃炉となった原発については、解体引当金の未引当相当額を一括して引き当てる必要が生じるため、原子力事業者の財務に影響を与えることになる。そこで「中間とりまとめ」において、一括して発生する引き当て費用を分割して計上する措置が提示された（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、2017、p.27）<sup>15)</sup>。

## (2) 廃炉費用と託送料金

前述の通り、計画より早期に廃炉となった原子力発電設備の減価償却費および償却費、

解体引当金の引き当て費用といった廃炉費用は現在、原子力事業者が着実に費用回収できるよう小売料金算定のための総括原価方式に算入し、小売料金の中に含めて回収している。しかし、小売料金算定のための総括原価方式は、前述の通り2020年以降に撤廃される予定である。そのため、2020年以降は、現行のように廃炉費用を電気料金に含めて回収できない可能性がある。そこで、計画より早期に廃炉となった原発の廃炉費用を着実に回収できる措置について、検討が行われることとなった。

「中間とりまとめ」では、計画より早期に廃炉となった原子力発電設備の減価償却費および償却費について、2020年以降も総括原価方式が残る託送料金の中に含め、託送料金によって原子力事業者が費用回収できる仕組みを利用することが妥当であるとしている（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、2017, p.25）。この方法については、すでに2015年報告書の中で「競争が進展する中においても総括原価方式の料金規制が残る送配電部門の料金（託送料金）の仕組みを利用し、費用回収が可能な制度とする」といった記載があり（資源エネルギー庁、2015, p.10）、2015年報告書以後あらためて検討が行われたとはいえ、結論ありきで「中間とりまとめ」において提示されたようにも映る。

こうして「中間とりまとめ」において、計画より早期に廃炉となった原子力発電設備の減価償却費および償却費を総括原価方式の残る託送料金の中に含め、新電力にも負担を求める方法が提示されることとなった。しかし、計画より早期に廃炉となった原子力発電設備の減価償却費および償却費は本来、発電部門に係る費用であり、送配電部門の料金である託送料金には関係のない費用である。「中間とりまとめ」で提示された方法によれば、小売料金に係る費用を託送料金に付け替えることになり、異なる原価計算対象に費用が割り当てられることになる。この点に関して「中間とりまとめ」では、発電に係る費用の回収に託送料金の仕組みを利用することは例外的な措置と位置付けられるべきであるとしており（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、2017, p.25）、そのように認識しているのであれば、この方法を提示すべきではないであろう。また、原発を計画より早期に廃炉とするか否かは原子力事業者の戦略的意思決定に関わる事項であり、計画より早期に廃炉を決定した場合、当該原子力事業者が廃炉費用を負担すべきである。新規参入事業者である新電力にとって、原子力事業者に係る廃炉費用は何ら関係のない費用であり、そうした廃炉費用を託送料金に含めて新電力にも負担を求める方法は問題があるといえる。「中間とりまとめ」で提示された方法は、電力小売全面自由化に伴って新電力に切り替えた需要家が、過去において計画より早期に廃炉となった原発によって提供された電力を利用していたため、新電力の需要家に対しても廃炉費用の負担を求めたいという趣旨であろう。しかし、新電力に切り替えた需要家は、電力小売全面自由化以前において地域独占にあった旧一般電気事業者しか選択できず、また東日本大震災以降、原発に不信感を募らせたため、電力小売全面自由化を機に新電力へ切り替えている。そうした需要家に対してまでも、原子力事業者に係る廃炉費用の負担を求めるべきではないであろう。計画より早期に廃炉となった原子力発電設備の減価償却費および償却費については、原則として原子力事業者が負担すべきである。

なお、「中間とりまとめ」では、解体引当金の引き当て費用を託送料金によって回収することについては触れていない。しかし、解体引当金の引当期間を原則50年から40年に短縮したことに伴って発生する解体引当金の未引当分は、原子力事業者の財務に影響を及ぼ

すことになる。そのため、解体引当金の引き当て費用についても、計画より早期に廃炉となった原子力発電設備の減価償却費および償却費と同様、託送料金の仕組みを利用して着実に費用回収を図る措置が採られることも考えられるため、今後の動向に注意を向ける必要がある。

## 6. おわりに

本稿では、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を託送料金によって回収しようとする「中間とりまとめ」で提示された負担方法について検討した。

福島第一原発事故に伴う損害賠償については、福島第一原発の事故前に確保すべきであった損害賠償への備えである「過去分」という概念が打ち出され、その一部を託送料金に上乘せすることによって原子力事業者の需要家に追加の負担を求めるとともに、新電力の需要家に対しても負担を求める方法が提案された。福島第一原発の廃炉費用については、「廃炉費用相当分」を託送費用の実績の中に算入することにより、託送料金の値下げ機会を損なうおそれのある案が提示された。計画より早期に廃炉となった原発の廃炉費用については、託送料金に上乘せすることによって引き続き原子力事業者の需要家に負担を求め、新電力の需要家に対しても負担をを求める案が示された。

このように、電気事業では2016年4月からの電力小売全面自由化に伴って、新電力へ契約を切り替えた需要家に対しても、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用の負担を求めようとする託送料金を利用した負担方法が「中間とりまとめ」において提示されることとなった。また、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を算入している現行の小売料金算定のための総括原価方式は2020年以降に撤廃される予定であるため、2020年以降も総括原価方式の規制が残る託送料金の中に原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を含め、多くの需要家から負担を求める方法が提示された。

しかし、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用は、新電力ならびにその需要家に負担を求めべきではないであろう。福島第一原発事故に伴う損害賠償は、新電力が新規参入以前に発生した事象であり、原子力事業者に係る廃炉費用については新電力にとって何ら関係のない費用である。本来、原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用は、原子力事業者とその需要家が負担すべきであり、新電力とその需要家に負担を求めることになれば、損害賠償・廃炉費用の負担に対する責任が曖昧となる。また、「中間とりまとめ」において提示された方法は、原子力事業者の負担を軽減し、電力を利用する多くの需要家に原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用の負担を求め、これを前提とした制度設計となっており、これは電力小売全面自由化の下での競争の中立性を阻害することになる。さらに、総括原価方式の規制が残る託送料金の中に原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を含める「中間とりまとめ」の提示は、需要家に対して原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用を気付かせないように負担させようとする意図が見え隠れし、託送料金算定のための総括原価方式がブラックボックス化するおそれがある。

原子力事業者に係る損害賠償・廃炉費用については、新電力ならびにその需要家に対して負担を求め、原子力事業者とその需要家のみに対し、電気料金とは別個の独立した負担金として電気料金の請求書に明示した上で負担を求め、<sup>16)</sup>

(付記)

本稿は、平成27・28年度商学部研究費（共同研究；「原発の会計—総括原価方式の問題点と今後のエネルギー政策の方向性—」）の研究成果の一部である。

〔注〕

- 1) 旧一般電気事業者とは、2016年の電力小売全面自由化まで発電・送配電・小売事業を一体的に行っていた地域独占の電気事業者のことをいう。北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力の10事業者がこれに該当する。
- 2) 託送料金の改定に際し、値上げ改定の場合は認可制、値下げ改定の場合は届出制となっている。
- 3) 総括原価方式は、サービスの提供に必要な費用を基礎として料金が設定されるため、需要家にとって料金設定の根拠が理解されやすい。また、一般送配電事業者が過度の事業報酬を得て独占価格を設定しないよう、総括原価方式において事業報酬の算定方法を規定することによって需要家の利益を保護する役割を担う。
- 4) 旧一般電気事業者の総原価の算定方法については、高野（2015）を参照されたい。
- 5) 受電用変電サービス費とは、変電設備のうち特別高圧電力の運搬に必要な費用のことである。また、配電用変電サービス費とは、変電設備のうち高圧電力の運搬に必要な費用のことである。
- 6) アンシラリーサービス（ancillary service）費とは、送電ネットワークを常時流れる電力の品質（周波数）の維持に必要な費用のことである。
- 7) 給電費とは、送電ネットワークの安定維持のための監視・制御費用のことである。
- 8) 需要家費とは、託送電力量の検針・料金計算等にかかる費用のことである。
- 9) 原子力事業者のうち、北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、四国電力、九州電力は小売料金算定のための総括原価方式に一般負担金を算入している（資源エネルギー庁、2016e, p.3）。
- 10) 標準家庭（260kWh）における「過去分」の負担額は、月18円となる。
- 11) 託送収支の事後評価は、一般送配電事業者が料金変更命令の発動を避けるべく原価の増加を図る可能性もあり、原価の低減を託送料金に反映させる機能として疑問があるとの指摘もある（消費者委員会公共料金等専門調査会・電力託送料金に関する調査会、2016, p.4）。
- 12) この1基当たり210億円程度の除却損の試算については、2015年7月時点で運転期間が40年を経過した7基の原発に基づいて算定された（資源エネルギー庁、2015, p.3）。
- 13) 2013年報告書および2015年報告書による原子力発電設備の減価償却および償却制度の変更に係る会計上の問題については、金森、2016, pp.179-180およびpp.194-201；高野、2017, pp.82-84においても指摘されている。
- 14) 安全貯蔵期間とは、原発の運転終了から解体が本格化するまでの期間をいう。実際に廃炉となった原発の安全貯蔵期間は日本原子力発電東海発電所で13年、中部電力浜岡原発1、2号機で14年と設定されており、また廃炉費用は早期に回収すべきとの観点から2013年報告書では安全貯蔵期間を10年とした（資源エネルギー庁、2013, p.10）。

- 15) ただし、分割計上する期間については「中間とりまとめ」では触れられていない。
- 16) 高野（2017）では、電気通信事業におけるユニバーサルサービス基金制度を援用した損害賠償・廃炉費用の新たな負担方法の可能性について検討している。

〔参考文献〕

「朝日新聞」2016年12月14日朝刊7面。

—————2017年1月5日朝刊12面。

井手秀樹（2016）「託送料金原価のコスト配分に不透明な点」『エネルギーフォーラム』2月号, pp.72-73。

金森絵里（2016）『原子力発電と会計制度』中央経済社。

—————（2017）「原則に反する託送料上乘せ 電力会社を優遇する制度的問題」『エコノミスト』2017. 2. 7, pp.23-24。

公益事業学会学術研究会・国際環境経済研究所（2015）『まるわかり 電力システム改革キーワード360』日本電気協会新聞部。

経済産業省（2015）「託送供給等約款認可申請に係る査定方針について」。

資源エネルギー庁（2013）「原子力発電所の廃炉に係る料金・会計制度の検証結果と対応策」総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業部会電気料金審査専門小委員会廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ。

—————（2015）「原発依存度低減に向けて廃炉を円滑にするための会計関連制度について」総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ。

—————（2016a）「電力システム改革貫徹に向けた財務会計面の課題」10月5日。

—————（2016b）「原子力事故対応に係る財務会計面の課題」11月2日。

—————（2016c）「福島第一原発の廃炉に充てるための送配電事業の合理化分の扱いについて」11月16日。

—————（2016d）「財務会計WGにおける検討結果」12月9日。

—————（2016e）「自由化の下での原子力事故の賠償への備えに関する負担の在り方について」12月9日。

消費者委員会公共料金等専門調査会・電力託送料金に関する調査会（2016）「電力託送料金に関する調査会報告書」7月。

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（2017）「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ」2月。

醍醐聰（2016）「廃炉コスト転嫁の不条理」『科学』Vol.86 No.11, 巻頭エッセイ。

高野学（2015）「東日本大震災以降の電気事業における総括原価方式の役割」『産業経理』Vol.75 No. 1。

—————（2017）「電気事業における損害賠償・廃炉費用の新たな負担方法の可能性」『会計理論学会』No.31, pp.81-90。

谷江武士（2017）『東京電力一原発事故の経営分析』学習の友社。

中国電力株式会社（2015）「費用の配賦・レートメークについて」11月。

電力取引監視等委員会（2015）「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」12月。

————— (2016)「電力小売の全面自由化について」3月。  
東京電力改革・1F問題委員会 (2016)「東電改革提言」12月20日。  
東京電力株式会社 (2012)「費用の配賦・レートメイク」6月20日。  
東京電力パワーグリッドホームページ「託送料金の算定」(<http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/ryoukin2804-j.pdf> 2017年9月4日閲覧)

## Abstract

Nuclear power operators have been asking their consumers to bear the costs of compensation for damages and decommissioning of reactors incurred since the accident at the Fukushima Dai-ichi Nuclear Power Plant in the form of a surcharge on retail rates. Since there are consumers whose contracts switched from nuclear power operators to new power companies with the full liberalization of retail power implemented in April 2016, however, some consumers are not bearing these compensation and decommissioning costs. In addition, in conjunction with the full liberalization the all-inclusive cost method for calculating retail rates is expected to be eliminated in 2020, making it impossible to pass along the compensation and decommissioning costs relating to nuclear power operators to consumers via surcharges. This has led to proposals to recover all the compensation and decommissioning costs by also having the new power companies and their consumers bear the burden by means of a new burden-sharing method using transmission charges.

This study examines the approach of passing along compensation and decommissioning costs by means of third-party wheeling charges, and identifies the issues with this approach. In addition, I point out how the cost-sharing method using third-party wheeling charges impinges on the neutrality of competition under the full liberalization of retail power, and how the all-inclusive cost methodology for computing third-party wheeling charges makes it into a black box.